

Fotos auf dieser Seite: STZ-EGS



Abb. 1: Vorprojekt Ravensburg 1 (1993) – Montage des Kollektorfeldes



Abb. 2: Erste große deutsche Solarsiedlung Hamburg-Bramfeld (1995)

Solar unterstützte Nahwärmeversorgung in Deutschland – Status, Projekte, Perspektiven

Von der Utopie zur Realisierung

Ende 1996 gingen in Hamburg und Friedrichshafen die ersten solaren Großanlagen mit Langzeit-Wärmespeicher in Deutschland in Betrieb. Damit wurde ein Ziel erreicht, das über viele Jahre hinweg utopisch erschienen war – mit der Sonnenwärme aus dem Sommer im Winter die Häuser zu beheizen. Im Rahmen dieses Übersichtsartikels soll der Stand der Technologie dargestellt und die zukünftigen Möglichkeiten aufgezeigt werden. Die einzelnen Projekte und die Erfahrungen beim Bau und Betrieb werden in den folgenden Artikeln beschrieben.

Auf dem Weg von der Utopie zur Realisierung haben eine Reihe von Faktoren eine entscheidende Rolle gespielt:

- Die Entwicklung der Kolleorteknik zu Großmodulen, die in großen Feldern rationell und mit minimalem Verrohrungsaufwand zusammengeschaltet werden können. Bei Flächen über 200 m² können heute Kollektorfeldkosten von 400 bis 500 DM/m² inklusive Montage und Verrohrung bis zum Rand des Feldes erreicht werden. Die neuen Solardachkonzepte ermöglichen eine weiter verbesserte Integration und noch niedrigere Kosten.
- Die Entwicklung von Konzepten für kostengünstige Langzeit-Wärmespeicher und ihre erfolgreiche Erprobung. Im Vergleich zu den ersten Machbarkeitsstudien Mitte der achtziger Jahre (Projektstudien Mannheim und Wolfsburg) konnten die Kosten für Heißwasser-Erdbeckenspeicher um einen Faktor drei gesenkt werden. Eine Weiterentwicklung dieses Speichertyps ohne Edelstahlauskleidung verspricht eine weitere Senkung der Kosten um 20 %.
- Die Verbesserung des Wärmeschutzes von Neubauten (25 % unter den Grenzwerten der WSV095) hat dazu geführt, daß heute nur noch etwa 10 m² Kollektorfläche notwendig sind, um 50 % des Wärmebedarfs für Heizung und Warmwasser einer Wohnung zu decken. Selbst bei einem viergeschossigen Mehrfamilienhaus bedeutet dies, daß gerade noch die Hälfte der Dachfläche belegt werden muß.

- Durch eine intensive und freundschaftliche Zusammenarbeit mit Kollegen aus Schweden und Dänemark konnte das dort vorhandene Know-how genutzt und die Technik mit entsprechenden Modifikationen in Deutschland in wenigen Jahren auf den heutigen Stand gebracht werden.
- Schließlich hat die hervorragende Zusammenarbeit zwischen Betreibern, kommunalen Entscheidungsträgern und Institutionen, Architekten und Fachplanern, Bauträgern und eine kluge Förderpolitik des BMBF im Rahmen des Schwerpunktprogramms „Solarthermie 2000“ die erfolgreiche Umsetzung der Konzepte und Ideen in funktionierende Projekte erst möglich gemacht.

Durch das Zusammenwirken dieser Personen und Faktoren konnte das Ziel erreicht und damit die Tür zum „Heizen mit der Sonne“ im nächsten Jahrhundert aufgestoßen werden.

Kolleorteknik – Vom Modul zum Kollektordach

Als die ersten Vorprojekte zur solaren Nahwärmeversorgung vor fünf Jahren in Ravensburg gebaut wurden, waren auf dem Markt nur Modulkollektoren mit den entsprechenden Eindeckrahmen für die Dachintegration verfügbar. Für das erste Projekt eines Kollektordaches mit mehr als 100 m² Kollektorfläche in Ravensburg modifizierte die Firma *Wagner* ihr Selbstbausystem entsprechend und baute den Kollektor vor Ort zusammen (vgl. Abb. 1).

Für die zweite Anlage in Ravensburg wurden die vorhandenen Großkollektoren so modifiziert, daß über zwei übereinander angeordnete Kollektorreihen eine gemeinsame dichte Ebene aus Glasscheiben mit entsprechenden Verbindungsprofilen montiert werden konnte. Dadurch konnten Zwischenbleche entfallen. Die Kollektoranlage des Projekts in Hamburg-Bramfeld wurde von der Firma *Wagner* nach einem ähnlichen System aufgebaut (Abb. 2).

Ein weiteres System für die Kombination von großen Kollektormodulen hat die Firma *Paradigma* zum ersten Mal 1993 in Neckarsulm angeboten und installiert (Abb. 3). Die Kollektoren werden übereinander mit minimalem Abstand angeordnet, so daß die Fugen durch eine überlappende Gummidichtung abgedeckt werden. Die Durchströmung erfolgt in einer Reihe von oben nach unten und in der daneben liegenden von unten nach oben, wobei bis zu acht Kollektoren (ca. 65 m²) ohne ein Stück zusätzliches Rohr in Serie geschaltet werden können (Abb. 4).

Die vertikalen Fugen werden breiter ausgeführt, so daß unter dem Abdeckprofil auch Rohrleitungen geführt werden können, falls mehr als vier Kollektorreihen übereinander angeordnet werden müssen. Dieses System wurde auch auf einem Gebäude in Friedrichshafen installiert. Es stellt in diesem Projekt sicherlich die gelungenste Integration in die Architektur dar (Abb. 5).

Außerdem wird es in dem Projekt Brenzstraße in Stuttgart (1.000 m² Kollektorfläche für ca. 500 Wohneinheiten) auf zwei Dächern mit einer Fläche von 400 m² installiert. Die Kosten für dieses System betragen ca. 450 DM/m² inklusive Montage und Verrohrung auf dem Dach (vgl. Tab. 1).

Ein weiteres interessantes System für große dachintegrierte Kollektorfelder

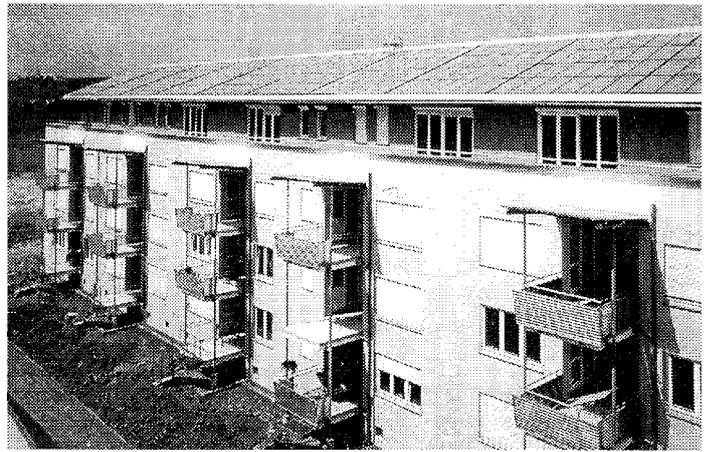
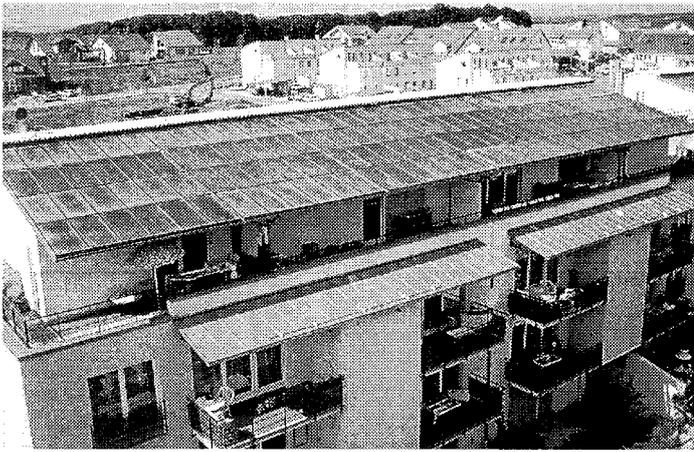


Abb. 3: Dachintegrierte Kollektorflächen im Projekt Neckarsulm Amorbach 1 (1993/94)

Abb. 5: Kollektorfelder auf dem Block 4 in Friedrichshafen (1996) – Fotos: pro av, Th. Kübler

wird die Firma Solar Diamant im Projekt Burgholzhof in Stuttgart installieren. Der Kollektor ist aufgebaut wie eine Verbundglasscheibe, wobei die eine Scheibe durch den Solarabsorber ersetzt wird. Um die Wärmeverluste gering zu halten, wird der Zwischenraum zwischen Absorber und Abdeckglas mit Edelgas gefüllt. Die einzelnen Kollektormodule werden durch Glashaltpprofile aus dem Glasdach- bzw. Wintergartenbau gehalten und gegeneinander abgedichtet. Der angebotene Preis liegt noch unter dem angegebenen Richtpreis von 450 DM/m².

Sehr günstige Kollektorfeldkosten von ca. 350 DM/m² lassen sich mit Großkollektoren erreichen, die auf Stahlgerüsten installiert werden. Nimmt man allerdings die notwendigen Unterkonstruktionen hinzu, ist diese Variante trotz der günstigen Kosten für Kollektor und Montage mit etwa 500 DM/m² am teuersten. Daher sollte auch aus Kostengründen immer die dachintegrierte Variante gewählt werden.

In Neckarsulm wurde bei der neu erbauten Sporthalle die außenliegende Tragkonstruktion so gestaltet, daß die Kollektoren darauf optimal montiert werden konnten (Abb. 6). In diesem Fall sind die Mehrkosten für die Unterkonstruktion gering, gleichzeitig gelang eine gute Integration in die Architektur.

Von zwei Herstellern werden inzwischen auch komplette Kollektordächer angeboten, die in einem Bauteil Dachsparren, Wärmedämmung, Solarkollektor und Dachdichtung vereinigen. Dieses

Konzept ist ideal für große zusammenhängende Dachflächen, da es als ein Bauteil aus einer Hand viele Schnittstellenprobleme vermeidet und außerdem optimal in die Architektur integriert werden kann (vgl. Abb. 7). Es spart außerdem sehr viel Montagezeit. Ein komplettes Dach mit etwa 200 m² wird an einem Tag montiert. Ein weiterer Tag wird für die Anschlüsse benötigt.

Die Kosten für ein fertiges Dachelement betragen ca. 600 DM/m². Davon können rund 180 DM/m² für das eingesparrte Dach gutgeschrieben werden, so daß die Kosten für den Kollektor nur noch ca. 420 DM/m² betragen – selbst bei den bisher installierten relativ kleinen Flächen.

Das Solardach beider Hersteller wird auch in einer „Lightversion“ geliefert, d. h. ohne die tragfähigen Dachsparren.

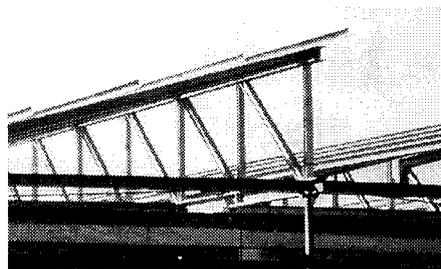


Abb. 6: Kollektoranlage auf der Sporthalle in Neckarsulm Amorbach 2 (1997)

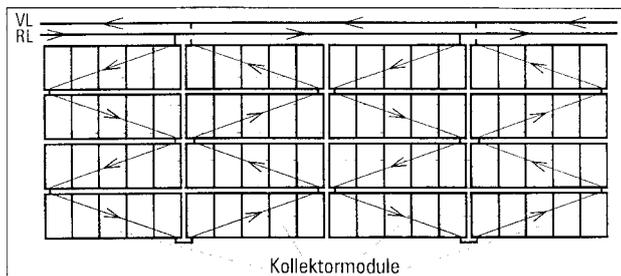


Abb. 4: Verschaltung und Durchströmung der Kollektorflächen im Projekt Neckarsulm Amorbach 1 (Fa. Paradigma)

Es kann dann auf einem bereits vorhandenen Unterdach aufgesetzt werden. In diesem Fall sind jedoch keine Kostenvorteile mehr vorhanden, da der prinzipielle Aufbau nicht einfacher ist und nur die Sparren selbst entfallen bzw. verkleinert werden. Dieses System wurde auf der Grundschule in Neckarsulm Amorbach installiert (Abb. 8).

Langzeit-Wärmespeicher – Der entscheidende Baustein

Der Langzeit-Wärmespeicher macht die Speicherung der Sonnenwärme aus dem Sommer bis in den Winter möglich. Ohne ihn kann man einen Deckungsanteil von über 50 % am Gesamtwärmeverbrauch eines Hauses mit vertretbarem Aufwand nicht erreichen. Da jeder Kubikmeter Speichervolumen nur ein- bis zweimal pro Jahr genutzt wird, werden zwischen 1,5 (Hamburg) und 2 m³ Wasser (Friedrichshafen) pro m² Kollektorfläche für die Speicherung benötigt. Die Speicher nehmen daher viel Raum in Anspruch und müssen kostengünstig hergestellt werden können. Die folgenden Kriterien bestimmen die Wahl des Speicherkonzepts:

- Die **Wärmeverluste** nehmen mit zunehmender Größe des Speichers ab.

Kollektorsystem/Hersteller	Projekt	Fläche [m ²]	Kosten [DM/m ²]
Dachintegrierter Modulkollektor z. B. Fa. Paradigma	Neckarsulm Amorbach 1	700	450
	Friedrichshafen Block 4	685	
	Brenzstraße, Stuttgart	400	
	Neckarsulm Amorbach 2	385	
	z. B. Fa. Wagner	3.000	
Aufgeständerter Flachkollektor z. B. Fa. ARCON	Friedrichshafen Block 1-3	2.015	370
	Neckarsulm 2, Ladenzentrum	444	330
	Neckarsulm 2, Sporthalle	1.200	320
Aufständigung			ca. 150
Solardach z. B. Fa. Wagner	Brenzstraße	160	412
	Rohr	160	
	z. B. Fa. SET	2 x 90	
Dachkonstruktion (bez. Kollektorfläche)			ca. 180

Tab. 1: Kosten von Großkollektorfeldern (Orientierungspreise ausgeführter Projekte)

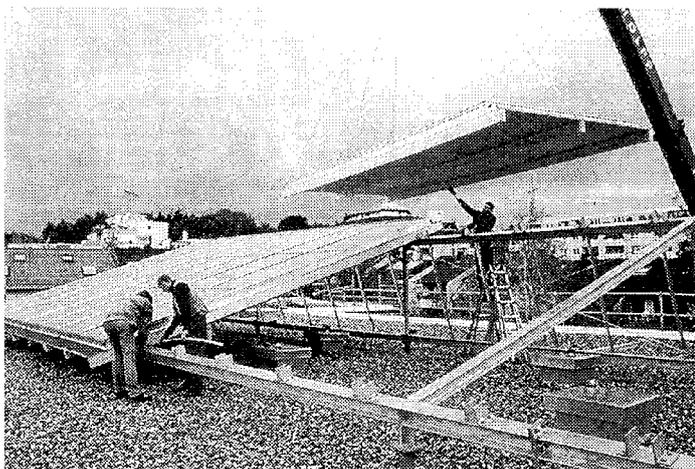


Abb. 7: Montage „Solarroof“ Seniorenwohnanlage Stuttgart/Rohr

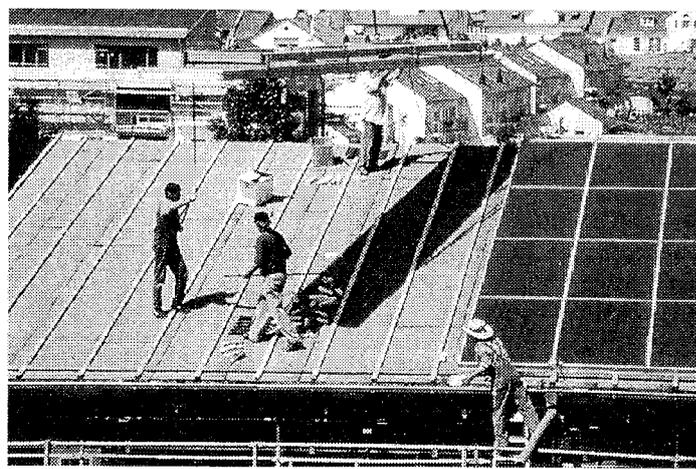


Abb. 8: Montage Kollektordach auf der Grundschule Neckarsulm

Kleine Speicher können nur mit einer Wärmedämmung gebaut werden, sehr große auch ohne (ab ca. 30.000 m³ bei Wasserspeichern und 100.000 m³ bei Erdsonden- oder Aquiferspeichern).

- Die **Kosten** nehmen mit zunehmender Größe ebenfalls ab, Heißwasserspeicher können ab einem Volumen von 10.000 m³ für weniger als 200 DM/m³ gebaut werden.
- Die **Integration in das Wohngebiet** muß möglich sein. In der Regel muß der Speicher zum großen Teil unterirdisch angelegt werden. Dazu ist ein geeigneter Untergrund notwendig, in dem sich der Speicher kostengünstig errichten läßt.
- Die **Anpassung des Speichervolumens an den Bebauungsfortschritt** ist wünschenswert. Ein stufenweise erweiterbares Speicherkonzept (z. B. Erdsondenspeicher) ist vorteilhaft bei schrittweisem Ausbau des Wohngebiets.

Auf die einzelnen Speicherkonzepte wird hier nicht näher eingegangen. Diese sind in den Artikeln über die einzelnen Projekte detailliert dargestellt.

Systemtechnik – Das Bindeglied

Die Systemtechnik, d. h. die hydraulische Verschaltung der einzelnen Komponenten untereinander und mit der Zusatzheizung sowie das Regel- und Steuerkonzept sind entscheidend für die Funktion der Anlage und den Umfang der Solarenergienutzung. Zur Systemtechnik gehören:

- das Leitungssystem zum Einsammeln der Solarwärme und zum Transport in die Heizzentrale bzw. den Langzeit-Wärmespeicher,
- das Wärmeverteilsystem und die Hausübergabestationen in den Häusern sowie die Hausanlagen selbst (Wärmeverteilung und Warmwasserbereitung),
- die Zusatzheizung bestehend aus einem oder mehreren Heizkesseln.

Die Systemtechnik soll für die beiden Anlagen in Friedrichshafen und Neckarsulm

kurz beschreiben werden. (Das System in Hamburg ist praktisch baugleich mit dem in Friedrichshafen.) Dabei wird deutlich werden, wie z. B. die Wahl des Langzeit-Wärmespeichers die Systemtechnik beeinflusst.

Systemtechnik 1: Friedrichshafen und Hamburg

Die Solarkollektoren auf den Hausdächern werden von der Heizzentrale aus mit einem Wasser-/Glykollgemisch betrieben. Die Kollektorflächen sind so verschaltet, daß die Anlage mit einem Durchfluß von ca. 14 l/m²h betrieben wird, d. h. „Low Flow“. Der gesamte Kollektordurchfluß beträgt rund 35 m³/h für die ca. 2.600 m². Für die Umwälzung wird eine Pumpe mit 2,2 kW elektrischer Antriebsleistung eingesetzt (Abb. 9).

Die Umwälzung im Primärkreis wird gestartet, wenn die Solarstrahlung 180 W/m² erreicht hat. Der Durchfluß im Sekundärkreis wird zugeschaltet, sobald die Temperatur, die vom Kollektorfeld kommt, höher als die Temperatur unten im Speicher ist. Der Durchfluß ist so eingestellt, daß im Normalbetrieb auf beiden Seiten des Wärmetauschers dieselben Temperaturdifferenzen erreicht werden. Der Solar-Wärmetauscher wur-

de auf eine Leistung von 1.400 kW bei einer Temperaturdifferenz zwischen Kollektormedium und Speicherwasser von 6 K ausgelegt.

Der Sekundärkreis ist drucklos wie der Wärmespeicher. Daher darf das Wasser nicht über 100 °C aufgeheizt werden. Der Durchfluß im Sekundärkreis kann um etwa 50 % erhöht werden, so daß auch bei hohen Temperaturen von etwa 70 °C unten im Speicher eine Aufheizung auf über 100 °C vermieden wird.

Die Leistung der Pumpe im Sekundärkreis beträgt ca. 1,2 kW. Bei ca. 1.000 Betriebsstunden pro Jahr für die Solaranlage werden pro m² Kollektorfläche nur etwa 1,3 kWh elektrische Energie für die Umwälzung benötigt, d. h. nur 0,3 % dessen, was die Anlage an Wärme liefert.

Die Wärmezufuhr in das Fernwärmenetz erfolgt über den Fernwärme-Wärmetauscher. Dieser ist nur für die halbe Wärmeleistung des Fernwärmenetzes (im ersten Bauabschnitt 500 kW) bei 6 K ausgelegt, da die Spitzenleistung im Netz ohnehin erst angefordert wird, wenn die Temperatur im Speicher schon soweit abgesunken ist, daß eine volle Deckung der Leistung ohnehin nicht mehr möglich ist – nämlich im Januar.

HERSTELLER VON SONNENKOLLEKTOREN SUCHT VERTRIEBSLEITER IN DEUTSCHLAND UND ÖSTERREICH

Sie

haben Erfahrung und Fachkenntnisse im Bereich thermische Solarenergie.
leben in Süddeutschland.
möchten Ihre eigene Vertriebs GmbH gründen.

Wir

bieten Ihnen die Unterstützung eines Unternehmens mit internationalem Ruf.
bieten Ihnen ein komplettes Sortiment an Solarerzeugnissen.
bieten Ihnen über 20 Jahre Erfahrung.

Bei Interesse senden Sie bitte Ihre Bewerbungsunterlagen an die
Zeitschrift SONNENERGIE unter Chiffre: SE98/1-100

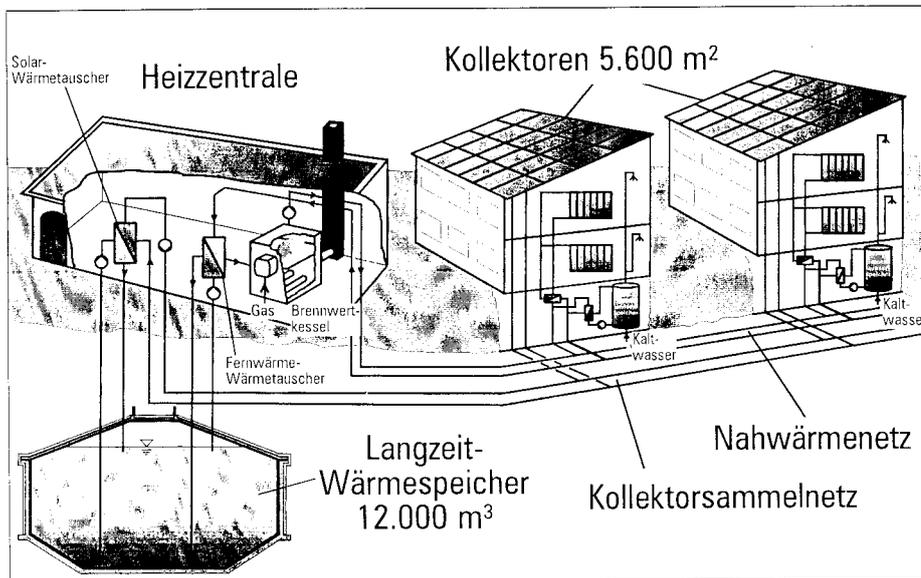


Abb. 9: Systemschema Solaranlage mit Langzeit-Wärmespeicher in Friedrichshafen

Die Einspeisung erfolgt geregelt, d. h. die Wassermenge auf der Seite des Speicherwassers wird so einreguliert, daß am Austritt des Fernheizwassers aus dem Wärmetauscher nach Möglichkeit der Sollwert der Vorlauftemperatur erreicht wird. Dies ist natürlich nur solange möglich, wie die Temperatur im Speicher höher als dieser Sollwert ist ($> 70\text{ °C}$). Wenn die Speichertemperatur niedriger ist, kann das Fernheizwasser nur vorgewärmt werden.

Der Vorteil dieses Systems ist, daß alle Armaturen für die Solaranlage in der Heizzentrale angeordnet sind und daher leicht zu überwachen sind. Nachteilig ist zum einen das große Volumen der Wasser-/Glykollmischung im Erdreich und die aufwendige Sicherheitstechnik (vgl. den Beitrag auf S. 38 ff dazu).

Insgesamt muß die Wärme auf ihrem Weg vom Kollektor bis in das Verteilsystem im Haus dreimal einen Wärmetauscher passieren, bei dem sie jedesmal zwischen 3 und 8 K an Temperatur verliert (1. Kollektorfluid-Speicherwasser, 2. Speicherwasser-Fernheizwasser, 3. Fern-

heizwasser-Hausheizwasser). Dabei ist weniger der Temperaturverlust des heißen Wassers entscheidend als vielmehr die Temperaturzunahme des abgekühlten Heizwassers. Selbst wenn das Heizwasser mit 35 °C aus den Heizkörpern im Haus zurückkommt (was leider noch nicht in allen Hausanlagen der Fall ist), fließt es mit etwa 3 K mehr zur Heizzentrale, mit weiteren 3 K mehr in den Speicher und von dort aus mit noch einmal 5 bis 6 K mehr zum Kollektor, wo es dann mit $45\text{ bis }46\text{ °C}$ ankommt. Diese Temperaturerhöhung führt im Mittel zu einem um 8 bis 10 % geringeren Kollektorleistung als wenn das Heizwasser aus dem Haus direkt in den Kollektor geleitet würde.

Niedrige Rücklauftemperaturen sind daher sehr wichtig für den Wirkungsgrad der Solaranlage. Sie sind aus einem weiteren Grund sehr wichtig für Anlagen mit Langzeit-Wärmespeicher: Der Speicher kann nicht unter die Rücklauftemperatur abgekühlt werden – bereits eine Erhöhung um 5 K im Mittel führt zu einer Reduzierung der Speicherkapazität um etwa 10 %.

Systemtechnik 2: Neckarsulm

Bei der Planung der Anlage in Neckarsulm (Abb. 10) wurde ein neues Wärmeverteil- und Transportsystem entwickelt, das den spezifischen Anforderungen dieses Baugebiets besser angepaßt ist:

- Der Erdsondenspeicher erfordert in noch stärkerem Maße niedrige Rücklauftemperaturen als ein Wasserspeicher. Daher sollte die Anzahl der Wärmetauscher minimiert werden.
- Das Baugebiet ist ausgedehnt und wird in mehreren Schritten ausgebaut. Daher muß das System leicht erweiterbar sein.
- Die Solarflächen sind im Baugebiet verteilt. Aus diesem Grund scheidet eine zentrale Absicherung in der Heizzentrale aus.

Das „Dreileiternetz“ erfüllt alle diese Anforderungen (Abb. 11). Die Kollektorflächen auf den Häusern erhalten analog zur Hausübergabestation für die Fernwärme eine sogenannte Solarübergabestation, über die die Solarwärme in das Netz eingespeist wird. Die Anlage hat denselben Aufbau wie eine Solaranlage mit Kurzzeitspeicher, nur daß das Netz den Kurzzeitspeicher ersetzt.

Die Regelung der einzelnen Solaranlagen erfolgt analog zur Regelung der Anlage in Friedrichshafen, wobei alle Kollektorkreisumpen durch ein Signal aus der Heizzentrale gemeinsam eingeschaltet werden. Die Zuschaltung der Sekundärpumpe erfolgt individuell, sobald das Temperaturkriterium erfüllt ist. Aus diesem Grund können auch Kollektorfelder unterschiedlicher Ausrichtung in der Anlage installiert werden, ohne daß ein Feld einen Teil der Wärme verliert, den ein anderes einsammelt.

Die Sekundärpumpe holt das abgekühlte Wasser aus dem Fernwärmerücklauf und speist aufgeheiztes Wasser in den Solarvorlauf ein, über den das warme Wasser zum Pufferspeicher in der Heizzentrale fließt. Der Durchfluß im Solarvorlauf wird ausschließlich durch die Sekundärpumpen der Solaranlagen erzeugt. Der Pufferspeicher dient als hydraulische Entkopplung zwischen Fernwärmenetz, Solarvorlauf und Speicherkreis und als Kurzzeitspeicher, aus dem

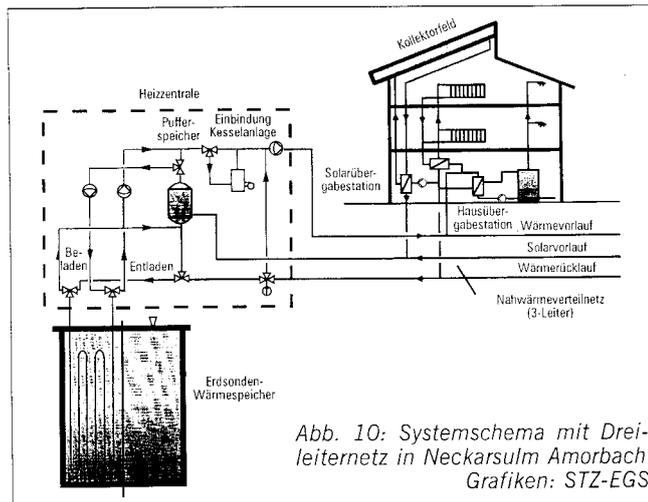
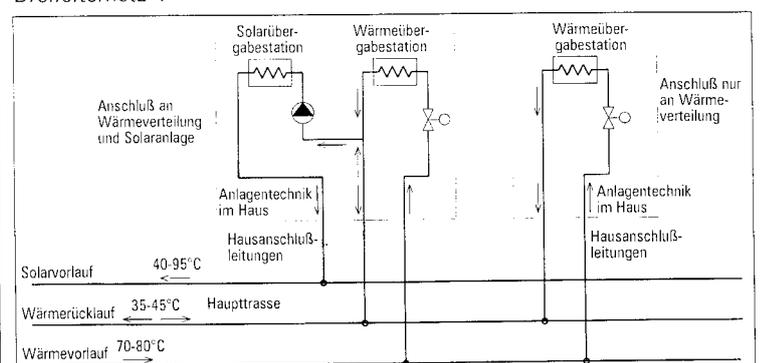


Abb. 10: Systemschema mit Dreileiternetz in Neckarsulm Amorbach
Grafiken: STZ-EGS

Abb. 11: Haus- und Solarübergabestation beim Dreileiternetz



die im Netz benötigte Wärme nach kurzer Zeit wieder entnommen wird.

Im Sommer wird aus dem Pufferspeicher heraus der Erdsondenschpeicher beladen, im Winter wird aus dem Erdsondenschpeicher die Wärme in den Pufferspeicher gebracht und von dort in das Fernwärmenetz eingespeist. Wenn die Temperatur im Puffer nicht ausreicht, wird über den Kessel zugeheizt.

Das Dreileiternetz läßt sich selbstverständlich auch ohne einen Langzeitspeicher betreiben bzw. in Verbindung mit einem Heißwasserspeicher. Die beiden momentan in Stuttgart im Bau befindlichen Anlagen Burgholzof (1.674 m² Kollektorfläche) und Brenzstraße (1.000 m² Kollektorfläche) werden beide nach diesem Schema betrieben. Eine ausführliche Beschreibung des Projekts Neckarsulm findet sich auf S. 36 f.

Kosten und Wirtschaftlichkeit einmal anders betrachtet

Große Solaranlagen sind, trotz der erfreulichen Kostenreduktion bei kleinen Anlagen, immer noch um mindestens einen Faktor zwei bis drei wirtschaftlicher als Kleinanlagen. So wurde z. B. die Solaranlage in Friedrichshafen für Systemkosten von etwa 1.100 DM/m² komplett (d.h. einschließlich des Langzeitspeichers) gebaut und geplant. Pro Wohnung wurden rund 11.000 DM aufgewendet. Damit werden knapp 50 % des Gesamtwärmebedarfs gedeckt. Eine solare Brauchwasseranlage für ein typisches Einfamilienhaus kostet etwa ebensoviel, liefert aber nur etwa ein Drittel der Wärmemenge.

Die Investitionskosten bei der Anlage in Neckarsulm liegen bei rund 900 DM/m² und damit etwa 20 % niedriger als in Friedrichshafen. Dennoch ist Solarwärme aus diesen Großanlagen gegenüber Öl und Gas noch lange nicht wirtschaftlich konkurrenzfähig. Dies gilt jedoch auch für fast alle anderen Maßnahmen zur Energieeinsparung. Die Frage muß daher anders gestellt werden:

Welche Maßnahmen stehen zu welchen Mehrkosten zur Verfügung, wenn man den Brennstoffeinsatz für die Wärmeversorgung von Wohngebäuden um 30, 50 oder gar 70 % gegenüber dem heutigen Standard reduzieren möchte?

Die Wärmeschutzverordnung von 1995 (WSVO95) hat vor knapp drei Jahren eine Verbesserung des Wärmedämmstandards von Neubauten um 20 bis 25 % gebracht. In der Praxis wird dieser Wert in vielen Bauvorhaben schon deutlich unterschritten – nicht zuletzt weil inzwischen viele Förderprogramme im Wohnungsbau die Bedingung enthalten, daß Niedrigenergiebauweise realisiert werden muß (25 bis 30 % unter dem Standard der WSVO95).

Versucht man, diesen Standard allein über eine bessere Dämmung der Bauteile und bessere Fenster zu erreichen, ergeben sich bereits relativ unwirtschaftliche Dämmstärken in Wand und Dach. Relativ unwirtschaftlich deshalb, weil es andere Maßnahmen zur Brennstoffeinsparung gibt, z. B. der Einsatz von Solarenergie zur Unterstützung von Heizung und Warmwasserbereitung, deren Kosten-Nutzen-Verhältnis günstiger ist als eine Erhöhung der Dämmstärke.

Die Autoren haben bereits vor einigen Jahren einen gesamtheitlichen Ansatz bei der Erstellung von Energiekonzepten entwickelt, dessen Leitgröße der Brennstoffverbrauch zur Wärmeversorgung einer Siedlung oder eines Gebäudes ist (vgl. z. B. Lutz und Fisch, TAB 6/96, S. 43-53). Das Ziel einer bestimmten Brennstoffkennzahl wird nach diesem Ansatz durch eine optimale Kombination von Wärmeschutz, Technologien zur rationellen Energieumwandlung und regenerativen Energieträgern wie der Solarenergie erreicht. Dieser Ansatz wird auch in die für 1999 geplante Energiesparverordnung aufgenommen werden, in die auch die Heizanlagenverordnung integriert wird.

Einen Schritt in diese Richtung hat bereits das Land Baden-Württemberg getan, das (auf Antrag) thermische Solaranlagen für den Nachweis des Niedrigenergiestandards im Neubau anrechnet, so daß entsprechende Fördermittel dafür erhalten werden können (z. B. auch die Ökozulage des Eigenheimförderungsgesetzes).

Abb. 12 zeigt beispielhaft auf, mit welcher Maßnahmenkombinationen gegenüber dem heute üblichen Standard 30 bzw. 50 % Brennstoff eingespart werden können. Will man z. B. 30 % Brennstoffeinsparung allein durch eine Reduktion der Wärmeverluste des Gebäudes erzielen, müssen diese halbiert werden. Das ist nur in Verbindung mit einer Wärmerückgewinnung aus Abluft zu erreichen.

Das Ziel kann ebenfalls erreicht werden durch eine Reduktion der Wärmeverluste um 30 % in Kombination mit einer Solaranlage, die 50 % des Wärmebedarfs für Warmwasser deckt. Die Aufstellung unterhalb der Graphik zeigt, daß letztere Lösung kostengünstiger ist.

Ähnlich läßt sich eine Reduktion des Brennstoffbedarfs um 50 % mit einer So-

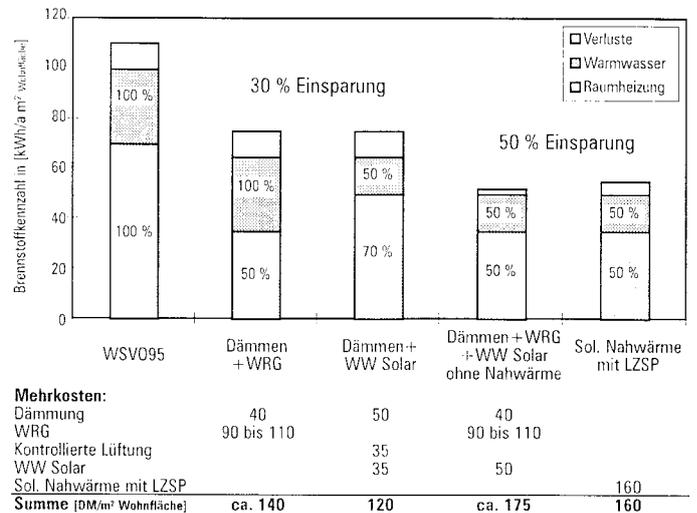


Abb. 12: Energieeinsparpotentiale und Mehrkosten in Mehrfamilienhäusern

lارانlage mit Langzeit-Wärmespeicher erreichen oder mit sehr gutem Wärmeschutz, Wärmerückgewinnung aus Abluft und einer Solaranlage für die Warmwasserbereitung. Auch in diesem Fall ist die Solarvariante günstiger.

Diese Beispiele zeigen, daß unter Kostengesichtspunkten Solarwärme aus großen Anlagen meist die günstigste Lösung ist, wenn der Brennstoffverbrauch für die Wärmeversorgung von Wohnsiedlungen weiter reduziert werden soll.

Rainer Kübler, Manfred Norbert Fisch

Über die Autoren:

Dipl.-Ing. Rainer Kübler leitet das Steinbeis-Transferzentrum Energie-, Gebäude- und Solartechnik in Stuttgart. Prof. Dr.-Ing. Manfred Norbert Fisch ist Leiter des STZ-EGS und Direktor des Instituts für Gebäude- und Solartechnik der Technischen Universität Braunschweig. Das STZ-EGS hat die Planung der Anlagen in Friedrichshafen und Neckarsulm durchgeführt.

BMBF Statusseminar

„Solare Nahwärme“

Der aktuelle Stand der Technik, Betriebserfahrungen von laufenden Anlagen und zukünftige Perspektiven und Strategien der „Solaren Nahwärme“ werden auf dem Statusseminar des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie vorgestellt. Am zweiten Tag der Veranstaltung findet ein internationaler OPET-Workshop über Langzeit-Wärmespeicherung statt. Es besteht Gelegenheit zur Besichtigung der Anlagen in Neckarsulm Amorbach und Stuttgart/Burgholzof.

Das Statusseminar findet am 19./20. Mai 1998 in Neckarsulm statt, die Teilnahmegebühr beträgt 120,- DM zuzüglich MWSt. (inkl. Tagungsband, Mittagessen und Pausengetränke). Anmeldungen und weitere Information bei:

Steinbeis-Transferzentrum Energie-, Gebäude- und Solartechnik, Heßbrühlstraße 15, 70565 Stuttgart, Tel. 0711/990075, Fax 0711/9900799.