



Die Pilotanlagen zur solaren Nahwärmeversorgung mit saisonaler Wärmespeicherung in Friedrichshafen-Wiggenhausen (oben) und Hamburg-Bramfeld (unten) wurden vom *Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) der Universität Stuttgart* initiiert und über die gesamte bisherige Laufzeit wissenschaftlich begleitet. In diesem Bericht werden wesentliche Erkenntnisse aus dem Bau und dem Betrieb der beiden Anlagen im ersten Jahr wiedergegeben.

Beide Wohngebiete sind an eine solare Nahwärmeversorgung angeschlossen. Das Besondere sind die großen Heißwasserspeicher. Überschüssige Sonnenenergie wird im Sommer in diese Betonbehälter eingespeichert und dient im Winter zur Wärmeversorgung der Gebäude.

Die vom technischen Konzept her gleichen Systeme unterscheiden sich in der Größe und in der Bauweise des versorgten Wohngebietes: In Hamburg sind 124 Reihenhäuser, in Friedrichshafen 570 Wohnungen in großen Mehrgeschoßgebäuden an die solare Nahwärmeversorgung angeschlossen. In Friedrichshafen ist bisher erst die Hälfte des Baugebietes realisiert, der zweite Bauabschnitt wird 1999 erfolgen. Tab. 1 gibt einen Überblick zu den beiden Projekten. Weitere Informationen finden sich in /1/.

Während der Bauzeit von Anfang 1995 bis Ende 1996 zeigte sich, daß die Errichtung großer Solarsysteme keine

außergewöhnlichen Schwierigkeiten bereitet. Die aufgetretenen Probleme lagen stets im Rahmen dessen, was bei „normalen“ Bauprojekten oder gar einer Pilotanlage zu erwarten ist.

Die Kollektormontage durch die Firmen *AR-CON*, *Paradigma* und *Wagner* verlief zügig und zur vollen Zufriedenheit der Betreiber. In Hamburg lagen die Kollektoren jedoch wegen Verzögerungen beim Baubeginn des Speichers (es wurde eine zweite Ausschreibung durchgeführt) ein Jahr unbefüllt auf den Dächern. Dadurch waren sie im Sommer unnötig hohen Temperaturen ausgesetzt. Bei zukünftigen Projekten sollte noch mehr auf einen koordinierten Bauablauf geachtet werden.

In beiden Anlagen trat ein Problem auf, das, obwohl bekannt, sehr verbreitet ist: Bei der Druckprobe der Kollektorsteigleitungen in den Gebäuden wurde trotz eindringlicher Warnung durch die Planer nicht sorgfältig genug darauf geachtet,

daß kein Wasser in die Kollektorfelder gelangt. Die Folge: Einige Rohrleitungen trugen bei Frost Schäden davon und Teile der Kollektorfelder mußten ausgetauscht werden. Als Alternative bietet sich für zukünftige Anlagen eine Druckprobe mit Luft oder Stickstoff an.

Beide Wärmespeicher erfüllten von Anfang an eine der wichtigsten Anforderungen: Sie sind wasserdicht! Dies klingt trivial, ist jedoch bei über 2 km Schweißnähten an der Edelstahlauskleidung im Speicherinneren und den Erfahrungen von anderen europäischen Wärmespeicherprojekten nicht selbstverständlich.

Der Speicher in Hamburg liegt über einem gespannten Grundwasserleiter. Um während des Baus ein Durchbrechen der bindigen Bodenschichten unter der Baugrube zu verhindern, mußte der Grundwasserspiegel in dieser Zeit abgesenkt werden. Die abzupumpende Wassermenge lag deutlich höher als erwartet. Dadurch entstanden in diesem Bereich zusätzliche Kosten in Höhe von 184.000 DM. Der Bau des Speichers verzögerte sich um etwa einen Monat.

Um die Decke der Wärmespeicher zu betonieren, benötigt man eine Schalung. Durch Verzicht auf eine separate Holzverschalung wurden diese Kosten eingespart. Statt dessen wurde die Edelstahlauskleidung zuerst aufgebaut und die Decke direkt darauf betoniert /2/. Die Edelstahlauskleidung wurde in beiden Projekten durch die Firma *Noell* ausgeführt. Die Erfahrungen aus dem zuerst gebauten Friedrichshafener Speicher führten zu einem reibungslosen Ablauf in Hamburg.

Die Sicherheits- und Meßtechnik

Solaranlagen fallen unter die Dampfkesseiverordnung (DampfKV) und unterliegen damit dem entsprechenden Genehmigungsverfahren. Große Anlagen mit einem Wasserinhalt größer 50 l (innerhalb einer absperrbaren Einheit) sind in die Gruppe IV der DampfKV eingeordnet, da im Stillstand Temperaturen über 120 °C erreicht werden. Die mit dieser Einstufung verbundenen Auflagen verteuern die Solaranlage sowohl in der Investition wie auch im Betrieb (ständige Überwachung, wiederkehrende Prüfungen durch den Sachverständigen).

Trotzdem sollte die Überdrucksicherung zentral in der Heizzentrale angeordnet und auf Absperrungen und Sicherheitsventile innerhalb der Kollektorfelder verzichtet werden. Aus diesem Grund wurde versucht, zusammen mit Experten von Prüf- und Genehmigungsbehörden eine praktikable Lösung für das Genehmigungsverfahren zu erreichen.

Als Ergebnis der Expertengespräche zu den Genehmigungsverfahren in Ham-

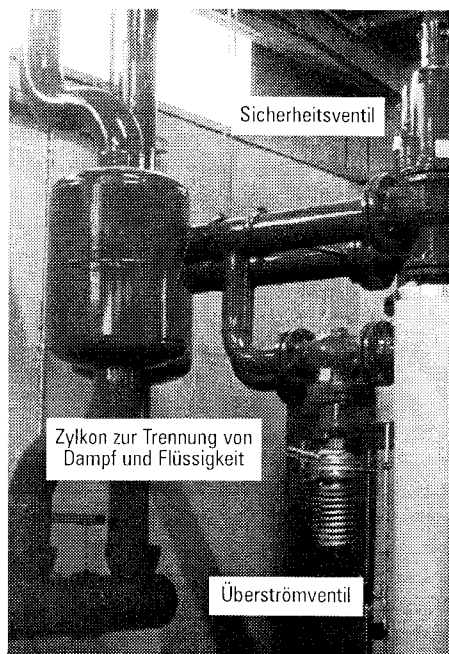


Abb. 1: Sicherheitssystem in Friedrichshafen
 burg und Friedrichshafen werden Solaranlagen gegenwärtig unabhängig vom Inhalt der Kollektorfelder als Dampfkesselanlage mit Heißwassererzeugern der Gruppe III eingestuft.

Entsprechend den Technischen Richtlinien für Dampfkessel (TRD) müssen die in der Anlage eingesetzten Materialien den zu erwartenden Beanspruchungen (Temperatur, Druck) standhalten. Dabei sind insbesondere die im Stillstandsfall auftretenden Beanspruchungen (z. B. Druckspitzen im Kollektor beim Verdampfungsvorgang) zu berücksichtigen. Die eingesetzten Kollektoren müssen eine Bauartzulassung bis zum tatsächlich auftretenden Betriebsdruck (i.d.R. bis 10 bar) besitzen. Auf eine ständige Beaufsichtigung der Anlage und auf wiederkehrende Prüfungen kann verzichtet werden.

In beiden Anlagen wurde, bedingt durch einen Ausfall der Solarkreispumpe bei hoher Sonneneinstrahlung, das Sicherheitskonzept „getestet“. Der sich aufbauende Überdruck wurde durch das Überströmventil (Abb. 1) abgelassen und die Anlagen konnten mit Hilfe der Befülleinrichtung problemlos wieder in den Regelbetrieb gehen.

Vom ITW wurde in beiden Projekten eine umfangreiche Meßwerterfassung aufgebaut. Diese arbeitet unabhängig von der DDC-Regelung. Neben den Temperaturen und Wärmemengen in der Heizzentrale sind ca. 80 Temperaturfühler und Wärmestrommeßplatten in und unter den Wärmespeichern installiert. Dadurch läßt sich das Verhalten der saisonalen Speicher genau erfassen. Bei der Entwicklung des Meßprogramms unter LabVIEW wurde Wert auf eine benutzerfreundliche Darstellung gelegt. Vor Ort findet bereits eine erste Datenauswertung statt.

Erste Betriebsergebnisse

Die Wärmebilanz im Jahr 1997 in Friedrichshafen ist in Tab. 2 dargestellt. Dabei sind die Meßwerte den ursprünglich in der Planungsphase simulierten Werten gegenübergestellt. Die Simulationswerte berücksichtigen nicht die Veränderungen im System, die sich während der Betriebszeit in 1997 ergeben haben (z. B. gingen 500 m² Kollektorfläche erst im März 1997 in Betrieb). Die Simulation wurde mit dem Testreferenzwetter (TRY) für Friedrichshafen und der Auslegungswärmelast durchgeführt.

Die an die Gebäude gelieferte Wärmemenge liegt mit 2.262 MWh um 9 % höher als berechnet (bei annähernd gleicher Gradtagzahl). Teile der Gebäude waren im Frühjahr 1997 noch nicht bezogen (nur Bauheizung), so daß in den kommenden Jahren mit einem noch höheren Wärmebedarf gerechnet werden muß. Dieser Mehrbedarf rührt daher, daß die Wohnfläche gegenüber der Auslegung um 14 % zugenommen hat.

Die von den Sonnenkollektoren gelieferte Wärme (1.080 MWh) liegt etwa 19 % unter den ursprünglich simulierten Werten. Die Jahressumme der Globalstrahlung in der Kollektorebene ist nahezu identisch mit der des Testreferenzjahres. Allerdings war die Einstrahlung im

Jahr 1997 in den Monaten März bis Mai und September bis Oktober deutlich höher und im Juni und Juli deutlich niedriger als im Testreferenzjahr.

Durch die relativ flache Anstellung der Kollektoren (20° gegenüber der Horizontalen) sind die solaren Gewinne in den Sommermonaten am höchsten. Zwei weitere Gründe erklären den niedrigeren Kollektorsertrag: Zum einen sind etwa ein Fünftel der Kollektorfläche (500 m²) erst im März 1997 in Betrieb gegangen (in der Simulation nicht berücksichtigt). Zum anderen liegt die gemessene Übertragungsleistung des Solarwärmeübertragers etwa 20 % unter den in der Ausschreibung geforderten Werten. Hier wird noch eine deutliche Verbesserung erwartet.

Der größte Unterschied zwischen Simulation und Messung zeigt sich bei der ins Wärmeverteilnetz eingespeisten Solarwärme (Vorwärmung) und den Wärmeverlusten des Langzeit-Wärmespeichers. Die Speicherverluste (262 MWh) wirken sich in Friedrichshafen bis zur Fertigstellung des Gesamtsystems besonders stark aus, weil mit dem ersten Bauabschnitt nur die Hälfte der Kollektorfläche, jedoch der Speicher in seiner vollen Größe (und den damit verbundenen größeren Verlusten) errichtet wurde.

		Hamburg	Friedrichshafen
Wohngebiet			
Haustypen		Einfamilienhäuser	Mehrgeschoßgebäude
Wohneinheiten/Gebäude		124/124	570/8
Organisation			
Anlagenbetreiber		Hamburger Gaswerke	Technische Werke Friedrichshafen
Planung	Solaranlage Wärmespeicher Heizzentrale/Netz	ad fontes/Wagner Windels, Tim, Morgen Hamburg Gas Consult	STZ-EGS Schlaich, Bergermann + P. STZ-EGS
Heizzentrale			
Leistung	kW	700	1.650
Solaranlage			
Kollektorfläche	m ²	3.000	5.600
Speichervolumen	m ³	4.500	12.000
Wärmeverteilnetz			
Netzsystem/Leitungslänge	-/m	2-Leiter-System/1.300	2-Leiter-System/400
Heizungsauslegung	°C/°C	60/30	70/40
Hausübergabestationen		Heizungseinbindung direkt, Warmwasser mit WT	Raumheizung und Warmwasser mit WT
Energiebilanz			
<i>(Auslegung, Endausbau)</i>			
Wärmebed. Raumheizung	MWh/a	1.045	2.736
Brauchwasser	MWh/a	396	1.177
Netzverluste	MWh/a	169	193
Gesamtwärmebedarf	MWh/a	1.610	4.106
Solare Nutzwärmeleistung	MWh/a	800	1.915
je m ² Kollektorfläche	kWh/m ² a	268	342
Solarer Deckungsanteil	%	50	47
Kosten			
<i>(Ausschreibungsergebnisse)</i>			
Invest.			
Kollektoren	DM	1.595.000	2.980.000
Wärmespeicher	DM	1.609.000	2.425.000
konv. System	DM	1.533.000	1.543.000
Planungskosten etc.	DM	1.374.000	800.000
Gesamtinvestitionskosten	DM	6.111.000	7.748.000
Wärmepreis (kompl. o. Förderung)	DM/MWh	404	210
Solarer Wärmepreis (o. Förderung)	DM/MWh	502	311

Tab. 1: Technische Daten der beiden solaren Nahwärme-Systeme

Wärmebilanz Friedrichshafen 1997		Messung	Simulation
Einstrahlung in Kollektorebene	kWh/m ²	1.290	1.293
Gradtagzahl in der Heizperiode	Kd	3.687	3.710
Wärmelieferung der Kollektoren	MWh	1.080	1.286
je m ² Kollektorfläche	kWh/m ²	400	476
Einspeisung Solarwärme ins Netz	MWh	475	877
je m ² Kollektorfläche	kWh/m ²	176	325
Wärmeinhalt im Speicher (geg. 1.1. 97)	MWh	343	229
Speicherverluste	MWh	262	180
Wärmemenge gesamt ins Netz	MWh	2.262	2.053
Wärmeverbrauch je m ² Wohnfläche	kWh/m ²	96	88
Wärmelieferung durch Kessel	MWh	1.788	1.176
Gasverbrauch	MWh	1.812	
Kesselnutzungsgrad	%	99	
Solarer Deckungsanteil	%	21	43

Tab. 2: Wärmebilanz des Jahres 1997 in Friedrichshafen

Die Speicherverluste sind im ersten Jahr außerdem so hoch, weil das kalte Erdreich (10 °C bei Betriebsbeginn) zunächst mit aufgeheizt werden mußte.

Der im Vergleich zur Simulation niedrigere Anteil der ins Wärmeverteilnetz eingespeisten Solarwärme (475 MWh) rührt zum Teil daher, daß die Regelung des Vorwärmkreises erst seit November 1997 fehlerfrei funktioniert (der Massenstrom auf der Speicherseite war durch einen Fehler in der DDC-Programmierung erheblich zu niedrig). Weiterhin waren Ende Dezember 1997 343 MWh mehr Wärme im Langzeit-Wärmespeicher als Anfang Januar 1997 (Abb. 2).

Daß diese Wärme nicht ausgespeichert werden konnte, hat zwei Ursachen: Einerseits mußte der Wärmespeicher im ersten Jahr von 20 °C (Januar 1997) aufgeheizt werden. Im eingeschwungenen Zustand wird die Temperatur zu Beginn der Aufheizphase bei etwa 40 °C liegen. Diese „Anfangsinvestition“ (273 MWh) ist unvermeidbar und war vorhergesehen. Ein zweiter Grund für die hohen Temperaturen im Dezember im Wärmespeicher liegt an einer im Mittel deutlich zu hohen Rücklauftemperatur (42 bis 55 °C) aus dem Wärmeverteilnetz. Schuld daran sind die nicht richtig einregulierten Heizungssysteme in den Gebäuden und die noch nicht zufriedenstellend funktionierenden Speicherladesysteme für die Warmwasserbereitung.

Gegenüber der Simulation befindet sich im Dezember 1997 noch 114 MWh mehr Wärme im Langzeit-Wärmespeicher. Es findet also eine Verschiebung der Entladung in die Monate Januar bis März statt. Dadurch wird sich die Bilanz der solar genutzten Wärme verbessern.

In Abb. 3 ist der Verlauf der Temperaturen im Wärmespeicher in Hamburg zu

Ein Ausblick auf 1998

Der Bau der ersten deutschen Pilotprojekte zur Solaren Nahwärme mit saisonaler Wärmespeicherung verlief ohne gravierende Probleme. Die gewonnenen Erfahrungen werden bei zukünftigen Projekten zu Kostensenkungen und einem reibungsloseren Bauablauf führen. Die Betriebsergebnisse im ersten Jahr liegen im Rahmen der Erwartungen.

Nachdem im ersten Betriebsjahr der Schwerpunkt auf der Untersuchung des realen Anlagenverhaltens lag, soll das zweite Betriebsjahr dazu genutzt werden das Verhalten der beiden Solarsysteme zu optimieren. Das Simulationsprogramm wird so an das System angepaßt, daß es das erste Betriebsjahr gut abbildet. Anschließend werden Veränderungen in der Regelung sowie einzelner Systemkomponenten (z. B. Wärmeübertrager, Speicherladesysteme) und deren Auswirkungen auf das System simuliert. Zusammen mit den Anlagenplanern und -betreibern werden dann sinnvolle Er-

sehen. Ausgehend von durchschnittlich 22 °C (Januar 1997) wurde eine maximale Speichertemperatur von 76 °C (August 1997) erreicht. Beim Vergleich mit den Simulationsrechnungen erkennt man, daß zum Jahresende der Speicher noch nicht optimal entladen war. Gegenwärtig liegen die Rücklauftemperaturen im Wärmeverteilnetz im Mittel zwischen 35 und 45 °C.

gänzungen und Änderungen durchgeführt. Der gegenüber den Simulationswerten niedrigere solare Nutzwärmeertrag basiert nicht auf grundsätzlichen Planungs- oder Anlagefehlern, sondern auf in der Startphase üblicherweise auftretenden Anfangsproblemen. Nach der Systemoptimierung werden die Anlagen die in sie gesteckten Erwartungen voll erfüllen.

Boris Mahler, Monika-Ellen Schulz, Erich Hahne

Literatur

- /1/ Mahler, B.; Schulz, M.E.; Hahne, E.: Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage in Hamburg-Bramfeld and Friedrichshafen-Wiggenhausen - First Results of the Monitoring Program. Proceedings ISES Solar World Congress, 1997 Taejon, Korea
- /2/ Reineck, K.; Lichtenfels, A.; Schlaich, J.: Prestressed concrete hot-water tanks for the seasonal storage of solar energy. In: Structural Concrete, Deutscher Beton-Verein e.V.; Mai 1998 (in Vorbereitung); Wiesbaden

Die Autorin und Autoren danken dem BMBF für die Unterstützung bei der wissenschaftlichen Begleitung der beiden Projekte.

Über den Autor (andere siehe S. 34):

Dipl.-Ing. Boris Mahler ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am ITW.

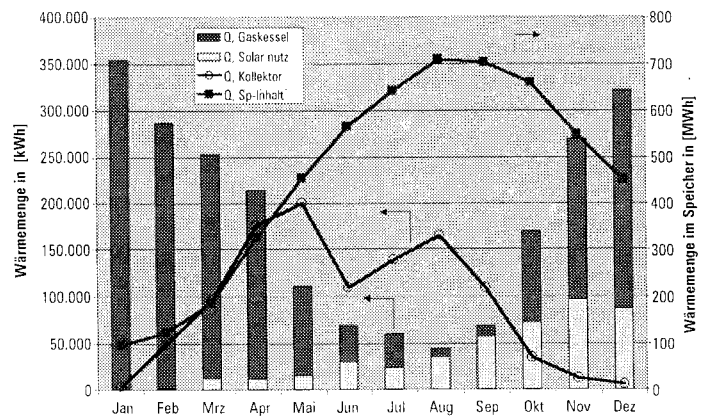


Abb. 2: Monatl. Verlauf der Wärmemengen, 1997 in Friedrichshafen

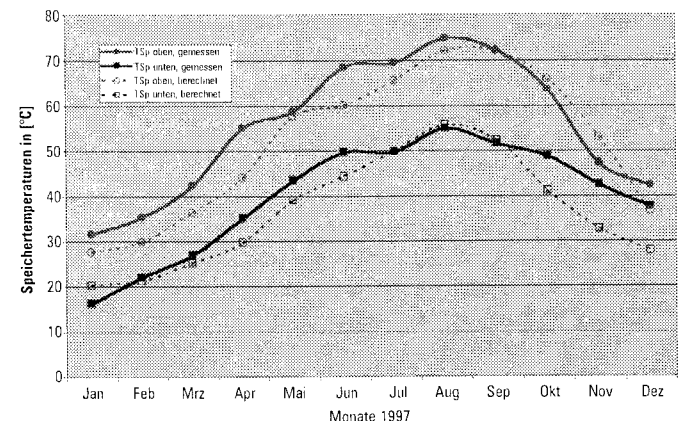


Abb. 3: Temperaturverlauf im Langzeit-Wärmespeicher in Hamburg