

Elmar Bollin | Klaus Huber | Dirk Mangold

Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen



Fraunhofer IRB Verlag

 **BINE**
Informationsdienst

BINE-Fachbuch

Elmar Bollin, Klaus Huber, Dirk Mangold

Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen

BINE-Fachbuch

Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen

Die Autoren:

Elmar Bollin

Klaus Huber

Dirk Mangold

Fachliche Beratung:

Reiner Croy

Herausgeber

 **FIZ Karlsruhe**

Leibniz-Institut für
Informationsinfrastruktur

Fraunhofer IRB  **Verlag**

 **BINE**
Informationsdienst

BINE Informationsdienst berichtet über Themen der Energieforschung: Neue Materialien, Systeme und Komponenten, innovative Konzepte und Methoden. BINE-Leser werden so über Erfahrungen und Lerneffekte beim Einsatz neuer Technologien in der Praxis informiert. Denn erstklassige Informationen sind die Grundlage für richtungsweisende Entscheidungen, sei es bei der Planung energetisch optimierter Gebäude, der Effizienzsteigerung industrieller Prozesse oder bei der Integration erneuerbarer Energien in bestehende Systeme.

Weitere Informationen finden Sie unter: www.bine.info

Für weitere Fragen steht Ihnen zur Verfügung:

Uwe Friedrich (Redaktion)

BINE Informationsdienst, FIZ Karlsruhe, Büro Bonn

Kaiserstraße 185–197, 53113 Bonn

Tel. +49 2 28 9 23 79-0, E-Mail: bine@fiz-karlsruhe.de, www.bine.info

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek:

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über www.dnb.de abrufbar.

ISBN (Print): 978-3-8167-8752-5 | ISBN (E-Book): 978-3-8167-8753-2

Layout: Dietmar Zimmermann | Umschlaggestaltung: Martin Kjer | Herstellung: Tim Oliver Pohl

Satz: Mediendesign Späth GmbH, Birenbach | Druck: DZA Druckerei zu Altenburg GmbH, Altenburg

Alle Rechte vorbehalten.

Dieses Werk ist einschließlich aller seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die über die engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes hinausgeht, ist ohne schriftliche Zustimmung des Fraunhofer IRB Verlages unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen sowie die Speicherung in elektronischen Systemen.

Die Wiedergabe von Warenbezeichnungen und Handelsnamen in diesem Buch berechtigt nicht zu der Annahme, dass solche Bezeichnungen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und deshalb von jedermann benutzt werden dürfen.

Die Inhalte dieses Werkes werden von Verlag, Herausgeber und Autoren nach bestem Wissen und Gewissen zusammengestellt. Eine rechtliche Gewähr für die Richtigkeit der einzelnen Angaben kann jedoch nicht übernommen werden. Es empfiehlt sich, gegebenenfalls für die eigenen Arbeiten die vollständigen Vorschriften oder Richtlinien in der jeweils gültigen Fassung hinzuzuziehen.

Titelbild: Neues Stadtquartier »Am Ackermannbogen«, München; © Landeshauptstadt München

Bilder Umschlagrückseite (von links):

Elmar Bollin; Dirk Mangold; Marstal Fjernwarme, Marstal (Dänemark)

© by FIZ Karlsruhe

Verlag und Vertrieb:

Fraunhofer IRB Verlag

Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau IRB

Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart

Telefon +49 7 11 9 70-25 00

Telefax +49 7 11 9 70-25 08

irb@irb.fraunhofer.de

www.baufachinformation.de

Hinweis zu den Abbildungen: Soweit nachfolgend keine anderen Quellen genannt werden, stammen die Abbildungen von den Autoren.

Vorwort

Der solaren Wärme kommt im künftigen Wärmeenergiemix eine große Bedeutung zu. Die Anzahl der Anlagen muss deutlich ausgebaut, der durchschnittliche Solaranteil an der Wärmebedarfsdeckung eines Gebäudes oder eines Quartiers weiter erhöht und bislang brachliegende Anwendungsfelder müssen systematisch erschlossen werden. Die Breitenförderung konzentrierte sich bislang vor allem auf Solarwärmeanlagen in Ein- und Zweifamilienhäusern; ein Großteil der Solarkollektoren wird hier eingesetzt. Das große Potenzial im Mietwohnungsbereich, in Hotels, Krankenhäusern, Altenheimen, Gewerbebetrieben, aber auch in Wohnsiedlungen und Gewerbegebieten ist dagegen kaum erschlossen. Und dies trotz beachtlicher Fortschritte in der Technologieentwicklung.

Denn die für große solarthermische Anlagen zur solar unterstützten Trinkwassererwärmung entwickelte und in über 50 Pilot- und Demonstrationsanlagen erprobte Systemtechnik ist inzwischen marktreif. Mit dem Forschungsprogramm »Solarthermie-2000« und dem Nachfolge-Förderprogramm »Solarthermie2000plus« unterstützt die Bundesregierung seit 1993 die Entwicklung dieser Technik und den Bau von Demonstrationsanlagen. Daneben widmete sich die Forschung dem Anlagen-Monitoring, der Funktions- und Ertragskontrolle sowie neuen Lösungen in der Solarthermietechnik. Die 2007 erstellte GroSol-Studie des Bundesverbands Solarwirtschaft hatte den Abbau rechtlicher und organisatorischer Markteintrittsbarrieren zum Ziel.

Die solar unterstützte Nahwärme bedeutet den Einstieg in eine dauerhaft zukunftsfähige Wärmeversorgung größerer Liegenschaften oder ganzer Siedlungen. In vielen Szenarien zur künftigen Integration erneuerbarer Energien spielt sie im Wärmemarkt mittel- bis langfristig eine bedeutende Rolle. Ihre technische Umsetzung ist für viele Beteiligte jedoch oft noch Neuland und verursacht moderate Mehrkosten im Vergleich zu konventionellen Nahwärmsystemen.

Die ersten Pilotanlagen solar unterstützter Nahwärmenetze mit saisonalem Wärmespeicher gingen 1996 in Betrieb und haben inzwischen den Nachweis der Funktionsfähigkeit bzw. der Umsetzung im Siedlungsmaßstab erfolgreich erbracht. Den Technologiefortschritt der letzten 15 Jahre für die Behälter-, Erdbecken und Erdsonden-Wärmespeicher fasst die vorliegende Publikation kenntnisreich zusammen und zeigt die derzeitigen Entwicklungslinien auf. Zukunftsperspektiven ergeben sich für große Kollektorflächen zur direkten Einbindung in Fernwärmenetze, für solar unterstützte Nahwärmenetze als Insellösungen und insbesondere für großvolumige Wärmespeicher, die zukünftig nicht nur Solarwärme saisonal speichern, sondern multifunktional genutzt werden, um neben der Wärmeversorgung durch Solarthermie auch die Stromversorgung zu optimieren und abzusichern. Solche »Smart-District-Heating«-Systeme stehen jedoch noch am Anfang.

Vor diesem Hintergrund bietet das BINE-Fachbuch einen fundierten Überblick über Anlagen-technik, Systemauslegung, Wirtschaftlichkeit und ausgewählte Pilotanwendungen für große Gebäude und Wohnsiedlungen. In kompakter Form arbeitet es die Erfahrungen der Förderprogramme »Solarthermie-2000« und »Solarthermie2000plus« auf und widmet sich aktuellen Entwicklungen wie Zukunftsperspektiven.

Autoren des ersten Teils, der sich mit »Solaranlagen in großen Gebäuden« befasst, sind Prof. Elmar Bollin und Klaus Huber vom Lehrstuhl für Gebäudeautomation, Haustechnik und Solartechnik an der FH Offenburg. Der zweite Teil »Solar unterstützte Nahwärme und saisonale

Wärmespeicher« stammt von Dirk Mangold, Institutsleiter von Solites. Ihm oblag die wissenschaftliche Programmleitung für solare Nahwärme und saisonale Wärmespeicher des bundesweiten Förderprogramms Solarthermie2000plus.

FIZ Karlsruhe
BINE Informationsdienst

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	5
Teil 1 Solaranlagen in großen Gebäuden und im Geschosswohnungsbau	11
1 Grundlagen solarthermischer Energienutzung in großen Gebäuden und im Geschosswohnungsbau	13
1.1 Charakteristik großer Solarthermie-Anlagen	14
1.2 Unterschiede zu anderen regenerativen Wärmeversorgungssystemen	15
1.3 Solarthermie-Anlagen in der Energieeinsparverordnung (EnEV)	16
1.4 Ergebnisse der Marktstudie zu großen Solarwärmeanlagen (GroSol)	18
2 Systemtechnik großer Solarthermie-Anlagen	21
2.1 Solare Vorwärmesysteme	21
2.2 Besonderheiten beim Betrieb solarthermischer Systeme	23
2.3 Nützliche Werkzeuge bei Planung und Betrieb solarthermischer Großanlagen	26
3 Anlagentechnik	33
3.1 Kollektorbauarten und Kollektorfelder	33
3.2 Speichersysteme	36
3.3 Wärmeübertrager	39
3.4 Wärmetransportmedium	41
3.5 Legionellenschutz-Schaltung	42
3.6 Sicherheit solarthermischer Anlagen	43
4 Solarthermische Anwendungen in Gebäuden	47
4.1 Trinkwassererwärmungssysteme	47
4.2 Empfehlungen für die Auslegung solarer Trinkwarmwassersysteme	53
4.3 Anlagen zur kombinierten Trinkwassererwärmung und Gebäudeheizung (Kombianlagen)	56
5 Wirtschaftlichkeit solarthermischer Großanlagen	59
5.1 Methodischer Ansatz zur Untersuchung der Wirtschaftlichkeit	59
5.2 Kosten und Erträge	60
5.3 Solare Nutzwärmekosten im Vergleich	62
6 Ausgewählte Anlagenbeispiele	65
6.1 Trinkwarmwasser-System mit Vorwärmespeicher – Freiburg Wilmersdorfer Straße	65
6.2 Frischwassersystem: Trinkwassererwärmung ohne Vorwärmespeicher in Freiburg-Vauban	69

6.3	Anlagen zur kombinierten Trinkwassererwärmung und Gebäudeheizung (solar unterstützte Nahwärmeversorgung), Holzgerlingen	73
6.4	Vergleichende Betrachtung großer solarthermischer Anlagen.	77
Teil 2 Solar unterstützte Nahwärme und saisonale Wärmespeicher	83	
7 Solar unterstützte Nahwärme	85	
7.1	Einleitung und Begriffe	85
7.2	Systemübersicht	86
8 Komponenten solarer Nahwärmesysteme	91	
8.1	Kollektorfeld und Solarkreis	91
8.2	Systemeinbindung	91
8.3	Saisonale Wärmespeicher	93
8.4	Multifunktions-Wärmespeicher	95
9 Ausgewählte Pilotanlagen	97	
9.1	Systeme zur solaren Vorwärmung	97
9.2	Solar unterstützte Nahwärme mit Kurzzeit-Wärmespeicher in Neckarsulm	98
9.3	Übersicht der Pilotanlagen mit saisonalem Wärmespeicher	99
9.4	Solar unterstützte Nahwärme mit saisonalem Wärmespeicher »Am Ackermannbogen« in München	103
9.5	Solar unterstützte Nahwärme mit saisonalem Wärmespeicher »Hirtenwiesen II« in Crailsheim	110
10 Planungshinweise	121	
10.1	Entwicklungsstand der Teilsysteme	121
10.2	Große Kollektorfelder für solar unterstützte Nahwärmesysteme	123
10.3	Saisonale Wärmespeicher	126
10.4	Systemsimulation und -dimensionierung	129
10.5	Rechtliche Aspekte der Realisierung von Pilotanlagen	130
11 Wirtschaftlichkeit und Perspektiven solarer Nahwärmesysteme	133	
11.1	Wirtschaftlichkeit und Kosten	133
11.2	Perspektiven	135
Serviceteil	139	
12 Zitierte Literatur und Abbildungsverzeichnis	141	
12.1	Zitierte Literatur	141
12.2	Abbildungsverzeichnis	142

13	Forschungsvorhaben der Bundesregierung	145
13.1	Forschungsvorhaben im Rahmen des Förderprogrammes Solarthermie-2000, TP 2 »Große Solaranlagen«	145
13.2	Forschungsvorhaben im Rahmen des Förderprogrammes Solarthermie-2000, TP 3 »Solar unterstützte Nahwärme« und Solarthermie2000plus	150
14	Weiterführende Literatur	155
14.1	Literatur	155
14.2	Sonstige, von den Autoren empfohlene Literatur und Internet-Links	156
14.3	BINE Informationsdienst	157
15	Autoren	159

Teil 1 | Solaranlagen in großen Gebäuden und im Geschosswohnungsbau

1 Grundlagen solarthermischer Energienutzung in großen Gebäuden und im Geschosswohnungsbau

Solare Strahlung ist die Grundlage für das Leben auf der Erde. Die Photonen der Sonnenstrahlung liefern die Energie für das Wachstum der Pflanzen und den Antrieb der atmosphärischen Prozesse. Heute nutzen wir die Solarstrahlung vermehrt für die Energieversorgung im Rahmen der nachhaltigen Energiewirtschaft. Die Solarthermie wandelt mit Hilfe von Sonnenkollektoren die solare Strahlung in Nutzwärme um. Dabei lässt sich in den Kollektoren das gesamte Energieangebot der Sonne nutzen. Kollektornutzungsgrade von bis zu 60 % sind möglich. In Deutschland schwankt das solare Strahlungsangebot zwischen Sommer und Winter um einen Faktor von bis zu sechs. Solarthermische Anlagen werden deshalb in der Regel für die Einstrahlungsbedingungen im Sommer und in den Übergangszeiten ausgelegt. In den schwach bestrahlten Wintertagen muss in der Regel ein Zusatzheizsystem die Wärmeversorgung vorrangig übernehmen.



■ **Abb. 1:** Ansicht des Studentenwohnheims Freiburg-Vauban mit dachintegrierter Kollektorfläche zur solaren Trinkwassererwärmung

1.1 Charakteristik großer Solarthermie-Anlagen

Große Solarthermie-Anlagen grenzen sich ab zu sogenannten Kleinanlagen, wie sie heute zu Hunderttausenden auf Privathäusern (in der Regel Ein- und Zweifamilienhäuser) zu finden sind. Großanlagen versorgen Hotels, Wohnheime, Wohnsiedlungen und Mehrfamilienhäuser mit Wärme für die Gebäudeheizung und Trinkwassererwärmung aus der regenerativen Energiequelle Sonne. Sie sind auch auf Verwaltungsgebäuden und Produktionsanlagen zu finden, wo sie die Gebäudeklimatisierung unterstützen oder Prozesswärme zum Brauen von Bier oder zur Lufttrocknung bereitstellen.

Nicht zu verwechseln sind die hier beschriebenen großen Solarthermie-Anlagen mit solarthermischen Systemen zur Bereitstellung von Antriebsenergie für Kraftwerksprozesse, den sogenannten CSP Anlagen (Concentrated Solar Power). In der Regel handelt es sich dabei um konzentrierende Systeme, die in sonnenstarken Regionen eingesetzt werden und mit direkter Solarstrahlung Prozesstemperaturen weit über 100°C erreichen. Große Solarthermie-Anlagen, wie sie in Deutschland eingesetzt werden, stellen meist Wärme im Niedertemperaturbereich also bis 80°C bereit. Hierfür werden bei Anwendungen zur reinen Trinkwassererwärmung bis 60°C zumeist Flachkollektoren eingesetzt, für die Heizungsunterstützung auch häufig Vakuumröhrenkollektoren. Für Prozesswärme bei 80°C, wie sie für die Lufttrocknung oder den Antrieb thermischer Kältemaschinen benötigt wird, sind Vakuumröhrenkollektoren die Regel.

Charakteristisch für große Solarthermie-Anlagen ist, dass die erzeugte Solarwärme rationeller genutzt werden kann als in Kleinanlagen auf Ein- und Zweifamilienhäusern. Denn bei großen Anlagen ist die Energienutzung besser sichergestellt. So ist beim Einsatz in Krankenhäusern und Mehrfamilienhäusern eine größere Zahl von Nutzern angeschlossen, die dafür sorgt, dass längere Zeiten ohne Wärmeverbrauch minimiert sind. Das zumeist vorhandene Zusatzheizsystem (z. B. ein Gaskessel) sorgt als Backup-System dafür, dass die Grundversorgung mit Wärme garantiert ist. Die solare Anlage kann dann so bemessen werden, dass die Kollektoren optimal ausgelastet werden und somit ein maximaler Solarertrag gewährleistet ist. Kleinanlagen werden dagegen oft großzügiger ausgelegt, sodass das Backup-System im Sommer über längere Zeit abgeschaltet werden kann. Damit erreichen große Solarthermie-Anlagen eine verbesserte Wirtschaftlichkeit und können mit fossilen befeuerten Energiesystemen konkurrieren.

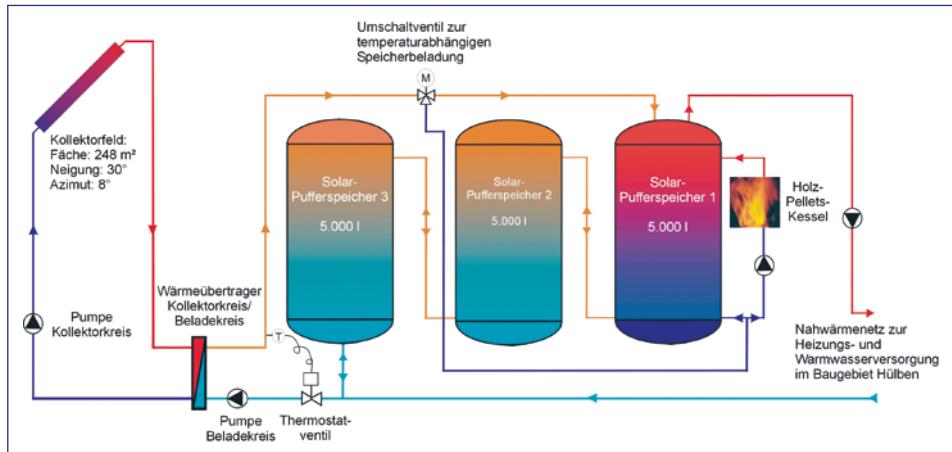
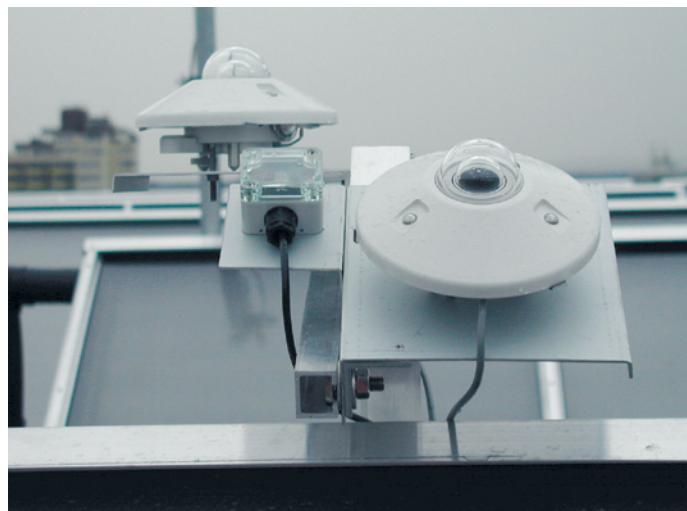


Abb. 2: Vereinfachtes Schema zur Einbindung des Kollektorfeldes mit Pufferspeicher bei der solarunterstützten CO₂-neutralen Nahwärmeversorgung des Neubaugebiets Hülben in Holzgerlingen

■ **Abb. 3:** Messgeräte für das Monitoring der solaren Strahlungsleistung horizontaler und geneigter Flächen, wie sie im Messprogramm für das Förderprogramm Solarthermie2000plus eingesetzt wurden



Allerdings erfordert diese optimierte Betriebsweise auch eine kontinuierliche Qualitätssicherung. Durch eine Funktionskontrolle und Ertragsbewertung (VDI 2169) muss sich der Betreiber regelmäßig über die volle Funktionsfähigkeit seiner Solaranlage informieren, um Störungen und Schwachstellen frühzeitig erkennen zu können. Da solarthermische Anlagen in der Regel mit konventionellen Kesselanlagen gekoppelt sind, bemerkt der Nutzer die Störung im Solar-System nicht, Gebäudeheizung und Trinkwasser werden in jedem Fall warm. Nur durch ein Beobachtungssystem können Fehlfunktionen, die zu Mindererträgen in den Solaranlagen führen, erkannt und behoben werden.

1.2 Unterschiede zu anderen regenerativen Wärmeversorgungssystemen

Große Solarthermie-Anlagen stehen heute im Wettbewerb mit weiteren regenerativen Wärmeerzeugern sowie mit Anlagen zur rationellen Energienutzung. Zu den Letzteren gehören Wärmepumpensysteme, die aus dem Wärmepotenzial des Erdreichs, des Grundwassers oder der Umgebungsluft Energie gewinnen können und mithilfe mechanischer Antriebsenergie Wärme für Heizzwecke bereitstellen. Ebenso kommt die Kraft-Wärme-Kopplung durch Blockheizkraftwerke (BHKW) verstärkt zum Einsatz. Diese Art der Stromerzeugung soll bis 2020 25 % der deutschen Stromversorgung decken. Die Abwärme des BHKW konkurriert hier direkt mit der solaren Wärmebereitstellung aus großen Solarthermie-Anlagen.

Weitere konkurrierende Wärmeversorgungssysteme sind Holzhackschnitzel-Heizanlagen sowie die Versorgung mit Biogas aus dem Gasnetz. Sie lassen sich jedoch primär als regenerativer Beitrag zur Deckung der Grundlast oder des Backup-Systems betrachten. Durch die verbesserten Einspeisebedingungen für photovoltaisch erzeugten Strom sowie durch die erheblichen Preisreduktionen für PV-Anlagen kommt es auf Deutschlands Dächern verstärkt zu Konkurrenzsituationen bei der Dachausnutzung. Es zeichnet sich jedoch ab, dass auch die Photovoltaik in naher Zukunft verstärkt zur Eigenstromerzeugung genutzt werden wird. Solarthermische Anlagen dienen in der Regel der Eigennutzung. Ihre thermische Energie wird in die jeweils vorhandene Haustechnik eingespeist. Der mit Photovoltaik erzeugte Strom sollte auch zukünf-

tig im Haus verstärkt zur Bereitstellung von Antriebsenergie und Beleuchtung genutzt werden. Dadurch können sich PV und Solarthermie zukünftig bestens ergänzen.

Große Solarthermie-Anlagen müssen so gebaut sein, dass sie Schwankungen beim Solarenergieangebot und beim Energieverbrauch einer Liegenschaft oder eines Gebäudes ausgleichen können. Sie verfügen deshalb in der Regel über thermische Speicher, die den Tagesbedarf eines Gebäudes bevorraten und so Verschiebungen zwischen solarem Angebot und Energiebedarf im Gebäude ausgleichen können. Die Energienutzung ist eng mit der Energiebereitstellung in den Kollektoren gekoppelt. Dadurch können sich Temperaturniveaus und Massenströme direkt auf den Betrieb der Kollektorsysteme auswirken. Es bedarf einer sorgfältigen planerischen Abstimmung, um eine für den jeweiligen Anwendungsfall exakt bemessene Solaranlage zu konzipieren und im Detail auszulegen. Die Solarthermie-Anlage von der Stange wird es bei Großanwendungen nur in klar definierten Anwendungsbereichen wie typisierten Wohngebäuden einer Siedlungsgesellschaft geben.

1.3 Solarthermie-Anlagen in der Energieeinsparverordnung (EnEV)

Die Energieeinsparverordnung EnEV wurde 2002 einführt. Sie dient dazu, die energetische Qualität von Gebäuden einschließlich der Nutzung regenerativer Energiequellen zu beschreiben. Derzeit ist die Fassung von 2009 gültig, eine Neufassung als EnEV 2012 liegt erst als Entwurf vor.

Das EnEV-Verfahren ermöglicht die integrale Planung von Gebäuden und führt dabei den baulichen Wärmeschutz und die Anlagentechnik zur Gebäudeheizung zusammen. Beachtlich ist, dass dieses Verfahren deutlich größere Freiräume bei der Gestaltung energiesparender Maßnahmen in Gebäuden mit sich bringt als in der Vergangenheit. Insbesondere bietet es neue Ansätze für die Integration solarthermischer Anlagen und erlaubt die Gegenrechnung von baulichen und anlagentechnischen Maßnahmen. Dabei steht der Primärenergieaufwand im Vordergrund. Damit ist derjenige Energieaufwand gemeint, der außerhalb der Gebäudesystemgrenze für die Gewinnung, Umwandlung und Verteilung der benötigten Brennstoffe be-

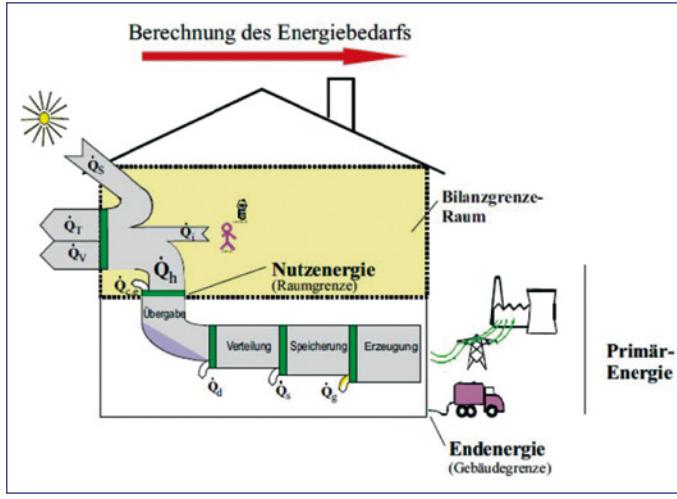


Abb. 4: Darstellung des Energieflusses zur Berechnung des Energiebedarfs nach EnEV unter Berücksichtigung des Primärenergieaufwands zur Bereitstellung der Nutzenergie im Gebäude

nötigt wird. Mithilfe der Anlagenaufwandszahl e_p kann der Gesamt-Jahresheizbedarf (Summe aus Heizung \dot{Q}_h und Trinkwarmwasser \dot{Q}_w) eines Gebäudes auf den Primärenergieaufwand \dot{Q}_p umgerechnet werden.

Die EnEV legt die Höhe des zulässigen Primärenergiebedarfs \dot{Q}_p eines Gebäudes fest. Der Planer muss dann nachweisen, dass mit der eingesetzten Anlagentechnik, dem Wärmeschutz und dem verwendeten Energieträger die zulässigen Werte nicht überschritten werden. Der Jahresprimärenergiebedarf \dot{Q}_p ergibt sich dabei aus einer Multiplikation des jährlichen Gebäudewärmebedarfs für Heizung \dot{Q}_h und Warmwasser \dot{Q}_w mit der sogenannten Anlagenaufwandszahl e_p :

$$\dot{Q}_p = (\dot{Q}_h + \dot{Q}_w) \cdot e_p$$

Für die Berücksichtigung der Solartechnik im Gebäude ist nun entscheidend, dass der Primärenergiebedarf \dot{Q}_p durch eine Senkung der Anlagenaufwandszahl e_p , die sich nach DIN V 4701-10 berechnet, reduziert werden kann. Die Norm bietet dafür drei Berechnungsverfahren an:

- Das Diagrammverfahren,
- das Tabellenverfahren,
- das detaillierte Berechnungsverfahren.

Für das Diagrammverfahren sind in DIN V 4701-10 bzw. im dazugehörigen Beiblatt 1 zahlreiche Anlagendiagramme für die solare Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung enthalten [1]. In Abb. 2 ist lt. Beiblatt zur DIN V 4701-10 beispielhaft die schematische Darstel-

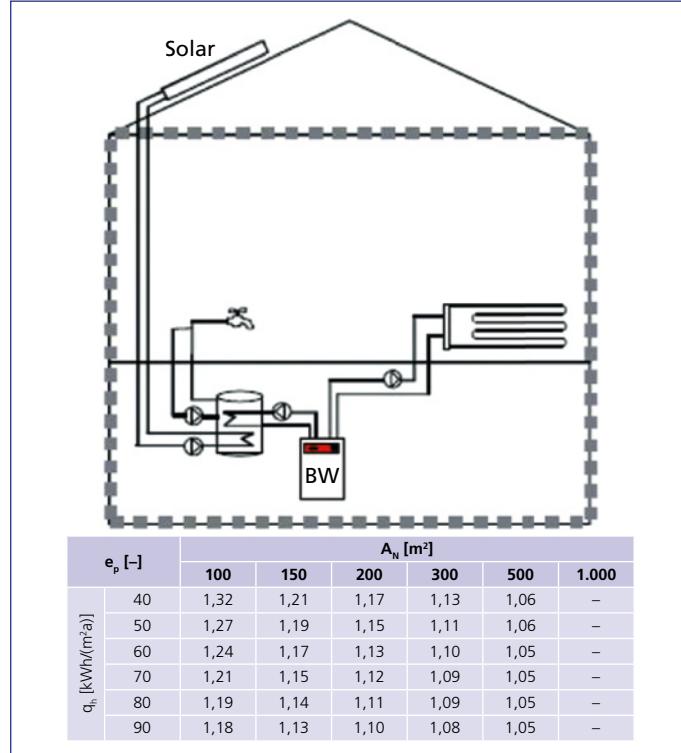


Abb. 5: Heizanlage mit Brennwertkessel und solarer Trinkwasserbereitung mit Zirkulation.

Mit der Wertetabelle lässt sich die Anlagenaufwandszahl e_p in Abhängigkeit von der Gebäudenutzfläche A_N und dem spez. Jahresheizwärmebedarf q_h bestimmen.

lung für eine Heizanlage mit Brennwertkessel und solarer Trinkwasserbereitung mit Zirkulation aufgeführt. Anhand einer Tabelle kann in Abhängigkeit von der Gebäudenutzfläche A_N und dem spez. Jahresheizwärmebedarf q_h die Anlagenaufwandszahl e_p ermittelt werden. Mithilfe der so bestimmten Anlagenaufwandszahl e_p kann nun der maßgebliche jährliche primäre Gebäudewärmeverbrauch \dot{Q}_p ermittelt werden.

Bei Anlagen mit Gebäudenutzflächen A_N über 1.000 m² empfiehlt sich das detaillierte Berechnungsverfahren nach DIN V 4701. Hierzu können Ergebnisse anerkannter Simulationsprogramme wie z. B. T*SOL, Polysun oder TRNSYS herangezogen werden. Dadurch ergeben sich in der Regel bessere Anlagen-Aufwandszahlen, da sich die Standardwerte am unteren Markt-niveau orientieren.

1.4 Ergebnisse der Marktstudie zu großen Solarwärmeanlagen (GroSol)

Die im Jahr 2007 im Auftrag des Bundesverbandes für Solarwirtschaft (BSW) und des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) durchgeführte GroSol-Studie hatte die Aufgabe, in Deutschland den Markt, die Akteure und die Technik von großen Solarwärmeanlagen zu untersuchen. Entsprechend wurden Anlagen mit Kollektorflächen größer 20 m² untersucht, die nicht auf Ein- und Zweifamilienhäusern installiert waren [2]. Dabei ergab eine Analyse der Daten aus dem Marktanreizprogramm der Jahre 2001–2006, dass 95,3 % der Kollektoren in Anlagen mit Kollektorflächen kleiner 30 m² auf Ein- und Zweifamilienhäusern installiert waren. Lediglich 3 % der Anlagen gehörten zu der untersuchten Zielgruppe.

Erste Erkenntnis der »GroSol-Studie«: Der Anwendungsbereich Solarwärme für Mehrfamilienhäuser liegt weitgehend brach, obwohl sich 54 % aller Wohnungen in Mehrfamilienhäusern befinden.

Auch im Bereich Gewerbe, Industrie und öffentliche Gebäude waren außer einigen Pilot- und Demonstrationsanlagen kaum Solarkollektoren im Einsatz. Wichtigste Ursache hierfür ist das sogenannte Investor-Nutzer-Dilemma im Bereich der Mehrfamilienhäuser: Der Investor ist



Abb. 6: Ansicht des Kollektorfeldes der solarunterstützten NahwärmeverSORGUNG des Neubaugebiets Hülben in Holzgerlingen

nicht gleichzusetzen mit dem Nutzer der Solarwärme. Nach der gültigen Heizkostenverordnung darf der Investor den Mietern die solar erzeugte Wärme nicht in Rechnung stellen. Daraus steckt die Idee, dass für die Bereitstellung der Wärme keine Kosten für die Primärenergie – in diesem Fall die Sonne – anfallen; also dafür auch keine Kosten abgerechnet werden dürfen.

Im gewerblichen Bereich steht vor allem die mangelnde Wirtschaftlichkeit von Solarthermie-Anlagen im Wege. Hohe Investitionskosten erfordern zudem eine sorgfältige Anlagenplanung. Über eine dauerhafte Ertragskontrolle müssen deshalb hohe solare Erträge während der gesamten Betriebszeit von bis zu 25 Jahren sichergestellt werden. Im Gewerbe werden jedoch Amortisationszeiten zwischen 2 und 16 Jahren gefordert. Zudem wird in der »GroSol-Studie« die Unerfahrenheit der beteiligten Planer, Installationsfirmen und Betreiber mit der neuen Technik als Hemmnis aufgeführt.

Die »GroSol-Studie« attestiert allerdings der vorhandenen Technik beste Funktionalität und hohe Erträge. Die mangelnde Standardisierung und oft fehlende Erfahrung der Planer und Installateure führen jedoch zu Defiziten bei der Realisierung. Abschließend empfiehlt die Studie die Ausbildung und Qualifizierung aller an Planung, Installation und Betrieb Beteiligten. Mit Hilfe von Informationskampagnen [3] soll verstärkt auf das ruhende Potenzial von Solarthermie-Großanlagen in Deutschland hingewiesen werden.

2 Systemtechnik großer Solarthermie-Anlagen

Bei der Konzeption und Planung großer solarthermischer Anlagen kommt es darauf an, die solaren Systemkomponenten effizient mit dem vorhandenen konventionellen Heizsystem zu koppeln. Beide Systeme, die solare und die konventionelle Energiebereitstellung, sollten sich optimal ergänzen. Ziel des Einsatzes solarer Wärmesysteme ist es, fossile Energieträger bei der Wärmebereitstellung zu ersetzen und damit unter anderem so wenig CO₂-Emissionen wie möglich freizusetzen. Das Solarsystem konkurriert hierbei mit anderen Maßnahmen zur CO₂-Minderung. Deshalb muss es wirtschaftlichen Vergleichen standhalten.



Abb. 7: Ansicht des Wohngebäudes des Familienheimes Freiburg Baugenossenschaft e. G. in der Wilmersdorfer Straße in Freiburg, mit den auf dem Dach aufgeständerten Flachkollektoren und einer PV-Fassade.

2.1 Solare Vorwärmesysteme

Die Forderung nach Wirtschaftlichkeit bedeutet für die Planung solarer Großanlagen, dass ihre Systemkomponenten so effizient wie möglich betrieben werden müssen. Aus den Untersuchungen solarthermische Anlagen wissen wir, dass ein Kollektorfeld umso effizienter arbeitet, je geringer die Kollektor-Betriebstemperatur ist. Daraus folgt für den Anlagenbetrieb, dass bei der Nutzenübergabe (Trinkwarmwassersystem, Gebäudeheizung) das Solarsystem mit möglichst niedrigen Betriebstemperaturen beaufschlagt wird. Dabei übernimmt das solare System in der Regel nur einen Teil der gesamten Energiebereitstellung.

Ziel der Anlagenplaner jedoch auf hohe solare Deckungsanteile ab, so nimmt er in der Regel in Kauf, dass die Anlage eher zu groß dimensioniert ist, was mit Nachteilen verbunden ist:

1. Im Auslegungsfall (bei Trinkwasseranlagen im Sommer) wird tagsüber zuviel Solarwärme erzeugt und im Pufferspeicher zwischengelagert. Das Überangebot an Solarwärme bedeutet, dass der Pufferspeicher zu Beginn des Folgetages nicht vollständig abgekühlt ist. Dies hat zur Folge, dass die mittlere Speichertemperatur ansteigt und Speicherverluste und Kollektorverluste überproportional zunehmen. Niedrige mittlere Pufferspeichertemperaturen

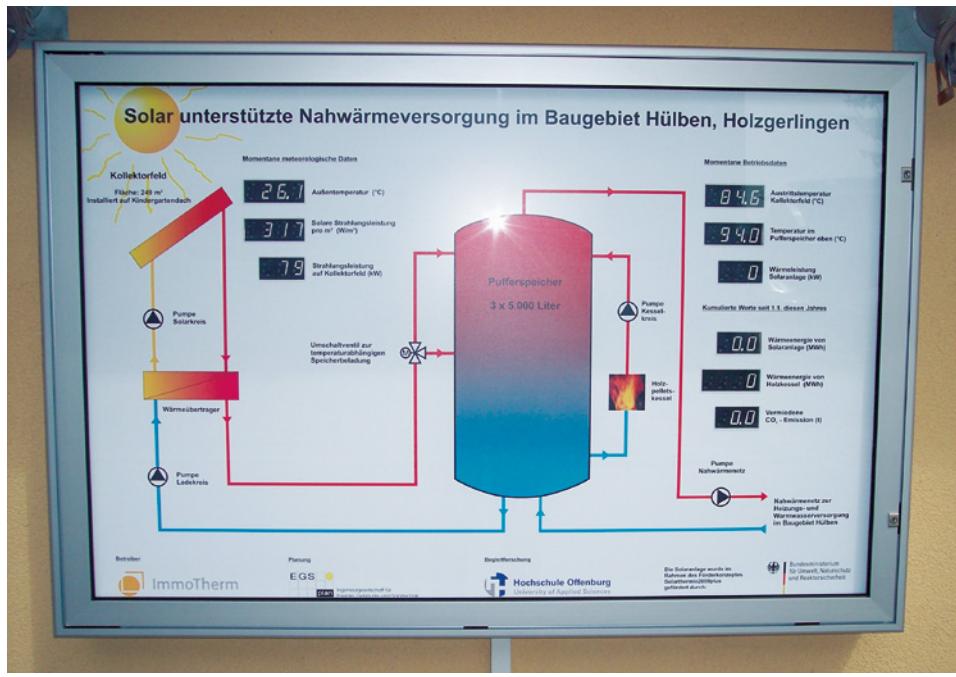


Abb. 8: Anzeigetafel mit vereinfachtem Anlagenschema und Online-Daten der Solaranlage zur Nahwärmeversorgung in Holzgerlingen.

sind auch Indikator dafür, dass das System in der Lage ist, die solarproduzierte Wärme sukzessive dem Nutzer zuzuführen, d. h., die »Energie abfließen« zu lassen.

- Bei Überdimensionierung kommt es jedoch häufig zum Anlagenstillstand: Der Pufferspeicher ist maximal geladen und kann keine Energie mehr aufnehmen. Das Kollektorfeld wird nicht mehr durchströmt und geht in Stillstand. Diese Stillstands- oder Stagnationszustände sind beherrschbar, aber unerwünscht. Sie beanspruchen das solare System extrem; vor allem tragen sie nicht zur Energiegewinnung und Substitution fossiler Energieträger bei.

Das Prinzip der solaren Vorwärmung versucht nun, diese unerwünschten Betriebszustände zu vermeiden und zielt darauf ab, bei geringen solaren Deckungsanteilen, das Kollektorfeld möglichst optimal auszulasten. Der Pufferspeicher hat hier die Funktion eines Zwischenspeichers, der den Solarkreis und den Nutzerkreis energetisch und hydraulisch entkoppelt. Maximale Temperaturen in den Pufferspeicher treten dabei nur in Ausnahmefällen auf, da die Energie möglichst ohne längeren Zwischenaufenthalt im Puffer den Nutzer erreicht.

Der Name »Vorwärmung« röhrt von der knappen Auslegung des Solarsystems her. Da das Solarsystem quasi dem konventionellen System vorgeschaltet ist, wird es immer einen Anteil zur Erwärmung des Trinkwassers, den solaren Deckungsbeitrag, übernehmen. Je nach Tages-Einstrahlung und Tages-Bedarf mehr oder weniger. Dies drückt sich bei solaren Trinkwassersystemen in einer Temperaturerhöhung des Trinkwarmwassers aus. Das nachgeschaltete konventionelle Heizsystem sichert die Zuverlässigkeit der Wärmebereitstellung.

Abb. 9 und 29 zeigen den Aufbau einer großen Solaranlage zur Trinkwassererwärmung. Die systemisch klare Trennung zwischen solarem und dem meist bereits vorhandenen konventio-

nellen Anlagenteil ermöglicht auch eine klare Unterteilung in *konventionell* und *solar* bei Kalkulation, Planung und Betrieb dieser Art von Systemen. Die Vorwärmung oder Vorschaltung der solaren Anlage vor der konventionellen Zusatzheizung erfüllt aber zugleich eine weitere Bedingung für einen optimalen Betrieb des Solarsystems: Der solare Anlagenteil wird mit den niedrigsten Temperaturen aus dem Trinkwarmwassersystem beaufschlagt und kann so bei niedrigen Kollektor-Betriebstemperaturen arbeiten.

Die Vorwärmelanlage mit geringem solarem Jahres-Deckungsanteil (bei Großanlagen zur Trinkwarmwasserbereitung werden hier 20 % bis max. 40 % solarer Zapfdeckungsanteil empfohlen) ist daher bestens ausgelastet und arbeitet bei idealen Betriebstemperaturen das ganze Jahr über. Sie liefert von allen Systemen die höchsten spezifischen solaren Wärmeerträge.

2.2 Besonderheiten beim Betrieb solarthermischer Systeme

Der Einsatz großer solarthermischer Systeme zur Trinkwassererwärmung und Beheizung von Gebäuden in Deutschland weist einige anlagenspezifische Besonderheiten auf. So ist in Deutschland in jedem Fall bei Betrieb im Winter mit Frost zu rechnen. Solarthermische Anlagen benötigen deshalb einen effizienten Frostschutz. Im Sommer kann es durch verringerte Energie Nutzung oder systembedingte Ausfälle, aber auch durch Überdimensionierung des Kollektorfeldes, zu Stagnationszuständen oder zum Stillstand des Kollektorfeldes kommen. Das bedeutet, dass im Extrem, d. h. bei maximaler solarer Einstrahlung, die Wärme nicht aus dem Kollektorfeld abgeführt werden kann. Das Kollektorfeld erreicht dann seine maximale Betriebstemperatur. Für diesen Fall müssen spezielle Vorkehrungen getroffen werden. Charakteristisch für solarthermische Systeme sind aber auch ihre mehr oder weniger groß dimensionierten Pufferspeicher, die das solare Wärmeangebot von der Nutzenübergabe entkoppelt. Hier werden in der Regel Wasserspeicher verwendet, in denen die Wärme bis zur eigentlichen Nutzung »zwischengelagert« wird.

Energiespeicherung in solarthermischen Systemen

Charakteristisch für große Solarthermie-Anlagen ist der Pufferspeicher, der hydraulisch zwischen Kollektorfeld (Wärmeerzeugung) und Nutzenübergabe (Trinkwassererwärmung, Gebäudeheizsystem) geschaltet wird. Allerdings kann parallel zur Beladung des Pufferspeichers auch immer Wärme direkt an den Nutzer abgegeben werden. Nur in wenigen Fällen werden Solarsysteme ohne Solarspeicher gebaut; z.B. bei der Einspeisung von Solarenergie in den Rücklauf großer Fernwärmennetze.

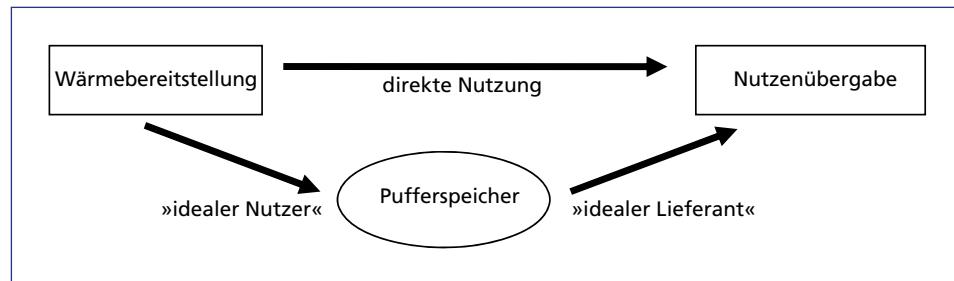


Abb. 9: Pufferspeicher als Koppelglied zwischen der Wärmebereitstellung im Kollektorfeld und der Nutzenübergabe an die Wärmenutzer

Der Pufferspeicher stellt für das Kollektorfeld quasi den idealen Nutzer dar. Das Kollektorfeld reagiert auf den momentanen Ladezustand des Pufferspeichers, d.h. die momentane Speichertemperatur, und liefert Energie, um den Speicher zu beladen. Gleichzeitig entnimmt der Nutzer je nach Ladezustand Energie aus dem Pufferspeicher und entlädt ihn. Da er im optimalen Fall immer bereit ist, Wärme zu liefern, kann er auch als »idealer Wärmelieferant« bezeichnet werden. Im Auslegungsfall, d.h. an einem sonnenreichen Tag mit hohem Wärmebedarf beim Nutzer, läuft dieser Be- und Entladevorgang kontinuierlich und die jeweiligen momentanen Unterschiede in Angebot und Bedarf werden vom Pufferspeicher unmerklich ausgeglichen. Daher röhrt der Name Pufferspeicher: Er puffert die Unterschiede in Bedarf und Angebot ab und ermöglicht so einen ausgeglichenen Betrieb der Solaranlage.

Die Pufferspeicher sind mit Hezwasser gefüllte Speicher, die nach dem Verdrängungsprinzip betrieben werden (siehe Kapitel 3.2: Speichersysteme). Sie sind in unterschiedlichsten Ausführungen verfügbar und erprobt. Bei Großanlagen genügt es in der Regel, einfache Speicher ohne Beladungslanzen einzusetzen. Nur in besonderen Fällen, bei denen es darauf ankommt, immer höchstmögliche Temperaturen solar bereitzustellen, machen Be- und Entladungslanzen Sinn. Die Speicherdimensionierung erfolgt in Abhängigkeit von den Kollektorfelddimensionen.

Frostschutz solarthermischer Systeme

In Deutschland werden solarthermische Systeme ganzjährig betrieben. Für den Winter ist Sorge zu tragen, dass das Transportmedium, das die Wärme vom Kollektorfeld zum Pufferspeicher führt, nicht einfriert. Deshalb müssen die im Außenbereich geführten Kollektorzu- und -ableitungen, das Kollektorfeld selbst, aber auch das Wärmeträgermedium vor dem Einfrieren geschützt werden.

In der Regel wird dies durch die Befüllung des Kollektorkreises mit einem Glykol-Wassergemisch erreicht. Der Glykolgehalt richtet sich dabei nach den am jeweiligen Ort herrschenden Mindestaußentemperaturen (siehe hierzu Kapitel 3.3: Wärmetransportmedium).

Als Alternative wurde für Anlagen mit Vakuumröhrenkollektoren der sogenannte thermische Frostschutz entwickelt. Ausgehend von der verbesserten Wärmedämmung dieser Kollektoren werden vor allem die im Freien verlaufenden Zu- und Ableitungen bei Frostgefahr, also ab ca. 5 °C Vorlauftemperatur, pulsartig mit Wärme aus dem Solarpufferspeicher aufgewärmt und so vor dem Einfrieren geschützt. Nachteilig ist, dass dafür Wärme aufgewendet wird, die notfalls auch vom fossil befeuerten Zusatzheizsystem bereitgestellt werden muss.

Die Vorteile des thermischen Frostschutzes liegen jedoch auf der Hand:

- Es kann ganz auf die Schnittstelle Wärmeübertrager Kollektor/Pufferspeicher verzichtet werden (keine Temperaturverluste, keine Leistungs- und Energieverluste im Wärmeübertrager, nur eine Pumpe zur Speicherbeladung ist notwendig).
- Gerade bei Vakuumröhrenkollektoren kann es im Stillstand mit Temperaturen über 200 °C zum Zersetzen des Glykols kommen, wodurch die Absorberkanäle verengt oder gar verstopft werden könnten. Das ist bei Wasser nicht möglich.
- Wasser ist ein hervorragendes Wärmetransportmedium.
- Wasser hat nahezu konstante physikalische Eigenschaften im gesamten Temperaturbereich.
- Die geringere Viskosität des Wassers erfordert nur geringe Pumpenleistung und sorgt für einen besseren Wärmeübergang im Kollektor.

Die Untersuchungen in einem Vakuumröhrenkollektorfeld mit 1.300 m² Kollektorfläche bei FESTO in Esslingen-Berkheim haben gezeigt, dass der thermische Frostschutz voll funktionsfähig ist. Die Energieaufwände für die Frostfreihaltung belaufen sich auf ca. 9 % des jährlichen Ertrages des Kollektorfeldes für Anfahrverluste und Frostfreihaltung. Diese müssen verglichen werden mit den Anfahraufwänden eines realen mit Glykol gefüllten Solarsystems. Bei der FESTO-Anlage hat sich der erheblich vereinfachte Anlagenaufbau für das »Nur-Wasser-System« bewährt [4].

Stillstandsverhalten des Kollektorfeldes

Eine Kollektoranlage muss nicht nur im Normalbetrieb gut funktionieren, sondern auch Extrembedingungen standhalten. Diese Extreme treten beispielsweise bei Stillstand und Frost in der Winternacht und bei Stillstand bei »High Noon« an einem Sommertag auf. Der Frostschutz kann sowohl thermisch als auch chemisch realisiert werden. Der Überhitzungsschutz bei Stillstand am Sommertag muss anlagentechnisch realisiert werden.

Zunächst sind entsprechende Sicherheitsarmaturen im Kollektorkreis erforderlich: Überdruckventile oder Ausdehnungsgefäße. Beim sommerlichen Stillstand erreicht das Kollektorfeld seine Maximaltemperatur, die auch über Stunden anhalten kann (siehe hierzu Abb. 17: Schnittpunkt der Kennlinie mit der x-Achse). Bei Flachkollektoren können das bis zu 180 °C sein; bei Vakuumröhrenkollektoren können Stillstandstemperaturen über 200 °C auftreten.

Der Kollektorstillstand im Sommer ist ein Sonderfall im Betriebsalltag einer Solaranlage. Ursachen für den Stillstand können Ausfälle von Pumpen, ein Defekt an der Systemsteuerung oder aber die fehlende Wärmeabnahme bei der Nutzenübergabe sein. Bei guter Anlagenwartung kann die Wahrscheinlichkeit von Ausfällen von Systemkomponenten verringert werden und damit ungewünschte »Stresssituationen« der Anlage minimiert werden. Ist jedoch die Kollektoranlage überdimensioniert oder hat sich im Laufe des Anlagenbetriebs die Nutzerseite so verändert, dass die Wärmeabnahme im Vergleich zu den Auslegungsbedingungen verringert wurde, werden Überhitzungszustände zur Regel. Hier muss nach weiteren Wärmeabnehmern

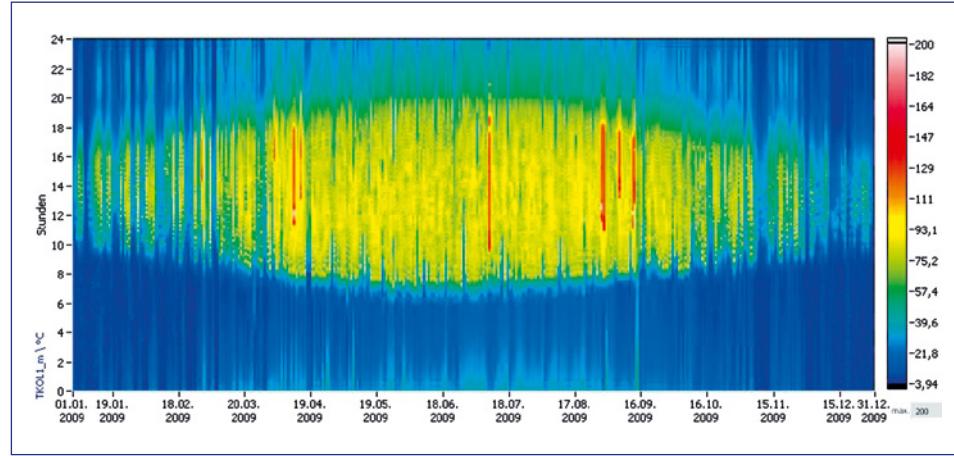


Abb. 10: Sogenanntes Carpet-Plot der Kollektortemperatur zur Überprüfung der Stillstandstemperatur bei einem Kollektorfeld mit Vakuumröhrenkollektoren in Esslingen. Dargestellt ist der Zeitraum vom 1.1.2009 bis 31.12.2009. In roter Farbe sind die Zeiträume mit Stillstand, bedingt durch Pumpenausfall oder Reparaturen am Kollektorfeld, markiert.

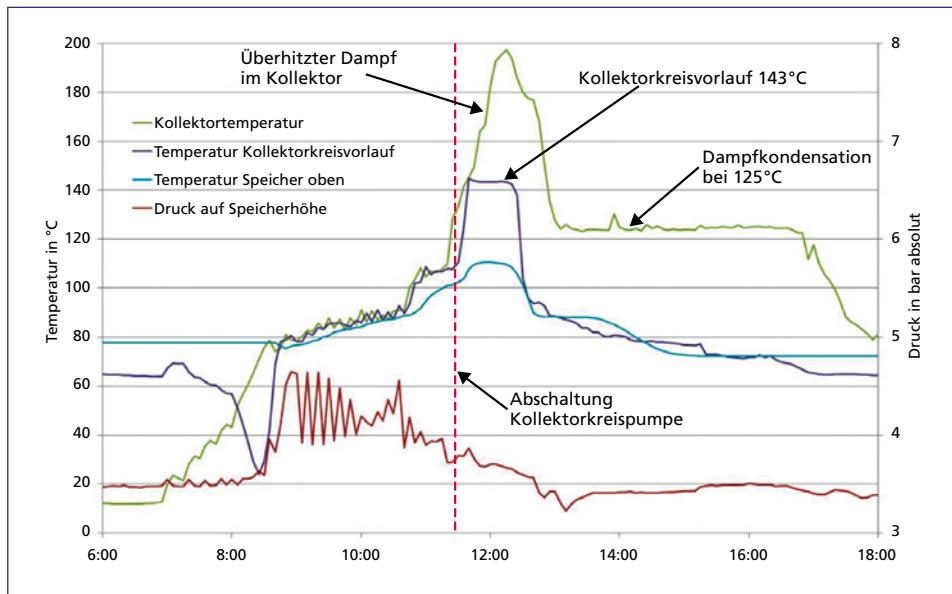


Abb. 11: Stillstandsverhalten des Vakuumröhren-Kollektorfeldes der Anlage zur solaren Klimatisierung der FESTO AG & Co. KG in Esslingen am 17.08.2008.

gesucht werden oder – im Extremfall – ein Notkühler für die Wärmeabfuhr aus dem Kollektorfeld sorgen (wie in der Anlage Telekom in Rottweil realisiert [5]).

Abb. 11 zeigt den realen Verlauf verschiedener Temperaturen und des Anlagendrucks bei der Vakuumröhrenanlage im Falle eines sommerlichen Stillstands, gemessen in der Anlage FESTO. Diese Anlage wird mit dem »Nur-Wasser-System« betrieben und verfügt über einen thermischen Frostschutz. Typisch für Vakuumröhrenkollektoren steigt aufgrund der Stagnation die Kollektortemperatur auf fast 200°C an. Dabei verdampft der Wasserinhalt des Kollektorfeldes vollständig und wird in Folge weiter überhitzt (überhitzter Dampf). Die Temperatur im Kollektorkreisvorlauf steigt auf 143°C, was einem Satteldampfdruck von ca. 3,9 bar entspricht.

Es kann davon ausgegangen werden, dass das Wasser komplett aus den Kollektoren über den Vorlauf in den Pufferspeicher gedrückt wird. Für diesen Fall wurde der Vorlauf in halber Höhe am Pufferspeicher angebracht, damit der in den Speicher eintretende Dampf beim Aufsteigen durch das Wasser im Speicher abkühlt und kondensiert. Am Nachmittag kondensiert der Dampf im Kollektor wieder vollständig und der Kollektorinhalt kühlt ab. Die Ergebnisse der FESTO-Anlage zeigen, dass diese im Fall einer Stagnation in der Lage ist, bei voller Einstrahlung den überhitzten Dampf aufzunehmen und nach der Kondensation des Dampfes den regulären Betrieb wieder selbstständig aufzunehmen.

2.3 Nützliche Werkzeuge bei Planung und Betrieb solarthermischer Großanlagen

Solare Energienutzung erfordert die Berücksichtigung stark variierender Einstrahlungsbedingungen. Auch der Wärmebedarf für Trinkwarmwasser oder für die Gebäudeheizung unterliegt starken, nicht kontrollierbaren Schwankungen. Für die Zwischenspeicherung der solaren Wär-

me werden Pufferspeicher eingesetzt, die je nach Randbedingung im Tagesverlauf unterschiedliche Ladezustände aufweisen. Das Solarsystem ist eingebunden in ein konventionelles Heizsystem, muss dieses optimal ergänzen und dabei möglichst viel fossile Energie ersetzen. Eine Überhitzung von Kollektorfeld und Pufferspeicher sollte möglichst vermieden werden. Diese Anforderungen bestehen nicht nur für die Planung von Solarsystemen, sondern auch für ihren Betrieb.

Das Ziel einer guten Anlagenplanung ist die vollständige und effiziente Nutzung der vom Kollektorfeld bereitgestellten Wärme. Nur so können ökologische und ökonomische Anforderungen an das nachhaltige Energiesystem »Solarthermieanlage« erfüllt werden. Für Planung und Betrieb von solarthermischen Großanlagen haben sich verschiedene Werkzeuge bewährt. Sie werden im Folgenden dargestellt.

Schematische Darstellungen von Solarthermie-Anlagen

Es hat sich für die Entwurfs-Planung solarthermischer Großanlagen bewährt, mit einem vereinfachten hydraulischen Schema zu arbeiten. Dabei werden ausführungsspezifische Details wie Absperrhähne und Sicherheitsarmaturen weggelassen und nur die für den Betrieb wichtigen Verbindungsleitungen, Ventile, Pumpen und Anlagenkomponenten wie Wärmeübertrager, Speicher und Kollektorfeld eingetragen. Abb. 12 zeigt ein solches vereinfachtes Anlagenschema einer solarthermischen Trinkwarmwasseranlage. Das vereinfachte Schema hilft, die wesentlichen Betriebsweisen der Anlage zu dokumentieren und mit den an der Planung Beteiligten zu besprechen. Außerdem unterstützt es das Betriebspersonal, das die Funktionskontrolle durchführt.

Das vereinfachte Anlagenschema wird auch genutzt, um das Anlagenmonitoring zu planen. Hier lassen sich die auftretenden Energieströme leicht darstellen und die für die Erfassung erforderliche Messtechnik platzieren (Erstellen eines Messstellenplans).

Eine weitere wichtige Funktion erfüllt das vereinfachte Anlagenschema bei Dokumentation und Planung der Solarsystem-Automatisierung. Nach VDI 3814 soll dazu ein Automationsschema erstellt werden. Es zeigt sowohl den Anlagenplan (vereinfachtes Anlagenschema) als

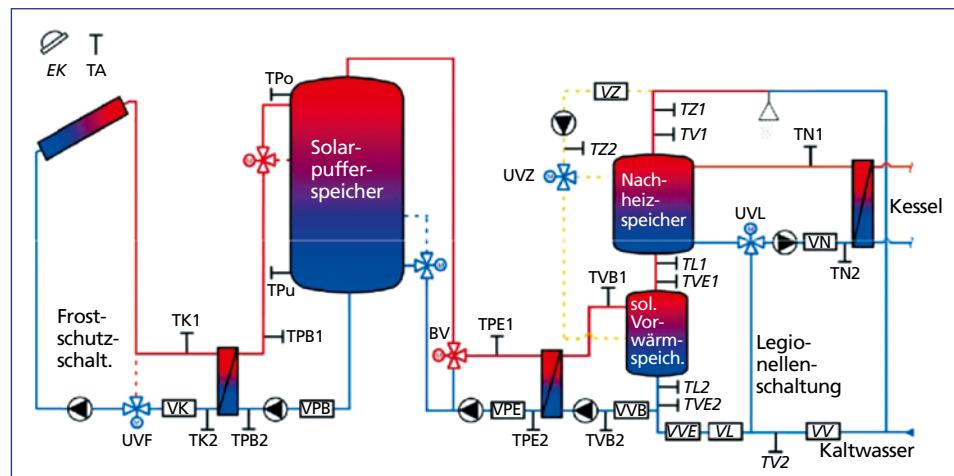
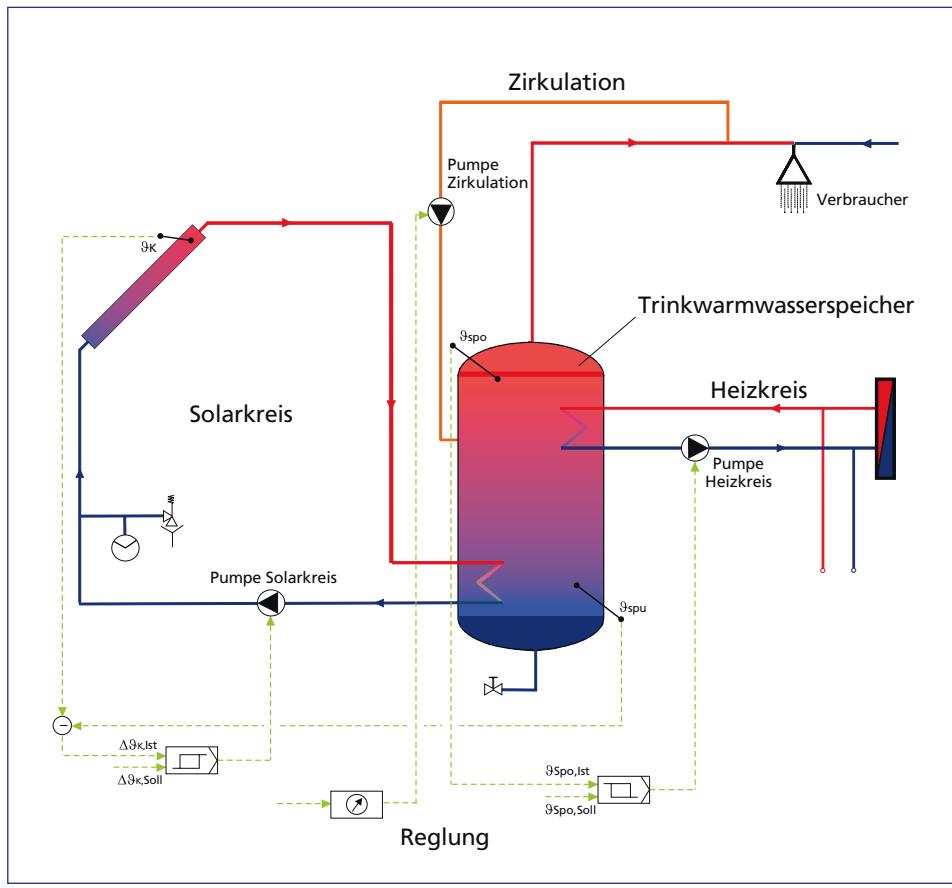


Abb. 12: Messstellenplan einer solaren Trinkwassererwärmungsanlage mit Vorwärmespeicher (E – solare Einstrahlung, T – Temperatur, V – Volumenstrom, H – Ventilstellung)



■ Abb. 13: Automationsschema nach VDI 3814 für eine einfache solare Trinkwassererwärmungsanlage

auch die für die Automatisierung benötigten Mess- und Stelleinrichtungen. Mithilfe des darunterliegenden Strukturplans kann dokumentiert werden, wie die Mess- und Stelleinrichtungen über Regler verknüpft werden. Damit lassen sich die Automationsaufgaben bestens dokumentieren und im Rahmen der Ausschreibung herstellerneutral formulieren. Abb. 13 zeigt das Automationsschema für eine einfache solare Trinkwassererwärmungsanlage. Anhand des Automationsschemas kann auf dieser Grundlage eine Datenpunktliste (Informationsliste) für die Planung eines Gebäudeleitsystems erstellt werden.

Dynamische Anlagensimulation von solarthermischen Großanlagen

Für die Auslegung der wichtigsten Anlagenkomponenten einer solarthermischen Großanlage kann zunächst auf Erfahrungswerte zurückgegriffen werden. Diese »Daumenregeln« haben sich u. a. bei der Grobplanung der Anlagen aus dem Förderprogrammen Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus bewährt. Sie basieren auf der genauen Kenntnis der Einsatzbedingungen der jeweiligen Anlage. Bei Trinkwarmwassersystemen spielt dabei die sogenannte Kollektorauslastung eine entscheidende Rolle für die Auslegung. Dafür ist vor allem die Kenntnis des tatsächlichen Trinkwarmwasserbedarfs von großer Bedeutung. Bei Anlagen zur Gebäudeheizung sind Informationen zum Wärmebedarf wichtig.

Im Rahmen der beiden Solarthermie-2000-Programme wurde vor Beginn der Planungen detailliert überprüft, welcher Bedarf im Einzelnen vorliegt. Bei Trinkwarmwassersystemen wurde – wenn möglich – eine Messung des Warmwasserverbrauchs im Vorlauf zur Planung durchgeführt. Dazu wurde zur Hauptnutzungszeit im Sommer ein mobiles Messsystem in die bestehende Trinkwarmwasserversorgung eingebaut und damit über ca. drei Monate die Verbrauchsmengen und die Kalt- und Warmwassertemperaturen erfasst (15-Minuten-Mittelwerte genügen). Teilweise wurde auch das Trinkwasser-Zirkulationssystem untersucht, um Anhaltspunkte für den Wärmeverbrauch des Systems zu ermitteln.

Falls keine Vorabmessungen möglich sind, muss auf Verbrauchsabrechnungen und weitere Angaben aus dem bisherigen Anlagenbetrieb zurückgegriffen werden. Eigene Messungen sind jedoch immer zu bevorzugen.

Liegen aus ersten Abschätzungen Anhaltspunkte für die Dimensionierung der Kollektorfläche und des Solarspeichervolumens vor, so können in der darauffolgenden Entwurfsplanung Details zur Feinabstimmung dieser Komponenten untersucht werden. Dazu lassen sich dynamische Simulationsprogramme einsetzen. Für die Solarthermie-2000-Anlagen wurde eine Anlagenkonstellation festgelegt, bei der sich ein Minimum der solaren Nutzkosten ergibt. Bei diesem Verfahren können durch Simulationsprogramme zusätzliche Informationen zum solaren Anlagennutzungsgrad, zum Jahresertrag der Solaranlage aber auch zum Verlauf der Temperaturen in Kollektor und Speicher bereitgestellt werden. Ein quasi realer Anlagenbetrieb wird dargestellt und unerwünschte Betriebszustände erkannt. Die dynamische Simulation bietet dem Anlagenplaner somit die Möglichkeit, das Anlagenkonzept schon in der Entwurfsphase auf seine Tauglichkeit zu testen und die richtigen Komponenten auszuwählen.

In Deutschland haben sich hierfür einfache Zeitschrittprogramme wie T*SOL weitestgehend durchgesetzt. Diese Programme ermöglichen es, für den jeweiligen Anwendungsfall, ein fest

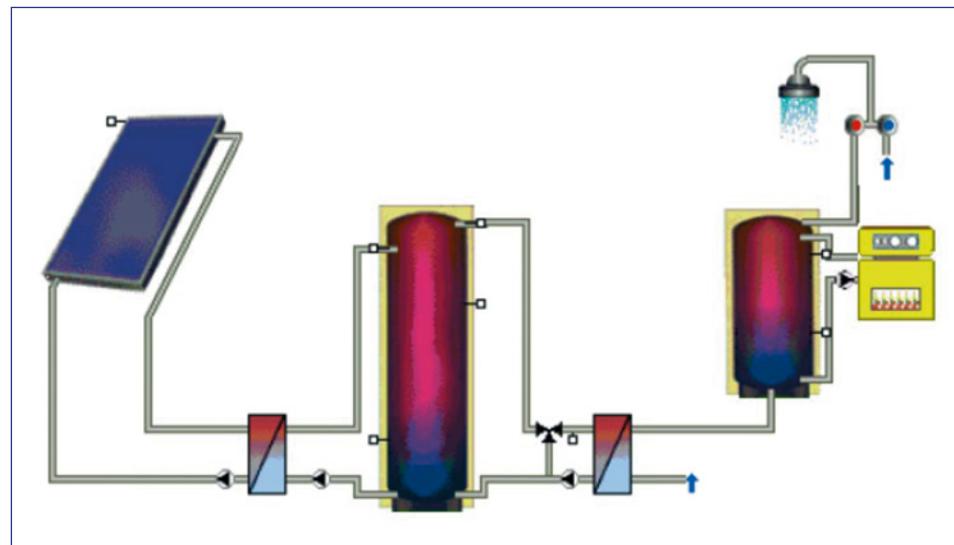


Abb. 14: Vereinfachtes Schema für die dynamische Anlagensimulation im Zeitschrittverfahren mit T*SOL. Für sämtliche Anlagenkomponenten steht eine Auswahlliste von marktgängigen Fabrikaten zur Verfügung. Rohrleitungen, Wärmeübertrager, Regelung, Wetter- und Nutzerprofile können individuell angepasst werden.

vorgegebenes Hydraulikschemata auszuwählen. Eine individuelle Anpassung der Hydraulik an den jeweils konkreten Anlagenplan ist nur bedingt möglich. Der Planer muss hiermit den vorkonfigurierten Schemata auskommen, was in den meisten Fällen gelingt. Nach Auswahl des Hydraulikschemas können sämtliche für den Betrieb einer Solaranlage wichtigen Komponenten aus einem Katalog ausgewählt und frei dimensioniert werden. Da auch das »Wetter« frei wählbar ist, muss nur noch die Bedarfssituation definiert werden und schon kann die dynamische Simulation in Stundenschritten gestartet werden.

Bei den Trinkwasseranlagen, die im Rahmen von Solarthermie2000plus geplant und gebaut wurden, sind Simulationsrechnungen stets als Basis für den Vergleich verschiedener Wettbewerber, aber auch für die Vorausrechnung des Ertrages (im Rahmen der Ertragsgarantie) durchgeführt. Details dazu sind in den Abschlussberichten der ZfS ausführlich beschrieben [6]. Dabei hat sich als Vorteil erwiesen, dass diese einfachen Zeitschrittprogramme auch für die Nachrechnung der Anlagenergebnisse, also für die Ertragskontrolle, hilfreich sind. Sie ermöglichen die Daten, die im Rahmen des Anlagenmonitorings erfasst wurden (solare Einstrahlung, Außentemperatur, tatsächliche Verbräuche), einzulesen und als Basis für eine Nachrechnung zu verwenden.

Nur in besonderen Fällen, z.B. bei Anlagen zur Nahwärmemenutzung oder solarthermischen Kälteerzeugung, bei denen keine Standardhydraulik genutzt werden kann, muss auf aufwendigere Simulationswerkzeuge wie TRNSYS oder COLSIM zurückgegriffen werden. Bei diesen Programmen kann das jeweilige Anlagenschema individuell angepasst auf dem Rechner modelliert werden. Für die Modellierung der Anlagenkomponenten stehen Module zur Verfügung, mit denen die Komponentenparameter angepasst werden können. Schließlich kann das Gesamtsystem einschließlich Klimadaten, Zusatzheizung und Energienutzer abgebildet und in Zeitschritten bis zu einigen Minuten im Detail simuliert und bewertet werden. Solche Auslegungen sind aufwendig. Sie lohnen sich aber, wenn durch die Feinauslegung Überdimensionierungen vermieden und damit Investitionskosten reduziert sowie Fehlbetriebe mit unerwünschter Stillstandsproblematik vermieden werden können. Dies muss im Einzelfall entschieden werden.

Monitoring und Qualitätsmanagement von solarthermischen Großanlagen

Solarthermie-Anlagen ergänzen meist vorhandene, fossil befeuerte Heizsysteme. Bei Vorwärmesystemen dienen sie der Temperaturanhebung. Fehlbetrieb und Unterfunktion des solaren Systems werden automatisch vom konventionellen Zusatzheizsystem ausgeglichen. Der Nutzer bemerkt also in der Regel Fehlfunktionen des Solarsystems nicht. Lediglich am Ende des Jahres zeigt sich dann in der Jahresabrechnung, dass die Solaranlage nicht ihren erhofften Beitrag geleistet hat.

Auf der anderen Seite muss für eine Solarthermie-Anlage im Vergleich zur konventionellen Heizanlage ein hoher Investitionsaufwand erbracht werden. Diese Mehrinvestition amortisiert sich über die solaren Energieerträge während des 20- bis 25-jährigen Betriebs. Schlecht ausgelastete Solaranlagen, die häufig in den Stillstand gehen, können wenig Energieertrag erwirtschaften und gefährden so die Wirtschaftlichkeit der Investition.

Im Rahmen der Förderprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus wurden sehr gute Erfahrungen mit der Ertragsgarantie bei Ausschreibung und Vergabe von Leistungen zum Bau von Solaranlagen gemacht. Der Installateur musste in seinem Angebot eine Energiegarantie über den Jahresertrag seiner Anlage unter den jeweiligen standorttypischen Randbedin-

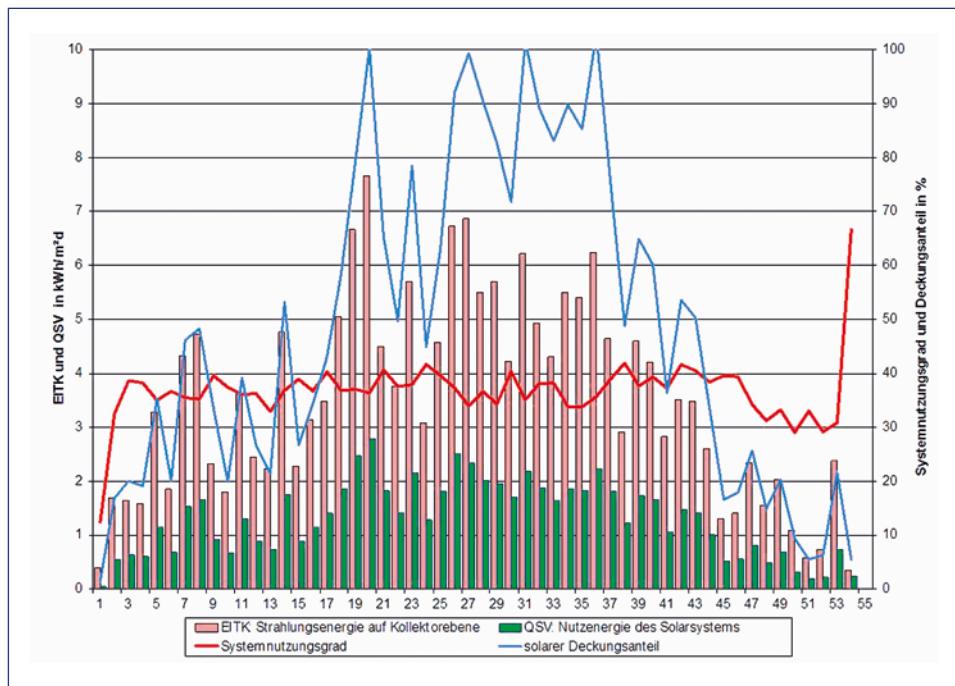


Abb. 15: Das Anlagenmonitoring dient der Überwachung, Bewertung und dem Vergleich des Anlagenbetriebs mit anderen Systemen. [Roter Balken – solare Einstrahlung ETK; grüner Balken – solare Nutzenergie QSV; rote Linie – solarer Systemnutzungsgrad; blaue Linie – solarer Deckungsanteil]

gungen abgeben. Mit Hilfe von T*SOL- und TRNSYS-Nachrechnungen konnten diese Werte nachgeprüft und eingeschätzt werden. Der Garantiewert war mit den daraus resultierenden solaren Nutzkosten entscheidend für die Vergabe des Auftrags. Im Rahmen des zweijährigen Monitorings wurde er mithilfe von Simulationsrechnungen überprüft. Im Rahmen von Baubesprechungen während des Anlagenbetriebs konnten zudem Fehlfunktionen rechtzeitig erkannt und korrigiert werden. Ziel war es, die garantierten Erträge zu erreichen bzw. zu überbieten.

Es wird deutlich, welch entscheidende Bedeutung ein Anlagenmonitoring in der Solartechnik hat. Es gehört zum Qualitätsmanagement eines Betreibers, den Betrieb der Solaranlagen ständig zu überprüfen und Fehlfunktionen rechtzeitig zu erkennen, sie zu beseitigen und damit die Wirtschaftlichkeit der Solaranlage sicherzustellen.

Technisch kann das Monitoring unterschiedlich realisiert werden. Viele Hersteller von Regelgeräten für Solaranlagen bieten das Monitoring als Zusatzfunktion an. Ist eine zentrale Gebäudeleittechnik (Gebäudeautomation) vorhanden, so macht es Sinn, das Monitoring in die Gebäudeautomation zu integrieren. Sie ist dann Teil eines zentralen Gebäudemangements und kann leicht in ein Reporting mit regelmäßigen Energieberichten integriert werden. Im Rahmen von Solarthermie-2000 wurde für jede Anlage eine eigene, von der Regelung unabhängige Messtechnik mit automatischer Datenerfassung eingesetzt. Mithilfe zusätzlicher Sensoren konnten sämtliche für die Beobachtung und Bewertung des Anlagenbetriebs wichtigen Größen erfasst und über mehrere Jahre ausgewertet werden.

Das Monitoring sollte sich an den Benchmarks (Kennzahlen) ausrichten. Wichtige Kennzahlen sind dabei:

- Der *spezifische solare Nutzwärmeertrag* in kWh/m²/a bezogen auf die aktive Absorberfläche. Damit lassen sich der Garantiewert überprüfen und die Nutzwärmekosten ermitteln. Dieser Wert ist auch hilfreich für den Vergleich mit anderen Anlagen oder mit Werten aus vorausgegangenen Jahren.
- Nur bei reinen Trinkwasseranlagen: die *spezifische Kollektorauslastung* in Liter Warmwasserverbrauch bei 60°C pro m²-Kollektorfläche pro Tag. Dieser Wert sollte bei Großanlagen um 60–70 l/m²/Tag liegen. Weicht der Wert erheblich nach unten ab, so ist die Solaranlage ungenügend ausgelastet. Dies führt zu Mindererträgen und Stagnationen. Abweichungen nach oben wirken sich eher positiv aus: Dann sind eher höhere Erträge zu erwarten, bei allerdings niedrigeren Deckungsanteilen.

Aufwendiger ist es, die Effizienz der Solaranlage zu überwachen. Hierzu muss eine Messung der solaren Einstrahlung auf die Kollektorebene erfolgen. Erst wenn Einstrahlungswerte vorliegen, können hierzu Aussagen gemacht werden wie:

- *Solarer Systemnutzungsgrad* in %. Diese Kennzahl berücksichtigt sämtliche Verluste des Solariums einschließlich des Pufferspeichers, aller Rohrleitungen und der Wärmeübertrager. Erfasst werden dazu die an das konventionelle System abgegebene Nutzwärme (Nutzenübergabe) und eben die solare Einstrahlung.
- *Solarer Deckungsanteil* in %. Diese Größe gibt Aufschluss über die Dimensionierung. Sein Wert variiert je nach Tag und Monat. In den Sommermonaten können in Großanlagen Monatswerte bis nahezu 100 % erreicht werden. Bei Trinkwasseranlagen sollten Jahreswerte zwischen 20 % und 40 % erreicht werden. Treten höhere Jahreswerte auf, neigt das System zu Überhitzungen und Stagnation.

3 Anlagentechnik

Prinzipiell können Solarthermie-Anlagen in einen solaren Anlagenteil und einen Anlagenteil zur Wärmenutzung aufgeteilt werden. Im solaren Anlagenteil wird zunächst mit Hilfe von Kollektoren die Umwandlung von Solarstrahlung in Wärme und mittels eines Wärmetransportmediums der Abtransport der solaren Wärme vorgenommen. Zur Zwischenspeicherung der solaren Wärme stehen Pufferspeicher oder Vorwärmespeicher zur Verfügung. Die Wärmeübergabe an den Nutzer (Nutzenübergabe) erfolgt mittels Wärmeübertrager. Für die Durchführung dieser Prozesse sind Pumpen, Ventile und Sensoren erforderlich, die an ein Automatisierungsgerät angeschlossen sind und so einen automatischen Betrieb mit Sicherheitsüberwachung ermöglichen. Für die Anlagensicherheit stehen zudem Ausdehnungsgefäß und Überdruckventile zur Verfügung.

In diesem Kapitel wird auf die einzelnen Komponenten des solaren Anlagenteils eingegangen. Basierend auf den Erfahrungen aus der Untersuchung von Großanlagen werden Empfehlungen zur Auswahl und Dimensionierung von Solarkomponenten ausgesprochen.

3.1 Kollektorbauarten und Kollektorfelder

In Deutschland werden für die Umwandlung der solaren Strahlung in Wärme mit Temperaturen bis 80°C nicht-konzentrierende Kollektoren eingesetzt. Dabei haben sich für die Anwendung zur Trinkwassererwärmung (TWW-Anlagen) Flachkollektoren bewährt. Bei Betriebstemperaturen um 80°C haben sich dagegen Vakuumröhrenkollektoren durchgesetzt.

Die Effizienz von Solarkollektoren kann mithilfe der Kollektorkennlinie bestimmt werden. Dabei wird der Kollektorkoeffizient η als Funktion der Größe x , der sogenannten bezogenen Kollektortemperatur, in der Einheit $(\text{m}^2 \cdot \text{K})/\text{W}$ aufgetragen. Diese Einheit ergibt sich aus der Berechnungsformel für x :

$$x = \frac{\vartheta_a - \vartheta_u}{\dot{q}_s} \quad \text{in } (\text{m}^2 \cdot \text{K})/\text{W}$$

mit ϑ_a als mittlerer Kollektortemperatur und ϑ_u als Umgebungstemperatur. Für \dot{q}_s ist die spezifische Einstrahlungsleistung in W/m^2 einzusetzen. Sie beträgt im Auslegungsfall $800 \text{ W}/\text{m}^2$.



Abb. 16: Kollektorbauarten für den Einsatz in Anlagen zur Erwärmung von Trinkwarmwasser (links Flachkollektoren) und für Prozesswärme wie Kühlung oder thermische Produktionsprozesse (rechts Vakuumröhrenkollektor)

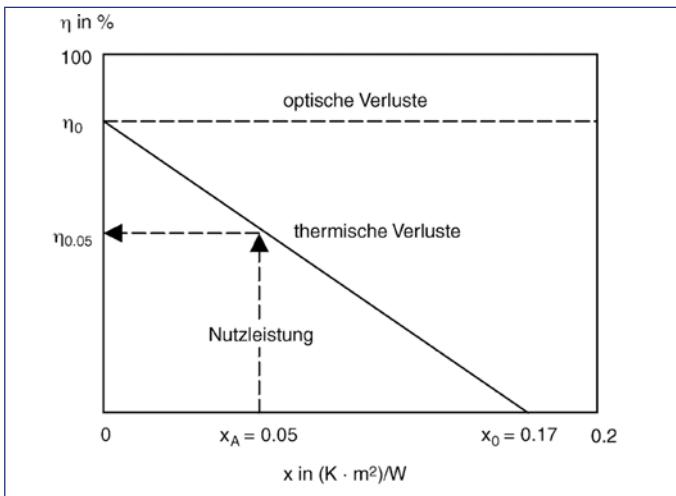


Abb. 17: Kollektorkennlinie: Kollektowirkungsgrad η als Funktion der bezogenen Temperaturdifferenz x

Die Kollektorkennlinien werden in Kollektortestverfahren ermittelt. Dabei wird der Kollektowirkungsgrad η_K mithilfe eines Polynoms 2. Ordnung angenähert:

$$\eta_K = \eta_0 - k_1 \cdot \frac{\vartheta_a - \vartheta_u}{\dot{q}_s} - k_2 \cdot \frac{(\vartheta_a - \vartheta_u)^2}{\dot{q}_s}$$

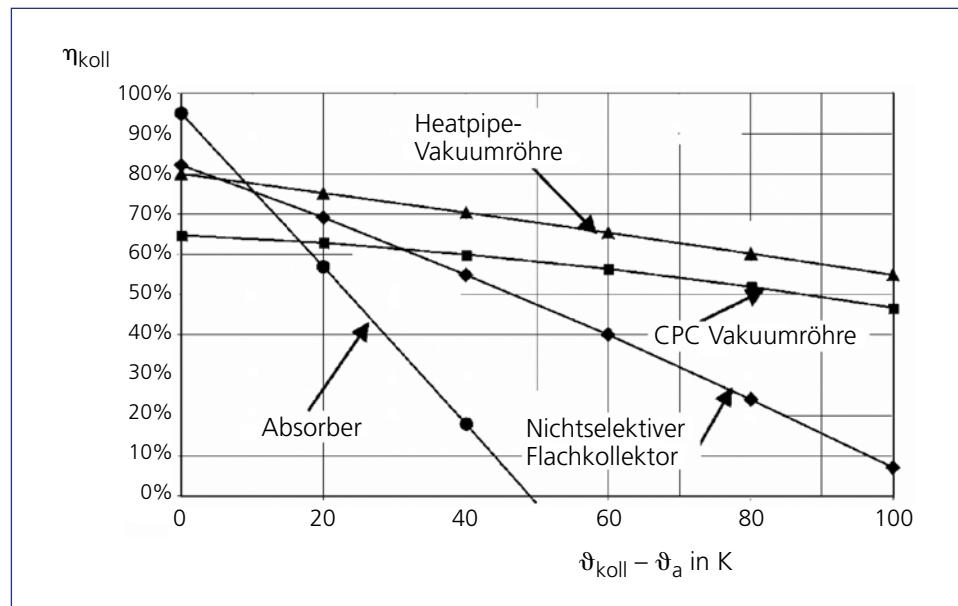
Dabei berücksichtigt η_0 die optischen Verluste durch die Glasabdeckung, die Beschichtung des Absorbers und die Koeffizienten k_1 und k_2 die die thermischen Eigenschaften der Kollektoren (Verlustbeiwerte) charakterisieren.

Abb. 18 zeigt den Verlauf der Kollektorkennlinie für vier unterschiedliche Bauarten bezogen auf die Temperaturdifferenz $\vartheta_a - \vartheta_u$. Deutlich sind die Vorteile der unterschiedlichen Bauarten zu erkennen. Im Bereich der Temperaturdifferenz um 50 K haben Flachkollektoren einen Vorteil, während die Vakuumröhren bei höheren Temperaturdifferenzen deutlich höhere Erträge erzielen können.

Einzelne Kollektoren werden zu einem Kollektorfeld zusammengefasst. Dabei werden Kombinationen von seriellen und parallelen Verschaltungen gewählt, je nach zur Verfügung stehender Dachfläche und gewünschter Durchflussart. Ob in der Anlage eine serielle oder parallele Kollektorverschaltung gewählt wird, hängt von verschiedenen Parametern ab:

- Die Pumpenleistung ist begrenzt bzw. es wird auf einen geringen Energieverbrauch der Umwälzpumpe Wert gelegt.
- Beim sogenannten Low-Flow-Betrieb mit Durchflussmengen zwischen 10 l/h und 15 l/h pro m^2 -Kollektorfläche, wird eine Reihenschaltung bevorzugt. Damit erhält man große Temperaturhöhe von 40 K bis zu 50 K pro Umlauf. Würde hier die Parallel-Schaltung gewählt, käme es im Kollektor zu einer ungünstigen Laminar-Strömung, die den Kollektowirkungsgrad verschlechtert.

In jedem Fall ist jedoch für eine gleichmäßige Durchströmung des Kollektorfeldes zu sorgen. Es empfiehlt sich, die gleichmäßige Durchströmung mithilfe einzelner, am Ausgang einer jeden Kollektorgruppe positionierter Temperatursensoren im Betrieb zu überprüfen.



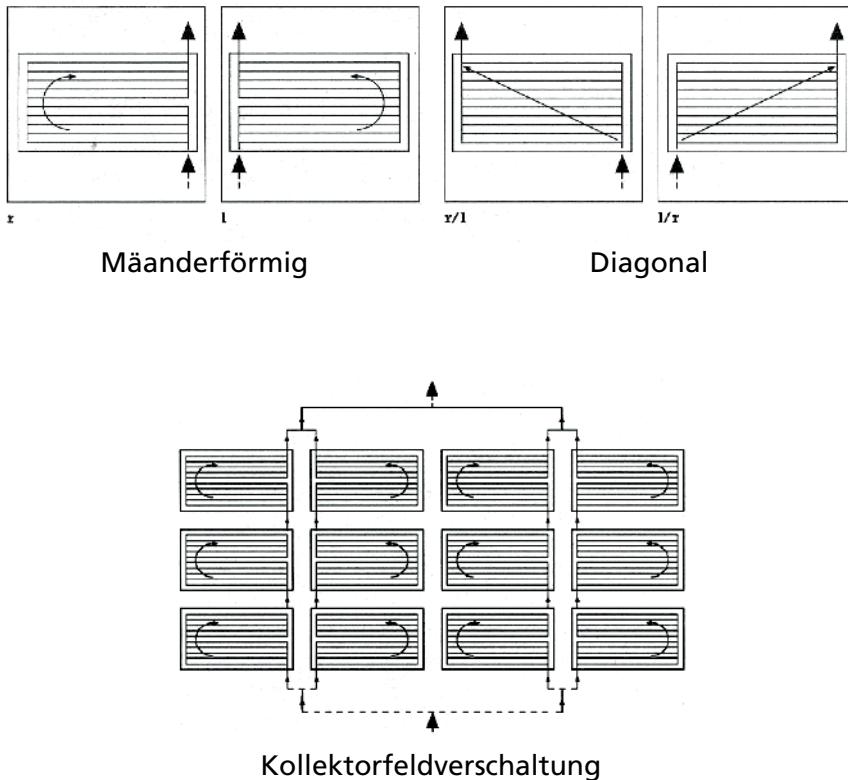
■ Abb. 18: Beispielhafte Wirkungsgradkennlinien unterschiedlicher Kollektortypen bei Einstrahlung 800 W/m² (Bezug: Absorberfläche), wobei folgende Kennwerte zugrunde liegen:

- Absorber ungedämmt: $\eta_0 = 0,95$, $k_1 = 15,00 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$, $k_2 = 0,01 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^2)$
- ◆ Nicht-selektiver Flachkollektor: $\eta_0 = 0,82$, $k_1 = 5,00 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$, $k_2 = 0,01 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^2)$
- ▲ Heatpipe-Vakuumröhre: $\eta_0 = 0,80$, $k_1 = 1,90 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$, $k_2 = 0,001 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^2)$
- CPC-Vakuumröhre: $\eta_0 = 0,65$, $k_1 = 0,64 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$, $k_2 = 0,008 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^2)$

Vom Kollektorhersteller werden Kennlinien mit den Druckverlusten der Kollektoren je nach Bauart und Anschlussart bereitgestellt. Bei der Montage werden die Kollektoren hydraulisch zu Feldern verschaltet. Dabei kann sowohl eine serielle, eine parallele als auch eine Kombination von beiden Verschaltungen gewählt werden (siehe Abb. 19). Bei der seriellen Verschaltung addieren sich die Druckverluste der einzelnen Kollektoren, während der Volumenstrom konstant bleibt. Bei der parallelen Verschaltung addieren sich die Volumenströme und die Verluste bleiben konstant.

Zu beachten ist zusätzlich, dass es sich beim Wärmetransportmedium meist um ein Gemisch aus Wasser und Glykol handelt, dessen Viskosität von der Betriebstemperatur abhängt. So beträgt die Viskosität einer Mischung aus 40 % Tyfocor und Wasser 3,4 mm²/s bei 20 °C und 1,55 mm²/s bei 50 °C. Wasser hat entsprechende Werte von 1,0 mm²/s bzw. 0,55 mm²/s. Die Wärmekapazität von Wasser beträgt 4,18 kJ/(kg·K), während die des Tyfocor/Wasser Gemisches 3,60 kJ/(kg·K) beträgt.

In der Regel ist in Deutschland der mit Frostschutzmittel gefüllte Kollektorkreislauf vom mit Heizwasser gefüllten Speicherkreis hydraulisch getrennt. Ausnahme hiervon ist das »Nur-Wasser-System« bei Vakuumröhrenanlagen der Fa. Paradigma. Hier wird bei Frostgefahr mittels spezieller Regelalgorithmen warmes Wasser aus dem Solarspeicher durch das Kollektorsystem gespült.



■ Abb. 19: Strömungsrichtungen in Kollektorfeldern am Beispiel eines Flachkollektorfeldes

3.2 Speichersysteme

In der Regel werden Wasserwärmespeicher als Zwischenspeicher für die solare Wärme eingesetzt. Sie speichern die fühlbare Wärme. Bei diesen Speichern wird die Wärmekapazität des Speichermediums genutzt. Die speicherbare Wärme Q beträgt:

$$Q = m \cdot c \cdot \Delta\vartheta$$

Mit: m : Speichermasse

c : mittlere spezifische Wärmekapazität des Speichermediums; bei Wasser beträgt sie $1,16 \text{ kWh}/(\text{kg} \cdot \text{K})$

$\Delta\vartheta$: nutzbare Temperaturdifferenz (z.B. zwischen Vorlauf und Rücklauf)

Ein m^3 Wasser enthält somit bei einer Temperaturerhöhung um 40K eine Wärmemenge von $46,4\text{ kWh}$. Dies entspricht dem Energieinhalt von $4,6\text{l}$ Heizöl.

Warmwasserspeicher werden in großen Solaranlagen als Verdrängungsspeicher oder thermisch geschichtete Speicher betrieben. Dabei wird während des Beladens dem Speicher unten kaltes Wasser entnommen, außerhalb des Speichers erwärmt und oben in den Speicher wieder eingeschichtet. Umgekehrt wird beim Einladen das warme Wasser oben entnommen, au-

Abb. 20: Speicher nach dem Verdrängungsprinzip mit Temperaturverlauf bei Teilbeladung
 (1: vollständig entladen,
 2: teilweise beladen,
 3: vollständig beladen) nach [7]

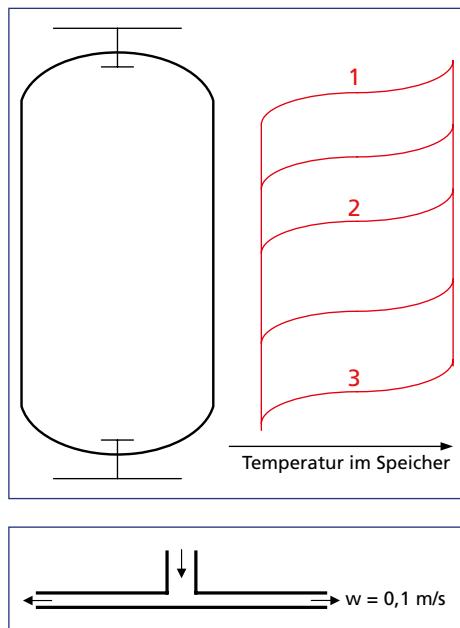
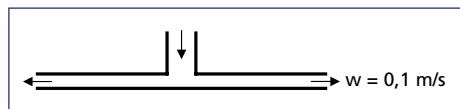


Abb. 21: Beispiel für Be- und Entladeeinrichtungen für Schichtspeicher



Berhalb des Speichers die Wärme abgeführt und das abgekühlte Wasser wieder unten eingespeist. Beide Vorgänge können gleichzeitig ablaufen. Die dabei entstehende thermische Schichtung ist sehr stabil, wenn das Wasser ohne große Verwirbelungen ein- und ausströmt. Ein Vorteil der Verdrängungsspeicher besteht darin, dass auch im nur teilweise beladenen Zustand bereits Wasser mit maximaler Temperatur zur Verfügung steht.

Als Verdrängungsspeicher sollten möglichst solche Speicher eingesetzt werden, bei denen das Verhältnis von Höhe zu Durchmesser groß ist (»schlanke« Speicher). Bei der Be- und Entladung ist darauf zu achten, dass das Wasser in horizontaler Richtung dem Speicher zugeführt wird, und zwar unmittelbar unter dem Speicherdeckel bzw. am Speicherboden. Durch entsprechende konstruktive Gestaltung der Zuführeinrichtung ist dafür zu sorgen, dass die Einströmgeschwindigkeit in den Speicher möglichst nicht größer als 0,1 m/s ist. Dies ist z. B. durch Prallbleche, Leitbleche o. ä. Einrichtungen möglich.

Die Wärmeverluste des Speichers hängen von der Güte und Schichtdicke der Wärmedämmung, der Übertemperatur des Speichers gegenüber der Umgebung und dem Verhältnis von Oberfläche zu Volumen ab.

Bei der Frage nach der wirtschaftlichen Dämmstärke kann auf die Erfahrungen im Bereich der Trinkwassererwärmung zurückgegriffen werden. Hier werden vorwiegend PU-Schäume mit einer Schichtstärke von 50 mm–100 mm verwendet. Für diese Speicher sind Mindestanforderungen an die Wärmedämmung in einer Norm (DIN V 4753 Teil 8) festgelegt. Ein zylindrischer Speicher mit einem Inhalt von 1.000 Litern hat bei einer Übertemperatur von 40 K eine Verlustleistung von ca. 200 Watt. Diese Leistung nimmt etwa proportional zur Speicheroberfläche zu.

Die hydraulische Einbindung des Verdrängungsspeichers entspricht derjenigen der hydraulischen Weiche. Erzeugerkreis und Verbraucherkreis werden durch den Speicher vollständig hydraulisch voneinander entkoppelt. Damit ist der Wärmeerzeugerbetrieb völlig unabhängig vom Verbraucherbetrieb bis zur vollständigen Beladung des Speichers möglich. Bei hydrauli-

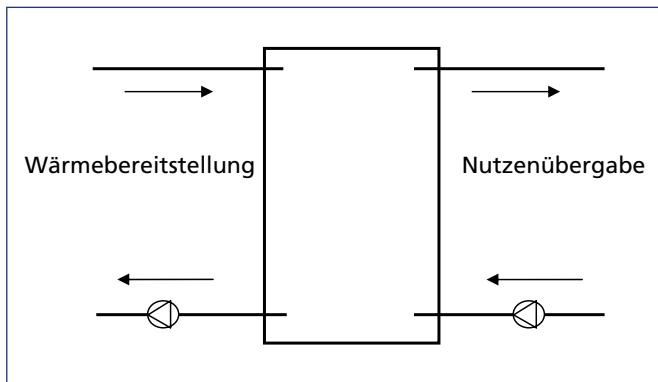


Abb. 22: Verdrängungsspeicher ohne Regelung der Ladetemperatur bei Wärmespeicherung

scher Entkopplung zweier Kreise muss selbstverständlich die erforderliche Pumpenleistung für jeden Kreis durch eine separate Pumpe erbracht werden.

Größere Speichervolumina lassen sich auf mehrere Einzelspeicher verteilen. Die Einzelspeicher können untereinander seriell oder parallel verschaltet sein. Da eine gleichmäßige Durchströmung aller Speicher (Voraussetzung für eine gleichmäßige Temperaturverteilung) in der Praxis sehr schwierig zu erreichen ist, wird von der parallelen Verschaltung aufgrund schlechter Praxiserfahrungen abgeraten. In der Regel werden solche Speicher ungesteuert beladen, d.h. ohne Verwendung von zusätzlichen Umschaltventilen. Da derartige Umschaltventile die Anlagen verteuern und teilweise unzuverlässig arbeiten, behindern sie oft einen ungestörten Speicherladebetrieb und sollten nur in besonderen Fällen verwendet werden.

Bei der ungesteuerten Be- und Entladung seriell verschalteter Speicher strömt der warme Vorlauf des Ladekreises oben in den Speicher, aus dem der Vorlauf für den Entladekreis zur Trinkwassererwärmung entnommen wird (Speicher 2 in Abb. 23: Die Erwärmung der Speicher erfolgt dabei von rechts nach links). Der kalte Entladekreis strömt entgegen der Strömungsrichtung des Ladekreises unten in den Speicher 1 (Abb. 23: Entladung der Speicher erfolgt von links nach rechts). Durch die wechselnden Strömungsrichtungen wird das Temperaturniveau zwischen den einzelnen Speichern hin- und hergeschoben. Sind Lade- und Entladepumpe ausgeschaltet, erfolgt der Aufbau einer Temperaturschichtung durch den thermischen Auftrieb im

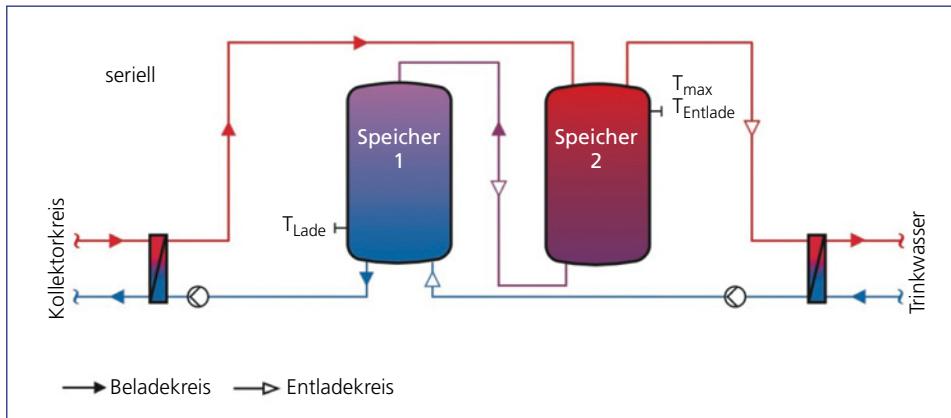


Abb. 23: Ungesteuerte Be- und Entladung seriell geschalteter Speicher

Einzelspeicher, wegen der thermischen Trennung der Einzelspeicher jedoch nicht über das Gesamtvolumen aller Speicher.

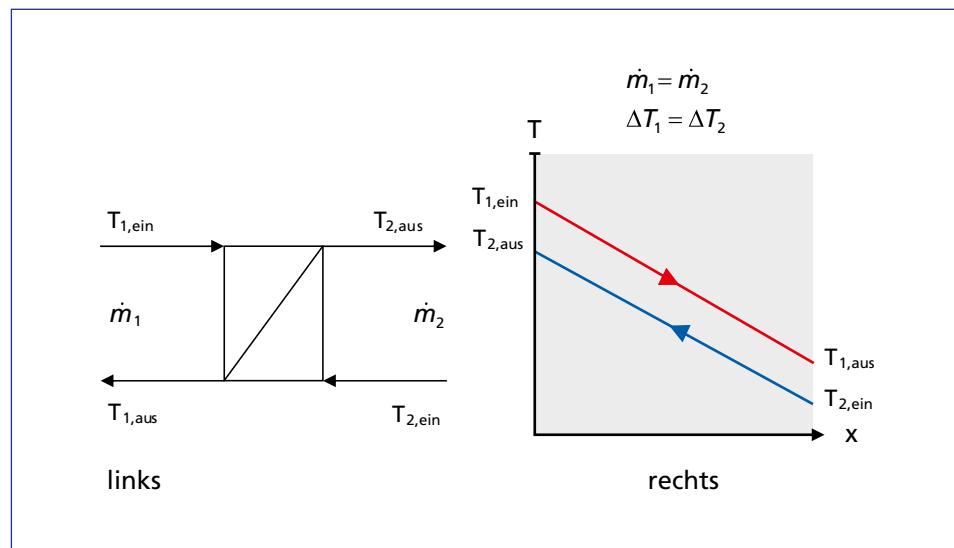
Dies ist für Solaranlagen, die zur Trinkwassererwärmung ausgelegt sind, in der Praxis jedoch unproblematisch, da durch das vollständige Entladen spätestens nach einem Tag ohne starke Solarstrahlung (Ladekreis überwiegend abgeschaltet) wieder eine geordnete Schichtung über das Gesamtvolumen hergestellt wird.

Die Dimensionierung der Speicher muss je nach Anwendungsfall und Größe der Kollektorfläche erfolgen. Für Trinkwasser-Vorwärmesysteme gibt es für die Auslegung Faustregeln [9]. In jedem Fall sollte die Speichergröße mit Hilfe von Simulationsrechnungen überprüft und ggf. optimiert werden.

3.3 Wärmeübertrager

Sowohl bei der Kopplung des Solarkreises an die Speichersysteme als auch bei der Nutzenübergabe werden in Solarthermie-Anlagen Wärmeübertrager benötigt. In Großanlagen werden dafür Platten-Wärmeübertrager eingesetzt. Die ausgewogene Dimensionierung dieser Übergabestationen ist entscheidend für einen effektiven Betrieb des Solarsystems.

Abb. 24 zeigt den Temperaturverlauf im Platten-Wärmeübertrager bei Gegenstrombetrieb. Dabei kommt es darauf an, dass das sogenannte logarithmische Temperaturgefälle zwischen den beteiligten beiden Massenströmen möglichst 5 K nicht überschreitet. So ist gewährleistet, dass bei der Beladung eines Speichers nur maximal 5 K an Temperurniveau verloren geht. Bei der Entladung sollte das in den Entladewärmetauscher einströmende Wasser an der Nutzenübergabestelle möglichst nicht mehr als 5 K über der Nutzwärmtemperatur liegen. Ist das aus dem Pufferspeicher strömende Wasser wärmer, muss die Temperatur ggf. durch eine Rücklaufbeimischung vor dem Eintritt Wärmetauscher runtergemischt werden.



■ Abb. 24: Gegenstrom-Plattenwärmeübertrager als Anlagen Symbol (links) und als Kennlinie (rechts)

Für die Auslegung der Wärmeübertrager bedarf es präziser Angaben zu den am Ein- und Ausgang vorliegenden Massenströmen sowie den jeweiligen Temperaturniveaus (soweit bekannt). Die Besonderheit von Solarthermie-Anlagen ist, dass die Bereitstellung der Wärme aus dem Kollektor bei variablen Temperaturen erfolgt. Sowohl die Wetterbedingungen als auch die Temperatur-Vorgaben aus dem Solarspeicher und damit der Speicherladezustand haben direkte Auswirkung auf die Kollektoraustrittstemperatur.

Für die Auslegung des Wärmeübertragers zwischen Solar- und Speicherkreis haben sich folgende Richtwerte bewährt:

Primärseitig (Solarkreis):

- Volumenstrom ca. 15 l/(m²h) im low-flow-Betrieb bei Wasser/Glykol-Gemisch,
- Temperatur am Eintritt: 67 °C,
- Temperatur am Austritt: 33 °C.

Sekundärseitig (Speicherkreis):

- Volumenstrom ca. 15 l/(m²h) Wasser,
- Temperatur am Eintritt: 30 °C,
- Temperatur am Austritt: 60 °C.

Dies entspricht einer mittleren spezifischen Übertragungsleistung des Wärmeübertragers pro Kelvin und m² Kollektorfäche von 100W/(m²·K) oder spezifisch einem k·A-Wert von ca. 10kW/K bei einer 100m² großen Anlage. Wichtig für die Auslegung ist, dass der Druckverlust bei der Wärmeübertragung begrenzt wird, d. h. ca. 100 mbar nicht überschreiten sollte.

Die Auslegung des Wärmeübertragers zur Nutzenübergabe kann bei Trinkwassersystemen mit solarem Vorwärmespeicher mit folgenden Temperaturen vorgenommen werden:

Primärseitig (Speicherkreis):

- Temperatur am Eintritt: 50 °C,
- Temperatur am Austritt: 20 °C.

Sekundärseitig (Trinkwasserkreis):

- Temperatur am Eintritt: 15 °C,
- Temperatur am Austritt: 45 °C.

Ausführliche Hinweise zur Dimensionierung von Wärmetauschern, zur Kontrolle der Anschlüsse und der Wärmetauscher-Leistungsfähigkeit anhand von Messwerten finden sich im Internet: www.solarwaerme-info.de

In der Regel werden diese Wärmeübertrager mit Hilfe von Auslegungsprogrammen der Hersteller dimensioniert. Dabei wird der Besteller aufgefordert, möglichst präzise Angaben zu den Randbedingungen zu machen. Hierzu dienen die genannten Richtwerte.

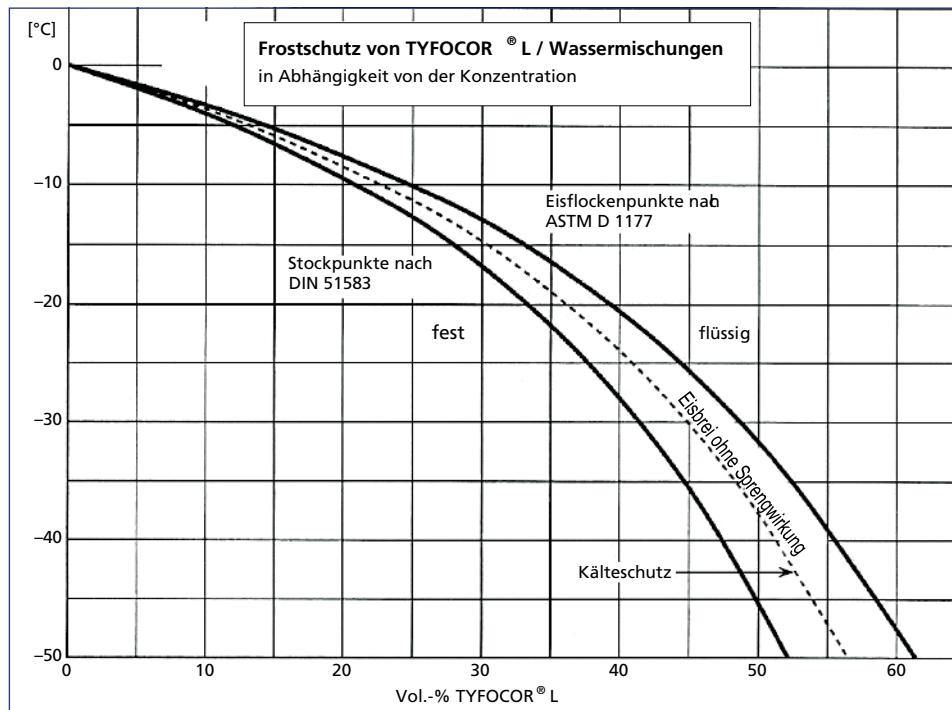
3.4 Wärmetransportmedium

In Deutschland treten im Winter Umgebungstemperaturen auf, die es erfordern, dass der Kollektorkreis frostfrei gehalten wird. Hierfür lassen sich im Allgemeinen Wasser-Glykol-Gemische als Frostschutzmittel einsetzen.

Abb. 25 zeigt beispielhaft die Frostschutzeigenschaften eines Tyfocor-L/Wasser-Gemisches in Abhängigkeit seiner Konzentration. Bei einer Konzentration von 40 % wird mit diesem Mittel ein Kälteschutz bis -24°C gewährleistet.

Beim Einsatz dieser Art von Frostschutzmittel ist jedoch zu beachten, dass sich die physikalischen Eigenschaften von Glykol-Wasser-Gemischen erheblich mit der Temperatur ändern. So steigen Dichte und vor allem Viskosität bei niedrigen Temperaturen an. Dies führt zu erhöhtem Energiebedarf beim Umlösen des Wärmetransportmediums. Die spezifische Wärmekapazität und die Wärmeleitfähigkeit fallen dann jedoch ab, was den Wärmeübergang und einen effektiven Wärmetransport verschlechtert.

Für das Monitoring von Solaranlagen sollte Folgendes beachtet werden: Zur Messung der Wärmeabgabe aus dem Kollektorkreis wäre es erforderlich, dass für die Wärmemengenberechnung die Wärmekapazität und Dichte des Wärmeträgers in Abhängigkeit von der Konzentration und der Temperatur bestimmt werden, was mit zusätzlichen Messungenauigkeiten verbunden ist. Weiterhin sind die verwendeten Volumenzähler nur für Wasser geeicht. Eine Eichung auf den Wärmeträger wäre mit erheblichen Kosten verbunden, sodass die Volumen-



■ Abb. 25: Frostschutzeigenschaften eines Tyfocor-L/Wassergemisches in Abhängigkeit seiner Konzentration

messung im Kollektorkreis ebenfalls Unsicherheiten aufweist. Es empfiehlt sich deshalb, die Wärmemengenmessung für das Anlagenmonitoring auf der Sekundärseite des Kollektorkreis-Wärmetauschers durchzuführen, weil dort die bekannten Stoffwerte von Wasser verwendet werden können. Rechnerisch werden damit die Wärmeverluste am Kollektorkreis-Wärmetauscher dem Kollektorkreis zugeschlagen. Da diese Verluste jedoch minimal sind, ist der hierbei auftretende Fehler kleiner als der bei der Messung im Kollektorkreis.

Betriebstemperaturen über 170°C führen zum vorzeitigen Altern des Frostschutzmittels. Speziell bei Vakuumröhrenkollektoren können im Stillstand sehr hohe Temperaturen auftreten. Bei Temperaturen oberhalb von 200°C beginnt eine chemische Veränderung der Wärmeträgerflüssigkeit, die die Betriebssicherheit der Anlage gefährden kann.

Alternativ zu Wasser-Glykol als Frostschutzmittel wurde für Anlagen mit Vakuumröhrenkollektoren das Konzept »Nur-Wasser-System« entwickelt. Um das Einfrieren im Kollektorkreis zu verhindern, wird bei Temperaturen kleiner 5°C wärmeres Wasser aus den Solarspeichern durch den Kollektorkreis gepulst, um so die Leitungen frostfrei zu halten (thermischer Frostschutz). Nachteil dieser Variante ist der zusätzliche Energiebedarf für den Frostschutz. Allerdings kann dabei ganz auf Wasser-Glykol als Frostschutzmittel mit seinen Nachteilen bei hohen Stillstandstemperaturen verzichtet werden. Ebenso kann die Trennung von Kollektorkreis und Speicherkreis mit einem Wärmeübertrager entfallen und damit der Temperaturhub am Wärmetauscher. Dies verbessert die Systemeffizienz.

3.5 Legionellenschutz-Schaltung

Trinkwasser kann mit Legionellen infiziert sein. Bei Temperaturen um 40°C finden sie beste Lebensbedingungen und vermehren sich stark. Gelangen sie über Aerosole in die Lunge von Menschen, können sie die Legionella Pneumophyla Krankheit verursachen, ähnlich einer starken Lungenentzündung. Deshalb hat der Gesetzgeber vorbeugende Maßnahmen festgelegt. Wenn Trinkwasser in Behälter unterhalb 60°C vorgewärmt gespeichert wird, ist eine Legionellenschutz-Schaltung notwendig, um eventuell entstandene Legionellen abzutöten und ein Legionellenwachstum zu unterbinden. Laut DVGW-Richtlinie [8] muss bei Großanlagen durch eine spezielle Schaltung das gesamte Trinkwasser im solaren Vorwärmsspeicher einmal täglich auf Temperaturen über 60°C erwärmt werden. Wichtig ist es dabei, Totwasserzonen zu vermeiden, die nur ungenügend durchströmt und nicht zuverlässig auf 60°C erwärmt werden.

Sofern die 60°C nicht tagsüber durch die Solaranlage erzielt werden, liegt der optimale Zeitpunkt für die Legionellenschutz-Schaltung mit dem Kessel in den Nachtstunden (z.B. um 2:00 Uhr). Nachts liegt in der Regel kein Trinkwarmwasserbedarf vor und die thermische Desinfektion wird nicht durch gezapftes Warmwasser gestört. Eine gegebenenfalls vorhandene Nachabsenkung der Kesselvorlauftemperatur muss dann jedoch während der Desinfektionsphase überbrückt werden.

In Abb. 26 ist eine Legionellenschutz-Schaltung dargestellt, bei der mithilfe der Umschaltventile V2 und V3 heißes Trinkwasser aus dem Bereitschaftsspeicher zeitweise durch den solaren Vorwärmsspeicher zirkuliert. Wurde während des vergangenen Tages der Vorwärmsspeicher nicht komplett auf 60°C erwärmt, wird die Legionellenschaltung aktiviert. Um z.B. 22 Uhr wird Ventil V2 geschlossen und V3 geöffnet. Die Ventile bleiben so lange in dieser Stellung und der Kesselkreis aktiv, bis an Ventil V3 60°C erreicht sind.

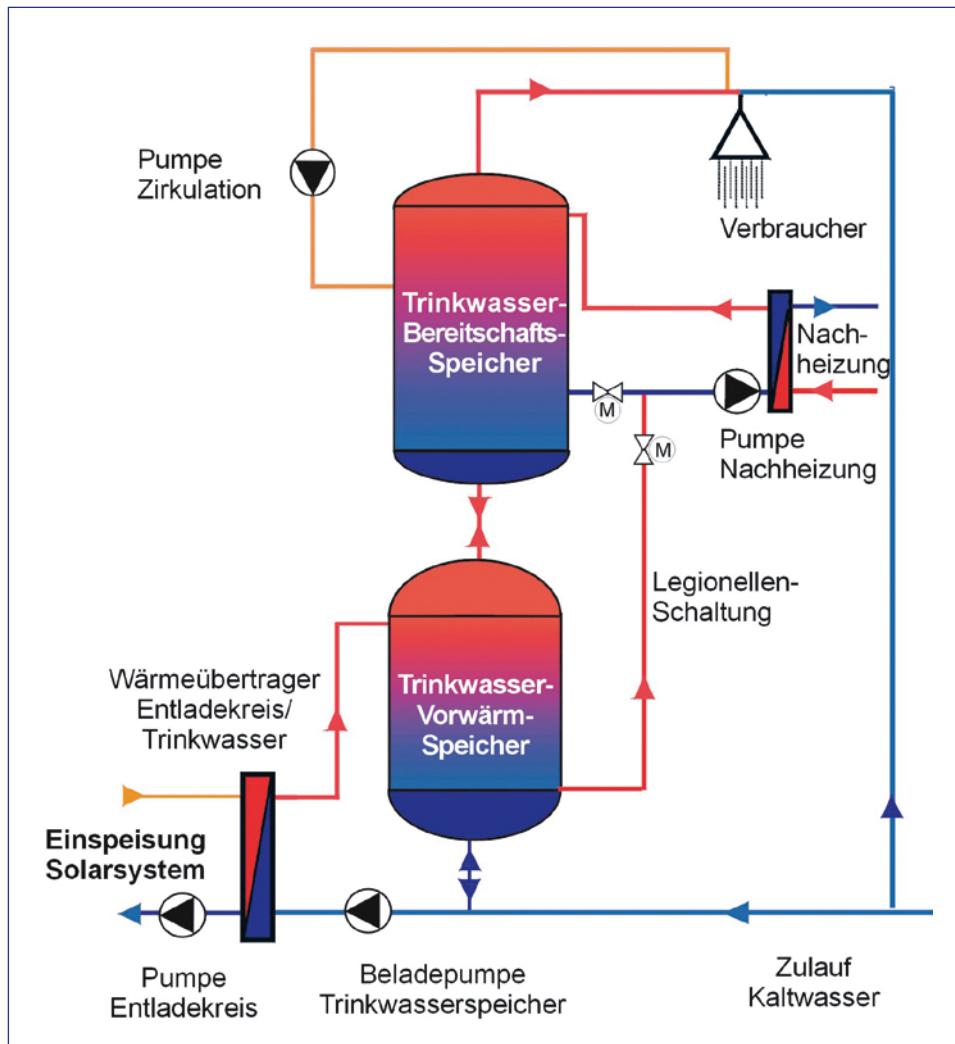


Abb. 26: Legionellenschutz-Schaltung, bei der mit Hilfe von Umschaltventilen heißes Trinkwasser aus dem Bereitschaftsspeicher zeitweise durch den solaren Vorwärmespeicher zirkuliert.

Bei sogenannten Frischwassersystemen wird ganz auf solare Vorwärmespeicher verzichtet. Das Trinkwasser wird unmittelbar beim Trinkwasserzapfen von der Solaranlage erwärmt. In diesem Fall kann auf eine Legionellenschaltung für die solare Vorwärmung verzichtet werden.

3.6 Sicherheit solarthermischer Anlagen

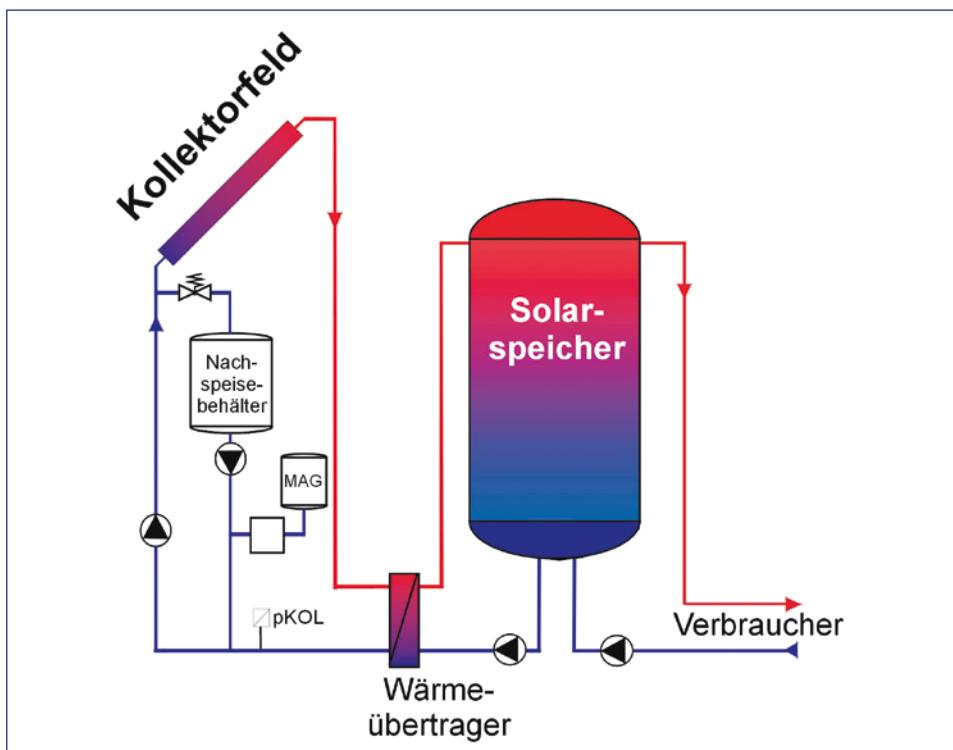
Solaranlagen sind eigensicherer auszuführen. Das heißt, durch entsprechende Sicherheitseinbauten ist dafür Sorge zu tragen, dass die thermische Ausdehnung des Wärmeträgermediums in einem Ausgleichsgefäß aufgenommen wird. Vor dem Ausdehnungsgefäß sollte ein Vorschaltgefäß oder eine Abkühlstrecke eingebaut werden, die verhindern, dass heißes Fluid in das Gefäß eintreten und die Membran schädigen kann. Bei Überdruck im Solarsystem, bedingt

durch Stagnation und falsche Auslegung der Sicherheitstechnik, kann Dampf über das Überdruckventil in ein Auffanggefäß entweichen. Dadurch sinkt allerdings der Betriebsdruck; das Wärmeträgermedium muss für den Normalbetrieb wieder in den Kollektorkreis nachgefüllt werden. Das unkontrollierte Abblasen von Wärmeträgermedium sollte in jedem Fall vermieden werden.

Im Kollektorkreis führt nicht nur die thermische Ausdehnung des Kollektorfluids, bedingt durch die großen Temperaturänderungen, zur Volumenvergrößerung. Beim Stagnationsfall kann es im Kollektor zu Temperaturen bis 200 °C und somit zur Dampfbildung kommen. Damit im Stagnationsfall nicht das Sicherheitsventil anspricht, besteht die Möglichkeit, das Ausdehnungsgefäß so zu dimensionieren, dass auch das vom Dampf aus dem Kollektorkreis verdrängte Fluid im Gefäß aufgenommen werden kann.

Alternativ zu den oft sehr groß ausfallenden Ausdehnungsgefäßen kann das Überdruckventil an einen Behälter mit automatischer Nachspeisepumpe angeschlossen werden (siehe Abb. 27). Kommt es nun zu einer Stagnation, bei der Dampf entsteht, spricht das Sicherheitsventil bei z. B. 6 bar an und bläst Fluid in den Behälter ab. Fällt der Druck wieder unter einen Minimaldruck von z. B. 3 bar, speist die Nachspeisepumpe automatisch Fluid aus dem Behälter in den Kollektorkreis (weitere Möglichkeiten für einen eigensicheren Betrieb siehe [9]).

Um die Dampfmenge gering zu halten, sollten die Kollektoren im Kollektorfeld so angeordnet werden, dass bei Stagnation nur wenig Flüssigkeit in den Kollektor nachfließen kann, wenn



■ **Abb. 27:** Automatische Nachspeisung bei Überdruck im Solarsystem. Das eingezeichnete Vorschaltgefäß vor dem Membranausdehnungsgefäß soll hohe Temperaturen im MAG verhindern.

das verdampfende Fluid die Flüssigkeit aus dem Kollektor verdrängt. Dadurch wird auch die Fluidmenge, die hohen thermischen Belastungen im Kollektor ausgesetzt ist, klein gehalten.

Werden mit Wasser gefüllte Rohre oder Behälter im Freien verlegt bzw. aufgestellt (z. B. Anschlussrohre an im Freien aufgestellten Solarspeichern), so ist sicherzustellen, dass sie nicht einfrieren können. Dies kann durch elektrische Heizbänder erfolgen oder durch eine intelligente Steuerung von Pumpen, mit der die Rohrleitung bei Frostgefahr kurzzeitig durch warmes Wasser erwärmt wird. Besonderes Augenmerk sollte darauf gelegt werden, dass diese Frostschutz-Schaltung einerseits sicher das Einfrieren verhindert, andererseits aber nicht mehr Wärme als notwendig verbraucht. Dies kann durch eine Überwachung der Temperatur im Rohr an einer kritischen Stelle und eine intelligente Steuerung der Pumpen erfolgen. Für den Notfall sollte auch eine Wärmeeinspeisung aus dem Heizungssystem vorgesehen werden, damit bei langen Kälteperioden ohne solaren Ertrag die Frostsicherheit gewährleistet ist.

Die Gefahr des Einfrierens besteht auch am Kollektorkreis-Wärmeübertrager, wenn bei Außentemperaturen unter dem Gefrierpunkt die Kollektorkreispumpe gestartet wird. Das Kollektorfliud ist dann zwar nicht gefroren, kann aber kälter als 0°C sein. Dadurch kann das sekundärseitige Heizungswasser einfrieren. Um dies zu vermeiden, wird eine Bypassschaltung am Kollektorkreis-Wärmeübertrager vorgesehen (Abb. 28). Diese Schaltung wird im Kollektorkreis eingebaut und gibt nur dann den Weg zum Wärmeübertrager frei, wenn die Temperatur des Kollektorfliuds oberhalb des Gefrierpunktes liegt.

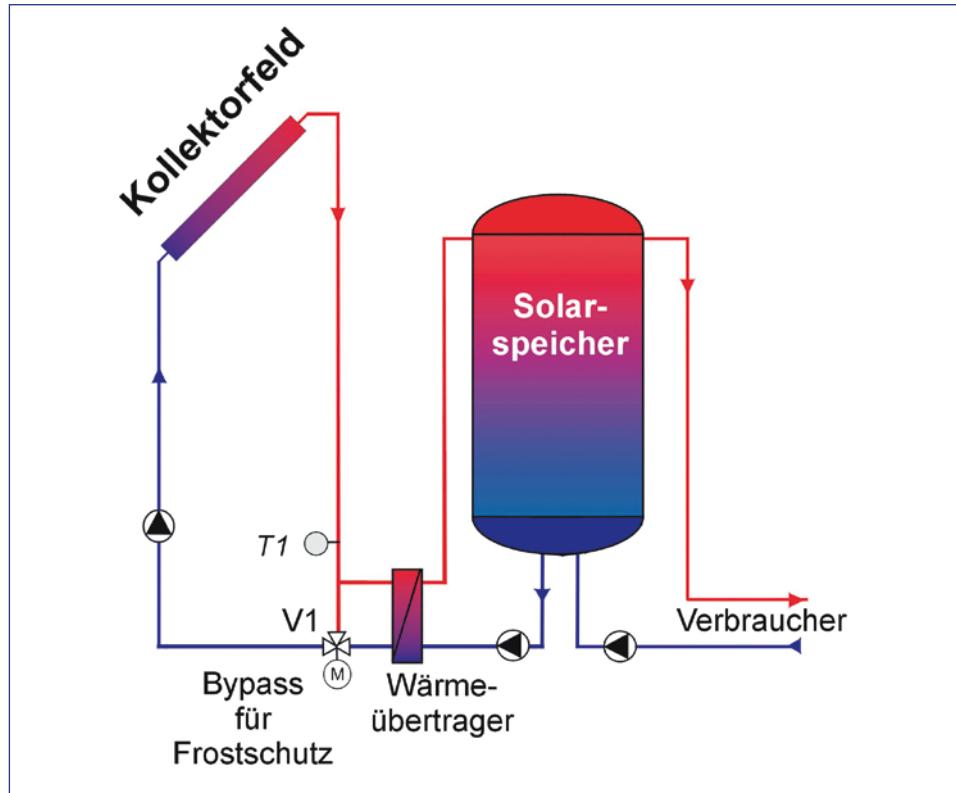


Abb. 28: Solarkreis mit Frostschutz-Schaltung

4 Solarthermische Anwendungen in Gebäuden

Bei der Errichtung einer solarthermischen Anlage sind das Anlagenkonzept und die Dimensionierung der Komponenten entscheidend für die spätere Wärmelieferung. Hier können allein durch ein gutes Anlagenkonzept bei gleichen oder geringfügig abweichenden Kosten deutlich höhere solare Erträge realisiert werden. Vorab soll erwähnt werden, dass ein einfaches Anlagenkonzept wegen seiner geringeren Störanfälligkeit in den meisten Fällen komplizierten Konzepten mit vielen Ventilen und Rohrverbindungen vorzuziehen ist. Eine funktionierende Anlage bringt höhere Erträge als ein bis ins Letzte ausgeklügeltes System, das häufig gestört ist.

Hinweis: Dieses Kapitel basiert im Wesentlichen auf dem Abschlussbericht zum Projekt Solarthermie2000plus, Förderkennzeichen 0329601Q, mit freundlicher Genehmigung der Zentralstelle für Solartechnik (ZfS) [10].

4.1 Trinkwassererwärmungssysteme

In diesem Anlagentyp wird allein das Trinkwasser erwärmt bzw. vorgewärmt, wobei eine nachgeschaltete konventionelle Heizungsanlage das Wasser im Bedarfsfall auf das notwendige Temperaturniveau nacherwärmst.

Es sind dabei mehrere empfehlenswerte Varianten zu unterscheiden. Bei den aufgeführten Anlagenkonzepten handelt es sich ausschließlich um diejenigen, die sich im Rahmen der Förderprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus bewährt haben.

Unter Trinkwassererwärmungssystemen werden hier die folgenden Systemvarianten behandelt:

- Trinkwassererwärmungssysteme mit Vorwärmespeichern,
- Frischwassersysteme,
- Anlagen mit solarer Erwärmung des Zirkulationswassers.

Bei allen Varianten ist der solare Anlagenteil bis zur Nutzwärmeübergabe mithilfe des Trinkwasser-Wärmeübertragers gleich aufgebaut.

Trinkwassererwärmungssysteme mit Vorwärmespeicher

Bei dieser Variante wird das Trinkwasser bei der Nutzwärmeübergabe im Wärmeübertrager erwärmt und in einen sogenannten solaren Vorwärmespeicher gepumpt. Nach der Vorwärmung fließt das Wasser in den Bereitschaftsspeicher, wo es von der Nachheizung (z. B. Kessel) auf die Solltemperatur gebracht wird. Die Legionellenbildung kann durch Einbau einer Legionellenschaltung vermieden werden, durch die der Trinkwasservorwärmespeicher täglich komplett auf 60°C erwärmt wird, um Legionellen abzutöten. Der Rücklauf der Warmwasserzirkulation wird an den Bereitschaftsspeicher angeschlossen. Dadurch wird eine unnötige Erwärmung des Vorwärmespeichers vermieden. Allerdings können bei dieser Systemschaltung auch die Zirkulationsverluste nicht solar ausgeglichen werden. Auf die energetisch sinnvolle Einbindung der Zirkulation ins Solarsystem wird in Kapitel 4.2 näher eingegangen.

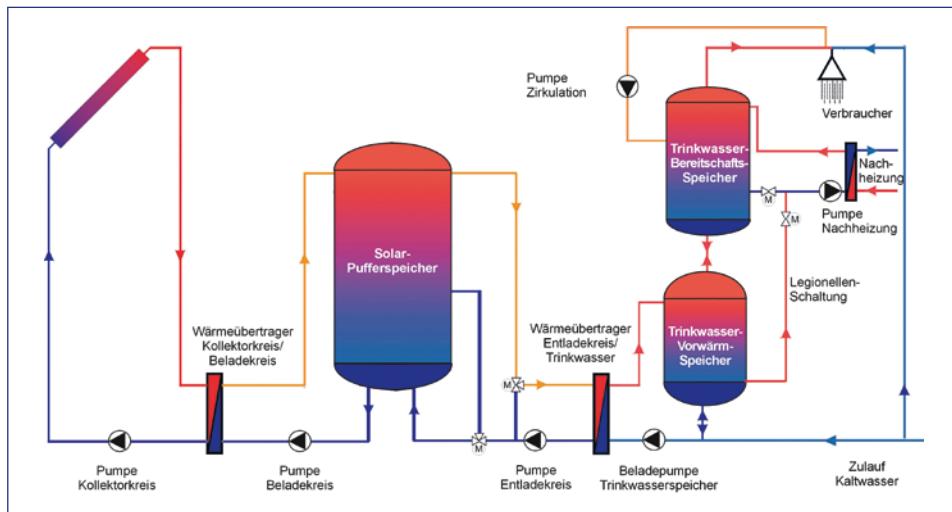


Abb. 29: Vereinfachtes Hydraulikschematische einer Solaranlage mit Vorwärmespeicher

Die Vorteile der Variante mit solarem Vorwärmespeicher:

- Es sind keine Veränderungen am bestehenden konventionellen System notwendig.
- Vorhandene konventionelle Bereitschaftsspeicher können weiter betrieben werden. Dies gilt auch für konventionell beheizte Nachheizdurchlaufsysteme, wenn sie in der Leistung regelbar sind.
- Die Entladung des Pufferspeichers ist in Grenzen (je nach Volumen des Vorwärmespeichers) unabhängig vom momentanen Trinkwarmwasserverbrauch möglich. Dadurch wird die Kapazität zur Speicherung von Solarenergie um das Volumen des solaren Vorwärmespeichers vergrößert.
- Der Wärmeübertrager für die Nutzwärmeübergabe an das Trinkwasser kann relativ klein und preisgünstig gehalten werden.
- Die Entladeregelung ist einfach und kostengünstig mit einem Zweipunktregler zu realisieren.
- Der Druckabfall im Wärmeübertrager für die Nutzwärmeübergabe an das Trinkwasser wird über eine Pumpe (Beladepumpe Trinkwasserspeicher) gedeckt. Der Wärmeübertrager verursacht also im Pfad des gezapften Trinkwarmwassers keinen Druckabfall.
- An beiden Seiten des Wärmeübertragers für die Nutzenübergabe an das Trinkwasser liegen definierte Strömungsverhältnisse vor. Dies vereinfacht die Auslegung des Wärmeübertragers gegenüber dem unsteten Trinkwasser-Zapfvolumenstrom bei Frischwassersystemen.

Die Nachteile der Variante mit solarem Vorwärmespeicher:

- Gegenüber Frischwassersystemen sind zusätzlich ein Vorwärmespeicher und eine Ladepumpe (Beladepumpe Trinkwasserspeicher) erforderlich. Zum Schutz vor Legionellenwachstum muss der Vorwärmespeicher vom Kessel einmal pro Tag auf 60 °C erwärmt werden, sofern dies nicht durch den Solarpufferspeicher erfolgt ist.
- Der solare Vorwärmespeicher verursacht Wärmeverluste, von denen ein Teil durch die tägliche 60 °C-Erwärmung (Legionellschaltung) entsteht.

- Selbst bei ansonsten guter Temperaturschichtung im Vorwärmsspeicher können in der Praxis im unteren Bereich Mischtemperaturen entstehen, sodass zeitweise höhere Temperaturen als die des Kaltwassers über den Wärmeübertrager für die Nutzenübergabe in den Solarkreis gelangen.
- Eine geschichtete Einspeisung des Rücklaufs aus dem Wärmeübertrager für die Nutzwärmeübergabe in den Pufferspeicher ist zweckmäßig, weil in diesem Rücklauf Temperaturen zwischen knapp oberhalb der Kaltwassertemperatur und fast 60 °C auftreten können.
- Der Stromverbrauch steigt durch die zusätzliche Pumpe auf der Trinkwasserseite des Wärmeübertragers für die Nutzwärmeübergabe etwas an.

Obwohl die Rücklauftemperatur zu den Kollektoren etwas höher ist als bei den Frischwassersystemen, liegt die Effizienz der Variante mit Vorwärmsspeicher nahe bei der der Frischwassersysteme. Voraussetzungen dafür sind ein gut abgestimmtes Vorwärmsspeichervolumen, eine gute Speicher-Wärmedämmung und eine Auslegung des Wärmeübertragers für die Nutzenübergabe auf eine kleine mittlere logarithmische Temperaturdifferenz von 5 K.

Bei folgenden Anlagen wurde das System mit solarem Vorwärmsspeicher realisiert:

- Kreisklinik Mindelheim [11],
- Stadt klinik Baden-Baden [12],
- Familienheim Freiburg Wilmersdorfer Straße [13],
- Wohngebäude München [14],
- Altenheim M. A. Nexö Leipzig [15],
- Wohnhochhäuser Frankfurt [16],
- Altenpflegeheim Stralsund [17].

Die Projekt-Abschlussberichte können unter www.fgnet.hs-offenburg.de in der Rubrik »Solarthermie« bei der jeweiligen Anlage oder auf www.Solarthermie-2000.de im Teilprogramm 2 unter »Geförderte Projekte« abgerufen werden, die Berichte der Zentralstelle für Solartechnik (ZfS) auch auf www.solarwaerme-info.de/technische-informationen/zfs.

Frischwassersysteme

Bei dieser Variante wird auf den solaren Vorwärmsspeicher im Trinkwasserkreis ganz verzichtet. Dadurch fließt das Wasser vor Eintritt in den Bereitschaftsspeicher unmittelbar über den Wärmeübertrager für die Nutzwärmeübergabe. Dort wird es vorgewärmt, sobald in den Solarpufferspeichern eine höhere Temperatur als im frisch gezapften Trinkwasser vorhanden ist (siehe Abb. 30). Um eine möglichst optimale Wärmeübertragung im Wärmetauscher zu gewährleisten, muss der Volumenstrom auf der Speicherseite des Wärmeübertragers dem Volumenstrom auf der Trinkwasserseite (der dem Zapfvolumenstrom des Trinkwarmwassers entspricht) möglichst 1:1 nachgeführt werden. Hierzu ist eine schnelle und genaue Regelung der Pumpe im Speicher-Entladekreis notwendig.

Die Vorteile dieser Variante mit Frischwassersystem:

- Es sind (bis auf die Einbindung des Wärmeübertragers zur Nutzenübergabe) keine Veränderungen am bestehenden konventionellen System notwendig. Dadurch ergibt sich eine einfache und kostengünstige Einbindung in das bestehende Trinkwassernetz.

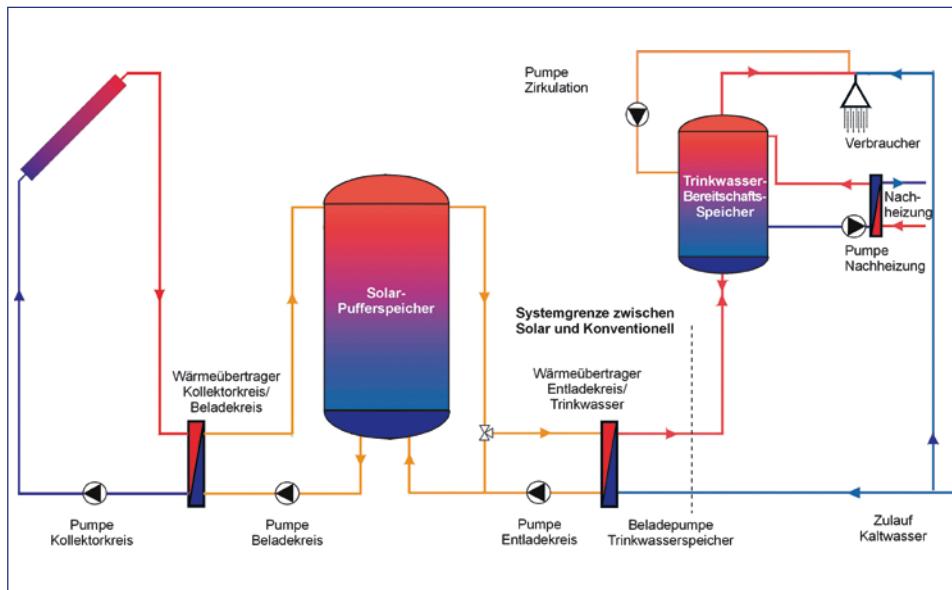


Abb. 30: Vereinfachtes Hydraulikschema einer Solaranlage mit Frischwassersystem

- Vorhandene Bereitschaftsspeicher können weiter betrieben werden. Dies gilt auch für konventionelle Nachheizdurchlaufsysteme, wenn sie in der Leistung regelbar sind.
- In der Regel ist kein zusätzlicher Aufwand für die Trinkwasserhygiene erforderlich (im Gegensatz zu Systemen mit solarem Vorräumspeicher).
- Diese Variante weist gute Voraussetzungen für einen optimalen Solarertrag auf. Da der Wärmeübertrager zur Nutzwärmeübergabe direkt vom Kaltwasser angeströmt wird, gelangt bei korrekter Regelung des Pufferspeicher-Entlade-Volumenstroms und richtiger Dimensionierung des Wärmeübertragers ein gut abgekühlter Rücklauf in den Pufferspeicher.
- Diese Variante weist einen geringeren Strombedarf als Vorräumspeichersysteme auf, da nur eine zusätzliche Solarpumpe (Pumpe Entladekreis) erforderlich ist.

Die Nachteile dieser Variante mit Frischwassersystem:

- Die drehzahlgesteuerte Regelung der Pufferspeicher-Entladepumpe ist aufwendig und nur mit größerem Messaufwand (hohe zeitliche Auflösung) zu kontrollieren.
- Bei großem dynamischem Bereich des Zapfvolumenstroms (von Null bis zu mehreren m^3/h) ist evtl. ein zweiter Wärmeübertrager erforderlich (Kaskadenschaltung). Dabei ist jedoch abzuwegen, ob ganz auf die solare Deckung von hohen Zapfspitzen verzichtet wird.
- Hoher Druckabfall im Wärmeübertrager kann dazu führen, dass der Druck im Warmwassernetz erheblich unter den Druck im Kaltwassernetz abfällt. Dadurch besteht die Gefahr von Fehl-Überströmungen aus dem Kaltwassernetz in das Warmwassernetz an Mischstellen von Warm- mit Kaltwasser (vor allem bei hohem Zapfvolumenstrom).
- Verkalkt oder verschmutzt der Wärmeübertrager, so erhöht dies den Druckabfall. Dies kann zu Störungen der Warmwasserversorgung führen.

Weitere Hinweise zur Ausführungsvariante Frischwassersystem:

- In Solarthermie-2000-Anlagen traten aufgrund mangelhafter Anpassung des Volumenstroms der Entladepumpe an den Zapfvolumenstrom sehr häufige Probleme mit der Regelung auf. Die Entladung des Pufferspeichers und die Erwärmung des Trinkwassers gestalteten sich dadurch nicht optimal. Heute werden auf dem Solarmarkt jedoch zahlreiche Frischwasserstationen angeboten. Es ist jeweils zu prüfen, ob diese Stationen ihre Aufgabe zufriedenstellend erfüllen.
- Die Anbindung der Zirkulation an die Kaltwasserleitung (zur solaren Deckung von Zirkulationsverlusten) wird wegen der damit verbundenen Erhöhung der Eintrittstemperatur in den Wärmeübertrager in der Regel nicht empfohlen.
- Die Auslegung des Wärmeübertragers erfordert besondere Sorgfalt. Insbesondere der maximal zulässige Druckverlust bei hohen Zapfspitzen und eine gleichzeitig gute Wärmeübertragung bei niedrigen Durchflüssen sind zu beachten.
- Die Kaskadierung (Parallelschaltung) von mehreren Wärmetauschern ist eine denkbare und von Herstellern angebotene Lösung, um größere Zapfspitzen bei akzeptablem Druckverlust erwärmen zu können.
- Um ein zu starkes Verkalken des Wärmeübertragers zu vermeiden, wird eine Rücklaufbeimischung im Entladekreis des Pufferspeichers installiert, die die Temperatur im Wärmeübertrager auf ca. 60°C begrenzt.

In folgenden Anlagen wurde das Frischwassersystem realisiert:

- Studentendorf Freiburg-Vauban [18],
- Jugendherberge Saarbrücken [19],
- städtisches Klinikum Solingen [20],
- Altenheim Hans-Sieber-Haus München [21].

Die Projekt-Abschlussberichte können unter www.fgnet.hs-offenburg.de in der Rubrik »Solarthermie« bei der jeweiligen Anlage oder auf www.Solarthermie-2000.de im Teilprogramm 2 unter »Geförderte Projekte« abgerufen werden, die Berichte der Zentralstelle für Solartechnik (ZfS) auch auf www.solarwaerme-info.de/technische-informationen/zfs.

Einbindung der Warmwasserzirkulation in das Solarsystem

Die Wärmeverluste der Trinkwarmwasserzirkulation sind teilweiseum ein Vielfaches höher, als für die Erwärmung des Trinkwarmwassers allein benötigt. Um einen höheren Gesamtdeckungsanteil erzielen zu können, ist deshalb die Einbindung der Zirkulation in das Solarsystem wünschenswert.

Vor Einbindung der Zirkulation in ein Solarsystem sind prinzipiell folgende Maßnahmen durchzuführen:

- Hydraulischer Abgleich des Zirkulationsnetzes,
- Gute Wärmedämmung aller Trinkwasserleitungen,
- Reduzierung des Zirkulationsvolumenstroms so weit, dass im Zirkulationsrücklauf keine höhere Temperatur als 55°C erreicht wird (lt. [8] noch zulässig).

Bei dieser Variante wird die Zirkulation mithilfe eines Umschaltventils so eingebunden, dass sie über einen zusätzlichen Wärmeübertrager erwärmt werden kann, der allein der Anhebung des Zirkulationsrücklaufs dient. Diese Einbindung erfolgt, bevor der Zirkulationsrücklauf in den Bereitschaftsspeicher geleitet wird, wo er auf die notwendige Warmwassertemperatur (z.B. 60°C) angehoben wird. In Abb. 31 ist diese Einbindungsvariante für ein Frischwassersystem dargestellt. Eine Steuerung gibt mit Hilfe von Ventil V1 den Weg zum Wärmeübertrager frei, sobald die Rücklauftemperatur der Zirkulation niedriger ist als die Speichertemperatur. Der Rücklauf wird solar erwärmt.

Eine einfachere Einbindung der Zirkulationsleitung in das Solarsystem zeigt Abb. 32. Hier wird der Zirkulationsrücklauf im oberen Bereich des Vorwärmsspeichers angeschlossen. Bei System-

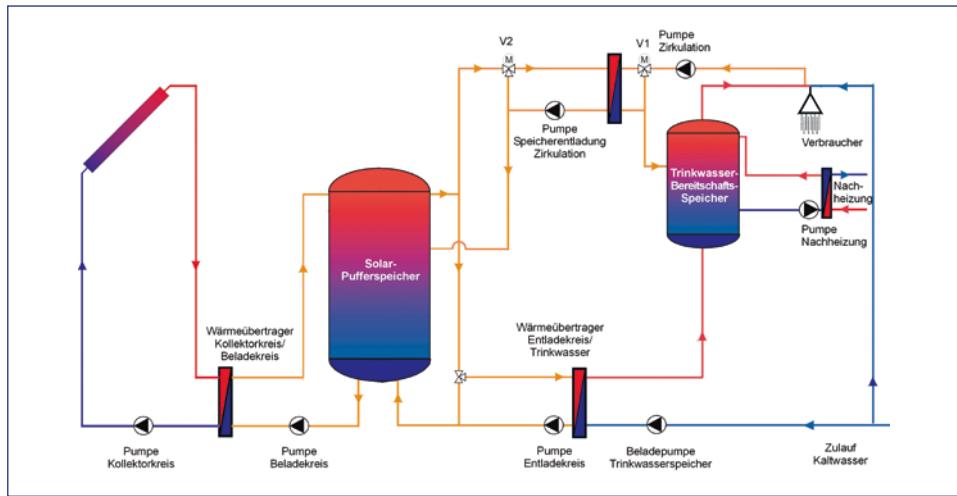


Abb. 31: Vereinfachtes Hydraulikschema einer Solaranlage mit Frischwassersystem und zusätzlichem Wärmetauscher für die solare Vorwärmung der Zirkulation (wird empfohlen)

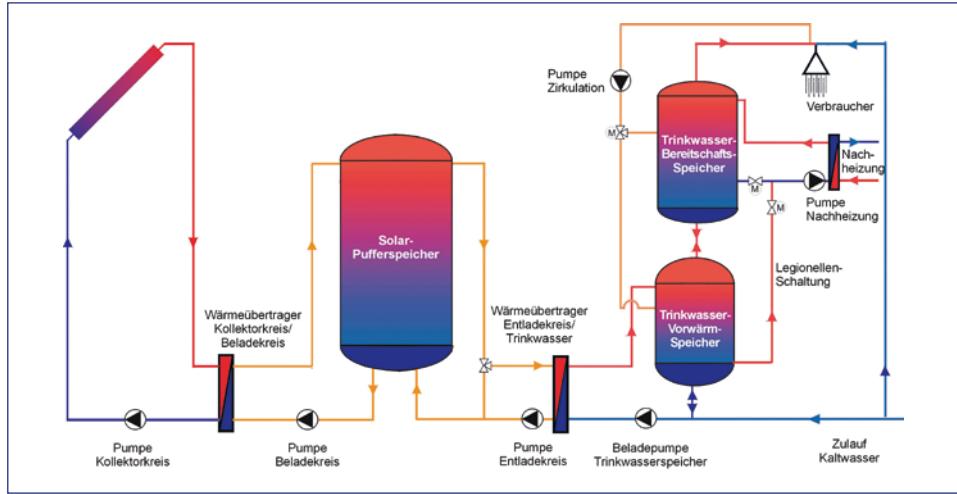


Abb. 32: Vereinfachtes Hydraulikschema einer Solaranlage mit Einbindung der Warmwasserzirkulation in den Vorwärmsspeicher

men ohne Vorwärmespeicher wird eine Einbindung ohne Zirkulationswärmetauscher nicht empfohlen. Denn folglich könnte die Solaranlage nur noch auf relativ hohem Temperaturniveau betrieben werden, was wiederum den solaren Ertrag deutlich reduzieren würde. Empfohlen wird vielmehr die Einbindung entsprechend Abb. 31.

Die Vorteile der Einbindung der Zirkulation mit eigenem Wärmeübertrager (nach Abb. 31):

- Das Kaltwasser wird nicht mit dem Zirkulationsrücklauf vermischt, was niedrige Eintrittstemperaturen in den Wärmeübertrager zur Nutzwärmeübergabe an das Trinkwasser ermöglicht.
- Die Anbindung der Zirkulation mit einem separaten Wärmetauscher ist zwar aufwendiger als die Anbindung an den Vorwärmespeicher mit einem Umschaltventil im Zirkulationsrücklauf. Aufgrund der einfacheren Regelung gegenüber einer Volldeckung mit Umschaltventil ist diese Variante jedoch empfehlenswerter. Außerdem besteht keine Gefahr von Fehlströmungen durch undichte Ventile.
- Die Einbindung des Zirkulationsrücklaufs über einen zusätzlichen Wärmetauscher ist aus energetischer Sicht auf jeden Fall die bessere Lösung. Die Investitionskosten für den Wärmetauscher fallen allerdings zusätzlich an.

Weitere Hinweise zur Einbindung der Warmwasserzirkulation:

- Das Umschaltventil V1 sollte dicht am Zirkulations-Wärmeübertrager sein, damit in Zeiten ohne solare Zirkulationsdeckung (Normalfall) die nicht durchströmen Rohrleitungen möglichst kurz sind (Wasserhygiene).
- Der Zirkulations-Wärmeübertrager sollte großzügig ausgelegt sein (niedrige Temperaturdifferenz zwischen Primär und Sekundärseite maximal 5 K, besser: 3 K). Je niedriger diese Temperaturdifferenz ist, desto häufiger und länger kann Zirkulationsenergie über Solarwärme gedeckt werden.
- Der Zirkulations-Wärmeübertrager darf den Zirkulationsvolumenstrom nicht zu stark beeinflussen, weil sonst weit von dem Speicher entfernt liegende Zapfstellen evtl. nicht mehr ausreichend angeströmt werden und die Temperatur im Zirkulationsrücklauf unter den zugelassenen Minimalwert von 55 °C absinken könnte.
- Zur Dimensionierung der Zirkulationseinbindung sollte ein Simulationsprogramm benutzt werden, da es unmöglich ist, die Auswirkungen aller speziellen Bedingungen auf ein einzelnes System in verallgemeinernden Regeln zusammenzufassen.
- Um ein zu starkes Verkalken des Zirkulations-Wärmeübertragers zu vermeiden, wird eine Rücklaufbeimischung auf der Pufferspeicherseite installiert, die die Temperatur im Wärmeübertrager begrenzt. Diese Funktion übernimmt das Regelventil V2. Der zugehörige Temperatursensor kann am Ausgang des Wärmeübertragers auf der Trinkwasserseite oder auch im Einlauf der Pufferseite montiert werden.

4.2 Empfehlungen für die Auslegung solarer Trinkwarmwassersysteme

Für die Auslegung einer Solaranlage zur Trinkwassererwärmung sind der Warmwasserbedarf bei 60 °C und das Verbrauchsprofil die wichtigsten Auslegungskriterien. Sind diese Daten nicht bekannt, so wird eine Messung der Verbrauchsdaten empfohlen. Hierbei müssen neben dem

zeitlichen Verlauf des Warmwasserverbrauchs auch die der Warm- und Kaltwassertemperatur ermittelt werden. Soll die Zirkulation eingebunden werden, müssen auch deren Volumenstrom und die Rücklauftemperatur erfasst werden. Nach Möglichkeit sollte auch die Bewohnerzahl berücksichtigt werden. Die Messungen und die anschließende Auslegung der Anlage sollten in der Schwachlastphase im Sommer (Ferienzeit) durchgeführt werden.

Die hier gegebenen Empfehlungen für die Dimensionierung der solaren Anlagenkomponenten dienen bei Zuhilfenahme eines Simulationsprogramms als Startwerte für eine iterative Annäherung an die endgültigen Komponentengrößen.

Auslegung des Kollektorfeldes von Trinkwassersystemen

Bei der Auslegung des Kollektorfeldes sollte ein Optimum zwischen solarem Deckungsanteil, Anlagenkosten und Systemnutzungsgrad gefunden werden. Ein wichtiger Parameter bei der Auslegung des Kollektorfeldes sind die solaren Nutzwärmekosten. Sie erreichen ihr Minimum bei einer Kollektorauslastung zwischen $50\text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ und $70\text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ [6]. Die Solarsystemauslastung beschreibt den durchschnittlichen täglichen Warmwasserbedarf bei 60°C eines Gebäudes, bezogen auf die Kollektorfläche. Bei einer derartigen Dimensionierung erreicht man Solarwärmekosten in der Nähe des Minimums bei bereits akzeptabel hohem solaren Deckungsanteil und guter Solarsystemeffizienz. Das Minimum für die Solarwärmekosten in Abb. 33 ist relativ flach. Es liegt im Bereich der Auslastung von ca. $70\text{--}120\text{ l}/(\text{d} \cdot \text{m}^2)$. Mit sinkender Auslastung des Systems fällt der System-Nutzungsgrad stark ab, die Kosten für die solare Nutzwärme steigen steil an. Gleichzeitig steigt aber der solare Deckungsanteil an.

Bei geringerer Auslastung steigt der Preis für die kWh solarer Nutzwärme stark an, da der Nutzungsgrad stark abnimmt und pro Quadratmeter Kollektorfläche erheblich geringere Erträge erzielt werden können (Abb. 33). Außerdem kommt es in Solaranlagen mit zu geringer

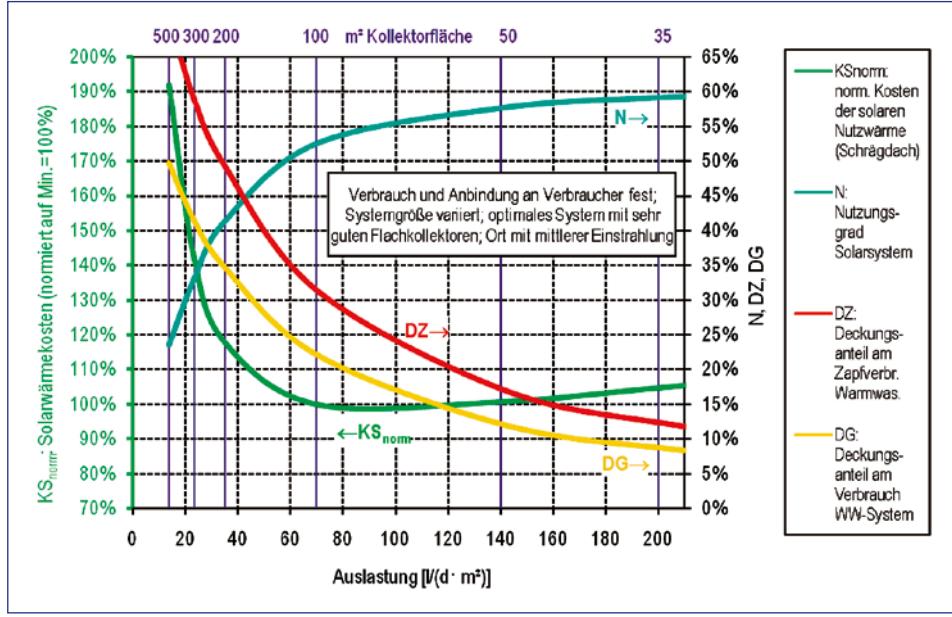


Abb. 33: Nutzungsgrad, Deckungsgrade und Kosten bei unterschiedlich groß ausgelegten Solarsystemen und konstantem Trinkwarmwasserverbrauch ohne Einbindung der Zirkulation

Auslastung bzw. zu groß dimensionierten Kollektorfeldern zu häufigen Stillständen wegen voll beladener Solarspeicher. Dies führt zu unerwünschten thermischen Belastungen von Kollektoren und Kollektorflüssigkeit.

Trinkwasseranlagen mit Einbindung der Zirkulation können wegen des deutlich größeren Wärmebedarfs großzügiger ausgelegt werden. Bei Volldeckung der Zirkulationsverluste an Tagen mit hoher Solareinstrahlung können für die Auslastung Werte von $25 \text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{d}) - 35 \text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ zugrunde gelegt werden, ohne dass die Gefahr häufiger Stillstandsphasen besteht [10]. Bei einer Teildeckung der Zirkulationsverluste auch an strahlungsreichen Tagen dienen ca. $40 \text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{d}) - 45 \text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ als Richtwert. Generell wird für die genaue Ermittlung der optimalen Kollektorflächen die Zuhilfenahme eines Simulationsprogrammes empfohlen.

Dimensionierung des Solarpufferspeichers in Trinkwassersystemen

Auch hier muss bei der Auslegung ein Optimum zwischen solarem Nutzungsgrad, Deckungsanteil und Wirtschaftlichkeit der Anlage angestrebt werden. Anhand Abb. 34 kann die grobe Dimensionierung der Pufferspeicher vorgenommen werden, um einen Startwert für eine Feinlauslegung zu haben. Bei starken Abweichungen der angegebenen Randbedingungen sind die Kurven nur noch bedingt aussagekräftig.

Hierbei wurden folgende Randbedingungen zugrunde gelegt:

- Zapfprofil: Mehrfamilienhaus (ähnlicher Trinkwarmwasserverbrauch an allen Tagen),
- Maximal zulässige Speichertemperatur: 95°C ,
- Standort Köln: Strahlungsenergie horizontal $1.000 \text{ kWh}/(\text{a} \cdot \text{m}^2)$.

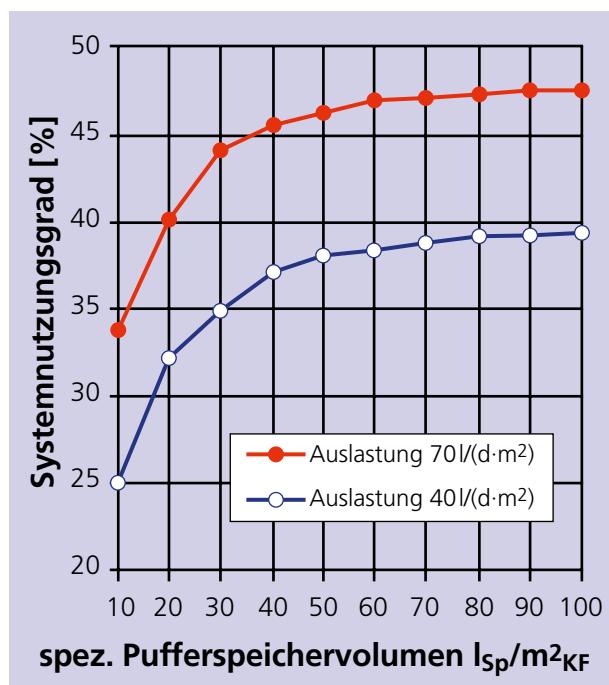


Abb. 34: Systemnutzungsgrad einer Anlage zur solaren Trinkwassererwärmung in Abhängigkeit des spezifischen Pufferspeichervolumens

Für eine Kollektorauslastung von $70\text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ wird ein Pufferspeichervolumen von ca. $50\text{ l}/\text{m}^2$ -Kollektorfläche empfohlen. Ab diesem Wert steigt der Systemnutzungsgrad nur noch unwesentlich an. Bei $40\text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ werden analog ca. $55\text{ l}/\text{m}^2$ -Kollektorfläche empfohlen. Auch hier sollte für die exakte Auslegung ein Simulationsprogramm genutzt werden.

Auslegung des solaren Vorwärmespeichers

Die Größe des solaren Trinkwasservorwärmespeichers richtet sich nach dem täglichen Trinkwarmwasserverbrauch. Das Volumen des Vorwärmespeichers sollte bei ca. 10 % des täglichen Trinkwarmwasserverbrauchs liegen.

4.3 Anlagen zur kombinierten Trinkwassererwärmung und Gebäudeheizung (Kombianlagen)

Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung (kurz Kombianlagen) lassen sich bezüglich der Anbindung des Solarpuffers an das konventionelle System in zwei Grundvarianten einteilen (siehe hierzu Abb. 35):

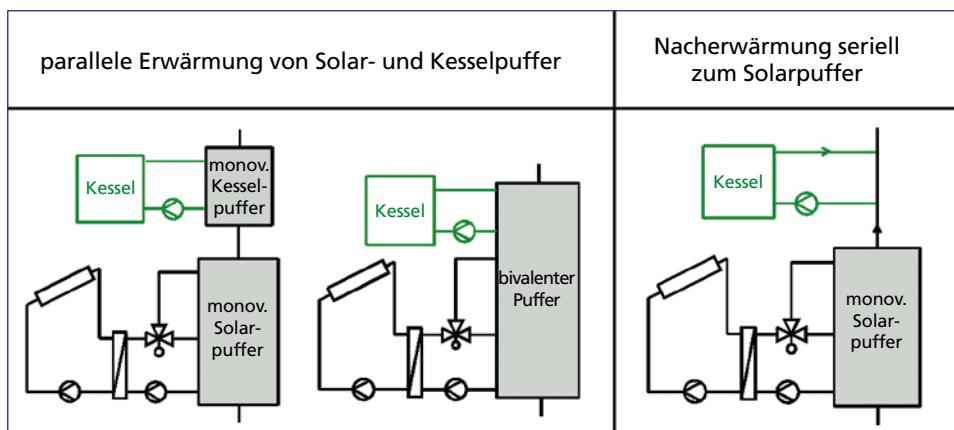
■ Variante mit paralleler Erwärmung von Solar- und Kesselpuffer

Solar- und Kesselpuffer können als zwei monovalente Puffer oder als ein bivalenter Puffer ausgeführt sein. Die Nacherwärmung des solar vorgewärmten Heizwassers erfolgt im Kesselpuffer bzw. im oberen Bereich des bivalenten Puffers über den Heizkessel.

■ Variante mit Nacherwärmung seriell zum Solarpuffer

Bei dieser Variante steht dem Kessel kein Puffervolumen zur Verfügung.

Auf diese beiden Grundvarianten können im Prinzip alle Anlagen zur Unterstützung der Gebäudeheizung zurückgeführt werden. Unterschiede betreffen die Anzahl der angeschlossenen Lastkreise wie z. B. ein Lastkreis im Wärmenetz oder drei einzelne Lastkreise (Trinkwassererwärmung, Trinkwarmwasser-Zirkulation und Gebäudeheizung) und die Art der Anbindung der Lastkreise an das Solarsystem (Frischwassersystem oder mit Vorwärmespeicher). Dabei haben



■ Abb. 35: Grundvarianten von Kombianlagen nach [10]

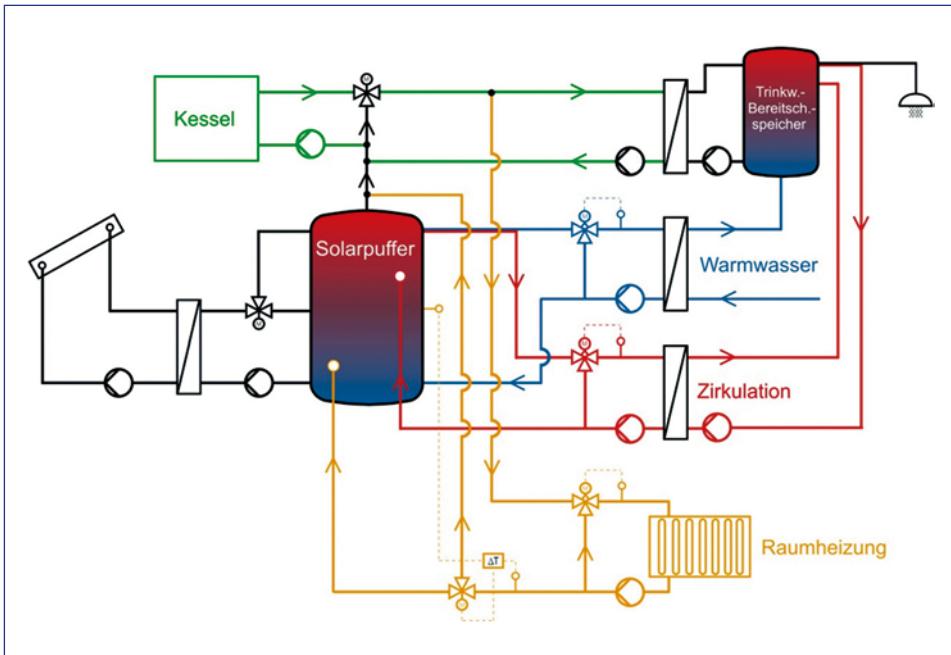


Abb. 36: Systemschema einer Kombianlage mit thermisch getrennter Anbindung der Verbraucher-Rücklaufleitungen an den Solarpufferspeicher nach [10]

Simulationsrechnungen gezeigt, dass es bezüglich der Wärmeabgabe aus dem Solarsystem nebensächlich ist, ob der Kessel parallel oder seriell ohne Kesselpuffer angebunden wird.

Hinweis: Im Rahmen von Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus wurden nur solche Anlagen zur Unterstützung der Gebäudeheizung analysiert, die über ein Nahwärmenetz an das Solarsystem angeschlossen sind (siehe Kapitel 6.3). Lediglich aus dem Verbundprojekt »Kombianlagen« [22] liegen erste Erfahrungen mit zwei Anlagen vor. Bei diesen Anlagen werden die Wärmeverbraucher Trinkwasser, Zirkulation und Raumheizung mit ihren einzelnen Verbrauchskreisen getrennt unterstützt.

In [22] werden Empfehlungen für die Anbindung von Verbrauchern mit verschiedenen Rücklauftemperaturen anhand verschiedener Grundkonzepte gegeben. Die Grundkonzepte beruhen auf der physikalisch richtigen Idee, dass Verbraucher mit unterschiedlichen Rücklauftemperaturen auch mit getrennten Rücklaufleitungen an das Solarsystem angeschlossen werden, damit die Temperaturschichtungen im Solarspeicher nicht vermischt werden und möglichst sich optimal ausbilden können (Abb. 36).

Es fehlen bisher jedoch Betriebserfahrungen mit Solaranlagen, in denen Grundkonzepte mit thermisch getrennter Anbindung der Verbraucher-Rücklaufleitungen auch in Realität umgesetzt wurden.

Empfehlungen für die Auslegung von Kombianlagen zur Trinkwassererwärmung und Gebäudeheizung

Zur Auslegung solarthermischer Kombianlagen bestehen nur wenige Empfehlungen, die außerdem hauptsächlich auf Simulationsrechnungen beruhen.

Auslegung des Kollektorfeldes von Kombianlagen

Anhand von Simulationsrechnungen wurde untersucht, wie groß das Kollektorfeld bei einer Kombianlage im Vergleich zu einer reinen Trinkwasseranlage (Auslastung Kollektorfeld 70l/(m²·d), 120 m² Aperturfläche) dimensioniert werden sollte. Hierzu wurden Simulationen mit Kollektorfeldern, die 1,7 (200 m²)–17-fach (1.000 m²) größer ausgelegt wurden, durchgeführt [22]. Es zeigte sich, dass oberhalb drei- bis fünffacher Vergrößerung das Kollektorfeld deutlich häufiger in Stagnation geht als bei kleinerer Dimensionierung. Ebenso nimmt der solare Deckungsanteil ab drei- bis fünffacher Vergrößerung nur noch wenig zu, da der Systemnutzungsgrad u. a. durch die häufigeren Stagnationen und die höheren Systemtemperaturen abnimmt. Die spezifischen Systemkosten in Euro/m² sind unterhalb einer drei- bis fünffachen Vergrößerung deutlich höher als oberhalb. Sie nehmen aber dann bei noch größeren Kollektorfeldern nur noch geringfügig ab.

Deshalb kann als grobe Auslegungsempfehlung für solarthermische Großanlagen zur Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung eine drei- bis fünffache Größerdimensionierung des Kollektorfeldes im Vergleich zu einer reinen Trinkwasseranlage gelten. Dieser Wert kann als Ausgangsgröße für eine iterative Dimensionierung per Simulationsrechnungen herangezogen werden. Die übrigen Auslegungsparameter wie Wärmebedarf für die Heizung, Zirkulationsverluste und Bedarf für Trinkwarmwasser sollten bekannt sein.

Dimensionierung des Solarpufferspeichers in Kombianlagen

Wie bei reinen Trinkwassersystemen richtet sich das Solarpufferspeichervolumen nach der Größe des Kollektorfeldes. Da aber durch einen größeren Pufferspeicher Stagnationen vermieden werden, sollte dieser überproportional dimensioniert sein. In Anlehnung an die Dimensionierung von Pufferspeichern in Trinkwassersystemen wurde hierfür folgende Formel entwickelt:

$$V_0 = V_{sol,TWW} \cdot (A_{FK} / A_{FK,TWW})^a$$

mit: V_0 = Solarspeichervolumen Kombianlage,

$V_{sol,TWW}$ = Solarpufferspeichervolumen einer Trinkwasseranlage mit 70l/(m²d) Auslastung A_{FK} = Kollektorfläche der Kombianlage in m²,

$A_{FK,TWW}$ = Kollektorfläche einer Anlage zur Trinkwassererwärmung,

a = Exponentialfaktor zur überproportionalen Vergrößerung des Solarpufferspeichervolumens.

Mit dem Exponenten a wird der Faktor der Überdimensionierung berücksichtigt. Dabei hat sich anhand von Simulationen ein Wert von 1,3–1,35 als optimal herausgestellt. Ausgehend von einer Kollektorfeldgröße eines Trinkwassersystems von 100 m², einem spezifischen Speichervolumen von 50 l/m² Kollektorfläche und einer Kollektorfläche der Kombianlage von 400 m², ergibt sich so bei einem Exponentialfaktor von $a = 1,32$ die Solarpufferspeichergröße zu 31 m³. Auch hier sollen die genannten Werte lediglich als Startwerte für eine iterative Speichergrößenermittlung mit einem Simulationsprogramm gelten.

5 Wirtschaftlichkeit solarthermischer Großanlagen

5.1 Methodischer Ansatz zur Untersuchung der Wirtschaftlichkeit

In den Förderprogrammen Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus wurde die Wirtschaftlichkeit der Solarsysteme anhand des solaren Wärmepreises untersucht. Die dabei berücksichtigten Systemkosten des Solarsystems umfassen die Anlagenteile, die durch Anschaffung, Einbau und Betrieb der Solaranlage zusätzlich anfallen. Bei Komponenten, die sowohl solare als auch konventionelle Kostenanteile beinhalten (wie z. B. ein bivalenter Speicher), werden nur die Mehrkosten des (größeren) bivalenten Speichers gegenüber einem (kleineren) Nachheizspeicher angerechnet.

Die solaren Nutzwärmekosten werden auf Grundlage der solaren Systemkosten nach dem im Folgenden beschriebenen stark vereinfachten Verfahren in Anlehnung an die Annuitätenmethode berechnet.

$$\text{Solare Nutzwärme} = \frac{\text{Kosten Solarsystem in €} \cdot \text{relative Annuität}}{\text{Jährlicher solarer Ertrag in kWh}}$$

Nicht enthalten in diesem Näherungswert sind die Instandhaltungskosten (ca. 1–2 % der Investitionskosten pro Jahr) und die Betriebskosten für die elektrische Hilfsenergie für Pumpen, Stellventile, Regelung. Dafür ist in den Investitionskosten die Mehrwertsteuer enthalten. Annusiert man diese Mehrwertsteuer, die bei den großen Anlagen im gewerblichen Bereich meist als Vorsteuer wieder abgezogen werden kann, so erhält man eine Jahresbelastung von ca. 1,5 %. Die bei den Systemkosten wegen des Vorsteuerabzugs nicht einzurechnende Mehrwertsteuer kompensiert also in etwa das Fehlen der jährlichen Instandhaltungs- und Betriebskosten.

Dadurch ist zwar keine abschließende Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Solargroßanlagen möglich. Die ermittelten solaren Nutzwärmekosten ermöglichen jedoch einen direkten Vergleich mit dem aktuellen Wärmepreis für fossile Wärmeträger in Euro/kWh. Basierend auf einer 20-jährigen Lebensdauer der Solaranlage und einer Kapitalverzinsung von 6 % (zum Zeitpunkt der Ende der 90er / Anfang 2000er Jahre gebauten Solaranlagen) ergibt sich eine relative Annuität von 8,72 %. Bei heute gebauten Anlagen kann natürlich ein niedrigerer Zinssatz angesetzt werden.

Am Beispiel der Solaranlage im Studentendorf Freiburg-Vauban ergeben sich bei Anlagenkosten für das Solarsystem in Höhe von 114.500 Euro und einem jährlichen solaren Ertrag von rd. 97.000 kWh im Jahr 2011 solare Nutzwärmekosten von 0,103 Euro [18]. Im Mittel wurden an dieser Anlage solare Nutzwärmekosten von 0,116 Euro erzielt.

Dies sind die niedrigsten solaren Nutzwärmekosten aller von der Hochschule Offenburg im Rahmen der Förderprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus untersuchten Solarsysteme. Der niedrige solare Wärmepreis hat seine Ursache im sehr hohen spezifischen Ertrag der Solaranlage im Studentendorf Freiburg-Vauban; aufgrund ihrer hohen Auslastung von bis zu 160 l/(m² · d) bei einem Solarsystempreis von 114.500 Euro (802 Euro/m²), der eher im oberen Mittelfeld der von der Hochschule Offenburg betreuten Anlagen liegt.

5.2 Kosten und Erträge

Die mittleren Investitionskosten für Planung und Errichtung lagen für die untersuchten Solaranlagen bei 681 Euro pro m² Kollektorfläche (inkl. MwSt.). In Abb. 38 sind für jede der sechs betreuten Solarsysteme zur Warmwasserbereitung die spezifischen Kosten pro m² Kollektorfläche dargestellt; unterteilt in Einzelkosten der Systemkomponenten und der Planung. Die Gesamtkosten werden bei den meisten Anlagen hauptsächlich durch die Kosten für Kollektoren *inklusive der Kollektormontage*, der Kollektoraufständerung und der Verrohrung bestimmt. Sie hängen stark von den örtlichen Gegebenheiten ab. Großen Einfluss auf die Kosten hat auch die Art der Kollektormontage. So verfügen die Anlagen in Freiburg-Vauban und Singen über Kollektoren, die in ein Schrägdach integriert wurden. Die Solaranlage übernimmt hier zusätzlich die Funktion der Dacheindeckung, welche dadurch eingespart werden konnte und eine Gutschrift ergab.

Bei allen anderen Anlagen wurden die Flachkollektoren auf einem Flachdach aufgeständert. Die Aufständerung variiert dort sehr stark. Bei den Anlagen in Waldbronn, Baden-Baden und

Anlagenname	Freiburg-Vauban	Mindelheim	Singen
Objektart	Studentenwohnheim	Krankenhaus	Klinikum
Anwendung	TWW-Vorwärmung	TWW-Vorwärmung	TWW-Vorwärmung
Kollektorfeld	143 m ²	120 m ²	264 m ²
Neigung/Ausrichtung	38° / Süd +5°	29° / Süd –40°	30° / Süd –52°
Typ	Flachkollektoren	Flachkollektoren	Flachkollektoren
Montageart	Schrägdach / Dachintegriert	Flachdach / Aufgeständert	Schrägdach / Dachintegriert
Solarspeicher	4 × 1.500l	6.000l	3 × 5.000l
Hydraulische Einbindung Solarspeicher	zwei Paare in Reihe		Seriell, Beladung gesteuert
Vorwärmsspeicher	Direktdurchflusssystem	1 × 3.000l	2 × 1.000l
Wärmeübertrager	2 × Platten-WT	2 × Platten-WT	2 × Platten-WT
Baujahr	1999	1999	2000
Solaranlagenkosten in Euro	115.000	108.000	184.000
Auslegungsverbrauch in m³/d und TWW-Auslegungstemperatur	16,7 (60°C)	8,8 (60°C)	20,3 (60°C)
Reale Anlageauslastung in l/(m²d)	132–164	48–74	48–65
Solarer Ertrag in kWh/(m²a) ohne Ausreißer wegen Störungen	559–679	404–637	265–416

■ **Abb. 37:** Anlagendaten der von der Hochschule Offenburg im Rahmen von Solarthermie2000plus untersuchten

Holzgerlingen wurde die Befestigung auf den Flachdächern durch mit Kies beschwerte Blechwanne realisiert, was sich zumindest in Waldbronn und Holzgerlingen günstig auf den Preis auswirkte. Bei den anderen Flachdachsystemen mussten die Kollektoren aufwendig mit Unterstrukturen befestigt werden.

In den Anlagen in Singen und Waldbronn konnten bestehende, nicht mehr genutzte Trinkwarmwasserspeicher als solare Pufferspeicher genutzt werden, weshalb für diese Komponenten keine zusätzlichen Kosten anfielen. In Singen, Mindelheim und Waldbronn wurde auch die Solarregelung in die vorhandene Gebäudeautomation eingebunden, was zu relativ hohen Kosten von 68–96 Euro/m² netto für die Regelung führte. Regelungen mit einem oder mehreren speziellen Solar-Kompaktreglern haben hier einen Kostenvorteil (nur 30–47 Euro/m²). Solar-Kompaktregler sind allerdings weniger flexibel in der Programmierung und Reglereinstellung. Bei den Wärmeübertragern macht sich das Frischwassersystem in der Anlage Freiburg-Vauban durch höhere Kosten und das Nahwärmennetz in Holzgerlingen durch niedrigere Kosten bemerkbar. Ursache: In Holzgerlingen ist der Wärmeübertrager zwischen Kollektorkreis

Baden-Baden	Freiburg Wilmersdorfer Str.	Waldbronn	Holzgerlingen
Klinikum	Mehrfamilienhaus	Thermalbad	Nahwärmennetz
TWW-Vorwärmung	TWW-Vorwärmung	TWW-Vorwärmung / BW-Vorwärmung	TWW und Heizungsunterstützung
276 m ²	228 m ²	234 m ²	249 m ²
45° / Süd	30° / Süd	30° / Süd +15°	30° / Süd +8°
Flachkollektoren mit Antireflexglas	Flachkollektoren	Flachkollektoren	Flachkollektoren
Flachdach / Aufgeständert	Flachdach / Aufgeständert	Flachdach / Aufgeständert	Flachdach / Aufgeständert
3 × 4.000 l	2 × 4.500 l	Wärme wird direkt an TWW und BW übertragen.	3 × 5.000 l
ein Paar in Serie	parallel		Seriell, Beladung gesteuert
1 × 1.500 l	1 × 2.000 l	1 × 2.500 l	–
2 × Platten-WT	2 × Platten-WT	2 × Platten-WT	1 × Platten-WT
2000	2001	2002	2005
196.000	216.000	178.000	153.000
19,7 (60°C)	17,8 (60°C)	37,2 (44°C)	–
23–62	45–53	48–66	–
209–449	453–603	435–569	303–397

Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung. (TWW = Trinkwarmwasser, BW = Beckenwasser)

und Solarspeicher installiert, da der Solarspeicher direkt an das Nahwärmenetz angeschlossen ist.

Die höchsten spezifischen Kosten entstanden in der Anlage Freiburg Wilmersdorfer Straße. Hier schlägt vor allem die aufwendige Verrohrung und Kollektoraufständerung zu Buche. Da das Kollektorfeld auf zwei Hochhausdächer verteilt werden musste, waren neben einer erdverlegten Leitung auch zwei Steigleitungen notwendig. Das Kollektorfeld wurde mit einer eigens dafür gefertigten Stahlunterkonstruktion mit der Gebäudekonstruktion verbunden.

Die Anlage mit den geringsten spezifischen Kosten ist Holzgerlingen. Dies ist vor allem auf die im Vergleich zum Trinkwassersystem weniger aufwendige Anbindung an das Nahwärmenetz zurückzuführen. Eine Kostenübersicht zu den genannten Anlagen enthält Abb. 38.

5.3 Solare Nutzwärmekosten im Vergleich

Abb. 39 zeigt die mittleren solaren Nutzwärmekosten über alle Messjahre und zusätzlich die minimalen Nutzwärmekosten (bestes Messjahr) der Solarsysteme, die mit den untersuchten Anlagen erreicht wurden. Hier konnten in Freiburg-Vauban die geringsten solaren Wärmekosten erzielt werden, was vor allem auf die sehr hohe Auslastung zurückzuführen ist. Die höchsten Wärmekosten ergaben sich in Holzgerlingen, Baden-Baden und Singen, was in Holzgerlingen trotz der geringsten spezifischen Kosten auf den, im Vergleich zu den Trinkwasseranlagen, niedrigen solaren Ertrag zurückzuführen ist. In Singen werden regelmäßig relativ niedrige Erträge erzielt, sodass auch dort trotz der geringen spezifischen Anlagekosten nur relativ hohe Wärmekosten erzielt werden können. In Baden-Baden kam es wegen Verkalkungen im Trinkwasserwärmeübertrager und der zeitweisen Reduzierung des Warmwasserverbrauchs zu reduzierten Erträgen. Schlussfolgernd sind niedrige Anlagekosten alleine noch keine Garantie für einen wirtschaftlichen Betrieb.

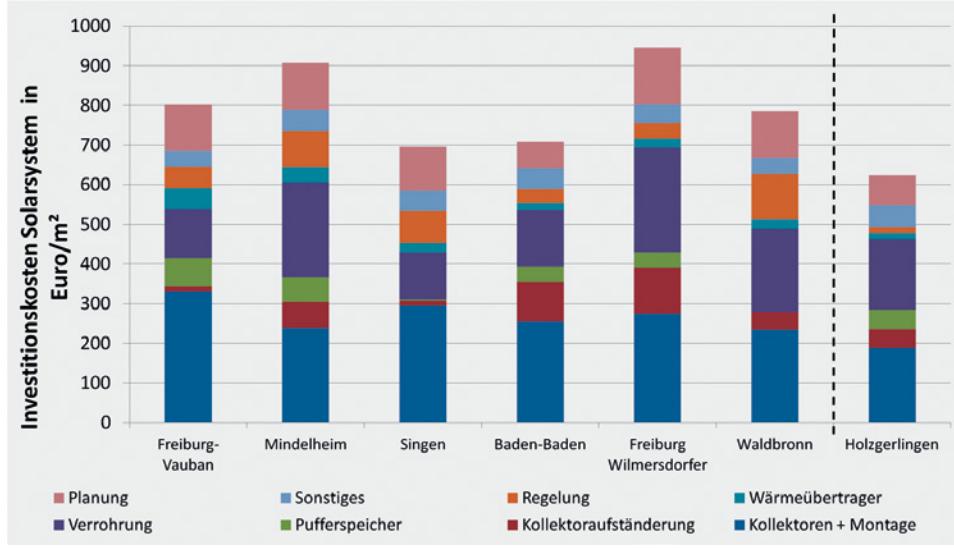


Abb. 38: Investitionskosten der von der Hochschule Offenburg betreuten Solarsysteme zur Trinkwasserwärmung und Nahwärmeunterstützung aufgeschlüsselt nach Anlagenkomponenten

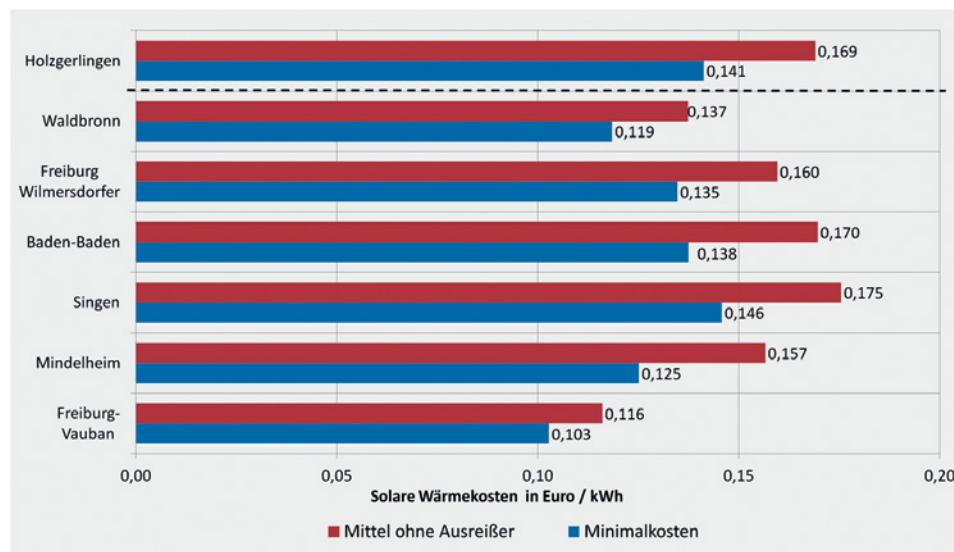


Abb. 39: Solare Nutzwärmekosten in Euro/kWh der von der Hochschule Offenburg betreuten Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung und Nahwärmeversorgung

6 Ausgewählte Anlagenbeispiele

Am Beispiel einzelner ausgeführter Anlagen werden im Folgenden die unterschiedlichen Bauarten solarthermischer Großanlagen vorgestellt und mithilfe von Benchmarks bewertet. Es handelt sich dabei um Anlagen, die nach 2000 errichtet wurden und im Rahmen der Förderprogramme Solarthermie-2000 und 2000plus von der Hochschule Offenburg im Rahmen eines umfassenden Monitorings vermessen, bewertet und optimiert wurden.

6.1 Trinkwarmwasser-System mit Vorwärm-speicher – Freiburg Wilmersdorfer Straße

Anlagenbeschreibung

Die Wohnanlage Wilmersdorfer Str. in Freiburg [13] wird von der Familienheim Freiburg Baugenossenschaft e. G. verwaltet. Sie besteht aus 14 Gebäuden mit insgesamt 257 Wohnungen mit ungefähr 600 Bewohnern (Lageplan siehe Abb. 40). Die Gebäude wurden 1970 erbaut und ein Großteil davon von 1992–1996 saniert. Die beiden 8-geschossigen Gebäude der Wilmersdorfer Str. 3 und 5 wurden von 1999–2001 saniert. Dabei wurde neben einer Wärmedämmung der Fassaden und der Vollverglasung der bestehenden Balkone eine Aufstockung des bestehenden Flachdachs um ein Geschoss (Attika) durchgeführt (Abb. 41).

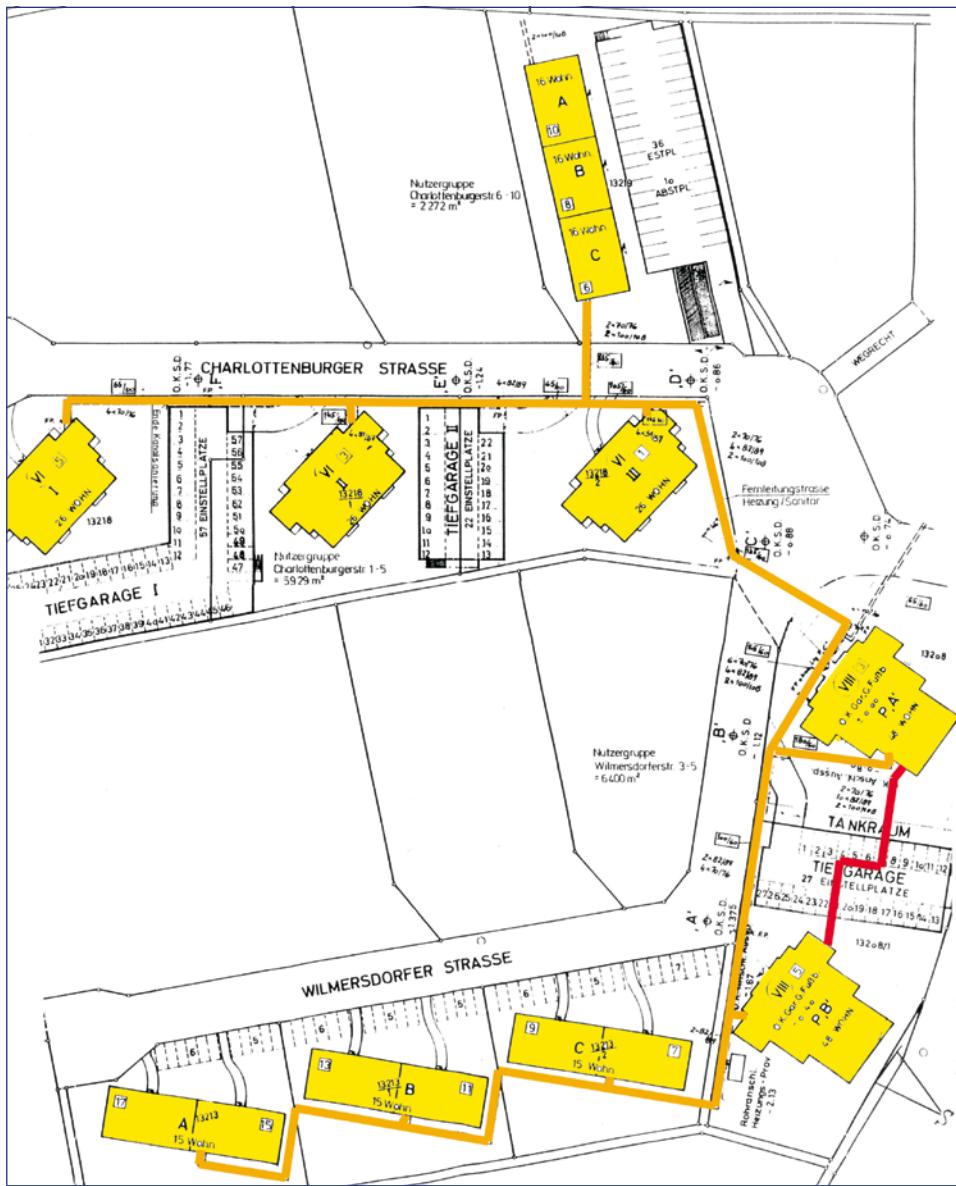
Eine weitere Sanierungsmaßnahme war die Erneuerung der gesamten Heizzentrale, die im Gebäude Wilmersdorfer Str. 3 untergebracht ist. Von dort werden sämtliche Gebäude der Wohnanlage über ein unterirdisches 4-Leiter-Rohrnetz mit Trink-Warmwasser und Heizungswasser versorgt. Die konventionelle Wärmeerzeugung erfolgt hier über zwei Ölheizkessel (ein NT-Kessel mit 895 kW und ein Brennwertkessel mit 800 kW).

Zur Nutzung der Solarenergie wurden zwei neue Pufferspeicher mit jeweils 4.500 Litern Inhalt aufgestellt. Die bestehenden zwei Trinkwasserspeicher mit je 4.500 Litern (Baujahr 1970) wurden durch zwei neue Trinkwasserspeicher mit jeweils 2.000 Litern Inhalt ersetzt.

Die neuen Flachdächer der beiden Gebäude wurden mit gefalztem Kupferblech verkleidet. Zuvor mussten an der Betondecke spezielle Stahlhalterungen für die Befestigung der Kollektoraufständereung montiert werden. Die Kollektoren mit einer Aperturfläche von 228 m² sind um 30° geneigt, exakt nach Süden ausgerichtet und aus Platzgründen auf beide 28 m hohe Gebäudedächer verteilt. Das Teilfeld auf dem Gebäude mit der Hausnummer 3 hat eine Aperturfläche von 154,6 m² und ist in vier parallel durchströmte Teilfelder unterteilt. Das Teilfeld auf dem Gebäude mit der Hausnummer 5 hat eine Aperturfläche von 73,6 m² und ist in zwei parallele Teilfelder unterteilt. Über eine erdverlegte Fernleitung, in der die gesamte übrige Solartechnik (Speicher, Wärmetauscher, Pumpen, Regelung) untergebracht ist, ist es an die Heizzentrale angeschlossen.

Bei der Anlagen-Planung erwiesen sich folgende Gegebenheiten als günstig für das Erreichen eines niedrigen solaren Wärmepreises: Die Südaustrichtung der Kollektoren, ausreichende Dachfläche, kompakte Unterbringung der Solartechnik in der Heizzentrale, gleichzeitige Installation der Solaranlage mit der Sanierung der Heizzentrale.

Durch die aufwendige Aufständereung der Kollektoren und die erdverlegte Verbindungsleitung der beiden Kollektorfelder wurden vergleichsweise hohe spezifische Anlagenkosten von ca. 945 Euro/m² erzielt.



■ Abb. 40: Lageplan der an die Heizzentrale angeschlossenen Gebäude. In rot sind die erdverlegten Solarleitungen zwischen den beiden Gebäuden mit Kollektorfeld eingezzeichnet.

Die einzelnen Kollektormodule sind auf Standard-Aluminiumprofilen befestigt, die auf einer eigens angefertigten Konstruktion aus verzinkten Stahlträgern montiert sind. Diese Stahlträger sind an Stützen geschraubt und fest im mit Kupferblech abgedichteten Betonflachdach verankert.

Abb. 42 zeigt das vereinfachte Anlagenschema der Solaranlage mit den dazugehörigen Systemkomponenten. Das gesamte System ist in drei verschiedene Kreise unterteilt: den Kollektorkreislauf, den Pufferspeicherkreislauf und den Trinkwasserkreislauf.



Abb. 41: Anlagenansichten (von links oben nach rechts unten): Ansicht des Kollektorfelds, Detailansicht eines Plattenwärmetauschers während der Montage, Pyranometer und Außentemperaturfühler, erdverlegte Solarleitungen, Kollektormontage auf dem Gebäude Wilmersdorfer Straße 3.

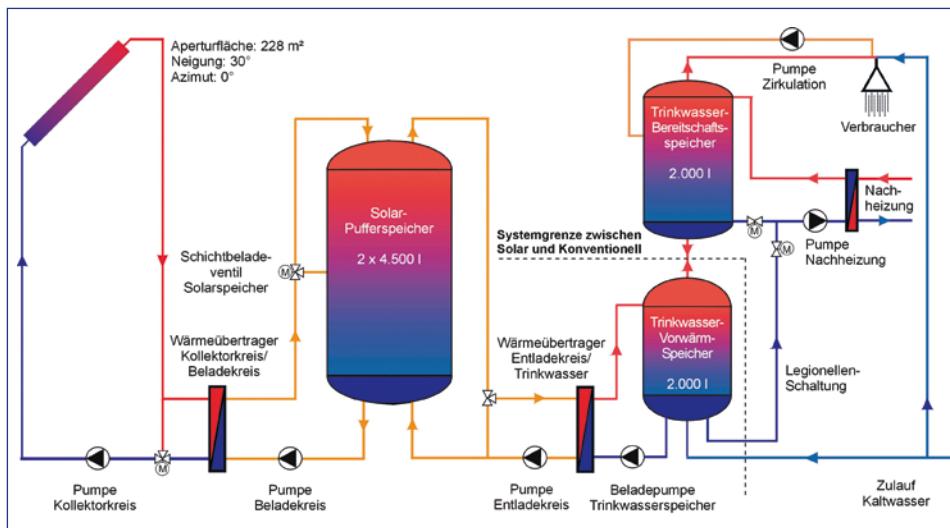


Abb. 42: Vereinfachtes Hydraulikschema der Solaranlage Wilmersdorfer Straße 3/5

Auslegung

Zur Ermittlung des Trinkwarmwasser-Verbrauchsprofils der Wohnanlage Wilmersdorfer Straße in Freiburg wurde im Juni 1999 in den Zulauf zu den Trinkwasserspeichern in der Heizzentrale ein Volumenzähler mit Impulskopf eingebaut. Über einen daran angeschlossenen Datenlogger wurde von Juli bis November 1999 mit einem Messintervall von 5 Minuten der tatsächliche Trinkwarmwasserverbrauch gemessen und aufgezeichnet. Zusätzlich erfasste man die Kaltwasser-, die Warmwasser- und die Zirkulationsrücklauftemperaturen.

Die Messungen ergaben für den Sommer-Wochentag einen durchschnittlichen Tagesverbrauch von 15,5 m³, d. h. ca. 26 Liter pro Person (bei 60 °C Warmwassertemperatur). An den Samstagen lag der Tagesverbrauch bei ca. 18 m³, an den Sonntagen bei ca. 16 m³. Unter Berücksichtigung des erfahrungsgemäß in den Übergangsmonaten und im Winter höheren Warmwasserverbrauchs ergab sich ein angenommener Jahres-Warmwasserverbrauch von 6.520 m³. Der Wochentags-Verbrauchswert wurde als Standard-Warmwasserverbrauch für die Dimensionierung der Solaranlage herangezogen (15.500 Liter/Tag bei 60 °C WW-Temperatur). Als Kaltwassertemperaturen wurden durchschnittlich 15 °C gemessen, für den Winter (Februar) wurde eine Kaltwassertemperatur von ca. 10 °C angenommen. Dieses Verbrauchsprofil war Grundlage für die Anlagensimulation. In Abb. 43 ist beispielhaft das Verbrauchsprofil für Werkstage dargestellt, das der Anlagensimulation zugrunde liegt.

Unter Berücksichtigung der ermittelten Kalt- und Warmwassertemperaturen und der im Rahmen von Solarthermie-2000 verwendeten Dimensionierung auf Basis der sogenannten Kollektorauslastung von 70 l/(m²d) ergab sich eine Aperturfläche von insgesamt 221 m². Die Kollektorauslastung gibt an, wie viel Liter Trinkwarmwasser pro Tag und m²-Aperturfläche von 14 °C auf 60 °C erwärmt werden können. Mithilfe des Simulationsprogrammes T*SOL wurden diese Werte überprüft und die Speicher dimensioniert. Tatsächlich installiert wurde eine Zwei-Dach-Variante mit 228 m² Aperturfläche. Das Solarpufferspeichervolumen lag in dieser Variante bei 9.000 Litern.

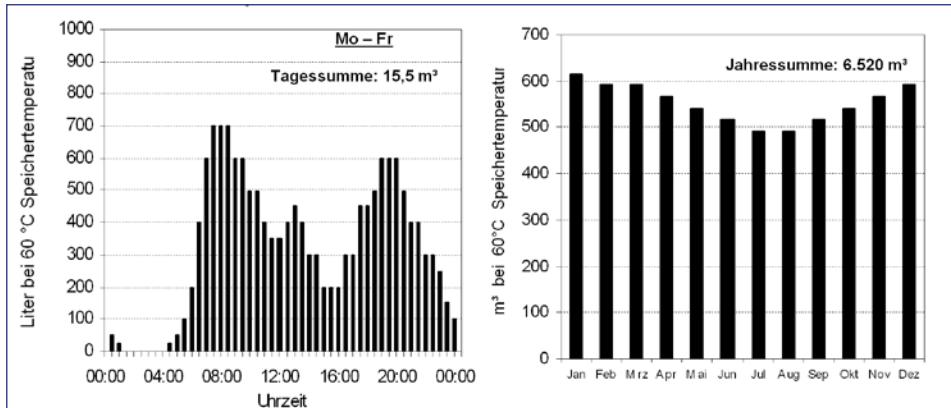


Abb. 43: Gemessenes Trinkwarmwasser-Verbrauchsprofil für werktags und für das simulierte Betriebsjahr.

Funktionsbeschreibung

Bei einer festgelegten Einstrahlung von 150 W/m^2 schaltet die Kollektorkreispumpe ein. Daraufhin wird das im Kollektorkreis befindliche Wasser-Glykol-Gemisch umgewälzt. Beim Durchströmen der Absorberrohre des Kollektors nimmt das Gemisch Wärme aus der eingestrahlten Sonnenenergie auf, die dann zu dem im Keller montierten Kollektorkreiswärmetauscher transportiert wird. Ist dort eine ausreichend hohe Temperatur vorhanden, schaltet die Pufferspeicher-Beladepumpe ein und pumpt Heizungswasser aus den beiden Pufferspeichern (je 4.500 Liter Inhalt) durch den Kollektorkreiswärmetauscher. Dort nimmt das Pufferspeicherwasser die Wärme aus dem Kollektorkreis auf und speichert diese im Pufferspeicher.

Die Entladung des Pufferspeichers, d.h. die Abgabe der gespeicherten Energie an das Trinkwasser, erfolgt über einen zweiten Wärmetauscher, den Entlade-Wärmetauscher. Bei ausreichender Wärme im Pufferspeicher schalten die Pumpen des Entladekreises und des Trinkwasserspeicher-Beladekreises ein und die Wärme wird vom Pufferspeicher in den Trinkwasser-Vorwärmespeicher (2.000 Liter Inhalt) gefördert.

Wird Warmwasser gezapft, so strömt das solar erwärmte Trinkwasser aus dem Vorwärmespeicher in den in Reihe angeschlossenen Nachheizspeicher (2.000 Liter Inhalt), wo es bei Bedarf über zwei Öl-Heizkessel auf die geforderte Warmwassertemperatur von 60°C aufgeheizt wird.

Zur thermischen Desinfektion des Vorwärmespeichers wird einmal pro Tag die sog. Legionellschaltung aktiviert und damit der gesamte Inhalt des Vorwärmespeichers auf eine Temperatur von 65°C aufgewärmt.

Abbildung 44 zeigt die wichtigsten Kennwerte der Solaranlage Wilmersdorfer Str. 3/5.

Fläche	228 m ²
Kollektorenart	Flachkollektoren
Pufferspeicher	2 × 4.500 l
Kosten Solarsystem	215.638 Euro (945 Euro/m ²)
Wärmetauscher	2 Plattenwärmetauscher
Vorwärmespeicher	2.000 l
Ausrichtung/Neigung	Süd / 30°
Niedrigste in 10 Jahren Messkampagne ermittelte Nutzwärmekosten	0,13 Euro/kWh
Höchster solarer Jahresertrag	137.680 kWh/a (604 kWh/(m ² ·a))

■ Abb. 44: Wichtigste Kenndaten der Solaranlage Wilmersdorfer Str. 3/5

6.2 Frischwassersystem: Trinkwassererwärmung ohne Vorwärmespeicher in Freiburg-Vauban

Anlagenbeschreibung

Das Studentendorf Vauban in Freiburg im Breisgau – entstanden aus dem Umbau einer ehemaligen Kaserne – besteht aus acht Gebäuden, die von 1993–1998 saniert bzw. neu errichtet



Abb. 45: Ansichten der Solaranlage des Studentendorfs Freiburg-Vauban (von links oben nach rechts unten): Kollektorfeld (dachintegriert), Solar-Pufferspeicher, Anzeigetafel und Kompaktstationen mit Wärmetauschern.

wurden. Die Sanierung umfasste Fenster, Wärmedämmung der Gebäude und neue Leitungen für die Trinkwasserversorgung. Träger des Studentendorfs ist das Studentenwerk Freiburg [18].

Ursprünglich war in den Gebäuden jeweils ein Warmwasserspeicher vorhanden, der direkt mit Kaltwasser versorgt und über einen 2-Rohr-Fernleitungsstrang von der Heizzentrale aus erwärmt wurde. Mit Installation der Solaranlage wurde das Leitungsnetz zur Warmwasserbereitung so umgestellt, dass nun das gesamte zu erwärmende Kaltwasser der Liegenschaft über die Heizzentrale fließt, dort erwärmt wird und anschließend an die einzelnen Gebäude verteilt wird.

Das Kollektorfeld ist in das Dach eines Gebäudes integriert und erzeugt das Warmwasser für das gesamte Studentendorf. Zur Nachheizung des Warmwassers wurden bei der Errichtung der Anlage Gas-Heizkessel eingesetzt. Mittlerweile wurde auf Wärme aus einem Wärmenetz umgestellt, das von einem Holzhackschnitzelkessel mit Wärme versorgt wird. Die Erwartung, dass ein niedriger solarer Wärmepreis erreicht wird, gründet auf der guten klimatischen Lage Freiburgs, der ganzjährig hohen Kollektorauslastung und auf den günstigen baulichen Bedingungen. Diese betreffen eine kompakte Installation des Kollektorfeldes, die Lage des Kollektorfeldes nahe an der Heizzentrale und die vorhandenen Leitungen vom Dach in die Heizzentrale.

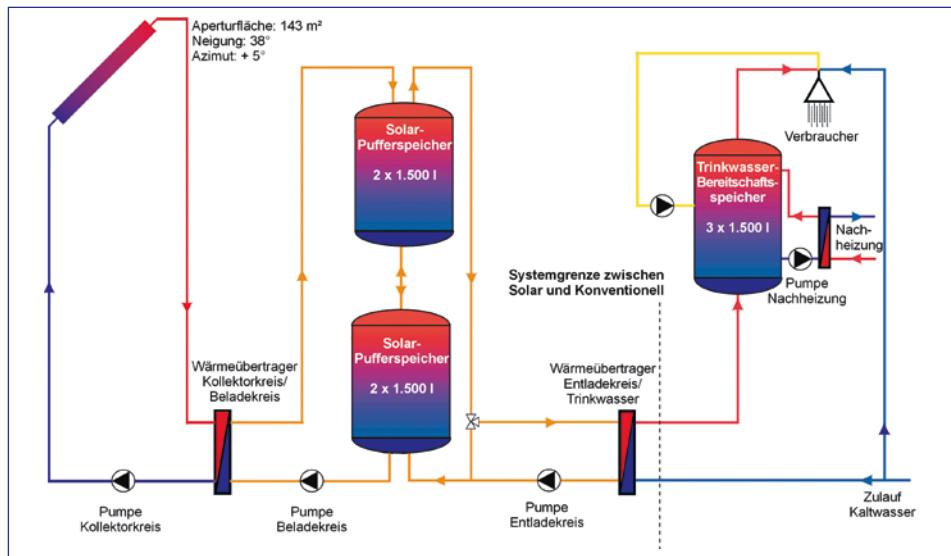


Abb. 46: Vereinfachtes Hydraulikschema der Solaranlage Freiburg-Vauban

Das in Abb. 46 dargestellte Prinzipschaltbild zeigt vereinfacht die Solaranlage mit den dazugehörigen Systemkomponenten. Das gesamte System ist in drei verschiedene Kreise unterteilt: den Kollektorkreislauf, den Pufferspeicherkreislauf und den Trinkwasserkreislauf. Das System weist keinen solaren Vorwärmespeicher auf.

Der Kollektorkreislauf beinhaltet das Kollektorfeld mit insgesamt $142,8 \text{ m}^2$ Aperturfläche, welches aus vier parallel durchströmten Feldern mit jeweils drei in Reihe angeschlossenen Kollektoren besteht. Die Kollektoren sind auf der Lattung eines um 38° geneigten und um 5° nach West ausgerichteten Ziegeldaches befestigt.

Auslegung

Im Studentendorf Vauban wurde von November 1996 bis Oktober 1997 mittels Volumenzähler im Zulauf zu den Warmwasserspeichern der tatsächliche Trinkwarmwasserverbrauch gemessen und aufgezeichnet. Zusätzlich wurde die Kalt- und Warmwassertemperatur erfasst, um die Umrechnung der Verbrauchswerte auf eine Warmwassertemperatur von 60°C zu ermöglichen. Dieses Zapfprofil ist Grundlage für die Anlagensimulation.

In der Vorlesungszeit lag der tägliche Trinkwarmwasserverbrauch bei durchschnittlich ca. 20.000 Litern, d. h. ca. 35 Liter pro Person, in den Semesterferien (Juli–Sept.) bei ca. 10.000 Litern. Als Standard-Warmwasserverbrauch für die Dimensionierung der Solaranlage wurde der Verbrauch in den Sommermonaten herangezogen (10.000 Liter/Tag), woraus sich bei einer Kollektorauslastung von $70 \text{ l/m}^2/\text{Tag}$ insgesamt 143 m^2 Aperturfläche ergeben.

Das Standard-Solarspeichervolumen liegt bei 6.000 Litern. In Abb. 47 ist beispielhaft das Verbrauchsprofil für Werkstage dargestellt, das der Anlagensimulation zugrunde liegt.

Funktionsbeschreibung

Das Wasser-Glykol-Gemisch im Kollektorkreis wird durch die eingestrahlte Sonnenenergie erwärmt und mittels einer Umwälzpumpe (P1) zum Belade-Wärmetauscher (WT1) gefördert.

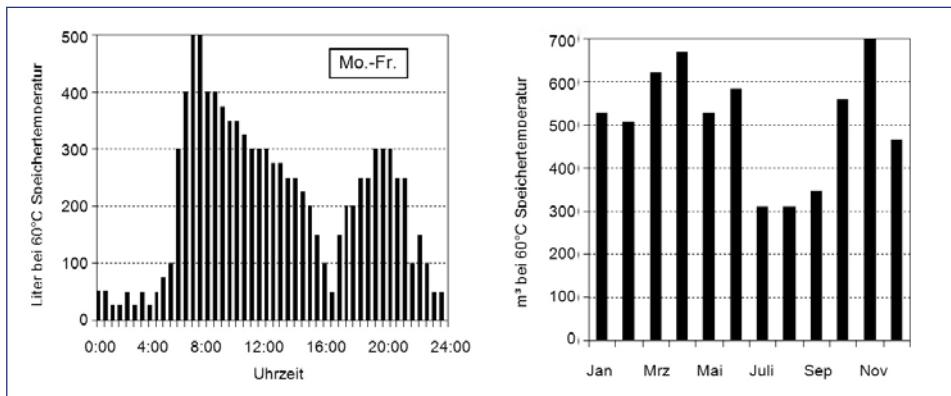


Abb. 47: Beispielhaftes Auslegungsverbrauchsprofil für werktags und für das simulierte Jahr, ermittelt aus dem gemessenen Trinkwarmwasser-Verbrauchsprofil der Solaranlage des Studentendorfs Vauban in Freiburg.

Über den Beladekreis fördert die Beladepumpe (P2) die Energie an die vier Solar-Pufferspeicher mit je 1.500 Litern Inhalt. Je zwei Speicher sind zu einer Gruppe parallel geschaltet, die beiden Gruppen sind in Reihe geschaltet.

Die Entladung der Pufferspeicher erfolgt über einen zweiten externen Wärmetauscher (WT2). Bei Betrieb der Entladepumpe P3 werden die beiden Speichergruppen in Reihe durchströmt.

Bei einer Warmwasserentnahme strömt das Kaltwasser durch den Entlade-Wärmetauscher, wo es bei Betrieb der Speicherentladepumpe erwärmt wird (System mit direkter Erwärmung). Die Speicherentladepumpe wird dabei in Ihrer Leistung so geregelt, dass auf beiden Seiten des Wärmetauschers der gleiche Volumenstrom vorliegt und die Wärme damit optimal übertragen werden kann.

Das so erwärmte Trinkwasser strömt in drei Nachheizspeicher mit je 1.500 Litern Inhalt, wo es bei Bedarf über den Wärmetauscher des Nahwärmenetzes auf die geforderte Warmwassertemperatur von 65 °C aufgeheizt wird.

Abbildung 48 zeigt die wichtigsten Kennwerte der Solaranlage in Freiburg-Vauban.

Fläche	143 m ²
Kollektorenart	Flachkollektoren
Pufferspeicher	4 × 1500 l
Projektkosten	114.521 Euro (801 Euro/m ²)
Wärmetauscher	2 Plattenwärmetauscher
Trinkwasserspeicher	3 × 1.500 l
Ausrichtung/Neigung	Süd +5° / 38°
Niedrigste in 10 Jahren Messkampagne ermittelte Nutzwärmekosten	0,10 Euro/kWh
Höchster solarer Jahresertrag	97.162 kWh/a (679 kWh/(m ² ·a))

Abb. 48: Wichtigste Kenndaten der Solaranlage Freiburg-Vauban

6.3 Anlagen zur kombinierten Trinkwassererwärmung und Gebäudeheizung (solar unterstützte Nahwärmeversorgung), Holzgerlingen

Anlagenbeschreibung

Bei Nahwärmenetzen ohne saisonale Wärmespeicherung handelt es sich im Prinzip um Kombianlagen, bei denen sowohl die Trinkwassererwärmung als auch die Gebäudeheizung solar unterstützt wird. Auch in Einzelgebäuden können Anlagen nach dem Prinzip von Nahwärmenetzen errichtet werden. Die Trinkwassererwärmung erfolgt wie im Nahwärmenetz in jeder Wohneinheit in einer Wärmeübergabestation. Hier wurde als Beispiel das Nahwärmenetz Holzgerlingen gewählt, da zu Kombianlagen in einzelnen Gebäuden mit zentraler Trinkwassererwärmung, Heizungsunterstützung und Deckung von Zirkulationsverlusten kaum Erfahrungswerte vorliegen; und derartige Anlagen auch nicht im Rahmen von Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus realisiert wurden.

Im Dezember 2005 nahm in Holzgerlingen eine Solaranlage in Kombination mit einer Holzpelletanlage zur Warmwasseraufbereitung und zur Heizungsunterstützung einer Wohnsiedlung ihren Betrieb auf [23]. Mit der CO₂-neutralen Nahwärmeversorgung im Baugebiet Hülben werden 44 Einfamilienhäuser, 36 Wohneinheiten in Mehrfamilienhäusern und ein Kindergarten versorgt. Der Wärmedämmstandard der Gebäude unterschritt die damaligen Anforderun-



Abb. 49: (von links oben im UZS) Kollektorfeld Groß- und Nahaufnahme, Blick in die Heizzentrale während der Montage und Pelletkessel der solar unterstützten Nahwärmeversorgung Holzgerlingen.

gen der Energieeinsparverordnung (EnEV) deutlich. Neben der Solaranlage mit 248,8 m² Aperaturfläche ist als weitere Wärmequelle ein Holzpelletkessel mit 540 kW Leistung in die Anlage integriert. Zur Wärmespeicherung sind drei Pufferspeicher in einer Heizzentrale installiert. In Abb. 49 ist das auf einem Kindergarten installierte Kollektorfeld zu sehen.

Durch den Einsatz der Solaranlage kann ein Teil des für die Warmwasserbereitung und Raumheizung erforderlichen Brennstoffs eingespart sowie eine Schadstoff- und Verbrauchskostenreduzierung erreicht werden.

Träger der solar unterstützten Nahwärmeversorgung Holzgerlingen ist die Firma Immotherm in Stuttgart.

Das in Abb. 50 dargestellte Prinzipschaltbild zeigt vereinfacht die Solaranlage mit den dazugehörigen Systemkomponenten. Das gesamte Solarsystem ist in zwei Hauptkreisläufe unterteilt: den Kollektorkreislauf und den Pufferspeicherkreislauf, an dem auch der Nachheizkreis ange schlossen ist.

Das Nahwärmennetz ist in zwei Teilnetze (Nord und Süd) aufgeteilt. Das südliche Teilnetz ist für eine Leistung von 229 kW bei 70 °C Vorlauf und 40 °C Rücklauftemperatur ausgelegt. An dieses Teilnetz sind 36 Wohneinheiten in Mehrfamilienhäusern, 11 Einfamilienhäuser und der Kindergarten mit einer Gesamt-Wohn-/Nutzfläche von 5.342 m² angeschlossen. Das nördliche Teilnetz ist für eine Leistung von 340 kW bei 65 °C Vorlauf und 35 °C Rücklauf ausgelegt. Hier sind 33 Einfamilienhäuser mit einer Gesamtwohnfläche von 4.233 m² angeschlossen.

Die Kollektoranlage ist auf dem Flachdach des Kindergartens aufgeständert. Die Kollektoraufständerung ist auf Blechwannen befestigt, die mit der vorhandenen Kieseindeckung beschwert wurden. Die Ausrichtung des Kollektorfeldes mit 248,8m² Aperturfläche weicht um 8° nach Westen von der Südrichtung ab. Die Neigung zur Horizontalen beträgt 30°. Die flache Aufstel-

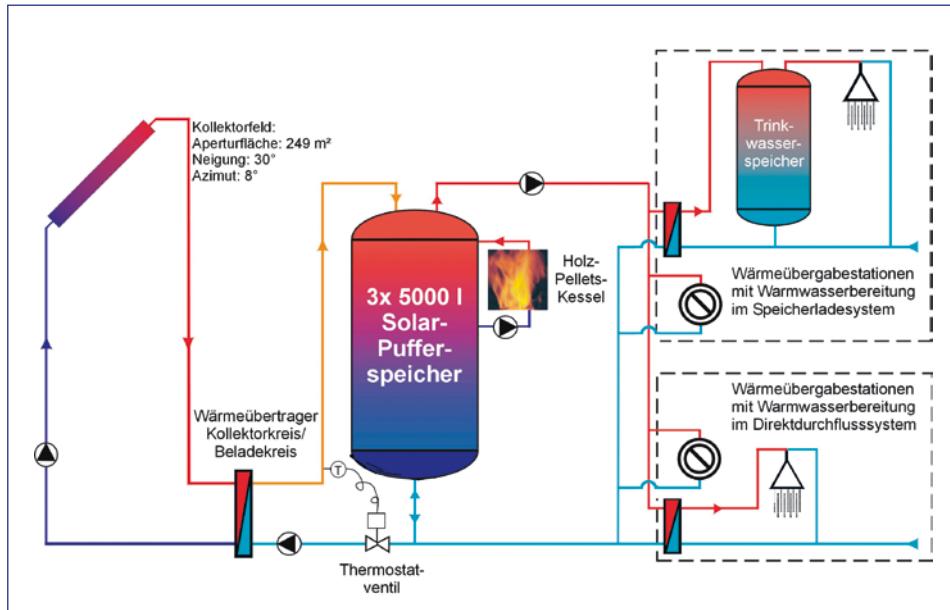


Abb. 50: Vereinfachtes Hydraulikschema der Nahwärmeversorgung Holzgerlingen

lung der Kollektoren bedingt eine Optimierung auf den Sommer, damit dann möglichst der gesamte Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung über die Solaranlage gedeckt werden kann.

Zur Speicherung der Solarwärme wurden drei in Serie geschaltete Pufferspeicher mit jeweils 5 m³ Speichervolumen errichtet, wobei zwei der Speicher monovalent ausschließlich von der Solaranlage erwärmt werden. Der dritte dient als bivalenter Speicher auch dem Pelletkessel als Puffer. Die Solarwärme wird über eine erdverlegte Leitung vom Kollektorfeld in die Heizzentrale transportiert. Dort wird sie über einen Wärmeübertrager in die Pufferspeicher eingespeist. Im Speicherladekreis wird den Pufferspeichern unten bzw. direkt dem Rücklauf des Nahwärmenetzes kaltes Wasser entnommen und nach der Erwärmung im Wärmeübertrager Speichern oben zugeführt. Zur Optimierung der Einspeisung wurde ein Bypass eingebaut, der bei hoher Temperatur in Pufferspeicher 1 auf Einspeisung in Speicher 3 umschaltet. Im Speicherladekreis ist ein Strangregulierventil eingebaut. Damit wird der Volumenstrom am Wärmeübertrager so geregelt, dass möglichst 70 °C warmes Wasser in die Pufferspeicher eingespeist wird. Die Pufferspeicher, Wärmeübertrager und Holzpelletkessel sind in einer Heizzentrale ca. 60 m vom Kollektorfeld entfernt untergebracht.

Die Haustechnik der angeschlossenen Gebäude wurde an die Anforderungen der solaren Wärmeversorgung angepasst. Insbesondere wird die Rücklauftemperatur auf ein niedriges Niveau reduziert. Dies wird erreicht, indem die Heizungsanlagen der Einfamilienhäuser direkt, ohne Heizungswärmeübertrager versorgt werden. Die Übergabestationen sind hier mit einer Warmwasserbereitung im Durchfluss realisiert. In den Mehrfamilienhäusern wurden Fußbodenheizungen verlegt. Hier erfolgt die Warmwasserbereitung mit Speicherladesystemen.

Auslegung

Die wichtigsten Kenngrößen für die Auslegung von Solaranlagen zur Heizungsunterstützung und Trinkwassererwärmung sind der tatsächliche Wärmeverbrauch (Heizlast der Gebäude und Energiebedarf für die Trinkwassererwärmung) und das Verbrauchsprofil, d. h. der zeitliche Verlauf des Wärmeverbrauchs. Diese waren weder bekannt noch konnten sie gemessen werden. Die an die Nahwärmeversorgung angeschlossenen Gebäude waren zum Zeitpunkt der Planung teilweise erst im Endausbau. Da im Sommer die Nachheizung durch den Pelletkessel im Sommer möglichst nicht in Betrieb gehen soll, wurde die Solaranlage so ausgelegt, dass sie im Sommer den gesamten Wärmebedarf sowie die Netzverluste abdecken kann.

Ein weiteres Auslegungskriterium war ein solarer Deckungsanteil am gesamten Jahreswärmebedarf von mindestens 10 %. Es war deshalb von entscheidender Bedeutung, dass die Gebäude des Baugebiets Hülben die Grenzwerte der Energie-Einspar-Verordnung für den Energiebedarf einhalten. Denn das Kollektorfeld konnte in seiner Größe durch die begrenzt zur Verfügung stehende Dachfläche nicht größer ausgelegt werden konnte.

Mithilfe des Simulationsprogramms TRNSYS wurde ein Lastprofil (Wärmebedarf für Warmwasser und Heizung) der Gebäude erstellt, das Grundlage für die Simulation der Solaranlage war.

Funktionsbeschreibung

Zur Regelung der Solaranlage werden zwei Regler eingesetzt. Der Erste regelt die Beladung des Pufferspeichers mit der Solaranlage. Er schaltet die Pumpen im Kollektorkreis und im Pufferspeicherladekreis entsprechend den Temperaturen im Kollektor und im Pufferspeicher ein bzw. aus. Steigt die Kollektortemperatur auf eine um 7 K höhere Temperatur als im dritten und

kältesten Speicher unten, wird die Kollektorkreispumpe eingeschaltet. Die Speicherladepumpe wird dann eingeschaltet, sobald die Solarflüssigkeit kurz vor dem Wärmetauscher 5 K über der unteren Speichertemperatur liegt. Damit kann Solarwärme in die Speicher eingebracht werden.

Es können zwei Betriebszustände der Solaranlage unterschieden werden: Normalbetrieb und Stagnationsbetrieb. Solange die Wärme der Kollektorfelder an den Speicher abgegeben werden kann, läuft die Anlage im Normalbetrieb. Sobald jedoch zu hohe Temperaturen im Pufferspeicher auftreten, müssen die Kollektorkreispumpe und die Solarspeicherladepumpe abgeschaltet werden. Bei starker Einstrahlung geht die Solaranlage in diesem Fall in Stagnationsbetrieb. Dieser Zustand kann auch dann eintreten, wenn die Pumpen ausfallen.

Der sogenannte Stagnationsbetrieb ist bei dieser Anlage besonders geregelt: Im Normalbetrieb nimmt das Ausdehnungsgefäß der Solaranlage die thermische Ausdehnung des Wasser-Glykol-Gemisches auf. Im Stagnationsbetrieb erwärmen sich die Kollektoren maximal bis zu der für jeden Kollektortyp charakteristischen Stagnationstemperatur, bei der die Wärmeverluste des Kollektors gleich groß werden wie die Strahlungsgewinne. Die Stagnationstemperatur kann bei hocheffizienten Flachkollektoren bis zu 200 °C betragen. Da der zu diesen Temperaturen gehörige Sättigungsdruck den normalen Betriebsdruck in den Kollektoren übersteigt, entwickelt sich Dampf in den Kollektoren, was wiederum zu einer Drucksteigerung im Solarkreis führt. Das Überströmventil im Solarkreis wird auf 5,5 bar Überdruck eingestellt. Wird dieser Druck erreicht, so wird die überschüssige Flüssigkeit über die Ausblasleitung in den Nachspeisetank ausgeblasen. Durch die Absicherung auf einen relativ hohen Druck wird ein eventuell entstehender Dampfstrom auf kleine Mengen begrenzt, der dann auch in den Nachspeisebehälter eingeleitet werden kann. Das zum Überströmventil parallel geschaltete Sicherheitsventil wird auf 6,0 bar Überdruck eingestellt. Das Ventil dient nur der Absicherung der Anlage. Es wird nur benötigt, falls das Überströmventil schadhaft ist. Bei zurückgehender Einstrahlung kondensiert der Dampf in den Kollektoren, sodass der Anlagendruck absinkt und durch automatisches Nachspeisen aus dem Tank wieder aufgebaut werden muss. Abb. 51 zeigt die wichtigsten Kennwerte der Solaranlage der Nahwärmeversorgung Holzgerlingen.

Fläche	249 m ²
Kollektorenart	Flachkollektoren
Pufferspeicher	3 × 5.000 l
Projektkosten	153.275 Euro (618 Euro/m ²)
Wärmetauscher	1 Plattenwärmetauscher
Ausrichtung/Neigung	Süd +8° / 30°
Auslegungswerte:	
Nutzwärmekosten	0,14 Euro/kWh
Solarer Ertrag	99.200 kWh/a (399 kWh/m ² a)

■ **Abb. 51:** Wichtigste Kenndaten der Solaranlage der Nahwärmeversorgung Holzgerlingen

6.4 Vergleichende Betrachtung großer solarthermischer Anlagen

Anhand verschiedener Kennzahlen kann im Folgenden der Anlagenbetrieb bewertet und verglichen werden. Dies war eines der zentralen Anliegen der Forschungsarbeiten im Rahmen von Solarthermie-2000. Die Kennzahlen dienen heute als Basis für die Auslegung und Evaluation solarthermischer Großanlagen. Die Ergebnisse werden anhand der von der Hochschule Offenburg im Südwesten Deutschlands untersuchten Demonstrationsanlagen aufgezeigt.

Spezifische solare Nutzwärme

2011 betrug die solare Nutzwärme von sechs der zehn begleiteten Solaranlagen insgesamt ca. 561MWh. Dies entspricht, bezogen auf deren gesamte Aperturfläche von 1.363 m², einer mittleren spezifischen solaren Nutzwärme von 412 kWh/(m²a).

In Abb. 52 sind die Jahressummen der gemessenen Nutzwärme der einzelnen Trinkwasseranlagen bezogen auf die Aperturfläche dargestellt. Zum Vergleich ist auch die solare Nutzwärme dargestellt, die vor der Anlageninstallation auf Basis von Simulationen prognostiziert wurde. Es zeigen sich z.T. starke Ertragsunterschiede zwischen den einzelnen Anlagen, aber auch Schwankungen in den Jahreserträgen. Dies liegt darin begründet, dass die Nutzwärme einer Solaranlage von vielen Faktoren bestimmt wird: Wetter, Warmwasserverbrauch, Regelkonzept, Betriebsweise der konventionellen Technik, Störungen und Ausfälle des Solarsystems.

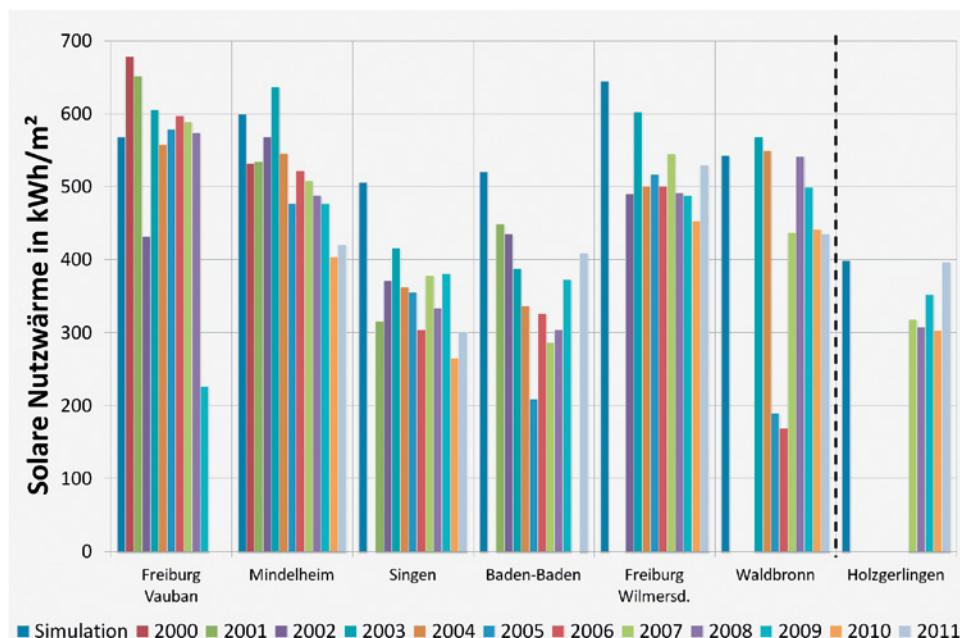


Abb. 52: Vergleich der erzeugten spezifischen solaren Nutzwärme für die verschiedenen, im Rahmen von Solarthermie-2000 untersuchten Großanlagen. Die solare Nutzwärme ist diejenige Energie, die von der Solaranlage an das Trinkwasser abgegeben und für dessen Erwärmung genutzt wird. Gemessen wird an der Grenze zwischen Solarsystem und konventionellem System.

In Freiburg-Vauban wurden 2002 und 2009 die für diese Anlage niedrigsten solaren Erträge erzielt. Die Anlage stand in 2002, während des Umbaus, längere Zeit still. Dadurch konnte nur ein niedriger solarer Jahresertrag realisiert werden. In den darauf folgenden Jahren erreichten die solaren Erträge nicht mehr das Niveau der Vorjahre, da zwar die Entladeperformance durch eine bessere Zapferkennung deutlich verbessert wurde, jedoch der Wärmeübertrager auf der Beladeseite eine geringere Leistung als der vorherige hatte. Der Wärmetauscher wurde im Rahmen eines Forschungsprojektes ersetzt, bei dem Kompaktstationen inkl. Wärmetauscher eingebaut wurden. 2009 kam es zu längerfristigen Störungen der Regelung und zu einem Kompletttausfall der Anlage infolge von Undichtigkeiten im Kollektorfeld. Ab 2010 liegen für Vauban leider keine Messdaten vor.

In Singen fiel im ersten Messjahr der solare Ertrag niedriger aus als der in der Energiegarantie angegebene Wert. Die Solaranlage wurde daraufhin umgebaut. Hierbei wurde insbesondere die Verschaltung der Trinkwasserspeicher von vier parallel geschalteten Behältern auf eine paarweise Reihenschaltung geändert. Seither sind die Speicher in zwei Vorwärm- und zwei Bereitschaftsspeicher aufgeteilt. Außerdem wurden Optimierungsmaßnahmen an Regelung und Dämmung der Solarspeicher durchgeführt. Hierdurch konnte in den Jahren 2002–2005 deutlich mehr solare Nutzwärme geerntet werden. In 2006 und 2008 fiel der Ertrag durch diverse Störungen wieder deutlich geringer aus. Diese Störungen traten im jeweiligen Folgejahr nicht auf, sodass der Ertrag wieder gesteigert werden konnte. In 2010 fällt hier der solare Ertrag vor allem wegen einer längerfristigen Störung niedriger aus. Außerdem tragen hier die geringe solare Einstrahlung und der reduzierte Warmwasserverbrauch zur Minderung des solaren Ertrags bei.

In Baden-Baden nahm der Solarertrag seit Inbetriebnahme bis 2005 stetig ab. Durch Verkalkungen im Trinkwasserwärmeübertrager konnte die Wärme immer schlechter an das Trinkwasser abgegeben werden. Erst durch einen Umbau der Anlage in 2006 konnte eine deutliche Verringerung der Verkalkung und damit eine Erhöhung der Solarerträge erzielt werden. In 2007 und 2008 konnte wieder nur weniger Ertrag erzielt werden, da der Warmwasserverbrauch deutlich reduziert war. In 2009 war der Verbrauch wieder auf dem vorherigen Niveau. Außerdem konnte durch weitere Reduzierung der Verkalkung der Ertrag wieder gesteigert werden. Für 2010 liegen wegen einer Störung der Messwerterfassung keine Messdaten vor. In Waldbronn kam es in den Jahren 2005 und 2006 durch Probleme mit der Dichtigkeit der Wärmeübertrager zu einer längeren Stillstandsphase. Durch Austausch der Wärmeübertrager und Wiederinbetriebnahme der Beckenwasservorwärmung konnten in 2007 wieder deutlich höhere Solarerträge erzielt werden. In Mindelheim und Freiburg Wilmersdorfer Straße gab es während der gesamten Laufzeit nur wenige Störungen, die ohne große Auswirkungen auf den Ertrag blieben. Der Rückgang der Erträge bei diesen beiden Systemen geht einher mit einer Reduzierung des Warmwasserverbrauchs. Es ist wahrscheinlich darauf zurückzuführen.

Insgesamt konnten in Freiburg-Vauban mit durchschnittlich 587 kWh/m^2 die höchsten spezifischen solaren Erträge erzielt werden. Bei den meisten Anlagen wurde in 2003 der höchste Ertrag realisiert.

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

Solarer Systemnutzungsgrad

In Abb. 53 sind die mittleren jährlichen solaren Systemnutzungsgrade der einzelnen Solaranlagen dargestellt. Ebenfalls abgebildet sind die prognostizierten Systemnutzungsgrade, ermittelt auf Basis von Simulationsrechnungen. Auffällig sind hier die im Vergleich zu den anderen Anlagen größtenteils hohen Nutzungsgrade in Freiburg-Vauban. Ein wesentlicher Grund hierfür ist die ganzjährig hohe Kollektorauslastung.

Der Jahres-Systemnutzungsgrad lag bei den Trinkwasseranlagen im Normalbetrieb im Bereich 30–52 %. Aufgrund von Funktionsstörungen und Reduzierung des Wasserverbrauchs kam es auch zu Systemnutzungsgraden unter 30 %.

In Holzgerlingen wurden regelmäßig Nutzungsgrade unter 30 % realisiert, was größtenteils auf das höhere Temperaturniveau der Anlage zurückzuführen ist.

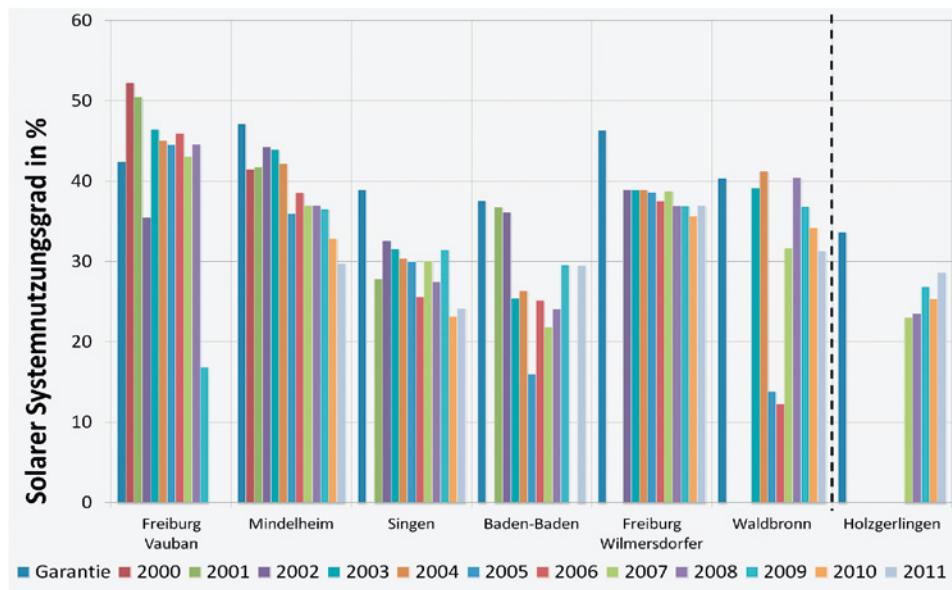


Abb. 53: Vergleich des solaren Systemnutzungsgrades für die verschiedenen, im Rahmen von Solarthermie-2000 untersuchten Großanlagen. Der Systemnutzungsgrad gibt an, welcher Anteil der auf die Kollektoren eingestrahlten Solarenergie in Nutzwärme umgewandelt wird. Er wird hauptsächlich bestimmt durch die Verluste der Kollektoren, Rohrleitungen und Speicher.

Spezifische solare Einstrahlung in Kollektorebene

Die in Abb. 54 dargestellte solare Einstrahlung lag über alle Jahre und Anlagen zwischen 1.140 und 1.550 kWh/(m²a). Auffällig ist, dass bei allen Anlagen im Jahr 2003 gefolgt von 2011 die höchsten Strahlungssummen erzielt wurden. In 2010 wurde bei den meisten Anlagen die niedrigste solare Einstrahlung gemessen. Außerdem zeigt sich, dass in Singen regelmäßig die niedrigsten Einstrahlungssummen erzielt werden, wobei die anderen Anlagen fast immer auf gleichem Niveau liegen.

In Singen weicht die Ausrichtung des Kollektorfeldes mit 52° am deutlichsten von der Südrichtung ab. Dennoch ist auch hier die Einstrahlung nur geringfügig niedriger als bei den anderen Anlagen.

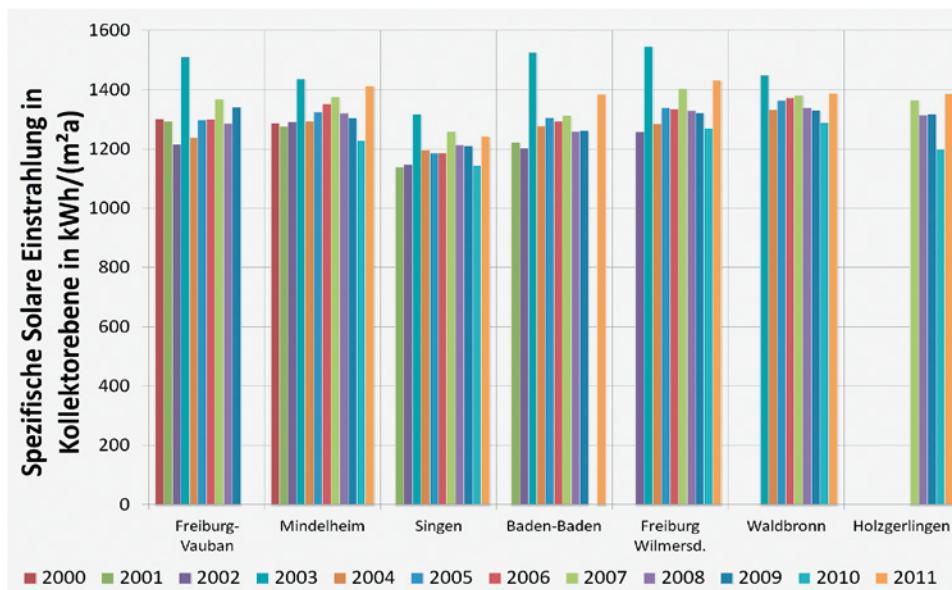


Abb. 54: Vergleich der spezifischen jährlichen Strahlungsmenge auf einen Quadratmeter Kollektorenfläche für die verschiedenen, im Rahmen von Solarthermie-2000 untersuchten Großanlagen.

Kollektorauslastung

In Abb. 55 ist der solare Systemnutzungsgrad in Abhängigkeit von der mittleren Kollektorauslastung dargestellt. Eine höhere Kollektorauslastung bedingt i. d. R. einen höheren Nutzungs-

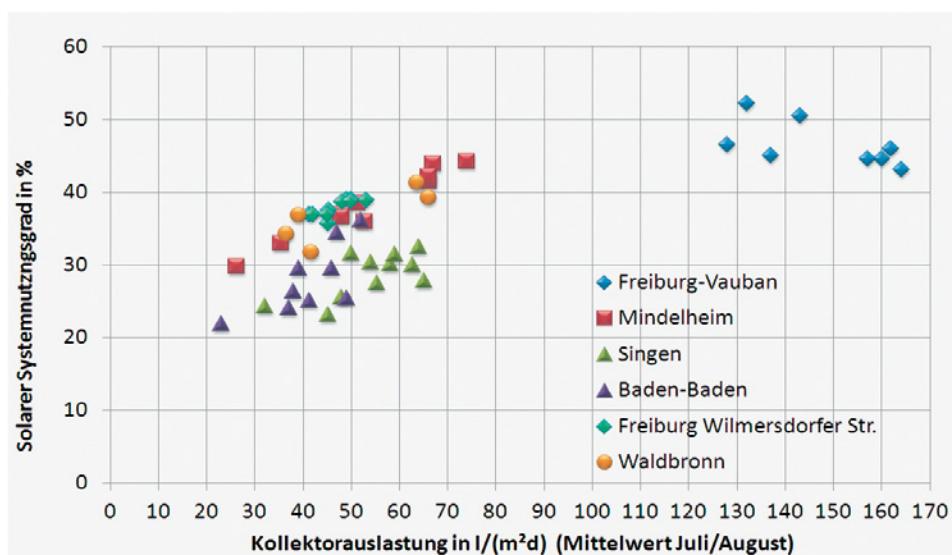


Abb. 55: Abhängigkeit des solaren Systemnutzungsgrades von der Kollektorauslastung für die verschiedenen, im Rahmen von Solarthermie-2000 untersuchten Großanlagen. Die Auslastung gibt an, wie viel Liter warmes Trinkwasser (60 °C) täglich in Relation zu einem Quadratmeter Kollektorfläche verbraucht werden. Für die Auslegung wird ein Wert von einem Quadratmeter Kollektorfläche pro 70 Liter Warmwasserverbrauch (60 °C) pro Tag empfohlen.

grad. Die Auslastung liegt weitestgehend im Bereich $40\text{ l}/(\text{m}^2\text{d})$ – $70\text{ l}/(\text{m}^2\text{d})$. Ausnahme ist das Studentendorf Freiburg-Vauban. Dort erhöhte sich wegen höherer Bewohnerzahlen im Vergleich zur Planungsphase der Warmwasserverbrauch und damit die Auslastung erheblich. Holzgerlingen kann bezüglich Auslastung nicht bewertet werden, da die Wärme nicht nur zur Warmwasserbereitung eingesetzt wird. Insgesamt wird bestätigt, dass der Systemnutzungsgrad mit der Zunahme der Kollektorauslastung steigt.

Solarer Zapfdeckungsanteil

In Abb. 56 ist der solare Zapfdeckungsanteil an der Erwärmung des gezapften Warmwassers bzw. der ans Nahwärmenetz bzw. Heizungssystem abgegebenen Wärmemenge dargestellt. Dieser liegt bei den untersuchten Großanlagen meist im Bereich von 30–40 %, was charakteristisch für Solaranlagen ist, die als Vorwärmssysteme konzipiert sind. Ein Ausreißer nach unten ist die Solaranlage im Studentendorf Freiburg-Vauban. Wegen ihrer hohen Auslastung fallen die Deckungsanteile sehr gering aus.

Für die Anlage in Holzgerlingen ist hier der solare Deckungsanteil an der Wärmebereitstellung aufgeführt. Er fällt im Vergleich zu den anderen Anlagen deutlich niedriger aus. Hier konnten die Kollektorfelder nicht größer ausgelegt werden, da nicht mehr geeignete Dachfläche zur Verfügung stand.

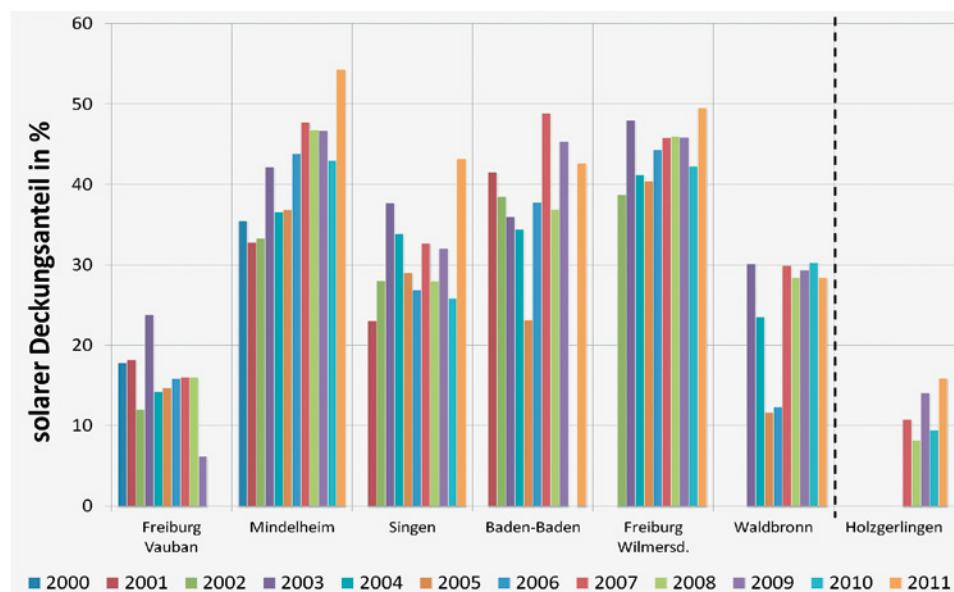


Abb. 56: Vergleich des solaren Zapfdeckungsanteils am Wärmebedarf für die verschiedenen, im Rahmen von Solarthermie-2000 untersuchten Großanlagen. Der solare Zapfdeckungsanteil ist der Anteil der solaren Nutzwärme am Energiebedarf für die Erwärmung des gezapften Warmwassers bzw. des Gesamtwärmebedarfs für Trinkwassererwärmung, Heizung und Kühlung.

Teil 2 | Solar unterstützte Nahwärme und saisonale Wärmespeicher

7 Solar unterstützte Nahwärme

7.1 Einleitung und Begriffe

In den vorhergehenden Kapiteln wird der Einsatz solarthermischer Systeme in einzelnen Gebäuden behandelt. Falls das zu betrachtende Gebäude jedoch keinen ausreichenden Platz für die Integration einer solarthermischen Anlage bietet oder hohe solare Deckungsanteile am Gesamtwärmebedarf erreicht werden sollen, kann Solarwärme über ein Wärmenetz genutzt werden.

Mit Nah- oder Fernwärmesystemen werden Wohnsiedlungen oder Gebäudekomplexe wie z. B. Krankenhausanlagen über ein wassergeführtes Rohrleitungssystem mit Wärme für Heizung und Warmwasser versorgt. Die Wärmeerzeugung erfolgt in einer Heizzentrale. In Nahwärmesystemen wird dort meist nur Wärme erzeugt, in Fernwärmesystemen jedoch gekoppelte Strom- und Wärmeerzeuger betrieben.

Bei solar unterstützten Nahwärmesystemen wird die Wärme von einer oder mehreren Kollektorflächen über ein Solarnetz zur Heizzentrale transportiert und von dort an die angeschlossenen Haushalte verteilt. In die Heizzentrale ist meist ein Kurzzeit- oder ein saisonaler Wärmespeicher eingebunden. Die Einbindung solarthermischer Wärme in ein Nahwärmesystem ermöglicht den Bau großer, zusammenhängender Kollektorflächen, die im Vergleich zu Kleinanlagen wesentlich kostengünstiger sind.

Eine dezentrale Einbindung von Solaranlagen direkt in Nah- oder Fernwärmesysteme wurde bis heute kaum realisiert. Die hierfür notwendigen Techniken werden zurzeit erforscht und entwickelt.

Bei einer Kombination von solarer Wärmegewinnung und Kraft-Wärme-Kopplung ist immer die Gesamtemissionsbilanz zu beachten. Kann eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage aufgrund der Wärmegewinne der Solaranlage weniger Wärme und dadurch weniger Strom produzieren, so muss der fehlende Stromanteil durch Strom z.B. aus dem deutschen Kraftwerksmix ersetzt werden. Eine Bilanzierung der CO₂-Emissionen kann je nach Randbedingungen auch dazu führen, dass durch den Einsatz einer Solaranlage letztendlich kein CO₂ eingespart wird.

Das Konzept der solar unterstützten Nahwärmesysteme wird beim Neubau von Wohnsiedlungen oder größeren Gebäudekomplexen – wie auch in der Sanierung von Bestandsgebäuden – als umweltfreundliche Versorgungsvariante eingesetzt. Wichtig bei solchen Projekten ist, dass von Anfang an durch eine integrierte Energieplanung günstige technische Voraussetzungen für die Nutzung der Sonnenenergie geschaffen werden. Dazu gehören:

- Flächen zur Integration von Kollektorfeldern,
- ein Konzept zur Abstimmung von Energieeinspar- und Effizienzmaßnahmen mit dem geplanten Einsatz regenerativer Energien,
- Heizungssysteme, die eine niedrige Netzrücklauftemperatur (leistungsgewichtetes Jahresmittel < 40 °C) und damit höhere solare Gewinne zulassen,
- eine zentral angeordnete Heizzentrale und Speicher zur Minimierung der Verteilverluste sowie
- ausreichender Platz für den ggf. geplanten saisonalen Wärmespeicher.

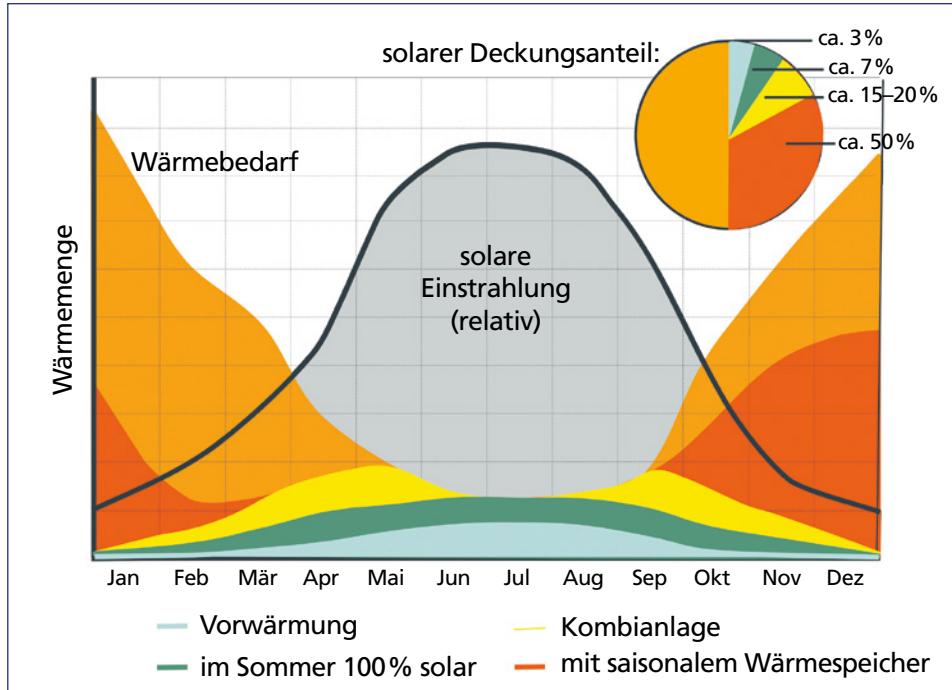
7.2 Systemübersicht

Die Sonne liefert in den Monaten Mai bis September rund zwei Drittel der in einem Jahr in Deutschland eingestrahlten Solarenergie. Der Hauptteil des jährlichen Öl- oder Gasverbrauchs von Wohngebäuden liegt dagegen mit deutlich über zwei Dritteln in der Heizperiode zwischen Oktober und April (siehe Abb. 57). Je größer die Kollektorfläche und das Speichervolumen im Vergleich zur Gesamtwärmemenge dimensioniert sind, umso höher wird der Anteil des jährlichen Gesamtwärmeverbauchs, der solar gedeckt werden kann.

Folgende Anlagentypen werden unterschieden:

Solar unterstützte Nahwärmesysteme zur solaren Vorwärmung werden meist auf 3–7 % solaren Deckungsanteil am Gesamtwärmeverbrauch für Raumheizung und Trinkwassererwärmung ausgelegt. Anlagen dieser Art wurden bis heute meist in Dänemark und Schweden realisiert: ein nahe der Heizzentrale auf dem Boden aufgeständertes Kollektorfeld wird in der Heizzentrale direkt in das Nahwärmesystem eingebunden. Wird ein Pufferspeicher verwendet, dient dieser auch dem Nahwärmennetz als Druckausgleich oder auch als Pufferspeicher für eine große Holzhackschnitzelverbrennung o. ä. Abb. 58 zeigt das Beispiel einer bodengestandenen Vorwärmelanlage.

Solar unterstützte Nahwärmesysteme mit Kurzzeit-Wärmespeicher werden auf 10–20 % solaren Deckungsanteil am Gesamtwärmeverbrauch für Raumheizung und Trinkwassererwärmung ausgelegt (Abb. 59). Der Solarkreis kann hierbei seriell oder parallel in das konventionelle Heizsystem eingebunden werden.



■ **Abb. 57:** Monatlicher Wärmebedarf, Solarstrahlungsangebot und solarer Deckungsanteil am jährlichen Wärmebedarf von solarthermischen Großanlagen

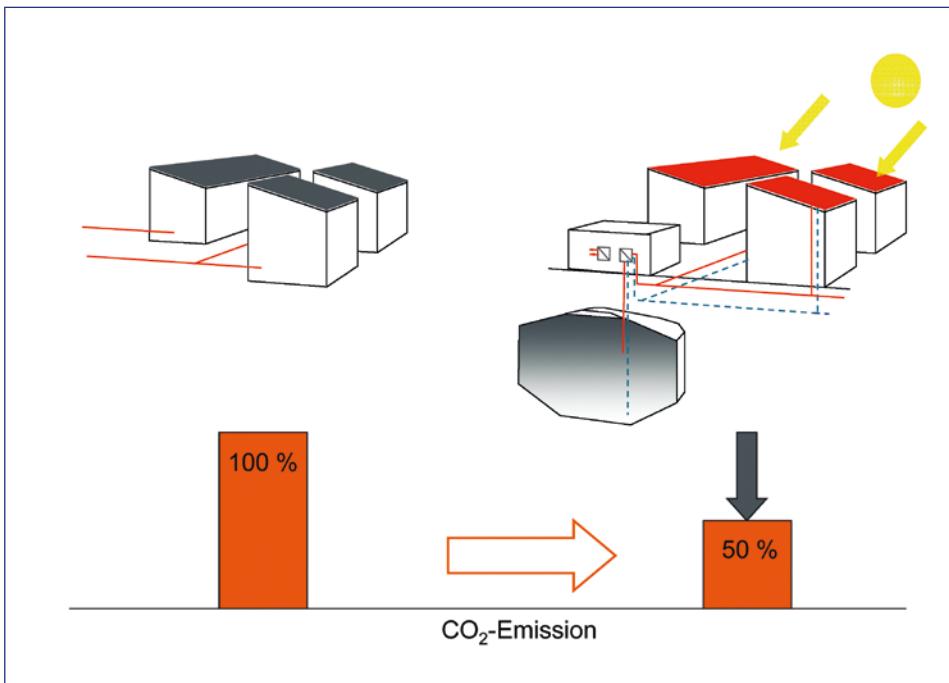
■ **Abb. 58:** Kollektorfeld der solar unterstützten Nahwärme in Kungälv, Schweden (10.000 m² Aperturfläche)



Ziel einer solar unterstützten NahwärmeverSORGUNG **mit saisonalem Wärmespeicher** ist ein solarer Deckungsanteil von 50 % und mehr am Gesamtwärmebedarf einer größeren Wohnsiedlung (mehr als 100 Wohneinheiten). Die zeitliche Verschiebung zwischen hohem Solarstrahlungsangebot im Sommer und maximalem Wärmebedarf im Winter wird über die saisonale Wärmespeicherung ausgeglichen. Abb. 60 verdeutlicht den Einsatz des saisonalen Wärmespeichers und großer Kollektorfelder: Eine durch Nahwärme versorgte Siedlung wird mit Kollektorflächen ergänzt, die auf wenigen, nahe zur Heizzentrale liegenden Dächern installiert wird. Die dort gewonnene Solarwärme lässt sich über ein zusätzlich zum Nahwärmennetz verlegtes Solarnetz zur Heizzentrale transportieren. Hieraus gelangt die Solarwärme entweder direkt zu den Verbrauchern oder – bei Wärmeüberschuss – in den saisonalen Wärmespeicher. Von dort wird Solarwärme entnommen, wenn der Wärmebedarf im Nahwärmennetz größer als die aktuell gewonnene Solarwärme ist. In den realisierten Pilotanlagen wurde auch jeweils die Variante betrachtet, die Solarwärme erst direkt im Gebäude zu nutzen und nur die Überschüsse zur Heizzentrale zu transportieren. Die hierzu notwendige Übergabe-



■ **Abb. 59:** Kollektorfeld der ältesten deutschen, solar unterstützten Nahwärme in Ravensburg, errichtet im Jahr 1992.



■ Abb. 60: Prinzip der solar unterstützten Nahwärme mit saisonalem Wärmespeicher



■ Abb. 61: Europas größtes solares Fernwärmesystem in Marstal (Dänemark)

technik führt jedoch zu höheren solaren Nutzwärmekosten trotz der höheren Wärmeverluste im Solarnetz.

Abb. 61 zeigt einen Teil der Kollektorfläche der solar unterstützten Fernwärme mit saisonalem Wärmespeicher Sunstore 4 in Marstal (Dänemark). Dort sind 33.300 m² Kollektorfläche in Betrieb, die u. a. einen saisonalen Wärmespeicher mit 85.340 m³ Wasservolumen beladen.

8 Komponenten solarer Nahwärmesysteme

In diesem Kapitel wird auf Besonderheiten von Systemkomponenten solarer Nahwärmesysteme hingewiesen. Die hier betrachteten Punkte sind als charakteristische Beispiele solarer Nahwärmesysteme ausgewählt und erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Planungshinweise folgen in Kapitel 10.

8.1 Kollektorfeld und Solarkreis

Die Technologien zur Realisierung großer Kollektorfelder sind auf Grundlage 20-jähriger Erfahrung weit entwickelt, doch manchem neuen Marktanbieter nicht unbedingt vertraut. In Deutschland werden die großen Kollektorfelder der realisierten solaren Nahwärmesysteme meist dachintegriert ausgeführt, das Kollektorfeld bildet die wasserführende Schicht. Es wird hierbei meist entweder aus Großkollektoren zusammengesetzt, die mit Hilfe eines Krans montiert werden. Oder es wird ein Solardach eingesetzt, das einem Fertigdachelement mit integriertem Kollektor entspricht (siehe Abb. 62).



■ Abb. 62: Ausführung großer Kollektorfelder (links: Großkollektoren, rechts: Solardach)

8.2 Systemeinbindung

Die vom Kollektorfeld gelieferte Energie wird direkt in das Wärmenetz übertragen oder in einem Pufferspeicher vorgehalten. Aus diesem wird die Solarwärme an das Nahwärmennetz geliefert. Wird ein saisonaler Wärmespeicher eingesetzt, kann dieser den Pufferspeicher ersetzen, sofern er ein Wasservolumen aufweist. Bei Verwendung von Erdsonden- oder Aquifer-Wärmespeichern ist meist der Einsatz eines zusätzlichen Pufferspeichers aus wirtschaftlichen und systemtechnischen Gründen zu empfehlen.

Reicht die vom Speicher entnommene Temperatur nicht aus, so wird über einen Kessel nachgeheizt, der z.B. seriell zum Speicher an das Nahwärmenetz angeschlossen ist (siehe Abb. 63). Sind im Nahwärmenetz nur wenige Hausübergabestationen mit großen Wärmelasten vorhanden, so führt dies zu hohen Leistungsschwankungen im Nahwärmenetz, die über die Regelung des Heizkessels nur unzureichend ausgeglichen werden können, auch wenn dieser über eine hydraulische Weiche in das Nahwärmenetz eingebunden ist. Die Folge ist eine stark, bis über 10K schwankende Netzvorlauftemperatur. In diesem Fall wäre eine parallele Einbindung des Heizkessels (siehe Abb. 64) besser, da die Leistungsschwankungen im Nahwärmenetz durch den Pufferspeicher ausgeglichen werden können. Sind im Nahwärmenetz viele Hausübergabestationen mit kleiner Anschlussleistung installiert, so sind bei dementsprechenden Gleichzeitigkeitsfaktoren die Leistungsschwankungen in der Heizzentrale so moderat, dass ein seriell eingekoppelter Heizkessel diese meist abbilden kann.

Wird nur ein Heizkessel verwendet, so kann die serielle Einbindung des Heizkessels zum Taktten des Kessels führen, wenn die vom Pufferspeicher entnommene Temperatur nur wenige Grad unter dem Sollwert der Vorlauftemperatur des Nahwärmenetzes liegt. Dann ist die zur Erwärmung notwendige Wärmeleistung kleiner als die kleinste mögliche Wärmeleistung des Kessels. Wenn zusätzlich ein Heizkessel mit kleinerer Leistung installiert wird, kann das Taktten der Kesselanlage stark reduziert werden.

Bei einer parallelen Einbindung des Heizkessels in den Pufferspeicher der Solaranlage (siehe Abb. 64) kann der Kessel einen Teil des Pufferspeichervolumens erwärmen. Dies führt einerseits zu einem gleichmäßigeren Betrieb des Kessels; das Taktten des Kessels kann reduziert werden. Andererseits erhöhen sich die jährlichen Speicherverluste im Vergleich zur seriellen Einbindung des Kessels.

Eine Erwärmung des unteren Speichervolumens durch die vom Kessel erwärmten oberen Speicherschichten würde den Solarertrag verringern. Hier stehen heute Schichtbeladeeinrichtungen auch für große Pufferspeichervolumen zur Verfügung, die bei richtiger Dimensionierung

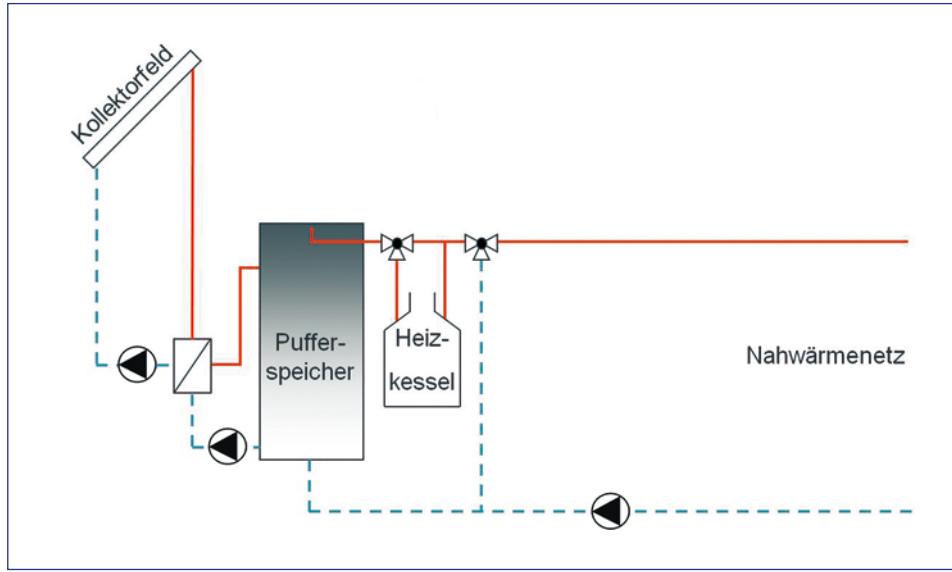
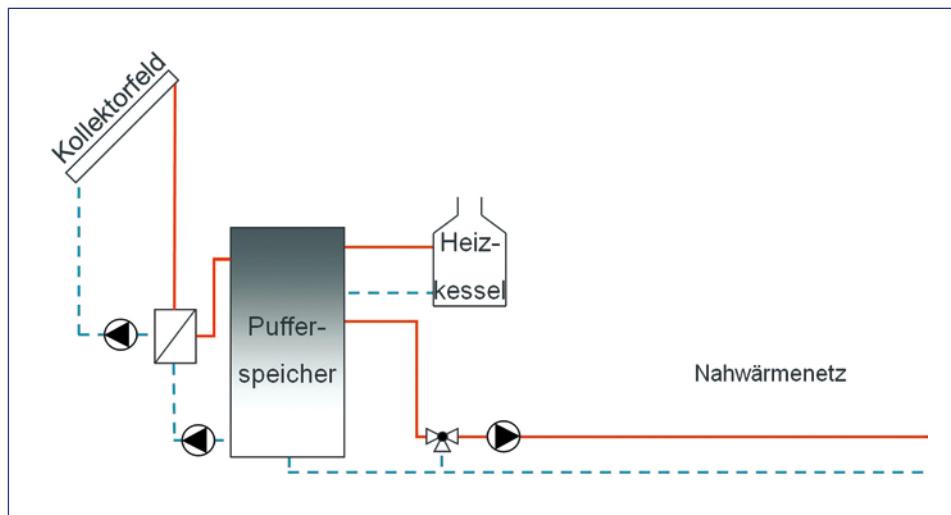


Abb. 63: Anlagenschema mit serieller Einbindung des Heizkessels nach dem Pufferspeicher



■ Abb. 64: Anlagenschema mit paralleler Einbindung des Heizkessels in den Pufferspeicher

zu einem sehr guten Temperaturschichtungsverhalten auch bei dynamischem Pufferspeicherbetrieb führen. Teilweise wurden von den Betreibern selbst entworfene Schichtbeladeeinrichtungen eingebaut, die die Durchmischung des Pufferspeichers zwar reduzieren. Sie erreichen jedoch noch keine Temperaturschichtung im Speicher, die eine parallele Einbindung des Heizkessels in den Pufferspeicher ohne Nachteile für den Betrieb der Solaranlage ermöglicht.

8.3 Saisonale Wärmespeicher

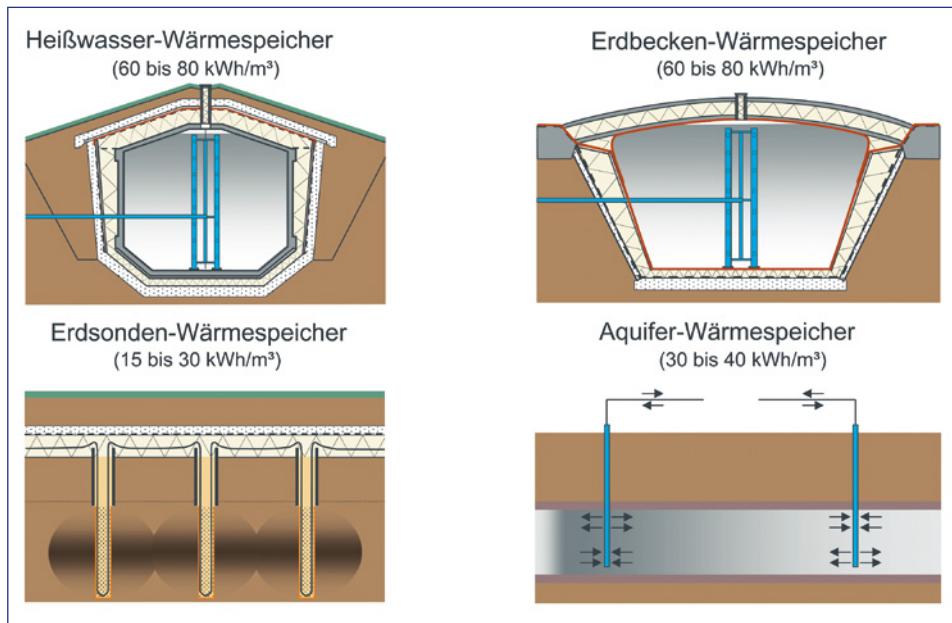
Die Speicherung solarer Wärme vom Sommer in den Winter wurde erstmals vor 30 Jahren in Schweden realisiert. In Deutschland wird die Forschung zu saisonalen Wärmespeichern schon viele Jahre gefördert. Seit 1996 konnten elf Pilotanlagen errichtet werden. Hierbei wurden die folgenden vier Speichertechnologien entwickelt, die jeweils in mindestens einer Pilotanlage in Betrieb sind (siehe Abb. 65):

Behälter-Wärmespeicher bestehen meist aus einem Stahlbetonbehälter, der außen wärmegedämmt und im Inneren meist mit Edelstahlblech wasser(dampf)dicht ausgekleidet ist. Der Behälter wird mit Wasser gefüllt, das durch die Solarwärme bis auf 98°C erwärmt werden kann.

Erdbecken-Wärmespeicher entstehen, in dem eine Baugrube wärmegedämmt, mit Kunststoffbahnen abgedichtet und mit Wasser gefüllt wird. Dieser wärmegedämmte Teich wird durch einen schwimmenden oder freitragenden, wärmegedämmten Deckel geschlossen. Alternativ liegt der Deckel auf einer wassergesättigten Kiesfüllung der Speichergrube auf.

Erdsonden-Wärmespeicher nutzen das Gestein im Untergrund zur Wärmespeicherung. Mittels wasserdurchflossenen Erdwärmesonden, die in vertikale Bohrlöcher eingegossen sind, wird das Gestein erwärmt und wieder abgekühlt. Auf dem Speicher wird eine Wärmedämmung aufgebracht, die in den Untergrund integriert ist.

Aquifer-Wärmespeicher werden durch Brunnen erschlossen, die aus unterirdischen, wasserführenden Gesteinsschichten (Aquiferen) Wasser an die Erdoberfläche pumpen, dieses erwär-



■ Abb. 65: Typen saisonaler Wärmespeicher (mit durchschnittlicher Wärmekapazität je m³ Speichervolumen als Richtwert)

men und wieder in den Untergrund einspeichern. Durch eine Umkehr des Pumpvorganges kann die gespeicherte Wärme genutzt werden.

Randbedingungen

Die saisonalen Wärmespeicher versorgen große Gebäudekomplexe oder ganze Siedlungen. Sie sind:

- Mindestens 1.000 m³ groß, um die Wärmeverluste durch die Oberfläche im Vergleich zur im Volumen gespeicherten Energiemenge zu minimieren. Das Mindestspeichervolumen entspricht ungefähr dem Wasserinhalt eines 25 m-Schwimmbeckens.
- In das Erdreich eingebaut, da dieses zusätzlich wärmedämmt, statisch trägt und die großen Speicher oft direkt in ein Wohngebiet integriert sind.
- Durch ihre Größe im Vergleich zu Speichern in Einfamilienhäusern auf das Speichervolumen bezogen kostengünstig.
- Starken Belastungen ausgesetzt: Bis zu 98°C heißes Wasser muss über mehrere Monate gespeichert werden über mindestens 40 Jahre.

Durch Latentwärme- oder thermochemische Speicher, die Wärme durch Phasenwechsel- bzw. Ab- oder Adsorptionsvorgänge speichern, kann die saisonale Wärmespeicherung auch in wenigen Kubikmetern Volumen energetisch effizient sein. Seit wenigen Jahren sind diese Techniken wieder in den Blickpunkt der Forschung gerückt. Erste Speicher sind am Markt erhältlich. Es bleibt jedoch abzuwarten, ob sie aus energetischer und vor allem wirtschaftlicher Sicht zur saisonalen Wärmespeicherung eingesetzt werden können. Die Wirtschaftlichkeit dieser Speicher verbessert sich mit zunehmender Zyklenzahl.

8.4 Multifunktions-Wärmespeicher

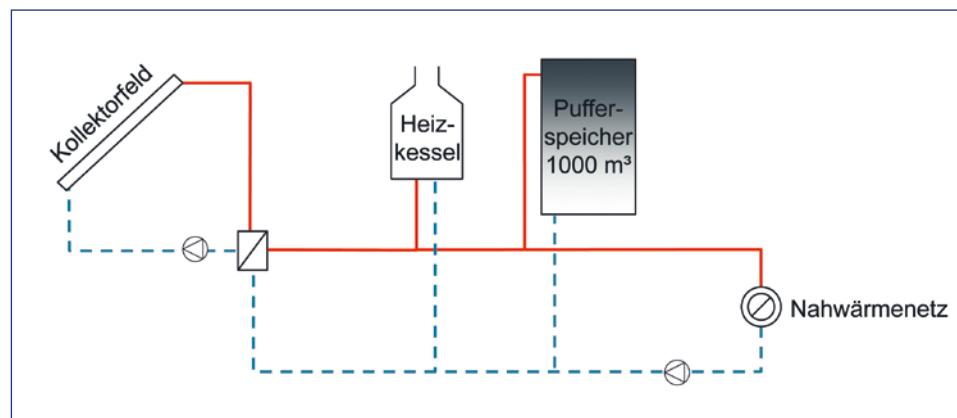
Der Beschluss zum Ausstieg aus der Atomenergie, allgemein als »Energiewende« bezeichnet, führt – einhergehend mit der starken Förderung und dem damit verbundenen deutlichen Ausbau regenerativer Stromerzeugung in Deutschland – zu grundlegend neuen Anforderungen im Energiesektor. Die aktuellen Diskussionen in Deutschland zeigen, dass durch die vermehrte Zunahme der sommerlichen Stromproduktion aus Photovoltaik und der ganzjährigen Stromproduktion aus Wind erste Großkraftwerke nicht mehr rentabel betrieben werden können und daher abgeschaltet werden. Ein Blick nach Dänemark, das schon einen deutlich höheren regenerativen Stromanteil als Deutschland hat, zeigt mögliche zukünftige Entwicklungen auch für den deutschen Energiemarkt: Regenerative Energien ersetzen vermehrt die (sommerliche) Stromproduktion. Dies führt dazu, dass die vorhandenen Fernwärmesysteme, die seither durch die Abwärme von Kraft-Wärme-Kopplungen betrieben wurden, ihre Wärmequelle verlieren. Damit könnte der Einsatz großvolumiger, multifunktionaler Wärmespeicher (»saisonale Wärmespeicher«) und großer solarthermischer Kollektorflächen eine wirtschaftliche Lösung zur Sicherstellung der Strom- und Wärmeversorgung ganzer Siedlungen und Städte darstellen.

9 Ausgewählte Pilotanlagen

9.1 Systeme zur solaren Vorwärmung

In **Schweden** werden große solarthermische Anlagen von Fernwärmeunternehmen oder Immobiliengesellschaften betrieben, um bestehende Gebäudekomplexe oder Wohngebiete mit Wärme zu versorgen. Die älteste noch in Betrieb befindliche Anlage stammt aus dem Jahr 1985. Die größte Anlage wird vom schwedischen Energieversorger Kungälv Energi AB als Ergänzung einer bestehenden Holzhackschnitzelanlage betrieben (siehe Abb. 66). Abb. 67 zeigt das auf dem Boden aufgeständerte Kollektorfeld aus Großmodulen mit jeweils rund 12 m^2 Kollektoraperturfläche. Vom gesamten Wärmebedarf in Höhe von rd. 100 GWh/a trägt die solarthermische Anlage rd. 4 GWh/a bei.

Kollektorfeld und Pufferspeicher sind wie ein Wärmeerzeuger parallel in das Nahwärmenetz eingebunden. Der Pufferspeicher kann bei ausreichender Speicherhöhe und geringem Netzdruck als Druckhalterung für das Nahwärmenetz verwendet werden. Hierbei sind die meisten in Schweden ausgeführten Pufferspeicher belüftet und damit ohne Überdruck realisiert.



■ Abb. 66: Anlagenschema der solar unterstützten Nahwärme in Kungälv (Schweden)



■ Abb. 67: Kollektorfeld der solar unterstützten Nahwärme Kungälv mit 10.000 m^2 Kollektoraperturfläche

In **Dänemark** versorgen solarthermische Großanlagen überwiegend kleine Fernwärmesysteme. Bei allen Anlagen sind die Kollektoren bodenmontiert ausgeführt. Auf Basis der schwedischen Erfahrungen entstand im Jahr 1987 in Saltum die erste Anlage, die aus einem 1.000 m² großen bodenmontierten Solarkollertorfeld besteht.

9.2 Solar unterstützte Nahwärme mit Kurzzeit-Wärmespeicher in Neckarsulm

Die in Abb. 68 gezeigte solare Nahwärmeanlage mit Kurzzeit-Wärmespeicher in Neckarsulm wurde schon im Jahr 1994 in Betrieb genommen. Sie ist eine der ältesten Anlagen dieser Art und zeigt, dass die Technik der solaren Unterstützung von Nahwärmenetzen schon seit Langem erprobt ist. Rund 700 m² Kollektorfläche beladen einen Pufferspeicher mit 20 m³ und decken rund 8 % des jährlichen Gesamtwärmebedarfes von rund 3,3 GWh/a. Das Nahwärme-Versorgungsgebiet umfasst rund 30.000 m² beheizte Wohn-/ Nutzfläche.



■ **Abb. 68:** Kollektorfeld der solar unterstützten Nahwärme »Eugen-Bolz-Straße« in Neckarsulm

Das Anlagenschema entspricht Abb. 64 und zeigt, dass Solaranlage und Heizkessel parallel in einen Pufferspeicher eingebunden sind. Die Heizzentrale ist in den Keller zwischen den Gebäuden integriert. Obwohl der Kellerboden extra abgesenkt wurde, ist der Pufferspeicher mit 20 m³ Volumen eher kompakt als hoch. Dies führte in den ersten Betriebsjahren dazu, dass der Pufferspeicher keine gute Temperaturschichtung aufwies. Dadurch sicherte er zwar den Betrieb des Heizkessels und der Solaranlage ab, die Betriebsbedingungen für beide Wärmeerzeuger waren jedoch nicht gut. Durch den nachträglichen Einbau einer vom Betreiber selbst entworfenen Schichtbeladeeinrichtung konnte das Betriebsverhalten des Pufferspeichers und damit der Jahresnutzungsgrad des Heizkessels sowie der jährliche solare Nutzwärmeertrag des Kollektorfeldes erhöht werden.

9.3 Übersicht der Pilotanlagen mit saisonalem Wärmespeicher

Abb. 69 gibt einen Überblick über die wichtigsten Kenndaten realisierter Pilotanlagen mit saisonalem Wärmespeicher, die seit 1996 aus Bundesmitteln gefördert wurden. Da die Projektrealisierung mehrere Jahre dauert, haben manche der Pilotanlagen noch nicht den geplanten Ausbauzustand erreicht. Die Pilotanlagen in Rostock, Neckarsulm, Steinfurt und Hannover konnten die geplanten solaren Deckungsanteile erzielen. Die Anlagen in München, Crailsheim und Eggenstein müssen noch ihren jeweiligen Regelbetrieb erreichen, ehe die Systemeffizienz bewertet werden kann.

In Abb. 70 sind die gemessenen solaren Deckungsanteile der elf Pilotanlagen in den zur Verfügung stehenden Messperioden gegenübergestellt.

Wie Abb. 70 zu entnehmen ist, konnten die beiden ersten Anlagen in **Hamburg** und **Friedrichshafen** auch nach mehreren Betriebsjahren ihre Zielwerte für die solaren Deckungsanteile nicht erreichen. Die Gründe hierfür sind einerseits, dass zum damaligen Zeitpunkt keinerlei Erfahrungen mit Solaranlagen dieser Größe und mit saisonaler Wärmespeicherung vorlagen und daher manche Dinge unbekannt waren. Dazu gehört beispielsweise die starke Abhängigkeit der Wärmeleitfähigkeit von Dämmstoffen von Temperatur und Feuchtegehalt bei Temperaturen über 60°C. Die damals berechneten Wärmeverluste der Wärmespeicher weichen darum stark von den tatsächlich gemessenen Werten ab. Diese Wissenslücke konnte mittlerweile im Rahmen eines Forschungsvorhabens [24] geschlossen werden. Andererseits wurde in der Planung teilweise von zu optimistischen systemseitigen Randbedingungen ausgegangen. Vor allem das Niveau der tatsächlich auftretenden Netz-Rücklauftemperaturen wurde unterschätzt. Die Auswirkungen hoher Netznachläufe auf die effektive Wärmespeicherkapazität sind jedoch groß. Neben diesen technischen Gründen gab es auch noch weitere, nicht vorhersehbare Umstände, die die möglichen solaren Beiträge limitiert haben. In **Friedrichshafen** z.B. wurde der Wärmespeicher auf eine Wärmelast im Endausbau des versorgten Wohngebietes geplant, die leider nie erreicht wurde. Auch wenn die beiden ersten Anlagen ihre Zielwerte verfehlten, so trugen insbesondere die Wärmespeicher als erste Bauwerke ihrer Art und Größe weltweit maßgeblich zum Erkenntnisgewinn bei und stießen zahlreiche neue Technologieentwicklungen und Forschungsarbeiten an.

Die Pilotanlage in **Neckarsulm** wurde 1997 in einem ersten kleinen Bauabschnitt begonnen und wächst seither stetig an. Beim hier gebauten Erdsonden-Wärmespeicher kann das Speichervolumen nach und nach vergrößert werden und so mit dem Baugebiet mitwachsen. Nach zwei Erweiterungen der Speichergröße und zahlreichen Vergrößerungen der angeschlossenen Kollektorflächen konnten seit 2002 solare Deckungsanteile von rund 40 % erreicht werden. Nach weiteren Vergrößerungen der Solaranlage wurden in den Jahren 2007 und 2008 ca. 45 % und im Jahr 2010 50 % solare Deckung gemessen.

Die Anlage in **Steinfurt-Borghorst** ist die kleinste der dargestellten Pilotanlagen. Sie wurde aufgrund der geringen Projektgröße auf einen reduzierten solaren Beitrag von 34 % geplant. Nach einer Einschwingphase von drei Jahren konnte dieser Wert erreicht und in den folgenden Jahren sogar überschritten werden.

		Hamburg ¹	Friedrichshafen ¹ Planung im Endausbau (Stand 2011)	Neckarsulm ¹ Phase I (Phase II)	Steinfurt ⁴
Jahr der Inbetriebnahme		1996 (2010)	1996	1997 (2001)	1998
Versorgungsgebiet		124 RH	Endausbau: 570 WE in MFH (390)	6 MFH, Einkaufszentrum, Schule, Sporthalle, Altenheim etc.	42 WE in 22 EFH und kleinen MFH
Beheizte Wohn-/Nutzfläche	m ²	14.800	39.500 (33.000)	(25.000)	3.800
Kollektorfläche (Apertur)	m ²	3.000 FK	5.600 FK (4.050)	2.700 FK (5.670)	510 FK
Speichervolumen	m ³	4.500 (4.150) HWWS	12.000 HWWS	100 HWWS + 20.000 EWS (200 + 63.300)	1.500 KWWS
Gesamtwärmbedarf	MWh/a	1.610	4.106 (3.000)	1.663 (3.000)	325
Nutzwärmelieferung Solarsystem*	MWh/a	789	1.915	832	110
Solarer Deckungsanteil*	%	49	47	50	34
Kosten Solarsystem***	Mio. Euro	2,2	3,2	3,5	0,5
Solare Wärmekosten***	Ct./kWh	25,7	15,9	26,5	42,3

*: Berechnete Werte für den langfristigen Betrieb, **: Primärenergieeinsparung, ***: ohne MwSt. und Förderung, inkl. Planung
 1: Angaben ITW Universität Stuttgart, 2: Angaben TU Chemnitz, 3: Angaben Geothermie Neubrandenburg GmbH,
 4: Angaben IGS Universität Braunschweig, 5: Angaben ZAE Bayern, 6: Angaben Pfeil & Koch Ingenieurgesellschaft

■ **Abb. 69:** Übersicht der realisierten Pilotanlagen zur saisonalen Wärmespeicherung in Deutschland

In **Chemnitz** wurde nur ein kleiner Teil des ursprünglich geplanten Versorgungsgebiets realisiert. Wie Abb. 69 zu entnehmen ist, wurde die Solaranlage nach einem Eigentümerwechsel des Gebäudes nach nur kurzer Betriebsdauer abgebaut.

Die Pilotanlage in **Rostock** konnte bereits im vierten Betriebsjahr als erste Anlage den geplanten solaren Deckungsanteil von 50 % erreichen bzw. überschreiten.

Die Anlagen in **Hannover** und **Attenkirchen** konnten bislang ihre Zielwerte nicht ganz erreichen. Dennoch zeigen die Werte der ersten Betriebsjahre hohe Anfangswerte, die zudem ansteigen.

Chemnitz² (1. BA)	Rostock	Hannover⁴	Attenkirchen⁵	München	Crailsheim 1. BA	Eggenstein
2000 (außer Betrieb: 2006)	2000	2000	2002	2007	2007	2008
Planung: Bürogebäude, Hotel und Einkaufszentrum	108 WE in MFH	106 WE in MFH	30 EFH	300 WE in MFH	260 WE in EFH, DH u. RH, Schule, Sporthalle	Schul- und Sport- zentrum, Feuerwehr
4.680	7.000	7.365	6.200	24.800	40.000	12.000 ⁶
540 VRK	1.000 FK	1.350 FK	800 FK	2.900 FK	7.300 FK	1.600 FK
8.000 KWWS 20.000 AWS	30 HWWS 20.000 AWS	2.750 HWWS	500 HWWS + 9.350 EWS	5.700 HWWS	480 + 100 HWWS + 37.500 EWS	4.500 KWWS
1. BA: 573	497	694	487	2.300	4.100	1.150
1. BA: 169	307	269	378	1.080 ⁵	2.050 ¹	430
1. BA: 30	50 ³	39	55**	47 ⁵	50 ¹	37
1. und 2. BA: 1,4	0,7	1,2	0,76	2,9	4,5	1,1 ⁶
1. und 2. BA: 24,0	25,5	41,4	19,0	24,0	19,0	25,0

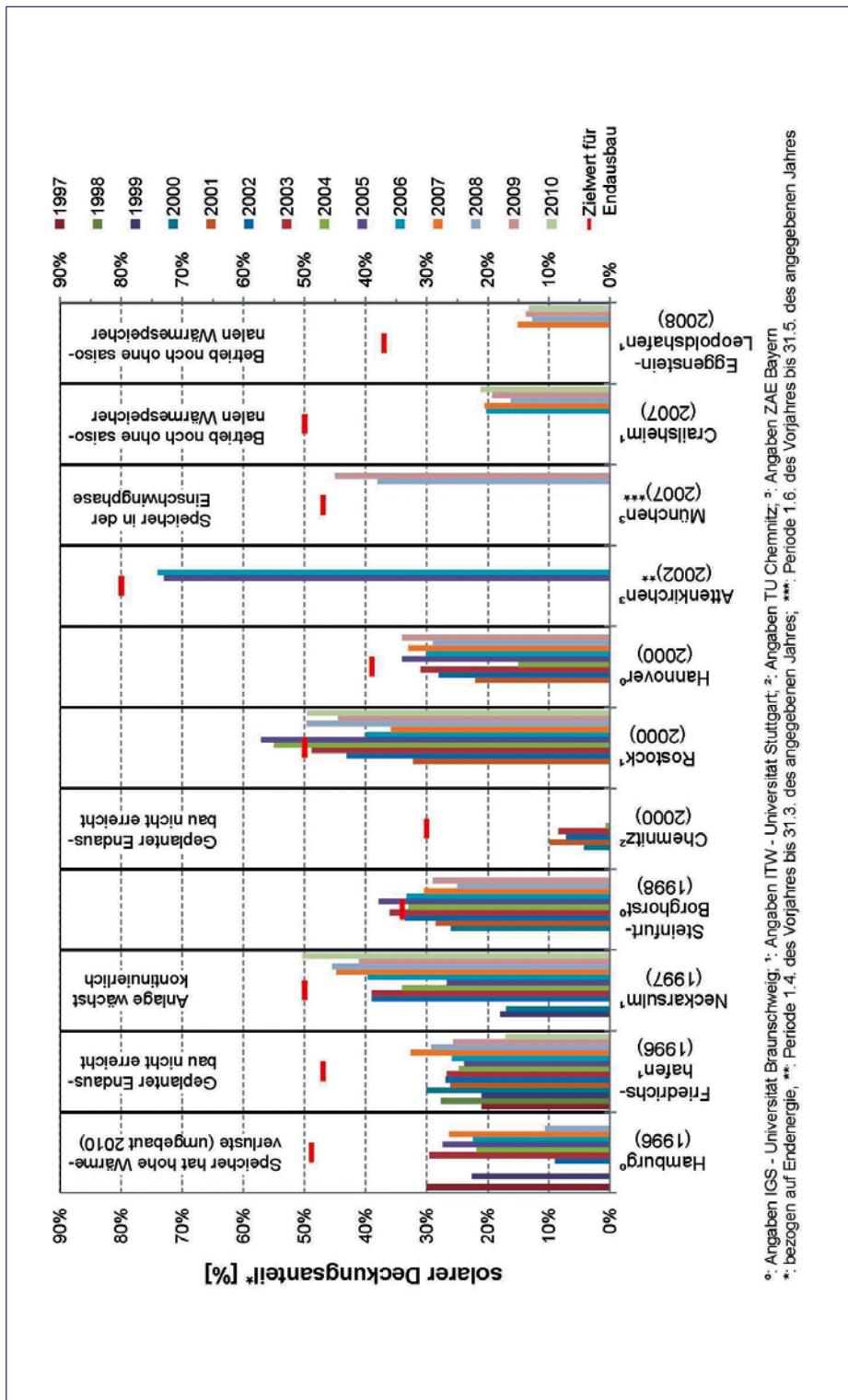
WE: Wohneinheit, EFH: Einfamilienhaus, DH: Doppelhaus, RH: Reihenhaus, MFH: Mehrfamilienhaus, BA: Bauabschnitt

FK: Flachkollektor, VRK: Vakuum-Röhren-Kollektor

HWWS: Heißwasser-Wärmespeicher, KWWS: Kies/Wasser-Wärmespeicher, EWS: Erdsonden-Wärmespeicher,

AWS: Aquifer-Wärmespeicher

Die drei neuesten Anlagen in **München**, **Crailsheim** und **Eggenstein-Leopoldshafen** konnten den Nachweis des Zielwertes aufgrund der kurzen Betriebsdauern bislang noch nicht erbringen. In **München** lassen sich hohe und steigende Anfangswerte der ersten beiden Betriebsjahre erkennen. Im Jahr 2009 konnten hier bereits im zweiten Betriebsjahr 45 % solare Deckung erreicht werden. In Crailsheim und in Eggenstein-Leopoldshafen sind die saisonalen Wärmespeicher und die Wärmepumpen in den dargestellten Zeiträumen noch nicht in Betrieb, sodass die solaren Deckungsanteile bislang auf die direkten solaren Beiträge begrenzt sind.



^a: Angaben IGS - Universität Braunschweig; ¹: Angaben ITW - Universität Stuttgart; ²: Angaben ZAE Bayern
*: bezogen auf Endenergie, **: Periode 1.4. des Vorjahres bis 31.3. des angegebenen Jahres; ***: Periode 1.6. des Vorjahres bis 31.5. des angegebenen Jahres

Abb. 70: Vergleich gemessener und geplanter solarer Deckungsanteile der Pilotanlagen zur solaren Nahwärme mit saisonalem Wärmespeicher

9.4 Solar unterstützte Nahwärme mit saisonalem Wärmespeicher »Am Ackermannbogen« in München

Auf Basis eines Beschlusses der Landeshauptstadt München wurde ein ehemaliges Kasernen-Gelände in der Münchner Innenstadt zur »solar unterstützten Nahwärme am Ackermannbogen (SNAB)« entwickelt. Mit Förderung des Bundes konnte eine Pilotanlage mit saisonalem Wärmespeicher realisiert werden. Abb. 71 zeigt einen Lageplan der Siedlung, Abb. 72 führt die allgemeinen Daten des solaren Nahwärmesystems auf.

Im Rahmen eines Realisierungswettbewerbs zur Integration der Kollektorflächen in die Siedlung wurde den Bauträgern vom Bauamt der Stadt München zugestanden, die maximal baubare Bruttogeschossfläche mit der Fläche, die unter den integrierten Solardächern entsteht, überschreiten zu können. Hierdurch konnte eine architektonisch gelungene Solardachlösung für die Siedlung erreicht werden.

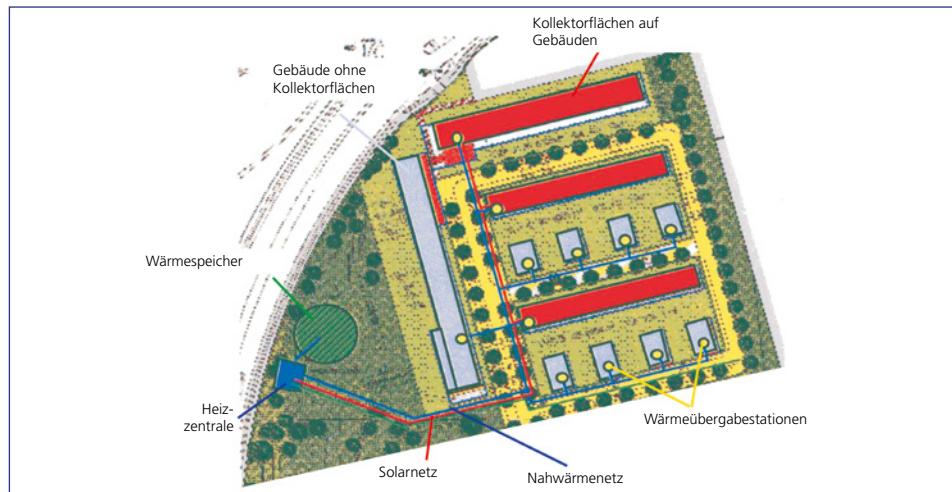


Abb. 71: Lageplan der solaren Nahwärme Ackermannbogen (SNAB)

Kollektorantrittsfläche	2.921 m ²	Fördermittelempfänger	Stadt München
Wasserinhalt des Speichers	5.700 m ³	Eigentümer	Stadtwerke München
Versorgungsgebiet	300 Wohnungen	Planer Anlagentechnik	Kulle und Hofstätter, München
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale	2.300 MWh/a	Planer Speicher	Ing.-Büro Lichtenfels, Keltern
Absorptionswärmepumpenleistung	1,4 MW _{th}	Konzept	ZAE Bayern, Garching
Solarer Deckungsanteil	47 % ¹⁾	Wiss. Begleiter	ZAE Bayern und Solites
Solare Nutzwärmekosten	0,24 Euro/kWha ²⁾	Inbetriebnahme	2007

Abb. 72: Planungsdaten des solaren Nahwärmesystems mit saisonalem Wärmespeicher Ackermannbogen in München (SNAB), ¹⁾ TRNSYS-Simulation des ZAE Bayern, ²⁾ nach Rechenbedingungen Solarthermie2000plus

Das Anlagenkonzept

Ursprünglich war geplant, die Absorptionswärmepumpe mit dem Heißdampf aus dem Fernwärmennetz der Münchner Stadtwerke (SWM) anzutreiben und den Dampf zu kondensieren. Die SWM stellen jedoch alle Dampfteilnetze der Fernwärmeversorgung auf ein Heißwasser- netz um. Hierdurch konnte das ursprüngliche Anlagenkonzept nicht beibehalten werden.

Es wurde durch das ZAE Bayern mehrfach an diese geänderten Randbedingungen angepasst (siehe Abb. 73): Die Absorptionswärmepumpe wird als Wärmequelle nun nicht mehr parallel zum Kollektorfeld in den saisonalen Wärmespeicher eingebunden, sondern diesem seriell nachgeschaltet. Hierdurch kann die Absorptionswärmepumpe nicht mehr bei konstanter Leistung im optimalen Betriebspunkt betrieben werden, sondern muss ihre Leistung dem Massenstrom des Nahwärmenetzes und der zu erwärmenden Temperaturdifferenz anpassen.

Die Absorptionswärmepumpe wird nun mit Heißwasser aus dem Fernwärmennetz der SWM angetrieben. Bei Bedarf kann die direkt eingekoppelte Fernwärme die Vorlauftemperatur des Nahwärmenetzes sicherstellen. Die Restauskühlung des Fernwärme-Rücklaufs auf die geforderte Maximaltemperatur von 50 °C erfolgt über eine Rücklaufanhebung des Nahwärmenetzes.

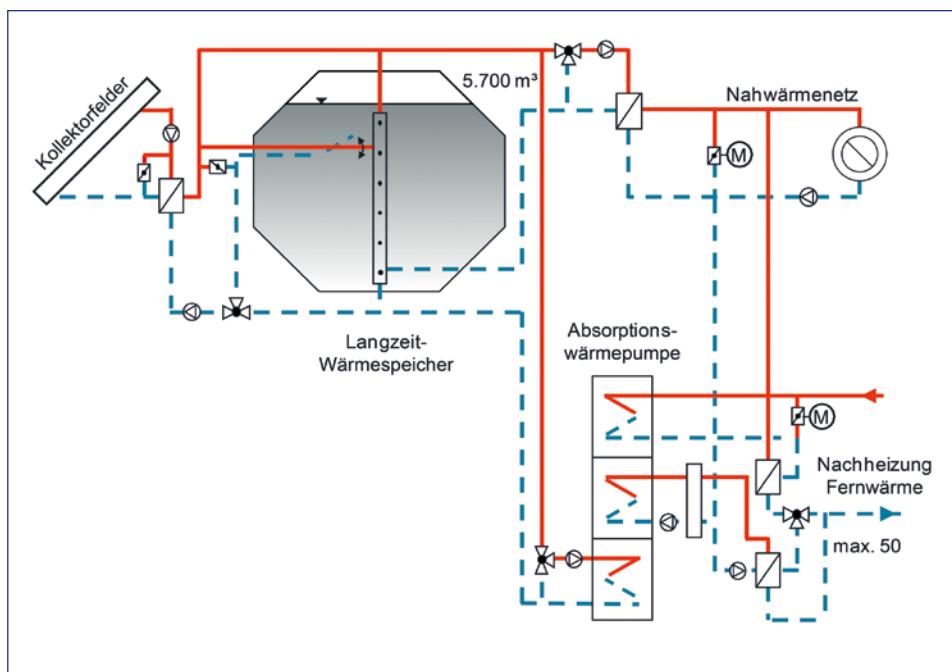


Abb. 73: Schema des solaren Nahwärmesystems in München

Niedertemperatur-Gebäudetechnik

Ein Forschungsschwerpunkt des Projekts in München war die Erzielung einer möglichst niedrigen durchschnittlichen Netzrücklauftemperatur. Die Architekten und technischen Planer wurden im Rahmen eines Realisierungswettbewerbs hierauf sensibilisiert. Den Bauträgern wurde über ein umfangreiches Pflichtenheft vorgegeben, das Nahwärmesystem im Gebäude weiterzuführen, die einzelnen Wohnungen über Wohnungsübergabestationen zu versorgen und die

Trinkwassererwärmungs- und Heizsysteme auf eine möglichst hohe Auskühlung des Netzvorlaufes zu optimieren. Folgende Maßnahmen wurden hierzu umgesetzt:

- Ein im Vergleich zur EnEV 2000 verbesserter Wärmeschutz der Gebäudehülle.
- Wohnungsübergabestationen, die von der vertikal in die Geschosse verteilten Nahwärmeleitung versorgt werden. Die Wohnungsübergabestationen sitzen teilweise im Installationsschacht der Nahwärmeleitung in den Treppenhäusern der Gebäude (siehe Abb. 74).
- Die Trinkwassererwärmung erfolgt im Durchflussprinzip möglichst ohne Trinkwasserzirkulationsleitung, die Heizungseinbindung erfolgt in der Wohnungsübergabestation direkt. Die Hausübergabe vom Nahwärmenetz in die hausinterne Verteilung ist durch Wärmeübertrager vom eigentlichen Nahwärmenetz abgetrennt.
- Ein Raumheizsystem mit großen Wärmeübertragerflächen, meist als Fußbodenheizung ausgeführt. In einem Gebäude wurden Radiatoren eingebaut, deren Rücklauf durch eine seriell nachgeschaltete Fußbodenheizung weiter ausgekühlt wurde (siehe Abb. 75).
- Für niedrige Rücklauftemperaturen optimierte Wohnungsübergabestationen, die vorab vom ZAE Bayern vermessen und bei Bedarf in Zusammenarbeit mit dem Lieferanten verbessert wurden. Grundsätzlich zeigte sich hier, dass große Wärmeübertrager einzubauen sind.
- Einsatz von Differenzdruckreglern in den einzelnen Netzsträngen, um die Wohnungsübergabestationen und Teilstücke der Kollektorflächen selbsttätig hydraulisch abgleichen zu können.

Als Ergebnis dieser Maßnahmen konnte schon im ersten Betriebsjahr eine leistungsgemittelte jährliche Durchschnittstemperatur des Netzrücklaufs von 30,7 °C gemessen werden.



Vertikaler Installationsschacht im Treppenhaus zur Führung des Nahwärmenetzes



Zwei Wohnungsübergabestationen mit großem Wärmeübertrager, eine von mehreren Ausführungsvarianten

■ **Abb. 74:** Nahwärmenetz und Wohnungsübergabestationen im Treppenhaus



Wandheizkörper, kombiniert mit Fußbodenheizung zur Rücklaufauskühlung



Hausanschluss mit Nahwärmenetz (links) und Solarnetz (rechts)

■ Abb. 75: Heizsystem in einer Wohnung und Hausanschluss

Kollektorfelder

Aufgrund des städtebaulichen Gesamtplanes wurden die Kollektorfelder dachintegriert geplant und auf mehrere Gebäude verteilt. Die Kollektorfächen sind im Besitz der Stadtwerke München als Betreiber der Solaranlage. Die Absicherung der Zugänglichkeit und des Besitzes erfolgte über die Definition einer Scheinbestandteileigenschaft der Kollektorfelder am Gebäude und über einen Eintrag ins Grundbuch der betreffenden Grundstücke.

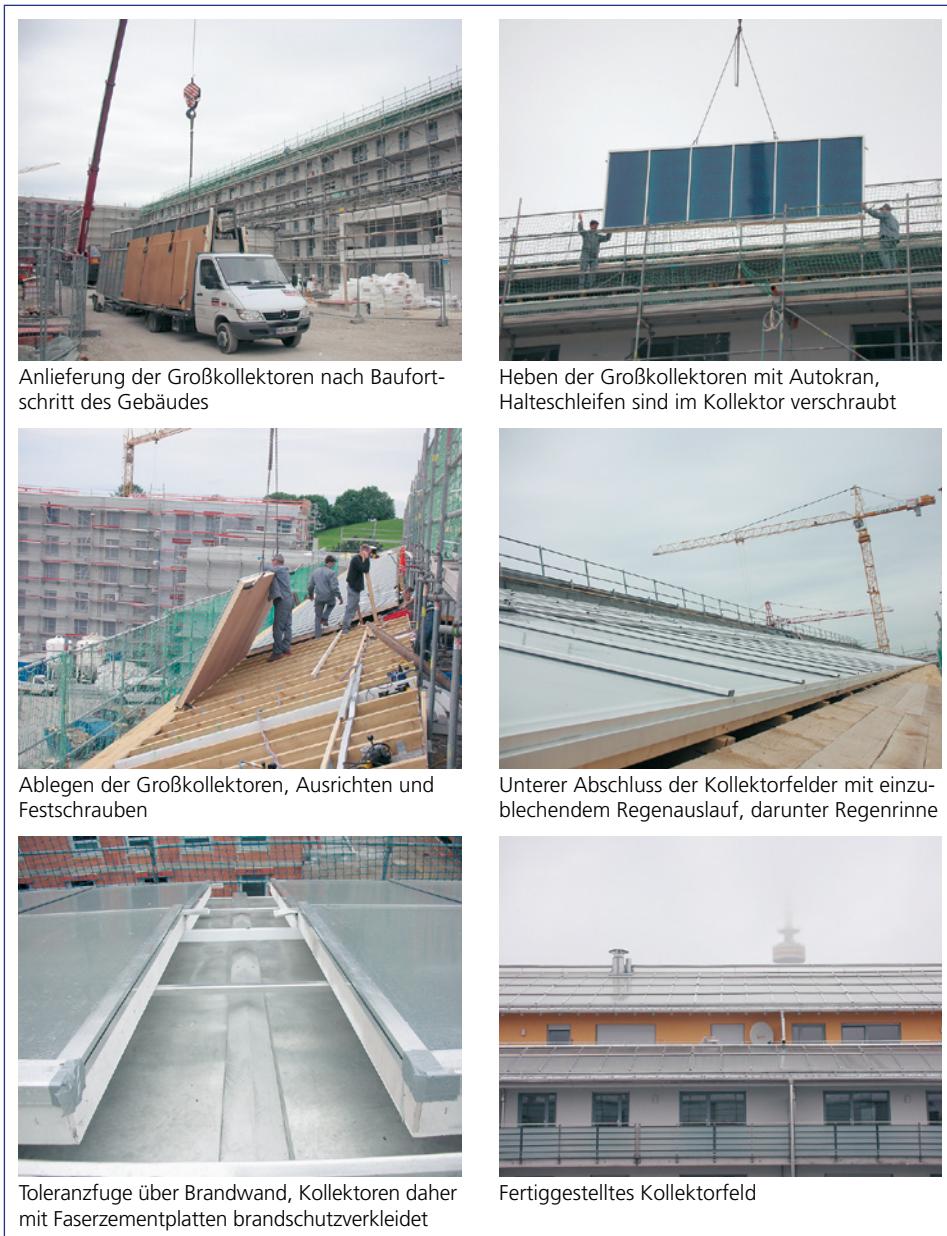
Alle Kollektorfächen wurden gemeinsam ausgeschrieben, die Montage erfolgte entsprechend des Baufortschritts der Gebäude. Abb. 76 zeigt Bilder der Kollektorfeldrealisierung.

Die untersten beiden Fotos der Abb. 76 weisen auf Folgendes hin: Durch eine detaillierte Diskussion der Randbedingungen konnte erreicht werden, dass das Kollektorfeld ohne Unterbrechung und ohne durch die Dachebene tretende Brandwände über Brandabschnitte hinweg durchgehen kann. Die Holzrahmenkollektoren sind hierzu im Bereich von 1 m Abstand zur Brandwand einlagig mit nicht brennbaren Faserzementplatten (A1) verkleidet.

Beton-Heißwasser-Wärmespeicher

Die Entwicklung des Speicherkonzeptes für das Pilotprojekt SNAB bezog alle vier Speichertypen (Behälter-, Erdbecken-, Erdsonden- und Aquifer-Wärmespeicher) ein. Erdsonden- und Aquifer-Wärmespeicher benötigen eine für die Wärmespeicherung geeignete Geologie am Speicherstandort. Diese ist am Ackermannbogen in München nicht gegeben. Aus diesem Grund wurden Heißwasser- und Kies-Wasser-Wärmespeicher als mögliche Speicherbauweisen betrachtet.

Die weitere Speicherentwicklung zeigte, dass das für die Integration der Absorptionswärmepumpe notwendige Schichtungsverhalten des Speichers sowie die gewünschten Beladungs- und Entzugsleistungen den Heißwasser-Wärmespeicher gegenüber dem Kies-Wasser-Wärmespeicher bevorzugen. Da eine Analyse des vor Ort vorhandenen Kieses zudem bestätigte, dass dieser aufgrund seines hohen Kalkgehalts nicht direkt als Speicherbaustoff verwendet werden kann, wurde der Kies-Wasser-Wärmespeicher ausgeschlossen. Es wurde ein Behälterspeicher mit 5.700 m³ Wasserinhalt zur Ausführungsplanung empfohlen.



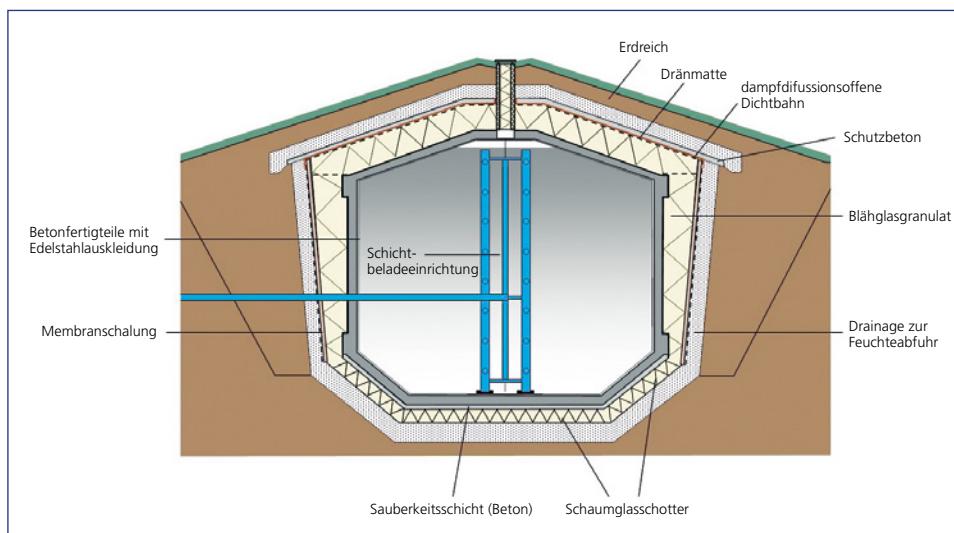
■ Abb. 76: Bau der Kollektorflächen für die solar unterstützte Nahwärme SNAB in München

Speicheraufbau

Abb. 77 zeigt einen Querschnitt durch den Speicher: Der Behälter besteht aus einem Kegelstumpf in einer rund 5 m tiefen Baugrube, der in Ort beton ausgeführt wurde. Aufgrund der in den seitherigen Wärmespeichern gemessenen Wärmeverluste über die Bodenplatte, die jeweils deutlich über den erwarteten Werten liegen, erhielt dieser Speicher eine Wärmedämmung des unteren Speicherbereiches aus Schaumglasschotter. Der auf dem Kegelstumpf ru-

hende, rund 10 m hohe Zylinder wurde aus Betonfertigteilen, die auf der Speicherinnenseite eine Edelstahlauskleidung tragen, aufgestellt und vorgespannt. Hierauf wurde ein weiterer Kegelstumpf aus Fertigteilen aufgebaut, die ebenso die Edelstahlauskleidung integrieren. Die Stöße der Edelstahlauskleidung sind von innen verschweißt. Die Speicherform ist dem AV-Optimum einer Kugel angenähert. Die Speicherwände und der Speicherdeckel sind mit Blähglasgranulat wärmegedämmt. Die Dämmstärke nimmt dabei vertikal von unten nach oben auf max. 70 cm zu. Die Wärmedämmung wird durch eine vertikale Drainage vor Erdfeuchtigkeit geschützt.

Bei einem Vergleich dieses Speichers zu den Bauweisen der ersten und zweiten Generation von Behälterspeichern sind die Speicherbaukosten um ca. 20 % reduziert – bei gleichzeitig verbesserter Wärmedämmung des Speichers. Abb. 78 zeigt den Bauablauf des Wärmespeichers.



■ **Abb. 77:** Querschnitt durch den Behälterspeicher in München (5.700 m³)



Einbau von 20 cm Schaumglasschotter als untere Dämmlage, Vliesabdeckung



Betonierter unterer Kegelstumpf, manuell abgezogen, mit Rüstturm



Montage der Wandfertigteile (Wandstärke 16 cm) mit vormontierter innerer Edelstahlhauskleidung aus 1,2 mm Edelstahlblech, überlappend verschweißt



Gegenüberliegend angeordnete Spannischen, durch die die Spannlitzen in die Lehrrohre eingefädelt wurden



Schließen des Speicherdeckels mit zwei gegenüberliegenden Sonderfertigteilen zur Aufnahme der Vorspannanker. Montagebeginn der Holzunterkonstruktion für die Membranschalung der Wand



Schrittweises Füllen der Membranschalung mit Blähglasgranulat und Anfüllen von außen



Anfüllen des Speicherdeckels, um diesen begrünen zu können



Begrünter Speicherhügel

Abb. 78: Bauablauf des saisonalen Wärmespeichers in München

9.5 Solar unterstützte Nahwärme mit saisonalem Wärmespeicher »Hirtenwiesen II« in Crailsheim

Ein zu Beginn der Projektentwicklung im Jahr 2000 erstelltes Energiekonzept empfahl die solare Nahwärme mit saisonalem Wärmespeicher für das Baugebiet Hirtenwiesen II als die wirtschaftlichste Möglichkeit, die CO₂-Emissionen gegenüber dem vorgeschriebenen Baustandard um 50 % zu senken. Das ehemalige Kasernengelände ist die größte Konversionsfläche Baden-Württembergs. Der Lageplan des Baugebiets ist in Abb. 79 dargestellt.

Nach weiterer Projektentwicklung wurde im Februar 2005 der Ausbau des bestehenden solaren Nahwärmesystems mit Kurzzeit-Wärmespeicher zum größten deutschen Solarsystem mit saisonalem Wärmespeicher begonnen – gefördert vom Bundesumweltministerium (BMU) und vom Wirtschaftsministerium des Landes Baden-Württemberg.

Mit Vollendung des ersten Bauabschnitts im Mai 2012 werden von der solaren Nahwärme nun rund 260 Wohneinheiten, überwiegend in Einfamilienhäusern sowie eine Schule und eine Sporthalle, mit Wärme versorgt. Damit liegt der erwartete Jahresgesamtwärmeverbrauch des Nahwärmennetzes inklusive Verteilverlusten bei ca. 4.100 MWh. Die solare Wärmeversorgung besteht aus ca. 7.500 m² Solarkollektorfläche und zwei Heißwasser-Pufferpeichern mit 100 bzw. 480 m³ Volumen, die als Druckspeicher ohne Wärmeübertrager direkt in das Wärmeversorgungsnetz eingebunden sind. Hinzu kommt der Erdsonden-Wärmespeicher. Abb. 80 gibt einen Überblick der Planungsdaten des 1. Bauabschnittes.

Das Anlagenkonzept

Das Systemkonzept wurde mithilfe zahlreicher Simulationsrechnungen detailliert. Das Anlagenschema ist in Abb. 81 dargestellt.

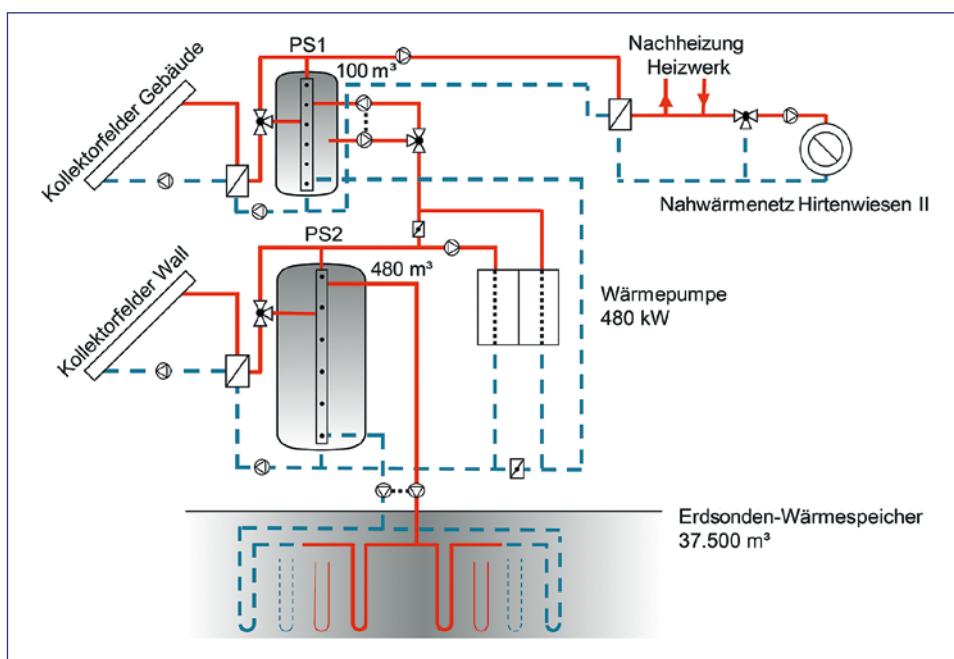
Das Gesamtsystem gliedert sich in zwei miteinander verbundene Anlagenteile: Einen zur kurzzeitigen Wärmespeicherung (in Abb. 79 links oben, in Abb. 81 oberer Anlagenteil) und einen Anlagenteil zur saisonalen Wärmespeicherung (in Abb. 79 unten, in Abb. 81 unterer Anlagenteil).



■ Abb. 79: Lageplan der solaren Nahwärme mit saisonalem Wärmespeicher in Crailsheim

Kollektoraperturfläche	ca. 7.500 m ²	Fördermittelempfänger	Stadtwerke Crailsheim
Pufferspeicher	100 m ³ Heißwasser 480 m ³ Heißwasser	Eigentümer	Stadtwerke Crailsheim
Saisonaler Wärmespeicher	37.500 m ³ Erdsonden-Wärmespeicher	Planer Anlagentechnik	HGC GmbH, Hamburg
Versorgungsgebiet	260 Wohnungen, Schule und Sport-halle	Planer Pufferspeicher	Ing.-Büro Lichtenfels, Keltern
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale	4.100 MWh	Konzept	ITW, Uni Stuttgart und Solites
Wärmepumpenleistung	480 kW _{th}	Wiss. Begleiter	ITW, Uni Stuttgart und Solites
solarer Deckungsanteil	50 % ¹⁾	Inbetriebnahme	Mai 2012
solare Nutzwärme-kosten	0,19 Euro/kWha ²⁾		

■ Abb. 80: Daten der solaren Nahwärme Hirtenwiesen II in Crailsheim (1. Bauabschnitt), ¹⁾ TRNSYS-Simulation ITW, Uni Stuttgart; ²⁾ nach Rechenbedingungen Solarthermie2000plus



■ Abb. 81: Anlagenschema der solaren Nahwärme mit saisonalem Wärmespeicher in Crailsheim

Der Grund für die Trennung in zwei Anlagenteile ergibt sich aus der Entwicklung des Projekts in Crailsheim. So wurde 2004, als der Ausbau des Gesamtsystems zu einer Anlage mit saisonalem Wärmespeicher noch nicht beschlossen war, zunächst eine solar unterstützte Nahwärme mit 700 m² Kollektorfläche und dem 100 m³ großen Heißwasser-Pufferspeicher zur Kurzzeit-Wärmespeicherung in Betrieb genommen.

Der aus Betonfertigteilen gebaute Pufferspeicher des Anlagenteils zur Kurzzeit-Wärmespeicherung speist das Nahwärmenetz mit solar erzeugter Wärme. Liefert die auf den Gebäuden montierten Flachkollektoren mehr Wärme, als der 100 m³ große Pufferspeicher (Pufferspeicher 1) aufnehmen kann, so wird die überschüssige Wärmemenge über die 300 m langen Verbindungsleitungen in den 480 m³ großen Pufferspeicher des saisonal betriebenen Anlagenteils (Pufferspeicher 2) transportiert. Die Kollektorfeldgrößen und Pufferspeichervolumina sind so dimensioniert, dass diese Wärmeübertragung auf ein Minimum reduziert wird. Die hauptsächliche Beladung des 480 m³ großen Pufferspeichers erfolgt durch die auf dem Lärmschutzwand montierten Flachkollektoren. Mit der Einbindung dieses Pufferspeichers zwischen der Kollektorfläche und dem Erdsonden-Wärmespeicher kann die maximale Beladeleistung des Erdsonden-Wärmespeichers deutlich unter der maximalen Wärmeleistung des Kollektorfeldes gehalten werden. Denn eine zeitverzögerte Weitergabe der gewonnenen Wärmemengen ist nun möglich. Der Erdsonden-Wärmespeicher kann damit auf die erforderliche Wärmespeicherkapazität ausgelegt werden – und nicht auf die maximale Beladeleistung. Wodurch die Größe des Speichers so stark reduziert werden kann, dass trotz des zusätzlich notwendigen Pufferspeichers die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems verbessert wird.

Wenn die Wärmelieferung des Anlagenteils zur Kurzzeit-Wärmespeicherung nicht zur Deckung des Wärmebedarfs des Nahwärmenetzes ausreicht, so wird der Pufferspeicher 1 über die 300 m langen Verbindungsleitungen von Pufferspeicher 2 aufgeladen. Diese Beladung des an das Nahwärmenetz angeschlossenen Pufferspeichers 1 aus dem saisonal betriebenen Anlagenteil erfolgt direkt, solange die Temperatur im Pufferspeicher 2 die erforderliche Vorlauftemperatur des Nahwärmenetzes übersteigt. Andernfalls wird der Wärmetransport von Pufferspeicher 2 zu Pufferspeicher 1 über eine elektrisch angetriebene Wärmepumpe geleistet. Bei Absinken des Temperaturniveaus in Pufferspeicher 2 kann dieser wiederum durch den saisonalen Wärmespeicher beladen werden. Die Integration der Wärmepumpe in das System führt dazu, dass der Erdsonden-Wärmespeicher auf tiefere Temperaturen entladen wird (bis auf ca. 20°C) und damit dessen Wärmeverluste sinken. Außerdem steigt der Nutzungsgrad des Kollektorfeldes auf dem Lärmschutzwand vor allem im Frühjahr durch die niedrigeren Kollektorrücklauftemperaturen. Zudem bewirkt die Absenkung der minimalen Temperatur des Erdsonden-Wärmespeichers und die damit verbundene Erhöhung der nutzbaren Temperaturdifferenz einen Anstieg der volumenbezogenen Speicherkapazität. Dadurch lässt sich das Speichervolumen des Erdsonden-Wärmespeichers im Vergleich zu einem identischen System ohne Wärmepumpe reduzieren. Der Einsatz der Wärmepumpe führt also trotz ihrer Zusatzkosten zu einer wirtschaftlichen Verbesserung des Gesamtsystems.

Falls der Wärmebedarf des Nahwärmenetzes nicht durch solare Wärme gedeckt werden kann, erfolgt die Nachheizung auf die erforderliche Netzvorlauftemperatur durch das Fernwärmenetz der Stadtwerke Crailsheim.

Sicherstellen niedriger Netzrücklauf-Temperaturen

In der Pilotanlage »SNAB« in München wurde eine massenstromgemittelte Rücklauftemperatur des Nahwärmenetzes von 30°C durch hohen technischen und finanziellen Aufwand der

Bauträger realisiert. Im Gegensatz dazu wird in Crailsheim lediglich ein Niedertemperatur-Heizsystem mit der Auslegung 60/30°C für alle Häuser gefordert, das nach Angabe der Stadtwerke Crailsheim mit Mehrkosten von rund 1.000–1.500 Euro je Einfamilienhaus umgesetzt werden kann. Diese Forderung sowie die Anschlusspflicht an das Nahwärmennetz sind bereits in den Grundstückskaufverträgen zwischen der Stadt Crailsheim und dem jeweiligen Käufer festgehalten. Zusätzlich konnten die Stadtwerke per Vereinbarung mit der Stadt Crailsheim die tatsächliche Erschließung des Gebietes absichern und damit ihre Planungssicherheit als Betreiber des Nahwärmennetzes erhöhen.

Die Hausübergabestationen sind durch die Hauseigentümer bei den Stadtwerken zu kaufen. Eine Anlieferung findet allerdings nur statt, wenn für das Heizsystem eine Berechnung des hydraulischen Abgleichs vorgelegt wird. Nach Abnahme durch die Stadtwerke werden die Hausübergabestationen nur dann freigeschaltet, wenn die Rücklauftemperatur auf der Netzseite 35–40°C nicht übersteigt. Andernfalls wird die Wärmelieferung wieder außer Betrieb genommen. Der Hausbesitzer muss dann seinen Installateur zur Nachbesserung bitten.

Dieses Verfahren wurde von den Stadtwerken Crailsheim in einem anderen Nahwärmesystem schon vor Baubeginn der solaren Nahwärme Hirtenwiesen II eingeführt. Die Hausbesitzer werden durch vorbereitende Informationsabende über dieses Verfahren aufgeklärt, bestehende Fragen können diskutiert werden. Ebenso werden den Installateuren kostenlose Informations- und Schulungsveranstaltungen zu diesen Verfahren sowie zum Anschluss der Hausübergabestationen angeboten. Mittlerweile wird dieses Verfahren auch von den Installateuren positiv angenommen, da bei Einhaltung der von den Stadtwerken vorgegebenen Abläufe und technischen Randbedingungen ein reibungsloser Bauablauf sichergestellt ist. Spätere Reklamationen der Hausbesitzer werden vom Wartungs- oder Notdienst der Stadtwerke bearbeitet.

Die Hausübergabestationen erwärmen das Trinkwasser im Durchflusprinzip und binden die gebäudeseitige Raumheizung indirekt über einen Plattenwärmeübertrager ein. Die Übergabestationen wurden durch die Stadtwerke Crailsheim im Rahmen einer technischen Abklärung zur Bestellung der ersten Stationen auf möglichst niedrige Netzrücklauftemperaturen optimiert. Hierbei wurden folgende Punkte beachtet:

- Dimensionierung der Plattenwärmeübertrager,
- Auswahl des Regelorgans,
- Auswahl des Regelgerätes,
- hydraulische Verschaltung der Komponenten einschließlich Montageort der Fühler und Sensoren.

Nach Auswahl des Lieferanten wurde zusätzlich der Regelalgorithmus verbessert. Dies erfolgte in Zusammenarbeit von Reglerlieferanten, Stadtwerke Crailsheim und dem Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme (Solites) im Labor des Reglerherstellers, der den Prototypen der Hausübergabestation im Labor betrieb und die Messdaten aufnahm (siehe Abb. 82). Auch hier zeigte sich, dass eine lange Warmwasserzapfung, wie z.B. beim Füllen einer Badewanne, generell niedrige Rücklauftemperaturen ergibt. Das Zapfen von Warmwasser in kurzen Intervallen, wie z.B. beim Hände waschen, kann die Standardeinstellungen der Regler überfordern und die Netzrücklauftemperatur steigt. Hier wurde der Regelalgorithmus gezielt an die für Hirtenwiesen II ausgewählte Hausübergabestation angepasst. Die Betriebsergebnisse dieser optimierten Hausübergabestationen entsprechen den Erwartungen.



Abb. 82: Übergabe-station der solaren Nahwärme Hirtenwiesen II in Crailsheim im Testlabor des Reglerherstellers

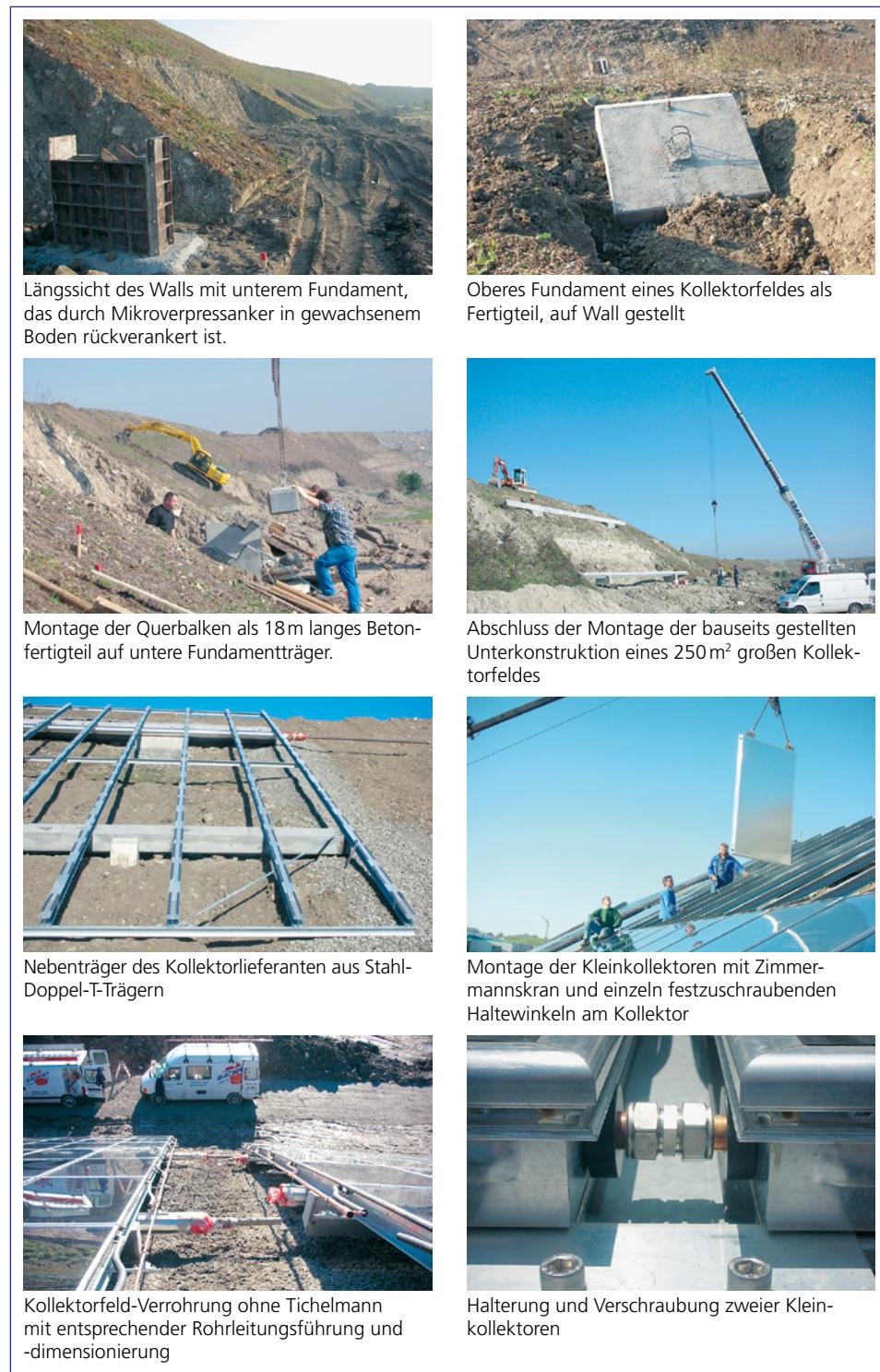
Integration von Solarkollektoren auf dem Lärmschutzwall

Mit dem Ausbau des Gesamtsystems in Crailsheim wurden weitere sehr große Kollektorflächen erforderlich, die aufgrund nicht ausreichender, zusammenhängender Dachflächen auf einem Lärmschutzwall installiert wurden (siehe Abb. 83). Abb. 84 zeigt den Bauablauf dieser Kollektorfelder.

Der Lärmschutzwall dient der Abtrennung des neu entstehenden Wohngebiets Hirtenwiesen II von einem angrenzenden Industriegebiet. Der Erdsonden-Wärmespeicher, ein zweiter Pufferspeicher mit 480 m³ sowie eine zweite Heizzentrale wurden aus Platzgründen in unmittelbarer Nähe des Lärmschutzwalls gebaut. Auf Anregung des Fördermittelgebers Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg wurde ein ökologisches Gesamtkonzept zur Integration der Kollektorfächen in den Lärmschutzwall entwickelt, auch um u. a. die Betriebskosten zur Pflege des um die Kollektorfelder wachsenden Grüns zu minimieren.



Abb. 83: Lage der Kollektorfelder auf dem Lärmschutzwall: Das Ökokonzept beinhaltet um die Kollektorfelder herum eine Schüttung aus Haufwerk und niederen Trockenrasenbewuchs in den größeren Grünflächen zwischen den einzelnen Kollektorfeldgruppen. Vorn links ist zu erkennen, dass die Kollektorfelder vor Inbetriebnahme zum Schutz vor zu hohen Stagnations-temperaturen mit Folie abgedeckt waren.



■ Abb. 84: Bau der Kollektorfelder auf dem Lärmschutzwall

Realisierung von Kollektorfeldern auf Gebäuden

Neben den zwei Neubauten Sporthalle und Gymnasium wurden auch auf den im westlichen Teil des Versorgungsgebietes (siehe Abb. 79) vorhandenen fünf ehemaligen Kasernengebäuden im Rahmen energetischer Gesamtanierungen Kollektorflächen installiert. Abb. 85 zeigt diese Kollektorflächen.



Montage von Großkollektoren auf einem der Kasernengebäude auf konventionellem Unter-dach



Ansicht der unsanierten (vorne) sowie energetisch sanierten und solarisierten Kasernen-gebäude (hinten)



Variante der energetischen Sanierung von Kasernengebäuden mit hochintegriertem Solardach



Kollektorflächen auf dem Lise-Meitner-Gymnasium auf Shed-Dach mit Nordverglasung



Südansicht des Gymnasiums

Abb. 85: Dachintegrierte Kollektorfächen der solar unterstützten Nahwärme Hirtenwiesen II in Crailsheim

Bau des Erdsonden-Wärmespeichers

In Crailsheim ist es gelungen, durch eine an die geologischen Gegebenheiten angepasste Planung einen havariesicheren, robusten und kostengünstigen Speicher zu errichten. Der Erdsonden-Wärmespeicher wurde im August 2008 fertiggestellt. Er besteht in einer ersten Ausbau-Stufe aus 80 Erdwärmesonden (Doppel-U-Rohr-Sonden aus vernetztem Polyethylen), die in eine Tiefe von 55 m reichen. Das dadurch erschlossene Erdreichvolumen beträgt 37.500 m³. Der Speicher ist zur Oberfläche hin wärmedämmt (50 cm Schaumglasschotter) und wird bei Temperaturen zwischen 20 und 65°C betrieben. Die maximalen Beladetemperaturen liegen bei über 90°C. Künftig ist eine Erweiterung des Speichers auf 75.000 m³ möglich.

Während der hydrogeologischen Voruntersuchung wurde im Bereich bis 4 m unter Geländeoberkante (GOK) eine zeitweise auftretende Schichtenwasserbewegung festgestellt. Abb. 86 zeigt das Konzept, einen dadurch erhöhten Wärmeverlust in diesem Speicherbereich zu minimieren: Die ersten 5 m des Bohrlochs wurden mit einem größeren Durchmesser gebohrt und mit einem Dämmer verfüllt, um den Wärmeeintrag und damit auch mögliche Wärmeverluste durch Schichtenwasser zu reduzieren. Der restliche Bereich des Bohrlochs wurde mit einem thermisch verbesserten Füllmaterial verfüllt. Die Horizontalverrohrung zur hydraulischen Verbindung der Erdwärmesonden wurde mittig zwischen zwei Lagen Schaumglasschotter verlegt, um Wärmeverluste nach oben und unten zu reduzieren. Diese Wärmedämmung wird durch eine von oben wasserdichte, von unten dampfdiffusionsoffene Folie abgedichtet. Durch die Drainage auf dieser leicht geneigten Folienebene wird das versickernde Oberflächenwasser seitlich abgeleitet. Abb. 87 zeigt den Bauablauf des Erdsonden-Wärmespeichers in Crailsheim.

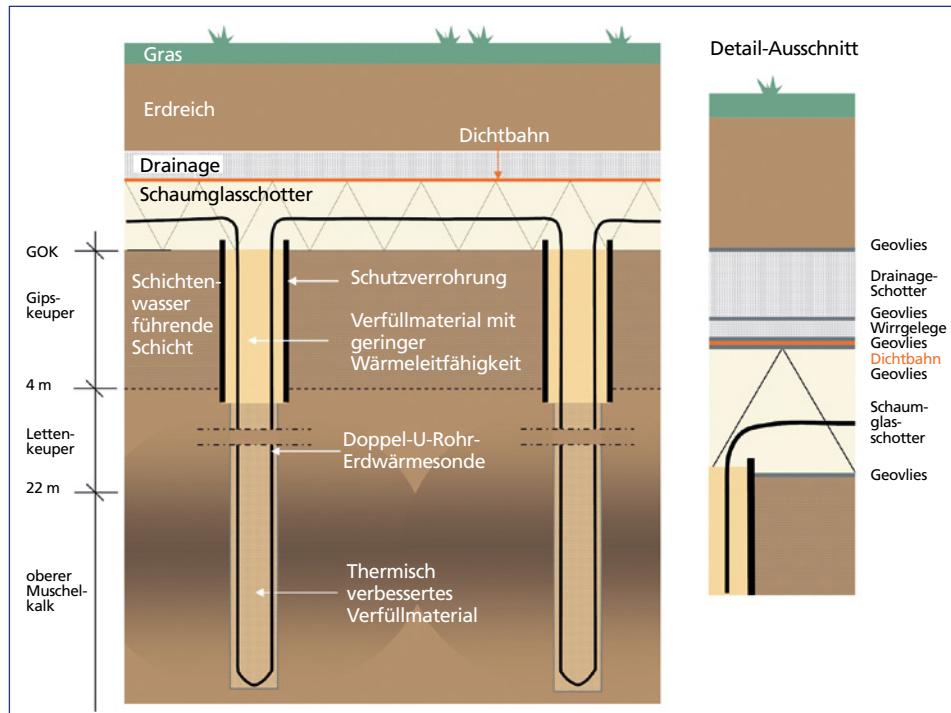


Abb. 86: Vertikalschnitt durch den Erdsonden-Wärmespeicher



Paralleles Bohren mit Brunnen- und Erdwärmesonden-Bohrgerät auf der Speicherfläche



Erstellen der oberen 5 m Schutzverrohrung mit Brunnenbohrgerät (Schneckenbohrung)



Bohrkopf für Erdwärmesonden



Einbringen der Erdwärmesonde von der Haspel



Verfüllen des Bohrlochs. Die Erdwärmesonde wird von der Haspel am Bohrgerät gehalten.



Nachverfüllung der oberen Meter mit Dämmer. Die noch übrigen Erdwärmesondenrohre dienen zur horizontalen Verbindung der Rohrleitungen.

Abb. 87: Bauablauf des Erdsonden-Wärmespeichers



Bohrarbeiten auf der zweiten Speicherhälfte und parallele Dämmarbeiten auf der ersten Speicherhälfte durch Schüttung von Schaumglasschotter



Immer: Schutz der Wärmedämmung vor Regen und Feuchtigkeit durch Abdecken mit Plane



Beginn der Erdauffüllung auf Drainage



Fertig gestellter Erdsonden-Wärmespeicher mit zentralem Anschlusschacht

Abb. 87 (Fortsetzung): Bauablauf des Erdsonden-Wärmespeichers

10 Planungshinweise

Solar unterstützte Nahwärmesysteme mit oder ohne saisonalen Wärmespeicher können nach inzwischen üblichen Abläufen geplant, ausgeschrieben und realisiert werden. Hierbei ist der Entwicklungsstand der einzelnen Teilsysteme zu beachten.

10.1 Entwicklungsstand der Teilsysteme

Solar unterstützte Nahwärmesysteme sind komplexe Systeme, deren Teile einen unterschiedlichen Entwicklungsstand aufweisen. Während konventionelle Anlagentechnik wie Heizkessel, das eigentliche Nahwärmennetz, die Gebäudetechnik o. ä. nach dem in Normen und Richtlinien definierten »Stand der Technik« geplant und realisiert werden kann, sind andere Teilsysteme noch nicht über Normen fixiert. Hierzu gibt die folgende Übersicht Hinweise.

Gebäudetechnik

Die Effizienz der Solaranlage steigt mit sinkender Rücklauftemperatur zum Kollektor. Diese wiederum wird letztendlich durch die Rücklauftemperatur des Nahwärmennetzes bestimmt. Um möglichst niedrige Temperaturen zu erreichen, sollte die Gebäudetechnik (Trinkwassererwärmung und Raumheizung) möglichst niedrige Rücklauftemperaturen des Nahwärmennetzes ermöglichen. Hierzu kann die Trinkwassererwärmung mit Wohnungsübergabestationen ohne Trinkwasserkirculationsleitung ausgeführt werden (wie z.B. im Projekt »SNAB« in München). Die Gebäudeheizung kann über Niedertemperatursysteme, z.B. eine Fußbodenheizung, erfolgen. Generell wichtig ist, dass für die Gebäudeheizsysteme eine hydraulische Rohrnetzberechnung erfolgt und die Heizung auch hydraulisch einreguliert wird. Dies ist seit einigen Jahren vorgeschrieben, wird in der Praxis jedoch nicht immer durchgeführt. Es kann jedoch in der Ausführungsphase wesentliche Effizienzgewinne für die Solaranlage bewirken.

Durch die jede Pilotanlage begleitenden Messungen wurde festgestellt, dass die konventionelle Haustechnik meist nicht mängelfrei ausgeführt wurde. Die häufigsten Mängel sind hydraulisch nicht abgeglichene Trinkwasser- und Raumheizungssysteme, Plattenwärmeübertrager mit zu kleinen Übertragungsleistungen und Regelungsprobleme im außentemperaturgeführten Heizsystem.

Wärmeerzeugung

Zur Nachheizung werden meist konventionelle Wärmeerzeuger (Gaskessel) verwendet. Diese können nach dem Stand der Technik geplant und ausgeführt werden. Dabei ist zu beachten, dass eine Solaranlage als zweiter Wärmeerzeuger in das System eingebunden wird. Diesem »zweiten« Wärmeerzeuger ist strikter Vorrang vor dem konventionellen Kessel zu geben. Wenn bei dementsprechender Einstrahlung die Solaranlage die Zieltemperatur nicht mehr erreichen kann, muss der konventionelle Kessel in der Lage sein, mit nur sehr geringer Leistung die fehlenden 3–4 Kelvin Temperaturerhöhung zu ermöglichen. Hat der Kessel eine große Nennwärmleistung, dann ist dies oft nicht möglich. In der Planungsphase sind solche Übergangssituationen, wie z.B. zwischen solarer Vollversorgung und solarer Vorwärmung, genau zu beachten und zu lösen.

Pufferspeicher

Als Kurzzeit-Wärmespeicher werden entweder Stahlpufferspeicher in den handelsüblichen Größen verwendet (bis über 10 m³) oder es werden Sonderbauformen (bis ca. 200 m³) in Auftrag gegeben. Ebenso sind Pufferspeicher aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GfK) verfügbar. Hier gibt es Hersteller, die die Wärmedämmung in eine GfK-Sandwichkonstruktion integrieren. Seit wenigen Jahren treten Hersteller am Markt auf, deren Pufferspeicher im Erdreich vergraben oder in einzelnen Modulen in das Gebäude eingebracht und dort platzsparend zu einem Speicher zusammengesetzt werden können. Neue Entwicklungen nutzen z.B. Vakuumdämmung in Pufferspeichern. In Crailsheim wurden zwei Pufferspeicher in neuartiger Bauweise aus Beton erstellt. Beide Speicher sind mit 3 bar Druck direkt in die Anlage eingebunden.

Nahwärme- und Solarnetz

Das Nahwärmennetz ist meist ein konventionell belastetes, im Erdreich verlegtes Rohrleitungsnetz aus Kunststoff-Mantelrohren (KMR). Hierzu steht ein umfangreiches Regelwerk (u.a. der AGFW) nach dem Stand der Technik zur Verfügung.

Zu beachten ist, dass bei Solarnetzen, aber auch bei dezentraler Einspeisung von Solarwärme in Nahwärmerohre, Temperaturwechselbeanspruchungen auftreten, die im Nah- und Fernwärmebereich außergewöhnlich sind: Die Rohrleitungen in konventionellen Netzen werden bis auf gleitende Temperaturänderungen bei sehr konstanten Temperaturen betrieben. In Solarnetzen sind jedoch große Temperaturamplituden in kurzen Zeiträumen möglich. Diese müssen bei der statischen Auslegung des Rohrleitungsstranges berücksichtigt werden.

Solarsystem

Während für die zentrale Komponente »Kollektor« Normen existieren, sind für das gesamte Solarsystem nur die in den ersten Kapiteln und in Kapitel 10.5 beschriebenen Normen und Richtlinien verfügbar. Diese decken nicht den gesamten Themenbereich der Solartechnik ab. Erfahrungen aus realisierten großen Kollektorflächen und Hinweise zur Planung sind in den folgenden Kapiteln dargestellt.

Saisonale Wärmespeicher

Saisonale Wärmespeicher befinden sich noch in der Entwicklung. Zwar sind erste Pilotspeicher moderner Bauart seit 1996 in Betrieb, doch geht der deutsche »Arbeitskreis Langzeit-Wärmespeicher« davon aus, dass die Marktbereitschaft erster Technologien zur saisonalen Wärmespeicherung bis zum Jahr 2020 erreicht wird.

Dies bedeutet, dass saisonale Wärmespeicher nach dem »Stand der Wissenschaft« realisiert werden können. Dies ist vergleichbar mit anderen regenerativen Technologien, die sich schneller entwickeln, als die dazu passenden Normen und Richtlinien.

Zur Realisierung eines saisonalen Wärmespeichers stehen je nach Bauweise einschlägige Fachplaner zur Verfügung. Zur ersten Einarbeitung und zur Unterstützung bei einer ersten Potenzialabschätzung sowie der Projektentwicklung können die vielfältigen Veröffentlichungen der Forschung zum Thema herangezogen werden. Als zentrale Wissensplattform steht www.saisonalspeicher.de zur Verfügung.

10.2 Große Kollektorfelder für solar unterstützte Nahwärmesysteme

Kollektorkreishydraulik

In solarthermischen Großanlagen wird das gesamte Kollektorfeld mit einem geringen flächenbezogenen Durchfluss von 10–15 l/m²·h in sogenannter »low-flow«-Technik betrieben. Dies reduziert die notwendigen Rohrleitungsquerschnitte, die Menge an Wärmeträgerfluid und die benötigte elektrische Energie der Umwälzpumpen. Die einzelnen Absorberrohre in den Kollektoren werden mit einem hohen Durchfluss betrieben, um einen möglichst guten Wärmeübergang im einzelnen Absorber zu erhalten. Dies erfordert eine gezielte Planung der Kollektorfeldhydraulik. Eine gleichmäßige Durchströmung der Kollektoren kann durch eine dem Druckverlust entsprechende Dimensionierung einzelner Rohrleitungsabschnitte und dem Einhalten eines konstanten Differenzdrucks pro Teilfeld sichergestellt werden.

Zur Minimierung der Installationskosten kann zudem, außer bei komplexen Feldhydrauliken, auf eine Verschaltung nach Tichelmann verzichtet werden. Dafür sollte das Rohrnetz hydraulisch berechnet und der Rohrdurchmesser dem notwendigen Teildurchfluss angepasst werden. Abb. 88 verdeutlicht diesen Sachverhalt grafisch. Eine gleichmäßige Kollektorfelddurchströmung lässt sich durch eine Temperaturmessung in den Rohrleitungen oder bei Flachkollektoren durch eine Thermografie des Feldes überprüfen.

Zum hydraulischen Abgleich mehrerer Kollektorfelder werden Strangregulierventile oder Differenzdruckregler eingesetzt. In manchen Anlagen mussten die Strangregulierventile nach ein bis zwei Jahren nochmals nachgestellt werden. Selbsttätige Differenzdruckregler bieten hier eine neue, wartungsfreie Alternative. Es muss jedoch darauf geachtet werden, dass die Regler vom Hersteller für die maximal auftretenden Temperaturen im Solarkreis zugelassen sind.

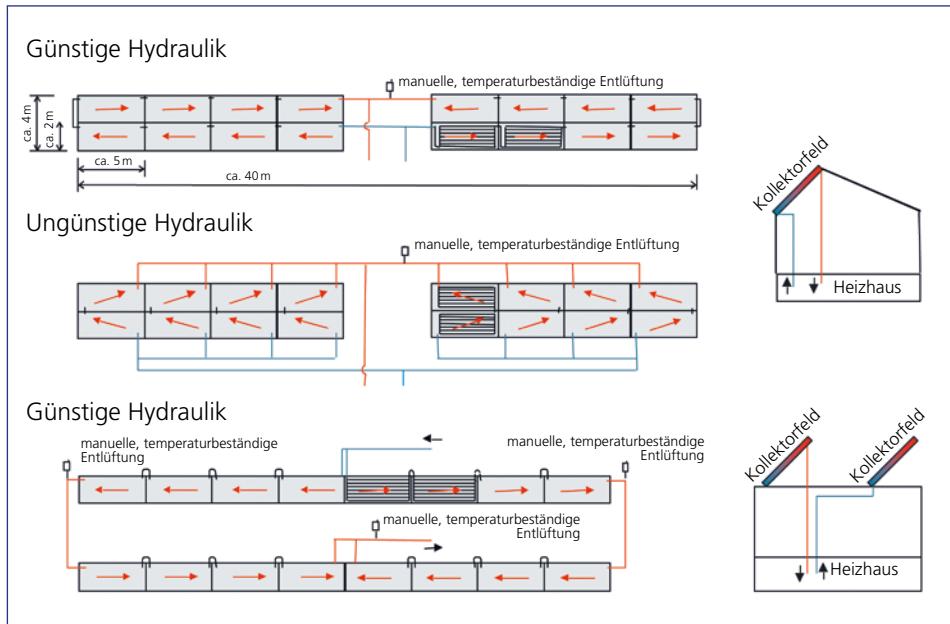


Abb. 88: Darstellung günstiger und ungünstiger Kollektorfeldhydrauliken

Um einen möglichst hohen Solarertrag zu erzielen, müssen die Kollektorflächen, je nach Art des Gesamtsystems, ca. 35–45° gegen die Horizontale geneigt sein (bei einer Ausrichtung zwischen Südost und Südwest). Die architektonische Integration solch stark geneigter Kollektorflächen ist v. a. bei Mehrfamiliengebäuden schwierig. Aus diesem Grund weisen etliche installierte Kollektorflächen nur 18–25° Neigung gegen die Horizontale auf. Der Minderertrag im Vergleich zu steiler geneigten Kollektorflächen kann mit einer Vergrößerung der Kollektorfläche ausgeglichen werden: Bei einer Neigung von nur 18° gegen die Horizontale muss das Kollektorfeld ca. 13–15 % vergrößert werden, sofern die Solaranlage entsprechend einem standardisierten Anlagenschema gebaut ist und der solare Deckungsanteil am Gesamtwärmeverbrauch zwischen 5 und 15 % beträgt.

Längenausdehnungskompensation

Die besonders in Stagnationszeiten starke Längenausdehnung der Kollektorfeldverrohrung ist v. a. bei Kupferrohren für die Heizungsbranche ungewohnt. Werden nur wenige Kollektoren in Reihe geschaltet, so wird diese Längenausdehnung durch die für Kleinanlagen entwickelte Kompensation meist noch aufgenommen. Bei einer Reihung vieler Kollektoren kann diese Kompensation jedoch überlastet werden. Denn es können sich die Längenausdehnungen mehrerer Kollektoren an einer Stelle addieren und die für einzelne Kollektoren ausgelegte Kompensation an dieser Stelle damit überlasten. Abb. 89 zeigt das Beispiel eines Schadensfalls.



■ **Abb. 89:** Zerstörter Längenausdehnungskompensator

Wärmeübertrager

Der Wärmeübertrager im Solarkreis ist in allen realisierten solaren Nahwärmeanlagen ein Plattenwärmeübertrager und kann mit folgenden Kennwerten ausgelegt werden: Die Kollektorfeldleistung bei Flachkollektoren wird mit $600\text{W}/(\text{m}^2 \text{Kollektorfläche})$ angesetzt. Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz der Wärmeübertragung sollte nicht über 3 K betragen bei einer Temperaturdifferenz zwischen der Ein- und Austrittstemperatur am Wärmeübertrager von 35 K auf der Seite des Solarkreises. Der Wärmekapazitätsstrom sollte für beide Seiten des Wärmeübertragers gleich sein. Bei der Auslegung des Wärmeübertragers ist die Glykolart und deren Anteil im Wärmeträgerfluid des Solarkreises zu berücksichtigen.

Sicherheitskonzept

Das für die Pilotanlage in Hamburg 1995 entwickelte, über die Jahre bewährte Sicherheitskonzept ist in Abb. 90 dargestellt: Sämtliche Kollektorfelder sind ohne feldinterne Absperrhähne

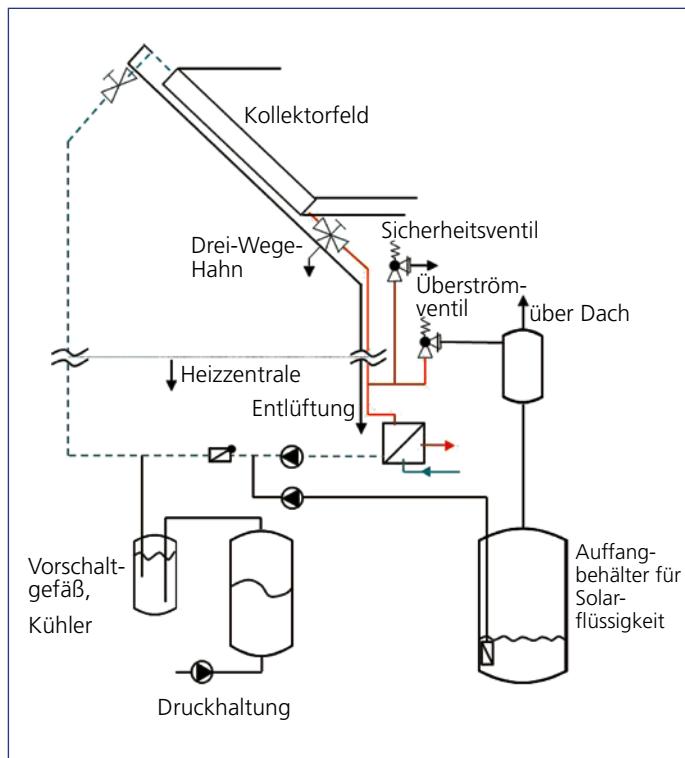


Abb. 90: Sicherheitstechnik großer Kollektorfelder

installiert. Um bei Wartungsarbeiten nicht das gesamte Solarnetz entleeren zu müssen, kann jedes einzelne Feld mit einem Absperr- und einem Drei-Wege-Hahn vom Solarnetz getrennt werden. Der Drei-Wege-Hahn öffnet hierbei das Kollektorfeld zwangsläufig und die Solarflüssigkeit läuft in einen mobilen Auffangbehälter. So kann auf ein Feldsicherheitsventil verzichtet werden.

Alle Kollektorfelder sind nur über das Sicherheitsventil in der Heizzentrale abgesichert, das im Solarkreis sitzt. Im Stagnationsfall drückt der entstehende Dampf über das Überströmventil die Solarflüssigkeit aus dem Kollektorfeld in den Auffangbehälter. Im Gegensatz zu den in den vorhergehenden Kapiteln beschriebenen kleineren Anlagen sitzt hier das Sicherheitsventil im Vorlauf: Beim Entleeren des Kollektorfeldes blockiert die Rückschlagklappe im Rücklauf, die Solarflüssigkeit wird über den Vorlauf durch das Sicherheitsventil gedrückt. Dadurch sind Pumpe und ggf. geschraubter Plattenwärmeübertrager vor eventuell mitströmendem, heißem Wärmeträgerdampf geschützt. Dieser könnte sonst beide Bauteile beschädigen.

Nach einem Öffnen des Sicherheitsvents darf die Solaranlage nicht automatisch in Betrieb gehen, denn das Ventil muss zuvor überprüft werden. Eine automatische Wiederinbetriebnahme ist nur möglich, wenn parallel zum Sicherheitsventil ein Überströmventil installiert wird. Generell ist darauf zu achten, dass in beiden Ventilen eine Feder mit weicher Kennlinie verwendet wird, um Druckstöße beim Abblasen zu vermeiden. Eine Befüllpumpe füllt den Solarkreis automatisch bei sinkender solarer Einstrahlung.

Druckhaltung und Entlüftung

Selbst sehr große Kollektorfelder mit mehreren 100 m² Kollektorfläche benötigen keinen Entlüfter am Feld. Zur Kontrolle der vollständigen Befüllung des Feldes und zur Möglichkeit einer Nachentlüftung wird an der höchstgelegenen Stelle der Feldverrohrung eine Entlüftungsleitung angeschlossen, die bis in die Heizzentrale geführt wird. Die Druckhaltung erfolgt meist dynamisch. Je nach Dampfreichweite des Kollektorfeldes ist das Membranausdehnungsgefäß durch ein Vorschaltgefäß vor zu hohen Temperaturen zu schützen (siehe Abb. 90). Die dynamische Druckhaltung ist so ausgelegt, dass sie die Volumenausdehnung des Wärmeträgerfluides bei normalen Betriebsbedingungen aufnehmen kann. Im Stagnationsfall entleert sich der Kollektorkreis durch ein Überströmventil. Die ausströmende Solarflüssigkeit wird in einem Auffangbehälter gesammelt und automatisch mit dem Abkühlen des Kollektorfeldes und dem damit verbundenen Absinken des Überdrucks nachgefüllt. Ein Sicherheitsventil muss zusätzlich zum Überströmventil installiert werden. Der Ansprechdruck des Sicherheitsventils liegt in der Regel 0,5 bar über dem des Überströmventils. Wenn die Anlage automatisch wiederbefüllt werden soll, ist ein Überströmventil notwendig. Ein Sicherheitsventil muss sich entsprechend dem technischen Regelwerk zwar sicher öffnen, jedoch automatisch nicht wieder sicher schließen.

10.3 Saisonale Wärmespeicher

Eine der Hauptaufgaben der ersten beiden Pilotanlagen mit saisonalem Wärmespeicher, die Ende 1996 in **Friedrichshafen** und **Hamburg** in Betrieb gingen, war der Nachweis, dass eine saisonale Wärmespeicherung von Solarwärme im Siedlungsmaßstab umsetzbar ist. Ihnen konnten beide Anlagen vollständig erbringen, auch wenn der Nutzwärmeertrag der Speicher geringer als erwartet war (siehe Kap. 9.3). Seitdem wurden die Technologien zur saisonalen Wärmespeicherung stetig weiterentwickelt. Sie befinden sich aber immer noch in der Pilot- und Entwicklungsphase – hin zur Marktbereitschaft, die für die ersten Technologien im Jahr 2020 erwartet wird. Planungshinweise lassen sich daher vor allem aus den erfolgten Entwicklungen ableiten.

Die Abb. 91 fasst den Technologiefortschritt der letzten 15 Jahre für die Behälter-, Erdbecken- und Erdsonden-Wärmespeicher zusammen und zeigt die derzeitigen Entwicklungslinien auf. Aquifer-Wärmespeicher wurden kaum mehr für eine solarthermische Wärmespeicherung angefragt. Es steigt jedoch das Interesse an Aquifer-Wärmespeichern zur Speicherung von Abwärme aus Gebäuden oder aus der Stromerzeugung.

Behälter-Wärmespeicher

	Erste Generation	Zweite Generation	Dritte Generation
Speicher-konstruktion	Ortbetonbehälter; Wand und Dach gedämmt	Ortbetonbehälter; Wand und Dach gedämmt	Ortbetonbehälter oder vorgespannte Fertigteilkonstruktion; ggf. unter Innendruck; Boden, Wand und Dach gedämmt
Abdichtung	Edelstahlblech, verschweißt	Hochleistungsbeton (HLB)	Edelstahlblech, auf Fertigteilen vormontiert und verschweißt
Wärmedämmung	Mineralfaser	Blähglasgranulat in Gewebesäcken	Boden: Schaumglas-schotter; Wand und Dach: Blähglasgranulat in Membranschalung
Schutz der Wärmedämmung	konventionell: Mineralfaser und Abdichtbahn	Dampfsperre, Wärmedämmung und diffusionsoffene Dichtbahn	dampfdiffusionsoffene »Dachdämmkonstruktion im Erdreich«, havariesicher
Be- und Entladesystem	obere und untere Tasse	zusätzlich mittlere Tasse	Schichtbeladesystem, Tassen mit automatischer Höhenregulierung
Pilotprojekte	Friedrichshafen und Hamburg (1996)	Hannover (2000)	München und Crailsheim (2007/2008)

■ Abb. 91: Übersicht der Technologieentwicklung saisonaler Wärmespeicher

Erdbecken-Wärmespeicher

	Erste Generation	Zweite Generation	Dritte Generation
Speicher-konstruktion	Kiesgefüllte Grube mit Berliner Verbau	Kiesgefüllte Grube, natürlich geböscht	Kiesgefüllte Grube, mit Aufschüttung zur Reduzierung des A/V-Verhältnisses
Abdichtung	einlagige HDPE-Kunststofffolie, verschweißt	Zwei Lagen PP-Kunststofffolie mit Vakuumkontrolle, verschweißt	Verbundfolie Alu-Kunststoff, verschweißt
Wärmedämmung	XPS-Dämmplatten	Blähglasgranulat in Gewebesäcken	Blähglasgranulat in Membranschalung
Schutz der Wärmedämmung	konventionelle Abdichtbahn	konventionelle Abdichtbahn, Vakuumkontrolle	konventionelle Abdichtbahn, Vakuumkontrolle
Be- und Entladesystem	direkt	Rohrregister in mehreren Ebenen	direkt über Brunnen in Kiesebenen
Pilotprojekte	Chemnitz (1996)	Steinfurt-Borghorst (1998)	Eggenstein-Leopoldshafen (2007)

■ Abb. 91 (Fortsetzung): Übersicht der Technologieentwicklung saisonaler Wärmespeicher

Erdsonden-Wärmespeicher

	Erste und zweite Generation	Dritte Generation
Speicher-konstruktion	Doppel-U-Rohr-Erdwärmesonden aus Polybuten in rechteckigem Grundriss, parallel erweiterbar	Doppel-U-Rohr-Erdwärmesonden aus PEX in kreisförmigem Grundriss, konzentrisch erweiterbar
Wärmedämmung	XPS-Dämmplatten	Schaumglasschotter
Schutz der Wärmedämmung	konventionelle Abdichtbahn	dampfdiffusionsoffene Dichtbahn
hydraulische Verbindung	Sonden mit Horizontalverrohrung verschweißt, 10 Schächte mit Verteilern	Sonden mit unterschiedlichen Schenkellängen, ein zentraler Schacht, minimierte Verbindungen mit Press-fittingen
Pilotprojekte	Neckarsulm (1997/ 2001), Attenkirchen (2002)	Crailsheim (2008)

■ Abb. 91 (Fortsetzung): Übersicht der Technologieentwicklung saisonaler Wärmespeicher

Mit dem Bau des Kies-Wasser-Wärmespeichers in **Steinfurt-Borghorst** im Jahr 1998 wurde zum einen die Notwendigkeit einer niedrigen Netzrücklauftemperatur konsequent in die Praxis umgesetzt. Das Nahwärmenetz erreicht leistungsgemittelte Netzrücklauftemperaturen von rund 35°C. Zum anderen wurde erstmals ein robuster, feuchteunempfindlicher und schüttfähiger Dämmstoff verwendet: Blähglasgranulat. Im Juni 2000 führte ein Ausfall beider Drainagepumpen des Speichers zu einer völligen Flutung der Wanddämmung. Aufgrund der guten Drainagewirkung der Blähglasgranulatschüttung und der Feuchteunempfindlichkeit der Dämmkugeln konnte die Dämmung innerhalb von rund zwei Jahren wieder austrocknen. Ein grundlegendes Bauprinzip für das Wärmedämmssystem von im Erdreich vergraben Wärme-speichern war gefunden: Es muss havariesicher sein.

Auch im Abdichtsystem zeigt sich dieser Ansatz: Während der Kies-Wasser-Wärmespeicher in **Chemnitz**, der zwei Jahre vor dem Speicher in Steinfurt-Borghorst geplant wurde, eine einlagige Abdichtfolie besitzt, wurde in Steinfurt-Borghorst eine zweilagige Abdichtfolie aus PP eingebaut. Das zwischen den beiden Folienlagen erzeugte geringe Vakuum wurde während der Bauphase durch Löcher in der Abdichtbahn mehrmals zerstört. Diese konnten dann repariert werden – auch hier zeigt sich das Prinzip der Havariesicherheit.

Zur Reduzierung der spezifischen Baukosten der ersten Behälterspeicher in **Friedrichshafen** und **Hamburg** (durch Verzicht auf eine teure Edelstahlauskleidung) wurde an der Universität Stuttgart ein neuartiger Hochleistungsbeton entwickelt, der auch bei hohen Temperaturen wasserdicht bleibt. Im Behälterspeicher in **Hannover-Kronsberg** wurde dieser Beton im Jahr 2000 eingesetzt. Es zeigte sich jedoch, dass zur Sicherstellung der Dichtheit eine Rissbreiten-beschränkung notwendig ist, die eine sehr hohe und dadurch kostenintensive Bewehrung des Betons erfordert – die geplante Kostenreduktion konnte nicht erzielt werden.

In **Rostock** wurde im Jahr 2000 erstmals ein Aquifer-Wärmespeicher erschlossen, der im oberflächennahen Bereich bis in 30 m Tiefe Solarwärme auf einem Temperaturniveau bis maximal 50°C speichert. Durch eine konsequent umgesetzte Niedertemperatur-Haustechnik – die Radiatoren-Raumheizung ist auf eine Vorlauftemperatur von 45°C ausgelegt – und den Einsatz

einer Wärmepumpe, die einen Pufferspeicher mit 30 m^3 belädt, konnte diese Anlage im Jahr 2002 erstmals den geplanten solaren Deckungsanteil von 50 % des jährlichen Gesamtwärmebedarfs erzielen.

Der Erdsonden-Wärmespeicher in **Neckarsulm** ist in beiden realisierten Ausbaustufen aus Polybuten-Doppel-U-Rohr-Erdwärmesonden gebaut. Dieses im Vergleich zu sonstigen Sonden aus PE sehr teure Sondenmaterial war das zum damaligen Zeitpunkt einzig verfügbare, das dem notwendigen Innendruck bei der gegebenen Temperaturbelastung bis 95°C dauerhaft standhielt und schweißbar war, um den Sondenfuß herstellen zu können. In der ersten Ausbaustufe bestand die Wärmedämmung, die in rund 2–3 m Tiefe auf dem Speicherhorizont liegt, aus direkt im Erdreich liegenden, extrudierten Polystyrol-Hartschaumplatten (XPS). Messungen an dieser Wärmedämmung, die während der Bohrarbeiten zur zweiten Ausbaustufe durchgeführt werden konnten, zeigten, dass das XPS entgegen der Herstelleraussage aufgrund der Temperaturbelastung von dauerhaft über 50°C stark durchfeuchtet ist. Die Dämmwirkung ist dadurch deutlich reduziert. In der zweiten Ausbaustufe wurden die XPS-Platten daher in Dichtbahnen eingeschweißt. Diese Ausführung stellte sich jedoch als sehr kostenintensiv dar.

Die Speicherbauten der dritten Generation (**München**, **Crailsheim**, **Eggenstein-Leopoldshafen**) nehmen die Erfahrungen der zuvor realisierten Bauten auf und entwickeln diese weiter. Ziel ist es, die Baukosten zu senken und dabei die Effizienz und Zuverlässigkeit der Speicherbauten zu verbessern. Die Speicherbauweisen in den Speichern in München und Crailsheim wurden in den Kapiteln 9.4 und 9.5 detailliert erläutert.

10.4 Systemsimulation und -dimensionierung

Der Entwurf des Gesamtsystems, die Dimensionierung der Kollektorfläche und des Speicher-volumens, die Auslegung der Systemeinbindung und die Auswahl des Regelkonzeptes einer solar unterstützten Nahwärmeanlage mit Puffer- oder saisonalem Wärmespeicher sollten immer durch eine dynamische Simulation des Gesamtsystems erfolgen. Grundlegend ist hierbei die möglichst genaue Kenntnis des Verbrauchsprofils.

Sobald ein saisonaler Wärmespeicher eingebunden werden soll, ist zu beachten, dass hierfür noch kein standardisiertes Auslegungsprogramm zur Verfügung steht. Mit TRNSYS lässt sich jedoch ein wissenschaftliches Simulationsprogramm nutzen, mit dem die realisierten Pilotanlagen simuliert und dimensioniert wurden.

Die Dimensionierungen der Solarkollektorflächen liegen demnach alle im Bereich zwischen $0,9$ – $2,0\text{ m}^2$ Kollektorfläche je MWh jährlichem Wärmebedarf. Fünf der Anlagen wurden dabei auf einen Wert zwischen $1,4$ – $1,6\text{ m}^2$ Kollektorfläche je MWh jährlichem Wärmebedarf ausgelegt. Bei Bezug der Solarkollektorfläche auf die beheizte Nutzfläche erhält man Werte zwischen $0,12$ – $0,2\text{ m}^2$ Kollektorfläche je m^2 beheizte Nutzfläche.

Bei der Größe des saisonalen Wärmespeichers fällt die Bandbreite größer aus. Das auf die Solarkollektorfläche bezogene Volumen liegt zwischen $1,4$ – $9,9\text{ m}^3$ Wärmespeichervolumen je m^2 Kollektorfläche. Allerdings liegen bei sieben der Pilotanlagen auch hier die Werte in einem wesentlich engeren Bereich zwischen $1,4$ – $2,1\text{ m}^3$ Wärmespeichervolumen je m^2 Kollektorfläche. Die vier Anlagen mit größeren Speicherdimensionierungen sind solche mit Untergrund- oder Kies/Wasser-Wärmespeichern. Die Anlage mit der größten Dimensionierung des saisona-

len Wärmespeichers (in Chemnitz) ist dabei die Einzige mit einem Speichermedium ungleich Wasser, die ohne zusätzlichen Wasser-Pufferspeicher errichtet wurde.

10.5 Rechtliche Aspekte der Realisierung von Pilotanlagen

Bestehende Normen und Richtlinien

Große thermische Solaranlagen und saisonale Wärmespeicher sind innovative Technologien, für die derzeit kaum technische Regeln, Normen o. ä. bestehen. Einzig die folgenden technischen Regeln sind spezifisch für diese Technologien anwendbar:

- DIN EN 12975–12977: Produktnormen für Solarkollektoren und industriell vorgefertigte Solarthermiesysteme. Große Kollektorfelder werden einzeln geplant und sind in diesen Normen nicht enthalten.
- VDI 6002: Solare Trinkwassererwärmung. Der Markt für solarthermische Großanlagen zeigt über 10 unterschiedliche Systemkonzepte. Die VDI 6002 deckt maximal 15 % des Marktes in diesem Bereich ab.
- RAL GZ 966: RAL Gütezeichen Solarenergieanlagen. Ein freiwillig zu vereinbarendes Verfahren, um die Güte und damit Qualität einer Solaranlage zu überprüfen.
- VDI 2169: Funktionskontrolle und Ertragsbewertung an solarthermischen Anlagen. Anwendbar auf alle Größen installierter Solaranlagen.

Insbesondere für saisonale Wärmespeicher existieren keine spezifischen Normen. Die zentrale Dokumentation der langjährigen Forschungsarbeiten und Pilotprojekt-Realisierungen und des damit erarbeiteten wissenschaftlichen Standes wurde begonnen. Dem dient der Aufbau einer Wissensplattform unter www.saisonalspeicher.de.

Kollision mit bestehenden Normen und Richtlinien

Die Realisierung der Pilotspeicher der 3. Generation zeigte vor allem bei den Behälter-Wärmespeichern mehrfach vermeintliche Fehlanwendungen bestehender Normen und Richtlinien:

Es wurden z. B. Berechnungen zur Ausführung der Wärmedämmung mit den DIN-Werten der Wärmeleitfähigkeit durchgeführt und auch die Wasserdampfdiffusion entsprechend den bestehenden DIN-Normen berechnet. Hierbei wurde das in der Baubranche für Hochbauten übliche Berechnungsverfahren angewandt. In der DIN-Norm wird jedoch ausdrücklich darauf hingewiesen, dass diese nicht für Temperaturen gilt, die in saisonalen Wärmespeichern herrschen. Die Wärmeleitfähigkeit nach DIN gilt für trockenen Dämmstoff und 10 °C Mitteltemperatur. Sie steigt mit zunehmender Temperatur und zunehmender Feuchte an. Die Vorgänge des gekoppelten Wärme- und Stofftransports der Wasserdampfdiffusion können nur bis zu ca. 60 °C durch die bekannten Formeln berechnet werden. Das am Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) der Universität Stuttgart abgeschlossene Forschungsvorhaben »Weiterentwicklung der Erdbecken-Wärmespeichertechnologie« [24] konnte zeigen, dass bei höheren Temperaturen andere Gesetzmäßigkeiten gelten.

Die statische Berechnung der Behälter-Wärmespeicher kann ebenso nicht direkt nach den bestehenden Normen erfolgen, da die Temperaturabhängigkeit der Materialfestigkeiten sowie der Temperatureinfluss auf die statische Beanspruchung der Baustoffe und Konstruktionen für

die im Speicher auftretenden Maximaltemperaturen erfolgen muss. Für diese Maximaltemperaturen von 98°C, oder im Fall der Pufferspeicher in Crailsheim auch 112°C gelten die üblichen Kennwerte nicht. Zusätzlich prägen die Be- und Entladevorgänge der statisch tragenden Konstruktion dynamische Belastungen durch das Erwärmungs- und Abkühlungsverhalten der Baustoffe auf. Hier sind dünnerne und dadurch kostensparendere Konstruktionen statisch oft sogar besser als dickwandige Konstruktionen. Denn sie können die thermischen Belastungen statisch besser ausgleichen. Komplexe Berechnungen der Statik, die diesen Vorgängen Rechnung tragen, können hierbei zu wesentlich wirtschaftlicheren Konstruktionen führen als klassische statische Berechnungen nach EN-Tabellen. Hierzu muss der Auftraggeber bereit sein. Denn es gilt, den erhöhten Aufwand für die Berechnung der Statik zu finanzieren.

Die Begrünung der Speicheroberfläche ist ein weiteres Problem: Hier wurde in mehreren Projekten eine Ausführung nach den Richtlinien für Gründächer vorgeschlagen. Diese sind jedoch nicht auf Speicherkonstruktionen anwendbar, in denen von unten Wasserdampf durch den darauf aufliegenden Schichtaufbau abgeführt werden muss: Er muss aus der Speicherwärmung austreten können, um deren Funktionsfähigkeit zu gewährleisten. Bei genauer Lektüre zeigt sich auch hier, dass die Richtlinien für Gründächer nicht auf Bauvorhaben anwendbar sind, die Innentemperaturen von bis über 95°C aufweisen.

Rechtliche Aspekte der Ausschreibung und Vergabe

Zur Ausschreibung und Vergabe von Bauleistungen vor allem der öffentlichen Hand als Auftraggeber, stehen unterschiedliche Rechtsverordnungen und Gesetze zur Verfügung. Je nach Art der Leistung kann nach VOB, VOF, mit Bauvertrag gemäß BGB o.ä. verfahren werden.

Systemteile und Komponenten, die dem Stand der Technik entsprechen, unterliegen den üblichen Vergabeverfahren. Für innovative, neuartige Komponenten wurden in den realisierten Pilotanlagen folgende Verfahren von den Auftraggebern vorab juristisch geprüft und durchgeführt:

- **Vergabe nach Leistungsbeschreibung mit Leistungsprogramm bzw. funktionaler Ausschreibung gemäß § 9 Nr. 10 VOB/A:**

Ein öffentlicher Auftraggeber muss gerade bei zukunftsbezogenen Projekten, die eine gewisse Pionierfunktion haben und bei denen man nur begrenzt auf Erfahrungswerte zurückgreifen kann, die Möglichkeit haben, funktional auszuschreiben. Dies bedeutet: es sollte u. a. auf quantitative Vorgaben verzichtet werden, wenn ansonsten die Bieter in ihrer Freiheit, gänzlich neue Lösungsansätze zu suchen, beschränkt würden (2. Vergabekammer des Bundes beim Bundeskartellamt, Beschluss vom 04.09.2002 – Az.: VK 2 – 58/02).

- **Verhandlungsverfahren und freihändige Vergabe nach § 3 Nr. 4 VOB/A:**

Vergleichbare Angebote können nur abgegeben werden, wenn Leistungsinhalt und Leistungsumfang eindeutig und erschöpfend bestimmt sind. Dagegen kann es bei in technischer Hinsicht neuartigen Bauvorhaben an der hinreichenden Beschreibbarkeit der zu erbringenden Leistung fehlen. In diesen Fällen kann es erforderlich sein, dass der Unternehmer verschiedene Techniken und Baumethoden erläutert und im Dialog mit dem Auftraggeber eine Lösung sucht. Verhandlungen über den Auftragsinhalt und Auftragspreis sind in diesem Zusammenhang unerlässlich. Voraussetzung für die hier genannten Ausnahmen ist aber, dass mit hinreichender Sicherheit miteinander vergleichbare Angebote nicht zu erwarten sind und ohne Verhandlung der Zuschlag nicht erteilt werden kann. (Ingenstau/Korbion; VOB Teile A und B, Kommentar 15. Auflage 2004, § 3 VOB/A, Rdn. 40). Nach § 3 Abs. 3

Buchstabe c EG- VOL/A entspricht dieses Vorgehen einem Verhandlungsverfahren mit vorherigem Teilnahmewettbewerb.

Ein Verhandlungsverfahren ohne Teilnahmewettbewerb (dies entspricht einer freihändigen Vergabe) wäre gemäß § 3 Abs. 4 c EG- VOL/A zulässig, wenn die Leistung wegen ihrer »technischen oder künstlerischen Besonderheiten« nur von einem Unternehmen durchgeführt werden könnte. Dieser Sachverhalt kann gegeben sein, wenn es sich aufgrund der Förderung des Pilotprojektes um »Forschungs- und Entwicklungsleistungen« i.S.d. § 100 Abs. 2 n GWB handelt.

■ Beachtung von europäischem Vergaberecht

Die Vergaben für solare Nahwärmesysteme mit saisonalem Wärmespeicher erfolgen meist durch Energieversorger. Damit liegt eine Tätigkeit im Bereich der Energieversorgung und daher eine Tätigkeit im Sektorenbereich nach § 8 Nr. 2 VgV (Elektrizitätsversorgung) und § 8 Nr. 3 VgV (Wärmeversorgung) vor. Die einschlägigen Schwellenwerte und Vergaberegeln – unter Beachtung der oben aufgeführten Ausnahmen für neuartige, innovative Systemteile – sind dadurch festgelegt. Es ist grundsätzlich zu empfehlen, auch für nicht ausschreibungs-pflichtige Anlagenteile Vergleichsangebote einzuholen.

■ Rechtliche Aspekte der Eigentumssicherung

Wird das Kollektorfeld auf einem fremden Gebäude montiert, sind die entsprechenden eigentumsrechtlichen Konsequenzen zu berücksichtigen. Dies ist der Fall, wenn z. B. ein Contractor oder ein Stadtwerk ein Kollektorfeld auf dem Dach eines sich in Fremdeigentum befindenden Mehrfamiliengebäudes montiert. Das Kollektorfeld wird vom Betreiber und nicht vom Hausbesitzer finanziert. Nach § 94 Abs. 2 BGB geht alles, was fest mit dem Gebäude verbunden ist (wie ein Kollektorfeld) und zur Funktion des Gebäudes unabdingbar notwendig ist, bei Montage in das Eigentum des Hausbesitzers über. Damit könnte auch ein dachintegriertes Kollektorfeld, das die alleinige wasserführende Dachhaut bildet, nach Montage in den Besitz des Hauseigentümers übergehen, da ein dichtes Dach unabdingbar notwendig ist. Soll das Eigentum am Kollektorfeld dem Betreiber gesichert werden, ist dies auch bei dachintegrierten Kollektorfeldern möglich, wenn unter den Kollektoren ein Unter-dach montiert wird. In den realisierten Pilotanlagen wurde dies meist durch die sowieso vorhandene konventionelle Unterspannbahn dargestellt.

Zur Sicherstellung der dauerhaften Dachfunktion kann z. B. zwischen Betreiber und Hauseigentümer vereinbart werden, dass der Betreiber bei Demontage des Kollektorfeldes dieses durch eine Ziegeleindeckung o. ä. ersetzt.

Ein weiterer Aspekt des § 94 Abs. 2 BGB ist, dass Solaranlagen als Teil der Heizung und auch dadurch im Rechtssinne als wesentliche Bestandteile des Gebäudes gelten.

Soll der Eigentumsübergang des Kollektorfeldes auf den Gebäudeeigentümer verhindert werden, muss nach § 95 BGB klargestellt sein, dass das Kollektorfeld ein sogenannter »Scheinbestandteil« des Gebäudes ist. Weiter ist zu beachten, dass für die Nutzung des Dachs zur Energiegewinnung der Zugang zum Kollektorfeld für Wartungen etc. abgesichert werden sollte. Die hierzu meist realisierte beschränkte persönliche Dienstbarkeit nach § 1092 BGB kann über einen Grundbucheintrag gesichert werden. Nach Meinung einer der Betreiber der Pilotanlagen ist zur Sicherung des Grundbucheintrages notwendig, dass der Betreiber auch Grundstücksbesitzer im Versorgungsgebiet ist.

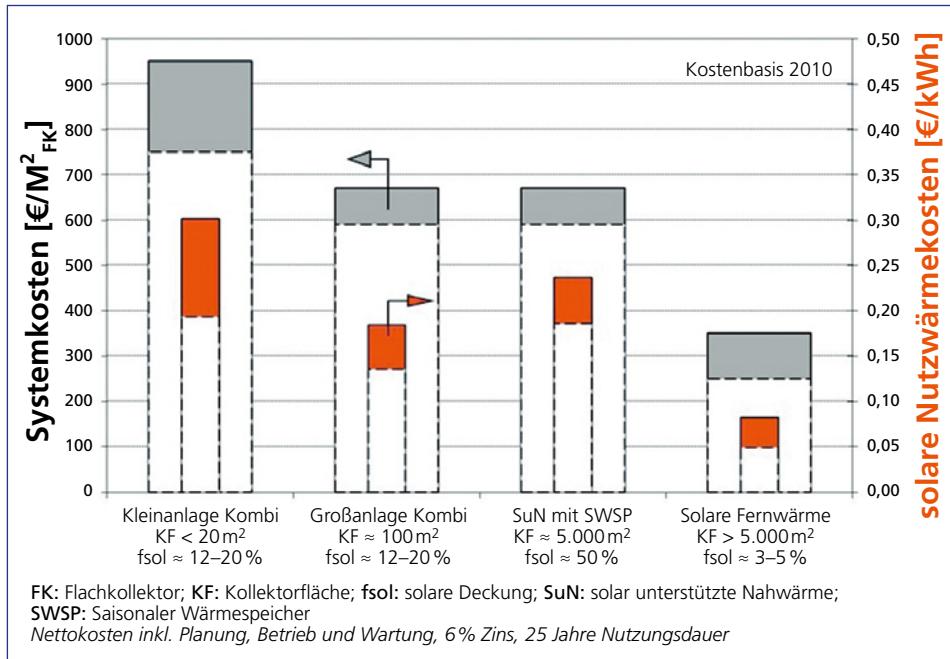
Durch ein im Rahmen des GROSOL-Vorhabens [2] erstelltes Rechtsgutachten liegen zu diesem Thema umfangreiche juristische Stellungnahmen vor. Das Rechtsgutachten »Große Solarwärmeanlagen« wurde von der Kanzlei Geiser & von Oppen aus Berlin im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit erstellt [25].

11 Wirtschaftlichkeit und Perspektiven solarer Nähwärmesysteme

Der Einsatz solar unterstützter Nähwärmesysteme und saisonaler Wärmespeicher steht immer in Konkurrenz zu alternativen Energiesparmaßnahmen. Gesamtwirtschaftlich ist die Verwirklichung solarer Nähwärmesysteme mit oder ohne saisonaler Wärmespeicherung nur sinnvoll, wenn mit dieser Technik im Vergleich zu alternativen Techniken das angestrebte Energiesparziel mit der höchsten Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann.

11.1 Wirtschaftlichkeit und Kosten

Abb. 92 zeigt die Ergebnisse einer für solarthermische Anlagen durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnung. Diese setzt die erzielbaren Energieeinsparungen in Relation zu den Kosten. Entsprechend einer vollständigen Wirtschaftlichkeitsberechnung, z. B. nach VDI 2067, werden neben den Investitionskosten die jährlichen Betriebs-, Wartungs- und Instandhaltungskosten betrachtet. Die zugrunde gelegten, erzielbaren Energieeinsparungen entsprechen den von guten, jedoch nicht sehr guten Anlagen bei durchschnittlichem Klima erzielbaren solaren Nutzwärmeerträgen. Die durch die Solaranlage verursachten Kosten sind allgemeinen Kostenauswertungen entnommen: Die Kosten für solarthermische Kleinanlagen stammen aus den Angaben der Stiftung Warentest, die Kosten für Großanlagen mit rund 100 m² Kollektorfläche aus den Demoanlagen der Förder- bzw. Forschungsprogramme Solarthermie-2000 bzw. Solarthermie2000plus. Die Kosten für solare Nähwärmesysteme mit und ohne saisonalem Wärmespeicher entstammen Analysen der realisierten Pilotanlagen. Die Kosten sind netto angegeben



■ Abb. 92: Vergleich von System- und solaren Nutzwärmekosten thermischer Solaranlagen (Kostenangaben ohne MwSt. und Förderung, inkl. Planung)

und umfassen alle Anlagenteile, die für die Realisierung der beschriebenen Solaranlage notwendig sind – auch die Mess-, Steuer- und Regeltechnik sowie die Planungskosten.

- Die linke Achse in Abb. 92 zeigt die Systemkosten je m^2 Kollektoraperturfläche. Der Kostenvorteil solarer Großanlagen im Vergleich zu Kleinanlagen wird vor allem durch deren günstigeren Systempreis verursacht: Während Kleinanlagen im Durchschnitt 700–950 Euro/ m^2 Flachkollektorfläche kosten, werden bei Großanlagen 500–670 Euro/ m^2 Systemkosten erreicht. Solaranlagen, die bei kleinem solarem Deckungsanteil in Fern- oder Nahwärmenetze einspeisen und dabei eine große Kollektorfläche ausweisen, können sehr kostengünstig für 250–350 Euro/ m^2 Flachkollektorfläche realisiert werden.
- Die rechte Achse in Abb. 92 zeigt die solaren Nutzwärmekosten, die angeben, welche Kosten entstehen, um eine kWh solare Wärme direkt nutzen zu können. Die technische Schnittstelle ist hierbei die Einkoppelung der Solarwärme in die konventionelle Anlagentechnik in der Heizzentrale.

Die solaren Nutzwärmekosten von solaren Nahwärmesystemen mit *saisonalem Wärmespeicher* liegen mit 19–24 Cent/kWh im Bereich der Kleinanlagen zur kombinierten solarthermischen Trinkwassererwärmung und Raumheizungsunterstützung (»Kombianlage«). Hierbei sind jedoch die weitaus höheren solaren Deckungsanteile im Vergleich zu den Kleinanlagen zu beachten.

Am wirtschaftlichsten sind große Kollektorflächen, die direkt in Nah- oder Fernwärmesysteme einspeisen. Zwar ist der solare Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf relativ klein, die realisierbaren Kollektorflächen sind trotzdem sehr groß. Dies bedingt zum einen eine große solare Wärmemenge, die genutzt werden kann; zum anderen geringe spezifische Kosten, die zu solaren Nutzwärmekosten von 5–8 Cent/kWh und Jahr führen.

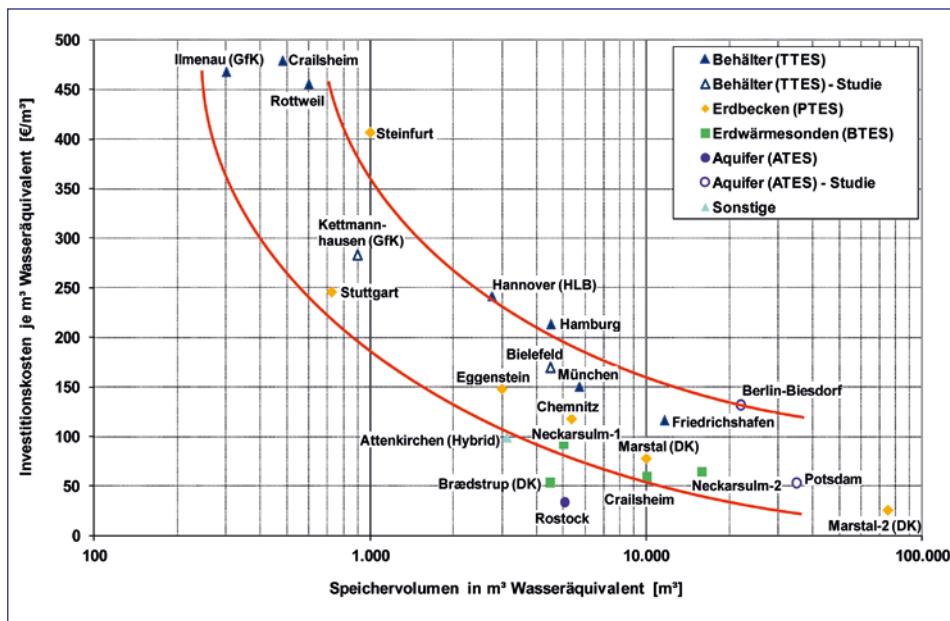


Abb. 93: Spezifische Kosten saisonaler Wärmespeicher (Angaben ohne Planungskosten und MwSt.; TTES: Tank Thermal Energy Storage; PTES: Pit Thermal Energy Storage; BTES: Borehole Thermal Energy Storage; ATES: Aquifer Thermal Energy Storage)

Abb. 93 zeigt eine Übersicht der Baukosten für in Deutschland realisierte saisonale Wärmespeicher. Zum Vergleich sind die Kosten einiger Projektstudien sowie zweier dänischer Erdbecken-Wärmespeicher mit aufgeführt.

Die Kosten zeigen eine starke Degression mit Zunahme des Speichervolumens. Bei großen Speichern mit Volumina ab 10.000 m³ werden Baukosten zwischen 50 und 100 Euro/m³_{Wasseräquivalent} und darunter erreicht. Im mittelgroßen Bereich zwischen 3.000 und 6.000 m³ erkennt man außerdem einen deutlichen Zusammenhang zwischen den Baukosten und dem Speichertypus. Behälter-Wärmespeicher sind hierbei eher im oberen Bereich der Kosten wiederzufinden. Darunter liegen in absteigender Reihenfolge die Kosten von Erdbecken-, Erdsonden- und Aquifer-Wärmespeichern.

Bei Betrachtung der Erdsonden-Wärmespeicher wird die Kostenreduktion vom Pilotspeicher in Neckarsulm zum neuen Speicher in Crailsheim deutlich: Die Baukosten je m³ Wasseräquivalent konnten halbiert werden.

Bei den Behälter- und Erdbecken-Wärmespeichern muss beachtet werden, dass die Speicher in München und Eggenstein-Leopoldshafen wesentlich effizienter und havariesicherer gebaut sind als die Vorgänger-Generation (Steinfurt und Hannover). Der Speicher in Eggenstein muss zudem wesentlich erhöhten Standortanforderungen, wie z.B. von außen anstehendem Grundwasser, standhalten.

Bei Betrachtung der Kosten muss berücksichtigt werden, dass nicht alle Speichertypen an jedem Standort realisiert werden können. Denn sie stellen sehr unterschiedliche Anforderungen an die geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse des Untergrunds. Außerdem sind sie auch hinsichtlich ihrer thermischen Leistungsfähigkeit und Effizienz nicht direkt vergleichbar. So können beispielsweise mit einem wassergefüllten Behälter-Wärmespeicher sehr hohe Be- und Entladeleistungen sowie hohe Nutzungsgrade erreicht werden. Erdsonden-Wärmespeicher dagegen sind hinsichtlich maximaler Be- und Entladeleistungen beschränkt; und auch die Nutzungsgrade liegen bedingt durch die fehlende Wärmedämmung an den seitlichen Randbereichen und am Boden im direkten Vergleich niedriger. Diese Eigenschaften können bzw. müssen in einem Speichersystem durch geeignete zusätzliche anlagentechnische Komponenten wie Pufferspeicher und Wärmepumpen kompensiert werden. Die dafür anfallenden Zusatzkosten auf Systemebene sind in Abb. 93 nicht enthalten.

11.2 Perspektiven

1979 wurde im Großraum Göteborg in Schweden die erste, damals sogar schon dachintegrierte Kollektorfläche realisiert, die ein Nahwärmennetz solar unterstützte. Darauf folgend wurden in Skandinavien vorwiegend bodengestanderte Kollektorfelder entwickelt, während in Deutschland vorwiegend dachintegrierte Kollektorflächen im Fokus der F+E-Arbeiten standen. Die realisierten Kollektorfelder zeigen bis heute, dass neue Anbieter am Markt die durch die Anlagengröße gegebenen technischen Randbedingungen unterschätzen können. In der Folge können große Schäden auftreten.

Vor dem Hintergrund der langjährigen Forschungsarbeiten wurde 2009 vom Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme (Solites) mit dem EU-Vorhaben >Solar District Heating in Europe (Programm Intelligent Energy Europe) eine internationale Kooperation zum Technologietransfer initiiert. Mehrere nationale Verbände von

Wärmeversorgern sowie der europäische Dachverband Euroheat & Power wurden mit Experten aus dem Bereich der solarthermischen Großanlagen in ein Partnerkonsortium zusammengeführt. Als deutscher Verband nimmt der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW) an der Kooperation teil. In dem Vorhaben werden neue Ansätze und Instrumente zur Markteinführung der solaren Nah- und Fernwärme in Europa entwickelt. Ziel der Kooperation ist es, einen Beitrag zur Erschließung des Potenzials der Solarthermie für die netzgebundene Wärmeversorgung von Wohn- und Industriegebieten zu leisten. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unterstützt die deutsche Initiative.

Mit der Realisierung des ersten deutschen Multifunktions-Wärmespeichers in Hamburg-Bramfeld (siehe Kap. 8.4) hat die E.ON Hanse Wärme GmbH ein Netznutzungskonzept für solarthermische Anlagen entwickelt. Danach können beispielsweise Wohnbauträger innerhalb des Fernwärmennetzes Solaranlagen errichten. Zur Kosteneinsparung kann hierbei auf Pufferspeicher und komplexe Hydrauliken und Regelungen verzichtet und die gewonnene Solarwärme direkt in das Fernwärmennetz eingespeist werden. Die Wärme lässt sich anschließend mit einem Zeitversatz von bis zu acht Monaten wieder entnehmen. Das Netznutzungskonzept führt dadurch zu günstigen Investitionskosten für die solarthermischen Anlagen und einem günstigen Primärenergiefaktor für die Gebäude. Es ermöglicht außerdem, die Solarwärme auf einen beliebigen Ausspeisepunkt zu allokalieren – analog z. B. zur Netznutzung von Bio-Erdgas. Für diese Dienstleistung seitens des Energieversorgers fällt ein Systementgelt in Höhe von 2,1–2,5 Cent/kWh an [26]. Im ersten Schritt ist ein Ausbau von bis zu 20.000 m² Solarkollektorfläche im Fernwärmeverbund geplant.

Gefördert durch EU-Vorhaben entstehen derzeit erste solar beladene saisonale Wärmespeicher in europäischen Ländern wie Norwegen, Spanien, Polen und Ungarn. In Deutschland wird in den nächsten Jahren neben weiteren Pilotanlagen zur solaren Nahwärme die Nachfrage nach großen Wärmespeichern, die multifunktional komplexe Wärme- und Stromerzeugungssysteme unterstützen, zunehmen. Die einleitenden Kapitel zeigen, dass sich die Wirtschaftlichkeit

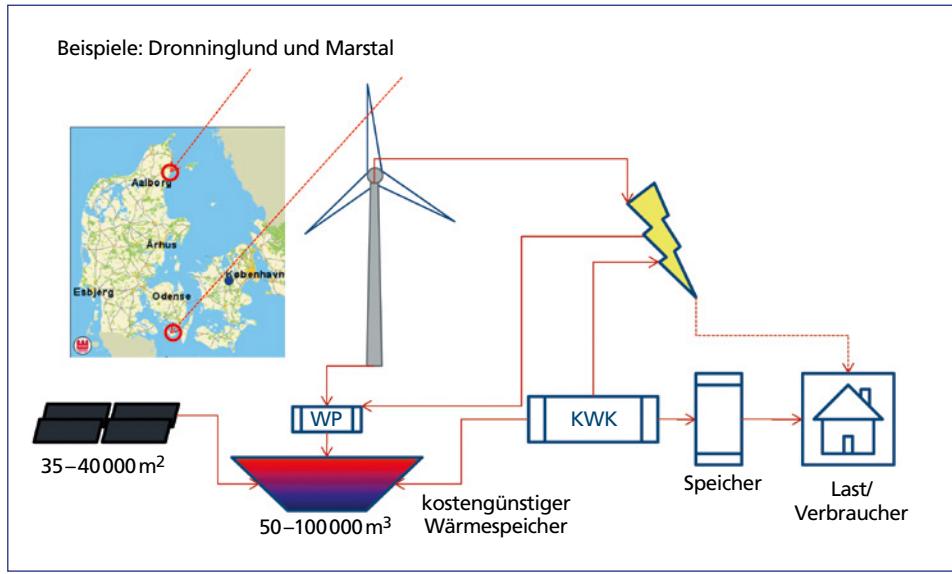


Abb. 94: Erster Entwurf dänischer »Smart District Heating«-Systeme (WP: Wärmepumpe, KWK: Kraft-Wärme-Kopplung)

saisonaler Wärmespeicher verbessert, wenn der Speicher nicht nur zur Speicherung von Solarwärme oder Abwärme dient, sondern zur System- und Betriebsoptimierung einer gekoppelten Wärme- und Stromproduktion. In Dänemark werden nun erste Systeme realisiert, die in Gesamtsystembetrachtungen Sonne, Wärme, (Kälte) und Strom umfassen. Ein erstes Anlagenkonzept der »Smart District Heating«-Systeme zeigt Abb. 94.

Die wirtschaftlich-technischen Zusammenhänge eines »Smart District Heating«-Systems lassen sich aus der Betrachtung des sommerlichen Betriebsfalls ableiten:

- Bei guten Windverhältnissen werden in Dänemark an Sommertagen schon heute mindestens 100 % des aktuellen Stromverbrauchs regenerativ produziert.
- Da auch in Dänemark der Vorrang regenerativ erzeugten Stroms gesetzlich vorgegeben ist, müssen dann fossil befeuerte Blockheizkraftwerke (BHKW) vom Stromnetz und dadurch außer Betrieb genommen werden. Damit fehlt die Wärmequelle für das Fernwärmennetz.
- Da in Dänemark eine alleinige Wärmenutzung von Erdgas mit einer zusätzlichen Steuer beaufschlagt ist, ist es in einigen Projekten am wirtschaftlichsten, die fehlende Abwärme der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) durch Solarwärme aus großen, bodengestanderten Kollektorfeldern zu ersetzen.
- Das BHKW dient zur Sicherstellung der Stromversorgung in Schwachwindzeiten. Mit einer kurzfristigen Erzeugung von Spitzenlaststrom können hohe Erlöse erzielt werden. Aus steuerlichen Gründen ist es hierbei wichtig, die Abwärme des BHKW zu nutzen. Dies stellt der große, multifunktionale Wärmespeicher sicher.
- Zum Ausgleich der aufgrund der Laufzeitreduzierung des BHKW fehlenden Wärmeproduktion ergibt sich die Notwendigkeit einer langen, teilweise sogar saisonalen Wärmespeicherung der sommerlichen Solar- und Überschusswärme bis in den Winter.
- Bei durch regenerative Stromüberproduktion verursachten negativen Strompreisen kann Strom über eine Wärmepumpe genutzt werden, um Wärme in den Multifunktions-Wärmespeicher zu laden.
- Je nach technisch-wirtschaftlichen Randbedingungen werden weitere Wärme- und Stromerzeuger in das System integriert und an den Multifunktions-Wärmespeicher gekoppelt, wie z.B. Holzhackschnitzel-Feuerungen, ORC-Anlagen, aber auch fossil befeuerte Spitzenlastkessel o.ä.

Im Mai 2012 ging ein erstes dänisches »Smart District Heating«-System als Pilotanlage in Braedstrup in Betrieb. Im Oktober 2012 folgte die Pilotanlage »Sunstore 4« in Marstal.

Zusammenfassend ergeben sich Perspektiven:

1. für große Kollektorflächen zur direkten Einbindung in Fernwärmennetze,
2. für solar unterstützte Nahwärmennetze als Insellösungen und
3. für großvolumige Wärmespeicher, die zukünftig nicht nur Solarwärme saisonal speichern, sondern multifunktional genutzt werden, um neben der (fast) fossilfreien WärmeverSORGUNG durch Solarthermie auch die Stromversorgung zu optimieren und abzusichern.

Hierzu besteht weiterer Forschungsbedarf. Die Systemeinbindung solarthermischer Anlagen bleibt eine grundlegende, noch nicht ausreichend gelöste Aufgabe, um die Wärmenutzung der Solarenergie energetisch und wirtschaftlich effizient zu ermöglichen. Die komplexen Sys-

teme der »Smart-District-Heating«-Systeme stehen noch am Anfang der notwendigen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten. Die seither erfolgreich verlaufende Entwicklung der Technologien zur saisonalen Wärmespeicherung muss fortgeführt und den kommenden multifunktionalen Anforderungen angepasst werden.

Auch die laufende Markterschließung verzeichnet schon erste Erfolge. Dadurch wird die Zahl der realisierten solarthermischen Großanlagen im Nah- und Fernwärmebereich stetig zunehmen – unterstützt durch die Förderprogramme des Bundes, z. B. des Marktanreizprogramms.

Serviceteil

12 Zitierte Literatur und Abbildungsverzeichnis

12.1 Zitierte Literatur

- [1] DIN-V 4701-10: Energetische Bewertung heiz- und raumluftechnischer Anlagen – Teil 10: Heizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung. Ausgabe 2003-08
Heizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung. Beiblatt 1: Anlagenbeispiele. Ausgabe 2007-02
- [2] Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) e. V., Berlin (Hrsg.): GroSol. Studie zu großen Solarwärmeanlagen. Erstellt im Rahmen des Projektes »GroSol – Analyse der Solarbranche zu Hemmnissen bei der Markteinführung großer solarthermischer Anlagen und Ausarbeitung von Maßnahmen zur Beschleunigung der Markteinführung«. Nov. 2007. 185 S.
- [3] www.solarwaerme-info.de
- [4] Huber, K.; Böllin, E.; Scheck, E. u.a.: Langzeitmonitoring einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes. In: Ostbayerisches-Technologie-Transfer-Institut e. V. (OTTI), Regensburg (Hrsg.): Thermische Solarenergie. 20. Symposium. Bad Staffelstein, 05.–07. Mai 2010. Tagungsband
- [5] Huber, K.; Böllin, E.: Erste Ergebnisse des Langzeitmonitorings einer Anlage zur solarthermischen Unterstützung der Kälteerzeugung des Büro- und Technikgebäudes eines Telekommunikationsanbieters in Rottweil. In: Ostbayerisches-Technologie-Transfer-Institut e. V. (OTTI), Regensburg (Hrsg.): Thermische Solarenergie. 22. Symposium. Bad Staffelstein, 09.–11. Mai 2012. Tagungsband. S. 86–87
- [6] Peuser, F. A.; Croy, R.; Mies, M. u. a.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie 2000plus. Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung und Messprogramm (Phase 3). Teil I (veröffentlichter Teil): Wissenschaftlich-technische Ergebnisse. Abschlussbericht. Förderkennzeichen 0329601L. ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden (Hrsg.). August 2007
- [7] Striebel, D. von: Speichersysteme. In: Böllin, E. (Hrsg.): Automation regenerativer Wärme und Kälteversorgung von Gebäuden. Wiesbaden: Vieweg + Teubner Verlag, 2009. XII, 248 S., ISBN 978-3-8348-0327-6 (Print); ISBN 978-3-8348-9978-1 (E-Book), S. 87–100
- [8] Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW), Bonn (Hrsg.): Trinkwassererwärmungs- und Trinkwasserleitungsanlagen. Technische Maßnahmen zur Verminderung des Legionellenwachstums. Planung, Errichtung, Betrieb und Sanierung von Trinkwasser-Installationen. Technische Regel. Arbeitsblatt W 551. Bonn: Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH, 2004
- [9] VDI 6002-1: Solare Trinkwassererwärmung – Allgemeine Grundlagen, Systemtechnik und Anwendung im Wohnungsbau. Ausgabe 2004-09
- [10] Croy, R.; Mies, M.; Rehrmann, U. u. a.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie-2000plus. Wissenschaftlich-technische Begleitung und Messprogramm (Phase 4). Abschlussbericht zum Projekt 0329601Q. Teil 2: Systemtechnik und Planungshinweise. März 2011. 80 S.
- [11] Böllin, E.; Himmelsbach, S.; Klingenberg, U.-M.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2: Wissenschaftlich-technische Begleitung der solarthermischen Demonstrationsanlagen in den südwestlichen Bundesländern. Solaranlage Kreiskrankenhaus Mindelheim. Schlussbericht. Förderkennzeichen 0329652G. Aug. 2003
- [12] Böllin, E.; Himmelsbach, S.; Klingenberg, U.-M.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2: Wissenschaftlich-technische Begleitung der solarthermischen Demonstrationsanlagen in den südwestlichen Bundesländern. Solaranlage Stadtklinik Baden-Baden. Bericht. Förderkennzeichen 0329652K. Sept. 2004
- [13] Böllin, E.; Himmelsbach, S.; Klingenberg, U.-M.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2: Wissenschaftlich-technische Begleitung der solarthermischen Demonstrationsanlagen in den südwestlichen Bundesländern. Solaranlage Wohngebäude Wilmersdorfer Straße Freiburg. Schlussbericht. Förderkennzeichen 0329652O. Aug. 2003
- [14] Croy, R.; Wirth, H. P.: Förderprogramm Solarthermie-2000, Teilprogramm 2. Solaranlage im Mehrfamilienhaus Baumgartner-/Ganghoferstraße in München. Abschlussbericht. Förderkennzeichen 0329652A. ZfS Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden (Hrsg.). Nov. 2003

- [15] Wirth, H. P.: Förderprogramm Solarthermie-2000, Teilprogramm 2. Solaranlage im Seniorenwohnheim »MA. Nexö« Leipzig. Abschlussbericht. Förderkennzeichen 0329602K. ZfS Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden (Hrsg.). Juli 2004
- [16] Croy, R.; Wirth, H. P.: Förderprogramm Solarthermie-2000, Teilprogramm 2. Solaranlage in den Wohnhochhäusern Frankfurt Peter-Fischer-Allee (ehemals Windthorststraße). Abschlussbericht. Förderkennzeichen 0329652S. ZfS Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden (Hrsg.). April 2010
- [17] Peuser, F. A.; Rehmann, U.: Förderprogramm Solarthermie-2000, Teilprogramm 2. Altenpflegeheim »Am Stadtwald« Stralsund. Abschlussbericht. Förderkennzeichen 0329601Q. ZfS Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden (Hrsg.). Dez. 2010
- [18] Bollin, E.; Himmelsbach, S.; Huber, K.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2: Wissenschaftlich-technische Begleitung der solarthermischen Demonstrationsanlagen in den südwestlichen Bundesländern. Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban. Schlussbericht. Förderkennzeichen 0329652J. Nov. 2006
- [19] Croy, R.; Wirth, H. P.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2. Solaranlage in der Jugendherberge Saarbrücken. Abschlussbericht. Förderkennzeichen 0329652B. ZfS Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden (Hrsg.). Dez. 2003
- [20] Croy, R.; Wirth, H. P.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2. Solaranlage im Städtischen Klinikum Solingen. Abschlussbericht. Förderkennzeichen 0329652C; ZfS Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden (Hrsg.). Dez. 2003
- [21] Croy, R., Wirth, H. P.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2. Solaranlage im Altenheim Hans-Sieber-Haus Manzstraße in München. Abschlussbericht. Förderkennzeichen 0329652E. ZfS Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden (Hrsg.). Dez. 2006
- [22] Schenke, A.; Drück, H.; Müller-Steinhagen, H. u. a.: Verbundprojekt: Analyse und Evaluierung großer Kombianlagen zur Trinkwassererwärmung und Raumheizung, Abschlussbericht. Teil 1 und Teil 2. Förderkennzeichen 032968B. SWT Solar- und Wärmetechnik Stuttgart (Hrsg.) [Teil 1]; ZfS Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden (Hrsg.) [Teil 2]. Nov. 2006
- [23] Bollin, E.; Himmelsbach, S.; Huber, K.; Solarthermie-2000, Teilprogramm 2: Wissenschaftlich technische Begleitung der solarthermischen Demonstrationsanlagen in den südwestlichen Bundesländern. Solar unterstützte Nahwärmeversorgung Holzgerlingen. Bericht. Förderkennzeichen 0329604C. Febr. 2012
- [24] Ochs, F.: Weiterentwicklung der Erdbecken-Wärmespeichertechnologie. Abschlussbericht. Förderkennzeichen 0329607E. Universität Stuttgart. Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) (Hrsg.). 2007
- [25] Oppen, M. von: Rechtsgutachten »Große Solarwärmeanlagen«. Kanzlei Geiser & von Oppen, Berlin (Hrsg.). 2009
- [26] Henke, K.-F.: Abbau von Hemmnissen. Herausforderungen der Integration von Solarenergie aus der Perspektive eines Fernwämenetzbetreibers. Beitrag auf dem Forum Solarpraxis. Berlin, 20.11.2009

12.2 Abbildungsverzeichnis

Folgende Bilder stammen von den Autoren:

- Abb. 1, 2, 3, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 22, 23, 24, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56 (Bollin)
- Abb. 57, 58, 59, 60, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93 (Mangold)
- Abb. 4, 5 nach [1]
- Abb. 12 [6]
- Abb. 20, 21 nach [7]
- Abb. 25 TyforopChemie GmbH, Hamburg (Hersteller von Tyfocor Wärmeträgermedien für Solarthermie)

- Abb. 34, 35, 36 [10]
Abb. 61 Marstal Fjernvarme, Marstal (Dänemark)
Abb. 71 Landeshauptstadt München
Abb. 94 Planenergi, Skorping (Dänemark)

13 Forschungsvorhaben der Bundesregierung

Im Folgenden werden Forschungsvorhaben vorgestellt, die im Rahmen der Förderprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus gefördert wurden. Einen umfassenden Überblick über die Projekte der Energieforschung finden Sie zusätzlich im **Forschungsjahrbuch Erneuerbare Energien** unter www.forschungsjahrbuch.de und in der Datenbank **Förderkatalog** unter www.foerderkatalog.de.

Die Sortierung der Projekte innerhalb der Tabellen erfolgt nach dem Förderkennzeichen (FKZ).

Für viele Forschungsvorhaben liegt ein Abschlussbericht vor. Die Berichte stehen häufig bei der Technischen Informationsbibliothek Hannover (TIB Hannover) als PDF-Datei zum Download zur Verfügung: <http://opac.tib.uni-hannover.de/DB=1/LNG=DU>

Zusätzliches Informationsmaterial zu den im Förderprogramm Solarthermie-2000, TP 2 und 3 sowie Solarthermie2000plus geförderten Projekten stellen die TU Chemnitz und die Hochschule Offenburg zur Verfügung:

<http://www.tu-chemnitz.de/mb/SolTherm/ST2000/projekt2/projekt2.htm>

<http://fgnet.hs-offenburg.de/solarthermie/uebersicht>

13.1 Forschungsvorhaben im Rahmen des Förderprogrammes Solarthermie-2000, TP 2 »Große Solaranlagen«

Projekt	Durchführende Institution	Förderkennzeichen	Laufzeit / Erscheinungsdatum Bericht
Solarthermie-2000, TP 2, Wiss.-techn. Begleitforschung allgemein und in den neuen Bundesländern			
Thermische Solaranlagen in den Neuen Bundesländern	Gesellschaft zur Förderung der Heizungs- und Klimatechnik mbH (GFHK) – Zentralstelle für Solartechnik, Köln	0329601A	1998
Solarthermische Demonstrationsanlagen an öffentlichen Gebäuden in Mecklenburg-Vorpommern	Fachhochschule Stralsund	0329601B	2003
Solarthermische Demonstrationsanlagen an öffentlichen Gebäuden im Land Sachsen	Technische Universität Chemnitz	0329601C	2000
Solarthermische Demonstrationsanlagen an öffentlichen Gebäuden im Land Brandenburg	Universität Potsdam	0329601D	1998
Solarthermische Demonstrationsanlagen an öffentlichen Gebäuden im Land Thüringen	Technische Universität Ilmenau	0329601E	2000

Projekt	Durchführende Institution	Förder-kenn-zeichen	Laufzeit / Erscheinungs-datum Bericht
Solarthermische Demonstrationsanlagen an öffentlichen Gebäuden im Land Sachsen-Anhalt	Hochschule Merseburg (FH)	0329601F	2000
Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung	ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden	0329601G	2001
Solaranlagen im Freistaat Thüringen (Projektphase 2)	Technische Universität Ilmenau	0329601J	2004
Solaranlagen im Freistaat Sachsen (Projektphase 2)	Technische Universität Chemnitz	0329601K	2008
Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung und Messprogramm (Phase 3)	ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH	0329601L	01.11.2000–30.12.2006
Solaranlagen im Bundesland Mecklenburg-Vorpommern und Teilen der Bundesländer Berlin, Brandenburg und Sachsen-Anhalt	Fachhochschule Stralsund	0329601N	01.10.2002–30.06.2008
Solaranlagen im Freistaat Thüringen (Projektphase 3)	Technische Universität Ilmenau	0329601O	2008
Solarthermie-2000, TP 2, Wiss.-techn. Begleitforschung in den südwestlichen Bundesländern			
Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung in den südwestlichen Bundesländern	Hochschule Offenburg	0329601H	2002
Wissenschaftlich-technische Begleitung von Solaranlagen im Südwesten der Alten Bundesländer	Hochschule Offenburg	0329601M	2006
Solaranlage Kreiskrankenhaus Mindelheim	Hochschule Offenburg	0329652G	Aug. 2003
Solaranlage Hegau Klinikum Singen	Hochschule Offenburg	0329652H	Sept. 2004
Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban	Hochschule Offenburg	0329652J	Nov. 2006
Solaranlage Stadtklinik Baden-Baden	Hochschule Offenburg	0329652K	Sept. 2004
Wohngebäude Wilmersdorfer Straße, Freiburg	Hochschule Offenburg	0329652O	Aug. 2003
Solaranlage Albtherme Waldbronn	Hochschule Offenburg	0329652P	Juli 2010

Projekt	Durchführende Institution	Förderkennzeichen	Laufzeit / Erscheinungsdatum Bericht
Solarthermie-2000, TP 2, Demonstrationsanlagen			
Solaranlage Studentenwohnheim Universität Magdeburg	Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg	0329602A	01.05.1995–31.10.1997
Solaranlage Kreiskrankenhaus Wolgast	Landkreis Vorpommern-Greifswald	0329602B	01.08.1994–31.12.1995
Solaranlage Seniorenwohnheim Käthe Kollwitz, Jena	Stadt Jena	0329602C	01.10.1994–30.06.1996
Solaranlage Seniorenwohnheim Berlin-Lichtenberg	Land Berlin	0329602D	01.01.1995–31.03.1997
Solaranlage Seniorenwohnheim Berlin-Mitte	Bezirksamt Berlin Mitte	0329602E	01.07.1995–30.04.1998
Solaranlage Kreispflegeheim Hilbersdorf	Landkreis Freiberg	0329602F	01.04.1995–30.10.1997
Solaranlage Kreiskrankenhaus Neuhaus	Krankenhaus Neuhaus	0329602G	01.10.1995–31.12.1997
Solaranlage Seniorenwohnheim Pößneck	Volkssolidarität Kreisverband Pößneck e.V.	0329602J	01.09.1995–31.10.1998
Solaranlage Seniorenheim M. A. Nexö, Leipzig	ZfS Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden	0329602K	Juli 2004
Solaranlage Seniorenheim Berlin-Pankow	St.-Elisabeth-Stiftung, Berlin	0329602L	01.04.1996–31.12.1999
Solaranlage Gewerbeschulzentrum Zschopau	Landratsamt Mittlerer Erzgebirgskreis, Marienburg	0329602M	01.06.1996–31.12.1997
Solaranlage Studentenwohnheim Zwickau	Studentenwerk Chemnitz/Zwickau	0329602O	01.08.1996–31.10.1999
Solaranlage Großgarage Stadt-reinigung Dresden	Stadtreinigung Dresden GmbH	0329602P	01.11.1996–30.09.1999
Solaranlage Dickhäuterhaus Zoo Magdeburg	Landeshauptstadt Magdeburg	0329602R	01.12.1996–30.06.2000
Solaranlage Kreiskrankenhaus Belzig	Johanniter-Krankenhaus im Fläming Belzig GmbH	0329602S	01.06.1998–31.03.1999
Solaranlage Studentenwohnheim Leipzig	Studentenwerk Leipzig	0329602T	01.08.1996–31.03.1999
Solaranlage Südharzkrankenhaus Nordhausen	Südharz Klinikum Nordhausen	0329602U	01.05.1997–31.01.2000
Solaranlage Kreiskrankenhaus Hettstedt	Landkreis Mansfelder Land, Eisleben	0329602W	01.03.1997–30.09.1999

Projekt	Durchführende Institution	Förder-kenn-zeichen	Laufzeit / Erscheinungs-datum Bericht
Solaranlage Hallenbad Chemnitz	Stadt Chemnitz	0329602X	01.05.1997–31.01.2000
Wohngebäude Gaußstraße, Leinefelde	Wohnungsbau- und Verwaltungs-GmbH Leinefelde	0329602Y	01.11.1997–31.05.2000
Solaranlage Alten- und Pflegeheim Koserow	Landkreis Vorpommern-Greifswald, Anklam	0329602Z	01.02.1998–30.04.2000
Solaranlage Pleißenburgwerkstätten Leipzig	Arbeiterwohlfahrt Senioren- und Sozialzentrum gGmbH Sachsen-West, Markkleeberg	0329603A	01.04.1998–31.03.2001
Solaranlage Kinder- und Jugend-erholungszentrum Arendsee	Kinder- und Jugenderholungszentrum Arendsee/Altmark e. V., Arendsee	0329603B	01.05.1998–30.04.2002
Solaranlage Krankenhaus Wittenberg	Klinik Bosse Wittenberg Alexianerbrüdergemeinschaft GmbH, Wittenberg	0329603C	Nov. 2007
Solaranlage Malteser-Krankenhaus Berlin Charlottenburg	Malteser Werk Berlin	0329603D	01.10.1998–30.06.2004
Solaranlage Kreiskrankenhaus Sonneberg	Kreiskrankenhäuser Sonneberg und Neuhaus gGmbH	0329603E	01.03.1999–31.08.2002
Solaranlage Studentenwohnheim Chemnitz	Studentenwerk Chemnitz-Zwickau	0329603F	01.04.1999–31.10.2001
Solaranlage Wohngebäude Juri-Gagarin-Ring, Erfurt	Kommunale Wohnungsgesellschaft mbH Erfurt	0329603G	01.05.1999–31.12.2002
Solaranlage Kreiskrankenhaus Kirchberg	Landkreis Zwickauer Land, Werdau	0329603H	01.05.1999–31.03.2002
Solaranlage Kreiskrankenhaus Ilmenau	Landkreis Ilm-Kreis, Arnstadt	0329603J	01.07.1999–30.09.2001
Solaranlage Kinder- und Erholungszentrum (KIEZ) Güntersberge	Kinder- und Erholungszentrum e. V. Güntersberge	0329603K	01.07.1999–31.12.2001
Solaranlage Wohngebäude Grädestraße, Berlin-Tempelhof	GHG Wohnen GmbH, Berlin	0329603L	01.06.1999–30.09.2003
Solaranlage Berliner Stadtreinigung, Betriebshof Marzahn	Berliner Stadtreinigungsbetriebe	0329603M	01.09.1999–31.08.2004
Solaranlage Klinikneubau Universität Rostock	Universität Rostock	0329603N	01.03.2000–31.12.2007
Solare Nahwärmeversorgung Cohnsches Viertel, Henningsdorf	Stadtwerke Henningsdorf GmbH	0329603P	August 2007
Solaranlage Ruppiner Kliniken Neuruppin	Ruppiner Kliniken GmbH	0329603Q	01.09.2000–30.04.2002

Projekt	Durchführende Institution	Förder-kenn-zeichen	Laufzeit / Erscheinungs-datum Bericht
Solaranlage Wohngebäude Kugelberg Weißenfels	WVV Wohnungsbau-Wohnungsverwaltung Weißenfels GmbH	0329603R	01.11.2000–30.06.2004
Solaranlage Wohngebäude Lungwitzerstraße, Glauchau	Stadtbau- und Wohnungsverwaltungs GmbH Glauchau	0329603S	01.01.2001–30.09.2008
Solaranlage Seniorenheim »Am Stadtwald«, Stralsund	Wohlfahrtseinrichtungen der Hansestadt Stralsund	0329603T	Dez. 2010
Solaranlage Geipeltbad Pirna	Stadtwerke Pirna GmbH	0329603U	01.08.2001–31.05.2005
Solaranlage Wohngebäude Warschauerstraße, Weimar	Weimarer Wohnstätte GmbH	0329603W	01.09.2001–31.08.2004
Solaranlage Wohngebäude Eiselstraße, Gera	Wohnungsgenossenschaft »Aufbau« Gera e. G.	0329603X	01.03.2002–31.07.2006
Solaranlage Sportgymnasium Oberhof	Staatsbauamt Erfurt	0329603Y	01.02.2002–31.07.2008
Solaranlage Wohngebäude und KITA Wismar	Stadtwerke Wismar GmbH	0329603Z	01.09.2002–30.11.2003
Solare Brauchwasserwärmungs-anlage für das Niedrigenergie-Mehrfamilienwohnhaus Baum-gartner-/Ganghoferstraße, München	GWG Städtische Wohnungs-gesellschaft München mbH	0329652A	Nov. 2003
Solaranlage in der Jugendherber-ge Saarbrücken	ZfS Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden	0329652B	Dez. 2003
Solaranlage im Städtischen Klinikum Solingen	ZfS Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden	0329652C	Dez. 2003
Solaranlage Krankenhaus Burg-lengenfeld	Gemeinnützige Krankenhausge-sellschaft des Landkreises Schwandorf mbH	0329652D	Juni 2002
Solaranlage im Altenheim Hans-Sieber-Haus Manzostraße in München	ZfS Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden	0329652E	Dez. 2006
Solarunterstützte Nahwärmever-sorgung Neubaugebiet »Burg-holzdorf«, Stuttgart	Neckarwerke Stuttgart AG	0329652F	Juli 2007
Solaranlage Klinikum Kalkweg, Duisburg	Klinikum Duisburg GmbH	0329652L	01.05.1999–31.07.2002
Solarunterstützte Nahwärmever-sorgung Badener Hof, Heilbronn	Stadtwerke Heilbronn	0329652M	Aug. 2006

Projekt	Durchführende Institution	Förder-kenn-zeichen	Laufzeit / Erscheinungs-datum Bericht
Solare Nahwärmeversorgung Konversionsgebiet »Ehemalige Kaserne Normand«, Speyer	GEWO Gemeinnützige Wohnungsbau- und Siedlungs-GmbH, Speyer	0329652Q	Dez. 2009
Solare Nahwärmeversorgung Neubaugebiet »Kohlstädtter Hardt«, Freudenstadt	Stadtwerke Freudenstadt GmbH & Co. KG	0329652R	01.04.2002–31.08.2003
Solaranlage in den Wohnhochhäusern Peter-Fischer-Allee (ehemals Windhorstraße), Frankfurt	ZfS Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden	0329652S	Apr. 2010
Reha-Klinik Bad Frankenhaus	Deutsche Rentenversicherung Bund, Berlin	0329604A	01.09.2002–31.12.2006

13.2 Forschungsvorhaben im Rahmen des Förderprogrammes Solarthermie-2000, TP 3 »Solar unterstützte Nahwärme« und Solarthermie2000plus

Projekt	Durchführende Institution	Förder-kenn-zeichen	Laufzeit / Erscheinungs-datum Bericht
Solarthermie-2000, TP 3 und Solarthermie2000plus, Wiss.-techn. Begleitforschung			
Solaranlagen im Südwesten Deutschlands	Hochschule Offenburg	0329601P	01.08.2006–31.03.2012
Messprogramm zu Solarthermie-2000 und Solarthermie-2000plus	ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden	0329601Q	2011
Solaranlagen im Freistaat Thüringen (Projektphase 4)	Technische Universität Ilmenau	0329601R	01.09.2007–30.06.2012
Anwendungsorientierte Grundlagenuntersuchungen zur Monitoring-Messtechnik	Technische Universität Chemnitz	0329601S	01.04.2008–31.03.2013
Solarunterstützte Nahwärmeversorgung, Begleitforschung: Heißwasser-Wärmespeicher aus Hochleistungsbeton	Universität Stuttgart	0329606J	2000
Solarunterstützte Nahwärmeversorgung: Begleitforschung und wissenschaftlich-technische Programmbegleitung	Universität Stuttgart	0329606S	2003

Projekt	Durchführende Institution	Förder-kenn-zeichen	Laufzeit / Erscheinungs-datum Bericht
Wissenschaftlich-technische Begleitung des Förderprogramms im Schwerpunkt solar unterstützte Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher	Steinbeis-Stiftung für Wirtschaftsförderung, Stuttgart	0329607F	2005
Solarunterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeichern – Wissenschaftliche Begleitung und Messprogramm	Universität Stuttgart	0329607J	2008
Wissenschaftliche Begleitung und Sonderuntersuchungen der solar unterstützten NahwärmeverSORGUNG Hamburg-Bramfeld, Hannover-Kronsberg und Steinfurt-Borghorst	Technische Universität Braunschweig	0329607K, Q	01.09.2008–31.12.2012
Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung solare Nahwärme und Langzeit-Wärme-speicher	Steinbeis-Stiftung für Wirtschaftsförderung, Stuttgart	0329607L	2008
Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung	Steinbeis Innovation gGmbH, Stuttgart	0329607N	2012
Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung solare Nahwärme und Langzeit-Wärme-speicherung	Universität Stuttgart	0329607P	01.08.2008–30.09.2012
Solarthermie-2000, TP 3 und Solarthermie2000plus, Demonstrationsanlagen			
Solaranlage mit Mehrtagesspeicher NahwärmeverSORGUNG Baugebiet »Am Alten Schlachthof« in Speyer	Stadtwerke Speyer GmbH	0329604B	2009
CO ₂ -neutrale NahwärmeverSORGUNG mit Solaranlage im Baugebiet »Hülbens« in Holzgerlingen	Immo Therm GmbH, Tübingen	0329604C	01.10.2004–30.09.2007
Solaranlage Nationalpark Jugendherberge Harsberg	Deutsches Jugendherbergswerk LV Thüringen, Weimar	0329604D	01.09.2005–30.08.2008
CO ₂ -neutrale Wärmeversorgung Magdeburger Straße 2 und 4 in Hannover	GBH Mieterservice Vahrenheide GmbH, Hannover	0329604E	01.09.2005–30.06.2008
CO ₂ -neutrale Wärmeversorgung Wiershäuser Weg 25–41 in Hann. Münden	Gemeinnütziger Bauverein in Münden eG, Hann. Münden	0329604F	01.09.2006–31.08.2010

Projekt	Durchführende Institution	Förderkennzeichen	Laufzeit / Erscheinungsdatum Bericht
Solare Nahwärme Neubau von Stadtvillen, Siegfried-Czapski-Straße, Jena	Heimstätten Genossenschaft Jena eG	0329604G	01.07.2007–30.06.2010
Thermische Solaranlage, Gorch-Fock-Weg, Norderney	Wirtschaftsbetriebe Norderney	0329604H	01.02.2007–30.11.2008
Solare NahwärmeverSORGUNG Seniorenhof Ilmenau/Sophienhütte, Ilmenau	WohnungsbauenGenossenschaft Ilmenau/Thüringen eG	0329604J	01.04.2008–30.08.2011
Solares Nahwärmesystem zur WärmeverSORGUNG und Klimatisierung Industriedenkmal ehemalige Schultheiss-Brauerei Dessau	Brauhaus-Verein e. V., Dessau-Roßlau	0329604K	01.06.2008–29.02.2012
Solare Nahwärme – Pilotprojekt Saisonaler Wärmespeicher Friedrichshafen-Wiggenhausen	Stadtwerk am See GmbH & Co. KG, Überlingen	0329606A	1999
Solare Nahwärme – Demonstrationsprojekt Hamburg-Bramfeld	E.ON Hanse Wärme GmbH, Hamburg	0329606B	01.06.1994–31.12.1998
Solar unterstützte NahwärmeverSORGUNG mit und ohne Langzeit-Wärmespeicherung	Universität Stuttgart. Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik	0329606C	1998
Solare Nahwärme – Pilotprojekt Schwäbisch Gmünd	Stadt Schwäbisch Gmünd	0329606D	1997
Solare Nahwärme Chemnitz Messprogramm und Begleitforschung	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Stuttgart	0329606F	2001
Solar unterstützte NahwärmeverSORGUNG im Gewerbe- und Technologiepark Solaris in Chemnitz	Solaris Verwaltungs GmbH; IN-Bau GmbH, Niederlassung Chemnitz	0329606G, O; P	2003
Solare Nahwärme – Solar-Campus Jülich	Stadtwerke Jülich GmbH	0329606H	01.12.1995–31.03.1996
Solare Nahwärme Neckarsulm-Amorbach II, Phase 1	Stadtwerke Neckarsulm	0329606K	01.09.1996–31.12.1999
Solaranlage mit Langzeitwärmespeicherung Schulzentrum Eggenstein-Leopoldshafen	Gemeinde Eggenstein-Leopoldshafen	0329606M	01.09.2005–31.03.2009
Solarunterstützte NahwärmeverSORGUNG Pilotanlage Chemnitz – Begleitforschung	Technische Universität Chemnitz	0329606O	2003

Forschungsvorhaben im Rahmen des Förderprogrammes Solarthermie-2000

Projekt	Durchführende Institution	Förder-kenn-zeichen	Laufzeit / Erscheinungs-datum Bericht
Solare Nahwärme Begleitforschung: Durchführung eines Messprogramms an dem 300 m ³ Pilotspeicher	Technische Universität Ilmenau	0329606Q	2008
Solare Nahwärme Begleitforschung: Entwicklung eines neuen Fertigungsverfahrens für saisonale Wärmespeicher aus GFK	Verbundwerkstoff- und Kunststoffanwendungstechnik GmbH, Schönbrunn	0329606R	01.04.1998–31.03.2002
Solare Nahwärme – Projekt Rostock-Brinkmannshöhe	Wiro Wohnen in Wohnungsellschaft mbH, Rostock	0329606T	2001
Solare Nahwärme Begleitforschung: Heißwasserspeicher aus HLB	Universität Rostock	0329606V	2004
Latentwärmespeicher aus diffusionsdichtem Hochleistungsbeton für die solare Nahwärmeversorgung Solar City Hannover	AVACON AG, Sarstedt	0329606X	2003
Solare Nahwärme mit Erdsonden-speicher, Phase 1, Ausbaustufe 2	Stadtwerke Neckarsulm	0329607A	2005
IEA SHC Task 30 »Solar City«	TU Braunschweig Institut für Gebäude- und Solartechnik (IGS)	0329607B	2002
Solare Nahwärmeversorgung im Neubaugebiet Ackermannbogen in München	Landeshauptstadt München	0329607C	01.05.2002–31.03.2010
Solare Nahwärme Begleitforschung Pilotvorhaben Attenkirchen	Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung (ZAE Bayern), Würzburg	0329607D	01.08.2001–30.06.2005
Weiterentwicklung der Erdbecken-Wärmespeichertechnologie	Universität Stuttgart. Institut für Thermodynamik	0329607E	2007
Solare Nahwärmeversorgung Ackermannbogen München	Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung (ZAE Bayern), Würzburg	0329607G	Okt. 2010
Solarunterstützte Nahwärmeversorgung Crailsheim-Hirtenwiesen II	Stadtwerke Crailsheim GmbH	0329607H	[2012]

14 Weiterführende Literatur

Dieses Literaturverzeichnis weist auf deutschsprachige Publikationen hin, die im Buchhandel oder bei den angegebenen Bezugsadressen erhältlich sind. Die Titel können auch in öffentlichen Bibliotheken, Fach- und Universitätsbibliotheken ausgeliehen werden. Das Verzeichnis ist alphabetisch nach Autoren oder Herausgebern sortiert.

14.1 Literatur

Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. Landesverband Berlin-Brandenburg (Hrsg.):

Solarthermische Anlagen. Leitfaden für das SHK-, Elektro- und Dachdeckerhandwerk, Fachplaner, Architekten, Bauherren und Weiterbildungsinstitutionen.

2012. 9., überarb. Aufl., getr. Zählung, 89,00 Euro

Vertrieb: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. Landesverband Berlin-Brandenburg, Wrangelstraße 100, 10997 Berlin, Tel.: 030 29381260, Fax: 030 29381261, dgs@dgs-berlin.de, <http://www.dgs-berlin.de/lfst.0.html>

Der Leitfaden ist ein Nachschlagewerk und Kompendium für die am Bau von solarthermischen Anlagen beteiligten Gewerke (SHK-, Elektro- und Dachdeckerhandwerk) und die planenden Firmen (Architektur- und Ingenieurbüros). Ziel des Leitfadens ist es, Grundlagen und Praxis der Solarthermie zu vermitteln sowie Hilfestellung zur Planung, zum Bau, zur Installation, zu Wartung und Service sowie zur Vermarktung von solarthermischen Anlagen zu geben. In Kapitel 7 wird die solare Kühlung dargestellt.

Hauer, A.; Hiebler, S.; Reuß, M.:

Wärmespeicher.

FIZ Karlsruhe. BINE-Informationsdienst, Bonn (Hrsg.)

Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag, 2013. 5., vollst. überarb. Aufl., 160 S., ISBN 978-3-8167-8366-4 (Print); ISBN 978-3-8167-8751-8 (E-Book), 29,80 Euro (Print), 23,80 Euro (E-Book)

BINE-Fachbuch

Wärmespeicher ermöglichen es, das Wärmeangebot im Zeitverlauf und in der Leistung dem Bedarf anzupassen. Erst durch effiziente Wärmespeicher lassen sich Abwärme oder solare Wärme wirtschaftlich nutzen. Das BINE-Fachbuch stellt die verschiedenen Speichertechnologien vor und bietet Planern, Beratern und der Immobilienwirtschaft einen Überblick über unterschiedliche Speichermedien, -größen und -typen, Langzeit- und Hochtemperaturspeicher und die Wirtschaftlichkeit.

Schwerpunkte: Zahlreiche Praxisbeispiele; moderne Latentspeicher; Speichermanagement.

Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e. V. (OTTI), Regensburg (Hrsg.):

Thermische Solarenergie. 22. Symposium. Bad Staffelstein, 09.-11. Mai 2012. Tagungsband.

2012. 314 S. + USB-Stick, ISBN 978-3-941785-89-2, 150,00 Euro

Vertrieb: Energiefachbuchhandel Dr. Peter Wichmann, Ahornweg 9, 95502 Himmelkron, www.energiefachbuchhandel.de

Der Tagungsband enthält alle Vorträge und Posterbeiträge. Zum Thema »Innovative Konzepte für Wärmespeicher« gibt es mehrere Vorträge, ebenso zur Brauchwassererwärmung im Geschosswohnungsbau.

Remmers, K.-H.:

Große Solaranlagen. Einstieg in Planung und Praxis.

Berlin: Beuth Verlag, 2001. 461 S., ISBN 978-3-410-17991-7

Das Buch beschreibt umfassend den gesamten Bereich der Wärmegewinnung mittels Solaranlagen für komplexere Anlagen ab ca. 20m². Es geht auf einzelne Komponenten, Kostenschätzungen sowie Montage- und Betriebshinweise ein. Die einzelnen Kapitel sind mit vielen nützlichen und interessanten Daten und Diagrammen unterlegt. Es richtet sich an planende Ingenieure und Architekten, Solarteure sowie in der TGA-Branche tätige Personen. Aufgrund der sehr gelungenen anschaulichkeit mag es auch vielen Studierenden eine Hilfe zum Verständnis komplexer Vorgänge bei Solaranlagen sein.

Russ, C. (Red.); Heidler, K. (Red.):

Statusseminar Thermische Energiespeicherung – mehr Energieeffizienz zum Heizen und Kühlen. Freiburg, 02.–03. Nov. 2006. Tagungsband.

Forschungszentrum Jülich GmbH. Projekträger Jülich (PTJ) (Hrsg.); Fraunhofer Solar Building Innovation Center (SOBIC) (Hrsg.); Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin (Hrsg.); Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Bonn (Hrsg)

Nov. 2006. 297 S. + CD-ROM

Anmerkung: Der Bericht ist vergriffen und nur noch in Bibliotheken ausleihbar.

Verein Deutscher Ingenieure (VDI) – Gesellschaft Energietechnik, Düsseldorf (Hrsg.):

Solarthermie 2011. Heizen und Kühlen mit der Sonne. Ludwigsburg, 27.–28. Sept. 2011.

Düsseldorf: VDI-Verlag, 2011. 200 S., ISBN 978-3-092152-2, 61,00 Euro

VDI-Berichte. 2152

Vertrieb: VDI-Verlag, VDI-Platz 1, 40468 Düsseldorf

www.vdi-nachrichten.com/onlineshops/literatur.asp#schriftenreihen

Der Tagungsband enthält Beiträge u. a. zu folgenden Themen: Planungshilfen für Solaranlagen auf großen Gebäuden; größere Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung – Überarbeitung der VDI 6002 Blatt 1; Planung und Dimensionierung von Solaranlagen zur Heizungsunterstützung auf Mehrfamilienhäusern – Planungshinweise, Anlagenkomponenten und Referenzanlagen; Erfahrung aus der Planung großer solarthermischer Anlagen; Langzeitüberwachung für Großanlagen – Datenbank, Algorithmen und Simulation.

14.2 Sonstige, von den Autoren empfohlene Literatur und Internet-Links

Mangold, D.; Kuhlmann, C.: Solaranlagen auf Mehrfamiliengebäuden – ein neuer Markt entsteht! In: 20. Symposium Thermische Solarenergie. Bad Staffelstein, 05.–07. Mai 2010. Tagungsband. Ostbayerisches Technologie Transfer-Institut (OTTI) e. V., Regensburg (Hrsg.). 2010

Mangold, D.; Schmidt, T.: The next Generations of Seasonal Thermal Energy Storage in Germany. In: 4th European Solar Thermal Energy Conference. Estec 2009. Munich, 25.–26. May 2009. European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF), Bruxelles (Belgium) (Ed.)
www.estec2009.org/proceedings.asp

Riegger, M.: Hochtemperatur-Wärmespeicherung im Untergrund – Die solar unterstützte NahwärmeverSORGUNG Hirtenwiesen II in Crailsheim. In: Geothermische Energie. Jg. 17 (2008), H. 60, S. 25–28, Jg. 18 (2009), H. 61, S. 24–27

Schmidt, T.; Mangold, D.: Status of Solar Thermal Seasonal Storage in Germany. In: Effstock 2009 – 11th international Conference on thermal energy storages. Stockholm (Sweden), 14th–17th June 2009

Schmidt, T.; Mangold, D.: Der Multifunktions-Wärmespeicher in Hamburg-Bramfeld – innovative Erweiterung der ältesten deutschen Solarsiedlung. In: 20. Symposium Thermische Solarenergie. Bad Staffelstein, 05.–07. Mai 2010. Tagungsband. Ostbayerisches Technologie Transfer-Institut (OTTI) e. V., Regensburg (Hrsg.). 2010

Summer heat for the winter. In: New Energy (2010) H. 6, S. 54–61

Solar- und Nahwärme – kein Gegensatz per se. In: Solarthemen (2010), H. 319, S. 8–9

Die Sonne im Netz. In: Sonne Wind & Wärme (2009), H. 15, S. 48–51

Neuer Speicher für solare Fernwärme in Hamburg. In: Sonne Wind & Wärme (2010), H. 9, S. 35

Das Netz solarisieren. In: Sonne Wind & Wärme (2010), H. 15, S. 36–40

www.saisonalspeicher.de

www.solar-district-heating.eu

www.solarwaerme-info.de

www.urbansolplus.de

14.3 BINE Informationsdienst

BINE Informationsdienst berichtet über Themen der Energieforschung: Dabei geht es um neue Materialien, Systeme und Komponenten, um innovative Konzepte und Methoden. Die drei Broschürenreihen mit Ergebnissen und Erfahrungen aus Forschungsprojekten (Projektinfo, Themeninfo und basisEnergie) richten sich an potenzielle Anwender, also an Entwickler, Planer, Berater, Investoren, Energieversorger und Nutzer.

Zum Thema »Solare Wärmekonzepte« sind folgende Titel erschienen, die kostenfrei angefordert werden können und auch als Download unter www.bine.info zur Verfügung stehen.

- Mit Sommersonne gegen Winterkälte (BINE-Projektinfo 02/2011)
- Mit solarer Wärme Bier brauen (BINE-Projektinfo13/2010)
- Nahwärme solar nachrüsten (BINE-Projektinfo 12/2009)
- Thermische Solaranlagen – Studentenwohnheime (BINE-Projektinfo 06/2008)
- Regenerative Wärme für Wohnsiedlungen (BINE-Projektinfo 03/2008)
- Thermische Solaranlage Rehaklinik (BINE-Projektinfo 11/2007)
- Solare Nahwärme Neubausiedlung Speyer (BINE-Projektinfo 11/2006)
- Große Solaranlagen in der Gebäudesanierung (BINE-Projektinfo 02/2006)
- Solare Nahwärme in neuen Wohnsiedlungen (BINE-Projektinfo 01/2005)
- Große Solarwärmeanlagen für Gebäude (Themen Info I/2008)

Über aktuelle Förderprogramme zu allen neuen Energietechniken informiert der »Förderkompass Energie – eine BINE Datenbank«.

Für Anfragen von Privatpersonen bietet der BINE Informationsdienst die Informationen zu Förderprogrammen auch auf dem Webportal www.energiefoerderung.info an.

15 Autoren

**Elmar Bollin**

ist seit 1993 Professor an der Hochschule Offenburg. Er lehrt im Bereich Solar-technik und Automation. Mit seiner Forschungsgruppe *net* war er von 1999–2011 mit Großanlagen im Rahmen des Vorhabens Solarthermie2000plus mit der wissenschaftlich-technischen Begleitung von solarthermischen Großanlagen befasst. Heute leitet er das Forschungsinstitut für Energiesystemtechnik *INES* an der Hochschule Offenburg, das sich mit Fragen der nachhaltigen Energiebereitstellung und -nutzung befasst.

**Klaus Huber**

absolvierte in den Jahren 1998–2004 das Studium der Verfahrens- und Umwelttechnik an der Fachhochschule Offenburg. Seit 2005 ist er Mitarbeiter der Forschungsgruppe *net* der Hochschule Offenburg, u.a. im Projekt Solarthermie2000plus.

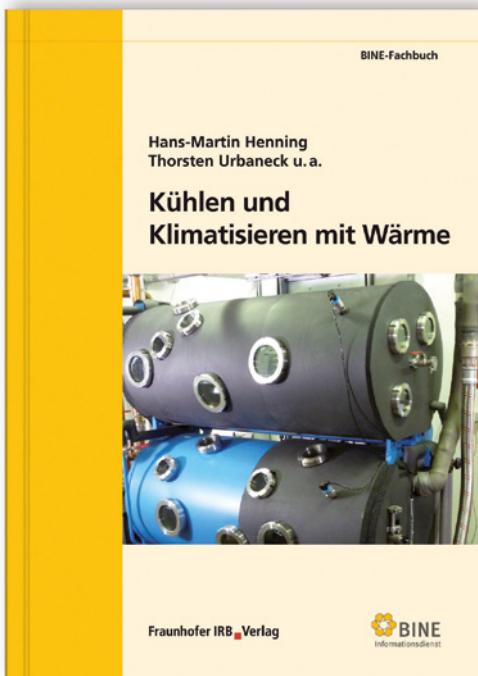
**Dirk Mangold**

ist seit 2005 Institutsleiter von Solites, dem Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme im Unternehmensverbund der Steinbeis-Stiftung mit Sitz in Stuttgart (www.solites.de). Ihm oblag die wissenschaftliche Programmleitung für solare Nahwärme und saisonale Wärmespeicher des bundesweiten Förderprogramms Solarthermie2000plus. Er ist Leiter des bundesdeutschen Arbeitskreises Langzeit-Wärmespeicher, Mitglied des Steuerungskreises der Deutschen Solarthermie-Technologieplattform und mehrerer nationaler und internationaler Expertengremien. Zudem ist er Lehrbeauftragter für solares Bauen an der Fakultät für Architektur und Stadtplanung der Universität Stuttgart.

**Reiner Croy** (Fachlicher Berater)

Als studierter Maschinenbauingenieur arbeitete Reiner Croy von 1985–2011 bei der ZfS – Rationale Energietechnik GmbH, einem aus der Zentralstelle für Solartechnik in der Gesellschaft zur Förderung der Heizungs- und Klimatechnik mbH (GFHK) entstandenen Unternehmen im Bereich solarthermischer Projekte. Die ZfS betreute im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitforschung sowie der Messprogramme zahlreiche Forschungsprojekte der Förderprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus.

Kühlen und Klimatisieren mit Wärme



Überblick der Systeme
Wärmequellen
Systemauslegung
Wirtschaftlichkeit
Beispielanlagen

H.-M. Henning, A. Morgenstern, T. Nuñez, u.a.
Stand 2009 (unveränd. Nachdruck 2012),
160 Seiten, 141 Abbildungen, Kartoniert
ISBN 978-3-8167-8324-4
E-Book: ISBN 978-3-8167-8703-7
BuchPlus: ISBN 978-3-8167-8914-7

Kältemaschinen auf Basis von Niedertemperaturwärme können Büro- und andere gewerbliche Gebäude kühlen oder klimatisieren. Sie stellen damit eine energieeffiziente Alternative zu elektrisch betriebenen Kompressionskältemaschinen dar.

Das BINE-Fachbuch stellt neue Verfahren vor, die Abwärme, Überschusswärme oder Sonnenenergie nutzen. Neben den geschlossenen Systemen wie Ad- und Absorptionskältemaschinen werden auch die offenen Kühl- und Entfeuchtungsverfahren thematisiert. Praxisbeispiele demonstrieren das Einsatzspektrum bis hin zu großen Fernkältenetzen.

Fraunhofer IRB Verlag

Der Fachverlag zum Planen und Bauen

Nobelstraße 12 · 70569 Stuttgart · Tel. 0711 9 70-25 00 · Fax -25 08 · irb@irb.fraunhofer.de · www.baufachinformation.de



Elmar Böllin | Klaus Huber | Dirk Mangold

Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen

In Mehrfamilienhäusern oder Siedlungen ist durch viele Verbraucher mit unterschiedlichen Lebensgewohnheiten die Wärmennachfrage gleichmäßiger als in Einfamilienhäusern. Einer solaren Wärmeversorgung kommt das sehr entgegen. Außerdem sinken bei Großanlagen die spezifischen Kosten. Kenntnisreich geben die Autoren einen Überblick über Anlagentechnik, System- und Komponentenauslegung, Wirtschaftlichkeit und die Effizienz ausgewählter Pilotanwendungen großer Solaranlagen und solar unterstützter Nahwärmesysteme. In kompakter Form werden die langjährigen Erfahrungen der Förderprogramme »Solarthermie-2000« und »Solarthermie2000plus« aufgearbeitet, die die Technologieentwicklung seit 1993 maßgeblich beeinflusst haben.

Das BINE-Fachbuch richtet sich an Planer, Architekten, die Wohnungswirtschaft, kommunal Verantwortliche und Studierende.

Prof. Elmar Böllin und Klaus Huber, Lehrstuhl für Gebäudeautomation, Haustechnik und Solartechnik an der FH Offenburg, sind die Autoren des ersten Teils, der sich mit »Solaranlagen in großen Gebäuden« befasst – unter fachlicher Beratung von Reiner Croy, ehemals Zfs – Rationelle Energietechnik GmbH, die im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitforschung sowie der Messprogramme zahlreiche Projekte der Förderprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus betreute. Der zweite Teil »Solar unterstützte Nahwärme und saisonale Wärmespeicher« stammt von Dirk Mangold, Institutsleiter von Solites. Ihm oblag die wissenschaftliche Programmleitung für solare Nahwärme und saisonale Wärmespeicher des bundesweiten Förderprogramms Solarthermie2000 plus.

ISBN 978-3-8167-8752-5



9 783816 787525