Forschungsbericht zum BMBF-Vorhaben

Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher

(September 1994 bis Oktober 1998)



durchgeführt am Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik Prof. Dr. Ing. E. Hahne Universität Stuttgart Pfaffenwaldring 6, 70550 Stuttgart

Forschungsbericht zum BMBF-Vorhaben

Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher

(September 1994 bis Oktober 1998)

M. Benner B. Mahler D. Mangold T. Schmidt M. Schulz H. Seiwald

durchgeführt am

Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik

Prof. Dr. Ing. E. Hahne

Universität Stuttgart

Pfaffenwaldring 6, 70550 Stuttgart

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie unter dem Förderkennzeichen 0329606 C gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichtes liegt bei den Autoren.

ISBN-Nr. 3-9805274-0-9

Titelfoto: © AUFWIND-Luftbilder, Hamburg

Inhaltsverzeichnis:

1 Einleitung	1
2 Wissenschaftlich-technische Begleitung der Pilotanlagen	2
2.1 Friedrichshafen-Wiggenhausen	2
2.1.1 Projektausführung	2
2.1.2 Meßtechnik in Friedrichshafen und Hamburg	6
2.1.3 Projektkosten	10
2.1.4 Betriebsergebnisse	12
2.1.5 Zusammenfassung und Ausblick	16
2.2 Hamburg-Bramfeld	17
2.2.1 Projektausführung	18
2.2.2 Projektkosten	22
2.2.3 Betriebsergebnisse	23
2.2.4 Zusammenfassung und Ausblick	25
2.3 Neckarsulm-Amorbach	26
2.3.1 Gesamtsystem	26
2.3.2 Kollektoranlage	27
2.3.3 Langzeit-Wärmespeicher	29
2.3.4 Hydrogeologische Situation	30
2.3.5 Versuchsspeicher	
2.3.6 Thermisches Versuchsprogramm und Meßergebnisse	31
2.3.7 Simulationsrechnungen	32
2.3.8 Erweiterung des Speichers	
2.3.9 Ausbau des Gesamtsystems	34
2.4 Weitere Projektstudien	35
2.4.1 Berlin-Biesdorf, Baugebiet Habichtshorst West	35
2.4.2 Potsdam, Lenné-Park	
2.4.3 Rostock, Brinckmanshöhe	46
2.4.4 Bielefeld, Dürkopp Tor 6	49
2.4.5 Zusammenfassung	53

3 Weiterentwicklung der Langzeit-Wärmespeicher	.54
3.1 Heißwasser-Wärmespeicher	.56
3.1.1 Speicherkonstruktion	. 57
3.1.2 Zusammenfassung	. 60
3.1.3 Ausblick	. 66
3.2 Erdsonden-Wärmespeicher	.67
3.2.1 Geeignete Sondenmaterialien	. 67
3.2.2 Rechenmodelle	. 67
3.2.3 Simulationsrechnungen zur Auslegung des Speichers in Neckarsulm	. 68
3.3 Aquifer-Wärmespeicher	.71
4 Meß- und Auswertemethoden für solarthermische Großanlagen	.74
4.1 Auslegungsmethoden für solarthermische Großanlagen	.74
4.2 Vermessung von solarthermischen Großanlagen mit Kurzzeit- Wärmespeicher	.75
4.2.1 Meßkonzept und Meßtechnik	. 75
4.2.2 Meß- und Auswertemethode	. 78
4.3 Meßgeräte zur Langzeitüberwachung	.81
4.4 Erprobung des Verfahrens	.81
4.4.1 Übersicht der vermessenen solar unterstützten Nahwärmeversorgungen mit Kurzzeit-Wärmespeicher	. 81
4.4.2 Erfahrungen aus den Pilotanlagen	. 84
5 Zusammenfassung und Ausblick	.87
6 Literatur	. 89
7 Bildverzeichnis	.92
8 Tabellenverzeichnis	.94
9 Verzeichnis der Vorträge und Veröffentlichungen	.95

Nomenklatur:

А	Fläche	m²
Е	Strahlung	W/m ²
k	Wärmedurchgangskoeffizient	W/(m ² K)
0	Oberfläche	m²
Q	Wärmemenge	kWh
Т	Temperatur	°C; K
V	Volumen	m³
V	Volumenstrom	m³/h
k _f	Durchlässigkeitsbeiwert	m/s
W	Windgeschwindigkeit	m/s

Indizes:

a	Jahr
am	Umgebung (ambient)
aus	Austritt
dfu	Diffusstrahlung
ein	Eintritt
gem	gemessen
glob	Globalstrahlung
Н	Heizkreis
i	innen
K	Kollektorkreis
0	oben
r	Rand
RL	Rücklauf
Sp	Speicher
u	unten
VL	Vorlauf

Abkürzungen:

AfA	Amt für Arbeitsschutz
BF	Baufeld
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIWA	Gemeinnützige Bielefelder Gesellschaft für innovative Wohn- und Ausbildungsprojekte
BKZ	Baukostenzuschuß
BMBF	Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie
BW	Brauchwasserspeicher
DDC	Digital Data Control
DHH	Doppelhaushälfte
DST	Duct Storage
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EFH	Einfamilienhaus
EVP	Energieversorgung Potsdam

FK	Flachkollektor
GFK	glasfaserverstärkter Kunststoff
GLT	Gebäudeleittechnik
GOK	Geländeoberkante
GPIB	General Purpose Interface Bus
GTN	Geothermie Neubrandenburg GmbH
HGC	Hamburg Gas Consult
HGW	Hamburger Gaswerke
HP	Hewlett-Packard GmbH
IAM	Einfallswinkel-Korrekturfaktor (Incident Angle Modifier)
ITW II	nstitut für Thermodynamik und Wärmetechnik / Universität Stuttgart
LEG	Landesentwicklungsgesellschaft
LZWSP	Langzeit-Wärmespeicher
MFH	Mehrfamilienhaus
MID	Magnetisch-induktiver Durchflußmesser
MwSt	Mehrwertsteuer
NN	Normal-Null (Meeresspiegel)
NW	Nord-West
PB	Polybuten
PC	Personal Computer
PE	Polyethylen
PEX, VPE	kreuzvernetztes Polyethylen
PN	Normdruck
PU	Pufferspeicher
PVC	Polyvinylchlorid
RH	Reihenhaus
RW	Raumwärme
SBM	Superposition Borehole Model
S	Temperaturfühler
SO	Süd-Ost
STZ	Steinbeis Transferzentrum
SW	Süd-West
TRY	Testreferenzjahr (Test Reference Year)
TWF	Technische Werke Friedrichshafen
VELS	Verfahren zur Ermittlung der Leistungsfähigkeit von Solaranlagen
VRK	Vakuumröhrenkollektor
WE	Wohneinheit
Wfl	Wohnfläche
WLG	Wärmeleitgruppe
WSMP	Wärmestrommeßplatte
WSVO95	Wärmeschutzverordnung 1995
WT	Wärmeübertrager
ZK	Zirkulation

1 Einleitung

Die privaten Haushalte und Kleinverbraucher haben einen Anteil von 44% am Endenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland. Davon werden 75% für die Beheizung von Gebäuden aufgewendet. Da die Wärme auf einem niedrigen Temperaturniveau von 40 - 90 °C benötigt wird, bietet sich hier ein breites Einsatzfeld für die thermische Solarenergienutzung. Für die Brauchwassererwärmung werden Solaranlagen bereits weit verbreitet eingesetzt, der Marktzuwachs in diesem Bereich liegt derzeit bei 30 - 35% pro Jahr. Mit den Solaranlagen zur Brauchwassererwärmung lassen sich im Wohnungsbau etwa 15% des Gesamtwärmebedarfes von Neubauten decken. Wird in Kombianlagen oder in Nahwärmenetzen die Solaranlage zusätzlich zur Unterstützung des Raumheizungssystems genutzt, so können 20 - 25% des Gesamtwärmebedarfes gedeckt werden. Wegen der zeitlichen Verschiebung von Solarstrahlungsangebot und maximalem Wärmebedarf können solare Deckungsanteile von 50% des Gesamtwärmebedarfes und darüber nur durch saisonale Wärmespeicherung erreicht werden. Diese wiederum ist aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten nur in Verbindung mit einer großen Solaranlage, d. h. innerhalb eines Nahwärmeversorgungssystems sinnvoll.

Die Verwirklichung von solaren Nahwärmesystemen mit Langzeit-Wärmespeicherung wird am Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik der Universität Stuttgart seit 1989 verfolgt. Demonstrationsanlagen zur solaren Nahwärme mit Langzeit-Wärmespeicher werden seit 1993 im Teilprogramm 3 des BMBF Förderprogramms "Solarthermie 2000" gefördert. Seither wurden Vorprojekte zur Demonstration der Anlagentechnik großer Kollektorfelder (Projekte Ravensburg, Köngen, Neckarsulm I, Göttingen, Oederan) sowie der Bautechnik für Heißwasser-Wärmespeicher (Projekt Rottweil) realisiert. Im Oktober 1996 gingen die ersten Pilotanlagen zur solaren Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher (Heißwasser-Wärmespeicher) in Hamburg und Friedrichshafen in Betrieb. Die Auswertungen der Meßdaten der ersten Betriebsjahre zeigen, daß die prognostizierten Erträge erreicht werden können. Im Bau und Betrieb dieser beiden Anlagen wurden und werden wichtige Erfahrungen gesammelt, die in der Realisierung weiterer Projekte umgesetzt werden sollen. Die ersten Erfahrungen flossen bereits in den Bau der Anlage Neckarsulm II ein, wo erstmals ein Erdsonden-Wärmespeicher für den Temperaturbereich von 40 - 85 °C realisiert wurde. Die Anlagentechnik wurde hier modifiziert: erstmals kam ein Dreileiter-Wärmeverteil- und -sammelnetz zum Einsatz.

Parallel zur Realisierung der Projekte wurden intensive Untersuchungen zu den Langzeit-Wärmespeicherkonzepten durchgeführt. Neben Materialfragen (Baustoffe, Auskleidungsmaterialien, Wärmedämmung) wurde die hydraulische und regelungstechnische Integration des Wärmespeichers in die Nahwärmeversorgung untersucht. Daneben wurde in der Folge der ersten solaren Großanlagen von einigen Herstellern die Kollektortechnik für Großanlagen weiterentwickelt. Auf der Basis des 1992 in Ravensburg installierten, vor Ort montierten Kollektordaches wurde das "Solar Roof" entwickelt - eine vollständige Sparrendachkonstruktion mit einem flächendeckenden Kollektorfeld und einer internen hydraulischen Verschaltung.

Insgesamt wurde mit den durchgeführten Pilotprojekten die Machbarkeit der solar unterstützten Nahwärmeversorgung eindrucksvoll demonstriert. Insbesondere bei den Kollektoren haben sich die Kostenprognosen für solare Großanlagen bestätigt: das Kosten/Nutzen-Verhältnis von solaren Großanlagen ist um den Faktor zwei (Anlagen mit saisonalem Wärmespeicher) bis vier (Anlagen ohne saisonalen Wärmespeicher) günstiger als bei Kleinanlagen zur Brauchwassererwärmung.

2 Wissenschaftlich-technische Begleitung der Pilotanlagen

Im Oktober 1996 gingen in Friedrichshafen-Wiggenhausen und Hamburg-Bramfeld die ersten beiden Pilotanlagen zur solaren Nahwärmeversorgung mit saisonaler Wärmespeicherung in Deutschland in Betrieb. Beide Projekte wurden vom ITW initiiert und über die gesamte bisherige Laufzeit wissenschaftlich begleitet. In beiden Projekten kamen Heißwasser-Wärmespeicher als Saisonalspeicher zum Einsatz. Im Oktober 1997 wurde in Neckarsulm-Amorbach die erste Ausbaustufe der dritten Anlage, diesmal mit einem Erdsonden-Wärmespeicher, in Betrieb genommen. Die Anlagenbeschreibungen sowie die Ergebnisse der ersten Betriebsjahre für die genannten Anlagen sind in diesem Kapitel zusammengestellt.

In allen drei Anlagen funktionieren die Solaranlagen ohne große Probleme. Die solaren Erträge wurden in den ersten Betriebsjahren noch durch die notwendigen Anfangsinvestitionen in die Langzeit-Wärmespeicher (Aufwärmen der Wärmespeicher und des umliegenden Erdreiches) und unzureichende Betriebsweisen der Heiznetze gemindert. Nach einer Optimierung des Anlagenbetriebes werden die vorausgesagten Ergebnisse für die ersten Pilotanlagen zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher in den nächsten Betriebsjahren erreicht werden.

Zur Vorbereitung weiterer Projekte wurden verschiedene Studien für mögliche Standorte und Wärmeversorgungskonzepte durchgeführt. Hierbei wurde insbesondere auf die Integration neuer Speicherkonzepte geachtet (weiterentwickelte Erdbecken, Aquifere etc.). Diese Studien und der jeweilige Projektstand werden im zweiten Teil des Kapitels vorgestellt.

2.1 Friedrichshafen-Wiggenhausen

Im Neubaugebiet Wiggenhausen Süd der Stadt Friedrichshafen entstand in den Jahren 1995 und 1996 eine der beiden ersten Pilotanlagen im Rahmen des BMFT-Vorhabens "Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher". Die Rahmenbedingungen hierfür waren aufgrund der dichten Bebauungsstruktur mit großen Mehrfamilienhäusern sehr günstig.

Die Gebäude des ersten Bauabschnitts der Siedlung wurden von vier Wohnungsbaugesellschaften erstellt. Die städtebauliche Planung und die Projektleitung in der Vorplanungsphase erfolgte durch das Stadtplanungsamt Friedrichshafen. Baubeginn für den zweiten Bauabschnitt soll nach derzeitiger Planung im Frühjahr 2000 sein. Die Planung der Wärmeversorgung wurde für die ersten beiden Bauabschnitte ausgeführt. Für den dritten Bauabschnitt gibt es noch keine konkrete Zeitplanung, er wird jedoch zu gegebener Zeit ebenfalls an die solar unterstützte Nahwärmeversorgung angeschlossen werden.

2.1.1 Projektausführung

Im folgenden wird kurz die Gesamtanlage beschrieben, wobei insbesondere auf die Änderungen gegenüber dem Planungsstand des vorhergehenden Forschungsberichts /1/ eingegangen wird.

2.1.1.1 Bebauungsstruktur und Wärmeschutzstandard

Bis zum Jahresende 1996 wurden vier Gebäudekomplexe mit insgesamt 280 Wohnungen in Mehrgeschoßbauweise erstellt (erster Bauabschnitt, Bild 2.1). Jeweils eine Hausübergabe-

station stellt die Verbindung zum Nahwärmenetz dar, wobei die Heizkreise über einen Plattenwärmeübertrager angeschlossen sind und die Warmwasserbereitung über eine Speicherladestation erfolgt.



Bild 2.1: Lageplan des Wohngebietes in Friedrichshafen-Wiggenhausen

Aufgrund eines guten baulichen Wärmeschutzes wurden rechnerisch folgende Einsparungen gegenüber der geltenden WSVO95 /2/ erreicht:

		Block 1	Block 2	Block 3	Block 4
A/V-Verhältnis	[1/m]	0.47	0.47	0.4	0.47
Grenzwert nach WSVO95	[kWh/m²a]	68.6	68.6	64.8	68.6
Heizwärmebedarf laut	[kWh/m²a]	57.5	55.9	57.4	63.7
Wärmeschutznachweis					
prozentuale Einsparung	[%]	16.2	18.6	11.5	7.2

Tabelle 2.1: Heizwärmebedarf der Gebäude

2.1.1.2 Ausführung der Kollektorfelder

Auf den vier Gebäuden wurden insgesamt 2 701 m² Kollektoren in 7 einzelnen Feldern installiert. Dabei kamen ausschließlich Großmodule mit 12,5 bzw. 7,5 m² zum Einsatz, um eine rationelle und kostengünstige Montage zu gewährleisten.

Zwei Bauträger beharrten auf einer Flachdachlösung, so daß eine Unterkonstruktion aus Stahlträgern zur Aufständerung der Kollektoren nötig wurde. Diese ist Bestandteil der Gebäude und wurde im Rahmen des Projekts auch von den Bauträgern finanziert. Wenn diese Kosten dem Kollektorfeld zugerechnet werden müßten, würde dies zu Mehrkosten zwischen 100 und im Extremfall 350 DM/m² Kollektorfläche führen. Weiterhin muß bei der Bauüberwachung besonders auf die Eindichtung der Auflagerpunkte der Unterkonstruktion und eine sorgfältige Ausführung der Dachdurchführungen geachtet werden. Die Kollektorneigung bei diesen Dächern beträgt 20°, eingesetzt sind Kollektoren vom Typ SCAN-CON HT der Fa. AR-CON.

Derselbe Kollektortyp wurde auf einem weiteren Gebäudekomplex verwendet, hier allerdings auf einem Beton-Schrägdach. Dieses weist Neigungswinkel zwischen 17 und 27,5° auf, im Mittel liegt die Dachneigung bei 22,5°.

Lediglich auf einem Gebäudeblock konnte eine dachintegrierte Lösung verwirklicht werden, die sowohl architektonisch sehr gut gelungen ist, als auch relativ kostengünstig realisiert werden konnte. Hier wurden Kollektoren vom Typ Paradigma Solar 750 eingesetzt, die auf einem mit einer Notdacheindeckung versehenen Sparrendach montiert wurden. Die eigentliche Dachdichtigkeit wird über die Kollektoren verbindende Gummiprofile gewährleistet.

Eine Übersicht der montierten Solarkollektoren zeigt Tabelle 2.2.

Tabelle 2.2:Daten der Kollektorflächen

Gebäude	Kollektor-Typ	Kollektorfläche (Apertur) [m²]	Neigungswinkel [°]	Ausrichtung (0 = Nord) [°]
Block 1	AR-CON SCAN-CON HT (aufgeständert)	630	20	205 SW
Block 2	AR-CON SCAN-CON HT (aufgeständert)	750	20	205 SW
Block 3	AR-CON SCAN-CON HT	637,5	17 - 27,5	205 SW bzw. 290 NW (225 m²)
Block 4	Paradigma Solar 750	683,5	20	205 SW

Bei einem Teil der Kollektoren trat vor der Inbetriebnahme ein Frostschaden auf, der auf mangelnde Sorgfalt bei der Entleerung der Anlage nach der Druckprobe mit Wasser zurückzuführen war. Daher wird hier darauf hingewiesen, daß Druckprüfungen bei Großanlagen vorzugsweise mit Luft durchgeführt werden sollten. Dies gilt neben den Kollektoren und der Verrohrung im Dachbereich sinnvollerweise auch für die Steigleitungen.

2.1.1.3 Planung und Bau des Wärmespeichers

Formfindung

Die Planung des Wärmespeichers wurde vom Büro Schlaich, Bergermann und Partner, Stuttgart mit Unterstützung des Instituts für Konstruktion und Entwurf II der Universität Stuttgart durchgeführt. Die Optimierung des Speichers erfolgte in erster Linie unter dem Gesichtspunkt der Reduzierung der Baukosten. Wesentliche Ansatzpunkte hierbei waren die Einbautiefe des Speichers in das Erdreich, die zulässige Höhe über dem ursprünglichen Geländeniveau sowie der Böschungswinkel der Baugrube. Konstruktive Details, wie z.B. die Übergänge von der Seitenwand zum Boden bzw. Deckel wurden so optimiert, daß die auftretenden Lasten mit möglichst geringem Bewehrungsaufwand abgetragen werden können. Weiterhin wurden die Beton-Oberflächen so gewählt, daß keine mehrfach gekrümmten Flächen auftreten, was den Bauablauf (Schalungsarbeiten, Aufbringen der Wärmedämmung) vereinfacht. Bild 2.2 zeigt schematisch die verschiedenen Entwicklungsphasen des Speichers bis zum ausgeführten Entwurf. Bemerkenswert ist, daß die realisierte Variante nicht nur bezüglich der Baukosten ein Optimum darstellt, sondern aufgrund ihrer geometrischen Ähnlichkeit zur Kugelform auch thermisch sehr günstige Verhältnisse liefert. So beträgt das Oberflächen/Volumenverhältnis des Speichers 0,233 1/m gegenüber 0,211 1/m bei einer Kugel mit gleichem Volumen.

Edelstahlauskleidung und Prüfung auf Wasserdichtigkeit

Die Innenauskleidung besteht aus Edelstahlblechen mit 1,25 mm Dicke der Werkstoffkennummer 1.4571 und dem Kurznamen X 6 CrNiMoTi 17 12 2 nach DIN 17441 "nichtrostende Stähle". Die Bleche wurden im Format 1,25 auf 7 m (für die Wand, den unte-



Bild 2.2: Entwicklungsstufen des Speicherentwurfs

ren Bereich des Kegelstumpfdaches und oberen Bereich den des Kegelstumpfbodens) bzw. 1,25 auf 4,5 m (für die Bodenplatte, den oberen Bereich des Kegelstumpfdaches und den unteren Bereich des Kegelstumpfbodens) auf die Baustelle geliefert und dort überlappend verschweißt.

Das Anbringen der Edelstahlbleche im Wand- und Bodenbereich verlief parallel zu den Außenarbeinachdem ten. die Rüstbinder und -türme im Innern entfernt waren. Zum Verschweißen der Bleche im Dachbereich mußte der Speicher in der kalten Jahreszeit gut gelüftet werden, da es Kondensonst zur satbildung an der Unterseite des kalten, noch nicht wärmegedämmten Daches gekommen wäre. Dieses Kondensat hätte beim

Verschweißen der Edelstahldichthaut die Qualität der Schweißnähte erheblich verschlechtert.

Die Edelstahlbleche sind mit Hilfe von Bolzen an der unteren Seite der Bleche an der Wand befestigt. Das an der Wand darunter angeordnete Blech überlappt die Bolzenreihe, so daß die Bolzen selbst nicht mit dem Blech verschweißt werden müssen, um die Dichtigkeit des Behälters zu gewährleisten. Außerdem bleiben die Bolzen infolge der Temperaturänderung lastfrei, da sich die Dehnungen im Rahmen des Lochspiels der Bolzenlöcher zwängungsfrei abbauen können. Die Schweißnähte wurden abschnittsweise nach ihrer Fertigstellung mit dem Farbeindring-Verfahren oder dem Vakuum-Verfahren zweifach geprüft. Die Dichtigkeit der Edelstahlauskleidung ist unabhängig von der Prüfung durch die Auskleidungsfirma durch kontrolliertes Befüllen des Speichers mit Wasser überprüft worden. Die Prüfung und der anschließende Betrieb ergaben, daß die Auskleidung auf Anhieb wasserdicht war.

Inbetriebnahme

Die Be- und Entladeleitungen wurden in Friedrichshafen an der Speicherdecke herausgeführt, um eine Entleerung des Speichers bei einer eventuellen Undichtigkeit an der Durchführung zu vermeiden. Durch diese Rohrleitungsführung ergaben sich zahlreiche Verbindungsstellen oberhalb des Wasserspiegels, was während der Inbetriebnahmephase zu Problemen durch eindringende Luft führte. Nach längerem Stillstand mußten die Leitungen entlüftet werden, da die Speicherpumpe nicht selbstansaugend ist. Durch zusätzliche Dichtungen an den Rohrverbindungen konnte dieses Problem jedoch gelöst werden. Die Betriebserfahrung von Hamburg zeigt, daß auch horizontal durch die Speicherwand verlegte Leitungen praktikabel sind und diese Lösung zukünftig realisiert werden sollte.

2.1.2 Meßtechnik in Friedrichshafen und Hamburg

Der Aufbau der Meßdatenerfassungssysteme und die Anordnung der Meßstellen in Friedrichshafen und Hamburg sind weitgehend gleich. Lediglich die Anordnung der Temperaturmeßstellen in den Langzeit-Wärmespeichern unterscheidet sich.

Anforderungen an das Meßsystem:

- zyklische Erfassung aller Meßstellen (ca. 100) jeweils alle 20 Sekunden,
- Möglichkeit zur einfachen Erweiterung für zusätzliche Meßstellen,
- sicheres Aufbereiten und Speichern der Meßdaten vor Ort,
- anschauliche Darstellung des momentanen Anlagenzustandes vor Ort,
- automatisiertes Übertragen der Daten mittels Modem an die Leitstation in Stuttgart,
- Online-Zugriff auf das Meßprogramm per Modem von der Leitstation.

2.1.2.1 Meßprinzip

Die Sensoren werden mit einem Meßstellenumschalter (Scanner) verbunden (Bild 2.3). Dieser verbindet die einzelnen Kanäle nacheinander mit einem digitalen Multimeter. Beide Geräte werden von einem Meßrechner (PC) über GPIB-Bus gesteuert. Die Impulssignale der magnetisch induktiven Durchflußmesser (MID) werden separat von einer Pulszählerkarte erfaßt, die ebenfalls mit dem Meßrechner verbunden ist. Das Softwareprogramm LabVIEW /3/ steuert den Meßablauf und nimmt die Umrechnung des Meßsignals in die entsprechende Meßgröße vor (z.B. Widerstand in Temperatur). Mit dem Programm werden außerdem eine Aufbereitung der Meßwerte (10 Minuten Mittelwertbildung), eine Vorauswertung sowie eine Fehleranalyse durchgeführt. Einmal täglich um 2:00 Uhr nachts ruft die Leitstation am ITW in Friedrichshafen und Hamburg an und überträgt die Meßwerte des vergangenen Tages. Ist die Übertragung gestört, wird eine Warnmeldung ausgedruckt. Die weitere Auswertung der Meßdaten erfolgt am ITW in Stuttgart.



Bild 2.3: Meßprinzip der Anlagen in Friedrichshafen und Hamburg

2.1.2.2 Meßgeräte und -sensoren

Temperaturfühler:	Pt100-Fühler in 4-Leiter-Technik. Genauigkeit DIN IEC 751 1/3 Klasse B, nachkalibriert am ITW. Wegen der größeren Robustheit wurden Pt100-Fühler den Thermoelementen vorgezogen.			
Durchflußmesser:	Magnetisch induktive Durchflußmesser für Medientemperaturen bis 130 °C. Meßsignal in Impulsen.			
Pyranometer:	Kipp & Zonen CM11 für Globalstrahlung, Diffusstrahlung und Globalstrahlung in Kollektorebene.			
Windgeber:	Halbschalenanemometer.			
Wärmestrommeßplatten:	Trägermaterial aus Epoxydharz. Die im Boden des Wärmespeichers eingebrachten Platten wurden mit einer Bitumenschicht ummantelt, um das Eindringen von Wasser zu verhindern.			
Impulszählerkarte:	10-Kanal digitale Impulszählerkarte.			
Scanner:	HP-Scanner für 20 Einsteckkarten à 10 4-Leiter-Kanäle bzw. 20 2-Leiter-Kanäle.			
Multimeter:	HP Digitalmultimeter 6-1/2 stellig. Die Variante mit externem Scanner und Multimeter wurde gegenüber PC-Meßkartensystemen bevorzugt, da diese für 4-Leiter-Messung meist nicht geeignet sind und bei großer Meßstellenanzahl deutlich teurer werden.			

2.1.2.3 Meßstellen

Es werden drei wesentliche Meßbereiche unterschieden:

- A) Meteorologische Meßstellen (Außentemperatur, Strahlung, Windgeschwindigkeit)
- B) Meßstellen in der Heizzentrale (Temperaturen, Durchflüsse)
- C) Meßstellen in und um den Langzeit-Wärmespeicher (Temperaturen, Wärmestrommeßplatten)

Die Anordnung der Meßstellen kann Bild 2.4 entnommen werden. Die Sensoren in der Heizzentrale sind so verteilt, daß für jeden hydraulischen Abschnitt die Temperaturen und Durchflüsse gemessen werden und so die entsprechenden Wärmemengen berechnet werden können. Im Speicherkreislauf sind keine Durchflußmesser eingebaut. Über die Bilanz am jeweiligen Wärmeübertrager kann jedoch mit Hilfe der vier bekannten Temperaturen und des Volumenstroms auf der einen Seite, der Volumenstrom auf der anderen Seite des Wärmeübertragers berechnet werden.



Bild 2.4: Schematische Anordnung der Meßstellen in der Heizzentrale (1. + 2. BA) in Friedrichshafen-Wiggenhausen



Bild 2.5: Meßstellen im Langzeit-Wärmespeicher in Friedrichshafen-Wiggenhausen.

Bild 2.5 zeigt die Position der Meßstellen im Langzeit-Wärmespeicher in Friedrichshafen. Im Speicherinnern sind zwei Meßsonden angeordnet. Sonde 1 ist im ungestörten Bereich in der Speichermitte installiert, Sonde 2 befindet sich direkt neben einer Be- bzw. Entladetasse. Weiterhin sind zwei Sonden unterhalb der Speichersohle (bis 4,5 m unter dem Speicher) eingebracht. Seitlich des Speichers wird innerhalb der Wärmedämmung und in einer weiteren Sonde in einem Meter Abstand neben dem Speicher im Erdreich gemessen. Wärmestrommeßplatten sind an der Speicherwand in drei Höhen angebracht.

Die Meßlanzen im Speicherinnern bestehen aus einem Edelstahlrohr, in dem die Meßkabel verlaufen. Die Temperaturfühler stehen waagerecht aus dem Edelstahlrohr heraus und sind mit diesem durch eine Verschraubung wasserdicht verbunden. Beide Meßlanzen wurden nach dem Einbau in den Speicher mit einer Zweikomponenten-Klebemasse ausgegossen. So wurde sichergestellt, daß die silikonummantelten Anschlußkabel bei eventuell undichten Verschraubungen der Sondenteile trotzdem wassergeschützt sind.

2.1.2.4 Software

Das Programm LabVIEW der Fa. National Instruments /3/ wird sowohl für die Ansteuerung der Meßgeräte, als auch für die erste Auswertung vor Ort und in der Leitstation verwendet. Dieses modular aufgebaute Programm basiert auf einer graphischen Programmiersprache (d.h. Symbole werden miteinander verknüpft). Mit Hilfe des Programms wurde eine Anlagenübersicht entwickelt, die den jeweils aktuellen Betriebszustand darstellt (Bild 2.6).



Bild 2.6: Online-Darstellung des aktuellen Betriebs in Friedrichshafen-Wiggenhausen

2.1.2.5 Probleme und Verbesserungen

Sowohl in Hamburg als auch in Friedrichshafen wurde versucht, eine Kommunikation zwischen dem Meßrechner und der Anlagenregelung (DDC) herzustellen. Dadurch sollte einerseits eine Überprüfung der Meßgenauigkeit der DDC erfolgen, andererseits sollte im Fall von Datenausfällen eine doppelte Sicherheit geschaffen werden. In beiden Fällen ist es nicht

gelungen, diese Kommunikation herzustellen. Die Kopplung ist von Seiten der DDC-Hersteller nicht vorgesehen und ließ sich trotz zahlreicher Versuche nicht realisieren.

Das Meßprogramm vor Ort ist sehr umfangreich, da es eine ganze Reihe von Auswertungsund Überwachungsfunktionen übernimmt. Es kam in beiden Projekten hin und wieder vor, daß durch eine Überbelastung der Meßrechner die Kommunikation zwischen PC und Multimeter abbrach. Da dieser Fehler nicht lokalisiert werden konnte, wurde ein an der Universität in Göteborg entwickeltes Überwachungsgerät (Watchdog) nachgebaut und eingesetzt. Dieses Gerät erwartet vom PC in regelmäßigen Abständen ein Signal. Wenn im Meßablauf Probleme auftreten, wird dieses Signal nicht gesendet und der Watchdog unterbricht die Stromversorgung für einige Minuten. Anschließend bootet das System neu und die Meßdatenerfassung wird gestartet. Seit dem Einsatz des Watchdogs funktioniert die Meßwerterfassung weitgehend wartungsfrei.

Die DDC-interne Berechnung der Wärmemengen über das Impulssignal des Volumenstrommeßgeräts und der jeweiligen Vor- und Rücklauftemperatur stellte sich als anfällig heraus. Die Programme der beiden Regelungshersteller sind nicht in der Lage, das Impulssignal richtig zu verarbeiten, so daß die Wärmemengenerfassung in der DDC nicht funktioniert. Innerhalb der Meßdatenerfassung des ITWs treten diese Probleme nicht auf, diese wird jedoch nur die ersten drei Jahre in Betrieb sein. Für zukünftige Projekte sollten daher Durchflußmesser mit einem Analogausgang verwendet, bzw. an allen wichtigen Stellen Wärmemengenrechner eingebaut werden. Dadurch läßt sich auf einfache Weise eine Langzeitüberwachung sicherstellen. In Friedrichshafen und in Hamburg wurden mittlerweile Wärmemengenrechner nachgerüstet, die aus den Volumenströmen und den Temperaturdifferenzen die zugehörigen Wärmemengen berechnen und vor Ort anzeigen.

2.1.3 Projektkosten

In Tabelle 2.3 sind die in der Planungsphase ermittelten Investitionskosten und Wärmepreise (Berechnungsgrundlagen siehe Tabelle 2.4) den tatsächlichen Kosten für den ersten Bauabschnitt und den voraussichtlich noch erforderlichen Kosten für den zweiten Baubschnitt gegenübergestellt.

Die Kollektorflächen (mit Solarnetz, Wärmeträgerfluid und Zubehör) konnten gegenüber den in der Planung angesetzten Kosten deutlich günstiger erstellt werden. Allerdings wird voraussichtlich auch die gesamte Kollektorfläche um etwa 7% kleiner als geplant. Die Investitionen für den Langzeit-Wärmespeicher, das Wärmeverteilnetz und die Hausübergabestationen liegen relativ genau bei den Vorhersagen der Kostenschätzung. Deutlich teurer sind das Gebäude der Heizzentrale und die Planungskosten für das solare Nahwärmesystem sowie die Personalkosten bei den Betreibern geworden. In der Summe zeigt sich, daß die Kosten nur 4% über der Kostenschätzung liegen werden. Für ein Pilotprojekt ein beachtliches Ergebnis!

Investitionskosten ohne MwSt.		F+E Antrag 1)	Stand	noch erfor-	Summe	Differenz
			Jan 99 ²⁾	derlich 3)		
		1. + 2. BA	1. BA	2. BA	1. + 2. BA	zum Antrag
1 Kollektorfelder	TDM	3 660	1 539	1 308	2 847	-22%
Fläche	m²	5600	2 701		5 201	-7%
Kosten/m²	DM/m²	654	570		547	
2 Langzeit-Wärmespeicher	TDM	2 690	2 773	0	2 773	3%
Kosten/m ³	DM/m³		231		231	
3 Kessel, Maschinentechnik, Rohrleitungen etc.	том	445	407	172	578	30%
4 Heizzentrale Gebäude+Grund	TDM	290	501	0	501	73%
5 Wärme- und Solarnetz, Übergabestationen	том	860	367	551	918	7%
6 Planung und Bauüberwachung	TDM	400	530	225	755	89%
7 Personalkosten TWF, Gebühren, etc.	TDM	207	370	185	555	168%
Summe	TDM	8 552	6 488	2 440	8 928	4%
je Wohneinheit	DM/WE	15 271	23 170		15 943	
je m² Wfl.	DM/m²	217	283		195	
Wärmekosten o. Förderung						
solare Wärmekosten	DM/MWh	339	537		399	
konv. Wärmekosten o. Solaranlage	DM/MWh	95	107		102	
Gesamtwärmekosten	DM/MWh	234	308		228	

Tabelle 2.3: Zusammenstellung der Investitionskosten und Wärmepreise

Bemerkungen:

¹) Kostenzusammenstellung TWF v. 30.12.93, F+E Antrag, 1.+2.BA, 560 WE

²) Abgerechnete Kosten, Kostenzusammenstellung TWF v. 31.12.98, 1.BA inkl. Vorleistungen für 2. BA, 280 WE + Kindergarten
 ³) Geschätzte Kosten entsprechend dem Planungsstand zum 2. Bauabschnitt (1/99)

Tabelle 2.4: Grundlagen der Wärmepreisberechnung

Kapitalgebundene Kosten:				
Zinssatz:		6 %/a		
Nutzungsdauer:	Kollektorfelder:	20 a		
	Langzeit-Wärmespeicher:	40 a		
	Anlagentechnik, Rohrleitungen, Nahwärmenetz und Hausübergabestationen, etc.:	30 a		
	Planung u. Sonstiges:	30 a		
	Heizzentrale (Gebäude):	40 a		
Instandhaltung (in % der Investitions	kosten):			
	Kollektorfelder:	1,5 %/a		
	Langzeit-Wärmespeicher:	1 %/a		
	Anlagentechnik, Rohrleitungen, etc.:	1,5 %/a		
	Nahwärmenetz und Hausübergabestationen:	2 %/a		
	Heizzentrale (Gebäude):	1 %/a		
Betriebsgebundene Kosten (in % der Investitionskosten):				
	Anlagentechnik, Rohrleitungen, Nahwärmenetz und Hausübergabestationen, etc.:	0,75 %/a		
	Langzeit-Wärmespeicher:	0,25 %/a		
	Kollektorfelder:	0,75 %/a		

Bemerkung: Aufgrund der gesammelten Erfahrungen wurden mittlerweile einige der Werte angepaßt: die Nutzungsdauer der Anlagentechnik und der Rohrleitungen wurde auf 15 a herabgesetzt; die Instandhaltung der Kollektorfelder wurde auf 1,0%/a, die betriebsgebundenen Kosten auf 0,25%/a reduziert. Auf eine Neuberechnung der Wärmepreise wurde verzichtet, um bisher veröffentlichten Zahlen nicht zu widersprechen.

2.1.4 Betriebsergebnisse

In Friedrichshafen-Wiggenhausen lassen sich drei unterschiedliche Betriebsphasen angeben:

- <u>Aufheizphase:</u> Der Wärmespeicher und das umliegende Erdreich müssen in den ersten Jahren einmalig aufgeheizt werden, bis sich ein quasistationärer Betrieb eingestellt hat.
- <u>Optimierungsphase:</u> In den ersten Jahren wird der Betrieb der Anlage durch die Technischen Werke Friedrichshafen (TWF) und das ITW intensiv betreut. Dadurch werden mögliche Probleme erkannt und der Betrieb optimiert.
- <u>Ausbauphase:</u> Durch die Realisierung des zweiten Bauabschnittes wird die Kollektorfläche in etwa verdoppelt. Gleichzeitig verdoppelt sich die Wärmeabnahme. Der Speicher ist schon jetzt für den Endausbau errichtet. Durch die relativ zum Speichervolumen höhere Solarwärmemenge verändert sich das Betriebsverhalten der Anlage.

2.1.4.1 Wärmebilanz

Bild 2.7 und Tabelle 2.5 zeigen die Wärmebilanz in den ersten beiden Betriebsjahren (1997 und 1998). Deutlich sichtbar wird die Zunahme der genutzten Solarwärme 1998 gegenüber 1997 um etwa 30% auf 620 MWh. Die Speicherverluste liegen mit 325 MWh über den in der Planung berechneten Werten (ca. 220 MWh für den eingeschwungenen Zustand). In der Aufheizphase muß jedoch das umgebende Erdreich des Speichers einmalig erwärmt werden, so daß in Zukunft ein Rückgang der Speicherverluste plausibel erscheint.



Bild 2.7: Monatliche Wärmemengen im Jahr 1997 und 1998

Der Wärmebedarf ab Heizzentrale liegt mit 2 245 MWh um ca. 10% über den geplanten Werten (auch die Wohnfläche hat gegenüber der Planung um 8% zugenommen). Die Hochrechnungen aus dem bisherigen Betrieb auf den Endausbau im eingeschwungenen Zustand weisen einen solaren Deckungsanteil von 35 bis 40% auf. Daß dieser Wert niedriger als die geplanten 47% liegt, beruht sehr wesentlich auf dem gegenüber der Planung höheren Wärmebedarf und den höheren Rücklauftemperaturen aus dem Wärmeverteilnetz. Neben der

Anlagenoptimierung wird daher im Jahr 1999 verstärkt das Augenmerk auf Möglichkeiten zur Senkung der Rücklauftemperaturen und der Entwicklung von geeigneten Konzepten für den zweiten Bauabschnitt gelegt.

Wärmebilanz Friedrichshafen		1997	1998
Einstrahlung in Kollektorebene	kWh/m ²	1 290	1 305
Gradtagzahl in Heizperiode	Kd	3 687	3 791
Wärmelieferung der Kollektoren	MWh	1 080	946
je m² Kollektorfläche	kWh/m²	400	350
Einspeisung Solarwärme ins Netz	MWh	475	620
je m² Kollektorfläche	kWh/m²	176	230
Wärmeinhalt im Speicher (geg. 11 °C)	MWh	343	344
Speicherverluste	MWh	262	325
Wärmemenge gesamt ins Netz	MWh	2 262	2 245
Wärmemenge Hausübergabestationen	MWh	2 100	2 063
Wärmebedarf je m ² Wohnfläche	kWh/m²	92	90
Netzverluste	%	7,5	8,8
Wärmelieferung durch Gaskessel	MWh	1 788	1 623
Gasverbrauch	MWh	1 812	1 624
Kesselnutzungsgrad	%	99	100
Solarer Deckungsanteil	%	21	28

 Tabelle 2.5:
 Wärmebilanz der ersten zwei Betriebsjahre (1997 und 1998)

2.1.4.2 Funktion des Langzeit-Wärmespeichers

Der Wärmespeicher in Friedrichshafen wurde im Oktober 1996 mit normalem Trinkwasser (11 °C) befüllt. Zwischen Weihnachten und Neujahr 1996 wurde das Wasser im Speicher durch einen Fehler in der Regelung komplett umgewälzt (kälteres Wasser vom Speicherboden wurde entnommen und in den wärmeren oberen Teil eingeleitet). Das kalte Wasser schichtete sich nicht in einer tieferen Schicht ein, sondern vermischte sich mit dem warmen Wasser im oberen Speicherbereich. So erklärt sich die einheitliche Speichertemperatur von 20 °C im Januar 1997 (Bild 2.8). Erkennbar ist die gute Temperaturschichtung im Wärmespeicher in der Beladephase (Jan '97 bis Sept '97 und Mrz '98 bis Sept '98). Es stellte sich eine Temperaturdifferenz zwischen Speicherdecke und -boden von etwa 20 bis 25 K ein. In der Entladephase (Aug '97 bis Feb '98) nahm sowohl das Temperaturniveau als auch die Speicherschichtung kontinuierlich ab. Die niedrigste Temperatur nach dem ersten Speicherzyklus stellte sich Anfang März 1998 mit etwa 43 °C ein. Dies verdeutlicht die "Anfangsinvestition" in der Aufheizphase. Die höchsten Speichertemperaturen lagen 1997 bei etwa 78 °C im oberen Speicherbereich. Dieser Wert wurde 1998 nicht überschritten, obwohl der Speicher im Januar 1998 deutlich wärmer war als im Jahr zuvor. Dies ist dadurch begründet, daß 1997 die Entladung bis in den September nur sehr eingeschränkt funktionierte, also fast die gesamte Wärme vom Kollektorfeld in den Speicher geladen wurde und dort verblieb.

Bild 2.8 zeigt weiterhin den Temperaturverlauf im Erdreich, unterhalb und seitlich des Speichers. Die ungestörte Erdreichtemperatur in 4 m Tiefe unter dem Speicher lag bei etwa 10 °C. Bis März 1998 stieg sie auf etwa 27 °C an und nimmt seitdem nur noch sehr wenig zu. D.h., die Wärmeverluste zum Speicherboden nähern sich einem stationären Zustand an. Der

Temperaturverlauf seitlich des Speichers zeigt, neben dem Anstieg auf ein höheres Niveau, einen sinusförmigen Verlauf, der aus einer Überlagerung der jahreszeitlichen Schwankung der Außentemperatur und der jahreszeitlichen Schwankung der Speichertemperatur herrührt.



Jan 97 Mrz 97 Mai 97 Jul 97 Sep 97 Nov 97 Jan 98 Mrz 98 Mai 98 Jul 98 Sep 98 Nov 98 Jan 99 Bild 2.8: Verlauf der Speichertemperaturen in den ersten beiden Betriebsjahren (1997 und 1998)

2.1.4.3 Funktion der Wärmeübertrager

Die beiden Wärmeübertrager (WT), die den Solarkreislauf vom Speicherkreislauf (Solar-WT), bzw. den Speicherkreislauf vom Nahwärmenetz (Vorwärm-WT) trennen, zeigten gegenüber den Vorgaben aus der Planung ein deutlich schlechteres Wärmeübertragungsvermögen.

In Bild 2.9 ist die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz des Solarkreiswärmeübertragers in Abhängigkeit von der übertragenen Leistung dargestellt. Bei der Auslegungsleistung von 1400 kW sollte sich an dem geschraubten Plattenwärmeübertrager entsprechend den Vorgaben aus der Planung eine Temperaturdifferenz von 6 K einstellen. Tatsächlich ist das Wärmeübertragungsvermögen deutlich schlechter. Wie aus den Meßwerten ersichtlich ist, liegt die gemessene log. Temperaturdifferenz im Auslegungsfall etwas über 10 K. Die drei Geraden symbolisieren den Verlauf eines idealen Wärmeübertragers mit unterschiedlichen Wärmeübertragungsvermögen (k·A):

1. k·A = 130 kW/K:	Dieser Wert wurde durch Parameteridentifikation aus den Meßwerten für den Solar-WT ermittelt. Wie aus der Grafik ersichtlich ist, stimmt diese Linie gut mit den Meßdaten des 19.5.97 (vor dem Umbau) überein.
2. $k \cdot A = 233 \text{ kW/K}$:	Dieser Wert entspricht den Vorgaben aus der Planung.
3. k·A = 200 kW/K:	Der Wärmeübertrager wurde im Juni 1998 mit zusätzlichen Platten be- stückt, um das Wärmeübertragungsvermögen zu verbessern. Laut Be- rechnung des Herstellers wird dadurch ein k·A von 200 kW/K erreicht. Die zum Vergleich eingetragenen Meßwerte vom 30.6.98 zeigen, daß

dieser Wert nahezu erreicht wird.



Bild 2.9: Wärmeübertragungsleistung des Solar-WT in FN-Wiggenhausen

Der Vorwärm-WT zeigt ein ähnliches Verhalten mit deutlich zu geringer Leistungsfähigkeit. Auch hier wurden zusätzliche Platten eingebaut. Die Auswirkung auf den Solarertrag, die sich rechnerisch durch die verbesserten Wärmeübertrager ergibt, ist in Bild 2.11 dargestellt.

2.1.4.4 Funktion der Kollektorfelder

In Bild 2.10 ist der theoretische Kollektorwirkungsgrad entsprechend den Kennwerten der Hersteller im Vergleich zum tatsächlich gemessenen Wirkungsgrad aufgetragen. Am dargestellten Tag ging das Kollektorfeld um 8:30 Uhr in Betrieb und wurde um 18:00 Uhr abgeschaltet. Um den Einstrahlwinkel der Sonne im Tagesverlauf zu berücksichtigen, wurde die auf Kollektorkennwerten basierende Wirkungsgradkennlinie zusätzlich mit dem Incident Angle Modifier (IAM) korrigiert dargestellt. Es zeigen sich deutlich zwei Effekte:

- 1. Die große Kapazität im Kollektorkreislauf verringert die gemessenen Wirkungsgrade in den Morgenstunden und erhöht die Wirkungsgrade in den Abendstunden.
- 2. In den Mittagstunden liegen die gemessenen Kollektorfeldwirkungsgrade um 4 bis 7% unter der theoretischen Kennlinie. Dabei ist zu beachten, daß der Kollektorfeldwirkungsgrad in der Heizzentrale gemessen wird und daher die Verluste der Rohrleitungen enthält. Diese Verluste liegen bei etwa 3% und müssen vom theoretischen Wirkungsgrad abgezogen werden. Somit ergibt sich eine Differenz zwischen 1 und 4%. Diese sehr geringe Abweichung zeigt die gute Übereinstimmung der realen Leistungsfähigkeit der Kollektoren mit den Herstellerangaben.



Bild 2.10: Kollektorfeldwirkungsgrad am 11. Mai 1998 in FN-Wiggenhausen.

2.1.5 Zusammenfassung und Ausblick

Der Bau der Anlage in Friedrichshafen-Wiggenhausen verlief ohne gravierende Probleme. Die gewonnenen Erfahrungen werden bei zukünftigen Projekten zu Kostensenkungen und einem weiter verbesserten Bauablauf führen. Die Betriebsergebnisse in den ersten beiden Jahren liegen im Rahmen der Erwartungen. Nachdem in den ersten beiden Betriebsjahren der Schwerpunkt auf der Untersuchung des realen Anlagenverhaltens lag, soll das nächste Betriebsjahr dazu genutzt werden, das Verhalten des Solarsystems zu optimieren und den Ausbau des nächsten Bauabschnitts vorzubereiten.

Bild 2.11 zeigt die solaren Nutzwärmeerträge in Friedrichshafen und die durch eine Optimierung der Anlage zu erwartenden Verbesserungen:

Durch den Umbau der Wärmeübertrager verbessert sich der solare Nutzwärmeertrag um 4%. Eine zusätzliche Absenkung der Rücklauftemperatur gegenüber dem derzeitigen Status um durchschnittlich 5 K führt zu einer Verbesserung um insgesamt 13%. Der zu erwartende Nutzwärmeertrag liegt dann weniger als 5% unter dem ursprünglich vorausgesagten Ergebnis.

Der derzeit gegenüber den Simulationswerten niedrigere solare Nutzwärmeertrag basiert demnach nicht auf grundsätzlichen Planungs- oder Anlagenfehlern, sondern auf den in der Startphase eines Projektes häufig auftretenden Anlaufproblemen. Nach der Systemoptimierung wird die Anlage die in sie gesteckten Erwartungen erfüllen.



Bild 2.11: Auswirkung der Systemoptimierung auf den solaren Nutzwärmeertrag

Eine Übersicht über alle Projektbeteiligten zeigt Tabelle 2.6.

Bauherr/Betreiber der Wärme	eversorgung:	Technische Werke Friedrichshafen		
Bauträger / Architekten: Block 1:		Städtische Wohnbaugesellschaft Friedrichsha-		
		fen mbH / DiplIng. F. Hack		
Block 2:		Landesentwicklungsgesellschaft Baden-Würt		
		temberg, Friedrichshafen / DiplIng. Rädle		
	Block 3:	Kreisbaugenossenschaft Bodenseekreis e.G. /		
		Latthy + Schlüter		
	Block 4:	Siedlungswerk Stuttgart / Jauss + Gaupp		
Planung:				
Gesamtplanung:		Steinbeis-Transferzentrum für rationelle Ener-		
		gienutzung und Solartechnik		
Planung Kollektoranlage:		Steinbeis-Transferzentrum für rationelle Ener-		
		gienutzung und Solartechnik		
Planung Wärmespeicher:		Schlaich, Bergermann & Partner		
Planung konventionelle Anlage, Wärme- und		Steinbeis-Transferzentrum für rationelle Ener-		
Solarnetz, Hausübergabestation	en:	gienutzung und Solartechnik		
Wissenschaftliche Begleitung:		Institut für Thermodynamik und Wärmetech-		
		nik, Universität Stuttgart		
Förderung:		Bundesministerium für Bildung,		
		Wissenschaft, Forschung und Technologie		
		Wirtschaftsministerium Land Baden-		
		Württemberg		
		Stadt Friedrichshafen		

Tabelle 2.6: Projektbeteiligte Friedrichshafen-Wiggenhausen

2.2 Hamburg-Bramfeld

Ebenfalls in den Jahren 1995 und 1996 entstand die solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher im Neubaugebiet Karlshöhe in Hamburg-Bramfeld. Hier wurden 3 000 m² Kollektorfläche auf 124 Reihenhäusern montiert, der Heißwasser-Wärmespeicher hat ein Volumen von 4 500 m³.

2.2.1 Projektausführung

Das Anlagenkonzept für die solar unterstützte Nahwärmeversorgung in Hamburg wurde in /1/ ausführlich beschrieben. Der Bau der Häuser erfolgte in den Jahren 1995 - 1998 in zwei Bauabschnitten, siehe Bild 2.12.



Bild 2.12: Lageplan des Neubaugebietes Karlshöhe in Hamburg-Bramfeld

Die Gebäude wurden nach dem Standard der Hamburger Wärmeschutzverordnung von 1991 gedämmt. Für die Außenwände bedeutet dies, daß auf das tragende Mauerwerk aus Kalksandstein eine Dämmung aus 10 cm dicker Mineralwolle aufgebracht wurde. Ein Verblendmauerwerk bildet den äußeren Abschluß (Bild 2.13). Im Dach wurden ca. 12 cm Wärmedämmung angebracht. Die Fenster haben einen Wärmedurchgangskoeffizienten von $k = 1,8 - 1,9 \text{ W/m}^2 \text{K}$.



Bild 2.13: Wandaufbau eines Hauses

Für jeden Gebäudetyp wurden die Kollektorflächen so geplant, daß eine maximale Dachausnutzung erreicht wurde. Für die Gebäude des ersten Bauabschnittes wurden vorgefertigte Kollektormodule (Fa. Wagner, LB-Kollektoren) in Größen zwischen 4 und 9 m² verwendet. Die Kollektoren wurden in die Dächer integriert, d. h. sie ersetzen die harte Bedachung und übernehmen die Dichtfunktion des Daches. In Bild 2.14 ist die Einbindung eines Kollektors in das Dach dargestellt. Auf die Dachsparren wurden eine Verschalung und eine Dichtbahn aufgebracht, die als Notdach fungiert und in die Dachrinne mündet. Über den Sparren wurde eine vertikal verlaufende Konterlattung aufgebracht, auf der die einzelnen Kollektoren befestigt wurden. Die Zwischenräume zwischen den Kollektoren sowie der obere und der untere Abschluß sind mit einem Titan-Zinkblech abgedeckt, so daß die erste Dichtebene oberhalb der Kollektoren liegt. Unter dem Abdeckblech am First sind die Sammelleitungen untergebracht.



Bild 2.14: Dachintegrierter Kollektor, Dichtkonzept

Im zweiten Bauabschnitt wurden Solardächer (Solar-Roof) eingesetzt. Dabei handelt es sich um vorgefertigte Dachelemente mit Kollektor und feldinterner Verrohrung, die als Ganzes auf das Gebäude aufgesetzt werden (Bild 2.15).



Bild 2.15: Solar-Roof (Fa. Wagner)

Eine Übersicht über die Kollektorfelder gibt Tabelle 2.7.

Tabelle 2.7: Daten der Kollektorflächen

Baufeld	Kollektor-Typ	Kollektorfläche (Apertur) [m²]	Neigungswinkel [°]	Ausrichtung (0 = Nord) [°]
I-III	Wagner LB-Kollektor	2047	40	160 SO
IV	Wagner Solar-Roof	873	40	160 SO

Für die Verrohrung der Kollektorfelder mußten strenge Vorgaben des Hamburger Amtes für Arbeitsschutz (AfA) erfüllt werden. Die Anforderungen an die eingesetzten Materialien und an die Qualität der Bauausführung wurden durch das AfA vor Ort sorgfältig überwacht.

Der Wärmespeicher wurde nach der ursprünglichen Planung im März 1995 ausgeschrieben. Die eingereichten Angebote lagen um 50 bis 100% über den vorausgegangenen Kostenschätzungen. Das günstigste Angebot war mit 2,25 Mio DM ca. 600 TDM teurer als die Kostenschätzung des ITWs vom September 1994. Im Mai 1995 fand in Hamburg ein Arbeitstreffen des Expertenkreises Langzeit-Wärmespeicher statt, an dem die Speicherkonstruktion kritisch überprüft wurde. In der Folge wurde die erste Ausschreibung aufgehoben und der Speicherentwurf nochmals überarbeitet. Dabei wurde insbesondere die Speichergeometrie geändert, um Aushub und Betonmasse einzusparen. In Verhandlungen mit der Hamburger Umweltbehörde wurde außerdem erreicht, daß der Speicher entgegen der ursprünglichen Vorgabe 2 m über die ursprüngliche Geländeoberkante hinausragen durfte. In der zweiten Ausschreibung wurden zwei Speichervarianten alternativ ausgeschrieben. In Bild 2.16 ist die ursprüngliche Speichergeometrie den beiden neuen Speichervarianten gegenübergestellt.



Bild 2.16: Wärmespeicher in Hamburg-Bramfeld - ursprünglicher Entwurf und Alternativen der zweiten Ausschreibung (Maße in Metern, falls nicht anders angegeben)

Die **Heizzentrale** wurde erst im Sommer 1996 fertiggestellt. Seit Herbst 1995 wurde die Wärmeversorgung durch eine mobile Kesselanlage sichergestellt. Die Planung der Anlagentechnik erfolgte durch die Fa. Hamburg Gas Consult (ein Tochterunternehmen der Hamburger Gaswerke) entsprechend den HGW-Standards und in enger Abstimmung mit dem ITW.

Das **Wärmeverteilnetz** wurde entsprechend dem Baufortschritt der Häuser gebaut. Dabei wurden zunächst Haupttrasse und Abzweige verlegt. Die einzelnen Hausanschlüsse wurden nachträglich durch Anbohren hergestellt. Beim Bau der Gebäude kam es oft zu monatelangen Verzögerungen. So wurden z.B. entgegen der ursprünglichen Planung die Häuser des zweiten Bauabschnittes (Ökologische Siedlung Braamwisch) erst 1997/1998 errichtet und an die Wärmeversorgung angeschlossen.

Die Inbetriebnahme der Wärmeversorgung erfolgte im November 1996 nach der Fertigstellung des Wärmespeichers. Zu diesem Zeitpunkt waren die Gebäude des ersten Bauabschnittes an die Wärmeversorgung angeschlossen.

2.2.2 Projektkosten

Im Februar 1999 wurden die bis dahin abgerechneten Kosten des Projektes zusammengestellt. Der Vergleich mit den bei der Antragstellung geschätzten Projektkosten ist in Tabelle 2.8 dargestellt (Berechnungsgrundlagen der Wärmepreise siehe Tabelle 2.4).

Investitionskosten o. MwSt		F+E-Antrag	Stand	noch	Summe	Differenz
			Feb. 99	erforderlich		zum Antrag
1 Kollektorfelder	TDM	1 750	1 601	150	1 751	1
Fläche	m²	3000	2 800	200	3 000	
Kosten/m ²	DM/m²	583	572	750	584	
-						
2 Langzeit-Wärmespeicher	TDM	1 500	1 818	0	1 818	318
Kosten/m ³	DM/m³	333	404		404	
3 Anlagen- und MSR-Technik Heizzentrale	TDM	400	504	0	504	104
3a BHKW ²⁾		0	43		43	-54 ²⁾
4 Heizzentrale Gebäude+Grund,	TDM	250	455	0	455	7 ¹⁾
Erschließung und Außenanlagen ¹⁾						
5 Wärme- und Solarnetz,	TDM	940	1 134	40	1 174	234
Übergabestationen						
6 Planung extern und Genehmigung	TDM	276	432	0	432	156
7 Planung HGW/HGC, Zus. Pers.kosten	TDM	893	606	20	626	-267
8 Sonstiges ³⁾	TDM	0	55		55	55
Summe	TDM	6 009	6 648	210	6 858	554 ^{1) 2)}
je Wohneinheit	DM/WE	48 460			55 306	
je m² Wfl.	DM/m²	406			463	
Wärmekosten ohne Förderung						
Solare Wärmekosten	DM/MWh	501			540	
konv. Wärmekosten ohne Solaranlage	DM/MWh	148			168	
Gesamtwärmekosten	DM/MWh	407			451	

Tabelle 2.8: Kostenzusammenstellung für das Projekt Hamburg-Bramfeld, Stand 02/99

Bemerkungen:

1) 198 TDM von HGW bereitgestellt

²) 97 TDM von HGW bereitgestellt

³⁾ Mobile Heizzentrale 1996/1997

In der Endabrechnung wurden die ursprünglich geschätzten Kosten um 9% überschritten. Dabei ist bereits einberechnet, daß 295 TDM von den Hamburger Gaswerken zusätzlich für das Heizzentralengebäude und für das von den HGW gewünschte BHKW bereitgestellt wurden. Die höchste Kostenüberschreitung ergab sich beim Langzeit-Wärmespeicher und, damit verbunden, bei dessen Planung. Insbesondere die Umplanung des Wärmespeichers nach der Aufhebung der ersten Ausschreibung fällt hier ins Gewicht. Außerdem wurden in der Bauzeit erhebliche Wasserhaltungsarbeiten notwendig, die in der Kostenschätzung nicht berücksichtigt waren. Aufgrund der langen Bauzeit der Gebäude und den damit verbundenen Verzögerungen beim Ausbau des Wärmeverteilnetzes kam es in diesem Gewerk zu erheblichen Kostenüberschreitungen, die durch Ablauf der Preisbindungsfristen (mehrfache Baustelleneinrichtungen etc.) verursacht wurden.

2.2.3 Betriebsergebnisse

Die Solaranlage in Hamburg läuft sehr zur Zufriedenheit des Betreibers HGW. Anfängliche Probleme mit der Regelung der Niedertemperaturkessel treten seit der Inbetriebnahme der Solaranlage und des Wärmespeichers nicht mehr auf. Lediglich der Betrieb des Heiznetzes ist aufgrund der teilweise unzureichenden Umsetzung der Vorgaben für die hausinternen Heizungssysteme durch die Haustechniker noch nicht zufriedenstellend.

In Tabelle 2.9 sind die Betriebsergebnisse des Jahres 1997 für die Anlage in Hamburg-Bramfeld zusammengestellt. Zum Vergleich sind außerdem die Simulationsergebnisse für das erste Betriebsjahr und die Simulationsergebnisse aus der Planungsphase für den Endausbau nach dreijähriger Betriebszeit aufgeführt. Der Aufbau des Meßdatenerfassungssystems und die Anordnung der Meßstellen wurde bereits in Kapitel 2.1.2 beschrieben.

System		Status 1997	Planungsstand	Endausbau	Endausbau
			(Wärmebed. angepaßt)	(Vorausberechnung)	(Vorausberechnung)
		86 Häuser	86 Häuser	124 Häuser	124 Häuser
		angeschlossen,	angeschlossen,	angeschlossen,	angeschlossen,
		2 047 m ²	2 047 m ²	2 940 m²	2 940 m ²
		Kollektorfläche,	Kollektorfläche,	Kollektorfläche	Kollektorfläche
		4 500 m ³ Speicher			
		Ergebnisse 97	Simulation des ersten	Simulation des	Simulation des
			Betriebsjahres (97)	dritten Betriebsjahres	dritten Betriebsjahres
				ohne BHKW	mit BHKW
Gesamtwärmebedarf	MWh/a	1 368	1 368	1 610	1 610
Wärmelieferung Kollektoren	MWh/a	621,4	668,0	882,9	805,4
bezogen auf	kWh	304	326	300	274
Kollektorfläche	$(m^{2}*a)$				
Wärmelieferung BHKW	MWh/a	-	-	-	172,6
Nutzwärme ab Speicher	MWh/a	411,8	542,2	788,0	898,6
bezogen auf	kWh	201	265	268	306
Kollektorfläche	$(m^{2}*a)$				
Deckungsanteil ab Speicher	%	30	40	49	56
Wärmelieferung Gaskessel	MWh/a	955,1	826,4	833,88	711,7

Tabelle 2.9:Betriebsergebnisse der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Hamburg-
Bramfeld 1997 und Ergebnisse der Simulationsrechnungen

Der Wärmebedarf (1 368 MWh/a für Raumheizung, Warmwasserbereitung und Verluste) der ersten angeschlossenen Häuser liegt ca. 30% über den anhand der Wärmeschutznachweise vorausberechneten Werten. Nach Aussagen der Hamburger Gaswerke ist dies für das erste Betriebsjahr normal, da die Neubauten zunächst "trockengewohnt" werden. Das Mini-Blockheizkraftwerk war aufgrund von Ersatzteil-Lieferschwierigkeiten im Jahr 1997 nur sehr sporadisch in Betrieb.

Der Unterschied der Betriebsergebnisse im Vergleich zu den berechneten Werten erklärt sich im wesentlichen aus dem Betrieb des Heiznetzes, der in Realität stark von den in der Simulation angenommenen Werten abweicht (Bild 2.17). Sowohl die Vorlauf- als auch die Rücklauftemperaturen liegen im Durchschnitt 10 - 15 K höher als die anhand einer Lastsimulation ermittelten Werte. Dies führt einerseits bereits im Frühjahr zu höheren Speichertemperaturen, da die Rücklauftemperatur direkt auf den unteren Speicherbereich wirkt und damit zu niedrigeren Kollektorwirkungsgraden führt. Anderseits kann durch die hohen Rücklauftemperaturen der Speicher nicht auf die vorausberechneten niedrigen Temperaturen entladen werden (Bild 2.18), so daß ein erheblicher Anteil des Wärmeinhaltes im Speicher nicht genutzt werden kann.



Bild 2.17: Geordnete Jahresdauerlinien der Vor- und Rücklauftemperatur im Wärmeverteilnetz - Vergleich Messung und Rechnung



Bild 2.18: Temperaturen im Wärmespeicher – Vergleich Messung und Rechnung

Eine Verbesserung des Heiznetzbetriebes kann durch eine Kontrolle und eine Einregulierung der hausinternen Heizungssysteme erreicht werden und sollte unbedingt angestrebt werden. In Vergleichsrechnungen wurde eine mögliche Erhöhung des solaren Nutzwärmeertrages gegenüber dem derzeitigen Status um 38% ermittelt, wenn die ursprünglich vorgesehenen Heiznetztemperaturen erreicht werden.

2.2.4 Zusammenfassung und Ausblick

Insgesamt verlief der Bau und die Inbetriebnahme der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Hamburg-Bramfeld ohne größere Probleme. Die gewonnenen Erfahrungen werden in die Planung zukünftiger Projekte einfließen können und so zu Kostensenkungen führen. Die Betriebsergebnisse des ersten Jahres liegen im Rahmen der Erwartungen. Dem Problem der Heiznetztemperaturen muß auch in zukünftigen Projekten besondere Sorgfalt gewidmet werden.

Durch die gute Zusammenarbeit aller Projektbeteiligten (Tabelle 2.10) konnte das Projekt zu einem sehr zufriedenstellenden Ergebnis gebracht werden.

Bauherr/Betreiber der Wärmeversorgung:	Hamburger Gaswerke GmbH		
Bauträger / Architekten:	Fa. Kunze, Stade / H. Philippi, Hamburg		
	Fa. Quartett Haus, Hamburg /		
	Sonnenschein und Balck, Hamburg		
	Fa Voigt und Ohler /		
	J. Lupp, Hamburg		
	Ökologische Siedlung Braamwisch e.V.		
Planung:			
Gesamtplanung:	Hamburg Gas Consult, Hamburg		
Planung Kollektoranlage:	ad fontes, Hamburg		
	Wagner u. Co, Cölbe		
Planung Wärmespeicher:	Windels, Timm, Morgen, Hamburg		
Planung konventionelle Anlage, Wärme- und	Hamburg Gas Consult		
Solarnetz, Hausübergabestationen:			
Wissenschaftliche Begleitung:	Institut für Thermodynamik und Wärmetech-		
	nik, Universität Stuttgart		
Förderung:	Bundesministrium für Bildung, Wissenschaft,		
	Forschung und Technologie		
	Freie und Hansestadt Hamburg		

Tabelle 2.10: Projektbeteiligte Hamburg-Bramfeld

2.3 Neckarsulm-Amorbach

Im Neubaugebiet Neckarsulm-Amorbach (Baden-Württemberg) werden in den nächsten Jahren rund 1 300 Wohneinheiten entstehen, deren Gesamtwärmebedarf (Warmwasser und Raumheizung) zu rund 50% mit Sonnenenergie gedeckt werden soll. Dazu befindet sich seit Herbst 1996 eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit saisonalem Erdsonden-Wärmespeicher im Aufbau. Damit wurde in Deutschland erstmalig eine Anlage realisiert, bei der solar erzeugte Wärme auf hohem Temperaturniveau (bis zu 80 °C) direkt im Erdreich gespeichert und ohne Wärmepumpe genutzt wird.

In dem bis Ende Dezember 1999 verlängerten Projekt der Stadtwerke Neckarsulm wurde eine Solaranlage bestehend aus 2 700 m² Kollektoren, einem Pufferspeicher (100 m³) und einem Erdsonden-Wärmespeicher mit einem Volumen von ca. 20 000 m³ erstellt.

2.3.1 Gesamtsystem

Bild 2.19 zeigt einen Lageplan der Anlage. Die Solarkollektoren wurden auf den Dächern einer Schule, einer Sporthalle, eines Ladenzentrums und einer Seniorenwohnanlage installiert. Die Heizzentrale befindet sich in einem Anbau des Schulzentrums. unmittelbar angrenzend ist auch der Pufferspeicher aufgestellt. Der Erdsonden-Wärmespeicher befindet sich hiervon ungefähr 150 m entfernt in einer Grünzone im Zentrum des Baugebiets. Das Funktionsschema



Bild 2.19: Lageplan (Ausbaustufe 1997/98)

des Nahwärmesystems ist in Bild 2.20 dargestellt. Der Speicher ist hydraulisch direkt an das Nahwärmenetz gekoppelt, um einen Temperaturniveau-Abfall in Wärmeübertragern zu vermeiden. Die Beladung des Speichers erfolgt über den Pufferspeicher, in dem große Leistungsspitzen der Solarkollektoren zwischengespeichert werden. Beim Entladen des Erdsonden-Wärmespeichers wird die Wärme direkt in den Rücklauf des Nahwärmenetzes eingespeist (Rücklaufanhebung). Die Versorgung des Netzes erfolgt aus dem Speicher mit dem jeweils höheren Temperaturniveau. Eine Rücklaufbeimischung begrenzt die Vorlauftemperatur für das Verteilnetz auf den benötigten Wert; wird dieses Temperaturniveau von keinem der Speicher erreicht, dann erfolgt die Nachheizung mit Hilfe eines gasbefeuerten Brennwertkessels. Eine weitere Besonderheit der Anlage ist die erstmalige Verwendung eines sogenannten 3-Leiter-Wärmeverteilnetzes. Dadurch mußten keine mit Wasser-Glykol-Gemisch gefüllten Rohrleitungen im Erdreich verlegt werden. Außerdem konnte gegenüber einer konventionellen Netzplanung eine Rohrleitung eingespart werden.



Bild 2.20: Schema des Wärmeversorgungssystems (Ausbaustufe 1997/98)

Eine Aufstellung der Projektbeteiligten ist in Tabelle 2.11 gegeben.

Tabelle 2.11: Projektbeteiligte Neckarsulm-Amorbach

Bauherr/Betreiber der Wärmeversorgung:	Stadtwerke Neckarsulm	
Bauträger / Architekten:		
Grundschule und Sporthalle	Stadt Neckarsulm / Parvanta + Wohnhaas	
Einkaufszentrum	Heimstätte-Genossenschaft / Trostdorf & Partner	
Seniorenwohnanlage	Pfeil Projektentwicklung GmbH / H. Rössle	
Mehrfamilienhaus Lautenbacher Straße	Willi Bauer GHT-Baugesellschaft / I. Vogt	
Planung:		
Gesamtplanung:	Steinbeis-Transferzentrum für Energie-, Gebäude- und Solartechnik	
Planung Kollektoranlage:	Steinbeis-Transferzentrum für Energie-, Gebäude- und Solartechnik	
Planung Wärmespeicher:	Steinbeis-Transferzentrum für Energie-, Gebäude- und Solartechnik	
Planung konventionelle Anlage, Wärme- und Solarnetz, Hausübergabestationen:	Steinbeis-Transferzentrum für Energie-, Gebäude- und Solartechnik	
Wissenschaftliche Begleitung:	Institut für Thermodynamik und Wärme- technik, Universität Stuttgart	
Förderung:	Bundesministerium für Bildung, Wissen- schaft, Forschung und Technologie	
	Stadt Neckarsulm	



2.3.2 Kollektoranlage

Bild 2.21: Kollektoren auf Sporthalle und Altenwohnanlage (Hintergrund)



Bild 2.22: Kollektordach auf der Grundschule

Bei den vier bisher erstellten Kollektorfeldern wurden verschiedene Kollektoraufstellungen erprobt. Auf dem Flachdach des Ladenzentrums mußte eine Aufständerung auf einem Stahlgerüst erfolgen. Die Kosten für die Unterkonstruktion sowie deren Holzverkleidung betrugen 190 DM/m² (bezogen auf die Kollektorfläche, ohne Planung und MwSt.), was verglichen mit den reinen Kollektorkosten von 285 DM/m² einen beträchtlichen Anteil ausmacht.

Bei der Planung der Sporthalle (siehe Bild 2.21) wurden diese zusätzlichen Kosten vermieden, indem die üblicherweise innenliegende Tragkonstruktion des Hallendachs nach außen verlegt und so gestaltet wurde, daß dieses Fachwerk gleichzeitig zur Aufständerung der Kollektoren verwendet werden konnte. Auf der Seniorenwohnanlage (Bild 2.21 im Hintergrund) wurde eine dachintegrierte Lösung üblicher Flachkollektoren gewählt, dies führte zu Kosten von rund 460 DM/m².

Eine architektonisch und technisch sehr ansprechende Lösung stellt das in Bild 2.22 dargestellte Kollektordach der Grundschule dar. Aufgrund der äußerst knappen Bauzeiten mußte zunächst ein Notdach montiert werden, so daß bei diesem Objekt die eigentlichen Vorteile eines solchen Daches und die damit verbundene Kosteneinsparung noch nicht im vollen Umfang eintreten konnten. Der Preis lag bei ca. 570 DM/m², ohne Aufbau des Notdaches wären weniger als 400 DM/m² erzielbar gewesen.

In Tabelle 2.12 sind die Daten der installierten Sonnenkollektoren zusammengefaßt.

Gebäude	Kollektor-Typ	Kollektorfläche (Apertur) [m²]	Neigungswinkel [°]	Ausrichtung (0 = Nord) [°]
Sporthalle	Sonnenkraft GK10NS, GK8NS	1 252	15	162 SO
Grundschule	SET Kollektordachelemente D1-D	605	15	160,5 SO
Ladenzentrum	AR-CON HTU 12,5, HTU 10	443	15	151 SO
Senioren- wohnheim	Paradigma Solar 500, Solar 600	335	15	156 SO

Tabelle 2.12: Daten der Kollektorflächen

2.3.3 Langzeit-Wärmespeicher



Bild 2.23: Aufbau einer Bohrung mit installierter Erdsonde

Zur saisonalen Wärmespeicherung wird ein Erdsonden-Wärmespeicher verwendet, der das eigentliche Kernstück der Anlage darstellt. Die Wärmespeicherung erfolgt direkt im Erdreich, die Wärme wird über in senkrechten Bohrungen eingebaute Wärmeübertragerrohre - den Erdsonden - zugeführt und entnommen. Bild 2.23 zeigt einen horizontalen und einen vertikalen Schnitt durch eine Bohrung. Die Wärmeübertragerrohre haben die Dimension 25 x 2,3 mm. Als Material wurde aufgrund der geforderten Zeitstandsfestigkeit von 50 Jahren bei den gegebenen Druck- und Temperaturverhältnissen Polybuten (PB) gewählt. Das Bohrloch wurde nach dem Einbau des Doppel-U-Wärmeübertragers wieder mit einer Bentonit-Sand-Zement-Suspension verfüllt, um einen guten Wärmetransport zum Erdreich zu gewährleisten. Zur Erdoberfläche hin ist der Speicher mit einer 20 cm starken Schicht aus extrudiertem Polystyrol wärmegedämmt, welche die Randbohrungen seitlich um 2 bis 3 m überragt. Darüber befindet sich eine Erdschicht von mind. 2 m Dicke.

2.3.4 Hydrogeologische Situation



Bild 2.24: Schichtenprofil am Standort Neckarsulm-Amorbach

Vor Beginn der Bauarbeiten wurde ein detailliertes hydrogeologisches Versuchsprogramm in Zusammenarbeit mit dem Institut für angewandte Geologie der Universität Gießen durchgeführt. Dabei wurden Bohrkerne aus bis zu 65 m Tiefe entnommen, Flowmetermessungen an drei einzelnen Bohrlöchern durchgeführt sowie Dauerpumpversuch vorgenommen. Der ein Untergrund am Standort besteht aus einer Abfolge von etwa 5 m Lößlehm, 30 m Gipskeuper, 5 m Grenzdolomit, 30 m Lettenkeuper, sowie darunter liegendem Muschelkalk (siehe Bild 2.24). Der Grundwasserstand ist jahreszeitlich bedingt größeren Schwankungen unterworfen und liegt zwischen 10 und 15 m unter der Geländeoberkante (GOK). Während die beiden Keuperschichten eine sehr geringe Durchlässigkeit ($k_f \approx 5 \cdot 10^{-8}$ m/s) aufweisen, ist die dazwischen liegende Grenzdolomitschicht relativ stark wasserführend ($k_f \approx 2 \cdot 10^{-5}$ m/s). Aufgrund befürchteter zu hoher Wärmeverluste des Spei-

chers, aber auch um Schwierigkeiten bei der wasserrechtlichen Genehmigung des Speichers zu vermeiden, wurde die Speichertiefe auf 30 m unter GOK begrenzt.

2.3.5 Versuchsspeicher

Im Herbst 1997 wurde ein Versuchsspeicher mit einem Volumen von rund 4 300 m³ erstellt. Der Speicher ist aus 36 Doppel-U-Erdsonden mit einer Tiefe von 30 m und einem Abstand von jeweils 2 m aufgebaut. Der Bohrlochdurchmesser beträgt 115 mm.

Der Speicher diente in dieser ersten Ausbaustufe vorwiegend zur Validierung verschiedener Rechenmodelle. Dazu wurden Be- und Entladeversuche durchgeführt, wobei die Wärmemengen sowie die Temperaturänderungen im Speicher und im angrenzenden Erdreich genau erfaßt wurden. Hierzu wurden drei zusätzliche Bohrungen niedergebracht, in die Meßsonden mit insgesamt rund 40 Temperaturfühlern, deren Anordnung in Bild 2.25 ersichtlich ist, installiert wurden.
2.3.6 Thermisches Versuchsprogramm und Meßergebnisse

Ausgehend von einer ungestörten Bodentemperatur von rund 10 °C wurde der Speicher von Mitte Dezember '97 bis Anfang März '98 mit Vorlauftemperaturen zwischen 65 und 80 °C bei einem Volumenstrom von 12 m³/h beladen. Bis zum Ende der Beladung wurden in der Speichermitte Maximaltemperaturen von ca. 53 °C erreicht (gemessen in 20 m Tiefe zwischen den Erdsonden, Bild 2.26). Man erkennt weiterhin, daß die höchsten Temperaturen nicht im geometrischen Speicherzentrum, sondern aufgrund der Reihenschaltung der Erdsonden zum Vorlauf-Verteiler hin verschoben auftreten (x-Koordinaten 4 bis 6 m, Bild 2.26).



Bild 2.25: Schematische Ansicht des Versuchsspeichers



Bild 2.26: Temperaturprofil im Versuchsspeicher Anfang März 1998 (Tiefe 20 m)

Anschließend wurde ein 3-wöchiger Entladezyklus durchgeführt. Der Volumenstrom betrug 3 m³/h, die Speicher-Eintrittstemperaturen lagen zwischen 40 und 50 °C. Da der Speicher aufgrund der begrenzt zur Verfügung stehenden Zeit nicht in dem Maße beladen worden war, wie dies im späteren Betrieb der Fall sein wird, waren die zurückgewonnenen Wärmemengen gering.

Zur Überprüfung der Funktion des Speichers wurde ein Vergleich der Meßdaten 60°C mit berechneten Wer-58°C ten vorgenommen. 56°C Die gemessenen Vor-54°C 52°C lauftemperaturen und 50°C Volumenstrom der 48°C wurden als Eingabe-46°C 44°C daten für das Rechen-42°C modell SBM (Super-40°C 38°C position Borehole 36°C Model) /4/ verwendet. 34°C Die damit berechneten 32°C 30°C Speicheraustritts- und Erdreichtemperaturen wurden mit den im Versuch gemessenen Temperaturverläufen verglichen. Die Simu-



lationsrechnungen zeigen über weite Bereiche des Speichers eine sehr gute Übereinstimmung mit dem realen Versuchsablauf.

Bild 2.27: Vergleich von gemessenen und berechneten Temperaturverläufen im Versuchsspeicher (1997/98)

Bild 2.27 zeigt die Temperaturen während des gesamten Versuchsablaufs. Die Speichereintrittstemperatur (und damit auch die gemessene und berechnete Speicheraustrittstemperatur) zeigt starke tägliche Schwankungen, die durch die noch unvollkommene Regelung des Nahwärmenetzes hervorgerufen wurde. Weiterhin sind die Temperaturverläufe von drei Meßstellen im Erdreich aufgetragen, dunkel die gemessenen und hell die berechneten Werte. Die Position und Bezeichnung der Meßlanzen ist in Bild 2.25 ersichtlich.

Die durch die Parameteridentifikation ermittelten Bodenkennwerte betragen 2 W/mK für die Wärmeleitfähigkeit und 3 MJ/m³K für die volumetrische Wärmekapazität. Diese Werte sind um rund 10% höher als die Annahmen für die Simulationsrechnungen in den Vorstudien (1,85 W/mK bzw. 2,75 MJ/m³K). Das Wärmeübertragungsvermögen der Erdsonden ist nach den Ergebnissen des Versuchsprogramms schlechter als vorausberechnet. Gründe hierfür sind die Anordnung der U-Rohre um ein Zentralrohr mit 4 cm Durchmesser, die einen geringeren Abstand der U-Schenkel zur Folge hatte als ursprünglich geplant, sowie die niedrigere Wärmeleitfähigkeit des Verfüllmaterials.

2.3.7 Simulationsrechnungen

Mit den ermittelten Parametern wurde das Gesamtsystem nochmals simuliert (siehe auch Kapitel 3.2.3) und mit den Auslegungsdaten verglichen (siehe Bild 2.28).

Die höhere Wärmekapazität des Untergrunds bedeutet, daß der Speicher in der Realität eine etwas höhere Speicherfähigkeit besitzt als erwartet. Die höhere Wärmeleitfähigkeit führt einerseits zwar zu höheren Wärmeverlusten des Speichers, andererseits erfolgt der Wärmetransport von und zu den Erdsonden besser, so daß auch eine größere Wärmemenge von den Kollektoren zum Speicher geliefert wird. Die zurückgewonne Wärmemenge bleibt praktisch gleich.

Beeinträchtigt wird das Betriebsverhalten allerdings durch den höheren Wärmedurchgangswiderstand der Erdsonden, d.h. die auftretende Temperaturdifferenz zwischen Sondenfluid und Erdreich. Vor allem der Entladevorgang wird behindert, da dieser durch die Netzrücklauftemperatur bestimmt wird. Bei der Beladung dagegen reagiert die Kollektoranlage auf die reduzierte Wärmeabnahme des Speichers (erhöhte Speicheraustrittstemperatur = Kollektoreintrittstemperatur) durch eine weitere Temperaturerhöhung im Ladekreis, was letztlich die Beladung erzwingt. Allerdings steigen dadurch auch die Wärmeverluste im Kollektor an.



Bild 2.28: Einfluß der Bodenparameter und der Ausführung der Erdsonden auf den Wärmespeicher

Durch eine Vergrößerung des Bohrlochdurchmessers von 115 auf 150 mm und eine dadurch mögliche Vergrößerung des U-Rohr-Schenkelabstands kann der Wärmedurchgangswiderstand der Erdsonden nach den Simulationsrechnungen deutlich verbessert und damit annähernd wieder das vorausberechnete Betriebsverhalten des Speichers erreicht werden.

2.3.8 Erweiterung des Speichers

Im zweiten Halbjahr 1998 wurde der Speicher um 132 Bohrungen auf ein Volumen von 20 000 m³ erweitert (siehe Bild 2.29). Dazu wurde ein Erdsondenfeld gleicher Bauart nördlich des Speichers angelegt, sowie weitere 8 Sondenreihen mit je 12 Bohrungen in östlicher Richtung hinzugefügt. Daraus ergibt sich ein achsensymmetrischer Speicheraufbau mit einem zentralen warmen Strang und zwei kalten Strängen an der Nord- und Südseite.



Bild 2.29: Schema des Erdsonden-Wärmespeichers in den verschiedenen Ausbaustufen

Im Vergleich zum Versuchsspeicher wurden aufgrund der gewonnenen Erkenntnisse folgende Änderungen bei der Bauweise berücksichtigt: der Bohrlochdurchmesser wurde entsprechend den Ergebnissen der Simulationsrechnungen auf 150 mm vergrößert und es wurde ein vorgefertigter Abstandshalter der Firma Haka verwendet, der die U-Rohr-Schenkel auf einen lichten Abstand von 78 mm hält.

Weitere Änderungen gegenüber dem Bau des Versuchsspeichers betrafen die Rationalisierung des Bauablaufs. So wurde die Baugrubensohle vor Beginn der Bohrarbeiten mit einer Kiesschicht versehen, um eine bessere Befahrbarkeit durch die

Bohrgeräte (bei regnerischer Witterung) zu gewährleisten. Aufgrund der Vielzahl der zu erstellenden Bohrungen arbeiteten zwei Bohrtrupps gleichzeitig und das Einbringen der 30 m langen Sondenrohre erfolgte unter Zuhilfenahme eines Baukrans. Auf diese Weise konnte die Bauzeit gegenüber dem Versuchsspeicher um rund einen Monat auf 2,5 Monate reduziert werden, obwohl die vierfache Anzahl von Bohrungen erstellt wurde. Die Inbetriebnahme des erweiterten Speichers erfolgte zur Jahreswende 1998/99.

2.3.9 Ausbau des Gesamtsystems

Mit fortschreitendem Ausbau des Baugebiets in den nächsten Jahren - und damit wachsender Kollektorfläche - soll auch der Erdsonden-Wärmespeicher schrittweise erweitert werden. Der Ausbau des Speichers erfolgt in östlicher Richtung, wobei die zur Verfügung stehende Grundstücksbreite von ca. 40 m vollständig ausgenutzt wird, so daß in dieser Richtung 20 Sonden installiert werden können. Die Aufteilung in zwei symmetrische Speicherbereiche wird beibehalten, die Sammel- und Verteilleitung in der Speichermitte rückt jedoch aus Platzgründen etwas in südliche Richtung. Da in einer Speicherhälfte wegen des Druckverlusts nicht 10 Sonden in Serie geschaltet werden können, werden 2 Reihen á 5 Sonden verwendet und diese alternierend angeordnet (siehe Bild 2.29). Dies gewährleistet ein stetiges Temperaturprofil von der Speichermitte zum -rand.

Im Endausbau des Baugebiets wird der Jahresgesamtwärmebedarf rund 10 500 MWh/a und die zur Verfügung stehende Kollektorfläche ca. 15 000 m² betragen. Nach den derzeitigen Berechnungen ist dann für eine 50%-ige solare Deckung des Wärmebedarfs ein Speichervolumen von ca. 150 000 m³ erforderlich. Je nach realisierter Speichertiefe, d.h. je nach Oberflächen/Volumen-Verhältnis des Speichers, erreicht der Wärmerückgewinnungsgrad dann Werte zwischen 75 und 80%. Ein quasistationärer Betriebszustand wird nach rund 5 Jahren erreicht.

2.4 Weitere Projektstudien

Ein Ziel des Forschungsprogramms "Solarthermie 2000" ist die Demonstration und Erprobung von solar unterstützten Nahwärmeversorgungssystemen mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher in der Praxis. Neben der wissenschaftlichen Begleitung laufender Vorhaben bestand die Aufgabe, weitere Standorte zur Realisierung einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher zu finden. Hierzu wurden insbesondere für größere Neubaugebiete Wärmeversorgungskonzepte erarbeitet. Die Vorstellung der vom ITW im Rahmen des Forschungsvorhabens erarbeiteten Konzepte mit Langzeit-Wärmespeicher ist Bestandteil dieses Kapitels.

2.4.1 Berlin-Biesdorf, Baugebiet Habichtshorst West

Das Gebiet "Biesdorf-Süd" ist eine städtebauliche Entwicklungsmaßnahme des Berliner Senats für Bauen, Wohnen und Verkehr im Ortsteil Berlin-Marzahn. Innerhalb der Entwicklungsmaßnahme ist das Teilgebiet "Habichtshorst West" Gegenstand dieser Untersuchungen. Ziel des Senats ist es, dieses Gebiet zur "Solarstadt" zu entwickeln. Daher gab es einige Untersuchungen, wie dies erreicht werden kann (/5/, /6/ u. a.). Das ITW wurde in die Untersuchung mit einbezogen, als entschieden wurde, daß eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher realisiert werden soll.

2.4.1.1 Versorgungsgebiet, Wärmebedarf

Die Daten des Versorgungsgebietes können Tabelle 2.13 entnommen werden.

	Planungsstand 1996	Planungsstand 1998
	1. Ausschreibung	2. Ausschreibung
		(Variante 1 und Variante 2 der Bebauung)
Anzahl Wohneinheiten (WE)	1 118 WE	1 162 bis 1 045 WE
Gebäudetypen	im wesentlichen MFH, einige RH	Wohnbebauung in bis zu viergeschossiger Bauweise (Variante 1), Reihenhaus- zeilen, Stadthäuser und Stadtvillen (Variante 2) sowie eine Schule mit Sporthalle
Gesamtwärmebedarf ab Heiz- zentrale	8 381 MWh/a	8 600 bis 9 200 MWh/a
Gesamtleistungsbedarf	4,0 MW	4,0 bis 4,2 MW
Trassenlänge Wärmeverteilnetz	ca. 3 040 m	ca. 4 000 m
Kollektorfläche	11 000 m²	max. 12 800 m ²
Typ Langzeit-Wärmespeicher	Aquifer- bzw. Heißwasser- Wärmespeicher	Aquifer-Wärmespeicher

Tabelle 2.13: Daten des Versorgungsgebietes Habichtshorst West in Berlin

Legende: WE: Wohneinheit; MFH: Mehrfamilienhaus; RH: Reihenhaus

2.4.1.2 Anlagenkonzept

Das ganze Wohngebiet soll durch ein Nahwärmenetz mit Wärme für Heizung und Warmwasser versorgt werden, siehe Bild 2.30. Auf den Dächern der Gebäude sind großflächige Sonnenkollektormodule installiert. Die überschüssige Wärme wird in einem Langzeit-Wärmespeicher zwischengespeichert. Es wurden zwei Speicherkonzepte untersucht:

- Heißwasser-Wärmespeicher an der Oberfläche
- Aquifer-Wärmespeicher in einer Tiefe von 500 bis 700 m

Obwohl die Kosten der beiden Speicherkonzepte nach den Kostenschätzungen vergleichbar waren, wurde der Heißwasser-Wärmespeicher nicht weiter verfolgt. Grund dafür waren die starken Bedenken der Berliner Wasserbehörde gegen einen Wärmespeicher in grundwasserführenden Schichten. Eine Realisierung hätte sehr hohe Anforderungen an eine Prüfüberwachung gestellt.



Bild 2.30: Konzept der solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Aquifer-Wärmespeicher im Baugebiet Habichtshorst West

2.4.1.3 Investitionskosten, Wärmekosten

Erste Ausschreibung

Auf der Basis des bestehenden Bebauungsplanes wurde 1996 eine Ausschreibung durchgeführt, um einen Betreiber für die Wärmeversorgung zu finden. Das ITW wurde in die Auswertung der Betreiberangebote eingebunden. Dabei wurden vier in die Endauswahl genommene Angebote hinsichtlich der dargestellten technischen Lösung und der angegebenen Kosten beurteilt. Es ergaben sich Investitionskosten zwischen 17,8 und 18,6 Mio DM und Wärmepreise zwischen 129 und 177 DM/MWh als Mischpreis inklusive Förderung. Ein von den Ausschreibungsanforderungen abweichendes Konzept, das eine Kombination von geothermischer und solarthermischer Nutzung darstellt, wurde vom ITW untersucht und durch Simulationen nachgebildet. Dabei zeigte sich, daß die Aussagen des Bieters hinsichtlich solarem Deckungsanteil und dem Anteil der gespeicherten solaren Wärme nicht mit den Simulationsergebnissen übereinstimmten. Das Konzept wurde für Habichtshorst West daher nicht weiter in Betracht gezogen. Die Randbedingungen für den Wohnungsbau hatten sich im Verlauf des Ausschreibungsverfahrens deutlich verschlechtert und es waren keine Investoren für die geplante Mehrgeschoßbebauung zu finden. Damit waren die Grundlagen nicht mehr gegeben und die Ausschreibung mußte Anfang 1998 aufgehoben werden.

Zweite Ausschreibung

Der Baufortschritt im benachbarten Baugebiet Habichtshorst Ost mit Reihenhausbebauung war zügig. Es wurde absehbar, daß in naher Zukunft eine Schule und die ersten Baufelder in Habichtshorst West geplant werden. Um das Konzept der solaren Nahwärmeversorgung mit einem Aquifer-Wärmespeicher zu realisieren, ist es erforderlich, das gesamte Gebiet Habichtshorst West anzuschließen. Als Voraussetzung dafür muß ein Betreiber vorhanden sein. Es wurden daher zwei mögliche Szenarien für die Bebauung des Gebietes Habichtshorst West entwickelt und auf dieser Basis eine zweite Ausschreibung im September 1998 initiiert.

Das ITW bereitete den Ausschreibungstext vor und beurteilte die eingehenden Angebote hinsichtlich der dargestellten technischen Lösung und der angegebenen Kosten. Insgesamt gingen fünf Angebote ein, zwei davon konnten wegen unvollständiger bzw. unrealistischer Angaben nicht zur Beurteilung herangezogen werden.

Die Angebote der verbleibenden drei Bieter lagen bei Investitionen zwischen 18,2 und 19,2 Mio DM. Kalkulationsbasis der Angebote war eine Förderung in Höhe von etwa 6,5 bis 6,8 Mio DM und ein Baukostenzuschuß von 3,5 Mio DM für die Nahwärme und von 2 Mio DM für die Solaranlage mit Langzeit-Wärmespeicher. Es ergaben sich Wärmepreise zwischen 130 und 170 DM/MWh als Mischpreis inklusive Förderung. Die angebotenen Wärmekosten liegen zwischen 0,84 und 1,11 DM/(m² Monat). Insgesamt sind die erzielten Kosten annehmbar, das Ergebnis der Ausschreibung ist als zufriedenstellend zu bewerten.

In einem Interessenbekundungsverfahren soll nun das Wärmeversorgungskonzept möglichen Investoren vorgestellt werden. Nach Festsetzung der Bebauung und der Bauzeiträume muß nochmals mit den ausgewählten Betreibern verhandelt werden.

2.4.2 Potsdam, Lenné-Park

In einer Vorstudie /7/ wurde für das Entwicklungsgebiet "Lenné-Park" auf dem Bornstedter Feld in Potsdam eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher (Aquifer) vorgeschlagen. Dieser Abschnitt beschreibt die Projektvorbereitung zur Errichtung der Wärmeversorgung. Dabei werden sowohl das Gesamtkonzept für die Wärmeversorgung der Gebäude beschrieben, als auch Investitionskosten der einzelnen, grob dimensionierten Komponenten (Langzeit-Wärmespeicher, Wärmeverteilnetz, Wärmeübergabestationen, Kollektorfelder und Solarnetz) angegeben. Als Wärmespeicher wurde erstmals der Einsatz eines Aquifer-Wärmespeichers geplant. Es sollten die im Baugebiet vorliegenden wassergesättigten Sandschichten (10 bis 100 m unter Geländeoberkante) als Speichermedium dienen. Die potentiellen Betreiber der solaren Nahwärme stellten am 6.9.1996 einen Antrag auf Förderung der Anlage (15 000 m² Kollektorfläche und 85 000 m³ Aquifer-Wärmespeicher entspr. 35 000 m³ Wasseräquivalent) an das Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF), der jedoch abgelehnt wurde, da das Fördervolumen (rund 9 Mio DM) die im Rahmen des Förderprogramms "Solarthermie 2000" vorgesehenen Mittel bei weitem überstieg. Nach Ablehnung dieses Antrages durch das BMBF wurde für eine reduzierte Anlagengröße (6 100 m² Kollektorfläche und 30 000 m³ Aquifer-Wärmespeicher) ebenfalls eine Grobdimensionierung der Komponenten der Wärmeversorgung durchgeführt. Die Investitions- und Wärmekosten wurden angegeben. Mit ersten groben Simulationsrechnungen wurde der Anlagenbetrieb nachgebildet und es wurden Wärmebilanzen erstellt. Leider konnte für diese reduzierte Variante kein Finanzierungsvorschlag erarbeitet werden, der Zustimmung bei einem Betreiber gefunden hätte. Die solar unterstützte Nahwärmeversorgung im Gebiet Lenné-Park in Potsdam wurde nicht realisiert, obwohl unserer Meinung nach günstige Verhältnisse vorlagen.

2.4.2.1 Versorgungsgebiet, Wärmebedarf

Das Entwicklungsgebiet Lenné-Park auf dem Bornstedter Feld in Potsdam umfaßt 660 Wohneinheiten mit ca. 46 100 m² Wohnfläche in 36 Mehrgeschoßgebäuden und rund 58 200 m² Büro- und Gewerbeflächen in neu geplanten Bauten und bestehenden Kasernengebäuden, die im Rahmen des Projektes saniert werden. Die gesamte zu beheizende Fläche beträgt ca. 104 300 m². In den Gebäuden der ehemaligen Kaserne sollen eine Schule, eine Sporthalle und weitere Büroeinheiten entstehen. Alle Neubauten, einige Kasernengebäude, sowie die Schule und Sporthalle sollen einen Wärmeschutz erhalten, der die geltende Wärmeschutzverordnung 1995 (WSVO95 /2/) um ca. 25% unterschreitet. Die restlichen Kasernengebäude sollen nach geltender WSVO95 wärmegedämmt werden. Die Grundlagenermittlung wurde vom Steinbeis Transferzentrum STZ-RES im Rahmen der Vorplanung detailliert durchgeführt /8/. Der Bebauungsplan der Neubausiedlung, die Lage der Heizzentrale und des Langzeit-Wärmespeichers sind in Bild 2.31 dargestellt. Darin sind die Baufelder (D1.2 ... B3) und die betreffenden Bauträger (RIAG ... ETBF) sowie die Bezeichnung der Häuser angegeben (1, 2, 3, ...).

Es ergibt sich ein Wärmebedarf von 7 343 MWh/a für die Raumheizung und von 1 862 MWh/a für die Warmwasserbereitung. Daraus ergibt sich der Gesamtwärmebedarf (ab Hausübergabestationen) der Neubausiedlung für Raumheizung und Warmwasserbereitung zu 9 205 MWh/a. Die Wärmeverluste des Wärmeverteilnetzes wurden zu ca. 649 MWh/a abgeschätzt. Dies entspricht ca. 7% des Gesamtwärmebedarfs ab Heizzentrale von 9 854 MWh/a. In der Heizzentrale wird eine Gesamtheizleistung von rund 4,3 MW benötigt. In Tabelle 2.14 sind die ermittelten Werte zusammengestellt.



Bild 2.31: Lageplan Potsdam, Lenné-Park

Tabelle 2.14: Wärmebedarf des Projekts Potsdam, Lenné-Park

Gesamtheizwärmebedarf	7 343 MWh/a
Übertragene Wärme am Wärmeübertrager zum Brauchwasserspeicher	1 862 MWh/a
Verluste Wärmevorlaufleitung (Heizzentrale \rightarrow Hausübergabestation)	433 MWh/a
Verluste Wärmerücklaufleitung (Hausübergabestation \rightarrow Heizzentrale)	216 MWh/a
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale	9 854 MWh/a

2.4.2.2 Anlagenkonzept

Alle Gebäude werden an eine zentrale Wärmeversorgung, die aus Heizzentrale, Wärmeverteilnetz und Wärmeübergabestationen besteht, angeschlossen. Das Schema der geplanten solar unterstützten Nahwärmeversorgung ist identisch mit Bild 2.30. Auf den Dächern der Gebäude werden Sonnenkollektoren (etwa 15 000 m², 205° SW, 15° Neigung) in großen, zusammenhängenden Kollektorfeldern installiert. Die von den Kollektoren gesammelte Wärme wird über eine Rohrleitung zur Heizzentrale transportiert und dort in den Kurzzeit-(100 m³) bzw. Langzeit-Wärmespeicher (Aquifer, rund 35 000 m³ Wasseräquivalent) einge-



Bild 2.32: Schema einer Wärmespeicherbohrung mit Brunnenausbau (100 m³/h Förderleistung)

speist. Die im Sommer bei hoher Einstrahlung gesammelte Wärme wird im Langzeit-Wärmespeicher bis zum Beginn der Heizperiode gespeichert und im Herbst und Winter zur Wärmeversorgung der Gebäude verwendet. Die darüber hinaus benötigte Wärme muß durch die Nachheizung bereitgestellt werden.

Im Rahmen dieses Pilotvorhabens sollte erstmals ein Aquifer-Wärmespeicher gebaut werden. Wärmespeicher in Aquiferen (grundwasserführende Gesteinsschichten) arbeiten als offene Systeme, d.h. Grundwasser wird aus einem oder mehreren Brunnen gefördert, nimmt die solar erzeugte Wärme auf und wird dann über einen zweiten Brunnen oder eine Brunnenanordnung denselben in Grundwasserleiter zurückgefördert (siehe Bild 2.30). Dabei nimmt der durchströmte, bohrungsnahe Bereich die Wärme in seiner Gesteinsmatrix auf. Durch Umkehrung der Strömungsrichtung kann diese Wärme zu einem späteren Zeitpunkt wieder

genutzt werden. In Bild 2.32 ist eine Wärmespeicherbohrung mit Brunnenausbau dargestellt. Die Bohrungstiefe richtet sich nach der Lage des Grundwasserleiters. Für die Planung und Genehmigung eines effizienten Wärmespeichers ist die Kenntnis der zu nutzenden Speicherschicht und der angrenzenden Schichten unabdingbar. Es müssen negative Auswirkungen auf das Erdreich und insbesondere auf die Wasserqualität ausgeschlossen werden.

Durch Untersuchungen im Vorfeld /9/ wurden die geologischen Verhältnisse in der Nähe des zunächst geplanten Speicherstandortes bis in ca. 50 m Tiefe ermittelt. Die Firma DMT /10/ untersuchte dann die Region um den neuen Speicherstandort im Osten des Baugebietes detaillierter, beschränkte sich jedoch auch auf den oberflächennahen Bereich. Dieser oberflächennahe Bereich stellte sich dann als ungeeignet für eine Wärmespeicherung heraus. Um tiefere Horizonte zu untersuchen, wurde ein Auftrag an die Firma Geothermie Neubrandenburg GmbH (GTN) erteilt /11/. Ergebnis dieser geologischen Untersuchungen ist das in Bild

2.33 dargestellte Schichtprofil. Demnach bietet sich zur Wärmespeicherung vor allem ein Bereich zwischen 25 und 70 m unter Geländeoberkante an. Diese geeignete Schicht ist flächenhaft verbreitet, besteht aus tertiären Sanden (Mittelsand) und wird von grundwasserstauenden Schichten über- und unterlagert. Pumpversuche weisen bei ausreichender Dimensionierung der Brunnen auf eine Förderleistung von etwa 100 m³/h hin. Für höhere Förderleistungen sind gegebenenfalls mehrere Brunnen zu errichten.



Bild 2.33: Geotechnischer Schnitt am geplanten Standort des Aquifer-Wärmespeichers in Potsdam (nach Angabe GTN/11/)

In Tabelle 2.15 sind die Kenndaten des Aquifer-Wärmespeichers zusammengefaßt.

Tabelle 2.15: Kenndaten des geplanten Aquifer-Wärmespeichers in Potsdam

Speichervolumen (Wasseräquivalent)	85 000 m ³ (35 000 m ³)
Speicherhöhe	30 m
Überdeckung des Wärmespeichers durch Erdreich	25 m
Wärmeleitfähigkeit	3 W/(m K)
Volumetrische Wärmekapazität	2 740 kJ/(m ³ K)

2.4.2.3 Investitionen

Für die Nahwärmeversorgung (Heizzentrale, Wärmeverteilnetz und Wärmeübergabestationen) entstehen Investitionskosten von 3,96 Mio DM. Die Solaranlage kostet inkl. Langzeit-Wärmespeicher ca. 13,67 Mio DM. Die Gesamtinvestitionskosten für die solar unterstützte Nahwär-

meversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher betragen damit 17,63 Mio DM. Eine Zusammenstellung der abgeschätzten Investitionskosten zeigt nachfolgende Tabelle 2.16 (Daten aus **/8**/).

Tabelle 2.16: Investitionskosten der Wärmeversorgung für das Gesamtgebiet in Potsdam (inkl. Planung, ohne MwSt.)

Komponente	Investitionskosten
Wärmeverteilnetz	1 719 TDM
Hausübergabestationen	890 TDM
konventionelle Heiztechnik	1 349 TDM
Zwischensumme zentrale Nahwärmeversorgung	3 959 TDM
Solaranlage (15 028 m ²), inkl. Pufferspeicher, etc.	10 050 TDM
Langzeit-Wärmespeicher (35 000 m ³ Wasseräquivalent)	3 620 TDM
Zwischensumme Solarprojekt Langzeitwärmespeicher	13 670 TDM
Gesamtinvestitionen	17 629 TDM

Bezogen auf die Kollektorfläche ergeben sich Investitionskosten von rund 910 DM/m² für die Solaranlage (inkl. Langzeit-Wärmespeicher).

2.4.2.4 Systemsimulation, Solarertrag, Wärmekosten

Ausgangslage für die begleitenden Systemsimulationen waren die Ergebnisse aus den Projekten Friedrichshafen und Hamburg, in denen solar unterstützte Nahwärmeversorgungssysteme mit Heißwasser-Wärmespeicher errichtet wurden. Wesentliche Neuerungen ergaben sich durch die Umstellung von einem 2+2-Leiternetz auf ein 3-Leiternetz. Die Verwendung eines anderen Speichertyps (Aquifer-Wärmespeicher inkl. Pufferspeicher anstatt eines Heißwasser-Wärmespeichers) und Erfahrungen aus vorangegangenen Projekten erforderten eine grundlegende Änderung des Steuerfiles für die Simulationsrechnungen. Erfahrungen mußten vornehmlich mit dem Speichermodell und den Einflüssen der Bodenparameter gesammelt werden. Hierzu wurde ein Unterauftrag an die Firma Geothermie Neubrandenburg (GTN) erteilt /12/, die mit einer detaillierten Speichersimulation beauftragt wurde (die Ausgangsdaten entsprachen den Ergebnissen einer ersten Systemsimulation mit TRNSYS /13/). Ein Vergleich der Ergebnisse gestaltete sich schwierig, da das eigenständige Modell von GTN die vielen Schaltzustände (z.B. die der Solaranlage) nicht nachbilden kann und somit nur ein energetischer Vergleich durchgeführt werden konnte. Der Rückgewinnungsgrad, d.h. das Verhältnis zwischen rückgewonnener und eingespeicherter Wärmemenge wurde zu etwa 75% bestimmt (nach mehreren Jahren Betrieb des Wärmespeichers). Es zeigte sich weiterhin, das mit dem in TRNSYS eingesetzten XST-Modell (Type 142) der Betrieb eines Aquifer-Wärmespeichers nur bei horizontal geschichteten Speichern in erster Näherung nachgebildet werden kann. Dies trifft für künstliche Aquifere (Kies/Wasser-Wärmespeicher) zu, nicht jedoch für Aquifere mit räumlich getrennt liegenden warmen und kalten Brunnen in gleicher Speicherschicht. Fragen der Temperaturverteilung können mit den gewählten Modellen nicht realistisch nachgebildet werden. Dazu ist ein anderes Rechenmodell notwendig. Zur Einbindung in TRNSYS steht jedoch ein solches Rechenmodell nicht zur Verfügung; dies ist bei Realisierung eines Projektes mit Aquifer-Wärmespeicher zu entwickeln. Zur ersten groben Abschätzung kann das vorhandene XST-Modell jedoch herangezogen werden /14/.

Bei der Simulation wurden die Wetterdaten des Testreferenzjahres Trier verwendet, da sowohl die Gradtagszahl als auch die jährliche horizontale Globalstrahlungssumme dieser Testrefe-

renzregion gut mit der für Potsdam übereinstimmt. Ergebnis der Simulationsrechnungen ist ein solarer Wärmeertrag von rund 4 200 MWh/a bzw. rund 279 kWh/(m²a), bezogen auf die Kollektorfläche. Durch Einsatz des Pufferspeichers (100 m³) können rund 40% direkt, d.h. ohne Einspeisung in den Langzeit-Wärmespeicher genutzt werden. Insgesamt wird ein solarer Deckungsanteil von etwa 46% am Gesamtwärmebedarf der Gebäude (Raumheizung und Brauchwasserbereitung) erreicht. In Bild 2.34 sind die monatlichen Wärmebilanzen dargestellt.



Bild 2.34: Monatliche Wärmebilanzen (Potsdam, Gesamtgebiet)

Der Rückgewinnungsgrad aus dem Langzeit-Wärmespeicher liegt nach den durchgeführten Simulationsrechnungen bei 78% und stimmt damit mit dem von GTN ermittelten Wert von 75% relativ gut überein.

Durch die Kombination von verbessertem Wärmeschutz und Solaranlage mit Langzeit-Wärmespeicher kann der Energiebedarf für die Wärmeversorgung der Gebäude um über 50%, verglichen mit einem Standard nach WSVO95, reduziert werden. Für das gesamte Baugebiet ergibt sich ein mittlerer, auf die zu beheizende Fläche (Wohn- und Gewerbefläche) bezogener Energiebedarf von rund 54 kWh/(m² a).

Die Berechnung der verbrauchsgebundenen Kosten wurde nach der VDI-Richtlinie 2067 /15/ durchgeführt, die die Kapitalkosten nach der Annuitätenmethode berechnet. Für die Energiekosten wurden die Tarife des örtlichen Energieversorgers (EVP) verwendet, der Stromverbrauch der Anlage wurde abgeschätzt.

Die Gesamtjahreskosten der konventionellen Nahwärmeversorgung betragen rund 1 058 000 DM/a, davon entfallen 367 000 DM/a auf kapitalgebundene Kosten und der Rest auf Energie- und Betriebskosten. Bezieht man diese Kosten auf die verkaufte Wärmemenge, erhält man Wärmekosten von 115 DM/MWh. Diese Kosten beziehen sich auf die gesamte

Wärmeversorgung inklusive der Hausübergabestationen im Haus, d.h. die Schnittstelle ist dort, wo Heizwärme und Warmwasser in das Leitungsnetz im Haus eingespeist werden.

Allein für die Solaranlage mit Langzeit-Wärmespeicher ergeben sich Gesamtjahreskosten von rund 1 412 000 DM, davon entfallen ca. 92% auf kapitalgebundene Kosten. Die Wärmekosten der Solaranlage mit Langzeitwärmespeicher betragen 337 DM/MWh.

Die Gesamtjahreskosten der Nahwärmeversorgung mit Solaranlage und saisonaler Wärmespeicherung betragen rund 2 302 000 DM, die daraus resultierenden Wärmekosten 250 DM/MWh.

2.4.2.5 Antragstellung

Die Beantragung einer Förderung in Höhe von rund 50% der Gesamtkosten der Nahwärmeversorgung (etwa 9 Mio DM) erfolgte am 6.9.1996 durch den potentiellen Betreiber, die Energieversorgung Potsdam (EVP). Gerichtet war der Antrag an das Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF) in Bonn, das jedoch keine Förderung in Aussicht stellte. Ansatzpunkte zur Förderung wurden nur im Speicherkonzept gesehen; generell überstieg das beantragte Fördervolumen die zur Verfügung stehenden Mittel im Förderprogamm "Solarthermie 2000" bei weitem.

Nach Ablehnung des Förderantrags durch das BMBF wurde eine reduzierte Variante, die nur ein Teilgebiet betrachtet, untersucht. Dadurch sollten die Investitionskosten für alle Beteiligten gesenkt werden.

2.4.2.6 Reduzierte Projektgröße

Das Anlagenkonzept wurde beibehalten, der Standort der Heizzentrale und des Wärmespeichers ebenfalls. Eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung wurde für die Gebäude in den Baufeldern B1 (Haus 29 bis 38N+39), B4 (Haus 40-41N, 44, 45, 50) D1.2 und D2.2 vorgesehen (siehe Bild 2.31).

Die Dimensionierung der einzelnen Komponenten der Wärmeversorgung wurde dem neuen Versorgungsgebiet angepaßt. Die Solaranlage hatte nun eine Größe von 6 124 m² Kollektorfläche (25° Süd-West). Das Volumen des Langzeit-Wärmespeichers wurde zu 30 000 m³ (etwa 12 000 m³ Wasseräquivalent), das des Pufferspeichers zu 50 m³ bestimmt.

Die bezüglich des Gesamtgebietes veränderten Grunddaten sind nachfolgend in Tabelle 2.17 zusammengestellt.

Gesamtheizwärmebedarf	2 665 MWh/a
Übertragene Wärme am Wärmeübertrager zum Brauchwasserspeicher	731 MWh/a
Verluste Wärmevorlaufleitung Heizzentrale \rightarrow Hausübergabestation	196 MWh/a
Verluste Wärmerücklaufleitung (Hausübergabestation \rightarrow Heizzentrale)	99 MWh/a
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale	3 691 MWh/a

Tabelle 2.17: Wärmebedarf für das in der Größe reduzierte Versorgungsgebiet in Potsdam

Eine Zusammenstellung der abgeschätzten Investitionskosten zeigt Tabelle 2.18.

Tabelle 2.18Investitionskosten für die Wärmeversorgung (reduziertes Versorgungsgebiet in
Potsdam; inkl. Planung, ohne MwSt.)

Komponente	Investitionskosten
Wärmeverteilnetz	825 TDM
Hausübergabestationen	479 TDM
konventionelle Heiztechnik	655 TDM
Zwischensumme zentrale Nahwärmeversorgung	1 959 TDM
Solaranlage (6 124 m ²) inkl. Pufferspeicher, etc.	4 560 TDM
Langzeit-Wärmespeicher (12 000 m ³ Wasseräquivalent)	1 738 TDM
Zwischensumme Solaranlage und Langzeitwärmespeicher	6 298 TDM
Gesamtinvestitionen	8 257 TDM

Für die Nahwärmeversorgung (Energiezentrale, Wärmeverteilnetz und Wärmeübergabestationen) entstehen Investitionskosten von 1,96 Mio DM. Nach VDI 2067 ergeben sich für die Nahwärmeversorgung ohne Solaranlage Jahresgesamtkosten von 439 TDM/a. Die Wärmekosten betragen 129 DM/MWh. Die Solaranlage kostet inkl. Langzeit-Wärmespeicher 6,3 Mio DM. Die Gesamtinvestitionskosten für die solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher betragen damit 8,26 Mio DM. Pro Jahr entstehen für die Nahwärmeversorgung mit Solaranlage Jahresgesamtkosten von rund 1,03 Mio DM/a. Die Wärmekosten betragen 302 DM/MWh.

Auch für die reduzierte Variante wurden Systemsimulationen durchgeführt. Ergebnis der Simulationsrechnungen ist ein solarer Wärmeertrag ab Speicher von rund 1 800 MWh/a. Dies entspricht einem solaren Deckungsanteil von 53% am Gesamtwärmebedarf der Gebäude. Der Rückgewinnungsgrad aus dem nun kleineren Langzeit-Wärmespeicher beträgt nun jedoch nur noch 68% (für das Gesamtsystem wurde dieser zu 78% ermittelt).

Trotz Jahreseinnahmen von rund 340 TDM aus dem Wärmeverkauf wollte sich die Betreibergesellschaft nicht an den Investitionen der Solaranlage beteiligen. Ein akzeptables Finanzierungskonzept für den Betreiber konnte trotz finanzieller Unterstützung von Bauträgern und Fördereinrichtungen (Stadt, Land, BMBF) und bereits erfolgter Präsentation in den Medien ("Sonnenwärme steigt im Winter aus dem Boden" oder "die Sonnenstadt im Norden" /16/) nicht erstellt werden. Somit kam es nicht zur Realisierung der solar unterstützten Nahwärmeversorgung im Projekt Lenné-Park in Potsdam.

Die im Rahmen der Vorbereitung des Projekts Potsdam gewonnenen Erkenntnisse sind jedoch übertragbar auf andere Projekte der solar unterstützten Wärmeversorgung mit saisonalem Wärmespeicher, insbesondere auf solche mit Aquifer-Wärmespeicher (z.B. Berlin-Biesdorf). Wie sich zeigte, ist für den Einsatz im Simulationsprogramm TRNSYS kein geeignetes Rechenmodell vorhanden, um einen Aquifer-Wärmespeicher mit kaltem und warmem Brunnen detailliert nachzubilden. Hier besteht noch Entwicklungsbedarf.

2.4.3 Rostock, Brinckmanshöhe

Das Amt für Umweltschutz der Hansestadt Rostock regte Anfang 1997 eine Konzeptstudie zur Wärmeversorgung einer Neubausiedlung an. Anhand des Entwurfs des Bebauungsplanes vom 7.7.1997 wurden dann für drei zu untersuchende Gebiete die Grundlagen ermittelt und die Komponenten für eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher grob ausgelegt. Als Realisierungsvorschlag eingehender betrachtet wurde ein Versorgungsgebiet, das aus etwa 140 Wohneinheiten besteht (Baufelder 2.1, 2.2 und 3 in Bild 2.35).

Dieser Abschnitt beschreibt die Projektvorbereitung zur Errichtung der Wärmeversorgung. Er beinhaltet die Ergebnisse der detaillierten Voruntersuchung. Dabei wird sowohl das Gesamtkonzept für die Wärmeversorgung der Gebäude beschrieben, als auch Investitionskosten der einzelnen, grob dimensionierten Komponenten (Langzeit-Wärmespeicher, Wärmeverteilnetz, Wärmeübergabestationen, Kollektorfelder und Kollektorsammelnetz) angegeben. Als Wärmespeicher wurde erstmals der Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers aus Hochleistungs-Beton geplant, der in einen Lärmschutzwall integriert werden sollte. Mit ersten groben Simulationsrechnungen wurde der Anlagenbetrieb nachgebildet und die Wärmebilanzen erstellt. Leider konnte für diese Variante letztendlich kein Konsens zwischen Bauträger und Betreiber erzielt werden, so daß dieses Konzept nicht realisiert wurde.

Gegenwärtig wird die Errichtung einer Demonstrationsanlage der solaren Nahwärme unter Nutzung eines saisonalen Aquifer-Wärmespeichers für ein Gebäude (Geb. 2.1) am Standort Rostock-Brinckmanshöhe geplant. Zur finanziellen Förderung liegt ein Antrag dem BMBF vor, das Konzept /17/ wurde von GTN im Auftrag des Bauherrn (WIRO - Wohnen in Rostock) erarbeitet.

Im folgenden werden die Ergebnisse der Vorstudie des ursprünglich geplanten Systems beschrieben.

2.4.3.1 Versorgungsgebiet, Wärmebedarf

Die nachfolgenden Projektdaten (Tabelle 2.19) beschreiben das betrachtete Neubaugebiet (Baufelder 2.1, 2.2 und das Baufeld 3). Geplant sind 2 Mehrgeschoßbauten, 4 Reihenhauszeilen mit je 6 Gebäuden, 2 Zeilen mit 3 Häusern und 3 Doppelhäuser. Der Wärmeschutz der Gebäude übertrifft die Anforderungen der WSVO95 und unterschreitet die Grenzwerte um etwa 30%.

Versorgungsgebiet	36 WE in DHH, RH, 107 WE in MFH
beheizte Wohn-/Nutzfläche	12 105 m ²
Nettowärmebedarf ab Hausübergabestation	1 218 MWh/a
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale	1 348 MWh/a

Tabelle 2.19 Projektdaten für das Versorgungsgebiet in Rostock

Bild 2.35 zeigt einen Lageplan der geplanten Siedlung.



Bild 2.35: Lageplan der Neubausiedlung in Rostock

2.4.3.2 Anlagenkonzept

Das Anlagenkonzept geht von einer zentralen Wärmeversorgung aus einer Heizzentrale aus. Die Wärme wird über ein Wärmeverteilnetz zu den einzelnen Abnehmern geleitet und dort über Hausübergabestationen den Verbrauchern zur Verfügung gestellt. Die Bereitstellung der Wärmemenge erfolgt über eine Solaranlage mit mehreren Kollektorfeldern, die die Wärme in das Solarnetz einspeisen. Von dort wird die Wärme in die Heizzentrale transportiert und dem Langzeit-Wärmespeicher oder dem Wärmeverteilnetz zugeführt. Sollte die so gelieferte Wärmemenge dem Bedarf nicht genügen, wird der Langzeit-Wärmespeicher entladen, oder, falls dies nicht ausreicht, über einen Gaskessel nachgeheizt. Das Konzept für den saisonalen Wärmespeicher geht von einem Wasserspeicher aus, dessen Behälter aus wasserdichtem Beton besteht. Dieser kann in den zu errichtenden Lärmschutzwall integriert werden/18/.

Die benötigte Kollektorfläche beträgt 2 000 m², das Speichervolumen 3 200 m³ /17/.

Die im Entwurf des Bebauungsplans ausgewiesene Kollektorfläche beträgt etwa 800 m². Um rund 50% des Wärmebedarfs solar zu decken, müssen weitere 1 200 m² Kollektorfläche errichtet werden. Dies kann durch Umplanung der Gebäudeentwürfe oder durch Aufstellung von Kollektoren auf den Carports oder dem Wärmespeicher erfolgen.

Um die Bauträger, Architekten und Fachplaner eingehend zu informieren, erstellte das ITW zusammen mit der Firma Hamburg Gas Consult (HGC) eine Informationsschrift /19/. Im Auftrag der Stadtwerke Rostock AG wurde durch HGC noch ein Bericht zur Realisierung einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung verfaßt, der die Voraussetzungen zusammenfassend darstellt.

2.4.3.3 Investitionen

Bei einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung des Gebietes ergeben sich Gesamtinvestitionen in Höhe von 3,86 Mio DM. Eine Zusammenstellung der Investitionskosten zeigt Tabelle 2.20.

Tabelle 2.20: Investitionskosten für das Projekt in Rostock (inkl. Planung, ohne MwSt.)

Komponente	Investitionskosten
Wärmeverteilnetz	358 TDM
Hausübergabestationen	248 TDM
konventionelle Heiztechnik	319 TDM
Zwischensumme zentrale Nahwärmeversorgung	925 TDM
Solaranlage (2 000 m ²)	1 740 TDM
Langzeit-Wärmespeicher (3 200 m ³)	1 196 TDM
Zwischensumme Solaranlage und Langzeit-Wärmespeicher	2 936 TDM
Gesamtinvestitionen	3 861 TDM

2.4.3.4 Systemsimulation, Solarertrag, Wärmekosten, Finanzierungskonzept

Die Systemsimulation wurde entsprechend der Anlage in Friedrichshafen (mit demselben Steuerfile, jedoch angepaßter Last) durchgeführt. Die Nutzwärmelieferung der Solaranlage wurde zu 609 MWh/a berechnet (305 kWh/(m²a)). Dies führt zu einem solaren Deckungsanteil von 50% des Gesamtwärmebedarfs der Gebäude.

Ohne Berücksichtigung von Fördermitteln und Baukostenzuschüssen ergeben sich damit Gesamtwärmekosten von 346 DM/MWh (ohne MwSt.) bei Jahresgesamtkosten von 422 TDM/a. Die solaren Wärmekosten betragen 471 DM/MWh. Würde das Gebiet aus einer Heizzentrale rein konventionell versorgt, ergäben sich Wärmekosten von rund 135 DM/MWh.

Eine Finanzierung könnte nach dem in Tabelle 2.21 dargestellten Konzept erfolgen.

Gesamtinvestition		3 861 TDM
Förderung BMBF	(50% der Investitionen für Solaranlage und Langzeit-Wärmespeicher)	1 468 TDM
Förderung Stadt/Land		1 000 TDM
Baukostenzuschüsse (BKZ)	3 700 DM/WE im MFH a 107 WE 13 000 DM/WE im RH, DHH a 36 WE (durchschnittlich 71 DM/m ² Wohnfläche)	864 TDM
Stadtwerke als Betreiber		529 TDM

Unter Berücksichtigung dieses Finanzierungskonzeptes ergeben sich die in Tabelle 2.22 dargestellten Jahresgesamt- und Wärmekosten.

Tabelle 2.22: Jahresgesamt- und Wärmekosten für das Projekt in Rostock (ohne MwSt.)

Jahresgesamtkosten		119 816 DM/a
Wärmekosten	(unter Berücksichtigung von Förderung und BKZ)	9,8 Pf/kWh
Gesamtwärmepreis für 14,1 Pf/kWh	Verbraucher inkl. Verzinsung des BKZ (6%) du	urchschnittlich ca.

Der potentielle Anlagenbetreiber, die Stadtwerke Rostock AG, und der Bauträger (WIRO) konnten sich nicht über eine Finanzierung einigen. So wurden weitere Untersuchungen zur Wärmeversorgung des Gebietes beauftragt.

2.4.3.5 Status

Zum Zeitpunkt der Berichterstellung liegt dem BMBF ein Antrag über die "Vorbereitung und Errichtung einer Demonstrationsanlage der Solaren Nahwärme unter Nutzung eines saisonalen Aquifer-Wärmespeichers für Gebäude des sozialen Wohnungsbaus am Standort Rostock-Brinckmanshöhe" vor. Wesentlicher und innovativer Bestandteil des Versorgungssystems soll ein oberflächennaher saisonaler Wärmespeicher unter Nutzung des natürlichen Untergrundes sein. Die grundwasserführende Schicht wird dabei durch eine Förder- und eine Reinjektionsbohrung erschlossen. Neben einer etwa 1 000 m² großen Solaranlage sollen noch eine Wärmepumpe sowie ein Spitzenlastkessel zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Das Energiekonzept /17/ wurde von der Firma GTN erstellt. Die Investitionskosten wurden zu etwa 2 Mio DM abgeschätzt, die Jahresgesamtkosten zu 185 000 DM berechnet. Gegenwärtig wird über die Höhe der Förderung zwischen dem Bauträger WIRO und dem BMBF verhandelt.

2.4.4 Bielefeld, Dürkopp Tor 6

Beauftragt von der Projektgemeinschaft Dürkopp Tor 6, einer Ingenieurgesellschaft für technische Gebäudeausrüstung, wurde im Jahr 1998 eine Projektskizze zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung des Gebietes Dürkopp Tor 6 in Bielefeld erarbeitet.

Das Versorgungsgebiet, ein Stadtkern-Erneuerungsgebiet, war ehemals Standort der Dürkopp-Werke. Dieser Bereich umfaßt etwa 41 000 m² Grundstücksfläche und soll durch ein innovatives Konzept erschlossen und einer neuen Nutzung zugeführt werden. Ein verträgliches Miteinander von Arbeiten und Wohnen, sowohl in Bestands- als auch in Neubauten, soll das am Rande des Stadtkerns gelegene Areal wiederbeleben. Dazu haben der Verein BAJ (Berufliche Ausbildung und Qualifizierung Jugendlicher und Erwachsener) und die Landesentwicklungsgesellschaft Nordrhein-Westfalen (LEG) ein Entwicklungskonzept ausgearbeitet.

Das Energiekonzept wurde von der Ingenieurgemeinschaft für technische Gebäudeausrüstung, Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Kühnel, erstellt. In diesem Abschnitt wird das Gesamtkonzept für die Wärmeversorgung der Gebäude beschrieben und Investitionskosten der einzelnen, grob dimensionierten Komponenten (Langzeit-Wärmespeicher, Wärmeverteilnetz, Wärmeübergabestationen, Kollektorfelder und Solarnetz) angegeben. Als Wärmespeicher ist der Einsatz eines Heißwasser-Wärmespeichers aus Hochleistungs-Beton geplant. Als potentieller Betreiber der solaren Nahwärme soll ein Gemeinschaftsbetrieb mit Beteiligung der Stadtwerke und der BIWA (Gemeinnützige Bielefelder Gesellschaft für innovative Wohn- und Ausbildungsprojekte) gegründet werden.

2.4.4.1 Versorgungsgebiet, Wärmebedarf

Im Gebiet Dürkopp Tor 6 soll eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher realisiert werden. Das Gebiet umfaßt rund 160 Wohneinheiten mit ca. 15 600 m² Wohn-/Nutzfläche, vorwiegend in Mehrfamilienhäusern, ein Jugendhotel und ein Schulungszentrum, das der Ausbildung dienen soll. Alle Neubauten sollen einen Wärmeschutz erhalten, der die geltende WSVO95 /2/ um ca. 25 bis 30% übertrifft. Bild 2.36 zeigt den Lageplan des Gebiets.



Bild 2.36: Lageplan der Bebauung in Bielefeld

Insgesamt soll Wohnraum für rund 460 Personen bereitgestellt werden. Es ergibt sich ein Wärmebedarf von 834 MWh/a für die Raumheizung und von 576 MWh/a für die Warmwasserbereitung. Daraus resultiert der Gesamtwärmebedarf des Gebiets (ab Hausübergabestationen) für Raumheizung und Warmwasserbereitung zu ca. 1 410 MWh/a. Die Wärmeverluste des Wärmeverteilnetzes wurden zu 141 MWh/a abgeschätzt. Dies entspricht ca. 9% des Gesamtwärmebedarfs ab Heizzentrale von 1 551 MWh/a. In der Heizzentrale wird eine Gesamtheizleistung von rund 1 MW benötigt.

2.4.4.2 Anlagenkonzept



Bild 2.37: Geplante Integration des Wärmespeichers in die Bebauung in Bielefeld

Die Gebäude werden an eine zentrale Wärmeversorgung, die aus Energiezentrale, Wärmeverteilnetz und Wärmeübergabestationen besteht, angeschlossen. Auf den Shed-Dächern des Schulungszentrums und des Jugendhotels werden Sonnenkollektoren (etwa 3 000 m², 20° bzw. 45° Neigung) in großen zusammenhängenden Kollektorfeldern installiert. Die von den Kollektoren gesammelte Wärme wird über ein Rohrleitungsnetz zur Energiezentrale transportiert und von dort über das Wärmeverteilnetz den Verbrauchern zur Verfügung gestellt oder in den Langzeit-Wärmespeicher (4 500 m³) eingespeist. Neu ist die Integration des Wärmespeichers in die Bebauung. So soll der Speicher an das Jugendhotel angegliedert werden und zu etwa zwei Drittel seiner Höhe aus dem Erdreich herausragen. Auf dem Speicherdeckel sollen Seminarräume errichtet werden (siehe Bild 2.37). Die im Sommer bei hoher Einstrahlung gesammelte Wärme wird im Langzeit-Wärmespeicher bis zum Beginn der Heizperiode gespeichert und im Herbst und Winter zur Wärmeversorgung der Gebäude verwendet. Die darüber hinaus benötigte Wärme muß durch die Nachheizung (Fernwärme) bereitgestellt werden.

2.4.4.3 Investitionen

Eine Zusammenstellung der Investitionskosten der Komponenten ist in Tabelle 2.23 angegeben. Es ergeben sich für den konventionellen Teil Investitionen von rd. 1,15 Mio DM, für die Solaranlage mit Langzeit-Wärmespeicher etwa 3,43 Mio DM. Die Gesamtinvestitionen betragen demnach 4,59 Mio DM.

Tabelle 2.23: Investitionskosten (Projekt Bielefeld; inkl. Planung, ohne MwSt.)

Komponente	Investitionskosten
Wärmeverteilnetz	290 TDM
Hausübergabestationen	639 TDM
konventionelle Heiztechnik	224 TDM
Zwischensumme zentrale Nahwärmeversorgung	1 153 TDM
Solaranlage (3 000 m ²)	1 944 TDM
Langzeit-Wärmespeicher (4 500 m ³)	1 490 TDM
Zwischensumme Solaranlage und Langzeit-Wärmespeicher	3 434 TDM
Gesamtinvestitionen	4 587 TDM

Bezogen auf die Kollektorfläche betragen die Investitionen für die Solaranlage und den saisonalen Wärmespeicher rund 1 145 DM/m², bzw. 220 DM/m² bezogen auf die Wohnfläche.

2.4.4.4 Systemsimulation, Solarertrag, Wärmekosten, Finanzierungskonzept

Die Systemsimulation wurde entsprechend der Anlage in Friedrichshafen durchgeführt. Die Nutzwärmelieferung der Solaranlage wurde mit den Wetterdaten des Testreferenzjahres Hannover zu 705 MWh/a berechnet (235 kWh/(m²a)). Dies führt zu einem solaren Deckungsanteil von 50% am Wärmebedarf der Gebäude.

Ohne Berücksichtigung von Fördermitteln und Baukostenzuschüssen ergeben sich damit Gesamtwärmekosten von 352 DM/MWh (ohne MwSt.), bei Jahresgesamtkosten von 496 TDM/a. Die solaren Wärmekosten betragen 473 DM/MWh. Würde das Gebiet aus einer Heizzentrale rein konventionell versorgt, ergäben sich Wärmekosten von rund 140 DM/MWh.

Ein erster Finanzierungsvorschlag ist in Tabelle 2.24 angegeben. Verhandelt werden müssen dabei die Baukostenzuschüsse und der Zuschuß des Betreibers, falls geringere Wärmekosten mit den Verbrauchern angesetzt werden sollen.

Gesamtinvestition		4 587 TDM
Förderung BMBF	(50% der Investition für Solaranlage und Langzeit-Wärmespeicher)	1 717 TDM
Förderung Land NRW		687 TDM
Baukostenzuschüsse	4 000 DM/WE im RH á 157 WE 35 000 DM für das Hotel (durchschnittlich 42 DM/m² Wohnfläche)	663 TDM
Betreiber		1 520 TDM

 Tabelle 2.24:
 Finanzierungskonzept (Projekt Bielefeld)

Unter Berücksichtigung dieses Finanzierungskonzeptes ergeben sich, ohne Zuschuß des Betreibers, die in Tabelle 2.25 dargestellten Jahresgesamt- und Wärmekosten.

Jahresgesamtkosten260 908 DM/aWärmekosten(unter Berücksichtigung von Förderung
und BKZ)18,5 Pf/kWhGesamtwärmepreis für Verbraucher inkl. Verzinsung des BKZ (6 %) durchschnittlich ca.
21,3 Pf/kWh260 908 DM/a

 Tabelle 2.25:
 Jahresgesamt- und Wärmekosten (Projekt Bielefeld; ohne MwSt.)

Das BMBF stellte nach Durchsicht der eingereichten Projektskizze keine Förderung in Aussicht. Weiterhin zeigten die kalkulierten Kosten für den Wärmespeicher aus Hochleistungs-Beton im Vergleich zu den realisierten Behältern mit Edelstahlauskleidung keine nennenswerten Einsparungen.

Simulationsrechnungen, die die Einspeisung der solar gewonnenen Wärme über einen Pufferspeicher in das Fernwärmenetz (Rücklauf oder Vorlauf) berücksichtigten, zeigten, daß nur geringfügig geringere Nutzwärmemengen erreicht werden konnten als bei Einsatz eines Langzeit-Wärmespeichers. Durch den Wegfall des Langzeit-Wärmespeichers waren die Investitionskosten erheblich geringer.

2.4.5 Zusammenfassung

Die Arbeiten zur Projektvorbereitung umfassen:

- Erstellung von Hinweisen für den Einsatz von solar unterstützten Nahwärmeversorgungssystemen (verdichtete Bebauung, Gebäudeorientierung, Wärmedämmstandard, geeignete Dachflächen, Netzauslegungstemperaturen, geologische Randbedingungen für den Speicherbau etc.) für Bauträger, Architekten und Fachplaner.
- Zusammenstellung und Überprüfung der Grundlagen insbesondere der Wärmebedarfsdaten für das Versorgungsgebiet.
- Festlegung der möglichen Kollektorflächen in Zusammenarbeit mit den Architekten.
- Durchführung von Systemsimulationen zur Grobdimensionierung der Anlagenkomponenten und Abschätzung der Erträge.
- Berechnung der Wärmekosten und Vergleich mit anderen Versorgungsvarianten. Erarbeiten einer Umsetzungsempfehlung.
- Mithilfe bei der Erstellung eines Finanzierungskonzepts.

Nachfolgende Tabelle 2.26 gibt eine Übersicht über die ermittelten Daten der durchgeführten Studien zur Projektvorbereitung und zeigt einige der ermittelten Kenngrößen.

	Berlin- Biesdorf	Potsdam I	Potsdam II	Rostock	Bielefeld
Versorgungsgebiet					
WE in RH, DHH, EFH	424			36	
WE in MFH	621	660	421	107	160
Sonstiges	Gewerbe	Büro	Büro		Hotel
	Schule	Gewerbe	Gewerbe		Schulungs-
		Schule			zentrum
beheizte Wohn-/Nutzfläche in m ²	124 667	104 300	37 460	12 105	15 600
Wärmebedarf in MWh/a					
zur Raumheizung	6 071	7 343	2 665	916	834
zur Warmwasserbereitung	2 310	1 862	731	302	576
ab Hausübergabestation	8 381	9 205	3 396	1 218	1 410
ab Heizzentrale	9 200	9 854	3 691	1 348	1 551
Solaranlage					
Kollektorfläche in m ²	12 800	15 028	6 124	2 000	3 000
Volumen des LZWSP in m ³	ca. 50 000	ca. 85 000	ca. 30 000	3 200	4 500
Wasseräquivalent in m ³	ca. 20 000	ca. 35 000	ca. 12 000	3 200	4 500
Nutzwärmelieferung Solaranlage					
in MWh/a	4 000	4 200	1 800	609	705
in kWh/m² Kollektorfläche	312	279	279	305	235
Solarer Deckungsanteil in %	43	46	53	50	50
Investitionskosten in TDM					
konventioneller Teil	4 656	3 959	1 959	925	1 153
Solaranlage	9 351	10 050	4 560	1 740	1 944
Wärmespeicher	4 195	3 620	1 738	1 196	1 490
Gesamtinvestitionen	18 202	17 629	8 257	3 861	4 587
Wärmekosten (ohne MwSt.) in DM/MWh					
Gesamt	k.A.	250	302	346	352
Solar mit LZWSP	k.A.	337	360	471	473
zentral ohne Solaranlage	k.A.	115	129	135	140
Investitionen für Kollektoren und Wärmespeicher					
in DM pro m² Kollektorfläche	1 058	910	1 028	1 468	1 145
in DM pro m² Wohn-/Nutz-	109	131	168	243	220
fläche					
Gesamtinvestitionen					
in DM pro m² Wohn-/Nutz- fläche	146	169	220	319	294

Tabelle 2.26: Zusammenstellung der Daten der Studien zur Projektvorbereitung sowie Angabe einiger Kenngrößen

Weiterentwicklung der Langzeit-Wärmespeicher 3

Langzeit-Wärmespeicher sind der entscheidende Baustein für Solaranlagen, die einen nennenswerten Beitrag (>20%) zur Heizwärmeversorgung leisten. Aus Kostengründen und wegen der Wärmeverluste kommen mit heute etablierter Technik nur große Speicher in Frage, die entsprechend große Abnehmer versorgen (z.B. ganze Wohnsiedlungen). Betrachtet man die Entwicklungen auf dem Wohnungsmarkt, müssen Konzepte für Wärmespeicher im Bereich einiger 100 m³ bis zu einigen 10 000 m³ zur Verfügung stehen. Aus Platzgründen müssen diese Speicher meist in das Erdreich eingebaut und mit einer tragfähigen Decke ausgerüstet werden. Aufgrund des großen Einsatzbereiches ist die Entwicklung derzeit noch nicht abgeschlossen, den "Typspeicher" wird es in absehbarer Zeit nicht geben.

Die Entwicklung von Speichertypen zur saisonalen Wärmespeicherung wird am ITW seit mehreren Jahren kontinuierlich fortgeführt. Basierend auf früheren Vorhaben wurden nachfolgende Speichertypen (siehe Bild 3.1) konzipiert. Die vielseitigsten Einsatzbereiche eröffnen sich dem Heißwasser-Wärmespeicher. Er kann unabhängig von der Geologie und auch in kleiner Baugröße, z.B. als Wärmespeicher für den Zeitraum von Tagen bzw. Wochen, Verwendung finden.

Heißwasser-Wärmespeicher







Bild 3.1: Wärmespeicher-Typen

Die in diesem Bericht vorgestellten Maßnahmen umfassen vor allem Entwicklungen, die im Rahmen der Errichtung von Wärmespeichern veranlaßt wurden. Insbesondere sind dies Detaillösungen, den Bau von Heißwasser- und Erdsonden-Wärmespeichern betreffend, wie sie in Rottweil, Hamburg, Friedrichshafen und Neckarsulm gebaut wurden. So mußten Lösungen zu Bauformen und -verfahren sowie zu Materialien erarbeitet werden.

Die jeweiligen Einsatzbereiche der verschiedenen Bauarten von Langzeit-Wärmespeichern hängen u.a. von der Projektgröße und den geologischen Gegebenheiten (siehe Tabelle 3.1) im Untergrund des Speicherstandortes ab.

Speichertyp, Speicherkapazität	Bodenbeschaffenheit, erforderliche Tiefe	Grundwasserstand	hydraulische Durchlässigkeit des Bodens
Heißwasser 60 bis 80 kWh/m ³	gut stehend, Bodenklasse II-III, 10 bis 15 m	möglichst kein Grundwasser	bei Grundwasser dicht, sonst keine Anforderungen
Kies/Wasser 40 bis 50 kWh/m ³	gut stehend, Bodenklasse II-III, 5 bis 15 m	möglichst kein Grundwasser, Fließ- geschwindigkeit muß gering sein	bei Grundwasser dicht, sonst keine Anforderungen
Erdsonden 15 bis 20 kWh/m ³	gut bohrbar, auch Fels, Bodenklasse I-III, 25 - 100 m je nach Speichervolumen	Grundwasser günstig, Fließgeschwindigkeit muß gering sein	bei Grundwasser dicht ($k_f < 10^{-8}$ m/s bis 10^{-12} m/s)
Aquifer 30 bis 40 kWh/m³	nach oben (und unten) durch dichte Schichten abgeschlossen 20 bis 50 m mächtig	Grundwasser not- wendig, Fließge- schwindigkeit muß gering sein	hohe Durchlässig- keit, $k_f > 10^{-4} \text{ m/s}$

Tabelle 3.1:Anforderungen an den Standort bei verschiedenen Langzeit-Wärmespeichern
(aus /1/ und erweitert; kf ist der Durchlässigkeitsbeiwert)

Für die Wärmespeicherung im Untergrund wird derzeit die VDI-Richtlinie 4640 /20/ erstellt. Der Status der einzelnen Speichertypen wird nachfolgend aufgeführt, wobei die innerhalb dieses Projekts fertiggestellten Wärmespeicher detailliert vorgestellt werden. In einer Zusammenfassung werden dann die einzelnen Weiterentwicklungen beschrieben sowie ein Ausblick gegeben.

3.1 Heißwasser-Wärmespeicher

Basierend auf Erfahrungen aus früheren Projekten (/1/, /21/, /22/, /23/, /24/, /25/), entstand unter den Randbedingungen:

- gut stehender, grundwasserfreier Boden,
- Zwischenlagerung des Aushubs auf der Baustelle,
- Überdeckung der Speicherdecke mit Erdreich,

folgende Grundkonzeption für Heißwasser-Wärmespeicher:

- eingegrabene, meist zylindrische Behälter,
- Tragkonstruktion aus Stahlbeton,
- innenliegende Auskleidung mit Edelstahlblech,
- außenliegende Wärmedämmung,
- Feuchtigkeitsschutz der Wärmedämmung.

Die Kostenschätzungen für solchermaßen aufgebaute zylindrische Wärmespeicher der Größe 5 000 m³ bzw. 10 000 m³ wurden mit 288 DM/m³ bzw. 221 DM/m³ angegeben /1/.

Durch die realisierten Projekte mit Heißwasser-Wärmespeicher in Rottweil, Hamburg und Friedrichshafen wurden wertvolle Erfahrungen gesammelt, die der Weiterentwicklung dieses Speicherkonzeptes dienen. Es wurden sowohl bautechnische Detaillösungen, wie auch Potentiale zur Kostenreduktion erarbeitet.

3.1.1 Speicherkonstruktion

3.1.1.1 Rottweil

In diesem Pilotvorhaben wurde in Verbindung mit einem Blockheizkraftwerk und einem Nahwärmenetz im Jahre 1995 ein 600 m³ großer, teilweise oberirdischer Wärmespeicher als Kurzzeit-Wärmespeicher im Auftrag der Stadtwerke Rottweil errichtet. Das Baukonzept sollte auch auf größere Wärmespeicher (Langzeit-Wärmespeicher) übertragbar sein. Das Konzept des Rottweiler Wärmespeichers wurde zusammen mit einem Kreis von Experten weiterentwickelt und wird auch in den beiden Pilotprojekten zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Hamburg und Friedrichshafen eingesetzt. Bild 3.2 zeigt schematisch einen vertikalen Schnitt durch den Speicher mit den wichtigsten Abmessungen.



Bild 3.2: Querschnitt des Speicherbehälters in Rottweil (Abmessungen in mm)

Ein kurzer Steckbrief mit Angaben zur Speicherkonstruktion ist nachfolgend aufgelistet:

- die Form ist kreiszylindrisch, bei 13 m Innendurchmesser und 5 m lichter Höhe,
- der Wasserspiegel befindet sich im Auslegungsfall (50 °C) in einer Höhe von 4,5 m, die maximale Auslegungstemperatur beträgt 95 °C,
- der Baukörper ist halb im Erdreich eingegraben, der Aushub angeschüttet,
- die Betondecke wird von einer zentralen Stütze und der Seitenwand getragen,
- die Wasserdichtigkeit wird durch eine Auskleidung aus Edelstahlblech (Dicke 0,5 mm) erreicht,

- die Wärmedämmung aus Mineralwolle (WLG 040) ist an der Wand (20 cm dick) und an der Decke (30 cm) angebracht,
- die Be- und Entladeeinrichtungen sind f
 ür eine Durchflu
 ßrate von 80 m³/h konstruiert und aus Edelstahl gefertigt. Um eine gleichm
 ä
 ßige horizontale Temperaturverteilung und eine Schichtung im Speicher zu gew
 ä
 hrleisten, sind jeweils zwei Ein- und Ausla
 ßteller mit 1 m Durchmesser oben und unten installiert.

3.1.1.2 Friedrichshafen

Der von den Technischen Werken Friedrichshafen als Bauherr beauftragte Wärmespeicher hat ein Volumen von 12 000 m³. Nach umfangreichen Voruntersuchungen /26/ zu unterschiedlichen Bauformen und -verfahren wurde im Jahr 1996 der nachfolgend beschriebene Behälter gebaut (siehe Bild 3.3). Der in Ortbetonbauweise errichtete Wärmespeicher hat die Form eines Zylinders mit je einem Kegelstumpf im Decken- und Bodenbereich. Berücksichtigt wurde dabei die Optimierung der Speicheroberfläche, sowie die Kostensenkung durch Massenreduktion und durch Vermeidung von Aushub. Wesentliche Grundvoraussetzung dazu ist die Möglichkeit, den Speicherdeckel über Geländeniveau herausragen zu lassen und mit Erdreich anzuschütten. Dieser "Hügel" muß dann ins Gelände integriert werden.



Bild 3.3: Querschnitt des Speicherbehälters in Friedrichshafen (aus /26/, Abmessungen in m)

Der Aufbau des Wärmespeichers ist ähnlich dem in Rottweil. Auf einer 20 cm dicken Bodenplatte wurde der Kegelstumpfboden (Wandstärke 30 cm) und die Zylinderwand (30 cm dick) errichtet. Die Wand ist mit Ring-Spanngliedern vorgespannt, wobei die Verankerungen in Nischen angeordnet sind. Sie ist außerdem mit Stabstahl (Durchmesser 12 bzw. 14 mm) bewehrt. Für die Betonierarbeiten des Kegelstumpfschalendaches (25 cm dick) ist das Edelstahlblech der Auskleidung als Schalung eingesetzt worden, wobei das nachträgliche sichere Verschweißen der Bleche nicht erschwert werden durfte (durch Verformungen, Zementschlempe, etc.). Die Bleche sind mit angeschweißten Bolzen ausgestattet, die sie im Beton verankern. Der Übergang zwischen dem Kegelschalendach und dem Zylinder ist mit einem vorgespannten Ringträger realisiert worden.

Die innenliegende Edelstahlauskleidung besteht aus Blechtafeln $(1,25 \times 7 \text{ m}, \text{ bzw.} 1,25 \times 4,5 \text{ m})$ und hat eine Dicke von 1,25 mm. An der Wand sind die Bleche mittels Bolzen befestigt. Die Bolzenreihen werden von einem weiteren Blech überlappt, d.h. die Bolzen sind

nicht mit dem Blech verschweißt. Diese Ausbildung erlaubt es, Dehnungen aufgrund von Temperaturänderungen im Lochspiel der Bolzen aufzunehmen. Alle Schweißverbindungen wurden überprüft, dabei wurde hauptsächlich ein Farbeindringverfahren eingesetzt (siehe auch Kapitel 2.1.1.3).

Die Wärmedämmung ist aus hochfester Mineralwolle. An der Wand weist sie eine Dicke von 20 cm auf, im Deckenbereich ist sie 30 cm dick. Der Schutz vor Durchfeuchtung von außen besteht aus einer 1,5 mm dicken PVC-Bahn. Der Deckel ist mit einer bewehrten Schutzbetonschicht und mit 0,5 m Erdreich überdeckt. Die untere Kegelstumpffläche und der Behälterboden sind nicht wärmegedämmt.

Der Aufbau ist Bild 3.4 zu entnehmen.



Bild 3.4: Aufbau des Speicherbehälters in Friedrichshafen (aus /26/)

Von der Baustelleneinrichtung (Juli 1995) bis zur Füllung (Juli 1996) verging etwa ein Jahr, darin enthalten sind die Ausfallzeiten der Bauarbeiten wegen Schlechtwetter.

3.1.1.3 Hamburg

Fast zeitgleich mit der Realisierung des Projekts in Friedrichshafen ist von den Hamburger Gaswerken (HGW) ein Heißwasser-Wärmespeicher mit einem Volumen von 4 500 m³ geplant worden. Dieser Behälter wurde ebenfalls 1996 fertiggestellt.

Am Speicherstandort waren die Randbedingungen jedoch nicht so günstig wie in Friedrichshafen. Aus Gründen des Naturschutzes und der Grundwassersituation war die Bauform starken Beschränkungen unterworfen. Einen Schnitt durch den gebauten Wärmespeicher zeigt Bild 3.5.



Bild 3.5: Querschnitt des Speicherbehälters in Hamburg

Der Baukörper besteht aus einer Ringwand aus Ortbeton, die außen mit 20 cm Mineralwolle wärmegedämmt ist. Die tragende Betondecke ruht auf Stützen und ist mit 30 cm Mineralwolle wärmegedämmt. Die Innenabdichtung erfolgte wie in Friedrichshafen mit einem 1,25 mm dicken Edelstahlblech. Die Drainage wird über eine Kiesschicht realisiert.

3.1.2 Zusammenfassung

3.1.2.1 Bauform

Durch die erforderliche Böschungsneigung der Baugrube ergeben sich beim Bau zylindrischer Baukörper große, ungenutzte Bereiche, die zunächst ausgehoben und dann nach dem Bau wieder verfüllt werden müssen. Durch eine Änderung der Bauform, d.h. durch Übergang von der reinen zylindrischen Form zu einer Form mit Kegelstümpfen im Decken- und/oder Bodenbereich, kann für einen Wärmespeicher mit 5 000 m³ Volumen ein Kostenreduktionspotential von 25% und eine Verbesserung des O/V-Verhältnisses um 28% erreicht werden /26/.

Stützen im Speicherinneren führen zu vielen kritischen Details, wie z.B. Verbindungen mit Boden bzw. Decke, und zu aufwendigen Edelstahlarbeiten. Das Weglassen der Stützen führt zu gewölbten Flächen wie Kuppeln oder Kegelstumpfschalen. Wie sich bei allen Maßnahmen zeigte, sind Kostenminderungen nur zu erzielen, wenn die ausführende Firma Erfahrungen mit der gewählten Bautechnik und der Bauform hat. Sie benötigt das entsprechende Know-how, damit Unsicherheiten der Ausführung nicht zu Zuschlägen bei den Baukosten führen. Auch die zur Verfügung stehende Geräteausstattung beeinflußt die Baukosten.

Daß generell die Baukosten saison- und ortsabhängig sind, sei hier der Vollständigkeit halber erwähnt. Nachfolgend sind einige, die Kosten günstig beeinflussende Faktoren zusammengefaßt:

- Bauteile sollten nur einfach gekrümmt sein (Verwendung von Standardteilen für Schalungsarbeiten),
- die Speicherform im Bodenbereich sollte der Böschungsneigung angepaßt werden (gilt f
 ür Neigungen bis 35°, da dann ohne Konterschalung gearbeitet werden kann),
- die Neigung der Decke sollte zwischen 15° und 22° betragen, da einerseits zu flache Schalen zu erhöhten Kräften und zu Bewehrung am Übergang zum zylindrischen Teil führen, andererseits größere Neigungen zu Rutschungen der Erdüberdeckung führen,
- das Auskleidungsmaterial kann zumindest im Deckenbereich als Schalung verwendet werden,
- eine Einstiegsöffnung im Deckel, sowie Durchführungen für Rohrleitungen sind vorzusehen.

Fazit aus den realisierten Projekten ist jedoch, daß aus einer Vielzahl von Parametern diejenigen herauszusuchen sind, die am jeweiligen Standort, d.h. mit den entsprechenden Randbedingungen, zu einer kostengünstigen Lösung führen. Es existiert kein fest vorgegebener Entwurf, der eine optimale Lösung für alle Standorte darstellt.

3.1.2.2 Bauverfahren

Als Bauverfahren für unterirdische Langzeit-Wärmespeicher mit selbsttragender Konstruktion kommt nach **/26**/ nur die Betonbauweise in Frage. Für große Behälter (ab 1 000 m³) ist die Ortbetonbauweise einzusetzen, die zu monolithischen Behältern führt. Fertigteile kommen nur für kleinere Wärmespeicher in Betracht, die als Typenbehälter (gegebenenfalls in Serienproduktion) errichtet werden können.

3.1.2.3 Bemessung

Bei der Planung des benötigten Volumens ist bei drucklosen Wärmespeichern stets ein Bereich für die Volumenausdehnung des Wassers durch Temperaturänderung vorzusehen (etwa 3 bis 5%).

Neben den statischen Lasten (inkl. Verkehrslasten) treten Lasten durch die Temperaturbeanspruchung auf. Der theoretisch zu erreichende Temperaturgradient über der Bauteildicke (d.h. der maximale Temperaturunterschied zwischen Innen- und Außenseite) beträgt bei den realisierten Kurzzeit-Wärmespeichern bis zu +18 K bzw. -18 K, je nach Bauteildicke und Betrieb des Wärmespeichers. Bei Langzeit-Wärmespeichern konnte dieser hohe Temperaturunterschied nicht gemessen werden. Bei der Bemessung ist daher von geringeren Werten auszugehen. Die Temperaturunterschiede sind wechselnd, d.h. die wärmere oder kältere Stelle kann sowohl innen als auch außen auftreten. Die Temperaturen im Inneren eines Wärmespeichers ändern sich durch Be- oder Entladevorgänge sehr schnell (in 1,5 Stunden) von 50 °C auf ca. 90 °C und umgekehrt. Entlang der Wandhöhe treten ebenfalls Temperaturunterschiede durch das geschichtete Speicherwasser auf. Über eine Höhe von etwa 0,5 bis 1 m gibt es bei Kurzzeit-Wärmespeichern je nach Bauform und Betriebsweise Temperaturunterschiede von bis zu 40 K. Bei den Langzeit-Wärmespeichern in Hamburg und Friedrichshafen konnten bislang max. Temperaturdifferenzen von 25 K über einen Meter Höhe gemessen werden. Eine Darstellung der Temperaturlastfälle, die in der Wand auftreten können, zeigt Bild 3.6 am Beispiel des Kurzzeit-Wärmespeichers in Rottweil.



Bild 3.6: Darstellung der Temperaturlastfälle der Speicherwand (Projekt Rottweil)

3.1.2.4 Abdichtung

Die Auskleidung des Behälters in Rottweil besteht aus einem 0,5 mm (stellenweise 1,25 mm) dicken Edelstahlblech (austenitischer Chrom-Nickelstahl) im Innern des Behälters (siehe Bild 3.7). Im wesentlichen wurden die Blechbahnen mittels etwa 3 cm breiter Falze durch ein Widerstandsschweißverfahren größtenteils automatisch mit zwei parallel verlaufenden Rollnähten verbunden. Dies hat den Vorteil, daß durch Einbringen eines Gases zwischen die zwei Nähte die Dichtheit der Schweißverbindungen einfach zu überprüfen ist. Erwähnt seien die Kreuzungspunkte von drei Falzen für die Rollnähte, sogenannte T-Stöße, die sich im oberen und unteren Bereich der Wand bei Zusammentreffen von senkrecht und waagerecht verlaufenden.



Bild 3.7: Innenauskleidung (Projekt Rottweil)

Diese Auskleidung konnte jedoch erst nach mehreren Versuchen dicht ausgebildet werden. Bei der Leckageüberwachung zeigte sich ein großer Nachteil: durch die Falze sind nicht alle Schweißverbindungen optisch zu begutachten. Eine Überprüfung war nicht zu 100% möglich, insbesondere nicht an den T-Stößen.

Aus diesem Grund wurde für die Behälter in Hamburg und Friedrichshafen ein anderes Verfahren eingesetzt. Die Bleche wurden überlappend angeordnet. Die Schweißverbindungen waren somit alle sichtbar und konnten mit einem Farbeindringverfahren getestet werden. Wichtig ist auch, sich von der Qualifikation der Schweißer zu überzeugen (Eignungsnachweis mit Erweiterung auf nichtrostende Stähle).

3.1.2.5 Wärmedämmung

Als Wärmedämmaterial ist druckfeste Mineralwolle einzusetzen. Neben der Erfüllung der Randbedingungen (Druckfestigkeit, Temperaturbeständigkeit, Verarbeitbarkeit, etc.) ist es das kostengünstigste Material. Dicken von 20 cm im Wandbereich und 30 cm auf der Deckenfläche haben sich als wirtschaftlich erwiesen. Ist ein mehrlagiger Aufbau geplant, kann außenliegend auch extrudiertes Polystyrol (unter 75 °C) eingesetzt werden. Weiterhin ist eine Schutz- und Drainageschicht vorzusehen, die z. B. aus PVC-Folie und Drainagematerial bestehen kann.



Bild 3.8: Aufbau der Wärmedämmung an der Wand (Projekt Rottweil)

Da der Wärmespeicher in Rottweil im oberen Bereich nicht angeschüttet wurde und deshalb teilweise sichtbar bleibt und einen Außenputz erhalten sollte, wurde für die Wand ein auf dem Bausektor übliches Wärmedämmverbundsystem eingesetzt. Die Steinlamellenplatten (120 cm x 20 cm x 20 cm) wurden mittels Baukleber an der Betonwand befestigt (siehe Bild 3.8). Die Wärmedämmung wurde mit einer Armierung aus Glasfasergewebe und einer wasserabweisenden Mörtelschicht gegen eindringendes Wasser geschützt. Durch eine Noppenfolie und eine vorgestellte Drainplatte wird eventuell auftretendes Niederschlagswasser drainiert.

3.1.2.6 Be- und Entladeeinrichtung

Die Heißwasser-Wärmespeicher werden als Verdrängungsspeicher betrieben, d.h. bei Einbringen von Wasser wird dieselbe Masse gleichzeitig wieder dem Wärmespeicher entzogen. Um eine gute Temperaturschichtung im Wärmespeicher zu erzielen, wird das heiße Wasser oben knapp unter dem Wasserspiegel eingebracht, während kaltes Wasser in Bodennähe entzogen wird. Beim Entladen wird umgekehrt verfahren, d.h. warmes Wasser wird oben entzogen, während kaltes Rücklaufwasser aus dem Wärmeverteilnetz unten nachfließt. Dies bedeutet, daß die oberen und unteren Einbauten abwechselnd zum Be- und Entladen genutzt werden müssen.

In Abhängigkeit vom geplanten Volumenstrom sind die Be- und Entladeeinrichtungen (im folgenden auch Ladewechseleinrichtungen genannt) auszulegen. Um Turbulenzen und damit eine Vermischung des Speicherwassers zu verhindern, müssen die Strömungsgeschwindigkeiten klein gehalten werden (kleiner als 0,1 m/s). Dies begünstigt dünne Temperaturübergangsschichten. Zusätzlich muß für eine möglichst horizontale Zu- oder Abströmung gesorgt werden /27/.

Bauformen solcher Ladewechseleinrichtungen enthalten kleine Auslaßöffnungen in Form von Schlitzen oder Bohrungen. Es sind aus früheren Untersuchungen /28/ bekannt: Schlitzauslässe (mit und ohne Diffusor), Doppelrohrauslässe und Radialauslässe.

Je nach Betriebsweise des Speichers treten bei der Auslegung der Ladewechseleinrichtungen unterschiedliche Probleme auf. So ist bei der Kurzzeit-Wärmespeicherung meist ein hoher Massenstrom auf einer relativ kleinen Speicheroberfläche zu verteilen. Eine vermischungsarme Zuströmung ist hier viel schwieriger als bei der Langzeit-Wärmespeicherung, bei der die Verhältnisse genau umgekehrt sind und eher die gleichmäßige Beschickung über die gesamte Speicheroberfläche zu Problemen führt.

Aufgrund des fertigungstechnischen Aufwandes sind kreisförmige Doppelrohrausführung mit den vielen notwendigen Bohrungen nicht zu empfehlen. Radialauslässe sind für alle Speicher geeignet und unter wirtschaftlichen Bedingungen gut herstellbar. Durch einfach zu variierende Größen wie Durchmesser und Spalthöhe scheinen sie am besten geeignet. Durch mehrere dieser Auslässe ist auch eine gleichmäßige Zuströmung über die gesamte Speicheroberfläche gewährleistet.

Die Verrohrung im Wärmespeicher ist auf ein Mindestmaß zu reduzieren. In langen Rohrleitungen im Speicher, die quer zu allen Temperaturschichten verlegt sind, findet ein Wärmetransport statt. Dieser führt zum Abbau der Schichtung im Wärmespeicher und zu einer ungewollten Temperaturänderung des Be- bzw. Entlademassenstroms. Somit wird der Speichernutzungsgrad reduziert.

3.1.2.7 Garantieleistungen

Als unabdingbarer Bestandteil sind Kriterien zur Abnahme der erbrachten Leistungen, wie auch Garantiezeiten in die Ausschreibungen aufzunehmen. Nachdem die Bauwerke individuell zu planen sind, sind auch die Garantieleistungen entsprechend zu vereinbaren. Anzustreben sind Zeiträume von 10 Jahren und mehr. Die Dauer der Garantieleistung entscheidet gegebenenfalls über die Auswahl der ausführenden Firma. Das Versprechen einer langen Nutzungsdauer allein genügt jedoch nicht; finanzielle Einbehalte sichern die Ausbesserung von Schäden ab, auch wenn die ausführende Firma nicht mehr existieren sollte.

3.1.2.8 Kosten

Tabelle 3.2:

Die realisierten Baukosten sind in nachfolgender Tabelle 3.2 dargestellt.

Realisierte Baukosten (ohne Planung u. MwSt.)

Projekt	Speichervolumen	Baukosten	auf das Nutzvolumen bezogene Baukosten	
Rottweil	600 m ³	531 871 DM	886 DM/m³	
Hamburg	4 500 m ³	1 671 883 DM	372 DM/m ³	
Friedrichshafen	12 000 m³	2 463 137 DM	205 DM/m³	





Bild 3.9: Aufteilung der Baukosten (Rottweil, Hamburg und Friedrichshafen)

Bild 3.9 zeigt die Aufteilung der Speicherbaukosten auf die verschiedenen Gewerke. Die Hauptkosten werden durch Erd- und Betonarbeiten verursacht (40 bis über 60% der Baukosten). Die Edelstahlauskleidung trägt mit etwa 20 bis 25% zu den Baukosten bei. Die Reduktion der Kosten dieser beiden Maßnahmen ist daher wichtigster Bestandteil für die Realisierung kostengünstigerer Wärmespeicher.

In diesen Kosten sind nicht enthalten: Anbindung des Speichers an die Heizzentrale und Erdarbeiten zur Gestaltung des Geländes.

3.1.3 Ausblick

Im wissenschaftlichen Begleitprogramm wurden Detaillösungen zum Speicherbau erarbeitet und ein baureifes Konzept für Heißwasser-Wärmespeicher entwickelt. Der Behälter aus Stahlbeton wird innen mit einem Edelstahlblech wasserdicht ausgekleidet, auf der Außenseite wird eine Wärmedämmung aus Mineralwolle angebracht.

Wasserspeicher benötigen zur Zeit eine Tragkonstruktion, die in der Regel aus Stahlbeton gefertigt und mindestens teilweise im Erdreich eingebaut ist. Durch die Realisierung einiger Projekte wurden wichtige Erfahrungen für den Bau von größeren Wärmespeichern mit Beton-Tragwerk gesammelt. Entwicklungen hin zu Erdbecken-Wärmespeichern mit schwimmender oder abgestützter Deckenkonstruktion führten noch nicht zu den erhofften Kostenreduktionen. Dagegen gibt es gegenwärtig vielversprechende Ansätze, das Tragwerk aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GfK) auszubilden /29/. Hier wird ein großes Potential zur Kostenreduktion gesehen.

Falls die Wasser- und Dampfdichtigkeit nicht durch das Tragwerk (GfK oder spezielle Betonmischungen - Hochleistungs-Beton /18/) gewährleistet ist, muß eine zusätzliche Auskleidung des Speichers erfolgen. Da handelsübliche Kunststoffe bei Temperaturen über 80 °C in der Regel keine ausreichende Zeitstandfestigkeit aufweisen, wurden die bisher in Deutschland erstellten Heißwasser-Wärmespeicher mit einer Auskleidung aus Edelstahlblech ausgeführt.

Eine Wärmedämmung sollte mindestens im Bereich des Deckels und der senkrechten Speicherwände angebracht werden. Mineralwolle hat sich dabei bewährt. Momentan wird auch der Einsatz von Schaumglasschotter bzw. Blähglasgranulat erwogen.

Durch eine zeitliche Staffelung im Ausbau von Baugebieten und damit auch der Wärmeversorgungssysteme wird eine Flexibilität des Volumens von Wärmespeichern gewünscht, die bislang nicht gegeben ist. Die Entwicklung zu einem erweiterbaren Heißwasser-Wärmespeicher, möglichst modular aufgebaut, ist eine weitere Herausforderung.

Große Einsparpotentiale wurden in der Bauform und dem Bauverfahren ermittelt. Dem unterirdischen Speicherbereich ist dabei große Aufmerksamkeit zu widmen.

Auch das Dach kann durch Einsatz von Fertigteilen gegebenenfalls wirtschaftlicher erstellt werden. Dies ist im Detail noch zu untersuchen.

Andere Bauverfahren, z.B. die Dome-Bauweise, sind bislang praktisch nicht untersucht worden. Eventuell ermöglichen sie eine kostengünstige Fertigung, wenn die Abdichtung auch als Schalung verwendet werden kann. Fertigteile können insbesondere bei kleinen Wärmespeichern, bei denen der Schalungsaufwand sehr hoch ist, zu geringeren Kosten führen.
Die wirklichkeitsnahe Berücksichtigung der auftretenden Lasten ist eine weitere Voraussetzung für die kostengünstige Errichtung von Langzeit-Wärmespeichern.

Auch die Ausführung der Wärmedämmung (Material, Verlegeort, Verlegeverfahren, etc.) kann zu Einsparungen führen, die jedoch gering sein dürften.

Etwa 20 bis 25% der Baukosten fallen für die Abdichtung an. Hier werden durch Verzicht auf die Auskleidung oder Verwendung anderer Materialien Möglichkeiten zur Kostenreduktion gesehen. Es wird insbesondere auf das Forschungsvorhaben "Dichte Wärmespeicher aus Hochleistungs-Beton" /18/ verwiesen.

3.2 Erdsonden-Wärmespeicher

3.2.1 Geeignete Sondenmaterialien

Im Vorfeld des Speicherbaus in Neckarsulm wurden verschiedene Kunststoff-Rohrmaterialien auf ihre Eignung untersucht.

Das Erdsondenmaterial unterliegt im Betrieb einer kombinierten Temperatur- und Druckbeanspruchung. Die vorliegenden Temperaturen können durch Simulationsrechnungen recht genau ermittelt werden, die Druckbeanspruchung hängt neben dem Netzvordruck von der geodätischen Höhe, d.h. der Bohrlochtiefe ab. Anhand der Häufigkeitsverteilung der Lastfälle überprüften mehrere Kunststoff-Rohrhersteller die Eignung ihrer Produkte mit dem Ergebnis, daß derzeit nur Polybuten (PB) und kreuzvernetztes Polyethylen (PEX bzw. VPE) den Anforderungen standhält. VPE kann nur mit Spezialschweißverfahren geschweißt werden und wird daher in der Praxis meist nur mit Schraub- oder Pressfittings verbunden. Demgegenüber läßt sich PB sehr gut schweißen, für dieses Rohrmaterial existiert ein handelsübliches Sortiment verschiedenster Schweißmuffen für den Einsatz im Bereich der Hausinstallationstechnik. Da die beiden Materialien aus energetischer Sicht nahezu gleichwertig sind und auch die Produktkosten ähnlich hoch liegen, waren die Handhabbarkeit und die Betriebssicherheit die ausschlaggebenden Kriterien und es wurde PB als Sondenmaterial für Neckarsulm ausgewählt.

3.2.2 Rechenmodelle

Neben dem vereinfachten Modell DST (Duct STorage, /30/, /31/), das in erster Linie für Systemauslegungen und Parameterstudien geeignet ist, existiert das detaillierte Rechenmodell SBM (Superposition Borehole Model, /32/). Bei diesem werden alle Erdsonden nach Lage und Tiefe einzeln spezifiziert, so daß ein geometrisch exaktes Modell des Speichers nachgebildet werden kann. Weiterhin kann derzeit nur bei SBM die hydraulische Verschaltung der Sonden untereinander angegeben werden. Dieser hohe Detaillierungsgrad bedingt naturgemäß einen großen numerischen Aufwand und daher lange Rechenzeiten. Aus diesem Grund war SBM lange Zeit nur als eigenständiges Rechenmodell verfügbar. Während der Projektlaufzeit wurde das Modell in enger Zusammenarbeit mit der Universität Lausanne, EPFL /33/ und der Firma Transsolar als Komponente für TRNSYS verfügbar gemacht und erweitert. Die Erweiterungen betreffen dabei die Möglichkeit, Bodenschichten mit verschiedenen thermischen Eigenschaften zu spezifizieren, sowie temperatur- und durchflußabhängige Wärmeübergangswiderstände der Erdsonden zu verwenden. Weiterhin wurde die Möglichkeit implementiert, Erdreichtemperaturen an beliebigen Stellen innerhalb und außerhalb des Speichervolumens berechnen zu können. Diese Funktion ist besonders für die Validierung des Modells anhand von Meßdaten wichtig.

3.2.3 Simulationsrechnungen zur Auslegung des Speichers in Neckarsulm

Für die unten aufgeführten Parametervariationen wurde folgende Basiskonfiguration verwendet:

Speichervolumen	25 000 m ³
Speichertiefe	30 m
Sondenabstand	2,25 m (quadratisches Raster)
Sondenanzahl	164
Erdsondentyp	Polybuten 1-U 25mm*2,3mm
Bohrlochdurchmesser	115 mm

3.2.3.1 Anzahl der U-Rohre und Rohrmaterial

Die untersuchten Varianten sind in Bild 3.10 dargestellt. Anhand der beiden rechten Balken erkennt man, daß die Einbuße durch die geringere Wärmeleitfähigkeit des Polybutens gegenüber Polyethylen bei ansonsten identischer Sondenausführung ca. 5 kWh/m²a beträgt. Alle Einzel-U-Sonden führen zu einem um ca. 10 bis 15 kWh/m²a geringeren Ertrag als die entsprechenden Doppel-U-Sonden. Da die reinen Rohrmaterialkosten verglichen mit den Kosten für das Bohren und Verfüllen eher zweitrangig sind, ist auf jeden Fall eine Ausführung mit Doppel-U-Sonden anzustreben. Innerhalb der verschiedenen Ausführungen mit Doppel-U-Sonden aus Polybuten (25 und 32 mm Durchmesser; Wandstärke entspr. PN 16 und PN 20) zeigt sich nur ein sehr geringer Unterschied. Zwischen dem Speichernutzungsgrad und dem Solarertrag zeigt sich ein proportionaler Zusammenhang.



Bezeichnung des Sondentyps am Beispiel PB1u2519: Polybutenrohr, 1 U-Rohr je Bohrloch, Rohrdimension 25 mm Aussendurchmesser mit 1,9 mm Wandstärke

Bild 3.10: Einfluß von Rohrmaterial, Rohrgeometrie und U-Rohr-Anzahl auf den Solarertrag

3.2.3.2 Wahl des Verfüllmaterials und des U-Rohr-Schenkelabstands

Neben dem Sondenmaterial und der U-Rohr-Anzahl hat die Wahl des Verfüllmaterials und die Anordnung der U-Rohre im Bohrloch einen entscheidenden Einfluß auf das Wärmeübertragungsvermögen der Erdsonde.

Das Verfüllmaterial hat neben der Herstellung des thermischen Kontakts zwischen U-Rohr und Bohrlochwand vor allem die Aufgabe, das Bohrloch wieder dauerhaft fest zu verschließen und so die Verunreinigung des Grundwassers von der Oberfläche aus bzw. die Vermischung mehrerer Grundwasserstockwerke untereinander zu vermeiden. Gebräuchliche Verfüllmaterialien sind Suspensionen aus Bentonit, Sand und Zement, wobei das Tonmineral Bentonit quellende Eigenschaften aufweist und dadurch die sichere Abdichtung gewährleistet. Allerdings ist die Wärmeleitfähigkeit von reinem Bentonit sehr gering (0,5 W/mK). Eine Zugabe von kristallinem Sand erhöht die Wärmeleitfähigkeit, allerdings reduziert dies die abdichtende Wirkung und fördert vor allem den Verschleiß an den Verfüllpumpen.

Vom thermischen Standpunkt her wäre es wünschenswert, daß die U-Rohr-Schenkel an der Bohrlochwand anliegen. Dieser ideale Fall ist jedoch nicht realisierbar, da die Sonde dann nicht mehr ins Bohrloch eingebracht werden kann. Damit dies problemlos möglich ist, muß jeweils ein Abstand von mindestens 1 cm zwischen Rohr und Bohrlochwand vorhanden sein. Diesem Umstand muß in der Praxis mit dem Einsatz von Abstandshaltern Rechnung getragen werden, die auf jeden Fall verhindern, daß die U-Rohr-Schenkel zu eng zusammenrücken und es so zu einem übermäßigen Wärmeübergang vom warmen zum kalten Schenkel kommt. Die Praxis hat gezeigt, daß die Abstandshalter bei dem verhältnismäßig weichen PB-Rohr etwa alle 0,5 bis 1 m montiert werden müssen.



Bild 3.11: Einfluß der Wärmeleitfähigkeit des Verfüllmaterials und des U-Rohr-Abstands

In Bild 3.11 ist der Einfluß der Wärmeleitfähigkeit des Verfüllmaterials und des U-Rohr-Abstands (d in Bild 2.23) dargestellt. Die Wärmeleitfähigkeiten von 0,85 bis 1,25 W/mK decken den Bereich üblicher Bentonit-Gemische ab. Ein Schenkelabstand von 9 cm bedeutet bei der gewählten Konfiguration (Bohrlochdurchmesser 115 mm, U-Rohr-Durchmesser 25 mm), daß die U-Rohr-Schenkel in direktem Kontakt mit der Bohrlochwand sind. Entsprechend beträgt der lichte Abstand zwischen Rohr und Bohrlochwand 1 cm bei d=7 cm und 2 cm bei d=5 cm. Man erkennt, daß die Anordnung der U-Rohr-Schenkel innerhalb des Bohrlochs einen größeren Einfluß als die Wärmeleitfähigkeit des Verfüllmaterials hat, jedoch ergibt sich ein drastischer Abfall des Speichernutzungsgrads und damit auch des Solarertrags, wenn beide Parameter ungünstige Werte annehmen.

3.2.3.3 Einfluß des Bohrlochabstands bei gleichem Speichervolumen

Eine Verringerung des Sondenabstands verbessert die Wärmeübertragung vom hydraulischen System an das Erdreich, da mehr Erdsonden und damit eine größere Wärmeübertragerfläche zur Verfügung stehen. Bild 3.12 zeigt einen nahezu linearen Zusammenhang zwischen Solarertrag bzw. Speichernutzungsgrad und Sondenabstand. Der Solarertrag liegt zwischen 270 kWh/m²a bei 1,75 m und 210 kWh/m²a bei 3 m. Das Speichervolumen betrug in allen Fällen 25 000 m³. Da der Sondenabstand quadratisch in die Anzahl der Erdsonden eingeht, hat dieser Parameter einen großen Einfluß auf die Speicherbaukosten.



Bild 3.12: Variation von Sondenabstand und -anzahl bei konstantem Speichervolumen

3.2.3.4 Einfluß des Sondenabstands bei gleicher Sondenanzahl

Wird der Sondenabstand bei konstant gehaltener Sondenanzahl (hier 164 Sonden) variiert, so verändert sich das Speichervolumen (Bild 3.13). Es zeigt sich, daß die Speicher mit einem Sondenabstand zwischen 2 und 2,5 m (d.h. einem Volumen zwischen 19 800 und 30 900 m³) bezüglich des Solarertrags praktisch gleichwertig sind, obwohl der Speichernutzungsgrad mit größerem Volumen stetig abnimmt. Bei einem größeren Abstand kann das Speichervolumen zwischen den einzelnen Sonden nicht mehr sinnvoll genutzt werden, bei einem geringeren Abstand ist das dann zu geringe gesamte Speichervolumen der begrenzende Faktor.

Da die Speichertiefe mit 30 m konstant bleibt, ändert sich die Speicheroberfläche proportional zum Volumen. Es lassen sich durch die Wahl eines Sondenabstands von 2 m also Kosteneinsparungen bei den Erdarbeiten und der Wärmedämmung, sowie in geringerem Maße bei der horizontalen Verrohrung erzielen. Weiterhin wird weniger Grundfläche benötigt. Aus diesen Gründen wurde in Neckarsulm, verglichen mit den Vorstudien, der Sondenabstand von 2,25 auf 2 m reduziert.



Bild 3.13: Variation von Sondenabstand und Speichervolumen bei konstanter Sondenanzahl

3.3 Aquifer-Wärmespeicher

Bei einem Aquifer-Wärmespeicher werden natürlich vorkommende, abgeschlossene Grundwasserschichten (Grundwasserleiter) zur Wärmespeicherung genutzt. Die Wärme wird über eine Wassermenge durch Bohrbrunnen in den natürlichen Untergrund eingebracht bzw. bei Umkehrung der Durchströmungsrichtung wieder entnommen (siehe Bild 2.30). Oberflächennahe Aquifere sind häufig der Trinkwassernutzung vorbehalten und gesetzlich geschützt; daher liegen typische Tiefen geeigneter Schichten eher unter 100 m unter Geländeoberkante. Da eine Wärmedämmung des Speichergebiets nicht möglich ist, ist ein Aquifer-Wärmespeicher auf hohem Temperaturniveau nur bei sehr großen Speichervolumina sinnvoll (minimal 100 000 m³ erschlossenes Volumen). Weiterhin gilt auch hier, daß die Wärmeverluste in den ersten Betriebsjahren deutlich höher ausfallen als im späteren quasistationären Betrieb. Von allen Speichertypen stellt der Aquifer-Wärmespeicher hinsichtlich der notwendigen geologischen Voraussetzungen die höchsten Ansprüche. Dazu gehört neben den abgrenzenden Bodenschichten eine hinreichende Durchlässigkeit im Inneren des Speichergebiets. Darüber hinaus ist eine geeignete chemische Wasserqualität erforderlich, damit keine negativen Veränderungen aufgrund des Temperaturwechsels auftreten (mineralische Ausfällungen, Korrosion an Anlagenteilen). Die beteiligten Fachgebiete sind die Geologie, die Hydrologie und die Chemie. Der Bau der Brunnen und die technische Ausrüstung ist dann Ingenieursaufgabe.

Die Vorgehensweise zur Errichtung des Wärmespeichers ist wie folgt:

- Informationen über den Aufbau des Untergrunds aus geologischen Karten (verfügbar bei den geologischen Landesämtern) beschaffen, insbesondere Schichtprofil und Mächtigkeit des Grundwasserleiters.
- Vorhandene Kenntnisse der Hydrologie sammeln (Grundwasserspiegel, Fließgeschwindigkeit, Strömungsrichtung, Durchlässigkeitsbeiwert bzw. Transmissivität, Förderleistung); gegebenenfalls Kenntnisse mittels dreier Bohrlöcher ermitteln, d.h. Klärung der hydrologischen und geologischen Verhältnisse im Speichergebiet.
- Untersuchung und Beurteilung des Grundwassers (Chemismus) durch Entnahme von Wasserproben mit anschließender allgemein-chemischer Vollanalyse.

Nach der Festsetzung der Bohransatzpunkte muß also eine Aufschlußbohrung, meist jedoch eine Versuchsbohrung niedergebracht werden. Die Versuchsbohrung ist dabei entsprechend den Versuchszielen auszubauen (meist als Grundwassermeßstelle ausgeführt). Um eine hohe Planungssicherheit zu erreichen, ist ein hydrogeologisches Gutachten in Auftrag zu geben. Generell ist eine ingenieursmäßige Projektbearbeitung zu empfehlen bzw. unerläßlich. Brunnenanlagen sind mit einem hohen Kostenaufwand verbunden, falsche Entscheidungen führen schnell zu deutlichen Kostenüberschreitungen.

Die erforderliche Rückspülung der Brunnenanlage erfolgt durch die im Betrieb auftretende Änderung der Durchströmungsrichtung. Die am häufigsten verwendete Bauform des Bohrbrunnens ist der Kiesschüttungsbrunnen mit verrohrter oder unverrohrter Bohrung und Einbau eines Filterrohrs (siehe Bild 2.32). Von der Tiefbohrtechnik kommend werden zunehmend Spülbohrverfahren eingesetzt. Im DVGW-Merkblatt W115 sind die bekannten Bohrverfahren zusammengestellt. Zur Wasserförderung werden heute überwiegend Unterwasserpumpen eingesetzt, die eine je nach Hersteller unterschiedliche Zulaufdruckhöhe benötigen. Die Hauptabmessungen des Bohrbrunnens können anhand der einschlägig bekannten Methoden (siehe /**34**/) bestimmt werden.

Aufgrund des direkten Austausches des Grundwassers auf hohem Temperaturniveau ist die Realisierung eines Aquiferspeichers nur bei ausreichender Entfernung von Trinkwassergewinnungsanlagen möglich (siehe auch /20/).

Jede Einleitung von Wasser in den Untergrund muß wasserrechtlich erlaubt oder bewilligt werden. Durch einen Schluckbrunnen darf keine Gefährdung für das Grundwasser bestehen. Insbesondere sei auf das Normenwerk des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) verwiesen.

Ohne einen Antrag auf wasserrechtliche Erlaubnis oder auf wasserrechtliche Bewilligung darf eine Brunnenanlage nicht errichtet oder betrieben werden. Wird eine Bohrtiefe von mehr als 100 m erreicht, unterliegt die Anlage der bergbaulichen Aufsicht.

Die Förderung von Grundwasser ist ohne behördliche Zustimmung nicht erlaubt. Die rechtlichen Grundlagen sind im Wasserhaushaltsgesetz des Bundes und in den einzelnen Landeswassergesetzen verankert.

Aquifer-Wärmespeicher können innerhalb von Trinkwasserschutzgebieten nur in Zone III B (Erweiterte Schutzzone) errichtet werden.

Zunächst sind die zuständigen unteren Wasserbehörden (Erlaubnis) und gegebenenfalls weitere Behörden (Wasserwirtschaftsamt, Geologisches Landesamt, etc.) in das Genehmigungsverfahren einzubeziehen. Die obere Wasserbehörde entscheidet in Zweifelsfällen (Bewilligung), wobei vor allem öffentliche Belange in besonderem Maße zu berücksichtigen sind.

Meist sind mit der Erlaubnis bzw. Bewilligung eine Reihe von Auflagen verbunden (Wasserstandsmessungen, Wasseranalysen, etc.).

Die Laufzeit eines wasserrechtlichen Genehmigungsverfahrens darf nicht unterschätzt werden (bis zu einem Jahr).

4 Meß- und Auswertemethoden für solarthermische Großanlagen

Solar unterstützte Nahwärmeanlagen mit Kurzzeit- oder Langzeit-Wärmespeicher stellten innerhalb des Projektes unterschiedliche Anforderungen an die Meßtechnik.

In den Anlagen mit **Langzeit-Wärmespeicher** wurde insbesondere das thermische Verhalten der Speicher detailliert vermessen. Die Meßtechnik hierzu ist in Kapitel 2.1.2 beschrieben.

Für die untersuchten Anlagen mit **Kurzzeit-Wärmespeicher** sollte ein Gesamtkonzept entwickelt und getestet werden, das Anlagenauslegung, MSR-Technik, Meß- und Auswerteverfahren umfaßt. Dieses Meß- und Auswerteverfahren sollte die Abnahme der Anlage, eine Ertragsoptimierung für die Solaranlage und die Langzeitüberwachung des Solarteils der Nahwärmeversorgung ermöglichen. Erklärtes Ziel war, dies mit zusätzlicher Meßtechnik zu erreichen, deren Kosten unter 5 000,- DM liegen. Ermöglicht wurde dies durch die Verwendung der DDC-Regelung der Anlage zur Meßdatenerfassung.

4.1 Auslegungsmethoden für solarthermische Großanlagen

Solar unterstützte Nahwärmeanlagen mit Langzeit-Wärmespeicher werden zur Zeit meist nur mit speziell auf die Last, Anlagentechnik und den Speichertyp abgestimmten TRNSYS-Decks /13/ simuliert. Für Heißwasser-, Kies/Wasser- und Erdsonden-Wärmespeicher existieren schon erste TRNSYS-Modelle, mit denen solche Speicher in das Gesamtsystem, bestehend aus Gebäuden, Nahwärmenetz, Solaranlage, Heizzentrale und Langzeit-Wärmespeicher, eingebunden und z.B. der solare Deckungsanteil durch Simulation bestimmt werden können. Für Aquifer-Wärmespeicher existiert noch kein praktikables TRNSYS-Modell. Eine Grobdimensionierung der Anlage ist mit den in Tabelle 4.1 aufgeführten Richtwerten möglich.

Anlagentyp	Solare Nahwärme mit Kurzzeit-Wärmespeicher	Solare Nahwärme mit Langzeit-Wärmespeicher
Mindestanlagengröße	ab 30 bis 40 WE oder ab 60 Personen	ab 100 bis 150 WE (je 70 m ²)
Kollektorfläche (FK: Flachkollektor)	0,8 - 1,2 m ² _{FK} pro Person	1,4 - 2,4 m ² _{FK} pro MWh jährl. Wärmebedarf 0,14 bis 0,2 m ² _{FK} pro m ² Wohnfläche
Speichervolumen (Wasseräquivalent)	0,05 - 0,1 m³/m² _{FK}	1,5 - 4 m³/MWh 1,4 - 2,1 m³/m² _{FK}
Solare Nutzenergie	350 - 500 kWh/(m ² _{Fk} a)	230 - 350 kWh/(m ² _{Fk} a)
Solarer Deckungsanteil	Brauchwassererwärmung 50 %, gesamt: 10 - 20 %	gesamt: 40 - 70 %

 Tabelle 4.1:
 Anhaltswerte zur Grobdimensionierung einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Kurzzeit- oder Langzeit-Wärmespeicher /35/

Für solar unterstützte Nahwärmeanlagen mit **Kurzzeit-Wärmespeicher** werden die Anlagen bei Standard-Lastfällen - wie z.B. einer konventionellen Brauchwasserlast im Wohnungsbau - und durchschnittlichem Klima (Testreferenzjahr (TRY) Würzburg) anhand von Richtwerten dimensioniert, die Tabelle 4.1 entnommen werden können. Zielgröße ist hierbei ein solarer

Deckungsanteil von ca. 50% der jährlichen Brauchwasserlast. Bei durchschnittlichem Klima führen die Auslegungsrichtwerte zu einer Kollektorfeldgröße, die in den Sommermonaten den Brauchwasserbedarf nahezu vollständig deckt. Bei abweichenden Last- oder Klimadaten sowie bei anderen Auslegungskriterien ist eine Dimensionierung der Anlage durch Simulationen mit TRNSYS oder einem anderen Simulationsprogramm wie z.B. T-Sol /36/ oder F-Chart /37/ notwendig.

Innerhalb des BMBF-Forschungsvorhabens 0329728 A "Entwicklung eines standardisierten Abnahmeverfahrens für solarthermische Anlagen" /**38**/ wurde am ITW ein standardisierter Katalog für große Solaranlagen mit Kurzzeit-Wärmespeicher entwickelt. Der Katalog namens SysCat enthält Anlagen- und Regelschemata, die dem Stand der Technik entsprechen und als Planungs- und Auslegungsgrundlage dienen sollen. Die berücksichtigten Anlagenschemata wurden durch TRNSED-Oberflächen in TRNSYS implementiert. Das Forschungsvorhaben wird im November 1999 abgeschlossen. Dann wird der SysCat-Katalog auch in T-Sol zur Verfügung stehen.

4.2 Vermessung von solarthermischen Großanlagen mit Kurzzeit-Wärmespeicher

4.2.1 Meßkonzept und Meßtechnik

Wichtigstes Ziel der Entwicklung des Meßkonzeptes war, eine kostengünstige Meßtechnik zur Verfügung zu stellen, die praxisgerecht von den installierenden Firmen einer solar unterstützten Nahwärmeanlage montiert und implementiert werden kann, ohne daß fachliche Unterstützung seitens der Universität notwendig ist.

Heizzentralen werden immer häufiger durch eine DDC-Kompaktstation anstatt mit mehreren Einzelreglern geregelt. Diese DDC-Kompaktstation erfaßt schon viele der Größen, die bei der Messung des Anlagenverhaltens von Interesse sind. Daher verspricht ein Meßkonzept, das den Regler als Meßdatenerfassungsgerät und dessen Regelfühler als Meßfühler verwendet, die kostengünstigste Möglichkeit zu sein, das Meßkonzept mit dem Bau der Anlage zu installieren und dauerhaft verfügbar zu haben. Hierzu ist es notwendig, möglichst alle erforderlichen Meßgrößen auf den Regler aufzuschalten und diese Daten über eine Schnittstelle auszulesen.

Das in Bild 4.1 dargestellte kombinierte Regel- und Meßverfahren zeigt den Doppelnutzen des DDC-Reglers als Regel- und Meßgerät: zusätzlich zu den für die Regelung der Anlage notwendigen Regel- und Führungsgrößen werden weitere Temperaturen und Wärmeleistungen auf den Regler aufgeschaltet. Die Anzahl der Reglereingänge begrenzt die Menge der aufschaltbaren Meßgrößen.

Temperaturen werden mit den auf die DDC-Kompaktstation abgestimmten Fühlern des Reglerherstellers gemessen. **Wärmeleistungen** werden durch kostengünstige Wärmemengenzähler mit Flügelrad-Durchflußmesser und Rechenwerk erfaßt. Die Genauigkeit der Wärmeleistungsmessung liegt durch die gesetzliche Eichung der Wärmemengenzähler im 1%-Bereich. Die Genauigkeit der Temperaturfühler von Reglerfabrikaten wurde exemplarisch in der Pilotanlage in Schwäbisch Gmünd /**39**/ überprüft: im normalen Arbeitsbereich der Temperaturfühler von ca. 40 °C bis 70 °C beträgt die Meßungenauigkeit ± 0,3 K. Diese nimmt jedoch bei Temperaturen unter 40 °C bis auf 2 K zu.



Bild 4.1: Kombiniertes Regel- und Meßverfahren

Die in Absorberebene einfallende hemisphärische **Solarstrahlung** wird mit einem Pyranometer gemessen, das gleichzeitig zur Anlagenregelung genutzt wird. Hierzu wird ein Pyranometer einfacherer Art, wie z.B. das CM3 der Fa. Kipp & Zonen, verwendet.

Die kürzeste Ausleserate der Meßwerte wird durch den Regler vorgegeben und ermöglicht meist nur das minutenweise Abfragen von Momentanwerten. Integralfunktionen bestimmter Meßwerte sind möglich, doch muß jeder Integralwert vom Reglerlieferanten als Ausgangsgröße programmiert werden und verursacht dadurch zusätzliche Kosten.

Da die DDC-Kompaktregler alle Meßdaten digital verarbeiten und zusätzlich mit Geräten desselben Herstellers - wie z.B. der GLT-Ebene (GLT: GebäudeLeitTechnik) - kommunizieren können, wurde vermutet, daß die Datenauslesung der Meßgrößen einfach und zuverlässig erfolgen kann.

Eine Auslesung von "Trendwerten" ist bei manchen Fabrikaten möglich, doch werden Meßgrößen, die als Trendwerte angelegt wer-

den, nur in eine Datei bestimmter Größe geschrieben, so daß der Datenumfang zu begrenzt ist (oft nur ein Tag).

Meist möglich ist der Anschluß des DDC-Kompaktreglers an die GLT-Ebene. Diese ist die umfangreichste, frei programmierbare Regelsoftware jedes Herstellers. Diese Software ist bei den Betreibern der Anlagen meist nicht vorhanden und müßte zur Auslesung gekauft werden (ab 10 000 DM).

Weitere Auslesemöglichkeiten sind bei fast keinem der DDC-Regleranbieter vorgesehen und technisch auch nicht vorbereitet. Dadurch ist eine einfache, kostengünstige Datenauslesung zur Meßdatenerfassung nicht möglich. Jeder Reglerhersteller müßte hierzu sein in Großserie produziertes Gerät ändern, was mit sehr hohen Kosten verbunden ist. Zudem haben die meisten Reglerhersteller gar kein Interesse an einer freien Kommunikationsmöglichkeit ihres Produktes: vielmehr soll die GLT-Software gekauft werden.

Auch bei den Anlagen mit Langzeit-Wärmespeicher, die im Vergleich zu den vorherigen Anlagen nicht nur mit DDC-Kompaktreglern, sondern mit dem weitaus mächtigeren GLT-System ausgestattet sind, konnte eine dauerhafte Datenübertragung von der DDC an den Meßrechner nicht erreicht werden (siehe Kapitel 2.1.2.5).

Eine Marktübersicht der DDC-Kompaktstationen ist in Tabelle 4.2 aufgeführt /40/.

Hersteller	ABB MODCELL	Honeywell Excel 500	Kieback&Peter DDC 3200
Schnittstelle	RS 232/ 485 für PC und Busverbindung	RS 232 für Bediengerät und PC	RS 232 für Drucker, Leitzentrale, Modem, PC
Bus-Systeme	MOD-Bus (standardisiert)	C-Bus E-Bus zur Verbindung zu E/A-Modulen (stand.)	DDC-Schaltschrankbus (CAN) DDC-Feldbus (CAN) Zentralenbus
Eingänge	je nach gewählten E/A- Karten	verschiedene E/A-Module möglich	16 digitale, davon2 Impuls,16 analoge
Ausgänge	je nach gewählten E/A- Karten	verschiedene E/A-Module möglich	8 analoge 8 digitale 8 digitale, umschaltbar
Erweiterbarkeit	es können beliebig viele E/A-Karten und Grund- platinen angeschlossen werden	C-Bus: max. 29 Regler E-Bus: max. 16 E/A- Module	Zentralenbus: 99 Regler Schaltschrankbus: max. 16 Module Feldbus: max. 64 Module
Regelkreise	8 Regelkreise	je nach Applikation	DDC 3002: 4, erweiterbar auf 7 DDC 3200: 12, erweiterbar auf 17
Programmierung	nur über PC mit Firmen- software möglich	nur über Bediengerät oder PC	am Regler selbst oder über Leitzentrale
Kommunikation der Geräte	MOD-Bus	E-Bus: Datenaustausch mit CPU C-Bus: Regler unter sich	über Zentralenbus, mit Zentrale über P90- Protokoll
Datenausgabe	RS 232/ 485	RS 232, Daten firmen- spezifisch codiert	RS 232 oder Diagnose- anschluß
Speicherung	Trenddaten	spezifische Daten, Trends	wählbare Trenddaten
Software	firmenspezifische oder eigene	firmenspezifische	firmenspezifische oder eigene
Problem/ Nachteil zur Datenauslesung	firmenspezifische Software	firmenspezifische Software	firmenspezifisches P90- Protokoll

Tabelle 4.2: Übersicht der DDC-Kompaktstationen

Hersteller	Kieback&Peter MRP 6	Landis&Gyr Unigyr	SE-Automatisierung
Schnittstelle	RS 232 für Drucker, Leitzentrale, Modem, PC	RS 232	RS 232 mit Drucker- interface für Drucker, RS 485 für Bus-System
Bus-Systeme	RS 485-Schnittstelle für MRP-Bus	Panel-Bus (firmenspezifisch) RMS-Bus (firmenspezifisch) Profi-Bus (standardisiert)	A-Bus/ RS 485: Gebäude-Bus B-Bus/ RS 485: Unterstations-Bus C-Bus: Peripherie-Bus
Eingänge	12 digitale 12 analoge, K&P- Meßsystem 7 analoge	je nach gewählten E/A- Modulen	verschiedene E/A-Module möglich
Ausgänge	6 analoge 16 digitale	je nach gewählten E/A- Modulen	verschiedene E/A-Module möglich
Erweiterbarkeit	MRP-Bus: max. 32 Regler Leitzentrale: 5 Bussysteme mit je 32 Reglern	E/A-Module je nach Controller erweiterbar	A-Bus: max. 54 A-Bus- module B-Bus: max. 32 B-Bus- module C-Bus: max. 22 C-Bus- module
Regelkreise	6 Regelkreise	4 Regelkreise	je nach Programmierung
Programmierung	am Regler selbst oder über Leitzentrale	über POP-Card fest programmiert	PC mit Firmensoftware
Kommunikation der Geräte	MRP-Bus, mit Leitzentrale über Schnittstelle mit P90- Protokoll	im Gebäude: Profi-Bus oder RMS-Bus E/A-Module: Panel-Bus	spezifischer Bus je nach Modulen
Datenausgabe	RS 232	RS 232, Daten firmen- spezifisch codiert	RS 232, Daten firmen- spezifisch codiert
Speicherung	wählbare Trenddaten	keine interne, nur Leitzentrale	keine interne, nur Leitzentrale
Software	firmenspezifische oder eigene	firmenspezifische	firmenspezifische
Problem/ Nachteil zur Datenauslesung	Informationen verstreut	keine direkten Anschlüsse am Regler	Firmensoftware

4.2.2 Meß- und Auswertemethode

Der DDC-Regler wird über eine seiner Schnittstellen an einen mobilen PC angeschlossen, der die vom DDC-Regler ausgegebenen Regel-, Führungs- und gegebenenfalls Stellgrößen aufnimmt und abspeichert.

Falls ein Telefonanschluß in der Heizzentrale vorhanden ist, können die Meßwerte über Modem zur Auswertung übertragen werden. Bei den innerhalb des Projektes vermessenen Anlagen war kein Telefonanschluß vorhanden und die Meßwerte wurden in 14-tägigem Abstand entweder abgeholt, oder es wurde die gesamte Messung beendet und der mobile PC abgebaut.

Sind die **Meßdaten** firmenspezifisch codiert, können diese nur mit einem vom Reglerhersteller zu kaufenden Auswerteprogramm, meist die GLT-Software, ausgewertet werden. Bei freien Meßdatensätzen wurden die Meßdaten durch ein in LabView **/3/** geschriebenes Hilfsprogramm aufbereitet und dann in ein Tabellenkalkulationsprogramm eingelesen und in Diagrammen dargestellt.

Die gemessenen Datensätze haben im Durchschnitt pro Tag zwei bis vier Fehlmessungen, in denen die Meßwerte z.B. im Datensatz an anderer Stelle stehen. Für eine saubere Darstellung von z.B. Temperaturverläufen müssen diese Fehler korrigiert werden, für eine Bewertung der Anlagenfunktion ist jedoch keine Nacharbeit notwendig.

Die Auswertung der Meßdaten erfolgte anhand der in Diagrammen dargestellten Temperatur-, Wärmeleistungs- und Solarstrahlungsverläufe. In den Diagrammen sind alle Schaltpunkte und Sollwerte der Regelung erkenn- und dadurch kontrollierbar. Exakte Daten können gegebenenfalls aus den den Diagrammen zugrundeliegenden Datenmengen herausgelesen werden.

Die Auswertung wurde generell in drei Schritten vorgenommen:

1. Inbetriebnahme:

In allen gemessenen Anlagen wurden zuerst Fehler in der Anlagenregelung, wie z.B. vertauschte Sollwerte o.ä., durch die Meßdaten belegt und daraufhin eine Korrektur in der Anlage erwirkt. Es zeigte sich, daß durch die Darstellungsmöglichkeit der Fehler anhand der Meßwerte der Anlagenbetreiber den entsprechenden Auftragnehmer in Gewährleistung nehmen und die Korrektur des Fehlers kostenlos durchführen lassen konnte.

2. Optimierung:

Nachdem im ersten Schritt die Übereinstimmung der Anlageninstallation und -regelung mit der Planung überprüft und herbeigeführt wurde, konnte im nächsten Schritt die Anlage optimiert werden. Optimierungskriterium war hierbei die Erzielung eines größtmöglichen Solaranlagenertrages.

Von großem Vorteil war für beide Auswerteschritte, daß durch das kombinierte Regel- und Meßverfahren nicht nur Temperaturen und Durchflüsse des Solarkreises, sondern der kompletten solar unterstützten Nahwärmeanlage gemessen werden konnten. So konnte nicht nur die konventionelle Wärmeerzeugung überprüft und optimiert werden, sondern es war ebenso nachweisbar, daß gewisse Fehlfunktionen der Anlage nicht der Solaranlage, wie vom Betreiber vermutet, sondern der konventionellen Wärmeversorgung zuzuschreiben waren.

Zusätzlich konnten auch die Stellgrößen gemessen werden. Dies ermöglichte Optimierungen von Stellklappen etc., da die Auswirkung einer Veränderung von deren Ansteuerung (z.B. die Änderung der Dämpfung eines PDI-Gliedes) dargestellt und überprüft werden konnte.

3. Überprüfung:

Durch den Optimierungsprozeß wurde die Funktion der Solaranlage und ihre Einbindung in die konventionelle Wärmeversorgung umfassend überprüft und das optimierte thermische Verhalten der Solaranlage durch Meßdaten bestätigt.

Eine Auswertung der einzelnen Solaranlagenteile Kollektorfeld, Regelung und gegebenenfalls Speicher entsprechend dem in VELS II /41/ entwickelten Verfahren konnte nicht angewandt werden. Grundsätzlich ist die durch die Anbindung an die DDC-Regelung mögliche Qualität der Meßdaten nicht gut. Die Meßwerte selbst sind mit für das VELS II - Verfahren relativ großen Fehlern behaftet und es stehen meist nur minütliche Momentanwerte zur Verfügung. Zum anderen traten in allen Anlagen Effekte auf, die eine Auswertung entsprechend VELS II mit den zur Verfügung stehenden TRNSYS-Modellen unmöglich machten:

Für die Auswertung des **Kollektorfeldes** sind die Meßdaten mit zu großen Meßfehlern behaftet, bei der Solarstrahlung liegt nur der Wert der Globalstrahlung in Kollektorebene und keine Diffusstrahlungsmessung vor. Diese ist für ein kostengünstiges Meßverfahren nicht möglich. Innerhalb des BMBF-Forschungsvorhabens "Entwicklung eines standardisierten Abnahmeverfahrens für solarthermische Anlagen" /**38**/ wurde am ZAE Bayern ein Verfahren entwickelt, mit dem Flachkollektoren auch ohne Diffusstrahlungsmessung von drei bis vier Wochen die Kennwerte des Kollektorfeldes bestimmt werden können und der jährliche Ertrag simuliert werden kann. Für Vakuumröhrenkollektoren wird das Verfahren noch überprüft.

In TRNSYS gibt es keine Regelmodelle, die die freie oder blockweise Programmierbarkeit der DDC-**Regelung** nachbilden können. Eine Nachsimulation der Anlagen ist zwar möglich, doch ist das Verfahren nicht zu einer einfach und schnell durchführbaren Überprüfung der Regelalgorithmen entsprechend VELS II geeignet.

Durch die Beschränktheit der Reglereingänge war es nicht in allen Anlagen möglich, alle für eine vollständige Auswertung des **Speichers** notwendigen Meßwerte auf den Regler aufzuschalten und zu messen. Nur in Schwäbisch Gmünd standen genügend Daten zur Verfügung, doch wurden in Puffer- und Brauchwasserspeicher Durchmischungsvorgänge gemessen, die mit den bestehenden TRNSYS-Modellen nicht direkt abgebildet werden können. Insbesondere ist der Einfluß einer Durchmischung des Brauchwasserspeichers durch die Brauchwasserzirkulation im derzeitigen TRNSYS-Modell (TYPE 140) nicht implementiert. Auch hier wird im Zuge des Projektes /**38**/ eine Verbesserung erarbeitet.

Abschließend muß hier aber betont werden, daß eine Auswertung nach VELS II, die letztendlich zur Überprüfung möglicher Garantien des Solarertrages dient, nach den gemachten Erfahrungen nicht praxisgerecht ist. In allen gemessenen Anlagen mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher funktioniert die Solaranlage sehr gut, doch wird trotzdem die erhoffte Energie- bzw. Gaseinsparung nicht immer erzielt. Besonders die konventionelle Anlagentechnik und ihre Abstimmung auf die Solaranlage macht in vielen Projekten Probleme. Da für die Betreiber der Anlage letztendlich nur die erzielte Gaseinsparung und nicht der Solaranlagenertrag maßgebend ist, ist ein Verfahren, das nur die Solaranlage betrachtet, nicht praxisgerecht. Vielmehr ist eine **Einbeziehung der konventionellen Anlagenteile** und eine umfassende Betrachtung der Gesamtanlage notwendig. Hierbei kann das kombinierte Regel- und Meßverfahren alle Meßdaten zur Verfügung stellen, die notwendig sind, um den Anlagenbetrieb detailliert beurteilen und optimieren zu können.

4.3 Meßgeräte zur Langzeitüberwachung

Zur Langzeitüberwachung der Solaranlage werden in allen vermessenen Anlagen Wärmemengenzähler verwendet, die zumindest in den Solarkreis und in den Kreis installiert wurden, der die solar gewonnene Wärme in die konventionelle Wärmeversorgung einspeist (Vorwärmkreis, Bild 4.2). Diese beiden Geräte wurden entweder nachträglich beschafft und eingebaut oder gemeinsam mit der Anlage ausgeschrieben.





Der Wärmemengenzähler im Solar-

Bild 4.2: Langzeitüberwachung einer Solaranlage durch zwei Wärmemengenzähler /35/

Die Wärmemengenzähler werden im ein- bis zweiwöchigen Rhythmus durch den Betreiber abgelesen. Durch eine Darstellung in Diagrammen und die Bildung von Monatswerten ist eine Kontrolle der Funktion der Solaranlage und ihrer Integration in die konventionelle Wärmeversorgung möglich. Werden Fehlfunktionen vermutet, kann der Fehler oft schon durch eine Überprüfung von Momentanwerten anhand der eingebauten Wärmemengenzähler, die neben Durchfluß und Wärmeleistung auch die Vor- und Rücklauftemperaturen angeben, festgestellt werden. Ist dies in dieser Weise nicht möglich, muß durch eine erneute Messung mit dem kombinierten Regel- und Meßverfahren der Fehler gefunden werden.

4.4 Erprobung des Verfahrens

4.4.1 Übersicht der vermessenen solar unterstützten Nahwärmeversorgungen mit Kurzzeit-Wärmespeicher

Zum Test des kombinierten Regel- und Meßverfahrens wurden drei Anlagen ausgewählt, die unterschiedliche Anlagentypen repräsentieren und mit unterschiedlichen DDC-Kompakt-reglern ausgestattet sind. Tabelle 4.3 gibt eine Übersicht.

	Neckarsulm I	Schwäbisch Gmünd	Holzgerlingen
Versorgungsgebiet	330 WE	64 WE	56 WE
	120 in RH	in 5 MFH	in 3 MFH
	210 IN MFH		
in Betrieb seit	1994	1996	1997
beheizte Wohn-/ Nutzfläche in m ²	30 000	3 830	3 920
Gesamtwärmebedarf ab Heiz-	3250	111	388
zentrale in MWh/a	(BW+RW)	(BW)	(BW+RW)
Anlagentyp der solar unterstützten	Netzvorwärmung	Brauchwasser-	Brauchwasserer-
Nanwarme		erwannung	Raumheizung
Solaranlage:			
Absorberfläche in m ²	360 von 700 FK	97 VRK	120 FK
Speichervolumen in m ³	20 PU	2,7 PU + 2 BW	3 x 2 PU + 1,5 BW
Solarer Nutzenergieertrag in	3/98 bis 11/98: 318	1997: 424	nur ca. 30 % der
kWh/m²a (Absorberfläche)			Wohnungen
			bezogen
Solarer Deckungsanteil in %	4,8	40	15,5 (geplant)
	(BW+RW)	(BW)	(BW+RW)
Gesamtkosten der Wärmever-	2 015 000	-	220 300
sorgung (ohne MwSt.) in DM		(BW-Anlage)	
Kosten der Solaranlage in DM	419 300	159 100	142 400
Solare Wärmekosten	nur 360 von 700 m ²	39	23 (geplant)
(ohne MwSt.) in Pf/kWh	FK installiert		
DDC-Typ	Kieback&Peter	Kieback&Peter	Honeywell
	MRP 6, alte	MRP 6, neue	Excel 500
	Generation	Generation	

Tabelle 4.3:Übersicht der Anlagen, an denen das kombinierte Regel- und Meßverfahren
getestet wurde

(WE: Wohneinheit, MFH: Mehrfamilienhaus, RH: Reihenhaus, BW: Brauchwasser(speicher), RW: Raumwärme, PU: Pufferspeicher, FK: Flachkollektor, VRK: Vakuumröhrenkollektor)



Bild 4.3: Schema der solaren Netzvorwärmung in Neckarsulm I

Die Solaranlage in Neckarsulm I ist derzeit im ersten Bauabschnitt mit 360 m² Flachkollektoren verwirklicht. Die Solaranlage dient hier zur Vorwärmung des Fernheiznetzes "Eugen-Bolz-Straße" (Bild 4.3). Brauchwasserbereitung und Wärmeübergabe zur Raumheizung erfolgen in jedem der angeschlossenen Häuser getrennt. Die Anlage ist so dimensioniert, daß sie im Endausbau (700 m² Flachkollektoren) ca. 11% des Gesamtwärmebedarfs deckt. Der Endausbau soll 1999 verwirklicht werden. Der solare Nutzenergieertrag war 1998 relativ gering: die Anlage war durch einen Anschluß an die Heizzentrale "Grenchenstraße" teilweise außer Betrieb und die durchschnittliche Netzrücklauftemperatur lag mit ca. 45 °C so hoch, daß der Energieertrag der Solaranlage beschränkt wurde.



Bild 4.4: Schema der solar unterstützen Nahwärmeversorgung in Schwäbisch Gmünd

Das Anlagenkonzept der solar unterstützten Nahwärmeversorgung "Schillerstraße" in Schwäbisch Gmünd (Bild 4.4) entspricht genau dem der Anlagen in Ravensburg, die in einem eigenen Projekt detailliert untersucht wurden /42/. In Schwäbisch Gmünd sind jedoch Vakuum-Röhren-Kollektoren anstatt Flachkollektoren installiert.

Die durch die Vakuum-Röhren-Kollektoren gewonnene Solarenergie wird über einen Wärmeübertrager in den Pufferspeicher eingespeichert. Bei Abkühlung des Brauchwasserspeichers wird dieser über den Wärmeübertrager mit Warmwasser aus dem Pufferspeicher erwärmt, sofern die obere Pufferspeichertemperatur über der unteren Brauchwasserspeichertemperatur liegt. Reicht die vom Pufferspeicher zugeführte Wärme nicht aus, um die Solltemperatur im Brauchwasserspeicher zu erreichen, wird durch den Heizkessel (Gas-Brennwertkessel) nachgeheizt. Die Anlage wurde im Jahr 1998 umgebaut: der Heizkessel arbeitet jetzt nicht mehr parallel zur Solaranlage auf den Pufferspeicher sondern ist diesem seriell nachgeschaltet. Näheres kann /43/ entnommen werden.



Bild 4.5: Schema der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Holzgerlingen

In der Solaranlage in **Holzgerlingen** wird aus dem durch Solarenergie erwärmten Pufferspeicher sowohl das Raumheiznetz gespeist, als auch über einen Wärmeübertrager die Brauchwasserbereitung versorgt (siehe Bild 4.5). Reicht das Temperaturniveau im Pufferspeicher nicht aus, heizt der Gas-Brennwertkessel gegebenenfalls nach.

Die Solaranlage ist für drei Wohngebäude mit insgesamt 56 Wohneinheiten ausgelegt. Leider konnten die Wohnungen in den bis jetzt fertiggestellten ersten beiden Gebäuden nur sehr zögernd vermietet bzw. verkauft werden, so daß bis zum Sommer 1998 nur rund 30% der Wohnungen bezogen waren. Da dadurch die der Solaranlage zur Verfügung stehende Last sehr klein ist, sind die Meßergebnisse dieser Solaranlage nicht aussagekräftig.

Im Rahmen des Folgeprojektes sollen alle drei Anlagen, nach erfolgtem Endausbau in Neckarsulm und größerer Last in Holzgerlingen, nochmals vermessen werden.

4.4.2 Erfahrungen aus den Pilotanlagen

4.4.2.1 Solar unterstützte Nahwärmeversorgung "Eugen-Bolz-Straße" in Neckarsulm

Die Stadtwerke Neckarsulm wollten schon 1995 die solar unterstützte Nahwärmeversorgung in der "Eugen-Bolz-Straße" mit allen Meßwerten und Regelparametern auf ihre zentrale Leitstation aufschalten. Geplant war eine fortlaufende Meßdatenerfassung über die Leitzentrale der Stadtwerke; der Versuch der Implementierung einer automatischen Langzeitüberwachung der Solaranlage in die zentrale Leitstation war beabsichtigt. Hierzu ist jedoch eine Verbindung zwischen dem Kieback & Peter - MRP6-Regler und der Software der Leitstation notwendig, die von einem anderen Hersteller stammt. Die Abklärung der hierzu notwendigen technischen Details nahm mehrere Monate in Anspruch und es zeigte sich, daß die Verbindung nur sehr aufwendig zu lösen und damit zu teuer war.

Daraufhin wurde die solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit dem kombinierten Regelund Meßverfahren gemessen. Hierzu mußten der vorhandene MRP6-Regler älterer Generation sowie die eingebauten Wärmemengenzähler mit Wärmeleistungsrechnern des Fabrikates Spanner-Pollux verwendet werden. Durch die ältere Bauart dieser Geräte (Einbau erfolgte 1993/94) traten folgende Probleme auf:

- Der DDC-Regler hat sehr wenige Reglereingänge, so daß weder die Wärmeleistungsrechner noch zusätzliche Meßgrößen auf den Regler aufgeschaltet werden konnten. Eine Nachrüstung war zu teuer.
- Die Wärmeleistungsrechner haben (noch) keinen standardisierten Ausgang zur Auslesung von Meßdaten (weder Analog-, Digital-, noch Impulsausgang). In Zusammenarbeit mit Spanner-Pollux wurde eine Möglichkeit erarbeitet, über eine interne Schnittstelle mit Hilfe eines speziell auf den Rechner abgestimmten Kommunikationsprogramms über die Wärmeleistungsrechner die Wärmeleistung und die Vor- und Rücklauftemperatur zu erfassen. Die Kommunikation konnte jedoch nicht hergestellt werden.

4.4.2.2 Solar unterstützte Nahwärmeversorgung "Schillerstraße" in Schwäbisch Gmünd

Im Gegensatz zur Messung in Neckarsulm konnte in Schwäbisch Gmünd die Aufschaltung zusätzlicher Meßgrößen sowie der Einbau zweier zusätzlicher Wärmemengenzähler mit Wärmeleistungsrechner mit der Montage der Gesamtanlage vor Ort abgestimmt und verwirklicht werden. Der MRP6-Regler neuerer Generation hat genügend Meßeingänge, um alle Meßgrößen aufschalten zu können. Die Wärmemengenzähler mit Wärmeleistungsrechner des Herstellers Techem bieten werkseitig skalierbare analoge Ausgänge für vier frei wählbare Meßgrößen wie Wärmeleistung, Durchfluß, Vor- und Rücklauftemperatur. Eine Datenauslesung dieser Art wurde von Techem in Schwäbisch Gmünd zum ersten Mal ausgeführt. Dementsprechend gab es zu Beginn kleinere Probleme (wie eine falsche Skalierung und Nullpunktverschiebung), die aber schnell behoben werden konnten. Die Kosten für die zusätzlich notwendige Meßtechnik betrugen inkl. Montage vor Ort ca. 6 000 DM (inkl. MwSt.).

Die Kommunikation zum Regler erfolgt über ein Terminalprogramm. Ein Test mit fünf Terminalprogrammen zeigte, daß fast jedes dieser Programme zum Datentransfer vom Regler in den PC herangezogen werden kann. Nicht so einfach ist die weitere Datenbearbeitung im Meß-PC: die Meßdaten werden vom Regler, wie auf einen Drucker, kontinuierlich auf die Schnittstelle gelegt und über das Terminalprogramm empfangen. Zur Datensicherheit sollten die Meßwerte in einzelnen Datenfiles abgespeichert werden, die z.B. die Daten eines Meß-tages enthalten. Hierzu wurden mehrere Möglichkeiten untersucht:

- Die Meßdaten wurden mit Makros aus dem Terminalprogramm in ein Tabellenkalkulationsprogramm kopiert, dort vorausgewertet und täglich abgespeichert. Im Praxistest in der Heizzentrale zeigte diese Lösung Anfälligkeiten für Programmabstürze mit der Folge von Meßdatenausfällen.
- Die Meßdaten wurden im Terminalprogramm auf einen offenen File geschrieben, der erst nach Beendigung eines Meßzyklus von mindestens zwei Wochen manuell geschlossen wurde. Diese Methode ist die einfachste, aber auch unzuverlässigste, da ein Programmabsturz zu einem Verlust aller Meßdaten des Meßzyklus führt. In den Praxistests erfolgte (glücklicherweise) kein Programmabsturz.
- Letztendlich wurde ein Kommunikationsprogramm in C++ geschrieben, das die an der Schnittstelle des Reglers anstehenden Meßdaten aufnimmt und abspeichert /40/.

Über die Ergebnisse der Messungen und Auswertungen ist in /39/ und /43/ berichtet. Die einfache Meßdatenauslesung über eine Schnittstelle hat sich als sehr praxisgerecht erwiesen. Die gesamte "Meßtechnik" konnte sehr schnell und einfach auf- und abgebaut sowie in Betrieb genommen werden.

4.4.2.3 Solaranlage Panoramastraße, Holzgerlingen

Obwohl in Holzgerlingen ein DDC-Regler der neueren Generation des Herstellers Honeywell eingesetzt wurde und dieser Regler eine Datenerfassung über eine Schnittstelle erlaubt, konnte das kombinierte Regel- und Meßverfahren hier nur eingeschränkt angewendet werden. Die firmenspezifische Codierung aller im Regler verarbeiteten Daten verhindert ein direktes Auslesen von Daten aus dem Regler. Seitens des Reglerlieferantens wurde zwar eine einfache Auslesemöglichkeit über ein Tabellenkalkulationsprogramm zugesagt, doch zeigte sich in der weiteren Projektbetreuung, daß hierzu die GLT-Software sowie eine spezielle PC-Einsteckkarte des Reglerherstellers notwendig ist. Diese wurde dem ITW kostenlos zur Verfügung gestellt. Da die GLT-Software sowie die PC-Einsteckkarte jedoch auf Computerstandards des Herstellers zugeschnitten sind, die der hier eingesetzte Rechner nicht aufwies, waren zusätzliche Abstimmungen zwischen dem ITW und Honeywell notwendig, um Meßdaten erhalten zu können. Die Einarbeitung in die GLT-Software zur Meßdatenerfassung erfordert ein bis zwei Tage Zeitaufwand, besonders, wenn vor Ort Fehlermeldungen auftreten, die behoben werden müssen, um die Messung fortsetzen zu können.

Wie in Schwäbisch Gmünd konnten auch in Holzgerlingen die für die Messung der Anlage zusätzlichen Temperaturfühler und Wärmemengenzähler in die Installation der Gesamtanlage integriert werden. Hier wurden zwei Wärmemengenzähler der Firma Aquametro verwendet, die frei wählbare Module für Analog-, Digital- oder Impulsausgänge bieten. Die Kosten für die zusätzliche Meßtechnik betrugen 9 400 DM, davon 3 500 DM für die Aufschaltung von 7 Meßwerten auf den Regler.

Diese Methode der Meßdatenerfassung über die GLT-Software des Reglerherstellers scheint nur dann sinnvoll, wenn der Betreiber der zu vermessenden Anlage die GLT-Software schon besitzt und die Anlage auch mit dieser verbunden ist. Ist die GLT-Software nicht vorhanden, müßten hohe Kosten (min. 10 000 DM) allein für die Software übernommen werden, womit die Messung der Anlage zu teuer wäre.

4.4.2.4 Ausblick

Leider noch Zukunft ist eine einfache und kostengünstige Meßdatenerfassung, wie sie der Idee der Entwicklung des kombinierten Regel- und Meßverfahrens zugrunde lag: der Anlagenregler bietet eine Schnittstelle, an der bei einer notwendigen Vermessung der Anlage ein PC angeschlossen werden kann und die Meßdatenerfassung automatisch beginnt.

Es zeigte sich, daß das kombinierte Regel- und Meßverfahren für die Reglerhersteller eine noch sehr innovative Technik ist, für deren Anwendung noch viel Aufwand nötig ist.

Der Markt der DDC-Kompaktregler entwickelt sich zur Zeit stark und die freie Kommunikationsmöglichkeit der Regler wird immer wichtiger. Besonders die Gebäudeleittechnik für das Facility Management stellt Anforderungen, die auch für das kombinierte Regel- und Meßverfahren gelten. Daher werden in Zukunft vermehrt DDC-Kompaktregler am Markt zur Verfügung stehen, deren Daten einfach und nicht firmenspezifisch kodiert ausgelesen werden können.

Der zukunftsweisende Vorteil einer Anlagenvermessung über die DDC-Regelung im Gegensatz zu additiver Meßtechnik liegt nicht nur im Preisvorteil, sondern insbesondere in der Möglichkeit, das Betriebsverhalten der gesamten wärmeerzeugenden Anlage mit ihren gegenseitigen Wechselwirkungen vermessen zu können.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen dieses Forschungsvorhabens wurden unter anderem die ersten drei Pilotanlagen zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher in Friedrichshafen, Hamburg und Neckarsulm gebaut und in Betrieb genommen. Mit diesen Anlagen konnte eindrucksvoll demonstriert werden, daß eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher die in sie gesetzten Erwartungen erfüllt, und, im Vergleich zu einer konventionellen Bauweise und Wärmeversorgung der Neubaugebiete, über 50% der sonst notwendigen fossilen Energien und der damit verbundenen Emissionen einspart. Somit können diese Anlagen als Modell zur Verwirklichung der von der Bundesregierung angestrebten CO_2 -Einsparung von 25% bis 2005 dienen.

Die Betriebsergebnisse der ersten Jahre liegen im Rahmen der Erwartungen. Abweichungen von den vorhergesagten Werten sind auf in der Startphase von Projekten häufig auftretende Anlaufschwierigkeiten zurückzuführen. Probleme mit dem konventionellen Teil der Wärmeversorgungen werden oft erst im Laufe der meßtechnischen Überwachung der Gesamtanlage deutlich. Diese führen in einigen Fällen zu nicht optimalen Betriebsbedingungen für die Solaranlage und damit zu Ertragseinbußen. Hier besteht noch Optimierungspotential, das in den nächsten Betriebsjahren ausgeschöpft werden soll.

Die gewonnenen Erfahrungen flossen bereits in die Vorbereitung und den Bau weiterer Projekte (z.B. Chemnitz, Steinfurt-Borghorst, Hannover-Kronsberg) ein und werden auch bei zukünftigen Projekten zu Kostensenkungen und einem weiter verbesserten Bauablauf führen.

Im Rahmen der meßtechnischen Ausrüstung der Pilotanlagen wurde ein Meßkonzept einschließlich der Meßtechnik entwickelt, mit der solar unterstützte Nahwärmeanlagen mit Langzeit-Wärmespeicher wissenschaftlich vermessen werden können. Anhand der Meßdaten wurde und wird das thermodynamische Verhalten der Anlagen überwacht, außerdem können mit ihrer Hilfe Planungswerkzeuge entwickelt und überprüft werden.

Die Ergebnisse des Forschungsvorhabens wurden in Zusammenarbeit mit den beteiligten Planern und Firmen entwickelt. Zum Transfer des durch das Forschungsvorhaben erarbeiteten Wissens und zu dessen Verbreitung in der Praxis wurde ein BINE-Informationspaket "Solare Nahwärme - ein Leitfaden für die Praxis" /35/ geschrieben.

Zukünftige Entwicklungen

Neben der wissenschaftlich technischen Begleitung der realisierten und im Bau befindlichen Demonstrationsvorhaben hat die Weiterentwicklung der Technologien für Langzeit-Wärmespeicher als dem Herzstück einer solaren Nahwärmeversorgung eine zentrale Bedeutung. Wichtigstes Ziel soll die Realisierung weiterer Projekte mit unterschiedlichen innovativen Speicherkonzepten sein. Mit einer möglichst großen Konzeptvielfalt über die bereits realisierten Anlagen hinaus soll die Machbarkeit der Technik insgesamt gezeigt und die Leistungsfähigkeit der Systeme nachgewiesen werden.

Darüber hinaus hat das Ziel der Kostensenkung für Solarsysteme hohe Priorität. Neben der Konzeptentwicklung für Speicher und Kollektorsysteme soll insbesondere auch die Systemtechnik nach Kostengesichtspunkten weiter optimiert werden. Eine Steigerung der solaren Nutzungsgrade durch eine weiterentwickelte Meß- und Regeltechnik ist ein weiterer Schritt im Hinblick auf eine verbesserte Wirtschaftlichkeit. Neben dieser ist auch die Gesamtemissionsbilanz eines Projektes ein wichtiger Optimierungsgesichtspunkt.

Vor dem Hintergrund eines immer besseren baulichen Wärmeschutzes der Gebäude verschieben sich auch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die solare Nahwärme. Energieversorgungssysteme sollen zukünftig immer als Gesamtheit bewertet werden (Energiesparverordnung 2000). Eine wirtschaftliche Optimierung der Kombination von baulichem Wärmeschutz und aktiver Solarenergienutzung ist daher unabdingbar. Dabei müssen auch bereits bestehende Wohnsiedlungen mit in die Untersuchungen einbezogen werden.

Für die Zukunft soll der Anteil fossiler Brennstoffe für die Energieversorgung von Wohnsiedlungen so gering wie möglich gehalten werden. Eine CO₂-neutrale Energieversorgung ist anzustreben.

Insgesamt soll die Technik der solaren Nahwärmeversorgung mit unterschiedlichen Langzeit-Wärmespeichern im Zusammenhang mit unterschiedlichen Gebäude-Dämmstandards und in Verbindung mit unterschiedlichen Anlagen zur Restwärmedeckung zu einer realisierbaren, wirtschaftlich konkurrenzfähigen Technologie gestaltet werden. Mit Hilfe dieser Technologie wird eine nachhaltige und ressourcenschonende Wärmeversorgung von Wohnsiedlungen möglich.

6 Literatur

- /1/ R. Kübler, M. Guigas, A. Lutz, M.E. Schulz, M.N. Fisch, E. Hahne: Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicherung, Forschungsbericht zum BMBF-Vorhaben 0328867C, ITW, Universität Stuttgart, Juni 1995
- /2/ Verordnung über einen energiesparenden Wärmeschutz bei Gebäuden (Wärmeschutzverordnung - WärmeschutzV), Bundesgesetzblatt Teil 1, 1995
- /3/ LabView Graphical Programming Software; National Instruments Corporation, Konrad-Celtis-Str. 79, 81369 München
- /4/ D. Pahud, A. Fromentin, J.-C. Hadorn: The Superposition Borehole Model for TRNSYS (TRNSBM), User Manual, Internal Report, LASEN-EPFL, Lausanne CH, December 1996
- /5/ K. Körner: Energie und Umweltkonzept, Invencon Innovative Energieconsulting GmbH, Berlin, 1994
- /6/ M.N. Fisch, M. Guigas: Solar unterstützte Nahwärmeversorgung Biesdorf-Süd / Teilgebiet Habichtshorst - Machbarkeitsstudie, Steinbeis-Transferzentrum Rationelle Energienutzung und Solartechnik Stuttgart, September 1996
- /7/ R. Kübler, M.N. Fisch: Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher für das Stadtquartier "Kirschallee in Potsdam - Kurzbeschreibung der Anlage und Kostenschätzung, Steinbeis-Transferzentrum Rationelle Energienutzung und Solartechnik Stuttgart, September 1994
- /8/ R. Kübler, M. Guigas, M. Schwarz: Vorplanung Solar unterstützte Nahwärmeversorgung für das Stadtquartier "Lenné Park" - Bornstedter Feld in Potsdam. Steinbeis-Transferzentrum Rationelle Energienutzung und Solartechnik Stuttgart, August 1996
- /9/ T. Waldt, D. Reuleke: Gutachterliche Stellungnahme zu einer Vorerkundung des Untergrundes f
 ür den geplanten Bau eines W
 ärmespeichers im Bereich des "Bornstedter Feldes" an der Kirschallee in Potsdam. Terratech Consult GmbH, Berlin, August 1994
- /10/ C. Hogrebe, D. Friebertshäuser: Erkundung des aquiferen Langzeit-Wärmespeichers, Projekt Potsdam Lenné-Park, Zwischenbericht. DMT, Potsdam, Juni 1996
- /11/ J. Poppei: Geologische Kenntnisstandanalyse f
 ür Horizonte im Terti
 är zu Zwecken der Aquiferw
 ärmespeicherung, Projekt Potsdam Lenn
 é-Park. Geothermie Neubrandenburg (GTN), August 1996
- /12/ D. Fischer, J. Poppei: Dokumentation Voruntersuchungen zur Möglichkeit der Aquiferwärmespeicherung (Erstsimulation), Projekt Potsdam Lenné-Park. Geothermie Neubrandenburg (GTN), November 1996
- /13/ S.A. Klein u.a.: TRNSYS A Transient System Simulation Program, User's Manual, Madison, University of Wisconsin, 1994
- /14/ T. Beil u.a.: Erstellung eines TRNSYS-Simulationsdek's zur Berechnung des thermischen Verhaltens einer großen Solaranlage mit einem Langzeit-Wärmespeicher. Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Universität Stuttgart, Oktober 1996
- /15/ VDI 2067: Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen
- /16/ Blickpunkt Potsdam: Ausgaben vom 14.08.1996 und 29.08.1996
- /17/ J. Poppei: Energiekonzept "Solare Nahwärmeversorgung Rostock-Brinckmanshöhe", Dokumentation, Geothermie Neubrandenburg GmbH, 15.04.1998

- /18/ K.-H. Reineck u.a.: Dichte Wärmespeicher aus Hochleistungs-Beton, Forschungsbericht zum BMBF-Vorhaben 0329606J, KE II, Universität Stuttgart, noch zu veröffentlichen
- /19/ M. Ebel, M. Benner: Solar unterstützte Nahwärmeversorgung Brinckmanshöhe Eine Information für Bauträger, Architekten und Fachplaner –, Hamburg Gas Consult, Nov. 1997
- /20/ VDI 4640: Thermische Nutzung des Untergrundes, Entwurf
- /21/ W. Geipel: Planung, Bau und Erprobung eines wärmegedämmten Erdbecken-Versuchswärmespeichers mit 30 000 m³ Inhalt zur Aufnahme von Warmwasser mit mindestens 90°C, BMFT-Forschungsbericht FB-T-83-020, Stadtwerke Mannheim AG, März 1983
- /22/ J. Strickrodt,W. Breuer: Langzeit-Wärmespeicher Prototyp Wolfsburg, Stufe 1 Planungsphase, BMFT-Forschungsbericht T-84-100, Fachinformationszentrum Karlsruhe, 1984
- /23/ K.P. Großkurth: Langzeitmaterialuntersuchungen für den Langzeit-Wärmespeicher Prototyp Wolfsburg, BMFT-Forschungsbericht zum Vorhaben 03E-8325-A, Braunschweig, 1984
- /24/ R. Kübler, M. Guigas, F. Müller, L. Mazzarella, M.N. Fisch, E. Hahne: Einsatz von solar unterstützten Nahwärmeversorgungssystemen mit saisonalem Wärmespeicher, Forschungsbericht zum BMBF-Vorhaben 0328867A, ITW, Universität Stuttgart, Juni 1992
- /25/ R. Giebe, M. Hornberger, M.N. Fisch, E. Hahne: Zukunftsorientierte Wärmeversorgung für Institute der Energietechnik der Universität Stuttgart, BMFT Forschungsbericht zum Vorhaben 03E-8187-A, Universität Stuttgart, 1989
- /26/ K.-H. Reineck, A. Lichtenfels: Entwurf und Bemessung von Heißwasser-Wärmespeichern aus Konstruktionsbeton, Bautechnische Studie im Rahmen des BMBF-Vorhabens 0329606C, KE II, Universität Stuttgart, 1997
- /27/ V. Fritzsche: BMFT-Forschungsbericht T86-066
- /28/ D.R.F. Harleman: Mechanics of Condenser-Water Dischange from Thermal Power Plants, in F.L. Parker, P.A. Krenkel: Engineering Aspects of Thermal Pollution, Vanderbilt University Press, 1969
- /29/ J. Bühl, P. Schultheis: Grosswärmespeicher aus GFK, BMBF-Statusseminar Solare Nahwärmeversorgung und saisonale Wärmespeicherung 1998, Neckarsulm, 19.-20.5.98, Statusbericht S. 124-126
- /30/ G. Hellström: PC-Programs for Ground Heat Systems, Duct Ground Heat Storage Model (DST) Department of Mathematical Physics, University of Lund, Sweden, 1989
- /31/ L. Mazzarella: Lund DST-Model TRNSYS Version, Politecnico di Milano, Italy and Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Universität Stuttgart, Germany, 1993
- /32/ G. Hellström: PC-Programs for Ground Heat Systems, Superposition Borehole Model (SBM) Department of Mathematical Physics, University of Lund, Sweden, 1989
- /33/ D. Pahud, A. Fromentin, J.-C. Hadorn: The Superposition Borehole Model for TRNSYS (TRNSBM), User Manual, Internal Report, LASEN-EPFL, Lausanne CH, December 1996
- /34/ E. Bieske: Bohrbrunnen, 8., völlig neu bearbeitete Auflage, R. Oldenbourg Verlag, München Wien, 1998

- /35/ E. Hahne u.a.: Solare Nahwärme Ein Leitfaden für die Praxis, BINE Informationspaket, TÜV-Verlag, 1998, ISBN 3-8249-0470-5
- /36/ T-Sol: Valentin Energiesoftware, Dr. Valentin und Partner GbR, Köpenicker Str. 9, 10997 Berlin
- /37/ F-Chart: IST Datentechnik GmbH, Ritterweg 1, 79440 Kandern-Wollbach
- /38/ W. Schölkopf, T. Beikircher, M. Gut: Entwicklung eines standardisierten Abnahmeverfahrens für solarthermische Anlagen, BMBF-Projekt 0329728A, ZAE Bayern, 1998
- /39/ D. Mangold, E. Hahne: Solare Nahwärme "Schillerstraße" in Schwäbisch Gmünd -Inbetriebnahme und Optimierung durch ein kombiniertes Regel- und Meßverfahren, OTTI - 7. Symposium Thermische Solarenergie, Kloster Banz, 1997
- /40/ U. Baierl: Monitoring durch DDC-Kompaktregler, Technikerarbeit an der Werner-Siemens-Schule Stuttgart, in Zusammenarbeit mit dem ITW, Uni Stuttgart, 1999 (unveröffentlicht)
- /41/ Th. Pauschinger, H. Drück: VELS, Verfahren zur Ermittlung der Leistungsfähigkeit von Solaranlagen, Phase II, Universität Stuttgart, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Stuttgart, November 1995
- /42/ M. Guigas, M.N. Fisch, R. Kübler, E. Hahne: Solar unterstützte zentrale Warmwasserversorgung für 29 Reihenhäuser in Ravensburg, Forschungsbericht, ITW, Universität Stuttgart, 1995, ISBN 3-9802243-7-6
- /43/ R. Kübler, D. Mangold: Vorhaben 0329606D Solare Nahwärme "Schillerstraße" in Schwäbisch Gmünd, Statusseminar Solar unterstützte Nahwärmeversorgung, Tagungsband, Neckarsulm, 1998

7 Bildverzeichnis

Bild 2.1: Lageplan des Wohngebietes in Friedrichshafen-Wiggenhausen	3
Bild 2.2: Entwicklungsstufen des Speicherentwurfs in Friedrichshafen-Wiggenhausen	5
Bild 2.3: Meßprinzip der Anlagen in Friedrichshafen und Hamburg	7
Bild 2.4: Schematische Anordnung der Meßstellen in der Heizzentrale (1. + 2. BA) in Friedrichshafen-Wiggenhausen	8
Bild 2.5: Meßstellen im Langzeit-Wärmespeicher in Friedrichshafen-Wiggenhausen	8
Bild 2.6: Online-Darstellung des aktuellen Betriebs in Friedrichshafen-Wiggenhausen	9
Bild 2.7: Monatliche Wärmemengen im Jahr 1997 und 1998 in FN-Wiggenhausen	12
Bild 2.8: Verlauf der Speichertemperaturen in den ersten beiden Betriebsjahren (1997 und 1998) in FN-Wiggenhausen	14
Bild 2.9: Wärmeübertragungsleistung des Solar-WT in FN-Wiggenhausen	15
Bild 2.10: Kollektorfeldwirkungsgrad am 11. Mai 1998 in FN-Wiggenhausen	16
Bild 2.11: Auswirkung der Systemoptimierung auf den solaren Nutzwärmeertrag	17
Bild 2.12: Lageplan des Neubaugebietes Karlshöhe in Hamburg-Bramfeld	18
Bild 2.13: Wandaufbau eines Hauses in Hamburg-Bramfeld	19
Bild 2.14: Dachintegrierter Kollektor, Dichtkonzept	19
Bild 2.15: Solar-Roof (Fa. Wagner)	20
Bild 2.16: Wärmespeicher in Hamburg-Bramfeld - ursprünglicher Entwurf und Alternativen der zweiten Ausschreibung	21
Bild 2.17: Geordnete Jahresdauerlinien der Vor- und Rücklauftemperatur im Wärme- verteilnetz - Vergleich Messung und Rechnung	24
Bild 2.18: Temperaturen im Wärmespeicher – Vergleich Messung und Rechnung	24
Bild 2.19: Lageplan in Neckarsulm-Amorbach (Ausbaustufe 1997/98)	26
Bild 2.20: Schema des Wärmeversorgungssystems (Ausbaustufe 1997/98)	27
Bild 2.21: Kollektoren auf Sporthalle und Altenwohnanlage (Hintergrund)	28
Bild 2.22: Kollektordach auf der Grundschule	28
Bild 2.23: Aufbau einer Bohrung mit installierter Erdsonde	29
Bild 2.24: Schichtenprofil am Standort Neckarsulm-Amorbach	30
Bild 2.25: Schematische Ansicht des Versuchsspeichers in Neckarsulm-Amorbach	31
Bild 2.26: Temperaturprofil im Versuchsspeicher Anfang März 1998 (Tiefe 20 m)	31
Bild 2.27: Vergleich von gemessenen und berechneten Temperaturverläufen im Versuchsspeicher in Neckarsulm-Amorbach (1997/98)	32
Bild 2.28: Einfluß der Bodenparameter und der Ausführung der Erdsonden auf den Wärmespeicher in Neckarsulm-Amorbach	33
Bild 2.29: Schema des Erdsonden-Wärmespeichers in den verschiedenen Ausbaustufen	34
Bild 2.30: Konzept der solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Aquifer-Wärme- speicher im Baugebiet Habichtshorst West	36
Bild 2.31: Lageplan Potsdam, Lenné-Park	39
Bild 2.32: Schema einer Wärmespeicherbohrung mit Brunnenausbau (100 m³/h	
Förderleistung)	41

Bild 2.33: Geotechnischer Schnitt am geplanten Standort des Aquifer-Wärmespeichers in Potsdam (nach Angabe GTN /11/)	41
Bild 2.34: Monatliche Wärmebilanzen (Potsdam, Gesamtgebiet)	43
Bild 2.35: Lageplan der Neubausiedlung in Rostock	47
Bild 2.36: Lageplan der Bebauung in Bielefeld	50
Bild 2.37: Geplante Integration des Wärmespeichers in die Bebauung in Bielefeld	51
Bild 3.1: Wärmespeicher-Typen	55
Bild 3.2: Querschnitt des Speicherbehälters in Rottweil (Abmessungen in mm)	57
Bild 3.3: Querschnitt des Speicherbehälters in Friedrichshafen	58
Bild 3.4: Aufbau des Speicherbehälters in Friedrichshafen	59
Bild 3.5: Querschnitt des Speicherbehälters in Hamburg	60
Bild 3.6: Darstellung der Temperaturlastfälle der Speicherwand (Projekt Rottweil)	62
Bild 3.7: Innenauskleidung (Projekt Rottweil)	62
Bild 3.8: Aufbau der Wärmedämmung an der Wand (Projekt Rottweil)	63
Bild 3.9: Aufteilung der Baukosten (Rottweil, Hamburg und Friedrichshafen)	65
Bild 3.10: Einfluß von Rohrmaterial, Rohrgeometrie und U-Rohr-Anzahl auf den Solar- ertrag beim Erdsonden-Wärmespeicher	68
Bild 3.11: Einfluß der Wärmeleitfähigkeit des Verfüllmaterials und des U-Rohr- Abstands beim Erdsonden-Wärmespeicher	69
Bild 3.12: Variation von Sondenabstand und -anzahl bei konstantem Speichervolumen beim Erdsonden-Wärmespeicher	70
Bild 3.13: Variation von Sondenabstand und Speichervolumen bei konstanter Sondenanzahl beim Erdsonden-Wärmespeicher	71
Bild 4.1: Kombiniertes Regel- und Meßverfahren	76
Bild 4.2: Langzeitüberwachung einer Solaranlage durch zwei Wärmemengenzähler	81
Bild 4.3: Schema der solaren Netzvorwärmung in Neckarsulm I	82
Bild 4.4: Schema der solar unterstützen Nahwärmeversorgung in Schwäbisch Gmünd	83
Bild 4.5: Schema der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Holzgerlingen	83

8 Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Heizwärmebedarf der Gebäude in Friedrichshafen-Wiggenhausen	3
Tabelle 2.2: Daten der Kollektorflächen in Friedrichshafen-Wiggenhausen	4
Tabelle 2.3: Zusammenstellung der Investitionskosten und Wärmepreise in Friedrichs-	
hafen-Wiggenhausen	11
Tabelle 2.4: Grundlagen der Wärmepreisberechnung	11
Tabelle 2.5: Wärmebilanz der ersten zwei Betriebsjahre (1997 und 1998) in Friedrichs-	
hafen-Wiggenhausen	13
Tabelle 2.6: Projektbeteiligte Friedrichshafen-Wiggenhausen	17
Tabelle 2.7: Daten der Kollektorflächen in Hamburg-Bramfeld	20
Tabelle 2.8: Kostenzusammenstellung für das Projekt Hamburg-Bramfeld, Stand 02/99	22
Tabelle 2.9: Betriebsergebnisse der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Hamburg-Bramfeld 1997 und Ergebnisse der Simulationsrechnungen	23
Tabelle 2.10: Projektbeteiligte Hamburg-Bramfeld	25
Tabelle 2.11: Projektbeteiligte Neckarsulm-Amorbach	27
Tabelle 2.12: Daten der Kollektorflächen in Neckarsulm-Amorbach	29
Tabelle 2.13: Daten des Versorgungsgebietes Habichtshorst West in Berlin	35
Tabelle 2.14: Wärmebedarf des Projekts Potsdam, Lenné-Park	39
Tabelle 2.15: Kenndaten des geplanten Aquifer-Wärmespeichers in Potsdam	41
Tabelle 2.16: Investitionskosten der Wärmeversorgung für das Gesamtgebiet in Potsdam	42
Tabelle 2.17: Wärmebedarf für das in der Größe reduzierte Versorgungsgebiet in Potsdam	44
Tabelle 2.18 Investitionskosten für die Wärmeversorgung (reduziertes Versorgungs-	
gebiet in Potsdam)	45
Tabelle 2.19 Projektdaten für das Versorgungsgebiet in Rostock	46
Tabelle 2.20: Investitionskosten für das Projekt in Rostock	48
Tabelle 2.21: Finanzierungskonzept für das Projekt in Rostock	48
Tabelle 2.22: Jahresgesamt- und Wärmekosten für das Projekt in Rostock	49
Tabelle 2.23: Investitionskosten (Projekt Bielefeld)	52
Tabelle 2.24: Finanzierungskonzept (Projekt Bielefeld)	52
Tabelle 2.25: Jahresgesamt- und Wärmekosten (Projekt Bielefeld)	53
Tabelle 2.26: Zusammenstellung der Daten der Studien zur Projektvorbereitung sowie	5 4
Angabe einiger Kenngroßen	54
Tabelle 3.1: Anforderungen an den Standort bei verschiedenen Langzeit-Warme-	56
Tabelle 3 2: Realisierte Baukosten (ohne Planung u. MwSt.)	50
Tabelle 4.1: Anhaltswerte zur Grohdimensionierung einer solar unterstützten Nah-	05
wärmeversorgung mit Kurzzeit- oder Langzeit-Wärmespeicher	74
Tabelle 4.2: Übersicht der DDC-Kompaktstationen	77
Tabelle 4.3: Übersicht der Anlagen, an denen das kombinierte Regel- und Meßverfahren	
getestet wurde	82

9 Verzeichnis der Vorträge und Veröffentlichungen

- /1/ H. Seiwald, H. Berberich, E. Hahne, R. Kübler: Saisonale Wärmespeicherung mit vertikalen Erdsonden im Temperaturbereich von 40 - 80 °C, VDI-Tagung Energiespeicherung, Leipzig, Dez. 1994, VDI-Berichte Nr. 1168, 1994, S. 287 - 297, VDI-Verlag Düsseldorf
- /2/ P. Küppers, N. Hirt, R. Kübler, M.N. Fisch, E. Hahne: Heißwasser-Erdbeckenwärmespeicher in Rottweil, VDI-Tagung Energiespeicherung, Leipzig, Dez. 1994, VDI-Berichte Nr. 1168, 1994, S. 263 - 269, VDI-Verlag Düsseldorf
- /3/ H. Seiwald, H. Berberich, E. Hahne: Saisonale Wärmespeicherung mit vertikalen Erdsonden im Temperaturbereich von 40 - 80 °C, Symposium Erdgekoppelte Wärmepumpen, Schloß Rauischholzhausen, 17. - 19.10.94, IZW-Bericht 1/94, Karlsruhe
- /4/ R. Kübler, M. Guigas, F. Müller, L. Mazarella: Solare Nahwärmekonzepte, BINE, Projekt Info Service, 13, November 1994, ISSN 0937-8367
- /5/ M.N. Fisch: Energie und Umwelt Rationelle Energienutzung ist praktischer Umweltschutz, Sanitär Heizung Klimamesse, November 1994, Hamburg,
- /6/ M.N. Fisch: Integrale Energiekonzepte mit Einbindung der aktiven Solarenergienutzung für Wohnsiedlungen, DIN-Tagung, "Wärmeschutz- und Heizanlagenverordnung, Energieoptimierung von Gebäuden", 15. März 1995, Berlin
- /7/ M.N. Fisch, R. Kübler, M.E. Schulz: Solar unterstützte Nahwärmeversorgung von Wohnsiedlungen, DGS-Tagung "Solare Brauchwassererwärmung in Klein- und Großanlagen", ISH 95, 30./31. März 1995, Frankfurt/M
- /8/ M.N. Fisch, R. Kübler, E. Hahne: Erste Demoprojekte zur solarunterstützten Nahwärmeversorgung, TERRATEC '95, 1. - 3. März 1995, Leipzig
- /9/ A. Lutz, M.N. Fisch: Integrale Energiekonzepte mit solarthermischer Nutzung für Wohnsiedlungen, TERRATEC '95, 1. - 3. März 1995, Leipzig
- /10/ A. Lutz, M.N. Fisch: Gesamt-Energiekonzepte für den Wohnsiedlungsbau -Kostenoptimale Maßnahmen zur Reduzierung des Brennstoffbedarfs, Beitrag zum Forum Geschoßwohnungsbau, Febr. 1995, Ludwigsburg
- /11/ R. Kübler, M.N. Fisch: Solar unterstützte Nahwärmeversorgung Stand der Projekte in Deutschland, VDI-Tagung Fortschrittliche Energiewandlung und -Anwendung 29/30. März 95, Essen
- /12/ M. Benner, M.N. Fisch, E. Hahne: Der Heißwasser-Erdbeckenwärmespeicher in Rottweil, OTTI - 5. Symposium Thermische Solarenergie, Juni 1995, Staffelstein
- /13/ R. Kübler, M.N. Fisch, E. Hahne: High temperature water pit storage projects for the seasonal storage of solar energy, ISES '95, Harare, Zimbabwe, September 1995
- /14/ H. Seiwald, H. Berberich, R. Kübler, E. Hahne: Seasonal Storage of thermal energy in the ground with vertical ducts in the temperature range between 40 and 80 °C, ISES '95 Solar World Congress, Harare, Zimbabwe, September 1995
- /15/ M.N. Fisch, R. Kübler: Solar assisted district heating Status of the projects in Germany, ISES '95 Solar World Congress, Harare, Zimbabwe, September 1995
- /16/ D. Mangold: Kostenanalyse der Herstellung von Solarkollektoren und mögliche Kostenreduktionen durch Massenfertigung, OTTI - 6. Symposium Thermische Solarenergie, Mai 1996, Staffelstein
- /17/ D. Mangold: Niedrigenergiestandard im Mehrgeschoßbau Wärmeschutz und Solarenergienutzung, Solarforum 1996 - Solarisierung von Wohnsiedlungen, 9./10.7.96, Neckarsulm
- /18/ M.N. Fisch, A. Lutz, B. Mahler, D. Mangold: Comprehensive Energy Concept for new Residential Areas, Solar Energy in Architecture and Urban Planning, S95, March 1996, Berlin

- /19/ D. Mangold: Cost reduction of solar collectors by mass production, Today's costs breakdown -Future developments - short form, IEA-Workshop on Solar Procurement, 24 April 1996, Apeldoorn
- /20/ H. Seiwald, E. Hahne: Sensitivity analysis of a duct seasonal store for a solar heating system, Eurotherm Seminar No. 49, "Physical Models for thermal Energy stores", März '96, Eindhoven, NL
- /21/ M.E. Schulz, H. Seiwald, M.N. Fisch: Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage - the first Pilot Plants in Germany, Solar Energy in Architecture and Urban Planning, 4th European Conference, March 1996, Berlin
- /22/ B. Mahler, M.N. Fisch: Energiemehrverbrauch und technische Konsequenzen durch die DVGW-Legionellen Regelwerke, OTTI - 6. Symposium Thermische Solarenergie , Mai 1996, Staffelstein
- /23/ M.N. Fisch, R. Kübler, M.E. Schulz: Large-Scale Solar Heating in Germany, International NUON Conference on Utilities and Solar Energy, April 1996, Appeldoorn, The Netherlands
- /24/ C. Bisanz, M.E. Schulz: Vergleich von dezentralen und zentralen Wärmeversorgungssytemen für das Wohngebiet Ravensburg-Eichwiese I, Interner Bericht, Mai 1996
- /25/ M.N. Fisch, R. Kübler, M. Benner: Solare Nahwärme von der Idee zur Realisierung, OTTI - 6. Symposium Thermische Solarenergie, Mai 1996, Staffelstein
- /26/ D. Mangold, M.N. Fisch: Niedrigenergiestandard in Mehrgescho
 ßbauten in Rudow S
 üd, W
 ärmeschutz und Solarenergienutzung als Stadtökologisches Modellvorhaben, BBauBI, Planung und Technik, Heft 6/96
- /27/ M.E. Schulz, M.N. Fisch, M. Ebel: Central Solar Heating Plant with Seasonal Storage in Hamburg Bramfeld, Status and Experience from the Construction Phase, Proceedings of EuroSun, S.357, 1996, Freiburg
- /28/ M.N. Fisch, M. Guigas, J. O. Dalenbäck: Large-Scale Solar District Heating Status and future in Europa, EuroSun 1996, S.157, Freiburg
- /29/ E. Hahne, D. Mangold: Central Solar Heating Plant in Schwäbisch Gmünd, Experience from monotoring during initial operation and optimization of control strategy, North Sun 1997, June 9-11, Espoo-Otaniemi, Finnland
- /30/ M. Schulz, B. Mahler, E. Hahne: Central Solar Heating Plants with seasonal storage in Hamburg-Bramfeld and Friedrichshafen-Wiggenhausen (Germany), First results of monitoring program, North Sun 1997, June 9-11, Espoo-Otaniemi, Finland, Vol. 2 p. 675-682
- /31/ B. Mahler, H. Rebholz, E. Hahne: Ganzheitliche Energie- und Emissionsbilanzen von solaren Nahwärmesystemen mit Langzeit-Wärmespeicherung, OTTI, 7. Symposium thermische Solarenergie, April 1997, Staffelstein
- /32/ D. Mangold, E. Hahne: Solare Nahwärme "Schillerstraße" in Schwäbisch Gmünd -Inbetriebnahme und Optimierung durch ein kombiniertes Regel- und Meßverfahren, OTTI, 7. Symposium thermische Solarenergie, April 1997, Staffelstein
- /33/ D. Mangold, M.E. Schulz, E. Hahne: Solar unterstützte Nahwärmeversorgung Solare Energieversorgung für das nächste Jahrtausend, VDI-Gesellschaft für technische Gebäudeausrüstung, Jahrbuch 1997
- /34/ D. Mangold, T. Schmidt, K. Wachholz, E. Hahne: Solar meets business: Comprehensive Energy Concepts for Rational Energy Use in the most Cost Effective Way, ISES '97 Solar World Congress, Taejon, Korea, August 1997
- /35/ B. Mahler, M.E. Schulz, E. Hahne: Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage in Hamburg-Bramfeld and Friedrichshafen-Wiggenhausen (Germany) - First Results of the Monitoring Program, ISES '97 Solar World Congress, Taejon, Korea, August 1997

- /36/ B. Mahler, H. Rebholz, E. Hahne: Comprehensive Energy and Emissionbalance of Large Scale Solar District Heating Systems with Seasonal Storage, ISES '97 Solar World Congress, Taejon, Korea, August 1997
- /37/ H. Seiwald, E. Hahne: Die solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit saisonalem Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm, 3. Symposium Erdgekoppelte Wärmepumpen, Schloß Rauischholzhausen/Uni Giessen, 20.-22.11.97, IZW-Bericht 2/97, Karlsruhe
- /38/ M. Pfeil, E. Hahne, V. Lottner, M.E. Schulz: Solare Nahwärme und Saisonale Wärmespeicherung, Forschungsverbund Sonnenenergie (FVS), Kurzfassung eines Beitrages zur Jahrestagung 1997
- /39/ M. E. Schulz, E. Hahne: Solare Nahwärme Solare Energieversorgung für die Zukunft, Was haben wir gelernt?, Sonnenenergie 1/98, S.34-35
- /40/ B. Mahler, M.E. Schulz, E. Hahne: Solare Nahwärme mit Langzeitwärmespeicher, Erfahrungen und Ergebnisse nach dem ersten Betriebsjahr, Sonnenenergie 1/98, S.38-40
- /41/ D. Mangold, T. Schmidt, E. Hahne: Solaranlagen auf dem Weg zur Wirtschaftlichkeit
 Integrale Wärmeenergiekonzepte für Neubauten, OTTI, 8. Symposium thermische Solarenergie, Mai 1998, Staffelstein
- /42/ D. Mangold, E. Hahne: Aktuelle und künftige Kosten thermischer Solaranlagen, OTTI, 8. Symposium thermische Solarenergie, Mai 1998, Staffelstein
- /43/ H. Seiwald, E. Hahne: Die solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm, 11. Internationales Sonnenforum (DGS 1998), 26.-30.7.98, Köln
- /44/ H. Seiwald, E. Hahne: Der Erdsonden-Wärmespeicher für die solar unterstützte Nahwärmeversorgung in Neckarsulm, BMBF Statusseminar, 19.-20.5.98, S.127-133, Neckarsulm
- /45/ D. Mangold, R. Kübler: Solare Nahwärme "Schillerstraße" in Schwäbisch Gmünd, BMBF Statusseminar, 19.-20.5.98, S.189-199, Neckarsulm
- /46/ H. Seiwald, M.E. Schulz, E. Hahne: Central solar heating plants with seasonal storage, Germany, European Directory of sustainable and energy efficient building 1998, Verlag James&James, S.62-65
- /47/ H. Seiwald, E. Hahne, R. Kübler: Erdsondenspeicher im Test, Sonnenenergie und Wärmetechnik 3/1998, S.11-14
- /48/ B. Mahler, M.E. Schulz, E. Hahne: Solare Nahwärmeversorgung mit Langzeitwärmespeicher in Friedrichshafen-Wiggenhausen und Hamburg-Bramfeld - Ergebnisse des ersten Betriebsjahres, DGS-Tagung 1998
- /49/ M. Benner, E. Hahne: Baukonzepte für große Wärmespeicher, Grundlage für eine rationelle Wärmeversorgung, 28.10.1998, Essen
- /50/ D. Mangold, E. Hahne: Solar unterstützte Nahwärmeversorgung Innovative Wärmeversorgungskonzepte mit Kurzzeit- und Langzeit-Wärmespeicher, Air Conditioning and District Heating 98, 4.-7-6-1998, Polen