

Forschungsbericht zum BMBF/BMWA-Vorhaben

Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher

(November 1998 bis Januar 2003)

M. Benner

M. Bodmann

D. Mangold

J. Nußbicker

S. Raab

T. Schmidt

H. Seiwald

durchgeführt am

Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik
Prof. Dr. Dr.-Ing. habil. H. Müller-Steinhagen, em. Prof. Dr.-Ing. E. Hahne
Universität Stuttgart
Pfaffenwaldring 6, 70550 Stuttgart
Tel.: ++49(0)711 / 685 3536, Fax: ++49(0)711 / 685 3503
homepage: www.itw.uni-stuttgart.de, e-mail: pm@itw.uni-stuttgart.de

in Zusammenarbeit mit

Institut für Gebäude- und Solartechnik, Technische Universität Braunschweig
und
GTN Geothermie Neubrandenburg GmbH

mit Beiträgen von

M. Reuß (ZAE Bayern) und Th. Urbaneck (TU Chemnitz)

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

ISBN-Nr. 3-9805274-2-5

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
2	Wissenschaftlich-technische Begleitung der Pilotanlagen	3
2.1	Anlagen mit Langzeit-Wärmespeicher.....	3
2.1.1	Friedrichshafen.....	3
2.1.2	Hamburg.....	20
2.1.3	Neckarsulm-Amorbach	27
2.1.4	Steinfurt.....	53
2.1.5	Chemnitz	71
2.1.6	Rostock.....	79
2.1.7	Hannover	98
2.1.8	Attenkirchen	116
2.2	Anlagen in der Planung	121
2.2.1	Crailsheim	121
2.2.2	München.....	124
2.3	Projektstudien.....	128
2.3.1	Möglichkeiten zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung im ländlichen Siedlungsraum am Beispiel der Marktgemeinde Sugenheim	128
2.3.2	Solar unterstützte Nahwärmeversorgung für die Naturschutzakademie auf der Insel Vilm.....	139
2.3.3	Bremen „Stadtwerder“	146
2.3.4	Pfullingen, Baugebiet „Stadterweiterung Südwest“.....	154
2.4	Messtechnisches Begleitprogramm.....	162
2.4.1	Auswertemethode.....	162
2.4.2	Betriebs- und Leistungsüberwachung	163
3	Integrale Energiekonzepte	169
3.1	Optimierung einer Biomassefeuerung.....	169
3.2	Einbindung eines BHKW in eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung	173
3.3	Kombination von Solaranlage, Wärmepumpe und Wärmespeicher	177
3.3.1	Neckarsulm.....	177
3.3.2	Hannover-Kronsberg.....	180
3.4	Ganzheitliche Bilanzierung solar unterstützter Nahwärmesysteme.....	184

3.4.1	Methodik	184
3.4.2	Ermittlung des kumulierten Energieaufwandes sowie der verursachten Emissionen	186
3.4.3	Solar unterstützte Nahwärmeversorgung in Verbindung mit Kurzzeit-Wärmespeichern.....	187
3.4.4	Solar unterstützte Nahwärmeversorgung in Verbindung mit Langzeit-Wärmespeicher – Anlage Friedrichshafen Wiggerhausen	194
3.4.5	Zusammenfassung.....	204
3.4.6	Projekte Steinfurt-Borghorst und Hannover-Kronsberg	206
4	Weiterentwicklung der Langzeit-Wärmespeicher	221
4.1	Heißwasser-Wärmespeicher.....	221
4.1.1	Friedrichshafen.....	222
4.1.2	Hannover-Kronsberg.....	227
4.1.3	München-Ackermannbogen	231
4.1.4	GFK-Wärmespeicher	231
4.2	Kies-Wasser-Wärmespeicher	233
4.2.1	Stuttgart	233
4.2.2	Chemnitz	234
4.2.3	Steinfurt-Borghorst.....	236
4.2.4	München-Ackermannbogen	239
4.3	Erdsonden-Wärmespeicher	240
4.3.1	Bauablauf	240
4.3.2	Speicherkonstruktion.....	242
4.4	Aquifer-Wärmespeicher	245
4.4.1	Hydrogeologische Voraussetzungen	246
4.4.2	Hydrochemie und Mikrobiologie	248
4.4.3	Ausgeführte Projekte.....	250
4.5	Hybridspeicher	252
4.6	Gruben-Wärmespeicher	255
5	Weiterentwicklung der Systemtechnik und Regelstrategie	259
5.1	Regelschemata der Pilotanlagen mit Langzeit-Wärmespeicher.....	259
5.2	Betriebsverhalten des Nachheizkessels	259
5.2.1	Friedrichshafen.....	259

5.2.2	Neckarsulm.....	263
5.3	Absenkung der Netz-Rücklauf­temperatur.....	266
5.3.1	Friedrichshafen Wiggerhausen	266
5.3.2	Hannover-Kronsberg	269
5.3.3	Rostock-Brinckmanshöhe	273
5.4	Zeitliche Entwicklung von solar unterstützten Nahwärmeversorgungen	276
5.5	Finanzierungsmodell der Solaranlage „Carport“ in Neckarsulm.....	280
6	Rechnergestützte Auslegung.....	281
6.1	Umsetzung der Regelstrategie mit TRNSYS	281
6.1.1	Aufbau der Simulation	281
6.1.2	Regelung der Anlage.....	282
6.2	Modellkatalog für Langzeit-Wärmespeicher	284
6.2.1	Modelle für Heißwasser-Wärmespeicher:.....	284
6.2.2	Modelle für Kies-Wasser-Wärmespeicher:	285
6.2.3	Modelle für Erdsonden-Wärmespeicher:	286
6.2.4	Modelle für Aquifer-Wärmespeicher:	286
6.2.5	Modell für einen „Hybrid-Speicher“ [Müller 2000]:	287
7	Literaturverzeichnis	288
8	Anhang.....	298
8.1	Anhang A (zu Rostock).....	298
8.2	Anhang B (zu Öko IGS).....	298
8.3	Anhang C (Regelschemata).....	298
8.4	Anhang D (Verzeichnis der Vorträge und Veröffentlichungen).....	298

Abkürzungsverzeichnis

AST	Aquifer Thermal Energy Storage
AZ	Amortisationszeit
BA	Bauabschnitt
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMBF	Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie
BMWA	Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BWK	Brennwertkessel
CFD	Computational Fluid Dynamics
DDC	Direct Digital Control
DH	Doppelhaus
DST	Duct Ground Heat Storage Model
EED	Earth Energy Designer
EFH	Einfamilienhaus
EnEV	Energieeinsparverordnung
FLN	Floor Level Network
GFK	Glasfaser Verstärkter Kunststoff
GMWP	Gasmotor-Wärmepumpe
GOK	Geländeoberkante
GSR	garantierter solarer Ertrag
GWP	Global Warming Potential
HD-PE	High Density Poly Ethylen
HLB	Hochleistungsbeton
HZ	Heizzentrale
I/O	Input/Output
IEA	International Energy Agency
KEA	Kumulierter Energie Aufwand
LZWSp	Langzeit-Wärmespeicher
MFH	Mehrfamiliengebäude
PP	Polypropylen
PU	Polyurethan
RL	Rücklauf
SBM	Superposition Borehole Model
SRL	Solarrücklauf
SuN	Solar unterstützte Nahwärme
SÜST	Solarübergabestation
SVL	Solarvorlauf
TRNSYS	Transient System Simulation Programm
TWW	Trinkwarmwasser
VL	Vorlauf
WE	Wohneinheit
WGK	Wassergefährdungsklasse
WP	Wärmepumpe
WRL	Wärmerücklauf
WSchV95	Wärmeschutzverordnung
WÜST	Wärmeübergabestation
WÜT	Wärmeübertrager
WVL	Wärmevorlauf

1 Einleitung

Der Beitrag zur Bereitstellung von Raumwärme beträgt 30.8 % des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland [Geiger 2002]. Der Beitrag der Haushalte beläuft sich auf 20.7 % des Endenergieverbrauchs. Die Haushalte stellen ein beträchtliches Einsparpotenzial für die damit verbundenen CO₂-Emissionen dar. Das Konzept der solar unterstützten Nahwärmeversorgung sieht die Substitution fossil bereitgestellter durch solar gewonnene Wärme vor. Solar unterstützte Nahwärmeversorgungen mit Kurzzeit-Wärmespeicher ermöglichen einen solaren Deckungsanteil bis ca. 15 % bezogen auf den gesamten Wärmebedarf der zu versorgenden Haushalte. Derartige Anlagen sind beispielsweise in Neckarsulm, Schwäbisch-Gmünd und Holzgerlingen in Betrieb.

Um einen höheren solaren Deckungsanteil zu realisieren, ist der Einsatz eines Langzeit-Wärmespeichers notwendig, um die im Sommer gewonnene Solarwärme in die Zeiten hohen Wärmebedarfs (überwiegend in den Wintermonaten) zu transferieren. Im Rahmen des Projektes Solarthermie-2000 Teilprogramm 3 werden derzeit acht Demonstrationsanlagen zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher wissenschaftlich-technisch vermessen und die Messergebnisse detailliert ausgewertet. Diese Anlagen befinden sich in Hamburg, Friedrichshafen, Neckarsulm, Rostock, Steinfurt, Chemnitz, Hannover und Attenkirchen. Die ersten Anlagen in Hamburg und Friedrichshafen gingen im Jahr 1996 in Betrieb, die jüngste Anlage in Attenkirchen im Jahr 2002. Die durch die wissenschaftlich-technische Begleitforschung der ersten Anlagen gewonnenen Erfahrungen und neue Erkenntnisse durch Weiterentwicklung der Langzeit-Wärmespeicher sowie der Systemtechnik flossen direkt bei Errichtung der neuen Anlagen ein. So wurde in Steinfurt ein Kies-Wasser-Wärmespeicher mit einer Wärmedämmung aus Blähglas-Granulat errichtet, das gegenüber Mineralwolle oder Hartschaum-Polystyrol Vorteile bei der Installation und im Betrieb aufweist. Der Heißwasser-Wärmespeicher des Expo-Projektes zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Hannover wurde erstmals ohne Edelstahlauskleidung errichtet. Die Wasserdichtigkeit der Hülle wird durch einen neuartigen Hochleistungsbeton garantiert. Die zweite Ausbaustufe des erweiterbaren Erdsonden-Wärmespeichers in Neckarsulm wurde realisiert. Gegenüber der ersten Ausbaustufe wurden die Sondenabstände zur Erhöhung der Speichertemperatur im Zentrum verringert und an den äußeren Rändern zur Verringerung von Wärmeverlusten an die Umgebung vergrößert. In Rostock wurde erstmals ein Aquifer-Wärmespeicher in eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung integriert. Demnach sind alle vier Grundtypen, die im vo-

rausgegangenen Projekt [Benner 1999a] zur saisonalen Wärmespeicherung erarbeitet und teilweise realisiert worden sind, erfolgreich in Demonstrationsprojekten in Betrieb. In Attenkirchen wurde im Jahr 2002 ein Hybridspeicher, eine Kombination aus Heißwasser-Wärmespeicher und Erdsonden-Wärmespeicher, an eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung angeschlossen.

Einen weiteren Schwerpunkt dieses Projektes stellten Studien zu integralen Energiekonzepten dar. Innovative Kombinationen von Holzheizkessel und Wärmespeicher ebenso wie die Kopplung von Wärmepumpe, Solaranlage und Wärmespeicher zur Erhöhung der nutzbaren Temperaturdifferenz des Wärmespeichers und zur Senkung der solaren Wärmekosten wurden untersucht.

2 Wissenschaftlich-technische Begleitung der Pilotanlagen

2.1 Anlagen mit Langzeit-Wärmespeicher

Seit dem Jahr 1996 sind acht solar unterstützte Nahwärmeversorgungen mit Langzeit-Wärmespeicher in Betrieb gegangen, die im Rahmen des Forschungsprojektes Solarthermie-2000 Teilprogramm 3 wissenschaftlich-technisch begleitet werden. Die Anlagen in Friedrichshafen, Neckarsulm und Rostock werden derzeit vom ITW betreut. Die Anlagen in Hamburg und Steinfurt wurden anfangs vom ITW und mittlerweile aufgrund der räumlichen Nähe vom IGS der TU Braunschweig wissenschaftlich-technisch begleitet. Das IGS ist ebenso für die solar unterstützte Nahwärmeversorgung in Hannover (Expo 2000-Projekt) zuständig. Außerdem werden hier der Vollständigkeit wegen die Anlagen in Chemnitz und Attenkirchen (bei Freising) vorgestellt, die von der TU Chemnitz bzw. dem ZAE Bayern im Zuge eigener Projekte bearbeitet werden.

2.1.1 Friedrichshafen

Im Jahre 1996 ging im Neubaugebiet Wiggerhausen Süd der Stadt Friedrichshafen eine der beiden ersten solar unterstützten Nahwärmeversorgungen im Rahmen des BMFT-Vorhabens ‚Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher‘ in Betrieb. Ein Anlagenschema ist im Anhang einzusehen. Die für das Monitoring eingesetzte Messtechnik ist detailliert in [Benner 1999a] beschrieben.

2.1.1.1 Entwicklung des Baugebietes und der Wärmeversorgung

Nach Realisierung des ersten Bauabschnittes wurden insgesamt 280 Wohneinheiten mit einer bewohnten Fläche von ca. 21 500 m² in vier Gebäudekomplexen (Mehrfamilienhäuser) sowie ein Kindergarten mit ca. 1 500 m² Nutzfläche an die Wärmeversorgung angeschlossen. Auf den Dächern der Gebäude sind derzeit Flachkollektoren mit einer Gesamtfläche von 2 701 m² - aufgeteilt in sieben einzelne Felder - installiert. Der saisonale Heißwasser-Wärmespeicher weist ein Volumen von 12 000 m³ auf und ist auf die Integration eines weiteren Bauabschnittes (hinsichtlich Kollektorfläche und Wärmeverbrauch) ausgelegt [Benner 1999a]. Seit Anfang 2002 werden die Gebäude des zweiten Bauabschnittes errichtet. Entgegen früheren Planungen wird nun aufgrund der aktuellen Marktlage eine Mehrzahl von Einfamilien-Reihenhäusern

anstelle von verdichteten Mehrgeschosswohnbauten gebaut. Nach Beendigung der Bauarbeiten werden weitere 111 Wohneinheiten – errichtet von vier Wohnungsbaugesellschaften – angeschlossen sein. Die ersten Reihenhäuser sowie Bauheizungen wurden zum 1. März 2002 an die Wärmeversorgung angeschlossen. Bild 2.1 zeigt die Bebauungsstruktur des Wohngebietes. Jede Wohnungsbaugesellschaft wird im 2. Bauabschnitt ca. 400 m² Flachkollektoren auf Dächern ausgewählter Gebäude installieren. Dabei werden sowohl dachintegrierte als auch aufgeständerte Kollektorfelder zum Einsatz kommen. Die Neigungen der Kollektorfelder stellen mit 20° bis 25° eine energetisch nicht optimale Lösung dar. Empfehlenswert sind hier Neigungen zwischen 30° und 45°, die aus städteplanerischen Gründen nicht umgesetzt wurden. Die Kollektorfläche auf dem Mehrfamiliengebäude des Siedlungswerkes (413 m²; Wagner Solarroof) wurde im Sommer 2002 installiert. Nach Ende der zweiten Ausbaustufe werden ca. 4 430 m² Kollektorfläche sowie 391 Wohneinheiten und ein Kindergarten an die Wärmeversorgung angeschlossen sein. Tabelle 2.1 zeigt zusammenfassend Daten zu den Kollektorfeldern. In Bild 2.2 ist exemplarisch ein dachintegriertes Kollektorfeld auf einem Wohngebäude des Siedlungswerkes (1. Bauabschnitt) zu sehen.

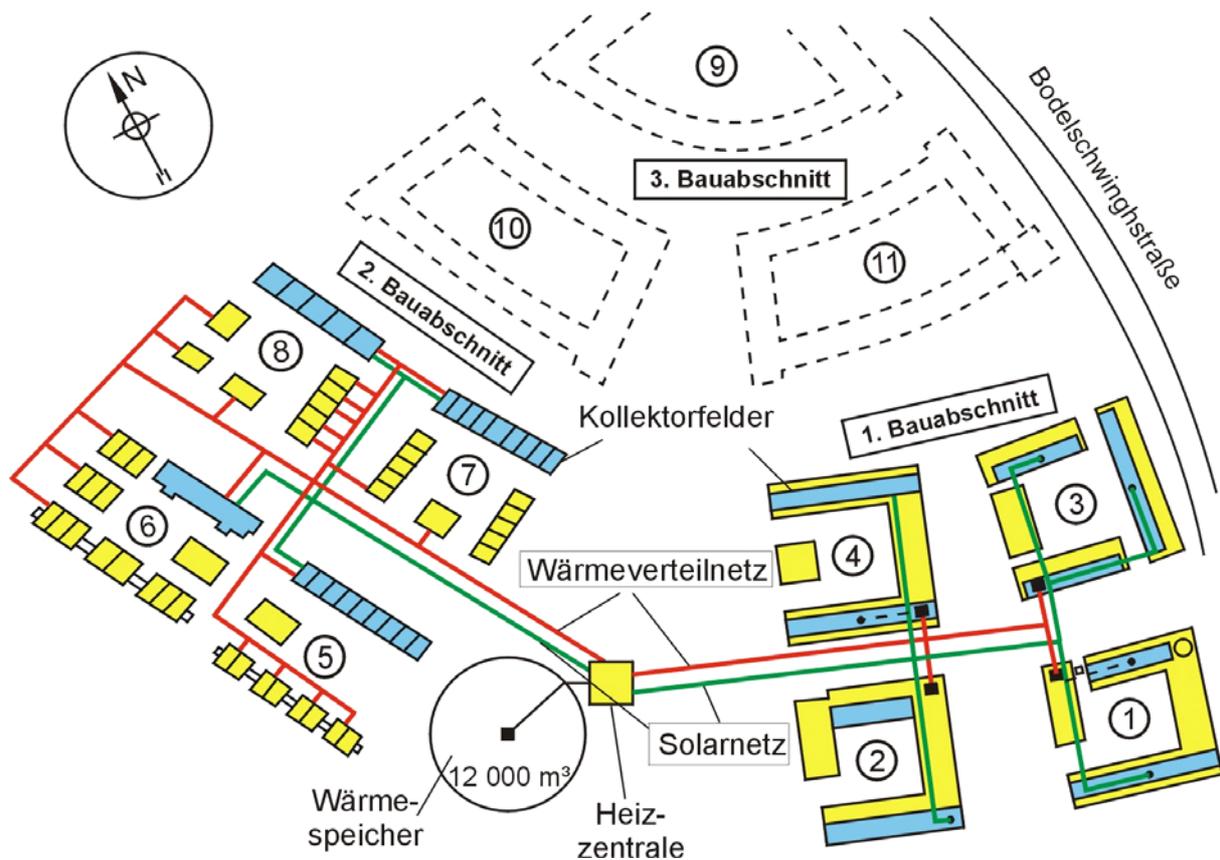


Bild 2.1: Lageplan und Bebauungsstruktur des Wohngebietes Friedrichshafen

Tabelle 2.1: Daten der verschiedenen Kollektorfelder

Gebäude	Kollektor-Typ	Kollektorfläche (Apertur) [m ²]	Neigungswinkel (gegen Horizontale) [°]	Ausrichtung (0 ° = Süden) [°]
Block 1 1995	AR-CON SCAN-CON HT (aufgeständert)	630	20	25 SW
Block 2 1995	AR-CON SCAN-CON HT (aufgeständert)	750	20	25 SW
Block 3 1995	AR-CON SCAN-CON HT (Stahlunterkon- struktion)	637.5	17 – 28	25 SW bzw. 110 NW (225 m ²)
Block 4 1995	Paradigma Solar 750 (dachintegriert)	683.5	20	25 SW
Block 5	In Planung (aufgeständert)	375	20	63 SWW
Block 6 2002	Wagner Solarroof (dachintegriert)	413	23	70 SWW
Block 7	In Planung (dachintegriert)	550	25	52 SWW
Block 8 2003	AR-CON HT-SA (aufgeständert)	400	20	70 SWW



Bild 2.2: Dachintegriertes Kollektorfeld auf einem Wohngebäude des Siedlungswerkes (1. Bauabschnitt) in Friedrichshafen

2.1.1.2 Wärmebilanz

Tabelle 2.2 zeigt die Jahresauswertung des Systems für die bisherigen sechs Betriebsjahre 1997 bis 2002 im Überblick. Die solaren Deckungsanteile betragen demnach zwischen 21 und 30 %. Im Jahr 2002 betrug der solare Deckungsanteil 27 %. Gemäß Planung ist für den 1. Bauabschnitt mit einem solaren Deckungsanteil im eingeschwungenen Zustand von 43 % zu rechnen. Dieser wurde bisher nicht erreicht, da die Wärmeabnahme der Gebäude des 1. Bauabschnitts um 10 % höher als geplant ist. Des Weiteren wurde bei der Auslegung von einer mittleren jährlichen Netzurücklauftemperatur von maximal 40 °C ausgegangen. Die realisierten mittleren Netzurücklauftemperaturen lagen in den letzten vier Betriebsjahren zwischen 47.5 und 49.3 °C (siehe auch Abschnitt 5.3.1). Die jährlichen Wärmeverluste des Langzeit-Wärmespeichers liegen mit 322 bis 360 MWh über dem in der Planung berechneten Wert von ca. 220 MWh für den eingeschwungenen Zustand (siehe Abschnitt 4.1).

Der Kesselnutzungsgrad (bezogen auf H_u) belief sich im letzten Betriebsjahr auf 94 %. Die von den Solarkollektoren gelieferte Wärme betrug im Jahr 2002 989 MWh und war damit verglichen mit dem Jahr 2001 bei geringfügig höherer Einstrahlung in der Kollektorebene (+1 %) um 97 MWh bzw. 11 % höher. Die Gradtagzahl $G_{t_{15}}$ von 3 563 Kd in der Heizperiode 2002 liegt um 4 % niedriger als die vergleichbare DIN-Gradtagzahl. Die ins Netz eingespeiste solare Nutzwärme betrug im Jahr 2002 652 MWh und stellt damit den absolut höchsten Betrag seit Inbetriebnahme der Anlage dar. Die aus der Bilanz ermittelten Speicherverluste lie-

gen auf Vorjahresniveau und belaufen sich auf 333 MWh. Bild 2.3 stellt diese Sachverhalte zusammenfassend grafisch dar.

Tabelle 2.2: Wärmebilanz des Gesamtsystems SuN Friedrichshafen von 1997 bis 2002

	Einheit	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Einstrahlung in Kollektorebene	[kWh/m ²]	1 290	1 305	1 211	1 271	1 292	1 306
Gradtagzahl Gt_{15} (1.9.-31.5.)	[Kd]	3 687	3 791	3 745	3 461	3 669	3 563
Wärmelieferung der Kollektoren	[MWh]	1 080	946	880	944	892	989
je m ² Kollektorfläche	[kWh/m ²]	400	350	326	349	330	366
Einspeisung Solarwärme ins Netz ($Q_{Solar\ nutz}$)	[MWh]	475	620	478	611	566	652
je m ² Kollektorfläche	[kWh/m ²]	176	230	177	226	210	241
Wärmeinhalt im Speicher 31.12. (gegenüber 1.1.97: 105 MWh)	[MWh]	343	344	386	359	363	367
Speicherverluste aus Bilanz	[MWh]	357	325	359	360	322	333
Gesamt-Wärmemenge ins Netz	[MWh]	2 262	2 245	2 278	2 033	2 173	2 423
Wärmeabnahme Wärmeübergabestationen	[MWh]	2 100	2 063	2 115	1 957	2 067	1 976 ¹⁾
Wärmeverbrauch je m ² Wohnfläche	[kWh/m ²]	92	90	92	85	90	86 ¹⁾
Netzverluste	[%]	7.2	8.8	7.1	3.8	4.8	6.0 ¹⁾
Wärmelieferung durch Kessel	[MWh]	1 788	1 623	1 768	1 426	1 604	1 773
Gasverbrauch	[MWh]	1 812	1 624	1 855	1 477	1 653	1 878
Kesselnutzungsgrad (H_u)	[%]	99	100	95	97	97	94
solarer Deckungsanteil	[%]	21	28	21	30	26	27
mittlere Netzvorlauftemperatur ²⁾	[°C]	70.5	71.3	69.5	71.3	71.0	71.8
mittlere Netzurücklauftemperatur ²⁾	[°C]	44.7	44.1	48.6	49.3	48.4	47.5

¹⁾ Nur 1. Bauabschnitt

²⁾ Über den Volumenstrom gewichtet

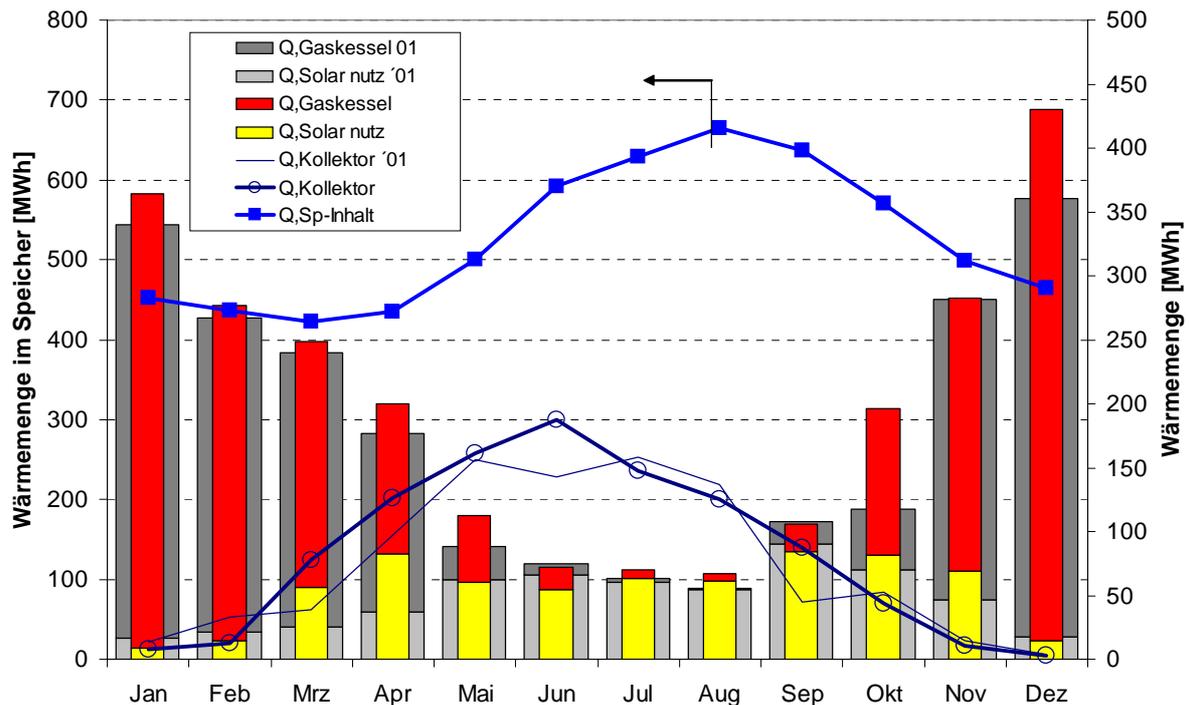


Bild 2.3: Monatliche Wärmebilanzen im Jahr 2002 im Vergleich zum Jahr 2001

2.1.1.3 Betriebserfahrungen mit den einzelnen Komponenten

Kollektorfelder

Der flächenbezogene solare Bruttowärmeertrag der Kollektorfelder im Jahr 2002 beträgt $366 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ entsprechend einem Nutzungsgrad der Kollektorfelder von 28,0 %. Die Vergleichsdaten des Vorjahres betragen $330 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ und 25,6 %. In Bild 2.4 ist die tägliche Wärmelieferung des Solarkreises in Abhängigkeit von der Globalstrahlung auf das Kollektorfeld für die Jahre 2000 bis 2002 dargestellt (siehe auch Abschnitt 2.4.2.1). Es ist zu erkennen, dass die flächenbezogenen Erträge des Solarkreises im Jahr 2001 bei gleicher Einstrahlung am niedrigsten ausfallen. Bei Spitzeneinstrahlungen um $8,5 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ beträgt der Kollektorsertrag ca. $2,9 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ in 2001 und liegt damit um $0,5 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ bzw. ca. 17 % unter dem in 2000 bzw. 2002 unter gleichen Bedingungen erzielten Ertrag. Der Grund hierfür ist zum einen die Betriebsweise der Anlage im Jahr 2001. Durch einen relativ geringen sekundärseitigen Volumenstrom des Solarkreises wird zwar sekundärseitig eine höhere Vorlauf-temperatur erreicht, die Solar-Rücklauf-temperatur wird dadurch aber deutlich erhöht. Im Jahre 2001 betrug sie in den Sommermonaten zwischen 80 und 90 °C, wogegen für den Vergleichszeitraum des Jahres 2000 Werte zwischen 70 und 75 °C ausgewiesen werden können.

Die Regelstrategie in 2001 führt demnach zu erheblich höheren thermischen Verlusten beim Betrieb der Anlage, die den real erzielten Kollektorwärmeertrag der Anlage gegenüber dem potenziell erzielbaren signifikant schmälern (siehe Werte in Tabelle 2.2). In Bild 2.4 sind weiterhin einige Stagnationsfälle im Jahr 2002 aufgrund des vergleichsweise schlechten Wärmeübertragungsvermögens des alten Solar-Wärmeübertragers zu sehen. Zum anderen ist eine schleichende Verschlechterung des Wärmeübertragungsvermögens des Solar-Wärmeübertragers über die letzten Betriebsjahre zu verzeichnen. In Bild 2.5 sind die Ergebnisse einer Bestimmung des Wärmeübertragungsvermögens (kA -Wert) mit Hilfe des Simulationsprogramms TRNSYS auf Basis von Messdaten dargestellt. Der Wärmeübertrager wurde Ende August 2002 (27. und 28.08.2002) gegen einen leistungsfähigeren neuen ausgetauscht. Erste TRNSYS-Berechnungen ergaben hier einen kA -Wert von ca. 255 kW/K. Bei der Untersuchung des alten ausgebauten Solar-Wärmeübertragers zeigten sich auf der Primärseite (Wasser-Glykol-Gemisch) Ablagerungen an den Platten (siehe Bild 2.6). Die Ablagerungen setzen sich überwiegend aus Kupfer und Blei zusammen. Man vermutet, dass diese Ablagerungen aus Verzunderungen am Kollektorfeld herrühren. Wenn das Kollektorfeld zwar schon auf dem Dach installiert ist, aber noch nicht mit dem Wärmeträgermedium gefüllt ist, kommt es bei Stagnation durch den Kontakt mit Luft zu Verzunderungen, die sich im späteren Betrieb allmählich lösen und abgetragen werden. Der Wärmeübertrager fungiert hier als Filter.

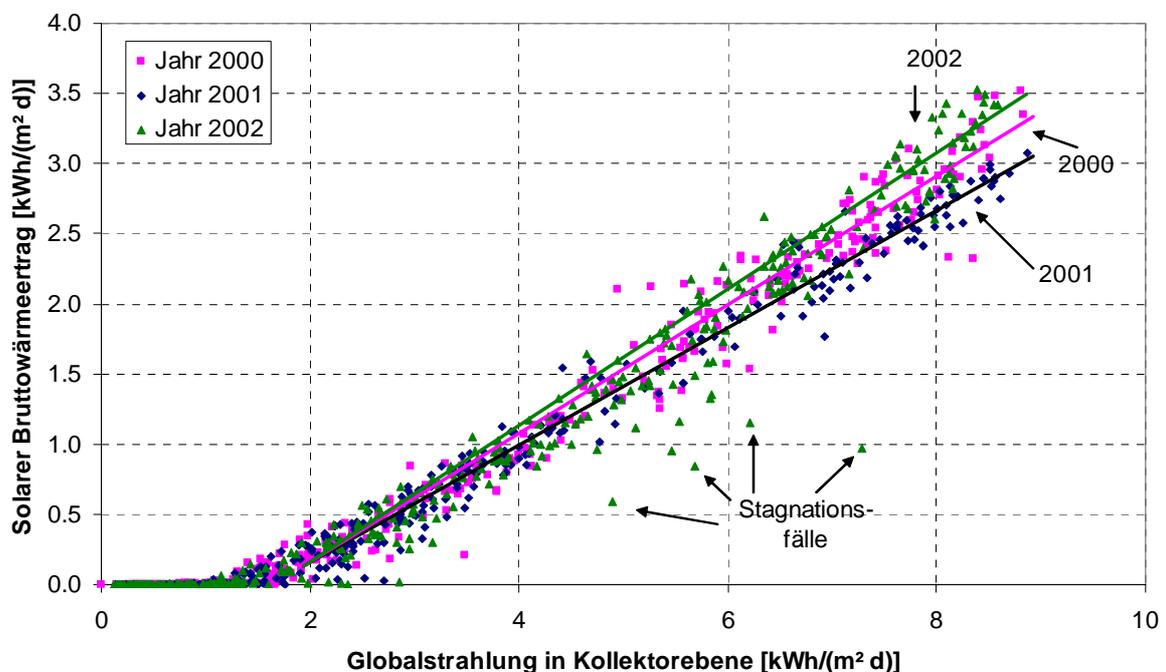


Bild 2.4: Solarer Bruttowärmeertrag in Abhängigkeit von der Globalstrahlung in Kollektorebene

An den 1995 installierten Kollektorfeldern des 1. Bauabschnitts traten in den bisherigen Betriebsjahren keine gravierenden Probleme auf. Es wurden vier defekte Kollektorabdeckscheiben ausgewechselt. Die Schäden traten auf verschiedenen Feldern und zu verschiedenen Zeiten auf. Die Ursache der Schäden ist nicht eindeutig zuordenbar. Es kann sich sowohl um Vandalismus als auch um Spannungsrisse infolge von starker Temperaturbeanspruchung handeln.

An den Rohrleitungen des Solarnetzes traten bereits einige Feuchteschäden durch in die Wärmedämmung eintretendes Oberflächenwasser auf. Die Folge sind neben erhöhten Leitungswärmeverlusten kostenintensive Reparaturarbeiten. Die Ursache ist eine unsachgemäße Ausführung der Rohrverlegungsarbeiten, die ein Abführen des Oberflächenwassers von den erdverlegten Leitungen unterbindet.

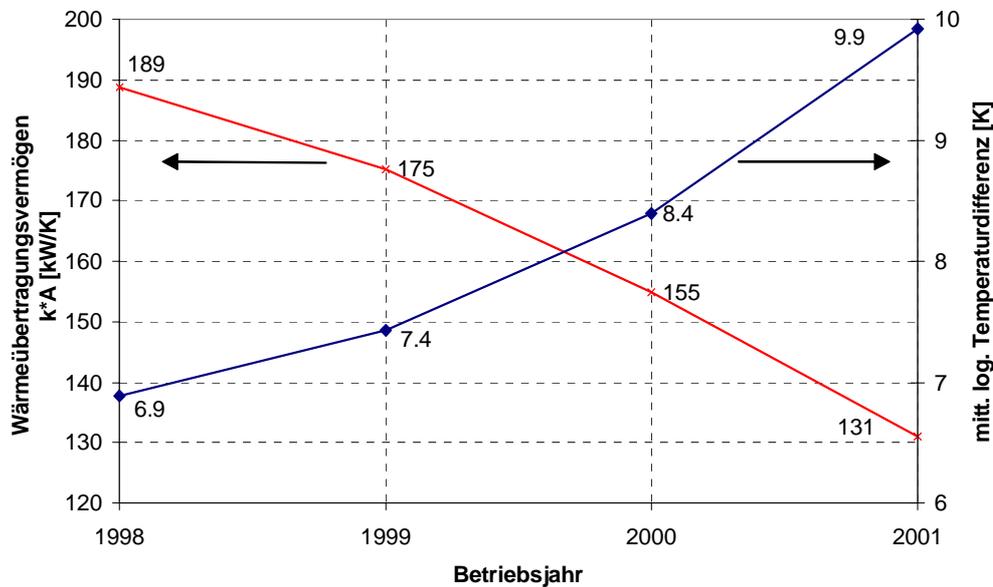


Bild 2.5: Veränderung des Wärmeübertragungsvermögens des Solar-Wärmeübertragers während der Betriebsjahre 1998 bis 2001 (Sollwert der Planung: 233 kW/K)

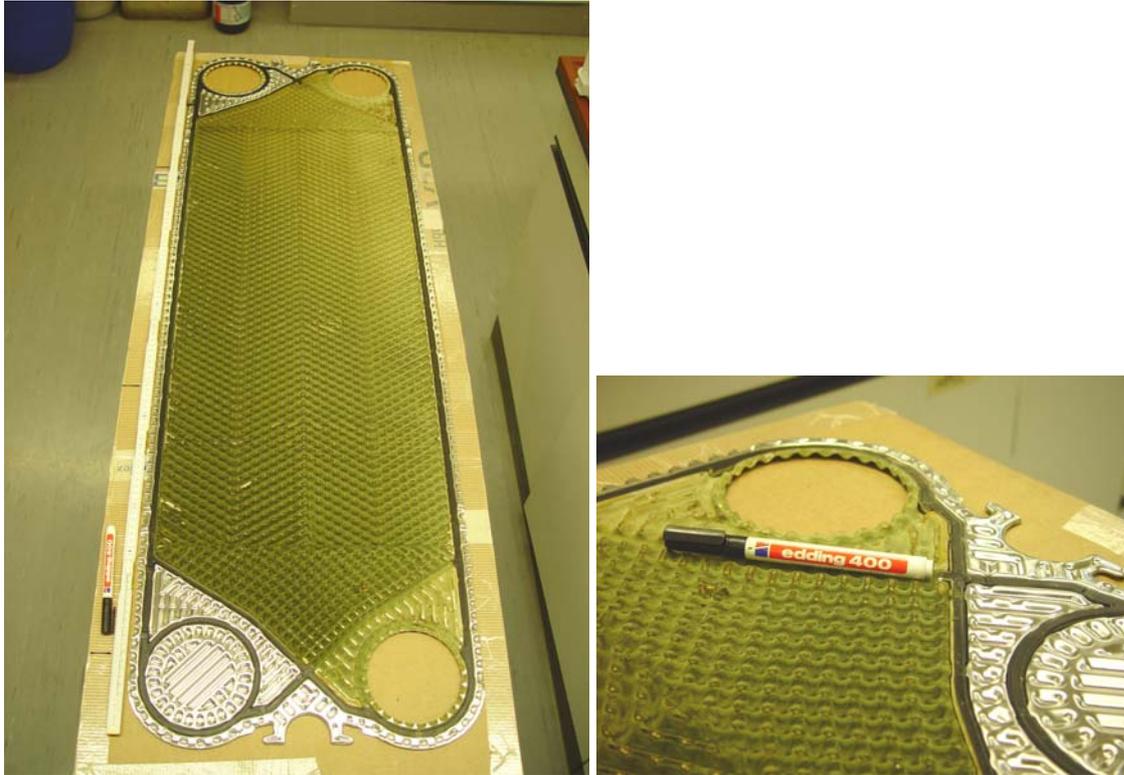


Bild 2.6: Ablagerungen am Solar-Wärmeübertrager der SuN Friedrichshafen (Übersichts- bzw. Detailaufnahme (links bzw. rechts))

Der gegenüber 2001 deutlich höhere Solarertrag im Jahr 2002 ist auf einen höheren Volumenstrom des Speicherladekreises zurückzuführen. Ab dem 13. Mai 2002 beträgt der Volumenstrom ca. $42 \text{ m}^3/\text{h}$. Vor diesem Datum stieg der Volumenstrom sekundärseitig nicht über $35 \text{ m}^3/\text{h}$. In Bild 2.7 ist die Umstellung am Volumenstromverlauf (V – Sekundärkreis) am 13.05.2002 dargestellt. Daraus resultierend sinkt die sekundärseitige Vorlauftemperatur am Solar-Wärmeübertrager (Solar-WÜT) ab. Weiterhin ist die große Temperaturspreizung zwischen den beiden Vorlauftemperaturen T1 (Solarkreis) und T4 (Speicherladekreis) von über 10 K aufgrund von Ablagerungen am Solar-WÜT ersichtlich. Der Vergleich des 18.08.2002 mit dem 13.09.2002 lässt die Temperaturen am neuen Solar-WÜT erkennen. Bei ähnlich hoher thermischer Leistung des Solar-WÜT von 1 100 kW beträgt die Temperaturdifferenz der beiden Vorlauftemperaturen T1 und T4 am 18.08.2002 (alter Solar-WÜT) 13,5 K und am 13.09.2002 6,5 K. Der Volumenstrom durch das Kollektorfeld ist geringfügig von $32 \text{ m}^3/\text{h}$ auf $35 \text{ m}^3/\text{h}$ angestiegen, was auf einen geringeren Druckverlust schließen lässt. Aus einer nun effizienteren Wärmeabfuhr vom Kollektorfeld resultieren im Solarkreis geringere Vorlauftemperaturen und Stagnation wird wirkungsvoll vermieden. Weiterhin wird das Kollektorfeld mit höherem Wirkungsgrad (niedrigere thermische Verluste) betrieben.

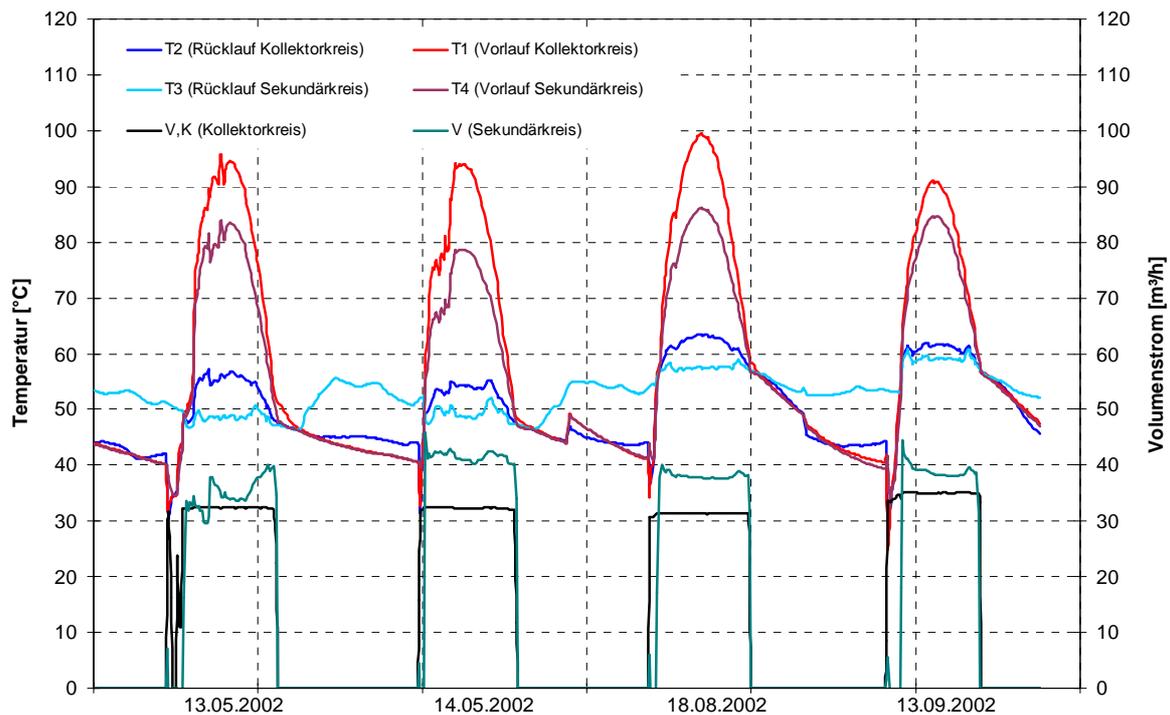


Bild 2.7: Darstellung des thermischen Verhaltens des Solar-WÜT im Jahr 2002 anhand von charakteristischen Tagen (V: Volumenstrom; T: Temperatur)

Langzeit-Wärmespeicher

Der Speicher dient zur Bevorratung der solar gelieferten Wärmemenge, sofern diese nicht direkt zur Vorwärmung genutzt werden kann. In Bild 2.8 sind die Wärmemengen der Be- und Entladung des Speichers aufgeführt. Es ist zu sehen, dass die überwiegende Beladung in den Monaten Mai bis August erfolgt. Die Entladung erfolgt vornehmlich in den Herbstmonaten. Weiterhin ist eine im Jahresvergleich hohe Solarwärmelieferung im Monat Juni zu erkennen.

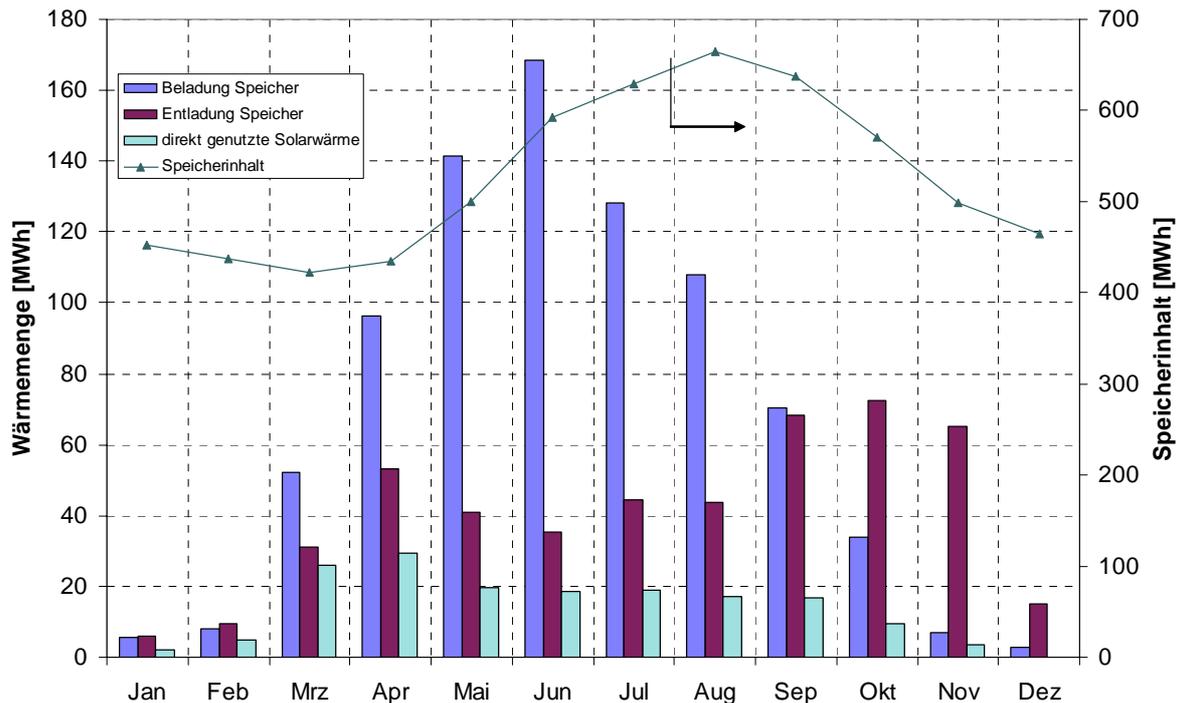


Bild 2.8: Wärmemengen in und aus dem Langzeit-Wärmespeicher im Jahr 2002

Bild 2.9 zeigt den Temperaturverlauf sowie die gute Temperaturschichtung im Speicher während der letzten Betriebsjahre. Es stellt sich in der Beladephase eine Temperaturdifferenz zwischen Speicherdecke und -boden von etwa 25 K ein. Die bisher höchsten Speichertemperaturen lagen 2001 bei ca. 82 °C im oberen Bereich des Speichers. Im unteren Bereich wurden 2002 Temperaturen um ca. 44 °C erreicht. Die Differenz der minimal erreichbaren Temperatur im Speicher (abhängig vom Rücklauf des Heizungssystems) zur Wassertemperatur bei der Befüllung des Speichers im Oktober 1996 (11 °C) repräsentiert den nicht nutzbaren Speicherinhalt, der jedoch zum Betrieb des Speichers aufgebracht werden muss (sog. „Anfangsinvestition“). In Bild 2.10 ist von November 2000 bis März 2001 ein Anstieg der Temperatur seitlich des Speichers unten von 28 °C auf 33 °C sowie im weiteren Jahresverlauf eine Beeinflussung auch der höher gelegenen Messstellen zu verzeichnen. Der Grund hierfür ist eine defekte Drainagepumpe (November 2000 bis April 2001) und eine hieraus resultierende vermutete Durchfeuchtung der Wärmedämmung des Speichers durch eingedrungenes Grundwasser, die zu erhöhten Wärmeverlusten des Speichers geführt hat. Nach Behebung des Problems ist im Jahresverlauf 2001 und 2002 eine kontinuierliche Abnahme der Temperaturwerte um den Wärmespeicher zu verzeichnen, was auf eine langsam voranschreitende Trocknung des Wärmedämmstoffes schließen lässt.

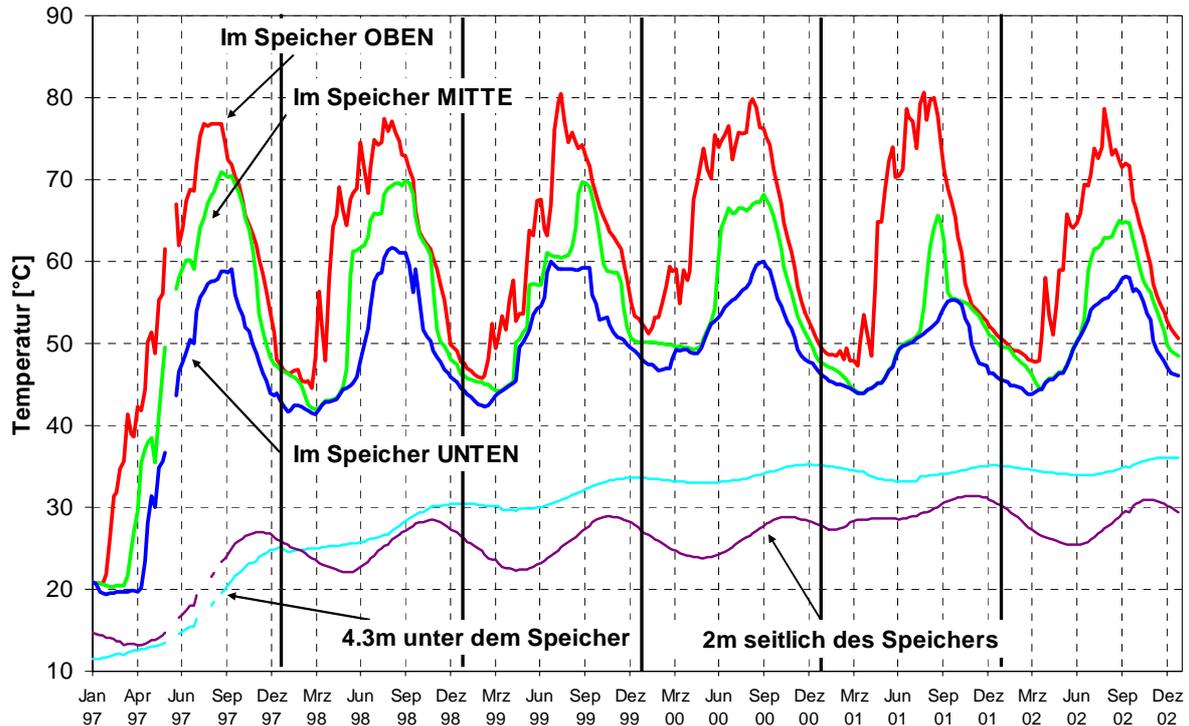


Bild 2.9: Temperaturverlauf im Langzeit-Wärmespeicher während der Betriebsjahre 1997 bis 2002

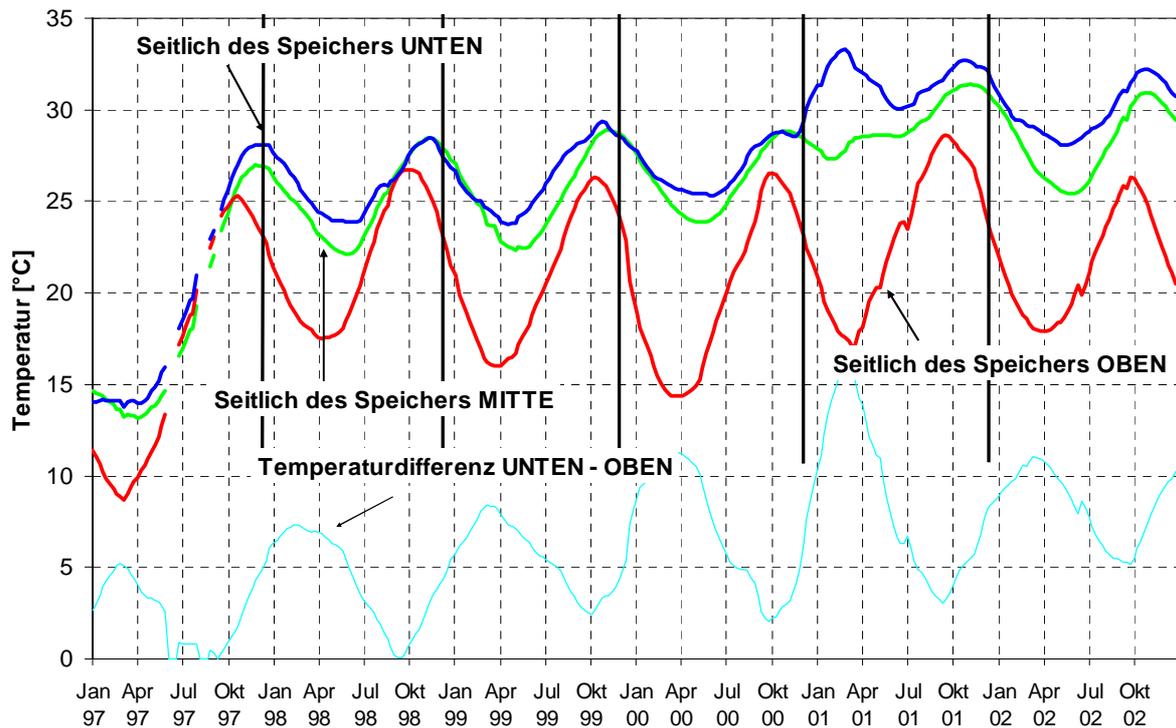


Bild 2.10: Temperaturverlauf um den Langzeit-Wärmespeicher während der bisherigen sechs Betriebsjahre

Bezogen auf die Wärmebilanz des Speichers ist eine Stagnation des Anstiegs der Wärmeverluste festzustellen. Im Jahr 2001 waren die mit 322 MWh bisher niedrigsten Wärmeverluste zu verzeichnen. Zum einen war der Wärmespeicher im Verlauf des Jahres 2001 bedingt durch

die Systembetriebsweise besonders im unteren, ungedämmten Teil um durchschnittlich 3 bis 4 K kälter als im Jahr 2000. Zum anderen sind die Deckel der den Wärmespeicher umgebenden sechs Revisionschächte mit Platten aus Polystyrol-Hartschaum (10 cm) wärmegeklämt worden. Die mit Hilfe von CFD-Simulationen berechneten konvektiven Wärmeverluste durch die sechs ungedämmten Schachtdeckel betragen ca. 5.7 MWh, die Wärmeverluste durch die nun gedämmten Schachtdeckel wurden zu 0.7 MWh bestimmt [Panthalookaran 2002]. Im Jahr 2002 betragen die Wärmeverluste des Speichers 333 MWh und bewegen sich somit auf Vorjahresniveau. Dabei ist anzumerken, dass die Temperaturen im unteren, ungedämmten Teil des Wärmespeichers höher als im Vorjahr waren (siehe Bild 2.9).

Gas-Brennwertkessel

Der Gasverbrauch betrug im Jahr 2002 1 878 MWh, die vom Kessel gelieferte Wärmemenge 1 773 MWh. Der resultierende Kesselnutzungsgrad (bezogen auf H_u) beläuft sich somit im Jahr 2002 auf 94 %. Normiert man die vom Kessel gelieferte bzw. die in das Netz eingespeiste Wärme auf die ganzjährige Gradtagzahl, erhält man die in Tabelle 2.3 aufgeführten Werte. Aus K_1 sind sowohl Witterungseinfluss und solare Einstrahlung als auch Betriebsweise des Gaskessels zu erkennen. Die bisher günstigsten Zahlen von 404 bzw. 408 kWh/Kd wurden im Jahr 1998 bzw. 2000 realisiert. Im Jahr 1998 ist der hohe Nutzungsgrad des Kessels von 100 % durch einen kontinuierlichen Betrieb des Kessels über das Jahr zu erklären. Im relativ warmen Jahr 2000 war weniger Wärme zur fossilen Nachheizung des Wärmenetzes notwendig. Zudem blieben die Kessel im Sommer weitgehend abgeschaltet. Der im Vergleich zu 2000 gestiegene Wert von 428 kWh/Kd im Jahr 2001 ist bei annähernd gleicher Betriebsweise auf die höhere Gradtagzahl zurückzuführen. Aufgrund des Anschlusses neuer Wärmeabnehmer im Jahr 2002 steigt die Kennziffer auf 516 kWh/Kd an.

Bei gleicher Betriebsweise und konstanter Größe der Wärmeabnehmer des Systems ergeben sich konstante Werte. Diese Aussage wird durch die annähernd gleiche Kesselbetriebsweise und damit annähernd gleiche K_2 -Werte von 562 bzw. 563 kWh/Kd in den Jahren 2000 bzw. 2001 bestätigt. Der günstigste Wert von 558 kWh/Kd wurde im Jahr 1998 realisiert. Die Werte weisen für das Jahr 1999 eine ungünstige Betriebsweise aus. Im Jahr 2002 beträgt dieser Wert aufgrund neuer Wärmeabnehmer 666 kWh/Kd.

Zur Beurteilung des Verhaltens der Wärmeabnahme des ersten Bauabschnittes wurde die Kennziffer K_3 durch Division des Wärmeverbrauchs in den Häusern des 1. BA durch die ganzjährige Gradtagzahl gebildet. Bei nicht verändertem Nutzerverhalten müssen sich annä-

hernd gleiche Werte ergeben, was durch die Berechnungswerte in Tabelle 2.3 bestätigt wird. Die Abweichungen der Werte für K_3 vom Mittelwert der Jahre 1998 bis 2002 betragen zwischen -4 und +2 %.

Daten zum Taktverhalten der Brennkessel und Vorschläge zur Erhöhung des Kesselnutzungsgrades sind in Kapitel 5.2 dargestellt.

Tabelle 2.3: Kennziffern der Wärmeversorgung

	Erklärung	Einheit	1998	1999	2000	2001	2002*
Gt_{15}	Gradtagzahl (ganzjährig)	[Kd]	4 020	3 970	3 616	3 858	3 563
K_1	Brennstoffwärme/Gradtagzahl	[kWh/Kd]	404	467	408	428	516
K_2	Netzwärme/Gradtagzahl	[kWh/Kd]	558	574	562	563	666
K_3	Wärmeverbrauch (1. BA) / Gradtagzahl	[kWh/Kd]	513	533	541	536	543
η_K	Kesselnutzungsgrad	[%]	100	95	97	97	94
*: Wärmeabnahme durch 1. und 2. BA							

Wärmenetz

Bild 2.11 zeigt die Verläufe von Vor- und Rücklauftemperatur sowie Vorwärmtemperatur des Wärmenetzes durch Solarwärmennutzung sowie Außentemperatur im Jahresverlauf 2002. In den lastarmen Monaten Mai bis September wird das Netz nahezu vollständig durch die Nutzung von Solarwärme geheizt. Die über den Volumenstrom gemittelte Netzzrücklauftemperatur betrug 2002 47.5 °C und war damit um ca. ein Kelvin niedriger als im Vorjahr. Ursache der niedrigeren Netzzrücklauftemperaturen ist der Anschluss des zweiten Bauabschnittes. Besonders in den Monaten März bis Mai konnten (vermutlich durch den Einsatz von Bauheizungen) sehr niedrige Rücklauftemperaturen im Wärmenetz erreicht werden. Der bisher günstigste Wert im Jahresdurchschnitt wurde mit 44.1 °C im Jahr 1998 erzielt.

Eine Bilanzierung der Wärmeverluste über das gesamte Wärmeverteilnetz ist im Jahr 2002 nicht möglich, da die Wärmeabnahme durch die Verbraucher des 2. BA nicht komplett durch Wärmemengenzähler erfasst wurde. Lediglich die Wärmeverluste des Wärmeverteilnetzes zur Versorgung des ersten Bauabschnittes können mit 6.0 % der in den ersten Bauabschnitt gelie-

ferten Wärme berechnet werden und liegen damit vergleichbar niedrig wie in den Jahren zuvor.

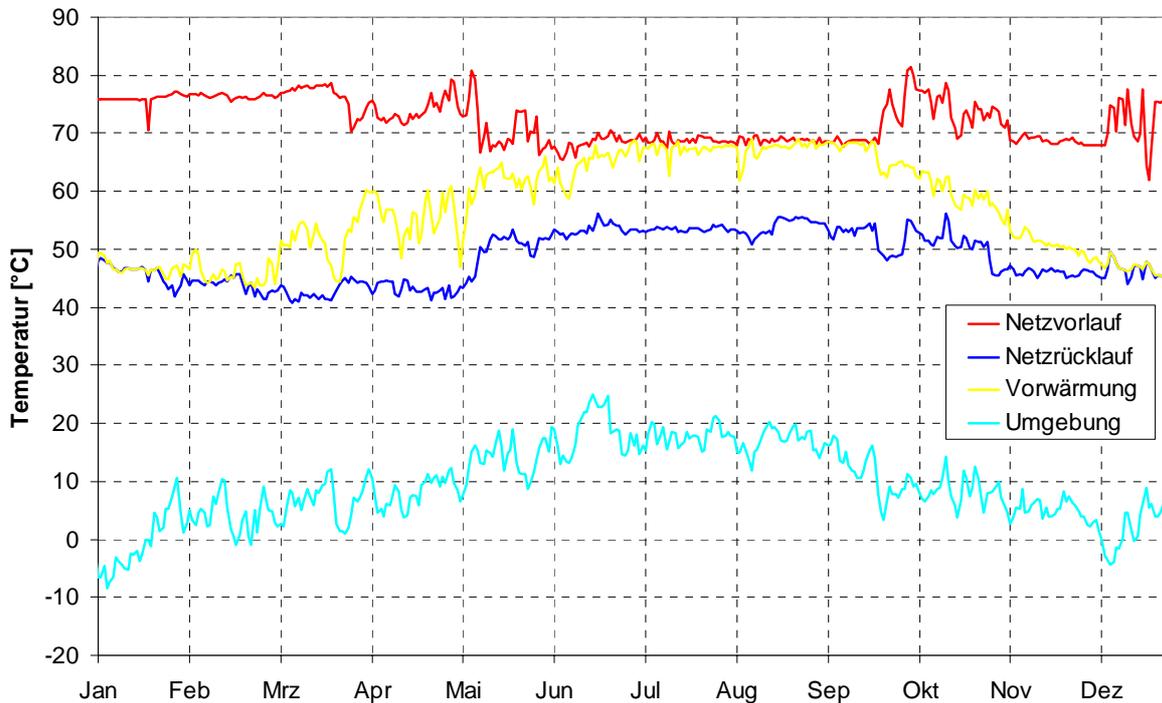


Bild 2.11: Netztemperaturen, Vorwärm- und Außentemperatur im Jahresverlauf 2002 (Tagesmittelwerte)

Zusammenfassung und Ausblick

In den Jahren 1998 bis 2002 wurden solare Deckungsanteile von 26 bis 30 % erzielt. Die flächenbezogenen Kollektorerträge erreichten in diesen Jahren Werte von 330 bis 400 bzw. 176 bis 241 kWh/(m²·a) (brutto bzw. netto). Die ins Netz eingespeiste Solarwärme beläuft sich im Jahr 2002 auf 652 MWh und stellt damit den in der bisherigen Betriebszeit höchsten erreichten Wert dar. Dies ist zum einen der höheren Auslastung des Solarteils durch die gestiegene Wärmeabnahme im Netz (+ 12 % im Vergleich zum Vorjahr 2001), zum anderen der Betriebsweise des Solarkreises mit sekundärseitig höherem Volumenstrom (und damit niedrigeren Temperaturen im Solarkreis) zuzuschreiben, wodurch der Wärmespeicher gleichmäßiger von oben nach unten beladen werden konnte. Damit konnte dem Wärmespeicher mehr Wärme als im Vorjahr wieder entzogen werden.

Aufgrund der Erfahrungen der ersten drei Betriebsjahre wurden an ITW und STZ-EGS Massnahmen zur Optimierung des Anlagenverhaltens erarbeitet. Die Kosten zur Umsetzung der Massnahmen wären innerhalb der Laufzeit des Projektes zu 50 % vom Fördermittelgeber gefördert worden. Aufgrund der angestregten finanziellen Lage der Technischen Werke Fried-

richshafen konnte bisher allerdings keine der im Folgenden aufgeführten Maßnahmen durchgeführt werden.

- Umbau der Trinkwarmwasser-Erwärmung in den Wärmeübergabestationen. Die Herausnahme des Zirkulationsrücklaufs aus dem Trinkwarmwasser-Speicher und Einbindung der Zirkulation in den Heizungsvorlauf führt gemäß Simulationsrechnungen zu einer Absenkung der Netzzücklauftemperatur im Jahresmittel von ca. 4 K (siehe Abschnitt 5.3.1)
- Optimierung des Betriebsverhaltens der Wärmeerzeugungsanlage durch die Verbesserung der Einbindung der Solaranlage und des Langzeit-Wärmespeichers in den Kesselkreis. Der Einbau einer dritten Be- bzw. Entladeeinrichtung in den Langzeit-Wärmespeicher würde zu einer weiteren Effizienzsteigerung des Systems führen. Hierdurch ist ein temperaturunabhängiges, zeitgleiches Be- und Entladen des Speichers möglich. Momentan kann beispielsweise trotz Vorliegen einer hohen Speichertemperatur keine Netzwärmung erfolgen, wenn die Solaranlage läuft, aber die für die Vorwärmung erforderliche Temperatur nicht liefern kann. Die konventionelle Nachheizung geschieht bei derartigen Lastfällen mit vergleichsweise niedrigen Nutzungsgraden des Kessels. Die Einbindung einer Kesselfolgeschaltung in die Anlagenregelung würde die auftretende Taktung im Zwei-Kessel-Betrieb verringern und höhere Kesselnutzungsgrade garantieren.
- Alle Anschlüsse vom und zum Langzeit-Wärmespeicher laufen in einem Verteilerbalken zusammen. Dieser fasst Vor- und Rücklauf zusammen und ist thermisch nicht getrennt. Dadurch wird besonders bei niedrigen Massenströmen ein signifikanter Teil der Wärme vom Vor- zum Rücklauf übertragen. Dies führt zu einer Anhebung der Temperaturen im unteren Bereich des Wärmespeichers und gleichzeitig zu einer Verminderung der Temperatur, die zur solaren Vorwärmung genutzt werden soll. Mit den Umbaumaßnahmen soll ein zweiter Verteilerbalken eingezogen werden, so dass Vor- und Rücklauf thermisch getrennt sind. Dazu müssen Umbauten in der Verrohrung des Speicherkreislaufs durchgeführt werden.

Tabelle 2.4 gibt einen Überblick über die Projektbeteiligten in Friedrichshafen.

Tabelle 2.4: Projektbeteiligte an der SuN Friedrichshafen

Bauherr/Betreiber der Wärmeversorgung:	Technische Werke Friedrichshafen
Bauträger / Architekten	
<i>Block 1; 5</i>	Städtische Wohnbaugesellschaft Friedrichshafen mbH / Architekturbüro F. Hack
<i>Block 2</i>	Landesentwicklungsgesellschaft Baden-Württemberg, Friedrichshafen / Architekturbüro Rädle
<i>Block 3</i>	Kreisbaugenossenschaft Bodenseekreis e.G. / Latthy + Schlüter
<i>Block 4</i>	Siedlungswerk Stuttgart / Jauss + Gaupp
<i>Block 6</i>	Siedlungswerk Stuttgart / Müller, Arndt und Partner
<i>Block 7</i>	Landesentwicklungsgesellschaft Baden-Württemberg, Friedrichshafen / Architekturbüro Plösser
<i>Block 8</i>	Kreisbaugenossenschaft Bodenseekreis e.G. / Architekturbüro F. Hack
Planung:	
<i>Gesamtplanung</i>	Steinbeis-Transferzentrum für rationelle Energienutzung und Solartechnik (1. Bauabschnitt) Steinbeis-Transferzentrum Energie-, Gebäude- und Solartechnik (2. Bauabschnitt)
<i>Planung Kollektoranlagen</i>	Steinbeis-Transferzentrum für rationelle Energienutzung und Solartechnik (1. Bauabschnitt) Steinbeis-Transferzentrum Energie-, Gebäude- und Solartechnik (2. Bauabschnitt)
<i>Planung Wärmespeicher</i>	Schlaich, Bergermann & Partner
<i>Planung konventionelle Anlage, Wärme- und Solarnetz, Wärmeübergabestationen</i>	Steinbeis-Transferzentrum für rationelle Energienutzung und Solartechnik (1. Bauabschnitt) Steinbeis-Transferzentrum Energie-, Gebäude- und Solartechnik (2. Bauabschnitt)
Wissenschaftliche Begleitung:	Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Universität Stuttgart
Förderung:	Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit
	Wirtschaftsministerium Land Baden-Württemberg
	Stadt Friedrichshafen

2.1.2 Hamburg

Im Jahr 1996 wurde die Anlage in Hamburg-Bramfeld in Betrieb genommen. Im Rahmen dieses Projekts wurden auf ausgewählten Dächern von 124 Reihenhäusern sowie auf der Heizzentrale 3 000 m² Kollektorfläche montiert und ein Heißwasser-Wärmespeicher mit 4 500 m³ gebaut. Bild 2.12 zeigt einen Teil der Wohnsiedlung im Jahr 2001.



Bild 2.12: Dachintegriertes Kollektorfeld auf Wohngebäuden in Hamburg im Jahr 2001

2.1.2.1 Entwicklung des Baugebietes und der Wärmeversorgung

Der Bau erfolgte in zwei Bauabschnitten. Der erste Abschnitt mit 2 047 m² Kollektorfläche ging Ende 1996 in Betrieb. Hier wurden vorgefertigte Kollektormodule verwendet, die in die Dächer der Wohnhäuser integriert wurden. Der zweite Bauabschnitt, die ökologische Siedlung Bramwisch, mit 873 m² Kollektorfläche folgte Anfang 1999. Die Kollektoren dieser Siedlung sind sogenannte Solardächer (Solar Roof), wobei es sich um vorgefertigte Dachelemente handelt, die den Kollektor und dessen Verrohrung schon enthalten und als ganzes montiert werden.

Zur Unterstützung der solaren Wärmeversorgung dienen zwei Gaskessel mit 500 kW bzw. 200 kW, die je nach Bedarf zugeschaltet werden. Die Einbindung erfolgt über eine hydraulische Weiche. Das Wärmeverteilstück wurde abschnittsweise gebaut, entsprechend dem Baufortschritt der Wohnhäuser. Eine detaillierte Projektbeschreibung ist in [Benner 1999a] zu finden.

Seit 2001 wird die Anlage durch das IGS der TU Braunschweig betreut.

Anlagenoptimierung in 2001

Ende 2001 wurde mit einer grundlegenden Überarbeitung der Anlagentechnik begonnen. Das Wärmenetz erhielt eine Rücklaufbeimischung zur verbesserten Regelung der Netzvorlauftemperatur. Die Steuerung der Anlage wurde komplett ausgetauscht und ein neues Regelungskonzept implementiert. Das zwischenzeitlich stillgelegte Kleinst-BHKW wurde nicht wieder in Betrieb genommen. Im gleichen Zuge wurde die Messtechnik, die durch einen Blitzschlag in Mitleidenschaft gezogen wurde, überarbeitet und an die veränderten Randbedingungen angepasst.

Im Solarkreis wurde eine Zieltemperaturregelung implementiert. Die zugehörigen Pumpen werden in Abhängigkeit von einer Außentemperaturabhängigen Kennlinie gestartet (Rampe). Bei der Regelung der Vorwärmung wird der Kesselbetrieb berücksichtigt. Können Solaranlage oder Speicher die Netzsoltemperatur gerade nicht mehr sicherstellen, wird auf eine um wenige Kelvin reduzierte Netztemperatur geregelt, um ausreichende Brennerlaufzeiten zu erreichen. Die Volumenstromregelung der Vorwärmung erfolgt in erster Linie über das Regelventil. Erst wenn dessen Regelbereich erschöpft ist, wird die Drehzahl der Speicherentladepumpe angepasst.

2.1.2.2 Auswertung der Messdaten

In Bild 2.13 sind die wichtigsten Messstellen in der Anlage dargestellt. Die Messdatenerfassung in Hamburg-Bramfeld war seit Betriebsbeginn störanfällig. Zur Bilanzierung der Wärmeströme wurden fehlende Messdaten soweit wie möglich ergänzt.

Die Messdatenauswertung konnte aufgrund der während der Laufzeit der Messdatenerfassung zunehmenden Datenlücken nur bis Ende 1999 mit für wissenschaftliche Zwecke ausreichender Genauigkeit durchgeführt werden. Im Frühjahr 2000 begann die Planung einer Optimierung der Anlagentechnik in der Heizzentrale, mit der auch die Messdatenerfassung repariert

werden sollte. Erste Reparaturversuche schlugen fehl, so dass das Datenerfassungsgerät (gegen die in den neueren Pilotanlagen verwendeten Messsysteme) ausgetauscht werden musste. Durch organisatorische Umstrukturierungen des Anlagenbetreibers konnten die Optimierungsmaßnahmen erst im Frühjahr 2002 abgeschlossen werden. Im Zuge der Ausführung der Optimierungsmaßnahmen konnte dann auch die Messtechnik erneuert werden, zum Ende des Forschungsvorhabens funktionierte die Messdatenerfassung wieder weitgehend fehlerfrei.

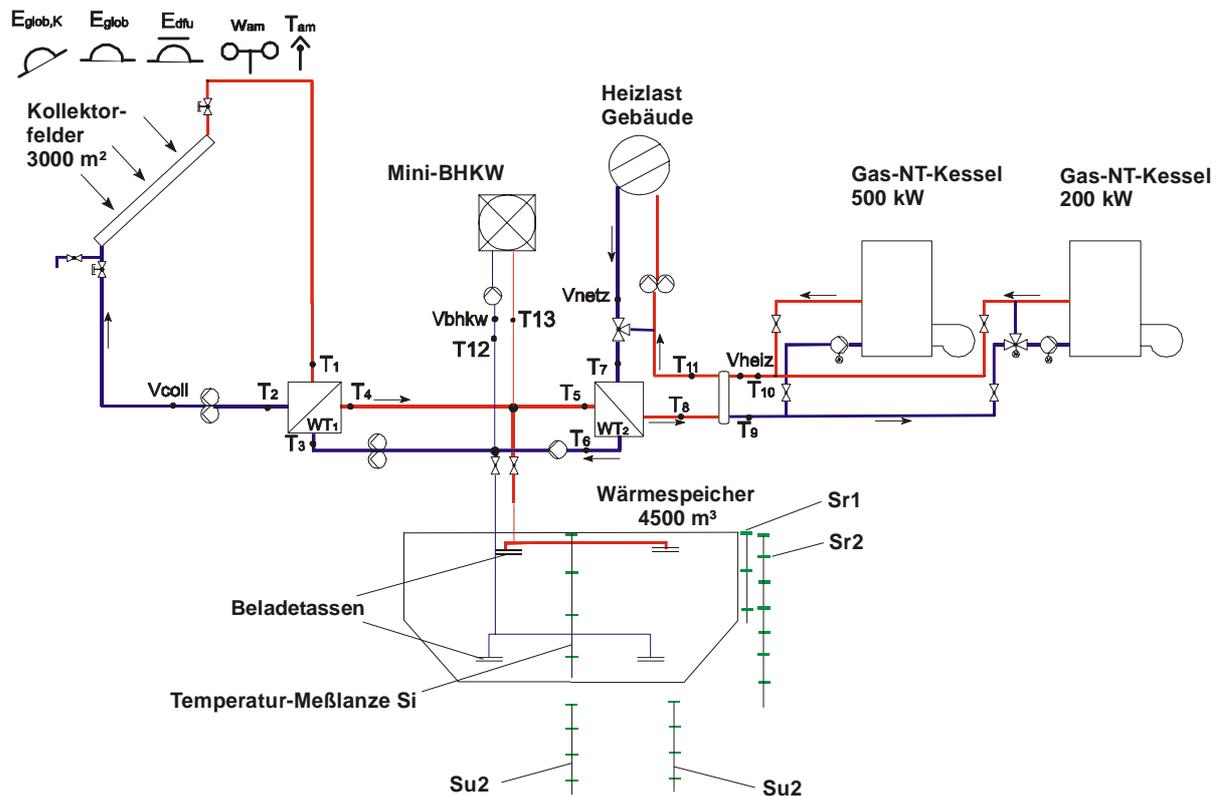


Bild 2.13: Übersicht über die Messstellen in der Anlage in Hamburg-Bramfeld

Durch eine Analyse der Messdaten konnte gezeigt werden, dass die Schaltung der Pumpen in Speicher-, Netz- und Kesselkreis funktioniert, wie es die Regelung vorsieht.

2.1.2.3 Wärmebilanz

Die jeweils über einen ganzen Monat aufsummierten Wärmemengen sind für das Jahr 1999 und 2002 in Bild 2.14 und Bild 2.15 dargestellt.

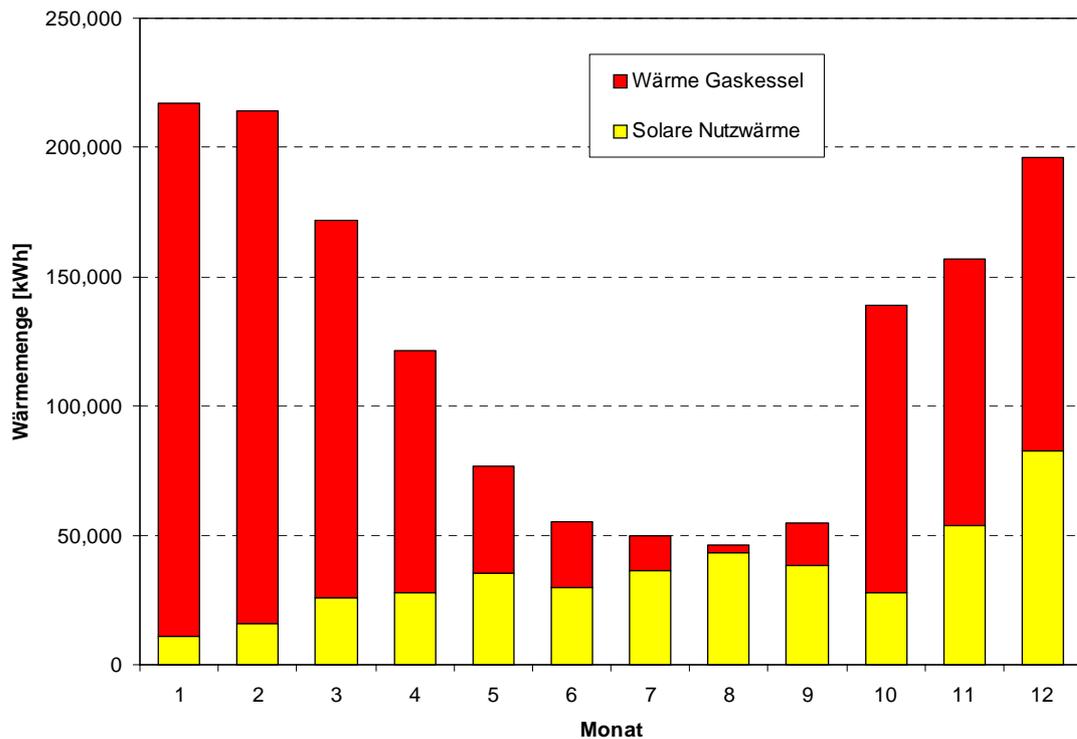


Bild 2.14: Monatliche Wärmebilanz für das Jahr 1999

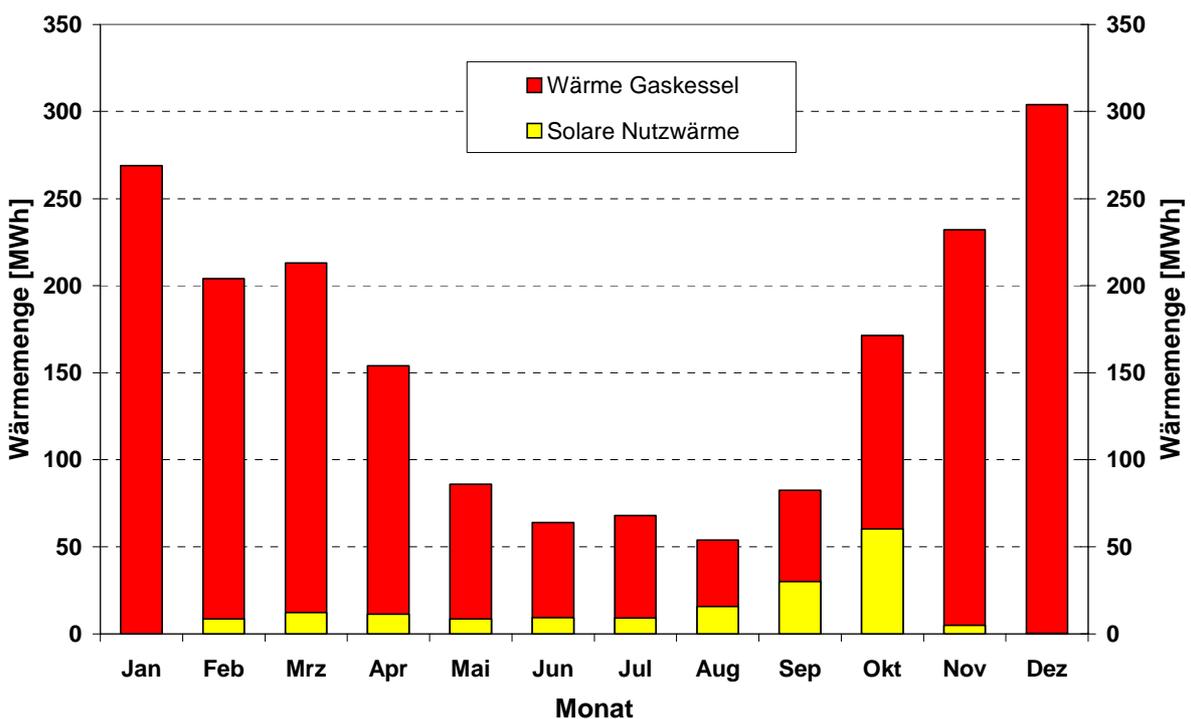


Bild 2.15: Monatliche Wärmebilanz für das Jahr 2002 (IGS)

Der solare Ertrag in 1999 belief sich auf rund 676 MWh. In 2002 betrug er rund 520 MWh (Solarwärmeübertrager). Zur Vorwärmung des Netzurücklaufes wurden in 1999 339 MWh, in 2002 171 MWh genutzt. Die Gaskessel lieferten 1999 1 071 MWh, in 2002 1 731 MWh zur

Deckung der für die Wärmeversorgung benötigten 1 500 MWh (1999) bzw. 1 902 MWh (2002).

Damit beträgt der solare Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale in 1999 22.6 %, in 2002 jedoch nur noch 9 %.

Dieser in 2002 sehr geringe solare Ertrag ist auf den zugesetzten Solarwärmeübertrager zurückzuführen. Dieser wurde Ende 2002 auch aufgrund einer Leckage auf der Primärseite ausgetauscht. Eine Untersuchung des alten Solarwärmeübertragers zeigte, dass infolge der Ablagerungen nur etwa das halbe Füllvolumen auf der Sekundärseite zur Verfügung stand. Neben Carbonat waren Magnetit-Ablagerungen zu verzeichnen. Diese sind auf Korrosion der im Speicherkreis eingesetzten Stahlrohre¹ zurückzuführen. Auf der Primärseite konnten keine Verschmutzungen festgestellt werden. Ferner wurde gezeigt, dass eine Reinigung möglich ist und während des Betriebes durchgeführt werden kann.

Der geringe solare Beitrag zur Netzvorwärmung ist auf das hohe Temperaturniveau im Netzurücklauf, die Speicherwärmeverluste sowie auf die im ersten Halbjahr 2002 nicht zufriedenstellend funktionierende Regelung der Vorwärmung zurückzuführen.

Für 2003 werden deutlich höhere Werte erwartet.

2.1.2.4 Betriebserfahrungen mit den einzelnen Komponenten

Langzeit-Wärmespeicher

Im Juni 1998 erfolgte ein Blitzeinschlag in die Heizzentrale der Anlage, der neben der Anlagenregelung auch die Messdatenerfassung schädigte. Die gemessenen Temperaturwerte der Fühler im Langzeit-Wärmespeicher und im Erdreich wurden „blitzartig“ erhöht. Dieser plötzliche „Temperaturanstieg“, der durch den Blitzeinschlag verursacht wurde, ist in Bild 2.16 gezeigt. An den Messdaten lässt sich erkennen, dass dieser Sprung von einem 10-Minuten-Mittelwert zum nächsten stattfindet. Die helleren Werte nach dem Sprung sind die korrigierten Werte, bei denen eine Differenz von 50 K bzw. 76 K abgezogen wurde. Bild 2.17 zeigt die Temperaturen neben dem Speicher.

¹ In den anderen Projekten wurden Edelstahlrohre eingesetzt.

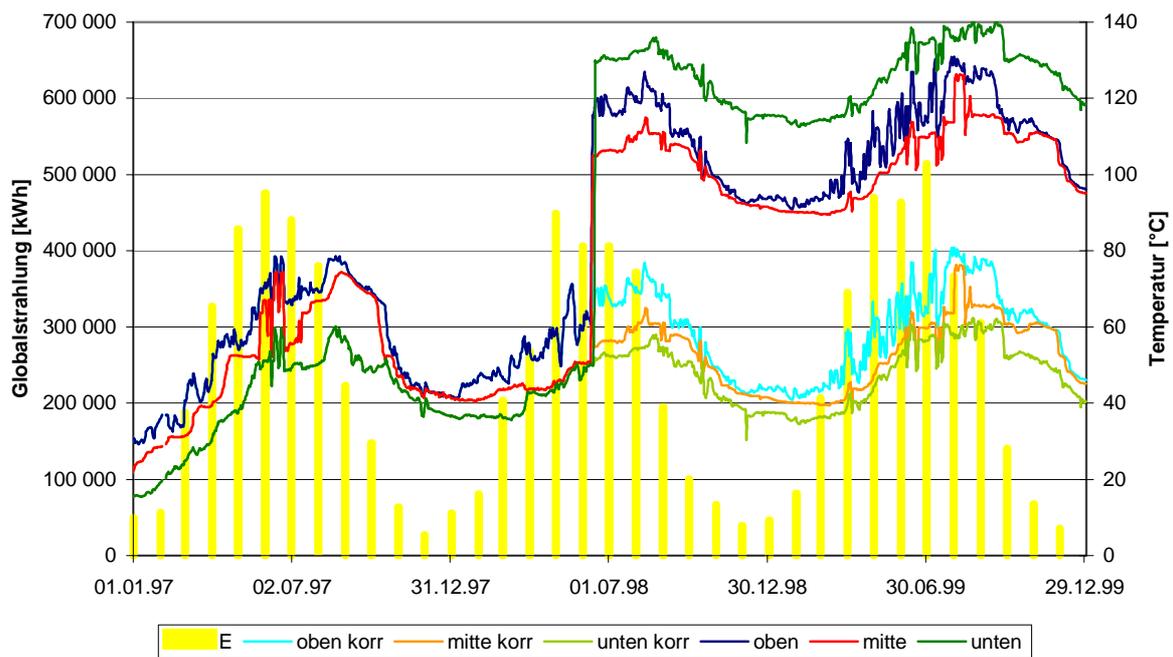


Bild 2.16: Temperaturen unten, in der Mitte und oben im Speicher von Ende 1996 bis Ende 1999

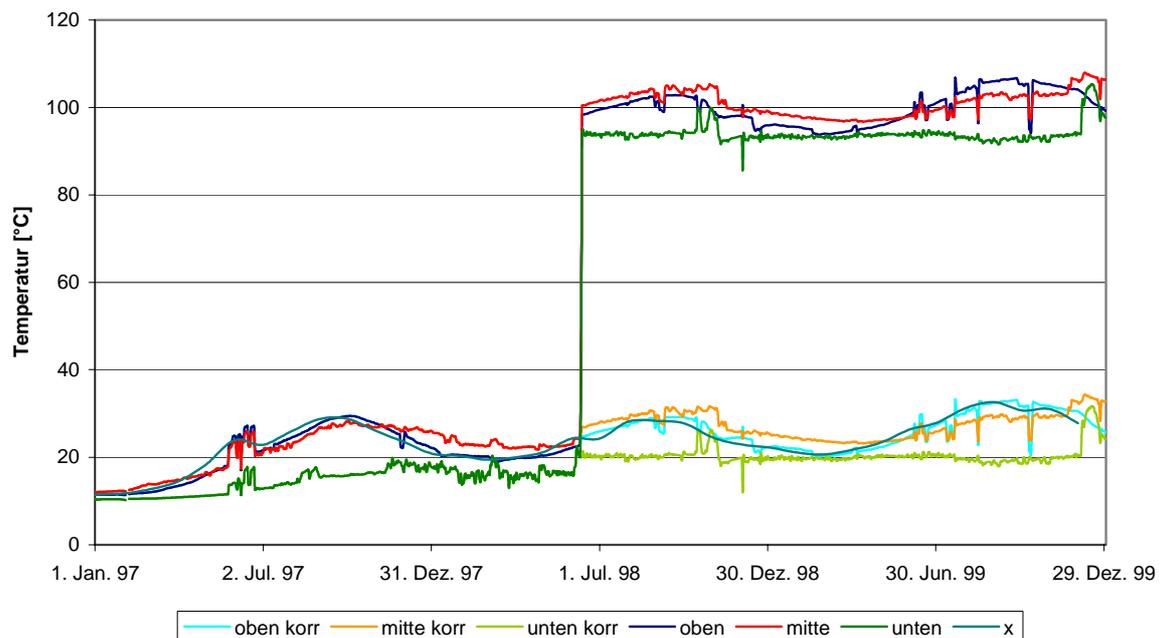


Bild 2.17: Temperaturen neben dem Speicher von Ende 1996 bis Ende 1999

Nach der erfolgten Optimierung der Anlagentechnik und der Wiederinbetriebnahme der Regelung musste festgestellt werden, dass durch die defekte Regelung der Langzeit-Wärmespeicher zu Beginn der wiederaufgenommenen Messdatenaufzeichnung im Februar 2002 fast vollständig durchmischt war (Bild 2.18). Im Laufe des Jahres 2002 konnte der Speicher wieder geschichtet beladen werden.

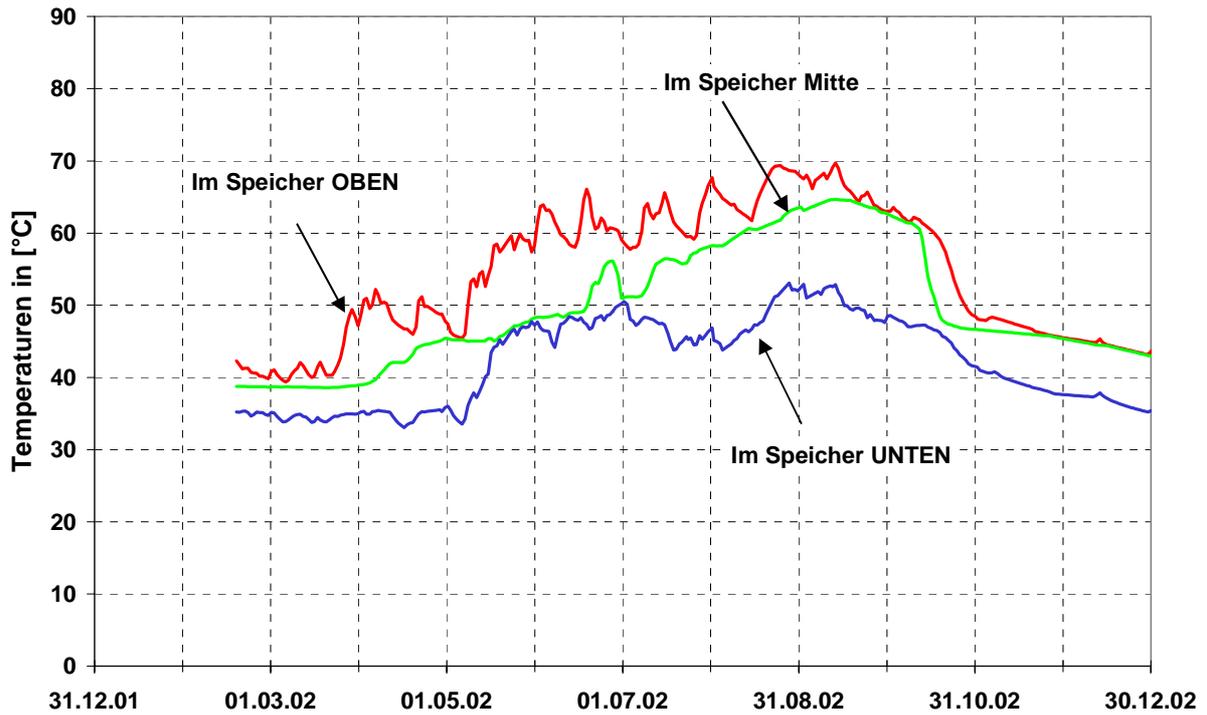


Bild 2.18: Temperaturen innerhalb des Speichers (IGS)

Wärmenetz

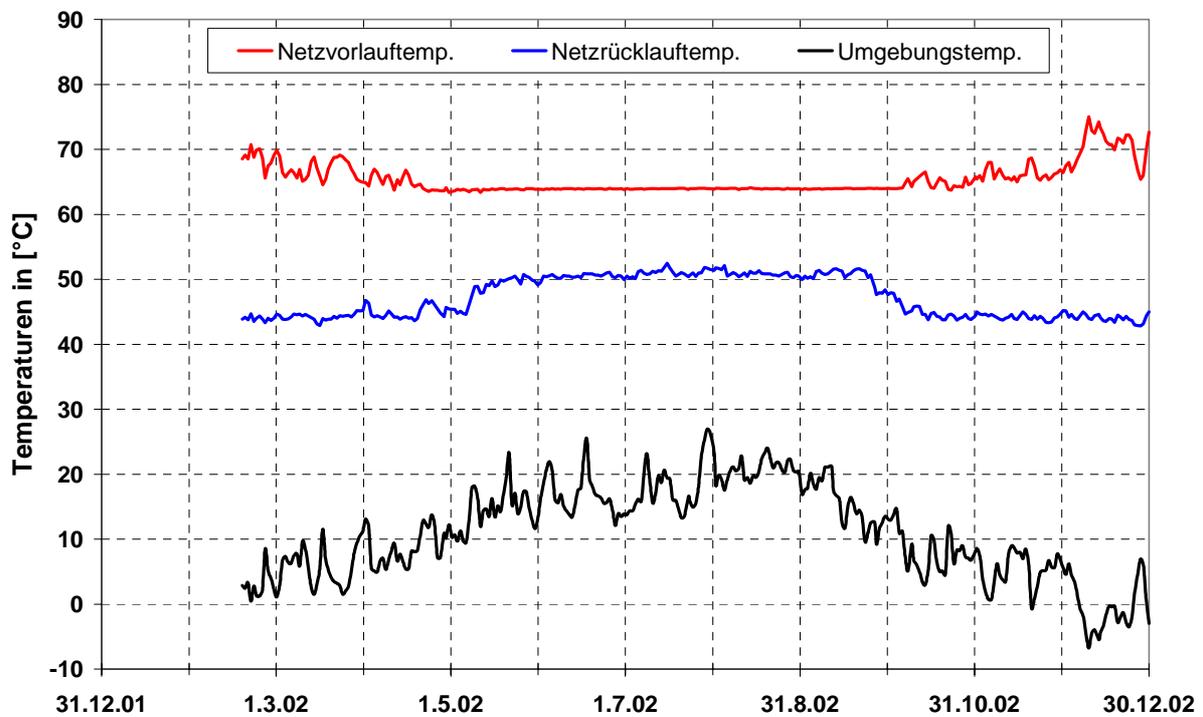


Bild 2.19: Netztemperaturen sowie Umgebungstemperatur (IGS)

Bild 2.19 zeigt die Außentemperatur und die Nahwärme-Netztemperaturen nach Ausführung der Optimierungsmaßnahmen. Durch die Rücklaufbeimischung in den Vorlauf des Nahwärmenetzes kann dessen Temperatur deutlich konstanter gehalten werden als es vorher der Fall war. Die Netzzücklaufemperatur ist insbesondere in den Sommermonaten sehr hoch: in Hamburg werden Wärmeübergabestationen mit einer Trinkwarmwasser-Erwärmung im Durchflussprinzip eingesetzt, die eigentlich zu einer niedrigeren Rücklaufemperatur führen müssten. Aus diesem Grund wurde durch das IGS eine Vermessung von Wärmeübergabestationen durchgeführt. Folgende Punkte wurden festgestellt:

- Die Bypassventile zur Temperaturhaltung der Station waren teilweise defekt (konstanter Leckvolumenstrom, betrifft Stationen des 1. Bauabschnitts)
- Die Rücklaufemperatur bei Trinkwarmwasser-Zapfung beträgt ungefähr 35 °C infolge knapper Auslegung der Wärmeübertrager (Zapfemperatur ca. 50 – 55 °C)
- Die Rücklaufemperatur aus den Heizkörper-Heizkreisen in den vermessenen Stationen ist zu hoch (Fußbodenheizungen durchweg im Bereich von 30 °C)

Optimierungen sollen im Zuge der Regelwartungen durchgeführt werden.

2.1.3 Neckarsulm-Amorbach

2.1.3.1 Gesamtsystem

In Neckarsulm-Amorbach entsteht seit Herbst 1996 das Nahwärmegebiet Grenchenstraße, dessen Gesamtwärmebedarf (Trinkwarmwasser und Raumheizung) zu 50 % durch Sonnenenergie gedeckt werden soll. Neben dem Nahwärmegebiet Grenchenstraße gibt es in Neckarsulm-Amorbach weitere Nahwärmegebiete, z. B. in der Eugen-Bolz-Straße und in der Bordighera Allee. Im Folgenden wird, soweit nicht anders erwähnt wird, das Nahwärmegebiet Grenchenstraße kurz Neckarsulm genannt.

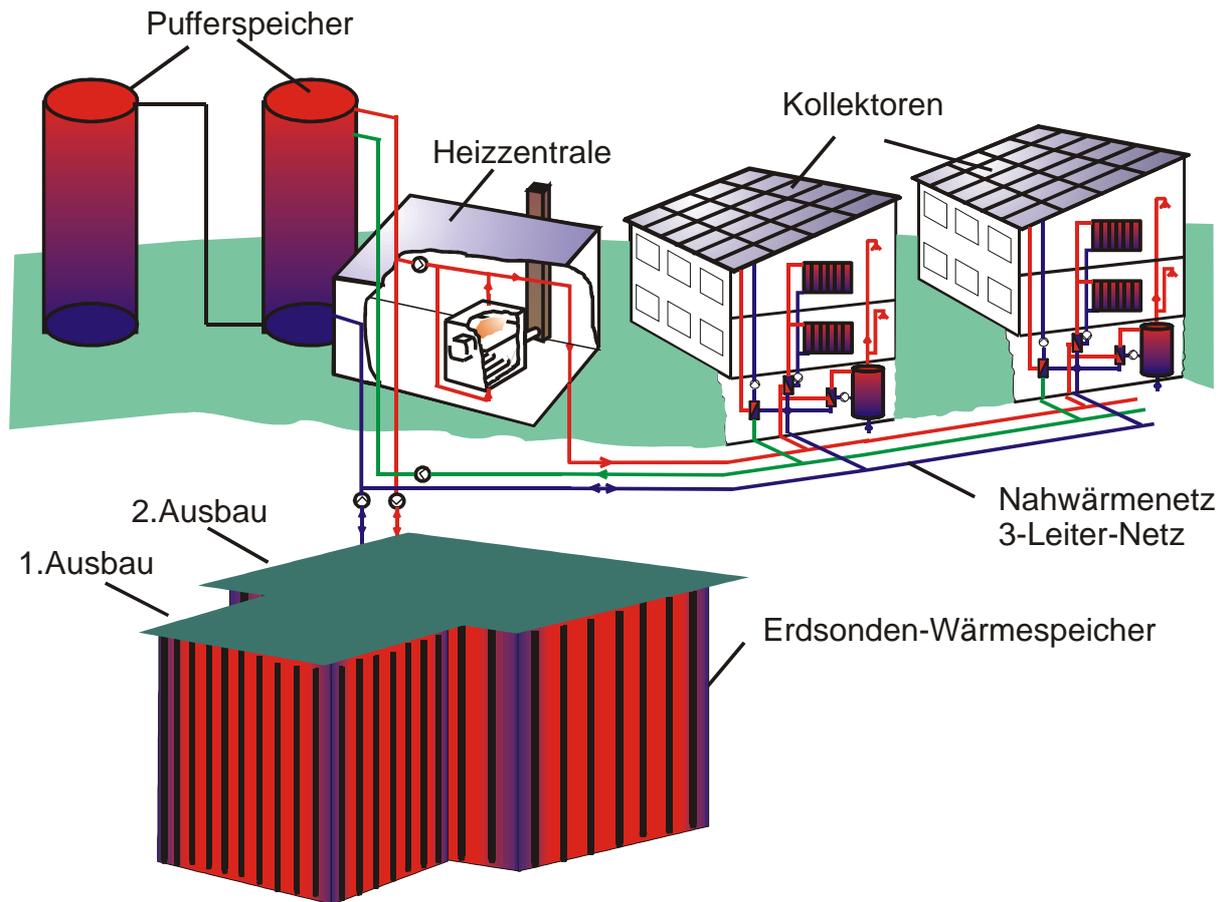


Bild 2.20: Schema der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Neckarsulm

Die Wärmeversorgung in Neckarsulm erfolgt über ein solar unterstütztes Nahwärmenetz mit einem Erdsonden-Wärmespeicher, siehe Bild 2.20. Außerdem kann das Nahwärmegebiet Grenchenstraße bei Versorgungsengpässen durch die umliegenden Nahwärmegebiete mit Wärme versorgt werden, z. B. durch ein Blockheizkraftwerk (BHKW) in der Bordighera Allee, bzw. Wärme an die anderen Nahwärmegebiete liefern.

Der Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm wurde entsprechend dem Baufortschritt der an das Nahwärmegebiet angeschlossenen Gebäude erweitert und hat derzeit ein Volumen von 63 360 m³. Neben einer Schule mit Turnhalle und einem Ladenzentrum waren bis Ende 2002 etwa 160 Wohneinheiten in Reihenhäusern, einem Mehrfamilienhaus und einem Seniorenwohnheim über ein 3-Leiter-Netz an das Nahwärmegebiet angeschlossen. Die thermischen Solarkollektoren (Flachkollektoren) mit einer Gesamtfläche (Apertur) von 5 007 m² sind auf verschiedenen Gebäuden sowie auf einem Carport und einem Lärmschutzwall installiert. Für die nächsten Jahre sind die Errichtung weiterer Gebäude und der Anschluss weiterer Kollektorfelder geplant. Aufgrund der aktuellen Situation auf dem Wohnungsmarkt werden derzeit allerdings nur wenige Gebäude gebaut, die Erweiterung des Nahwärmegebietes verläuft des-

halb langsamer als ursprünglich geplant. Einen Überblick über das Nahwärmegebiet gibt Bild 2.21 [Nußbicker 2002]. Es sei an dieser Stelle auf [Benner 1999a] verwiesen, ein vereinfachtes Hydraulikschema ist im Abschnitt 2.1.3.6 gegeben.

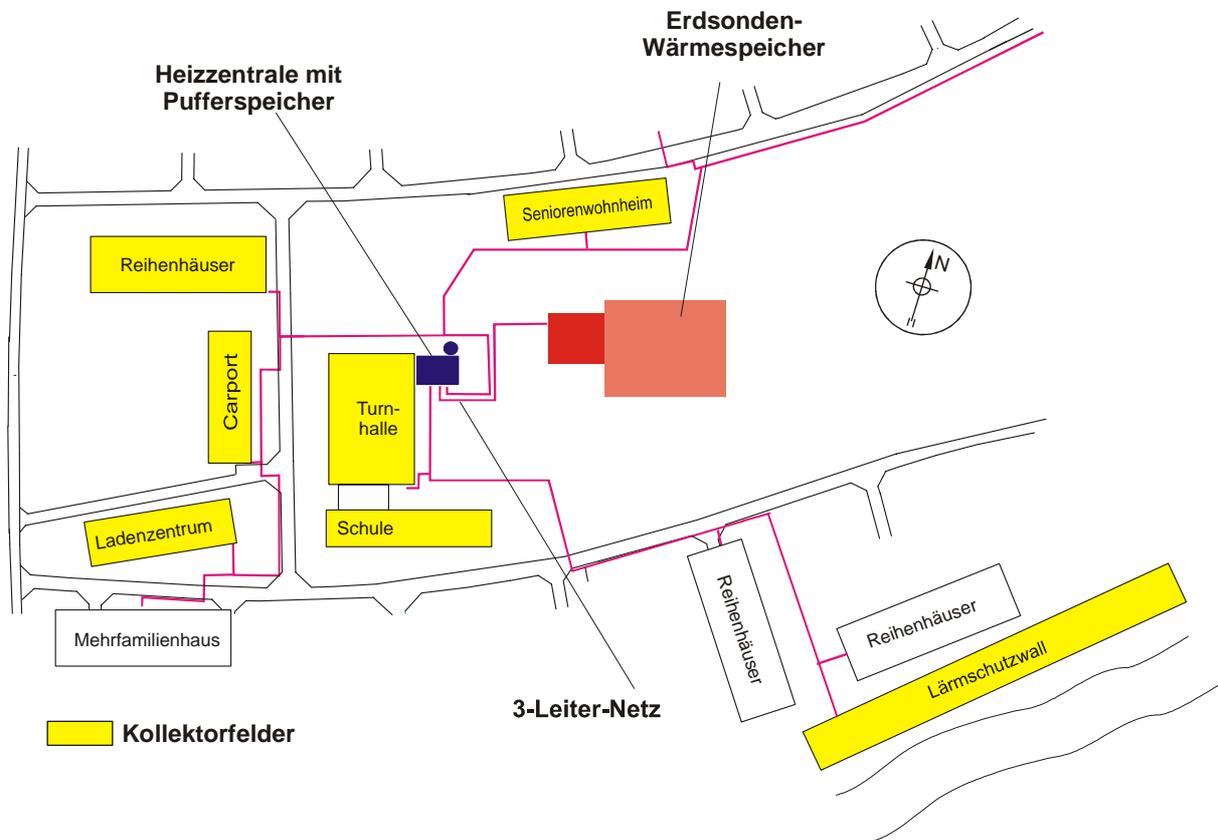


Bild 2.21: Lageplan der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Neckarsulm

In Tabelle 2.5 sind einige Kennwerte des Nahwärmesystems in Neckarsulm für die einzelnen Ausbaustufen aufgeführt. Nach den bisherigen Planungen wird der Erdsonden-Wärmespeicher im Endausbau ein Volumen von 115 200 m³ erreichen, die entsprechende Kollektorfläche beträgt dann 12 000 m² und der Wärmebedarf ab Heizzentrale 8 754 MWh/a.

Tabelle 2.5: Ausbaustufen des Nahwärmesystems in Neckarsulm

	Speicher- volumen [m ³]	Sondenanzahl (gesamt)	Kollektor- fläche installiert [m ²]	Kollektor- fläche geplant [m ²]	Wärmebedarf ab HZ geplant [MWh/a]
Pilotspeicher 1997	4 320	36	-	-	-
1. Ausbau 1998	20 160	168	2 640	2 700	977
2. Ausbau 2001	63 360	528	5 007	6 300	2 846
geplanter Endausbau	115 200	960	-	12 000	8 754

2.1.3.2 Die Kollektorfelder

Bisher wurden in Neckarsulm sieben Kollektorfelder errichtet, siehe Tabelle 2.6. Das Jahr der Inbetriebnahme ist in Klammern angegeben. Die Kollektorfelder auf der Schule und dem Seniorenwohnheim wurden auf einem Unterdach installiert. Dieses Unterdach übernimmt die dachdichtende Funktion, wenn das Kollektorfeld undicht werden sollte. Bei der Turnhalle wurde die normalerweise innen liegende Tragkonstruktion des Hallendachs auf die Außenseite verlegt und so gestaltet, dass die Tragkonstruktion zur Aufständigung der Kollektoren verwendet werden konnte. Auf dem Flachdach des Ladenzentrums war eine Stahlkonstruktion zur Aufständigung der Kollektoren notwendig.

Bei dem auf dem Carport installierten Kollektorfeld, siehe Bild 2.22, wurden die Kollektoren ebenfalls auf einem Stahlgerüst aufgeständert.



Bild 2.22: Kollektorfeld auf dem Carport



Das Kollektorfeld auf den Reihenhäusern der Baden-Württembergischen-Bank, im Folgenden Reihenhäuser BW, siehe Bild 2.23, wurde als Kollektordach ausgeführt. Bei einem Gebäude wurde das Kollektordach ohne Unterdach installiert, die Kollektoren bilden die einzige dachdichtende Ebene.

Bild 2.23: Kollektorfeld auf den Reihenhäusern BW



Bild 2.24: Kollektorfeld auf dem Lärmschutzwall

Das Kollektorfeld auf dem Lärmschutzwall wurde im Rahmen des EU-Projektes „Large Scale Solar Heating Systems For Housing Development“ errichtet. Die Kollektoren wurden auf einer Stahl-Unterkonstruktion mit Betonsockeln aufgeständert. Bereits kurze Zeit nach der Aufständerung der Kollektoren auf dem Lärmschutzwall wurden Setzungen des Bodens festgestellt, die zu einer Verwerfung der Kollektoren führten. Der Boden wurde an den betreffenden Stellen nachträglich verdichtet und die Kollektoren erneut ausgerichtet. Außerdem wurden unter den Kollektoren Abdeckbahnen verlegt, die Pflanzenwachstum zwischen den Kollektoren unterbinden sollen.

Anfängliche Befürchtungen, dass ein an einer Straße installiertes und damit leicht zugängliches Kollektorfeld durch Vandalismus beschädigt werden könnte, haben sich bisher nicht

bestätigt. Seit der Installation des Kollektorfeldes mussten lediglich zwei defekte Abdeckscheiben ausgetauscht werden. Auch die Befürchtung, dass Autofahrer durch die Kollektoren geblendet werden, wurde bisher nicht bestätigt.

Vergleichende Tests am Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik haben ergeben, dass Reflexionen durch Sonneneinstrahlung gemindert werden können, indem Antireflexglas benutzt und das Abdeckglas mit der prismierten Seite nach Außen auf den Kollektor gelegt wird. Durch ein Prisma kann das einfallende Licht gestreut werden. Allerdings hängt der Effekt von der Art des Prismas ab. Einige Gläser mit Prismen anderer Hersteller können den Blendeffekt auch verstärken. Eine allgemein gültige Aussage, welches Prisma zu bevorzugen ist, kann jedoch nicht gegeben werden.

Die Kollektorfelder in Neckarsulm wurden mit Neigungswinkeln zwischen 15 und 33 ° gegenüber der Horizontalen installiert, siehe Tabelle 2.6. Aus energetischer und wirtschaftlicher Sicht sind für große Kollektorfelder Neigungswinkel von mindestens 30 ° bis etwa 45 ° empfehlenswert. Aufgrund architektonischer und städteplanerischer Gründe konnten in Neckarsulm auf den Gebäuden jedoch nur Kollektorfelder mit geringeren Neigungswinkeln realisiert werden.

Tabelle 2.6: Daten zu den Kollektorfeldern in Neckarsulm (mit Jahr der Inbetriebnahme)

	Hersteller	Kollektor-Typ	Kollektorfläche [m²] (Apertur)	Neigungswinkel [°]	Ausrichtung [°] (0 ° = Süd)
Schule 1997	SET	Kollektordachelemente D1-D	605	15	20 (SO)
Turnhalle 1997	Sonnenkraft	GK10NS GK8NS	1 252	15	18 (SO)
Ladenzentrum 1997	ARCON	HTU 12.5 HTU 10	444	15	29 (SO)
Seniorenwohnheim 1997	Paradigma	Solar 500 Solar 600	335	15	24 (SO)
Carport 2000	ARCON	HT ohne Folie	454	15	19 (SO)
Reihenhäuser BW 2001	Wagner	Solar-Roof	808	20	19 (SO)
Lärmschutzwall 2002	ARCON	HT ohne Folie	1 109	33	8 - 24 (SW)

2.1.3.3 Der Langzeit-Wärmespeicher

Der Langzeit-Wärmespeicher in Neckarsulm ist als Erdsonden-Wärmespeicher ausgeführt. Die Be- und Entladung des Erdsonden-Wärmespeichers erfolgt über Erdwärmesonden in Form von Doppel-U-Rohren, die in senkrechte Bohrungen eingebracht sind. Die Erdwärmesonden haben eine Länge von 30 m, der Anschluss der Erdwärmesonden an die Be- und Entladeleitung erfolgt in Anschlusschächten, siehe Bild 2.25. Eine ausführliche Beschreibung des Pilotspeichers und des ersten Ausbaus des Erdsonden-Wärmespeichers ist in [Benner 1999a] bzw. [Seiwald 2000] gegeben. Bei der Planung und beim Bau eines Erdsonden-Wärmespeichers ist die VDI-Richtlinie VDI 4640 (12/2000) [VDI 2000a] zu beachten.

Bild 2.25 zeigt die Anordnung der einzelnen Ausbaustufen und die Lage sowie Tiefe der Temperatur-Messsonden aus dem wissenschaftlichen Begleitprogramm. Die Weiterentwicklungen des Erdsonden-Wärmespeichers werden im Kapitel 4 behandelt.

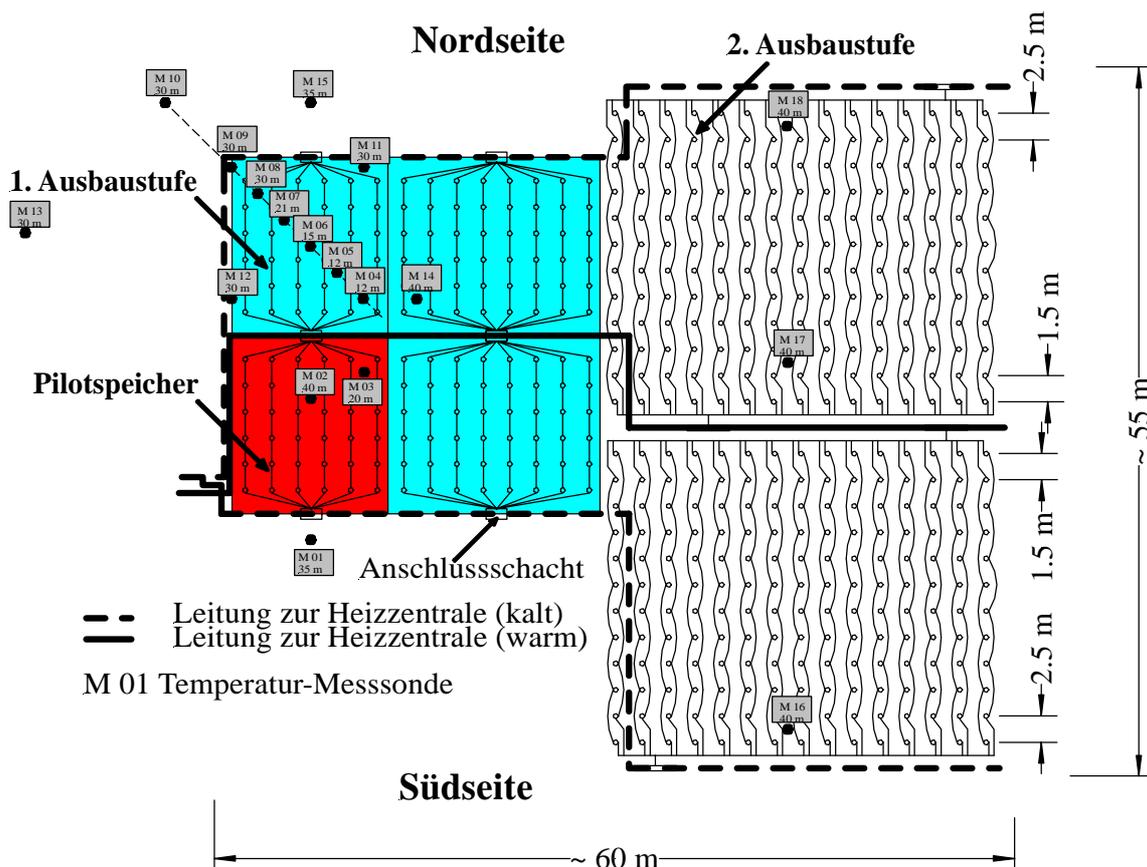


Bild 2.25: Schema des Erdsonden-Wärmespeichers in Neckarsulm

Bild 2.26 zeigt den Erdsonden-Wärmespeicher nach Abschluss der Bauarbeiten. Das Gelände wird nun als Freizeitanlage genutzt. Die einzigen sichtbaren, oberirdischen Teile des Speichers sind die Schachtdeckel der Anschlusschächte für die Erdwärmesonden.



Bild 2.26: Blick auf den Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm nach Abschluss der Bauarbeiten

2.1.3.4 Kosten

Die Investitions- und Planungskosten der Nahwärmeversorgung in Neckarsulm sind in Tabelle 2.7 aufgeführt. Neben den Investitionskosten der einzelnen Solaranlagen sind die Investitionskosten für den Langzeit-Wärmespeicher und den konventionellen Teil der Nahwärmeversorgung angegeben.

Tabelle 2.7: Zusammenstellung der abgerechneten Investitionskosten (in Tausend Euro, ohne MWSt. und Planung) und der Planungskosten (in Tausend Euro, ohne MWSt.) der Nahwärmeversorgung in Neckarsulm (Quelle: Steinbeis-Transfer-Zentrum Energie-, Gebäude- und Solartechnik)

Solaranlagen:	Kollektorfläche [m²]	Kollektorfeld inkl. feldinterner Ver- rohrung	Solarübergabe- station (SÜST), Anschlussleitungen
<i>Schule</i>	605	169.8	52.6
<i>Turnhalle</i>	1 252	195.5	
<i>Ladenzentrum</i>	444	74.4	23.5
<i>Seniorenwohnheim</i>	335	84.4	24.1
<i>Carport</i>	454	81.3*	23.9
<i>Reihenhäuser BW</i>	808	176.7*	39.8
<i>Lärmschutzwall</i>	1 109	198*	32.2
Langzeit-Wärmespeicher:			
	Pilotspeicher 4 320 m³	1. Ausbau 20 160 m³ (ges.)	2. Ausbau 63 360 m³(ges.)
<i>Bohrungen, Erdwärmesonden</i>	33.7	188.7	596.2
<i>Verrohrung</i>	3.5	9.3	72.5
<i>Wärmedämmung, Schächte</i>	21.0	47.7	264.5
<i>Tiefbau</i>	23.7	91.9	288.7
<i>Sonstiges</i>	7.4	10.5	55.1
Heizzentrale mit Kesselanlage (ohne Grundstück):	238.5		
Pufferspeicher:			
	1. Pufferspeicher 100 m³	2. Pufferspeicher 100 m³	
	59.1	58.9	
MSR-Technik:	111.7		
Nahwärmenetz mit Anbindung Erdsonden-Wärmespeicher und Kollektorfelder:	604.9		
Wärmeübergabestationen:**	55.8		
Planung 1. Ausbau***:			
<i>Solaranlagen</i>	76.3		
<i>Langzeit-Wärmespeicher</i>	62.5		
<i>Heizzentrale</i>	44.6		
<i>Nahwärmenetz</i>	33.3		
<i>Wärmeübergabestationen</i>	7.5		
Gesamtkosten:	4 243.6		

* mit Anschluss an Solarübergabestation, Stahlunterkonstruktion bzw. Dachaufbau bauseits

** Ladenzentrum, Seniorenwohnheim, Schule und Turnhalle, MFH Lautenbacher Str. 52

*** Ausbaustufe mit 20 160 m³ Erdsonden-Wärmespeicher, Kollektorfelder Schule / Turnhalle, Ladenzentrum, Seniorenwohnheim

2.1.3.5 Messtechnik

Die Leistungsfähigkeit und der korrekte Betrieb der Anlage werden durch ein umfangreiches Monitoringprogramm überwacht. Dazu werden die relevanten Temperaturen und Durchflüsse in der Heizzentrale und im Langzeit-Wärmespeicher in Abständen von etwa einer Minute erfasst. Außerdem erfasst eine Wetterstation die Wetterdaten am Standort. Die Daten werden wöchentlich per Modem abgerufen und ausgewertet. Die Wärmelieferung der einzelnen Kollektorfelder wird mit Wärmemengenzählern stündlich erfasst. Die Auswertung der Messdaten erfolgt gemäß den Angaben aus Kapitel 2.4.

Der Sauerstoffgehalt und die Härte des Wassers im Nahwärmenetz (inkl. Speicherkreis) werden wöchentlich durch den Betreiber gemessen. Die Analyse der chemischen Zusammensetzung des Wasser-Glykol-Gemisches der Solaranlagen wird bei Bedarf durch den Betreiber veranlasst. Dies kann zum Beispiel nach einer Nachspeisung mit Wasser-Glykol-Gemisches (Kontrolle der Frostschutzwirkung) oder längerer Stagnation (Alterung des Wasser-Glykol-Gemisches durch thermische Belastung) notwendig sein.

2.1.3.6 Betriebsergebnisse

Wärmebilanz

Die Wärmebilanzen der Jahre 1999, 2000 und 2002 sind in Tabelle 2.8 aufgeführt. Für das Jahr 2001 kann wegen des Speicherausbaus und der damit verbundenen Messdatenausfälle keine vollständige Wärmebilanz aufgestellt werden. Eine grafische Übersicht der Wärmebilanzen der Jahre 2000 und 2002 zeigt Bild 2.27.

Die Wetterdaten wurden angegeben, um den Einfluss des Wetters auf den solaren Wärmeertrag und den Wärmebedarf der einzelnen Jahre abschätzen zu können. Die Einstrahlung wurde in der Hauptkollektorebene, d. h. mit einer Neigung von 15 ° gegenüber der Horizontalen, gemessen. Die Einstrahlung schwankt in den einzelnen Jahren nur geringfügig. Die Gradtagzahlen wurden für die Heizperiode, eine Innentemperatur von 19 °C und eine Heizgrenztemperatur von 15 °C angegeben. Die Vergleichswerte wurden [DIN 2000] für den Standort Würzburg entnommen. Es ist zu erkennen, dass die Jahres-Mitteltemperaturen in den vergangenen drei Jahren etwas höher waren, als die langjährige Jahres-Mitteltemperatur am Referenzort Würzburg.

Die Kollektorfläche wurde in den vergangenen Jahren von 2 636 m² (1999) auf 5 007 m² (2002) ausgebaut. Die Wärmelieferung der Kollektoren, gemessen auf der Sekundärseite des Solarwärmeübertragers, ist im gleichen Zeitraum von 802 MWh (1999) auf 1 696 MWh (2002) gestiegen. Im Jahr 2000 betrug die Wärmelieferung der Kollektoren, aufgrund von Umbaumaßnahmen am Pufferspeicher und Erweiterungsarbeiten an der Solarleitung, bei denen die Solaranlagen zeitweise außer Betrieb genommen werden mussten, sowie aufgrund von Betriebs- und Regelungsproblemen nur 577 MWh. Bezogen auf die Aperturfläche ergibt sich mit 219 kWh/(m²·a) der niedrigste Wärmeertrag für 2000 und mit 331 kWh/(m²·a) der höchste Wärmeertrag für 2002.

Der solare Nutzwärmeertrag setzt sich aus der direkt genutzten Solarenergie und der zwischengespeicherten Solarenergie zusammen. Im Jahr 1999 betrug der solare Nutzwärmeertrag 224 MWh, dies entspricht 85 kWh/m². 2002 konnten 822 MWh bzw. 164 kWh/m² Solarwärme ins Netz geliefert werden. Allerdings konnte bisher kaum Wärme aus dem Langzeit-Wärmespeicher entladen werden.

Der Gesamt-Wärmebedarf des Netzes setzt sich aus dem Wärmebedarf der Gebäude und den Wärmeverlusten im Netz zusammen. Die im Netz benötigte Wärmemenge ist von ca. 1 250 MWh/a in den Jahren 1999 und 2000 auf 2 125 MWh/a im Jahr 2002 gestiegen. Neben einem Anstieg des Wärmebedarfs im Nahwärmegebiet Grenchenstraße resultiert der Anstieg des Wärmebedarfs im Jahr 2002 auch aus der kurzzeitigen Notversorgung des benachbarten Nahwärmenetzes Eugen-Bolz-Straße im November und Dezember 2002 mit 70 MWh. Die Netzverluste (Nahwärme- und Solarnetz) sind mit etwa 939 MWh im Jahr 2002 sehr hoch. Dies resultiert vor allem daraus, dass das Nahwärmenetz bereits für den Endausbau verlegt ist, aber bisher erst relativ wenige Gebäude angeschlossen sind. Die Wärmelieferung durch den Gaskessel ist auf 1 303 MWh im Jahr 2002 gestiegen. Das BHKW in der Bordighera Allee hat im Jahr 2002 keinen nennenswerten Anteil an der Wärmeversorgung geleistet, die konventionelle Wärmeversorgung erfolgte fast ausschließlich durch den Gaskessel.

Der solare Deckungsanteil (Gesamtwärmebedarf) ist von 18 % im Jahr 1999 auf 39 % im Jahr 2002 gestiegen, obwohl im Jahr 2002 der neu gebaute Teil des Erdsonden-Wärmespeichers erstmals beladen wurde und demzufolge nur eine sehr geringe Wärmemenge aus dem Speicher entladen werden konnte.

Der Vergleich mit den Planungswerten, die für einen eingeschwungenen Systemzustand gelten, zeigt, dass der Ausbau des Nahwärmenetzes noch nicht so weit fortgeschritten ist, wie ursprünglich geplant war. Der solare Deckungsanteil für das Jahr 2002 liegt im Bereich der Erwartungen.

Tabelle 2.8: Wärmebilanzen der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Neckarsulm

Jahr		1999	2000	2002	Planung*
Wetter					
Einstrahlung in Kollektorebene	[kWh/m ²]	1 138	1 174	1 136	1 145**
Gradtagzahl $G_{t_{15}}$ (01.09.-31.05.)	[Kd]	2 936	2 713	2 956	3 587**
Jahresmitteltemperatur	[°C]	10.7	11.1	10.8	9.1**
Wärmeerzeugung, -bereitstellung					
Kollektorfläche (am 31.12.)	[m ²]	2 636	3 090	5 007	6 300
Wärmelieferung der Kollektoren	[MWh]	802	577	1 696	1 953
je m ² Aperturfläche	[kWh/m ²]	304	219***	331	310
solarer Nutzwärmeertrag	[MWh]	224	213	822	1 410
je m ² Aperturfläche	[kWh/m ²]	85	81	164	224
Gesamt-Wärmemenge ins Netz	[MWh]	1 252	1 248	2 126	2 846
Netzverluste (Solar- u. Nahwärmenetz)	[MWh]	360	242	939	
Wärmelieferung durch Kessel + BHKW	[MWh]	1 028	1 034	1 303	1 436
solarer Deckungsanteil	[%]	18	17	39	50

* für 2. Ausbaustufe (63 360 m³ Langzeit-Wärmespeicher)

** Referenzort Würzburg (DIN V 4108-6:2000-11), Einstrahlung bei Neigung 30 °, Süd

*** Inbetriebnahme Carport September 2000, Kollektorfläche hier nicht berücksichtigt

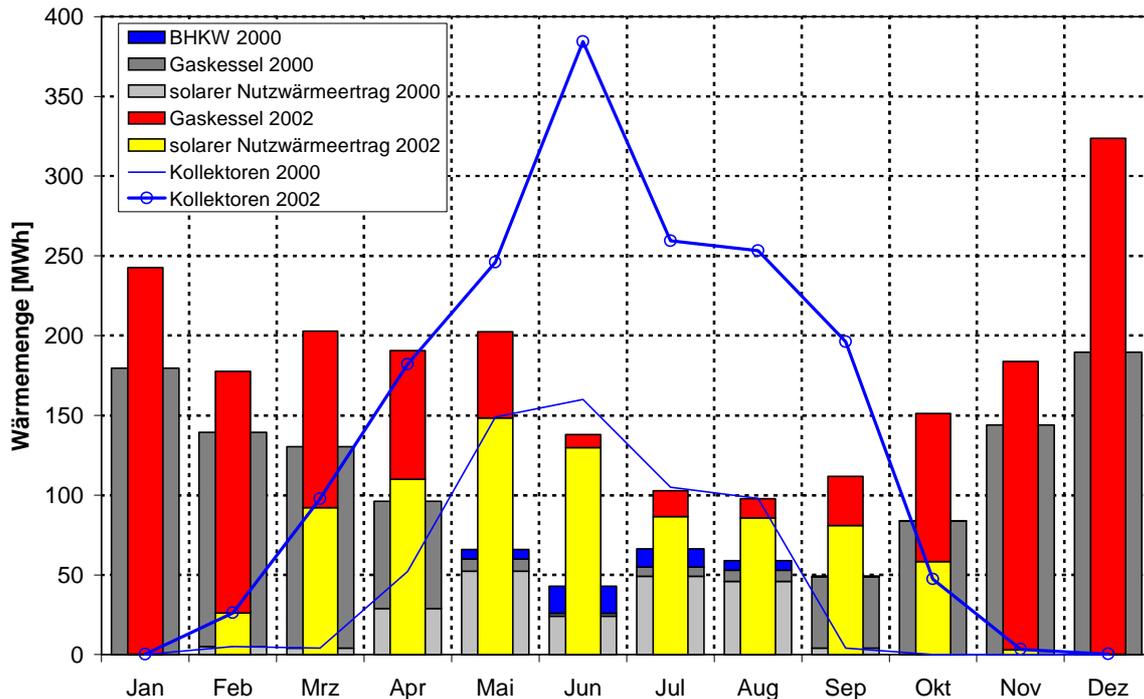


Bild 2.27: Wärmebilanzen für die Jahre 2000 und 2002

Kollektorfelder

In Bild 2.28 ist die Wärmelieferung der Kollektoren im Jahr 2002 in Abhängigkeit von der Globalstrahlung in der Kollektorebene (15° gegenüber der Horizontalen) für die einzelnen Kollektorfelder dargestellt. Es ist zu erkennen, dass bei gleicher Einstrahlung das Kollektorfeld Ladenzentrum die geringsten Erträge liefert. Dies resultiert hauptsächlich daraus, dass die Rücklauftemperaturen aus der Heizung und insbesondere aus der Trinkwarmwasser-Erwärmung des Ladenzentrums sehr hoch sind. Die Trinkwarmwasser-Erwärmung erfolgt derzeit durch ein Speicherladesystem mit Zirkulation. Da der Zirkulationsmassenstrom sehr hoch ist, wird der Trinkwarmwasser-Speicher (TWW-Speicher) innerhalb von ca. 30 Minuten vollständig durchmischt. Dies hat zur Folge, dass sich keine Temperaturschichtung im TWW-Speicher ausbilden kann. Die Speichertemperatur ist dann auch im unteren Bereich gleich der Temperatur des Zirkulationsrücklaufs ($\sim 55^\circ\text{C}$) und diese bestimmt bei der Speicherladung die Rücklauftemperatur.

In Bild 2.28 ist außerdem zu erkennen, dass die Solaranlagen im Jahr 2002 nur an wenigen Tagen in Stagnation gegangen sind bzw. wegen Wartungsarbeiten oder durch Störungen außer Betrieb waren. Einige der Stagnationsfälle sind mit Datum gekennzeichnet. Die Ursache für die Stagnation beim Kollektorfeld Lärmschutzwall im August lag in einem Parametrie-

rungsfehler in der Regelung. Dadurch wurde das Kollektorfeld abgeschaltet, wenn die Solar-Vorlauftemperatur höher als 85 °C war.

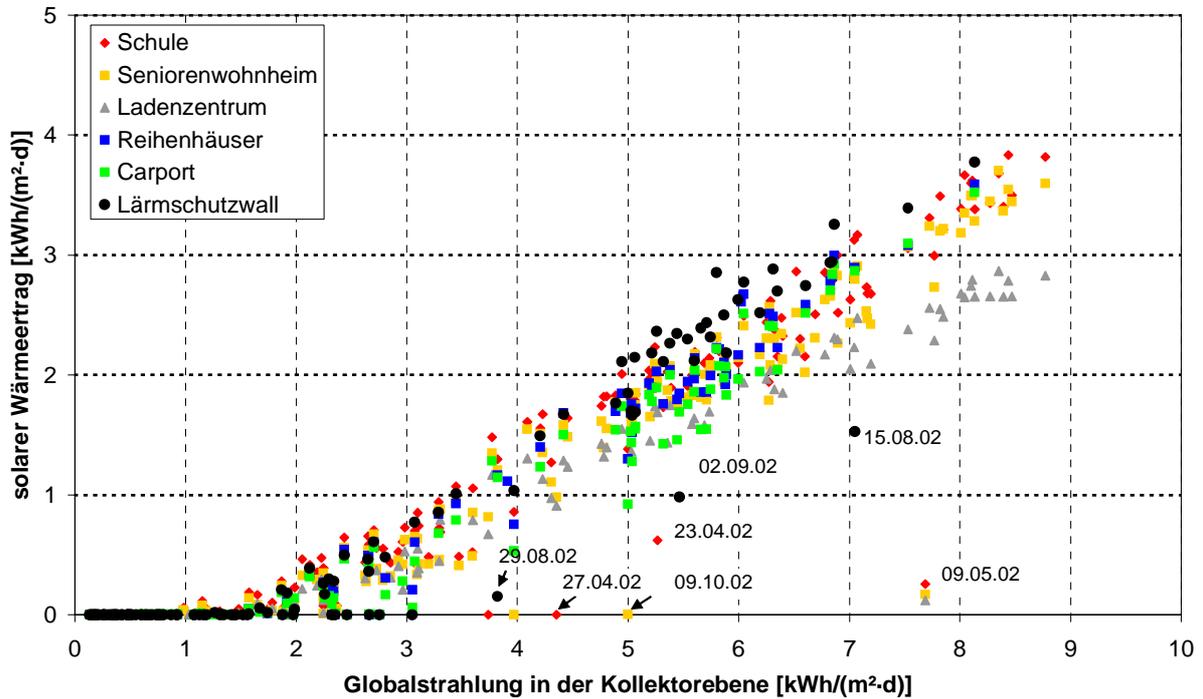


Bild 2.28: Solarer Wärmeertrag in Abhängigkeit von der Globalstrahlung in der Kollektorebene für 2002

Neben den hohen Rücklauftemperaturen aus der Heizung und der Trinkwarmwasser-Erwärmung ist der solare Ertrag des Kollektorfeldes Ladenzentrum auch deshalb geringer als bei den anderen Kollektorfeldern, da das Wärmeübertragungsvermögen des Solar-Wärmeübertragers geringer ist als laut Planung angegeben. Die Planungs- und Messwerte sind in Bild 2.29 dargestellt [Maier 2002]. Die Messungen wurden vom 28.09.02 bis 05.10.02 durchgeführt. Ursache für das geringe Wärmeübertragungsvermögen war unter anderem ein sekundärseitig verschmutzter (Kalk und Rost) Wärmeübertrager. Dieser wurde zwischenzeitlich ausgetauscht. Allerdings hat sich bei der Vermessung der anderen Solar-Wärmeübertrager gezeigt, dass systematisch eine zu geringe Wärmeübertragungsleistung bezogen auf die Planungsangaben erreicht wird.

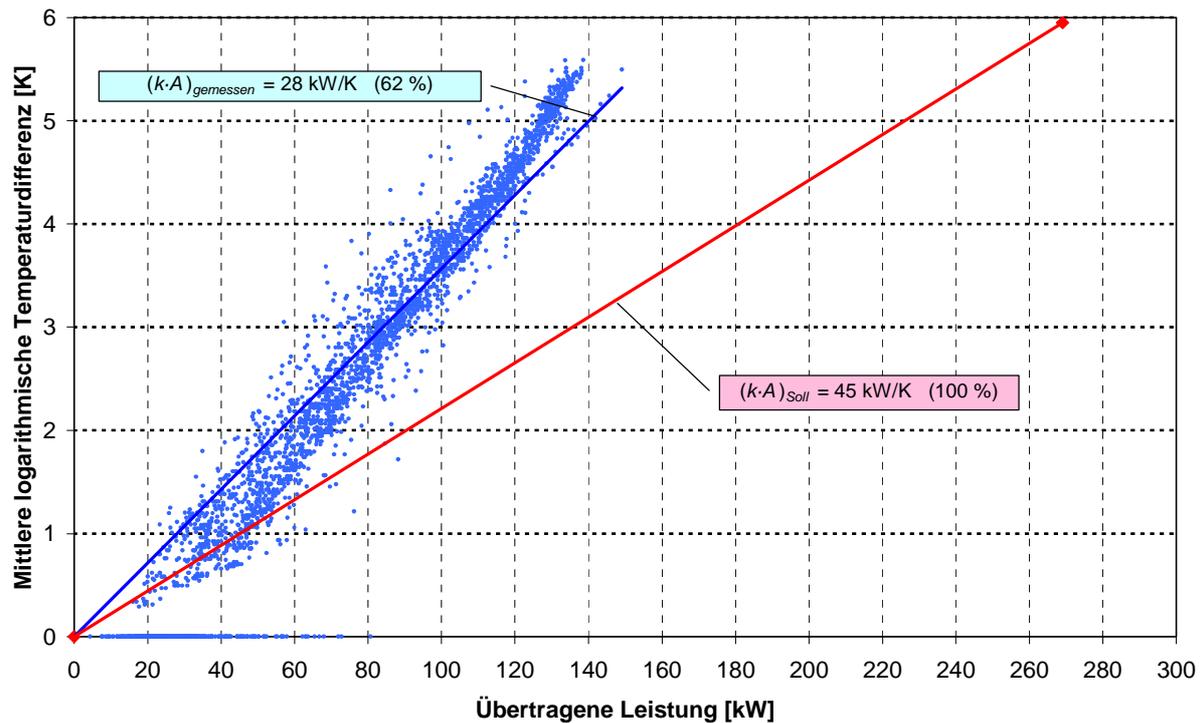


Bild 2.29: Wärmeübertragungsvermögen des Solar-Wärmeübertragers im Ladenzentrum [Maier 2002]

Die Regelung der Kollektorfelder Carport, Reihenhäuser BW und Lärmschutzwall erfolgt mit einem Temperaturfühler, der die Temperatur im Kollektor (auf dem Absorber) misst. Die Kollektorfelder Ladenzentrum, Seniorenwohnheim und Schule / Turnhalle werden, wie ursprünglich geplant, über die solare Einstrahlung geregelt. Bei der Regelung der Kollektorfelder mit einem Strahlungsfühler erfolgt die Ein-/Ausschaltung aller Kollektorfelder gemeinsam. Durch unterschiedliche Neigungen, Ausrichtungen, Rücklauftemperaturen und Verschattungssituationen der einzelnen Kollektorfelder erreichen die Kollektoren jedoch zu unterschiedlichen Zeitpunkten ein nutzbares Temperaturniveau. Es ist deshalb energetisch günstiger, die Kollektorfelder einzeln zu regeln. Die kostengünstigere Lösung gegenüber der Installation mehrerer Strahlungsfühler ist der Einbau eines Temperaturfühlers. Allerdings können die Kollektorfelder nur dann separat geregelt werden, wenn jedes Kollektorfeld eine eigene Solarübergabestation hat. Dies wurde aus Kostengründen bisher nur in einem 3-Leiter-Netz verwirklicht.

Es gab bisher beim Betrieb der Solaranlagen einige Probleme und Störungen, die vor allem auf den konventionellen Teil der Anlage zurückgehen. So war durch den Ausfall des FLN-BUS die automatische Regelung der Solaranlagen von September 2000 bis März 2001 nicht funktionsfähig. Nach Erkennen der Störung wurde eine Umstellung auf manuellen Betrieb

vorgenommen. Da die BUS-Technologie zum Teil noch sehr störanfällig ist, ist es wichtig, Ausfälle zuverlässig und schnell zu erkennen und zu beheben.

Eine weitere Erfahrung ist, dass Bau- und Umbaumaßnahmen von z. B. Pufferspeichern, Leitungen, Pumpen etc., die Betriebs- und Funktionsfähigkeit von Solaranlagen beeinträchtigen können und daher möglichst erst im Herbst oder Winter durchgeführt werden sollten. Damit soll auch bei einer unvorhersehbaren Verzögerung der Baumaßnahme sichergestellt werden, dass die Arbeiten vor Beginn der Solarsaison abgeschlossen sind. Nach dem Abschluss von Arbeiten am System muss unbedingt eine Funktionskontrolle durchgeführt werden. Insbesondere ist zu prüfen, ob alle Absperrventile, Klappen, Kugelhähne etc. in der für den Betrieb richtigen Position sind und die elektrischen Anschlüsse von z. B. Pumpen, der Regelung bzw. Störmeldungen richtig durchgeführt wurden.

Langzeit-Wärmespeicher

In Bild 2.30 sind die Be- und Entladewärmemengen des Erdsonden-Wärmespeichers seit Betriebsbeginn dargestellt. Im Jahr 2001 wurde die Beladung des Speichers ab Mai unterbrochen, da durch die Ausbauarbeiten am Speicher eine Beladung nicht möglich war. Im Jahr 2002 wurde lediglich der neue Speicherteil beladen, um eine zügige Angleichung der Temperaturenniveaus der Speicherteile zu erreichen. Im September 2002 war die Temperatur im Speicherbereich der zweiten Ausbaustufe bereits so hoch, dass eine Entladung des Speichers erfolgen konnte.

Ein quasistationärer Betriebszustand mit einem konstanten Speichernutzungsgrad wird bei einem Erdsonden-Wärmespeicher nach etwa drei bis fünf Jahren erreicht. Die sogenannte Einschwingzeit ist notwendig, da ein Erdsonden-Wärmespeicher erst ein nutzbares Temperaturenniveau (Temperatur oberhalb der Netz-Rücklaufemperatur) erreichen muss, und in der Anfangsphase erhöhte Wärmeverluste an das umgebende Erdreich hat. Aus diesem Grund konnte in den vergangenen Jahren keine nennenswerte Entladung aus dem Erdsonden-Wärmespeicher erfolgen.

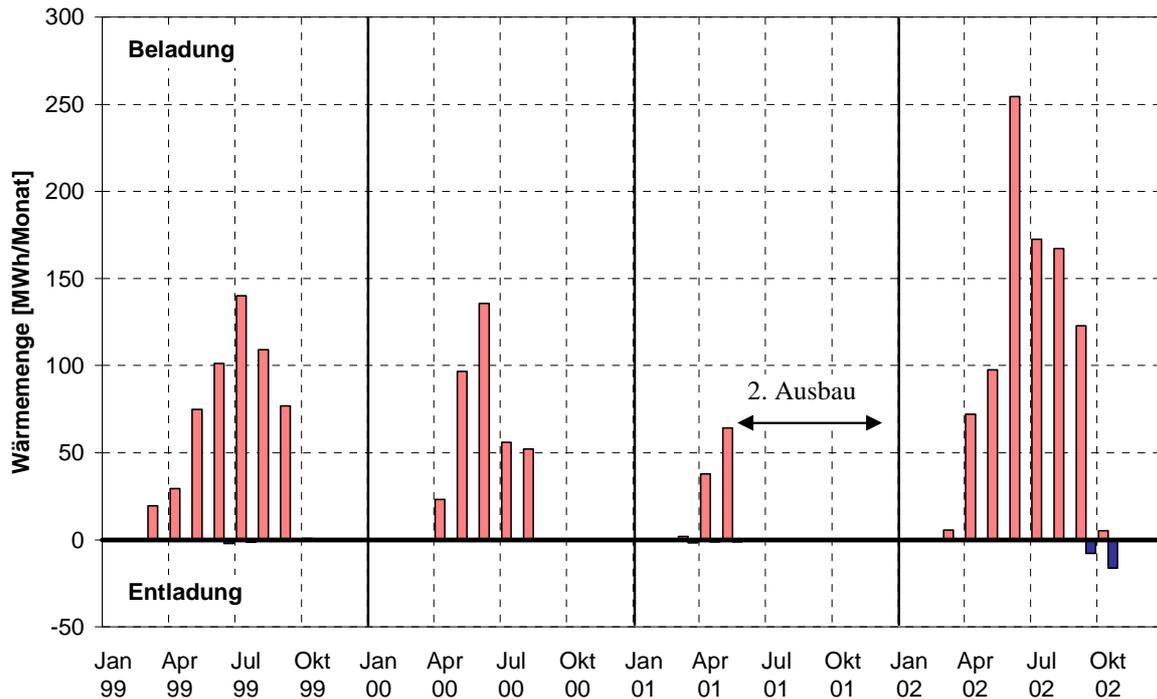


Bild 2.30: Be- und Entladewärmemengen des Erdsonden-Wärmespeichers

In Bild 2.31 sind die Temperaturen in der Mitte der zweiten Ausbaustufe des Erdsonden-Wärmespeichers in verschiedenen Tiefen für das Jahr 2002 dargestellt. Die höchste Temperatur (54 °C) wurde unmittelbar an der Speicheroberkante (0 m), direkt unterhalb der Wärmedämmung gemessen. Die Temperatur oberhalb der Wärmedämmung (-0.2 m) wird sowohl von der Temperatur im Speicher als auch durch die Außentemperatur beeinflusst. Der hohe Temperaturgradient von etwa 25 – 30 K zeigt an, dass die Wärmedämmung gut funktioniert. Der Erdsonden-Wärmespeicher ist nur zur Erdoberfläche hin gedämmt, es treten also an den Seiten und an der Speicherunterseite erhöhte Wärmeverluste auf. An der Speicherunterseite sind die Wärmeverluste durch ein Ansteigen der Temperatur in einer Tiefe unterhalb 30 m erkennbar. Die Beladung erfolgt bis in eine Tiefe von 30 m, bereits 2 m darunter, in einer Tiefe von 32 m, ist die Temperatur deutlich geringer. In einer Tiefe von 40 m (10 m unterhalb des Speichers) ist nur noch ein sehr geringer Temperaturanstieg um weniger als 5 K bemerkbar.

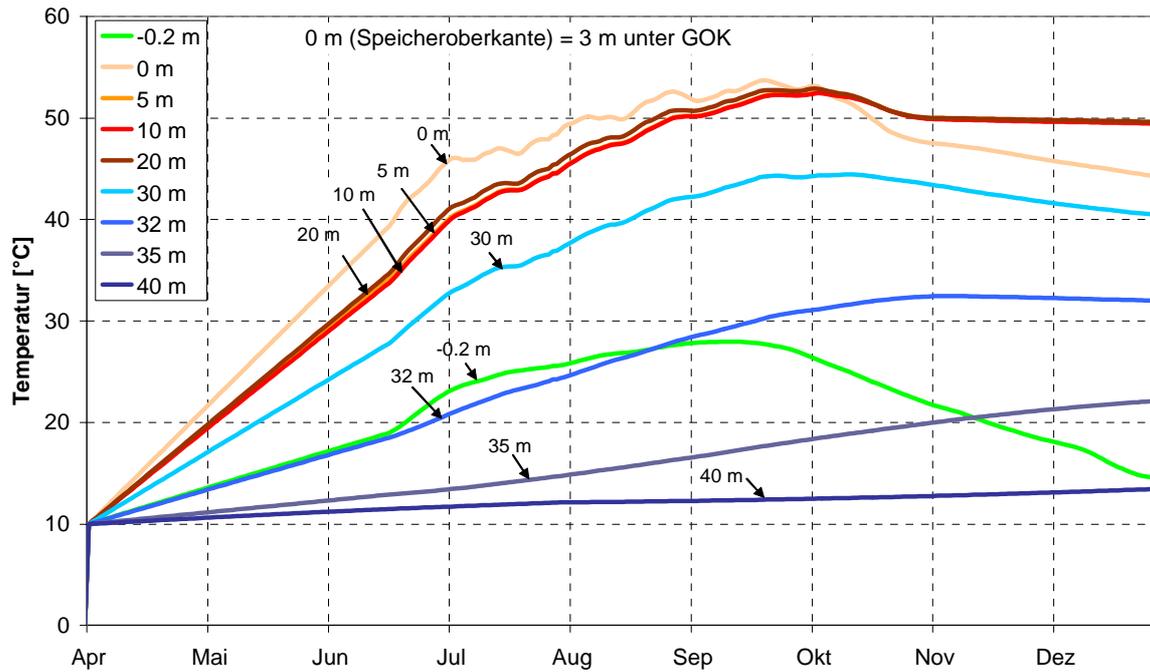


Bild 2.31: Temperaturen in der Mitte des 2. Ausbaus des Erdsonden-Wärmespeichers im Jahr 2002

In Bild 2.32 sind die Temperaturen in drei verschiedenen Tiefen des Nord- und Südbereiches (Positionen der Messsonden siehe Bild 2.25) des zweiten Ausbaus des Erdsonden-Wärmespeichers aufgetragen. Es ist zu erkennen, dass die Temperaturen im Südbereich des Speichers in allen Tiefen höher sind, als in den entsprechenden Tiefen im Nordbereich des Speichers. Wegen der Temperaturunterschiede in den Speicherbereichen wurde die hydraulische Einregulierung im Jahr 2002 erneut geprüft. Da die eingebauten Taccosetter jedoch zu ungenaue Werte liefern, kann eine exakte hydraulische Einregulierung nicht garantiert werden. Die gemessenen Durchflüsse der einzelnen Erdwärmesonden lassen auf einen gleich großen Durchfluss auf der Nord- bzw. Südseite des Erdsonden-Wärmespeichers schließen. Die Beladung hat demzufolge gleichmäßig stattgefunden. Neben einer nicht gleichmäßigen Beladung kann eine nicht einheitliche Geologie eine weitere mögliche Erklärung für die unterschiedlichen Temperaturen auf der Nord- bzw. Südseite des Speichers sein. Erste Indizien für eine uneinheitliche Geologie im Speichergebiet wurden bereits während der Bauphase des Speichers gefunden. Zum Beispiel waren die Bohrkern an verschiedenen Stellen im Speicher in jeweils gleicher Tiefe von unterschiedlicher Konsistenz und Feuchtegehalt.

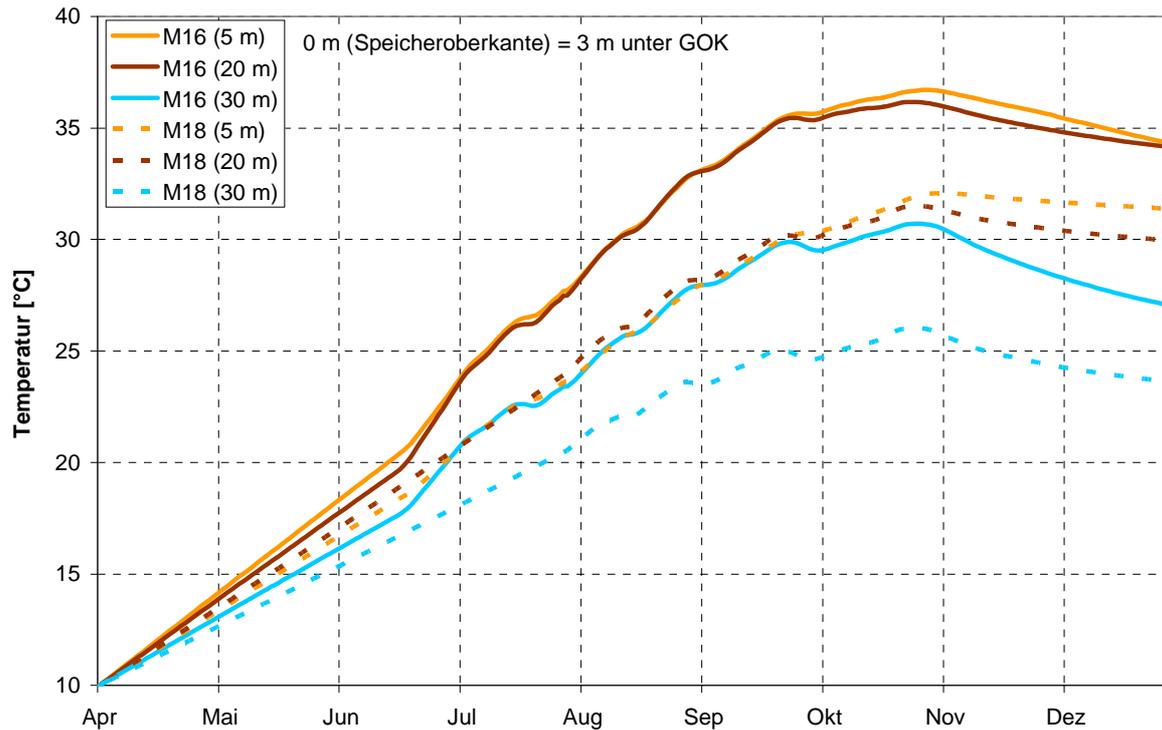


Bild 2.32: Temperaturen im Nord- und Südbereich des 2. Ausbaus des Erdsonden-Wärmespeichers im Jahr 2002

In Bild 2.33 sind die Temperaturen in der Mitte der ersten Ausbaustufe des Erdsonden-Wärmespeichers in verschiedenen Tiefen aufgetragen. Die höchste Temperatur (57 °C) wurde im Juli 2000 in einer Tiefe von 20 m erreicht. Da im Jahr 2001 nur eine geringe Beladung und im Jahr 2002 gar keine Beladung dieses Speicherteils erfolgt ist, nehmen die Speichertemperaturen in der Speichermitte durch Ausgleichsvorgänge kontinuierlich ab. Da die Speicherbeladung von der Speichermitte aus erfolgt, sind die Speichertemperaturen dort am höchsten.

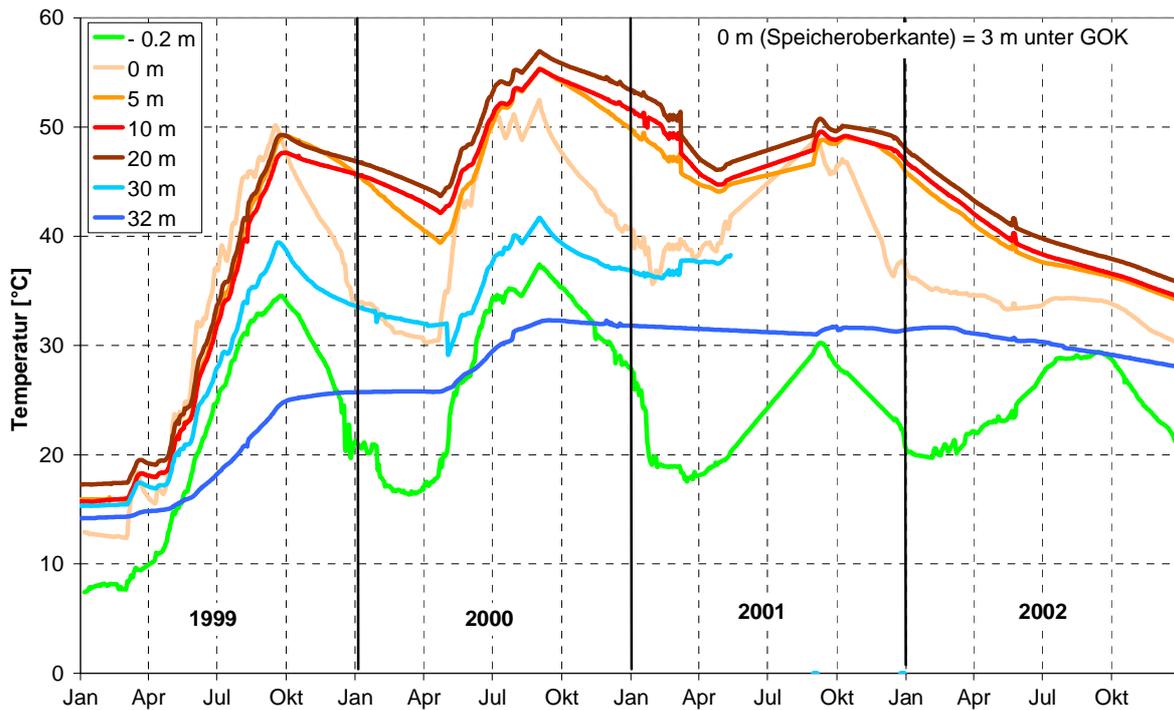


Bild 2.33: Temperaturen in der Mitte des 1. Ausbaus des Erdsonden-Wärmespeichers von 1999 – 2002

Der Langzeit-Wärmespeicher in Neckarsulm ist direkt, d. h. ohne Wärmeübertrager, an das Nahwärmenetz angeschlossen. Mit dieser Anordnung ist die Effizienz des Systems höher als bei einem System mit Wärmeübertrager, da das Temperaturniveau an einem Wärmeübertrager um einige Kelvin abgesenkt wird. Es ist jedoch eine Sauerstoffinhibierung im Nahwärmenetz notwendig, da durch die Erdwärmesonden geringe Mengen von Sauerstoff in das System diffundieren können. Dieser Sauerstoffzutritt kann zur Bildung von Rost bzw. Rostschlamm (Fe_3O_4 bzw. FeOOH) führen. Da die Sauerstoffinhibierung in Neckarsulm nicht über die gesamte Betriebsdauer kontinuierlich betrieben wurde, kann eine zeitweilige Anreicherung von Sauerstoff im Nahwärmenetz nicht sicher ausgeschlossen werden. Eine Ansammlung von Schmutzstoffen im Nahwärmenetz muss jedoch ausgeschlossen werden, da diese in die Erdwärmesonden gelangen und diese verstopfen können. Eine Spülung der Erdwärmesonden ist schwierig und eine Reparatur aufgrund der Einbausituation nicht möglich. Es wurde nachträglich ein Schlammfang installiert, da bei Wartungsarbeiten größere Mengen Schlamm im Pufferspeicher gefunden wurden. Die genaue Zusammensetzung und Herkunft des Schlammes konnte jedoch nicht geklärt werden.

Das ursprüngliche Regelungskonzept hat die Beladung des Langzeit-Wärmespeichers nur für die Zeiträume vorgesehen, in denen die Solaranlagen in Betrieb sind. Mit diesem Konzept sollte eine Beladung des Langzeit-Wärmespeichers mit konventioneller Energie (Gas) verhindert werden. Um die Pufferspeicher auf eine für den Betrieb der Solaranlagen optimale Tem-

peratur zu entladen, sollte jedoch die in den Pufferspeichern zwischengespeicherte solare Wärme auch nach dem Ausschalten der Solaranlagen in den Langzeit-Wärmespeicher abgegeben werden können. Als Regelungskriterium werden deshalb für die Be- und Entladung die Temperaturen in den Pufferspeichern bzw. im Langzeit-Wärmespeicher genutzt. Die Beladung des Langzeit-Wärmespeichers mit konventioneller Energie muss durch eine geeignete Regelungsstrategie jedoch unbedingt ausgeschlossen werden. Zum in Neckarsulm verwirklichten Regelungskonzept siehe 5.1.

Nahwärmenetz

Bild 2.34 zeigt ein vereinfachtes Hydraulikschema der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Neckarsulm. Die Kollektoren liefern die solare Wärme über ein 3-Leiter-Netz in den Pufferspeicher. Von dort gelangt die solare Wärme bei Bedarf zu den Gebäuden. Überschüssige Wärme wird im Erdsonden-Wärmespeicher eingespeichert. Kann die Soll-Netzvorlauftemperatur weder vom Erdsonden-Wärmespeicher noch vom Pufferspeicher bereitgestellt werden, wird über einen Gaskessel nachgeheizt.

In Bild 2.35 ist das 3-Leiter-Netz schematisch dargestellt. Die Rücklaufleitungen Solarrücklauf und Netzzücklauf sind zu einer Rücklaufleitung zusammengefasst. Mit dieser Anordnung wird eine Leitung eingespart. Die erwartete Kostenreduzierung konnte jedoch in Neckarsulm nicht erreicht werden, da die speziell gebauten Wärmeübergabestationen teurer waren als geplant. Vorteil des 3-Leiter-Netzes ist, dass keine Leitungen mit Wasser-Glykol-Mischung im Untergrund verlegt sind. Außerdem ergeben sich bei Vorhandensein mehrerer Kollektorfelder beim 3-Leiter-Netz Vorteile, da die Kollektorfelder einzeln geregelt werden können. Dies ist besonders günstig, wenn die Kollektorfelder unterschiedliche Ausrichtungen und Neigungen haben. Allerdings sind Systeme mit 3-Leiter-Netz schwierig zu überwachen und zu regeln. Betriebsausfälle und Fehlfunktionen sind aufgrund der je nach Betriebszustand unterschiedlichen Strömungsrichtung in der Netz-Rücklaufleitung schwieriger zu erkennen, als bei einem 2+2-Leiter-Netz.

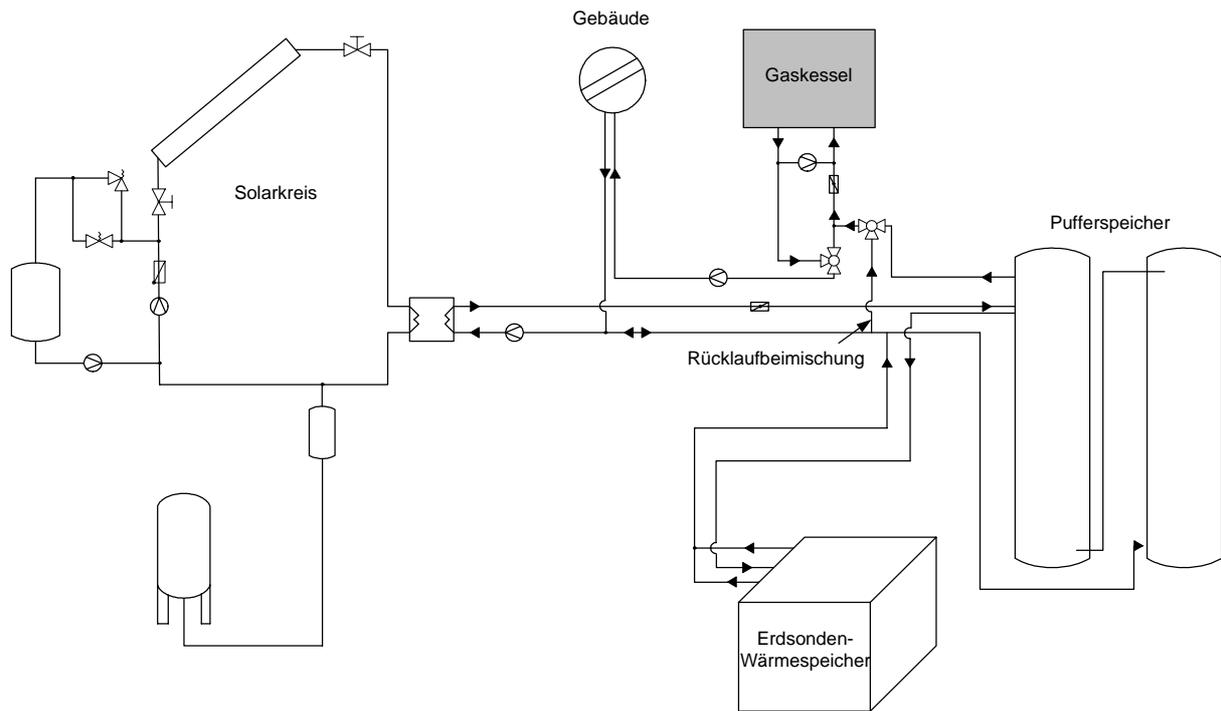


Bild 2.34: Vereinfachtes Hydraulikschema der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Neckarsulm

zur Heizzentrale

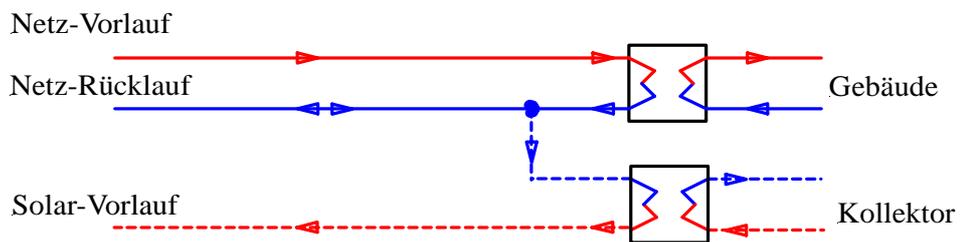


Bild 2.35: Schema des 3-Leiter-Netzes

Die Vorlauftemperatur des Nahwärmenetzes konnte von 71 °C (1999) auf 66.3 °C (2002) gesenkt werden. Entsprechend wurde auch die Netz-Rücklauftemperatur von 47.6 °C (1999) auf 43.3 °C (2002) gesenkt. Für das Jahr 2002 sind die Temperaturen und der Durchfluss im Nahwärmenetz in Bild 2.36 dargestellt.

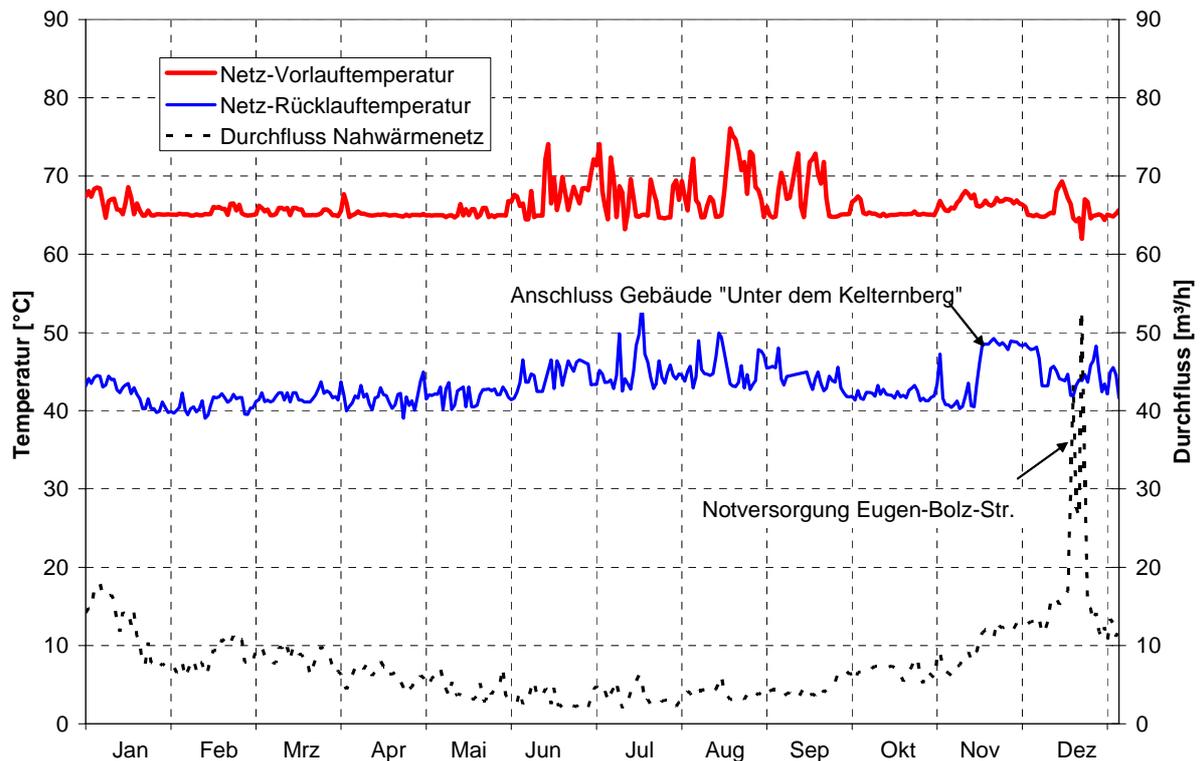


Bild 2.36: Temperaturen (volumenstromgewichtete Tagesmittelwerte) und Durchfluss im Nahwärmenetz (2002)

Die Netz-Rücklauftemperatur ist in den Sommermonaten geringfügig höher als in den Winter- und Übergangsmonaten. Dies resultiert daraus, dass die Trinkwarmwasser-Erwärmung bei einigen Gebäuden, wie dem Ladenzentrum und dem Seniorenwohnheim, im Speicherladesystem mit Zirkulation erfolgt. Bei diesem System wird die Temperatur an der Zapfstelle auf einer gleich bleibend hohen Temperatur (60 °C) gehalten, vgl. 2.1.3.6 (Kollektorfelder). Außerdem ist die Netz-Vorlauftemperatur im Sommer zum Teil sehr hoch. Auch daraus resultieren hohe Netz-Rücklauftemperaturen.

Im November 2002 stieg die Netz-Rücklauftemperatur innerhalb sehr kurzer Zeit um ca. 8 K an. Ursache hierfür war der Anschluss von Gebäuden in der Straße „Unter dem Kelternberg“. Diese Gebäude wurden mit einer ca. 1 000 m langen Stichleitung an das Nahwärmenetz angeschlossen. Um die Wärmeversorgung der Gebäude sicherzustellen, war eine Erhöhung des Netz-Volumenstroms notwendig. Die Wärmeabnahme der Gebäude war jedoch relativ gering, so dass die Netz-Rücklauftemperatur anstieg. Im Dezember stiegen der Wärmebedarf und damit der Durchfluss durch die Notversorgung des Nahwärmegebietes Eugen-Bolz-Straße an. Durch die Wärmeabnahme der Eugen-Bolz-Straße ist die Netz-Rücklauftemperatur wieder gesunken, da der prozentuale Anteil des Rücklaufvolumenstroms aus der Straße „Unter dem Kelternberg“ gesunken ist.

In den Sommermonaten, bei hoher solarer Wärmelieferung, übersteigt die Netzvorlauftemperatur den Sollwert (63 °C) häufig um mehrere Kelvin. Teilweise werden Netzvorlauftemperaturen von 75 – 80 °C erreicht, da die Soll-Netzvorlauftemperatur mit der derzeit realisierten Netzurücklaufbeimischung bei bestimmten Betriebsbedingungen nicht eingehalten werden kann. Die Rücklaufbeimischung entnimmt dem Netz-Rücklauf Wasser und mischt dieses dem Netzvorlauf bei. Bei dem installierten 3-Leiter-Netz ist die Strömungsrichtung bei Betrieb der Solaranlagen jedoch umgekehrt, d. h. der kalte Rücklauf aus den Gebäuden fließt nicht zur Heizzentrale sondern zu den Kollektoren. Das Wasser für die Rücklaufbeimischung wird aus dem Rücklauf des Erdsonden-Wärmespeichers gespeist, der bei Vorlauftemperaturen von 85 °C etwa 60 – 70 °C betragen kann. Wenn der Volumenstrom im Speicherladekreis größer ist, als im Solarkreis, siehe Bild 2.37, fließt das Wasser aus dem Rücklauf des Erdsonden-Wärmespeichers zu den Kollektoren. Kaltes Wasser im unteren Teil des Pufferspeichers wird dann nicht mehr genutzt, weil der Pufferspeicher nicht durchströmt wird, bzw. sogar relativ warmes Wasser aus dem Rücklauf des Erdsonden-Wärmespeichers in den Pufferspeicher gelangt. In Bild 2.37 sind typische Temperaturen für einen vormittäglichen Sommertag mit hoher solarer Einstrahlung angegeben. Der Pufferspeicher wird im Laufe des Tages auch bis in den unteren Bereich auf Temperaturen von etwa 80 °C beladen.

Ein weiterer Grund für die hohe Netz-Vorlauftemperatur ergibt sich daraus, dass das Motorventil, mit dem die Netz-Rücklaufbeimischung geregelt wird, einen K_{VS} -Wert von 400 m³/h hat. Der Leckvolumenstrom liegt bei diesem Motorventil in derselben Größenordnung wie in den Sommermonaten der Durchfluss im Nahwärmenetz. Eine Regelung der Netz-Rücklaufbeimischung ist damit praktisch nicht möglich. Die Auslegung des Nahwärmenetzes ist für einen Ausbauzustand erfolgt, der bisher noch nicht erreicht wurde. Daher sind die Komponenten wie Motorventile, Rohrleitungen u.s.w. für den derzeitigen Ausbauzustand zu groß dimensioniert. Bei langsam wachsenden Wohngebieten ist es deshalb überlegenswert, in der Anfangsphase kleinere Komponenten einzubauen. Dies ist auch deshalb empfehlenswert, da bei einer Überdimensionierung von Rohrleitungen der Durchfluss und damit die Fließgeschwindigkeit des Wassers so gering werden können, dass eine Temperaturschichtung des Wassers in der Rohrleitung auftritt. Dann können Probleme bei der Temperaturmessung und damit bei der Regelung auftreten, da nicht die repräsentative Temperatur gemessen wird.

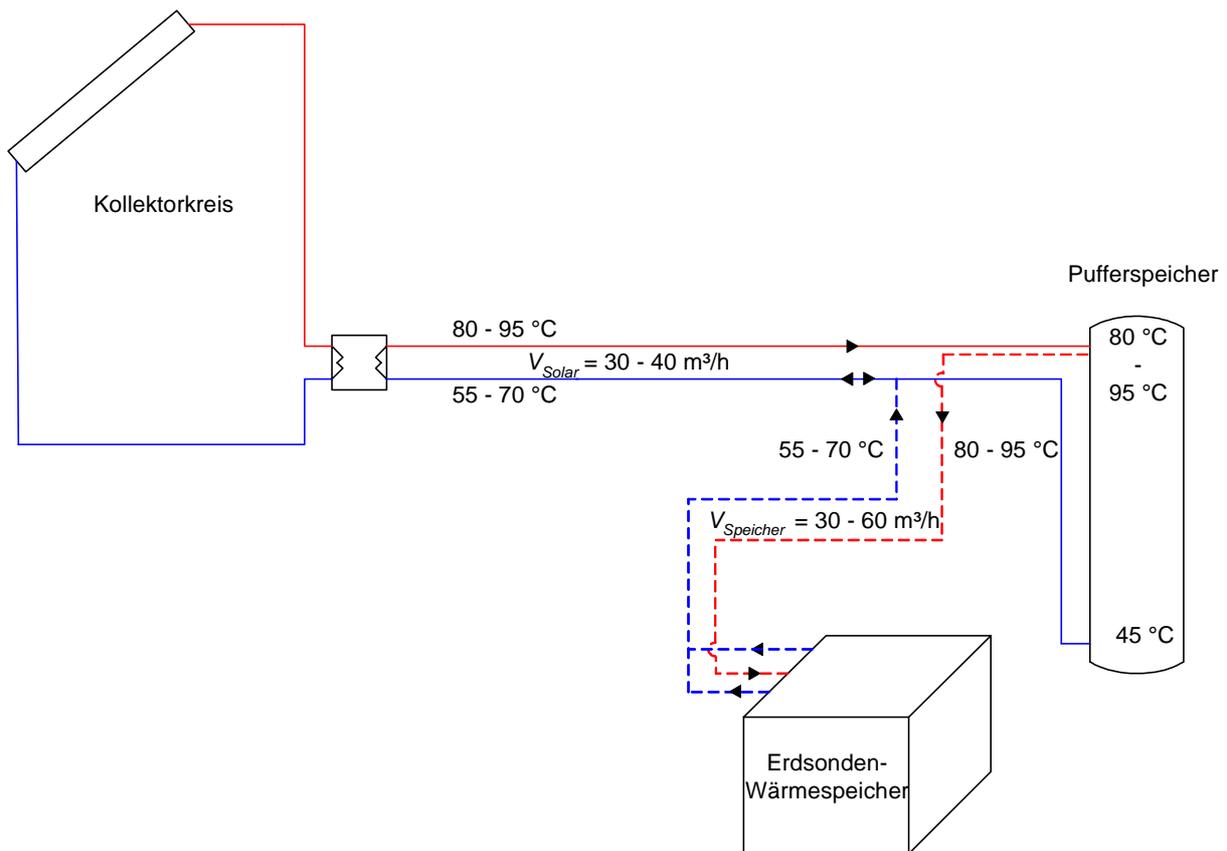


Bild 2.37: Hydraulik bei Betrieb der Solaranlagen und beim Beladen des Erdsonden-Wärmespeichers

Die Regelung des Gaskessels beinhaltet die Aufrechterhaltung einer Mindesttemperatur von 66 °C für das Kesselwasser. Dies hat in den vergangenen Betriebsjahren dazu geführt, dass der Gaskessel in den Sommermonaten auch dann gestartet hat, wenn die solare Wärmelieferung den Wärmebedarf decken konnte. Da jeder Kesselstart Emissionen verursacht und diese Regelung außerdem zu einem erhöhten Verbrauch an konventioneller Energie führt, wurde die Betriebsweise des Kessels so geändert, dass er jetzt ständig durchströmt wird. Damit wird die Mindestkesselwassertemperatur aufrechterhalten und Kesselstarts werden vermieden. Erfahrungen zum Betriebsverhalten liegen zurzeit noch nicht vor.

2.1.3.7 Zusammenfassung

In den vergangenen vier Jahren wurde das solar unterstützte Nahwärmesystem in Neckarsulm kontinuierlich ausgebaut. Im Jahr 2001 wurde der Erdsonden-Wärmespeicher auf $63\,360 \text{ m}^3$ ausgebaut, die Kollektorfläche wurde von $2\,640 \text{ m}^2$ auf $5\,007 \text{ m}^2$ erweitert. Der solare Deckungsanteil ist von 18% im Jahr 1999 auf 39% im Jahr 2002 gestiegen. Dies liegt im Bereich der Erwartungen für den derzeitigen Ausbauzustand.

In den vergangenen Jahren konnten die Anfangsprobleme im Anlagenbetrieb behoben werden. Es hat sich dennoch gezeigt, dass weitere Verbesserungen möglich und notwendig sind. Insbesondere die kontinuierliche Überwachung der Solaranlagen ist ein wichtiger Baustein für das Erreichen eines hohen solaren Deckungsanteils, da sowohl akute Fehlfunktionen als auch kontinuierliche Verschlechterungen des Systemverhaltens, zum Beispiel durch Verschmutzen eines Wärmeübertragers, auftreten können.

Eine Übersicht der Projektbeteiligten gibt Tabelle 2.9, die Architekten wurden aufgrund der Vielzahl an Gebäuden nicht angegeben.

Tabelle 2.9: Projektbeteiligte Neckarsulm

Bauherr/Betreiber:	Stadtwerke Neckarsulm
Planung: <i>Gesamtplanung</i> <i>Planung Solaranlagen</i> <i>Planung Erdsonden-Wärmespeicher</i> <i>Planung Haustechnik und Kesselanlage</i>	Steinbeis-Transferzentrum für Rationelle Energienutzung und Solartechnik sowie Energie-, Gebäude- und Solartechnik
Wissenschaftliche Begleitung:	Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Universität Stuttgart
Förderung:	Bundesministerien (BMBF, BMWi) Europäische Union Stadt Neckarsulm

2.1.4 Steinfurt²

Die Solarsiedlung in Steinfurt-Borghorst ist die erste in Nordrhein-Westfalen entstandene Solarsiedlung, die im Rahmen des Förderprogramms „50 Solarsiedlungen in NRW“ gefördert wurde. Insgesamt umfasst die Siedlung 42 Wohneinheiten mit einer Gesamtwohnfläche von knapp 3 800 m² [Benner 2000a]. Alle Gebäude sind an die zentrale Wärmeversorgung der Siedlung angeschlossen, in die eine Solaranlage mit 510 m² Kollektorfläche sowie ein Kies-Wasser-Wärmespeicher mit 1 500 m³ Volumen eingebunden sind.

2.1.4.1 Projektbeschreibung

Bild 2.38 zeigt eine Luftaufnahme der Solarsiedlung, die ein nach Südosten geöffnetes Hufeisen innerhalb einer bestehenden Wohnbebauung ausbildet. Die Gebäude wurden in zwei Bauabschnitten in den Jahren 1998 – 2000 fertig gestellt. Insgesamt entstanden elf Reihenhäuser, vier Doppelhäuser und sieben Drei- bzw. Vierfamilienhäuser. Die in der Mitte der Siedlung geplanten Punkthäuser wurden nicht realisiert. Die einzelnen Gebäude, ausgeführt in Massivbauweise, weisen einen gegenüber der Wärmeschutzverordnung von 1995 deutlich reduzierten Heizwärmebedarf auf (Niedrig- und Niedrigstenergiehaus). Ein mittlerer Heizwärmebedarf für alle Gebäude von 50.9 kWh/(m²·a) wurde berechnet. Der Gesamtwärmebedarf der Solarsiedlung für Heizung und Trinkwarmwasser-Erwärmung einschließlich der Netzverluste beträgt im Auslegungsfall 324 MWh/a, von denen rd. 34 % solar gedeckt werden sollen.

² Beitrag von M. Bodmann (IGS der TU Braunschweig)



Bild 2.38: Luftaufnahme der Solarsiedlung Steinfurt-Borghorst [Quelle: Gockell]

Der Lageplan der Solarsiedlung ist in Bild 2.39 dargestellt. Die Solarkollektoren wurden auf der Reihenhauszeile und zwei Doppelhäusern installiert. Die Heizzentrale befindet sich in einem eigenen Gebäude am südöstlichen Rand der Siedlung. Der Kies-Wasser-Wärmespeicher wurde in die am südöstlichen Bereich der Reihenhauszeile angrenzende Grünfläche integriert.

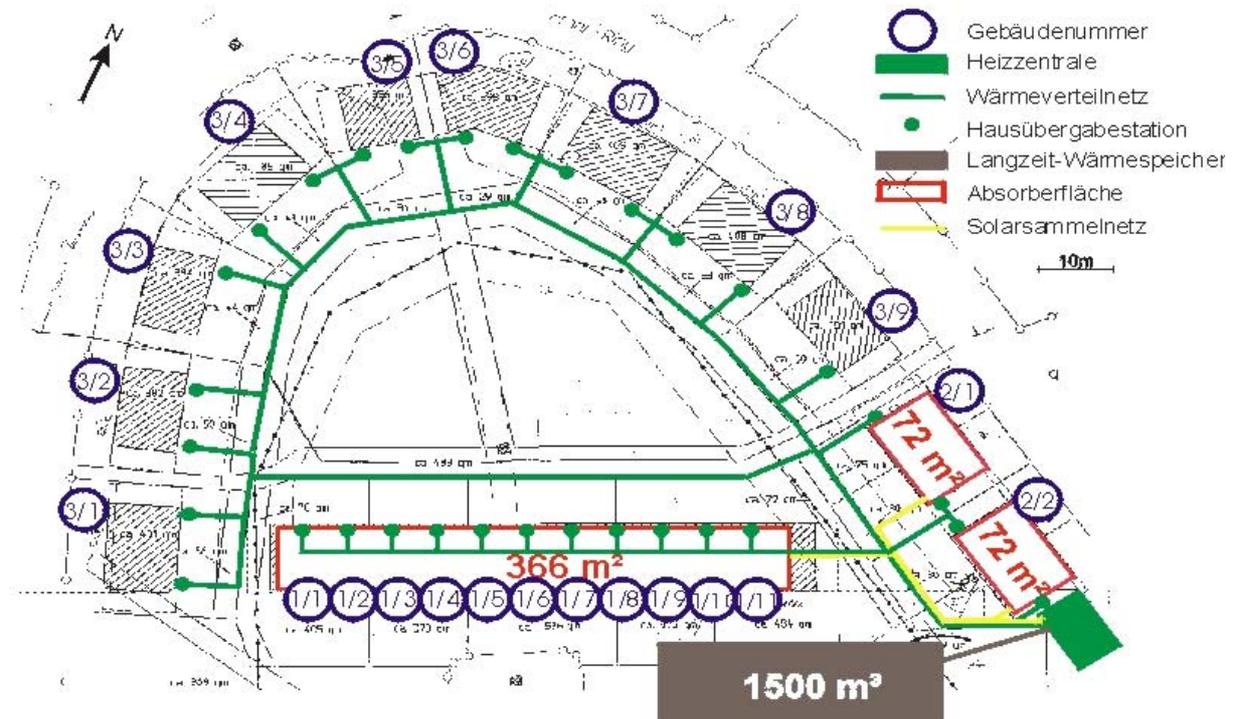


Bild 2.39: Lageplan der Solarsiedlung Steinfurt-Borghorst (Quelle: ITW)

Bild 2.40 zeigt das Anlagenschema der solar unterstützten Nahwärmeversorgung. Die von den Kollektoren gesammelte Wärme gelangt über ein separates Solarnetz in die Heizzentrale. Dort wird sie über einen Wärmeübertrager entweder direkt in das Zwei-Leiter-Wärmeverteilnetz eingekoppelt oder dem Kies-Wasser-Wärmespeicher zugeführt. Die beiden unterschiedlich ausgerichteten Kollektorfelder auf den Reihen- und Doppelhäusern sind an je einem separaten Wärmeübertrager angeschlossen. Der zusätzliche Wärmebedarf der Siedlung wird über einen Gas-Brennwertkessel bereitgestellt, der über einen Pufferspeicher in die Wärmeversorgung eingebunden ist.

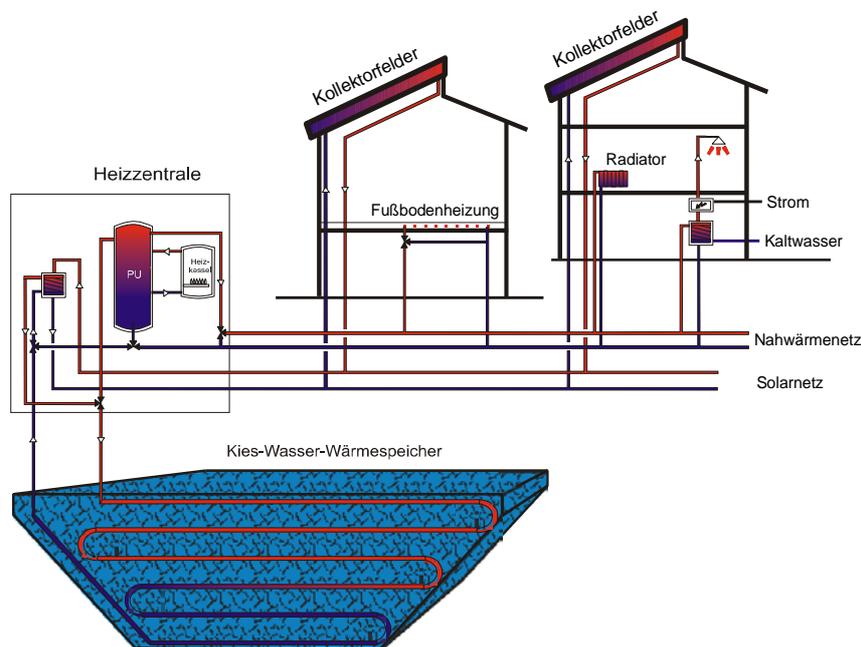


Bild 2.40: Anlagenschema Steinfurt-Borghorst (Quelle: ITW)

Das Niedertemperatur-Wärmeverteilnetz soll gemäß Planung mit einer Vorlauftemperatur von max. 50 °C und einer Rücklauftemperatur von rund 25 °C betrieben werden. Die Heizsysteme der einzelnen Gebäude sind direkt, d. h. ohne trennenden Wärmeübertrager, an das Verteilnetz angeschlossen. Die Radiatoren wurden auf eine Spreizung zwischen Vor- und Rücklauftemperatur von 40/30 °C, die Fußbodenheizungen auf eine Spreizung von 35/25 °C ausgelegt. Trinkwarmwasser wird im Durchflussverfahren über einen Plattenwärmeübertrager erwärmt und bei Bedarf durch einen elektrischen Durchlauferhitzer auf die vom Mieter gewünschte Temperatur nachgeheizt.

Ausführung der Kollektorfelder

Die in Steinfurt-Borghorst erstellten Kollektorfelder bestehen aus großflächigen Kollektormodulen, die direkt in die Dachhaut integriert wurden. Die Montage der Kollektoren erfolgte auf einer 2. Entwässerungsebene aus feuchtigkeitsunempfindlichen Holzfaserplatten. Die Dacheinbindung der Kollektoren und der Anschluss an Traufe, First und Brandschutzwänden erfolgten mit Titan-Zinkblechen.

Tabelle 2.10 gibt einen Überblick über wesentliche Kenndaten der Kollektorflächen.

Tabelle 2.10: Daten der Kollektorflächen

Gebäude	Kollektor-Typ	Kollektorfläche (Apertur) [m ²]	Neigung [°]	Ausrichtung (0 = Süd) [°]
Reihenhäuser 1998	Wagner LB 83	366	45	-25 SO
Doppelhäuser 1998	Wagner LB 9	144	45	25 SW



Bild 2.41: Reihenhausezeile und Doppelhaus mit Kollektorflächen

2.1.4.2 Messtechnik

Messsystem

In Steinfurt-Borghorst wurde für die Erfassung der Messdaten ein zentrales Konzept realisiert. Alle Messsensoren sind mit dem in der Heizzentrale angeordnetem Messdatenerfassungssystem verbunden. Die Kommunikation zwischen Messdatenerfassungssystem und Messrechner erfolgt über einen GPIB-Bus. Der Messablauf sowie die Umrechnung des Messsignals in die entsprechende Messgröße werden über das Softwareprogramm LabVIEW [LabView] gesteuert, das auch die erste Aufbereitung der Messdaten sowie eine Vorauswertung übernimmt. Die detaillierte Auswertung der Messdaten wird auf Basis des vom ITW entwickelten einheitlichen Excel-Auswerteverfahrens für solare Großanlagen am IGS durchgeführt.

Messkonzept

Die örtlichen Umgebungsbedingungen (Außentemperatur, Strahlung, Windgeschwindigkeit) werden mit einer auf dem Dach der Heizzentrale montierten Wetterstation aufgezeichnet.

Die Anordnung der Messstellen in der Heizzentrale kann Bild 2.42 entnommen werden. Für die einzelnen hydraulischen Abschnitte werden die Durchflüsse und die Temperaturen im Vor- und Rücklauf erfasst, um die entsprechenden Wärmemengen berechnen zu können. Die vom Brennwärtekessel gelieferte Wärmemenge wird über den Gasverbrauch ermittelt. Das Richtungssignal des Durchflussmessgerätes im Speicherladekreis ermöglicht eine Aussage über die momentane Be- oder Entladung des Langzeit-Wärmespeichers. Die einzelnen Solar-Kreisläufe wurden aus Kostengründen nicht detaillierter vermessen.

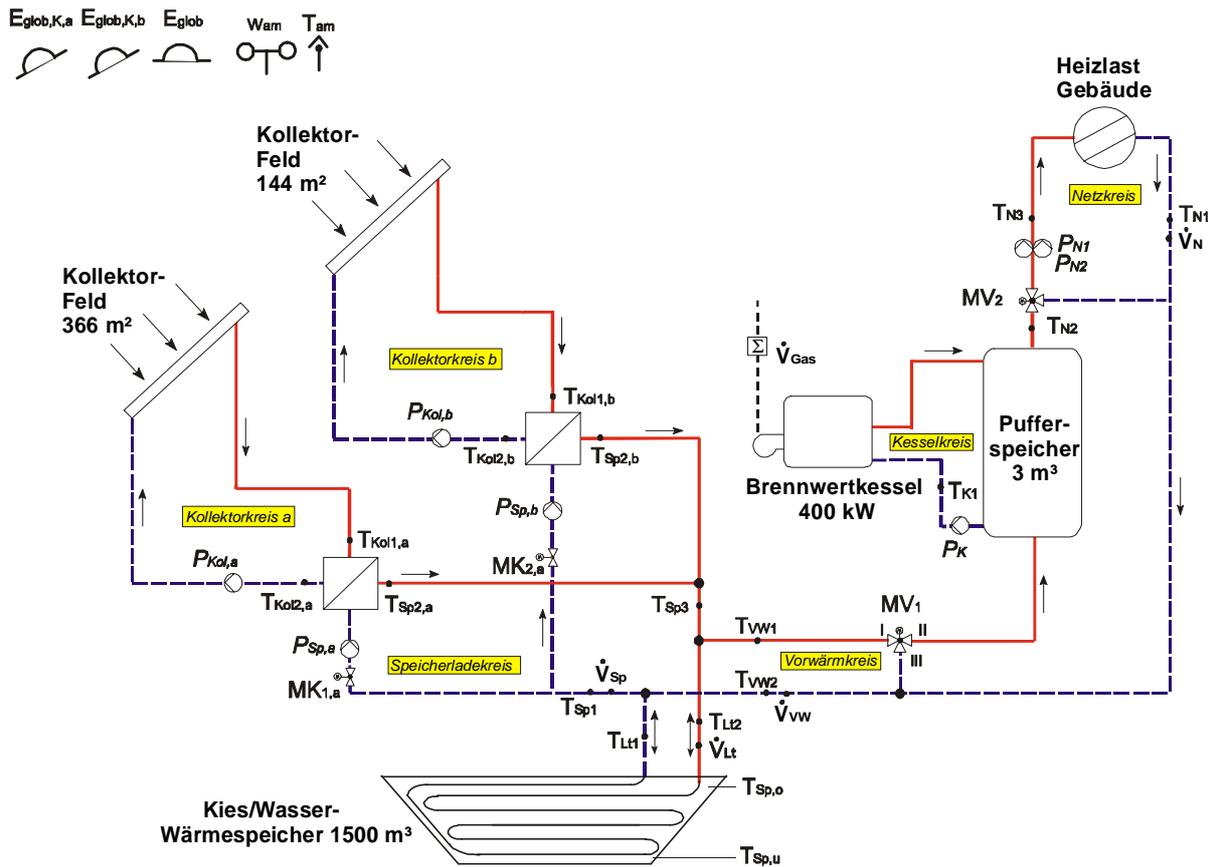


Bild 2.42: Messstellen in der Heizzentrale, Steinfurt-Borghorst

Der Kies-Wasser-Wärmespeicher wurde aufgrund seiner achsensymmetrischen Form nur in einem Viertel mit Sensoren ausgestattet. Temperaturen werden in fünf verschiedenen Ebenen jeweils entlang der Symmetrieachsen und entlang der Kante des Pyramidenstumpfes aufgezeichnet (s. Bild 2.43). Die obere und untere Ebene befinden sich außerhalb des Speichervolumens jeweils ober- bzw. unterhalb der Dämmung. Um die Wärmeverluste des Speichers zu beurteilen, werden Wärmeströme an 5 über die Oberfläche verteilten Positionen gemessen. Die Füllstandsmessung im Speicher erfolgt zu Kontrollzwecken.

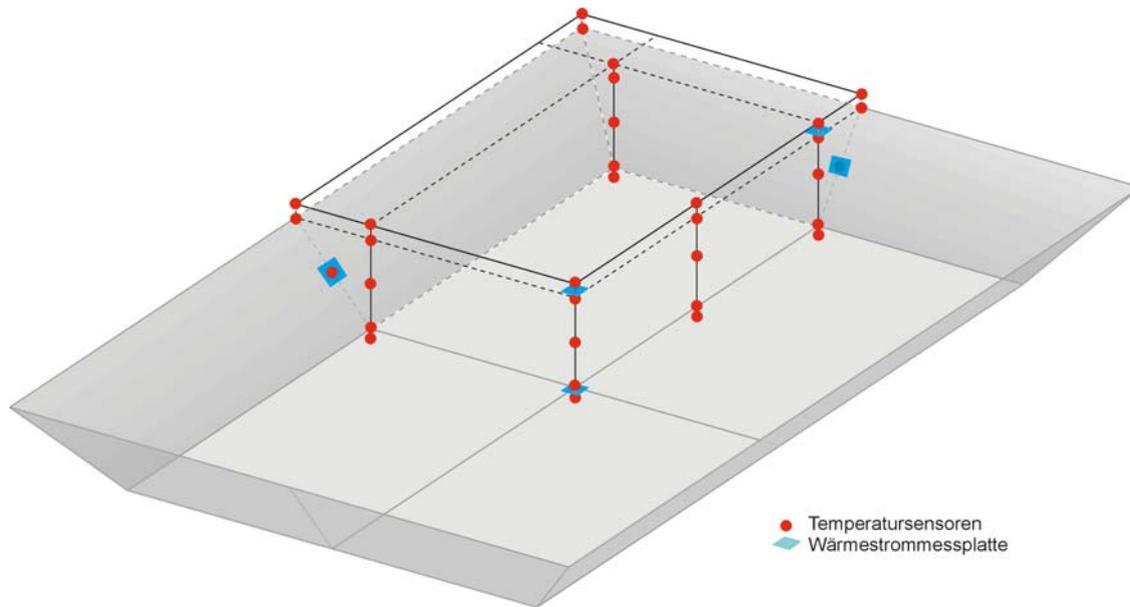


Bild 2.43: Messstellen im Bereich des Kies-Wasser-Wärmespeichers

Aus der Regelung der Gesamtanlage werden die momentane Außentemperatur sowie die Strahlungsleistung ausgelesen, um die Schaltpunkte der Solaranlage sowie das Verhalten des Kesselkreises beurteilen zu können.

Messensoren

Tabelle 2.11 gibt einen Überblick über die eingesetzten Messsensoren. Die im Speicher montierten Temperaturfühler wurden in einem gelochten Schutzrohr verlegt, um eine Beschädigung der Fühler beim Einbringen des Kieses zu verhindern. Je ein Temperaturfühler innerhalb und außerhalb der Dämmung wurde den für die Messung der Speicherwärmeverluste eingesetzten Wärmestrom-Messplatten zugeordnet. Bei Ausfall der Messplatte kann so unter Annahme gleichbleibender Dämmeigenschaften eine Aussage über die Wärmeströme getroffen werden.

Tabelle 2.11: Zusammenstellung der eingesetzten Messensoren

Heizzentrale	
Temperaturfühler	Pt100-Fühler in 4-Leiterschaltung, 1/3 DIN Klasse B, kalibriert
Durchflussmesser	Magnetisch-induktives Durchflussmessgerät mit Analogausgang
Gasverbrauch	Impulsabgriff vom mechanischen Zählwerk des Balgengaszählers
Wetterstation	
Pyranometer	Pyranometer CM 11 gemäß ISO secondary standard
Windgeber	Schalenkreuz-Anemometer
Außentemperaturfühler	Pt100-Fühler in 4-Leiterschaltung, 1/3 DIN Klasse B , belüftet
Wärmespeicher	
Temperaturfühler	Pt100-Fühler in 4-Leiterschaltung, 1/3 DIN Klasse B, Teflonkabel, kalibriert
Wärmestrom-Messplatte	Thermoelementkette, Trägermaterial zusätzlich in Bitumenbahnen eingeschweißt
Füllstandssensor	Sonde mit Druckmessumformer

2.1.4.3 Projektkosten

Tabelle 2.12 gibt einen Überblick über die abgerechneten Projektkosten. Alle Angaben sind ohne Mehrwertsteuer und Förderung dargestellt. Die Kollektorfelder konnten zu den in der Planung angesetzten Kosten von 314 €/m² erstellt werden. Der Kies-Wasser-Wärmespeicher verursachte Kosten in Höhe von 329 €/m³ Wasseräquivalent. Die solaren Wärmekosten betragen 42.3 €/t./kWh.

Tabelle 2.12: Kostenzusammenstellung für das Projekt Steinfurt-Borghorst

Investitionskosten ohne MwSt.		Abrechnung
Kollektorfelder	[T€]	160
<i>Aperturfläche</i>	[m ²]	510
<i>Kosten/m²</i>	[€/m ²]	314
Langzeit-Wärmespeicher	[T€]	328.6
<i>Kosten/m³ Wasseräquivalent</i>	[€/m ³]	329
Gas-Heizzentrale	[T€]	64.5
Heizzentrale (Gebäude)	[T€]	35.8
MSR-Technik	[T€]	17.3
Solarnetz und Speicheranbindung	[T€]	37.1
Wärmeverteilnetz	[T€]	92.8
Wärmeübergabestationen	[T€]	86.8
Planung	[T€]	37.9
Summe	[T€]	860.8
<i>je Wohneinheit</i>	[€/WE]	20 495
<i>je m² Wohnfläche</i>	[€/m ²]	227
Solare Wärmekosten (ohne Förderung und MWSt.)	[€/MWh]	423

2.1.4.4 Betriebsergebnisse

Die Inbetriebnahme der konventionellen Wärmeversorgung erfolgte Anfang 1999. Die Kollektorfelder und der Langzeit-Wärmespeicher gingen Ende April 1999 in Betrieb. Mitte 2001 wurden die letzten Wohnungen vermietet.

Wärmebilanzen

Die kontinuierliche Messdatenerfassung wurde mit Inbetriebnahme der solaren Komponenten gestartet. Der solare Ertrag im Jahr 1999 belief sich auf rund 144 MWh. Zur Vorwärmung des Netz-Rücklaufes wurden 42 MWh genutzt. Der Gasbrennwertkessel lieferte 81 MWh zur Deckung der für die Wärmeversorgung benötigten 126 MWh.

Die Wärmebilanzen für die Jahre 2000 bis 2002 sind in Tabelle 2.13 zusammengestellt. Bild 2.44 zeigt die monatlichen Wärmebilanzen der Jahre 2001 und 2002 im Vergleich.

Tabelle 2.13: Wärmebilanzen der Betriebsjahre 2000 bis 2002

Wärmebilanz Steinfurt-Borghorst		2000	2001	2002
Einstrahlung in Kollektorebene	[kWh/m ²]	1 142	1 150	1 165
Gradtagzahl $G_{t_{15}}$ (01.09. bis 31.05.)	[Kd]	2 968	3 269	3 212
Wärmelieferung der Kollektoren	[MWh]	163	171	184
je m ² Kollektorfläche	[kWh/m ²]	320	336	361
Direktnutzung Solarwärme	[MWh]	26	35	50
Einspeisung Solarwärme in Speicher	[MWh]	137	136	134
Speicherwärmeverluste ¹⁾	[MWh]	87	77	72
Differenz Wärmeinhalt im Speicher ²⁾	[MWh]	-4	-3	+2
Wärmelieferung Solarwärme aus Speicher	[MWh]	54	62	60
Einspeisung Solarwärme ins Netz	[MWh]	80	98	110
je m ² Kollektorfläche	[kWh/m ²]	157	193	216
Gesamt-Wärmemenge ins Netz	[MWh]	312	340	327
je m ² Wohnfläche ³⁾	[kWh/m ²]	82	89	86
Wärmelieferung durch Kessel	[MWh]	231	243	216
Gasverbrauch	[MWh]	237	249	222
Kesselnutzungsgrad (H_u)	[%]	97	97	97
solarer Deckungsanteil	[%]	26	28.5	33.5

¹⁾ Die Speicherwärmeverluste wurden über eine Speicherwärmebilanz ermittelt, sie beinhalten auch die Wärmeverluste in der Verbindungsleitung Speicher - Heizzentrale

²⁾ Differenz im Speicherwärmeinhalt zwischen Jahresende und Jahresanfang; pos. Wert bedeutet Mehrinhalt gegenüber Jahresanfang; zu Jahresbeginn 2000 Speicherwärmeinhalt von 27 MWh gegenüber Befüllung

³⁾ Gesamtwärmebedarf für Raumheizung und Trinkwarmwasser-Erwärmung (ohne Nachheizung durch elektrische Heizstäbe) inkl. Netzverluste

Seit Inbetriebnahme der Solaranlage ist eine kontinuierliche Zunahme der genutzten Solarwärme zu verzeichnen. Neben angepasster Parametrierung der Regelung hat im Jahr 2002 dazu sicherlich die Verteilung der Solarstrahlung beigetragen, die einen hohen Anteil an direkt genutzter Wärme ermöglichte. Die Speicherwärmeverluste sind höher als erwartet. Dies

ist zum einen bedingt durch die Aufheizphase der unmittelbaren Speicherumgebung. Zum anderen sind die erhöhten Verluste auf eine Flutung der Wärmedämmung zurückzuführen.

Der Wärmebedarf ab Heizzentrale entspricht ungefähr dem geplanten Wert von ca. 324 MWh/a. Anzumerken sind an dieser Stelle die nicht unerheblichen Wärmeverluste im Netz, die in 2000 und 2001 jährlich rd. 80 MWh betragen.

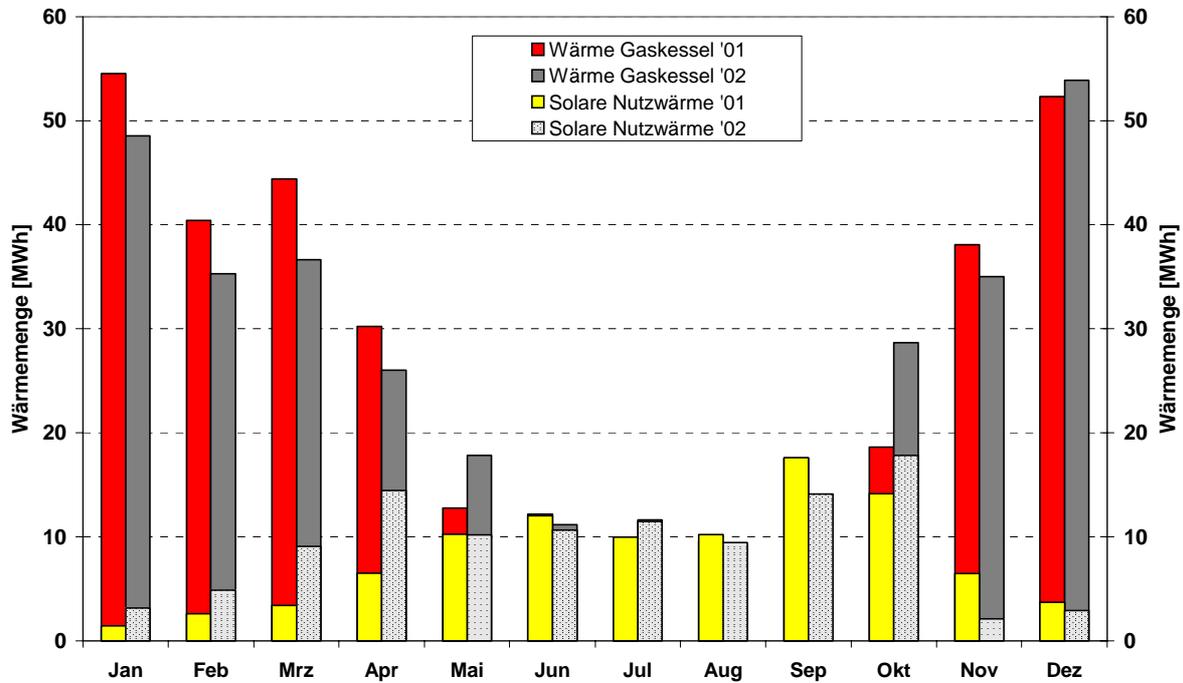


Bild 2.44: Monatliche Wärmebilanz der Jahre 2001 und 2002

Langzeit-Wärmespeicher

Der Kies-Wasser-Wärmespeicher wurde direkt mit dem in der Drainage anfallenden Schichten- und Grundwasser gefüllt. Im bisherigen Betrieb konnten keine nennenswerten Wasserverluste nachgewiesen werden. Die zweilagige Auskleidung hat sich als dicht erwiesen.

Bild 2.45 zeigt die gemessenen Temperaturen im Speicher sowie außerhalb der Wärmedämmung auf verschiedenen Höhenniveaus. Die höchste Temperatur im Speicher wurde im Jahr der Inbetriebnahme mit ca. 67 °C gemessen. In den Folgejahren pendelten die maximalen Speichertemperaturen infolge der erhöhten Wärmeabnahme der zu versorgenden Wohneinheiten um 60 °C. Nach der Entladung des Speichers waren niedrigste Temperaturen im Bereich von 25 - 30 °C zu verzeichnen. Diese lagen unterhalb der Rücklauftemperatur bei Netzbetrieb, da infolge der Nachtabschaltung des Nahwärmenetzes ausgekühltes Netzwasser durch den Speicher geleitet werden konnte. Die Temperaturdifferenzen zwischen Speicherdecke und

-boden während der Beladephase betragen aufgrund der geringen Speicherhöhe maximal 13 K.

Die Temperaturen außerhalb des Speichers stiegen ausgehend von einem Niveau von ca. 9 °C an (s. Bild 2.45). In den letzten beiden Betriebsjahren waren ähnliche sinusförmige Temperaturverläufe zu verzeichnen. Im Mittel lag die Temperatur unter dem Speicher bei ca. 17 °C, seitlich des Speichers wurden etwa 23 °C erreicht. Eine Beeinflussung der Temperaturverläufe (außerhalb des Speichers) durch die Speichertemperaturen bleibt festzustellen. Unterhalb des Speichers ist von einer dämpfenden Wirkung der Drainage auszugehen.

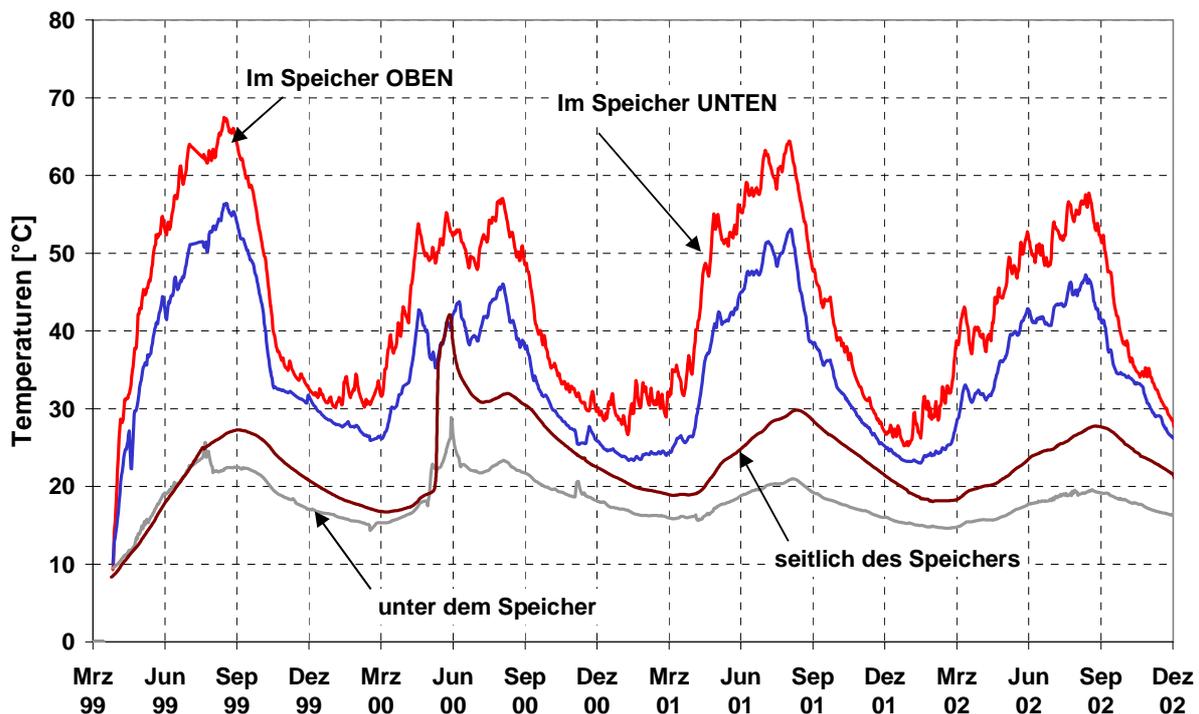


Bild 2.45: Temperaturen innerhalb des Speichers sowie außerhalb der Wärmedämmung auf verschiedenen Höhenniveaus, Steinfurt-Borghorst

Die sprunghaft erhöhte Temperatur außerhalb des Speichers im Juni 2000 war Folge eines kompletten Ausfalls der Drainage (Bild 2.45). Bei Ausfall einer der beiden Drainagepumpen wurde trotz redundanter Ausführung die zweite Pumpe infolge eines Verdrahtungsfehlers nicht in Betrieb genommen. Dies führte zu einer Flutung der seitlichen Blähglasgranulat-Dämmung nahezu über die gesamte Speicherhöhe. Nach Abpumpen des Wassers fiel die Temperatur wieder deutlich erkennbar ab. Die in der Dämmung verbliebene Feuchte ist aufgrund des diffusionsoffenen Aufbaus teilweise wieder entwichen. Berechnungen der Wärmeleitfähigkeit, die auf Basis von Messdaten unter Kenntnis der Dämmstärke durchgeführt wurden, bestätigen dies (s. Bild 2.46). Die Berechnungen lassen jedoch auf eine dauerhafte Ver-

schlechterung der Dämmeigenschaften schließen, die durch verbleibende Feuchte sowie Eintrag von Schlammstoffen zu erklären ist.

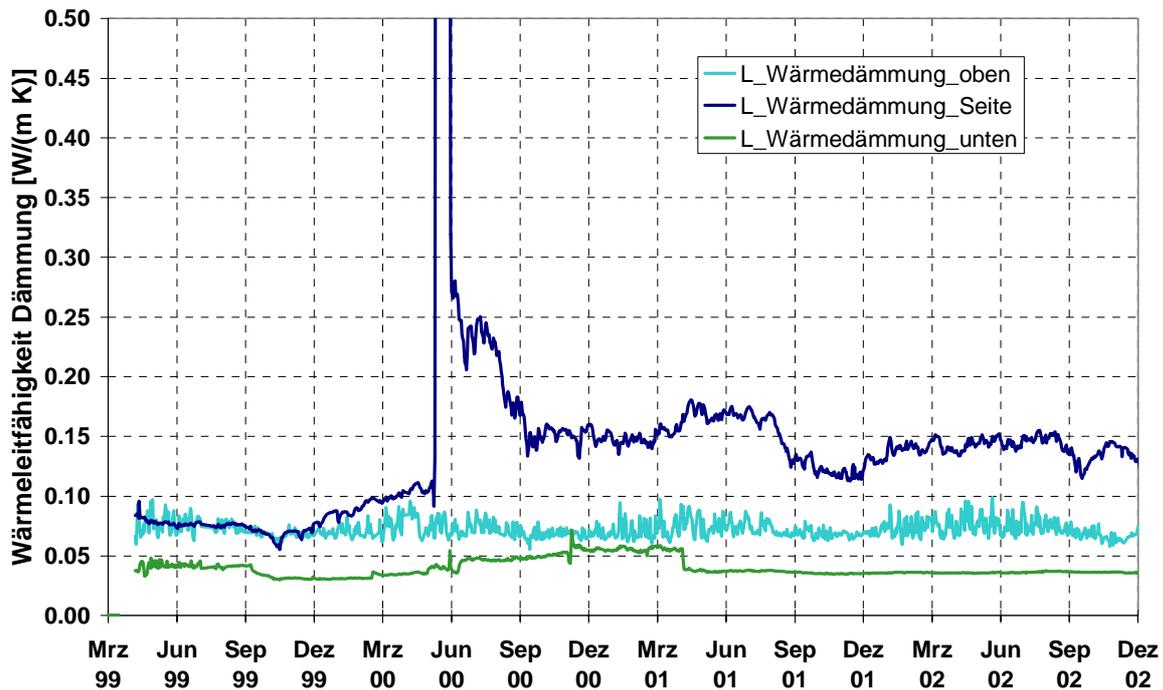


Bild 2.46: Berechnete Wärmeleitfähigkeit der Speicherwärmedämmung, Steinfurt-Borghorst

Durchgeführte Wasseranalysen zeigen, dass sich die Qualität des Speicherwassers im bisherigen Betrieb nicht verändert hat. Wie in Abschnitt 2.1.7 zum Projekt Hannover-Kronsberg beschrieben, war eine Carbonatausfällung zu verzeichnen. Die Carbonate dürften sich an der Rohroberfläche der in der obersten Ebene verlegten Wärmeübertragerrohre bzw. in deren unmittelbarer Umgebung niedergeschlagen haben. Eine Beeinträchtigung des Wärmeüberganges bei der Be- und Entladung des Speichers konnte anhand der Messwerte nicht festgestellt werden.

Kollektoranlage

Nach Inbetriebnahme der Kollektorfelder waren zwei Schäden an der Verrohrung festzustellen, die durch mangelnden Dehnungsausgleich hervorgerufen wurden. Der für das Einschalten der Primärkreisumpen der Solaranlage verantwortliche Strahlungssensor wurde durch eine benachbarte Aufständering stark verschattet, so dass die Pumpen anfangs zu spät eingeschaltet wurden und der Ertrag vergleichsweise gering ausfiel.

Die Installation zweier Solarwärmeübertrager für die unterschiedlich ausgerichteten Kollektorflächen auf den Reihen- sowie den Doppelhäusern hat sich bewährt. Eine unabhängige

Regelung der jeweiligen Kollektorkreis-Temperatur über den Volumenstrom ist möglich. Unterschiedliche Betriebszeiten für beide Kreise stellen sich ein.

Bild 2.47 zeigt die Abhängigkeit des flächenbezogenen solaren Ertrages je Tag (gemessen an den Solar-Wärmeübertragern) von der Globalstrahlung im Jahr 2002. Auffällig ist die deutliche Streuung des Ertrages bei gleicher Tagessumme der Globalstrahlung. Insbesondere im 1. und 4. Quartal sind höhere flächenbezogene Erträge aufgrund der mit 45° günstigen Neigung der Kollektoren bei flacher Sonneneinstrahlung sowie der niedrigen Speichertemperaturen zu verzeichnen.

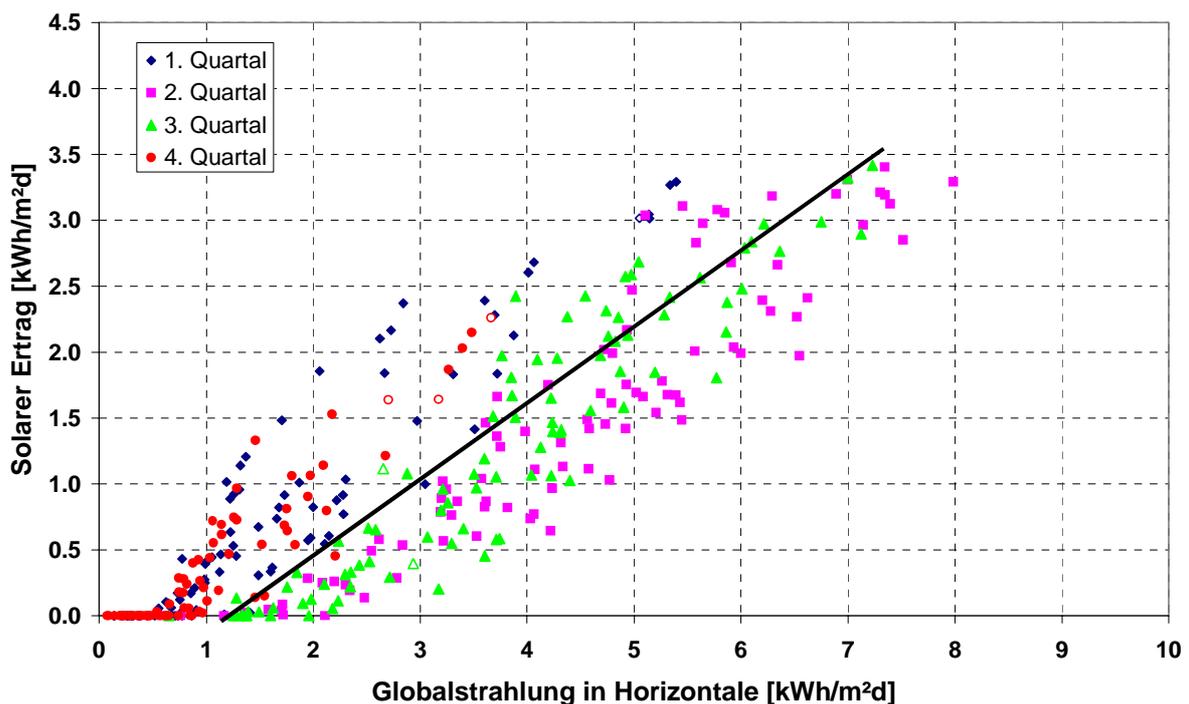


Bild 2.47: Solarer Ertrag der Kollektoren in Abhängigkeit von der Globalstrahlung in 2002

Gebäudetechnik

Die niedrigen geplanten Rücklauftemperaturen von ca. 25°C im Nahwärmenetz haben sich im bisherigen Betrieb nicht eingestellt. Ende 1999 lag die Rücklauftemperatur im Mittel bei etwa 35°C . Aus diesem Grund wurde im Jahr 2000 eine Bauteileignungsprüfung und detaillierte Vermessung von einzelnen Wärmeübergabestationen durchgeführt. Die Ergebnisse zeigten, dass sowohl die Trinkwarmwasser-Erwärmung als auch die Heizungen für die erhöhten Rücklauftemperaturen verantwortlich waren. Zum Zeitpunkt der Untersuchung wurde das Netz mit einer Vorlauftemperatur von 43°C betrieben.

Die in Verbindung mit der Trinkwarmwasser-Erwärmung eingesetzte thermostatische Mengenregelung ist für die Netzvorlauftemperatur von ca. $41 - 42^\circ\text{C}$ (inkl. Wärmeverluste Netz)

nicht geeignet. Die nach Herstellerunterlagen am Thermostat minimal einstellbare Trinkwarmwasser-Solltemperatur von ca. 45 °C konnte bei Trinkwarmwasser-Zapfungen nicht erreicht werden. Auf der Heizwasserseite wurde daher ein unverhältnismäßig großer Volumenstrom umgewälzt, der entsprechend ungenügend ausgekühlt werden konnte. Die ebenfalls über den Thermostat sichergestellte Temperaturhaltung des Wärmeübertragers verursachte in Kombination mit der falschen Einbaulage (Warmwasser-Austritt unten) ein ständiges heizwasserseitiges Durchströmen des Wärmeübertragers. Eine nennenswerte Abkühlung des Heizwassers erfolgte nicht. Dieser Effekt wurde zumindest bis zur ersten Trinkwarmwasser-Zapfung des Tages beobachtet. Erst dann stellte sich die für die vorliegenden Randbedingungen zu hohe Haltetemperatur ein.

Heizungsseitig sind mehrere Ursachen für die erhöhte Rücklauftemperatur festgestellt worden. Die Reihenhäuser (Erdgeschoss) wurden lediglich mit einer thermostatischen Vorlauf-temperaturbegrenzung für die Fußbodenheizung ausgestattet. Eine Kontrolle der Thermostat-einstellungen zeigte, dass einige Mieter diese auf eine höhere Temperatur verstellt hatten. Bei der eingesetzten stufigen Heizungsumwälzpumpe geht die Anhebung der Vorlauf-temperatur mit einem Anstieg der Rücklauf-temperatur einher.

Zwei Doppelhäuser sowie die Obergeschosse der Reihenhäuser wurden mit Radiatoren be-stückt, die über keine voreinstellbaren Heizkörper-Thermostatventile verfügen. Die Unzu-länglichkeit der Einregulierung über die Rücklaufverschraubung und deren Folgen sind be-kannt.

Die Beheizung der im 2. Bauabschnitt errichteten Gebäude (19 WE) erfolgt über Fußboden-heizungen, deren Heizmitteltemperatur außentemperaturabhängig geregelt wird. Jedoch waren die in den Regelungen hinterlegten Heizkurven nicht an die vorliegenden Bedingungen ange-passt. Ferner wurden die einzelnen Heizkreise nicht einreguliert.

Parallel zur Vermessung der Wärmeübergabestationen wurden Mieter der Siedlung befragt. Diese Befragung ergab, dass die Mieter mit der Funktion der Heizung zufrieden sind, nicht aber mit der Trinkwarmwasser-Erwärmung. Hier wurde insbesondere die zu geringe Trink-warmwasser-Temperatur von ca. 40 °C genannt. Viele Mieter nutzen daher den der Wärme-übergabestation nachgeschalteten elektrischen Durchlauferhitzer, um eine höhere Trink-warmwasser-Temperatur sicherzustellen.

Um die im Zusammenhang mit der Trinkwarmwasser-Erwärmung stehenden Mängel zu be-seitigen, wurde die Vorlauf-temperatur im Nahwärmenetz im Dezember 2000 auf 48 °C ange-hoben. Heizungsseitig wurden alle Radiatoren bestmöglich einreguliert. Die Heizkurven aller Wohneinheiten des 2. Bauabschnittes wurden angepasst; die Einregulierung der Heizungs-

netze erfolgte bisher nicht. Trotz Anhebung der Netzvorlauftemperatur konnte die Rücklauf-temperatur zunächst im Mittel auf 33 °C gesenkt werden; der im Netz umgewälzte Volumenstrom wurde deutlich reduziert. Bedingt durch einzelne undichte Thermostate für die Trinkwarmwasser-Erwärmung war im Jahr 2002 ein deutlicher Anstieg der Rücklauf-temperatur zu verzeichnen (s. Bild 2.48). Weitere Ursachen im Bereich der Heizungsnetze wie geänderte Parametereinstellungen oder defekte Regelungsfühler sind zu vermuten.

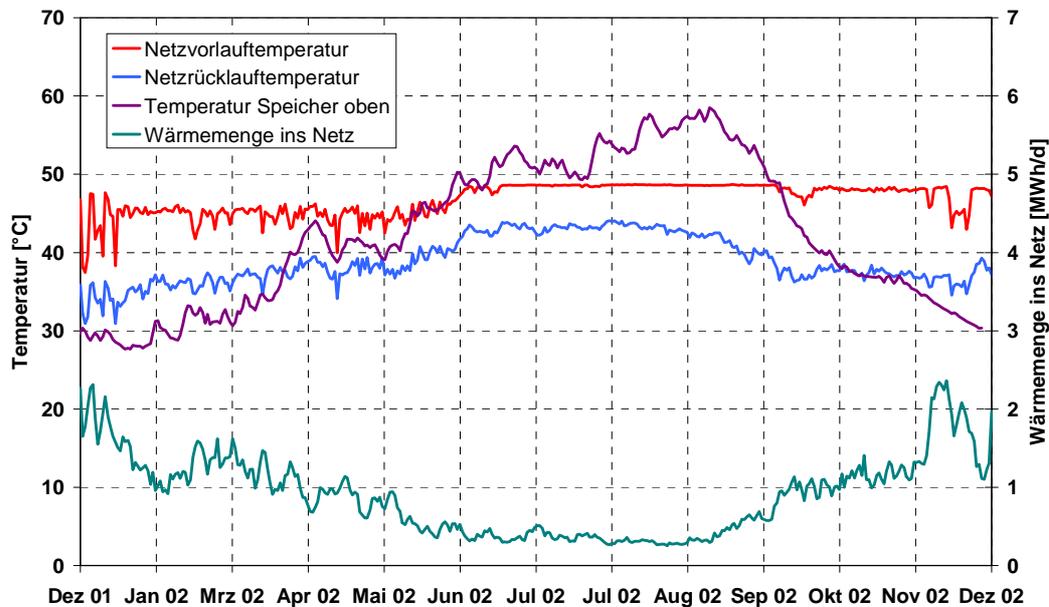


Bild 2.48: Netztemperaturen sowie ins Netz eingespeiste Wärmemenge 2002, Steinfurt-Borghorst

Anfang 2000 wurde eine Nachtabschaltung des Netzes in die Regelung implementiert, um die Wärmeverluste im Nahwärmenetz zu reduzieren. Die Trinkwarmwasser-Erwärmung erfolgt während der Abschaltung über die elektrischen Durchlauferhitzer. Der große morgendliche Volumenstrom (Wärmebedarf Heizung, alle Thermostate der Trinkwarmwasser-Erwärmung geöffnet) wird infolge der Netzauskühlung vollständig über den Speicher umgewälzt. Die angestrebte Abkühlung des unteren Speicherbereichs auf ca. 25 °C konnte somit annähernd erreicht werden.

2.1.4.5 Zusammenfassung und Ausblick

Das Projekt in Steinfurt-Borghorst hat in erster Linie gezeigt, dass die Bauüberwachung sehr kritisch durchgeführt werden muss. Viele der genannten Mängel, insbesondere im Bereich der

Gebäudetechnik, hätten so rechtzeitig erkannt und abgestellt werden können. Eine nachträgliche Änderung erweist sich als nur schwer durchführbar.

Positiv hervorzuheben ist, dass die Kollektorflächen den prognostizierten Ertrag erbringen und der solare Deckungsanteil in der erwarteten Größenordnung von ca. 34 % liegt. Der Wärmespeicher konnte aufgrund der Flutung der Wärmedämmung im zweiten Betriebsjahr den Nachweis eines hohen Speichernutzungsgrades bisher nicht erbringen. Dieser Betriebsstörfall hat jedoch gezeigt, dass sich die eingesetzte Blähglasgranulat-Dämmung weitestgehend regenerieren kann.

Das in Steinfurt-Borghorst realisierte Niedertemperatur-Wärmeverteilnetz hat sich bewährt. Aus Komfortgründen ist jedoch eine Trinkwarmwasser-Temperatur von mindestens 45°C anzustreben. Die Netzvorlauftemperatur ist entsprechend festzulegen. Erhöhte Aufmerksamkeit ist bei Nahwärmekonzepten für sehr gut gedämmte Gebäude auf die Netzwärmeverluste zu richten. Eine Übersicht über die Projektbeteiligten gibt Tabelle 2.14.

Tabelle 2.14: Projektbeteiligte Steinfurt-Borghorst

Bauherr/Betreiber der Solaranlage:	Waltermann & Terbrack Bau GbR
Bauträger:	Waltermann & Terbrack Bau GbR, Wettringen (19 WE) Holz und Söhne, Emsdetten (19 WE) private Bauherren (4 WE)
Energiekonzept:	Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Universität Stuttgart
Planung:	
<i>Planung Kollektorfelder</i>	Wagner & Co. Solartechnik GmbH, Cölbe
<i>Planung Wärmespeicher</i>	Pfeil & Koch Ingenieure (Pki), Stuttgart
<i>Planung der solar unterstützten Nahwärmeversorgung</i>	Steinbeis-Transferzentrum Energie-, Gebäude- und Solartechnik, Stuttgart
Wissenschaftliche Begleitung:	Institut für Gebäude- und Solartechnik, TU Braunschweig Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Universität Stuttgart
Förderung:	Ministerium für Wirtschaft und Mittelstand, Technologie und Verkehr des Landes NRW Ministerium für Bauen und Wohnen des Landes NRW Kreis Steinfurt Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (wissenschaftliche und messtechnische Begleitung)

2.1.5 Chemnitz³

2.1.5.1 Entwicklung des Wärmeversorgungssystems

Die ursprüngliche Planung sah 1995 die Versorgung der Raumheizung von drei großen Gebäuden sowie die Versorgung einer großen Trinkwarmwasser-Erwärmung vor. Daraus ergab sich ein Wärmebedarf von 1 200 MWh/a. Entsprechend dieser Vorgaben sollten 2 000 m² Flachkollektorfläche den Kies-Wasser-Wärmespeicher mit 8 000 m³ Volumen beladen bzw. die Verbraucher direkt versorgen. 1998 wurden der Bau und der Überbau des Kies-Wasser-Wärmespeichers abgeschlossen.

Die zwischenzeitliche Änderung der Randbedingungen erforderte einen neuen Ansatz für die Einbindung des Speichers in die vorhandene Wärmeversorgungsstruktur. In der ersten Ausbaustufe wurde ein großes Bürogebäude als Verbraucher angeschlossen. Gleichzeitig dienen die Dachfläche und eine daneben liegende überdachte Parkfläche als Ort zur Aufstellung der Kollektoren. Der Einsatz von effizienten Vakuum-Röhrenkollektoren in Verbindung mit einem saisonalen Wärmespeicher stellt eine Besonderheit dar, weil bisher vorwiegend Flachkollektoren verschiedenster Bauformen eingesetzt wurden. Die gesamte Absorberfläche von 540 m² ist in Kollektorfelder auf einem Gebäudedach und auf einer Parkplatzüberdachung aufgeteilt. Ein wesentlicher Grund für den Einsatz von Vakuum-Röhrenkollektoren war deren hohe spezifische Leistungsfähigkeit sowie der geringe Platzbedarf bzw. die einfache Integration in die vorhandene Bausubstanz. Im Mai 2000 konnte diese erste Ausbaustufe in Betrieb genommen werden.

³ Beitrag von T. Urbaneck (TU Chemnitz)

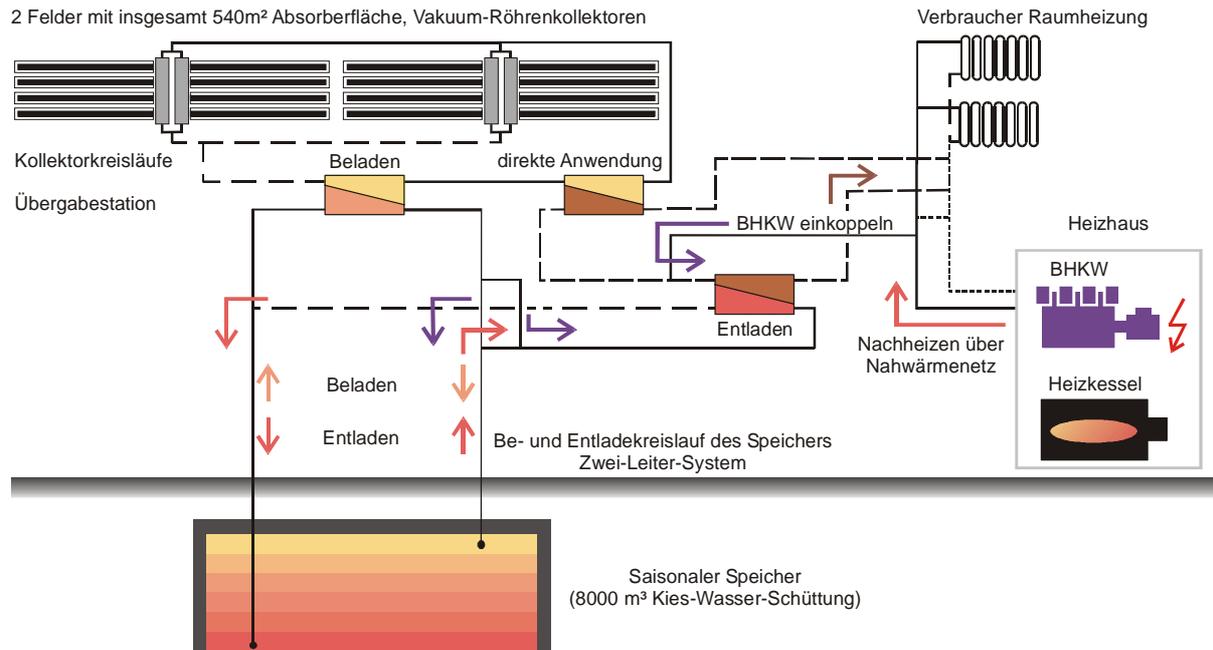


Bild 2.49: Schema des solar unterstützten Nahwärmesystems, zweite Ausbaustufe

Im Juli 2000 wurde eine zweite Ausbaustufe realisiert. Neben der Solarenergienutzung kann auch die Wärme aus dem Blockheizkraftwerk, welches zur Energieversorgungsstruktur des Technologie- und Gewerbeparks „solaris“ gehört, zur Beladung des Speichers genutzt werden. Somit fungiert der Kollektorkreislauf als erste Stufe und das Nahwärmenetz, aus dem die Wärme des Kraft-Wärme-Kopplungsprozesses entnommen wird, als zweite Stufe im Beladeprozess des Speichers. Mit dieser Konfiguration (zweite Ausbaustufe) steht ungefähr die zweifache Beladewärmemenge der ersten Ausbaustufe zur Verfügung.

Tabelle 2.15: Vergleich der Ausbaustufen auf der Basis von Berechnungen mittels dynamischer Simulationen mit TRNSYS

	erste, realisierte Ausbaustufe 2. Betriebsjahr	ursprünglich geplante End- ausbaustufe 3. Betriebsjahr
Kollektorfläche und -typ	540 m ² Vakuum-Röhrenkollektoren	2 000 m ² Flachkollektoren
Kollektorfeldertrag (brutto)	621 kWh/(m ² ·a)	377 kWh/(m ² ·a)
Speichervolumen	8 000 m ³ Kies-Wasser	8 000 m ³ Kies-Wasser
Speichernutzungsgrad	45 %	71 %
Wärmeverbrauch	573 MWh/a	1 200 MWh/a
solarer Deckungsanteil	30 %	42 %
maximale Speichertemperatur oben	60 °C	85 °C

Mit Hilfe der dynamischen Anlagensimulation ist es möglich, die Anlagenzustände und den solaren Ertrag zuverlässig zu berechnen.

Die Angaben in Tabelle 2.15 zeigen, dass die Anlagenkonfiguration der ersten Ausbaustufe die zur Verfügung stehende Speicherkapazität nicht vollständig nutzt, weil nur ein Teil der geplanten Kollektorfläche installiert ist. Weiterhin kann aus dem Speicher nur ein relativ kleiner Teil der eingespeisten Wärme genutzt werden, da die Temperaturen im Speicher und im Speicherrandgebiet in den ersten Betriebsjahren erst auf ein bestimmtes, von der Jahreszeit abhängiges Niveau erhöht werden müssen. In diesem Zeitabschnitt arbeitet das installierte Kollektorfeld effektiver im Vergleich zur ursprünglich geplanten Endausbaustufe. Unter den Bedingungen eines vollständigen Ausbaus treten die genannten Effekte nicht auf. Das Simulationsergebnis spiegelt eine Vielzahl von Randbedingungen wider, die im Einzelnen nicht aufgeführt werden.

Für den Nachweis der Funktionsweise des Systems und insbesondere des Wärmespeichers ist mit der zweiten Ausbaustufe eine wesentliche Verbesserung gegenüber der ersten Konfiguration erreicht worden. Im Zuge einer weiteren Bebauung des Gewerbe- und Technologieparks „solaris“ wird die Integration zusätzlicher Kollektorflächen und Niedertemperatur-Verbraucher angestrebt.

2.1.5.2 Ergebnisse

Der bisherige Projektverlauf, Erfahrungen, usw. können folgendermaßen zusammengefasst werden:

- Im Vorfeld wurden intensive Anstrengungen zur Optimierung des Leistungs-Kosten-Verhältnisses unternommen.
- Während der Planung, Errichtung und Inbetriebnahme war eine intensive Betreuungsarbeit notwendig. Besonderer Wert ist dabei auf die fach- und sachgerechte Ausführung zu legen, um die mehrfach optimierte Planung zu realisieren.
- Die Anlage kann störungsfrei und ohne hohen Wartungsaufwand betrieben werden.
- Werte, die in der Planung angenommen wurden, wie Leistung der Kollektoren, Wärmeübertrager und Pumpen, werden erreicht.
- Derartige Anlagen müssen permanent überwacht werden. Eine mögliche Leistungsminderung oder sogar ein Ausfall wird ansonsten zu spät erkannt. Die Überwachung geschieht in diesem Fall über das messtechnische Begleitprogramm.
- Das Engagement des Betreibers ist sehr hoch, so dass fast alle aufgetretenen Mängel beseitigt werden konnten.
- Die gesamte Anlage ist unter kostenminimalen Bedingungen errichtet worden.
- Mit Hilfe des messtechnischen Begleitprogramms kann das System intensiv untersucht werden. Die darauf basierenden Ergebnisse bestätigen die Erwartungen im Bereich der Anlagenfunktion. Dennoch sind weitere Untersuchungen notwendig, wie zum Beispiel die in Abschnitt 2.1.5.3 aufgeführten Arbeiten.

Die Erläuterung der ersten Betriebserfahrungen ist umfangreich. Deshalb wird auf die Informationen unter [Urbanek 2001] verwiesen. Als Beispiele sollen hier die Leistungsfähigkeit der Vakuum-Röhrenkollektoren und ein neues sicherheitstechnisches Konzept aufgeführt werden.

Eine Detailuntersuchung im Begleitprogramm beschäftigte sich mit der Leistungsfähigkeit der eingesetzten Vakuum-Röhrenkollektoren und der Leistungsbestimmung bei Kollektorfeldern [Urbanek 2002a]. Gezeigt wurde, dass es möglich ist, derartige Felder mit einer Abweichung von 4 bis 5 % unter den idealen Werten aus dem Kollektortest zu betreiben.

Trotz der allgemein höheren flächenbezogenen Kollektorkosten gegenüber den Flachkollektoren stellt diese Bauart eine Alternative dar. So können in Abhängigkeit des möglichen mechanischen Lasteintrages Kostenreduktionen in der Aufständigung und Montage erreicht werden (siehe auch [Schirmer 2001]). Im Projekt ist eine Brettschichtholzkonstruktion favorisiert

worden, die auf das vorhandene Dach aufgelegt wurde (Bild 2.50). Hier liegen die Kosten für die Unterkonstruktion bei ca. 26 € je Quadratmeter Kollektorfläche.



Bild 2.50: Montage der Vakuum-Röhrenkollektoren

Im Bereich der Sicherheitstechnik wurde ein neues Konzept umgesetzt (Bild 2.51). Das Prinzip entspricht einer dynamischen Pumpendruckhaltung. Gleichzeitig wurden die Funktionen Kollektorkreis befüllen und entleeren zur komfortablen Bedienung einbezogen. Mit dieser neuen technischen Lösung wurde eine Reduktion der Investitionskosten und des Platzbedarfes erreicht. Die bisherige Überwachung bestätigt die zuverlässige Funktionsweise. Detaillierte Informationen sind unter [Urbanec 2002c] zu finden.

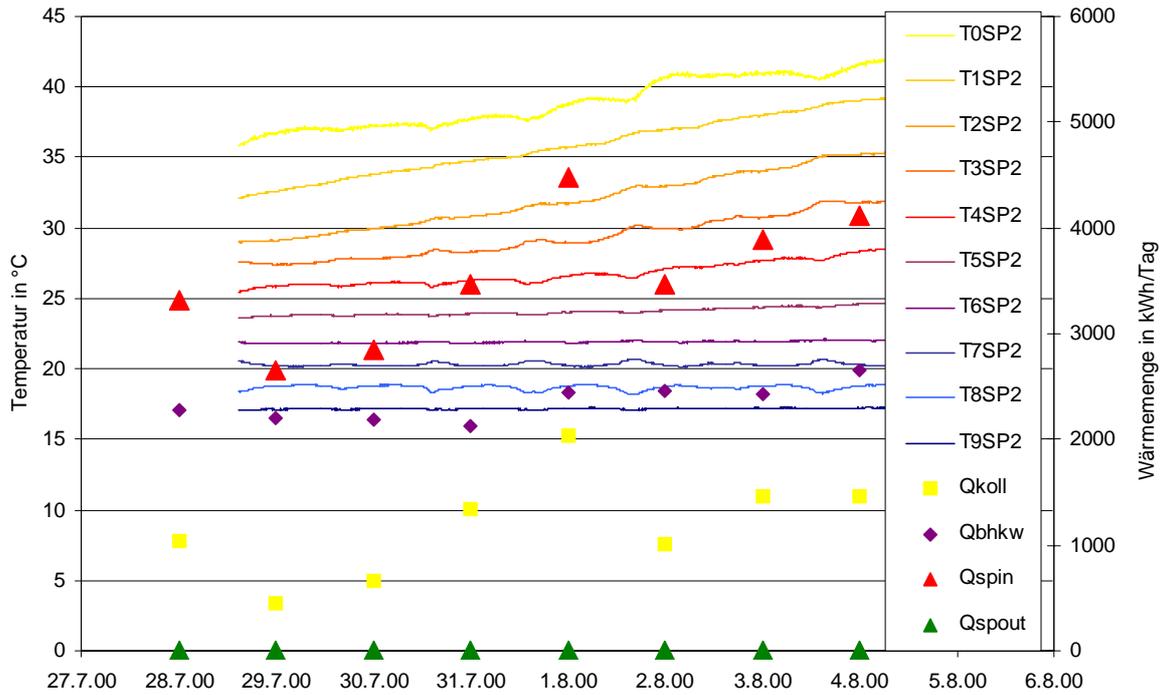


Bild 2.52: Typischer Temperaturverlauf bei der Beladung mit solar gewonnener Wärme (Qkoll) und Wärme aus Wärme-Kraft-Kopplung (Qbhw), vertikal über der gesamten Höhe angeordnete Temperaturfühler (oben T0SP2 bis unten T9SP2), eingespeiste Wärmemenge (Qspin), entnommene Wärmemenge (Qspout)

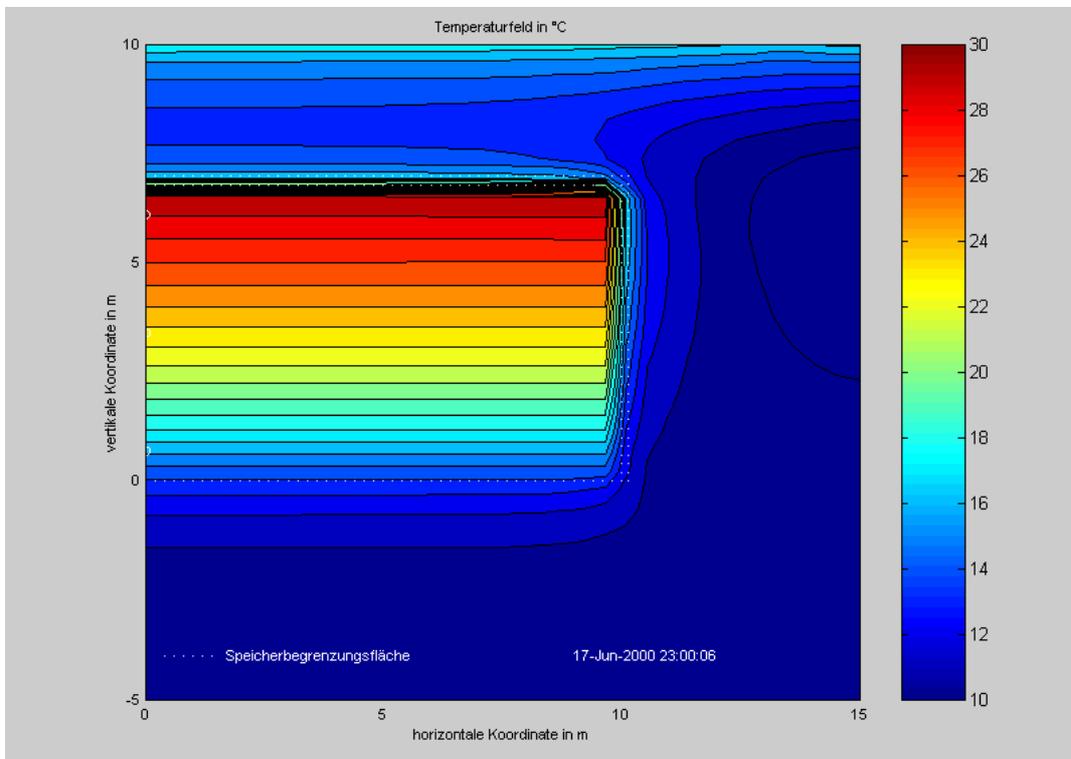


Bild 2.53: berechnetes Temperaturfeld, vertikale Ebene im Speichergebiet, Speichermitte (links) und Wasseraustauschrohre bei horizontaler Koordinate mit dem Wert 0, Wasseraustauschrohre liegen orthogonal zur Blattebene, Speicherbegrenzungsfläche gepunktet dargestellt

Zur Lösung dieser Aufgaben ist es außerdem notwendig, alle benötigten Parameter, wie z. B. die effektive Wärmeleitfähigkeit des Kies-Wasser-Stoffsystems, zu ermitteln. Dazu wurden umfangreiche experimentelle Untersuchungen durchgeführt. Informationen zum Modell, Parametern und ersten Ergebnissen sind in [Urbaneck 2002b] enthalten.

Tabelle 2.16: Untersuchungsergebnis für das Kies-Wasser-Stoffsystem

Porosität	0.43
mittlere Dichte, Kies-Wasser	1 928 kg/m ³
volumetrische Wärmekapazität, Kies-Wasser	2.98 · 10 ⁶ J/(m ³ ·K)
effektive Wärmeleitfähigkeit, Kies-Wasser	2.4 W/(m·K)
mittlerer Partikeldurchmesser, Kies	22.3 mm

2.1.5.4 Ausblick

In einem separaten Abschlussbericht für dieses Projekt sind alle Ergebnisse veröffentlicht [Urbaneck 2003]. Als alternative Informationsquelle sei auf die vorliegenden Veröffentlichungen und www.solarthermie2000.de verwiesen. Im Bereich der Speicherberechnungen sind die Arbeiten noch nicht abgeschlossen. Hier werden noch weitere Ergebnisse erwartet. Ein Grund dafür sind die numerisch aufwendigen bzw. zeitintensiven Berechnungen.

Eine zusammenfassende Übersicht der Projektbeteiligten gibt Tabelle 2.17.

Tabelle 2.17: Übersicht über die Projektbeteiligten in Chemnitz

Bauherr/Betreiber der Wärmeversorgung:	solaris Verwaltungs-GmbH
Planung:	
<i>Planung des Nahwärmenetzes</i>	IN-Plan Chemnitz
<i>erste Konzeption und Planung des Kies-Wasser-Speichers</i>	ZSW Baden-Württemberg
<i>weitere Konzepte und Planung des solaren Systems (1. Ausbaustufe)</i>	Technische Universität Chemnitz, Fakultät für Maschinenbau, Professur Technische Thermodynamik
<i>Planung BHKW-Einkopplung (2. Ausbaustufe)</i>	solaris Verwaltungs-GmbH
Wissenschaftliche Begleitung:	Technische Universität Chemnitz, Fakultät für Maschinenbau, Professur Technische Thermodynamik
Förderung:	Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit

2.1.6 Rostock

Im Mai 2000 ging in Rostock die erste solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit einem Aquifer-Wärmespeicher in Betrieb (Bild 2.54). Die Anlage versorgt ein Neubau-Mehrfamiliengebäude mit 108 Wohnungen und insgesamt 7 000 m² Wohnfläche. Die Dächer des Gebäudes sind als Kollektordächer mit einer Absorberfläche von insgesamt 980 m² ausgeführt. Die von den Kollektoren gelieferte Wärme wird in einem außerhalb des Gebäudes stehenden Pufferspeicher mit Schichtbeladeeinrichtung (30 m³) zwischengespeichert, um von dort entweder an die Wärmeabnehmer abgegeben oder in den unter dem Gebäude liegenden Aquifer-Wärmespeicher eingespeichert zu werden. Die Gesamtkonzeption der Pilotanlage wurde von der Geothermie Neubrandenburg GmbH durchgeführt (siehe auch Tabelle 2.22 und [Kabus 2000]).



Bild 2.54: Pilotprojekt HELIOS in Rostock-Brinckmanshöhe

2.1.6.1 Gesamtsystem

Ein vereinfachtes Hydraulikschema der Gesamtanlage zeigt Bild 2.55. Das Wärmeverteilnetz ist als 4-Leiternetz ausgeführt, in dem die Trinkwarmwasser-Erwärmung zentral über zwei Speicher mit einem Volumen von je 750 Litern erfolgt. Zur Raumheizung wurde ein Nieder-temperatur-Heizsystem (VL/RL: 50/30 °C) mit Radiatoren realisiert, um niedrige Betriebs-temperaturen sicherzustellen und damit günstige Betriebsbedingungen für die Solaranlage und die Wärmepumpe zu garantieren. Die trinkwarmwasserseitige Zirkulationserwärmung erfolgt seit einem Umbau im April 2001 über einen separaten Wärmeübertrager ohne Durchströmung der Trinkwarmwasser-Speicher, siehe auch Abschnitt 5.3.3. Die Wärme wird in der Heizzentrale über zwei separate Vorlauf-Verteiler bereitgestellt, um die erforderlichen Temperaturniveaus für die Nutzung zur Raumheizung (50 °C) bzw. zur Trinkwarmwasser-Erwärmung (65 °C) zu berücksichtigen. Dies ermöglicht beispielsweise eine direkte Nutzung solarer Wärme auch auf niedriger Temperatur zur Raumheizung. Bei der Wärmepumpe handelt es sich um eine Sonderkonstruktion, welche die Nutzwärme auf zwei unterschiedlichen Temperaturniveaus bereitstellen kann. Dabei erfolgt neben der Wärmeentnahme bei der Kondensation (bei ca. 50 °C) eine vorangestellte Auskoppelung von Wärme im überhitzten Bereich des Kältemittels (bei ca. 65 °C). Sie wird elektrisch betrieben und hat eine thermische Leistung von 100 kW. Die Systemeinbindung der Wärmepumpe kann Bild 2.55 entnommen werden. Der Aquifer-Wärmespeicher wird über den Pufferspeicher und den Wärmeübertrager W1 beladen. Die Entladung erfolgt ebenfalls über den Wärmeübertrager W1, wenn das Temperaturniveau des aus dem warmen Brunnen geförderten Grundwassers für eine direkte Nutzung ausreicht. Bei zu geringer Temperatur wird über die Wärmepumpe entladen. Parallel erfolgt

auch bei niedrigen Temperaturen im Speicher eine Vorwärmung des Trinkwarmwassers über den Wärmeübertrager W2.

Zur Deckung des verbleibenden Restwärmebedarfs ist ein Gas-Brennwertkessel mit einer Leistung von 250 kW installiert. Dieser muss auch in strahlungsschwachen Perioden im Sommer den Restwärmebedarf decken (selbst wenn im Aquifer-Wärmespeicher genügend Wärme vorhanden ist) da der Aquifer-Wärmespeicher betriebsbedingt nicht kurzzeitig die Durchströmungsrichtung ändern, bzw. von Be- auf Entladung umschalten kann. Siehe dazu auch die Abschnitte 2.1.6.3 und 4.4.

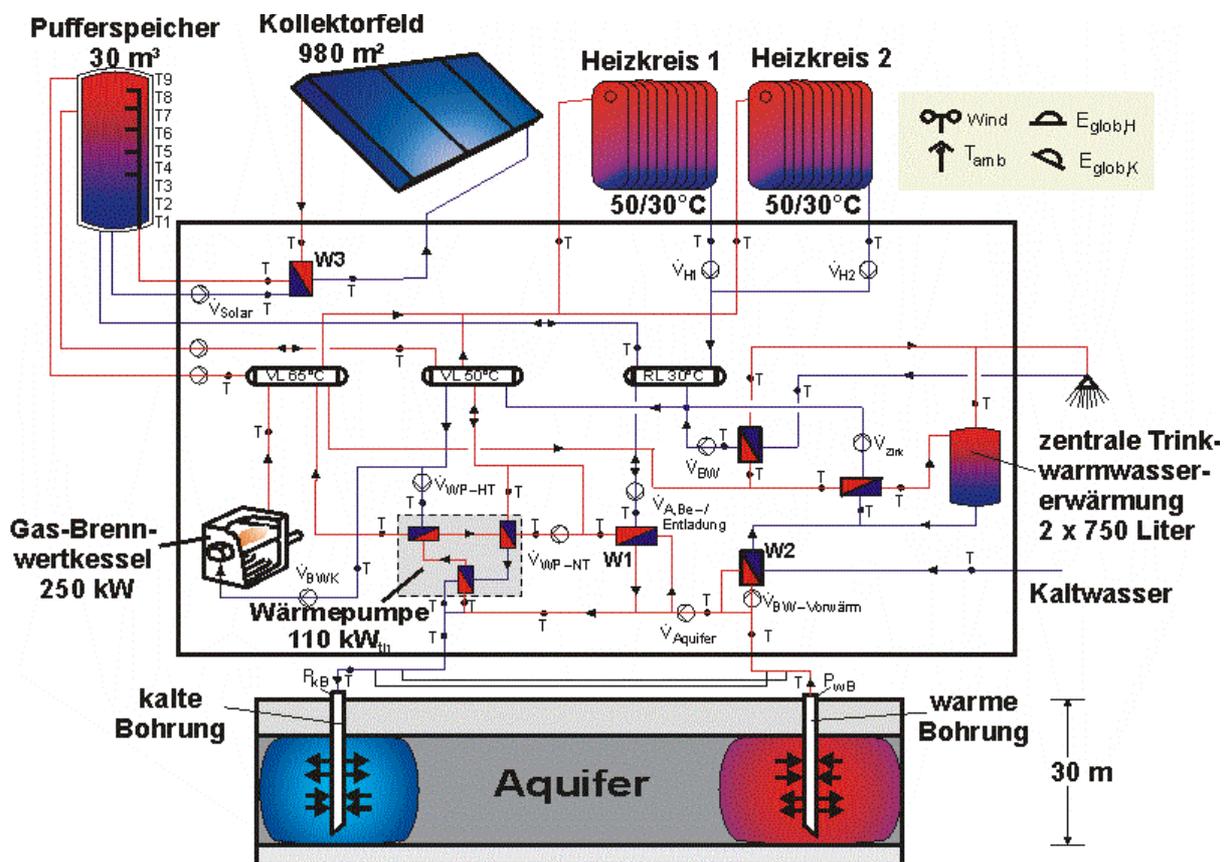


Bild 2.55: Vereinfachtes Hydraulikschema der Pilotanlage in Rostock mit Messstellen aus dem Monitoring-Programm

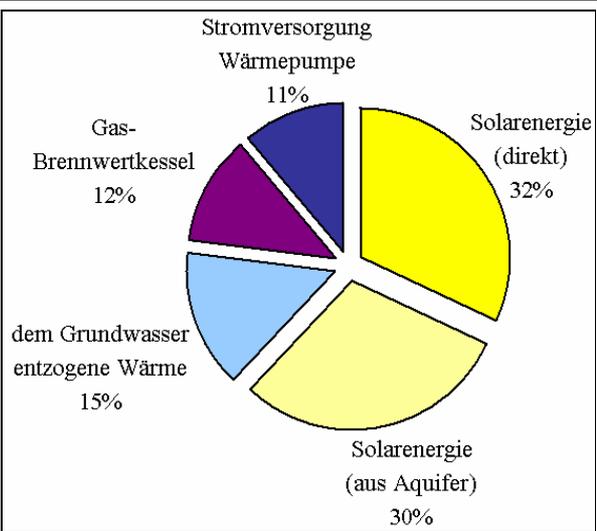
Die wesentlichen Daten der Wärmebilanz können Tabelle 2.18 entnommen werden. Der geplante Wärmebedarf des Gebäudes unterschreitet den Grenzwert der Wärmeschutzverordnung 1995 um ca. 30 %. Der Gesamtwärmebedarf für Trinkwarmwasser-Erwärmung und Raumheizung liegt, einschließlich der Verteilverluste, bei 497 MWh/a. Nach den Auslegungswerten der Planung liefern die Solarkollektoren einen nutzbaren Wärmeertrag von 307 MWh/a. Hier von können 159 MWh/a direkt genutzt werden, 148 MWh/a werden über den Aquifer-Wärmespeicher, größtenteils mit Hilfe einer Wärmepumpe, bereitgestellt. Zusätzlich zur einge-

speicherten Solarwärme kann dem Aquifer-Wärmespeicher, durch Abkühlung des entnommenen Grundwassers mit Hilfe der Wärmepumpe unter das Temperaturniveau des ungestörten Erdreichs, zusätzlich eine Wärmemenge von 74 MWh/a entzogen werden. Die Wärmepumpe benötigt eine Antriebsenergie von 55 MWh_{el}/a, die vom Brennwertkessel zu liefernde Restwärmemenge liegt bei 61 MWh/a. Der Stromeinsatz zum Betrieb der Solar- und der Speicherpumpen beträgt 11 MWh/a.

Der auf die Wärmeabgabe bezogene solare Deckungsanteil ergibt sich zu 62 %. Auf den Endenergieeinsatz bezogen liegt er bei 60 %, auf den Primärenergieeinsatz bezogen, bei Annahme eines Wirkungsgrades zur Stromerzeugung von 34 %, bei 48 %. Die Primärenergieeinsparung im Vergleich zu einem System, bei der die gesamte Wärme nur von einem Gas-Brennwertkessel bereitgestellt werden würde, errechnet sich zu 51 %.

Tabelle 2.18: Wärmebilanz nach Auslegung (PS: Pufferspeicher; BWK: Brennwertkessel)

Wärmebilanz:		
Bedarf Raumheizung	[MWh/a]	319
Bedarf TWW-erwärmung	[MWh/a]	144
Verteilverluste	[MWh/a]	34
Wärmebedarf gesamt	[MWh/a]	497
Wärmelief Kollektorfeld an PS	[MWh/a]	400
Dir. Nutz. sol. Wärme aus PS	[MWh/a]	159
Einspeicherung in Aquifer	[MWh/a]	234
Ausspeicherung aus Aquifer	[MWh/a]	148
Wärme aus Grundwasser	[MWh/a]	74
Wärmelieferung Gas-BWK	[MWh/a]	61
Wärmelieferung Wärmepumpe	[MWh/a]	275
Strombedarf Wärmepumpe	[MWh _{el} /a]	55
Arbeitszahl Wärmepumpe	-	5
Hilfsenergie für Pumpen ...	[MWh _{el} /a]	11
solarer Deckungsanteil	[%]	62



Energy Source	Percentage
Solarenergie (direkt)	32%
Solarenergie (aus Aquifer)	30%
dem Grundwasser entzogene Wärme	15%
Gas-Brennwertkessel	12%
Stromversorgung Wärmepumpe	11%
Hilfsenergie für Pumpen	10%

2.1.6.2 Die Kollektoranlage

Die Kollektorfelder sind als Solardächer ausgeführt (Bild 2.56). Erstmals wurden hierbei Dachfenster direkt in die Kollektorflächen integriert. In den unteren Bereichen der Dächer wurden Blindelemente ohne Absorber installiert, da in diesen Bereichen zeitweise Verschattungen durch das davor angeordnete Dach auftreten (siehe Bild 2.54). Die Bereiche ober- und unterhalb der Dachfenster wurden aus hydraulischen Gründen ebenfalls als Blindelemente ausgeführt. Die wichtigsten Daten der Kollektordächer zeigt Tabelle 2.19.

Der Kollektorlieferant hat, neben den Kollektoren einschließlich Verrohrung usw., eine voll funktionsfähige Dachkonstruktion geliefert. Diese beinhaltet sowohl die Dachsparren als auch die erforderlichen Blecheindeckungen an den Randflächen sowie die Regenrinnen und Schneefanggitter in den Bereichen der Dachterrassen. Schnittstelle für den Funktionsumfang waren die statischen Auflager an First und Traufe (siehe Bild 2.57).

Tabelle 2.19: Daten der Kollektorfelder

Hersteller	Fa. Solvis Solarsysteme GmbH, Braunschweig
Typ	Solar-Roof
Absorberfläche	980 m ²
Anzahl Flächen	11
Ausrichtung	Süd 0 °
Neigung	38 °



Bild 2.56: Solardach mit integrierten Dachfenstern und Blindelementen (unten sowie ober- und unterhalb der Dachfenster)



Bild 2.57: Montage der Kollektordächer

Der Volumenstrom auf der Sekundärseite des Solar-Wärmeübertragers wird im Normalbetrieb über eine frequenzgeregelte Pumpe auf eine Vorlauftemperatur von 70 °C zum Pufferspeicher eingeregelt. Dadurch werden unnötig hohe Temperaturen im Pufferspeicher und in den Kollektoren vermieden, die zu höheren Wärmeverlusten bzw. niedrigeren Wirkungsgraden führen würden.

Zur Druckhaltung im Kollektorkreis wurde ein dynamisches System bestehend aus Druckdichterpumpen und Überströmventilen installiert, das mit einem drucklosen 200-Liter Vorratsbe-

hälter gekoppelt ist. Nach anfänglichen Betriebsproblemen wurde zur Dämpfung ein zusätzlich vorgeschaltetes Membranausdehnungsgefäß vorgeschaltet.

Aufgrund der exponierten Lage und der hohen Windgeschwindigkeiten am Standort traten anfangs Probleme mit Dichtungsbändern und den Abdeckblechen zwischen den einzelnen Glasscheiben auf. Diese konnten durch zusätzliche Befestigungen behoben werden.

2.1.6.3 Der Langzeit-Wärmespeicher

Zur saisonalen Wärmespeicherung wurde eine in 15 bis 30 m Tiefe vorhandene Aquiferschicht (siehe Abschnitt 4.4) über zwei Brunnenbohrungen erschlossen. Im Sommer wird dem kalten Brunnen Grundwasser entnommen, über einen Wärmeübertrager von der Solaranlage erwärmt und anschließend wieder in den warmen Brunnen eingeleitet (Beladung). Bei Entladung wird die Strömungsrichtung umgekehrt und die eingespeicherte Wärme wird dem Speicher entweder über einen Wärmeübertrager oder über die Wärmepumpe entnommen. Der für den Langzeitbetrieb berechnete Speichernutzungsgrad des Aquifer-Wärmespeichers beträgt 63 %. Die maximale Temperatur des Speichers ist auf 50 °C begrenzt, um die Wärmeverluste an das umgebende Erdreich zu reduzieren und um Ausfällungen aus dem Grundwasser zu verhindern. Diese können bei höheren Temperaturen auftreten und würden eine aufwendige Wasserbehandlung zur Vermeidung von Ablagerungen an Wärmeübertragern und Brunnenfiltern notwendig machen. Bild 2.58 zeigt einen Lageplan des Standorts mit dem Gebäude sowie der Lage der Brunnenbohrungen und der Grundwasser-Überwachungspegel.

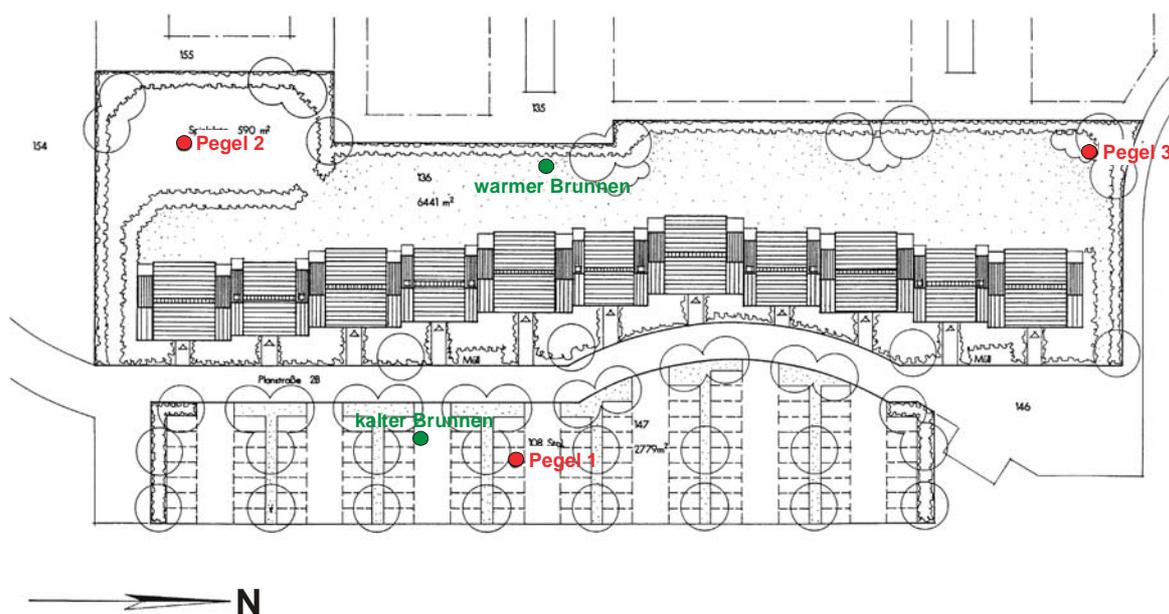


Bild 2.58: Lageplan mit Brunnenbohrungen und Beobachtungspegeln (Quelle: GTN)

Die Eignung des Untergrunds für einen Speicher dieses Typs wurde durch eine hydrogeologische Voruntersuchung bestätigt [Kabus 2000]. Hierbei wurde in geringer Tiefe (15-30 m) eine geeignete Schicht mit geringer natürlicher Grundwasserströmung gefunden, die nach oben und nach unten durch hydraulisch dichte Schichten abgegrenzt ist. Das geologische Profil an der kalten Bohrung zeigt Bild 2.59.

Die Grundwasser-Fließrichtung verläuft nach WNW mit einem Gradienten von 0.25/100 m. Die hydraulische Durchlässigkeit k_F wurde zu $1 \cdot 10^{-4}$ m/s bestimmt, die Darcy-Geschwindigkeit ergibt sich hieraus zu ca. 8 m/a. Die Ausbreitungsgeschwindigkeit der Wärme front liegt bei ca. 13 m/a.

Ein Pumpversuch nach Fertigstellung der Brunnenbohrungen ergab eine Produktivität der kalten Bohrung von $2.9 \text{ m}^3/(\text{h} \cdot \text{m})$ und ein Injektivität der warmen Bohrung von $4.6 \text{ m}^3/(\text{h} \cdot \text{m})$. Mit diesen Daten wurde ein detailliertes Simulationsmodell kalibriert, mit dessen Hilfe anschließend verschiedene Untersuchungen zum Absenkverhalten des Grundwasserspiegels bei verschiedenen Betriebsweisen sowie zur Entwicklung der Rückfördertemperaturen durchgeführt werden konnten. Auch die Ausbreitung der Wärmeblase um die warme Bohrung herum konnte damit berechnet werden. Die Ergebnisse hierzu sind in [Kabus 2000] dargestellt.

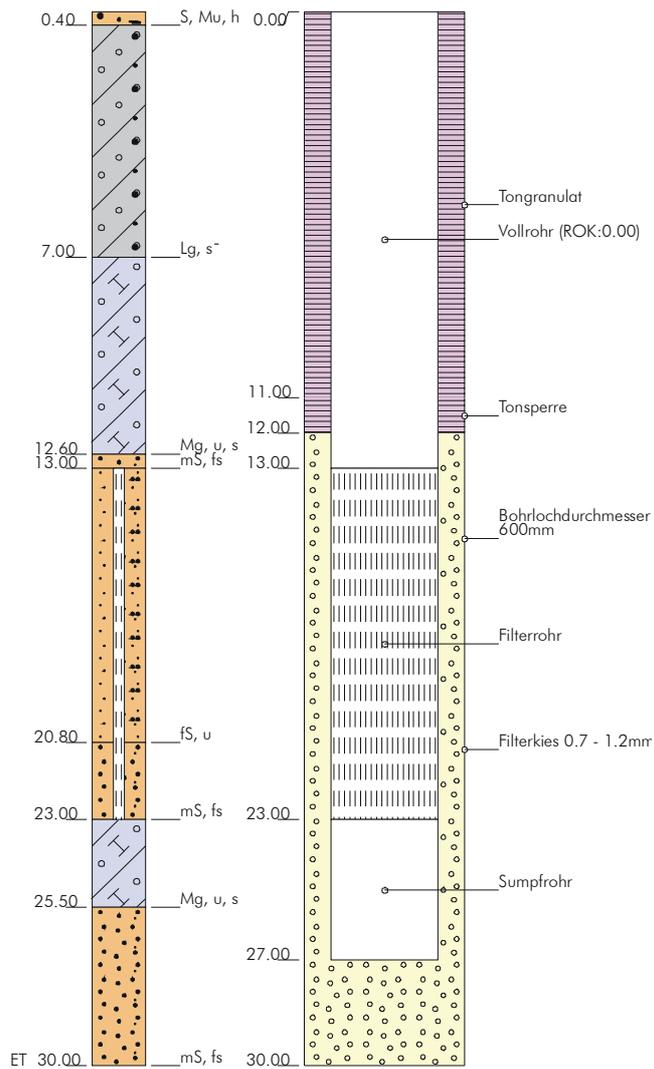


Bild 2.59: Geologisches Profil der kalten Bohrung (Quelle: GTN)

Die Simulationsrechnungen führten zu einem optimalen Abstand der beiden Brunnenbohrungen von 50 m, bei dem einerseits kein thermischer Durchbruch während des Betriebs zu erwarten ist und andererseits ein Driften der Wärmeblase mit der Grundwasserströmung verhindert wird. Bild 2.60 zeigt Fotos eines Brunnenkopfes sowie die Einstiegsschächte zu einem der Brunnenkeller.



Bild 2.60: Brunnenkopf mit Förder- und Injektionsleitung (linkes Bild); Einstiegsschächte zum Brunnenkeller der kalten Bohrung (rechtes Bild)

2.1.6.4 Kosten

Die Kosten der Wärmeversorgung sind in Tabelle 2.20 zusammengestellt. Die Komponenten des Solarteils sind kursiv dargestellt. Die Investitionskosten für die gesamte Solaranlage inklusive Aquifer-Wärmespeicher und zum Betrieb der Solaranlage und des Langzeit-Wärmespeichers notwendige Komponenten wie Pufferspeicher und Wärmepumpe usw. betragen 741 600 Euro.

Die Baukosten des Aquifer-Wärmespeichers in Rostock lagen bei 39 €/m³Wasseräquivalent. Solange keine aufwendige Wasserbehandlung benötigt wird, lässt dieser Speichertyp die geringsten volumenbezogenen Investitionskosten von allen in Deutschland gebauten Langzeit-Wärmespeichertypen zu.

Tabelle 2.20: Zusammenstellung der Kosten (in Tausend Euro, ohne MwSt.; Solarteil kursiv)

Solardach inkl. feldinterner Verrohrung:		378.6
	<i>Kollektoren</i>	211.6
	Dachkonstruktion und Blindelemente	167.0
<i>Wärmespeicher:</i>		152.9
	<i>Bohrungsdoulette</i>	79.3
	<i>Systemeinbindung</i>	73.6
<i>Pufferspeicher mit Schichtbeladeeinrichtung:</i>		31.8
<i>Wärmepumpe:</i>		16.8
Kesselanlage:		40.0
Trinkwarmwasser-Erwärmung (TWW):		14.2
Verrohrung (inkl. Pumpen, Armaturen...):		178.3
	<i>Solarkreislauf</i>	119.4
	Heizzentrale	59.0
MSR-Technik:		72.7
	<i>Anteil Solar</i>	7.9
	<i>Anteil Aquifer</i>	18.9
	Anteil konventionell	45.9
Planung:		119.9
	<i>Anteil Solar und WP</i>	88.7
	<i>Anteil Aquifer</i>	24.7
	Anteil Kessel und TWW	6.5
<i>Besondere Leistungen (Pegel, Labor...):</i>		13.0
Gesamtkosten komplett:		1 018.2
<i>Gesamtkosten Solarteil:</i>		741.6

2.1.6.5 Messtechnik

Um die Leistungsfähigkeit und den korrekten Betrieb der Anlage überwachen zu können, wurde parallel zur Regelungstechnik ein umfangreiches Monitoringkonzept umgesetzt. Neben allen relevanten Temperaturen, Volumenströmen und Wärmemengen in der Heizzentrale (Messstellen siehe Bild 2.55) werden hierbei die Klimadaten sowie zahlreiche Temperaturen im Erdreich im Bereich der beiden Brunnenbohrungen erfasst und ausgewertet (siehe Anhang A). Außerdem werden in unregelmäßigen Abständen die Grundwasserspiegel in den Beo-

bachtungspegeln (siehe Bild 2.58) gemessen und chemische Analysen des Grundwassers durchgeführt. Die Verarbeitung der Messdaten erfolgt gemäß den Angaben aus Abschnitt 2.4.

2.1.6.6 Betriebsergebnisse

Die Wärmeversorgung ging Ende 1999 in Betrieb, als die ersten Wohnungen bezogen wurden. Zu diesem Zeitpunkt waren die Solaranlage und der Aquifer-Wärmespeicher noch nicht fertig gestellt. Die Solaranlage läuft seit Mitte April 2000, der Aquifer-Wärmespeicher wurde Anfang Mai 2000 erstmals beladen. Aufgrund verschiedener Probleme mit der Druckhaltung des Solarkreises, den Tauchpumpen im Aquiferkreis sowie allgemeiner Regelprobleme konnte erst Mitte Juli 2000 der Normalbetrieb beginnen.

Tabelle 2.21 zeigt die wichtigsten Betriebsergebnisse seit Inbetriebnahme der Solaranlage.

Tabelle 2.21: Messwerte seit Betriebsbeginn

Jahr		2000 ¹⁾	2001	2002
Wetter				
Umgebungstemperatur (Jahresdurchschnitt)	[°C]	9.9	9.1	9.7
Windgeschwindigkeit (Jahresdurchschnitt)	[m/s]	3.7	3.3	3.2
Einstrahlung in Kollektorebene	[kWh/m ²]	1 133	1 158	1 194
Gradtagzahl (Gt_{15}) i.d. Heizper. (1.9.-31.5.)	[Kd]	3 003	3 391	3 311
Wärmeerzeugung				
Einstrahlung auf Absorberfläche	[MWh]	1 111	1 136	1 171
Wärmelieferung der Kollektoren	[MWh]	158	348	364
je m ² Absorberfläche	[kWh/m ²]	161	355	371
Solarenergie direkt genutzt	[MWh]	48	134	119
Solarenergie gesamt genutzt	[MWh]	49	211	278
je m ² Absorberfläche	[kWh/m ²]	50	216	283
Wärmeeinspeicherung Aquifer	[MWh]	112	214	245
Wärmeauspeicherung Aquifer	[MWh]	1	78	158
direkte Nutzung aus Aquifer	[MWh]	0	3	10
Nutzwärme Wärmepumpe	[MWh]	1.3	100	192
Strombedarf Wärmepumpe	[MWh _{el}]	0.3	24	44
Arbeitszahl Wärmepumpe	-	4.2	4.1	4.3
Wärmelieferung Kessel	[MWh]	233	420	322
Gasverbrauch	[MWh]	271	464	356
Kesselnutzungsgrad	[%]	86	91	91
Wärmeerzeugung gesamt	[MWh]	282	656	644
Wärmebereitstellung				
Heizwärmebedarf	[MWh]	132	390	366
Wärmebedarf Trinkwarmwasser-Erwärmung	[MWh]	130 ²⁾	149 ²⁾	110
Wärmebedarf Trinkwarmwasser-Zirkulation	[MWh]		84 ²⁾	121
Wärmebereitstellung gesamt (ohne Verluste)	[MWh]	262	624	597
Verteilverluste	[MWh]	20	32	47
solarer Deckungsanteil³⁾	[%]	17	32	43
Temperaturen⁴⁾				
Netz-Vorlauf	[°C]	38.3	41.7	44.4
Netz-Rücklauf	[°C]	35.0	34.0	35.7
Rücklauf Heizung	[°C]	29.4	31.5	32.2
Rücklauf Trinkwarmwasser-Erwärmung	[°C]	43.3 ²⁾	43.1 ²⁾	40.9
Rücklauf Trinkwarmwasser-Zirkulation	[°C]			52.9

¹⁾: nur Zeitraum 20.04.2000 – 31.12.2000

²⁾: Zirkulation wird erst seit 09.04.2001 separat erfasst

³⁾: auf Endenergie bezogen

⁴⁾: volumenstromgewichtete Jahres-Mittelwerte

Zur Verdeutlichung der Beiträge zur Wärmeversorgung ist in Bild 2.61 ein Energieflussdiagramm dargestellt. Die Zahlenwerte repräsentieren das Betriebsjahr 2002.

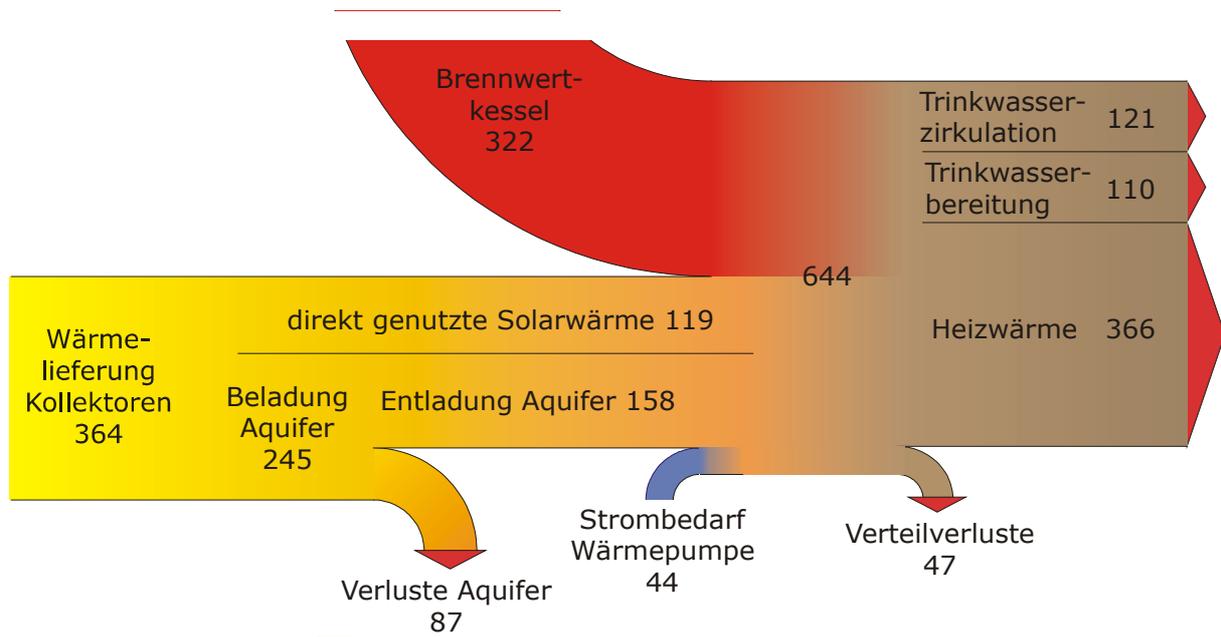


Bild 2.61: Energieflussdiagramm für das Jahr 2002 (Zahlenwerte: Wärmemengen in MWh/a)

Die Wärmepumpe war im Jahr 2000 und in der ersten Jahreshälfte 2001 aufgrund von Regelungsproblemen nur selten in Betrieb. Aus diesem Grund konnte in der ersten Heizperiode dem Aquifer-Wärmespeicher nur eine sehr geringe Wärmemenge entnommen werden. Der im Jahr 2001 erreichte solare Deckungsanteil der Anlage lag bei 32 %. Seit Beginn der Heizperiode 2001/2002 funktioniert die Wärmepumpe weitgehend zuverlässig, wenn auch mit geringerer Leistung als ursprünglich projektiert. Dies und verschiedene nachträgliche Einregulierungsarbeiten in der hausinternen Hydraulik ermöglichten im zweiten vollen Betriebsjahr (2002) eine Steigerung des solaren Deckungsanteils auf 43 %.

Bisher gelang es nicht, während der Sommermonate eine vollständige Deckung des Wärmebedarfs über die Solaranlage zu erreichen. Dies liegt zum wesentlichen Teil an der im Vergleich zu anderen Langzeit-Wärmespeichertypen geänderten Betriebsweise des Aquifer-Wärmespeichers: während bei den Behälterspeichern oder auch beim Erdsonden-Wärmespeicher auch im Sommer der Speicher entladen werden kann, sind beim Aquifer-Wärmespeicher kurzzeitige (tägliche) Wechsel zwischen Be- und Entladung über längere Zeiträume nicht möglich, da es dadurch zum Ausspülen von Feinsanden aus dem Bereich um die Brunnen herum kommen kann. Diese können dann wiederum Teile der Brunnenfilter zusetzen. Aus diesem Grund werden Aquifer-Wärmespeicher wesentlich „saisonal“ betrieben als andere Speichertypen. In Rostock ist der Wärmebedarf in den Abend- und Nachtstunden (Trink-

warmwasser-Zirkulation) so hoch, dass der Wärmeinhalt im Pufferspeicher nicht ausreicht, bis die Solaranlage diesen morgens wieder belädt. Deshalb muss der Kessel auch im Sommer in den frühen Morgenstunden einige Male kurzzeitig starten, um den Trinkwarmwasser-Wärmebedarf zu decken. Durch weitere Optimierung der Temperaturniveaus bei der Trinkwarmwasser-Zirkulationserwärmung sowie der Laderegelung zwischen Pufferspeicher und Aquifer-Wärmespeicher bzw. des vorgehaltenen Nutzvolumens im Pufferspeicher soll der solare Beitrag im Sommer noch weiter erhöht werden.

Die Wirkungsgrade der Solaranlage (Solarkreis einschließlich Verrohrung sowie Solar-Wärmeübertrager) an einigen ausgesuchten Zeitpunkten im ersten Betriebsjahr zeigt Bild 2.62. Zum Vergleich ist die Kollektor-Kennlinie nach DIN 4757 aufgetragen. Da diese nur für den Kollektor selbst aufgenommen wurde, liegen die gemessenen Werte unterhalb der Kennlinie. Angegeben ist auch eine Häufigkeitsverteilung der Betriebspunkte. Bei hohen Einstrahlungen arbeiten die Kollektorfelder im Bereich $\Omega = 0.3 - 0.4 \text{ (K}\cdot\text{m}^2\text{)/W}$.

Bild 2.63 zeigt die monatlichen Wärmebilanzen der Jahre 2001 und 2002. Es fällt ein deutlich gleichmäßigerer Anteil der Solaranlage an der Wärmeversorgung im Vergleich zu den anderen Pilotanlagen auf (vergleiche z. B. Friedrichshafen). Ursache hierfür ist die ins System eingebundene Wärmepumpe, die eine Entladung des Aquifer-Wärmespeichers bis auf Temperaturen unterhalb der natürlichen Grundwassertemperatur ermöglicht. Dies sichert zum einen eine große nutzbare Temperaturdifferenz beim Betrieb des Speichers, zum zweiten wird der Betrieb unabhängiger von den Rücklauftemperaturen aus der Wärmeversorgung, auch wenn diese im Projekt Rostock sehr niedrig sind (Jahresmittel 2002: 35.7 °C). Der Preis, den man für diese erweiterte Nutzbarkeit bezahlen muss, ist der zum Antrieb der Wärmepumpe benötigte Stromeinsatz (blaue Balken in Bild 2.63).

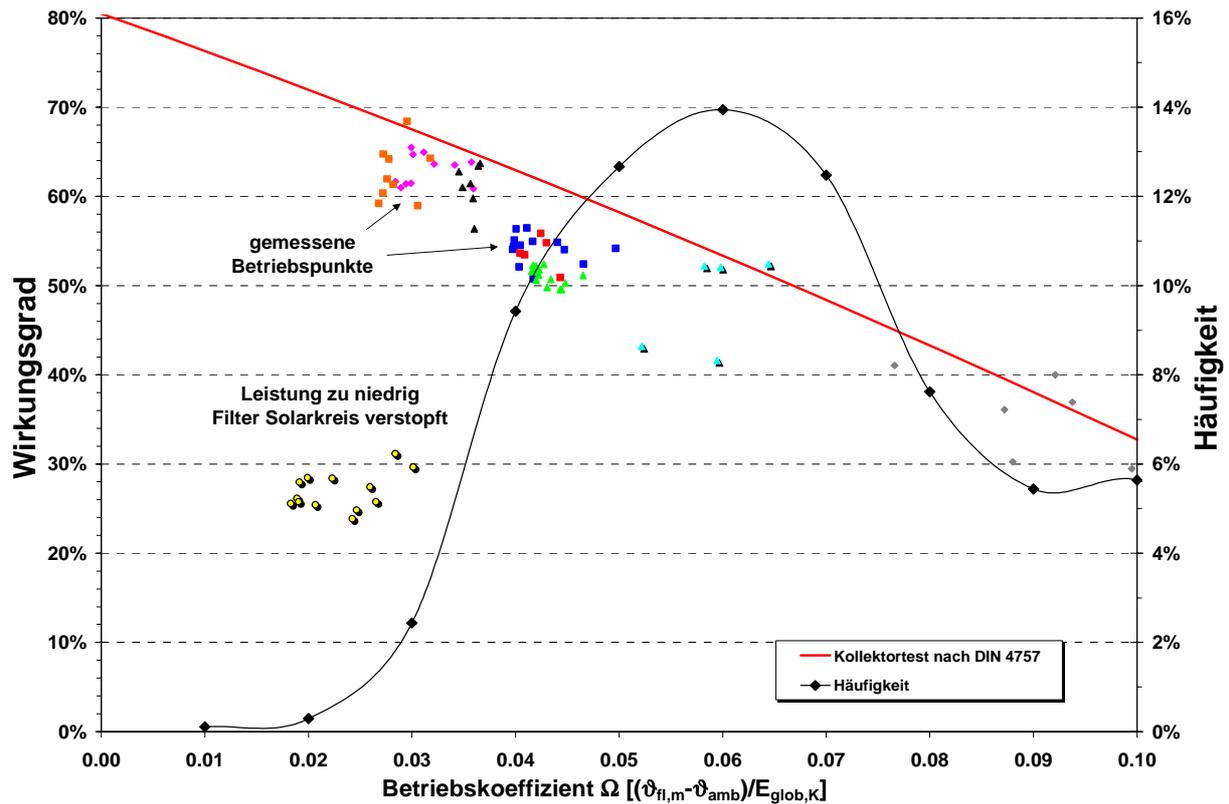


Bild 2.62: Wirkungsgrade der Solaranlage an ausgewählten Tagen im Jahr 2000 ($\vartheta_{fl,m}$: mittlere Fluidtemperatur im Kollektor [$^{\circ}\text{C}$]; ϑ_{amb} : Umgebungstemperatur [$^{\circ}\text{C}$]; $E_{glob,K}$: Einstrahlung in Kollektorebene [W/m^2])

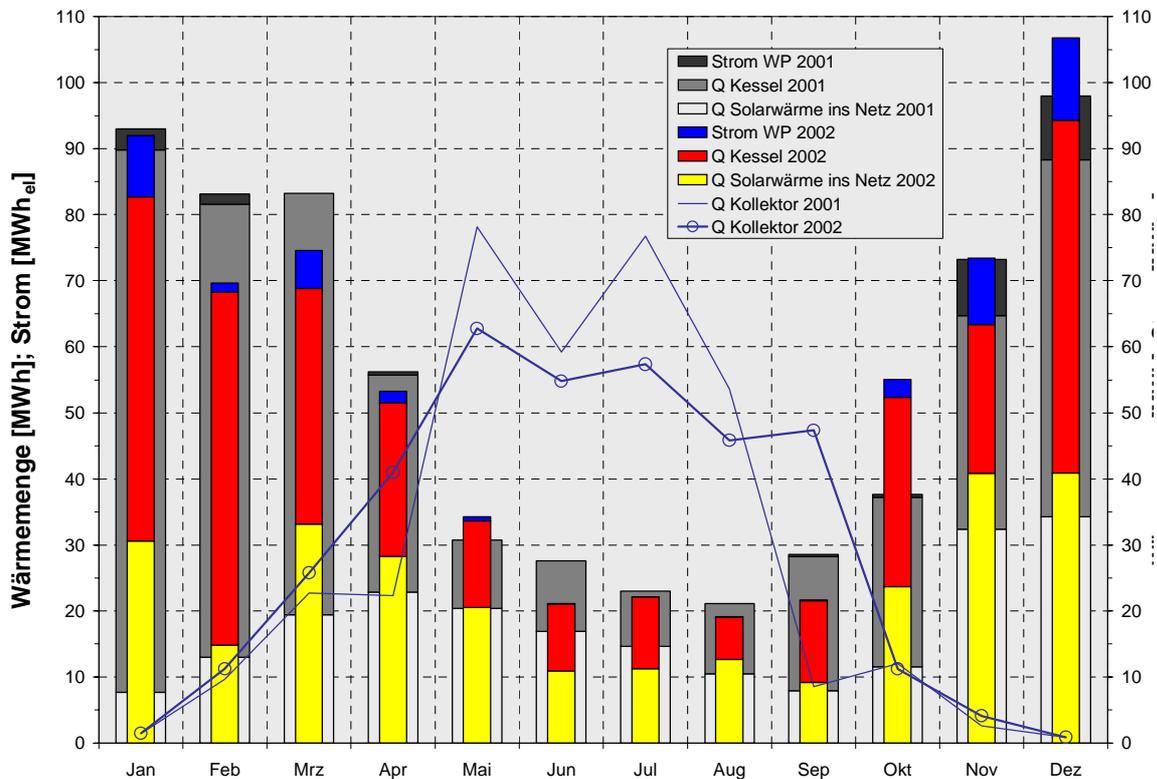


Bild 2.63: Monatliche Wärmebilanzen der Jahre 2001 und 2002

In der kalten Brunnenbohrung trat im Jahr 2000 eine Verschlechterung der Druckverhältnisse beim Entladen des Speichers (Injektion von Grundwasser in die kalte Bohrung) auf, die im Februar 2001 einmalig zum Austritt von Grundwasser an der Oberfläche führte. Auf Basis einer im Mai 2001 durchgeführten Inspektion dieser Bohrung wurde der Maximaldurchfluss im Speicherkreislauf reduziert, um mittelfristig einen störungsfreien Betrieb zu ermöglichen. Im August 2002 wurde eine Brunnenintensivierung durchgeführt, die den langfristig sicheren Betrieb der Bohrung gewährleisten soll. Genauere Angaben zu den durchgeführten Arbeiten können [Kabus 2003] entnommen werden.

Bild 2.64 zeigt die monatlichen Wärmebilanzen am Aquifer-Wärmespeicher und die Mittelwerte der Temperaturen in den Brunnenköpfen. Anfang 2001 wurde aufgrund der beschriebenen Regelungsprobleme der Wärmepumpe und der Probleme mit der kalten Brunnenbohrung nur wenig Wärme aus dem Speicher entnommen. In Bild 2.65 sind Tageswerte der Be- und Entlade-Wärmemengen und Mitteltemperaturen des Aquifer-Wärmespeichers seit Betriebsbeginn dargestellt.

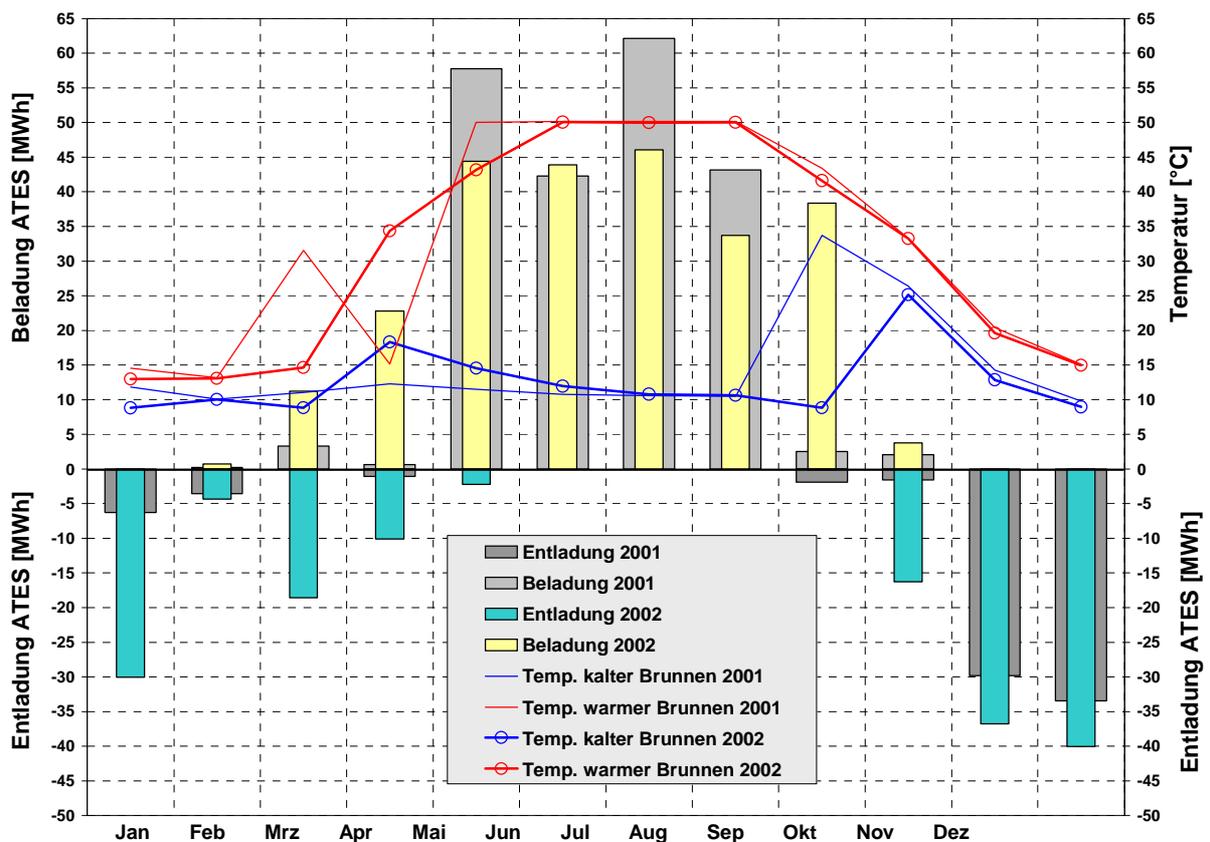


Bild 2.64: Monatliche Wärmebilanzen am Aquifer-Wärmespeicher (ATES) und volumenstromgewichtete Monatmittelwerte der Brunnenkopftemperaturen in den Jahren 2001 und 2002

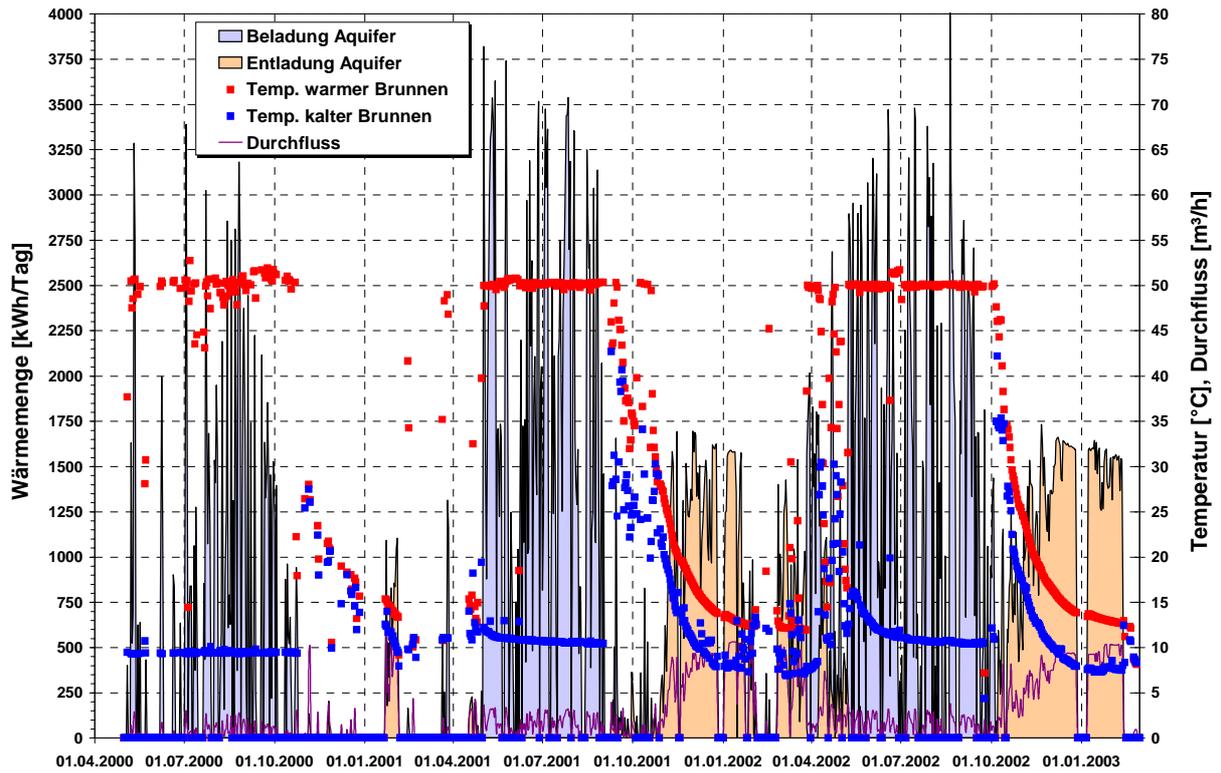


Bild 2.65: Tägliche Wärmemengen, Temperaturen (volumenstromgewichtete Mittelwerte) und Durchflüsse (Mittelwerte) am Aquifer-Wärmespeicher seit Betriebsbeginn

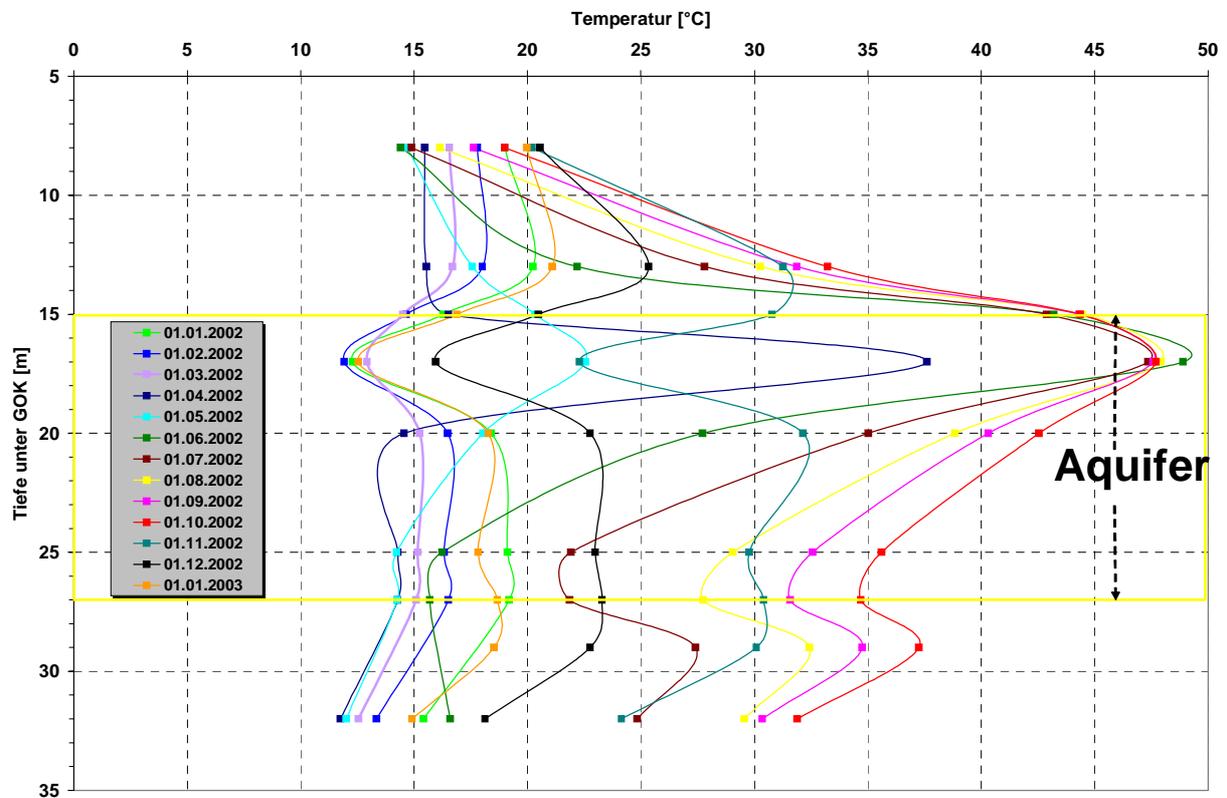


Bild 2.66: Temperaturen im Aquifer-Wärmespeicher im Jahr 2002 in 5 Meter Entfernung (NW) von der warmen Bohrung

Die durch die Be- und Entladung im Aquifer-Wärmespeicher aufgetretenen Temperaturänderungen in verschiedenen Speichertiefen sind in Bild 2.66 dargestellt. Die Messpunkte befinden sich 5 m in Grundwasser-Fließrichtung von der warmen Bohrung entfernt in verschiedenen Tiefen unter der Gelände-Oberkante (GOK). Der Rahmen stellt den Bereich der Aquiferschicht dar.

Die höchsten Temperaturen treten nicht in der vertikalen Speichermitte, sondern im oberen Drittel des Speicherhorizontes auf. Dort ist die hydraulische Durchlässigkeit k_f des Untergrundes etwas höher als in der restlichen Aquiferschicht. Aus diesem Grund findet der Wärmeein- und -austrag vorzugsweise in dieser Schicht statt (siehe Bild 2.66). Die Ausbreitung der Wärmeblase findet zudem nicht gleichmäßig statt, wie ein Vergleich der Temperaturen im Erdreich in verschiedenen Orientierungen um die warme Brunnenbohrung herum zeigt (siehe Anhang A). Gründe hierfür sind einerseits ein gewisser natürlicher Grundwasserstrom, andererseits lassen schnelle Temperaturanstiege innerhalb weniger Minuten in den oberen Messstellen in der Aquiferschicht aus Bild 2.66 stark poröse Bereiche oder Klüfte in diesem Bereich vermuten, siehe auch [Kabus 2003].

Die Ergebnisse der chemischen Analysen des Grundwassers ergaben bisher kaum Veränderungen des Wasserchemismus. Bei den Keimgehalten ist ein (bislang unbedeutender) Trend zur Zunahme zu verzeichnen. Dies sollte weiterhin kontrolliert werden. Die detaillierten Ergebnisse der geochemischen Begleitung sind in [Kabus 2003] dargestellt.

Bei nahezu allen bisher gebauten solaren Großanlagen gibt es Mindererträge der Solaranlage im Vergleich zu den Planungswerten durch zu hohe Rücklauftemperaturen aus dem Wärmeverteilnetz. Im Projekt Rostock wurde auf eine konsequente Umsetzung von Niedertemperaturtechnik bei der Raumheizung und der Trinkwarmwasser-Erwärmung geachtet. Der Erfolg dieser Bemühungen sind Netz-Rücklauftemperaturen (volumenstromgewichtet) von 34.0 °C im Jahresmittel im Jahr 2001 und 35.7 °C im Jahr 2002. Näheres hierzu ist in Abschnitt 5.3.3 erläutert.

2.1.6.7 Zusammenfassung

Die Pilotanlage in Rostock ist durch ihre Kombination von baulichem Wärmeschutz, Niedertemperatur-Wärmeversorgung, großer Solaranlage, kostengünstigem Aquifer-Wärmespeicher und innovativer Anlagentechnik eine der modernsten Wärmeversorgungen Deutschlands. Die Messergebnisse der ersten Betriebsjahre bestätigen die Funktion und Leistungsfähigkeit des Systems. Die Anfangsprobleme im Anlagenbetrieb konnten behoben und die Leistungsfähig-

keit der Einzelkomponenten nachgewiesen werden. Die niedrigen Rücklauftemperaturen aus der Wärmeverteilung sowie aus dem kalten Aquiferbrunnen erlauben optimale Betriebsbedingungen für die Solaranlage.

Eine Übersicht der Projektbeteiligten zeigt Tabelle 2.22.

Tabelle 2.22: Beteiligte des Projektes HELIOS, Rostock-Brinckmanshöhe

Bauherr/Betreiber:	WIRO Wohnen in Rostock Wohnungsgesellschaft mbH
Architekt:	AP Architekten Partner Planungsgesellschaft Rostock mbH
Planung:	<i>Gesamtplanung:</i> Geothermie Neubrandenburg GmbH <i>Planung Kollektoranlage:</i> Geothermie Neubrandenburg GmbH <i>Planung Wärmespeicher:</i> Geothermie Neubrandenburg GmbH <i>Planung Haustechnik und Kesselanlage:</i> IB Wilfried Hubert, Ing.-Büro für Gebäude- u. Umwelttechnik, Rostock
Wissenschaftliche Begleitung:	Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Universität Stuttgart
Förderung:	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)

2.1.7 Hannover⁴

Am südöstlichen Stadtrand von Hannover entstand in unmittelbarer Nähe des EXPO-Geländes der Stadtteil Kronsberg mit ca. 3 000 Wohneinheiten. Das gesamte Areal wurde als Modellprojekt für zukunftsweisende Wohnsiedlungen errichtet [Hannover 1998]. Unter der Leitidee der „nachhaltigen Stadtentwicklung“ setzte sich die Stadt Hannover zum Ziel, die CO₂-Emissionen um 60 % gegenüber dem gängigen Standard im Wohnungsbau⁵ zu senken. Neben einem verbesserten Wärmeschutz, der für alle Gebäude einen maximalen Jahresheizwärmebedarf von 55 kWh/(m²·a) gemäß „Kronsberg-Berechnungsverfahren“ verbindlich vorschreibt, wurde eine ressourcenschonende Energieversorgung umgesetzt, die Kraft-Wärme-

⁴ Beitrag von M. Bodmann (IGS der TU Braunschweig)

⁵ Bebauung gemäß Wärmeschutzverordnung '95 mit Gaszentralheizung

Kopplung, Windenergienutzung und Photovoltaik kombiniert. In einem Teilgebiet, der Solarcity Kronsberg, wurde darüber hinaus für 106 Wohneinheiten die Möglichkeit einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung aufgezeigt.

Eine im Vorfeld durchgeführte Machbarkeitsstudie [Fisch 2001] ging von einer wesentlich größeren Solarsiedlung aus. Für rd. 425 Wohneinheiten wurde eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit 4 200 m² Kollektorfläche und einem Heißwasser-Wärmespeicher von 10 000 m³ ausgelegt, die einen solaren Deckungsanteil von etwa 53 % erzielen sollte. Investitionskosten von ungefähr 6 500 € pro Wohneinheit wurden berechnet. Aufgrund langer Entscheidungswege und einem zu diesem Zeitpunkt fehlenden Anlagenbetreiber kam es erst 1999 zu einer Bauentscheidung. Zwischenzeitlich hatten zwei der drei Bauträger ihr Engagement zurückgezogen, so dass nur ein relativ kleines Projekt für die saisonale Wärmespeicherung realisiert wurde.

2.1.7.1 Projektbeschreibung

Bild 2.67 zeigt eine Luftaufnahme der Solarsiedlung während der Bauzeit. Die Solarsiedlung umfasst 106 Wohneinheiten mit einer Gesamtwohnfläche von rd. 7 250 m² sowie Gemeinschaftsräume mit einer Fläche von ca. 110 m². Die zwei- bis viergeschossigen Wohngebäude wurden in Beton-Fertigteilebauweise erstellt und entweder mit Kerndämmung oder Wärmedämmverbundsystem ausgeführt. Zentrale Abluftanlagen stellen den hygienischen Mindestluftwechsel sicher. Im Mittel weisen die Gebäude einen flächenbezogenen Heizwärmebedarf von 54.9 kWh/(m²·a) gemäß „Kronsberg-Berechnungsverfahren“ auf [Krämer 1999]. Der Gesamtwärmebedarf der Solarsiedlung für Heizung und Trinkwarmwasser-Erwärmung sowie Netzverluste beträgt im Auslegungsfall 694 MWh/a, von denen gemäß Simulation rd. 39 % solar gedeckt werden sollen.



Bild 2.67: Luftaufnahme der Solarsiedlung Hannover-Kronsberg [Quelle: Gockell]

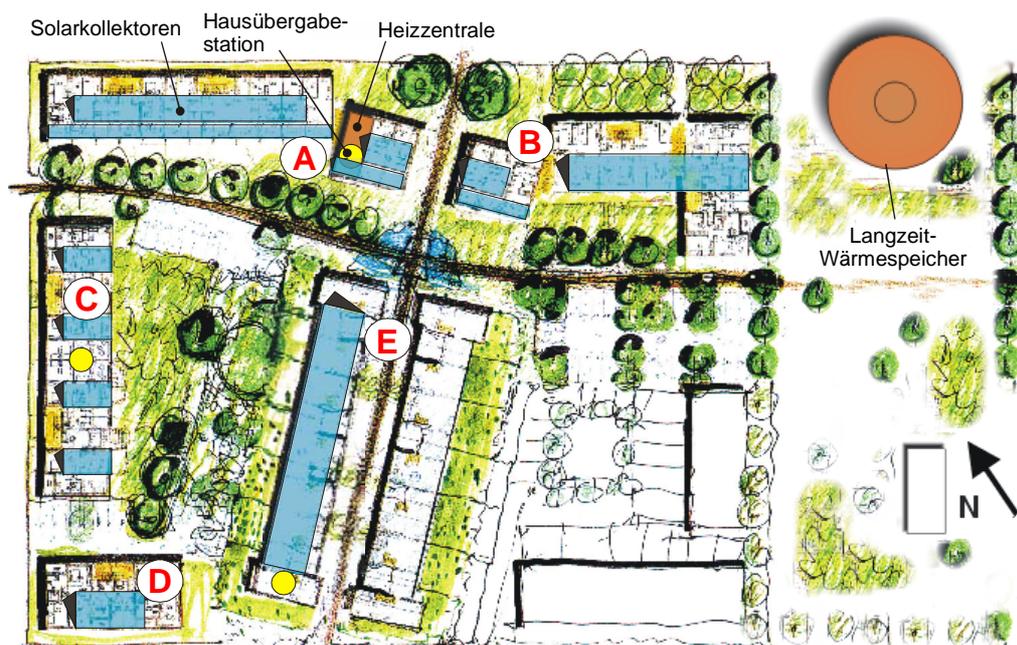


Bild 2.68: Lageplan der Solarsiedlung Hannover-Kronsberg

Der Lageplan der Solarsiedlung ist in Bild 2.68 dargestellt. Die Solarkollektoren bedecken die südwestlich und südöstlich ausgerichteten Dachflächen der Wohngebäude. Insgesamt wurden 13 Teilflächen mit einer Gesamtkollektorfläche von 1 473 m² montiert. Die Heizzentrale befindet sich im Untergeschoss eines Gebäudes. Der Heißwasser-Wärmespeicher mit einem Volumen von 2 750 m³ wurde in ca. 120 m Entfernung von der Heizzentrale auf einem angrenzenden städtischen Kinderspielplatz errichtet.

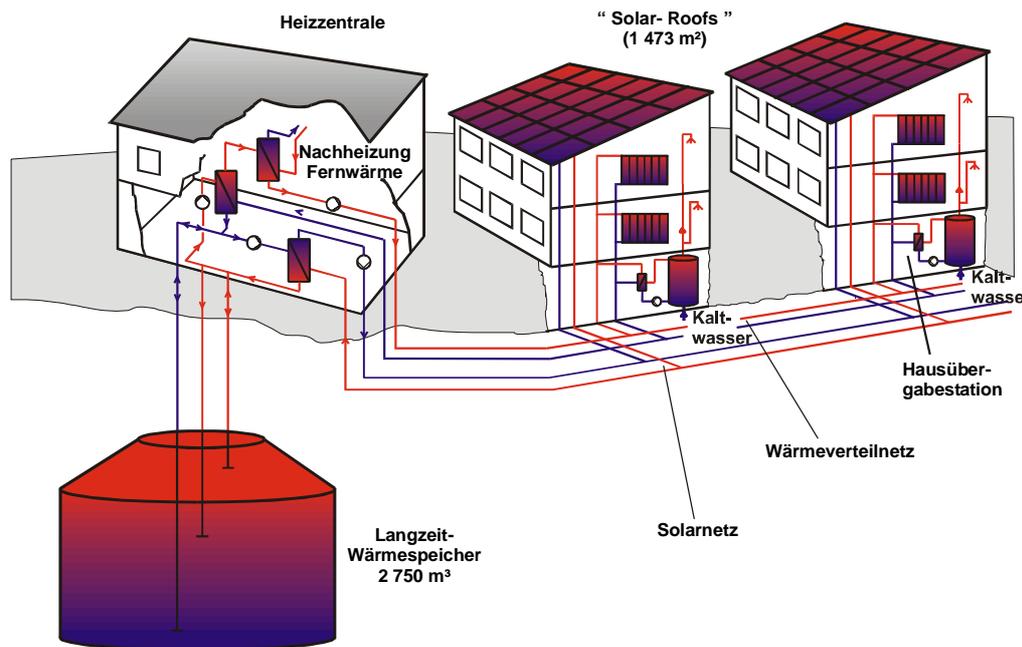


Bild 2.69: Anlagenschema der Solarsiedlung Hannover-Kronsberg

Bild 2.69 zeigt das Anlagenschema der Nahwärmeversorgung. Die solare Nutzwärme wird über das Solarnetz in die Heizzentrale transportiert und dort über einen Solar-Wärmeübertrager an den Sekundärkreis übertragen. Die Wärme kann entweder direkt an das Wärmeverteilnetz abgegeben oder in den Heißwasser-Wärmespeicher eingelagert werden. Steht nicht ausreichend Solarwärme zur Verfügung, erfolgt die Nachheizung aus dem Fernwärmenetz der Gesamtsiedlung Kronsberg.

Die Anlage wurde gegenüber den Systemen der ersten Generation optimiert: Der Speicher kann in drei Ebenen be- und entladen werden. Damit wird ein verbessertes Schichtungsverhalten im Speicher erreicht, ein zeitgleicher Be- und Entladebetrieb auf unterschiedlichen Temperaturniveaus ist möglich. Der Volumenstrom im Kollektorkreis sowie im Speicherkreis kann über drehzahlgeregelte Pumpen variabel verändert und auf eine Zieltemperatur geregelt werden.

Die Wärmeversorgung der Solarsiedlung erfolgt über ein vorwiegend in den Untergeschossen der Gebäude verlegtes Zweileiter-Wärmeverteilnetz, an das drei Wärmeübergabestationen (s. Bild 2.68) angeschlossen sind. Die Heizkreise für die Gebäudeheizung sind in den Übergabestationen direkt (ohne trennenden Wärmeübertrager) an das Wärmeverteilnetz gekoppelt. Trinkwarmwasser wird über Speicherladesysteme erwärmt. Das Wärmeverteilnetz wird aufgrund der Trinkwarmwasser-Erwärmung ganzjährig mit einer Vorlauftemperatur von ca. 70 °C betrieben. Die Flachheizkörper in den Wohneinheiten wurden für den Auslegungsfall auf eine Spreizung zwischen Vor- und Rücklauf von 65/39 °C ausgelegt.

Ausführung der Kollektorfelder

In Hannover-Kronsberg wurden alle Kollektorfelder als Kollektordächer (Solar Roof) ausgeführt. Aufgrund des fortgeschrittenen Bauablaufs mussten die Kollektordächer auf bestehende Notdächer montiert werden. Die Vorteile eines Kollektordaches, das im Idealfall den kompletten Dach- und Kollektoraufbau bildet, und die damit verbundenen Kosteneinsparungen konnten somit nicht realisiert werden. Durch die maßgeschneiderte Anpassung der jeweiligen Kollektorfläche an das Notdach wurde eine Ausnutzung der Dachfläche von 90 % (Mittelwert aller Teilfelder) erreicht.

Tabelle 2.23 gibt einen Überblick über Neigung und Ausrichtung der Kollektorflächen. Die Größe der einzelnen Kollektorteilfelder variiert zwischen 36 und 285 m².

Tabelle 2.23: Daten der Kollektorflächen (Typ: SET Solar-Roof)

Gebäude	Anzahl Teilfelder	Kollektorfläche (Apertur) [m ²]	Neigung [°]	Ausrichtung (0 = Süd) [°]
A+B	3	704	21	36 SW
A+B	4	207	21	51 SW
C	4	174	45	36 SW
D	1	102	25	36 SW
E	1	285	21	-39 SO



Bild 2.70: Beispiele für ausgeführte Kollektorflächen

2.1.7.2 Messtechnik

Für die Erfassung der Messdaten wurde in Hannover-Kronsberg ein dezentrales Konzept realisiert. Je ein Datenlogger der Firma Ahlborn erfasst die Messwerte in der Heizzentrale, im Speicheranschlusshaus sowie im Dachraum (s. Bild 2.71). Die einzelnen Datenlogger sind per Busleitung mit dem in der Heizzentrale aufgestellten Messrechner verbunden. Die Erfassung sowie die Onlinedarstellung der Messdaten werden über das Programm AMR-WinControl [AMR] gesteuert. Eine erste Aufbereitung der Messdaten sowie eine Vorauswertung erfolgt (in Anlehnung an die übrigen Pilotprojekte) mit dem Programm LabVIEW [LabView]. Die detaillierte Auswertung der Messdaten wird auf Basis des vom ITW entwickelten einheitlichen Auswerteverfahrens für solare Großanlagen am IGS durchgeführt.

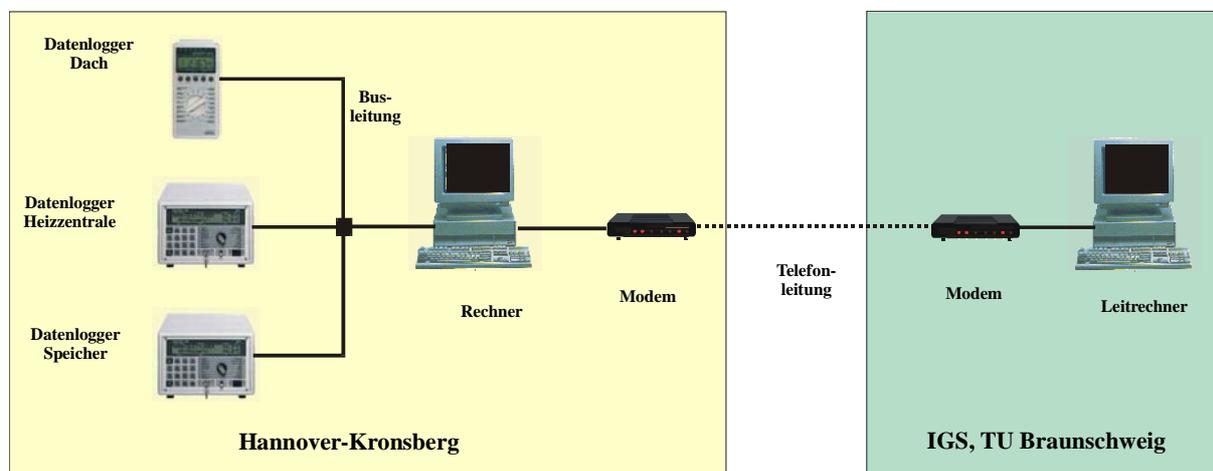


Bild 2.71: Messdatenerfassungssystem Hannover-Kronsberg

Mit dem noch bis 2005 andauernden Monitoring der Wärmeversorgung werden im Wesentlichen zwei Ziele verfolgt. Zum einen soll eine Funktionskontrolle insbesondere des Speicherkonzeptes erfolgen, zum anderen soll eine Optimierung des Gesamtsystems ermöglicht werden. Darüber hinaus werden Messdaten für die Systemsimulation bzw. deren Validierung aufgezeichnet.

Mit Hilfe der Wetterstation (s. Bild 2.72) werden die örtlichen Umgebungsbedingungen erfasst. Neben der Global- und der Diffusstrahlung in der horizontalen Ebene wird die Globalstrahlung in einer ausgewählten Kollektorebene gemessen. Ferner werden Außentemperatur und Windgeschwindigkeit aufgezeichnet.

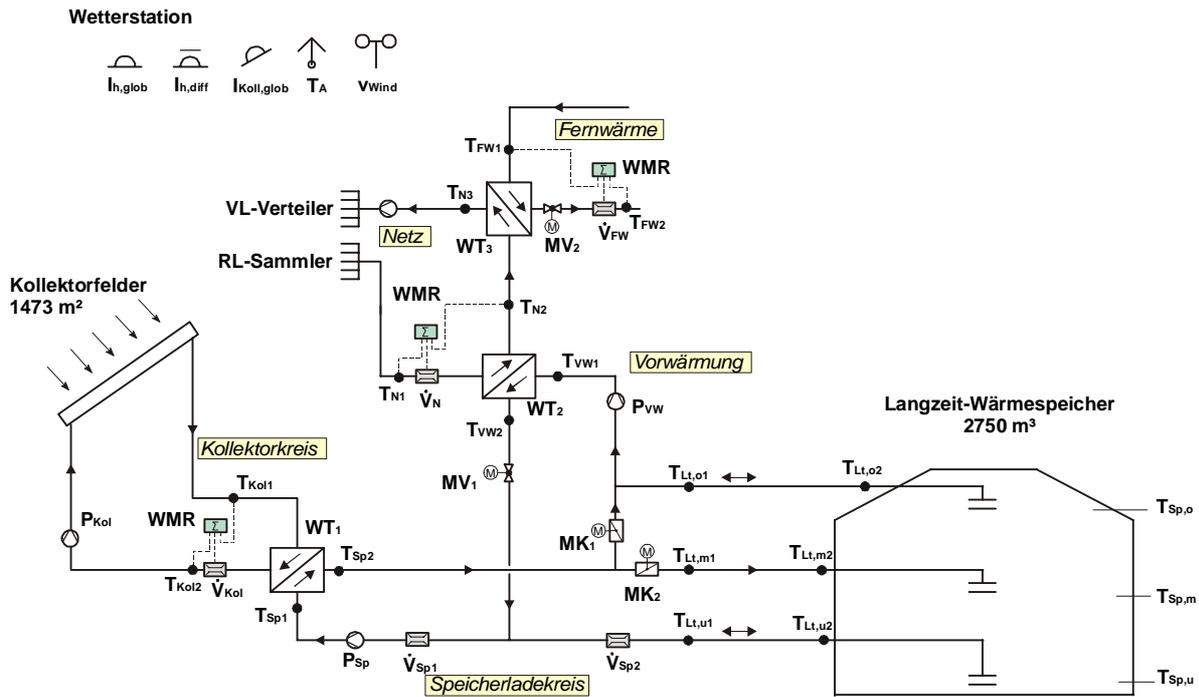


Bild 2.72: Messstellen im Bereich der Heizzentrale und Speicher-Verbindungsleitungen, Hannover-Kronsberg

In der Heizzentrale werden alle relevanten Wärmemengen erfasst. Zu diesem Zweck werden Temperaturen und Durchflüsse im Kollektorkreis, im Sekundärkreis sowie im Gebäudenetz gemessen. Fehlende Größen liefert eine Energiebilanz am jeweiligen Wärmeübertrager. Zusätzliche Wärmemengenrechner ermöglichen eine Überprüfung der Messwerte. Eine Aussage über das Wärmemanagement bei Speicherbe- und -entladung, die aufgrund des Speicheranschlusses über drei Beladewechseleinrichtungen auch gleichzeitig möglich sind, erfolgt mit Kenntnis der im Sekundär- und Vorwärmkreis gemessenen Temperaturen und Volumenströme.

Die Wärmeverluste in den einzelnen Speicher-Verbindungsleitungen werden über Energiebilanzen ermittelt. Die neben den Volumenströmen für die Bilanzierung erforderlichen Temperaturen bei Ein- bzw. Austritt aus der Heizzentrale und dem Speicher werden erfasst.

Wichtige Größe zur Beurteilung des realisierten Speicherkonzeptes ist die Dichtigkeit des Speichers. Da ein Nachweis eventueller Leckstellen aufgrund der großen Speicherfläche nicht realisierbar war, wird eine qualitative Aussage über den Wasserverlust (Wasserdampfdiffusion, Leckagen) durch einen Volumenvergleich getroffen. Das Istvolumen wird aus Füllstandshöhe und bekannter Speichergeometrie ermittelt. Das Vergleichsvolumen wird aus dem Volumen bei Befüllung unter Berücksichtigung der temperaturabhängigen Ausdehnung des Speichermediums bestimmt. Die Differenz beider Volumina entspricht dem Wasserverlust.

Innerhalb des Speichers werden die Temperaturen auf 13 Höhenniveaus aufgezeichnet (s. Bild 2.73). Die Stufung wurde so gewählt, dass mit Ausnahme der Fühler direkt über dem Speicherboden bzw. unter der Speicherdecke jedem Fühler ein Speichervolumen von etwa 250 m³ zugeordnet ist. Um die eingebrachte Dämmung beurteilen zu können, werden Wärmeströme an sieben über den Umfang des Speichers verteilten Positionen gemessen. Die Gesamtwärmeverluste des Speichers werden aus den Wärmeströmen und den jeweils zugeordneten Speichermantelflächen berechnet.

Im Erdboden werden Temperaturen direkt unterhalb der Speichersohlplatte (bis etwa 4 m unter dem Speicher) und seitlich des Speichers in ca. 1 m Abstand zur Zylinderwand aufgezeichnet.

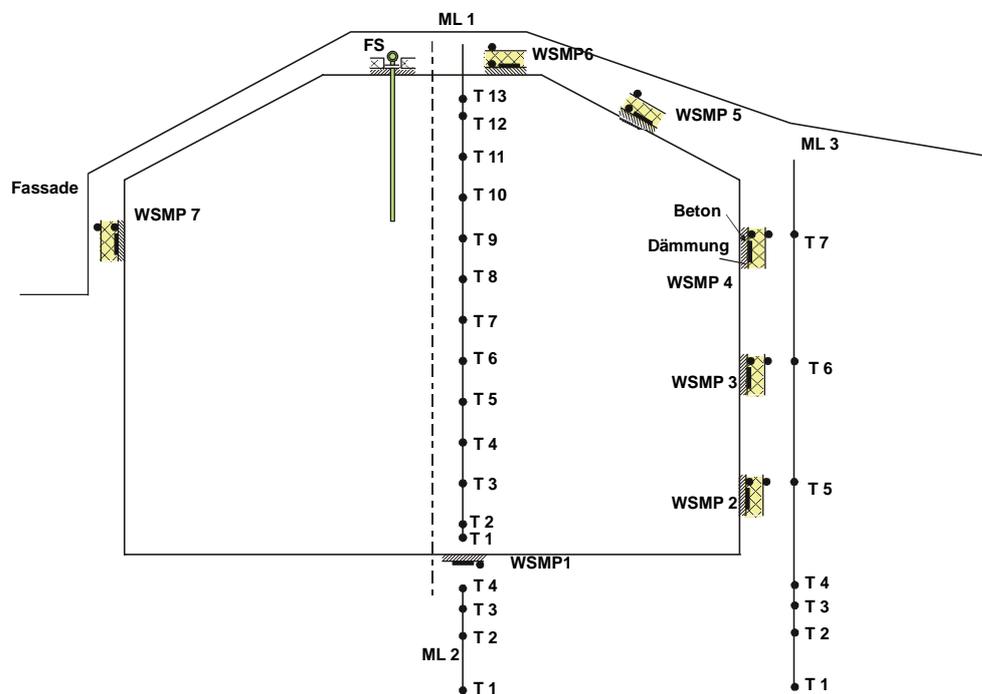


Bild 2.73: Messstellen im Bereich des Heißwasser-Wärmespeichers, Hannover-Kronsberg

Tabelle 2.24 gibt einen Überblick über die eingesetzten Messsensoren aufgeschlüsselt nach den Installationsorten.

Die Wärmemengenrechner werden gemeinsam mit dem Betreiber der Solaranlage AVACON und den Stadtwerken Hannover genutzt. Die zugehörigen Messwerte (Temperaturen, Durchfluss) werden aus Kostengründen direkt aus den Wärmemengenrechnern ausgelesen. Die im Erdreich sowie die im Speicher montierten Temperaturfühler wurden in Schutzhülsen eingegossen und an einem Edelstahlseil befestigt in die jeweilige Bohrung (Erdreich) oder in den Speicher eingelassen. Der Austausch der im Speicher montierten Temperaturfühler gestaltet

sich damit bei einem möglichen Fühlerdefekt unproblematisch⁶. Je ein Temperaturfühler innerhalb und außerhalb der Dämmung wurde den für die Messung der Speicherwärmeverluste eingesetzten Wärmestrom-Messplatten zugeordnet, um bei Ausfall der Messplatte unter Annahme gleich bleibender Dämmeigenschaften eine Aussage über die Wärmeströme treffen zu können.

Tabelle 2.24: Zusammenstellung der eingesetzten Messsensoren

Heizzentrale	
Temperaturfühler	Pt100-Fühler in 4-Leiterschaltung, 1/3 DIN Klasse B, kalibriert
Durchflussmesser	Magnetisch-induktives Durchflussmessgerät mit Analogausgang Woltmannzähler (in Kombination mit Wärmemengenrechner, Durchflusssignal wird aus dem Wärmemengenrechner ausgelesen)
Wärmemengenrechner	Wärmemengenrechner mit Analogausgängen
Wetterstation	
Pyranometer	Pyranometer CM 11 gemäß ISO secondary standard
Windgeber	Schalenkreuz-Anemometer
Außentemperaturfühler	Pt100-Fühler in 4-Leiterschaltung, 1/3 DIN Klasse B , belüftet
Wärmespeicher	
Temperaturfühler	Pt100-Fühler in 4-Leiterschaltung, 1/3 DIN Klasse B, Teflonkabel, Sensor in Schutzhülse eingegossen, kalibriert
Wärmestrom-Messplatte	Thermoelementkette, Trägermaterial zusätzlich in Bitumenbahnen eingeschweißt
Füllstandssensor	Messsonde nach Radar-Prinzip

⁶ Bei den Pilotprojekten in Friedrichshafen-Wiggenhausen und Hamburg-Bramfeld wurden die Temperaturfühler in einer starren Fühlerlanze, die über die komplette Speicherhöhe reicht, in den Speicher eingebracht.

2.1.7.3 Projektkosten

Tabelle 2.25 gibt einen Überblick über die tatsächlichen Projektkosten.

Die Kollektorfelder konnten gegenüber den in der Planung angesetzten Kosten günstiger erstellt werden. Die Kosten aller anderen Positionen jedoch überschritten die Planungen recht deutlich. Die höchste relative wie absolute Kostensteigerung weist der Bau des Wärmespeichers auf. Ursächlich hierfür sind im Wesentlichen folgende Gründe, von denen viele auf die extrem kurze Zeit für die Vorplanung und Planung zurückzuführen sind [Reineck 2000]:

- Direktvergabe der Bauleistung ohne Durchführung einer Ausschreibung
- Tiefere Gründung (gegenüber Vorplanung) und damit erhöhter Aufwand für den Bodenaushub
- Ungünstigere Bodenverhältnisse als nach Bodengutachten zu erwarten (größerer Felsanteil)
- Anordnung einer Sichtfassade über ca. einem Drittel des Speicherwandumfangs (bei Vorplanung nicht bekannt)
- Bauzeit überwiegend im Winter

Die durch den Einsatz von Hochleistungsbeton angestrebte Kostenreduktion von ca. 15 % gegenüber einer herkömmlichen Variante mit Edelstahl-Innenauskleidung konnte daher nicht explizit nachgewiesen werden.

Tabelle 2.25: Kostenzusammenstellung für das Projekt Hannover-Kronsberg

Investitionskosten o. MwSt.		Abrechnung ¹⁾
Kollektorfelder	[T€]	361
<i>Aperturfläche</i>	[m ²]	1 473
<i>Kosten/m²</i>	[€/m ²]	245
Langzeit-Wärmespeicher	[T€]	767
<i>Kosten/m³</i>	[€/m ³]	279
Anlagen- und MSR-Technik Heizzentrale	[T€]	117
Heizzentrale (Mehrkosten Raum)	[T€]	29
Solarnetz und Speicheranbindung	[T€]	131
Planung und Genehmigung	[T€]	129
Summe	[T€]	1 534
<i>je Wohneinheit</i>	[€/WE]	14 467
<i>je m² Wohnfläche</i>	[€/m ²]	209
Solare Wärmekosten ²⁾ ohne Förderung	[€/MWh]	500

¹⁾ Abgerechnete Kosten, Kostenzusammenstellung AVACON vom 26.10.00 bzw. nach Abrechnung GBH

²⁾ Berechnung gemäß Vorgabe ITW in [FIZ 1998], bezogen auf solaren Nutzertrag von 269 MWh

2.1.7.4 Betriebsergebnisse

Die solar unterstützte Nahwärmeversorgung in Hannover-Kronsberg befindet sich seit Anfang Juni 2000 in Betrieb. Während der EXPO waren die Wohneinheiten an die EXPO-Apartment-Service GmbH vermietet. Ende Dezember 2000 zogen die ersten regulären Mieter ein. Etwa ab Mitte 2001 lag Vollvermietung vor.

Wärmebilanzen

Die kontinuierliche Messdatenerfassung wurde Ende Juni 2000 gestartet. Die in 2000 von der Solaranlage gelieferte Wärme von 156 MWh diente überwiegend der Aufheizung des Wärmespeichers. Lediglich 18 MWh wurden zur Vorwärmung des Netzzücklaufes genutzt. Die für die Wärmeversorgung benötigten 419 MWh/a wurden nahezu vollständig über Fernwärme gedeckt. Die Wärmebilanzen für die Jahre 2001 und 2002 sind in Tabelle 2.26 zusammengestellt. Bild 2.74 zeigt die monatlichen Wärmebilanzen beider Jahre im Vergleich.

In 2002 war eine deutliche Zunahme der genutzten Solarwärme und damit des solaren Deckungsanteils gegenüber 2001 zu verzeichnen. Dies ist zum einen auf eine höhere Wärmelieferung der Kollektoren und zum anderen auf die verbesserte Auskühlung des Wärmespeichers infolge niedrigerer Rücklauftemperaturen im Wärmeverteilnetz zurückzuführen. Die Speicherwärmeverluste liegen über dem in der Planung berechneten Wert von ca. 70 MWh/a. In den ersten Betriebsjahren muss jedoch das den Speicher umgebende Erdreich einmalig aufgeheizt werden. Zukünftig ist daher mit einem Rückgang der Wärmeverluste zu rechnen. Der Wärmebedarf ab Heizzentrale liegt mit etwa 760 MWh/a um ca. 10 % über dem geplanten Wert von 694 MWh/a.

Tabelle 2.26: Wärmebilanzen der Betriebsjahre 2001 und 2002

Wärmebilanz Hannover-Kronsberg		2001	2002
Einstrahlung in Kollektorebene	kWh/m ²	1 098	1 067
Gradtagszahl $G_{t_{15}}$ (1.9. – 31.5.)	Kd	3 426	3 368
Wärmelieferung Kollektoren (Solar-WÜT)	MWh	298	319
je m ² Kollektorfläche	kWh/m ²	202	217
Direktnutzung Solarwärme	MWh	13	22
Einspeisung Solarwärme in Speicher	MWh	285	297
davon über obere Beladewechseinrichtung	MWh	162	197
Speicherwärmeverluste ¹⁾	MWh	100	87
Wärmeverluste Speicherverbindungsleitung	MWh	28	32
Differenz Wärmeinhalt im Speicher ²⁾	MWh	6	-18
Wärmelieferung Solarwärme aus Speicher	MWh	151	196
Gesamteinspeisung Solarwärme ins Netz	MWh	164	217
je m ² Kollektorfläche	kWh/m ²	111	147
Wärmelieferung Fernwärme	MWh	588	546
Wärmemenge gesamt ins Netz	MWh	756	768
je m ² Wohnfläche ³⁾	kWh/m ²	103	105
Solarer Deckungsanteil	%	22	28

¹⁾ Speicherwärmeverluste wurden über eine Speicherwärmebilanz ermittelt, da mit der unter Messkonzept genannten Methode nur 70 % der Speicherverluste ermittelt wurden

²⁾ Differenz im Speicherwärmeinhalt zwischen Jahresende und Jahresanfang; positiver Wert bedeutet Mehrinhalt gegenüber Jahresanfang; zu Jahresbeginn 2001 Wärmespeicherinhalt von 102 MWh gegenüber Befüllung

³⁾ Gesamtwärmebedarf für Raumheizung und Trinkwarmwasser-Bereitung inkl. aller Netzverluste

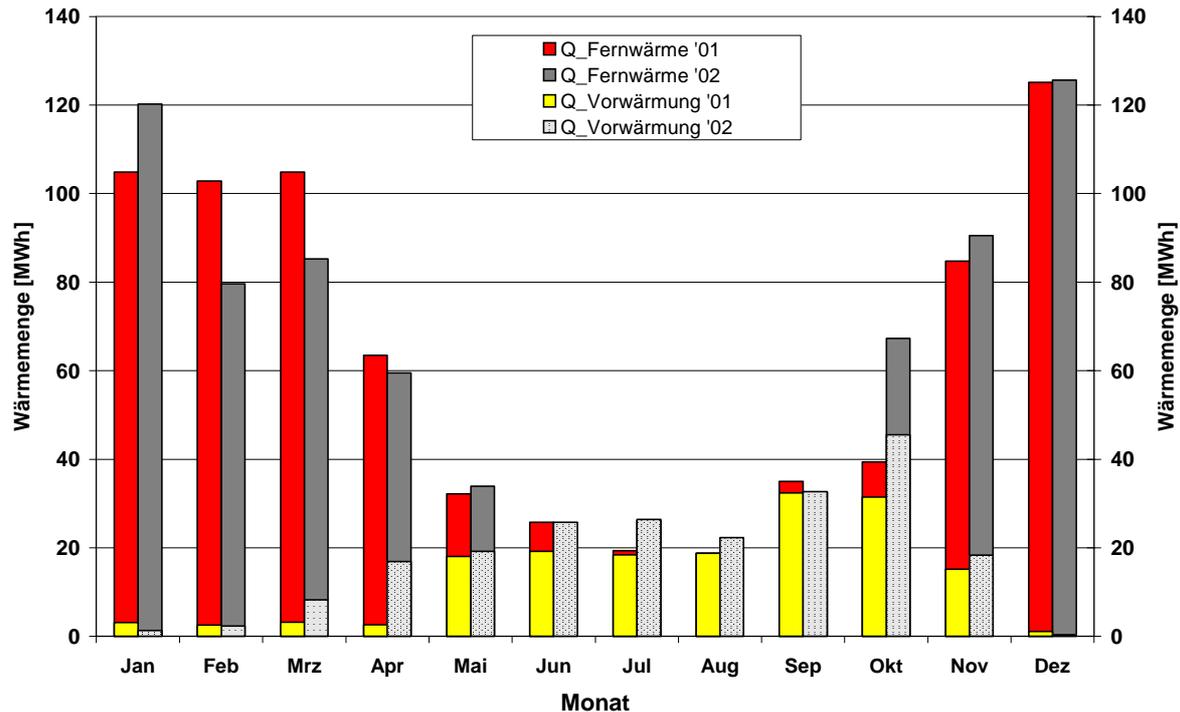


Bild 2.74: Monatliche Wärmebilanz der Jahre 2001 und 2002

Seit Inbetriebnahme des Speichers konnten bisher keine ungewöhnlichen Wasserverluste verzeichnet werden. Für 2000 und 2001 wurde ein Verlust von jeweils ca. 10 m³ berechnet. Nach der Abdichtung eines Flanschanschlusses im Bereich der Speicherdecke konnte der Wasserverlust in 2002 auf ca. 8 m³ reduziert werden. Dieser liegt damit in der Größenordnung des prognostizierten Verlustes von etwa 4.5 m³ pro Jahr.

Zum Ausgleich der Wasserverluste wurden im April 2002 rund 20 m³ Trinkwasser nachgefüllt. Um die thermischen Spannungen für den Speicher zu minimieren, wurde das Wasser zunächst über die Solaranlage vorgewärmt und anschließend über die mittlere Beladewecheinrichtung in den Speicher eingebracht.

Bild 2.75 zeigt den Temperaturverlauf im Speicher auf verschiedenen Höhenniveaus. In der bisherigen Betriebsphase des Speichers ist eine stabile Temperaturschichtung zu verzeichnen. Die maximale Temperaturdifferenz zwischen Speicherdecke und -boden betrug 27 K. Die bis Ende August 2000 kaum ausgeprägte Schichtung ist auf die anfängliche Aufheizung des Speichers allein über die mittlere Beladeebene zurückzuführen. Die maximale Speichertemperatur betrug in 2001 etwa 80 °C. Dieser Wert wurde 2002 aufgrund der größeren aus dem Speicher entladenen Wärmemenge nicht erreicht. Die geringere Speichertemperatur Ende 2002 ist auf eine verbesserte Auskühlung bedingt durch niedrigere Netzrücklauftemperaturen zurückzuführen.

Die Temperaturen außerhalb des Speichers stiegen ausgehend von einem Niveau von ca. 8 °C seit Inbetriebnahme deutlich an (s. Bild 2.75). Im Erdreich 4 m unterhalb des Speichers wurde bis Ende 2001 eine Temperatur von knapp 25 °C erreicht. Seitdem ist nur ein geringer Anstieg zu verzeichnen, bedingt durch die kleiner werdende Temperaturdifferenz zur unteren Speichertemperatur. Der Einfluss der jahreszeitlichen Schwankung der unteren Speichertemperatur ist als gering anzusehen. Die seitlich der Speichermitte aufgezeichnete Temperatur erreichte bisher maximal 22 °C. Der sinusförmige Temperaturverlauf weist auf eine Abhängigkeit von den jahreszeitlichen Verläufen der Speicher- und der Außentemperatur hin.

In 2000 und 2002 wurden Wasserproben zwecks chemischer und mikrobiologischer Untersuchung des Speicherwassers entnommen. Gemäß Analyseergebnis wurden die Vorgaben der Trinkwasserverordnung jeweils eingehalten. Das Speicherwasser wurde als mikrobiologisch unbedenklich eingestuft. Nahezu alle untersuchten Parameter blieben praktisch unverändert. Eine Abnahme der Calcium- und Magnesiumionen-Gehalte durch Carbonatausfällung war zu verzeichnen. Dieser Vorgang wird auch zukünftig ablaufen, ist aber über die Gesamtmenge an Calcium- und Magnesiumionen begrenzt.

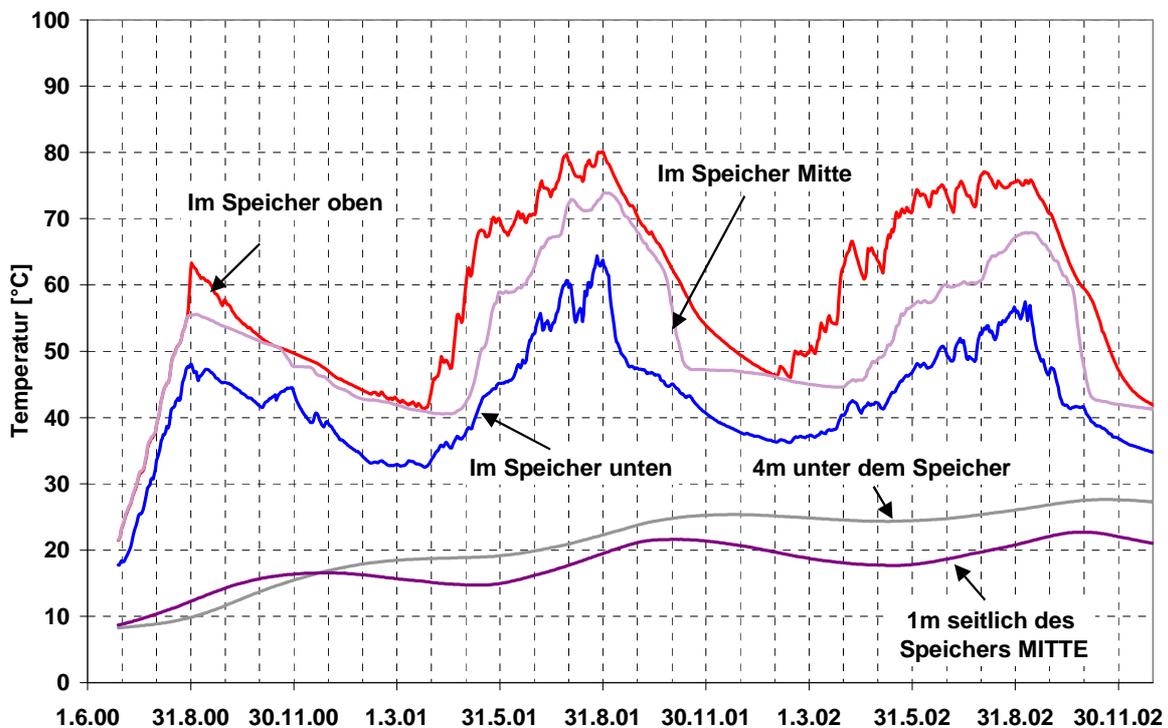


Bild 2.75: Temperaturen im sowie außerhalb des Speichers, Hannover-Kronsberg

Kollektoranlage

Seit Inbetriebnahme der Solaranlage sind wiederholt Undichtigkeiten im Kollektorkreis aufgetreten. Als Ursache für die Leckagen wurden jeweils undichte Anschlussverschraubungen von Edelstahlwellschläuchen festgestellt, die Kollektorfeld und Solarverrohrung miteinander verbinden. Durch einen Austausch der Verbindungen soll die Problematik in 2003 gelöst werden. Zu beachten ist der große zeitliche Aufwand für die Leckageortung, der ein sukzessives Abschiebern einzelner Kollektorflächen erfordert und als Folge des Teilstillstandes einzelner Kollektorflächen zu einem reduzierten Kollektorertrag führt.

Die Kollektorkennwerte des Herstellers wurden durch die Vermessung eines Teilfeldes überprüft. Durch Parameteridentifikation konnte eine gute Übereinstimmung der Kennwerte festgestellt werden.

Bild 2.76 zeigt die Abhängigkeit des flächenbezogenen solaren Tagesertrages (gemessen am Solar-Wärmeübertrager) von der Globalstrahlung im Jahr 2002. Im Vergleich zu den Vorjahren konnte eine Steigerung des Ertrages durch Anpassung von Regelungsparametern und einen verbesserten hydraulischen Abgleich im Kollektornetz erzielt werden.

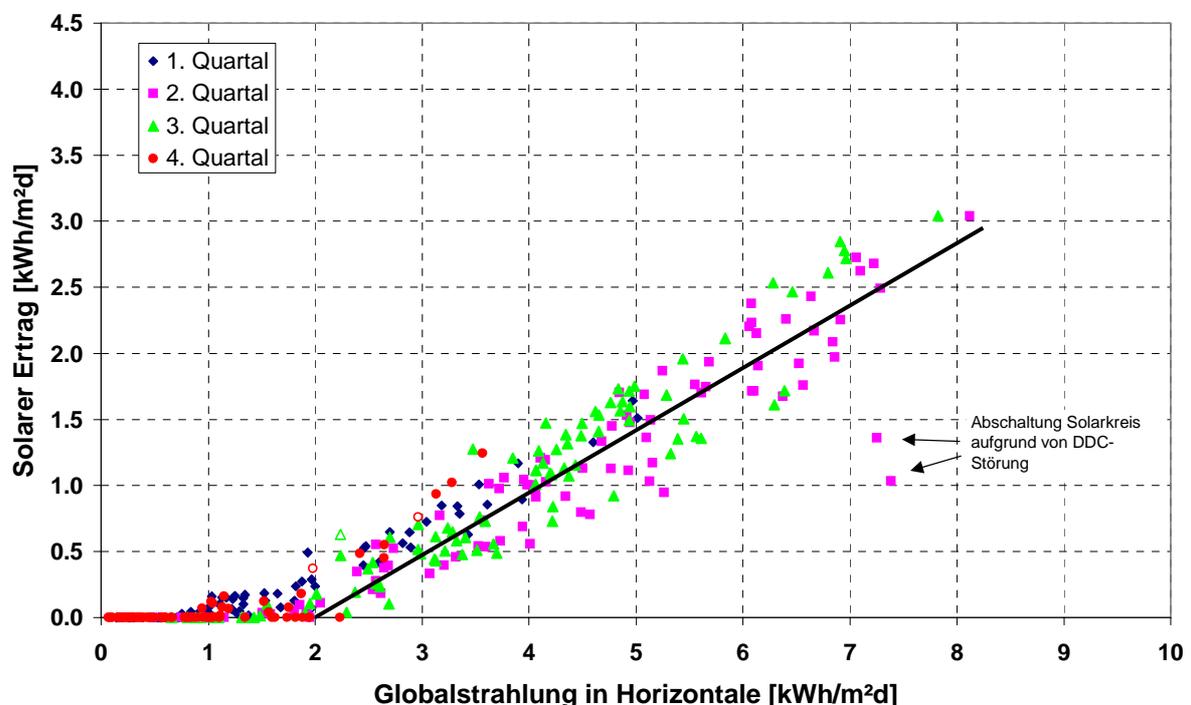


Bild 2.76: Solarer Ertrag der Kollektoren in Abhängigkeit von der Globalstrahlung in 2002

Die Kontrolle des Solarwärmeübertrager-Übertragungsvermögens über die Bestimmung des $(k \cdot A)$ -Wertes erwies sich aufgrund der von der Auslegung deutlich abweichenden Temperaturen und Massenströme als nicht zielführend. Die Auslegung des Solarwärmeübertragers wurde daher periodisch vom Hersteller auf Basis von Messdaten wiederholt. Die Berechnungsergebnisse zeigen seit Inbetriebnahme der Solaranlage eine kontinuierliche Verschlechterung des Übertragungsvermögens (Ende 2002 ca. 40 %), die auf zunehmende Carbonatbeläge an den Wärmeübertrager-Wandungen zurückzuführen ist. Eine Reinigung des Wärmeübertragers ist in 2003 geplant.

Regelung

Das Regelungskonzept⁷ wurde auf Anhieb korrekt in die DDC umgesetzt. Lediglich einzelne Parameter mussten an die tatsächlich vorliegenden Verhältnisse angepasst werden. Als problematischer erwies sich das Temperaturniveau in der Heizzentrale. Aufgrund der fehlenden Lüftungsmöglichkeit stieg die Temperatur im Sommer zeitweise auf über 40 °C an. Da eine Störung der Regelung nicht auszuschließen war, wurde eine kontrollierte Entlüftung nachgerüstet.

Der erstmalig realisierte Anschluss des Speichers über drei Leitungen hat sich bewährt. Die gleichzeitige Beladung des Speichers auf mittlerer Ebene sowie die Entladung über die obere Beladewechseleinrichtung funktionieren problemlos. Regelungstechnisch ist darauf zu achten, dass den Motorklappen zur Steuerung der Be- und Entladung des Speichers eine definierte Ruhestellung zugewiesen wird.

Die Zieltemperaturregelung im Solarkreis erwies sich als unproblematisch. Ein Schwingen der Vorlauftemperatur war infolge der gewählten trägen Betriebscharakteristik für die Drehzahlanpassung von Kollektor- und Sekundärkreispumpe nicht zu verzeichnen. Auffallend waren jedoch die unterschiedlichen Temperaturniveaus in den einzelnen Kollektorsträngen. Insbesondere das nach Südosten ausgerichtete Feld E weist im Vergleich zu den übrigen Kollektorfeldern deutlich abweichende Vorlauftemperaturen auf. An einem umsetzbaren Lösungsansatz wird in 2003 gearbeitet.

Durch das Einschalten der Solarkreispumpe gemäß einer außentemperaturabhängigen Kennlinie konnte die Laufzeit der Solarkreispumpe in den Wintermonaten deutlich verkürzt werden. Jedoch besteht hinsichtlich der Laufzeitbegrenzung noch weiteres Optimierungspotenzial. Die

⁷ Eine Beschreibung des Konzeptes ist im Anhang nachzulesen.

Frostsicherung des Solarwärmeübertragers war bisher nur an einigen wenigen Wintertagen für ca. 5-10 Minuten unmittelbar nach Start der Solarkreispumpe in Betrieb.

Gebäudetechnik

Die Gebäudetechnik in Hannover-Kronsberg wurde detailliert untersucht, da die Netzrücklauftemperaturen über dem erwarteten Temperaturniveau lagen. An dieser Stelle soll auf die genauere Betrachtung der Problematik in Kapitel 5.3 verwiesen werden.

2.1.7.5 Zusammenfassung und Ausblick

Kennzeichen des Pilotprojektes Hannover-Kronsberg war die sehr knappe Zeitdauer für Planung und Realisierung, was sich insbesondere auf die Kostensituation ausgewirkt hat. So konnte die angestrebte Kostenreduktion beim Speicherbau durch den Einsatz von Hochleistungsbeton nicht erreicht werden. Positiv hervorzuheben ist jedoch, dass der Speicher bei der Erstbefüllung dicht war und die Wasserverluste in den ersten Betriebsjahren in der erwarteten Größenordnung lagen.

Die Betriebsergebnisse der ersten Betriebsjahre liegen im Rahmen bisheriger Pilotprojekte. Nachdem der Schwerpunkt der bisherigen Untersuchungen insbesondere im Bereich der Gebäudetechnik gesetzt wurde, soll zukünftig die Optimierung des Solarsystems im Vordergrund stehen.

Eine Übersicht über die Projektbeteiligten gibt Tabelle 2.27.

Tabelle 2.27: Projektbeteiligte Hannover-Kronsberg

Bauherr/Betreiber der Solaranlage	AVACON AG, Helmstedt
Bauträger	Gesellschaft für Bauen und Wohnen Hannover mbH (GBH), Hannover
Planung:	
<i>Gesamtplanung:</i>	Steinbeis-Transferzentrum Energie-, Gebäude- und Solartechnik, Stuttgart
<i>Planung Kollektoranlage:</i>	Steinbeis-Transferzentrum Energie-, Gebäude- und Solartechnik, Stuttgart
<i>Planung Wärmespeicher:</i>	Planungsgemeinschaft Reineck/Lichtenfels, Stuttgart Planungsbüro Bade, Hannover
<i>Planung konv. Anlage, Wärmeverteilnetz:</i>	IHG-Haustechnik GmbH, Neustadt a. Rbge.
Wissenschaftliche Begleitung:	Institut für Gebäude- und Solartechnik, TU Braunschweig Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Universität Stuttgart
Förderung:	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) Wirtschaftsministerium des Landes Niedersachsen Stadt Hannover Kommunalverband Großraum Hannover Kronsberg-Umwelt-Kommunikations-Agentur, Hannover Beton-Marketing Nord, Hannover

2.1.8 Attenkirchen⁸

In der Gemeinde Attenkirchen bei Freising wird eine neue Siedlung mit 20 Einfamilien- und 5 Doppelhäusern gebaut. Für dieses Baugebiet (Bild 2.77) wurde eine solare Nahwärmeversorgung mit saisonalem Wärmespeicher konzipiert. Hierbei handelt es sich zwar um eine relativ kleine Siedlung; sie kann jedoch als durchaus repräsentativ für Baugebiete im ländlichen Raum angesehen werden. Ziel war es dabei, zusätzlich zu einem verbesserten Wärmeschutz, eine Primärenergieeinsparung im Vergleich zu einer konventionellen Ölheizung von mindestens 50 % zu erreichen. Eine Besonderheit des Projektes Attenkirchen ist der Speicher, bei dem es sich um eine Kombination aus einem zentralen Heißwasser-Wärmespeicher handelt, um den herum ringförmig ein Erdsonden-Wärmespeicher errichtet wird.

⁸ Beitrag von M. Reuß (ZAE Bayern)

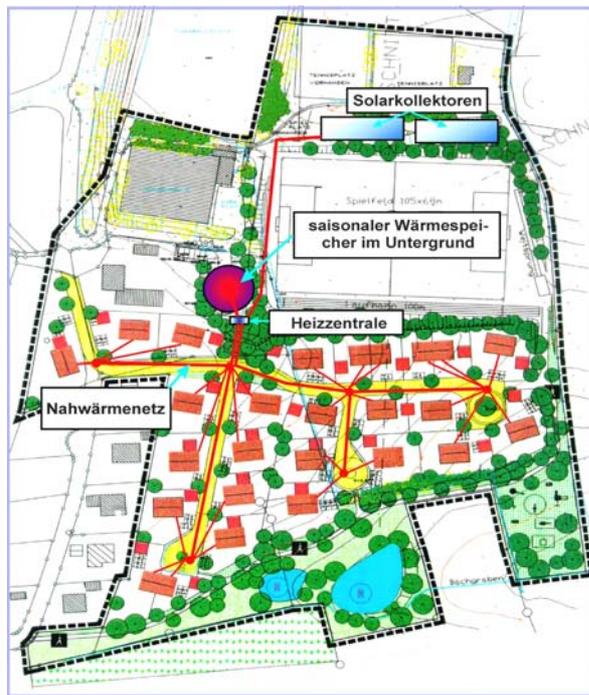


Bild 2.77: Lageplan des Baugebietes in Attenkirchen

Der Wärmebedarf für die Anlagenauslegung wurde aus den im Bebauungsplan zugelassenen Wohnflächen (Einfamilienhaus 230 m², Doppelhaus 320 m²) ermittelt. Von den Bauherren wird ein Wärmedämmstandard 25 % besser als nach WSV 95 verlangt. Der Wärmebedarf des Baugebietes beträgt somit zur Wohnraumheizung 385 MWh/a und für die Trinkwasser-Erwärmung 102 MWh/a, so dass sich ein Gesamtwärmebedarf von 487 MWh/a ergibt.

2.1.8.1 Gesamtsystem

Das System besteht aus einer 800 m² großen Solaranlage (Kollektordach), dem saisonalen Wärmespeicher, einer Heizzentrale mit Wärmepumpen zur Anpassung des Temperaturniveaus und dem Nahwärmenetz.

Die Solaranlage bildet als Solar-Roof das Dach von zwei Sommerstockbahnen in unmittelbarer Nähe des Speicherstandortes und der Heizzentrale (Bild 2.78).



Bild 2.78: Solaranlage Attenkirchen

Die hydraulische Verknüpfung der Systemkomponenten zeigt das Anlagenschema in Bild 2.79. Das Solarkollektorfeld liefert die Wärme in den Erdbeckenspeicher und wird von dort bei Wärmebedarf direkt oder über Wärmepumpen in das Wärmenetz geliefert. Besteht kein Wärmebedarf wird die Energie in den Erdsonden-Wärmespeicher umgeladen, wobei die jeweiligen Speichertemperaturen als Regelkriterium dienen. Bei Wärmebedarf wird vorrangig der Erdbeckenspeicher entladen. Der Erdsonden-Wärmespeicher kann bei ausreichendem Temperaturniveau entweder direkt oder mit Hilfe der 2. Wärmepumpe entladen werden.

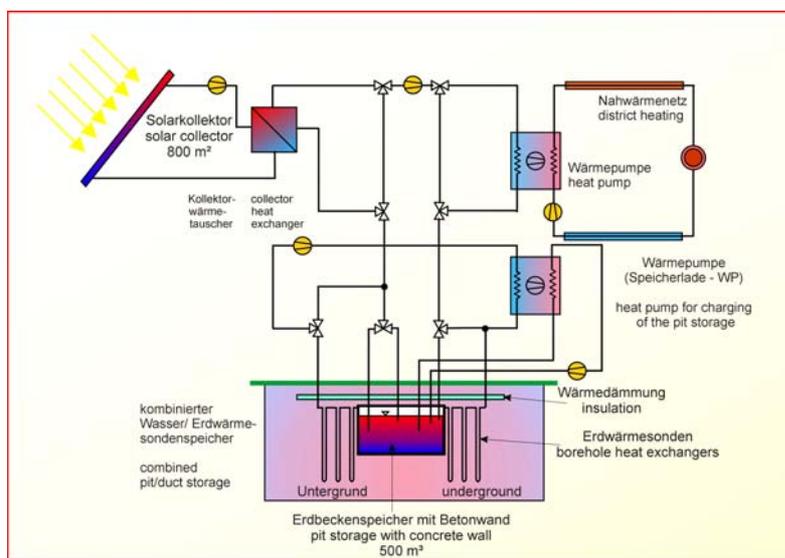


Bild 2.79: Anlagenschema

Ein großer Vorteil des Systems mit Wärmepumpe ist der vergrößerte Betriebstemperaturbereich des Speichers. Außerdem können Erdsonden-Wärmespeicher bzw. Erdbeckenspeicher

kostengünstig mit Nachtstrom entladen bzw. beladen werden. Durch die unterschiedlichen Temperaturniveaus in den beiden Speicherkomponenten lässt sich ein zweistufiger Wärmepumpenprozess realisieren.

Die Energieversorgung wurde 2000/2001 gebaut und ist mit Bezug der ersten Häuser seit Februar 2002 in Betrieb. Bis Ende 2002 wurden insgesamt fünf Häuser, die Tennishalle und das Sportheim angeschlossen. Weitere Häuser sind im Bau.

Bauherr der Anlage und Betreiber der Wärmeversorgung ist die Gemeinde Attenkirchen. Eine Zusammenstellung der am Projekt Beteiligten zeigt Tabelle 2.28.

Tabelle 2.28: Projektbeteiligte in Attenkirchen

Bauherr / Betreiber der Wärmeversorgung:	Gemeinde Attenkirchen
Planung: <i>Gesamtplanung</i> <i>Planung Solaranlage</i> <i>Planung Wärmespeicher</i> <i>Planung der konventionellen Anlage, Wärmenetz, Wärmeübergabestationen</i>	AEP Energieplan, Gera AEP Energieplan, Gera und ThüsoTec, Erfurt AEP Energieplan, Gera mit Unterstützung durch die Arbeitsgruppe Solarenergie der Landtechnik Weihenstephan und Dywidag AEP Energieplan, Gera
Wissenschaftliche Begleitung:	Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung, ZAE Bayern
Förderung: <i>Anlagenbau</i> <i>Wissenschaftliche Begleitung:</i>	Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie, Gemeinde Attenkirchen

2.1.8.2 Begleitendes Forschungsprogramm

Im Rahmen der Begleitforschung ist eine detaillierte energetische Bilanzierung der Gesamtanlage vorgesehen. Dazu sollen alle im System auftretenden Energieflüsse erfasst werden. Diese dienen zur Überprüfung der Regelstrategien und zur Untersuchung neuer Strategien des Speichermanagements. Die Messung von Temperatur- und Feuchteprofilen im gesamten Querschnitt des Erdsonden-Wärmespeichers dienen zur Untersuchung des Feuchtetransports im Untergrund, der die thermischen Eigenschaften des Erdreichs signifikant beeinflussen kann.

Der Erdbeckenspeicher wurde als vorgespannter Behälter aus WU-Beton konzipiert. Mit einer Vereinfachung der Konstruktion, wie z. B. einer schlaffen Bewehrung, könnte man eine Reduktion der Baukosten um ca. 30 % erreichen. Diese Modifikation erfordert allerdings eine verlässliche Definition der Lastfälle, wie sie im realen Betrieb auftreten. Dafür werden Temperaturen an der Betonwand innen und außen kontinuierlich gemessen. Mit diesen Erkenntnissen wird die Baukonstruktion überarbeitet und es werden Möglichkeiten der Kostenreduzierung untersucht.

2.1.8.3 Projektkosten

Im Herbst 2002 wurde eine Zusammenstellung der abgerechneten und bis Jahresende noch anfallenden Kosten erstellt. Die ermittelten Zahlen werden relativ wenig von den endgültigen Investitionskosten abweichen. Tabelle 2.29 zeigt diese Kostenzusammenstellung.

Tabelle 2.29: Kostenzusammenstellung (abgerechnete Investitionskosten ohne MWSt.)

Kollektorfelder	231 050 €
Saisonal Speicher	299 160 €
Nahwärmenetz	134 050 €
Technikzentrale	215 010 €
Regeltechnik/ ELT	102 120 €
Wärmeübergabestationen	140 030 €
Planungskosten	60 570 €
Heizzentrale Gebäude	36 560 €
Summe	1 218 550 €

2.2 Anlagen in der Planung

2.2.1 Crailsheim

Im Rahmen einer Umnutzung eines ehemaligen Kasernengeländes ist in Crailsheim ein solar unterstütztes Nahwärmesystem mit einer Kollektorfläche von 9 700 m² und einem Langzeit-Wärmespeicher mit einem Volumen von insgesamt 20 000 m³ Wasseräquivalent geplant. Dieses soll die entstehende Wohnsiedlung Hirtenwiesen II, ca. 475 Wohneinheiten umfassend, samt eines Gymnasiums und einer Sporthalle zu 50 % mit solarer Wärme versorgen und somit den jährlichen CO₂- Ausstoß um 2 400 t reduzieren. Dieses Konzept wurde im Rahmen einer Vorstudie durch die Stadtwerke Crailsheim in Zusammenarbeit mit dem Steinbeis-Transferzentrum für Energie-, Gebäude- und Solartechnik in Stuttgart erarbeitet. Das ITW ist seit September 2000 mit der weiteren Projektentwicklung befasst.

In Bild 2.80 ist das Modell des Konversionsgebietes Hirtenwiesen II mit einem mittig geteilten Lärmschutzwall dargestellt.



Bild 2.80: Modell des Konversionsgebietes Hirtenwiesen II, Ansicht von Osten (Quelle: Stadt Crailsheim)

Der Großteil der Kollektorflächen, etwa 7 000 m², soll auf dem Lärmschutzwall untergebracht werden, der Gewerbe- und Wohngebiet trennt und das Abbruchmaterial der Kasernengebäude aufnimmt. Als weitere Fläche zur Kollektorintegration stehen große, zusammenhängende Dachflächen der städteigenen, ehemaligen Kasernengebäude, der Schule und der Sporthalle

zur Verfügung, die sich durch die Nähe zur zukünftigen Heizzentrale in der Sporthalle auszeichnen.

Der Langzeit-Wärmespeicher wird voraussichtlich im Bereich der Mitte des Lärmschutzwalls integriert sein.

Das vorläufige Anlagenkonzept ist in Bild 2.81 dargestellt: Die auf dem Wall montierten Kollektorflächen dienen primär der Erwärmung des Langzeit-Wärmespeichers. Die Kollektoren auf den Gebäuden nahe der Heizzentrale in der Sporthalle werden über einen Pufferspeicher (100 m³) direkt in das Nahwärmesystem eingebunden. Ein Ausgleich der solar gewonnenen oder gespeicherten Wärmemengen erfolgt über eine ca. 300 m lange Verbindungsleitung zwischen der Heizzentrale in der Sporthalle und der für den Langzeit-Wärmespeicher und dessen Kollektoren notwendigen Heizzentrale am Lärmschutzwall.

Die fehlende, nicht von den Kollektoren bereitgestellte Wärme, wird der Heizzentrale in der Sporthalle in Form einer Nachheizung durch Fernwärme von einem bereits bestehenden mit Heizöl befeuerten Heizwerk aus zur Verfügung gestellt.

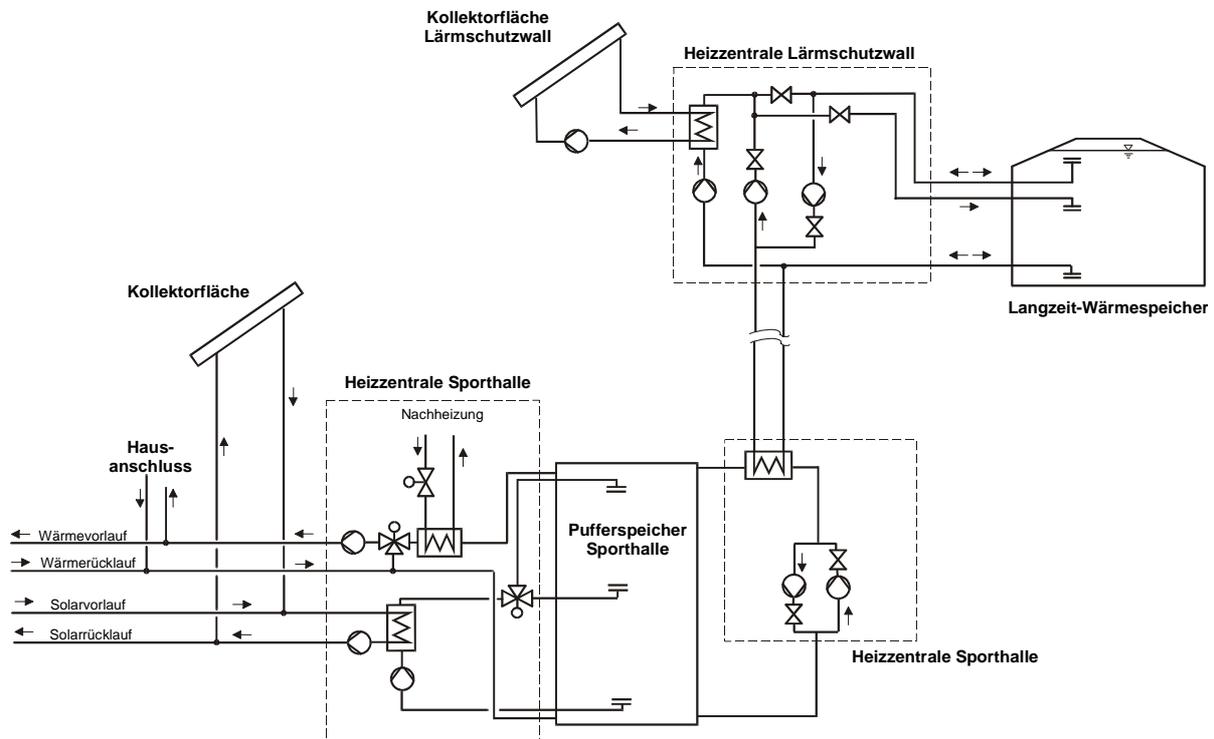


Bild 2.81: Vorläufiges Anlagenkonzept für die solar unterstützte Nahwärmanlage in Crailsheim

Bisherige Berechnungen des ITW ergaben für das Wohngebiet, die Schule und die Sporthalle einen Wärmebedarf von 5 130 MWh/a und für die geplanten Dienstleistungsflächen einen

Bedarf von 1 002 MWh/a. Zum Gesamtwärmebedarf ab der Heizzentrale kommen zusätzliche 16 % Netzverluste hinzu, der somit etwa 7 266 MWh/a beträgt.

Durch den „ersten Meilenstein“ ist die Projektverwirklichung bereits seit 6.12.2002 im Gange. Dieser Abschnitt beinhaltet die Errichtung des ersten Kollektorteilfeldes auf den städtischen Gebäuden, die Aufstellung des Pufferspeichers in der Heizzentrale und das Legen der Fernwärmeleitungen für den Ostteil von Hirtenwiesen II und ermöglicht damit die vorläufige Inbetriebnahme des Wärmeversorgungssystems als Kurzzeit-Wärmespeicheranlage. Die Förderung der Kollektorfelder dieses Abschnitts ist durch das Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg bereits bewilligt, für die weiteren Abschnitte wurde eine Absichtserklärung abgegeben.

Als weiterer Schritt ist für 2005 und 2006 die erste Ausbaustufe geplant, innerhalb der die Montage des ersten Kollektorteilfeldes auf dem Lärmschutzwall, die Errichtung der restlichen Kollektorfelder auf den Gebäuden und der Bau des ersten Bauabschnittes des Langzeit-Wärmespeichers stattfinden sollen.

Schließlich wird das Projekt mit der Endausbaustufe von 2007 bis 2009 abgeschlossen, im Rahmen derer der zweite Teil des Kollektorfeldes auf dem Lärmschutzwall montiert und der Langzeit-Wärmespeicher auf rund 20 000 m³ erweitert wird.

Die Integration von 7 000 m² Kollektorfläche auf dem Lärmschutzwall muss unterschiedlichste Bedingungen erfüllen, die die einfache und kostengünstige Montage der Kollektoren ebenso ermöglichen muss wie sie der Bedingung Rechnung tragen muss, dass die Kollektoren im Naherholungsgebiet des neuen Stadtteils montiert werden.

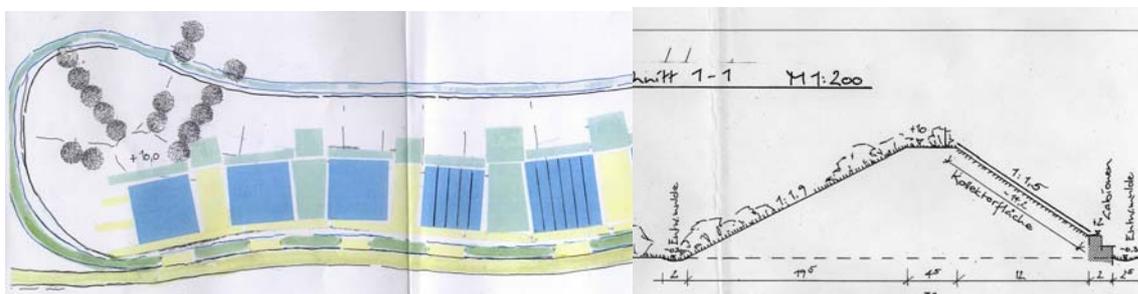


Bild 2.82: Integration der Kollektorflächen auf den Lärmschutzwall in Crailsheim (Plan: Architekten Schmidt, Treiber und Partner)

Bild 2.82 zeigt das in Zusammenarbeit mit den Landschaftsarchitekten Prof. Schmidt, Treiber und Partner (Leonberg) entwickelte Konzept, das einzelne rund 14 x 14 m große, zusammenhängende Kollektorflächen mit Grünstreifen abwechself. Diese Kollektorflächen können z.B.

als Solar Roof montiert werden und entsprechen den Anforderungen, die ein sich setzender, aus Bauschutt bestehender Lärmschutzwall an die Statik der Kollektorfläche stellt. Zudem wurde auf eine (kinder-)sichere Integration der Kollektorflächen in das Naherholungsgebiet Lärmschutzwall geachtet.

700 m² Kollektorfläche sollen auf den städtischen Neubauten Sporthalle und Gymnasium untergebracht werden.

Bild 2.83 zeigt die ehemaligen Kasernengebäude, die sich in städtischem Eigentum befinden und die die restlichen 2 000 m² Kollektorfläche aufnehmen sollen. Alle Gebäude werden renoviert ähnlich des Beispiels in Bild 2.83 rechts. Es ist geplant, die Dächer mit Solar Roof-Kollektoren zu renovieren.



Bild 2.83: Integration von Kollektorflächen auf Bestandsgebäude in Crailsheim (Bilder: CBE, Crailsheim)

Die geologische Vorprüfung des Langzeit-Wärmespeichers ergab, dass der Standort in Crailsheim einen Untergrund aufweist, der für einen Erdsonden-Wärmespeicher geeignet sein kann. Im Frühjahr 2003 ist daher ein geologisches Untersuchungsprogramm geplant, das Aufschlüsse über die tatsächliche Eignung des Untergrundes geben soll. Andere alternative Speicherkonzepte wie Heißwasser-Wärmespeicher müssen ebenso in mehreren Bauabschnitten gebaut werden. Es ist geplant, das Speicherkonzept bis zum Sommer 2004 zu entwickeln.

2.2.2 München⁹

Dieses Projekt befindet sich noch im Planungsstadium, die Realisierung ist bis 2006 vorgesehen. Im Folgenden wird ein Überblick über das Konzept der Anlage gegeben.

⁹ Beitrag von M. Reuß (ZAE Bayern)

2.2.2.1 Systembeschreibung

Im Fall der solar unterstützten Nahwärmeversorgung am Ackermannbogen in München handelt es sich um eine große Anlage unter den Rahmenbedingungen eines Ballungsraumes. Mit der am Standort vorhandenen Fernwärme (130 °C Dampf) wird eine Absorptionswärmepumpe angetrieben, die in der Heizzentrale untergebracht ist und – zusätzlich zu den Solar Kollektoren – ausschließlich in den saisonalen Speicher Wärme von 62 - 68 °C liefert, so dass im oberen Bereich des Speichers das ganze Jahr Wärme für einige Volllasttage zur Verfügung steht. Bild 2.84 zeigt ein hydraulisches Prinzipschaltbild der projektierten Anlage.

Ausschlaggebend für die Auswahl dieses Systems waren fünf wesentliche Vorteile:

1. Der Betrieb einer zentralen Absorptionswärmepumpe im System ist neuartig und stellt eine hohe technische Innovation dar;
2. von der Absorptionswärmepumpe wird die in der Fernwärme enthaltene Exergie maximal verwertet;
3. die Absorptionswärmepumpe gewährleistet tiefe Temperaturen im unteren Speicherbereich, damit steigt die nutzbare Speicherkapazität und tiefe Kollektortemperaturen sorgen für einen hohen Kollektorertrag;
4. durch die Nutzung des Speichers im Nachheizbetrieb kann die Anschlussleistung auf der Fernwärmeseite um den Faktor 3 reduziert werden; damit kann diese Konfiguration erstmalig auf eine auf 100 % ausgelegte Zusatzheizung verzichten;
5. es besteht die Option, im Sommer Kälteleistung für den Gewerbebereich bereitzustellen und so die Wirtschaftlichkeit der gesamten Anlage zu verbessern.

Das gesamte Energiesystem wurde dynamisch mit dem Programm TRNSYS simuliert und auf einen solaren Deckungsanteil für Trinkwarmwasser und Heizung von 50 % ausgelegt.

2.2.2.2 Wärmebedarf und Heizsystem

Der Wärmebedarf für die Raumheizung wurde ebenfalls mit TRNSYS mit Wetterdaten des Testreferenzjahres München simuliert. In Zeiten ohne Wärmebedarf wird im Netz ein Mindestmassenstrom gefahren, so dass die Temperatur im Netz am ungünstigsten Punkt nie unter 50 °C liegt.

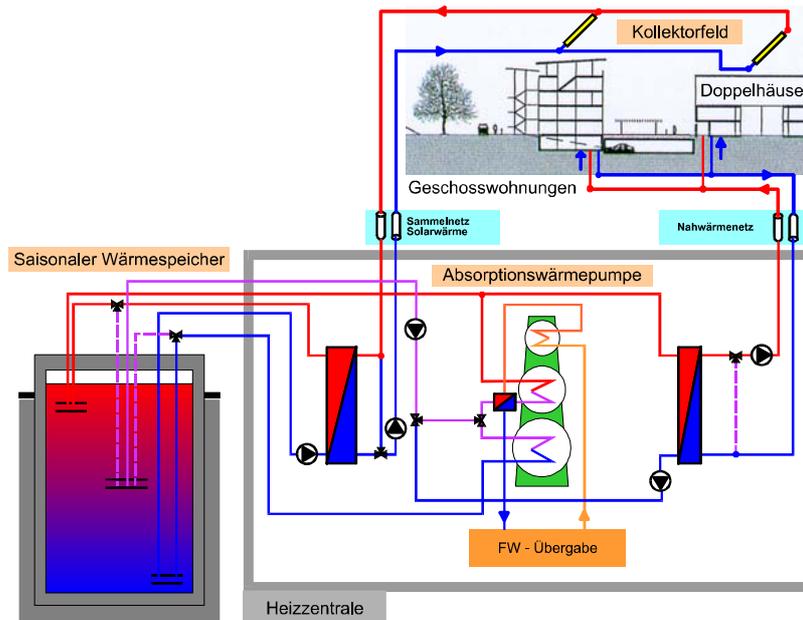


Bild 2.84: Schema des solar unterstützten Wärmeversorgungssystems Ackermannbogen

Mit den Gebäudesimulationen wurde ein Jahres-Lastprofil für die Raumheizung errechnet und der Heizwärmebedarf zu 1 263 MWh/a bestimmt. Für den Wärmebedarf der Trinkwarmwasser-Erwärmung wurde auf Standard-Zapfprofile zurückgegriffen und der Trinkwarmwasser-Bedarf zu 496 MWh/a bestimmt. Der Gesamtwärmebedarf für Heizung, Trinkwarmwasser und Verteilverluste liegt bei ca. 2 000 MWh/a. Die maximale Leistung im Nahwärmenetz beträgt 1 290 kW. Bei einem direkten Anschluss der Nahwärmeversorgung an die Fernwärme würden so ca. 1 550 Volllaststunden erreicht.

Gemäß der Simulation sind ca. 1 200 Stunden im Jahr Rücklauftemperaturen von über 35 °C zu erwarten. Dies sind allerdings nur Betriebszeiten, in denen wenig Abnahme im Netz vorliegt (vorwiegend nachts und im Sommer). Um die Rücklauftemperatur weiter zu senken, wird der Rücklauf aus dem Netzwärmetauscher über den Verdampfer der Wärmepumpe geleitet (vgl. Bild 2.80). Damit werden die Eintrittstemperaturen in den Speicher zusätzlich abgesenkt. Diese Maßnahme sichert eine gute Ausnutzung der Speicherkapazität und gewährleistet eine niedrigere Vorlauftemperatur für das Kollektorfeld während der ganzen Heizperiode.

2.2.2.3 Kollektoranlage

Die solare Wärme wird über 2 700 m² Flachkollektoren in das System eingebracht. Sie sind auf den Dachflächen des nach Süden ausgerichteten Gebäudeanteils vorgesehen. Das Kollektorfeld erhält seinen Zulauf aus dem unteren Speicherbereich. Der Vorlauf wird in der Mitte

oder oben in den Speicher eingeschichtet. Im Sommer wird das Kollektorfeld abhängig vom Temperaturniveau des Speichers bei Temperaturen bis zu 95 °C betrieben. Diese Wärme wird dann zu Beginn der Heizperiode als gespeicherte solare Wärme direkt genutzt. Ab Ende November / Anfang Dezember läuft der Wärmepumpenbetrieb, die Speichertemperatur im unteren Bereich sinkt ab und der Kollektorkreis sammelt in erster Linie Niedertemperaturwärme. Mit dieser Strategie erzielt die Kollektoranlage einen jährlichen Bruttowärmeertrag von 426 kWh/(m² a).

2.2.2.4 Einbindung der Fernwärme

Zentrale Komponente des ausgewählten Energiekonzepts ist die LiBr-Absorptionswärmepumpe, über die Fernwärme in das System eingebracht wird. Diese Wärmepumpe arbeitet nur, wenn die im oberen Speicherbereich vorhandene Wärmemenge auf Nutztemperaturniveau (wenigstens 60 °C) keine ausreichende Versorgungssicherheit gewährleistet. Sie entnimmt Wasser aus dem mittleren Bereich des Speichers, hebt die Temperatur des einen Teils auf knapp über 60 °C an und speist diesen Anteil in die oberste Speicherschicht ein. Der andere Teilstrom wird abgekühlt und mit etwa 10-15 °C in die unterste Speicherschicht zurückgeführt. Damit wird im Speicher eine hohe Stratifikation aufgebaut und erhalten.

Die Betriebskennlinien der Absorptionswärmepumpe (15 °C Eintritts-/ 65 °C Austrittstemperatur) wurden in einem gesonderten Programm erzeugt und in das TRNSYS-Modell eingelesen. Sie erreicht unter den vorgegebenen Betriebsbedingungen ein Wärmeverhältnis von 1.73 im Jahresmittel. In der Simulation ist die Fernwärmekondensatrückkühlung auf rund 30 °C berücksichtigt.

Nach den Simulationen ist die Absorptionswärmepumpe durchgängig mit voller Leistung von Mitte November bis Ende Februar in Betrieb. Bei einer Antriebsleistung von 400 kW werden so insgesamt rund 2 500 Vollbenutzungsstunden für den Fernwärmeanschluss erreicht. Damit kann also die Anschlussleistung auf ca. 35 % abgesenkt und die Zahl der Vollbenutzungsstunden pro Jahr für den Fernwärmeanschluss um ca. 60 % angehoben werden. Wegen der geringen Regeldynamik der Wärmequelle eignet sich dieses Konzept auch hervorragend für eine Wärmebereitstellung etwa aus einer Biomassefeuerung.

2.2.2.5 Saisonaler Wärmespeicher und Verteilnetz

Der saisonale Wärmespeicher ist in den Simulationen als zylindrischer, bis auf den Boden ringsum gedämmter Betonspeicher angenommen worden. Für den Speicher werden 5 700 m³ Wasser benötigt, das im Sommer im oberen Bereich solar bis auf maximal 95 °C erwärmt wird. Die Wärmeverluste des Speichers liegen bei 141 MWh/a. Da die gesamte Wärme über den Speicher gefahren wird, liegt sein Jahresnutzungsgrad deutlich über 90 %. Obwohl die Gebäude nur 25 % unter Wärmeschutzverordnung'95 gedämmt sind, genügt ein Speichervolumen von 20 m³ pro WE für die 50 %-ige solare Deckung.

Das Wärmeverteilstück wird bei einer Vorlauftemperatur von 58 °C betrieben und versorgt alle Wohnungen direkt über kompakte Einzelübergabestationen mit Heiz- und Trinkwarmwasser-Wärme im Durchlauferhitzerprinzip. Nur für die Doppelhäuser, den Kindergarten und ggf. den Gewerbeteil sind kleine Trinkwarmwasser-Speicher vorgesehen.

2.3 Projektstudien

2.3.1 Möglichkeiten zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung im ländlichen Siedlungsraum am Beispiel der Marktgemeinde Sugenheim

2.3.1.1 Einführung

Ein Nahwärmesystem lässt sich um so wirtschaftlicher bauen und betreiben, je mehr Wärme pro Meter Netztrassenlänge verkauft werden kann. Aus diesem Grund werden Nahwärmesysteme, besonders wenn sie solar unterstützt sind, meist nur im verdichteten Siedlungsbau realisiert. Im ländlichen Siedlungsraum ist aufgrund der großen Baugrundstücke die Anschlussdichte für ein Nahwärmesystem gering: Daher gelten Nahwärmesysteme vor allem im ländlichen Siedlungsraum als unwirtschaftlich. Im Rahmen einer Studie wurde daher für das Beispiel der Marktgemeinde Sugenheim untersucht, in wieweit auch im ländlichen Siedlungsraum Möglichkeiten für die Verwirklichung einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung bestehen. Die Studie wurde im Jahr 1999 in Zusammenarbeit von J. Lang von der Fränkischen Service Gesellschaft (FSG), Hainstr. 34, 90461 Nürnberg, W. Schirmer vom Ingenieurbüro Schirmer, Flurstr. 2, 91484 Sugenheim und dem ITW der Uni Stuttgart durchgeführt [Mangold 2000].

Im ländlichen Siedlungsraum liegt das Interesse der Gemeinde bei der Ausweisung neuer Baugebiete und der Aufstellung der Bauvorschriften darin, einen Wegzug Ihrer Bürger zu verhindern und möglichst Neubürger zum Erwerb von Baueigentum innerhalb der Gemeinde zu gewinnen. Aufgrund der Konkurrenzsituation benachbarter Gemeinden sind hierbei keine einschränkenden Bauauflagen möglich, die zu Mehrkosten für mögliche Bauherren führen.

Will die Gemeinde im Rahmen einer lokalen Agenda oder anderer Umweltschutzziele den CO₂-Ausstoß reduzieren, ist dies demnach nur durch folgende zwei Wege möglich:

1. Information und Motivation der Bauherren zur Energieeinsparung: Der Zeit- und Personalaufwand hierfür ist hoch, die Erfolgchancen für eine nennenswerte Emissionsreduzierung sind gering.
2. Zentrale Energieversorgung: Mit einer meist nur möglichen, zentralen Wärmeversorgung lassen sich große Emissionsminderungen erzielen. Bei richtigem Marketing sind die Erfolgchancen sehr gut, da besonders im ländlichen Siedlungsraum viele Bauherren umweltfreundlichen Energieversorgungstechniken offen gegenüber stehen.

Somit bietet sich eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung als eine zentrale Eingriffsmöglichkeit der Gemeinde in ihren Baugebieten zur Reduzierung des CO₂-Ausstoßes an.

2.3.1.2 Das Beispiel der Marktgemeinde Sugenheim

Die Marktgemeinde Sugenheim mit ca. 2 000 Einwohnern in 9 Ortschaften stand vor folgender Situation:

- In ihrem Neubaugebiet sollte eine möglichst umweltfreundliche Energieversorgung realisiert werden. Forderungen zur Energieeinsparung wie z. B. die Einhaltung eines Niedrigenergiehaus-Standards hätten aufgrund des Gemeindeeigentums der Baugrundstücke zwar gestellt werden können, doch sollten für mögliche Bauherren keine Mehrkosten im Vergleich zu Bauland in den benachbarten Gemeinden entstehen.
- Die gemeindeeigene Schule muss saniert werden. Unter anderem ist das Flachdach undicht und der Ölkessel in der Heizzentrale muss ersetzt werden.
- Weitere gemeindeeigene Bauten in direkter Nachbarschaft zur Schule (Sporthalle, Lehrerwohnhaus, Schafscheune-Heimatmuseum, Mehrfamilienhaus) konnten gegebenenfalls ebenso in das Energieversorgungskonzept einbezogen werden.

2.3.1.3 Ausgangssituation

Für die Schule wurde in Zusammenarbeit mit den Architekten Reeg und Spieler, Bad Windsheim, eine wärmetechnische Analyse der Bestandsgebäude durchgeführt, die mehrere Sanierungsmaßnahmen empfiehlt. Der Gesamtwärmebedarf der Schule wird durch die Sanierungsmaßnahmen um 47 % reduziert.

Da für die gemeindeeigenen Gebäude in direkter Nachbarschaft zur Schule noch keine Wärmeversorgung gebaut ist (Schafscheune-Heimatmuseum) oder der Heizkessel bald erneuert werden muss, wurde vorgeschlagen, diese Gebäude auch an das Nahwärmesystem anzuschließen.

Das gemeindeeigene Neubaugebiet umfasst eine Fläche von 3.05 ha, wovon ca. 1.52 ha als allgemeines Wohngebiet bebaut werden sollen. Im 1. Bauabschnitt sind 41 Einfamilienhäuser geplant, in einem zweiten Bauabschnitt sollen 34 Einfamilienhäuser gebaut werden. Die lokal übliche Wohnfläche eines Einfamilienhauses beträgt im Durchschnitt ca. 160 m².

Ursprünglich war geplant, die Gebäude in Reihenhäusern und Hausgruppen zusammenzufassen, doch zeigte sich bei den ersten Anfragen, dass sich mögliche Bauherren nur für freistehende Einfamilienhäuser interessieren. Aufgrund des günstigen Baulandpreises (unter 50 €/m²) wollten manche Bauherren sogar zwei Parzellen zum Bau von nur einem Haus erstehen. Aufgrund der Anzahl der Bauanfragen wurde davon ausgegangen, dass fünf Gebäude mit einem Dämmstandard entsprechend der Wärmeschutzverordnung 1995 errichtet werden. Alle weiteren Gebäude werden den Anforderungen der Energieeinsparverordnung entsprechen. Für die Trinkwarmwasser-Erwärmung werden die vor Ort üblichen Speicherladesysteme eingesetzt. Die in Einfamilienhäusern kostengünstigeren Kompaktstationen mit einer Trinkwarmwasser-Erwärmung im Durchflussprinzip wurden durch die Gemeinde abgelehnt, um keinerlei Einschränkungen für mögliche Bauherren vorschreiben zu müssen.

Das Neubaugebiet liegt ca. 400 m von der Heizzentrale der Schule entfernt (siehe Bild 2.85). Da diese Heizzentrale kostengünstig ausgebaut werden kann und der Heizkessel der Schule erneuert werden muss, ist es wirtschaftlicher, eine Verbindungsleitung zum Anschluss des Neubaugebietes zu legen, als im Neubaugebiet eine zweite Heizzentrale zu errichten. Die im Nahwärmenetz auftretenden Trassenlängen zeigt Tabelle 2.30.

Tabelle 2.30: Trassenlängen des Nahwärmenetzes im Endlayout

	Trassenlänge in m
Bestandsgebäude	125
Verbindungsleitung zum Neubaugebiet	430
Erster Bauabschnitt	520
Zweiter Bauabschnitt	650

Zu Beginn der Planungen wurde die Netztrasse im Neubaugebiet möglichst kurz geplant. Die Verteilleitungen sollten in den Gärten der Gebäude liegen, wie in der unteren Zeichnung des Bildes 2.85 dargestellt. Im weiteren Verlauf der Studie wurde die Nahwärmetrasse auf Wunsch der Gemeinde jedoch in die Straßen gelegt, um eine für den Betreiber bessere Zugänglichkeit im Wartungsfall zu ermöglichen und um keine Grundbucheinträge für die Durchleitung von Nahwärme von den Bauherrn verlangen zu müssen. Die Netztrassenlänge dieser Endvariante ist jedoch um ca. 50 % länger als die der ersten, optimierten Variante.



Bild 2.85: Lageplan des Neubaugebietes mit eingezeichneten Trassen des Nahwärmenetzes.

Linker Plan: Endlayout, unterer Plan: optimierte Variante mit kurzer Trassenlänge

2.3.1.4 Gesamtwärme- und Leistungsbedarf

Der Gesamtwärmebedarf des Nahwärmesystems wurde durch TRNSYS-Simulationen ermittelt. Er ist in Tabelle 2.31 aufgeführt.

Tabelle 2.31: Gesamtwärmebedarf des Versorgungsgebietes ab Heizzentrale

	Bestands- gebäude	1. Bauabschnitt	(nur) 2. Bau- abschnitt
	MWh/a	MWh/a	MWh/a
Wärmebedarf zur Raumheizung	400	475	473
Wärmebedarf zur Trinkwarmwasser- Erwärmung	33	79	93
Wärmeverluste im Nahwärmenetz	17	157	107
Jahresgesamtwärmebedarf ab Heizzent- rale	450	711	673

Die Wärmeverluste der Verbindungsleitung zwischen Heizzentrale und Neubaugebiet betragen 73 MWh/a und sind in den Wärmeverlusten des 1. Bauabschnittes von 157 MWh/a enthalten. Der Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale für die Bestandsgebäude, den ersten und den zweiten Bauabschnitt beträgt zusammen 1 834 MWh/a.

Zur Dimensionierung der Wärmeerzeuger wurde, ebenfalls durch TRNSYS-Simulationen, die Dauerlinie der notwendigen Wärmeleistungen berechnet, die in Bild 2.86 dargestellt ist.

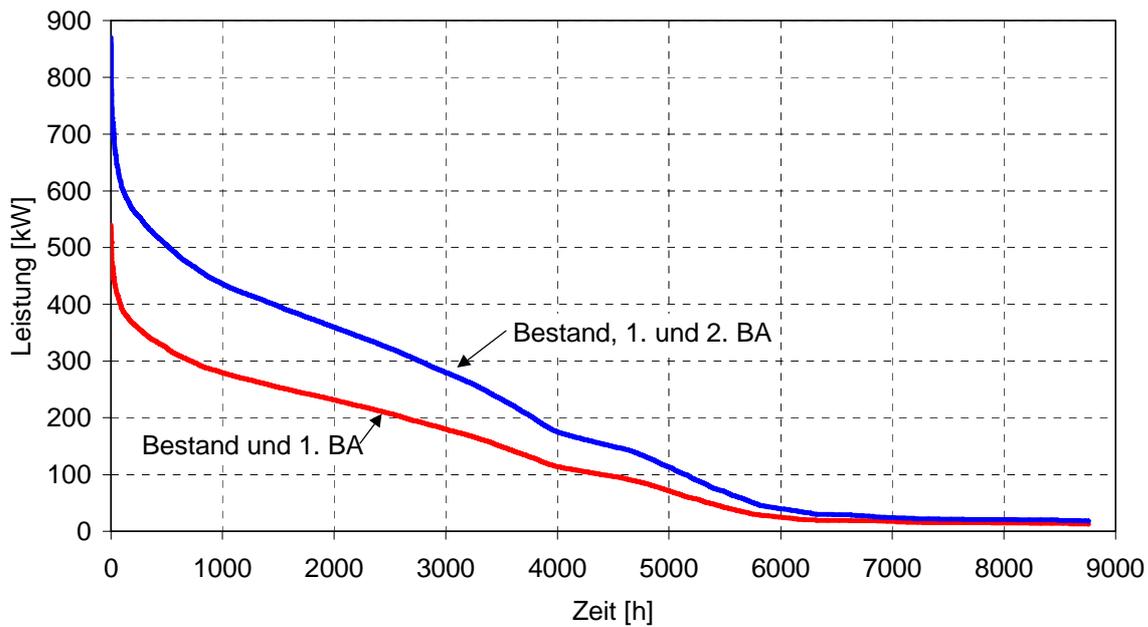


Bild 2.86: Dauerlinien der erforderlichen Wärmeleistung ab Heizzentrale als Ergebnis von TRNSYS-Simulationen

2.3.1.5 Untersuchte Energieversorgungskonzepte

In Abstimmung mit den Wünschen der Gemeinde und den örtlichen Gegebenheiten wurden die in Tabelle 2.32 aufgeführten Varianten zur Energieversorgung des Gebietes betrachtet. Als Referenzsystem wurde ein Nahwärmesystem mit zentraler Ölheizung festgelegt. Die Anlagendimensionierung erfolgte durch TRNSYS-Simulationen. Eine Gasversorgung der Heizzentrale oder des Neubaugebietes kam nicht in Betracht, da die Marktgemeinde Sugenheim nicht an ein Gasnetz angeschlossen ist.

Tabelle 2.32: Übersicht der untersuchten Varianten zur Energieversorgung

	Kollektorfläche (Aperturfläche)	Speichervol. (Wasseräquivalent)	solarer Deckungsanteil
	m ²	m ³	%
Variante 1 = Referenz: Nahwärme mit zentraler Ölheizung			
Variante 2a: Solare Nahwärme mit Langzeit-Wärmespeicher und Ölkessel	3 700	8 000	50
Variante 2b: Solare Nahwärme mit Langzeit-Wärmespeicher und Ölkessel	3 500	7 000	47
Variante 2c: Solare Nahwärme mit Langzeit-Wärmespeicher und Ölkessel	3 200	6 000	43
Variante 3: Solare Nahwärme mit Langzeit-Wärmespeicher und Wärmepumpe	nicht betrachtet		
Variante 4: Nahwärme mit BHKW, ggf. ergänzt durch Kollektorfeld	nicht betrachtet		
Variante 5: Solare Nahwärme mit Holzhackschnitzel- und Öl-Spitzenlastkessel	400	30	8
Variante 6: Solare Nahwärme nur im Bestand mit solarer Warmwasserbereitung im Sommer	60	4	4
Variante 7: Solare Nahwärme nur im Bestand, Pufferspeicher für einen Monat	180	20	9

Wie in Tabelle 2.32 aufgeführt, ist der Warmwasserbedarf für die Bestandsgebäude, die rund ein Viertel des Gesamtwärmebedarfs erfordern, sehr gering, da in der Schule nur wenig Warmwasser benötigt wird. Dies führt dazu, dass in den Sommermonaten nur wenig Wärme benötigt wird. Aus diesem Grund ist, im Vergleich zur Kollektorfläche, ein überproportional großes Speichervolumen zur Erzielung eines solaren Deckungsanteiles von 50 % am Gesamtwärmebedarf notwendig (Variante 2a). Bei einer Reduzierung des solaren Deckungsanteils auf 43 % (Variante 2c) kann das Speichervolumen um 25 % reduziert werden.

Die in Variante 3 vorgeschlagene Verwendung einer Wärmepumpe wurde nicht betrachtet, da keine Niedertemperaturquelle für die Wärmepumpe zur Verfügung stand. Auch die Verwendung eines Blockheizkraftwerkes zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung für das Versorgungsgebiet wurde nicht betrachtet, da die Gemeinde nicht an ein Gasnetz angeschlossen ist. Daher hätte ein Diesel-BHKW verwendet werden müssen, dessen vorgeschriebene Abgasreinigung die Anlage von vornherein als unwirtschaftlich auswies. Ein kleines, dieselbetriebenes BHKW zur Eigenstromerzeugung in der Heizzentrale wurde jedoch bei den Varianten berücksichtigt.

Für den in Variante 5 untersuchten Holzhackschnitzelkessel war kein kostengünstig angeliefertes Restholz in der Gemeinde verfügbar, und es wurden Marktpreise für Holzhackschnitzel eingerechnet.

In den Varianten 6 und 7 wurde ein Nahwärmesystem nur für die gemeindeeigenen Bestandsgebäude betrachtet. Mit einer Vergrößerung des Speichervolumens wurde in Variante 7 untersucht, ob die Verwendung eines Pufferspeichers, der den Wärmebedarf eines Sommermonats speichert, den solaren Deckungsanteil nennenswert erhöht.

2.3.1.6 Wirtschaftlichkeit der Energieversorgungskonzepte

Für alle Varianten wurden die Planungs-, Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten auf Basis von Erfahrungswerten und ausgeführter Projekte geschätzt und eine Wirtschaftlichkeitsberechnung nach der statischen Annuitätenmethode entsprechend der VDI-Richtlinie 2067 durchgeführt. Mögliche Fördergelder wurden berücksichtigt. Die hiermit berechneten jährlichen Kosten sind auf die zu liefernde Energiemenge bezogen, um die Wärmekosten zu erhalten. Die Realisierbarkeit der Energieversorgungsvariante wurde durch einen Vergleich mit den Kosten für eine dezentrale Ölheizung in jedem Gebäude bewertet. Hierbei wurden Kosten für einen Öltank, Kamin etc. berücksichtigt und es entstanden Gesamtkosten von 12 270 € je Einfamilienhaus.

Tabelle 2.33: Übersicht der Wirtschaftlichkeit der Energieversorgungskonzepte und des Nutzens für die Umwelt (alle Kostenangaben inkl. Planung, ohne MWSt., Angaben in Klammern ohne Förderung)

	Reduktion an fossilem Nutzwärmebedarf	Investitionssumme	Wärmekosten
	%	T€	€/MWh
Referenz: Nahwärme mit zentraler Ölheizung	0	1 113	125
Vergleich: Ölheizung in jedem Gebäude	15	776	125
Variante 2c: Solaranlage, Langzeit-Wärmespeicher, zentrale Ölheizung	43	1 917 (3 208)	175
Variante 5: kleine Solaranlage, Holzhackschnitzel- und Öl-Spitzenlastkessel	80 – 90	1 324 (1 378)	138
Variante 6: Solare Nahwärme nur im Bestand mit solarer Trinkwarmwasser-Erwärmung im Sommer	4 – 14	160 (167)	89
Variante 5 mit halbiertem Netzlänge	80 – 90	1 078 (1 122)	112

Bei dezentralen Ölheizungen in jedem Gebäude wird kein Nahwärmenetz benötigt, und es können bei dieser Vergleichsvariante die gesamten Wärmeverluste des Nahwärmenetzes eingespart werden. Dies führt zu der in Tabelle 2.33 aufgeführten Reduktion an fossilem Nutzwärmebedarf von 15 % im Vergleich zum Referenzsystem einer Nahwärmeversorgung mit zentralem Ölkessel. Der Anteil der Wärmeverluste des Netzes am Gesamtwärmebedarf ist mit 15 % aufgrund der großen Trassenlängen und der dabei relativ geringen, zu liefernden Wärmemengen sehr hoch. Die Wärmekosten beider Varianten sind fast gleich und betragen rund 125 €/MWh.

Variante 2c erzielt bei einer Berücksichtigung von Fördergeldern Wärmekosten von 175 €/MWh und ist damit im Vergleich zur Referenz zu teuer.

Variante 5 erzielt mit 138 €/MWh im Vergleich zur Referenz nur geringfügig höhere Wärmekosten. Könnten Holzhackschnitzel kostengünstig in der Gemeinde erworben werden, wäre diese Variante realisierbar. Die Reduktion an fossilem Nutzwärmebedarf ist bei dieser Variante mit 80 bis 90 % sehr hoch.

2.3.1.7 Ergebnis

Variante 6 zeigt das zur Realisierung empfohlene System mit einer 60 m² großen Solaranlage auf dem Dach der Schule, die die Trinkwarmwasser-Erwärmung nur für die Bestandsgebäude unterstützt. Das Neubaugebiet wird nicht an eine Nahwärmeversorgung angeschlossen. Die Reduktion an fossilem Nutzwärmebedarf durch die Solaranlage beträgt 4 %, durch die Einsparung an Wärmeverlusten im Nahwärmenetz können weitere 14 % im Vergleich zur Referenz eingespart werden. Eine Vergrößerung des Speichervolumens, wie in Variante 7 untersucht (siehe Tabelle 2.32), führt zu hohen Mehrkosten bei einem unterproportional steigenden solaren Deckungsanteil, so dass für diese Variante keine Wirtschaftlichkeit erzielbar ist.

Wird Variante 5 mit halbiertem Netzlänge berechnet, entspricht dies einer Netztrassenlänge, wie sie zuerst geplant war und in Bild 2.85 unten rechts dargestellt ist. Die Reduzierung der Netzlänge führt zu Wärmekosten von 112 €/MWh, die nun deutlich unter den Wärmekosten der Referenz und den Vergleichskosten für dezentrale Ölheizungen in jedem Gebäude liegen. Diese Variante ist ohne Mehrkosten für die Bauherren realisierbar und führt zu einer Reduktion der im Versorgungsgebiet auftretenden CO₂-Emissionen von 80 – 90 % im Vergleich zum Referenzsystem.

Die Marktgemeinde Sugenheim hat sich zur Realisierung der Variante 6 entschlossen. Für das Neubaugebiet, das nun kein Nahwärmesystem erhält, wurde folgende Anregung aufgenommen: Wird der Baulandpreis um ca. 2.5 €/m² erhöht, kann mit diesen Mehreinnahmen eine thermische Solaranlage mit 5 bis 7 m² Kollektorfläche für jeden Bauplatz finanziert werden. Dadurch erhält jeder Bauherr von der Gemeinde bei Erwerb eines ihrer Baugrundstücke eine Solaranlage kostenlos betriebsbereit montiert. Der solare Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf des Neubaugebietes beträgt dann 8 %. Eine weitere Einflussnahme der Gemeinde auf die CO₂-Emissionen im Neubaugebiet ist jedoch nicht möglich.

2.3.2 Solar unterstützte Nahwärmeversorgung für die Naturschutzakademie auf der Insel Vilm

Im Rahmen eines Gesamtkonzeptes für die ökologische Energieversorgung der Internationalen Naturschutzakademie Insel Vilm, die von der Berliner Energieagentur im Auftrag des Umweltbundesamtes durchgeführt wurde [Rotter 2002], hat das ITW der Uni Stuttgart die Möglichkeit zur Realisierung einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher untersucht.

2.3.2.1 Ausgangsbedingungen

Bild 2.87 zeigt die bestehende Akademie auf der Insel Vilm, die vorwiegend für Tagungen etc. genutzt wird.

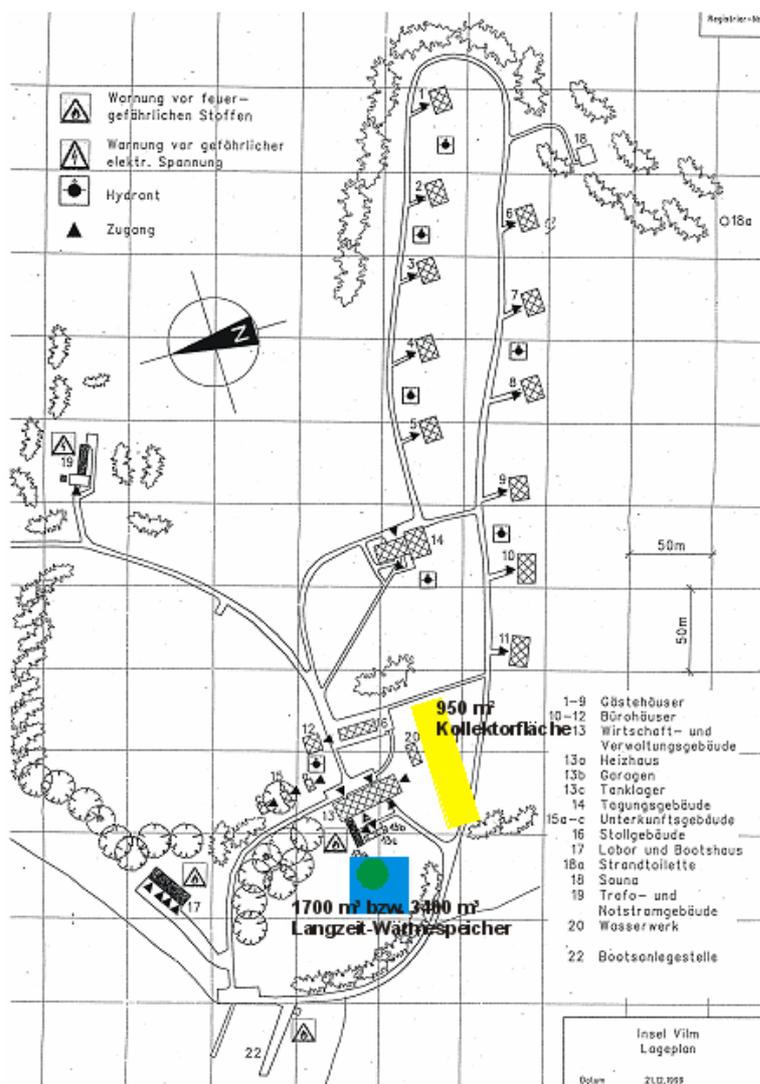


Bild 2.87: Lageplan der Naturschutzakademie auf der Insel Vilm

Bevor eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit saisonaler Wärmespeicherung gebaut wird, sollte zuerst der Heizwärmebedarf der Gebäude reduziert werden. Nach Mitteilung der Berliner Energieagentur sind Wärmedämm- und anlagentechnische Maßnahmen geplant. Nach Ausführung der Dämmmaßnahmen entsteht der dem Konzept zugrunde gelegte Jahresheizwärmebedarf von 500 MWh im Jahr ab Heizzentrale. Hiervon werden nur ca. 20 MWh im Jahr für die Trinkwarmwasserversorgung in den einzelnen Gebäuden und ca. 10 bis 20 MWh für Trinkwarmwasser in der Küche benötigt. Der Rest, ca. 470 MWh im Jahr, werden für die Gebäudeheizung aufgewendet.

Der solare Nutzwärmeertrag und damit die Einsparung an fossiler Heizenergie sind umso höher, je tiefer die der Solaranlage zur Verfügung gestellte Temperatur ist. Dies bedeutet, dass die Netzurücklauftemperatur im Nahwärmenetz in Jahresdurchschnitt möglichst unter 40 °C liegen sollte. Aus diesem Grund wird empfohlen, die Gebäudeheizsysteme von 70/50 °C auf z. B. 55/40 °C umzurüsten. Dies müsste nach der Verwirklichung der Dämmmaßnahmen technisch einfach realisierbar sein.

Der Konzeption der solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit saisonaler Wärmespeicherung liegt ein Gebäudeheizsystem mit 55/40 °C zugrunde. Eine höhere Netzurücklauftemperatur als im Durchschnitt ca. 40 °C führt je Kelvin zu einer Reduzierung des solaren Deckungsanteiles von ca. 1 % absolut.

2.3.2.2 Dimensionierung der wesentlichen Systemkomponenten

Für einen solaren Deckungsanteil von 50 % am Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale (500 MWh/a) sind folgende Dimensionen notwendig (Tabelle 2.34):

Tabelle 2.34: Dimensionierung der Systemkomponenten

Kollektorfläche	950 m ² Aperturfläche
Speichervolumen	1 700 m ³ Wasseräquivalent (WÄ)

2.3.2.3 Konzept für die saisonale Wärmespeicherung

Da die Wärmeverluste eines Speichers stark von der Speichertemperatur und der Fläche der Speicherberandung abhängen, ist für den geplanten Wärmespeicher auf der Insel Vilm, der im Temperaturbereich zwischen 40 und 95 °C betrieben werden soll und ein Volumen von etwa 1700 m³_{WÄ} hat, nur der Einsatz eines Heißwasser- oder Kies-Wasser-Wärmespeichers zu empfehlen. Bei der Ermittlung des benötigten Speichervolumens wurde von einer Reduzierung der derzeitigen Netz-Rücklaufemperatur auf 40 °C ausgegangen.

Das benötigte Volumen eines Erdsonden- bzw. Aquifer-Wärmespeichers ist aufgrund des jährlichen Wärmebedarfs des Versorgungsgebietes (500 MWh/a) zu gering, um einen nicht wärme gedämmten Speicher auf hohem Temperaturniveau einzusetzen.

Die schematische Darstellung der empfohlenen Speichertypen und deren grobe Dimensionierung (Abmessungen sind Innenabmessungen des Speicherbehälters) sind in Bild 2.88 dargestellt.

Die Baugrundverhältnisse (entnommen aus dem Gutachten der VEB Baugrund Berlin vom 23.06.1972) erlauben eine Gründung bis etwa 3 bis 4 u. GOK (Höhenlage 3 bis 4 m NN). Angetroffen wurde eine Mutterbodenschicht (1 bis 1.3 m mächtig) sowie nicht bindiger Fein- und Mittelsand. Für Ausschachtungsarbeiten wird ein Böschungswinkel von 30 ° empfohlen, Grundwasser wurde nicht angetroffen.

Als Standort kommt ein Gebiet nordwestlich von der Heizzentrale (bei Gebäude 13a) in Frage, um Wärmeverluste bei der Wärmeverteilung zu minimieren, d.h. kurze Leitungslängen zu erhalten (siehe Lageplan, Bild 2.87).

Dieses Gebiet ist eine gut zugängliche, ungenutzte Freifläche, die nach Errichtung des Speichers ggf. wiederhergestellt und begrünt werden kann. Aufgrund der geringen Gründungstiefe ist der Speicher jedoch nur teilweise unterirdisch zu errichten und ein Teil oberirdisch sichtbar zu belassen. Dabei kann der Aushub an den Speicher angeschüttet werden.

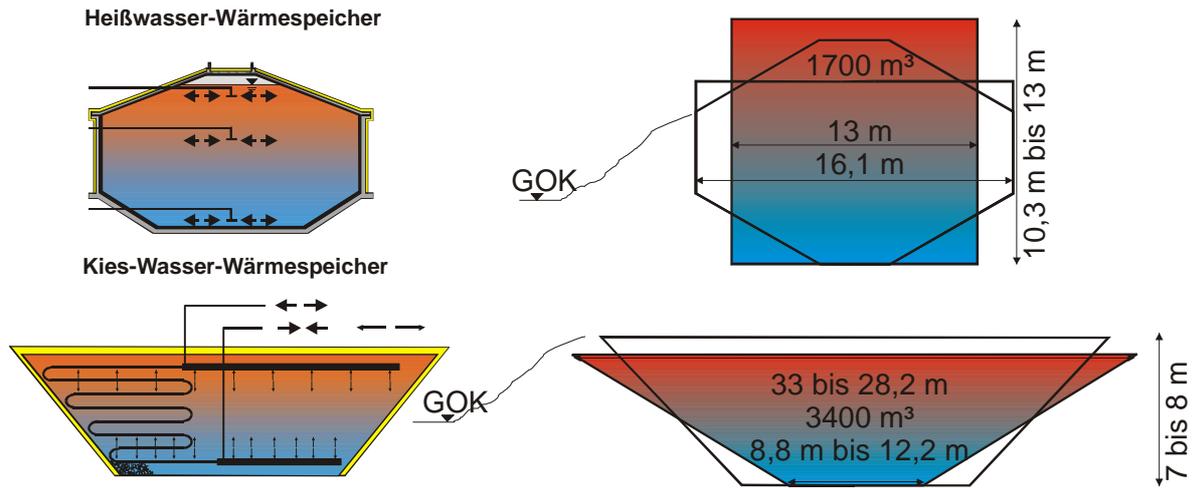


Bild 2.88: Schematische Darstellung der möglichen Speichertypen mit Angabe der groben Dimensionierung

Sollte sich zusammen mit der geringen Gründungstiefe von 4 m u. GOK, der geringe Böschungswinkel von 30° bestätigen, hat ein Erdbecken-Wärmespeicher eine ungünstige Geometrie. Selbst bei Verwendung des Aushubes als Speichermaterial (wassergesättigter Feinsand) ergeben sich höhere Investitionskosten gegenüber dem Heißwasser-Wärmespeicher. Kann in einem Winkel von etwa 45° geböschet werden, ist der Kies-Wasser-Wärmespeicher eine interessante Alternative.

Eine Abschätzung der Speicherbaukosten ist in Tabelle 2.35 angegeben.

Tabelle 2.35: Investitionskosten (o. MwSt., o. Grundstückskosten, o. Unvorhergesehenes, inkl. Planung)

Speicherform	Oberfläche	A/V	Kosten	Investition
Zylinder (1 700 m ³)	790 m ²	0.46 1/m	266 €/m ³	452 000 €
Pyramidenstumpf quadr. Grundfläche (3 400 m ³)	2 335 m ²	0.69 1/m	143 €/m ³	486 200 €

Unter den obigen Randbedingungen wird der Heißwasser-Wärmespeicher favorisiert, der mit Beton-Tragwerk oder mit glasfaserverstärktem Kunststoff als Tragwerk ausgebildet werden kann. Im Rahmen einer Vorplanung muss letztendlich die günstigste Alternative entwickelt werden.

Da die vorgeschlagenen Wärmespeicher drucklos betrieben werden, müssen sie über einen Wärmeübertrager in das System integriert werden. Die Funktion des Wärmeübertragers kön-

nen im Fall des Kies-Wasser-Wärmespeichers im Speichermedium verlegte Rohrschlangen übernehmen. Bei entsprechender Dimensionierung der wärmeübertragenden Fläche kann auf den Einsatz eines separaten Pufferspeichers verzichtet werden. Zur Unterstützung und Aufrechterhaltung der thermischen Schichtung im Speicher müssen bei einer Beladung mit unterschiedlichen Temperaturen insgesamt mindestens drei Ebenen zur Verfügung stehen. Dies erlaubt auch ein gleichzeitiges Be- und Entladen auf unterschiedlichen Temperaturniveaus.

2.3.2.4 Kollektorfeld

Üblicherweise werden die Kollektorflächen auf den Dächern der an das Nahwärmenetz angeschlossenen Gebäude installiert. Die Anbindung an die Heizzentrale erfolgt über ein separates Solarnetz, das zusammen mit dem Wärmeverteilnetz kostengünstig in einer gemeinsamen Trasse verlegt wird.

Da die zu versorgenden Gebäude auf der Insel Vilm bereits fertiggestellt und an ein Nahwärmenetz angeschlossen sind, ist sowohl die Installation der Kollektoren nach oben genanntem Prinzip als auch die Verlegung des Solarnetzes parallel zum Wärmeverteilnetz aufwendig und wirtschaftlich nicht tragbar. Der Verzicht auf ein eigenes Solarnetz wäre nur bei gleichzeitiger Nutzung des vorhandenen Wärmeverteilnetzes möglich. Dies ist technisch jedoch schwer realisierbar und führt durch das insgesamt höhere Temperaturniveau zu einer deutlich reduzierten Leistungsfähigkeit der Kollektoren.

Im vorliegenden Fall ist ein auf dem Boden aufgeständertes Kollektorfeld aus großflächigen Modulen im Bereich der Heizzentrale zu empfehlen. Die Fläche südlich der Heizzentrale und des Wirtschaftsgebäudes bietet die dazu notwendigen Größenverhältnisse. Bei dieser Lösung kann zum einen auf einen Umbau der bestehenden Dachkonstruktionen der Gebäude verzichtet werden, zum anderen werden durch die wenigen kompakten Kollektorflächen und das kurze Solarnetz die Verteilverluste in optimaler Weise reduziert. Für das Solarnetz ist die wirtschaftlichste Variante (bei kurzen Leitungslängen) eine oberirdische Verlegung bis zur Heizzentrale. Auf eine gute Dämmung der Leitungen ist hierbei zu achten. Frostgefahr besteht nicht, da die Leitungen wie die Kollektoren mit einer Glykol-Wasser-Mischung befüllt sind. Um die statischen Lasten (Windlasten) aufzufangen, werden die Stahl-Tragkonstruktionen mit Hilfe von Beton-Fundamenten im Boden verankert.

Die Kollektoren sollten möglichst nach Süden hin ausgerichtet werden. Abweichungen von maximal 10-15 ° nach Osten oder Westen führen nur zu geringen Mindererträgen.

Die optimale Neigung der einzelnen Kollektoren liegt bei 40 bis 50 °. Die Abstände zwischen den einzelnen Kollektorreihen sind so zu wählen, dass eine gegenseitige Verschattung ausgeschlossen ist.

Die einzelnen Großkollektormodule werden am rationellsten mit Hilfe eines Krans auf die Aufständerungen aufgelegt.

2.3.2.5 Hydraulikkonzept

Die Einbindung der Kollektorflächen und des Langzeit-Wärmespeichers in die vorhandene Hydraulik erfolgt wie in Bild 2.89 dargestellt.

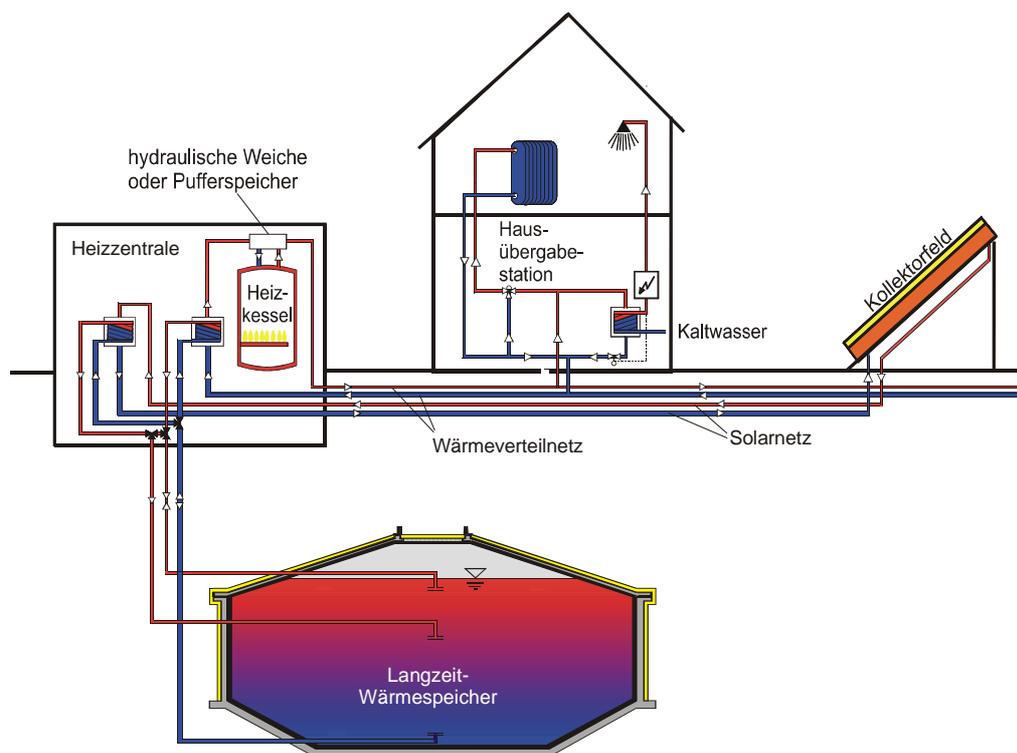


Bild 2.89: Hydraulikschema der solar unterstützten Nahwärmeversorgung

Die von den Sonnenkollektoren gewonnene Wärme wird über das Solarnetz zur Heizzentrale transportiert und bei Bedarf direkt an die Gebäude verteilt. Die in den Sommermonaten nicht direkt nutzbare Wärme wird über einen Wärmeübertrager in den Langzeit-Wärmespeicher eingespeichert. Im Herbst und im Winter wird diese Wärme wieder aus dem Langzeit-Wärmespeicher ausgespeichert und über das Wärmeverteilnetz zu den Gebäuden geleitet. Sollte

das Temperaturniveau im Speicher nicht mehr ausreichen, wird über den Heizkessel nachgeheizt.

Im Falle der oben vorgeschlagenen Langzeit-Wärmespeicher-Typen kann aufgrund der großen übertragbaren Wärmeleistungen auf ein großes Puffervolumen in der Heizzentrale verzichtet werden. Hier genügt eine hydraulische Weiche mit 2-3 m³ Wasservolumen.

Die Trinkwarmwasser-Bereitung in den Gebäuden erfolgt bisher ausschließlich mittels elektrischer Durchlauferhitzer. Hier ist die zusätzliche Installation von Wärmeübertragern zur direkten Trinkwarmwasser-Bereitung über das Nahwärmenetz notwendig.

2.3.2.6 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Auf Basis abgerechneter Kosten der gebauten Pilotanlagen ergibt sich folgende Kostenschätzung (Tabelle 2.36):

Tabelle 2.36: Gesamt-Investitionskosten (ohne MwSt., o. Grundstückskosten)

	Dimension	Kosten	Investition	Bemerkung
Kollektorfeld	950 m ²	286 €/m ²	272 000 €	einschl. Bodenvorbereitung, Montage, Verrohrung
Speicher (Zylinder)	1700 m ³	266 €/m ³	452 000 €	ohne Landschaftsbau
Anschluss Heizzentrale			25 000 €	
Anteil Regelung			31 000 €	DDC-Regelung
Planung, Bauüberwachung			38 000 €	
Sonstiges, Unvorhergesehenes	10 %		82 000 €	
Gesamt			900 000 €	

Die Kosten für das Kollektorfeld berücksichtigen eine im Vergleich zu den seitherigen Anlagen aufwändigere Lieferung der Kollektoren, da diese auf eine Insel geliefert werden müssen. Dieser Mehraufwand ist mit 2 % der jeweiligen Kosten berücksichtigt. Planung und Bauüberwachung ist in den Kosten des Langzeit-Wärmespeichers bereits enthalten, für alle anderen Gewerke separat in einer Summe zusammengefasst.

Im eingeschwungenen Zustand des saisonalen Wärmespeichers, d.h. nach ca. 4 bis 5 Jahren Betriebszeit, ergibt sich durch die solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher eine Einsparung an fossiler Heizenergie von 50 % des Gesamtwärmebedarfs. Dies entspricht einer Einsparung von 250 MWh/Jahr.

Hierfür aufzuwenden sind die Investitionskosten von 900 000 €, die über 25 Jahre statisch annuisiert werden mit einem Zinssatz von 6 %. Dies führt zu einem jährlichen Kapitaldienst von rund 70 400 €/a. Zusätzlich sind jährliche Betriebs- (0.25 %) und Wartungskosten (1.5 %) aufzuwenden. Dies ergibt eine jährliche Kapitalbelastung von 15 750 €. Insgesamt sind 86 150 € im Jahr aufzuwenden, um 250 MWh im Jahr an fossilem Endenergiebedarf einzusparen. Dies entspricht solaren Wärmekosten von 34.4 €Cent/kWh.

2.3.3 Bremen „Stadtwerder“¹⁰

In Bremen steht mit dem Gebiet der ehemaligen Wasserwerke relativ stadtnah ein über 100 000 m² großes Areal zur Verfügung, das nach dem Willen von Stadt und Eigentümer (SWB AG) in ein Wohngebiet für etwa 340 Wohneinheiten und einige zentrale Geschäftsbauten umgenutzt werden soll. Die Rahmendaten des Baugebietes sind in Tabelle 2.37 aufgeführt.

Das Baugebiet weist gemäß Bodengutachten [Harder 2000] in ca. 7-8 m Tiefe teilweise vorgespannte Grundwasserleiter auf. Zusätzlich sind Altlasten durch die historische Nutzung zu erwarten, zum einen bedingt durch die vorhandenen Klärbecken aus ca. sechs unterschiedlichen Bauepochen, zum anderen existieren weitere Unsicherheiten durch eine frühere Nutzung des Geländes als ehemalige Hafenregion. Eine Nutzung des Baugrundes mit einem Aquifer- oder Erdsonden-Wärmespeicher erscheint daher nicht sinnvoll. Die Fließgeschwindigkeit des Grundwassers wurde nicht untersucht.

¹⁰ Beitrag von M. Bodmann und V. Huckemann (IGS der TU Braunschweig)

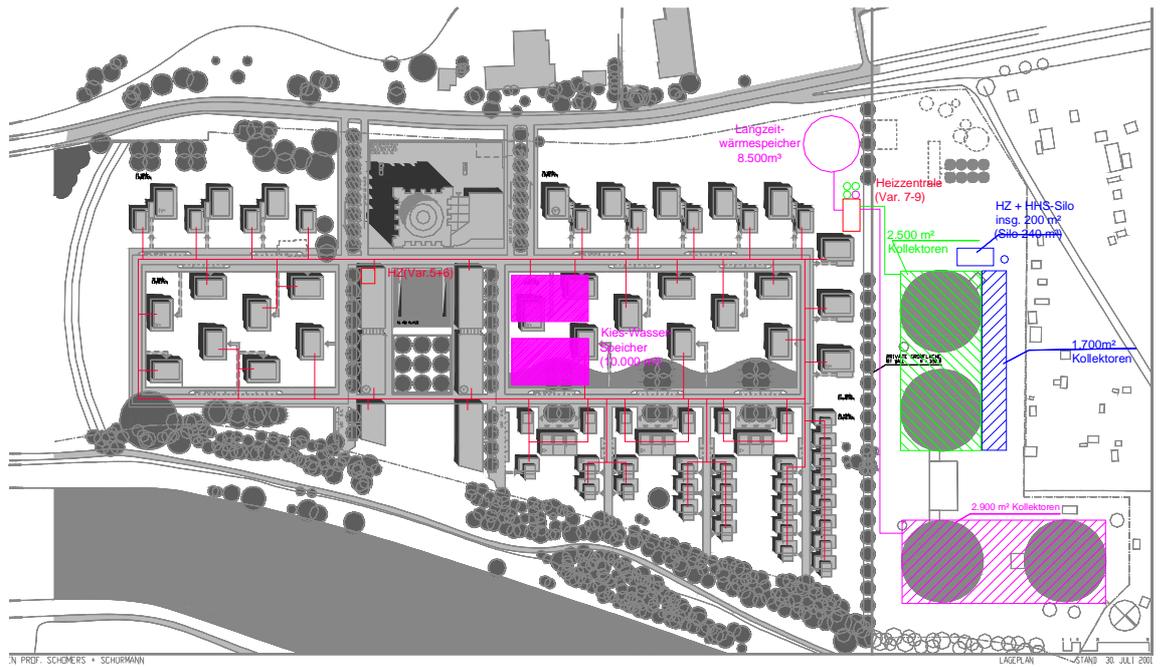


Bild 2.90: Lageplan Bremen „Stadtwerder“

Vor dem Hintergrund der benachbarten Naherholungsstreifen an der großen und kleinen Weser soll im Baugebiet ein hoher ökologischer Baustandard realisiert werden. Ein sehr guter konstruktiver Wärmeschutz der Gebäude wird gefordert, welcher die Grenzwerte der EnEV um ca. 20 % unterschreitet. Von der Bremer-Energiekonsens wurde Ende 2001 eine Machbarkeitsstudie beauftragt, mit dem Ziel eine möglichst emissionsarme Wärmeversorgung für die Siedlung aufzuzeigen. Die wesentlichen Ergebnisse werden im Weiteren kurz vorgestellt. Gemäß den genannten Vorgaben wurde für die Gebäude ein Energiestandard zugrunde gelegt, der einem flächenbezogenen Heizwärmebedarf von durchschnittlich rund $50 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{\text{Wfl}} \cdot \text{a})$, bzw. einem Gesamtwärmebedarf von $3\,300 \text{ MWh/a}$ entspricht. Dieser Standard ist konstruktiv durch eine dichte, gut gedämmte Gebäudehülle und hoch wärmedämmende Verglasungen zu realisieren.

Tabelle 2.37: Eckdaten Machbarkeitsstudie Bremen „Stadtwerder“

	Planungsstand zum Zeitpunkt der Machbarkeitsstudie
Bruttobauland	ca. 100 000 m ²
Anzahl Wohneinheiten	340 WE in 40 EFH und 29 MFH (ca. 40 000 m ² Wohnfläche) 6 Geschäfts- und Bürobauten (ca. 11 700 m ² Nutzfläche)
Gesamtwärmebedarf	3 300 MWh/a, bzw. 3 710 MWh/a inkl. Netzverluste
Gesamtheizleistungsbedarf	1.9 MW
Kollektorfläche	je nach Variante bis zu 7 000 m ²
Versorgungsvarianten	<ul style="list-style-type: none"> - Zentral/ dezentral - dezentrale Versorgung mit Kurzzeit- bzw. Langzeitwärmespeicherung - Gas-Brennwertkessel und Holzhackschnitzelkessel

Variantenbetrachtung

Zur Wärmeversorgung des Gebietes wurden acht unterschiedliche Varianten im Rahmen der Machbarkeitsstudie untersucht (s. Tabelle 2.38). Hierbei wurden den solar unterstützten Anlagenvarianten als Referenz auch Versorgungsvarianten mit ausschließlich fossilen Brennstoffen zur Bedarfsdeckung gegenübergestellt. Des Weiteren wurde zwischen dezentraler Versorgung (Varianten 1 und 2) und Konzepten mit Nahwärmeversorgung (Varianten 3 bis 8) unterschieden.

Tabelle 2.38: Variantenbetrachtung Bremen

Var.	zentral/ dezentral	Kesselart	Kessel- leistung (je Kessel)	Kollektor- fläche	Speicherart	Speicher- volumen
1	dezentral	Gas-BWK		--		
2	dezentral	Gas-BWK		hausweise (nur TWW)		
3	zentral	2 Gas-BWK	950 kW	--		
4	zentral	1 BHKW 1 Gas-BWK 1 Gas-NT	500 kW _{th} / 350 kW _{el} 700 kW 700 kW	--		
5	zentral	2 Gas-BWK	950 kW	2 500 m ²	Heißwasser	400 m ³
6	zentral	2 Gas-BWK 1 GMWP	950 kW 450 kW _{th}	5 000 m ²	Kieswasser	10 000 m ³
7	zentral	2 Gas-BWK	950 kW	5 000 m ²	Heißwasser	8 500 m ³
8	zentral	1 Holzkessel 1 Gas-BWK 1 Gas-NTK	600 kW 700 kW 600 kW	1 250 m ²	Heißwasser	100 m ³

(BWK = Brennwertkessel, NTK = Niedertemperaturkessel, GMWP = Gasmotor-Wärmepumpe, BHKW = Blockheizkraftwerk, TWW = Trinkwarmwasser)

Die wesentlichen Komponenten aller Varianten mit solar unterstützter Nahwärmeversorgung (Varianten 5 bis 8) sind im Lageplan dargestellt (s. Bild 2.90).

Variante 1 berücksichtigt die dezentrale Wärmeversorgung mit handelsüblichen Gasbrennwertgeräten. Zusätzlich wurden in Variante 2 Solaranlagen integriert, die rund 60 % am Wärmebedarf für die Trinkwarmwasser-Erwärmung decken (nur Wohngebäude). In Variante 3 erfolgt die Wärmeversorgung durch zwei zentral in der Heizzentrale aufgestellte Gasbrennwertkessel, die mit jeweils 950 kW die Wärmeversorgung der Wohnsiedlung sicherstellen. In Variante 4 übernimmt ein BHKW mit einer thermischen Leistung von 500 kW die Grundlast der Wärmeversorgung, zwei Gaskessel werden bei Bedarf nachgeschaltet.

Variante 5 liegt im Wesentlichen ein Konzept mit Mehrtagespeicherung der solar gewonnenen Wärme zugrunde. Mit 2 500 m² Kollektorfläche wird ein Deckungsanteil von ca. 23 % am Gesamtwärmebedarf der Siedlung erzielt. Da im Baugebiet keine Kollektoren auf den Gebäuden gewünscht werden, bieten sich als Installationsfläche die bestehenden und weiterhin betriebenen Wasserbehälter im Osten des Baugebietes an (s. Bild 2.90); zusätzliche Unter-

konstruktionen für die Aufstellung der Kollektoren sind erforderlich. Die benötigten 400 m³ Pufferspeichervolumen können über mehrere Einzelspeicher realisiert werden. Der Restwärmebedarf wird konventionell über Gasbrennwertkessel gedeckt.

In Variante 6 und 7 werden Systeme betrachtet, in deren Konzepten neben einer Kollektorfläche von 5 000 m² Langzeit-Wärmespeicher integriert sind. Höhere solare Deckungsanteile von 38 % (Var. 6) bzw. 36 % (Var. 7) werden erreicht. Der in Variante 6 vorgesehene Kieswasser-Wärmespeicher besitzt ein Volumen von 10 000 m³ (6 500 m³ Wasseräquivalent); die Umnutzung zweier bestehender Reinwasserkeller zu einem Kieswasser-Wärmespeicher wird vorgeschlagen. Bedingt durch das ungünstige Oberflächen/Volumen-Verhältnis und den damit relativ hohen Wärmeverlusten ist der Wärmespeicher auf einem geringen Temperaturniveau zu betreiben. Die Entladung des Wärmespeichers erfolgt daher über eine Gasmotor-Wärmepumpe. Die Betriebsbedingungen der Kollektoranlage können infolge des niedrigeren Temperaturniveaus verbessert werden. Alternativ wurde in Variante 7 ein Heißwasser-Wärmespeicher mit einem Volumen von 8 500 m³ betrachtet. Für die Realisierung lassen sich keine vorhandenen Baulichkeiten umnutzen, ein Neubau als Stahlbetonbehälter wird vorgeschlagen.

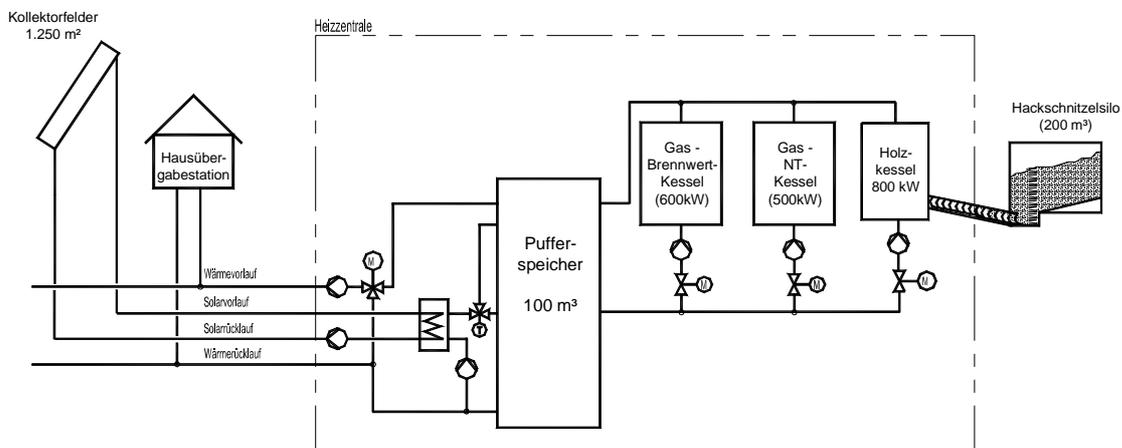


Bild 2.91: Anlagenschema Variante 8 – Holzhackschnittelkessel und Solaranlage

Variante 8 verfolgt konsequent das Ziel der CO₂-Minimierung. In Großfeuerungsanlagen sind Holzhackschnittel gut schütt- und dosierbar, hohe Wirkungsgrade und geringe Schadstoffemissionen bei der Verbrennung sind die Folge. Holzverbrennungs- und Solaranlage ergänzen sich in der Wärmeversorgung ideal. Da ein Holzessel zwar in einem Leistungsbereich von 30 bis 100 % modulieren, jedoch nicht wie ein Gaskessel in kurzen Intervallen takten kann, stellt in den Sommermonaten eine thermische Solaranlage mit 1 250 m² Kollektorfläche die

Wärme für die Trinkwarmwasser-Erwärmung zur Verfügung. Zwei Gaskessel stellen die Bedarfsdeckung zu jeder Zeit sicher (s. Bild 2.91). Der Holzkessel kann etwa 65 % des jährlichen Wärmebedarfs decken, weitere rund 13 % liefert die Solaranlage.

Ergebnisse

In Bild 2.92 sind die Gesamt-Investitionskosten für die unterschiedlichen Varianten dargestellt. Bei Variante 2 wurde eine Förderung durch die BAFA in Höhe von 87 €/m² berücksichtigt, für die Varianten 5-8 wurden die Kosten für die solaren Komponenten zu 50 % als förderfähig angesetzt. Die geringsten Gesamtinvestitionen entfallen auf die konventionellen Varianten mit dezentralen bzw. zentralen Gaskessel, die höchsten Gesamtinvestitionen sind bei den Solaranlagen mit Langzeit-Wärmespeicherung zu verzeichnen.

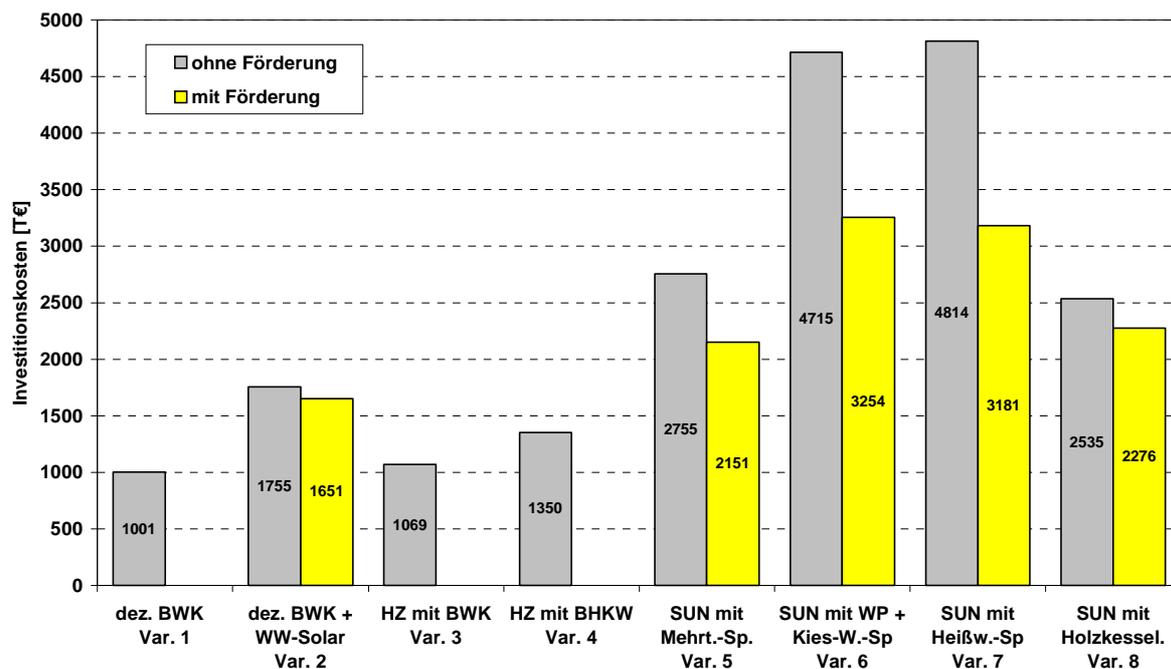


Bild 2.92: Gesamt-Investitionskosten (inkl. Planung, ohne MWSt.) der verschiedenen Varianten

Bild 2.93 zeigt die resultierenden Wärmekosten der untersuchten Varianten. Für die dezentralen Varianten wurden die durchschnittlichen Wärmekosten der Wohngebäude aufgetragen; diese bewegen sich zwischen 61 und 96 €/MWh bei Einsatz von Brennwertgeräten (Var. 1) bzw. zwischen 77 und 113 €/MWh unter Berücksichtigung der BAFA-Förderung bei dezentralen Solaranlagen (Var. 2). Die Erlöse durch den Stromverkauf sind bei der BHKW-Variante (Var. 4) berücksichtigt.

Für die Solar-Varianten ist bei den Wärmekosten infolge der Brennstoffeinsparung eine geringere Diskrepanz zu den konventionell versorgten Varianten als bei den Investitionskosten festzustellen. Die Wärmekosten der Varianten mit kurzzeitiger dezentraler bzw. zentraler solarer Wärmespeicherung liegen in vergleichbarer Größenordnung.

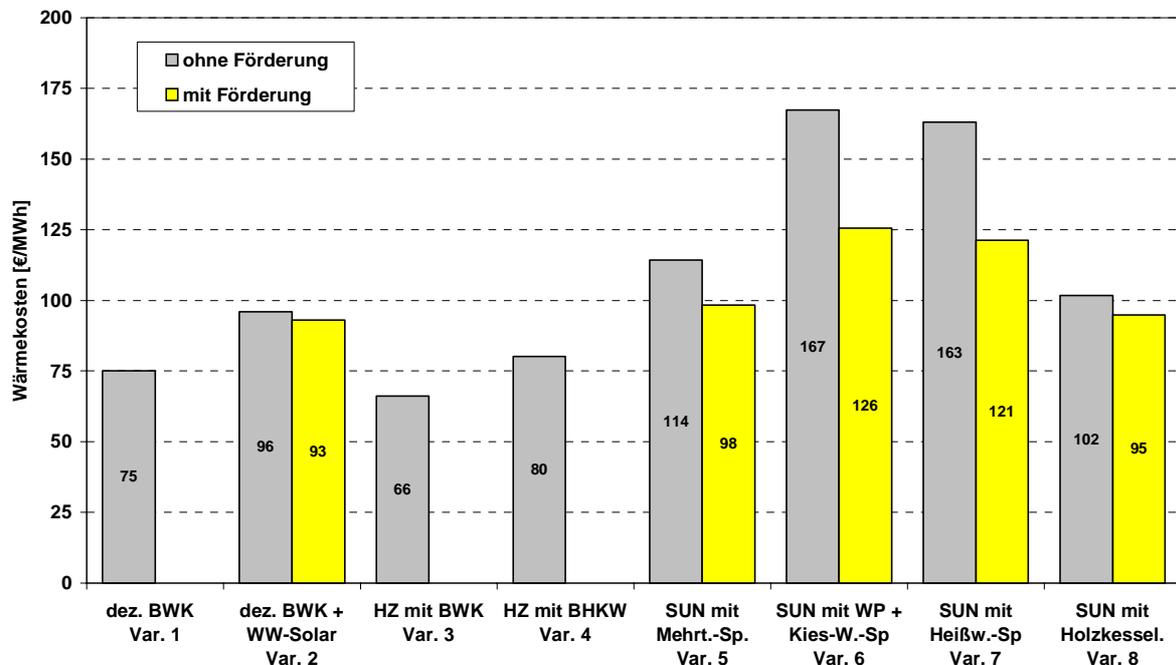


Bild 2.93: Wärmekosten (ohne MWSt.) der verschiedenen Varianten

Bild 2.94 zeigt die Verteilung der verschiedenen Energieträger bei der Deckung des Wärmebedarfs. Bei Variante 6 wurde der Solaranlage die Differenz aus der von der Wärmepumpe gelieferten Wärmemenge und der eingesetzten Brennstoffwärmemenge zugeschlagen.

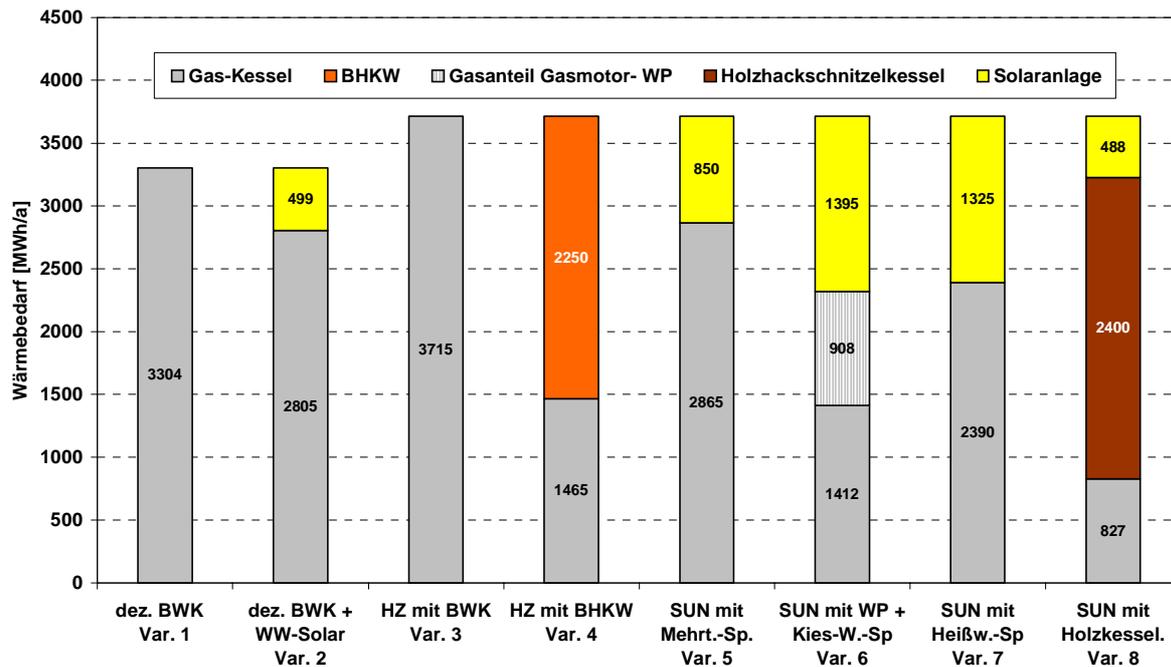


Bild 2.94: Deckung des Wärmebedarfs der unterschiedlichen Varianten

Die Kombination von solar unterstützter Nahwärmeversorgung und Holzessel (Var. 8) weist die höchste Einsparung an fossilem Brennstoff auf, der CO₂-Ausstoß kann gemäß Bild 2.95 um 62 % gegenüber der Variante mit dezentralen Brennwertgeräten gesenkt werden.

Eine hohe CO₂-Reduktion kann infolge der „Stromgutschrift“ auch durch den Einsatz eines BHKW (Var. 4) erzielt werden. Die geringe Reduktion durch die Anlagen mit Langzeit-Wärmespeicher ist auf die rein fossile Deckung des Restwärmebedarfs dieser Varianten zurückzuführen. Bei der Berechnung der CO₂-Emissionen wurden durch Hilfsenergien verursachte Emissionen berücksichtigt.

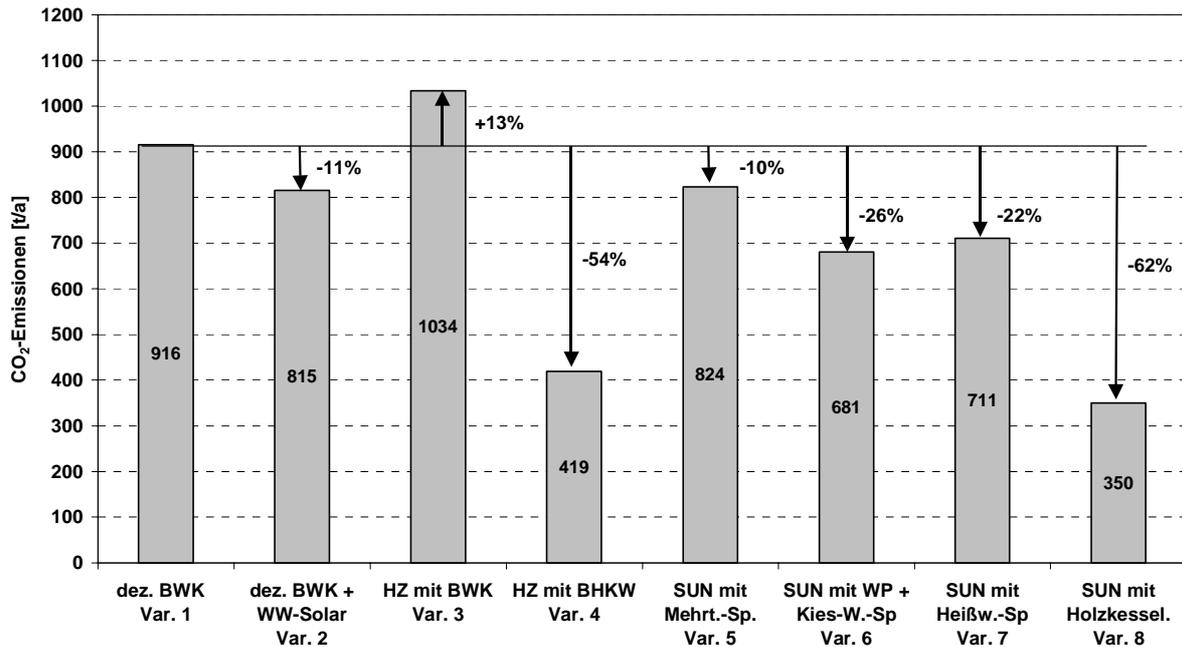


Bild 2.95: Reduktion der CO₂-Emissionen gegenüber der Ausgangsvariante

Die Varianten mit dezentraler Wärmeversorgung bieten hinsichtlich der gesteckten Zielsetzung einer möglichst emissionsarmen Energieversorgung ein begrenztes Potenzial. Deutlich höhere Einsparungen lassen sich bei zentraler Wärmeversorgung erzielen. Als Kompromiss aus Wirtschaftlichkeitsaspekten und Emissionsminderung wurde der Stadt die Variante der CO₂-optimierten Wärmeversorgung mit Holzhackschnitzelkessel und Solaranlage empfohlen. Seit Februar 2003 ist der Entwurf des Bebauungsplans für das Gebiet beauftragt, hinsichtlich Energieversorgung und baulichem Standard wurden noch keine Festlegungen getroffen. Nach mündlichen Auskünften ist man durchaus daran interessiert, die vorgeschlagene Variante zu verwirklichen.

2.3.4 Pfullingen, Baugebiet „Stadterweiterung Südwest“¹¹

Pfullingen ist eine Kleinstadt am Rande der Schwäbischen Alb in Baden-Württemberg. Im Südwesten der Stadt befindet sich an einem Nordwesthang das Neubaugebiet. Dieses soll in vier Bauabschnitten realisiert werden. Der zeitliche Horizont für die Gesamtbebauung erstreckt sich von 2007 bis etwa zum Jahr 2025.

¹¹ Beitrag von M. Bodmann (IGS der TU Braunschweig)



Bild 2.96: Lageplan Pfullingen „Stadterweiterung Südwest“

Nach dem gültigen städtebaulichen Entwurf von 2001 weisen die vier Bauabschnitte eine gleichartige Bebauung auf. Es sind jeweils Cluster mit größeren und kleineren Reihenhäusern sowie mit Typen-Einfamilienhäusern geplant. Zusätzlich sind Flächen für individuell gestaltete Einzelhäuser ausgewiesen. Im Norden des Gebietes sind zwei Mehrfamiliengebäude mit ca. 50 WE vorgesehen.

Der 1. Bauabschnitt (BA) weist nach EnEV einen Gesamtwärmebedarf von 1 540 MWh/a auf. In Anbetracht der großen zeitlichen Abstände bei der Realisierung der weiteren Bauabschnitte und des zu erwartenden technischen Fortschritts wurde für den 2. BA eine Reduktion von 10 %, für den 3. BA von 20 % und für den 4. BA von 30 % jeweils gegenüber der EnEV angenommen.

Tabelle 2.39: Eckdaten des Baugebietes Pfullingen „Stadterweiterung Südwest“

Bauabschnitt	Heizwärmebedarf [MWh/a]	Wärmebedarf Trinkwarmwasser [MWh/a]	Gesamtwärmebedarf [MWh/a]	Heizleistung [kW]
1 (2007)	1 208	332	1 540	930
2 (2012)	1 138	367	1 506	893
3 (2018)	1 097	380	1 477	847
4 (2025)	612	239	852	471
Gesamtgebiet	4 056	1 319	5 374	3 141

Variantenbetrachtung

Aufgrund des außergewöhnlich langen Zeithorizonts ist die Realisierung eines zusammenhängenden Wärmeversorgungssystems sehr schwierig. Es erscheint daher sinnvoll für die einzelnen Bauabschnitte eigenständige Systeme aufzubauen und eventuelle Kopplungsmöglichkeiten vorzusehen.

Da die Bauabschnitte 1-3 annähernd den gleichen Wärmebedarf und die gleichen zur Verfügung stehenden Dachflächen aufweisen, wurden die folgenden Untersuchungen für ein (nicht näher spezifiziertes) Teilgebiet mit einem Gesamtwärmebedarf von 1 500 MWh/a durchgeführt.

Tabelle 2.40: Variantenbetrachtung Pfullingen

Var.	zentral/ dezentral	Kesselart	Kesselleistung (je Kessel)	Kollektor- fläche	Speicherart	Speicher- volumen
1	dezentral	Gas-BWK		--		
2	dezentral	Gas-BWK		hausweise (nur TWW)		
3	zentral	Holzhack.-K. Gas-BWK	280 kW 650 kW	530 m ²	Heißwasser	30 m ³
4	zentral	Holzhack.-K. Rapsöl-K.	200 kW 730 kW	1 370 m ²	Heißwasser	300 m ³
5	zentral	1 GMWP Gas-BWK	250 kW 700 kW	2 000 m ²	Erdwärme- sonden	20 000 m ³

(BWK = Brennwertkessel, GMWP = Gasmotor-Wärmepumpe, TWW = Trinkwarmwasser)

Als Referenzvariante (Var. 1) dient die dezentrale Wärmeversorgung mit handelsüblichen Gas-Brennwertgeräten. Zusätzlich wurde die Integration einer Solaranlage zur Trinkwarmwasser-Erwärmung untersucht (Var. 2). Diese deckt bei einer Kollektorfläche von 5 m² je Wohneinheit etwa 55 % des Wärmebedarfs für die Trinkwarmwasser-Erwärmung.

Die Varianten mit zentraler Wärmeversorgung (Var. 3-5) benötigen ein separates Gebäude für die Heizzentrale. Ferner sind alle Wohngebäude an ein Wärmeverteilnetz anzuschließen, das im vorliegenden Fall aufgrund der weiträumigen Bebauungsstruktur in Kombination mit der geringen Anschlussdichte sehr kostenintensiv ist. Der Gesamtwärmebedarf des Gebiets erhöht sich infolge der Netzverluste um 236 MWh/a, was Wärmeverlusten des Nahwärmenetzes von 13.5 % entspricht. Hinsichtlich der Integration energieeffizienter Technologien bietet die Nahwärmeversorgung zukünftig deutliche Vorteile.

Bei der Variante 3 wird eine Kollektoranlage mit einer Kollektorfläche von 530 m² vorgesehen. Die Kollektorfläche kann kostengünstig als zusammenhängende Fläche auf der Garagenzeile (36 Garagen) der verdichteten Reihenhäuser untergebracht werden. Der erforderliche Pufferspeicher mit einem Volumen von 30 m³ wird in unmittelbarer Nähe der Heizzentrale aufgestellt. Um eine weitere Reduktion der CO₂-Emissionen zu erreichen, wurde neben der Solaranlage ein Holzhackschnitzelkessel vorgesehen. Spitzenlasten werden über einen Gaskessel gedeckt.

Variante 4 verfolgt das Ziel einer CO₂-optimierten Wärmeversorgung. Die Solaranlage wurde für einen Mehrtagesbetrieb ausgelegt. Neben den 530 m² Kollektorfläche auf der Garagenzeile müssen weitere 840 m² auf den Dächern der zugehörigen Reihenhäuser montiert werden.

Aufgrund der Orientierung ist hierfür eine shedförmige Anordnung erforderlich. Ein Pufferspeichervolumen von insgesamt 300 m³ wird benötigt, welches durch drei handelsübliche druckfeste Stahlspeicher mit je 100 m³ in Außenaufstellung bereitgestellt werden könnte. Wie bei Variante 3 beschrieben, wird die Grundlast über einen Holzhackschnitzelkessel gedeckt. Eine Mitnutzung des Pufferspeichervolumens durch den Holzkessel verbessert dessen Betriebsverhalten und reduziert den Schadstoffausstoß. Um die Spitzenlast ebenfalls möglichst CO₂-neutral zu decken, wird ein modifizierter Ölkessel vorgesehen, der mit Rapsöl befeuert wird.

Bei der Variante 5 wurde versucht, die CO₂-Reduktion über einen möglichst hohen solaren Deckungsanteil in Verbindung mit saisonaler Wärmespeicherung zu erreichen. Eine Gesamtkollektorfläche von 2 000 m² wurde vorgesehen; aufgrund fehlender geeigneter Dachflächen müsste eine Teilfläche von rund 630 m² als Freiflächenanlage errichtet werden bzw. durch architektonische Umplanungen auf den Dächern untergebracht werden. Als saisonaler Wärmespeicher ist ein Erdsonden-Wärmespeicher mit einem Volumen von 20 000 m³ geplant. Das Speichervolumen wird über 97 Erdwärmesonden erschlossen, die eine Tiefe von je 40 m besitzen. Mit einer Abfolge verschiedener Tonsteinschichten am Rand der Schwäbischen Alb stehen hierfür geeignete geologische Voraussetzungen zur Verfügung. Aufgrund der hohen Wärmeverluste des vergleichsweise kleinen unterirdischen Speichers und der bekannten Konsequenzen zu hoher Netz-Rücklauftemperaturen für die direkte Entladung wurde eine Gasmotor-Wärmepumpe für die Speicherentladung vorgesehen. Die mittlere Speichertemperatur schwankt im saisonalen Ablauf zwischen rund 15 °C und 45 °C, der Speicher erreicht einen Nutzungsgrad von 84 %.

Ergebnisse

Die Gesamtinvestitionen der verschiedenen Varianten sind in Bild 2.97 dargestellt. Im Vergleich zur Referenzvariante sind für dezentrale Solaranlagen zur Trinkwarmwasser-Erwärmung aufgrund der Vielzahl von Gebäuden enorme zusätzliche Investitionen notwendig. Eine zentrale Solaranlage (Var. 3) ist günstiger zu erstellen, jedoch führt das Nahwärmenetz zu nochmals erhöhten Investitionen. Die verstärkte Anwendung ökologischer Techniken in Variante 4 und 5 erfordert weitere Investitionen, wobei bei Variante 5 die Komponenten Wärmespeicher und Wärmepumpe als zu 50 % förderfähig angenommen wurden.

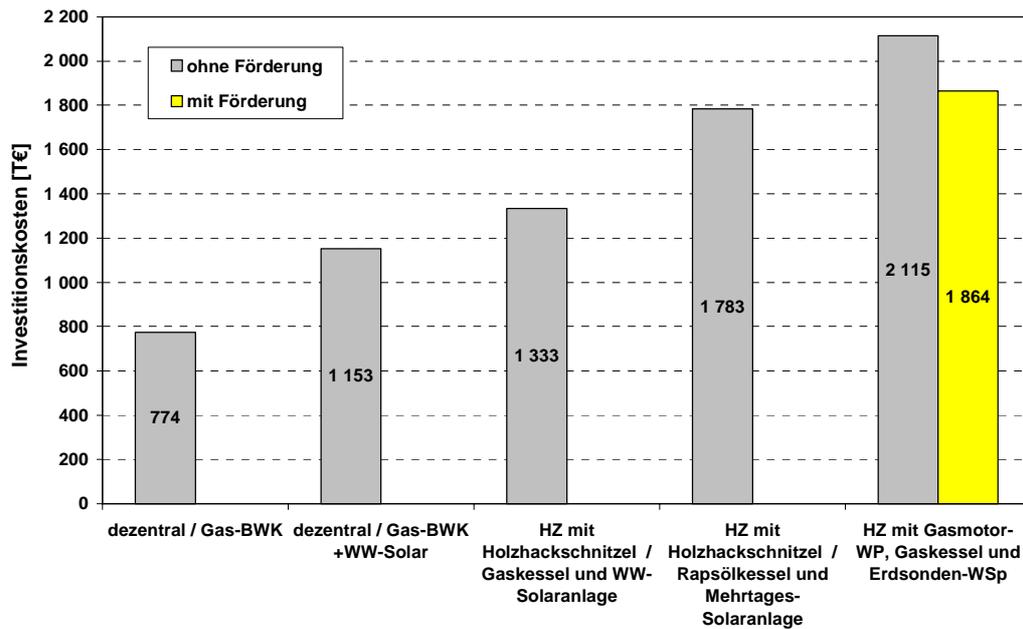


Bild 2.97: Gesamt-Investitionen (inkl. Planung, ohne MWSt.) der verschiedenen Varianten

Bei Betrachtung der Jahresgesamtkosten (s. Bild 2.98) ergibt sich eine gewisse Angleichung insbesondere durch die geringen Kosten für Holzhacksnitzel. Die Variante 3 erreicht Kosten, die nur um rund 8 % über denen der Referenzvariante liegen. Sie führt jedoch zu deutlichen CO₂-Einsparungen (s. Bild 2.101). Die Kosten der Varianten 4 und 5 sind bei Berücksichtigung der Förderung praktisch vergleichbar.

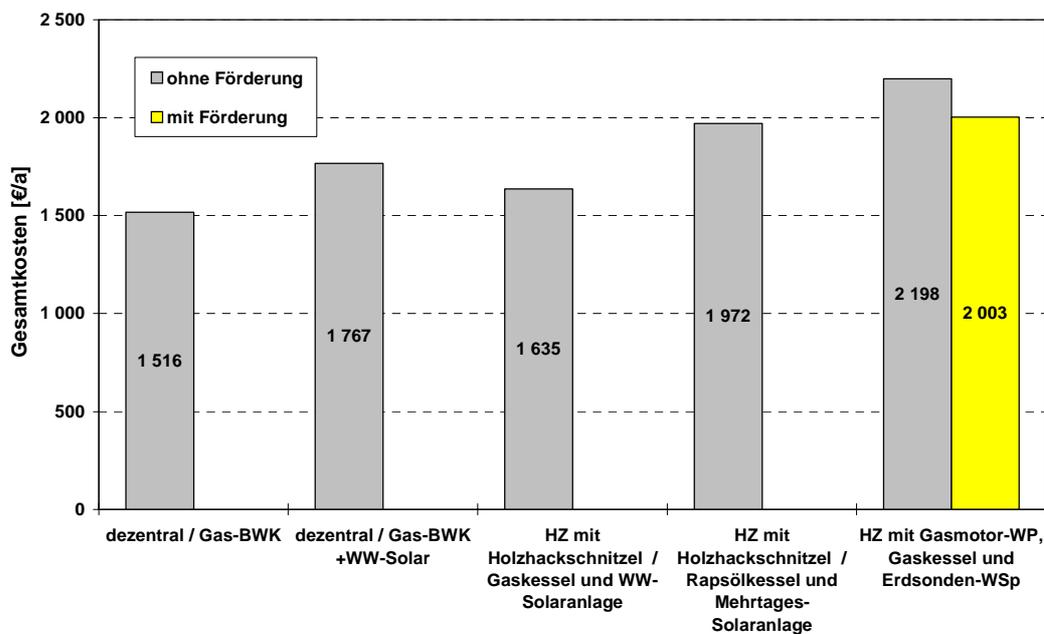


Bild 2.98: Jahresgesamtkosten (ohne MWSt.) der Wärmeversorgung je Wohneinheit (RH)

In Bild 2.99 ist die Verteilung der verschiedenen Energieträger bei der Deckung des Wärmebedarfs dargestellt. Die Holzkessel in Variante 3 und 4 können jeweils ungefähr 55 % des Bedarfs decken.

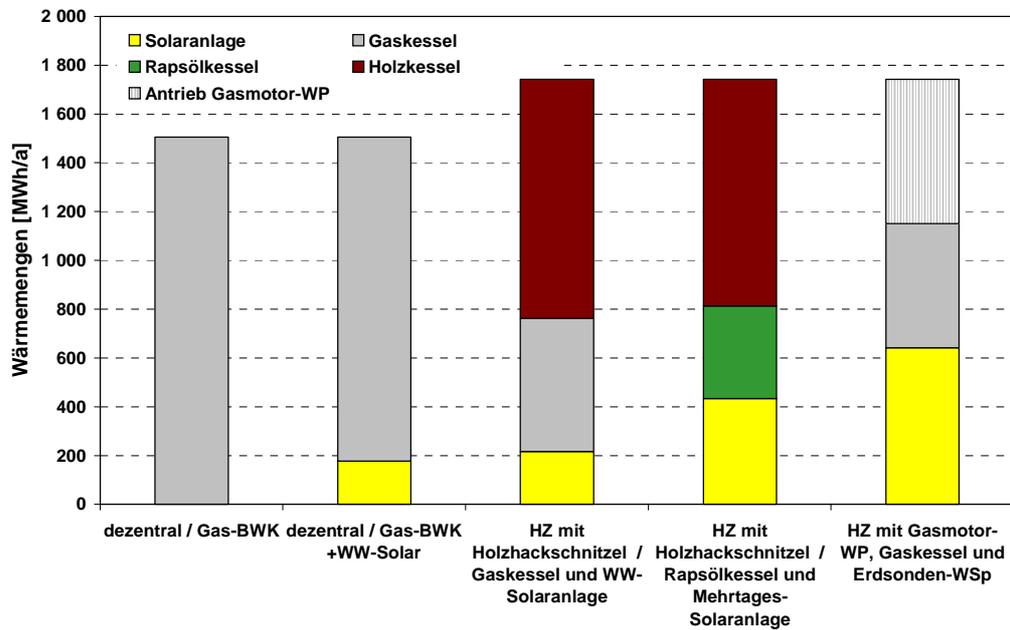


Bild 2.99: Deckung des Wärmebedarfs durch verschiedene Energieträger

Der solare Deckungsanteil der untersuchten Varianten mit Solaranlage liegt zwischen 12 und 37 % (s. Bild 2.100). Die geringe Steigerung von der Mehrtagesanlage zur Saisonal-speicheranlage liegt vor allem in der begrenzten Dachfläche für die Kollektoren begründet.

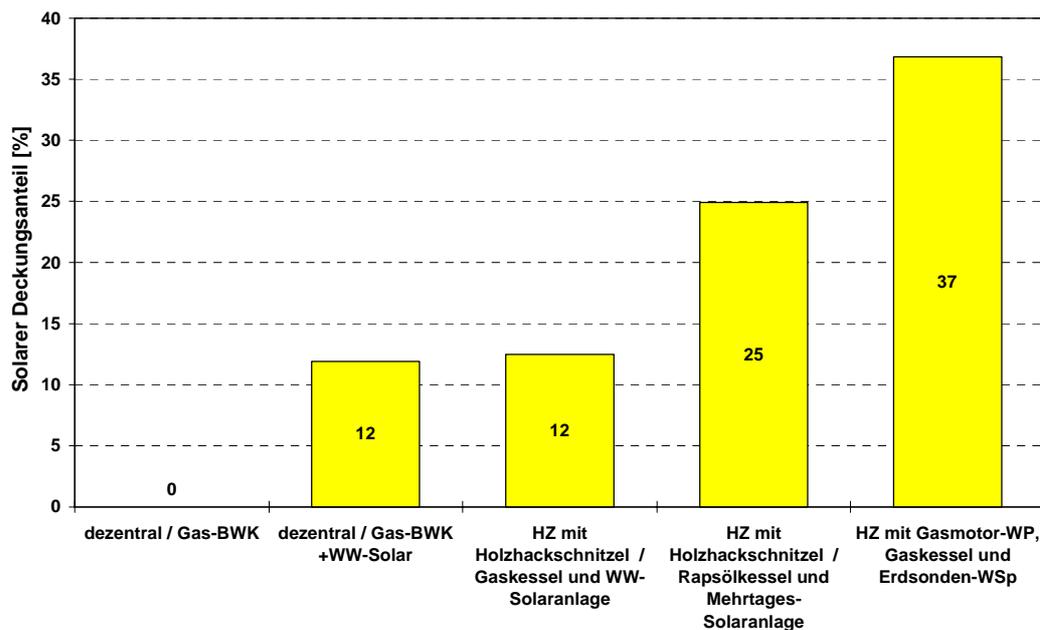


Bild 2.100: Solarer Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf

Der CO₂-Ausstoß kann gegenüber der Referenzvariante um bis zu 70 % reduziert werden (s. Bild 2.101). Eine weitere Reduktion scheitert bei der Variante 4 neben den durch Hilfsenergien verursachten Emissionen an dem immer noch relativ hohen CO₂-Äquivalent von Rapsöl, das in der Vorkette für Anbau und Verteilung begründet liegt. Die geringe Reduktion bei der Anlage mit Langzeit-Wärmespeicher ist auf die rein fossile Deckung des Restwärmebedarfs zurückzuführen.

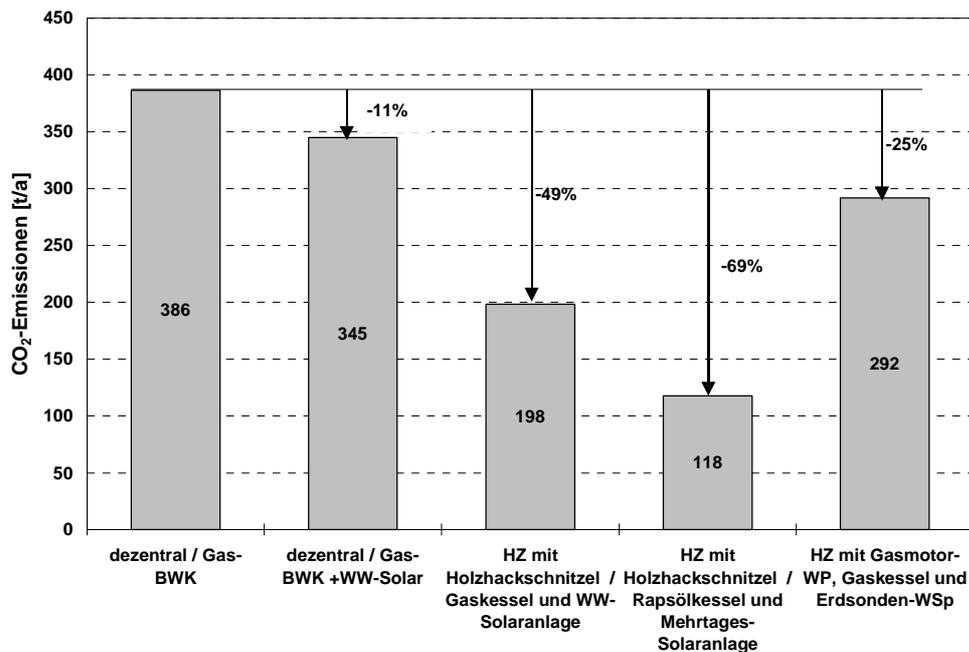


Bild 2.101: Reduktion der CO₂-Emissionen gegenüber der Referenzvariante

Das Stadterweiterungsgebiet Pfullingen-Südwest weist für die Realisierung einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung keine idealen Bedingungen auf. Die wesentlichen Probleme sind:

- sehr lange Ausbauezeit (ca. 20 Jahre) mit entsprechend geringer Planungssicherheit
- geringe Netzanschlussdichte
- wenig verfügbare Kollektorflächen aufgrund der Lage des Baugebiets (Nordwesthang), der Hausorientierung und der Dachgestaltung

Dennoch bietet lediglich die Nahwärmeversorgung den Schlüssel zu einer weitgehenden Vermeidung von Treibhausgasen und wird daher zur Umsetzung empfohlen. Insbesondere die Variante 3 weist einen guten Kompromiss zwischen Wirtschaftlichkeit und CO₂-Reduktion auf.

Eine denkbare Möglichkeit für die Nahwärmeversorgung ist die Realisierung unabhängiger Teilnetze in den ersten Bauabschnitten, wobei an den Nährungsstellen geeignete Übergabe-

bzw. Verbindungsstellen vorgesehen werden. Somit kann das Versorgungsnetz zu einem späteren Zeitpunkt zusammengeschaltet werden. Dieses Vorgehen ist auch erforderlich, falls die Variante mit Langzeit-Wärmespeicherung umgesetzt werden sollte. Da dieses Konzept trotz Einsatz einer Wärmepumpe seine Vorteile erst bei größeren Baueinheiten erkennbar werden lässt, bietet sich die Technik eines erweiterbaren Erdsonden-Wärmespeichers an. Ein ausreichender Wärmebedarf ist etwa ab der Realisierung des 2. oder 3. Bauabschnitts vorhanden.

2.4 Messtechnisches Begleitprogramm

Um die Erträge und Betriebsweisen der Solaranlage überwachen zu können, wurden alle Demonstrationsanlagen mit separaten Messdatenerfassungssystemen ausgestattet. Der Aufbau dieser Systeme wurde in [Benner 1999a] detailliert anhand der Pilotanlagen in Friedrichshafen und Hamburg beschrieben. Von den Messrechnern, die in den Heizzentralen die Messwerterfassung steuern, wird jede Messstelle ungefähr halbmütig erfasst.

Die Erfahrungen der letzten Jahre haben gezeigt, dass sowohl Aufbau als auch Betrieb und Wartung der separaten Messdatenerfassungssysteme sehr arbeits- und zeitaufwendig und zudem kostenintensiver sind. Da die Produkte der Regelungshersteller in den letzten Jahren deutlich leistungsfähiger und komfortabler geworden sind, sollte bei Neuanlagen ein kombiniertes Mess- und Regelungsverfahren über eine gemeinsame Anlage geprüft werden.

2.4.1 Auswertemethode

Eine erste Auswertung der Messdaten erfolgt bereits mit den Messsystemen durch eine zeit- und, wo notwendig, volumenstromgewichtete 10-Minuten-Mittelwertbildung. Diese 10-Minuten-Mittelwerte werden wöchentlich zur weiteren Auswertung per Modemverbindung an das ITW übertragen.

Aus den 10-Minuten-Mittelwerten werden Wochendateien erstellt. Hier wird automatisch eine erste Plausibilitätskontrolle der Daten durchgeführt, um schnell Probleme der Messtechnik erkennen zu können. Außerdem kann mit Diagrammen, die automatisch erstellt werden, eine grobe Betriebskontrolle der wichtigsten Komponenten, wie z. B. der Solaranlage (Input/Output-Diagramm, siehe unten), durchgeführt werden. Weiterhin werden Wärmebilanzen

sowie Verlaufsdiagramme der wichtigsten Temperaturen, Volumenströme usw. erstellt. Werden Probleme erkannt oder vermutet, kann bei den Verlaufsdiagrammen über Makros schnell in jedes beliebige Zeitintervall aufgelöst werden (z. B. Tages-, Stunden-, Halbstundendiagramme).

Die in den Wochendateien ausgewerteten Daten werden schließlich in Form von Tagesmittelwerten bzw. Tagessummen in eine Jahresdatei übertragen, in der die jährlichen Wärmebilanzen sowie längerfristige Verlaufsdiagramme erstellt werden.

Mit den bis hierher weitgehend automatisiert erhaltenen und vorausgewerteten Daten können anschließend je nach Anforderung detailliertere Untersuchungen, wie sie beispielhaft im nächsten Abschnitt dargestellt sind, durchgeführt werden.

2.4.2 Betriebs- und Leistungsüberwachung

Um einen hohen solaren Bruttowärmeertrag (sekundärseitig am Solar-Wärmeübertrager gewinnbare Bruttowärme) von großen Kollektorfeldern dauerhaft zu sichern, ist eine Betriebs- und Leistungsüberwachung unerlässlich. Auftretende Fehler müssen unmittelbar erkannt und deren Ursache schnellstmöglich behoben werden. Die wesentlichen Anforderungen an ein universell einsetzbares Verfahren zur Betriebs- und Leistungsüberwachung sind einfache Durchführbarkeit, hohe Aussagekraft, Zuverlässigkeit und niedrige Kosten. Die praktikabelste Lösung ist hierbei die Erstellung eines Input-/ Output-Diagramms sowie das Messen und Auftragen der Temperaturen und Volumenströme des Solar-Wärmeübertragers sowie der Globalstrahlung im Tagesverlauf. Mit diesen einfachen Mitteln sind sehr leicht Fehlfunktionen sowie Abweichungen vom Auslegungszustand festzustellen. Aufwendiger sind das ISTT-Verfahren (Kurzzeit-Vermessung) und die detaillierte Langzeit-Vermessung, die im täglichen Betrieb aufgrund hoher Kosten für Messtechnik und Auswertung in der Regel nicht anwendbar sind. Ein weiterer Schritt ist die simulationsgestützte Betriebs- und Leistungsüberwachung. Hierdurch können die Funktionen der Komponenten Wärmeübertrager, Verrohrung, Kollektorfeld und Regelung bewertet werden. Dieses Verfahren ist zwar am kostenintensivsten und erfordert profunde Kenntnisse eines Simulationsprogramms, erlaubt aber im Vergleich zu den anderen Verfahren die detaillierteste Betriebs- und Leistungsüberwachung sowie die Optimierung der Regelung. Zur Überwachung der meisten Kollektorfelder ist dies allerdings nicht notwendig.

2.4.2.1 Einfache Methoden zur Betriebs- und Leistungsüberwachung

Eine sehr schnelle Betriebskontrolle des Kollektorkreises stellt die Erstellung eines Input-/ Output-Diagramms dar [Vanoli 2002]. Hierzu ist der tägliche solare Bruttowärmeertrag des Kollektorkreises in Abhängigkeit von der Globalstrahlung (in Kollektorebene) des entsprechenden Tages aufzutragen. Zur Bestimmung der beiden Wärmemengen ist lediglich die Installation eines Pyranometers (Globalstrahlung in Kollektorebene) sowie eines Wärmemengenzählers (solarer Bruttowärmeertrag) und die Auslesung der aufgenommenen Daten nötig. In Bild 2.102 ist das Input-/ Output-Diagramm des Jahres 2002 für den Kollektorkreis der Solaranlage in Friedrichshafen Wiggenshausen dargestellt. Die von der Gerade abweichenden Punkte stellen Stagnationsfälle des Kollektorkreises dar. Aufgrund der Aufteilung des Jahres in Quartale ist weiterhin zu erkennen, dass der solare Bruttowärmeertrag im Frühling bei noch relativ kaltem Wasser im Langzeit-Wärmespeicher und damit verhältnismäßig niedrigen Kollektor-Rücklauftemperaturen bei gleicher Strahlungsenergie am höchsten und im Herbst am niedrigsten ist. Die dadurch unterschiedlichen Kollektorwärmeverluste führen zur Abweichung der Messpunkte gegenüber der händisch eingetragenen Trendlinie. Es ist weiterhin zu erkennen, dass die interpolierte Gerade nicht am Nullpunkt beginnt. Das ist damit zu erklären, dass der Kollektor durch die einfallende Globalstrahlung erst auf ein bestimmtes Temperaturniveau aufgeheizt werden muss, bevor ein solarer Bruttowärmeertrag bereitgestellt werden kann. Zur Verifizierung der Lage der gemessenen Punkte im Diagramm ist der solare Bruttowärmeertrag als Funktion der Globalstrahlung in Kollektorebene vorzuberechnen [Vanoli 2002].

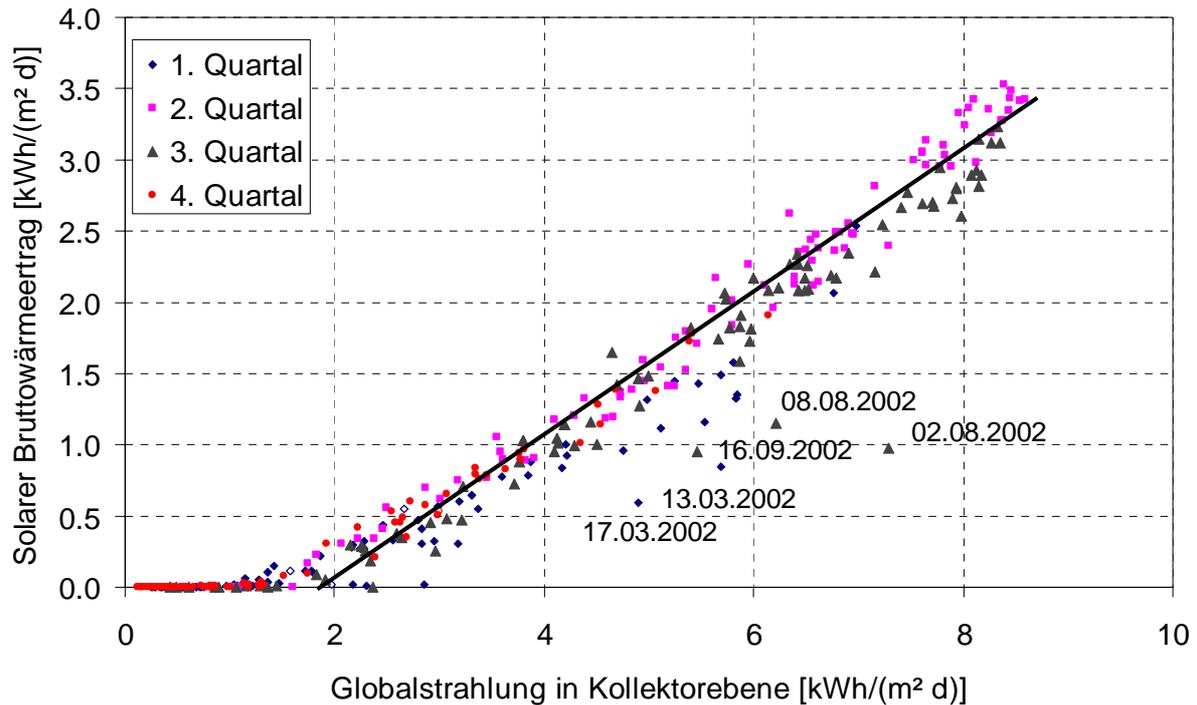


Bild 2.102: Input-/ Output-Diagramm für das Kollektorfeld Friedrichshafen Wiggenshausen 2002 (Datumsangaben kennzeichnen Stagnationsfälle des Kollektorkreises)

Zur unmittelbaren Betriebs- und Leistungskontrolle eines Kollektorfeldes mit ebenfalls geringem Aufwand ist auch die Erstellung eines Tagesdiagramms geeignet. Es erfolgt eine Auftragung der Einstrahlung in Kollektorebene, der Umgebungstemperatur und der vier Temperaturen am Solar-Wärmeübertrager sowie beider Volumenströme des Solar-Wärmeübertragers im Tagesverlauf. Durch Vergleich der Diagrammdaten mit den Auslegungsdaten ist eine eventuelle Abweichung der Volumenströme, erzielten Vorlauftemperaturen oder des Ein- bzw. Ausschaltzeitpunkts der beiden Pumpen zu identifizieren.

Die Erstellung eines Tagesdiagramms stellt in Verbindung mit einem Input-/ Output-Diagramm den zweiten Schritt dar, der es erlaubt, die Fehlerquelle von nicht planmäßigen Systemzuständen zu bestimmen. Diese Art der Betriebsüberwachung ist wenig aufwendig, aber sehr aussagekräftig und wird deshalb von vielen Anlagenbetreibern angewendet. Für die Solaranlagen der Gemeinnützigen Salzburger Wohnbaugesellschaft (<http://www.gswb.at>) oder des Unternehmens Marstal Fjernvarme (<http://www.solarmarstal.dk>) sind diese Daten online im Internet abrufbar.

2.4.2.2 Aufwendigere Messmethoden zur Betriebs- und Leistungsüberwachung

ISTT-Verfahren

Eine weitere Möglichkeit der Betriebsüberwachung von großen Kollektorfeldern stellen das ISTT-Verfahren [Schwenk 2001] und die detaillierte Langzeitvermessung dar. Bei beiden Verfahren kommt aufwendige Messtechnik zum Einsatz. Mit dem ISTT-Verfahren wird das thermische Verhalten großer Kollektorfelder über einen Zeitraum von vier bis sechs Wochen mit mobiler Messtechnik vermessen. Anschließend erfolgen eine Identifikation der Kollektorparameter sowie eine anschließende Prognose des jährlichen solaren Bruttowärmeertrags. Dieses kostenintensive Verfahren eignet sich zur Bestimmung des garantierten solaren Ertrags (GSR) bei der Erstellung von Gutachten.

Die detaillierte Langzeitvermessung kommt hauptsächlich im Zuge der Realisierung von Forschungsprojekten zum Einsatz. Die Fülle an Daten (in einer Auflösung von wenigen Minuten) und Messstellen erfordert einen hohen zeitlichen Aufwand bei der Betreuung der Messtechnik und Auswertung der Daten. Das thermische Verhalten der Anlage und die Auswirkungen von Änderungen in der Betriebsweise auf den solaren Bruttowärmeertrag können dagegen hiermit sehr gut überwacht werden.

Parameteridentifikation zur Betriebs- und Leistungsüberwachung

Durch Kombination des Simulationsprogramms TRNSYS [TRNSYS 1996] mit der Parameteridentifikationssoftware DF [Spirk] können alle wichtigen Parameter im Kollektorkreis (optischer Wirkungsgrad η_0 , Wärmeverlustkoeffizienten a_1 und a_2 , Kollektorkapazität, Wärmeübertragungsvermögen des Solar-Wärmeübertragers) auf Basis von Messdaten identifiziert werden. Zum einen ist es hiermit möglich, das System auf korrekte Auslegung hin zu überprüfen; zum anderen lassen sich hierdurch Veränderungen der Systemkomponenten leicht erkennen. In Abschnitt 2.1.1.3, Bild 2.5 ist beispielhaft die Bestimmung des Wärmeübertragungsvermögens des Wärmeübertragers in der Anlage Friedrichshafen für die Betriebsjahre 1998 bis 2001 dargestellt.

Werden die Kollektorparameter (siehe oben) bestimmt, kann der solare Bruttowärmeertrag der Anlage im Jahresverlauf prognostiziert werden. Tabelle 2.41 zeigt die für die Solaranlage in Rostock (980 m²) auf Grundlage von Monatsmessdaten bestimmten Werte der Kollektorparameter des TRNSYS-Modells [Isakson] für den Zeitraum Mai bis September 2001 sowie die

Angaben aus dem Kollektortest. Es ist zu sehen, dass der Parameter des optischen Wirkungsgrads η_0 sehr hohe Werte von 0.90 im September bis zu 1.03 im Juli annimmt. Die hohen optischen Wirkungsgrade sind damit zu erklären, dass die meisten Betriebszustände Ω der Solaranlage im Bereich von $\Omega > 0.03$ liegen (siehe Bild 2.103). Um realistische Werte von η_0 bei der Parameteridentifikation zu erhalten, ist eine größere Anzahl von Betriebszuständen im Bereich von $\Omega < 0.03$ und damit eine höhere Gewichtung dieses Bereichs nötig. Im Bereich, in dem die meisten Betriebszustände der Solaranlage vorzufinden sind, nähern sich alle Kurven einander an und bilden die Realität mit sehr guter Übereinstimmung ab. Trotz dieser unterschiedlichen Parameter ergeben sich bei Durchführung einer Jahressimulation mit TRNSYS (auch unter Berücksichtigung der monatlichen solaren Bruttowärmeerträge) lediglich sehr geringe Abweichungen des berechneten zum tatsächlich gemessenen solaren Bruttowärmeertrag. Ziel dieses Vorgehens ist es, auf Grundlage von Messdaten, Parameter für das Kollektormodell in TRNSYS zu gewinnen, unter deren Verwendung eine möglichst genaue Prognose des jährlichen solaren Bruttowärmeertrags durch Simulationen möglich ist. Unrealistische Werte des Parameters für den optischen Wirkungsgrad von deutlich über 0.80 stellen in diesem Zusammenhang kein Problem dar.

Tabelle 2.41: Kollektorparameter des TRNSYS-Modells für die Solaranlage (980 m²) in Rostock im Jahr 2001

	Einheit	Juni	Juli	September	Kollektortest
η_0	-	0.99	1.03	0.90	0.81
a_1	[W/(m ² ·K)]	3.27	4.36	4.56	4.14
a_2	[W/(m ² ·K ²)]	0.079	0.074	0.029	0.008
Kollektorkapazität	[kJ/m ²]	13.62	14.09	13.55	8.02
Abweichung in Jahressimulation*	[%]	-0.1	2.4	3.7	0.8
* Abweichung in Jahressimulation = 1 – (simulierter solarer Bruttowärmeertrag/gemessener solarer Bruttowärmeertrag) in [%]					

Mit Hilfe der gewonnenen Parameter und der Abbildung der kompletten Regelung in TRNSYS können die Auswirkungen veränderter Regelparameter auf den solaren Bruttowärmeertrag berechnet und die Solaranlage wirtschaftlich sowie energetisch optimal betrieben werden. Der Vorteil hierbei ist eine enorme Zeit- und Kostenersparnis gegenüber der langwie-

rigen Erprobung verschiedener Regelstrategien in der Praxis. Unwirksame Regelungsmethoden werden verworfen, ohne realisiert worden zu sein. Demgegenüber steht der Gebrauch eines komplexen Simulationsprogramms, dessen Bedienung eine gewisse Einarbeitungsphase erfordert.

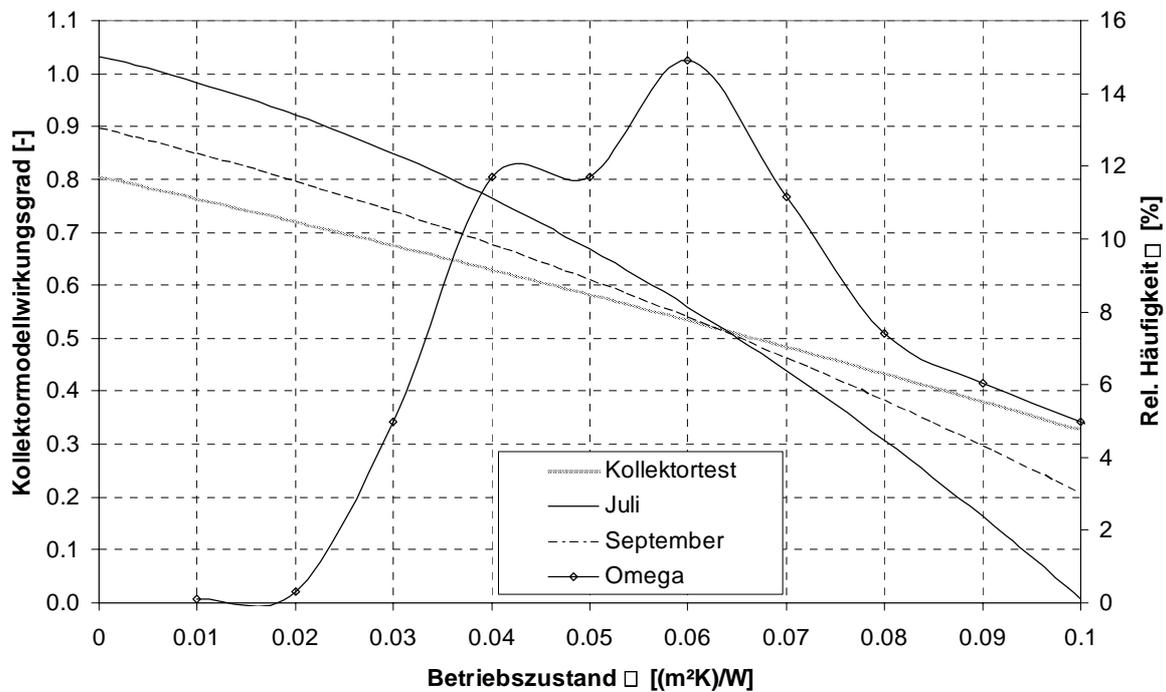


Bild 2.103: Kollektorkennlinien des TRNSYS-Modells für verschiedene Monate sowie die Betriebszustände des Kollektorfeldes in Rostock 2001

3 Integrale Energiekonzepte

Bei nahezu allen bisher realisierten Projekten zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung wird der Langzeit-Wärmespeicher ausschließlich von der Solaranlage beladen. Ein Wärmespeicher kann allerdings auch in Kombination mit einer Biomassefeuerung oder einem BHKW zu Vorteilen im Betrieb führen. Im Folgenden sind die Ergebnisse von Studien zu verschiedenen integralen Energiekonzepten sowie zur Ökobilanzierung von solar unterstützten Nahwärmeversorgungen dargestellt.

3.1 Optimierung einer Biomassefeuerung

Die thermische Verwertung von Biomasse stellt insbesondere in Bezug auf die Zunahme des CO₂-Gehaltes in der Atmosphäre durch Verbrennung fossiler Brennstoffe eine attraktive Möglichkeit zur Wärmeversorgung von Wohngebieten dar. Um die Versorgungssicherheit im Winter zu gewährleisten, sind die Feuerungsanlagen für die Sommerzeit oftmals überdimensioniert, so dass im Sommer die benötigte Wärme im Teillastbereich erzeugt wird. Verglichen mit dem Volllastbereich ergeben sich Wirkungsgradverluste und erhöhte Emissionen von nicht vollständig verbrannten Bestandteilen. Im Folgenden werden die Ergebnisse von Untersuchungen zur Betriebsoptimierung bei der Kopplung einer Biomassefeuerung und eines Langzeit-Wärmespeichers (Heißwasser) vorgestellt [Bischopink 2002]. Zur Abbildung des instationären Systemverhaltens wurde das Simulationsprogramm TRNSYS herangezogen. Eine schematische Darstellung der Wärmeversorgung ist in Bild 3.1 dargestellt.

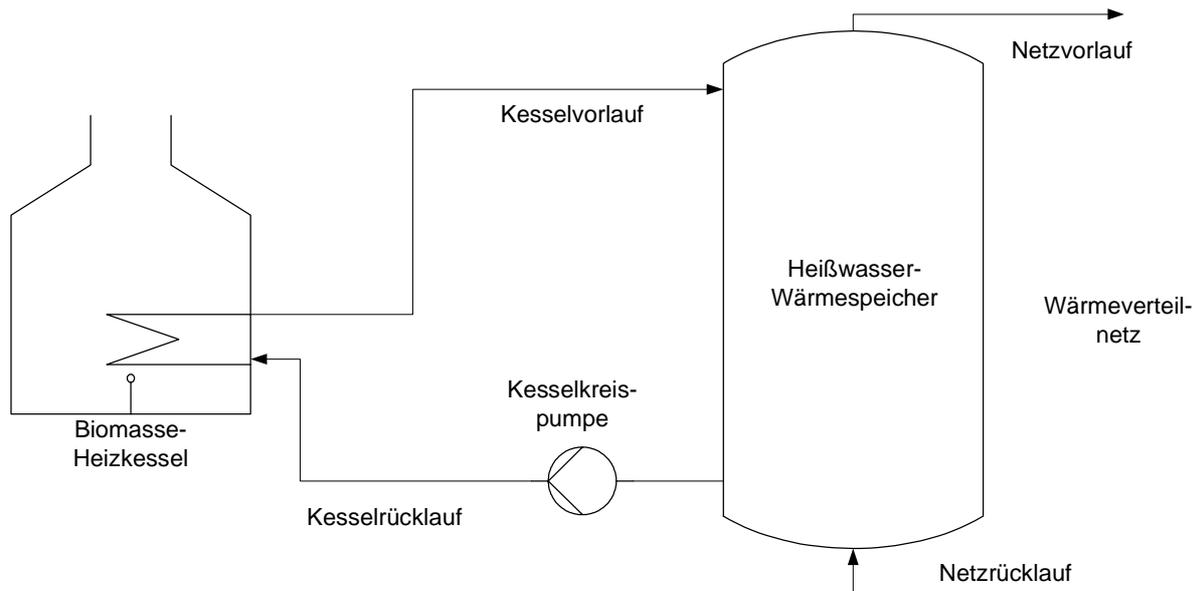


Bild 3.1: Schematische Darstellung der Wärmeversorgung durch Kopplung von Biomasse-Heizkessel und Wärmespeicher

Der Heizkreislauf des Kessels wird über einen Regler eingeschaltet, wenn die obere Temperatur im Wärmespeicher einen Schwellenwert unterschreitet oder erhöhter Wärmebedarf besteht. Der Kessel geht wieder außer Betrieb, wenn der Temperaturfühler in der Mitte des Wärmespeichers einen Schwellenwert überschreitet. Es wurde eine Variantenbetrachtung (Wärmespeichervolumen und Kesselleistung) zur Wärmeversorgung zweier Wohngebiete mit jährlichen Wärmebedarfsmengen von 922 bzw. 3 633 MWh (Heizungsauslegung VL/RL 70/40 °C) durchgeführt. Die Kriterien zur Optimierung der Wärmeversorgung sind zum einen der Betrieb des Kessels im oberen Leistungsbereich (mindestens 50 % der Nennlast) zur Realisierung niedriger Emissionswerte und zum anderen eine kontinuierliche Betriebsweise in diesem Leistungsbereich, um von optimalen Feuerungsbedingungen ausgehen zu können. Zur Wärmeversorgung des Wohngebietes mit einem jährlichen Wärmebedarf von 922 MWh unter Erfüllung der genannten Voraussetzungen stellt die Kombination eines Biomassekessels mit einer thermischen Leistung von 230 kW und eines Wärmespeichers mit einem Volumen von 200 m³ die optimale Variante dar. Weiterhin stellt sich hier der geringste Brennstoffbedarf ein. Bezogen auf die installierte Kesselleistung ergibt sich ein Wärmespeichervolumen von 0,9 m³/kW. Zur Versorgung dieser Last ist, bezogen auf die geordnete Jahresdauerlinie, ein Kessel ohne Wärmespeicher mit einer Leistung von 811 kW auszulegen. Im Falle der Wärmeversorgung von 3 633 MWh/a ergibt sich gemäß der geordneten Jahresdauerlinie eine Kesselleistung von 2 505 kW. Bei Erfüllung der oben genannten Kriterien ergeben sich eine Leistung des Biomassekessels von 1 000 kW und ein Wärmespeichervolumen von 600 m³

bzw. $0.6 \text{ m}^3/\text{kW}$. Bei Integration eines Wärmespeichers in das Wärmeversorgungssystem lässt sich demnach die notwendige Kesselleistung auf 30 bis 40 % der nach der geordneten Jahresdauerlinie erforderlichen Maximalleistung senken.

Um die Versorgungssicherheit des berechneten Systems zu ermitteln, wurde in weiteren Simulationen ein Jahrhundertwinter untersucht, d. h. der Tag mit der höchsten Wärmelast tritt 16 Tage hintereinander auf. Hierbei ergibt sich eine Wärmespeichergröße von 200 m^3 und eine Kesselleistung von 285 kW für das kleine Wohngebiet. Würde man die Kesselleistung von 230 kW konstant halten, benötigte man ein Wärmespeichervolumen von 650 m^3 [Bischopink 2002]. Dies ist auf den geringeren spezifischen Wärmeinhalt des Speicherinhalts im Vergleich zum Brennstoff zurückzuführen.

Bild 3.2 zeigt das Verhältnis von simulierter Kesselleistung bei Integration eines Wärmespeichers zur maximal zu installierenden Leistung (nach DIN 2067 auszulegende Heizleistung) in Abhängigkeit des Verhältnisses von Speicherinhalt zu installierter Kesselleistung. Es ist für beide Lastfälle zu erkennen, dass bei zunehmendem Verhältnis von Speicherinhalt zu installierter Heizleistung bis zu einem Wert von etwa $1.0 \text{ m}^3/\text{kW}$ eine starke Abnahme der Leistung realisiert werden kann. Bei einem weiteren Ansteigen des auf die Kesselleistung bezogenen Speicherinhaltes kann die Kesselleistung nur noch wenig verringert werden. Die Kurve mit den Simulationsergebnissen der Wärmeversorgung von 3 633 MWh/a (große Last) verläuft etwas oberhalb der Kurve, die die Simulationen mit der kleineren Wärmeversorgung (922 MWh/a) liefert. Dies ist auf den Verlauf der geordneten Jahresdauerlinie zurückzuführen, der bei beiden Lastfällen nicht gleich verläuft.

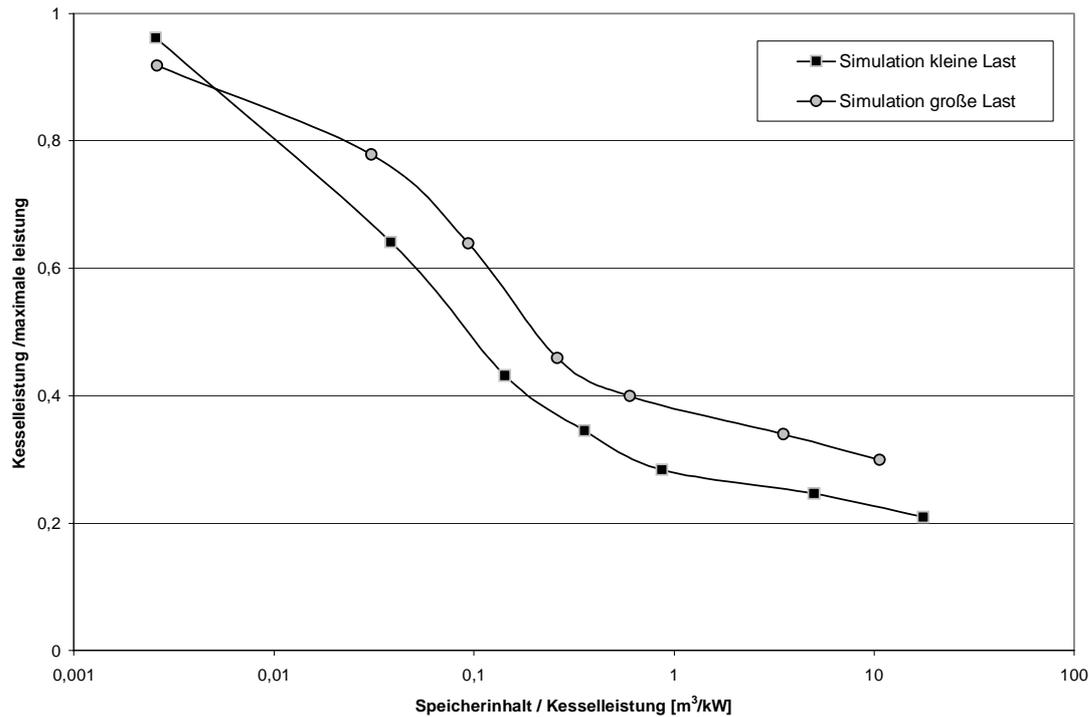


Bild 3.2: Verhältnis Kesselleistung zu Maximalleistung nach geordneter Jahresdauerlinie in Abhängigkeit des Wärmespeichervolumens im Verhältnis zur installierten Kesselleistung

Weiterhin wurden an einer Biomassefeuerung mit einer Nennlast von 240 kW Versuche zur Bestimmung der Emissionen an CO, NO_x und Staub durchgeführt. Dabei wurde festgestellt, dass die Emissionen von CO und Staub mit abnehmender Kessellast deutlich ansteigen (z. B. CO: Vollast 30 mg/Nm³, Teillast (30 %) 390 mg/Nm³); in Bezug auf die Emissionen von NO_x ist diesbezüglich keine Tendenz zu erkennen [Bischopink 2002].

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Wärmespeicherung eine geeignete Möglichkeit bietet, biogen befeuerte Heizwerke zu optimieren. Die Auslegungsleistung des Kessels kann deutlich verringert werden. Weiterhin wird der Betrieb im bezüglich der Emissionen ungünstigen Teillastbereich minimiert und gleichzeitig der Betrieb des Kessels bei Vollast unter vollständiger Gewährleistung der Versorgungssicherheit maximiert.

3.2 Einbindung eines BHKW in eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung¹²

Durch die Einbindung einer Solaranlage in die Wärmeversorgung einer Wohnsiedlung können bei einem solaren Deckungsanteil von 50 % die CO₂-Emissionen etwa in gleicher Größenordnung reduziert werden. Um höhere Einsparungen zu erreichen, ist neben der Erhöhung des Solaranteils auch eine Verbesserung der konventionellen Technik denkbar. Durch den Einsatz eines BHKW lässt sich infolge der gleichzeitigen Erzeugung von Wärme und Strom eine deutliche Primärenergieeinsparung erzielen.

Die Einbindung eines BHKW in eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung wurde am Beispiel einer Wohnsiedlung mit 425 Wohneinheiten (Standort Würzburg) betrachtet. Die wesentlichen Eckdaten der Wohnsiedlung sind in Tabelle 3.1 zusammengefasst. Die Auswirkungen des BHKW-Betriebs auf den solaren Deckungsanteil sowie die erzielbaren CO₂-Emissionsminderungen wurden untersucht.

Tabelle 3.1: Eckdaten Wohnsiedlung

Anzahl Wohneinheiten	425 WE in MFH
Wohnfläche	ca. 28 800 m ²
Gesamtwärmebedarf	2 232 MWh/a 2 383 MWh/a inkl. Netzverluste
Gesamtheizleistungsbedarf	1 050 kW

Basisvariante der Untersuchung stellt eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit konventioneller Nachheizung über Gaskessel dar. Für eine solare Deckung von 50 % des Gesamtwärmebedarfs der Wohnsiedlung wurde mit dem Simulationsprogramm TRNSYS eine Kollektorfläche von 4 350 m² sowie ein Heißwasser-Wärmespeicher mit einem Volumen von 7 750 m³ als wirtschaftliches Optimum berechnet.

¹² Beitrag von M. Bodmann (IGS der TU Braunschweig)

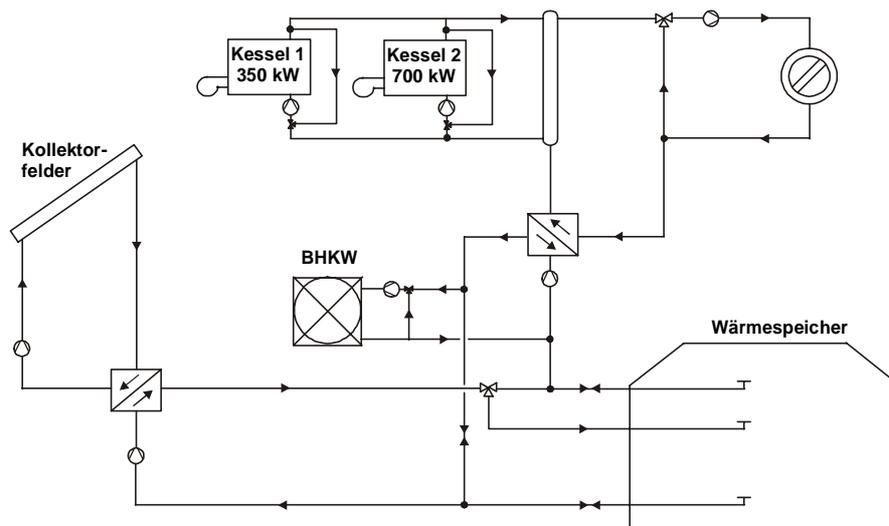


Bild 3.3: Anlagenschema der Nahwärmeversorgung mit Solaranlage und BHKW

Ausgehend von dieser Basisvariante wurde die Einbindung eines BHKW in das System betrachtet. Das modifizierte Anlagenschema der Wärmeversorgung zeigt Bild 3.3; durch die Einbindung in den Speicherkreis kann ein vom Volumenstrom im Wärmeversorgungsnetz unabhängiger BHKW-Betrieb sichergestellt werden. Für Kleinst-BHKW ist eine netzseitige Einbindung zu empfehlen, da die Wärme jederzeit direkt in das Wärmeversorgungsnetz eingespeist werden kann.

In Bild 3.4 ist der Einfluss der BHKW-Leistung auf den solaren Deckungsanteil (bezogen auf die Basisvariante) und die BHKW-Betriebsbereitschaft dargestellt. Die Betriebsbereitschaft gibt das Verhältnis von tatsächlicher Betriebszeit zur maximal möglichen Betriebszeit an. Die Untersuchung erfolgte für eine Beschränkung der Betriebszeit auf die Hochtarifzeit im Winterhalbjahr¹³ sowie auf das komplette Winterhalbjahr. Im Sommerhalbjahr wird der Wärmebedarf nahezu vollständig über die Solaranlage gedeckt, ein BHKW-Betrieb ist daher nicht sinnvoll.

¹³ Winterhalbjahr: Zeitraum 01.10 – 31.03; Hochtarifzeit: 6-22⁰⁰ täglich

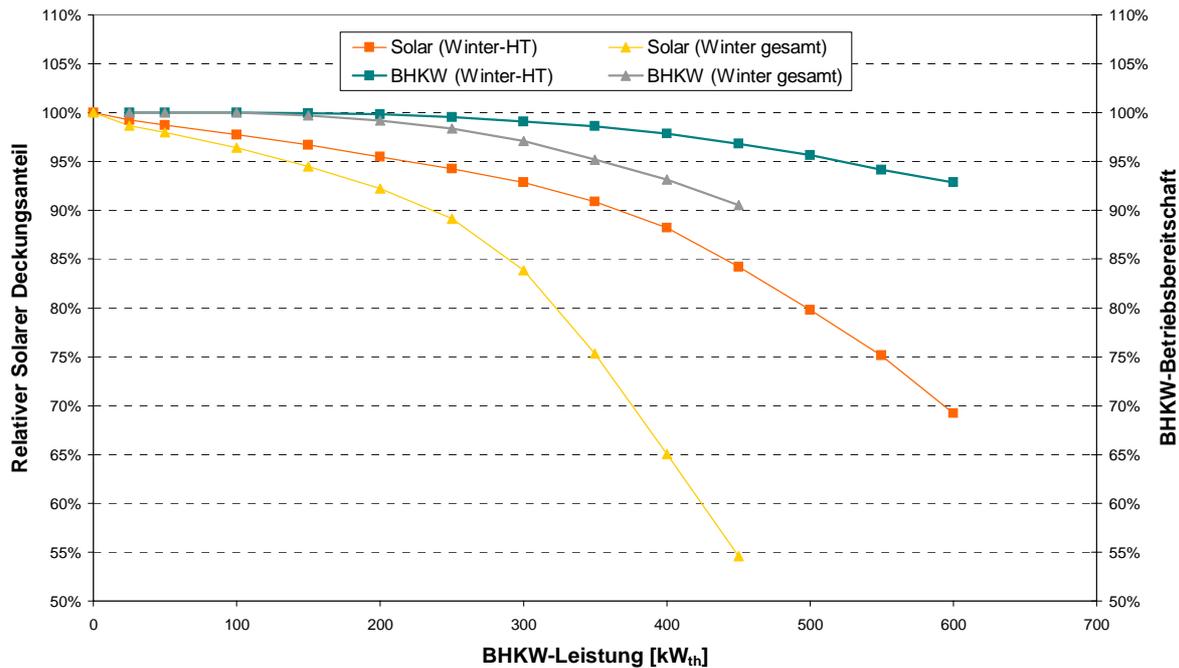


Bild 3.4: Einfluss der BHKW-Leistung auf solaren Deckungsanteil und BHKW-Betriebsbereitschaft
 ($A_{\text{Koll}} = 4\,350 \text{ m}^2$, $V_{\text{Sp}} = 7\,750 \text{ m}^3$)

Mit zunehmender BHKW-Leistung steigt das Temperaturniveau im Wärmespeicher an; infolgedessen sinken die solaren Erträge und die Betriebsbereitschaft des BHKW. Bei kleinen BHKW-Leistungen ist auch bei der Betriebsvorgabe „Winter gesamt“ nur eine geringfügige Reduktion des solaren Deckungsanteils bei nahezu 100 % Betriebsbereitschaft festzustellen. Bei größeren Leistungen fällt insbesondere der solare Deckungsanteil deutlich ab. Die in Bild 3.4 dargestellten Endpunkte der jeweiligen Kennlinien kennzeichnen diejenige BHKW-Leistung, bei der eine vollständige Deckung des Wärmebedarfs nur über Solaranlage und BHKW erreicht wird.

In Bild 3.5 sind die relativen CO₂-Einsparungen für unterschiedliche Versorgungsvarianten dargestellt. Bei reiner Wärmeversorgung diente eine Wärmeversorgung über Gaskessel als Bezugsvariante. Bei den kombinierten Versorgungsvarianten, in die das BHKW und die Solaranlage eingebunden sind, wurde die Stromerzeugung berücksichtigt. Zum Vergleich wurden bei der Stromerzeugung ein Steinkohle- als auch ein GuD-Kraftwerk herangezogen [Dienhardt 1999]. Die Einsparungen wurden jeweils unter der Annahme ermittelt, dass gleiche Nutzenergiemengen bereitgestellt werden. Die Bezugsgröße Strom ist demnach vom KWK-Anteil abhängig. Die Auslegung des kombinierten Systems aus Solaranlage und BHKW wurde derart angepasst, dass die in Bild 3.5 angegebenen Anteile an der Deckung bei einer BHKW-Betriebsvorgabe „Winter gesamt“ erreicht werden.

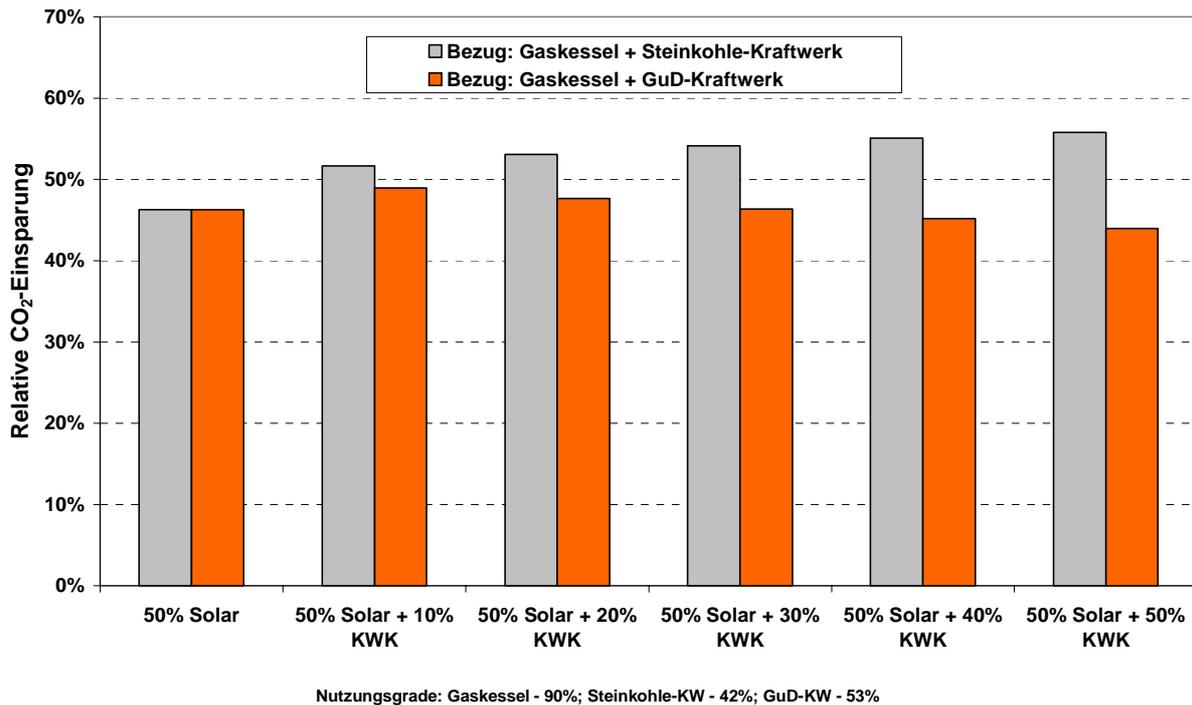


Bild 3.5: Relative CO₂-Einsparung

Durch die Einbindung eines BHKW in eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung kann eine weitere CO₂-Reduktion erzielt werden. Aufgrund der gewählten Bezugsgröße ist für das Vergleichssystem mit GuD-Kraftwerk eine Abnahme der relativen Einsparung festzustellen. Bei Betrachtung der absoluten Einsparung ergibt sich jedoch auch für diesen Fall eine weitere Einsparung im Vergleich zur Basisvariante (50 % solare Deckung).

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass durch die Einbindung eines BHKW eine weitere Reduktion der CO₂-Emissionen realisierbar ist. Die Existenz des Wärmespeichers ermöglicht insbesondere für BHKW mit geringer thermischer Leistung eine flexible Anpassung der Laufzeiten. Durch die entsprechende Auslegung des BHKW ist eine Deckung des Gesamtwärmebedarfs nur über die Solaranlage und das BHKW möglich. Aufgrund der geringen Investitionskosten sowie in Hinblick auf die Versorgungssicherheit scheint ein Verzicht auf die Spitzenlastkessel jedoch nicht empfehlenswert.

3.3 Kombination von Solaranlage, Wärmepumpe und Wärmespeicher

3.3.1 Neckarsulm

Für die solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm (Nahwärmegebiet Grenchenstraße) wurde der Einsatz einer Wärmepumpe untersucht. Mit der Wärmepumpe soll eine Erhöhung des Speichernutzungsgrades erreicht werden, indem das nutzbare Temperaturniveau des Wärmespeichers vergrößert wird. Der Erdsonden-Wärmespeicher kann derzeit maximal bis zur Netz-Rücklauftemperatur des Nahwärmenetzes entladen werden. Mit einer Wärmepumpe ist eine Entladung bis zu einem tieferen Temperaturniveau möglich. Damit kann die für den Endausbau des Wohngebietes geplante Vergrößerung des Speichervolumens reduziert werden oder sogar entfallen. Auch die Kollektorfläche kann gegenüber den ursprünglichen Planungen verringert werden. Somit lassen sich die Investitionskosten und die solaren Wärmekosten bei gleichem solarem Deckungsanteil reduzieren.

Das Schema des Nahwärmesystems mit Wärmepumpe ist in Bild 3.6 dargestellt.

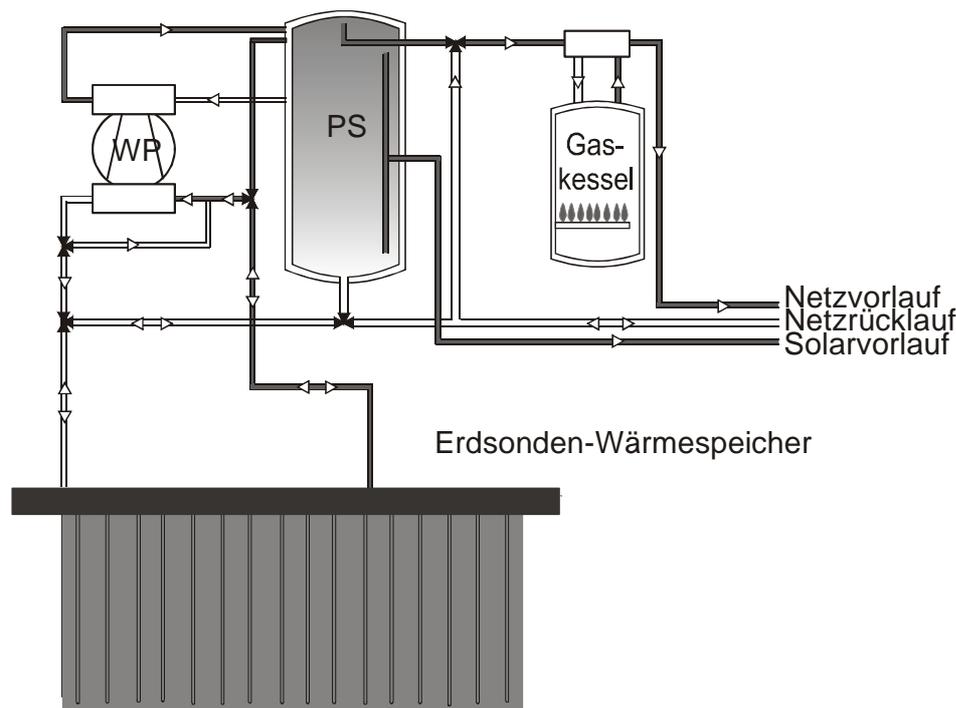


Bild 3.6: Schema des Nahwärmesystems in Neckarsulm mit Wärmepumpe

Der Erdsonden-Wärmespeicher kann sowohl direkt als auch indirekt über die Wärmepumpe entladen werden. Als Wärmequelle für die Wärmepumpe dient der Erdsonden-Wärmespeicher, als Wärmesenke der Pufferspeicher. Wird die im Nahwärmenetz erforderliche Temperatur nicht erreicht, wird über einen Gaskessel nachgeheizt. Die Wärmepumpe wird an den

oberen Teil des Pufferspeichers angeschlossen, um auch bei schwankenden Netztemperaturen und Netzmassenströmen einen kontinuierlichen Betrieb der Wärmepumpe zu ermöglichen. Eine Rücklaufbeimischung am Verdampfereintritt der Wärmepumpe schützt die Wärmepumpe vor zu hohen Verdampfertemperaturen und -drücken. Bei der Entladung des Erdsonden-Wärmespeichers wird die Wärmepumpe eingeschaltet, wenn die Temperatur im Erdsonden-Wärmespeicher für eine direkte Nutzung nicht ausreicht, d. h. die Temperatur im oberen Bereich des Pufferspeichers unter 65 °C (Soll-Netz-Vorlauftemperatur) und im unteren Bereich des Bereitschaftsteils (oberes Viertel) des Pufferspeichers unter 60 °C sinkt. Die Wärmepumpe startet nur, wenn die Solaranlagen nicht in Betrieb sind.

Die Simulationen zur Nachbildung des instationären Systemverhaltens des Nahwärmesystems wurden mit TRNSYS [TRNSYS 1996] durchgeführt. Der Erdsonden-Wärmespeicher wurde mit TRNDST [Pahud 1996a] abgebildet. Als Simulationsbasis diente ein Ausbauzustand des Nahwärmenetzes mit einem 65 000 m³ Erdsonden-Wärmespeicher, zwei 100 m³ Pufferspeichern, einer Kollektorfläche von 6 300 m² und einem Wärmebedarf ab Heizzentrale von 2 846 MWh/a. Es wurden die Systemkennwerte ermittelt, die sich bei der 1999 gemessenen Netz-Rücklauftemperatur (Referenzfall), einer um 5 K abgesenkten Netz-Rücklauftemperatur und bei Einsatz einer Wärmepumpe, mit einer Netz-Rücklauftemperatur wie 1999 gemessen, ergeben, siehe Tabelle 3.2 [Schäfer 2000].

Die elektrische Antriebsleistung der Wärmepumpe beträgt 156 kW, die Jahresarbeitszahl liegt für das System mit einem 65 000 m³ Speicher und einer Kollektorfläche von 6 300 m² und einer Netz-Rücklauftemperatur wie 1999 gemessen bei 4.3.

Tabelle 3.2: Ergebnisse mit und ohne Wärmepumpe [Schäf 2000]

	Netz-Rücklauftemp. wie 1999 (Jahresmittelwert)	Netz-Rücklauftem- peratur um 5 K ab- gesenkt	System mit Wärme- pumpe (Netz-Rück- lauftemp. wie 1999)
Kollektorfläche	6 300 m ²	6 300 m ²	6 300 m ²
Speichervolumen	65 000 m ³	65 000 m ³	65 000 m ³
Speichernutzungs- grad	66.0 %	70.2 %	76.0 %
solarer Deckungsan- teil	43.9 %	51.3 %	59.1 %
Kollektorertrag (brutto)	309 kWh/(m ² ·a)	338 kWh/(m ² ·a)	362 kWh/(m ² ·a)
Kollektorertrag (netto)	199 kWh/(m ² ·a)	234 kWh/(m ² ·a)	268 kWh/(m ² ·a)
Nutzungsgrad Kol- lektorkreis	24.4 %	26.7 %	28.6 %
Brennstoffbedarf (fossil)	1 780 MWh/a	1 550 MWh/a	1 334 MWh/a
solare Wärmekosten	26.0 $\frac{\text{€Ct.}}{\text{kWh}}$	22.2 $\frac{\text{€Ct.}}{\text{kWh}}$	19.6 $\frac{\text{€Ct.}}{\text{kWh}}$

Bei dem System mit einer um 5 K abgesenkten Netz-Rücklauftemperatur kann eine deutliche Verbesserung des Systemverhaltens in thermodynamischer und wirtschaftlicher Hinsicht erreicht werden. Durch die niedrigere Netz-Rücklauftemperatur steht den Kollektoren kälteres Wasser zur Verfügung, sodass diese effizienter arbeiten und damit der solare Bruttowärmeertrag steigt. Außerdem kann der Erdsonden-Wärmespeicher um etwa 5 K tiefer entladen werden. Dadurch vergrößert sich der Speichernutzungsgrad von 66 % auf 70.2 %. Bei einer abgesenkten Netz-Rücklauftemperatur steigen also der Nutzungsgrad des Kollektorkreises, der solare Deckungsanteil und der Speichernutzungsgrad. Die solaren Wärmekosten sinken für die genannte Ausbaustufe von 26 €Ct./kWh auf 22.2 €Ct./kWh. Die Berechnung der Wärmekosten erfolgte entsprechend [VDI 1989].

Bei dem System mit Wärmepumpe sinken trotz der Investitionskosten für die Wärmepumpe die solaren Wärmekosten bei gleicher Netz-Rücklauftemperatur, gleicher Kollektorfläche und bei gleichem Speichervolumen wie im Referenzfall von 26 €Ct./kWh auf 19.6 €Ct./kWh. Gegenüber der Variante mit der abgesenkten Netz-Rücklauftemperatur steigen der Speichernut-

zungsgrad von 70.2 % auf 76 %, der solare Deckungsanteil von 51.3 % auf 59.1 °C und der Nutzungsgrad des Kollektorkreises von 26.7 % auf 28.5 %. Dies bedeutet, dass der solare Deckungsanteil, der Speichernutzungsgrad und der Nutzungsgrad des Kollektorkreises trotz geringerer solarer Wärmekosten größer sind, als bei einer Absenkung der Netz-Rücklauf-temperatur.

Die Netz-Rücklauf-temperatur konnte von 47.6 (1999) auf 43.3 °C (2002) gesenkt werden. Dennoch bietet der Einsatz einer Wärmepumpe aus oben genannten Gründen bei einem weiteren Ausbau des Erdsonden-Wärmespeichers eine interessante Alternative.

3.3.2 Hannover-Kronsberg¹⁴

3.3.2.1 Zielsetzung

Bedingt durch die zeitliche Verschiebung zwischen solarem Strahlungsangebot und der Wärmenachfrage zu Raumheizungszwecken ist ein nennenswerter solarer Deckungsanteil nur durch die Einbindung eines Langzeit-Wärmespeichers möglich. Technisches Potenzial zur weiteren Steigerung des solaren Deckungsanteils ist vor allem in einer Absenkung des vorhandenen Temperaturniveaus zu sehen.

Vor dem Hintergrund dieser Überlegungen wurde die Einbindung einer Wärmepumpe in ein solares Nahwärmenetz in verschiedenen Varianten untersucht. In Abweichung zu konventionellen Wärmepumpenkonzepten dient das vorhandene Wärmeniveau der Solaranlage als Wärmequelle. Durch den Einsatz handelsüblicher Kältemittel ist der Temperaturbereich einer Wärmepumpe begrenzt; Tabelle 3.3 zeigt die Grenzen der verschiedenen Arbeitsmittel.

¹⁴ Beitrag von M. Bodmann und V. Huckemann (IGS der TU Braunschweig)

Tabelle 3.3: Kennwerte verschiedener Kältemittel (t_s = Siedetemperatur, t_k =kritische Temperatur, WGK = Wassergefährdungsklasse) [Recknagel 2001]

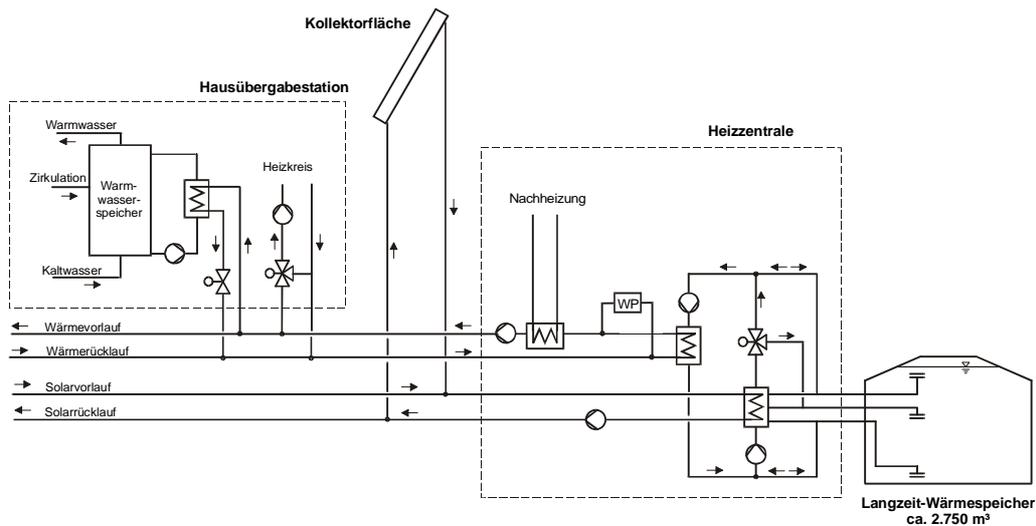
R-Nummer	Name	t_s [°C]	t_k [°C]	WGK
R134a	Tetrafluorethan	-26.2	101	1-2
R407c	R32/R125/R134a im Verh. 23/25/52 [%]	-44.3	73	1
R410a	R32/R125 im Verhältnis 50/50 [%]	-51	72	1
R290	Propan	-42	97	
R717	Ammoniak	-33	133	2
R744	Kohlendioxid	-56.6		

In den zu betrachtenden Nahwärmesystemen erstreckt sich der Temperaturbereich zwischen ca. 35 °C (angestrebte Netz-Rücklaufemperatur) und knapp 100 °C im Speicherladekreis. Mit einem Arbeitsbereich von bis zu 65°C (Kondensationstemperatur) findet im vorliegenden Fall das Kältemittel R134a Verwendung. Die Integration und die Regelung der Wärmepumpe erfolgen derart, dass die Temperaturen in der Wärmepumpe diesen Grenzwert nicht überschreiten.

3.3.2.2 Vorgehen

Die Einbindung der Wärmepumpe wurde am Beispiel der Siedlung Hannover-Kronsberg untersucht. Für die Simulationsberechnungen wurde das bestehende TRNSYS-Systemmodell entsprechend modifiziert. Zum einen wurde eine Einbindung in das Versorgungsnetz betrachtet, zum anderen eine Integration in den Speicherkreis. Bild 3.7 zeigt die Anlagenschemata beider Varianten.

Variante 1: Einbindung in das Versorgungsnetz



Variante 2: Einbindung in den Speicherkreis

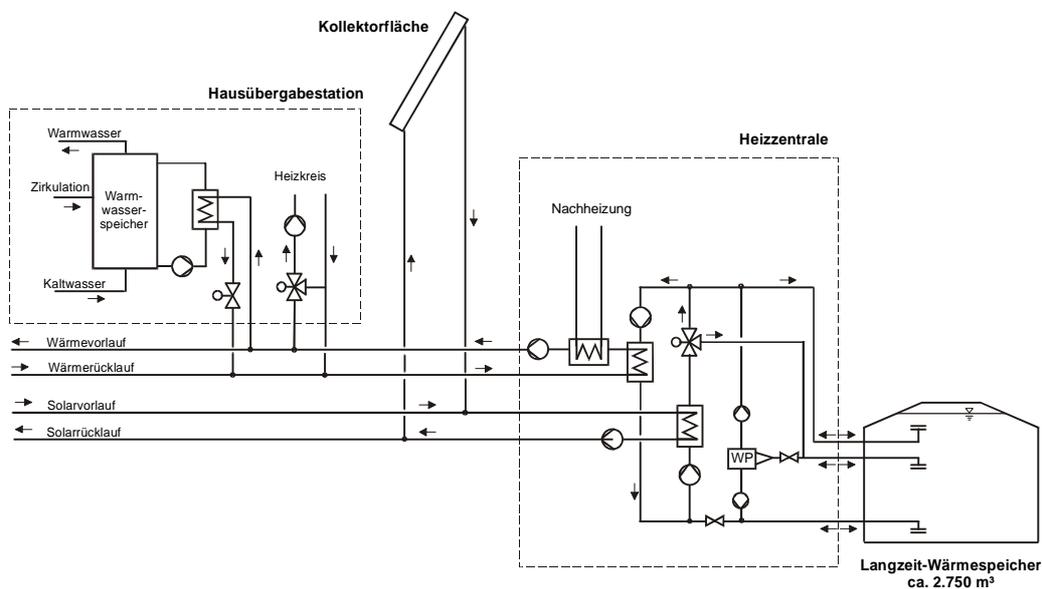


Bild 3.7: Varianten der System-Einbindung

In Variante 1 wird durch die Absenkung der Rücklauftemperatur im Versorgungsnetz eine indirekte Abkühlung des Speichers erreicht. Der über Wärme aus dem Speicher vorgewärmte Netzzrücklauf wird über die Wärmepumpe weiter aufgeheizt. Die erforderliche Nachheizung kann entsprechend reduziert werden.

Variante 2 basiert auf der Überlegung, dass im unteren Speicherbereich permanent ein nutzbares Temperaturniveau zur Verfügung steht. Unabhängig vom Wärmebedarf der Wohnsiedlung kann über die Wärmepumpe in kontinuierlichem Betrieb eine Netzzvorwärmung erfolgen bzw. die obere Speichertemperatur angehoben werden.

In beiden Varianten wird der Solaranlage kühleres Medium aus den unteren Speicherschichten zur Verfügung gestellt, die Effektivität der Solaranlage wird erhöht. Gemäß Regelvorgabe können Wärmepumpe und Solaranlage nicht gleichzeitig betrieben werden.

3.3.2.3 Ergebnisse

Für die Simulation wurden die Rahmendaten der Siedlung unverändert übernommen (Kollektorfläche 1 473 m², Speichervolumen 2 750 m³). Eingangsdaten bildeten die Messungen des Jahres 2001 mit einem Gesamtwärmebedarf der Siedlung von 756 MWh/a. Aufgrund der gegebenen Rahmenbedingungen wurde nur die Integration einer elektrisch angetriebenen Wärmepumpe betrachtet. Die Berechnung der CO₂-Emission erfolgte unter der Annahme eines mit Erdgas betriebenen Kessels mit einem CO₂-Äquivalent von 297.5 g/kWh Wärme, bzw. mit 682.6 g/kWh CO₂-Äquivalent für Strom [GEMIS 2001].

Tabelle 3.4: Variantenvergleich – Einbindung einer Wärmepumpe

	Bestehendes System ¹⁾	Variante 1	Variante 2
Solarer Deckungsanteil	22 %	28 %	40 %
Arbeitszahl	0	4.4	4.2
Elektr. Leistung der WP	0	43 kW	43 kW
Jährl. CO ₂ -Emission	178 t/a	201 t/a	157 t/a
Sol. Wärmekosten	0.9 €/kWh	0.69 €/kWh	0.52 €/kWh

¹⁾ Die Solaranlage substituiert rund. 40 t CO₂/a. Diese Einsparung dient hier als Referenz.

Durch die Einbindung der Wärmepumpe in das Versorgungsnetz (Variante 1) lässt sich der solare Deckungsanteil auf 28 % steigern. Jedoch sind im Vergleich mit der Referenzvariante in Variante 1 erhöhte CO₂-Emissionen zu verzeichnen, welche diese Integrationsvariante nicht sinnvoll erscheinen lassen. Anzumerken bleibt, dass in 2002 ein vergleichbarer solarer Deckungsanteil insbesondere infolge einer abgesenkten Netz-Rückklufttemperatur ohne Integration einer Wärmepumpe zu solaren Wärmekosten von 0.60 €/kWh erzielt wurde.

In Variante 2 ist ein deutlich erhöhter solarer Deckungsanteil zu verzeichnen; die CO₂-Emissionen hingegen können um ca. 20 t/a reduziert werden. Die solaren Wärmekosten können auf 0.52 €/kWh und damit um rund 35 % gegenüber der Referenzvariante gesenkt werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Effizienz einer Solaranlage durch den Einbau einer Wärmepumpe steigern lässt. Die direkte Einbindung der Wärmepumpe in den Speicherkreis ist dabei vorzuziehen. Bei der Planung ist jedoch auf eine konsequente Umsetzung der Niedertemperaturtechnik zu achten, durch die sich der Anlagenaufwand reduzieren ließe.

3.4 Ganzheitliche Bilanzierung solar unterstützter Nahwärmesysteme

Die Nutzung von solar unterstützten Nahwärmesystemen (SuN) in Verbindung mit Kurz- bzw. Langzeit-Wärmespeichern bringt eine Reihe von Vorteilen mit sich. Durch den hohen solaren Deckungsanteil bei solar unterstützten Nahwärmeversorgungen mit Langzeit-Wärmespeichern von etwa 50 % ist eine erhebliche Emissionsminderung im Vergleich zu rein fossil befeuerten Wärmebereitstellungsanlagen zu verzeichnen. Der Hilfsenergieaufwand beschränkt sich in der Regel auf das Betreiben von Pumpen und Regelungen. Im Folgenden wird eine Betrachtung der Energieaufwendungen für Herstellung, Bau und Betrieb der Anlagen sowie der dabei entstehenden Emissionen (insbesondere Treibhausgase) durchgeführt. Anhand von Kennwerten wie der energetischen Amortisationszeit wird die Sinnhaftigkeit derartiger Projekte überprüft. Weiterhin wird die Amortisation von Schadgasen wie CO₂ oder SO₂ berechnet. Mit Hilfe dieser Kennwerte ist es darüber hinaus möglich, Ineffizienzen im Lebenszyklus des Produktes (z. B. Wärmespeicher oder Kollektor) zu erkennen und bei zukünftigen Projekten zu vermeiden.

Derartige Betrachtungen wurden für die solar unterstützten Nahwärmeversorgungen mit Kurzzeit-Wärmespeicher in Schwäbisch Gmünd und Neckarsulm (NSU I) und für die solar unterstützten Nahwärmeversorgungen mit Langzeit-Wärmespeicher in Friedrichshafen, Hannover und Steinfurt durchgeführt.

3.4.1 Methodik

Der kumulierte Energieaufwand (KEA) umfasst alle Aufwendungen, die für ein Produkt bei der Herstellung (KEA_H), beim Gebrauch bzw. der Nutzung (KEA_N) und bei der Entsorgung (KEA_E) anfallen. Somit werden alle Lebenszyklen des Produktes erfasst. Betrachtet man beispielsweise einen Kollektorrahmen aus Aluminium, so werden die energetischen Aufwendun-

gen für Bergbauarbeiten zur Gewinnung des Bauxiterzes, die Produktion der Schmelzelektroden, die Bereitstellung von elektrischer Energie etc. mit in die Betrachtung einbezogen.

Zur Ermittlung des kumulierten Energieaufwandes für die Herstellung von Materialien sowie die Nutzung von Energiesystemen existieren prinzipiell zwei Methoden [Wagner 1995].

Die **Input/Output-Analyse** basiert auf Tabellen des statistischen Bundesamtes und des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung über die Energieintensitäten (kumulierter spezifischer Primärenergiebedarf pro Werteinheit des Sektors) diverser Wirtschaftszweige. Über eine detaillierte Aufschlüsselung der Kostenströme der betrachteten Anlagen oder Produktionsschritte sind spezifische Primärenergieaufwendungen zu ermitteln. Für typische Produkte einer Branche ist dieses Verfahren gut anwendbar. Im Folgenden soll allerdings eine Bilanzierung spezieller Produkte (u. a. verschiedene Solarkollektoren, Wärmespeicher) durchgeführt werden, für die keine repräsentativen Daten verfügbar sind. Daher wird dieses Verfahren hier nicht zur Anwendung kommen.

Eine zweite Methode ist die **Prozesskettenanalyse**. Dabei wird der Herstellungsprozess eines Produktes in einzelne Schritte zerlegt. Für jeden Schritt werden anschließend die Input- und Outputgrößen wie Energieträger- und Hilfsstoffverbrauch sowie emittierte Schadstoffe bilanziert. Die Herstellung der Hilfsstoffe kann über die Definition weiterer Prozessketten bilanziert werden. Der Verbrauch an Energieträgern bei der Herstellung wird über für diese typische Umwandlungs-, Verteilungs- und Gewinnungsketten auf den Verbrauch an Primärenergie (sog. Primärenergieäquivalente) zurückgerechnet. Nimmt der Endverbraucher beispielsweise 1 kWh elektrische Energie ab, so entspricht dies einem Primärenergieeinsatz von 3.8 kWh. Damit wird ein einheitliches Maß für den Energiebedarf verwendet.

Der Energiebedarf für die Herstellung und Nutzung von solar unterstützten Nahwärmesystemen mit Kurz- oder Langzeit-Wärmespeichern setzt sich aus dem Energiebedarf zur Herstellung der Materialien, dem Energiebedarf für die Produktion der einzelnen Bestandteile, dem Energiebedarf für die Errichtung der Anlage sowie dem Hilfsenergiebedarf bei der Nutzung der Anlage (Pumpen, Regelung) zusammen. Da für die Bilanzierung der Entsorgung der Anlagen noch keine geeigneten Konzepte vorliegen, wird diese im Rahmen der nachfolgenden Bilanzierung nicht berücksichtigt.

Den bilanzierten Energieaufwendungen steht der solare Nutzwärmegewinn gegenüber. Dieser wird bewertet, als ob die äquivalente Wärmemenge aus fossilen Energieträgern mit einer konventionellen Heizung zur Verfügung gestellt werden müsste. Hierfür wurde ein Gas-Brenn-

wertkessel angenommen. Die Primärenergieeinsparung des Gesamtsystems entspricht somit der zur Herstellung der gleichen Wärmemenge auf konventionellem Wege notwendigen Primärenergie.

Zur energetischen Bewertung der untersuchten Nahwärme-Konzepte wird die energetische Amortisationszeit AZ entsprechend Gleichung (3.1) verwendet. Dabei steht E_k für den kumulierten Energieaufwand zur Errichtung der Anlage, Q_k für die jährlich durch die Anlage substituierte Energie und E_H für den jährlichen Energieaufwand für die Hilfskomponenten (Pumpen, Regelung).

$$AZ = \frac{E_k}{(Q_k - E_H)} \quad (3.1)$$

Als kalkulatorische Lebensdauer der Anlage werden 20 Jahre angenommen. Nach Amortisation der Anlage beginnt die Erntezeit, in der fossile Energieträger substituiert und Emissionen von Treibhausgasen vermieden werden. In Hinblick auf die Bilanzierung der verursachten und vermiedenen Emissionen wird analog der energetischen Bilanzierung vorgegangen. Als global bedeutsame Emissionen werden die Treibhausgase CO_2 , CH_4 und NMVOC (Non Methane Volatile Organic Compounds) berücksichtigt. Im Folgenden wird CO_2 -Äqu. als Summenparameter für das Treibhauspotenzial mehrerer Treibhausgase, gewichtet nach ihrem Schädigungspotenzial innerhalb von 100 Jahren, verwendet. Als regional bzw. lokal bedeutsame Emissionen finden SO_x , NO_x , NMVOC, CO sowie die Partikelemissionen Berücksichtigung (Verursacher von saurem Regen, Photosmog etc.). Die kumulierte saure Schadgasemission (nach ihrem Versauerungspotenzial relativ zu SO_2) wird als Maß für die Versauerung (SO_2 -Äqu.) bilanziert. Als Datenbasis für die nachfolgenden Bilanzierungen werden die ‚Ökoinventare von Energiesystemen‘ in der Version V 3.0 aus dem Jahre 1996 verwendet [ÖES 1996].

3.4.2 Ermittlung des kumulierten Energieaufwandes sowie der verursachten Emissionen

Zur Ermittlung des kumulierten Energieaufwandes sowie der beim Bau verursachten Emissionen werden die solar unterstützten Nahwärmeversorgungen in einfach zu erfassende Systeme abgegrenzt, z. B. Speicher, Kollektorfeld etc. Nach Massenbestimmung der einzelnen

Materialien der Systeme werden diese mit dem Primärenergieaufwand pro Einheit [kg, m³, m² etc.] für die Herstellungsprozesse [kWh/Einheit] multipliziert. Der resultierende Primärenergieaufwand für die Herstellung der diversen Materialien wird aufsummiert, so dass sich als Summe des Aufwandes aller Materialien der kumulierte Energieaufwand der Herstellung KEA_H ergibt.

Der Stromverbrauch der Hilfsaggregate setzt sich aus dem Stromverbrauch der Pumpen sowie der Regelung zusammen. Dazu werden die Leistungen von Regelung und Pumpen gemessen und mit den jährlichen Betriebsstunden multipliziert. Der Regler ist dauerhaft aktiv, so dass seine Laufzeit 8 760 h/a beträgt. Die Laufzeiten der einzelnen Pumpen sind über die Ertragsrechnungen zu erfassen. Der so erhaltene Energiebedarf der Anlage ist mit dem Primärenergieäquivalent für Strom zu multiplizieren, um als Resultat den kumulierten Energieaufwand des Betriebes zu erhalten.

Der Nutzwärmebedarf der Gebäude für Raumwärme und Trinkwarmwasser ist durch die Wärmebedarfsrechnungen zu bestimmen. Unter Berücksichtigung des Jahresnutzungsgrades des Heizkessels (gemessener Wert: ca. 0.85 bis 0.95) sowie des Wirkungsgrades zur Herstellung von Erdgas von 90 % kann aus dem Nutzwärmebedarf der Bruttoenergiebedarf bei Bereitstellung dieser Wärme durch einen mit Erdgas betriebenen Brennwertkessel ermittelt werden.

In Bezug auf die Ermittlung der verursachten und vermiedenen Emissionen kann analog der Ermittlung des kumulierten Energieaufwandes vorgegangen werden.

3.4.3 Solar unterstützte Nahwärmeversorgung in Verbindung mit Kurzzeit-Wärmespeichern

3.4.3.1 SuN Schwäbisch Gmünd

Die solar unterstützte Nahwärmeversorgung Schillerstraße in Schwäbisch Gmünd wurde im Jahr 1996 in Betrieb genommen [Winkler 1997]. Die Anlage umfasst 64 Wohneinheiten in fünf umliegenden Mehrfamilienhäusern. Der jährliche Gesamtwärmebedarf für die Trinkwarmwasser-Erwärmung beträgt 111 MWh. Mit der installierten Fläche an Vakuumröhrenkollektoren (Absorberfläche 85 m²) sowie dem Pufferspeicher (Volumen 2.5 m³) kann der

jährliche Wärmebedarf zur Trinkwarmwasser-Erwärmung zu 33 % solar gedeckt werden¹⁵. Die verbleibende Wärme wird über einen Gas-Brennwertkessel mit einer Leistung von 285 kW bereitgestellt. Tabelle 3.5 zeigt zusammenfassend die Eckdaten der Anlage. Bild 3.8 zeigt das Anlagenschema der SuN Schwäbisch Gmünd.

Tabelle 3.5: Technische Daten und Kennziffern der SuN Schwäbisch Gmünd

Kollektor	Typ	Dornier Seido 2-4
Absorberfläche	[m ²]	85
Kollektormodule	Anzahl	124
Solare Nutzwärme	[MWh/a]	36.5
Trinkwarmwasser-Wärmebedarf davon für Zirkulation	[MWh/a]	111.0 46.6
solarer Deckungsanteil (nur Trinkwarmwasser)	[%]	33

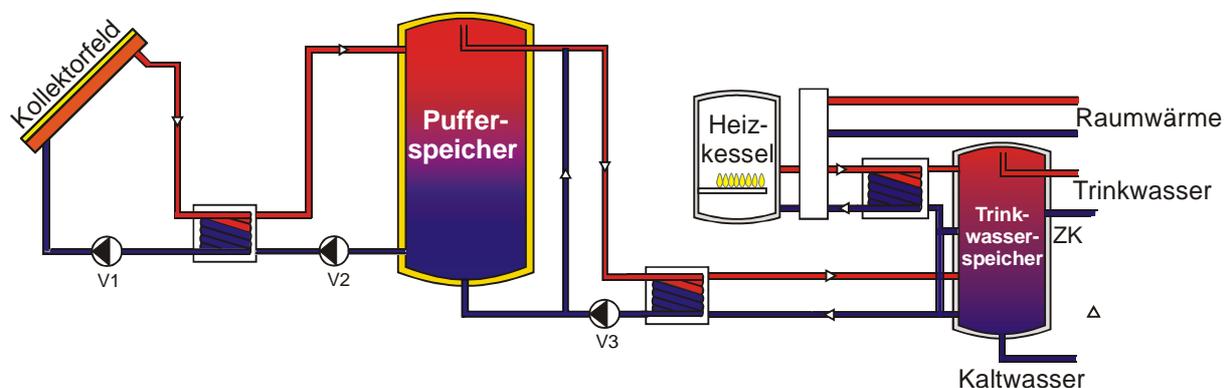


Bild 3.8: Schema der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Schwäbisch Gmünd

Die Bilanzierung der Errichtung der Anlage hinsichtlich des kumulierten Energieaufwands (KEA_H) sowie der verursachten Emissionen ist in Tabelle 3.6 dargestellt. In Bezug auf die Anteile der verschiedenen Faktoren des KEA_H ist festzustellen, dass die Kollektoren und deren Aufständigung mit ca. 75 % den größten Energieaufwand verursachen. Der KEA zur Her-

¹⁵ Messwerte September 1996 bis August 1997

stellung des Aluminiums für die Kollektoren beläuft sich auf ca. 26 MWh und beträgt damit ca. 25 % des Gesamt-KEA_H. Daraus ist ersichtlich, dass die Verwendung von recyceltem Aluminium anstelle des verwendeten Neu-Aluminiums zu erheblichen Energieeinsparungen führt. Die Produktion von zu 100 % recyceltem Aluminium erfordert nur ca. 10 % des Energieaufwandes für die Bereitstellung von Neu-Aluminium.

Hinsichtlich der Emission der CO₂-Äquivalente sind dieselben Aussagen wie beim KEA zu treffen. Der hohe Anteil des Faktors Heizzentrale an der Emission von SO₂-Äquivalenten ist auf den Einsatz von Wärmeübertragern aus Edelstahl zurückzuführen.

Bild 3.9 zeigt zusammenfassend die Anteile der einzelnen Anlagenabschnitte am kumulierten Energieaufwand.

Tabelle 3.6: Energetische Aufwendungen und verursachte Emissionen beim Bau

	KEA _H [MWh]	CO ₂ -Äqu. [kg]	SO ₂ -Äqu. [kg]
Heizzentrale	10.3	2 210	86
Gebäude	8.2	3 330	12
Kollektoren	49.4	10 010	62
Verrohrung und Aufständering	31.0	4 790	28
Speicher	6.0	1 320	7
Summe	104.9	21 660	195

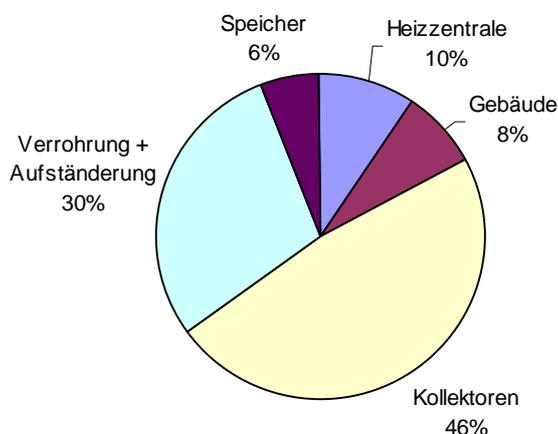


Bild 3.9: Anteile der Systeme am gesamten KEA_H zur Errichtung der Anlage (Schwäbisch Gmünd)

Betrachtet man zusätzlich den Energiebedarf der Hilfsaggregate wie Pumpen und Regelung bzw. die durch deren Betrieb verursachten Emissionen als auch die Einsparung an KEA und Schadgasen durch den Betrieb der Solaranlage, so ergeben sich die in Tabelle 3.7 gezeigten Werte. Durch die thermische Solarnutzung hat sich der bei Errichtung der Anlage verursachte Mehraufwand an KEA_H bzw. CO₂-Äqu. gegenüber einer rein fossil befeuerten Anlage innerhalb von 2.5 bzw. 2.2 Jahren amortisiert. Anschließend beginnt die energetische Erntezeit der Anlage. Innerhalb der Nutzungsdauer von 20 Jahren werden 735 MWh Primärenergie eingespart und die Emission von 172 t CO₂-Äquivalenten vermieden. Die beim Bau emittierten SO₂-Äquivalente amortisieren sich nicht durch den Betrieb der Anlage. Der Brennwärtekessel wird mit Erdgas von vernachlässigbarem Schwefelgehalt (ca. 0.0005 bis 0.02 Massenprozent [Baumbach 1993]) betrieben. Im Vergleich zu einer rein fossil betriebenen Anlage können somit nur geringe Mengen an Schwefeldioxid eingespart werden. Weiterhin übersteigen die SO₂-äquivalenten Emissionen durch den Betrieb der Hilfsaggregate die Einsparungen derselben durch Solarenergienutzung.

Tabelle 3.7: Energetische Amortisationszeit sowie Rücklaufzeiten der Emissionen (SG)

	KEA	CO ₂ -Äqu.	SO ₂ -Äqu.
Aufwand bei Errichtung	104.9 MWh	21 660 kg	192 kg
Aufwand durch Hilfsaggregate	5.7 MWh/a	1 286 kg/a	7 kg/a
Einsparung durch Solarnutzung	47.7 MWh/a	10 980 kg/a	2 kg/a
Amortisationszeit	2.5 a	2.2 a	k. A. ¹⁶
Nettoeinsparung über 20 Jahre	735.1 MWh	172 200 kg	-292 kg

3.4.3.2 SuN Neckarsulm I (mit Kurzzeit-Wärmespeicher)

Die solar unterstützte Nahwärmeversorgung ‚Eugen-Bolz-Straße‘ in Neckarsulm wurde 1994 in Betrieb genommen [Winkler 1997]. Die Solaranlage dient zur Vorwärmung des Nahwärmenetzes des Versorgungsgebietes (330 WE in 120 Reihenhäusern und 210 Mehrfamilien-

¹⁶ keine Amortisation möglich

häusern), dessen Gesamtwärmebedarf zur Trinkwarmwasser-Erwärmung und Raumheizung 2 694 MWh/a beträgt. Durch Integration von Flachkollektoren mit einer Absorberfläche von 384 m² (700 m² im Endausbau¹⁷) und eines 20 m³ fassenden Pufferspeichers wird ein solarer Deckungsanteil von 4 % (11 % im Endausbau) realisiert. Die konventionelle Wärmeversorgung der Anlage wird von zwei Gas-Brennwertkesseln (2 x 750 kW) übernommen. Die Eckdaten sind zusammenfassend in Tabelle 3.8 dargestellt. Bild 3.10 zeigt das in Neckarsulm verwirklichte Anlagenschema.

Tabelle 3.8: Technische Daten und Kennziffern der SuN Neckarsulm I

Kollektor	Typ	Paradigma Solar 750
Absorberfläche	[m ²]	384
Kollektormodule	[Anzahl]	48
Solare Nutzwärme	[MWh/a]	113
Gesamtwärmebedarf	[MWh/a]	2 694
solarer Deckungsanteil	[%]	4

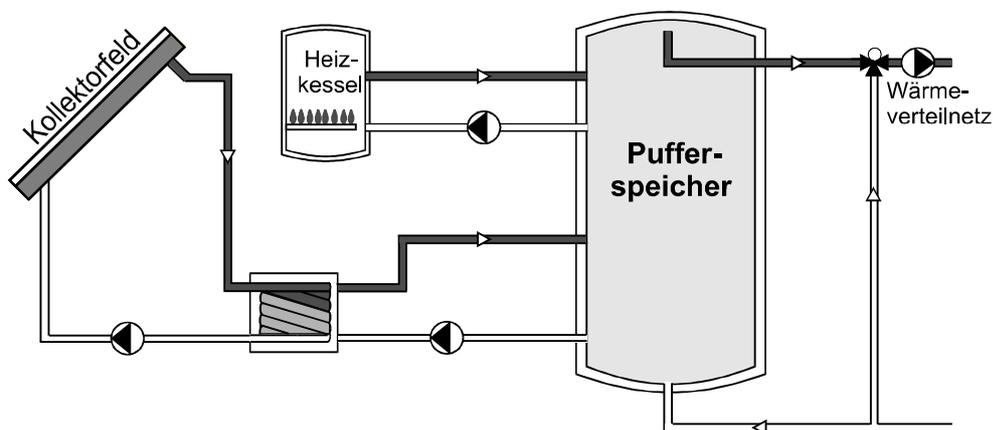


Bild 3.10: Schema der solaren Netzvorwärmung in Neckarsulm I

Für die Errichtung der Anlage in Neckarsulm ergibt sich ein kumulierter Energieaufwand von 253 MWh sowie eine Freisetzung von 58 t CO₂-Äquivalenten. Der größte Anteil hinsichtlich des Energieaufwandes sowie der Emissionen ist den Kollektoren zuzuschreiben. Zusammen

¹⁷ realisiert im Jahr 1999

mit der Verrohrung des Feldes beträgt der KEA_H ca. 64 % des gesamten kumulierten Energieaufwandes. Die Herstellung der Kollektoren verursacht hier den größten Anteil an SO_2 -Äquivalenten. Aus Tabelle 3.9 sind die ermittelten Energie- und Emissionsdaten ersichtlich. Bild 3.11 zeigt die Anteile der einzelnen Systeme am KEA_H .

Tabelle 3.9: Energetische Aufwendungen und verursachte Emissionen beim Bau

	KEA_H [MWh]	CO_2 -Äqu. [kg]	SO_2 -Äqu. [kg]
Heizzentrale	12.6	2 580	53
Gebäude	46.6	18 900	70
Kollektoren	136.2	25 750	302
Verrohrung	24.2	3 270	54
Speicher	32.8	7 480	32
Summe	252.6	57 980	511

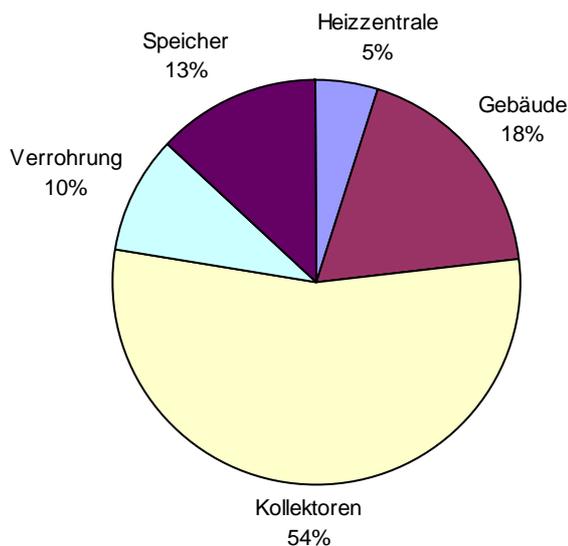


Bild 3.11: Anteile der Systeme am gesamten KEA_H zur Errichtung der Anlage (Neckarsulm)

Bei Berücksichtigung des Energiebedarfs für Hilfsaggregate wie Pumpen und Regelung bzw. deren betrieblicher Emissionen als auch die Einsparung an KEA und Schadgasen durch Betreiben der Solaranlage ergeben sich die in Tabelle 3.10 aufgeführten Daten. Innerhalb der kalkulatorischen Nutzungsdauer von 20 Jahren werden 2 317 MWh Primärenergie eingespart und die Emission von 535 t CO₂-Äquivalenten vermieden. Die SO₂-Äquivalente amortisieren sich nicht, da die jährlich verursachten Betriebsemissionen die Einsparungen durch Solarenergienutzung übersteigen.

Tabelle 3.10: Energetische Amortisationszeit sowie Amortisationszeiten der Emissionen (NSU I)

	KEA	CO ₂ -Äqu.	SO ₂ -Äqu.
Aufwand bei Errichtung	252.5 MWh	57 980 kg	135 kg
Aufwand durch Hilfsaggregate	14.2 MWh/a	3 200 kg/a	26 kg/a
Einsparung durch Solarnutzung	142.7 MWh/a	32 850 kg/a	10 kg/a
Amortisationszeit	2.0 a	2.0 a	k. A. ¹⁸
Nettoeinsparung über 20 Jahre	2317.4 MWh	534 800 kg	-455 kg

Bei Vollausbau der Absorberfläche auf 700 m² steigt der gesamte KEA_H um 160 MWh auf 413 MWh an. Dabei bleiben die Werte für Heizzentrale, Gebäude und Speicher konstant. Durch den erhöhten solaren Deckungsanteil der Anlage (11 %) bzw. den um den Faktor 2 gestiegenen solaren Wärmegewinn verkürzt sich die energetische Amortisation auf 1.6 Jahre¹⁹. Die energetische Erntezeit der Anlage verlängert sich dadurch; die Vermeidung zusätzlicher CO₂-Emissionen durch Verbrennung fossiler Brennstoffe wird erheblich gefördert.

¹⁸ keine Amortisation möglich

¹⁹ berechnet, als wäre die Anlage ex-ante mit dem größeren Kollektorfeld ausgerüstet.

3.4.4 Solar unterstützte Nahwärmeversorgung in Verbindung mit Langzeit-Wärmespeicher – Anlage Friedrichshafen Wiggenhausen

Im Neubaugebiet Wiggenhausen-Süd der Stadt Friedrichshafen ging im Jahr 1996 die solar unterstützte Nahwärmeversorgung in Verbindung mit einem saisonalen Heißwasser-Wärmespeicher (Volumen 12 000 m³) in Betrieb (siehe Abschnitt 2.1.1). Tabelle 3.11 zeigt zusammenfassende Daten zur Anlage Friedrichshafen.

Tabelle 3.11: Technische Daten und Kennziffern der SuN Friedrichshafen 1. Bauabschnitt (1. und 2. BA, Planung)

Kollektor	Typ	div. Flachkollektoren
Absorberfläche	[m ²]	2 700 (5 600)
Solare Nutzwärme	[MWh/a]	963 (1 915)
Gesamtwärmebedarf	[MWh/a]	2 224 (4 106)
solarer Deckungsanteil	[%]	43 (47)

Der kumulierte Energieaufwand für die Errichtung der Anlage (1. BA) beläuft sich auf 6 457 MWh. Eine detaillierte Auflistung des KEA_H sowie der verursachten Emissionen nach Systemabschnitten ist aus Tabelle 3.12 zu ersehen. Bild 3.12 zeigt zusammenfassend die relativen Anteile der Systemabschnitte am KEA_H. Der Bau des Speichers erfordert den höchsten Primärenergieaufwand (ca. 62 % des gesamten KEA_H) und verursacht die größten Mengen an Emissionen. Ein weiterer Großteil bezüglich KEA_H und Emissionen ist auf die Herstellung und Aufständigung der Sonnenkollektoren zurückzuführen. Aufgrund des hohen Aluminiumanteils der Sonnenkollektoren (ca. 13 Massenprozent) sind durch den Einsatz von recyceltem Aluminium deutliche Energieeinsparungen bei der Produktion realisierbar (vgl. oben). Die hohen SO₂-Äquivalente des Speichers sind auf seine Auskleidung mit Edelstahl zurückzuführen.

Tabelle 3.12: Gesamtbilanzierung des Bauaufwandes des 1. BA in Friedrichshafen

	KEA _H [MWh]	CO ₂ -Äqu. [kg]	SO ₂ -Äqu. [kg]
Speicher	4 000	1 072 500	15 950
Speicheranbindung	128	18 190	690
Gebäude	8	3 330	10
Heizzentrale	127	28 200	640
Häuseranbindung	98	18 480	130
Kollektoranbindung	88	19 750	105
Stützkonstruktionen	598	129 400	500
Sonnenkollektoren	1 408	266 200	6 580
Summe	6 457	1 556 050	24 605

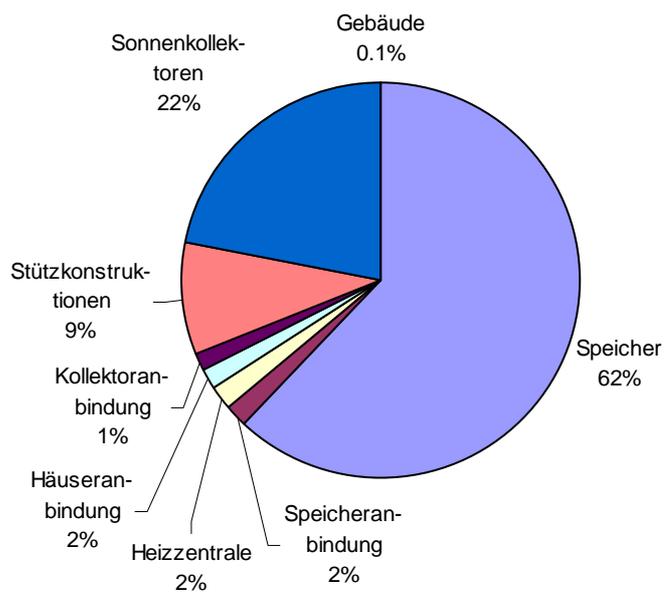


Bild 3.12: Anteile der einzelnen Systeme am KEA_H zur Errichtung der Anlage (1. BA)

Unter Berücksichtigung des Stromverbrauchs der Pumpen und Regelung sowie der solar substituierten Energie (siehe Tabelle 3.13), ergibt sich eine energetische Amortisationszeit von 6.1 Jahren, wenn nur der 1. BA betrachtet wird. Die verursachten CO₂-Äquivalente amortisieren sich nach 7.5 Jahren, die SO₂-Äquivalente nicht innerhalb der Nutzungsdauer. Innerhalb der Nutzungsdauer von 20 Jahren werden 14 943 MWh Primärenergie eingespart und die Emission von 2 572 t CO₂-Äquivalenten vermieden.

Tabelle 3.13: Energetische Amortisationszeit sowie Emissionsrücklaufzeiten (FN 1. BA)

	KEA	CO ₂ -Äqu.	SO ₂ -Äqu.
Aufwand bei Errichtung	6 457 MWh	1 556 050 kg	24 605 kg
Aufwand durch Hilfsaggregate	57 MWh/a	12 750 kg/a	70 kg/a
Einsparung durch Solarnutzung	1 127 MWh/a	219 160 kg/a	76 kg/a
Amortisationszeit	6.0 a	7.5 a	k. A. ²⁰
Nettoeinsparung über 20 Jahre	14 943 MWh	2 572 150 kg	-24 485 kg

In Bild 3.13 sind die Anteile der verschiedenen Baustoffe am gesamten KEA_H zur Herstellung des Wärmespeichers dargestellt. Demnach sind 41 % der eingesetzten Energie für die Produktion des Bewehrungsstahls bei einem Massenanteil von 7.5 % am Gesamtgewicht des Speichers aufzubringen. Die Edelstahlaukleidung verursacht bei einem Massenanteil von 1.4 % ca. 27 % des gesamten KEA_H. Der Transport der Baustoffe spielt mit ca. 3 % des KEA_H eine untergeordnete Rolle. Der strombetriebene Kran verursacht bei der Konstruktion des Speichers mit einem Anteil von 8 % am KEA_H einen merklichen Energieaufwand.

²⁰ keine Amortisation innerhalb der Nutzungsdauer möglich

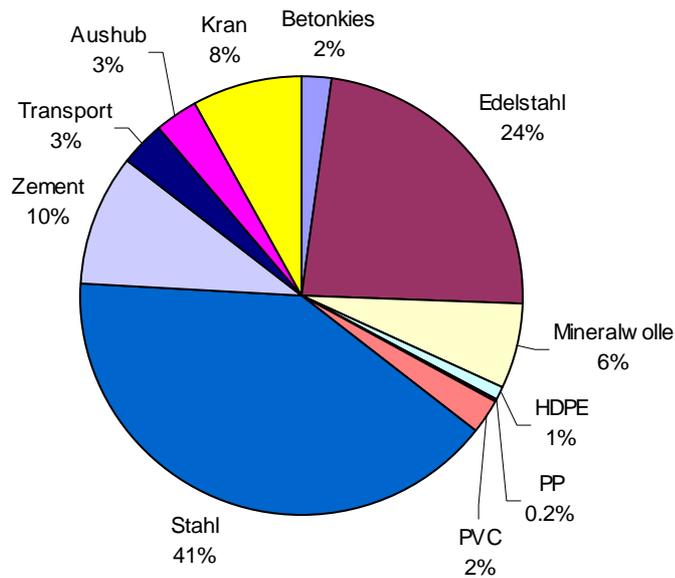
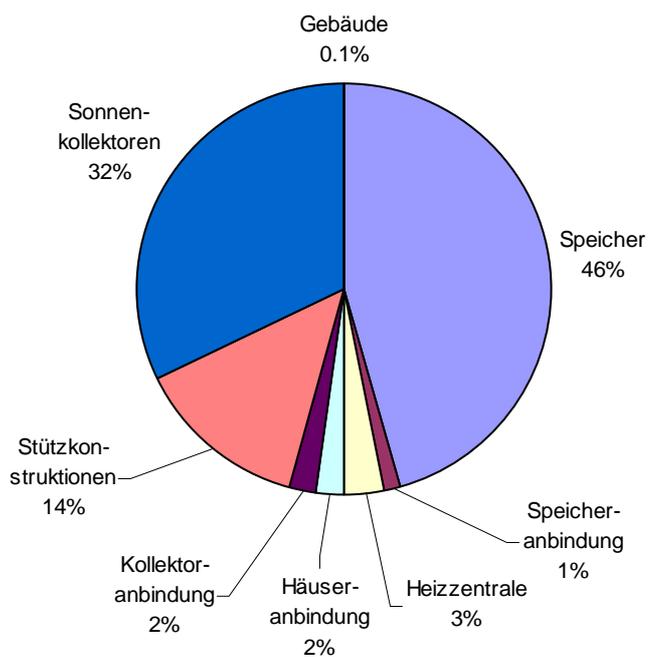


Bild 3.13: Anteile der verschiedenen Baustoffe und Arbeitsschritte am KEA_H zur Errichtung des Wärmespeichers

Bei Betrachtung der Anlage nach Fertigstellung des 2. Bauabschnitts ergibt sich ein kumulierter Energieaufwand von 8 777 MWh. Die emittierten CO_2 - bzw. SO_2 -Äquivalente bei Errichtung der Anlage betragen 2 018 t bzw. 33 t. Durch die gestiegene Absorberfläche nimmt der Anteil der Kollektoren sowie der Stützkonstruktionen an KEA_H und Emissionen deutlich zu. Der anteilige Beitrag des Speichers nimmt demzufolge merklich ab. Der Transport der Materialien zur Baustelle schlägt mit ca. 3 % des gesamten KEA_H zu Buche und spielt damit eine untergeordnete Rolle. Bezüglich der gesamten beim Bau freigesetzten CO_2 -Äquivalente entfallen mehr als die Hälfte auf die Errichtung des Langzeit-Wärmespeichers. Ein weiterer großer Anteil ist den Sonnenkollektoren (inkl. Stützkonstruktionen) zuzuschreiben (ca. 39 %). Die Beiträge von Gebäude, Heizzentrale, Kollektor-, Speicher-, und Häuseranbindung bewegen sich im Bereich von 0.2 bis 3 %. Tabelle 3.14, Bild 3.14 sowie Bild 3.15 stellen diese Sachverhalte zusammenfassend dar.

Tabelle 3.14: Gesamtbilanzierung des 1. und 2. BA in Friedrichshafen

	KEA _H [MWh]	CO ₂ -Äqu. [kg]	SO ₂ -Äqu. [kg]
Speicher	4 000	1 072 490	15 950
Speicheranbindung	128	18 190	690
Gebäude	8	3 330	12
Heizzentrale	255	56 400	1 290
Häuseranbindung	195	36 960	260
Kollektoranbindung	176	39 510	210
Stützkonstruktionen	1 197	258 740	1 000
Sonnenkollektoren	2 818	532 500	13 160
Summe	8 777	2 018 120	32 570

Bild 3.14: Anteile der einzelnen Systeme am KEA_H zur Errichtung der Anlage (1. und 2. BA)

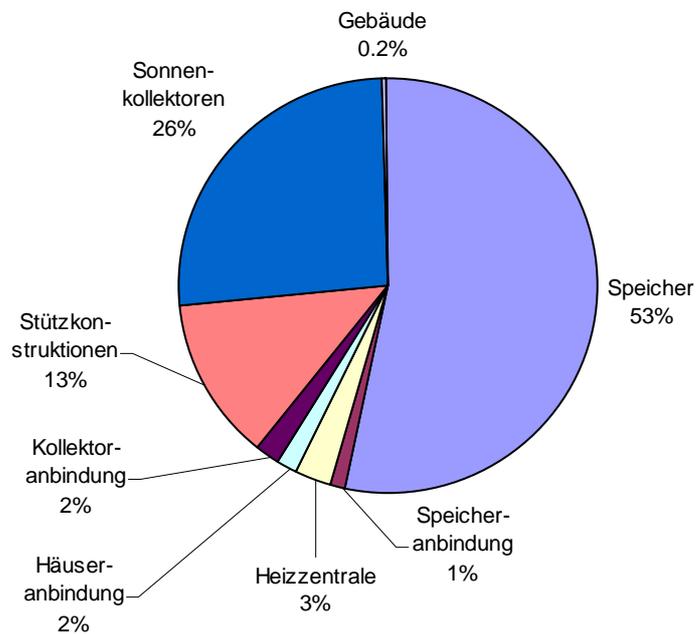


Bild 3.15: Anteile der einzelnen Systeme an den CO₂-Äqu. zur Errichtung der Anlage (1. und 2. BA)

Die während des Betriebs der Anlage verursachten bzw. eingesparten Emissionen bzw. Energien und die energetische Amortisationszeit sowie die der Emissionen für den 1. und 2. Bauabschnitt sind in Tabelle 3.15 dargestellt. Die energetische Amortisationszeit beträgt 4.0 Jahre und ist damit deutlich kürzer als die nur für den 1. Bauabschnitt berechnete. Die Amortisation der CO₂-Äquivalente ist ebenfalls signifikant kürzer und beläuft sich auf 4.8 Jahre. Innerhalb der kalkulatorischen Nutzungsdauer von 20 Jahren werden 34 963 MWh Primärenergie eingespart und die Emission von 6 447 t CO₂-Äquivalenten vermieden. Einsparmaßnahmen ergeben sich durch dachintegrierte Montage von Sonnenkollektoren. Dieser Umstand sollte generell besonders in der Planungsphase berücksichtigt werden, da sich der Materialaufwand für Stützkonstruktionen deutlich vermindert und hiermit ein großes Verbesserungspotenzial der Ökobilanz der Anlage darstellt.

Tabelle 3.15: Energetische Amortisationszeit sowie Rücklaufzeiten der Emissionen (FN 1. und 2. BA)²¹

	KEA	CO ₂ -Äqu.	SO ₂ -Äqu.
Aufwand bei Errichtung	8 777 MWh	2 018 120 kg	32 570 kg
Aufwand durch Hilfsaggregate	71 MWh/a	15 960 kg/a	86 kg/a
Einsparung durch Solarnutzung	2 258 MWh/a	439 200 kg/a	149 kg/a
Amortisationszeit	4.0 a	4.8 a	k. A. ²²
Nettoeinsparung über 20 Jahre	34 963 MWh	6 446 680 kg	-31 310 kg

3.4.4.1 Variantenbetrachtung Speicherkonzept

Mit 46 % des KEA_H ist der größte Beitrag bei der Errichtung der solar unterstützten Nahwärmeversorgung (Bezug auf 1. und 2. BA) auf den Langzeit-Wärmespeicher zurückzuführen. Deshalb wurden weitere Speicherkonzepte mit äquivalentem energetischen Inhalt hinsichtlich ihres KEA_H untersucht und mit dem in Friedrichshafen realisierten Konzept Heißwasser-Wärmespeicher verglichen. Als Vergleichskonzepte kommen ein Kies-Wasser-Wärmespeicher (Pilotspeicher in Chemnitz), ein Erdsonden-Wärmespeicher (Neckarsulm) und ein Aquifer-Wärmespeicher (Rostock) in Betracht. Für die folgenden Betrachtungen wurde der kumulierte Energieaufwand der Herstellung entsprechend dem zu untersuchenden Speicherkonzept ermittelt, während der KEA_H der restlichen Anlage als konstant angenommen wird. Als Volumen des Kies-Wasser-Wärmespeichers wurde ein Volumen von 15 000 m³ angenommen. Das Volumen des Erdsonden-Wärmespeichers wurde mit 60 000 m³ angenommen. Aufgrund der thermischen Trägheit des Erdreiches ist zusätzlich ein Pufferspeicher von 100 m³ Volumen in das System zu integrieren, um Leistungsspitzen der Solaranlage kurzzeitig zwischenspeichern zu können. Für den Aquifer-Wärmespeicher wurden zwei Bohrungen von 300 m Tiefe und einem Abstand von 200 m zueinander angenommen. Zur Pufferung von Leistungsspitzen der Solaranlage wurde ein Pufferspeicher mit einem Volumen von 50 m³ angenom-

²¹ berechnet, als wären ex-ante beide Bauabschnitte realisiert worden.

²² keine Amortisation während der Nutzungsdauer möglich

men. Die maximalen und minimalen Temperaturen im Wärmespeicher entsprechen denen des Heißwasser-Wärmespeichers.

Für die Gesamtanlage ergeben sich die in Bild 3.16 dargestellten Werte. Der Heißwasser-Wärmespeicher ist demnach das energieintensivste Konzept. Den geringsten KEA_H und das geringste Treibhauspotenzial weist das mit dem Aquifer-Wärmespeicher realisierte Konzept auf. Die Werte für den Kies-Wasser-Wärmespeicher sowie für den Erdsonden-Wärmespeicher bewegen sich zwischen diesen beiden Konzepten. In Bild 3.17 sind die energetischen Amortisationszeiten, Emissionsrücklaufzeiten sowie die eingesparten Energien und Emissionen über 20 Jahre dargestellt. Es ist zu sehen, dass sich die Amortisationszeiten nicht analog den in Bild 3.16 gezeigten Werten verhalten. Die energetische Amortisationszeit des mit relativ niedrigem KEA_H zu realisierenden Aquifer-Wärmespeichers liegt mit 3.0 Jahren etwas höher als die des Kies-Wasser-Wärmespeicher-Konzepts (2.8 a) bzw. gleichauf mit der des Erdsonden-Wärmespeicherkonzepts (3.0 a). Die Emissionsrücklaufzeit (CO_2 -Äqu.) des Konzeptes mit Kies-Wasser-Wärmespeicher liegt mit 2.7 Jahren ebenfalls niedriger als bei Errichtung eines Aquifer-Wärmespeichers (3.2 a) oder eines Erdsonden-Wärmespeichers (3.2 a). Die Werte für den Heißwasser-Wärmespeicher liegen allesamt höher als die der Vergleichskonzepte.

Betrachtet man die über die Nutzungsdauer von 20 Jahren eingesparten Energien und Emissionen, so weist das Konzept mit Aquifer-Wärmespeicher die niedrigsten Werte auf. Dies ist hauptsächlich auf den vergleichsweise hohen Hilfsenergieaufwand für den Betrieb der Pumpen zurückzuführen. Weiterhin zeigt sich hierdurch, dass eine kurze energetische Amortisationszeit nicht immer mit höchsten Energieeinsparungen über die Lebensdauer einhergehen muss.

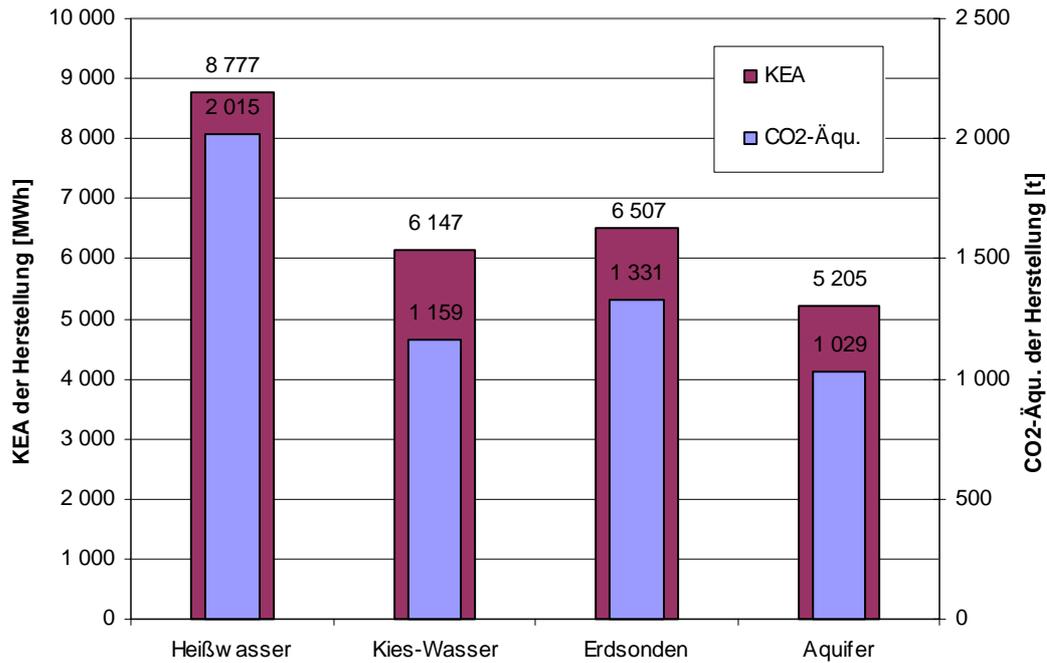


Bild 3.16: Aufgewandter KEA_H und verursachte Emissionen (CO₂-Äqu.) beim Bau verschiedener Speicherkonzepte

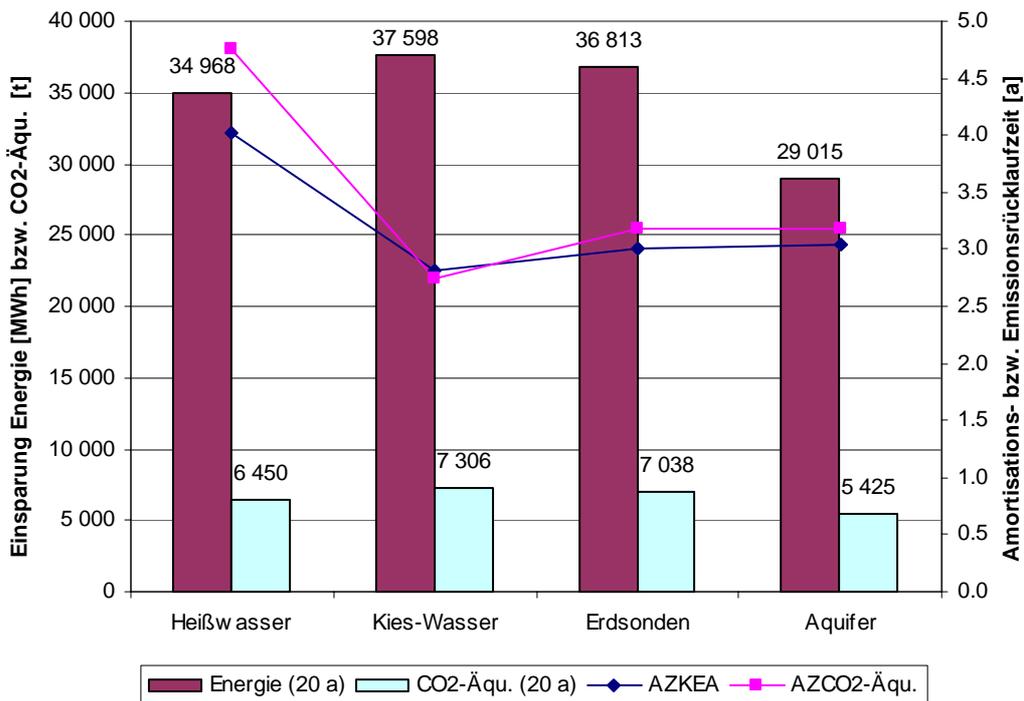


Bild 3.17: Energetische Amortisationszeit, Emissionsrücklaufzeit sowie Energie- und Emissionseinsparung bei den verschiedenen Konzepten über 20 Jahre (AZKEA: energetische Amortisationszeit; AZCO₂-Äqu.: Emissionsrücklaufzeit der CO₂-Äquivalente)

3.4.4.2 Variantenbetrachtung Nachheizkessel

Im Folgenden wird die Anlage Friedrichshafen (Bezug auf 1. und 2. BA) bilanziert, als ob anstelle des erdgasbetriebenen Brennwertkessels ein heizölbetriebener Niedertemperaturkessel zum Einsatz käme. In Tabelle 3.16 sind die energetischen Amortisationszeiten sowie die Emissionsrücklaufzeiten dargestellt. Aufgrund der im Vergleich zu Erdgas energieintensiveren Bereitstellung ($\eta = 0.83$) sowie der emissionsstärkeren Verbrennung von Heizöl, nehmen die jährlichen Einsparungen an Energie und Emissionen durch Solarnutzung zu und die energetische Amortisationszeit sowie die Emissionsrücklaufzeiten verkürzen sich merklich. Bezüglich der SO_2 -Äquivalente ist festzustellen, dass durch die Vermeidung der Verbrennung von Heizöl (Solarenergienutzung) eine Amortisation der Emissionen durch den Bau in der Größenordnung der Nutzungsdauer erfolgt²³. Aufgrund der höheren Effizienz bei der Bereitstellung als auch bei der Verbrennung ist der Einsatz eines erdgasbetriebenen Brennwertkessels vorzuziehen. Die in Tabelle 3.16 gezeigten im Vergleich zum Gas-Brennwertkessel kürzeren energetischen Amortisationszeiten sowie Emissionsrücklaufzeiten sind auf den Brennstoff Heizöl zurückzuführen. Weiterhin zeigt dieses Rechenbeispiel, dass bei bereits vorhandenen Heizölkesseln die nachträgliche Kombination mit einer Solaranlage zu erheblichen Verminderungen von Rohstoffverbrauch und Schadgasfreisetzung führt. Im Falle der Kombination der Solaranlage mit elektrisch betriebenen Heizgeräten würden sich die Einsparungen von Energie und Emissionen durch Solarnutzung weiter erhöhen und damit die Amortisationszeiten verringern. Durch die energieintensive Bereitstellung von Strom (Kraftwerkswirkungsgrade und Verteilverluste) ist diese Betrachtung lediglich theoretischer Art. Derartige Anlagen sollten im Neubau nicht realisiert werden.

²³ Der Schwefelgehalt von Heizöl EL beträgt ca. 0.2 Massenprozent [Baumbach 1993].

Tabelle 3.16: Energetische Amortisationszeit sowie Amortisationszeiten der Emissionen bei Nachheizung durch einen Öl-Niedertemperaturkessel (Friedrichshafen 1. und 2. BA)²⁴

	KEA	CO ₂ -Äqu.	SO ₂ -Äqu.
Aufwand bei Errichtung	8 777 MWh	2 018 120 kg	32 570 kg
Aufwand durch Hilfsaggregate	71 MWh/a	15 960 kg/a	86 kg/a
Einsparung durch Solarnutzung	2 439 MWh/a	648 540 kg/a	1 396 kg/a
Amortisationszeit	3.7 a	3.2 a	24.8 a
Nettoeinsparung über 20 Jahre	38 583 MWh	10 633 480 kg	-6 370 kg

3.4.5 Zusammenfassung

Es wurden solar unterstützte Nahwärmeversorgungen in Hinblick auf die bei der Herstellung aufgewendete Primärenergie (KEA_H) und die verursachten Emissionen untersucht. Weiterhin wurden deren Amortisationszeiten berechnet. Tabelle 3.17 zeigt zusammenfassend die Eckdaten und Kennziffern der verschiedenen Anlagen. Die energetischen Amortisationszeiten betragen für die SuN mit Kurzzeit-Wärmespeichern ca. 2 Jahre und liegen damit deutlich unter der Amortisationszeit von ca. 4.0 bzw. 6.0 Jahren für die SuN in Verbindung mit einem saisonalen Heißwasser-Wärmespeicher. Die Amortisationszeiten für die Treibhausgase (CO₂-Äqu.) liegen in etwa in der gleichen Größenordnung wie die energetischen Amortisationszeiten. Die beim Bau verursachten Luftschadstoffe (zusammengefasst unter SO₂-Äqu.) amortisieren sich nicht innerhalb der kalkulatorischen Nutzungsdauer und werden deshalb nicht gesondert aufgeführt. Dieser Effekt ist auf die Bereitstellung der Wärme durch einen mit Erdgas betriebenen Brennwertkessel sowie auf den Stromverbrauch der Hilfsaggregate zurückzuführen. Bei Einsatz eines Heizölkessels verkürzen sich sowohl die energetische Amortisationszeit als auch die Emissionsrücklaufzeiten. Durch die Verwendung des Energieträgers Heizöl erfolgt eine Amortisation der SO₂-Äquivalente in der Größenordnung der Nutzungsdauer. Trotzdem sollte der Einsatz eines im Vergleich zum Heizölkessel emissionsärmeren und

²⁴ berechnet, als wären ex-ante beide Bauabschnitte realisiert worden.

energetisch effizienteren Gas-Brennwertkessels die erste Wahl bei neu zu errichtenden Anlagen sein.

Die primärenergetischen Aufwendungen für die Errichtung der Anlage mit Langzeit-Wärmespeicher im Vergleich zu den Varianten mit Kurzzeit-Wärmespeicher liegen deutlich höher. Der dominierende Anteil ist dem Langzeit-Wärmespeicher mit ca. 46 % des gesamten KEA_H (1. und 2. BA) zuzuschreiben. Dies führt zu einer Verlängerung der Amortisation von eingesetzter Energie und beim Bau freigesetzte Emissionen. Die erreichbaren solaren Deckungsanteile (bezogen auf den Gesamtwärmebedarf) liegen durch die saisonale Wärmespeicherung deutlich über denen von Anlagen mit Kurzzeit-Wärmespeicher.

Tabelle 3.17: KEA_H , CO_2 -Äqu. (durch Bau der Anlage) sowie deren Amortisationszeiten

Anlage	Q_{Netz} [MWh/a]	$Q_{Solar, nutz}$ [MWh/a]	f_{sol} [%]	Absorberfläche [m ²]
Schwäbisch Gmünd ²⁵	111	47	33	85
Neckarsulm	2 694	113	4	360
Friedrichshafen (1. BA)	2 224	963	43	2 700
Friedrichshafen (1. + 2. BA)	4 106	1 915	47	5 600
Anlage	KEA_H [MWh]	AZ_{KEA} [a]	CO_2 -Äqu. [kg]	$AZ_{CO_2\text{-Äqu.}}$ [a]
Schwäbisch Gmünd	105	2.5	21 660	2.2
Neckarsulm	253	2.0	57 980	2.0
Friedrichshafen (1. BA)	6 457	6.0	1 556 050	7.5
Friedrichshafen (1. + 2. BA)	8 777	4.0	2 018 120	4.8

²⁵ nur Trinkwarmwasser-Erwärmung

Hinsichtlich des Energieaufwandes bei der Entsorgung der Anlage konnten aufgrund einer fehlenden Datenbasis keine Aussagen gemacht werden. Die hier ermittelte energetische Rücklaufzeit der Anlagen ist im Verhältnis zu deren Erntezeit jedoch ausreichend kurz.

Weiterhin kann die ganzheitliche Energie- und Emissionsbilanz bei vergleichbarer Wirtschaftlichkeit mehrerer Anlagenkonzepte als Entscheidungskriterium für die Realisierung herangezogen werden.

3.4.6 Projekte Steinfurt-Borghorst und Hannover-Kronsberg²⁶

Die ökologische Bilanzierung der Projekte Steinfurt und Hannover schließt neben der solar unterstützten Nahwärmeversorgung die Wohngebäude der Siedlung mit ein.

Es wurden alle Prozesse beginnend mit der Baustelleneinrichtung über die verbauten Materialien bis zur Nutzung der Anlagen erfasst. Die Auswertung erfolgt auf der Grundlage von [ÖES 1996]. In den Werten von [ÖES 1996] enthalten sind bei den meisten Basismaterialien alle Transporte bis zur Halbzeugfertigung. Für den Transport von den Fertigungsstätten zur Baustelle wurde eine Wegstrecke von 200 km in die Bilanzierung eingerechnet. Als Entfernung der Baustelle vom Bauhof der Erdbaufirma wurde eine Strecke von 10 km veranschlagt. Für die Entfernung zu allen anderen Lagerstätten (Bodendeponie, Materiallager) sowie zum nächsten Baustoffhändler wurden 20 km festgesetzt.

Eine der wesentlichen Annahmen ist die pauschale Berücksichtigung von Armierungsstahl in den hier bilanzierten Hochbauten. Während für den Speicher in Hannover detaillierte Abrechnungen zu den verbauten Stahlmassen vorlagen, gab es für die meisten Stahlbetonbauteile (z. B. Fertigteile der Außenfassade in Hannover oder die Stahlbetondecken der Gebäude in Steinfurt) keine Angaben zur Bewehrung. Hier wurde vereinfachend ein Stahlanteil von drei Volumenprozent des jeweiligen Bauteils berücksichtigt.

Bei der Bilanzierung lagen zum Teil unterschiedliche Daten zur Produktion der Baustoffe vor. Um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten, blieben immer die Herstellerangaben Grundlage der verbrauchten Materialien und Energiemengen, nicht bereits erstellte Ökobilanzen anderer Autoren.

²⁶ Beitrag von M. Bodmann und V. Huckemann (IGS der TU Braunschweig)

Für die Untersuchung wurde ein Bilanzzeitraum von 20 Jahren angesetzt. In der Nutzungsphase wurden Energieaufwendungen wie Wärmeverbrauch und Pumpenströme in den verschiedenen Bilanzbereichen berücksichtigt und nach [ÖES 1996] bewertet.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Bilanzierung getrennt für die Projekte Steinfurt und Hannover vorgestellt.

3.4.6.1 Steinfurt

Gesamtsystem

Die Solarsiedlung in Steinfurt-Borghorst umfasst 42 Wohneinheiten mit einer Gesamtwohnfläche von rund 3 800 m², aufgeteilt in elf Reihen-, vier Doppel-, fünf Drei- und zwei Vierfamilienhäuser (s. Bild 2.38). Die Gebäude wurden mit unterschiedlichem, erhöhtem Wärmedämm-Standard (NEH und NstH) realisiert. Der Gesamtwärmebedarf der Siedlung beläuft sich auf ca. 325 MWh/a, etwa 110 MWh/a werden nach Auslegung über die Solaranlage geliefert.

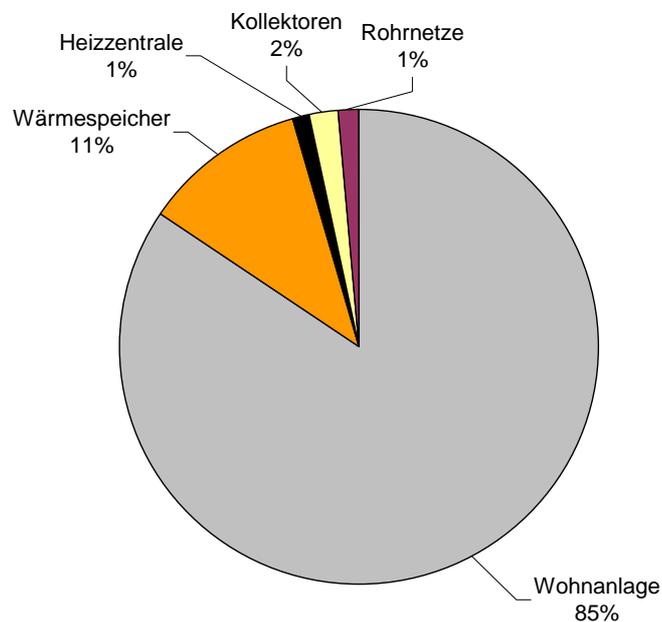
Die Bilanzierung von je einem Reihen- und Doppelhaus erfolgte auf Grundlage der Ausführungspläne. Die Gebäudetechnik wurde auf Basis eigener Berechnungen berücksichtigt. Um einen Gesamtwert für die Wohnsiedlung zu erhalten, wurden die jeweiligen ermittelten Werte mit der Anzahl der Haustypen multipliziert. Die Mehrfamiliengebäude wurden als Doppelhäuser betrachtet. Die Gesamtbilanzierung für die Herstellung hinsichtlich des kumulierten Energieaufwandes (KEA) sowie der verursachten Emissionen ist in Tabelle 3.18 dargestellt. In den Zahlenwerten sind die zuvor erläuterten Transportaufwendungen enthalten. Die Systemkomponenten Wohnanlage, Wärmespeicher und Kollektoren werden unten detaillierter betrachtet.

Tabelle 3.18: Gesamtbilanz Steinfurt (Herstellung)

	KEA_H [MWh]	CO₂-Äqu. [t]	SO₂-Äqu. [kg]
1. Wohnanlage	9 370	2 087	11 344
2. Wärmespeicher	1 231	242	1 896
3. Heizzentrale	101	23	213
4. Kollektoren	214	47	339
5. Rohrnetze ¹⁾	166	24	585
Summe	11 081	2 423	14 377

¹⁾ Wärmeverteilnetz und Solarnetz

Nach Tabelle 3.18 und Bild 3.18 entfallen rund 85 % des KEA auf die Herstellung der Wohnanlage. Die restlichen 15 % werden durch die Komponenten der solar unterstützten Nahwärmeversorgung – vor allem durch den Wärmespeicher – verursacht.

**Bild 3.18: Anteile am KEA_H zur Errichtung der Siedlung (Steinfurt)**

Über einen Bilanzzeitraum von 20 Jahren ergeben sich unter Berücksichtigung der Nutzenergien die in Tabelle 3.19 dargestellten Ergebnisse. Der hohe KEA für die Position „Rohrnetze“ ist auf die im Vergleich zum Wärmeverbrauch der Gebäude relativ hohen Verluste im Wärmeverteilnetz zurückzuführen.

Tabelle 3.19: Gesamtbilanz Steinfurt (Bilanzzeitraum 20 Jahre)

	KEA_{H+N} [MWh]	CO₂-Äqu. [t]	SO₂-Äqu. [kg]
1. Wohnanlage	15 498	3 439	12 741
2. Wärmespeicher	1 426	284	2 116
3. Heizzentrale	192	42	270
4. Kollektoren	289	63	424
5. Rohrnetze	1 850	377	866
6. Solarertrag	-2 583	-536	-404
Summe	17 043	3 669	16 013

Folgende Verbräuche wurden bei den jeweiligen Positionen einbezogen:

- Wohngebäude: Wärmeverbrauch inkl. Hilfsenergien
- Wärmespeicher: Pumpenstrom für die Be- und Entladung
- Heizzentrale: Verluste der Wärmebereitstellung, Stromverbrauch der Regelung
- Kollektoren: Pumpenstrom des Solarkreises
- Rohrnetze: Wärmeverluste sowie Pumpenstrom Wärmeverteilnetz
- Solarertrag: ins Wärmenetz eingespeiste Solarwärme (Emissionsgutschrift und Energiegewinn bewertet als eingesparter Brennstoff)

Betrachtet man zwecks Vergleichbarkeit mit den oben aufgeführten Projekten allein die solaren Komponenten, ergibt sich ein kumulierter Energieaufwand für die Herstellung von rund 1500 MWh (s. Tabelle 3.20). Unter Berücksichtigung des jährlichen Aufwands für den Betrieb sowie der Energieeinsparung durch die Solarenergienutzung betragen die energetische Amortisationszeit sowie die Amortisationszeit der CO₂-Äquivalente ca. 13 Jahre, eine Nettoenergieeinsparung im Nutzungszeitraum wird erzielt. Innerhalb der Nutzungsdauer werden rund 800 MWh Primärenergie eingespart und etwa 175 t CO₂-Emissionen vermieden.

Tabelle 3.20: Energetische Amortisationszeit sowie Amortisationszeiten der Emissionen (Solaranlage Steinfurt)

	KEA	CO₂-Äqu.	SO₂-Äqu.
Aufwand Herstellung	1508 MWh	303 t	2421 kg
Aufwand Nutzung	13.5 MWh/a	2.9 t/a	15 kg/a
Einsparung durch Solarnutzung	129 MWh/a	26.8 t/a	20 kg/a
Amortisationszeit	13.1 a	12.7 a	-
Nettoeinsparung über 20 Jahre	802 MWh	175 t	-2 321 kg

Wohnanlage

Die Gebäude wurden in Massivbauweise mit Satteldächern aus vorgefertigten Holztafelelementen ausgeführt. Keller wurden nicht realisiert.

Den größten Anteil am Gesamt-KEA der Wohngebäude besitzt mit 59 % der Rohbau insbesondere durch den Einsatz von Stahlbeton in der Sohlplatte sowie den Decken. Der Anteil der Haustechnik am Gesamt-KEA ist gering. Tabelle 3.21 und Bild 3.19 zeigen diesen Sachverhalt.

Tabelle 3.21: Bilanz Wohnanlage Steinfurt (Herstellung)

	KEA_H [MWh]	CO₂-Äqu. [t]	SO₂-Äqu. [kg]
Rohbau	5 557	1 716	5 391
Fenster, Türen	489	32	278
Dämmung	899	201	1 806
Haustechnik	487	89	2 087
Ausbau, Dach	1 371	-78	716
Transporte	566	127	1 066
Summe	9 370	2 087	11 344

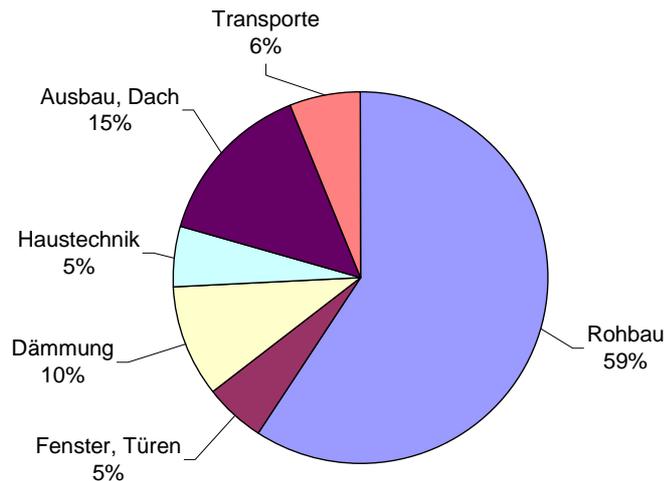


Bild 3.19: Anteile am KEA_H zur Errichtung der Wohnanlage (Steinfurt)

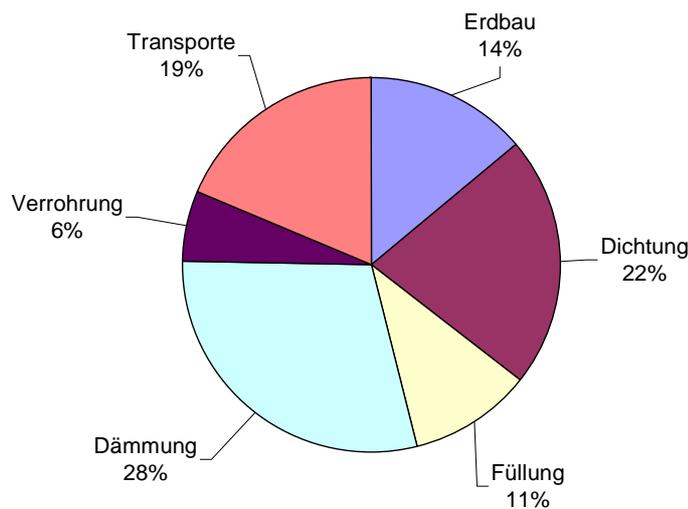
Wärmespeicher

Der Langzeit-Wärmespeicher wurde unterirdisch als Kies-Wasser-Wärmespeicher mit einem Volumen von rund 1 500 m³ ausgeführt. Er besitzt die Form eines umgedrehten Pyramidenstumpfes mit einem Böschungswinkel von 50 ° und eine Erdüberdeckung von ca. 1 m. Zur Verringerung der Wärmeverluste wurde der Speicher an den Flanken/Wänden und in der Decke mit Blähglasgranulat gedämmt. Im Bodenbereich wurden Schaumglasplatten eingesetzt. Das Blähglasgranulat, ein Recyclingprodukt aus Glas, wurde im Wandbereich in Vlies-säcke verfüllt, im Deckenbereich wurde es als lose Schüttung aufgebracht. Der Wärmespeicher ist rundherum mit einer Kunststoff-Folie aus modifiziertem Polypropylen (PP) abgedichtet. Im Boden und im Wandbereich wurde die Folie doppellagig ausgeführt. Zur Vermeidung der Wasserdampf-Diffusion durch die PP-Folie wurde eine Dampfsperre in die Speicherwand eingebaut (aluminium-kaschierte PE-Folie). Zur Be- und Entladung des Speichers wurde ein insgesamt rund 7 000 m langes Rohrschlängensystem aus hochtemperaturbeständigem Kunststoff in sechs Ebenen in die Kiesschüttung eingebracht.

Die Ergebnisse der Bilanzierung sind in Tabelle 3.22 zusammengestellt. Bild 3.20 zeigt die prozentuale Aufteilung am kumulierten Energieaufwand. Durch das Fehlen eines konstruktiven Baukörpers sind die Dämmung und Dichtung entscheidende Größen für den KEA. Zu beachten sind die Transportaufwendungen, die einen Anteil von 19% am Gesamt-KEA des Wärmespeichers ausmachen.

Tabelle 3.22: Bilanz Wärmespeicher Steinfurt (Herstellung)

	KEA_H [MWh]	CO₂-Äqu. [t]	SO₂-Äqu. [kg]
Erdbau	171	38.9	253
Dichtung	265	34.2	443
Füllung	131	30.3	155
Dämmung	360	74.3	277
Verrohrung	73	12.3	358
Transporte	230	52.2	410
Summe	1 231	242.2	1 896

**Bild 3.20: Anteile am KEA_H zur Errichtung des Wärmespeichers (Steinfurt)**

Kollektoren

In Steinfurt wurden großflächige Kollektormodule mit einer Gesamtaperturfläche von 510 m² direkt in die Dachhaut integriert. Die einzelnen Kollektormodule besitzen einen Rahmen aus Aluminiumprofilen; die Dämmung besteht aus Mineralwolle und PU-Schaumplatten. Die Absorber wurden selektiv im Sputter-Verfahren beschichtet. Die Bilanzierung der Kollektoren-

ren erfolgte auf der Grundlage von Herstellerangaben. Tabelle 3.23 zeigt die Ergebnisse der Bilanzierung.

Tabelle 3.23: Bilanz Kollektoren Steinfurt (Herstellung)

	KEA_H [MWh]	CO₂-Äqu. [t]	SO₂-Äqu. [kg]
Rahmen + Abdeckung	112	26.2	147
Absorber + Beschichtung	63	13.9	131
Dämmung	21	4.6	43
Dichtung	16	1.8	15
Transporte	2	0.5	4
Summe	214	47.1	339

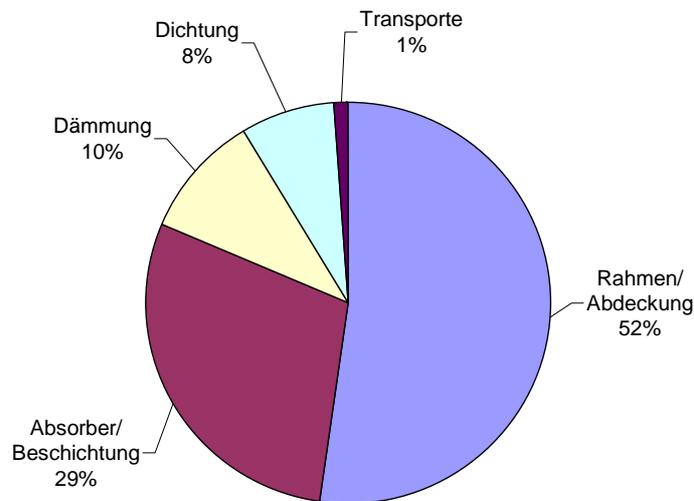


Bild 3.21: Anteile am KEA_H zur Herstellung der Kollektoren (Steinfurt)

Nach Bild 3.21 betragen Rahmen und Abdeckung 52 % am Gesamt-KEA für die Kollektoren; auf den Aluminium-Rahmen allein entfallen ca. 29 %. Der Transportanteil am Gesamt-KEA ist vernachlässigbar gering.

3.4.6.2 Hannover

Gesamtsystem

Bild 2.67 zeigt eine Luftaufnahme der Solarsiedlung Hannover, in der 106 Wohneinheiten mit einer Gesamtwohnfläche von rd. 7 350 m² errichtet wurden. Die zwei- bis viergeschossigen Wohngebäude wurden in Beton-Fertigteilbauweise erstellt. Der Wärmeschutz entspricht dem Niedrigenergiehaus-Standard (rd. 55 kWh/m²a). Der Gesamtwärmebedarf der Siedlung beträgt ca. 694 MWh/a, der solare Nutzwärmeertrag für den langfristigen Betrieb wurde zu etwa 270 MWh/a berechnet.

Die Bilanzierung der Wohnanlage erfolgte stellvertretend für das Gebäude C (s. Bild 2.70); die Ergebnisse wurden anschließend über die Wohnfläche auf die Wohnanlage umgerechnet. Die Bilanz für die Herstellung des Gesamtsystems ist in Tabelle 3.24 dargestellt. Die Systemkomponenten Wohnanlage, Wärmespeicher und Kollektoren werden unten detaillierter betrachtet.

Tabelle 3.24: Gesamtbilanz Hannover (Herstellung)

	KEA_H [MWh]	CO₂-Äqu. [t]	SO₂-Äqu. [kg]
1. Wohnanlage	19 445	5 209	22 872
2. Wärmespeicher	1 941	476	3 426
3. Heizzentrale	64	15	597
4. Kollektoren	1 101	102	1 659
5. Rohrnetze	215	22	858
Summe	22 766	5 824	29 413

Bild 3.22 zeigt die prozentualen Anteile am Gesamt-KEA der Herstellung. Der KEA für den Bau der Wohnanlage entspricht mit 85% recht genau dem berechneten KEA für die Wohnanlage in Steinfurt. Der KEA für den Wärmespeicher erreicht mit 9% den höchsten Anteil an den Komponenten der solar unterstützten Nahwärmeversorgung.

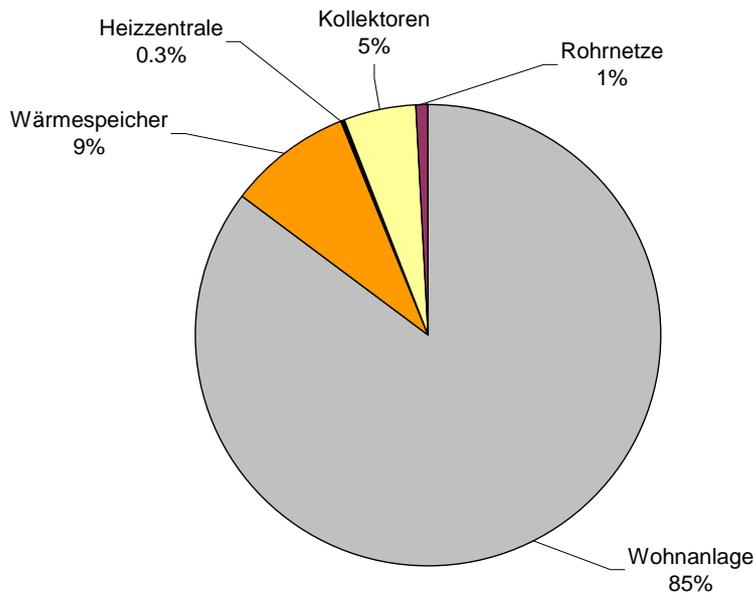


Bild 3.22: Anteile am KEA_H zur Errichtung der Siedlung (Hannover)

Tabelle 3.25 zeigt die Ergebnisse für die Betrachtung über einen Bilanzzeitraum von 20 Jahren. Die für die Berücksichtigung der Verbräuche in Steinfurt beschriebene Zuordnung gilt analog.

Tabelle 3.25: Gesamtbilanz Hannover (Bilanzzeitraum 20 Jahre)

	KEA_{H+N} [MWh]	CO₂-Äqu. [t]	SO₂-Äqu. [kg]
1. Wohnanlage	35 319	8 564	26 245
2. Wärmespeicher	2 098	510	3 603
3. Heizzentrale	443	58	651
4. Kollektoren	1 155	110	1 699
5. Rohrnetze	1 389	297	1 245
6. Solarertrag	-6 340	-1 316	-991
Summe	34 064	8 222	32 452

Bei separater Betrachtung der solaren Komponenten ergibt sich ein kumulierter Energieaufwand für die Herstellung von rund 3 300 MWh. Unter Berücksichtigung des jährlichen Aufwands für den Betrieb sowie der Energieeinsparung durch die Solarenergienutzung beträgt die

energetische Amortisationszeit etwa 11 Jahre. Eine Amortisation der Emissionen ist nach rund 10 Jahren gegeben. Innerhalb der Nutzungsdauer werden rund 2 800 MWh Primärenergie eingespart und etwa 650 t CO₂-Emissionen vermieden.

Tabelle 3.26: Energetische Amortisationszeit sowie Amortisationszeiten der Emissionen (Solaranlage Hannover)

	KEA	CO₂-Äqu.	SO₂-Äqu.
Aufwand Herstellung	3 290 MWh	611 t	6 392 kg
Aufwand Nutzung	13 MWh/a	2.6 t/a	13 kg/a
Einsparung durch Solarnutzung	317 MWh/a	65.9 t/a	49 kg/a
Amortisationszeit	10.8 a	9.7 a	-
Nettoeinsparung über 20 Jahre	2 790 MWh	655 t	-5 672 kg

Wohnanlage

Die Gebäude wurden in Beton-Fertigteilbauweise erstellt; sie sind unterkellert. Die als Solar-dachsegmente ausgeführten Kollektorflächen wurden bei der Bilanzierung der Gebäude nicht berücksichtigt.

Den größten Anteil am Gesamt-KEA der Wohngebäude besitzen mit 44 % Decken sowie Sohle inkl. Fundament. Der Anteil der Haustechnik am Gesamt-KEA ist gering. Tabelle 3.27 und Bild 3.23 zeigen diesen Sachverhalt.

Tabelle 3.27: Bilanz Wohnanlage Hannover (Herstellung)

	KEA_H [MWh]	CO₂-Äqu. [t]	SO₂-Äqu. [kg]
Decken (inkl. Sohle)	8 439	2 473	9 929
Außenwände	4 873	1 112	4 778
Ausbau/Dach	4 358	1 193	5 354
Haustechnik	748	200	880
Transporte	1 026	231	1 932
Summe	19 445	5 209	22 872

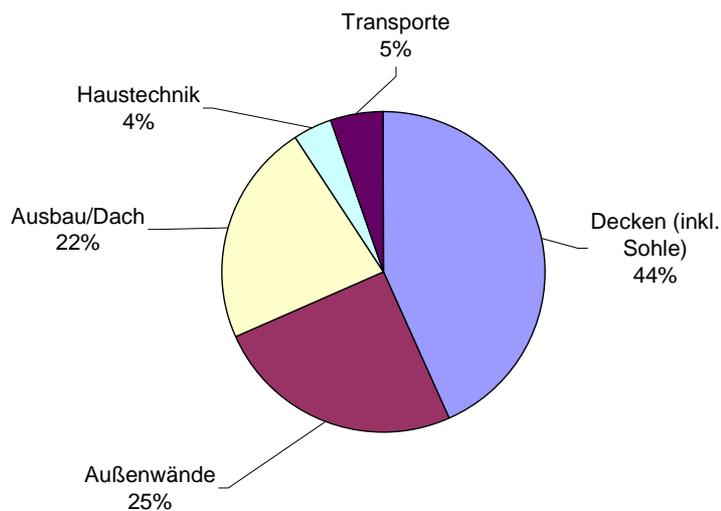


Bild 3.23: Anteile am KEA_H zur Errichtung der Wohnanlage (Hannover)

Wärmespeicher

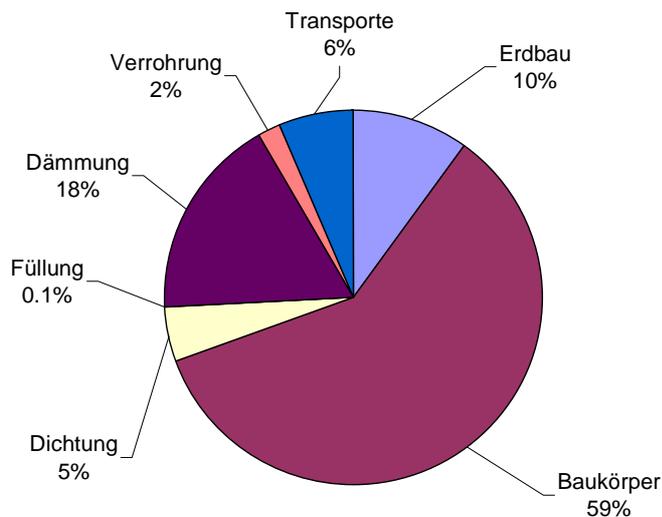
Der Heißwasser-Wärmespeicher in Hannover wurde als zylindrischer Betonbehälter mit freitragendem Kegelstumpf-Schalendach aus Spannbeton ausgeführt. Der Innendurchmesser des Zylinders beträgt 19 m und die maximale lichte Höhe erreicht rd. 11 m.

Als Beton wurde ein nahezu wasserdampf-diffusionsdichter Hochleistungsbeton (HLB) der Qualität B 85 eingesetzt. Er übernimmt neben der statischen auch die dichtende Funktion. Durch die verbesserte Dichtigkeit des HLB konnte auf eine innenliegende Edelstahlauskleidung wie bei den Heißwasser-Wärmespeichern in Friedrichshafen und Hamburg verzichtet werden. Die Dichtigkeit wurde durch den Zusatz von Microsilica erreicht [Reineck 2000]. Decke und Zylinderwand des Heißwasser-Wärmespeichers wurden außen mit einer Schüttung aus druckbeständigem Blähglas-Granulat gedämmt. Die Schichtdicke der Dämmung wächst im Bereich der Speicherwand von 30 cm im unteren auf 70 cm im oberen Bereich an. Im Bereich des Speichereinstiegs wurde Foamglas eingesetzt, die übrige Speicherdecke wurde mit 70 cm Blähglasgranulat überdämmt. Der Einbau erfolgte lagenweise in Säcken.

Tabelle 3.28 zeigt die Herstellungsbilanz des Speichers. In Bild 3.24 sind die Anteile am Gesamt-KEA der Herstellung dargestellt. Der Hauptanteil am KEA mit rund 60 % wird durch den Baukörper aus Stahlbeton verursacht. Der Anteil für die Dichtung, der den Betonzuschlag sowie die eingesetzten Folien berücksichtigt, fällt mit 5 % gering aus.

Tabelle 3.28: Bilanz Wärmespeicher Hannover (Herstellung)

	KEA_H [MWh]	CO₂-Äqu. [t]	SO₂-Äqu. [kg]
Erdbau	194	46.9	255
Baukörper	1 156	311.2	2 349
Dichtung	88	19.0	83
Füllung	1	0.3	2
Dämmung	343	62.2	338
Verrohrung	34	8.7	163
Transporte	125	28.0	235
Summe	1 941	476.3	3 426

**Bild 3.24: Anteile am KEA_H zur Errichtung des Wärmespeichers (Hannover)**

Kollektoren

Die Kollektoren mit einer Gesamtaperturfläche von 1 473 m² wurden als sog. „Solarroof light“ ausgeführt. Das Tragwerk der großflächigen Solardachsegmente besteht aus Halbsparren, die über Querriegel und eine rückwandige Seekieferplatte ausgesteift werden (s. Bild 3.25). Durch ein Aluminiumblech wird der Kollektorraum gasdicht vom umgebenden Holz

und der Wärmedämmung getrennt. Die Wärmedämmung ist mehrschichtig aufgebaut. Oberhalb des Aluminiumblechs befindet sich eine Isolierung aus Mikroglasfasergewebe, unterhalb eine Dämmung aus Mineralfaserplatten und PU-Schaumplatten. Die selektive Beschichtung der Absorber besteht aus Schwarzchrom.

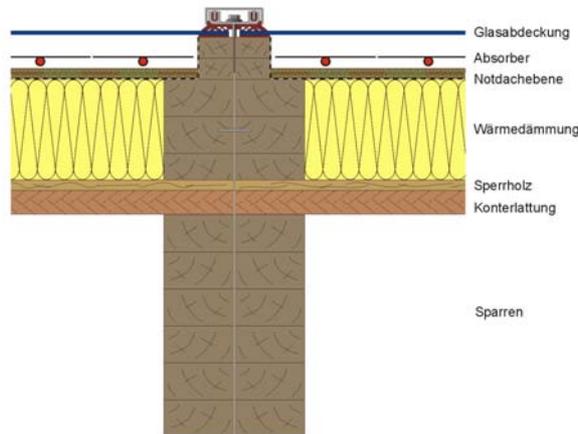


Bild 3.25: Schematischer Aufbau des Solardachsystems

Die Bilanzierung der Kollektoren erfolgte auf der Grundlage von Herstellerangaben. Die Ergebnisse der Bilanzierung sind in Tabelle 3.29 zusammengefasst. Die prozentuale Aufteilung am Gesamt-KEA zeigt Bild 3.26. Der überproportionale Anteil der Position Rahmen und Abdeckung ist neben der Glasabdeckung und den eingesetzten Aluminiumblechen auf den Energieinhalt der eingesetzten Holzwerkstoffe zurückzuführen.

Tabelle 3.29: Bilanz Kollektoren Hannover (Herstellung)

	KEA_H [MWh]	CO₂-Äqu. [t]	SO₂-Äqu. [kg]
Rahmen/Abdeckung	818	45.7	637
Absorber + Beschichtung	159	31.5	787
Dämmung	97	20	197
Dichtung	13	1.5	12
Transporte	14	3.0	26
Summe	1 101	101.7	1 659

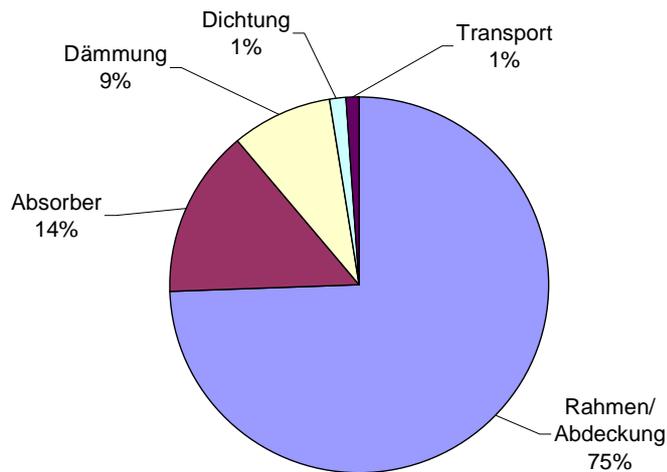


Bild 3.26: Anteile am KEA_H zur Herstellung der Kollektoren (Hannover)

3.4.6.3 Zusammenfassung

Die dargestellten Ergebnisse der ökologischen Bilanzierungen der Pilotprojekte Steinfurt und Hannover zeigen den dominierenden Einfluss der Wohngebäude. In beiden Projekten werden etwa 85 % des kumulierten Energieaufwandes der Herstellung für die Wohngebäude benötigt. Den größten Anteil am kumulierten Energieaufwand der solar unterstützten Nahwärmeversorgungen erreichen die Langzeit-Wärmespeicher mit rund 10 % am gesamten kumulierten Energieaufwand der Herstellung. Eine energetische Amortisation der Aufwendungen für die solar unterstützte Nahwärmeversorgung wird während der Nutzungszeit erreicht. Jedoch fällt diese mit jeweils über 10 Jahren im Vergleich zu der oben dargestellten Nahwärmeversorgung in Friedrichshafen deutlich schlechter aus. Ein Einfluss der Anlagengröße bleibt festzustellen. Dieser ist in der weiteren Bearbeitung detaillierter darzulegen.

Grundlage der durchgeführten Bilanzierung sind die in [ÖES 1996] aufgeführten Werte. Der Einsatz von Recyclingprodukten ist in dieser Datengrundlage bisher ungenügend berücksichtigt. Als Beispiel sei der Anteil von wiedergenutzten Stoffen im Zement angeführt, der in der durchgeführten Bilanzierung nicht berücksichtigt wurde. Die dargestellte Bilanzierung lässt somit für den gegenwärtigen Datenstand eine Aussage hinsichtlich der Einflüsse zu. Eine abschließende Beurteilung ist jedoch nicht möglich.

4 Weiterentwicklung der Langzeit-Wärmespeicher

Langzeit-Wärmespeicher stellen die entscheidende Komponente für solar unterstützte Nahwärmeversorgungen mit beträchtlichen solaren Deckungsanteilen von mehr als 20 % dar, um die im Sommer gespeicherte Solarwärme in die Wintermonate mit hohem Heizwärmebedarf zu transferieren. Prinzipiell stehen vier Grundtypen von Wärmespeichern zur Verfügung (siehe Bild 4.1). Die Anforderungen des einzelnen Typs an den möglichen Standort sind detailliert in [Benner 1999a] nachzulesen. Im Laufe dieses Forschungsprojektes wurde die Technik dieser Wärmespeicher kontinuierlich weiterentwickelt, um deren energetische, ökologische und ökonomische Effizienz weiter zu verbessern. Im folgenden sind die Weiterentwicklungen der Langzeit-Wärmespeicher gegenüber dem vorangegangenen Forschungsbericht [Benner 1999a] dargestellt.

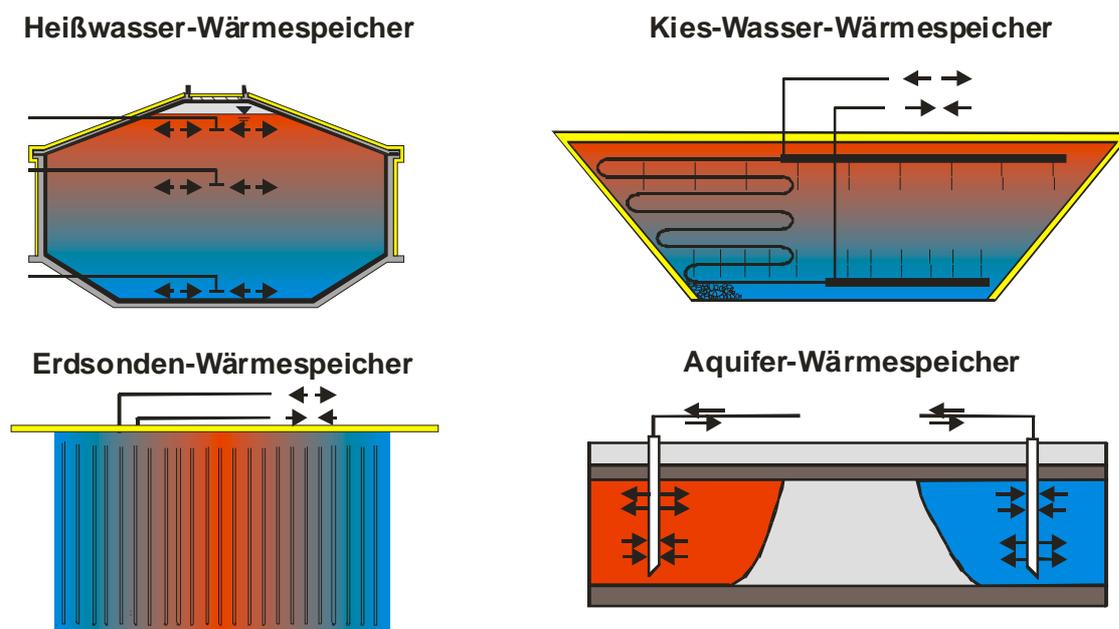


Bild 4.1: Grundtypen der Wärmespeicher

4.1 Heißwasser-Wärmespeicher

Der Heißwasser-Wärmespeicher zeichnet sich besonders durch die vielseitige Einsetzbarkeit aus. Die Anforderungen an den Untergrund sowie bisherige Entwicklungen wie die Wärmespeicher in Friedrichshafen und Hamburg sind in [Benner 1999a] ausführlich dokumentiert.

4.1.1 Friedrichshafen

Der Langzeit-Wärmespeicher in Friedrichshafen mit einem Volumen von 12 000 m³ (siehe Bild 4.2) ist seit 1996 im Betrieb. Gegenüber dem Planungswert von ca. 220 MWh/a ergeben sich in der Wärmebilanz Speicherwärmeverluste von 322 bis 360 MWh/a (siehe Abschnitt 2.1.1.2). Um die Ursachen dieser erhöhten Wärmeverluste zu bestimmen, wurden Potenzialabschätzungen zu verschiedenen Punkten vorgenommen (siehe auch [Benner 2000]).

- Der Dachbereich des Wärmespeichers unterhalb des Edelstahldeckels ist nicht wärme gedämmt. Abschätzungen der Wärmeverluste ergeben einen Wert von ca. 6 MWh/a, die durch Anbringung einer Wärmedämmung zu vermeiden sind.
- Es können Wärmeverluste durch versickerndes Regenwasser auftreten, das Wärme aus dem Boden aufnimmt und über die Drainage abgeführt wird. Die Wärmeverluste können ca. 16 MWh/a betragen und sind nicht zu verhindern.
- Der Wärmespeicher ist von sechs Revisionsschächten (Lage siehe Bild 4.3) mit Tiefen von 11 und 16 m umgeben. Es wurde im Winter wiederholt festgestellt, dass aus den Deckeln der Schächte Dampf aufsteigt.
- In einigen Bereichen des Wärmespeichers kann die Wärmedämmwirkung der Mineralwolle durch Wassereintritt herabgesetzt sein. Abschätzungen für sehr ungünstige Randbedingungen ergeben hier Werte von bis zu 200 MWh/a.
- Zur Be- und Entladung des Wärmespeichers sind Rohre mit einer Gesamtlänge von 55 m zwischen Wärmespeicher und Heizzentrale verlegt. Diese Rohre wurden im Jahr 2002 für 6600 h zur Be- und Entladung eingesetzt. Der Temperaturabfall des Fluids zwischen Heizzentrale und Wärmespeicher kann derzeit messtechnisch nicht erfasst werden. Bei Annahme eines Temperaturabfalls von 0.5 K und Annahme durchschnittlicher Volumenströme bei Be- und Entladung ergeben sich Wärmeverluste von mindestens 50 MWh/a.



Bild 4.2: Ansicht des Langzeit-Wärmespeichers während der Bauphase mit der Heizzentrale im Hintergrund



Bild 4.3: Lage der Revisionsschächte um den Langzeit-Wärmespeicher (Tiefe der Schächte)

Es ist zu erkennen, dass besonders die drei letztgenannten Punkte hohe Potenziale zur Verminderung der Wärmeverluste ergeben.

Im Jahr 2000 wurden die Temperaturen in den sechs Revisionsschächten mit Widerstandsthermometern (Pt100) gemessen, um Aussagen über den konvektiven Wärmetransport in den Schächten und aus den Schächten in die Umgebung zu gewinnen. Durch die Temperaturmessungen können ebenfalls Bereiche mit herabgesetzter Wärmedämmwirkung erkannt werden. Derartige Bereiche sind durch höhere Temperaturen in dem jeweiligen Schacht im Vergleich zu anderen Schächten gekennzeichnet.

In Bild 4.4 sind ausgewählte Ergebnisse der Vermessung dargestellt. Man erkennt, dass die Temperaturen mit zunehmender Tiefe im Schacht 1 ansteigen. Wärme wird vom unteren in den oberen Teil des Schachtes transportiert. Ursache hierfür ist vermutlich eine gute Belüftung d. h. Konvektion im Schacht. Dies führt zu erhöhten Wärmeverlusten. Dieser Wärmetransport führt zu einer Abkühlung des Erdreichs um den Schacht. Betrachtet man die Temperaturniveaus, fällt auf, dass in Schacht 1 eine um 10 K höhere Temperatur als in Schacht 5 oder Schacht 6 vorliegt. Grund hierfür kann eine erhöhte Wärmeleitfähigkeit des Dämmstoffes im Bereich um Schacht 1, aber auch die größere Tiefe des Schachtes 1 sein (Wärmezufuhr durch den unteren nicht wärmedämmten Speicherbereich).

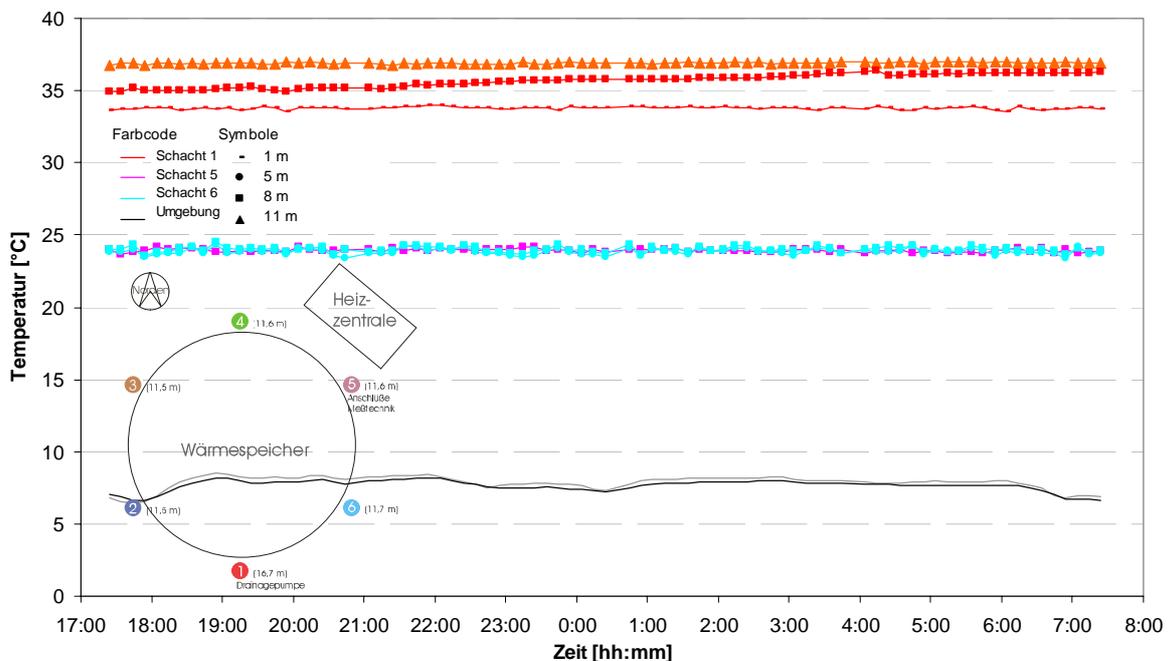


Bild 4.4: Temperaturen der Umgebung und in den Drainageschächten (7. / 8.11.2000)

Die Luftströmung aus Schacht 1 ist in Bild 4.5 – mit Hilfe einer Nebelmaschine visualisiert – zu sehen.

Der Austausch der Raumluft kann mit einer Luftwechsellmessung bestimmt werden. Für Luftwechsellmessungen wird schon lange erfolgreich die Spurengastechnik eingesetzt. Dabei wird in der zu untersuchenden Zone ein geeignetes Spurengas - auch Indikatorgas oder Tracer genannt - ausgebracht, und der zeitliche Verlauf der Spurengaskonzentration wird aufgezeichnet. Die Berechnung der Luftwechselzahl aus dem Verlauf von Tracergaskonzentrationen beruht darauf, dass hier bei der mathematischen Auswertung vorausgesetzt wird, dass die Luft und damit auch das Tracergas während der gesamten Messdauer vollständig durchmischt sind. Der Luftwechsel eines Raumes oder Gebäudes gibt an, wie viel m^3 Luft von außen in einer Stunde bezogen auf das Raumvolumen einströmt. Diese quantitative Bestimmung mit Angabe einer Luftwechselzahl macht keine Aussage darüber, an welchen Stellen die Luft eingetreten ist oder wie sich die eingeströmte Luft im Gebäude verteilt. Die Messungen wurden in Anlehnung an DIN EN ISO 12569 (Wärmeschutz in Gebäuden - Bestimmung des Luftwechsels von Gebäuden - Indikatorgasverfahren) und VDI 4300, Blatt 7 (Bestimmung der Luftwechselzahl in Innenräumen) durchgeführt. Im Gegensatz zur Blower-Door-Messung werden hierbei die natürlichen Druck- und Strömungsverhältnisse nicht verändert.

Zunächst wurde die Raumluft im jeweiligen Schacht über einen Schlauch in unterschiedlichen Höhen (um gute Durchmischung zu erzielen) mit einem Tracergas (N_2O) angereichert. Durch den Luftaustausch mit der Umgebung nimmt die Anfangskonzentration, wie in Bild 4.6 gezeigt, ab. Die ermittelten Luftwechselzahlen liegen bei 2.4 1/h für Schacht 5 und bei 2.8 1/h für Schacht 1.



Bild 4.5: Visualisierte Luftströmung aus Schacht 1

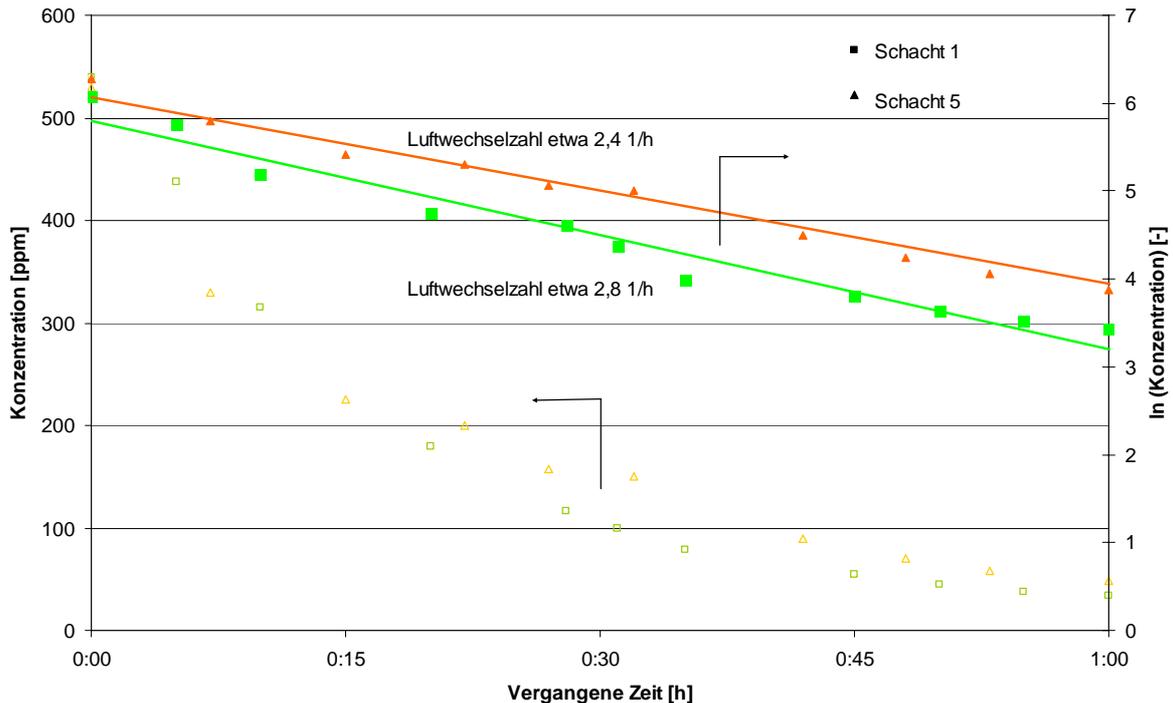


Bild 4.6: Bestimmung der Luftwechselzahl der Revisionsschächte um den Wärmespeicher in Friedrichshafen am 08.11.2000

Auf Grundlage der Ergebnisse der oben aufgeführten Messergebnisse wurden alle Revisionsschachtdeckel im Jahr 2001 mit einer Wärmedämmung aus Hartschaum-Polystyrol (Dicke 10 cm) gedämmt. Des Weiteren wurden CFD-Simulationsrechnungen durchgeführt, um die durch Anbringung der Wärmedämmung vermiedenen Wärmeverluste zu quantifizieren. Eine genaue messtechnische Quantifizierung der durch diese Maßnahme vermiedenen Wärmeverluste ist aufgrund der Überlagerung mehrerer Effekte in einem Jahr (wie Ausfall einer Drainagepumpe, unterschiedliche Temperaturen im Wärmespeicher in verschiedenen Jahren) und damit nicht exakt gleicher Randbedingungen bei Erstellung der Jahresbilanz nicht möglich. Grundlage dieser CFD-Berechnungen sind am Schacht gemessene Temperaturen vor Anbringung der Wärmedämmung. Dieses Temperaturprofil wurde durch das CFD-Modell ohne Wärmedämmung nachgestellt und die Wärmeverluste über die Schachtdeckel bestimmt. Es ergibt sich ein Wert von maximal 5.7 MWh/a für alle Revisionsschachtdeckel. In dieses Modell wurde nun die verwendete Wärmedämmung integriert. Die Wärmeverluste betragen demnach nun maximal 0.6 MWh/a für alle Revisionsschachtdeckel [Panthalookaran 2002].

Ausblick

In Laufe zukünftiger Untersuchungen soll ein Teil der Wärmedämmung des Wärmespeichers freigelegt, entnommen und detailliert hinsichtlich der Wärmeleitfähigkeit und des Feuchtegehaltes vermessen werden, um vermutete Bereiche mit verminderter Wärmedämmwirkung infolge von Feuchteintritt zu identifizieren. Weiterhin werden Aufnahmen vom Wärmespeicher mit einer Infrarot-Kamera erstellt werden, um Bereiche mit erhöhten Temperaturen (z. B. durch gegenüber der Planung erhöhte Wärmeverluste der Be- und Entladeleitungen) zu bestimmen.

4.1.2 Hannover-Kronsberg²⁷

Ausführung

Der Heißwasser-Wärmespeicher wurde als zylindrischer Betonbehälter mit frei tragendem Kegelstumpf-Schalendach aus Spannbeton ausgeführt (s. Bild 4.7). Der Innendurchmesser beträgt ca. 19 m und die größte lichte Höhe erreicht rd. 11 m.

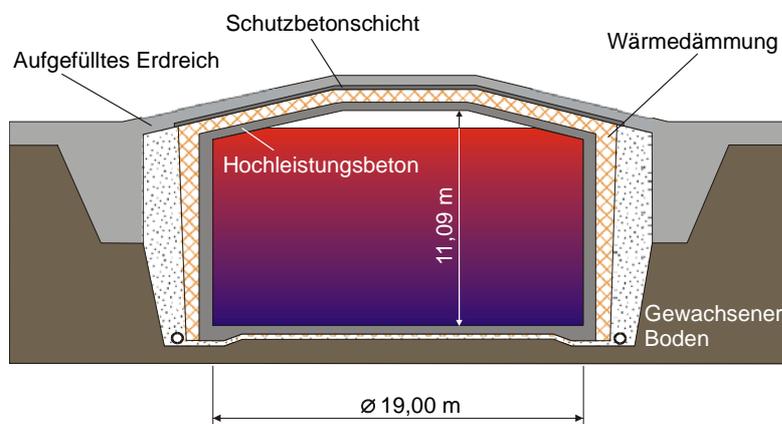


Bild 4.7: Schnitt (vereinfacht) durch den Heißwasser-Wärmespeicher aus Hochleistungsbeton

Für das Betontragwerk wurde bei diesem Projekt erstmalig ein nahezu wasserdampf-diffusionsdichter Hochleistungsbeton (HLB) eingesetzt. Er übernimmt neben der statischen auch die dichtende Funktion [Reineck 2000]. Die verbesserte Dichtigkeit des HLB (etwa B 85 Qualität) wurde durch den Zusatz von Silicastaub erreicht. Auf die innenliegende Edelstahlauskleidung, wie bei den Heißwasser-Wärmespeichern in Friedrichshafen-Wiggenhausen und Ham-

²⁷ Beitrag von M. Bodmann (IGS der TU Braunschweig)

burg-Bramfeld ausgeführt, konnte durch den Einsatz des HLB verzichtet werden. Der Wasserverlust wurde unter Berücksichtigung des Speichertemperaturzykluses zu jährlich ca. 4 l je m² Speicher Oberfläche berechnet [Reineck 2000]. Bild 4.8 zeigt die Erstellung der Speicherwand, die in vier Abschnitten gegossen wurde.



Bild 4.8: Bau der zylindrischen Speicherwand

Aufgrund des geringen Wasserverlustes war eine wasserbeständige Wärmedämmung einzubringen. Das Wandsystem wurde vom ITW der Uni Stuttgart in Zusammenarbeit mit der Planungsgemeinschaft Reineck/Lichtenfels entwickelt. Decke und Zylinderwand des Heißwasser-Wärmespeichers wurden außen mit einer Schüttung aus druckbeständigem Blähglas-Granulat gedämmt. Die Schichtdicke der Dämmung wächst im Bereich der Speicherwand von 30 cm im unteren auf 70 cm im oberen Bereich an. Im Bereich der Speicherdecke beträgt die Schichtdicke 70 cm. Der Einbau erfolgte lagenweise in Säcken (siehe Bild 4.9). Im Bereich des Speichereinstiegs wurde Foamglas eingesetzt. Zwischen der Betonwand und der Dämmung wurde zur Sicherheit eine Dampfsperre eingebaut. Die einzelnen Bahnen sind aus Kostengründen nicht verklebt, sondern überlappend verlegt. Oberhalb der Dämmung wurde im Deckenbereich eine Schutzbetonschicht aufgebracht, die mit einer Erdüberschüttung versehen und begrünt wurde.

Der geplante Kinderspielplatz und der oberirdische Teil des Speichers wurden im Auftrag des Stadtplanungsamtes zu einem ganzheitlichen Konzept verschmolzen. Bild 4.10 zeigt den Spielplatz nach der Fertigstellung.



Bild 4.9: Abfüllen und Einbringen der Wärmedämmung



Bild 4.10: „Spielplatz auf dem Speicher“ nach der Fertigstellung

Ladewechseleinrichtungen

Der Wärmespeicher wurde mit insgesamt drei Ladewechseleinrichtungen bestückt, die auf unterschiedlichen Höhenniveaus angeordnet sind (siehe Bild 4.11). Die Einführung der zugehörigen Rohrleitungen erfolgte im oberen Bereich der Zylinderwandung.

Die parallel zur Zylinderwandung verlaufende Rohrleitung für die untere Ladewechseleinrichtung ist mit einer Dämmung versehen (mit Perliten gefülltes Hüllrohr). Die Erwärmung von aus dem unteren Bereich entnommenem Wasser wird somit minimiert. Die mittlere Ladewechseleinrichtung wurde höhenverstellbar ausgeführt, da erst im Betrieb die Funktion der Regelung abgeschätzt werden kann und somit eine Möglichkeit der Höhenanpassung besteht. Ein temperaturbeständiger Kunststoffschlauch ermöglicht die Verstellbarkeit.

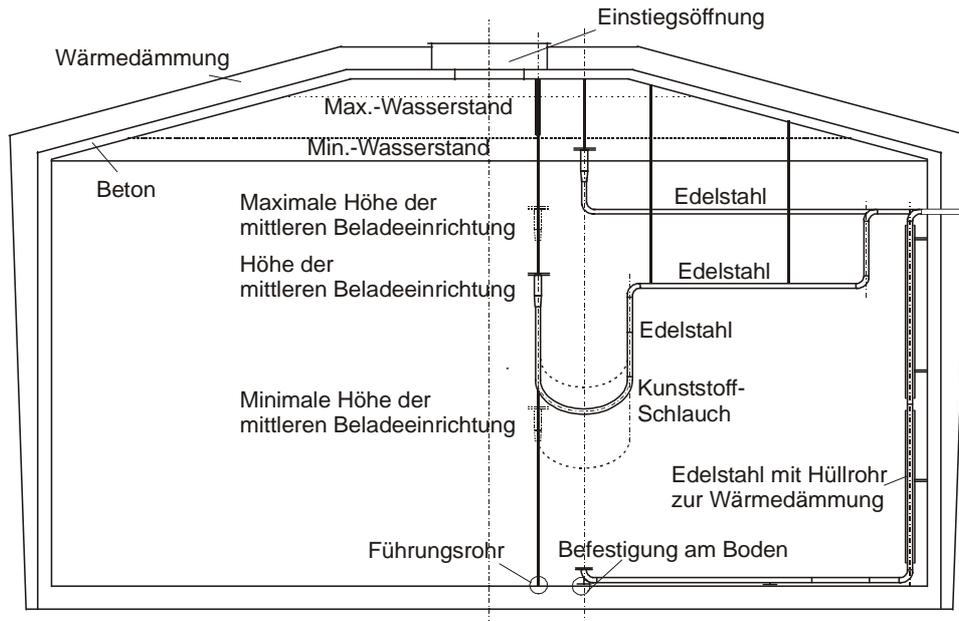


Bild 4.11: Wärmespeicher in Hannover-Kronsberg (Quelle: ITW)

Befüllung und Aufheizen

Der Wärmespeicher wurde im Mai 2000 über einen Zeitraum von knapp acht Tagen mit 2 750 m³ (chemisch unbehandeltem) Trinkwasser gefüllt. Eine Überprüfung der Dichtigkeit des Speichers fand während des Füllvorganges nur indirekt über das regelmäßige Inspizieren der Drainage statt. Gegen ein intervallweises Befüllen des Wärmespeichers und Beobachten des Füllstandes sprachen die lange erforderliche Zeitdauer sowie die schwierige Einschätzbarkeit des Beton-Saugverhaltens.

In den ersten Betriebsmonaten wurde der Speicher gemäß Vorgabe des Planers mit möglichst geringen Temperaturdifferenzen beladen. Die thermischen Spannungen sollten reduziert werden, um eine Rissbildung in der Betonwandung auszuschließen. Zu diesem Zweck wurden Kollektor- und Sekundärkreis mit maximalem Volumenstrom betrieben. Die Beladung des Speichers erfolgte über die mittlere Beladewechseleinrichtung, um eine Durchmischung und damit eine möglichst gleichförmige Aufheizung des Speichervolumens sicherzustellen. Nach Überschreiten von etwa 40 °C im Speicher²⁸ wurde die Regelung Ende August 2000 auf regulären Betrieb umgestellt.

²⁸ Der Wärmespeicher wird bei stationärem Betriebsverhalten eine Temperatur von etwa 40 °C im entladenen Zustand erreichen.

4.1.3 München-Ackermannbogen

In München wird am Ackermannbogen eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung errichtet. Derzeit kommt ein Heißwasser-Wärmespeicher und ein Kies-Wasser-Wärmespeicher als Langzeit-Wärmespeicher in Frage. Da die Leistung der Absorptionswärmepumpe unter der Maximallast des Nahwärmesystems liegt, sieht das Wärmeversorgungskonzept erstmalig die Integration eines abgegrenzten Leistungspuffervolumens in den Langzeit-Wärmespeicher vor. Im Hinblick auf eine Kostensenkung ist vom Ingenieurbüro A. Lichtenfels ein modular zu errichtender Heißwasser-Wärmespeicher konzipiert worden. Der Zylinder- und Dachbereich des Wärmespeichers ist aus Fertigteilen hergestellt, die die innere Edelstahlaukleidung als Schalung verwenden. Die Fertigteile werden mit Fließmörtel verbunden und sind durch Ringspannglieder statisch belastbar. Entsprechend den allgemeinen Pauschalen des Arbeitskreises Langzeit-Wärmespeicher ergeben sich bei einem Wärmespeichervolumen von 5 700 m³ Baukosten von ca. 133 Euro/m³ (inkl. Planung und Landschaftsbau, ohne Mehrwertsteuer). (Siehe auch Kapitel 4.2.4)

4.1.4 GFK-Wärmespeicher

Ebenfalls zur Langzeit-Wärmespeicherung zum Einsatz kommen kann der von der TU Ilmenau, Fakultät für Maschinenbau, Fachgebiet Thermo- und Fluidodynamik und der Firma VKA GmbH Schönbrunn entwickelte GFK-Wärmespeicher ‚Neuer Technologie‘ [Knauer 2002] (GFK: Glasfaserverstärkter Kunststoff). Der Wärmespeicher ist aus einer doppelwandigen Segmentschalen-Konstruktion aus GFK mit Polyurethan-Hartschaum als Wärmedämmung aufgebaut. Bild 4.12 zeigt ein derartiges Einzelsegment. Die Zylinderwand wird aus Plattenmodulen realisiert. Die Höhe eines Moduls kann bis 7.5 m, die Breite bis 2.5 m und die Dicke bis 0.2 m betragen. Die Module werden nach Transport zur Baustelle senkrecht stehend aneinandergereiht und mit Spannrings aus Glasfaserprofilen umschlossen. Fugen werden mit Faserverbundmaterial überlaminiert und verklebt. Dem zeitabhängigen Materialverhalten wie Kriechen und Relaxation wird durch ausreichende Vorspannung und Nachziehen während des Betriebs Rechnung getragen. Auf diese Weise sind zylinderförmige Speichervolumina von 50 m³ bis 6 000 m³ Wasser realisierbar. Konstruktionsbedingt beträgt die maximale Höhe derzeit 7.5 m, der Innendurchmesser bei maximalem Volumen von 6 000 m³ 33 m. In Bild 4.13 ist der Pilot-GFK-Wärmespeicher (20 m³) dargestellt.



Bild 4.12: Einzelsegment mit Montagehilfen versehen, Dämmung 150 mm



Bild 4.13: Fertiggestellter GFK – Musterspeicher, hier Dachausführung als Klöpperboden

Es sind verschiedene Be- bzw. Entladeeinrichtungen abhängig von der Speichergröße und den Beladungsmengen anwendbar. Die höchste nutzbare Speichertemperatur beträgt 97 °C.

Die Wasseraufnahme der GFK-Wandung liegt nach DIN 53765 bei 0.13 %, die Wasserdampfdiffusionswiderstandszahl bei PUR-Hartschaum zwischen 30 und 100. Der U -Wert der Wandung beläuft sich auf 0.28 W/(m²·K). Es wird von einer Zeitstandfestigkeit von mindestens 30 Jahren ausgegangen, was an vergleichbaren GFK-Konstruktionen im Außenbereich praktisch nachgewiesen ist. Das Material ist UV-beständig und korrosionsfest. Bezüglich des Standortes bestehen keine besonderen Anforderungen an die Geologie [Bühl 2002].

4.2 Kies-Wasser-Wärmespeicher

Bei Kies-Wasser-Wärmespeichern dient ein Gemisch aus Kies und Wasser zur Wärmespeicherung. Dieses Medium übernimmt die tragende Funktion des Speichers, so dass kein statisches Tragwerk erforderlich ist.

Prinzipiell unterscheidet man zwischen direkten und indirekten Be- und Entladesystemen [Benner 2001]. Bei direkten Systemen (z. B. Chemnitz) wird Wasser durch ein Drainagesystem aus einer Schicht (bestimmter Höhe) des Speichers abgepumpt und einem Wärmeübertrager zum Aufheizen bzw. Abkühlen zugeführt. Danach wird das Wasser in eine andere Speicherschicht zurückgeleitet. Be- und Entladepumpen dieses Systems sind unter dem Wasserspiegel angebracht und mit Schmutzfiltern ausgestattet. Durch den direkten Wasseraustausch lässt sich eine bessere Schichtung und höhere Leistungen durch fehlenden Wärmeübergang als beim Einsatz indirekter Be- und Entladesysteme erreichen. Bei Speichervolumina von mehr als 2 000 m³ ergeben sich Kostenvorteile für das direkte Be- und Entladesystem.

Bei indirekten Be- und Entladesystemen, die hauptsächlich bei kleineren Speichervolumina wie in Steinfurt zum Einsatz kommen, ist der Speicher auf verschiedenen Schichthöhen mit Rohrschlangen aus hochtemperaturbeständigem Kunststoff durchzogen.

4.2.1 Stuttgart

Der erste Kies-Wasser-Wärmespeicher in Deutschland wurde im Jahre 1985 am ITW der Universität Stuttgart errichtet [Hahne 1989]. Das Volumen des Wärmespeichers beträgt 1 050 m³. Der Wärmespeicher wurde durch unverglaste Solarkollektoren beladen. Dadurch konnten nur relativ niedrige Betriebstemperaturen von maximal 45 °C erreicht werden. Die Entladung erfolgte über eine elektrische Wärmepumpe. Der Speicher ist lediglich an der Oberseite durch eine Lavaschicht von 0,9 m wärmegeklämmt. Wände und Boden sind ungeklämmt. Die Wasserdichtigkeit des Speichers wird durch eine HD-PE-Folie (2,5 mm) gewährleistet. Im Folgenden wird über die beiden Kies-Wasser-Wärmespeicher der zweiten und dritten Generation in Chemnitz und Steinfurt-Borghorst berichtet.

4.2.2 Chemnitz²⁹

Der Speicher (siehe Bild 4.14) befindet sich ca. 3.5 m unter der Geländeoberkante und ist mit Versorgungstrassen und einer Straße überbaut. Der Speicher besitzt die Form eines Quaders (Länge 58 m, Breite 20 m, Höhe 7 m). Das Volumen beträgt 8 000 m³ (Wasseräquivalent 5 300 m³).

In der ersten Bauphase ist kontaminiertes Erdreich ausgehoben worden. Mit dem Fortschritt des Aushubes konnte der Berliner Verbau (Stahlprofile mit eingelegten Holzbalken) montiert werden, der in diesem Fall eine verlorene Schalung ist. Aus baugrund- und sicherheitstechnischen Gründen musste die Baugrube auf diese Art und Weise hergestellt werden.

Nach Fertigstellung der Baugrube montierte eine Baufirma folgenden Schichtenaufbau an der Wand des Speichers: Schutzvlies, Drainagegitter, Wärmedämmung. Die Wärmedämmung wird an der Oberseite sowie an den Seitenwänden durch Platten extrudierten Polystyrols (Wände: 160 mm; Decke: 240 mm) realisiert. Die HD-PE-Folie (Polyethylen hoher Dichte) als Dichtungsbahn (Dicke: 2.5 mm) wurde von einer kunststoffverarbeitenden Firma eingebracht und verschweißt.

Aufgrund eines nahe stehenden Gebäudes wurde aus statischen Sicherheitsgründen eine Hilfswand (Berliner Verbau) nötig (siehe Bild 4.15). Die Speicherbefüllung mit Kies, der Einbau der Be- und Entladetechnik sowie der Messtechnik-Einbau verliefen außerordentlich schnell. Bei einer durchschnittlichen Transportleistung von 26 t Kies pro LKW wurde bei ca. 523 Ladungen innerhalb von zehn Arbeitstagen ein 9-Minuten-Takt für Anfahrt und Befüllung erzielt. Parallel fand das Befüllen mit Wasser aus einem betreibereigenen Brunnen statt. Nach dem vollständigen Füllen der Baugrube wurden auf die geglättete Kiesoberfläche nach gleichem Schema des Wandschichtenaufbaus die Schichten der Decke aufgelegt.

²⁹ Beitrag von T. Urbaneck (TU Chemnitz)

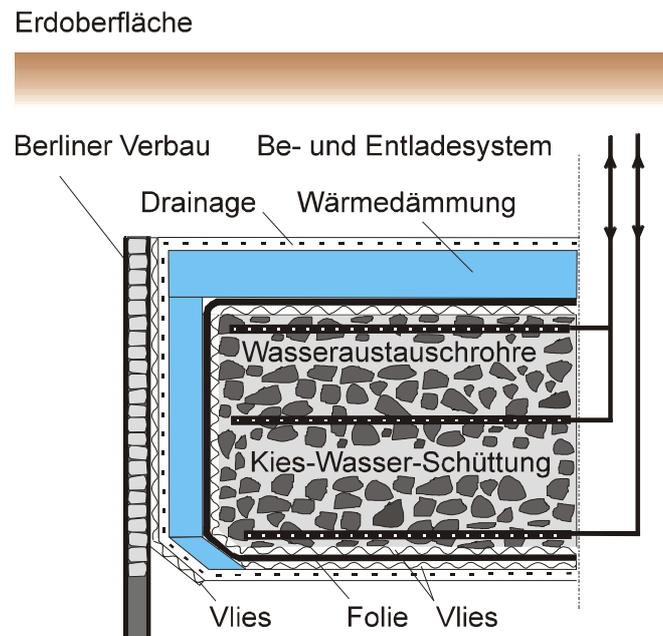


Bild 4.14: Aufbau des Chemnitzer Kies-Wasser-Wärmespeichers

Der Speicher in Chemnitz ist für einen Temperaturbereich von 30 bis 85 °C ausgelegt. Die Be- und Entladung des Speichers erfolgt über einen direkten Wasseraustausch zwischen einem hydraulischen Kreislauf und dem Speicher. Beim Beladeprozess wird unten kaltes Wasser entnommen und über das obere Wasseraustauschrohr warmes Wasser eingeschichtet. Der Entladeprozess im Speicher funktioniert umgekehrt.



Bild 4.15: Bau des Chemnitzer Kies-Wasser-Wärmespeichers zur Zeit der Montage von Folie und Vlies vor der Befüllung mit Kies

4.2.3 Steinfurt-Borghorst³⁰

Der Kies-Wasser-Wärmespeicher besitzt die Form eines umgedrehten Pyramidenstumpfes mit einem Volumen von rund 1 500 m³ (1 000 m³ Wasseräquivalent). Er befindet sich unter der Geländeoberfläche und ist mit einer Erdüberdeckung von ca. 0.5 m versehen. Die Abmessungen sowie der Aufbau des Speichers sind in Bild 4.16 dargestellt. Aufgrund der geringen Höhe und der rechteckigen Grundfläche weist der Speicher ein ungünstiges A/V - Verhältnis von 0.87 auf. Diese ungünstige Form ist bedingt durch das zur Verfügung stehende Grundstück und den hohen Grundwasserstand.

³⁰ Beitrag von M. Bodmann (IGS der TU Braunschweig)

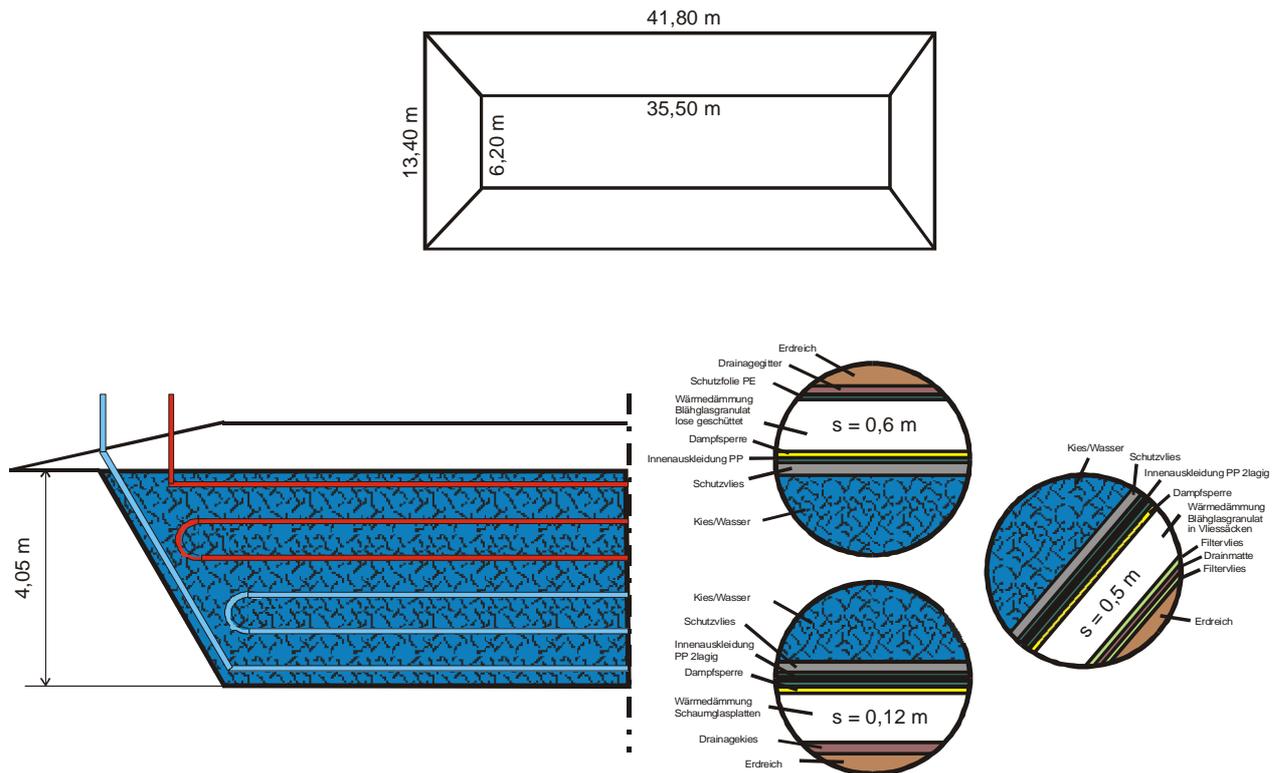


Bild 4.16: Abmessungen und Aufbau des Kies-Wasser-Wärmespeichers in Steinfurt-Borghorst (Quelle: ITW)

Der Speicher wurde allseitig wärmegeklämt und wasserdicht ausgeführt. Im Bodenbereich wurden 12 cm dicke Schaumglasplatten verlegt. Im Wand- und Deckenbereich wurde Blähglasgranulat, ein Recyclingprodukt aus Glas, verwendet. Der Einsatz von Geotextilschläuchen ermöglichte die Verarbeitung des Schüttgutes auf der Böschung. So konnte das gesamte Speicherbecken im Böschungsbereich mit einer 50 cm starken Wärmedämmung versehen werden. Die ca. 60 cm starke Wärmedämmung im Deckenbereich wurde direkt aus dem Silo-Fahrzeug auf dem Speicherdeckel aufgebracht (s. Bild 4.17).



Bild 4.17: Einblasen der Decken-Wärmedämmung aus dem Silo-LKW (Quelle: PKI)

Eine Folienauskleidung mit doppellagiger Polypropylenfolie, die eine Temperaturbeständigkeit bis 90 °C besitzt, gewährleistet die Abdichtung des Speichers. Die doppelte Lage erlaubt eine vollflächige Dichtheitsüberprüfung durch eine Vakuumkontrolle des Folienzwischenraums. Mit diesem Verfahren konnte in Steinfurt eine durch Bauarbeiten hervorgerufene Beschädigung einer Folienlage lokalisiert und repariert werden [Bodmann 2001]. Der Deckenbereich wurde mit einer einlagigen PP-Folie abgedeckt und am Rand mit der Beckenauskleidung verschweißt.

Zur Vermeidung von Wasserdampfdiffusion wurde zwischen Kunststoffabdichtung und Wärmedämmung im Decken- und Wandbereich eine Dampfsperre aus einem Aluminium-PE-Verbundstoff eingebracht. Im Deckenbereich wurde zum Schutz der Wärmedämmung vor Durchnässung eine HD-PE-Folie ausgelegt.

Der Wärmespeicher wird indirekt über in 6 Ebenen parallel angeordnete Wärmeübertragerrohre be- und entladen. Zu diesem Zweck wurden Polyethylenrohre mit einer Gesamtlänge von ca. 7 000 m lagenweise eingebaut (Bild 4.18). Der Abstand zwischen den einzelnen Lagen beträgt etwa 0.7 m. Die Rohre werden über einen Verteilerschacht aus dem Speicher herausgeführt und über ein Fernwärmerohr an die Heizzentrale angebunden.

Aufgrund des auftretenden Schichten-, Grund- und Oberflächenwassers ist eine ständige Wasserhaltung erforderlich. Am Speicherboden wurde eine Drainagekiesschicht eingebaut, im Wandbereich ein Drainagegitter angebracht. Die Speicherdecke wurde mit einem Gefälle ausgeführt, um ein Abfließen des Wassers in die Drainage zu ermöglichen.



Bild 4.18: Lagenweiser Einbau der Wärmeübertragerrohre

4.2.4 München-Ackermannbogen

Alternativ zum Heißwasser-Wärmespeicher kommt beim Projekt München-Ackermannbogen auch ein Kies-Wasser-Wärmespeicher (5 700 m³ Wasseräquivalent) zur Ausschreibung. Bisher wurden Kies-Wasser-Wärmespeicher als Grube ausgebildet und weisen deshalb gegenüber Heißwasser-Wärmespeichern ungünstigere A/V -Verhältnisse verbunden mit höheren Wärmeverlusten auf. Im Konzept für München wird Kies bis zu einer Höhe von 10 m angeschüttet. Auf die eigentliche Speichergrube kann somit ein oberer Kegelstumpf aufgeschüttet werden, der abgedichtet und wärmegeämmt wird. Das A/V -Verhältnis wird hierdurch ebenfalls verkleinert und damit die Wärmeverluste verringert. Zur Wärmeleistungspufferung wird ein mit Wasser befüllter Pufferspeicher mit 500 m³ integriert. Die Kosten werden sich auf ca. 135 Euro/m³ Wasseräquivalent belaufen. Bild 4.19 zeigt das Konzept für den Kies-Wasser-Wärmespeicher in München.

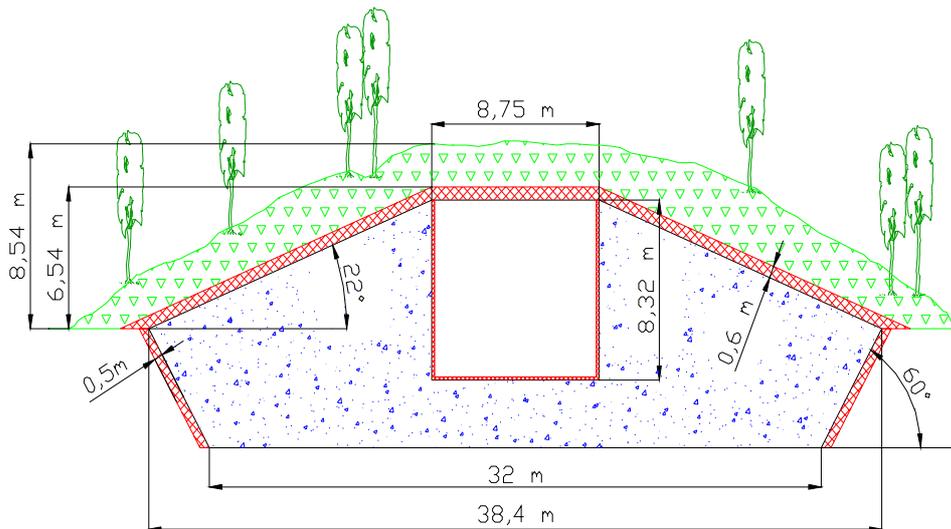


Bild 4.19: Konzept für den Kies-Wasser-Wärmespeicher in München-Ackermannbogen (Quelle: PKi)

4.3 Erdsonden-Wärmespeicher

Der in Neckarsulm gebaute Erdsonden-Wärmespeicher ist der erste in Deutschland errichtete Langzeit-Wärmespeicher dieser Bauart. Es konnten deshalb nicht die Erfahrungen anderer Projekte genutzt, sondern es mussten erst Erfahrungen mit unterschiedlichen Bauabläufen und Speicherkonstruktionen gesammelt werden. Im Jahr 2001 erfolgte der nunmehr zweite Ausbau des Erdsonden-Wärmespeichers. Bei dieser Ausbaustufe wurden gegenüber der vorherigen Ausbaustufe Weiterentwicklungen und Verbesserungen hinsichtlich der Speicherkonstruktion und des Bauablaufs umgesetzt.

4.3.1 Bauablauf

Beim Bau des Pilotspeichers mussten die Bohrarbeiten unterbrochen werden, weil der Boden dichter ist als ursprünglich angenommen und das Oberflächenwasser nicht abfließen konnte. Dadurch wurde der Boden durch Regen stark aufgeweicht, siehe Bild 4.20. und demzufolge ergaben sich längere Bauzeiten und höhere Kosten als geplant. Beim ersten und zweiten Ausbau wurde deshalb eine Wasserhaltung installiert und eine Kiesschicht als Drainage auf die Baugrubensohle aufgebracht, siehe Bild 4.21. Damit konnten die Bohrarbeiten auch bei Regen fortgesetzt und gleichzeitig ein fester, standsicherer Untergrund für die Bohrgeräte geschaffen werden.



Bild 4.20: Bau des Pilotspeichers



Bild 4.21: 2. Ausbau des Erdsonden-Wärmespeichers

Die Installation, d. h. das Einbringen der Erdwärmesonden erfolgte beim Bau des Pilotspeichers, indem mehrere Personen die 30 m langen Erdwärmesonden von Hand zum Bohrloch transportierten und in die Bohrlöcher einbrachten, siehe Bild 4.22. Bei den folgenden Ausbaustufen, siehe Bild 4.23, wurde zum Installieren der Erdwärmesonden ein Kran benutzt, wodurch die Installationszeit verkürzt wurde.

Um die bereits installierten Erdwärmesonden während der Bauarbeiten vor Verstopfung mit Erde und vor solarer UV-Strahlung zu schützen, wurden beim zweiten Ausbau die Sondenenden verschlossen und die frei liegenden Bereiche der Erdwärmesonden mit einem Hüllrohr versehen. Der Schutz vor UV-Strahlung ist notwendig, da die PB-Rohre bei längerer Exposition mit UV-Strahlung spröde werden können. Dies führt zu einer Verkürzung der Zeitstandsfestigkeit.



Bild 4.22: Einbringung der Sonden beim Pilotspeicher



Bild 4.23: Einbringung der Sonden beim 2. Ausbau

4.3.2 Speicherkonstruktion

Der Aufbau des Erdsonden-Wärmespeichers ist in [Benner 1999a] ausführlich beschrieben. An dieser Stelle werden lediglich die Weiterentwicklungen behandelt.

4.3.2.1 Wärmedämmung

Der Erdsonden-Wärmespeicher kann aus bautechnischen und wirtschaftlichen Gründen nur an der Speicheroberseite gedämmt werden. Beim Pilotspeicher und beim ersten Ausbau bestand der Dämmbau aus einer Kiesschicht über der Wärmedämmung, einer 20 cm dicken Wärmedämmung aus Styrodur sowie einer PE-Folie unter der Wärmedämmung. Dieser Dämmbau wurde gewählt, da davon ausgegangen wurde, dass das Oberflächenwasser in der Kiesschicht abfließt und die Wärmedämmung nur vor aufsteigendem Wasserdampf geschützt werden muss. Bei der Entnahme einer Dämmmaterialprobe des ersten Ausbaus nach ca. 2.5 Jahren Betriebszeit wurde allerdings festgestellt, dass die Wärmedämmung durchfeuchtet war. Das Oberflächenwasser hatte sich auf der PE-Folie angesammelt und war nicht wie erwartet abgefließen. Die Untersuchungen der Materialprobe haben ergeben, dass die Wärmeleitfähigkeit der feuchten Probe höher als bei einer vergleichbaren trockenen Probe ist, siehe Bild 4.24.

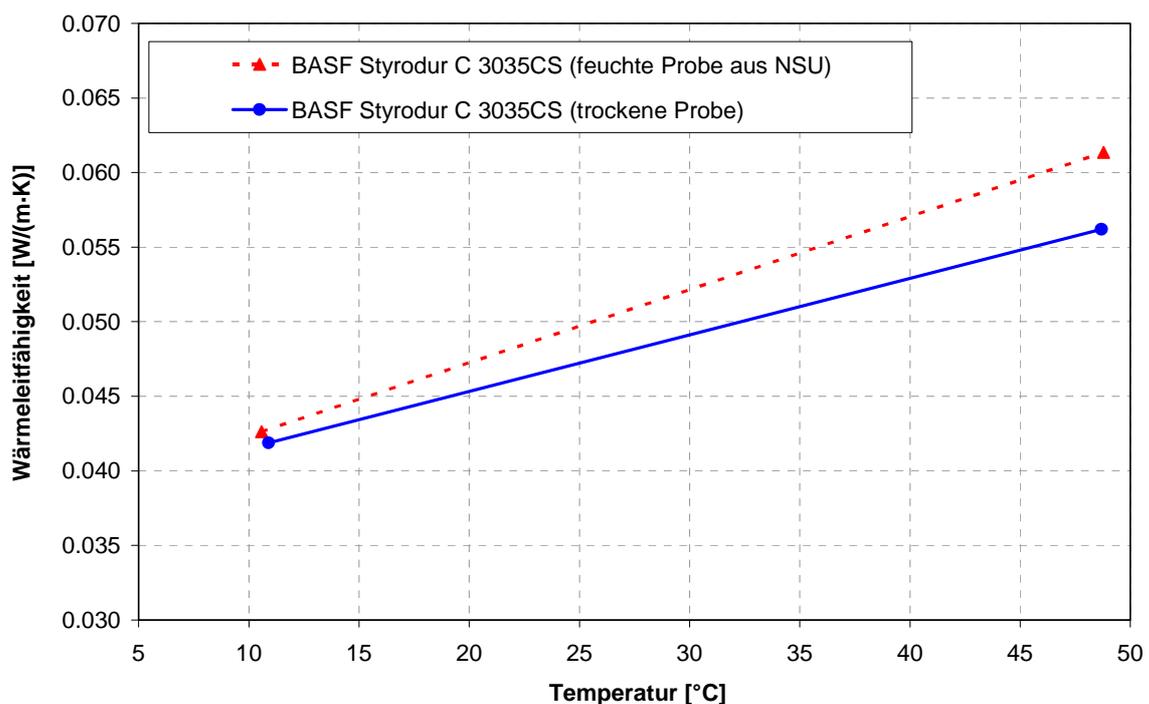


Bild 4.24: Wärmeleitfähigkeit in Abhängigkeit von der Proben-Mitteltemperatur

Beim zweiten Ausbau wurde deshalb ein Dämmaufbau gewählt, der die Wärmedämmung dauerhaft vor Feuchtigkeit schützt und die Langzeitstabilität der Dämmeigenschaften sicherstellt. Der Dämmaufbau ist zur Erdoberfläche hin diffusionsoffen, sodass Wasserdampf entweichen kann, siehe Bild 4.25. In den Bereichen Pilotspeicher und erster Ausbau wurde die Wärmedämmung nicht verändert. Die Wärmeverluste sind zwar höher als erwartet, aber nicht so hoch, dass eine Sanierung der Wärmedämmung wirtschaftlich sinnvoll wäre. Es ist außerdem nach dem bisherigen Kenntnisstand nicht zu erwarten, dass die Wärmeleitfähigkeit der Wärmedämmung weiter ansteigt, da die Wärmeverluste zur Erdoberfläche hin in den vergangenen Jahren auf einem konstant hohen Niveau geblieben sind.

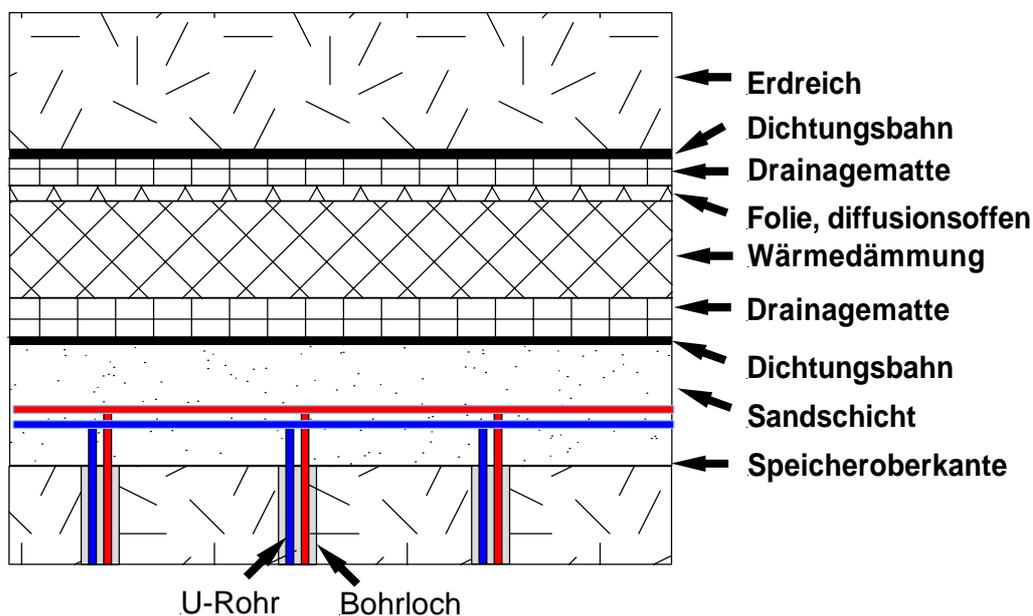


Bild 4.25: Aufbau der Wärmedämmung beim 2. Ausbau des Erdsonden-Wärmespeichers

4.3.2.2 Sondenabstand und -anordnung

Eine Verringerung des Sondenabstandes bewirkt bei gleichem Speichervolumen eine Vergrößerung der Wärmeübertragungsfläche, da mehr Erdwärmesonden installiert werden können. Wird dagegen der Sondenabstand bei konstanter Sondenanzahl variiert, verändert sich das Speichervolumen. Bei der Ermittlung des optimalen Sondenabstandes wird der Abstand variiert bis die Parameter Speichernutzungsgrad und Solarertrag unter Berücksichtigung der sich ergebenden Kosten einen möglichst hohen Wert erreichen.

Beim Pilotspeicher und beim ersten Ausbau betrug der Sondenabstand 2 m und war in allen Richtungen gleich groß. Beim zweiten Ausbau wurde der Sondenabstand auf 1.5 m in der Speichermitte verringert bzw. an den Speicherrändern auf 2.5 m vergrößert, siehe Bild 2.25. Mit dieser Anordnung werden die Wärmeverluste an den Speicherrändern minimiert, da die Temperaturen an den Speicherrändern geringer sind als bei einer äquidistanten Anordnung der Erdwärmesonden. Außerdem wird durch die veränderte Sondenanordnung das nutzbare Temperaturniveau erhöht, da die Temperaturen im Zentrum des Speichers höher sind als bei einer äquidistanten Anordnung der Erdwärmesonden.

4.3.2.3 Anschlussschächte



Bild 4.26: Anschluss-Schacht vor dem Umbau

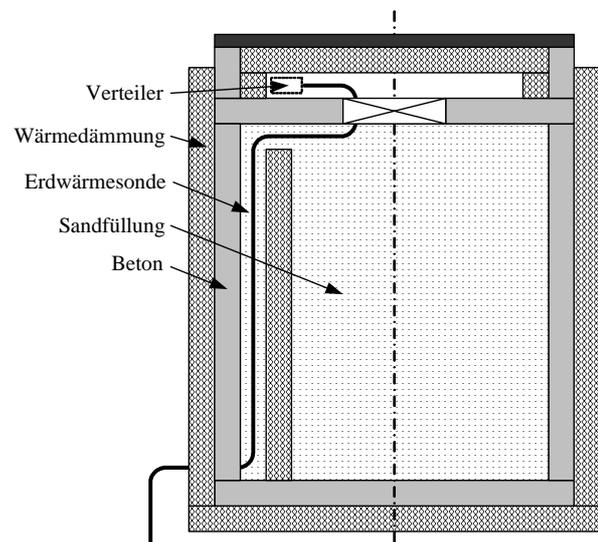


Bild 4.27: Schema der Anschlussschächte nach dem Umbau

Die Anschluss-Schächte für die Erdwärmesonden waren beim Pilotspeicher und beim ersten Ausbau häufig mit Oberflächenwasser gefüllt, siehe Bild 4.26, da eine wasserundurchlässige Abdichtung der Schächte aufgrund der großen Anzahl von Rohrdurchführungen sehr schwierig ist. Die daraus resultierende hohe Luftfeuchtigkeit in den Schächten in Verbindung mit zum Teil hohen Temperaturen hat dazu geführt, dass sich die Wärmedämmung von den Schachtdeckeln löste und die aus Stahl bestehenden Verteiler und Armaturen bereits nach kurzer Zeit Korrosion aufwiesen. Dadurch waren die Wärmeverluste an die Umgebung höher als geplant und die Materialalterung, zum Beispiel der Verteiler und der Wärmedämmung, erfolgte schneller als erwartet. Beim zweiten Ausbau des Erdsonden-Wärmespeichers wurden deshalb alle Schächte so gebaut, dass ein Eindringen von Wasser weitestgehend vermieden wurde. Dazu wurde der untere Schachtbereich mit Sand verfüllt und vom oberen Anschluss-

bereich durch eine Betonschicht getrennt, Schema siehe Bild 4.27. Durch die neue Schachtkonstruktion kann eine freie Wasseroberfläche, die zu erhöhten Wärmeverlusten infolge Konvektion und zu beschleunigter Materialalterung infolge Korrosion führt, nicht auftreten.

4.4 Aquifer-Wärmespeicher

Beim Aquifer-Wärmespeicher wird eine natürlich im Untergrund vorliegende Aquiferschicht (Grundwasserleiter mit hoher Porosität) zur Wärmespeicherung genutzt. Diese Schicht wird über ein oder mehrere Brunnenpaare erschlossen, bei den Be- und Entladevorgängen erfolgt ein direkter Austausch von Grundwasser. Nach Möglichkeit sollte die Aquiferschicht nach oben und unten durch eine hydraulisch dichte Schicht abgegrenzt sein. Ein natürlicher Grundwasserfluss im Aquifer sollte nach Möglichkeit nicht vorliegen. Die Funktionsweise zeigt Bild 4.28: beim Beladevorgang wird Grundwasser aus der kalten Brunnenbohrung gefördert, im Wärmeübertrager erwärmt und in die warme Brunnenbohrung eingeleitet. Um diese herum bildet sich dadurch eine warme Blase aus. Bei der Entladung wird die Strömungsrichtung umgekehrt: es wird Grundwasser aus der warmen Brunnenbohrung gefördert, im Wärmeübertrager abgekühlt und in die kalte Bohrung eingeleitet. Den Aufbau einer Brunnenbohrung zeigt beispielhaft Bild 4.29. Um eine Umkehr der Strömungsrichtung beim Be- / Entladen zu ermöglichen, müssen beide Brunnenbohrungen sowohl mit einem Pumpenstrang als auch mit einem Injektionsstrang versehen sein. Der Wasseraustausch mit der Aquiferschicht findet im Bereich des Wickeldrahtfilters statt.

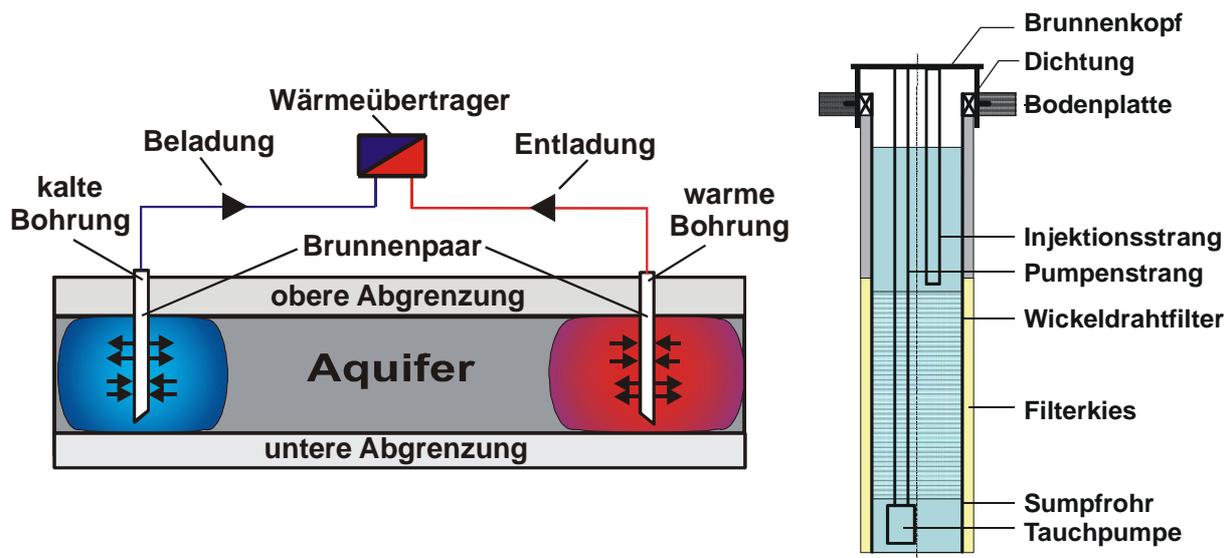


Bild 4.28: Aufbau und Funktionsweise eines Aquifer-Wärmespeichers

Bild 4.29: Aufbau einer Brunnenbohrung (Quelle: GTN)

4.4.1 Hydrogeologische Voraussetzungen

Der Aquifer-Wärmespeicher stellt von allen in diesem Kapitel dargestellten Wärmespeichertypen die höchsten Anforderungen an die geologischen Bedingungen am Standort. Eine geeignete Hydrogeologie ist dabei zwingende Voraussetzung, die Bedingungen im Einzelnen beeinflussen zentrale Planungs- und Betriebsgrößen wie Lage und Anzahl der Brunnen, erreichbare Förderleistungen, Wärmeverluste etc.. Zentrale Größe ist die hydraulische Durchlässigkeit k_f in der Aquiferschicht. Sie sollte im Bereich von $k_f > 10^{-5}$ m/s liegen, um den direkten Wasseraustausch zwischen Aquiferschicht und Brunnen in genügendem Maße zu gewährleisten. Geologisch werden je nach Art der Fließwege Poren-, Kluft- und Karstgrundwasserleiter unterschieden [Sanner 1993]. Tabelle 4.1 gibt einen Überblick über die wichtigsten hydrogeologischen Parameter in diesem Zusammenhang.

Tabelle 4.1: Hydrogeologische Parameter nach [Sanner 1993]

Parameter	Einheit	Bedeutung	Bestimmung
k_f	[m/s]	Hydraulische Durchlässigkeit; gute Durchlässigkeiten (ca. $> 10^{-5}$) sind erforderlich, damit genügend Wasser aus dem Gestein zum Brunnen fließen kann	Pumpversuche, Laborversuche an Bodenproben
T	[m ² /s]	Transmissivität; Durchlässigkeit mal Aquifermächtigkeit	Pumpversuche, Bohrprofil
n	[%]	Porosität; gibt an, wie viel Prozent des Gesteinsvolumens Hohlräume sind und daher Wasser enthalten kann	Laborversuche an Bodenproben
Z	[m]	Grundwasserflurabstand; Entfernung von der Grundwasseroberfläche zur Erdoberfläche	Bohrprofil, Grundwasserpegel

Von van Loon wurde für die Niederlande ein Vorschlag für erforderliche Werte der hydrogeologischen Parameter für eine Eignung für kleine bzw. große Aquifer-Wärmespeicher vorgelegt [Loon 1991]. Sie sind in Tabelle 4.2 dargestellt und können nach [Sanner 1993] auch für deutsche Verhältnisse als allgemeine Richtwerte verwendet werden.

Tabelle 4.2: Standortparameter für die Eignung von Aquifer-Wärmespeichern in den Niederlanden nach [Loon 1991]

Parameter	kleine Projekte (25 m ³ /h)	große Projekte (500 m ³ /h)
Mächtigkeit der Abdichtung zur Oberfläche	$d > 5$ m	$d > 20$ m
Aquifermächtigkeit	$D > 10$ m	$D = 50 - 100$ m
Transmissivität	$T > 5 \cdot 10^{-4}$ m ² /s	$T = 1 \cdot 10^{-2} - 3 \cdot 10^{-2}$ m ² /s
Natürliche Grundwasserbewegung	$v < 3$ cm/d	$v < 11$ cm/d
Gefahr von Bodensenkungen	Nicht relevant	Tiefere Aquifere bevorzugen

Die Eignung der vorliegenden Hydrogeologie an einem bestimmten Standort muss im Vorfeld einer Planung durch ein geologisches Versuchsprogramm ermittelt werden. Hierzu genügt im ersten Schritt die Aufnahme eines Bodenprofils bis in eine entsprechende Tiefe. Wird auf dieser Basis die Eignung einer bestimmten Schicht für einen Aquifer-Wärmespeicher vermu-

tet, sollten durch weitere Versuche die hydraulischen Parameter wie hydraulische Leitfähigkeit und natürlicher Grundwasserfluss bestimmt werden.

4.4.2 Hydrochemie und Mikrobiologie

Bei der Nutzung des Grundwassers kann es, je nach Zusammensetzung, zu chemischen Veränderungen kommen, die bei Nichtbeachtung z. B. zu Ablagerungen auf Wärmeübertragern und Brunnenfiltern oder zum Aufquellen von brunnennahen Erdschichten, und damit im Extremfall zu einem Ausfall des kompletten Speichersystems führen können. Diese Vorgänge wurden über mehrere Jahre hinweg von einem Arbeitskreis der IEA (ECES Annex VI) untersucht. Die wesentlichen Erkenntnisse dieser Arbeiten sollen hier kurz zusammengefasst werden. Eine ausführlichere Abhandlung findet sich in [Koch 1993], [Adinolfi 1993] und [Saner 1999].

Die bei ausgeführten Anlagen immer wieder beobachteten Probleme sind folgende:

1. Bei der Erwärmung von Grundwasser kann es bei bestimmten Temperaturen zu Ausfällungen besonders von carbonatischen Verbindungen kommen.
2. Durch eine Oxidation von Eisen- und Mangan-Ionen können Eisen- und Mangan-Oxidhydrate entstehen.
3. Bei einer entsprechenden Wasserzusammensetzung kann es verstärkt zur Korrosionsbildungen kommen.

Punkt 1 kann durch verschiedene Methoden der Wasserbehandlung vermieden werden. Zu nennen sind konventionelle Verfahren wie z. B. die Entcarbonisierung des Grundwassers durch Zugabe von Laugen oder Mineral-Säuren oder durch Kationenaustausch mit nachfolgender Entgasung. Weiterhin gibt es Verfahren zur Enthärtung durch Ca-Na-Austausch oder zur Stabilisierung der Härte durch pH-Wert-Absenkung. Alle diese Verfahren sind entweder mit der Handhabung oder sogar der Grundwassereinleitung von großen Mengen von Fremdkemikalien oder/und mit problematischen und störanfälligen Regelungs- und Dosierungsverfahren verbunden, die bei Ausfall bereits nach kurzer Betriebsdauer zu massiven Schäden führen können.

Aus diesem Grund wurden im genannten IEA ECES Annex VI zwei neue Verfahren entwickelt und empfohlen (siehe [Koch 1993]). Dies ist zum einen die Verwendung eines Wirbelbett-Wärmeübertragers, bei dem die Ausfällung des Kalks nicht verhindert sondern nach Ort und Art gesteuert wird. Es handelt sich hierbei um eine Kombination aus einem Wirbelbett-Reaktor und einem innen liegenden Rohrbündel-Wärmeübertrager: das Heizwasser fließt

durch die senkrecht stehenden Wärmeübertragerrohre, das zu erhitzende Grundwasser wird durch den Außenraum geführt und hält durch eine Aufwärtsströmung ein Wirbelbett aus Sand in der Schwebe. Die Sandkörner dienen als Kristallisationskeime, an denen der Kalk ausfällt. Das zweite Verfahren beruht auf einer Härtestabilisierung durch Zugabe von CO_2 . Die Menge wird hierbei so eingestellt, dass bei der jeweiligen Temperatur das Kalk-Kohlensäure-Gleichgewicht eingehalten und dadurch die Kalkausfällung verhindert wird.

Punkt 2 kann in fast allen Fällen durch eine Vermeidung von Sauerstoffeintrag in den Grundwasserkreislauf bzw. den Grundwasserleiter vermieden werden. Dies kann auf einfache Weise dadurch gewährleistet werden, dass im gesamten Kreislauf ständig ein gewisser Überdruck gehalten wird. Zu beachten ist weiterhin, dass der Absenktrichter des Grundwassers im Betrieb nicht so groß wird, dass bei ungespannten Aquiferen Sauerstoff aus darüberliegenden Bodenschichten in den Kreislauf gelangt. Im seltenen Fall des gleichzeitigen Vorhandenseins von reduzierten und nicht reduzierten Grundwässern im Einzugsbereich der Brunnen sind aufwendigere Verfahren notwendig, siehe dazu [Koch 1993].

Da es sich bei einem Aquifer-Wärmespeicher um ein offenes System handelt, sind zur Vermeidung von Punkt 3 übliche Verfahren zur Korrosionsbekämpfung, wie z. B. die Zugabe von Inhibitoren, nicht akzeptabel. Korrosionsprobleme sollten deshalb durch eine geeignete Wahl der Werkstoffe oder die sowieso notwendige Vermeidung von Luftzutritt gelöst werden. Neben den oben angesprochenen chemischen Veränderungen wurden auch immer wieder biologische Veränderungen durch die Erwärmung des Untergrundes befürchtet. Denkbare Bereiche können dabei in oberirdische und unterirdische untergliedert werden. Oberirdische Auswirkungen auf die Vegetation aufgrund von Temperaturerhöhungen des Untergrundes sind dabei nur bei sehr oberflächennahen Speichern zu erwarten. Selbst bei diesen wäre der betroffene Bereich örtlich eng begrenzt. Da sie aus thermodynamischer Sicht wegen erhöhter Wärmeverluste nicht sinnvoll sind, ist hier nicht mit nennenswerten Auswirkungen zu rechnen.

Bei den unterirdischen Auswirkungen ist zunächst eine erhöhte mikrobielle Aktivität aufgrund der höheren Temperaturen zu untersuchen. Nach [Adinolfi 1993] sind zwar für einige Mikroorganismen optimale Temperaturverhältnisse hinsichtlich Wachstum in verschiedenen Bereichen der Wärmeblase eines Aquifer-Wärmespeichers gegeben, für eine Massenvermehrung fehlen jedoch geeignete Nährstoffe in ausreichender Menge. Diese werden höchstens über einen Grundwasserfluss oder Sickerwasser in den Speicherbereich eingetragen. Ein großer Grundwasserfluss ist schon aus thermodynamischen Gründen an einem geeigneten Standort zu vermeiden, Sickerwasser spielt in größeren Tiefen ebenfalls keine Rolle. Die Gefahr

einer Massenvermehrung von Mikroorganismen ist demzufolge an einem für einen Speicher geeigneten Standort als gering einzuschätzen. Diese Vermutungen wurden auch durch Feldtests und Laborversuche betätigt (siehe [Adinolfi 1993]).

Weiterhin wurden Untersuchungen hinsichtlich hygienischer Verunreinigungen (Fäkalbakterien, Legionellen ...) der Aquifere durchgeführt. Auch hier konnten in Messungen an verschiedenen Anlagen und in Laborversuchen keine pathogenen Keime oder sonstige Indikatorkeime sowie Legionellen nachgewiesen werden.

Die größten Gefahren für Verunreinigungen im Untergrund gehen demnach von den Wasserbehandlungsmethoden aus, die teilweise zur Vermeidung der oben beschriebenen Kalkausfällungen oder Oxidationsprodukte eingesetzt wurden. Hier sollte nach Möglichkeit auf die beiden beschriebenen umweltfreundlichen Methoden zurückgegriffen werden, um einen künstlichen Eintrag von Fremdprodukten in den Untergrund zu vermeiden.

4.4.3 Ausgeführte Projekte

Die ersten Aquifer-Wärmespeicher wurden im Ausland bereits in den 60er und 70er Jahren gebaut. Die wichtigsten Erkenntnisse konnten aus den in den 80er Jahren gebauten Anlagen gewonnen werden, auch wenn aufgrund der oben beschriebenen Probleme viele dieser Anlagen nur für kurze Zeit in Betrieb waren. Einen Überblick über die wichtigsten Projekte zeigt Tabelle 4.3. Eine Kurzbeschreibung der wichtigsten Anlagen findet sich in [Sanner 1999]. Innerhalb der IEA gab und gibt es innerhalb des „Implementing Agreements Energy Conservation through Energy Storage“ (ECES, [IEA]) verschiedene Arbeitsgruppen, die sich mit den Erfahrungen und Weiterentwicklungen von Untergrundspeichern beschäftigen. Die folgende Zusammenstellung nennt die Wichtigsten davon:

- Annex 6: Environmental and Chemical Aspects of Thermal Energy Storage in Aquifers and Research and Development of Water Treatment Methods, 1987-1996
- Annex 8: Implementing Underground Thermal Energy Storage Systems, 1994-1999
- Annex 12: High-Temperature Underground Thermal Energy Storage (HT UTES), seit 1997
- Annex 13: Design, Construction and Maintenance of UTES Wells and Boreholes, seit 1997

Tabelle 4.3: Meilensteine der Entwicklung und Verwirklichung von ATES (das Jahr der Inbetriebnahme ist angeführt) [Sanner 2003a]

Jahr	Name	Bemerkungen
Seit Mitte der 60er Jahre verschiedene Aquiferspeicher in China (Shanghai, Changzhou)		
1976	Auburn Univ., Mobile Al., USA	ATES Experiment
1982	"SPEOS", Lausanne-Dorigny, CH	ATES Experiment
1982	Yamagata Univ., Yonezawa, J	ATES Experiment
1982	Müllverbrennung, Hørsholm, DK Hochtemp.	ATES Experiment
1982	Univ. Minnesota, St. Paul, USA Hochtemp.	ATES Experiment
1982	Hokkaido Rehabily, Sapporo, J	ATES, Wärmespeicher
1982	Univ. Alabama, Tuscaloosa, USA	ATES, Kältespeicher
1983	224 Wohng., Aulnay-sous-bois, F	ATES, mit Wärmepumpen
1985	Scarborough Ctr., Toronto, CAN	ATES, Heizen und Kühlen
1987	Plaisir-Thiverval-Grignon, F Hochtemp.	ATES-Experiment
1987	Hauptverw. SAS, Frösundavik, S	ATES, Heizen und Kühlen
1987	Perscombinatie, Amsterdam, NL	ATES, Kältespeicher
1988	Winpak, Winnipeg, CAN	ATES, Durchfluss-Kältespeicher
1991	Utrecht Univ., Utrecht, NL	ATES, Hochtemperatur
1998	Psych. Anstalt „Hooge Burch“, Gouda, NL	ATES, Hochtemperatur
1998/99	Reichstagsgeb. Deutscher Bundestag, Berlin, D	ATES, Hochtemperatur und Kälte
1999	Wohnggeb. „Brinckmanshöhe“, Rostock, D	ATES, Hochtemperatur (50 °C)

In Deutschland sind derzeit zwei derartige Wärmespeicher in Betrieb (Rostock (siehe Abschnitt 2.1.6) und Berlin-Reichstag [Kabus 1999]), ein weiterer ist in Planung [Sanner 2003b].

Bild 4.30 zeigt mögliche Standorte für Aquifer-Wärmespeicher in Deutschland bis in eine Tiefe von 150 m unter GOK [EU 1996]. Im Ergebnis der Untersuchungen hierzu werden 70 % der Fläche Deutschlands als geologisch prinzipiell geeignet für Aquifer-Wärmespeicher genannt.

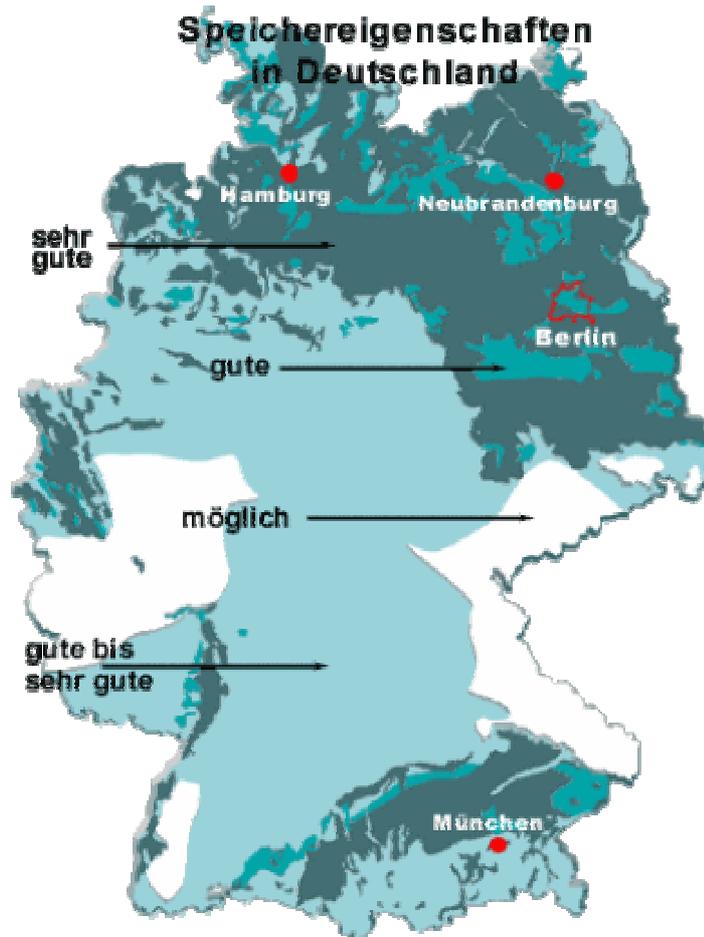


Bild 4.30: Mögliche Aquifer-Speicherstandorte in Deutschland (Tiefe bis 150 m unter GOK; Quelle: GTN [EU 1996])

4.5 Hybridspeicher³¹

In Attenkirchen in der Nähe von Freising wurde erstmals ein Erdbeckenspeicher mit einem Erdsonden-Wärmespeicher als Hybridspeicher kombiniert (Bild 4.31). In der Mitte dieses Hybridspeichers befindet sich der Erdbeckenspeicher (Bild 4.32) ohne besondere Abdichtung und Wärmedämmung; um den in Beton ausgeführten Speicherbehälter sind ringförmig 90 vertikale, 30 m tiefe Erdwärmesonden (Bild 4.33) angeordnet. Das Volumen des Erdbeckenspeichers beträgt 500 m³, das des Erdsonden-Wärmespeichers 9 350 m³, was insgesamt einem Volumen von etwa 4 500 m³ Wasseräquivalent entspricht.

³¹ Beitrag von M. Reuß (ZAE Bayern)

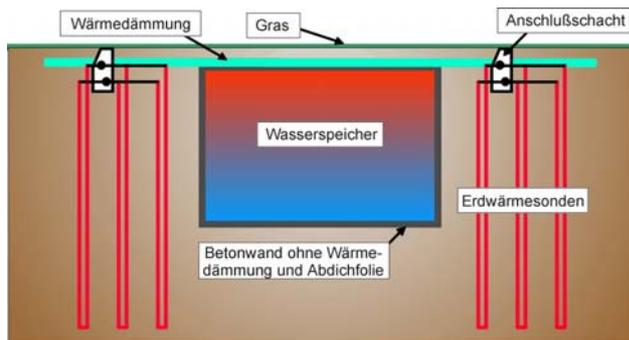


Bild 4.31: Schema des Hybridspeichers

Die Erdwärmesonden (Bild 4.34) sind aus Polybuten, einem Kunststoff, der für den höheren Temperaturbereich bis 80 °C gut geeignet ist. Der zentrale Wasserspeicher dient als Puffer- und Kurzzeit-Wärmespeicher, der Erdsonden-Wärmespeicher als Langzeit-Wärmespeicher. Große Leistungsspitzen, wie sie bei Solaranlagen anfallen, können über den Wasserspeicher leicht abgefahren werden. Durch diese Kombination konnte die Konstruktion des Wasserspeichers vereinfacht werden. Es wird keine wasserdichte Innenauskleidung eingesetzt und der gesamte Speicher ist nur nach oben wärmedämmt. Dadurch konnten die Kosten reduziert werden.



Bild 4.32: Bau des Betonbehälters



Bild 4.33: Ringförmig um den Betonbehälter angeordnetes Sondenfeld



Bild 4.34: Erdwärmesonde aus Polybuten mit Abstandshalter

Geologische Situation und Standortuntersuchung

Für die Standortbeurteilung und die Ermittlung der thermischen Bodenkennwerte wurde eine Kernbohrung abgeteuft. Das geologische Profil weist bis zu einer Tiefe von 29 m mehrere

Tonschichten auf, zwischen denen sich dünne Lagen aus feinem Sand befinden; bis zu einer Tiefe von 37 m folgt eine Schicht aus Sand und feinem Kies und weiter bis 50 m Tiefe wieder Ton. Es wurde kein Wasser angetroffen. Die Bohrung wurde zu einer Erdwärmesonde ausgebaut und ein Thermal Response Test (Bild 4.35) zur Bestimmung der Wärmeleitfähigkeit und des Bohrlochwiderstandes durchgeführt. Dabei ergab sich für die Wärmeleitfähigkeit ein Wert von $\lambda = 1,93 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ und ein Bohrlochwiderstand $R_b = 0,088 \text{ (m}\cdot\text{K)/W}$. Die Beurteilung ergab, dass der Standort sich gut für einen Erdsonden- oder Hybrid-Wärmespeicher eignet.



Bild 4.35: Thermal Response Test in Attenkirchen

4.6 Gruben-Wärmespeicher

An der Ruhr-Universität Bochum wurden Untersuchungen durchgeführt, inwieweit sich Grubenräume des nordrhein-westfälischen Steinkohlebergbaus für die Langzeit-Wärmespeicherung nutzen lassen. Um einen vollständigen Überblick über die derzeitigen Entwicklungen zur saisonalen Wärmespeicherung in Deutschland zu geben, werden die wesentlichen Ergebnisse dieser Untersuchungen hier wiedergegeben. Die Inhalte sind aus [Eikmeier 2002a] und [Eikmeier 2002b] entnommen. Weitere Informationen finden sich in [Eikmeier 1998, Eikmeier 1999a, Eikmeier 1999b].

Verschiedene Vorüberlegungen zu Zugänglichkeit und statischer Stabilität führten zu dem Ergebnis, dass sich generell lediglich senkrechte Grubenschächte, und diese auch nur bei der Stilllegung eines Bergwerkes, zur Integration eines Langzeit-Wärmespeichers eignen. Eine zentrale Anforderung der Bergbaubehörden beim Rückbau von Grubenschächten ist die Dauerstandsicherheit der Schachtverfüllung, die in jedem Fall zur Erlangung der erforderlichen Genehmigungen gewährleistet sein muss. Aus diesem Grund scheidet reines Wasser als Spei-

chermedium aus Sicherheitsgründen aus. Ein guter Kompromiss zwischen Standsicherheit und thermodynamischer Eignung als Speichermedium stellt ein Gemisch aus Kies und Wasser dar. Dabei würde die Kiesfüllung auch dann noch die Standsicherheit garantieren, wenn das Wasser aufgrund von Leckagen entweichen sollte.

Nachträglich installierte Abdichtungssysteme sind, wie die Untersuchungen gezeigt haben, aufgrund der bergbaulichen Randbedingungen sehr kostenintensiv und daher nicht zu empfehlen. Geeignet sind jedoch Schachtabschnitte, die mit so genannten Tübbingern ausgebaut sind. Dabei handelt es sich um gusseiserne Formteile, die zur Abdichtung von Schachtabschnitten im Bereich oberflächennaher Grundwasserleiter verwendet werden und die im Wesentlichen eigendicht sind. Diese Bereiche finden sich im Tiefenbereich bis ca. 250 m unter Geländeoberkante (GOK). Einzelne Leckagen müssen bei einer Nutzung als Wärmespeicher mit geeigneten Verfahren abgedichtet werden.

Eine Wärmedämmung der Seitenwände ist bei der Nutzung dieser Schachtabchnitte nicht möglich, da dann ein zusätzliches, kostenintensives Abdichtungssystem zum Schutz des Dämmstoffes vor Durchfeuchtung notwendig wäre. Die obere Stirnfläche kann jedoch einfach mit einer Dämmschicht versehen werden.

Zur Be- und Entladung wurden verschiedene direkte und indirekte Varianten untersucht. Empfohlen wird eine indirekte Be- / Entladung über horizontale Rohrschlangen in verschiedenen Höhen, da diese eine optimale Temperaturschichtung bei den gegebenen geometrischen Verhältnissen unterstützt. Ein direkter Wasseraustausch durch z. B. Filterbrunnen wird aufgrund des höheren Wartungsaufwandes und des möglichen Eindringens von Grubenwässern in den Speicherbereich nicht empfohlen.

Für eine weitergehende Beurteilung wurde die Machbarkeit an zwei Musterstandorten untersucht. Dabei handelt es sich um den Schacht 6 des Bergwerks General Blumenthal/Haard (GB6) in Recklinghausen und den Schacht 5 des Bergwerks Niederberg (NB5) in Neukirchen-Vluyn (siehe Tabelle 4.4).

Für die beiden Standorte wurden unter Berücksichtigung der örtlichen Randbedingungen die folgenden Ergebnisse ermittelt.

Die Simulationsrechnungen für die Wärmespeicher haben, mit geringer Abhängigkeit von Parametern wie Schachtdurchmesser, Speicherhöhe (bzw. genutzter Schachthöhe) und Gesteinsumgebung, Speichernutzungsgrade für den langfristigen Betrieb (10 Jahre) von ca. 70 – 75 % ergeben. Sie liegen damit im Bereich von realisierten Kies-Wasser-Wärmespeichern.

Tabelle 4.4: Kenndaten der untersuchten Speicher

Standort	Lichter Schachtdurchmesser	Höhe des Schachtabschnitts zur Wärmespeicherung	Volumen	Volumen Wasseräquivalent
GB6	6.6 m	63 m	2 400 m ³	1 600 m ³
NB5	7.4 m	50 m	2 400 m ³	1 600 m ³
		90 m	4 300 m ³	2 870 m ³
		130 m	6 200 m ³	4 100 m ³
		170 m	8 100 m ³	5 400 m ³
		210 m	10 000 m ³	6 670 m ³

Bei der Kostenermittlung für die Speicher wurden zwei Szenarien betrachtet. Eine konservative Kostenschätzung, die von normalen Einheitspreisen und der Tatsache ausgeht, dass es bei einem Pilotspeicher zu Verzögerungen bei der Installation kommen kann. Das zweite, „optimistische“ Szenario geht von reibungslosen Arbeitsabläufen und Preisen aus, die durch reguläre Ausschreibungsverfahren erhalten werden können. Die auf dieser Grundlage berechneten optimistischen Investitionskosten liegen bei NB5 zwischen 472 und 211 €/m³_{Wasseräquivalent} für die Speichervolumina zwischen 2 400 m³ und 10 000 m³, bzw. bei 310 €/m³_{Wasseräquivalent} bei GB6, siehe Bild 4.36. Diese Kosten sind stark von der geplanten herkömmlichen Verfüllung des entsprechenden Schachtes abhängig. Diese erfolgt üblicherweise durch einfaches Verstärken des Füllmaterials. Da dies zu Schäden am zur Speicherung vorgesehenen Schachtabschnitt führen kann, muss dieser geschützt bzw. eine andere Verfüllmethode gewählt werden. Diese Mehrkosten können beträchtlich sein und müssen dem Speicherbau zugerechnet werden. Günstig sind in dieser Hinsicht Standorte, an denen lediglich eine Teilverfüllung bis in eine gewisse Tiefe vorgesehen ist (z. B. durch Installation von Widerlagern in einer gewissen Tiefe). Dies reduziert die Kosten für die Schutzmaßnahmen bei der Verfüllung erheblich. Die große Differenz der Speicherpreise zwischen GB6 und NB5 für die Speichergröße 2 400 m³ (1 600 m³ Wasseräquivalent) ist hauptsächlich auf diesen Umstand zurückzuführen.

Die Untersuchungen ergaben damit nicht die erhofften Kosteneinsparungen gegenüber alternativen Speicherkonzepten. Dies liegt zum wesentlichen Teil an den bergbaulichen Randbedingungen und Sicherheitserfordernissen, die zu erheblichen Mehrkosten führen. Allerdings sind die Kosten auch nicht wesentlich höher als bei den herkömmlichen Speicherkonzepten. Weiterhin muss berücksichtigt werden, dass noch keine Erfahrung mit derartigen Installationen vorliegen. Hierdurch ergeben sich Unsicherheiten in den Kostenermittlungen bzw.

„Angstzuschläge“ in einzelnen Kostenstellen, die Einsparpotenziale nach Umsetzung von ersten Pilotprojekten erwarten lassen.

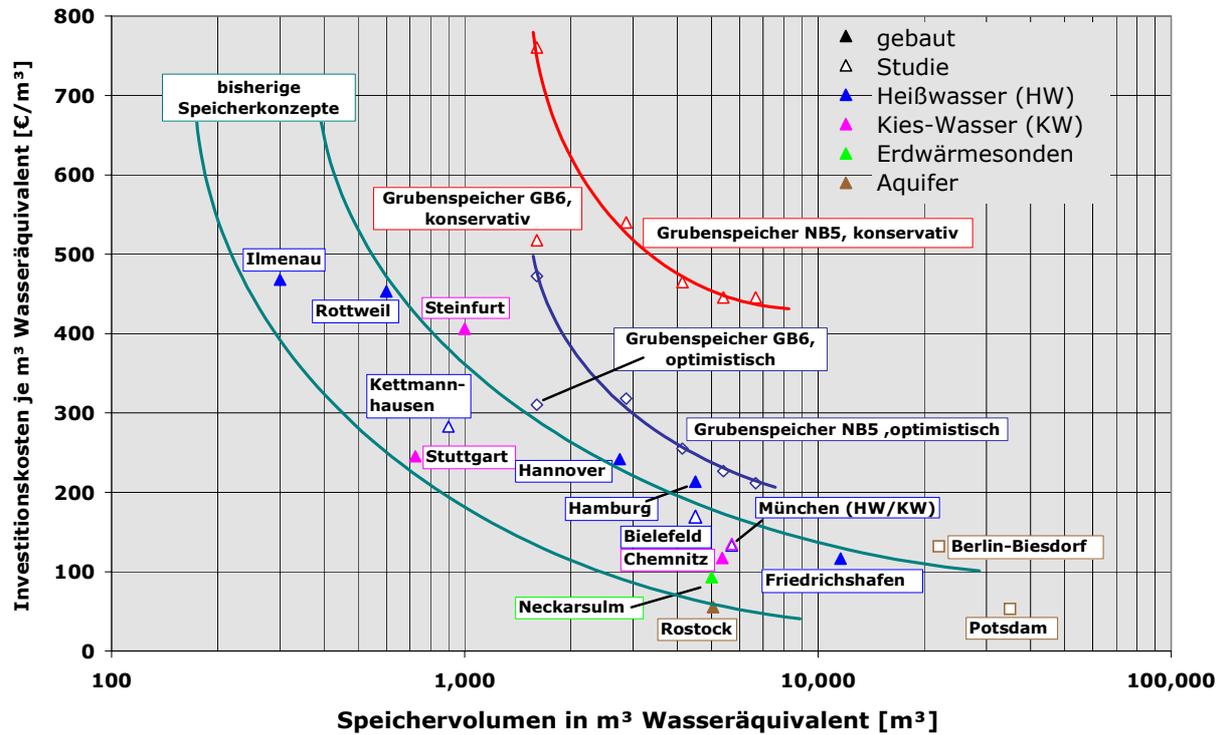


Bild 4.36: Investitionskosten der Grubenspeicher im Vergleich zu herkömmlichen Speicherkonzepten.

5 Weiterentwicklung der Systemtechnik und Regelstrategie

Eine wesentliche Aufgabe in der wissenschaftlich-technischen Begleitforschung ist das Erkennen von optimierbaren Systemkomponenten und –zuständen. Im Folgenden werden deshalb einzelne Aspekte wie überarbeitete Regelschemata, das Betriebsverhalten der Nachheizkessel, Anstrengungen zur Absenkung der Netz-Rücklauf­temperatur, Entwicklungsstrategien von solar unterstützten Nahwärmesystemen sowie ein Finanzierungsmodell einer Solaranlage vorgestellt.

5.1 Regelschemata der Pilotanlagen mit Langzeit-Wärmespeicher

Die ersten Anlagen zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung von Wohngebieten sind 1996 in Betrieb gegangen. Während der ersten Betriebsjahre hat sich gezeigt, dass Änderungen der Regelung zur Optimierung des Anlagenverhaltens (z. B. An- und Ausschaltkriterien der Solaranlagen) führen können. Im Anhang C sind vergleichend die neuen und ursprünglichen Regelschemata der Anlagen in Friedrichshafen, Hamburg, Neckarsulm, Steinfurt und Hannover beigelegt.

5.2 Betriebsverhalten des Nachheizkessels

5.2.1 Friedrichshafen

In der solar unterstützten Nahwärmeversorgung Friedrichshafen dienen bei Bedarf zwei Gas-Brennwertkessel (900 kW bzw. 720 kW) zur Nachheizung des vorgewärmten Netzzrücklaufs. Parallel zu den Kesseln ist ein Pufferspeicher mit einem Volumen von 1 500 l eingebunden. Bei hohen Heizlasten im Winter ist ein kontinuierlicher Betrieb der Brennwertkessel gewährleistet. Bei mittleren und geringen Heizlasten, vor allem in der Übergangszeit sowie im Sommerbetrieb bei hohen thermischen Leistungen des solaren Anlagenteils, ergeben sich ineffiziente Betriebszustände des Brennwertkessels.

In Bild 5.1 ist das thermische Verhalten der Anlage in einer typischen Sommerwoche dargestellt. Sobald die Solaranlage anläuft, wird das Entladen des Wärmespeichers beendet und die vom Kollektorfeld gelieferte Solarwärme direkt genutzt. In den frühen Morgen- bzw. späten Abendstunden reicht das vom Kollektorfeld gelieferte Temperaturniveau (entspricht der Rücklauf­temperatur des Kessels) nicht aus, um den Netzzrücklauf auf die geforderte Soll-

temperatur (ca. 70 °C) anzuheben. Infolge dessen läuft der Brennwertkessel für kurze Zeit an, um die Solltemperatur des Netzes zu sichern. Da in den Sommermonaten vom Kessel nur geringe Nachheizleistungen gefordert werden, die minimale Modulationsleistung des Brenners aber dennoch deutlich höher ist, wird die geforderte Netzvorlauftemperatur erheblich überschritten. Der kurze Einsatz des Kessels ist zudem mit hohen Aufheiz- und Abkühlwärmeverlusten verbunden. Durch Einbau einer dritten Beladetasse in den Langzeit-Wärmespeicher ist dieses Problem dauerhaft zu lösen, sofern die Temperatur im oberen Speicherbereich ausreicht. Hierdurch ist ein gleichzeitiges Be- und Entladen des Wärmespeichers möglich. Wenn das Temperaturniveau der Solaranlage ausreicht, kann Solarwärme direkt unter Umgehung des Wärmespeichers genutzt werden.

Ein weiterer für die Effizienz der Anlage ungünstiger Betriebszustand ist in Bild 5.2 dargestellt. Wird der Netzzrücklauf durch Solarenergienutzung bis auf einige Kelvin unter die geforderte Netzvorlauftemperatur vorgewärmt, läuft der Brennwertkessel an, um die verbleibende Energiemenge zu liefern. Da die vom Kessel geforderte Leistung geringer als die minimale Modulationsleistung des Brenners ist, stellt sich das in Bild 5.2 dargestellte, durch die fluktuierende Netzvorlauftemperatur gekennzeichnete intermittierende Betriebsverhalten ein. Abhilfe wäre in diesem Fall durch den Einsatz eines Brennwertkessels geringerer Nennleistung zu schaffen. Dieser könnte die geringe Leistung bei kontinuierlichem Betrieb unter Gewährleistung hoher Kesselnutzungsgrade liefern.

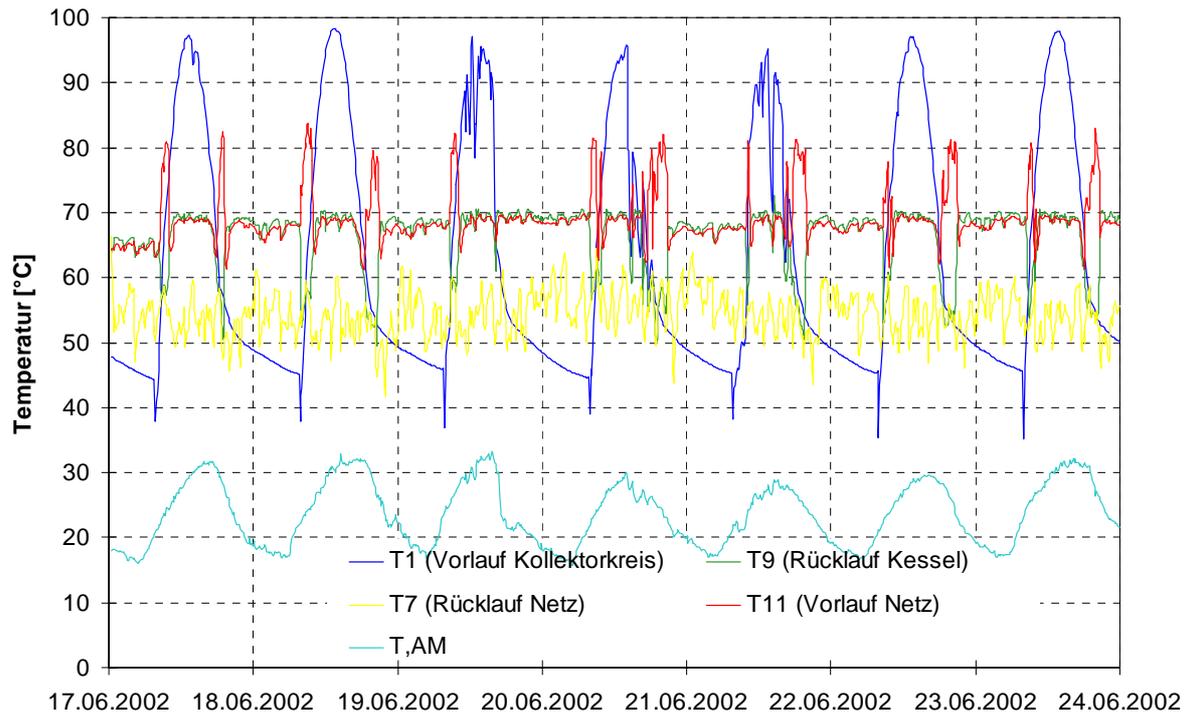


Bild 5.1: Temperaturen von Netz, Solaranlage und Umgebung der Anlage in Friedrichshafen im Juni 2002

Beide Arten der oben geschilderten Betriebszustände traten im Jahr 2002 häufiger als in den Jahren zuvor auf. Ein Grund hierfür ist der höhere sekundärseitige Volumenstrom am Solar-Wärmeübertrager, wodurch etwas niedrigere solare Nutztemperaturen bereitgestellt werden und das Netz durch den Vorwärm-Wärmeübertrager auf vergleichsweise niedrigere Temperaturen vorgewärmt wird (siehe Abschnitt 2.1.1).

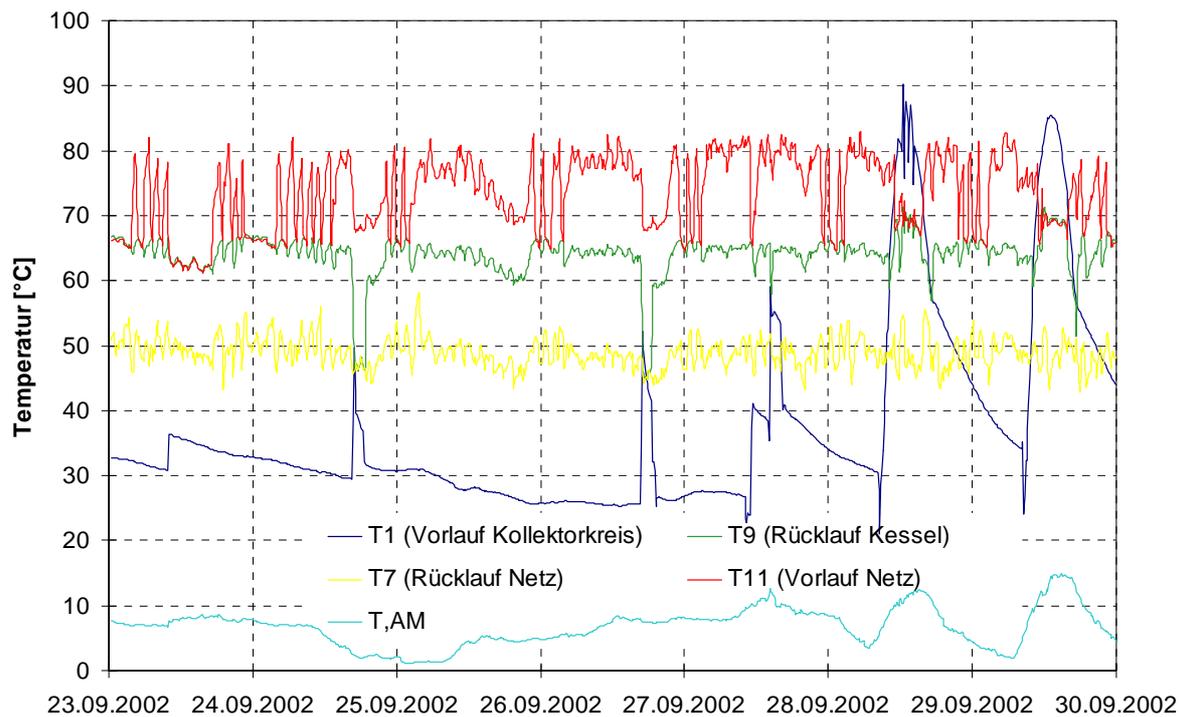


Bild 5.2: Temperaturen von Netz, Solaranlage und Umgebung der Anlage in Friedrichshafen im September 2002

Im Dezember 2002 stieg durch den kontinuierlichen Anschluss weiterer Häuser des zweiten Bauabschnitts an das Wärmeverteilnetz und eine erste Kältewelle mit Dauerfrost die Netzlast so weit an, dass am 10. Dezember 2002 zum ersten Mal beide Nachheizkessel parallel in Betrieb waren. Da eine Kesselfolgeschaltung bisher noch nicht in die Regelung integriert worden ist, läuft der Zwei-Kessel-Betrieb noch ineffizient ab, wodurch der Kesselnutzungsgrad auf Werte unter 90 % sinkt. In Bild 5.3 ist das Taktverhalten beider Kessel sowie die Auswirkungen auf die Netzvorlauftemperatur, die mitunter auf über 80 °C steigt, dargestellt.

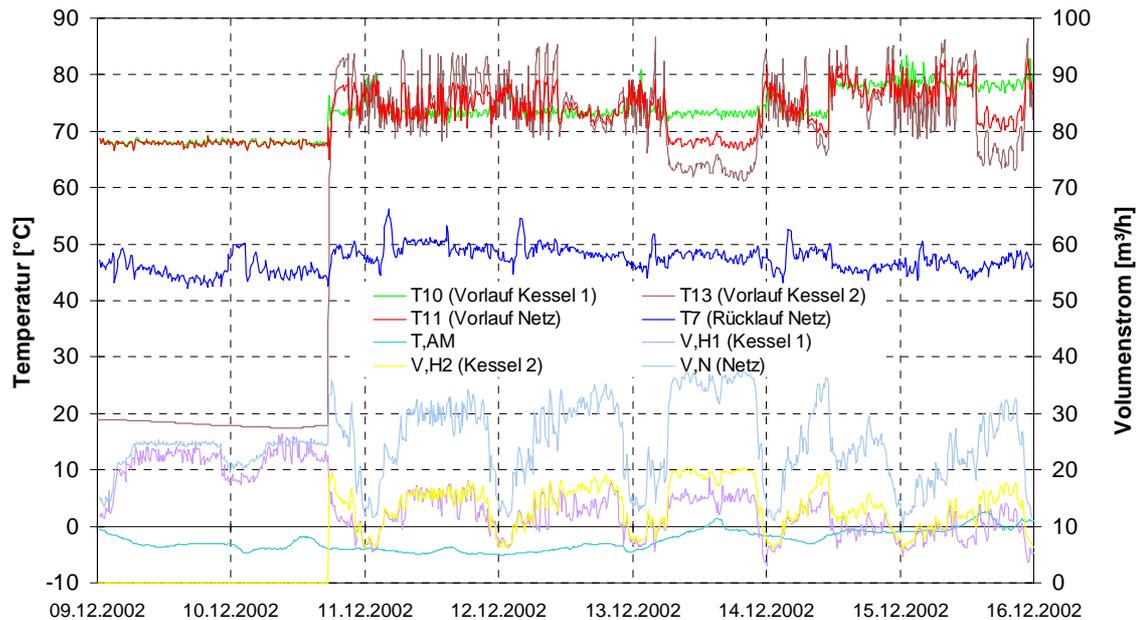


Bild 5.3: Lastverhalten im Zwei-Kessel-Betrieb der Anlage in Friedrichshafen

5.2.2 Neckarsulm

Die Nachheizung erfolgt bei der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Neckarsulm auf konventionellem Weg mit einem Gas-Niedertemperaturkessel. Der Gaskessel hat eine Leistung von ca. 2 MW und arbeitet modulierend. Für den geplanten Endausbau sind zwei weitere Gas-Niedertemperaturkessel vorgesehen. Derzeit sind zwei Pufferspeicher mit einem Volumen von 200 m³ (gesamt) parallel zum Gaskessel eingebunden. Die Pufferspeicher selbst sind in Reihe angeordnet.

In den Sommermonaten kann der Gaskessel aufgrund der durch die Solaranlagen bereitgestellten Wärmemenge über längere Zeiträume ausgeschaltet werden. Dies ist in Bild 5.4 daran zu erkennen, dass die Netz-Vorlauftemperatur und die Temperatur vor dem Kessel an der gekennzeichneten Stelle identisch sind. In den Übergangsmonaten, siehe Bild 5.4 vom 10. bis 12.09.02, ist der Kessel in Betrieb und taktet sehr häufig. Ein häufiges Takten ist insbesondere in den Übergangsmonaten zu beobachten, wenn die Wärmelieferung der Solaranlagen bzw. des Erdsonden-Wärmespeichers nicht ausreicht, um den Wärmebedarf des Nahwärmenetzes vollständig zu decken und andererseits der Wärmebedarf noch nicht so hoch ist, dass der Gaskessel ständig in Betrieb sein muss. Der Hauptgrund für das häufige Takten des Gaskessels liegt in der Größe des Gaskessels. Dieser ist auf einen höheren als den derzeit vorhandenen Wärmebedarf ausgelegt. Auch in der geringsten Modulationsstufe, d. h. in der geringsten

Leistungsstufe, gibt der Gaskessel eine Leistung ab, die deutlich höher als die zum Erreichen der Soll-Vorlauftemperatur notwendige Leistung ist. Durch die zu große Leistungsabgabe resultieren hohe Vorlauftemperaturen, die beim Überschreiten des Sollwertes für die Vorlauftemperatur zum Abschalten des Kessels führen. Nach einiger Zeit wird die Soll-Vorlauftemperatur wieder unterschritten und der Kessel startet erneut. In Bild 5.5 ist zu erkennen, dass der Gaskessel bei einem höheren Durchfluss, bedingt durch die höhere Wärmeabnahme im Nahwärmenetz weniger häufig taktet als bei geringem Durchfluss (nachts) und auch die Vorlauftemperatur wesentlich konstanter ist.

In Bild 5.4 ist außerdem zu erkennen, dass die Netz-Vorlauftemperatur teilweise deutlich über der Soll-Vorlauftemperatur (65 °C) liegt. Bei Betrieb des Gaskessels resultiert die hohe Vorlauftemperatur aus dem oben beschriebenen Grund. Bei ausgeschaltetem Gaskessel resultiert die hohe Vorlauftemperatur vor allem daraus, dass die Netz-Rücklaufbeimischung aufgrund der Besonderheiten des 3-Leiter-Netzes nicht wie vorgesehen funktioniert. Bei der Netz-Rücklaufbeimischung wird dem Netz-Vorlauf Wasser aus dem Netz-Rücklauf beigemischt, um eine konstant hohe Vorlauftemperatur zu erreichen. Damit können sowohl die Netz-Rücklauftemperatur als auch die Wärmeverluste im Nahwärmenetz gesenkt werden. Eine niedrige Netz-Rücklauftemperatur wiederum ist zum Erreichen hoher Solarerträge von entscheidender Bedeutung. Eine detaillierte Erklärung zur Netz-Rücklaufbeimischung in Neckarsulm ist im Kapitel 2.1.2 gegeben.

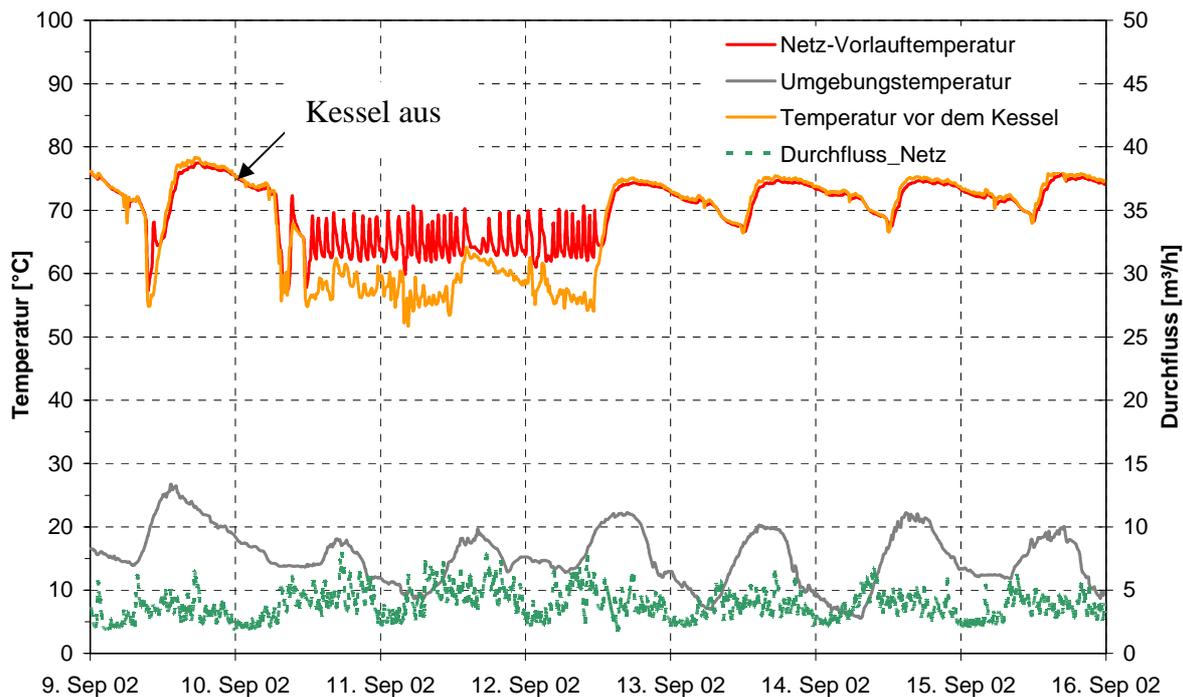


Bild 5.4: Netz-Vor- und -Rücklauf-temperatur, Netz-Durchfluss sowie Umgebungstemperatur in Neckarsulm vom 09.09.02 bis 16.09.02

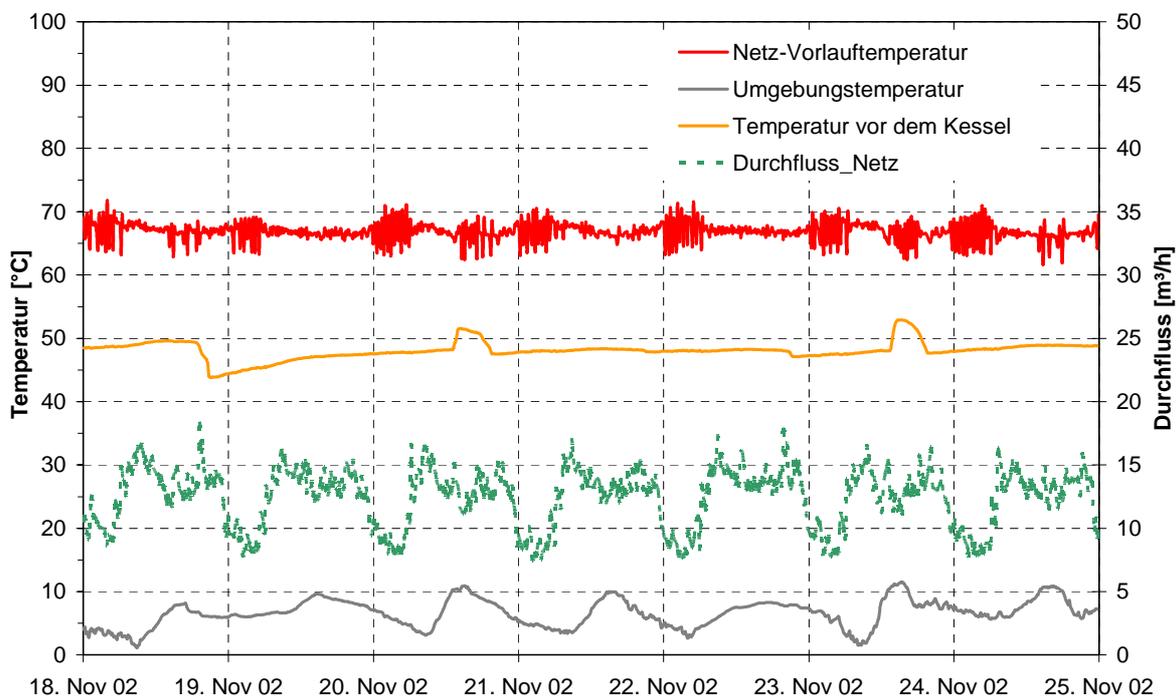


Bild 5.5: Netz-Vor- und -Rücklauf-temperatur, Netz-Durchfluss sowie Umgebungstemperatur in Neckarsulm vom 18.11.02 bis 25.11.02

5.3 Absenkung der Netz-Rücklauf­temperatur

5.3.1 Friedrichshafen Wiggerhausen

Die solar unterstützte Nahwärmeverorgung in Friedrichshafen weist im Betrieb Volumenstrom-gemittelte Netzurücklauf­temperat­uren im Jahresverlauf von 44 °C (1998) bis 49 °C (2000) auf. Die langfristig angestrebte Netzurücklauf­temperatur liegt bei 40 °C. In Abschnitt 2.1.1 sind die Netztemperat­uren im Jahresverlauf dargestellt. Zu Zeiten reiner Trinkwarmwasser-Erwärmung im Sommer beträgt die Netzurücklauf­temperatur im Mittel 54 °C, in den Heizmonaten im Mittel 44 °C. Zur Identifizierung des thermischen Verhaltens der insgesamt fünf Wärmeübergabestationen des ersten Bauabschnittes in den vier angeschlossenen Wohnblöcken sowie im Kindergarten wurden exemplarisch zwei Wärmeübergabestationen vermessen [Kalusche 1999]. Bild 5.6 zeigt den Aufbau einer derartigen Station. Die Einbindung der Heizung erfolgt über einen Wärmeübertrager, die Trinkwarmwasser-Erwärmung über ein Speicherladesystem. Aus Komfortgründen ist eine Trinkwarmwasser-Zirkulation in den Gebäuden installiert.

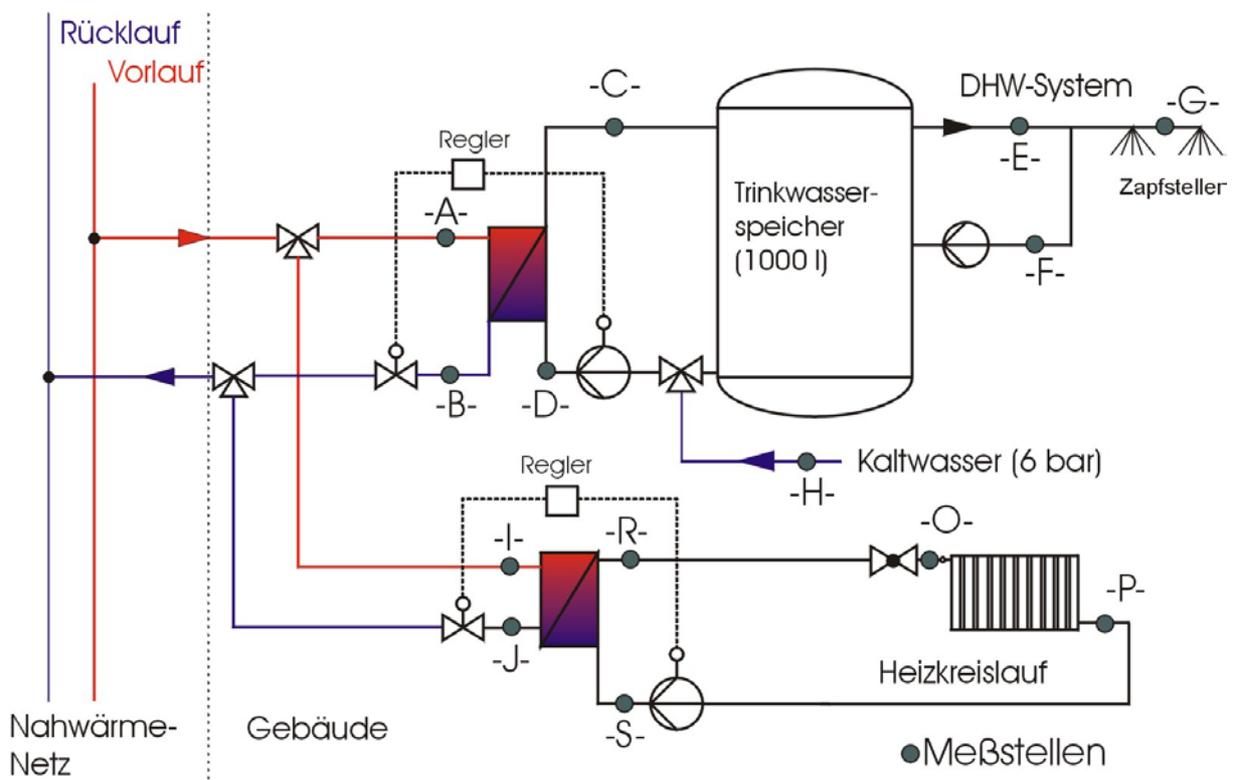


Bild 5.6: Allgemeines Funktionsschema einer Wärmeübergabestation der Anlage in Friedrichshafen sowie die Lage der Messstellen (DHW: Domestic Hot Water, Trinkwarmwasser)

Durch die Vermessung der Wärmeübergabestationen wurden einige Mängel festgestellt, die zum einen den Komfort der Hausbewohner beeinträchtigen und zum anderen den Wärmeverbrauch sowie die Netzurücklauftemperaturen erhöhen und somit die Effizienz der solar unterstützten Nahwärmeversorgung senken. Einige dieser Mängel sind Heizungswärmeübertrager mit gegenüber der Planung um bis zu 45 % geringerem Wärmeübertragungsvermögen sowie hydraulisch nicht optimal abgegliche Stränge zu den Heizkörpern und zu Trinkwarmwasser-Zapfstellen, was zu einer Unterversorgung der an den Strangenden gelegenen Wohnungen führt.

Auf Grundlage der aufgenommenen Messdaten wurde das thermische Verhalten der Wärmeübergabestation mit Hilfe des Simulationsprogramms TRNSYS abgebildet sowie alternative Möglichkeiten zur Verbesserung des Anlagenverhaltens evaluiert. Bild 5.7 zeigt die Netzurücklauftemperaturen des Ist-Zustands im Vergleich zu einem alternativen hydraulischen Anlagenschema. Hierbei handelt es sich um eine hydraulische Einbindung des Heizungsvorlaufs zur Vorwärmung des Zirkulationsrücklaufs (mit und ohne Nachtabschaltung). Es ist zu sehen (siehe Bild 5.8), dass die Netzurücklauftemperatur dadurch um 3.4 K bis 4.6 K im Vergleich zum Ist-Zustand (46 °C: Messung im November 1998) gesenkt werden kann. Die dem Netz entnommenen Wärmemengen sinken dabei um 1.6 % für die Variante ohne Nachtabschaltung bzw. 3.6 % für die Variante mit Nachtabschaltung.

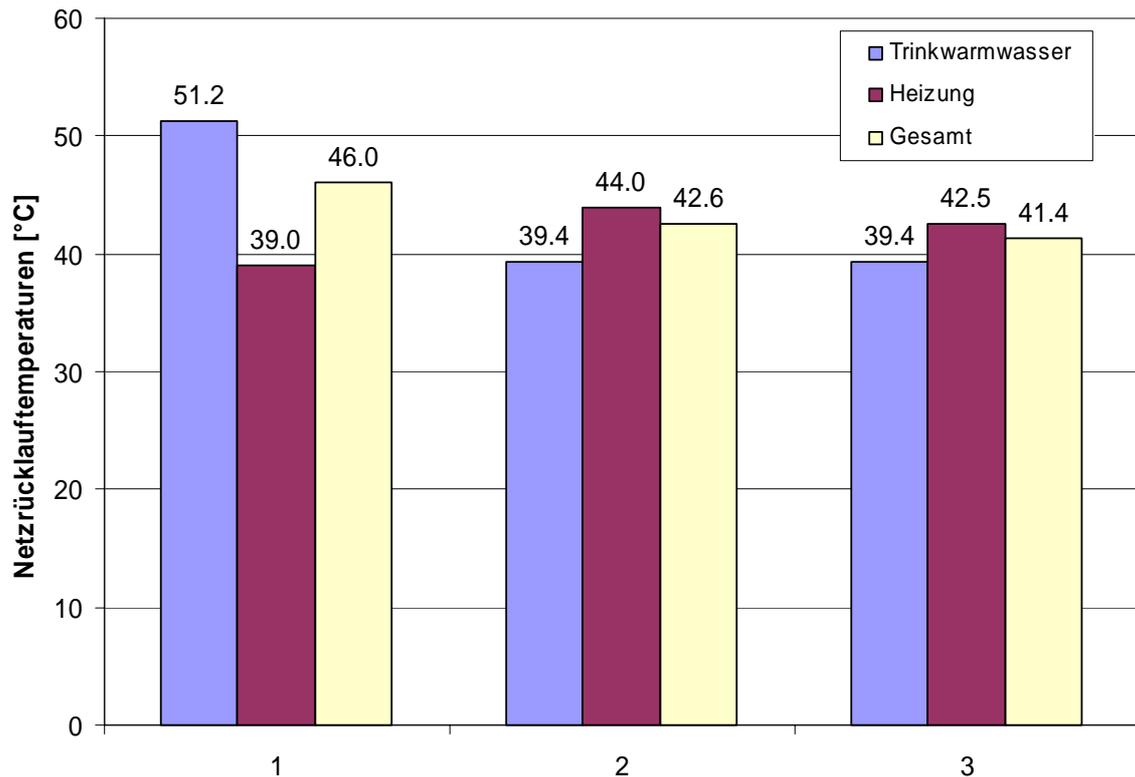


Bild 5.7: Vergleich der simulierten Netzzücklauftemperaturen (Volumenstrom-gewichtet über den Vergleichszeitraum von drei Monaten) einer Wärmeübergabestation mit alternativen Hydrauliksystemen (1: Ist-Zustand; 2: Zirkulationsvorwärmung (ohne Nachtabschaltung); 3: Zirkulationsvorwärmung (mit Nachtabschaltung))

Die Einsparungen beim Wärmemengenbedarf sind zwar gering; durch die Absenkung der Netzzücklauftemperatur kann jedoch der solare Deckungsanteil des Gesamtsystems deutlich gesteigert werden. Die vorgeschlagene Anlagenvariante (siehe Bild 5.8) ist mit keinerlei Komforteinbußen verbunden und ohne hohen technischen Aufwand nachrüstbar.

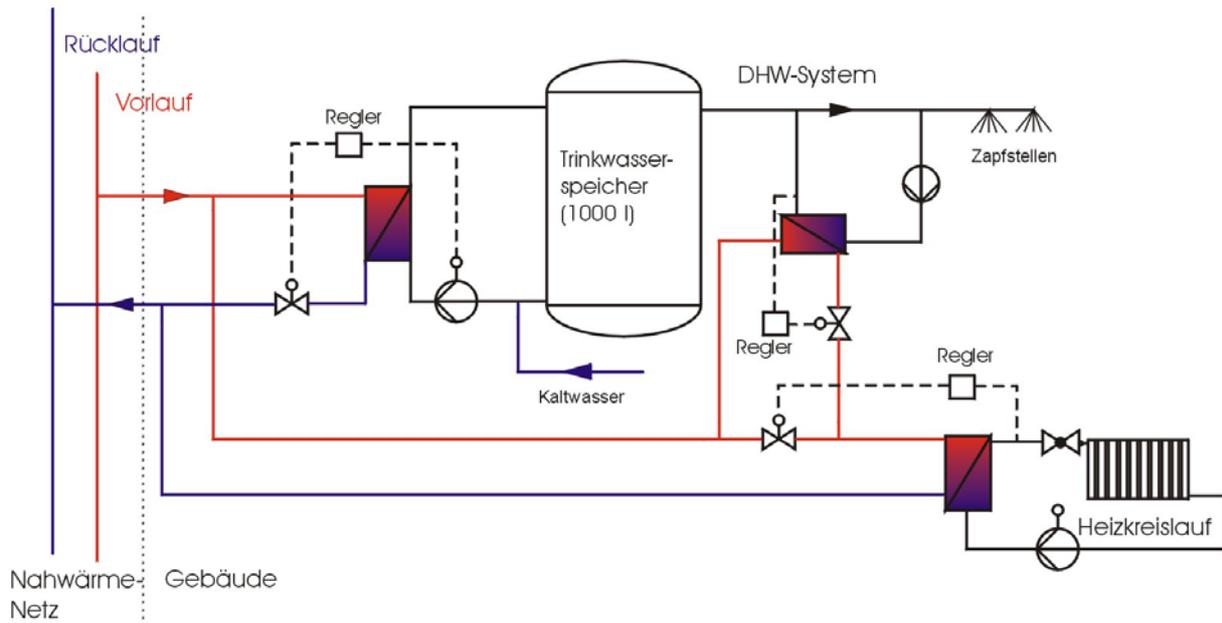


Bild 5.8: Funktionsschema der hydraulischen Einbindung des Heizungsvorlaufs zur Vorwärmung des Zirkulationsrücklaufs

5.3.2 Hannover-Kronsberg³²

In Hannover lagen die Netzzücklauftemperaturen seit Inbetriebnahme der Wärmeversorgung über den erwarteten Temperaturen von etwa 45 – 50 °C im Sommer sowie ca. 40 °C im Winter (s. Bild 5.9). Darüber hinaus waren Beschwerden von Seiten der Mieter hinsichtlich der Trinkwarmwasser-Versorgung zu verzeichnen. Auf Basis detaillierter Messungen in den einzelnen Versorgungskreisen wurden Änderungsvorschläge für die Gebäudetechnik ausgearbeitet. Deren Umsetzung erfolgte im Herbst 2002.

³² Beitrag von M. Bodmann (IGS der TU Braunschweig)

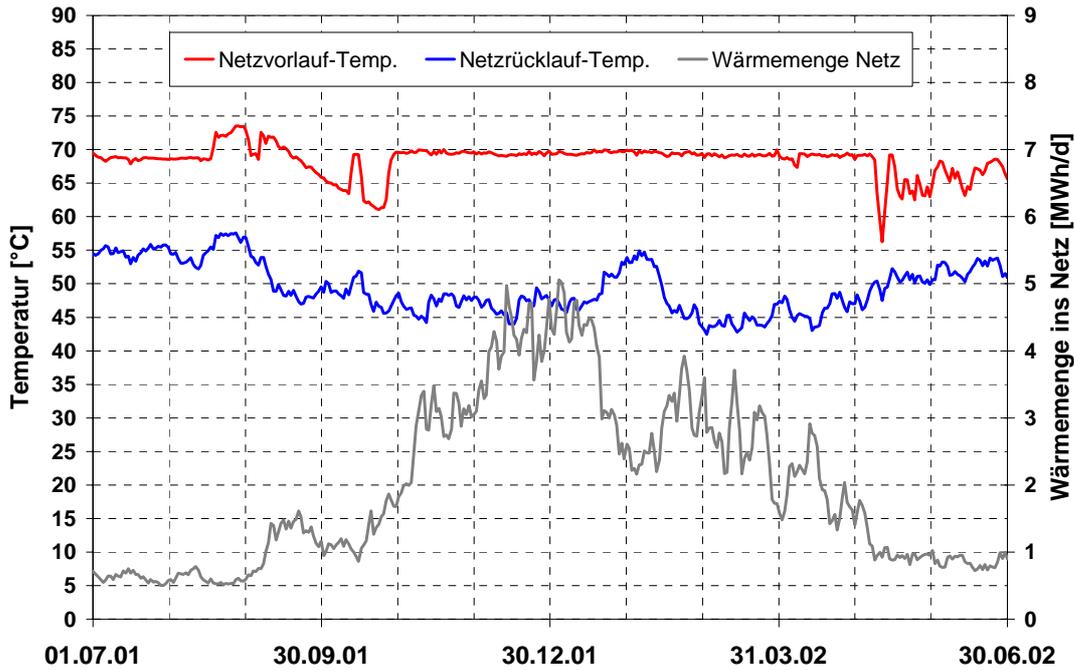


Bild 5.9: Netztemperaturen sowie ins Netz eingespeiste Wärmemenge– Hannover-Kronsberg

Im Folgenden werden der Ausgangszustand der Wärmeversorgung sowie die durchgeführten Änderungen bzw. Umbauten beschrieben.

5.3.2.1 Ausgangszustand Wärmeversorgung

Die Gebäude in Hannover-Kronsberg werden von der Heizzentrale aus über ein Zweileiternetz mit Wärme versorgt. Neben der Übergabestation in der Heizzentrale sind zwei Stationen in den Gebäuden C und E (siehe Bild 2.68) an das Verteilnetz angebunden. Die Übergabestationen verfügen jeweils über die zentralen Armaturen und Pumpen für die Versorgungskreise von Heizung und Trinkwarmwasser-Erwärmung (s. Bild 5.10) sowie über eine eigene Regelung.

Die Heizungskreise sind direkt, ohne trennenden Wärmeübertrager an das Verteilnetz angeschlossen. Die Heizungs-Vorlauftemperatur wird in Abhängigkeit von der Außentemperatur durch Rücklaufbeimischung geregelt. Ein Trinkwarmwasser-Speicher, der über einen externen Wärmeübertrager beladen wird, sichert die Trinkwarmwasser-Versorgung. Die Beladung des Speichers erfolgt in Abhängigkeit von der Temperatur im unteren Drittel des Speichers. Die Trinkwarmwasser-Zirkulation wurde in die obere Speicherhälfte eingebunden. Die Zirkulationspumpe läuft gantztägig ohne Unterbrechung.

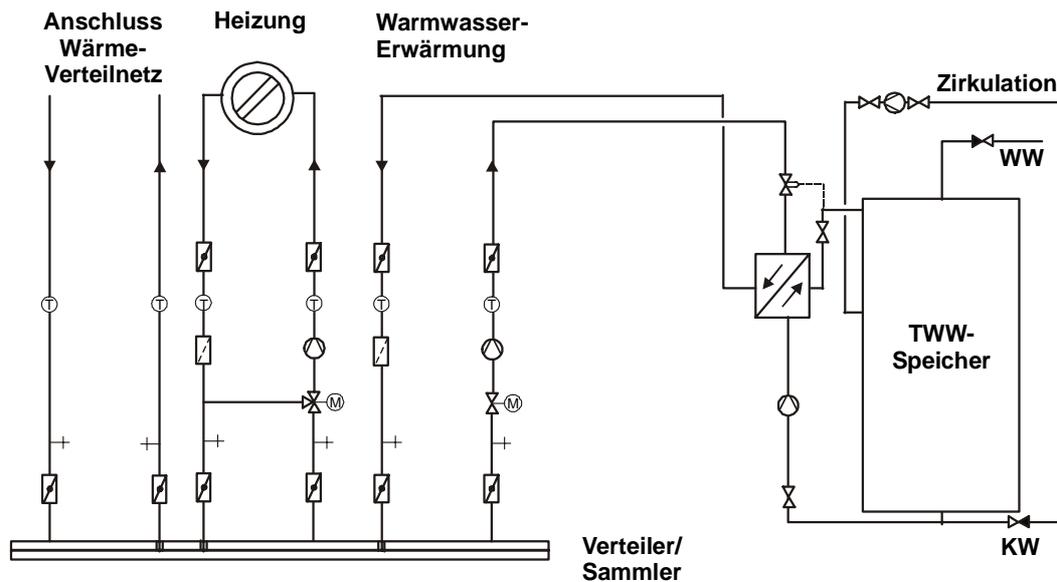


Bild 5.10: Schema Wärmeübergabestation (Ausgangszustand)

Alle Wohnungen sind mit Flachheizkörpern ausgestattet. Strangdifferenzdruckregler, die an den Fußpunkten der Steigleitungen im Untergeschoss eingebaut wurden, und voreinstellbare Thermostatventile stellen den hydraulischen Abgleich der Heizungskreise sicher. Das Trinkwarmwasser-Versorgungsnetz hingegen wurde ohne Armaturen für einen hydraulischen Abgleich ausgeführt.

Die Netz-Vorlauftemperatur beträgt im Regelfall 70 °C. Während der Sommermonate wird bei ausschließlich solarer Versorgung eine bis auf minimal 63 °C reduzierte Netz-Vorlauftemperatur akzeptiert. Die Vorlauftemperatur in den Heizungskreisen gleitet zwischen 40 °C (Außentemperatur 18 °C) und 65 °C (-12 °C). Der Sollwert für die Trinkwarmwasser-Temperatur beträgt 60 °C, der Wärmeübertrager für die Beladung wurde auf eine primärseitige Rücklauftemperatur von 20 °C bei einer Kaltwassertemperatur von 10 °C ausgelegt.

5.3.2.2 Änderungen Wärmeversorgung

Das Monitoring der Anlage, detaillierte Messungen in den einzelnen Verbraucherkreisen sowie eine Begutachtung der eingesetzten Technikkomponenten zeigten folgende Schwachstellen bei der Wärmeversorgung:

- Die Netzurücklauftemperatur war insbesondere bei der Nachheizung der Zirkulationswärmeverluste während eines Trinkwarmwasser-Ladevorganges zu hoch.
- Die Temperaturen in den Warmwassernetzen der Gebäude schwankten stark: Bedingt durch eine ungünstige Durchströmung des Trinkwarmwasser-Speichers durch die Zirkulation erfolgte eine Beladung des Speichers erst, als der obere Bereich schon

Temperaturen deutlich unterhalb von 55 °C erreicht hatte. Der fehlende hydraulische Abgleich verstärkte den Effekt in entfernt liegenden Gebäudeteilen.

- Die im Ladekreis der Trinkwarmwasser-Speicher eingesetzten Motorventile waren nicht dichtschießend. Leckströme bis zu 0.3 m³/h waren zu verzeichnen. Ferner waren die eingesetzten Umwälzpumpen im Ladekreis überdimensioniert, ein zu hoher primärseitiger Volumenstrom wurde bei Beladung umgewälzt.

Um eine nahezu ständige Beladung des Trinkwarmwasser-Speichers als Folge eines angepassten Regelungsparameters zu verhindern, wurde eine separate Nachheizung der Zirkulation vorgeschlagen (s. Bild 5.11). Alle Speicherladesysteme wurden im Herbst 2002 dementsprechend umgebaut. Die nachgerüsteten Wärmeübertrager wurden auf eine geringe Rücklaufemperaturdifferenz zwischen Primär- und Sekundärseite ausgelegt. Die erforderliche Heizwassermenge wird im Sommer durch die Netzpumpe in der Heizzentrale umgewälzt; auch bei Speicherladebetrieb wird die gewünschte sekundärseitige Vorlaufemperatur erzielt. Bei Betrieb der Heizungspumpe sorgt eine Kleinstpumpe für die notwendige Umwälzung. Nach Austritt aus dem Wärmeübertrager wird die Heizwassermenge außerhalb der Heizperiode direkt in den Netzzrücklauf eingespeist. In der Heizperiode wird sie mit Ausnahme einiger sehr kalter Tage dem Heizungsvorlauf beigemischt und somit über das Heizungsnetz weiter ausgekühlt. Die Regulierung erfolgt über die vorhandene Rücklaufbeimischung des Heizungskreises.

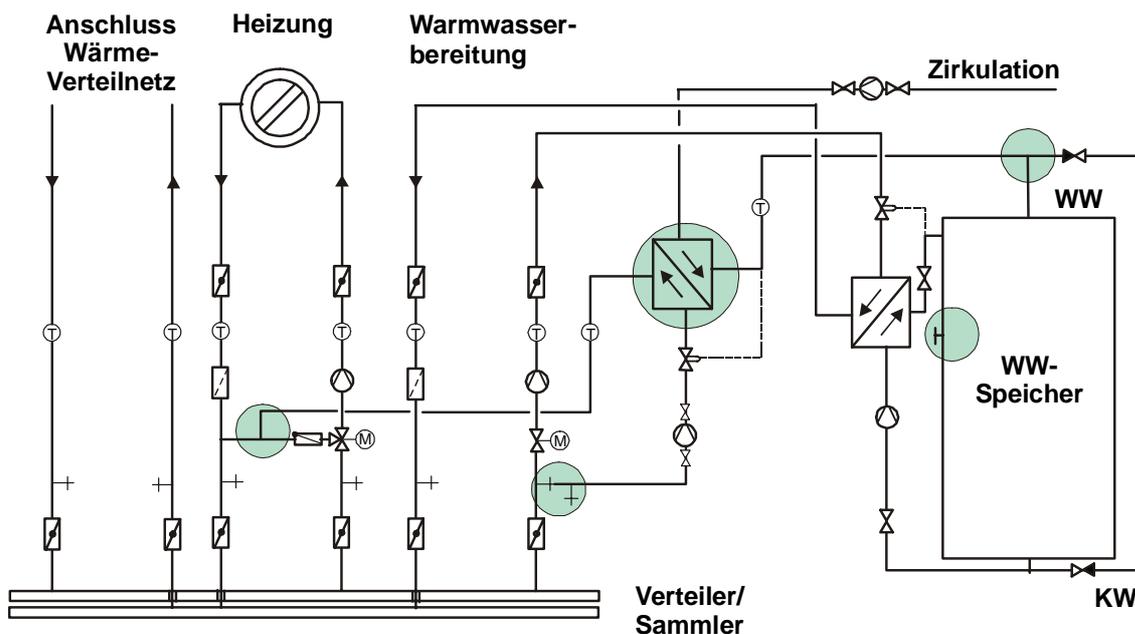


Bild 5.11: Einbindung der Zirkulationsnachheizung (farbig hinterlegt sind Einbindepunkte in das bestehende System)

Die undichten Motorventile im Ladekreis der Trinkwarmwasser-Speicher wurden gegen dicht schließende Modelle ausgetauscht. Bereits im Vorfeld erfolgte der Abgleich des Trinkwarmwasser-Zirkulationssystems. Die in den Zirkulationsleitungen eingebauten Absperrventile wurden durch thermostatisch regelnde Ventile ersetzt. Ein gleichmäßiges Temperaturniveau im Zirkulationsnetz wird jetzt erreicht, zudem konnte der umgewälzte Volumenstrom reduziert werden. Weiterhin wurden die überdimensionierten Speicherladepumpen gegen kleinere Modelle mit deutlich verringerter elektrischer Leistungsaufnahme ausgetauscht. Anzumerken ist, dass der erforderliche Pumpstrombedarf durch den oben beschriebenen Umbau trotz Einsatz einer zusätzlichen Kleinstpumpe infolge der deutlich verkürzten Ladevorgänge nochmals reduziert werden konnte.

Nach Durchführung aller Maßnahmen werden in den Sommermonaten maximale Netz-Rücklauftemperaturen von rd. 52 °C erwartet, in der Heizperiode werden Temperaturen von etwa 40 °C erzielt, wie Messergebnisse zeigen. Durch die verringerten Netz-Rücklauftemperaturen insbesondere zu Beginn einer Heizperiode kann eine verbesserte Auskühlung des Langzeit-Wärmespeichers in der Entladephase erreicht werden.

5.3.2.3 Zusammenfassung und Ausblick

Durch die beschriebenen Umbauten, vor allem durch den Einsatz eines separaten Wärmeübertragers zur Nachheizung der Zirkulation, konnte im vorliegenden Fall eine Reduktion der Netz-Rücklauftemperatur insbesondere in der Heizperiode erreicht werden. Die dadurch verbesserte Auskühlung des Langzeit-Wärmespeichers lässt eine Steigerung des solaren Nutzertrages um rund 30 MWh/a gegenüber dem Ausgangszustand erwarten.

Weiterhin werden die Nutzerbedürfnisse hinsichtlich eines gleichmäßigen Trinkwarmwasser-Temperaturniveaus sowie die in einschlägigen Richtlinien beschriebenen betrieblichen Anforderungen an die Trinkwarmwasser-Versorgung [DVGW 1993] erfüllt.

Jedoch sei an dieser Stelle ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die beschriebenen Umbauten eine Kompromisslösung darstellen. Für die Neuplanung bietet die intelligente Nutzung der vorliegenden unterschiedlichen Temperaturniveaus weitere Möglichkeiten der Rücklauf-temperaturabsenkung.

5.3.3 Rostock-Brinckmanshöhe

Im Projekt in Rostock wurde von Beginn der Planungen auf eine konsequente Umsetzung der Niedertemperaturtechnik geachtet. Für die Heizwärmeverteilung kommt eine Niedertempe-

ratur-Radiatoren-Heizung mit Auslegungstemperaturen von 50/30 °C (VL/RL) zum Einsatz. Die Trinkwarmwasser-Erwärmung erfolgt über zwei zentrale angeordnete Speicher mit je 750 Liter Volumen, die in Reihe geschaltet sind.

Tabelle 5.1: volumenstromgewichtete Jahresmittelwerte einiger Temperaturen (Messwerte)

	2000 ¹⁾		2001		2002	
	VL	RL	VL	RL	VL	RL
mittlere Temperatur Heizkreise	33.3	29.4	37.8	31.5	39.3	32.2
mittlere Temperatur Trinkwarmwasser-Erwärmung ³⁾	57.3	43.3	59.9	43.1	60.6	40.9
mittlere Temperatur Trinkwarmwasser-Zirkulation ³⁾	- ²⁾	- ²⁾	61.9 ²⁾	51.1 ²⁾	63.8	52.9
mittlere Temperatur Netz	38.3	35.0	41.7	34.0	44.4	35.7

¹⁾: nur 20.04.2000 – 31.12.2000

²⁾: erst ab 09.04.2001 separate Erwärmung der Zirkulation

³⁾: Primärseite Wärmeübertrager

Die Rücklauftemperaturen liegen seit Betriebsbeginn auf niedrigem Niveau (siehe Tabelle 5.1, Hydraulikschema siehe Bild 2.55). Allerdings gab es im Jahr 2000 Beschwerden einzelner Mieter über kalte Heizkörper und zu geringe Temperaturen beim Trinkwarmwasser. Auch waren die Zirkulationsrücklauftemperaturen aus hygienischer Sicht teilweise bedenklich niedrig. Nach einigen nicht erfolgreichen Versuchen, durch lokal beschränkte Einregulierungsmaßnahmen sowie einer Nachrüstung von Thermostatventilen im Zirkulationsrücklauf die Hydraulik zu verbessern, wurde im März 2001 die gesamte Heizungsverteilung neu einreguliert. Weiterhin mussten aus Komfort- und Hygienegründen schrittweise die Vorlauftemperaturen der Trinkwarmwasser-Erwärmung angehoben werden.

Aus den Heizkreisen kommen im Jahresmittel Temperaturen von 30-32 °C zurück. Die Rücklauftemperaturen aus der Trinkwarmwasser-Erwärmung lagen anfangs zwischen 35 bis über 50 °C am Ende der Beladevorgänge der Speicher. Diese hohen Temperaturen wurden vorwiegend verursacht durch eine Durchmischung der Trinkwarmwasser-Speicher durch den Zirkulationsrücklauf, der in den kälteren der beiden Speicher eingeleitet wurde (siehe Bild 5.12). Eine Umlegung dieser Einleitung in den wärmeren Speicher im August 2000 erbrachte

nicht den erhofften Erfolg. Aus diesem Grund wurde im April 2001 ein weiterer Umbau durchgeführt, bei dem der Zirkulationsrücklauf vollständig aus den Trinkwarmwasser-Speichern herausgenommen wurde (Bild 5.13). Die Erwärmung erfolgt seither über einen separaten Wärmeübertrager. Die naturgemäß aus der Zirkulationserwärmung zurückkommenden, hohen Rücklauftemperaturen von 50-55 °C werden nicht mehr dem Rücklauf sondern dem Niedertemperatur-Vorlauf (45 °C-Verteiler im Hydraulikschema, Bild 2.55) zugeführt. Dadurch können sie in der Heizperiode durch die Heizkreise weiter abgekühlt werden, im Sommer werden sie in den mittleren Bereich des Pufferspeichers eingeleitet und zerstören so nicht die niedrigen Temperaturen in dessen unteren Bereich. Der Rücklauf aus der Trinkwarmwasser-Erwärmung wird je nach Temperatur entweder dem Rücklauf oder ebenfalls dem Niedertemperatur-Verteiler zugeführt.

VL 65°C VL 45°C RL 30°C

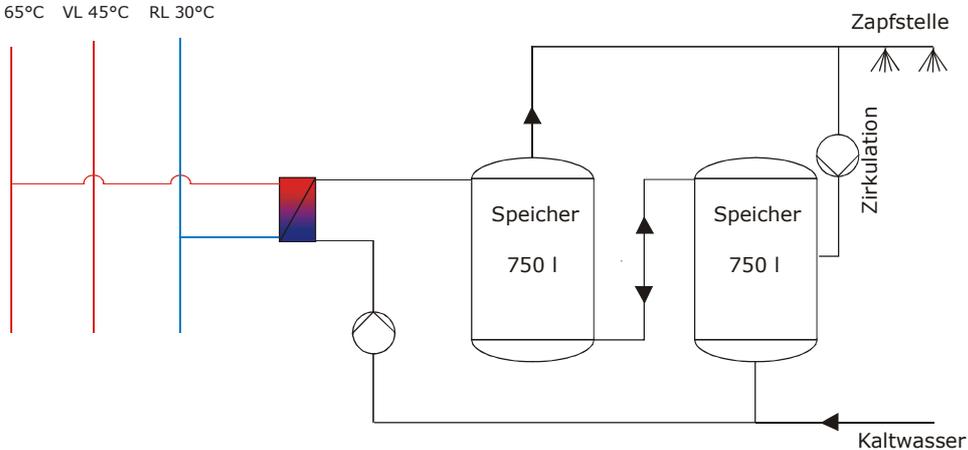


Bild 5.12: Ausgangszustand der Trinkwarmwasser-Erwärmung

VL 65°C VL 45°C RL 30°C

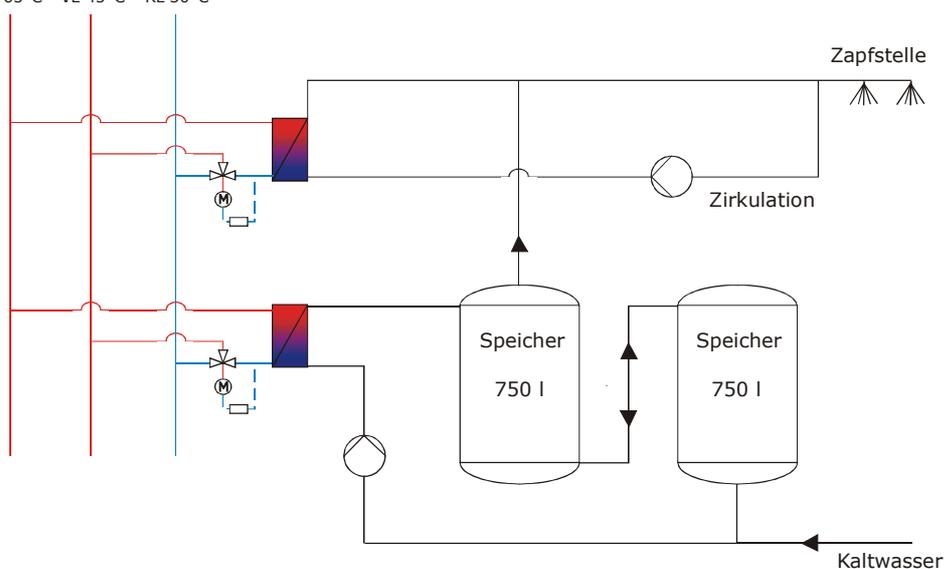


Bild 5.13: Zustand der Trinkwarmwasser-Erwärmung nach dem Umbau im April 2001

Im Oktober 2002 wurde schließlich zur Optimierung der Temperaturverhältnisse an den Wärmeübertragern ein neuer, größerer Wärmeübertrager zur Erwärmung des Trinkwarmwassers eingebaut und der ausgebaute, nach einer Reinigung, zur Zirkulationserwärmung genutzt. Die Grädigkeit der beiden Wärmeübertrager liegt seither bei ca. 3 K (vorher: bis zu 10 K).

Durch die beschriebenen Maßnahmen konnten die niedrigen Rücklauftemperaturen im Jahr 2002 gehalten werden, obwohl die Vorlauftemperaturen aus den genannten Gründen um einige Kelvin angehoben werden mussten. Die Einregulierungsmaßnahmen führten zu einem gleichmäßigeren Anlagenbetrieb und einer Reduzierung der erforderlichen Leistungen und Temperaturniveaus zur Deckung der Lasten (vorwiegend der Trinkwarmwasser-Erwärmung). Dies führt insbesondere im Sommer durch eine Reduzierung der Kessellaufzeiten sowie im Zusammenspiel mit der Wärmepumpe zu optimierten Betriebsverhältnissen.

Nach dem Umbau der Wärmeübertrager im Oktober 2002 liegen die Rücklauftemperaturen aus der Trinkwarmwasser-Erwärmung im Winter bei ca. 25 °C, im Sommerhalbjahr steigen sie bis auf ca. 35 °C. Sie konnten damit nochmals deutlich gesenkt werden (vergleiche Tabelle 5.1). Die Rücklauftemperaturen aus der Zirkulationserwärmung liegen konstant bei rund 52 °C.

5.4 Zeitliche Entwicklung von solar unterstützten Nahwärmeversorgungen

Alle der bisher realisierten solar unterstützten Nahwärmesysteme mit Langzeit-Wärmespeicher sind in Neubaugebieten errichtet worden. Viele dieser Neubaugebiete wachsen über mehrere Jahre und werden in Abschnitten gebaut. Die Erfahrungen haben gezeigt, dass der anfänglichen Planung der Wärmeversorgung zugrunde liegende Bebauungsplan aufgrund wirtschaftlicher Gegebenheiten bzw. der Wohnungsmarktsituation durchaus geändert werden kann. Zur Erreichung des energetischen und wirtschaftlichen Optimums einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung ergibt sich hier je nach Baugebiet u. U. die Forderung nach einem modular zu errichtenden Langzeit-Wärmespeicher, in definierten Zeitabständen zu installierenden Kollektorfeldern und damit einer flexiblen Wärmeversorgung.

5.4.1.1 Friedrichshafen

Das Projekt Friedrichshafen Wiggerhausen-Süd gliedert sich in drei Bauabschnitte. Im ersten Bauabschnitt (Fertigstellung 1996) wurden 280 Wohneinheiten in vier Blöcken von Mehrfamiliengebäuden errichtet. Nachträglich wurde ein Kindergarten fertig gestellt und ebenfalls an die Wärmeversorgung angeschlossen. Der Anschluss des zweiten Bauabschnitts mit wiederum 280 Wohneinheiten in vier Blöcken von Mehrfamiliengebäuden war für die Jahre 1999/2000 vorgesehen. Aufgrund der veränderten Situation auf dem Wohnungsmarkt entschlossen sich die vier Bauträger, nicht wie geplant überwiegend Mehrfamiliengebäude sondern hauptsächlich Einfamilien-Reihenhäuser zu errichten. Weiterhin fand der Baubeginn erst Ende 2001 statt. Die Größe des an die Wärmeversorgung anzuschließenden Kollektorfeldes sank von geplanten 2 700 m² auf ca. 1 730 m², die Anzahl der Wohneinheiten von 280 auf 111. Aufgrund der weniger verdichteten Bauweise (Einfamilienhäuser anstelle von Mehrfamiliengebäuden) steigt auch der flächenbezogene Wärmebedarf pro Wohneinheit. Der dritte Bauabschnitt wird an die Wärmeversorgung angeschlossen werden. Es werden aber keine Solarkollektoren installiert werden; ein konkreter Termin für die Realisierung des dritten Bauabschnitts liegt noch nicht vor. Der Langzeit-Wärmespeicher in Friedrichshafen wurde auf Basis der aufgeführten Annahmen für die Bauabschnitte 1 und 2 errichtet und im Jahr 1996 in Betrieb genommen. Aufgrund der im zweiten Bauabschnitt geringeren installierten Kollektorfläche wird dieser mit einem Volumen von 12 000 m³ gegenüber dem energetisch optimalen Wärmespeicher-Volumen, das gerade keine Stagnation der angeschlossenen Solarkollektoren im Sommer zulässt, zu groß dimensioniert sein.

5.4.1.2 Neckarsulm

Die ersten Gebäude im Nahwärmegebiet Grenchenstraße in Neckarsulm wurden 1996 gebaut. Die Planungen für das Gebiet fanden jedoch sehr viel früher statt. In Bild 5.14 ist der Bebauungsplan von 1991 mit einigen Straßen schematisch wiedergegeben. Die zum Nahwärmenetz Grenchenstraße zugehörigen Gebäude sind farbig markiert. Man kann erkennen, dass die Orientierung der meisten Gebäude für eine Solarsiedlung ungünstig war, da kaum größere, zusammenhängende und nach Süden ausgerichtete Dachflächen vorhanden waren.



Bild 5.14: Bebauungsplan Neckarsulm von 1991 (Ausschnitt)

Da das Nahwärmegebiet als so genannte Solarsiedlung geplant war und dieses Ziel mit dem ursprünglichen Bebauungsplan nicht erreicht werden konnte, wurde der Bebauungsplan geändert. Mit der Änderung des Bebauungsplanes konnte für einen Großteil der Gebäude eine für aktive und passive Solarenergienutzung günstigere Ausrichtung der Gebäude erreicht werden. In Bild 5.15 ist der geänderte Bebauungsplan (letzte Änderung März 2002) schematisch dargestellt. Die bereits gebauten Gebäude wurden gelb markiert. Es stehen nun deutlich mehr nach Süden orientierte Dachflächen zur Verfügung, die zur Installation von Kollektorfeldern genutzt werden können. Für die Wärmeversorgung bedeutet ein geänderter Bebauungsplan die Notwendigkeit einer Überprüfung der Auslegung der Komponenten. Die Komponenten der Wärmeversorgung wie Kessel, Speicher, Kollektoren etc. müssen dem aktuellen Wärmebedarf angepasst werden können, so dass die Wärmeversorgung jederzeit sichergestellt ist. Außerdem führen deutlich überdimensionierte Komponenten zu Problemen und erhöhten Kosten. Als Probleme seien zum Beispiel erhöhte Wärmeverluste im Nahwärmenetz oder überhöhte Netz-Vorlauftemperaturen durch zu große Kessel zu nennen.

5.5 Finanzierungsmodell der Solaranlage „Carport“ in Neckarsulm

In Neckarsulm wurde im Jahr 2000 auf einem Carport eine solarthermische Gemeinschaftsanlage mit einer Fläche von 454 m² installiert. Zur Finanzierung des Kollektorfeldes wurde eine Strategie gewählt, die Privatpersonen eine Beteiligung ermöglichte. Damit sollte in der Öffentlichkeit Interesse an der thermischen Nutzung von Solarenergie geweckt sowie Wissen über Solarthermie verbreitet werden.

Die Finanzierung der gesamten Anlage mit Kollektorfeld, Verrohrung, Aufständerung etc. erfolgte zunächst durch die Stadtwerke Neckarsulm. Das Kollektorfeld wurde dann zu Anteilen von je 20 m² an Privatpersonen verkauft. Betreiber der Solaranlage sind die Stadtwerke Neckarsulm. Die Verwaltung und damit auch die Abrechnung erfolgt durch die Solar- & Energie-Initiative Heilbronn e.V.

Einmal jährlich erfolgt eine Abrechnung nach dem Zählerstand des Wärmemengenzählers. Das Finanzierungskonzept ist auf einen jährlichen Ertrag der Solaranlage von 300 kWh/(m²·a) ausgelegt. Die Dividende für die Solaranlage ergibt sich aus dem Leistungspreis, der pro Anteil mit 97.15 €/a festgelegt ist und aus dem Arbeitspreis, der sich am Gaspreis orientiert. Von der Dividende werden pro Anteil eine Rücklage sowie Verwaltungsgebühren abgezogen. Die Anteilseigner erhalten pro Anteil jährlich eine Dividende von etwa 130 bis 180 €.

6 Rechnergestützte Auslegung

Um das thermische Langzeitverhalten potenzieller und bestehender solar unterstützter Nahwärmeversorgungen mit Langzeit-Wärmespeicher bewerten zu können sowie als geeignetes Hilfsmittel zur Anlagendimensionierung, sind umfangreiche Berechnungen erforderlich. Derartige dynamische Simulationen werden häufig mit dem Simulationsprogramm von TRNSYS [TRNSYS 2000] durchgeführt. Insbesondere zur Anlagendimensionierung ist es notwendig, sowohl auf einen definierten Stand der Technik hinsichtlich solar unterstützter Nahwärmeversorgungen mit Langzeit-Wärmespeicher (verschiedene Wärmespeichertypen) als auch auf ein schnell einsetzbares, validiertes Instrument zur Berechnung dieser Systeme zurückgreifen zu können.

6.1 Umsetzung der Regelstrategie mit TRNSYS

6.1.1 Aufbau der Simulation

In Bild 6.1 ist beispielhaft das Anlagenschema einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Heißwasser-Wärmespeicher dargestellt. Der Solarkreis ist vom Speicherkreis durch einen Wärmeübertrager getrennt, der eine Temperaturverringerung von 5 K verursacht. Der Wärmeübertrager ist notwendig, da im Solarkreis zur Vermeidung von Frostschäden ein Wasser-Glykolgemisch zirkuliert. Im Speicherkreis ist dies nicht notwendig und es kann zur optimalen Ausnutzung der Kapazität des Wärmespeichers Wasser zum Einsatz kommen. Im Speicherkreis kommen eine Speicherlade- und eine Netzworwärmepumpe zum Einsatz. Der Heißwasser-Wärmespeicher verfügt über drei Be- und Entladeebenen. Zur Vermeidung von Temperaturspitzen im Netzzvorlauf bei hohen Temperaturen im Speicherkreis kommt eine Netzzrücklaufbeimischung zum Einsatz.

Die einzelnen Komponenten der Anlage werden in TRNSYS verbunden. Zur Berechnung verschiedener Hauptkomponenten des Systems kommen so genannte Non-Standard-Types zum Einsatz. Zur Berechnung des Kollektorfeldes findet der Type 101 (MFC) Anwendung, zur Berechnung des Heißwasser-Wärmespeichers der Type 142 (XST) und zur Simulation des Kesselverhaltens der Type 170 (evtl. Brennwertnutzung und Biomasseinsatz). Um die Handhabung der Eingabedatei so weit wie möglich zu vereinfachen, empfiehlt es sich, die wich-

tigsten Parameter (für Kollektorfeld, Wärmespeicher, Regelung etc.) als Konstanten zu definieren. Zur Bilanzierung der betrachteten Anlage werden Energiebilanzen in einer separaten Datei ausgegeben.

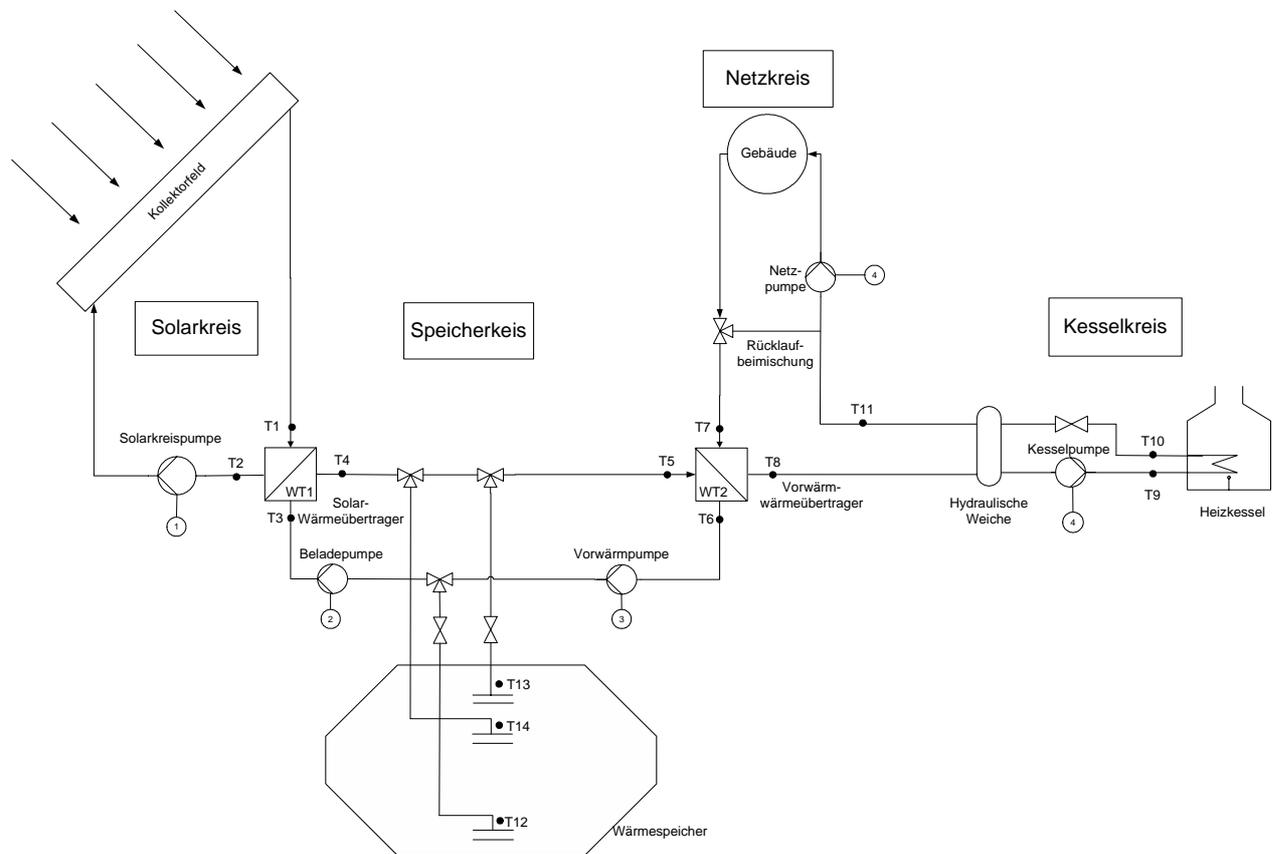


Bild 6.1: Anlagenschema einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung

6.1.2 Regelung der Anlage

6.1.2.1 Solarkreis

Die Kollektorkreispumpe läuft an, wenn die Einstrahlung in der Kollektorebene den durch eine lineare Kennlinie (Beispiel: 400 W/m^2 bei -15 °C und 280 W/m^2 bei 15 °C) gegebenen Schwellenwert überschreitet. Der von der Pumpe erzeugte Durchfluss beträgt $14 \text{ l}/(\text{m}^2_{\text{Koll}} \cdot \text{h})$. Die Pumpe schaltet ab, wenn die gemessene Einstrahlung den Schwellenwert unterschreitet (Hysterese: 100 W/m^2) oder die Temperaturdifferenz $T1 - T12$ kleiner als ΔT_1 wird (siehe Bild 6.1).

6.1.2.2 Speicherkreis

Die Beladepumpe läuft an, wenn $T_1 - T_{12}$ größer als ΔT_2 wird, und geht aus, wenn $T_1 - T_{12}$ kleiner als ΔT_3 ist. Eine erhöhte Leistung der Beladepumpe wird gefordert, wenn T_4 größer als 90 °C ist und zwar bis T_4 kleiner als 85 °C wird. Steigt die Temperatur T_{13} über 98 °C , erfolgt eine Sicherheitsabschaltung der Solarkreispumpe sowie der Beladepumpe. Eine Entriegelung der Sicherheitsabschaltung erfolgt bei Unterschreiten der Temperatur T_{13} von 95 °C . Der Volumenstrom der Beladepumpe beträgt 90% des Durchflusses im Solarkreis. Bei erhöhter Leistung der Beladepumpe kann der Durchfluss um 40% gesteigert werden.

Die Vorwärmpumpe geht in Betrieb, wenn T_4 (oder T_{13}) – T_7 größer als ΔT_4 ist. Unterschreitet diese Differenz den Wert von ΔT_5 , stellt die Pumpe den Betrieb wieder ein. Der Durchfluss der Pumpe entspricht dem Netzvolumenstrom. Eine direkte Nutzung der Solarwärme erfolgt, wenn T_4 größer als T_{13} ist.

Der Wärmespeicher wird über die obere Beladetasse beladen, wenn $T_4 - T_{13}$ größer als ΔT_6 . Sollte T_{13} wieder kleiner als T_4 werden (ΔT_7), wird der Wärmespeicher über die mittlere Beladetasse beladen.

6.1.2.3 Netz- und Kesselkreis

Das Nahwärmenetz wird so weit wie möglich durch den Speicherkreis vorgewärmt. Die Vorwärmtemperatur des Netzes beträgt ΔT_8 mehr als die Netzsolltemperatur. Damit wird ein übermäßiges Takten des Kessels vermieden. Vorwärmtemperaturen, die besonders im Sommer bei heißem Wärmespeicher höher als die geforderte Netztemperatur plus ΔT_8 sind, werden durch eine Beimischung von Rücklaufwasser verhindert.

Tabelle 6.1 zeigt übliche für die Regelung zum Einsatz kommende Temperaturdifferenzen. Diese und alle anderen angegebenen Parameterwerte sind jedoch abhängig von der Größe und Konfiguration der Anlage und sind im Einzelfall anzupassen. Die Zusammenstellung im Anhang gibt einen Überblick über die Regelparameter verschiedener Anlagengrößen und -typen.

Tabelle 6.1: Temperaturdifferenzen zur Regelung der Anlage

Bezeichnung	Wert
ΔT_1	5 K
ΔT_2	10 K
ΔT_3	5 K
ΔT_4	8 K
ΔT_5	4 K
ΔT_6	2 K
ΔT_7	0 K
ΔT_8	1 K

6.2 Modellkatalog für Langzeit-Wärmespeicher

In diesem Kapitel sind verschiedene Rechenmodelle zur Simulation von Langzeit-Wärmespeichern zusammengestellt. Schwerpunkt bilden hierbei Modelle, die innerhalb des Simulationspakets TRNSYS [TRNSYS 2000] eingesetzt werden können und somit vollständige Systemsimulationen ermöglichen. Eine ausführliche Zusammenstellung von Modellen findet sich auch in [Hellström 2000].

Die meisten der vorgestellten Modelle basieren auf eigenständigen Rechenmodellen, die im Department of Mathematical Physics an der University of Lund entwickelt wurden. Die Modelle SST, DST und AST wurden innerhalb des IEA Solar Heating & Cooling Programms anhand von Messdaten validiert und bewertet [Hadorn 1983]. Sie wurden unter vielen untersuchten Modellen als sehr geeignet eingestuft und zur Implementierung in System-Berechnungsprogramme wie beispielsweise TRNSYS oder MINSUN empfohlen.

6.2.1 Modelle für Heißwasser-Wärmespeicher:

TRNSYS-Type 140: Multiport Store Model [Drück 2000]

Detailliertes Modell für kleine und große Behälterspeicher mit vielfältigen Be- / Entlademöglichkeiten über direkten Wasseraustausch oder innenliegende Wärmeübertrager. Wird in Sys-

temsimulationen von Nahwärmenetzen als Pufferspeicher bzw. für nicht im Untergrund eingegrabene Tages- bis Monatspeicher eingesetzt.

TRNSYS-Type 142: XST - Multi-Flows Stratified Temperature Storage Model with Full-Mixed Storage Layers [Mazarella 1994]

TRNSYS-Version des eigenständigen Modells **SST** [Eftring 1989]. Flexibles Modell für im Erdreich eingegrabene Behälterspeicher. Das Speichermedium kann reines Wasser oder eine Mischung aus Wasser und z. B. Sand oder Kies sein. Zahlreiche Möglichkeiten zur direkten Be- und Entladung auf verschiedenen (auch variierenden) Höhen sind gegeben. Bisher ist für die Geometrie der Behälterberandung nur eine Kreiszyylinderform möglich, eine Version für Kegelstumpfformen im Boden- und Deckenbereich ist in der Entwicklung.

SST-3D: Stratified Storage Temperature Model, Three-dimensional version [Eftring 1997]

Dreidimensionale Version von SST [Eftring 1989]. Das Modell erlaubt quaderförmige Geometrien für das Speichervolumen. Eine rudimentäre Schnittstelle zu TRNSYS ist vorhanden.

6.2.2 Modelle für Kies-Wasser-Wärmespeicher:

TRNSYS-Type 142: XST - Multi-Flows Stratified Temperature Storage Model with Full-Mixed Storage Layers [Mazarella 1994]

Nur für Be- und Entladung durch direkten Wasseraustausch (siehe auch ‚Modelle für Heißwasser-Wärmespeicher‘).

TRNSYS-Type 143: ICEPIT - Simulationsprogramm für vertikal geschichtete Erdbeckenspeicher zur Wärme- und Kältespeicherung [Hornberger 1996]

Modell für einen unterirdischen Wasser- bzw. Kies-Wasser-Wärmespeicher mit Rohrschlangen als Wärmeübertrager zur indirekten Be- und Entladung. Der Speicher steht in thermischem Kontakt mit dem umgebenden Erdreich und der Außenluft.

Der in ICEPIT berechnete Wärme-/Kältespeicher ist als Erdbecken ausgebildet. Er kann wahlweise die Form eines Kegelstumpfes oder eines vertikalen Kreiszyinders haben. Das Speichergebiet ist in bis zu 20 horizontale Schichten eingeteilt. Die Höhe jeder Schicht ist frei wählbar. Jede Schicht kann mit einer Rohrschlange versehen werden. Bei der Nutzung als Kältespeicher wird auch die Eisbildung im Speicher berücksichtigt. Über dem Speichergebiet befindet sich eine Wärmedämmschicht. Die beschreibenden Differentialgleichungen werden mit einem kombinierten analytisch/numerischen Verfahren gelöst.

6.2.3 Modelle für Erdsonden-Wärmespeicher:

TRNSYS-Type 146: TRNSBM - Superposition Borehole Model [Pahud 1996b]

Das Modell erlaubt eine detaillierte Berechnung der dreidimensionalen Wärmetransportvorgänge einer einzelnen oder mehrerer Erdwärmesonden. Die Lage und Tiefe der einzelnen Sonden sowie deren hydraulische Verschaltung untereinander können flexibel gewählt werden. Die gegenseitige thermische Beeinflussung der Erdwärmesonden wird nach dem Superpositionsprinzip berechnet.

TRNSYS-Type 141: TRNDST - Duct Ground Heat Storage Model [Pahud 1996a]

Berechnet die Wärmetransportvorgänge für ein Feld von Erdwärmesonden. Es wird hierbei vereinfachend angenommen, dass die einzelnen Sonden gleichmäßig über ein zylindrisches Speichervolumen verteilt sind. Weiterhin können Erdschichten mit unterschiedlichen Bodenparametern eingegeben werden. Mit dem Zusatzprogramm BORE kann der thermische Bohrloch-Widerstand von Erdwärmesonden mit verschiedener Geometrie in Abhängigkeit von der Temperatur und der Fließgeschwindigkeit des Wärmeträgers separat berechnet und über eine Eingabedatei in das TRNDST-Modell eingelesen werden. Bei einer großen Anzahl von Erdwärmesonden benötigt das TRNDST-Modell deutlich weniger Rechenzeit als das TRNSBM-Modell.

EED: Earth Energy Designer [Sanner 2002]

In EED werden Wärmeträgertemperaturen auf Basis monatlicher Heiz- und Kühllasten berechnet. Das Programm beinhaltet umfangreiche Bibliotheken für Geometrien und Anordnungen von Erdwärmesonden sowie für Bodenparameter, die in einer Windows-Oberfläche ausgewählt werden können. Berechnen lassen sich entweder die resultierenden Wärmeträgertemperaturen einer gegebenen Anordnung für einen variablen Zeitraum oder die erforderliche Bohrlochlänge um die gewünschten Temperaturen zu erreichen. Das Programm arbeitet mit dimensionslosen ‚g-Funktionen‘, die für zahlreiche Geometrien und Anordnungen von Erdwärmesonden mit dem Modell SBM (s.o.) ermittelt wurden.

6.2.4 Modelle für Aquifer-Wärmespeicher:

AST: Aquifer Thermal Energy Storage [Hellström 1989]

Die ursprüngliche Version von AST berechnet die Wärmebilanz für einen einzelnen Brunnen (Ein-Brunnen-Modell). Dabei wird sowohl die Temperatur des entnommenen Grundwassers als auch das Temperaturfeld im Erdreich um den Brunnen herum ermittelt. Der Grundwasser-

fluss wird in radialer Richtung angenommen, überlagerte natürliche Grundwasserströmungen werden vernachlässigt. Es können Bodenschichten mit verschiedenen Bodenparametern berücksichtigt werden.

Seit 2002 existiert ein Zwei-Brunnen-Modell von AST, das die Simulation eines kompletten Speichers, bestehend aus kaltem und warmem Brunnen, erlaubt. Die beiden Brunnen werden allerdings unabhängig voneinander berechnet, eine gegenseitige Beeinflussung der Brunnen im Erdreich bleibt somit unberücksichtigt. Eine Implementierung des Zwei-Brunnen-Modells in TRNSYS befindet sich in der Entwicklung.

FEFLOW: Finite Element Subsurface FLOW System [FEFLOW]

Leistungsfähiges Finite-Elemente-Softwarepaket zur 2D- und 3D-Simulation von Strömungs-, Stoff- und Wärmetransportprozessen in gesättigten und ungesättigten porösen Medien.

6.2.5 Modell für einen „Hybrid-Speicher“ [Müller 2000]:

Dieses Modell wurde speziell für die solar unterstützte Nahwärmeversorgung in Attenkirchen entwickelt. Hier wurde ein so genannter Hybridspeicher gebaut, der aus einem zentral angeordneten Heißwasser-Wärmespeicher besteht, um den ringförmig Erdwärmesonden installiert wurden. Zur Simulation wurden die beiden oben beschriebenen Modelle „Multiport Store Model“ [Drück 2000] und „Duct Ground Heat Storage Model“ [Pahud 1996a] miteinander gekoppelt. Dabei werden zur Berücksichtigung des Wärmetransports zwischen Heißwasser- und Erdsonden-Wärmespeicher wechselseitig die Außenwandtemperaturen des Wasserbehälters und die daraus resultierenden Wärmeströme übergeben. Das Modell wurde anhand von Vergleichsrechnungen mit dem XST-Modell [Mazarella 1994] für den Sonderfall der Nutzung als im Erdreich eingegrabener Heißwasser-Wärmespeicher validiert.

7 Literaturverzeichnis

- [Adinolfi 1993] Adinolfi, M.; Koch, M.; Ruck, W.: Ökologische und mikrobielle Folgen der Wärmespeicherung im Aquifer, Symposium Saisonale Wärmespeicher im Aquifer – Chancen und Risiken für die Umwelt, 19.10.1993, Stuttgarter Berichte zur Siedlungswasserwirtschaft, Band 124, Stuttgart
- [AMR] AMR WinControl: Software zur Meßwerterfassung; Ahlborn Mess- und Regelungstechnik GmbH, Holzkirchen
- [ASUE 2002] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch; Energierreferat der Stadt Frankfurt (Hrsg.): BHKW-Kenndaten 2001. Kaiserslautern: Verlag Rationeller Erdgaseinsatz, 2002
- [Bartels 2002] Bartels, J.; Schmidt, T.: 3D-Speichermonitoring und numerische Simulation, Geothermische Fachtagung Waren/Müritz, 6.-9.11.2002
- [Baumbach 1993] Baumbach, G.: Luftreinhaltung. 3. Aufl. Berlin: Springer, 1993.
- [Benner 1999a] M. Benner, B. Mahler, D. Mangold, T. Schmidt, M. Schulz, H. Seiwald: Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher, Forschungsbericht zum BMBF-Vorhaben 0329606C, ITW, Universität Stuttgart, 1999. ISBN-Nr.: 3-9805274-0-9
- [Benner 1999b] Benner, M.; Hahne, E.: Paper Blähglas-Granulat Liaver: Bestimmung von Richtwerten der effektiven Wärmeleitfähigkeit, ITW, Universität Stuttgart, 1999
- [Benner 2000] Benner, M.; Mangold, D.: Untersuchung der erhöhten Wärmeverluste am Langzeit-Wärmespeicher in Friedrichshafen-Wiggenhausen. Interner Bericht, ITW Universität Stuttgart, 2000.
- [Benner 2000a] Benner, M.; Hahne, E.: Solarsiedlung Steinfurt-Borghorst, Solare Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher. In: OTTI, Zehntes Symposium Thermische Solarenergie, Tagungsband, S. 197 – 202. Staffelsein, 2000
- [Benner 2001] Benner, M.; Heidemann, W.; Hahne, E.; Müller-Steinhagen, H.: Entwicklungen bei Langzeit-Wärmespeichern. VDI-Tagung Fortschrittliche Energiewandlung und –anwendung, 13./14. März 2001, Bochum.
- [Bishopink 2002] Von Bishopink, W.: Optimierung des Betriebsverhaltens von Biomassefeuerung durch Wärmespeicherung. Diplomarbeit: ITW Universität Stuttgart

- gart, 2001.
- [Bodmann 2001] Bodmann, M.; Pfeil, M.; Koch, H.: Solare Nahwärmeversorgung mit Kies-Wasser-Wärmespeicher in Steinfurt-Borghorst. In: OPET-Seminar 2001, Solarunterstützte Nahwärmeversorgung, Hrsg. Steinbeis-Transferzentrum Energie-, Gebäude- und Solartechnik, Stuttgart 2001
- [BSE 1997] Bundesverband Steine-Erden (Hrsg.): Baustoff-Ökobilanzen, Leitfaden zur Herstellung von Sachbilanzen in Betrieben der Steine-Erden-Industrie, Bundesverband Steine- Erden, 1997
- [Bühl 2002] Bühl, A.: Persönliche Mitteilung vom 04.12.2002
- [Colombo 1992] EU-Report 13581, R. Colombo e.a. : Life cycle cost analysis of solar heating and DHW-systems in residential buildings, Luxemburg, ISSN 1018-5593, 1992
- [Cube 1978] von Cube, H. L.; Steimle, F.: Wärmepumpen. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1978
- [Dienhardt 1999] Dienhardt, H.; Nitsch, J.: Ökologische Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung. In: Einführung für BHKW-Plan. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Stuttgart 1999
- [DIN 2000] DIN V 4108-6:2000-11: Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden, Teil 6: Berechnung des Jahresheizwärme- und des Jahresheizenergiebedarfs
- [Drück 2000] Drück, H.: Multiport Store - Model for TRNSYS; Universität Stuttgart, ITW, 2000
- [DVGW 1993] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches: Technische Regel Arbeitsblatt W 551: Trinkwassererwärmungs- und Leitungsanlagen – Technische Maßnahmen zur Vermeidung des Legionellenwachstums. Eschborn: DVGW, 1993
- [Eftring 1989] Eftring, B.; Hellström, G.: Stratified Storage Temperature Model, Manual for Computer Code, Department of Mathematical Physics, University of Lund, Lund, 1989
- [Eftring 1997] B. Eftring; G. Hellström: Stratified Storage Temperature Model, Manual for Computer Code, Three-dimensional version, Department of Mathematical Physics, University of Lund, Lund, 1997
- [Eikmeier 1998] Eikmeier, B.; Ziolk, A.; Mohr, M.; Unger, H.: Saisonale Wärmespeicherung in Grubenräumen - Grundlagen und Standortdiskussion; Selbstver-

- lag des Lehrstuhls für Nukleare und neue Energiesysteme, Ruhr-Universität Bochum, 1998
- [Eikmeier 1999a] Eikmeier, B.; Mohr, M.; Unger, H.: Saisonale Wärmespeicherung in Grubenräumen - Saisonale Speicherung solarer Niedertemperaturwärme in Bergwerken - Solarenergiebergbau, Forschungsvorhaben IV B3 - 258 110 97, 1999
- [Eikmeier 1999b] Eikmeier, B.: Saisonale Wärmespeicherung in Grubenräumen : Konzepte und technische Lösungen ; erstellt im Rahmen der Arbeitsgemeinschaft Solar NRW als 2. technischer Fachbericht zum Forschungsvorhaben IV B3 - 258 110 97: Saisonale Speicherung solarer Niedertemperaturwärme in Bergwerken, Selbstverlag des Lehrstuhls für Nukleare und neue Energiesysteme, Ruhr-Universität Bochum, 1999
- [Eikmeier 2002a] Eikmeier, B.: Nutzung von Grubenräumen des Steinkohlebergbaus zur saisonalen Speicherung solarer Niedertemperaturwärme, VDI-Tagung, Veitshöchheim, 2002
- [Eikmeier 2002b] Eikmeier, B.; Unger, H.; Wagner, H.-J.: Möglichkeiten und Konzepte der saisonalen Speicherung solarer Wärme unter Nutzung von Grubenräumen des Steinkohlebergbaus, Abschlussbericht zu Forschungsvorhaben 514 – 262 103 00: Analyse und Konzeption der saisonalen Speicherung solarer Wärme in Grubenräumen, Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Bochum, 2002
- [Entress 1997] Entress, J.: Energiewirtschaftliche Bewertung integrierter Nahwärmesysteme auf der Basis von solarer Wärme und Kraft-Wärme-Kopplung. Dissertation, Tübingen, 1997
- [EU 1996] EU-Thermie Projekt "Seasonal thermal storage in Europe", DIS/0463-95-NL, 1996
- [Eyerer 1996] Eyerer, P. (Hrsg.): Ganzheitliche Bilanzierung, Werkzeug zum Planen und Wirtschaften in Kreisläufen. Berlin: Springer Verlag, 1996
- [Eyerer 2000] Eyerer, P., Reinhardt, H.-W.: Ökologische Bilanzierung von Baustoffen und Gebäuden. Basel: Birkhäuser Verlag, 2000
- [FEFLOW] FEFLOW - Finite Element Subsurface FLOW System, WASY GmbH, Berlin-Bohnsdorf, o. J.
- [Fisch 2001] Fisch, M.N.: Solarstadt: Konzepte – Technologien – Projekte. Stuttgart: Kohlhammer, 2001. - ISBN 3-17-015418-4

- [FIZ 1998] Fachinformationszentrum Karlsruhe(Hrsg.): Solare Nahwärme: Ein Leitfaden für die Praxis. Köln: TÜV-Verlag, 1998 – ISBN 3-8249-0470-5
- [Geiger 2002] Geiger, B.; Wittke, F., 2002: Energieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland. BWK 54 (1-2), pp. 50-56
- [GEMIS 2001] Gesamt-Emissionsmodell integrierter Systeme (GEMIS); Version 4.07. Hrsg.: Hessisches Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft und Forsten. Wiesbaden, 2001
- [Hadorn 1983] Hadorn, J.-C.; Churad, P.: Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage – Heat Storage Models – Evaluation & Selection, IEA Solar Heating and Cooling Programme, Task VII, Subtask 1c, Bern, 1983
- [Hahne 1989] Hahne, E.; Fisch, M. N.; Giebe, R.; Hornberger, M.: Zukunftsorientierte Wärmeversorgungssysteme für Institute der Energietechnik der Universität Stuttgart. Forschungsbericht zum BMBF-Vorhaben 03E8187A, Forschungsinstitut für Wärmetechnik e. V. Stuttgart, 1989.
- [Hannover 1998] Landeshauptstadt Hannover (Hrsg.): Stadtteil Kronsberg: Wohnen im 21. Jahrhundert. Hannover, 1998
- [Harder 2000] Harder, H.: Bodengutachten zur Bebauung des Bremer Stadtwerder. Institut für Geotechnik, Hochschule Bremen, 2000
- [Hellström 1989] Hellström, G.; Bennet, J.; Claesson, J.: Aquifer Thermal Energy Storage (AST) – Single well model, Manual for Computer Code, Department of Mathematical Physics, University of Lund, Lund, 1989
- [Hellström 2000] Hellström, G.: UTESS Design and Analysis Tools; Final Report IEA ECES Annex 8 Subtask 4, 2000;
<http://www.sb.luth.se/%7Ebon/bon/IEA/ax8report.html>
- [Hornberger 1996] Hornberger, M.: ICEPIT - Simulationsprogramm für vertikal geschichteten Erdbecken-Speicher zur Wärme- und Kältespeicherung
- [IEA] International Energy Agency (IEA) - Implementing Agreement “Energy Conservation through Energy Storage” (ECES),
<http://cevre.cu.edu.tr/eces/>
- [IKP 1998] IKP: Ganzheitliche Bilanzierung von Fenstern und Fassaden, Verband der Fenster- und Fassadenhersteller (Hrsg.). Stuttgart/Frankfurt, 1998
- [Isakson] Isakson, P.; Eriksson, L. O.: MFC 1.0β Matched Flow Collector Model for simulation and testing. Department of Building Services Engineering,

- Royal Institute of Technology, Stockholm.
- [Kabus 1999] Kabus, F.; Möllmann, G.: Energieverbund der Parlamentsbauten in Berlin - Konzept und erste Betriebserfahrungen, VDI/GET-Tagung "Blockheizkraftwerke '99", Essen (1999), VDI-Berichte 1485
- [Kabus 2000] Kabus, F.; Poppei, J.; Lenz, G.; Hoffmann, F.; von Lühmann, C.; Kellner, T.: Solare Nahwärme – Projekt Rostock-Brinckmanshöhe; Schlussbericht zum Forschungsvorhaben 0329606T/2, 2000
- [Kabus 2003] Kabus, F.; Kellner, T.; Bartels, J.; Lenz, G.; Hoffmann, F.: Überwachung des Wärmespeichers in Rostock – Abschlussbericht; Geothermie Neubrandenburg GmbH, Neubrandenburg, 2003
- [Kalusche 1999] Kalusche, B.: Optimierung von Hausübergabestationen in einem solaren Nahwärmesystem. Studienarbeit, ITW Universität Stuttgart, 1999.
- [Knauer 2002] Knauer, B. (2002): Saisonale Wärmespeicher für die Wärmeversorgung. Erneuerbare Energien 12 (10), pp.49-51.
- [Koch 1993] Koch, M.; Ruck, W.: Der Einfluss von Wasserbehandlungsmethoden auf das Grundwasser bei der Wärmespeicherung im Aquifer, Symposium Saisonale Wärmespeicher im Aquifer – Chancen und Risiken für die Umwelt, 19.10.1993, Stuttgarter Berichte zur Siedlungswasserwirtschaft, Band 124, Stuttgart
- [Krämer 1999] Krämer-Evers: Wärmeschutznachweis für Bauvorhaben Solarcity. Osnabrück: Ingenieurbüro für angewandte Bauphysik Krämer-Evers, 1999
- [LabView] LabVIEW – Graphical Programming Software: National Instruments Germany GmbH, München
- [LBB 1993] LBB (Hrsg.): Umweltbewusste Bauteil- und Baustoffauswahl, Landesinstitut für Bauwesen und angewandte Bauschadensforschung (LBB). Aachen: 1993
- [Loon 1991] van Loon, L.J.M.: Relevant characteristics for open (ATES) storage. IEA ECES Annex 7, Proc. WS on Generic Config. Of Seasonal Cold Storage Applications, Utrecht 1991, Pres. 12
- [Maier 2002] H. Maier: Evaluierung von Übergabestationen in einem solar unterstützten Nahwärmesystem, Diplomarbeit Nr. 2002-6 der Universität Stuttgart, ITW
- [Mangold 2000] D. Mangold, J. Lang, W. Schirmer, H. Seiwald: Möglichkeiten zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung im ländlichen Siedlungsraum am

- Beispiel der Marktgemeinde Sugenheim, 12. Internationales Solarforum, DGS, Freiburg, 5. –7. Juli 2000
- [Martens 2002] Martens, M.: Einbindung einer Wärmepumpe in eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung. Studienarbeit am IGS, TU Braunschweig, 2002
- [Mazarella 1994] Mazarella, L.; Holst, S.: XST - Multi-Flows Stratified Temperature Storage Model with Full-Mixed Storage Layers, 1994
- [Müller 2000] Müller, J.: Bewertung eines Hybridspeichers zur saisonalen Wärmespeicherung, Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 19, Nr. 127, 2000
- [Nußbicker 2002] Nußbicker, J.; Mangold, D.; Heidemann, W.; Müller-Steinhagen, H.: Erfahrungen aus Betrieb und Ausbau der solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm-Amorbach; OTTI, 12. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 24. - 26.04.2002
- [ÖES 1996] Bundesamt für Energiewirtschaft: Ökoinventare von Energiesystemen. 3.Aufl. Zürich, 1996.
- [Pahud 1996a] Pahud, D.; Hellström, G.; Mazarella, L.: Duct Ground Heat Storage Model for TRNSYS (TRNDST), User Manual, LASSEN-EPFL, Lausanne CH, 1996
- [Pahud 1996b] Pahud, D.; Fromentin, A.; Hadorn, J.-C.: The Superposition Borehole Model for TRNSYS (TRNSBM), User Manuel, Internal Report, LASSEN-EPFL, Lausanne CH, 1996
- [Panthalookaran 2002] Panthalookaran, V.: Heat losses of the heat store in Friedrichshafen. Internal Report, ITW University of Stuttgart, 2002.
- [Quack 2000] Quack, D.: Einfluß von Energiestandard und konstruktiven Faktoren auf die Umweltauswirkungen von Wohngebäuden, Öko-Institut e.V., Werkstattreihe Nr 126. Dissertation: RWTH Aachen, 2000
- [Rebholz 1996] Rebholz, H.: Kumulierter Energieaufwand und energetische Amortisationszeit von solaren Nahwärmesystemen mit saisonaler Wärmespeicherung. Diplomarbeit: Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Universität Stuttgart, 1996.
- [Recknagel 2001] Recknagel; Sprenger; Schramek: Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik. Auflage 2001. München: Oldenbourg Industrieverlag, 2001
- [Reineck 2000] Reineck, K.-H.; Lichtenfels, A.; Greiner, S.: Dichte Heißwasser-Wärmespeicher aus Hochleistungsbeton, Institut für Konstruktion und Entwurf

- II, Universität Stuttgart, 2000 - Teilbericht I zum Abschlussbericht BMBF 0329606J
- [Rotter 2002] Rotter, F.; Siepe, B.; Timpe, C.: Optimierung der Energieversorgung im BMU-Geschäftsbereich: Feinkonzept für eine ökologische Energieversorgung der INA auf der Insel Vilm. Forschungsbericht zum Vorhaben 20046103, Berliner Energieagentur, in Zus.-arbeit mit GERTEC GmbH und Ökoinstitut e.V., 2002.
- [Sanner 1993] Sanner, B.; Knoblich, K.: Hydrogeologische und geotechnische Aspekte der Wärmespeicherung im Aquifer – potentielle Standorte, Symposium Saisonale Wärmespeicher im Aquifer – Chancen und Risiken für die Umwelt, 19.10.1993, Stuttgarter Berichte zur Siedlungswasserwirtschaft, Band 124, Stuttgart
- [Sanner 1999] Sanner, B.: High Temperature Underground Thermal Energy Storage – State-of-the-art and Prospects, A review within IEA ECES Annex 12, Giessener Geologische Schriften Nr. 67, Giessen, 1999
- [Sanner 2002] Sanner, B.: Auslegung von Erdwärmesonden mit PC-Programmen und Anwendung numerischer Simulation in der oberflächennahen Geothermie, OTTI Fachseminar Oberflächennahe Geothermie, Garching, 2002
- [Sanner 2003a] Sanner, B.: Aquifer-Wärmespeicher in Deutschland, Tagungsband „Drittes Fachforum Oberflächennahe Geothermie“, OTTI Kolleg, 18/19.02.2003, Garching
- [Sanner 2003b] Sanner, B.: High Temperature Underground Thermal Energy Storage – Final Report IEA ECES Annex 12, 2003
- [Schäf 2000] D. Schäf: Validierung eines Simulationsmodells für die solar unterstützte Nahwärmeversorgung in Neckarsulm-Amorbach anhand der Messdaten des Betriebsjahres 1999 und Erarbeitung eines Konzeptes zur Anlagenoptimierung, Universität Stuttgart, ITW, 2000
- [Schirmer 2001] Schirmer, U.; Urbaneck, T.; Göring, J. in Autorengemeinschaft: Tragkonstruktionen für Solaranlagen, Planungshandbuch, Solarpraxis-Fachverlag, Berlin 2001; ISBN 3-934595-11-1
- [Schmidt 2000] Schmidt, T.; Kabus, F.; Müller-Steinhagen, H.: The Central Solar Heating Plant with Aquifer Thermal Energy Store in Rostock, Germany; Terrastock Conference, Stuttgart, 28.8. – 1.9.2000
- [Schmidt 2001] Schmidt, T.; Mangold, D.; Heidemann, W.; Müller-Steinhagen, H.: Erste

- Betriebsergebnisse der solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Aquifer-Wärmespeicher in Rostock-Brinckmanshöhe; OTTI, 11. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 9. - 11.5.2001
- [Schwenk 2001] Schwenk, C.; Kröger-Vodde, A.; Schöllkopf, W.: Die Anwendung des ISTT-Verfahrens zur Erkennung von Anlagenmängeln. 11. Symposium Thermische Solarenergie. 9. – 11. Mai 2001, Bad Staffelstein
- [Seiwald 2000] Seiwald, H.; Hahne, E.: Underground seasonal heat storage for a solar heating system in Neckarsulm / Germany, Germany; Terrastock Conference, Stuttgart, 28.8. – 1.9.2000
- [SIA 1996] Schweizerischer Ingenieur und Architektenverein (SIA): Hochbaukonstruktionen nach ökologischen Gesichtspunkten. Zürich: 1995
- [Spirkl] DF – Dynamic Fitting Version 2.7, InSitu Scientific Software, c/o W. Spirkl, Germering.
- [TRNSYS 1996] TRNSYS: A Transient System Simulation Program; Version 14.2; Solar Energy Laboratory; University of Wisconsin – Madison, 1996
- [TRNSYS 2000] TRNSYS: A Transient System Simulation Program; Version 15; Solar Energy Laboratory; University of Wisconsin – Madison, 2000
- [Urbaneck 1998] Urbaneck, T.; Schirmer, U.: Solarunterstützte Nahwärmeversorgung - Pilotanlage SOLARIS Chemnitz – Statusbericht '98, Tagungsband Statusbericht '98 „Solarunterstützte Nahwärmeversorgung, saisonale Wärmespeicherung“, 1998, S. 134-140
- [Urbaneck 2000] Urbaneck, T.; Schirmer, S.: Central solar heating plant with gravel water storage in Chemnitz (Germany), Terrastock 2000, 8th International Conference on Thermal Energy Storage, Stuttgart, 28.08. bis 01.09.2000, Proceedings Volume 1, S. 275-278, Editors: Benner, M.; Hahne, E.; ISBN 3-9805274-1-7
- [Urbaneck 2001] Urbaneck, T.; Schirmer, U.: Solar unterstütztes Nahwärmesystem im Chemnitzer „solarisPark“ – Erste Betriebserfahrungen, 11. Symposium „Thermische Solarenergie“, Staffelstein, 09.05. bis 11.05.2001, Tagungsband, S. 432-438, Herausgeber: Ostbayerisches Technologie Transfer Institut e.V. (OTTI), Regensburg; ISBN 3-934681-05-0
- [Urbaneck 2002a] Urbaneck, T.; Schirmer, U.: Großanlage mit Vakuumröhrenkollektoren – Eine Leistungsbestimmung; Zwölftes Symposium „Thermische Solarenergie“, Staffelstein, 24.04. bis 26.04.2002, Tagungsband, S. 183-189,

- Herausgeber: Ostbayerisches Technologie Transfer Institut e.V. (OTTI), Regensburg; ISBN 3-934681-20-4
- [Urbaneck 2002b] Urbaneck, T.; Platzer, B.; Schirmer, U.: Berechnung von Kies-Wasser-Speichern; Zwölftes Symposium „Thermische Solarenergie“, Staffelstein, 24.04. bis 26.04.2002, Tagungsband, S. 404-414, Herausgeber: Ostbayerisches Technologie Transfer Institut e.V. (OTTI), Regensburg; ISBN 3-934681-20-4
- [Urbaneck 2002c] Urbaneck, T.; Göring, J.: Neue Wege bei der Absicherung großer Kollektorfelder; Heizung Lüftung/Klima Haustechnik, Springer-VDI-Verlag, Düsseldorf, H. 7/2002, S. 71-75; ISSN 1436-5103
- [Urbaneck 2003] Urbaneck, T.; Schirmer, U.: Solar unterstützte Nahwärmeversorgung Pilotanlage Solaris Chemnitz. Forschungsbericht zum BMBF/BMWA-Vorhaben 0329606O, Technische Universität Chemnitz, 2003. ISBN-Nr.: 3-00-0111851-9
- [Vanoli 2002] Vanoli, K.; Pujiula, F.: In-Situ-Ertragsüberwachung thermischer Solaranlagen am Beispiel der ISFH-IOC-Technologie. 13. Internationales Sonnenforum. 12. – 14. September 2002, Berlin.
- [VDI 1989] VDI 2067-6: Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen, Wärmepumpen, 1989
- [VDI 1997] Verein Deutscher Ingenieure: VDI Berichte 1328: Ganzheitliche Bilanzierung von Energiesystemen. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1997
- [VDI 1998] Verein Deutscher Ingenieure: VDI Richtlinie 4600: Kumulierter Energieaufwand, Blatt 1, Entwurf. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1998
- [VDI 2000a] VDI 4640 Blatt 1: Thermische Nutzung des Untergrundes: Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte, Dezember 2000, Beuth Verlag GmbH
- [VDI 2000b] Verein Deutscher Ingenieure: VDI Richtlinie 2067: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, Blatt 1. Düsseldorf: VDI-Verlag, 2000
- [Wagner 1995] Wagner, H. J.: Ermittlung des Primärenergieaufwandes und Abschätzung der Emissionen zur Herstellung und zum Betrieb von ausgewählten Absorberanlagen zur Schwimmbadwassererwärmung und von Solarkollektoranlagen zur Brauchwassererwärmung. VDI Fortschrittsberichte Reihe 6 Energietechnik Nr. 325: Düsseldorf, 1995.
- [Wagner 2001] Wagner, H.J.: Ökologische Bewertung im Gebäudebereich, Zwischenbericht 1999/2000, Projekt 26220599. GH Essen, Institut für ökologisch

- vertretbare Energiewirtschaft: 2001
- [Winkler 1997] Winkler, M.: Kumulierter Energieaufwand und energetische Amortisationszeit von Solaranlagen mit Kurzzeitwärmespeicher. Studienarbeit: Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Universität Stuttgart, 1997.

8 Anhang

8.1 Anhang A (zu Rostock)

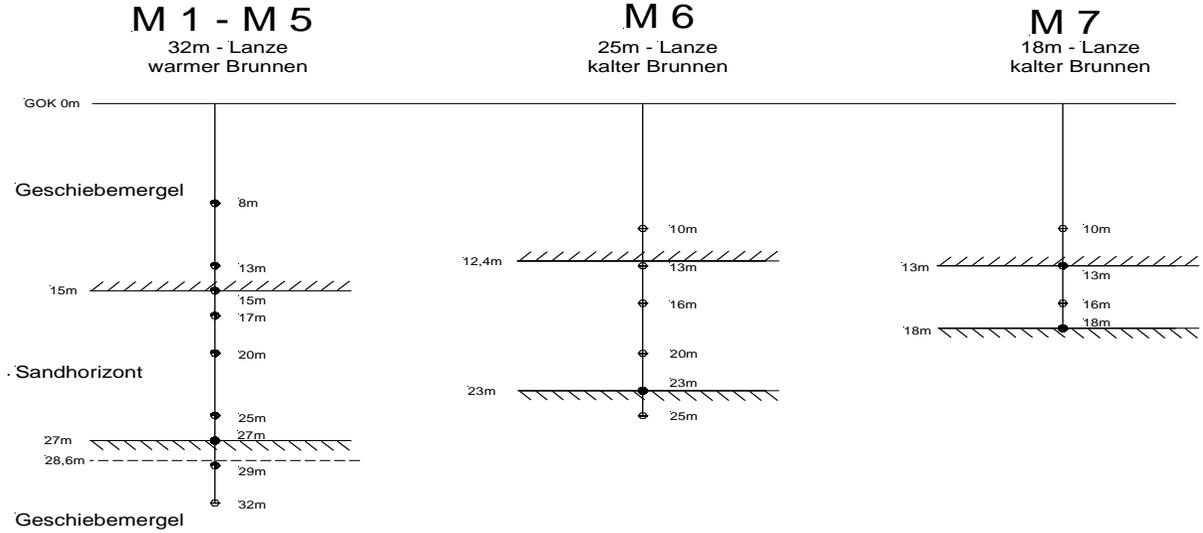
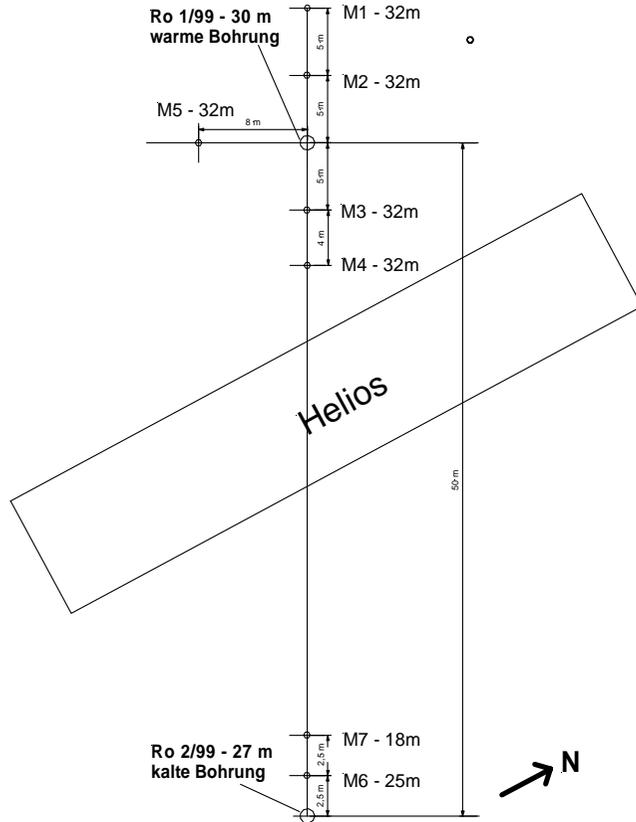
8.2 Anhang B (zu Öko IGS)

8.3 Anhang C (Regelschemata)

8.4 Anhang D (Verzeichnis der Vorträge und Veröffentlichungen)

8.1 Anhang A: Rostock

Anhang A1: Projekt Rostock - Lage der Messstellen im Erdreich



Anhang A2: Temperaturen im Aquifer-Wärmespeicher

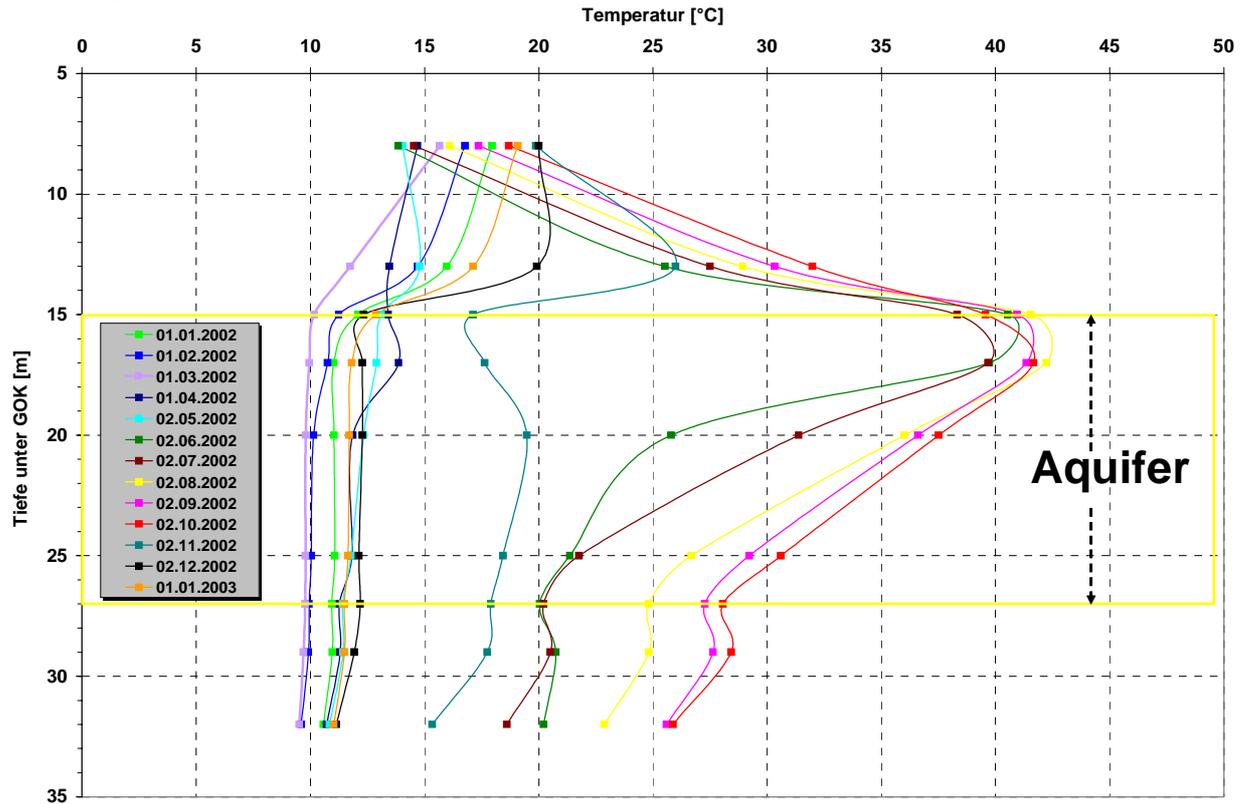


Bild 1: Temperaturen im Aquifer-Wärmespeicher im Jahr 2002 in 5 Meter Entfernung (SO) von der warmen Bohrung, Messlanze M3

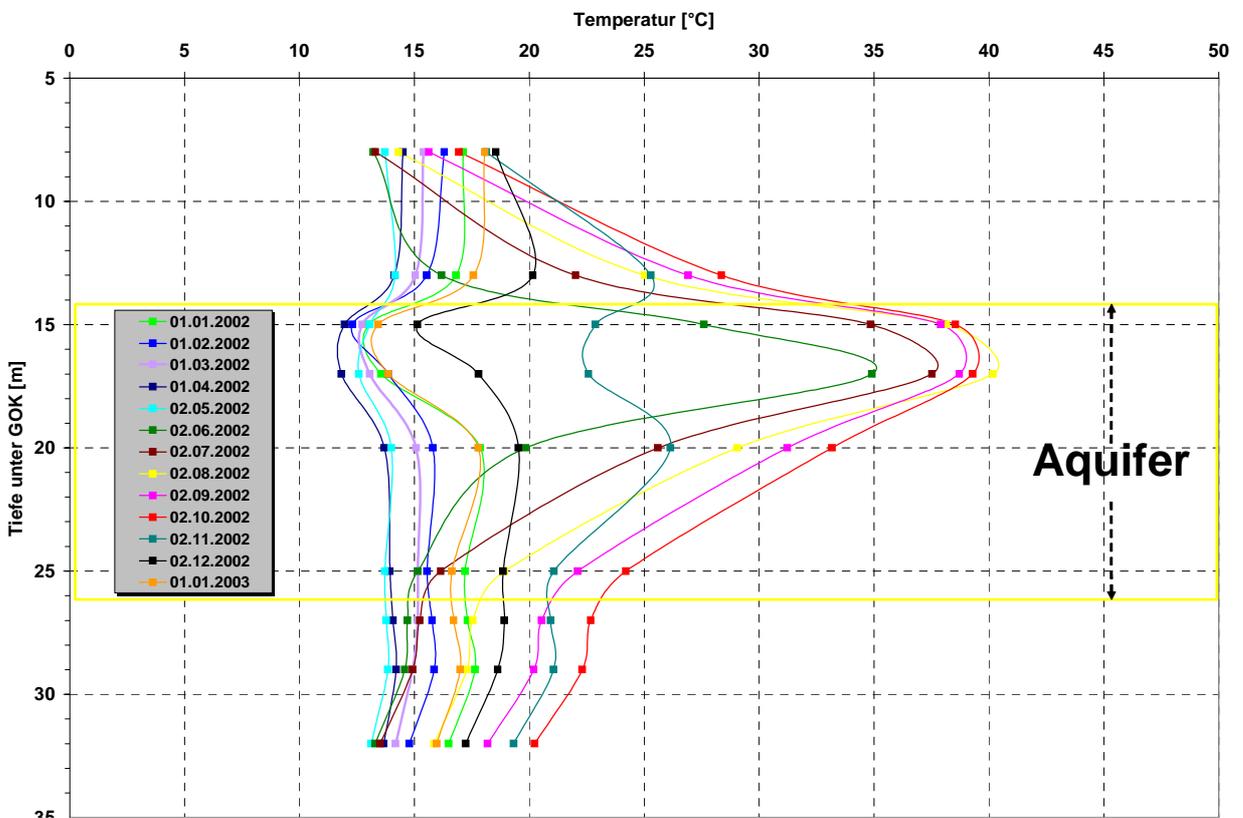


Bild 2: Temperaturen im Aquifer-Wärmespeicher im Jahr 2002 in 10 Meter Entfernung (NM) von der warmen Bohrung, Messlanze M1

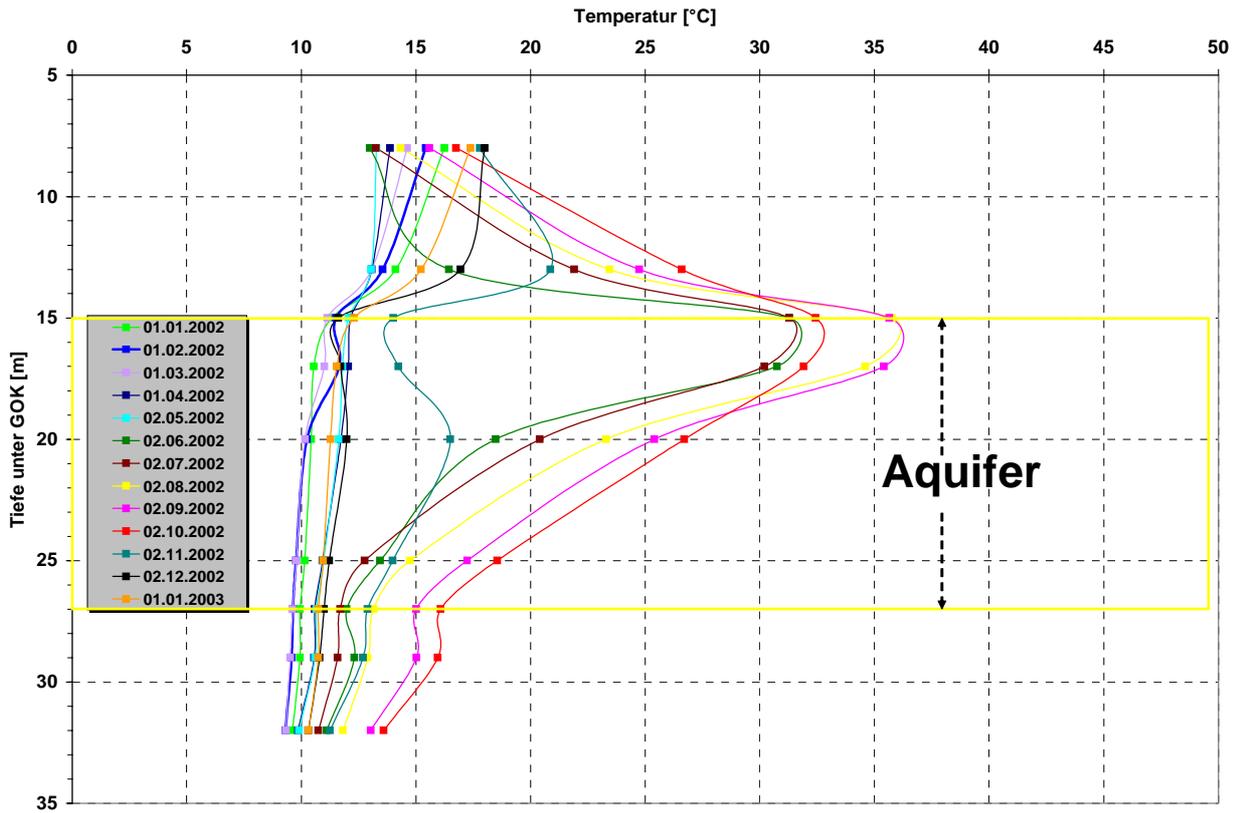


Bild 3: Temperaturen im Aquifer-Wärmespeicher im Jahr 2002 in 10 Meter Entfernung (SO) von der warmen Bohrung, Messlanze M4

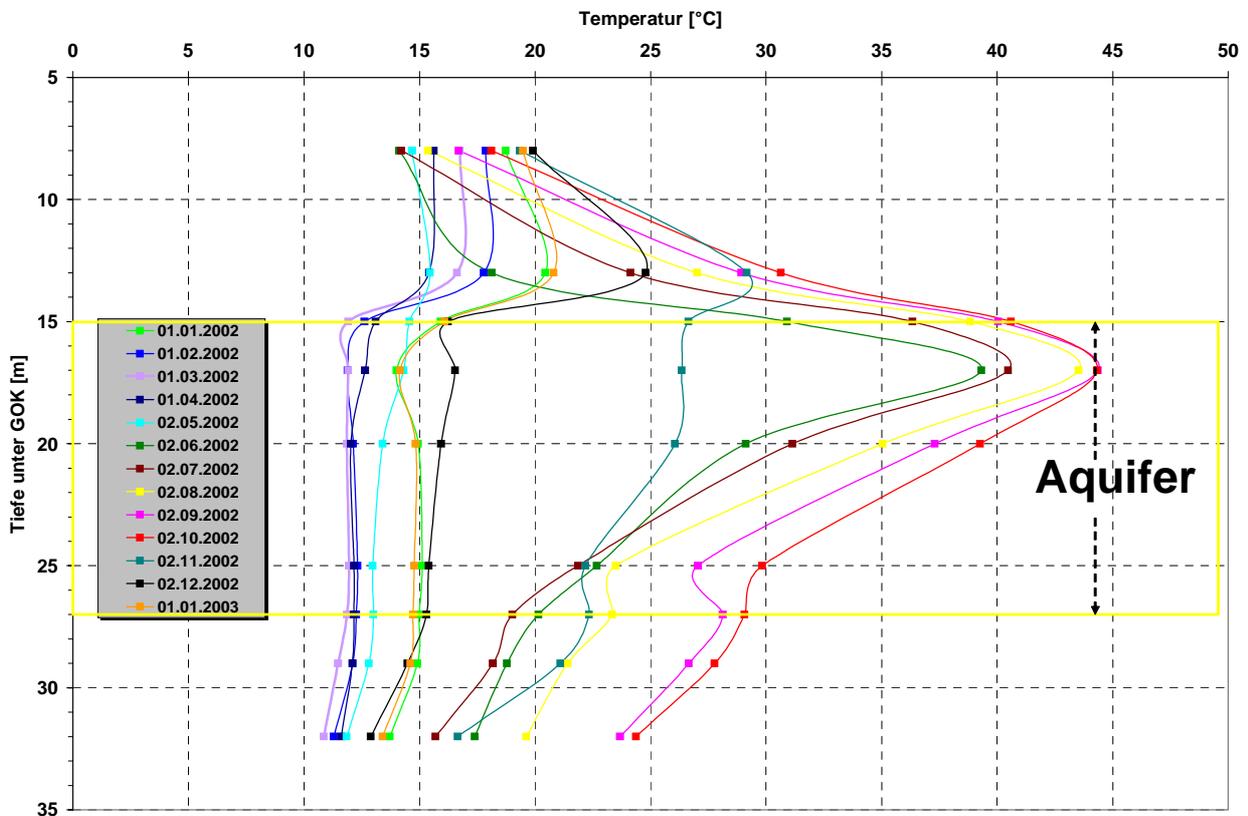


Bild 4: Temperaturen im Aquifer-Wärmespeicher im Jahr 2002 in 8 Meter Entfernung (SW) von der warmen Bohrung, Messlanze M5

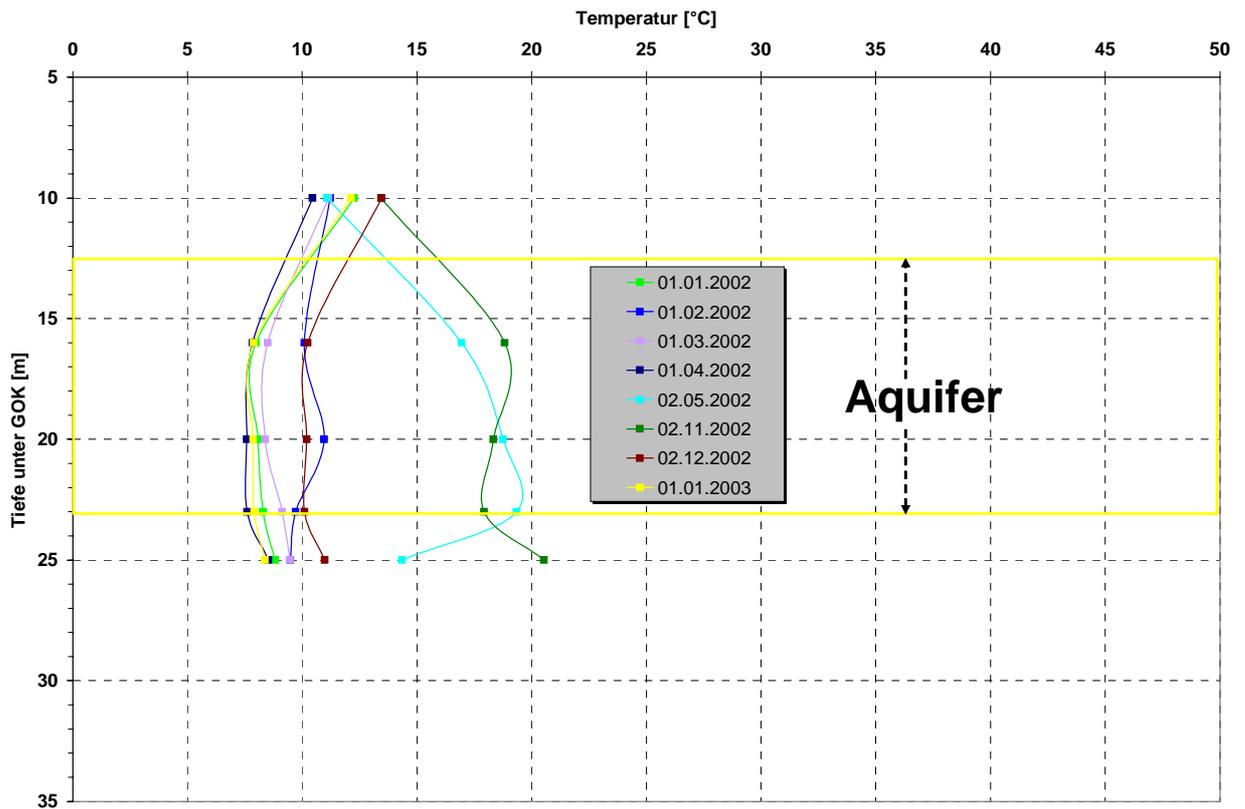


Bild 5: Temperaturen im Aquifer-Wärmespeicher im Jahr 2002 in 2.5 Meter Entfernung (NW) von der kalten Bohrung, Messlanze M6

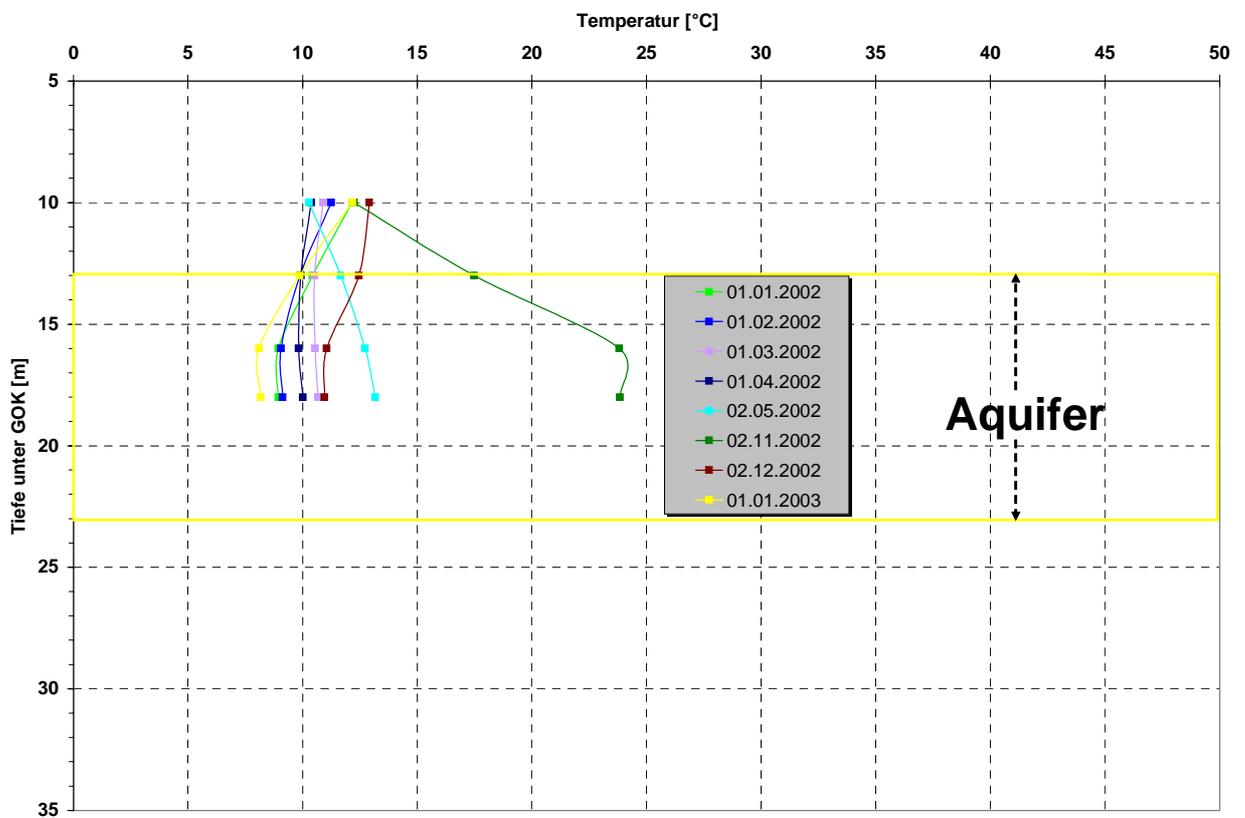


Bild 6: Temperaturen im Aquifer-Wärmespeicher im Jahr 2002 in 5 Meter Entfernung (NW) von der kalten Bohrung, Messlanze M7

8.2 Anhang B: Ganzheitliche Bilanzierung

Anhang B1

Wohnanlage

Tabelle 1: Bilanzdaten Doppelhaus Steinfurt inkl. Solaranlage (Herstellung)

	CO ₂ -Äqu. [t]	SO ₂ -Äqu. [kg]	KEA [MWh]
Fundament	11.5	41	31
Decken (inkl. Sohle)	66.2	254	218
Wände	45.7	151	153
Ausbau/Dach	-6.6	64	118
Sanitär/Haustechnik	7.0	141	37
Solar	9.7	64	44.7
Transporte	8.7	73	39
Summe	142.2	788	640

Tabelle 2: Bilanzdaten Gebäude C Hannover inkl. Solaranlage (Herstellung)

	CO ₂ -Äqu. [t]	SO ₂ -Äqu. [kg]	KEA [MWh]
Fundament	0.9	7	4
Decken (inkl. Sohle)	279.6	1 103	923
Wände	208.9	834	817
Ausbau/Dach	28.1	196	189
Sanitär/Haustechnik	21.7	94	82
Solar	5.6	92	61
Transporte	30.4	300	172
Summe	575,3	2 626	2247

Heizzentrale

Tabelle 3: Bilanzdaten Heizzentrale Steinfurt (Herstellung)

	CO ₂ -Äqu. [t]	SO ₂ -Äqu. [kg]	KEA [MWh]
Gebäude	9.5	37	42
Heizkessel	2.2	9	11
Pufferspeicher	1.3	43	6
Ausdehnungsgefäße	0.9	4	4
Wärmetauscher	0.9	52	4
Pumpen	1.2	17	5
Armaturen	1.2	10	5
Rohre	2.3	19	11
Rohrdämmung	0.3	2	1
Messgeräte, Zubehör	1.6	12	7
Transporte	1.2	10	5
Summe	22.7	213	101

Tabelle 4: Bilanzdaten Heizzentrale Hannover (Herstellung)

	CO ₂ -Äqu. [t]	SO ₂ -Äqu. [kg]	KEA [MWh]
Gebäude	0.0	0	0.0
Heizkessel	0.0	0	0.0
Pufferspeicher	0.0	0	0.0
Ausdehnungsgefäße	2.2	8	9.5
Wärmetauscher	6.5	294	26.5
Pumpen	0.3	4	1.4
Armaturen	1.5	13	8.5
Rohre	3.0	72	12.3
Rohrdämmung	1.4	7	5.2
Messgeräte, Zubehör	0.0	1	0.1
Transporte	0.2	198	0.7
Summe	15.3	597	64.2

Anhang B2

Tabelle 5: Relative Bewertung der Emissionen zur Leitgröße nach [BSE 1997]

CO ₂ -Äquivalent Global Warming Potential		SO ₂ -Äquivalent Acidification Potential	
Emission	Faktor	Emission	Faktor
CO ₂	1	SO ₂	1
CO	1	H ₂ S	1.88
N ₂ O	320	NO _x	0.7
NO _x	1	NH ₃	1.88
CH ₄	24.5	HF	1.6
NMVOG	3	HCl	0.8
Partikel	1	NH ₄ ⁺	n.b.
SF ₆	23900	H ₃ O ⁺	n.b.
C ₂ F	9200		
CF ₄	6500		

8.3 Anhang C: Regelungskonzepte

Im Folgenden sind die Regelungskonzepte der solar unterstützten Nahwärmeversorgungen Friedrichshafen, Hamburg, Steinfurt, Hannover und Neckarsulm dargestellt. Die Regelungskonzepte sind von den Betreibern und Planern der jeweiligen Anlagen (siehe Abschnitt 2) umgesetzt worden.

Regelungskonzepte Friedrichshafen

Neues Konzept <i>einschließlich Bauabschnitt BA2</i>	Altes Konzept <i>nur Bauabschnitt BA1</i>
<u>Solarkreis</u>	<u>Solarkreis</u>
<p>Einschalten Solarkreisumpen P_{Sol1} und P_{Sol2}, wenn</p> <p>$E_{glob,K} > E_{ein}(T_{amb})$ Einschaltkurve</p> <p>Einschaltkurve $E_{ein}(T_{amb})$ linear durch $(380 \text{ W/m}^2/(-12 \text{ °C}))$ und $(180 \text{ W/m}^2/(+15 \text{ °C}))$</p> <p>$E_{glob,K}$ Einstrahlung in Kollektorebene P_{Sol1} Solarkreispumpe BA1 P_{Sol2} Solarkreispumpe BA2 T_{amb} Umgebungstemperatur</p>	<p>Einschalten Solarkreispumpe P_{Sol1}, wenn</p> <p>$E_{glob,K} > E_{ein}(T_{amb})$ Einschaltkurve</p> <p>Einschaltkurve $E_{ein}/(T_{amb})$ linear durch $(380 \text{ W/m}^2/(-12 \text{ °C}))$ und $(180 \text{ W/m}^2/(+15 \text{ °C}))$</p> <p>$E_{glob,K}$ Einstrahlung in Kollektorebene T_{amb} Umgebungstemperatur P_{Sol1} Solarkreispumpe BA1</p>
<p>Ausschalten Solarkreisumpen P_{Sol1} und P_{Sol2}, wenn</p> <p>$E_{glob,K} < E_{aus}(T_{amb})$ Ausschaltkurve und $(T_{Sol1} - T_{Sp,u}) < 2 \text{ K}$ (BA1) bzw. $(T_{Sol3} - T_{Sp,u}) < 2 \text{ K}$ (BA2)</p> <p>Ausschaltkurve $E_{aus}(T_{amb})$ linear durch $(280 \text{ W/m}^2/(-12 \text{ °C}))$ und $(80 \text{ W/m}^2/(+15 \text{ °C}))$</p> <p>$T_{Sol1}$ Vorlauftemperatur. Solarkreis $T_{Sp,u}$ Speichertemperatur. unten</p>	<p>Ausschalten Solarkreispumpe P_{Sol1}, wenn</p> <p>$E_{glob,K} < E_{aus}(T_{amb})$ Ausschaltkurve und $(T_{Sol1} - T_{Sp,u}) < 2 \text{ K}$</p> <p>Ausschaltkurve $E_{aus}(T_{amb})$ linear durch $(280 \text{ W/m}^2/(-12 \text{ °C}))$ und $(80 \text{ W/m}^2/(+15 \text{ °C}))$</p> <p>$T_{Sol1}$ Vorlauftemperatur. Solarkreis $T_{Sp,u}$ Speichertemperatur. Unten</p>
<p>Sicherheitsabschaltung Solarkreisumpen</p> <p>Ausschalten P_{Sol1} und P_{Sp1} (BA1), wenn</p> <p>$T_{Sol2} \geq T_{aus1} = 115 \text{ °C}$ oder $T_{Sp2} \geq T_{aus2} = 100 \text{ °C}$</p> <p>Aus P_{Ko2} und P_{Sp2} (BA2), wenn</p> <p>$T_{Sol4} \geq T_{aus4} = 140 \text{ °C}$ oder $T_{Sp4} \geq T_{aus5} = 100 \text{ °C}$</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wiederfreigabe erst abends ab 18 Uhr • Wiedereinschalten P_{Sol1} und P_{Sp1} (BA1), wenn Abschalttemperaturen Taus1 und Taus2 unterschritten sind • Wiedereinschalten P_{Sol2} und P_{Sp2} (BA2), wenn Abschalttemperaturen Taus4 und Taus5 unterschritten sind <p>T_{Sol2} Rücklauftemperatur Solarkreis BA1 T_{Sp2} Vorlauftemperatur Speicherladekreis BA1 T_{Sol4} Rücklauftemperatur Solarkreis BA2 T_{Sp4} Vorlauftemperatur Speicherladekreis BA2 T_{aus1} Ausschalttemperatur Rücklauf Solarkreis BA1 T_{aus2} Ausschalttemperatur 2 Vorlauf Speicherladekreis BA1 T_{aus4} Ausschalttemperatur 4 Rücklauf Solarkreis BA2 T_{aus5} Ausschalttemperatur 5 Vorlauf Speicherladekreis BA2</p>	<p>Sicherheitsabschaltung Solarkreispumpe</p> <p>Ausschalten P_{Sol1} und P_{Sp1}, wenn</p> <p>$T_{Sol2} \geq T_{aus1} = 115 \text{ °C}$ oder $T_{Sp2} \geq T_{aus2} = 100 \text{ °C}$</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wiederfreigabe erst abends ab 18 Uhr • Wiedereinschalten P_{Sol1} und P_{Sp1}, wenn Abschalttemperaturen Taus1 und Taus2 unterschritten sind <p>T_{Sol2} Rücklauftemperatur. Solarkreis T_{Sp2} Vorlauftemperatur. Speicherladekreis T_{aus1} Ausschalttemperatur 1 Rücklauf Solarkreis T_{aus2} Ausschalttemperatur 2 Vorlauf Speicherladekreis</p>

<p>Nachspeisung Solarkreis</p> <p>Einschalten Nachspeisepumpe $P_{\text{Sol,nach1}}$ (BA1), wenn $D1 \leq P_{\text{an1}} = 2 \text{ bar Überdruck}$</p> <p>Einschalten Nachspeisepumpe $P_{\text{Sol,nach2}}$ (BA2), wenn $D2 \leq P_{\text{an2}} = 2 \text{ bar Überdruck}$</p> <p>Ausschalten Nachspeisepumpe $P_{\text{Sol,nach1}}$ (BA1), wenn $D1 \geq P_{\text{Paus1}} = 2.5 \text{ bar Überdruck}$</p> <p>Ausschalten Nachspeisepumpe $P_{\text{Sol,nach2}}$ (BA2), wenn $D2 \geq P_{\text{Paus2}} = 2.5 \text{ bar Überdruck}$</p> <p><i>D1 Druck im Solarkreis BA1</i> <i>D2 Druck im Solarkreis BA2</i> <i>$P_{\text{Sol,nach1}}$ Nachspeisepumpe 1 Solarkreis</i> <i>$P_{\text{Sol,nach2}}$ Nachspeisepumpe 2 Solarkreis</i></p> <p>Sperrung Nachspeisepumpen $P_{\text{Sol,nach1}}$ und $P_{\text{Sol,nach2}}$, wenn</p> <p>Füllstand Nachspeisetank FM1 < Mindestwert</p> <ul style="list-style-type: none"> $T_{\text{Sol,nach}} \leq T_{\text{aus3}} = 65 \text{ °C}$ Störmeldung: Nachspeisetank leer! <p><i>$T_{\text{Sol,nach}}$ Vorlauftemperatur Wasser/Glykol-Nachspeisetank</i> <i>T_{aus3} Ausschalttemperatur Nachspeisetank</i> <i>FM1 Mindestwert für Füllstand im Nachspeisetank</i></p> <p>Volumenstromregelung Solarkreis <i>(keine Angaben)</i></p>	<p>Nachspeisung Solarkreis</p> <p>Einschalten Nachspeisepumpe $P_{\text{Sol,nach1}}$, wenn $D1 \leq P_{\text{an1}} = 2 \text{ bar Überdruck}$</p> <p>Ausschalten Nachspeisepumpe $P_{\text{Sol,nach1}}$, wenn $D1 \geq P_{\text{Paus1}} = 2.5 \text{ bar Überdruck}$</p> <p><i>D1 Druck im Solarkreis</i></p> <p>Sperrung Nachspeisepumpe $P_{\text{Sol,nach1}}$, wenn</p> <p>Füllstand Nachspeisetank FM1 < Mindestwert</p> <ul style="list-style-type: none"> $T_{\text{Sol,nach}} \leq T_{\text{aus3}} = 65 \text{ °C}$ Störmeldung: Nachspeisetank leer! <p><i>$T_{\text{Sol,nach}}$ Vorlauftemperatur Nachspeisetank</i> <i>T_{aus3} Ausschalttemperatur Nachspeisetank</i> <i>FM1 Mindestwert für Füllstand im Nachspeisetank</i></p> <p>Volumenstromregelung Solarkreis <i>(keine Angaben)</i></p>
<p><u>Speicherladekreis</u></p> <p>Einschalten Speicherkreispumpe P_{Sp1} (BA1), wenn</p> <p>P_{Sol1} in Betrieb und $(T_{\text{Sol1}} - T_{\text{Sp,u}}) \geq \Delta T_{\text{an1}} = +5 \text{ K}$</p> <p>Einschalten Speicherkreispumpe P_{Sp2} (BA2), wenn</p> <p>P_{Sol3} in Betrieb und $(T_{\text{Sol3}} - T_{\text{Sp,u}}) \geq \Delta T_{\text{an3}} = +5 \text{ K}$</p> <p>Ausschalten Speicherkreispumpe P_{Sp1}, wenn $(T_{\text{Sol1}} - T_{\text{Sp,u}}) < \Delta T_{\text{aus1}} = +2 \text{ K}$</p>	<p><u>Speicherladekreis</u></p> <p>Einschalten Speicherkreispumpe P_{Sp1}, wenn</p> <p>P_{Sol1} in Betrieb und $(T_{\text{Sol1}} - T_{\text{Sp,u}}) \geq \Delta T_{\text{an1}} = +5 \text{ K}$</p> <p>Ausschalten Speicherkreispumpe P_{Sp1}, wenn $(T_{\text{Sol1}} - T_{\text{Sp,u}}) < \Delta T_{\text{aus1}} = +2 \text{ K}$</p>

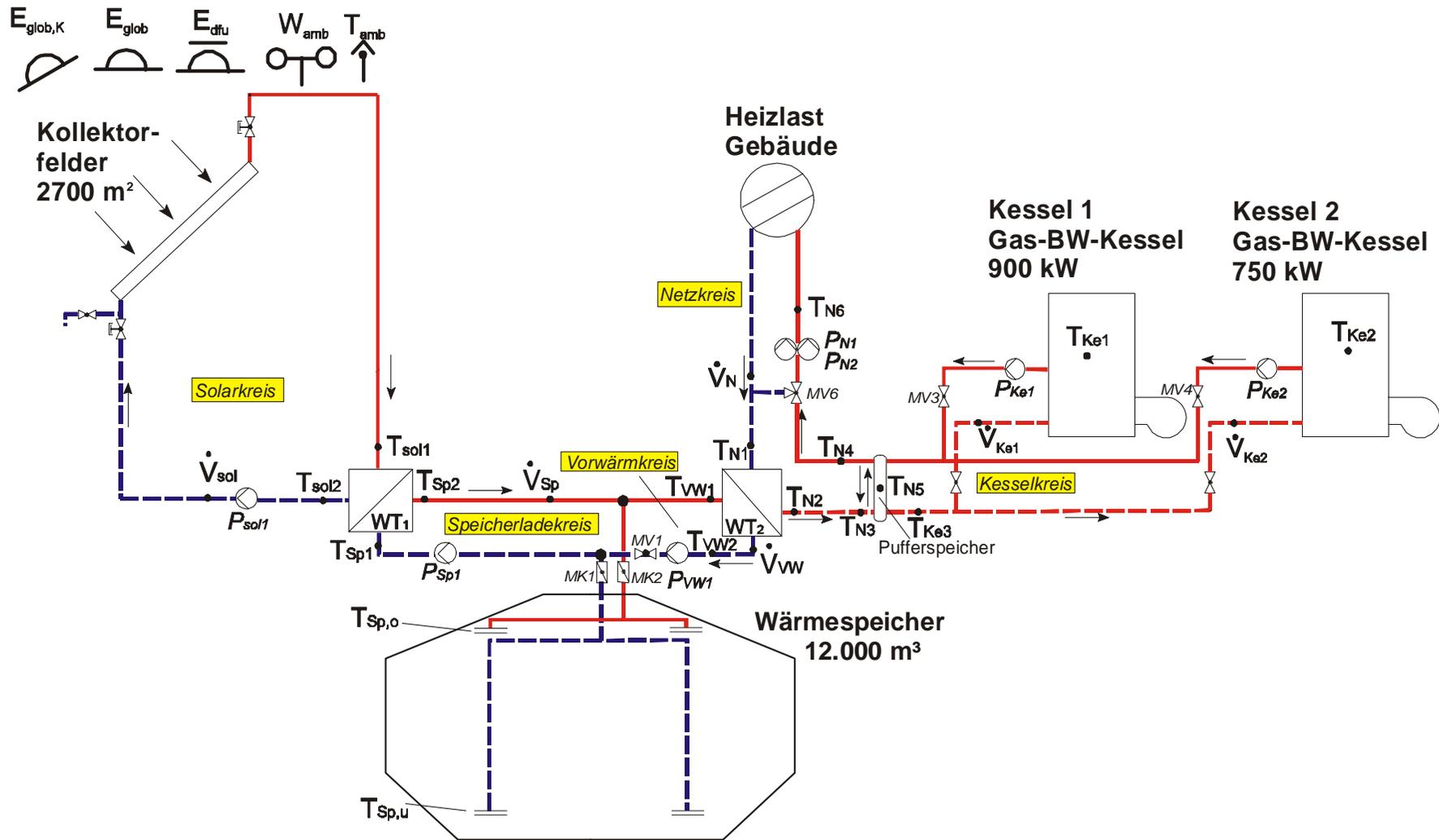
<p>Ausschalten Speicherpumpe P_{Sp2}, wenn</p> $(T_{\text{Sol}3} - T_{\text{Sp,u}}) < \Delta T_{\text{aus}3} = +2 \text{ K}$ <p> <i>T_{Sol1}</i> Vorlauftemperatur Solarkreis BA1 <i>T_{Sol3}</i> Vorlauftemperatur Solarkreis BA2 <i>T_{Sp,u}</i> Speichertemperatur unten <i>ΔTan1</i> Einschalttemperaturdifferenz 1 <i>ΔTan3</i> Einschalttemperaturdifferenz 3 <i>ΔTaus1</i> Ausschalttemperaturdifferenz 1 <i>ΔTan1</i> Ausschalttemperaturdifferenz 3 </p>	<p> <i>T_{Sol1}</i> Vorlauftemperatur Solarkreis <i>T_{Sp,u}</i> Speichertemperatur unten <i>ΔTan1</i> Einschalttemperaturdifferenz 1 <i>ΔTaus1</i> Ausschalttemperaturdifferenz 1 </p>
<p>Volumenstromregelung Speicherkreis</p> <ul style="list-style-type: none"> Regelung der Druckhöhe von P_{Sp1} (BA1) zwischen P2Hmin und P2HHmax so dass Netzvorlauftemperatur erreicht wird = Matched Flow P2Hmin = 20 % → 25 m³/h P2HHmax = 95 % → 43 m³/h Regelung der Druckhöhe von P_{Sp2} (BA2) zwischen P4Hmin und P4HHmax so dass Netzvorlauftemperatur erreicht wird P4Hmin = 20 % → 14 m³/h P4HHmax = 95 % → 25 m³/h Druckhöhe an P_{Sp1} (BA1) wird durch PI-Regelung so eingestellt, dass T_{Sp2} = T2soll = 75 °C Druckhöhe an P_{Sp2} (BA2) so dass T_{Sp4} = T4soll = 75 °C alternativ zur stetigen PI-Regelung kann auch stufig (mind. 4 Stufen) geregelt werden <p>Frostschutz Speicherkreis</p> <p>Anschalten der Speicherpumpe P_{Sp1}, wenn</p> <p>T_{Sol1} < Tan1 = 3 °C und P_{Sol1} nicht in Betrieb</p> <p>Anschalten der Speicherpumpe P_{Sp2}, wenn</p> <p>T_{Sol3} < Tan2 = 3 °C und P_{Sol2} nicht in Betrieb</p> <ul style="list-style-type: none"> ohne Hysterese Priorität gegenüber allen anderen Kriterien 	<p>Volumenstromregelung Speicherkreis</p> <ul style="list-style-type: none"> Regelung der Druckhöhe von P_{Sp1} zwischen P2Hmin und P2HHmax so dass Netzvorlauftemperatur erreicht wird = Matched Flow P2Hmin = 20 % → 25 m³/h P2HHmax = 95 % → 43 m³/h Druckhöhe an P_{Sp1} wird durch PI-Regelung so eingestellt, dass T_{Sp2} = T2soll = 75 °C alternativ zur stetigen PI-Regelung kann auch stufig (mind. 4 Stufen) geregelt werden <p>Frostschutz Speicherkreis</p> <p>Anschalten der Speicherpumpe P_{Sp1}, wenn</p> <p>T_{Sol1} < Tan1 = 3 °C und P_{Sol1} nicht in Betrieb</p> <ul style="list-style-type: none"> ohne Hysterese Priorität gegenüber allen anderen Kriterien
<p><u>Vorwärmkreis</u></p>	<p><u>Vorwärmkreis</u></p>
<p>Anschalten Vorwärmkreispumpe P_{Vw1} und Motorventil MV1 auf Regelbetrieb, wenn</p> $(T_{\text{Sp,o}} - T_{\text{N}1}) \geq \Delta T_{\text{an}2} = +8 \text{ K}$ <p>Anschalten Vorwärmkreispumpe P_{Vw2} und Motorventil MV2 auf Regelbetrieb, wenn</p> $(T_{\text{Sp,o}} - T_{\text{N}7}) \geq \Delta T_{\text{an}4} = +8 \text{ K}$	<p>Anschalten Vorwärmkreispumpe P_{Vw1} und Motorventil MV1 in Regelbetrieb, wenn</p> $(T_{\text{Sp,o}} - T_{\text{N}1}) \geq \Delta T_{\text{an}2} = +8 \text{ K}$

<p>Ausschalten Vorwärmkreispumpe P_{V1} und Motorventil MV1 auf Regelbetrieb, wenn</p> $(T_{Sp,o} - T_{N1}) < \Delta T_{AUS2} = +4 \text{ K}$ <p>Ausschalten Vorwärmkreispumpe P_{VW2} und Motorventil MV2 auf Regelbetrieb, wenn</p> $(T_{Sp,o} - T_{N7}) < \Delta T_{AUS4} = +4 \text{ K}$ <p>Regelung Motorventil MV 1, so dass</p> $T_{N2} = T_{N2soll} = \min((T_{VW1} - 5K); T_{N4soll})$ <p>Regelung Motorventil MV 2, so dass</p> $T_{N8soll} = \min((T_{VW3} - 5K); T_{N4soll})$ <p><i>T_{Sp,o} Speichertemperatur oben</i> <i>T_{N1} Rücklaufemperatur Netzkreis BA1</i> <i>T_{N7} Rücklaufemperatur Netzkreis BA2</i> <i>MV1 Motorventil Vorwärmkreis BA1</i> <i>MV2 Motorventil Vorwärmkreis BA2</i> <i>ΔT_{AUS2} Anschalttemperaturdifferenz 2</i> <i>ΔT_{AUS4} Anschalttemperaturdifferenz 4</i> <i>ΔT_{AUS2} Ausschalttemperaturdifferenz 2</i> <i>ΔT_{AUS4} Ausschalttemperaturdifferenz 4</i> <i>T_{N2} Vorlaufemperatur Netzkreis vor Pufferspeicher</i> <i>T_{VW1} Vorlaufemperatur Vorwärmkreis BA1</i> <i>T_{N4soll} Soll-Netzvorlaufemperatur nach Pufferspeicher aus Heizkurve (T_A/T_{N4soll}) linear zwischen 15°C/+80°C und 0°C/+70°C</i></p> <p>Rücklaufemperaturbegrenzung Vorwärmkreis</p> <p>wenn $(T_{VW2} - T_{N1}) \geq \Delta T_2 = +5 \text{ K}$ ⇒ dann wird MV1 stetig geschlossen</p> <p>wenn $(T_{VW4} - T_{N7}) \geq \Delta T_4 = +5 \text{ K}$ ⇒ dann wird MV2 stetig geschlossen</p> <p><i>T_{N1} Rücklaufemperatur Netzkreis BA1</i> <i>T_{VW2} Rücklaufemperatur Vorwärmkreis BA1</i> <i>T_{N8soll} Soll-Vorlaufemperatur Netzkreis BA2 vor Pufferspeicher</i> <i>T_{VW3} Vorlaufemperatur Vorwärmkreis BA2</i> <i>T_{N4soll} Soll-Netzvorlaufemperatur(BA1 + BA2) nach Pufferspeicher</i> <i>T_{N7} Rücklaufemperatur Netzkreis BA2</i> <i>T_{VW4} Rücklaufemperatur Vorwärmkreis BA2</i></p>	<p>Ausschalten Vorwärmkreispumpe P_{VW1} und Motorventil MV1 auf Regelbetrieb, wenn</p> $(T_{Sp,o} - T_{N1}) < \Delta T_{AUS2} = +4 \text{ K}$ <p>Regelung Motorventil MV 1, so dass</p> $T_{N2} = T_{N2soll} = \min((T_{VW1} - 5K); T_{N4soll})$ <p><i>T_{Sp,o} Speichertemperatur oben</i> <i>T_{N1} Rücklaufemperatur Netzkreis</i> <i>MV1 Motorventil Vorwärmkreis</i> <i>T_{N2} Vorlaufemperatur Netzkreis vor Pufferspeicher</i> <i>T_{VW1} Vorlaufemperatur Vorwärmkreis BA1</i> <i>T_{N4soll} Soll-Netzvorlaufemperatur nach Pufferspeicher aus Heizkurve (T_A/T_{N4soll}) linear zwischen 15°C/+80°C und 0°C/+70°C</i> <i>ΔT_{AUS2} Anschalttemperaturdifferenz 2</i> <i>ΔT_{AUS2} Ausschalttemperaturdifferenz 2</i></p> <p>Rücklaufemperaturbegrenzung Vorwärmkreis</p> <p>wenn $(T_{VW2} - T_{N1}) \geq \Delta T_2 = +5 \text{ K}$ ⇒ dann wird MV1 stetig geschlossen</p> <p><i>T_{N1} Rücklaufemperatur Netzkreis</i> <i>T_{VW2} Rücklaufemperatur Vorwärmkreis</i></p>
<p><u>Kesselkreis</u></p> <p>Freigabe Kesselkreis</p> $T_{Sp,o} < T_{AN3} = 70 \text{ °C}$ <p><i>T_{AN3} Anschalttemperatur für Kesselkreis</i></p> <p>Einschalten Kessel 1, wenn</p> $T_{Sp,o} < 70 \text{ °C}$ <p>Einschalten Kessel 2, wenn</p> <p>der einstellbare Lastpunkt für eine Zeitspanne überschritten ist (z.B. Kessellast 1 > 95 %)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kesselfolgeschaltung: zuerst wird Kessel 1 eingeschaltet, dann Kessel 2 	<p><u>Kesselkreis</u></p> <p>Freigabe Kesselkreis</p> $T_{Sp,o} < T_{AN3} = 70 \text{ °C}$ <p><i>T_{AN3} Anschalttemperatur für Kesselkreis</i></p> <p>Einschalten Kessel 1, wenn</p> $T_{Sp,o} < 70 \text{ °C}$ <p>Einschalten Kessel 2, wenn</p> <p>der einstellbare Lastpunkt für eine Zeitspanne überschritten ist (z.B. Kessellast 1 > 95 %)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kesselfolgeschaltung: zuerst wird Kessel 1 eingeschaltet, dann Kessel 2

<p>Ausschalten Kessel 2, wenn</p> <p>Summe beider Kessellasten 1 +2 < zulässige Kessellast Kessel 1 für eine festgelegte Zeitspanne</p> <p>Sperrung Kesselkreis, durch</p> <ul style="list-style-type: none"> Überwachung von T_{N3} Störmeldung, wenn die Vorlaufsolltemperatur für einstellbaren Zeitraum unterschritten ist: ($T_{N4} - T_{N4soll}$) \leq 2 K automatische Umkehrung der Kesselfolge bei Kesselstörung <p>T_{N3} Vorlauftemperatur Netzkreis vor Pufferspeicher T_{N4} Vorlauftemperatur Netzkreis nach Pufferspeicher</p> <p>Einschalten Kesselkreispumpe P_{Ke1} und öffnen Motorventil MV3, wenn</p> <p>Kessel 1 in Betrieb</p> <p>Brennerregelung, so dass</p> $T_{Ke1} = T_{N4soll}$ <ul style="list-style-type: none"> modulierende Brennerregelung mit Rückführpotentiometer <p>T_{Ke1} Kesselwassertemperatur. Kessel1 T_{N4soll} Soll-Vorlauftemperatur Netzkreis nach Pufferspeicher</p>	<p>Ausschalten Kessel 2, wenn</p> <p>Summe beider Kessellasten 1 +2 < zulässige Kessellast Kessel 1 für eine festgelegte Zeitspanne</p> <p>Sperrung Kesselkreis, durch</p> <ul style="list-style-type: none"> Überwachung von T_{N3} Störmeldung, wenn die Vorlauf-Solltemperatur für einstellbaren Zeitraum unterschritten ist: ($T_{N4} - T_{N4soll}$) \leq 2 K automatische Umkehrung der Kesselfolge bei Kesselstörung <p>T_{N3} Vorlauftemperatur Netzkreis vor Pufferspeicher T_{N4} Vorlauftemperatur Netzkreis nach Pufferspeicher</p> <p>Einschalten Kesselkreispumpe P_{Ke1} und öffnen Motorventil MV3, wenn</p> <p>Kessel 1 in Betrieb</p> <p>Brennerregelung, so dass</p> $T_{Ke1} = T_{N4soll}$ <ul style="list-style-type: none"> modulierende Brennerregelung mit Rückführpotentiometer <p>T_{Ke1} Kesselwassertemperatur. Kessel1 T_{N4soll} Soll-Vorlauftemperatur Netzkreis nach Pufferspeicher</p>
<p><u>Netzkreis</u></p> <p>Regelung Motorventil MV6 (BA1), so dass</p> $T_{N6} = T_{N6soll}$ <p>aus Netzvorlauftemperaturkurve für BA1</p> <p>$T_{N6sollmax} = 83 \text{ °C}$ $T_{N6sollmin} = 65 \text{ °C}$ T_{N6soll} Soll-Vorlauftemperatur Netzkreis Netzvorlauftemperaturkurve $T_{N6soll}(T_{amb})$ linear durch $+80 \text{ °C} (-15 \text{ °C})$ und $+70 \text{ °C} (0 \text{ °C})$</p> <p>Regelung Motorventil MV7 (BA2), so dass</p> $T_{N9} = T_{N9soll}$ <p>aus Netzvorlauftemperaturkurve für BA2</p> <p>$T_{N9sollmax} = 73 \text{ °C}$ $T_{N9sollmin} = 65 \text{ °C}$ T_{N9soll} Soll-Vorlauftemperatur Netzkreis Netzvorlauftemperaturkurve $T_{N9soll}(T_{amb})$: linear durch $+70 \text{ °C} (-15 \text{ °C})$ und $+65 \text{ °C} (0 \text{ °C})$</p>	<p><u>Netzkreis</u></p> <p>Regelung Motorventil MV6, so dass</p> $T_{N6} = T_{N6soll}$ <p>aus Netzvorlauftemperaturkurve</p> <p>$T_{N6sollmax} = 83 \text{ °C}$ $T_{N6sollmin} = 65 \text{ °C}$ T_{N6soll} Soll-Vorlauftemperatur Netzkreis Netzvorlauftemperaturkurve $T_{N6soll}(T_{amb})$ linear durch $+80 \text{ °C} (-15 \text{ °C})$ und $+70 \text{ °C} (0 \text{ °C})$</p>

<u>Allgemeine Sicherheitsmaßnahmen</u>	<u>Allgemeine Sicherheitsmaßnahmen</u>
<p>Leckwarnung Heizzentrale</p> <ul style="list-style-type: none"> • Schließen MK1, MK2, MK3, wenn Signal des Feuchtesensors FF1 • Störmeldung: "Leckage Speicherschacht!" • Wiederöffnen MK1, MK2, MK3 bei Erlöschen des Signals FF1 <p>Überwachung der Netzvorlauftemperatur</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bei Versagen der Kessel-Folgeschaltung und nicht erfolgtem Zuschalten des Kessel 2 trotz Unterschreiten der Netzvorlauf-Solltemperatur wird Kessel 2 eingeschaltet, wenn die Netzvorlauf-Solltemperatur für eine einstellbare Zeitspanne Δt um eine einstellbare Temperaturdifferenz ΔT unterschritten wird: $\Delta T < (T_{N4} - T_{N4soll})$ • Störmeldung: "Netzvorlauftemperatur unterschritten" <p>Weitere Sicherheitsmaßnahmen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Weitermeldung der Störmeldungen der Neutralisationsanlagen für Kessel 1+2 • Leckwarngeräte für Erdleitungen und Nachspeisestation 	<p>Leckwarnung Heizzentrale</p> <ul style="list-style-type: none"> • Schließen MK1, MK2, MK3, wenn Signal des Feuchtesensors FF1 • Störmeldung: "Leckage Speicherschacht!" • Wiederöffnen MK1, MK2, MK3 bei Erlöschen des Signals FF1 <p>Überwachung der Netzvorlauftemperatur</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bei Versagen der Kessel-Folgeschaltung und nicht erfolgtem Zuschalten des Kessel 2 trotz Unterschreiten der Netzvorlauf-Solltemperatur wird Kessel 2 eingeschaltet, wenn die Netzvorlauf-Solltemperatur für eine einstellbare Zeitspanne Δt um eine einstellbare Temperaturdifferenz ΔT unterschritten wird: $\Delta T < (T_{N4} - T_{N4soll})$ • Störmeldung: "Netzvorlauftemperatur unterschritten" <p>Weitere Sicherheitsmaßnahmen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Weitermeldung der Störmeldungen der Neutralisationsanlagen für Kessel 1+2 • Leckwarngeräte für Erdleitungen und Nachspeisestation

Anlagenschema Friedrichshafen
 nur Bauabschnitt BA1



Abkürzungen Friedrichshafen

Bezeichnungen Plan		Bezeichnungen Beschreibung	
Kreisläufe			
		Sol	Solarkreis
		Sol,nach	Nachspeisung Solarkreis
		Sp	Speicherladekreis
		VW	Vorwärmkreis
		Sp	Speicher
		Ke	Kesselkreis
		N	Netzkreis
Pumpen			
	P1	P _{Sol1}	Pumpe1 Solarkreis BA1, parallel zu P3
	P2	P _{Sp1}	Pumpe1 Speicherladekreis BA1, parallel zu P4
	P3	P _{Sol2}	Pumpe 2 Solarkreis BA2
	P4	P _{Sp2}	Pumpe 2 Speicherladekreis BA2
	P5	P _{Sol,nach1}	Nachspeisepumpe 1 Solarkreis BA1, parallel zu P6
	P6	P _{Sol,nach2}	Nachspeisepumpe 2 Solarkreis BA2
	P7	P _{Ke1}	Pumpe Kesselkreis BW-Kessel 1, parallel zu P8
	P8	P _{Ke2}	Pumpe Kesselkreis BW-Kessel 2
	P10	P _{VW1}	Pumpe Vorwärmkreis BA1, parallel zu P11
	P11	P _{VW2}	Pumpe Vorwärmkreis BA2
	P12	P _{N1}	Pumpe Netzkreis BA1, parallel zu und P15
	P13	P _{N2}	Pumpe Netzkreis BA1
	P14	P _{N3}	Pumpe Netzkreis BA2
	P15	P _{N4}	Pumpe Netzkreis BA2
Temperaturen			
	T1	T _{Sol1}	Vorlauftemperatur Solarkreis BA1
	T2	T _{Sp2}	Vorlauftemperatur Speicherladekreis BA1
	T3	T _{Sol3}	Vorlauftemperatur Solarkreis BA2
	T4	T _{Sp4}	Vorlauftemperatur Speicherladekreis BA2
	-	T _{Sp1}	Rücklauftemperatur Speicherladekreis BA1
	T5	T _{Sp,o}	Temperatur Speicher oben
	T6	T _{Sp,u}	Temperatur Speicher unten
	T7	T _{VW1}	Vorlauftemperatur Vorwärmkreis BA1
	T8	T _{N1}	Rücklauftemperatur Netzkreis BA1
	T9	T _{N2}	Vorlauftemperatur Netzkreis vor Pufferspeicher BA1
	T10	T _{VW3}	Vorlauftemperatur Vorwärmkreis BA2
	T11	T _{N7}	Rücklauftemperatur Netzkreis BA2
	T12	T _{N8}	Vorlauftemperatur Netzkreis vor Pufferspeicher BA2
	T13	T _{N4}	Vorlauftemperatur Netzkreis nach Pufferspeicher BA1+BA2
	T14	T _{Ke1}	Kesselwassertemperatur Kessel1
	T15	T _{Ke2}	Kesselwassertemperatur Kessel2
	T16	T _{N5}	Pufferspeicher Mitte
	T17	T _{N3}	Vorlauftemperatur. Netz vor Pufferspeicher BA1+BA2
	T18	T _{Sol,nach}	Vorlauftemperatur. Wasser/Glykol-Nachspeisetank
	T19	T _{Sol2}	Rücklauftemperatur Solarkreis BA1
	T20	T _{Ke3}	Eintrittstemperatur Kessel 1 +2
	T26	T _{VW2}	Rücklauftemperatur Vorwärmkreis BA1
	T27	T _{Sol4}	Rücklauftemperatur Solarkreis BA2

	T28 T29 T30 T31	T _{Sp} 3 T _V 4 T _N 6 T _N 9	Rücklauftemperatur Speicherladekreis BA2 Rücklauftemperatur Vorwärmkreis BA2 Vorlauftemperatur Netzkreis nach Rücklaufbeimischung BA1 Vorlauftemperatur Netzkreis nach Rücklaufbeimischung BA2
Ventile			
	MV1 MV2 MV3 MV4 MK1 MK2 MK3 MK4 MK6 MK7	MV1 MV2 MV3 MV4 MK1 MK2 MK3 MK4 MK6 MK7	Motorventil Rücklauf Vorwärmkreis BA1 Motorventil Rücklauf Vorwärmkreis BA2 Motorventil Vorlauf Kessel 1 Motorventil Vorlauf Kessel 2 Motorklappe zur unteren Speicherebene Motorklappe obere Speicherbeladungsebene Motorklappe (NEU) mittlere Beladungsebene Motorklappe (NEU) obere Beladungsebene Motorklappe Netzkreis BA1 Motorklappe Netzkreis BA2

Regelungskonzepte Hamburg-Bramfeld

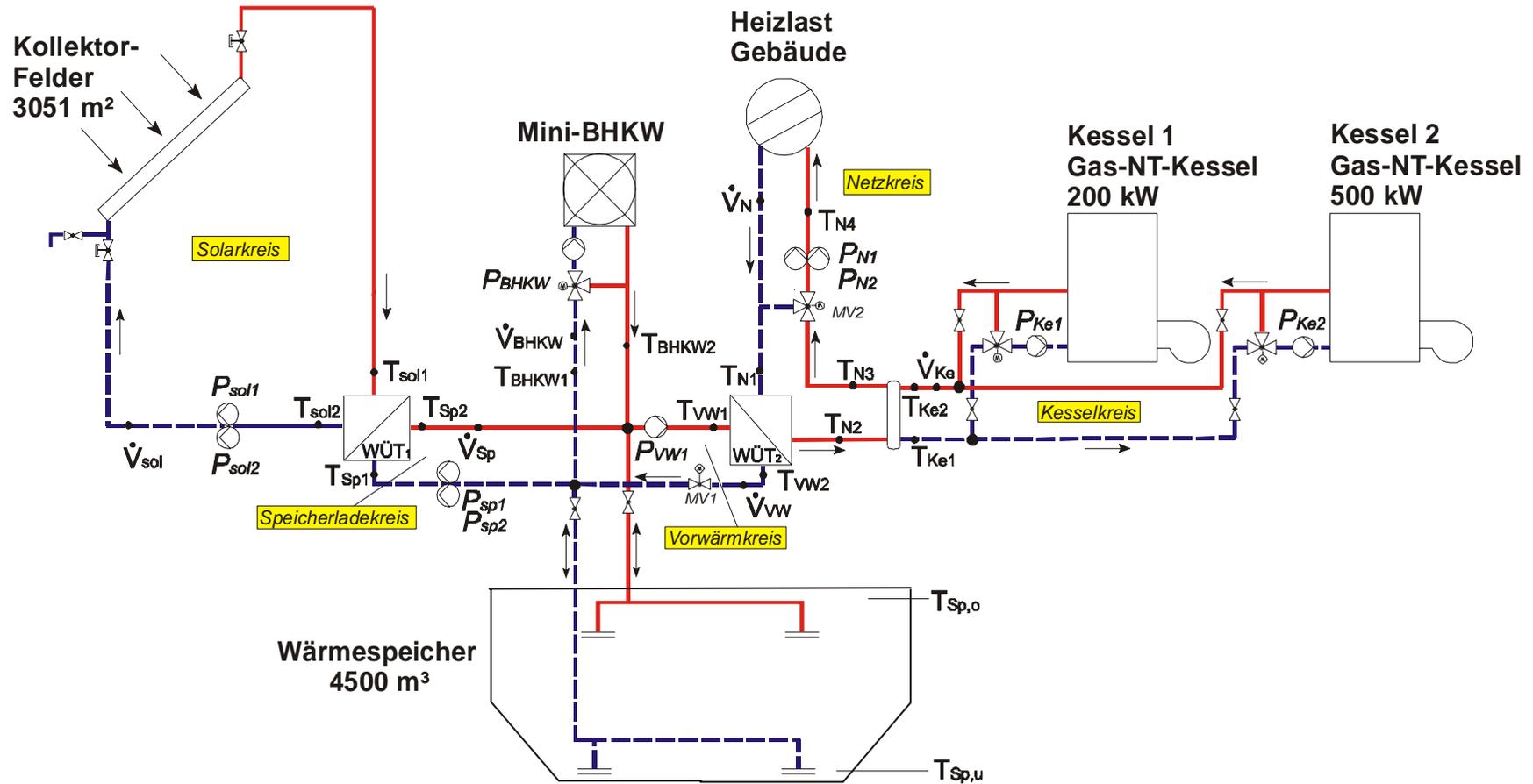
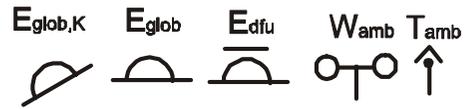
neues Regelungskonzept <i>nach Umbau der Heizzentrale</i>	altes Regelungskonzept <i>vor Umbau der Heizzentrale</i>
<u>Solarkreis</u>	<u>Solarkreis</u>
<p>Einschalten Solarkreispumpe P_{Sol1}, wenn</p> $E_{\text{glob,K}} > E_{\text{ein}}(T_{\text{amb}}) \quad \text{Einschaltkennlinie}$ <p> <i>E_{glob,K}</i> <i>Einstrahlung in Kollektorebene</i> <i>E_{ein}</i> <i>Einstrahlungskennlinie fürs Einschalten</i> <i>T_{amb}</i> <i>Umgebungstemperatur</i> <i>P_{Sol1}</i> <i>Solarkreispumpe</i> <i>P_{Sol2}</i> <i>Solarkreispumpe</i> </p>	<p>Einschalten Solarkreispumpe P_{Sol1}, wenn</p> $E_{\text{glob,K}} > E_{\text{min}} = 100 \text{ W/m}^2$ <p> <i>E_{glob,K}</i> <i>Einstrahlung in Kollektorebene</i> <i>E_{min}</i> <i>Einstrahlung in Kollektorebene</i> <i>T_{amb}</i> <i>Umgebungstemperatur</i> <i>P_{Sol1}</i> <i>Solarkreispumpe</i> </p>
<p>Ausschalten Solarkreispumpe P_{Sol1}, wenn</p> $T_{\text{Sp2}} < T_{\text{Sp,u}} + 5 \text{ K}$ <p>und</p> $E_{\text{glob,K}} < E_{\text{ein}}(T_{\text{amb}}) - 80 \text{ W/m}^2$ <p> <i>T_{Sp2}</i> <i>Vorlauftemperatur Speicherladekreis</i> <i>T_{Sp,u}</i> <i>Temperatur Speicher unten</i> </p>	<p>Ausschalten Solarkreispumpe P_{Sol1}, wenn</p> $E_{\text{glob,K}} < E_{\text{min}}$ <ul style="list-style-type: none"> • Zeitverzögertes Ausschalten
<p>Einschalten Solarkreispumpe P_{Sol2}, so dass</p> $T_{\text{Sol1}} = T_{\text{N4,Soll}} + 13 \text{ K}$ <ul style="list-style-type: none"> • Erreichen der Solltemperatur T_{Sol1} durch Drehzahlanpassung von Pumpe P_{Sol2} • Pumpe P_{Sol1} wird konstant mit maximaler Drehzahl betrieben • Pumpen werden im Wechsel eingeschaltet <p> <i>T_{N4,Soll}</i> <i>Solltemperatur Netzvorlauf</i> <i>T_{Sol1}</i> <i>Vorlauftemperatur Solarkreis</i> </p>	<p>Einschalten Solarkreispumpe P_{Sol2}, wenn</p> $E_{\text{glob,K}} > E_{\text{grenz}} = 800 \text{ W/m}^2$
<p>Ausschalten Solarkreispumpe P_{Sol2}, wenn</p> $T_{\text{Sol1}} < T_{\text{N4,Soll}} + 8 \text{ K}$	<p>Ausschalten Solarkreispumpe P_{Sol2}, wenn</p> $E_{\text{glob,K}} < E_{\text{grenz}}$ <ul style="list-style-type: none"> • Zeitverzögertes Ausschalten
<p>Sicherheitsabschaltung Solarkreis</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ausschalten der Pumpen P_{Sol1}, P_{Sol2} und P_{Sol,nach} wenn Sicherheitsventil auslöst • Pumpen werden verriegelt und Störmeldung erfolgt • Entriegelung der Pumpen durch Betriebspersonal <p><i>P_{Sol,nach}</i> <i>Nachspeisepumpe Solarkreis</i></p>	<p>Sicherheitsabschaltung Solarkreis</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ausschalten der Pumpen P_{Sol1}, P_{Sol2} und P_{Sol,nach} wenn Sicherheitsventil auslöst • Pumpen werden verriegelt und Störmeldung erfolgt • Entriegelung der Pumpen durch Betriebspersonal <p><i>P_{Sol,nach}</i> <i>Nachspeisepumpe Solarkreis</i></p>

<p>Frostschuttschaltung</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wenn $T_{Sol1} < 1 \text{ }^\circ\text{C}$ bei Betrieb von Pumpe P_{Sol1}, dann Einschalten der Pumpe P_{Sp1} • Ausschalten von P_{Sp1} wenn $T_{Sol1} > 1 \text{ }^\circ\text{C}$ • Aufgrund von gewählter Einschaltbedingung von P_{Sol1} nur kurzfristige Unterschreitung <p>P_{Sp1} <i>Pumpe Speicherladekreis</i></p>	<p>Frostschuttschaltung</p> <p><i>Keine Angaben</i></p>
<p><u>Speicherladekreis</u></p> <p>Einschalten Speicherladepumpe P_{Sp1}, wenn</p> $T_{Sol1} \geq T_{Sp,u} + 13 \text{ K}$ <p>T_{Sol1} <i>Vorlauftemperatur Solarkreis</i> $T_{Sp,u}$ <i>Temperatur Speicher unten</i></p> <p>Ausschalten Speicherladepumpe P_{Sp1}, wenn</p> $T_{Sp2} < T_{Sp,u} + 8 \text{ K}$ <p>T_{Sp2} <i>Vorlauftemperatur Speicherladekreis</i></p> <p>Einschalten Speicherladepumpe P_{Sp2}, wenn</p> $T_{Sp2} > 90 \text{ }^\circ\text{C}$ <ul style="list-style-type: none"> • Speicherladepumpe P_{Sp2} in Folgeschaltung • Drehzahlregelung nicht realisierbar, da installierte Pumpen nicht mit FU ausgerüstet <p>Ausschalten Speicherladepumpe P_{Sp2}, wenn</p> $T_{Sp2} < 82 \text{ }^\circ\text{C}$ <p>Sicherheitsabschaltung</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ausschalten der Pumpen P_{Sp1}, P_{Sp2}, P_{Sol1} und P_{Sol2}, wenn $T_{Sp,o} > 98 \text{ }^\circ\text{C}$ • Pumpen werden verriegelt und Störmeldung erfolgt • Entriegelung der Pumpen nur möglich, wenn $T_{Sp,o} < 95 \text{ }^\circ\text{C}$ • Sicherheitsabschaltung erforderlich, da Verdampfungsgefahr im offenen Speichersystem besteht ! 	<p><u>Speicherladekreis</u></p> <p>Einschalten Speicherladepumpe P_{Sp1}, wenn</p> $T_{Sol1} \geq T_{Sp,u} + 10 \text{ K}$ <p>T_{Sol1} <i>Vorlauftemperatur Solarkreis</i> $T_{Sp,u}$ <i>Temperatur Speicher unten</i></p> <p>Ausschalten Speicherladepumpe P_{Sp1}, wenn</p> $T_{Sol1} < T_{Sp,u} + 5 \text{ K}$ <p>Einschalten Speicherladepumpe P_{Sp2}, wenn</p> $T_{Sp2} > 90 \text{ }^\circ\text{C}$ <ul style="list-style-type: none"> • Speicherladepumpe P_{Sp2} in Folgeschaltung <p>Ausschalten Speicherladepumpe P_{Sp2}, wenn</p> $T_{Sp2} < 85 \text{ }^\circ\text{C}$ <p>Sicherheitsabschaltung</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ausschalten der Pumpen P_{Sp1}, P_{Sp2}, P_{Sol1} und P_{Sol2}, wenn $T_{Sp,u} > 95 \text{ }^\circ\text{C}$ • Pumpen werden verriegelt und Störmeldung erfolgt • Entriegelung der Pumpen nur möglich, wenn $T_{Sp,u} < T_{Sp,u \text{ Grenz}}$

<u>Vorwärmkreis</u>	<u>Vorwärmkreis</u>
<p>Einschalten Vorwärmkreispumpe P_{VW1}, wenn</p> <p>$T_{Sp,o} \geq T_{N1} + 8 \text{ K}$ (bei Speicherentladung) oder $T_{Sp2} \geq T_{N1} + 8 \text{ K}$ (bei Direktnutzung)</p> <p>$T_{Sp,o}$ Temperatur Speicher oben T_{N1} Rücklauftemperatur Netzkreis T_{Sp2} Vorlauftemperatur Speicherladekreis</p> <p>Ausschalten Vorwärmkreispumpe P_{VW1}, wenn</p> <p>$T_{VW1} < T_{N1} + 4 \text{ K}$</p> <ul style="list-style-type: none"> Ausschalten erst 10 min nach dem Einschalten möglich <p>T_{VW1} Vorlauftemperatur Vorwärmkreis</p> <p>Volumenstrom-Regelung</p> <p>Auf Solltemperatur $T_{N2,Soll}$ abhängig von T_{VW1}</p> <p>wenn $T_{VW1} > T_{N4,Soll} + 5 \text{ K}$ dann $T_{N2,Soll} = T_{N4,Soll} + 3 \text{ K}$</p> <p>sonst $T_{N2,Soll} = \text{Min} (T_{N4,Soll} - 4 \text{ K}; T_{VW1} - 2 \text{ K})$</p> <ul style="list-style-type: none"> Für die ersten 10 min nach Anschalten keine Volumenstromregelung, Pumpe P_{VW1} wird mit Mindestdrehzahl betrieben (selbstansaugende Pumpe), Regelventil MV1 30 % offen Danach erfolgt die Regelung über MV1 Erst wenn Regelbereich von MV1 erschöpft ist wird die Pumpendrehzahl angepasst <p>$T_{N4,Soll}$ Solltemperatur Netzvorlauf T_{N2} Austrittstemperatur am Wärmeübertrager 2, Netzkreis MV1 Regelventil 1 im Vorwärmkreis</p>	<p>Einschalten Vorwärmkreispumpe P_{VW1}, wenn</p> <p>$T_{Sp,o} \geq T_{N1} + \Delta T_1$ (bei Speicherentladung) oder $T_{Sp2} \geq T_{N1} + \Delta T_1$ (bei Direktnutzung)</p> <p>$T_{Sp,o}$ Temperatur Speicher oben T_{N1} Rücklauftemperatur Netzkreis T_{Sp2} Vorlauftemperatur Speicherladekreis</p> <p>Ausschalten Vorwärmkreispumpe P_{VW1}, wenn</p> <p>$T_{Sp,o} < T_{N1} + \Delta T_2$ bzw. $T_{Sp2} < T_{N1} + \Delta T_2$</p> <ul style="list-style-type: none"> Zeitverzögertes Ausschalten <p>Volumenstrom-Regelung</p> <p>wenn möglich auf $T_{N2} = T_{N4,Soll} = 65 \text{ °C}$</p> <ul style="list-style-type: none"> Zuerst Drehzahlregelung der Pumpe P_{VW1} Wenn Solltemperatur $T_{N4,Soll}$ nicht mehr über Drehzahlregelung von P_{VW1} erreichbar, dann Regelung über Regelventil MV1 <p>$T_{N4,Soll}$ Solltemperatur Netzvorlauf T_{N2} Austrittstemperatur am Wärmeübertrager 2, Netzkreis MV1 Regelventil 1 im Vorwärmkreis</p>
<u>Kesselkreis</u>	<u>Kesselkreis</u>
<p>Kesselfolgeschaltung:</p> <p>Einschalten Führungskessel, wenn</p> <p>$T_{N2} < T_{N4,Soll} - 3 \text{ K}$</p> <p>Ausschalten Führungskessel, wenn</p> <p>$T_{N2} > T_{N4,Soll} + 3 \text{ K}$</p>	<p>Kesselfolgeschaltung:</p> <p>Einschalten Kessel 1, wenn</p> <p>$T_{N2} \leq 60 \text{ °C}$</p> <p>Ausschalten Kessel 1, wenn</p> <p>Kessellast $\leq 40 \text{ %}$</p>

<p>Einschalten Folgekessel, wenn</p> $T_{N3} < T_{N4,Soll} - 5 \text{ K}$ <p>Ausschalten Folgekessel, wenn</p> $T_{Ke1} > T_{N4,Soll} + 1 \text{ K}$ <ul style="list-style-type: none"> • Führungskessel frei wählbar • Folgekessel wird nach Führungskessel zeitverzögert eingeschaltet <p>Notanforderung, wenn</p> $T_{N4,Soll} < 55 \text{ °C}$ <p><i>T_{N2} Austrittstemperatur am Wärmeübertrager 2, Netzkreis</i> <i>T_{N4,Soll} Solltemperatur Netzvorlauf</i> <i>T_{N3} Austrittstemperatur Weiche, Netzkreis</i> <i>T_{Ke1} Rücklauftemperatur, Kesselkreis</i></p> <p>Kesseltemperatur Solltemperatur $T_{Ke1} = 55 \text{ °C}$</p> <ul style="list-style-type: none"> • Regelung abhängig des Kesselventils, so dass die Solltemperatur T_{Ke1} erreicht wird <p><i>T_{Ke1} Rücklauftemperatur, Kesselkreis</i></p>	<p>Einschalten Kessel 2, wenn</p> <p>Kessellast $\geq 95 \%$</p> <p>Ausschalten Kessel 2, wenn</p> <p>Kessellast $\leq 40 \%$</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zeitverzögertes Ausschalten der Kessel <p>Kesseltemperatur Solltemperatur $T_{Ke2, Soll} = 60 \text{ bis } 70 \text{ °C}$</p> <ul style="list-style-type: none"> • Regelung abhängig der Außentemperatur <p><i>T_{Ke2,Soll} Soll- Vorlauftemperatur Kesselkreis</i></p>
<p><u>Netzkreis</u></p> <p>Regelung Netzkreisumpen P_{N1} und P_{N2}</p> <ul style="list-style-type: none"> • Differenzdruckregelung der Pumpen über FU; im Sommer wechselseitig nur 1 Pumpe in Betrieb <p>Netztemperatur</p> <ul style="list-style-type: none"> • Regelung über Motorventil MV2 auf $T_{N4,Soll}$ 	<p><u>Netzkreis</u></p> <p>Einschalten Vorwärmkreispumpe P_{VW1}</p> <p>Differenzdruckregelung der Pumpen über FU</p> <ul style="list-style-type: none"> • Differenzdruckregelung der Pumpen über FU <p>Netztemperatur</p> <ul style="list-style-type: none"> • Solltemperatur Netz wird außentemperaturgeführt

Anlagenschema Hamburg-Bramfeld



Abkürzungen Hamburg-Bramfeld

Bezeichnungen Plan		Bezeichnungen Beschreibung	
Kreisläufe			
WTK010		Sol	Solarkreis
NDD010		Sp	Speicherladekreis
NDD020		VW	Vorwärmkreis
NDE010		Sp	Speicher
NDD110		BHKW	BHKW -Kreis
NDF010		N	Netzkreis
NDK010		Sol,nach	Nachspeisung Solarkreis
NDA200		Ke	Kesselkreis, Vorlauf
NDB200		Ke	Kesselkreis, Rücklauf
NDD210		Ke	Kesselkreis, Kessel1
NDD220		Ke	Kesselkreis, Kessel2
Pumpen			
	P _C 1 P _C 2 P _{Czu} 3 P _S 1 P _S 2 P _S 3 P _N 1 P _N 2 P _{BHKW} 1 P _{BHKW} 2 P _H 1 P _H 2	P _{Sol} 1 P _{Sol} 2 P _{Sol,nach} P _{Sp} 1 P _{Sp} 2 P _{VW} 1 P _N 1 P _N 2 P _{BHKW} 1 P _{BHKW} 2 P _{Ke} 1 P _{Ke} 2	Pumpe1 Solarkreis Pumpe2 Solarkreis Nachspeisepumpe Solarkreis Pumpe1 Speicherladekreis Pumpe2 Speicherladekreis Pumpe1 Vorwärmkreis Pumpe1 Netzkreis Pumpe2 Netzkreis Pumpe1 BHKW -Kreis Pumpe2 BHKW -Kreis Kesselkreis, Kessel 1 Kesselkreis, Kessel 2
Temperaturen			
	T1 T2 T3 T4 T5 T6 T7 T8 T9 T10 T11 - T12 T13 T14 T _{amb} T _{Su} T _{Sm} T _{So}	T _{Sol} 1 T _{Sol} 2 T _{Sp} 1 T _{Sp} 2 T _{VW} 1 T _{VW} 2 T _N 1 T _N 2 T _{Ke} 1 T _{Ke} 2 T _N 3 T _N 4 T _{BHKW} 1 T _{BHKW} 2 T _{VW} 3 T _{amb} T _{Sp,u} T _{Sp,m} T _{Sp,o}	VL Solarkreis RL Solarkreis RL Speicherladekreis VL Speicherladekreis VL Vorwärmkreis RL Vorwärmkreis RL Netzkreis Netzkreis: Austrittstemperatur WÜT2 RL Kesselkreis VL Kesselkreis VL Netzkreis vor Rücklaufbeimischung VL Netzkreis nach Rücklaufbeimischung VL BHKW RL BHKW Vorwärmkreis nach P _{VW} 1 Umgebungstemperatur Speichertemperatur unten Speichertemperatur Mitte Speichertemperatur oben

Volumenströme			
WTK010 CF010 NDD110 CF010 NDB200 CF010 NDF010 CF100	V_C V_{BHKW} V_H V_N V_{S1} V_{S2}	V_{Sol} V_{BHKW} V_{Ke} V_N V_{Sp} V_{VW}	Solarkreis BHKW -Kreis Heizkreis Netzkreis Speicherladekreis Vorwärmkreis (Ausspeicherkreis)
Strahlung			
WTK010 CR010 WTK010 CR010 und CT200	I1	I1	Strahlung in Kollektorebene Einstrahlungs-Kennlinie E (Tamb) linear durch 400 W/m ² (-15°C) und 180 W/m ² (15 °C)
Ventile			
NDD020 FA110 -	MV1 -	MV1 MV2	Motorventil zur Volumenstromregelung im Vorwärmkreis Ventil zur Rücklaufbeimischung, Netzkreis

Regelungskonzepte Neckarsulm

Regelungskonzept 1 Schule, Laden, Delfin	Regelungskonzept 2 Carport, RH-BW, Wall	Planung
Solarkreis	Solarkreis	Solarkreis
<p>Einschalten Solarkreispumpe P_{Sol}, wenn $E_{\text{glob,K}} > E_{\text{ein}}(T_{\text{amb}})$ Einschaltkennlinie</p> <p>$E_{\text{glob,K}}$ Einstrahlung in Kollektorebene $E_{\text{ein}}(T_{\text{amb}})$ Einstrahlungs-Einschaltkennlinie linear durch $400 \text{ W/m}^2(-20 \text{ °C})$ und $300 \text{ W/m}^2(+20 \text{ °C})$</p> <p>Ausschalten Solarkreispumpe P_{Sol}, wenn $E_{\text{glob,K}} < E_{\text{aus}}(T_{\text{amb}})$ Ausschaltkennlinie</p> <p>$E_{\text{aus}}(T_{\text{amb}})$ Einstrahlungs- Ausschaltkennlinie linear durch $360 \text{ W/m}^2(-20 \text{ °C})$ und $270 \text{ W/m}^2(+20 \text{ °C})$</p> <p>Volumenstromregelung konstanter Volumenstrom 0 oder 100 %</p> <p>Überhitzungsschutz Ausschalten P_{Sol} 1 und P_{Sp} 1, wenn $T_{\text{sol1}} > 105 \text{ °C}$</p> <p>Wiederfreigabe P_{Sol} 1 und P_{Sp} 1, nach 8 bis 10 Stunden</p> <p>T_{sol1} Temperatur im Kollektorfeld</p> <p>Nachspeisung Solarkreis Einschalten P_{SolNach}, wenn $D1 < 2.3 \text{ bar}^1)$ Überdruck Ausschalten P_{SolNach}, wenn $D1 > 2.5 \text{ bar}^1)$</p> <p>$D1$ Druck im Solarkreis</p>	<p>Einschalten Solarkreispumpe P_{Sol}, wenn $(T_{\text{sol1}} - T_{\text{Sp2}}) > 10 \text{ K}$ und $T_{\text{sol1}} > 60 \text{ °C}$</p> <p>$T_{\text{sol1}}$ Temperatur im Kollektorfeld T_{Sp2} Rücklauftemperatur Speicherkreis</p> <p>Ausschalten Solarkreispumpe P_{Sol}, wenn $T_{\text{sol1}} < 58 \text{ °C}$</p> <p>Volumenstromregelung -</p> <p>Überhitzungsschutz Ausschalten P_{Sol} 1 und P_{Sp} 1, wenn $T_{\text{sol1}} > 105 \text{ °C}$</p> <p>Wiederfreigabe P_{Sol} 1 und P_{Sp} 1, nach 8 bis 10 Stunden</p> <p>T_{sol1} Temperatur im Kollektorfeld</p> <p>Nachspeisung Solarkreis Einschalten P_{SolNach}, wenn $D1 < 0.8 \text{ bar}^6)$ Überdruck Ausschalten P_{SolNach}, wenn (keine Angaben)</p> <p>$D1$ Druck im Solarkreis</p>	<p>Einschalten Solarkreispumpe P_{Sol}, wenn $E_{\text{glob,K}} > E_{\text{ein}}(T_{\text{amb}})$ Einschaltkennlinie</p> <p>$E_{\text{glob,K}}$ Einstrahlung in Kollektorebene $E_{\text{ein}}(T_{\text{amb}})$ Einstrahlungs-Einschaltkennlinie linear durch $350 \text{ W/m}^2(-20 \text{ °C})$ und $15 \text{ W/m}^2(+20 \text{ °C})$</p> <p>Ausschalten Solarkreispumpe P_{Sol}, wenn $E_{\text{glob,K}} < E_{\text{aus}}(T_{\text{amb}})$ Ausschaltkennlinie</p> <p>$E_{\text{aus}}(T_{\text{amb}})$ Einstrahlungs- Ausschaltkennlinie linear durch $320 \text{ W/m}^2(-20 \text{ °C})$ und $120 \text{ W/m}^2(+20 \text{ °C})$</p> <p>Volumenstromregelung in 5 Stufen zwischen 50 und 100 %</p> <p>Überhitzungsschutz Ausschalten P_{Sol} 1 und P_{Sp} 1, wenn $T_{\text{sol1}} > 105 \text{ °C}$</p> <p>Wiederfreigabe P_{Sol} 1 und P_{Sp} 1, erst am nächsten Tag 23:59:00</p> <p>T_{sol1} Temperatur im Kollektorfeld</p> <p>Nachspeisung Solarkreis Einschalten P_{SolNach}, wenn $D1 < 2 \text{ bar}$ Überdruck Ausschalten P_{SolNach}, wenn $D1 > 2.5 \text{ bar}$</p> <p>$D1$ Druck im Solarkreis</p>

<u>Speicherkreis</u>	<u>Speicherkreis</u>	<u>Speicherkreis</u>
<p>Einschalten Speicherkreispumpe P_{Sp1} und öffnen MK4, wenn</p> <p>P_{Sol} in Betrieb und (T_{sol3} - T_{Sp2}) > 10 K und T_{Sp2} > 20 °C</p> <p>oder T_{Sp1} > 100 °C</p> <p>T_{Sp2} Rücklauf­temperatur Speicher­kreis T_{sol3} Vorlauf­temperatur Solarkreis</p> <p>Ausschalten Speicherkreispumpe P_{Sp1} und schließen MK4, wenn</p> <p>(T_{sol3} - T_{Sp2}) < 8 K</p> <p>Volumenstromregelung keine Zieltemperaturregelung</p>	<p>Einschalten Speicherkreispumpe P_{Sp1} und öffnen MK4, wenn</p> <p>P_{Sol} in Betrieb und (T_{sol3} - T_{Sp2}) > 10 K und T_{Sp2} > 20 °C</p> <p>oder T_{Sp1} > 100 °C</p> <p>T_{Sp2} Rücklauf­temperatur Speicher­kreis T_{sol3} Vorlauf­temperatur Solarkreis</p> <p>Ausschalten Speicherkreispumpe P_{Sp1} und schließen MK4, wenn</p> <p>(T_{sol3} - T_{Sp2}) < 8 K</p> <p>Volumenstromregelung Zieltemperaturregelung auf 75 °C über Motorventil MV3</p>	<p>Einschalten Speicherkreispumpe P_{Sp1} und öffnen MK4, wenn</p> <p>E_{glob,K} > 150 W/m²</p> <p>Ausschalten Speicherkreispumpe P_{Sp1} und schließen MK4, wenn</p> <p>E_{glob,K} < 120 W/m² mit 30 min Zeitverzögerung</p> <p>Volumenstromregelung keine Angaben</p>
<p><u>Pufferspeicher</u> Beladen Pufferspeicher 1:</p> <p>Einschalten P_{Sp2}, wenn</p> <p>P_{Ke} > 1800 kW über 24 h und T_{amb} < 10°C</p> <p>oder T_{amb} < 0°C</p> <p>Einschalten P_{Sp2} um 22 Uhr begrenzte Kesselleistung auf 1400 kW</p> <p>Sperrung des Langzeit- Wärmespeichers bei Pufferspeicherbeladung</p> <p>Pufferspeicher 1 und 2 in Serie geschaltet</p> <p>P_{Ke} Kesselleistung</p>	<p><u>Pufferspeicher</u> Beladen Pufferspeicher 1:</p> <p>Einschalten P_{Sp2}, wenn</p> <p>P_{Ke} > 1800 kW über 24 h und T_{amb} < 10°C</p> <p>oder T_{amb} < 0°C</p> <p>Einschalten P_{Sp2} um 22 Uhr begrenzte Kesselleistung auf 800 kW in 1. Ausbaustufe und 2500 kW in 2. Ausbaustufe</p> <p>Sperrung des Langzeit- Wärmespeichers bei Pufferspeicherbeladung bis 9:30</p> <p>P_{Ke} Kesselleistung</p>	

Frostschutz

Öffnen MV1
und
Entladung des Langzeitwärmespeichers, wenn

$$T_{Sp15} < 5^{\circ}\text{C}$$

oder

$$T_{Sp3} \text{ bis } T_{Sp8} < 15^{\circ}\text{C}$$

T_{Sp3} Temperatur Pufferspeicher 1
oben

T_{Sp8} Temperatur Pufferspeicher 1
unten

T_{Sp15} Rücklauftemperatur
Speicherladekreis, außen

Sicherheitsmaßnahme

Schließen MK4, wenn

$$T_{Sp3} > 95^{\circ}\text{C}$$

T_{Sp3} Temperatur Pufferspeicher1
oben

Langzeit-Wärmespeicher**Beladen Langzeit-
Wärmespeicher:**

Öffnen MK5, MK7, MK9, MK12
und Schließen MK6, MK8,
MK10, MK11 und Einschalten
Pumpen $P_{LZWSp1+2}$, wenn

$$T_{Sp5} > (T_{LZWSp2} + 5 \text{ K})$$

und

$$T_{Sp5} > 50^{\circ}\text{C}$$

T_{Sp3} Temperatur Pufferspeicher1
oben

T_{LZWSp1} Vorlauftemperatur Langzeit-
Wärmespeicher

T_{LZWSp2} Rücklauftemperatur Langzeit-
Wärmespeicher

Beenden Beladen und
Ausschalten Pumpe $P_{LZWSp1+2}$,
wenn

$$T_{Sp5} < 50^{\circ}\text{C}$$

T_{Sp5} Temperatur Pufferspeicher1
Mitte

Frostschutz

Öffnen MV1
und
Entladung des Langzeitwärmespeichers, wenn

$$T_{Sp15} < 5^{\circ}\text{C}$$

oder

$$T_{Sp3} \text{ bis } T_{Sp8} < 15^{\circ}\text{C}$$

T_{Sp3} Temperatur Pufferspeicher
1 oben

T_{Sp8} Temperatur Pufferspeicher 1
unten

T_{Sp15} Rücklauftemperatur
Speicherladekreis, außen

Sicherheitsmaßnahme

Schließen MK4, wenn

$$T_{Sp3} > 95^{\circ}\text{C}$$

T_{Sp3} Temperatur Pufferspeicher1
oben

Langzeit-Wärmespeicher**Beladen Langzeit-
Wärmespeicher:**

Öffnen MK5, MK7, MK9, MK12
und Schließen MK6, MK8,
MK10, MK11 und Einschalten
Pumpen $P_{LZWSp1+2}$, wenn

$$E_{\text{glob,K}} > 150 \text{ W/m}^2$$

und

$$(T_{Sp3} \text{ bis } T_{Sp6} - T_{LZWSp1}) > 5 \text{ K}$$

T_{Sp3} Temperatur Pufferspeicher1
oben

T_{LZWSp1} Vorlauftemperatur Langzeit-
Wärmespeicher

Beenden Beladen und
Ausschalten Pumpe
 $P_{LZWSp1+2}$, wenn

$$T_{Sp3} \text{ bis } T_{Sp8} > (T_{N7} + 2 \text{ K})$$

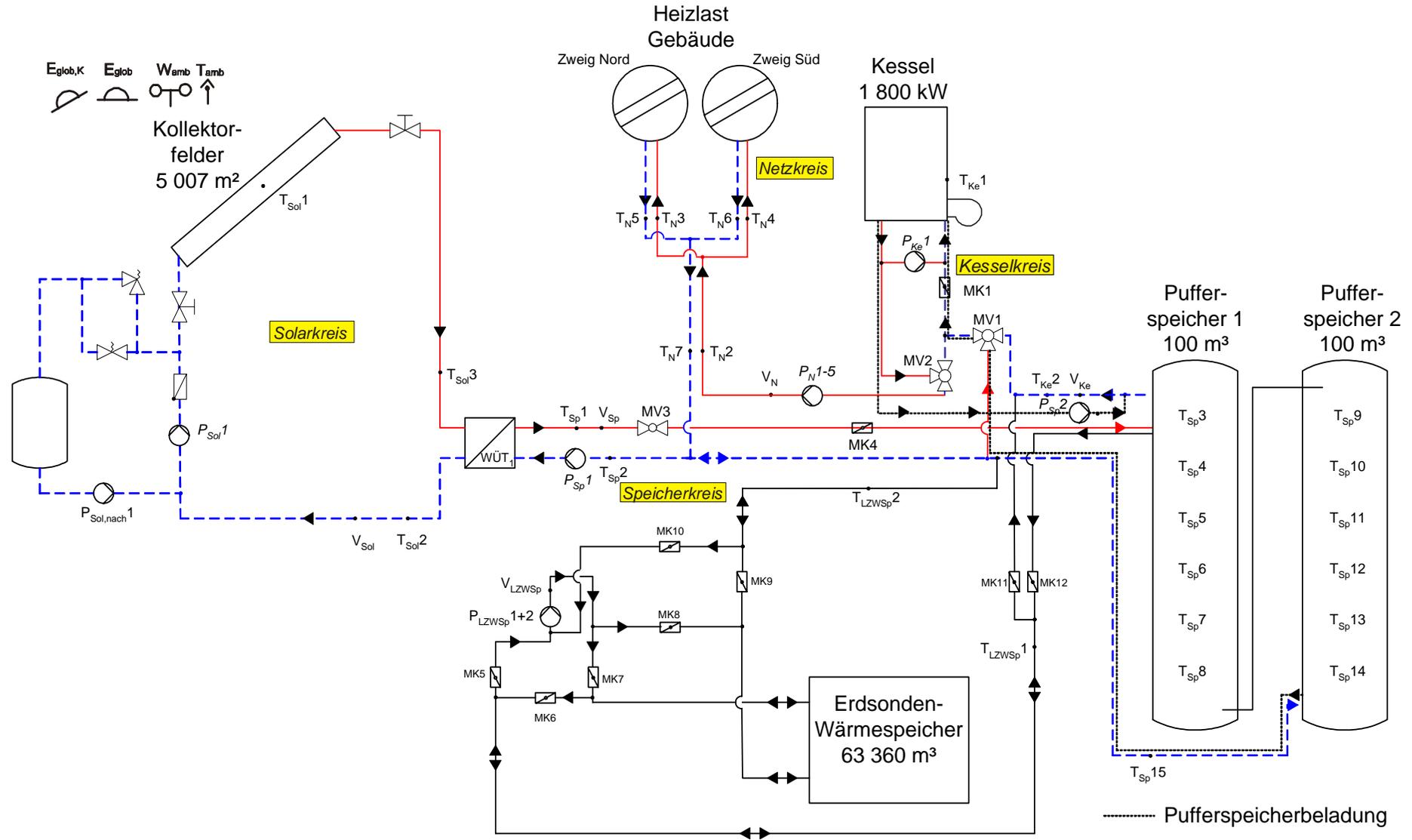
T_{N7} Netzurücklauftemperatur
 T_{Sp8} Temperatur Pufferspeicher1
unten

<p>Volumenstromregelung Beladung</p> <p>Stufige Regelung 10 %, 25 %, 40 %, 70 % des maximalen Pumpenstroms von $P_{LZWSp1+2}$, so dass</p> $(T_{LZWSp1} - T_{LZWSp2}) = 25 \text{ K}$ <p>höhere Pumpenstufe, wenn</p> $(T_{LZWSp1} - T_{LZWSp2}) > 27 \text{ K}$ <p>niedrigere Pumpenstufe, wenn</p> $(T_{LZWSp1} - T_{LZWSp2}) < 23 \text{ K}$ <p>Entladen Langzeit- Wärmespeicher:</p> <p>Öffnen MK6, MK8, MK10, MK11 und Schließen MK5, MK7, MK9, MK12 und Einschalten Pumpen $P_{LZWSp1+2}$, wenn</p> $T_{Sp3} < T_{N,soll}$ <p>und</p> $T_{N7} < T_{LZWSp1} + 5 \text{ K}$ <p>Beenden Entladen, wenn</p> $(T_{N7} - T_{LZWSp1}) < 2 \text{ K}$ <p>oder</p> $V_{LZWSp} < 3\text{-}5 \text{ m}^3/\text{h} \text{ für } 15 \text{ min}$ <p>Volumenstromregelung Entladung</p> <p>Regelung so dass</p> $(T_{LZWSp1} - T_{LZWSp2}) = 16 \text{ K}$ <p>höhere Pumpenstufe, wenn</p> $(T_{LZWSp1} - T_{LZWSp2}) > 20 \text{ K}$ <p>niedrigere Pumpenstufe, wenn</p> $(T_{LZWSp1} - T_{LZWSp2}) < 15 \text{ K}$ <p>Mindestvolumenstrom</p> $V_{LZWSp,min} = 2 \text{ m}^3/\text{h}$ <p>$T_{N,soll}$ Sollwert Netzvorlauftemperatur</p> <p>T_{N7} Rücklauftemperatur Netzkreis</p> <p>T_{LZWSp1} Vorlauftemperatur Langzeit- Wärmespeicher</p> <p>T_{LZWSp2} Rücklauftemperatur Langzeit- Wärmespeicher</p> <p>V_{LZWSp} Volumenstrom Langzeit- Wärmespeicher</p>	<p>Volumenstromregelung Beladung</p> <p>Stufige Regelung 40 %, 55 %, 70 %, 100 % des maximalen Pumpenstroms von $P_{LZWSp1+2}$</p> <p>Entladen Langzeit- Wärmespeicher:</p> <p>Öffnen MK6, MK8, MK10, MK11 und Schließen MK5, MK7, MK9, MK12 und Einschalten Pumpen $P_{LZWSp1+2}$, wenn</p> $E_{glob,K} < 120 \text{ W/m}^2$ <p>und</p> $(T_{LZWSp1} - T_{Sp8}) > 5 \text{ K}$ <p>Beenden Entladen, wenn</p> $T_{Sp3} \text{ bis } T_{Sp8} < (T_{N7} + 1 \text{ K})$ <p>Volumenstromregelung Entladung</p> $V_{LZWSp} = f(V_N)$ <p><u>1.Ausbaustufe</u></p> <p>$\Rightarrow V_N = 0 \text{ m}^3/\text{h} \Rightarrow 40 \% (P_{LZWSp1})$</p> <p>$\Rightarrow V_N = 30 \text{ m}^3/\text{h} \Rightarrow 100 \% (P_{LZWSp1})$</p> <p><u>2.Ausbau</u></p> <p>$\Rightarrow V_N = 0 \text{ m}^3/\text{h} \Rightarrow 40 \% (P_{LZWSp1+2})$</p> <p>$\Rightarrow V_N = 180 \text{ m}^3/\text{h} \Rightarrow 100 \% (P_{LZWSp1+2})$</p> <p>$T_{Sp8}$ Temperatur Pufferspeicher1 unten</p> <p>T_{LZWSp1} Vorlauftemperatur Langzeit- Wärmespeicher</p> <p>V_{LZWSp} Volumenstrom Langzeit- Wärmespeicher</p>
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<u>Kesselkreis</u>	<u>Kesselkreis</u>
<p>Einschalten Kessel 1, wenn</p> <p>$T_{N2} < T_{N2,soll}$</p> <p>MK1 immer geöffnet</p> <p>Mindesttemperatur Kesselwasser $T_{Ke1} = 66 \text{ °C}$</p> <p>Mindestrücklauftemperatur 45 °C</p> <p>Ausschalten Kessel 1 und schließen MV2, wenn</p> <p>$T_{Sp3} > T_{N2,soll}$</p> <p>nach Zeitverzögerung</p> <p>T_{Sp3} Temperatur Pufferspeicher1 oben</p> <p>T_{N2} Vorlauftemperatur Netzkreis</p> <p>$T_{N2,soll}$ Soll- Vorlauftemperatur Netzkreis</p> <p>Kesselfolgeschaltung nur Kessel 1 vorhanden</p> <p>Sicherheitsmaßnahmen Temperaturbegrenzung auf $T_{Ke1} \leq 100 \text{ °C}$</p> <p>Druckbegrenzung auf $p_{Ke1} \leq 5 \text{ bar Überdruck}$</p> <p>$T_{Ke1}$ Kesseltemperatur</p> <p>p_{Ke1} Druck Kesselvorlaufleitung</p>	<p>Einschalten Kessel 1 und öffnen MK1 und MV2, wenn</p> <p>$T_{Sp3} < 75 \text{ °C}$</p> <p>Einschalten Kessel 1 für mindestens 30 min</p> <p>Mindesttemperatur Kesselwasser $T_{Ke1} = 66 \text{ °C}$</p> <p>Mindestrücklauftemperatur 45 °C</p> <p>Ausschalten Kessel 1 und schließen MV2 und MK1, wenn</p> <p>$T_{Sp3} > 75 \text{ °C}$</p> <p>nach Zeitverzögerung $t = 240 \text{ s}$ wird MK1 geschlossen</p> <p>T_{Sp3} Temperatur Pufferspeicher1 oben</p> <p>T_{N2} Vorlauftemperatur Netzkreis</p> <p>$T_{N2,soll}$ Soll- Vorlauftemperatur Netzkreis</p> <p>Kesselfolgeschaltung Kessel 1, Kessel 2, Kessel 3</p> <p>Einschalten Kessel 2, wenn $T_{Sp3} < 75 \text{ °C}$ und $T_{amb} < 7 \text{ °C}$</p> <p>Einschalten Kessel 3, wenn $T_{Sp3} < 75 \text{ °C}$ und $T_{amb} < -3 \text{ °C}$</p> <p>Sicherheitsmaßnahmen Temperaturbegrenzung $T_{Ke1} \leq 100 \text{ °C}$</p> <p>Druckbegrenzung auf $p_{Ke1} \leq 5 \text{ bar Überdruck}$</p> <p>$T_{Ke1}$ Kesseltemperatur</p> <p>p_{Ke1} Druck Kesselvorlaufleitung</p>

<u>Netzkreis</u>	<u>Netzkreis</u>
<p>Nachheizung durch Öffnen von MK1, wenn</p> $T_{Ke2} < T_{N,soll}$ <p>$T_{N,soll} = f(T_{amb})$ abhängig von der Außentemperatur</p> <p>Kennlinie der Netzvorlauftemperatur $T_{N,soll}(T_{amb})$ linear durch:</p> <p>70°C(-15°C) und 63°C(+15°C)</p> <p>Schließen von MK1, wenn</p> $T_{Ke2} > T_{N,soll}$ <p>T_{Ke2} Rücklauftemperatur Kesselkreis $T_{N,soll}(T_{amb})$ Kennlinie für die Netzvorlauf-Solltemperatur</p>	<p>Nachheizung durch Öffnen von MK1, wenn</p> $T_{Ke2} < T_{N,soll}$ <p>$T_{N,soll} = f(T_{amb})$ abhängig von der Außentemperatur</p> <p>Kennlinie Netzvorlauftemperatur $T_{N,soll}(T_{amb})$ linear durch:</p> <p>(1) 83°C(-12°C) und 67°C(+15°C) (2) 83°C(-12°C) und 67°C(+20°C) (3) 83°C(-12°C) und 63°C(+20°C)</p> <p>Schließen von MK1, wenn</p> $T_{Ke2} > T_{N,soll}$ <p>T_{Ke2} Rücklauftemperatur Kesselkreis</p>

Anlagenschema Neckarsulm



Abkürzungen Neckarsulm

Bezeichnungen Beschreibung		
Kreisläufe		
	Sol Sp Ke N	Solarkreis Speicher, Speicherkreis Kesselkreis Netzkreis
Pumpen		
	P _{Sol} P _{Sol,nach} P _{Sp1} P _{Sp2} P _{LZWSp1} P _{LZWSp2} P _{N1} P _{N2} P _{N3} P _{N4} P _{N5} P _{N6} P _{N7} P _{Ke1} P _{Ke2} P _{Ke3}	Pumpe Solarkreis Nachspeisepumpe Solarkreis Pumpe Speicherkreis Pumpe Speicherkreis Pumpe Langzeit-Wärmespeicher Pumpe Langzeit-Wärmespeicher Pumpe Netzkreis Pumpe Netzkreis Pumpe Netzkreis Pumpe Netzkreis Pumpe Netzkreis Pumpe Netzkreis Pumpe Netzkreis Kesselkreis Bauabschnitt 1 Kesselkreis Bauabschnitt 2 Kesselkreis Bauabschnitt 2
Temperaturen		
	T _{Sol1} T _{Sol2} T _{Sol3} T _{Sp} T _{Sp1} T _{Sp2} T _{Sp3} T _{Sp4} T _{Sp5} T _{Sp6} T _{Sp7} T _{Sp8} T _{Sp9} T _{Sp10} T _{Sp11} T _{Sp11} T _{Sp12}	Temperatur Kollektorfeld Rücklauftemperatur Solarkreis Vorlauftemperatur Solarkreis Vorlauftemperatur Speicherkreis Vorlauftemperatur Speicherkreis Rücklauftemperatur Speicherkreis Temperatur Pufferspeicher 1, oben Temperatur Pufferspeicher 1 Temperatur Pufferspeicher 1 Temperatur Pufferspeicher 1 Temperatur Pufferspeicher 1 Temperatur Pufferspeicher 1, unten Temperatur Pufferspeicher 2, oben Temperatur Pufferspeicher 2 Temperatur Pufferspeicher 2 Temperatur Pufferspeicher 2

Regelungskonzept Steinfurt-Borghorst

Solarkreis

Angaben gelten jeweils für einzelnen Solarkreis

Einschalten Solarkreispumpe P_{Sol} , wenn

$$E_{glob,K} > 150 \text{ W/m}^2$$

$E_{glob,K}$ Einstrahlung in Kollektorebene
 P_{Sol} Solarkreispumpe

Ausschalten Solarkreispumpe P_{Sol} , wenn

$$T_{Sp2} < T_{Sp,u} + 5 \text{ K}$$

T_{Sp2} Vorlauftemperatur Speicherladekreis
 $T_{Sp,u}$ Temperatur im Speicher unten

Drehzahlregelung Solarkreispumpe P_{Sol}

Betrieb auf diskreten Solldruckhöhen (60, 80, 100 %):

- Stufe 1 bei Einschalten
- Stufe 2, wenn $T_{Sol1} > 55 \text{ °C}$
- Stufe 3, wenn $T_{Sol1} > 65 \text{ °C}$

Schalten in die jeweils kleinere Stufe bei Unterschreiten der Solltemperaturen T_{Sol1} um

$$\Delta T < 5 \text{ K}$$

T_{Sol1} Vorlauftemperatur Solarkreis

Sicherheitsabschaltung Solarkreisumpen

Ausschalten P_{Sol} und $P_{SolNach}$, wenn

- Sicherheitsventil auslöst
- Pumpen werden verriegelt und
- Störmeldung erfolgt
- Entriegelung der Pumpen durch Betriebspersonal

$P_{SolNach}$ Nachspeisepumpe Solarkreis

Frostschutzschaltung

Einschalten P_{Sp} , wenn

$T_{Sol1} < 3 \text{ °C}$ bei Betrieb von P_{Sol} , dann

Ausschalten P_{Sp} , wenn

$$T_{Sol} > 3 \text{ °C}$$

- Frostschutzschaltung hat Priorität vor allen anderen Ein-/Ausschaltkriterien

P_{Sp} Pumpe Speicherladekreis

Speicherladekreis

Angaben gelten jeweils für einzelnen Speicherladekreis

Einschalten Speicherladepumpe P_{Sp} , wenn

$$T_{Sol1} > T_{Sp,u} + 10 \text{ K}$$

- Öffnen Motorklappe MK_1 bei Pumpenstart

T_{Sol1} *Vorlauftemperatur Kollektorkreis*
 $T_{Sp,u}$ *Temperatur Speicher unten*

Ausschalten Speicherladepumpe P_{Sp} , wenn

$$T_{Sp2} < T_{Sp,u} + 5 \text{ K}$$

T_{Sp2} *Vorlauftemperatur Speicherladekreis*

Drehzahlregelung Speicherladepumpe P_{Sp}

Betrieb auf diskreten Solldruckhöhen (30, 75, 100 %):

- Stufe 1 bei Einschalten
- Stufe 2, wenn $T_{Sol1} > 60 \text{ °C}$
- Stufe 3, wenn $T_{Sol1} > 70 \text{ °C}$

Schalten in die jeweils kleinere Stufe bei Unterschreiten der Solltemperaturen um $\Delta T < 5 \text{ K}$

Überhitzungsschutz

Ausschalten der Pumpen P_{Sp} und P_{Sol} , wenn

$$T_{Sp,o} > 85 \text{ °C}$$

oder

$$T_{Sp2} > 90 \text{ °C}$$

- Wiedereinschalten der Pumpen erst am Folgetag möglich
- Störmeldung erfolgt

$T_{Sp,o}$ *Temperatur Speicher oben*

Vorwärmkreis

Freigabe Vorwärmung

MV₁ auf Durchgang I - II, wenn

$T_{Sp,o} > T_{N1} + 6 \text{ K}$ (Speicherentladung)
oder

$T_{Sp3} > T_{N1} + 6 \text{ K}$ (Direktnutzung)

MV₁ *Motorumschaltventil Vorwärmkreis*

T_{Sp,o} *Temperatur Speicher oben*

T_{N1} *Rücklauftemperatur Netzkreis*

T_{Sp3} *Vorlauftemperatur Speicherladekreis (nach Zusammenführung Teilströme mit T_{Sp2, a/b})*

Beenden Vorwärmung

MV₁ auf Bypass III - II, wenn

$T_{VW1} \leq T_{N1} + 3 \text{ K}$

T_{VW1} *Vorlauftemperatur Vorwärmkreis*

Kesselkreis

Freigabe Kessel

Kesselbetrieb zwischen 0 – 24 Uhr, wenn

$T_{Sp,o} < 49 \text{ °C}$ und $T_{amb} \leq 0 \text{ °C}$

Kesselbetrieb zwischen 4.30 – 21.30 Uhr möglich, wenn

$T_{Sp,o} < 49 \text{ °C}$ und $T_{amb} > 0 \text{ °C}$

Kesselbetrieb gesperrt, wenn

$T_{Sp,o} > 51 \text{ °C}$ und Stellung MV₁ auf Durchgang I – II

T_{Sp,o} *Temperatur Speicher oben*

T_{amb} *Außentemperatur*

Kesselregelung

Einschalten Kessel, wenn

$T_{N2} < 50 \text{ °C}$

Ausschalten Kessel, wenn

$T_{Ke1} < 48 \text{ °C}$

- Minstdauer für Ein- und Auszeit
- Max. mögliche Kesseltemperatur 70 °C

T_{N2} *Temperatur Netzkreis nach Pufferspeicher*

T_{Ke1} *Temperatur Kesselrücklauf*

Netzkreis

Netztemperatur

$$T_3 = T_{N3, \text{Soll}} = 48 \text{ °C}$$

- Regelung über Rücklaufbeimischung auf Solltemperatur

T_{N3} *Vorlauftemperatur Netz*

Freigabe Netzpumpen

von 5 – 22 Uhr
bei $T_{\text{amb}} > 0 \text{ °C}$

von 0 – 24 Uhr
bei $T_{\text{amb}} \leq 0 \text{ °C}$

- Differenzdruckregelung der Pumpen
- Im Sommer wechselweise je 1 Pumpe in Betrieb

Abkürzungen Steinfurt-Borghorst

Bezeichnungen Beschreibung		
Kreisläufe		
	Sol, a Sol, b Sp VW N Ke	Solarkreis a Solarkreis b Speicherladekreis Vorwärmkreis Netzkreis Kesselkreis
Pumpen		
	$P_{Sol,a}$ $P_{Sol,b}$ $P_{Sol,nach}$ $P_{Sp,a}$ $P_{Sp,b}$ P_{N1} P_{N2} P_{Ke}	Pumpe Solarkreis a Pumpe Solarkreis b Nachspeisepumpe Solarkreis Pumpe Speicherladekreis a Pumpe Speicherladekreis b Pumpe1 Netzkreis Pumpe2 Netzkreis Kesselkreis, Kessel
Temperaturen		
	$T_{Sol1,a}$ $T_{Sol2,a}$ $T_{Sol1,b}$ $T_{Sol2,b}$ T_{Sp1} $T_{Sp2,a}$ $T_{Sp2,b}$ T_{Sp3} T_{VW1} T_{VW2} T_{N1} T_{N2} T_{N3} T_{Ke1} T_{amb} $T_{Sp,u}$ $T_{Sp,o}$	Vorlauftemperatur Solarkreis a Rücklauftemperatur Solarkreis a Vorlauftemperatur Solarkreis b Rücklauftemperatur Solarkreis b Rücklauftemperatur Speicherladekreis a u. b Vorlauftemperatur Speicherladekreis a Vorlauftemperatur Speicherladekreis b Vorlauftemperatur Speicherladekreis zum Vorwärmkreis Vorlauftemperatur Vorwärmkreis Rücklauftemperatur Vorwärmkreis Rücklauftemperatur Netzkreis Vorlauftemperatur Netzkreis vor Rücklaufbeimischung Vorlauftemperatur Netzkreis nach Rücklaufbeimischung Rücklauftemperatur Kesselkreis VL Kesselkreis Umgebungstemperatur Speichertemperatur unten Speichertemperatur oben
Ventile		
	MV1 MV2 MK1 MK2	Motorventil 1 Vorwärmkreis Motorventil 2 Netzkreis zur Rücklaufbeimischung Motorklappe Speicherladekreis a Motorklappe Speicherladekreis b
Volumenströme		
	V_{Sol} V_{Ke} V_N V_{Sp} V_{VW}	Solarkreis Heizkreis Netzkreis Speicherladekreis Vorwärmkreis

Regelungskonzept Hannover-Kronsberg

Solarkreis

Einschalten Solarkreispumpe P_{Sol1} , wenn

$$E_{glob,K} > E_1(T_{amb}) \quad \text{Einschaltkennlinie}$$

Ausschalten Solarkreispumpe P_{Sol1} , wenn

$$T_{Sol1} < T_{Sp,u} + 5 \text{ K}$$

und

$$E_{glob,K} < E_2(T_{amb}) \quad \text{Ausschaltkennlinie}$$

$E_{glob,K}$ Einstrahlung in Kollektorebene

T_{amb} Umgebungstemperatur

P_{Sol1} Solarkreispumpe

P_{Sol2} Solarkreispumpe

E_1 Einstrahlungskennlinie für Einschalten der Solarkreispumpe; abhängig der Außentemperatur, linear durch

Einschaltkurve $E_1(T_{amb})$ linear durch $(380 \text{ W/m}^2/(-12^\circ\text{C}))$ und $(180 \text{ W/m}^2/(+15^\circ\text{C}))$

E_2 Einstrahlungskennlinie für Ausschalten der Solarkreispumpe; abhängig der Außentemperatur, linear durch

Einschaltkurve $E_1(T_{amb})$ linear durch $(280 \text{ W/m}^2/(-12^\circ\text{C}))$ und $(80 \text{ W/m}^2/(+15^\circ\text{C}))$

T_{Sol1} Vorlauftemperatur Solarkreis

$T_{Sp,u}$ Temperatur Speicher unten

Drehzahlregelung Solarkreispumpe P_{Sol}

Auf Solltemperatur T_{Sp2} , so dass

$$T_{Sp2} = T_{N3,Soll} + 5 \text{ K}$$

- Pumpe P_{Sol} wird mit Mindest-Drehzahl gestartet

T_{Sp2} Vorlauftemperatur Speicherladekreis nach $WÜT_1$

$T_{N3,Soll}$ Solltemperatur Netzvorlauf

Sicherheitsabschaltung

- Ausschalten der Pumpen P_{Sol} und $P_{SolNach}$ wenn Sicherheitsventil auslöst
- Pumpen werden verriegelt
- Störmeldung erfolgt
- Entriegelung der Pumpen durch Betriebspersonal

$P_{SolNach}$ Solltemperatur Nachspeisepumpe Solarkreis

Frostschutzschaltung

Einschalten Speicherpumpe P_{Sp1} , wenn

$$T_{Sol1} < 3 \text{ }^\circ\text{C}$$

und

Pumpe P_{Sol} in Betrieb

Ausschalten Speicherpumpe P_{Sp1} , wenn

$$T_{Sol1} > 3 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Frostschutzschaltung hat Priorität gegenüber allen anderen Ein-/Ausschaltkriterien

Speicherladekreis

Einschalten Speicherladepumpe P_{Sp1} , wenn

$$T_{Sol1} > T_{Sp,u} + 8 \text{ K}$$

Ausschalten Speicherladepumpe P_{Sp1} , wenn

$$T_{Sol1} < T_{Sp,u} + 5 \text{ K}$$

$$\begin{array}{ll} T_{Sol1} & \text{Vorlauftemperatur Solarkreis} \\ T_{Sp,u} & \text{Temperatur Speicher unten} \end{array}$$

Drehzahlregelung Speicherladepumpe P_{Sp1}

auf die Solltemperatur T_{Sp2} , so dass

$$T_{Sp2} = T_{N3,Soll} + 6 \text{ K}$$

- Pumpe P_{Sp1} wird mit Mindest-Drehzahl gestartet
- Dynamik P_{Sol} und P_{Sp1} identisch, Sollwertvorgabe ($T_{N3,Soll} + \Delta T_1$) für Speicherladekreis
muss kleiner gleich Sollwertvorgabe ($T_{N3,Soll} + \Delta T_2$) für Solarkreis sein

$$\begin{array}{ll} T_{N3,Soll} & \text{Solltemperatur Netzvorlauf} \\ T_{Sp2} & \text{Vorlauftemperatur Speicherladekreis nach WÜT1} \end{array}$$

Speicherbeladung

Beladung über die **obere Beladeeinrichtung**: MK_1 geöffnet, MK_2 geschlossen, wenn

$$T_{Sp2} > T_{Sp,o} + 2 \text{ K}$$

Beladung wieder über die **mittlere Beladeeinrichtung**: MK_1 geschlossen, MK_2 geöffnet, wenn

$$T_{Sp2} < T_{Sp,o} - 2 \text{ K}$$

- Motorklappe MK_2 ist immer geschlossen, wenn P_{Sp1} außer Betrieb ist

$$\begin{array}{ll} T_{Sp2} & \text{Vorlauftemperatur Speicherladekreis nach WÜT1} \\ T_{Sp,o} & \text{Temperatur Speicher oben} \end{array}$$

Überhitzungsschutz

Ausschalten Speicherladepumpe P_{Sp1} und Solarkreispumpe P_{Sol} , wenn

$$\begin{array}{l} T_{Sp,o} > 97 \text{ °C;} \\ \text{oder} \\ T_{Sp2} > 100 \text{ °C} \end{array}$$

- Wiedereinschalten der Pumpen ist erst wieder am Folgetag möglich
- Störmeldung erfolgt

$$\begin{array}{ll} T_{Sp,o} & \text{Temperatur Speicher oben} \\ T_{Sp2} & \text{Vorlauftemperatur Speicherladekreis nach WÜT1} \end{array}$$

Vorwärmkreis

Einschalten Vorwärmkreispumpe P_{VW} , wenn

$$T_{Sp,o} \geq T_{N1} + 7 \text{ K (Speicherentladung)}$$

oder

$$T_{Sp2} \geq T_{N1} + 6 \text{ K (Direktnutzung)}$$

Ausschalten Vorwärmkreispumpe P_{VW} , wenn

$$T_{VW1} < T_{N1} + 4 \text{ K}$$

- Ausschalten der Pumpe P_{VW} ist erst nach 6 min möglich

T_{N1} Rücklauftemperatur Netzkreis

T_{Sp2} Vorlauftemperatur Speicherladekreis

T_{VW1} Vorlauftemperatur Vorwärmkreis

Volumenstrom-Regelung

Auf Solltemperatur $T_{N2,Soll}$, so dass

$$T_{N2,Soll} = \text{Min} (T_{N3,Soll} ; T_{VW1} - 4 \text{ K})$$

- Regelung zunächst für 6 min gesperrt (Aufheizen Speicheranschlussleitung wird gewährleistet), Regelventil MV_1 100% offen
- Regelung erfolgt nur über Regelventil MV_1
- Pumpe P_{VW} läuft immer mit konstanter Drehzahl

$T_{N3,Soll}$ Solltemperatur Netzkreis

T_{N2} Austritt Wärmeübertrager 2, Netzkreis

Fernwärmekreis

Regelung Fernwärme

über Motorventil MV_2 so, dass

$$T_{N3} = T_{N3,Soll}$$

Nachheizung über Fernwärme jedoch erst dann, wenn

$$T_{N3} < T_{N3,Soll} - 5 \text{ K}$$

T_{N3} Temperatur Netzvorlauf

$T_{N3,Soll}$ außentemperaturgeführte Solltemperatur Netzvorlauf

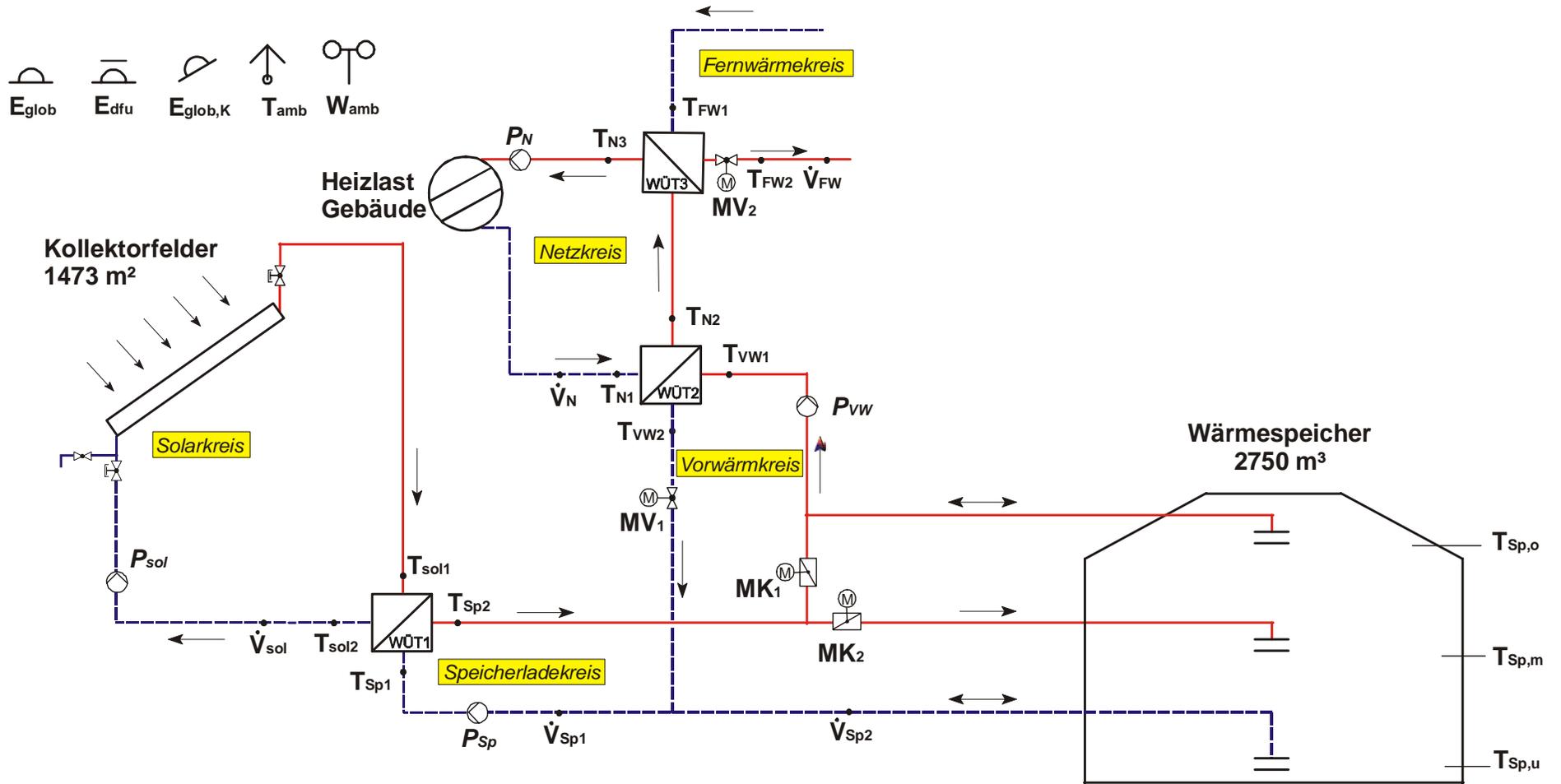
Netzkreis

Netztemperatur

Regelung über Vorwärmung bzw. Fernwärme auf $T_{N3,Soll}$

- Regelung über Vorwärmung bzw. Fernwärme auf $T_{N3,Soll}$
- Netzkreis beschränkt sich in Hannover auf Versorgung des zentralen Verteilers/Sammlers in der Heizzentrale
- Anhebung der Netzvorlauftemperatur über 70 °C nur bei extremer Witterung

Anlagenschema Hannover-Kronsberg



Abkürzungen Hannover-Kronsberg

Bezeichnungen Beschreibung		
Kreisläufe		
	Sol Sp VW N FW	Solarkreis Speicherladekreis Vorwärmkreis Netzkreis Fernwärmekreis
Pumpen		
	P _{Sol} P _{SolNach} P _{Sp} P _{VW} P _N	Pumpe Solarkreis Pumpe Nachspeisung Solarkreis Pumpe Speicherladekreis Pumpe Vorwärmkreis Pumpe Netzkreis
Temperaturen		
	T _{Sol1} T _{Sol2} T _{Sp1} T _{Sp2} T _{VW1} T _{VW2} T _{N1} T _{N2} T _{N3} T _{amb} T _{Sp,u} T _{Sp,m} T _{Sp,o} T _{FW1} T _{FW2}	Vorlauftemperatur Solarkreis Rücklauftemperatur Solarkreis Rücklauftemperatur Speicherladekreis Vorlauftemperatur Speicherladekreis Vorlauftemperatur Vorwärmkreis Rücklauftemperatur Vorwärmkreis Rücklauftemperatur Netzkreis Netzkreis: Austrittstemperatur WÜT2 Vorlauftemperatur Netzkreis Umgebungstemperatur Speichertemperatur unten Speichertemperatur Mitte Speichertemperatur oben Rücklauftemperatur Fernwärmekreis Vorlauftemperatur Fernwärmekreis
Volumenströme		
	V _{Sol} V _{Sp1} V _{Sp2} V _{VW} V _N V _{FW}	Volumenstrom Solarkreis Volumenstrom Speicherladekreis nach WÜT1 Volumenstrom Speicherladekreis zum Speicher Volumenstrom Vorwärmkreis Volumenstrom Netzkreis Volumenstrom Fernwärme
Ventile		
	MV1 MV2 MK1 MK2	Motorventil Vorwärmkreis Motorventil Fernwärmkreis Motorklappe Speicherbeladung /- entladung Motorklappe Speicherbeladung /- entladung

8.4 Anhang D: Verzeichnis der Vorträge und Veröffentlichungen

Das folgende Verzeichnis führt die Vorträge und Veröffentlichungen auf, die während der Vorhabenslaufzeit von der Arbeitsgruppe solar unterstützte Nahwärme des ITW erfolgt sind. Die Nummerierung entspricht der fortlaufenden Liste der Arbeitsgruppe. Hierbei bedeuten die aufgeführten Abkürzungen:

F = Fachartikel, Buch

T = Veröffentlichung bei einer Tagung

V = Vortrag (ohne Tagungsband)

Jahr 1998		
98-17	F	V. Lottner, M.E. Schulz, E. Hahne: Solar-Assisted District Heating Plants - Status of the German Programme Solarthermie-2000, Solar Energy Sonderheft, 16.12.1998
98-18	F	E. Hahne et.al.: Solare Nahwärme – Ein Leitfaden für die Praxis, BINE-Informationspaket, TÜV-Verlag, Köln, 1998, ISBN 3-8249-0470-5
98-19	F	C. Bisanz, D. Mangold, W. Feist, J. Werner: Ein Vorschlag zur Heizlastauslegung im Passivhaus, Passivhaus Institut, 1. Auflage Dezember 1998

Jahr 1999		
99-01	V	D. Mangold, E. Hahne: Solar unterstützte Nahwärmeversorgung, 1. Saarbrücker Solarschule, 9.3.1999
99-02	T	D. Mangold, E. Hahne: Aktuelle und künftige Kosten thermischer Solaranlagen, Energie und Umwelt 99, Freiberg, 24.-25.3.99, Tagungsband S. 66-67
99-03	F	B. Mahler, E. Hahne: Solare Nahwärme mit Langzeit-Wärmespeicher - Erkenntnisse nach zwei Betriebsjahren in Friedrichshafen-Wiggenhausen, Sonnenenergie und Wärmetechnik 3/1999, S.28-31
99-04	T	H. Seiwald, E. Hahne: Solarunterstützte Nahwärmeversorgung mit saisonalem Erdsonden- Wärmespeicher in Neckarsulm-Amorbach, OPET-Seminar Erdgekoppelte Wärmepumpen zum Heizen und Klimatisieren von Gebäuden, 18.-19.5.99, Cottbus, Proceedings S.98-102
99-05	V	H. Seiwald, E. Hahne: Speicherkonzepte bei mittelgroßen und großen Solaranlagen - Solare Nahwärmeversorgung und saisonale Wärmespeicherung, Solar 99, Pforzheim, Fachtagung Solares Heizen, Juni 1999
99-06	T	H. Seiwald, E. Hahne, M. Reuss: Underground seasonal heat storage for a solar heating system in Neckarsulm, Germany, Proceedings of the European Geothermal Conference Basel'99 Vol. 1, S. 349- 357

99-07	F	M. Benner, B. Mahler, D. Mangold, T. Schmidt, M. Schulz, H. Seiwald, E. Hahne: Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeitwärmespeicher Forschungsbericht zum BMFT-Vorhaben 0329606C, ITW, Universität Stuttgart, Nov. 1999, ISBN-Nr.: 3-9805274-0-9
99-08	V	D. Mangold: Solare Nahwärme – Eine Wärmeversorgung für das nächste Jahrtausend?, Heidelberger Kolloquium 1999, Physikalisches Institut, Uni Heidelberg

Jahr 2000		
00-01	T	M. Benner, E. Hahne: Solarsiedlung Steinfurt-Borghorst - Solare Nahwärmeversorgung mit Langzeit- Wärmespeicher, Otti-Technologie-Kolleg, 10. Symposium Thermische Solarenergie, Mai 2000, Staffelstein, S. 197 bis 202
00-02	T	D. Mangold, E. Hahne: Technische Erfahrungen aus den solar unterstützten Nahwärmanlagen des Förderprogramms Solarthermie-2000, Otti-Technologie-Kolleg, 10. Symposium Thermische Solarenergie, Mai 2000
00-03	T	T. Schmidt, D. Mangold, M. Benner, H. Müller-Steinhagen: Saisonale Wärmespeicherung in Verbindung mit solaren Nahwärmesystemen, Otti-Technologie-Kolleg, Informationsforum Geothermie in der Praxis, Passau, 29.-30. Juni 2000, S. 140-149
00-04	V	D. Mangold, M. Benner, T. Schmidt, H. Müller-Steinhagen: Solar unterstützte Nahwärme – Technik und Pilotprojekte (entspricht 00-03) DGS-Tagung „Solares Heizen 2000“, 7.7.2000, Freiburg
00-05	T	D. Mangold, J. Lang, W. Schirmer, H. Seiwald: Möglichkeiten zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung im ländlichen Siedlungsraum am Beispiel der Marktgemeinde Sugenheim, 12. Internationales Solarforum, DGS, Freiburg, 5. –7. Juli 2000
00-06	V	A. Knirsch, T. Welfonder, H. Drück, D. Mangold, F. Köhler, T. Beikircher: SysCat – System Katalog für große Solaranlagen, Reutlinger Solartage 2000
00-07	F	BINE-Informationsdienst: Solar unterstützte Nahwärme Bine Projektinfo 8/00, Fachinformationszentrum Karlsruhe, ISSN 0937-8367
00-08	T	V. Lottner, D. Mangold: Status of Seasonal thermal Energy Storage in Germany Proc. of Terrastock 2000, Germany, Stuttgart, August 28 - September 1, 2000
00-09	T	T. Schmidt, F. Kabus, H. Müller-Steinhagen: The Central Solar Heating Plant with Aquifer Thermal Energy Store in Rostock, Germany, Proc. of Terrastock 2000, Germany, Stuttgart, August 28 - September 1, 2000
00-10	T	H. Seiwald, E. Hahne: Underground seasonal heat storage for a solar heating system in Neckarsulm, Germany, Proc. of Terrastock 2000, Germany, Stuttgart, August 28 - September 1, 2000
00-11	T	M. Pfeil, H. Koch, M. Benner: The third generation of long-term gravel-water storage - Steinfurt-Borghorst,

		Proc. of Terrastock 2000, Germany, Stuttgart, August 28 - September 1, 2000, S. 279 - 284
00-12	V	D. Mangold, H. Müller-Steinhagen: Nahwärmekonzepte mit Solarthermie: das Beispiel Neckarsulm (entspricht 00-03 und 98-12) Fachkongreß Solarbau 2000, 7. - 8.9. 2000, Hamm
00-13	V	D. Mangold, H. Müller-Steinhagen: Solaranlagen und Nahwärmenetze - Erfahrungen aus dem Programm Solarthermie-2000, (entspricht 00-02 und 00-03) AGFW-Seminar „Fernwärme und Solarenergienutzung“, 23.-24. 10. 2000, Potsdam
00-14	F	D. Mangold: Für einen warmen Winter, Ökologisch Bauen und Renovieren 2000, BUND-Jahrbuch 2000, S. 197-199

Jahr 2001		
01-01	V	D. Mangold: Röhren- und Flachkollektoren und ihre architektonische Integration, Kongress auf der GlasKon 2001, Messe München, 19.01.2001
01-02	F	D. Mangold, T. Schmidt, M. Benner: Langzeit-Wärmespeicher und solare Nahwärme, BINE-profiinfo 1/01, BINE Informationsdienst, 2001, ISSN 1436-2066
01-03	F	D. N. Asimkopoulos, V. D. Assimakopoulos, N. Chrisomallidou, N. Klitsikas, D. Mangold, P. Michel, M. Santamouris, A. Tsangrassoulis: Energy and Climate in the Urban Built Environment, James&James, London, UK, ISBN 1 873936 90 7
01-04	T	T. Schmidt, M. Benner, W. Heidemann, H. Müller-Steinhagen: Saisonale Heißwasser-Wärmespeicher- Technik und Erfahrungen aus deutschen Pilotprojekten, Otti-Technologie-Kolleg, Fachseminar Oberflächennahe Geothermie, 21.-22. Februar 2001
01-05	T F	D. Mangold, W. Heidemann, E. Hahne, H. Müller-Steinhagen: Solar unterstützte Nahwärmesysteme mit Langzeit-Wärmespeicher - Erfahrungen aus dem Programm Solarthermie-2000, Fachkonferenz der VDI-Gesellschaft Energietechnik „Fortschrittliche Energiewandlung und –anwendung“, 13.-14. März 2001, Ruhr-Universität Bochum, VDI-Bericht 1594, S. 489-498
01-06	T F	M. Benner, W. Heidemann, E. Hahne, H. Müller-Steinhagen: Entwicklungen bei Langzeit-Wärmespeichern - Erfahrungen aus den in Deutschland realisierten Anlagen, Fachkonferenz der VDI-Gesellschaft Energietechnik „Fortschrittliche Energiewandlung und –anwendung“, 13.-14. März 2001, Ruhr-Universität Bochum, VDI-Bericht 1594, S. 499-510

01-07	T	D. Mangold, M. Benner, T. Schmidt, E. Hahne, H. Müller-Steinhagen: Solarthermie-2000 TP 3: Solar unterstützte Nahwärme - Ergebnisse der wissenschaftlichen Begleitforschung, OPET-Seminar Solar unterstützte Nahwärme, Neckarsulm, 29. und 30.03.2001
01-08	T	T. Schmidt, D. Mangold, W. Heidemann, H. Müller-Steinhagen: Erste Betriebsergebnisse der solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Aquifer-Wärmespeicher in Rostock-Brinckmanshöhe, Otti-Technologie-Kolleg, 11. Symposium Thermische Solarenergie, Mai 2001, Staffelstein
01-09	T	T. Schmidt, D. Mangold, M. Brenner, W. Heidemann, H. Müller-Steinhagen: Langzeit-Wärmespeicher für solare Nahwärme Forschungsverbund Sonnenenergie – Workshop Wärmespeicherung, Köln, 28.-29.05.2001
01-10	F	D. Mangold: Solar in the city - Active solar heating systems for urban areas, Renewable Energy World/Mai-June 2001, S. 100 - 111
01-11	V	D. Mangold, M. Benner, T. Schmidt, H. Müller-Steinhagen: Technik und Pilotprojekte der solar unterstützten Nahwärme mit saisonalem Wärmespeicher (entspricht 00-03 und 01-05), Bayern Regenerativ 2001, Augsburg, 23.06.2001
01-12	V	D. Mangold, T. Schmidt, E. Hahne, H. Müller-Steinhagen: Solaranlagen und Nahwärmenetze - Erfahrungen aus dem Programm Solarthermie-2000 (entspricht 01-07), AGFW-Seminar „Fernwärme und Solarenergienutzung“, 5.-6.7. 2001, Freiburg
01-13	V	D. Mangold, W. Heidemann, E. Hahne, H. Müller-Steinhagen: Erfahrungen bei Bau und Betrieb solar unterstützter Nahwärmesysteme (entspricht 01-05), DGS-Tagung „Solares Heizen“, 6.7.2001, Freiburg
01-14	T	D. Mangold, W. Heidemann, E. Hahne, H. Müller-Steinhagen: Solare Nahwärme – Projekte, Potenziale, Perspektiven, Fachtagung „Solare Wärme – aktuelle Technologien, wachsende Märkte, neue Förderinstrumente“, Haus der Wirtschaft, Stuttgart, 26.7. 2001
01-15	T	M. Benner, W. Heidemann, E. Hahne, H. Müller-Steinhagen: Entwicklungen bei Langzeit-Wärmespeichern - Erfahrungen aus den in Deutschland realisierten Anlagen, Fachtagung „Solare Wärme – aktuelle Technologien, wachsende Märkte, neue Förderinstrumente“, Haus der Wirtschaft, Stuttgart, 26.7. 2001
01-16	T	D. Mangold, H. Müller-Steinhagen: Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage in Germany, 6th World Congress of Chemical Engineering, Melbourne, Australia, 23-27 September 2001
01-17	F	J. Berner: Sommersonne für den Winter – Langzeit-Wärmespeicher haben ihre Tauglichkeit bewiesen, Sonnenenergie 11/01, S. 16-19
01-18	F	B. Genath: Sonne aus der Konserve – Aerø: Uni Stuttgart berät bei Europas größtem Solarfeld, Sanitär- und Heizungstechnik, 10/2001, S. 46-49
01-19	T	T. Schmidt, D. Mangold, H. Müller-Steinhagen Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage in Germany ISES 2001 Solar World Congress, Adelaide, Australia, 25-30 November 2001

01-20	V	W. Heidemann Designing and integration of solar district heating in Germany, typical mistakes and best practices Workshop on designing, integration and implementation of large scale solar thermal systems and pv modules, Warschau, 29.03.2001
--------------	---	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Jahr 2002		
02-01	F	D. Mangold, H. Müller-Steinhagen Solar unterstützte Nahwärme mit Langzeit-Wärmespeicher in Deutschland erneuerbare energie (Zeitschrift für eine nachhaltige Energiezufuhr) Nr. 02-1
02-02	T	S. Raab, T. Schmidt, M. Benner, H. Müller-Steinhagen Saisonale Wärmespeicher – aktuelle Speichertechnologien und Entwicklungen bei Heißwasser-Wärmespeichern Oberflächennahe Geothermie, Garching, 19.-20.02.02
02-03	T	J. Nußbicker, D. Mangold, W. Heidemann, H. Müller-Steinhagen Erfahrungen aus Betrieb und Ausbau der solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm-Amorbach OTTI, 12. Symposium Thermische Solarenergie, Staffelstein, 24.-26.04.02
02-04		D. Mangold, T. Schmidt, H. Müller-Steinhagen Langzeit-Wärmespeicher in solaren Nahwärmesystemen Klimaschutzkongress Stuttgart 2002, 24.07.02
02-05	V	D. Mangold, T. Schmidt, H. Müller-Steinhagen Solaranlagen und Nahwärmenetze – Erfahrungen aus dem Programm Solarthermie-2000 AGFW-Seminar „Fernwärme und Solarenergienutzung“, München, 10.-11.09.02
02-06	T	S. Raab, D. Mangold, H. Müller-Steinhagen 10 Jahre Solarthermie-2000 – Ein Überblick über die realisierten solar unterstützten Nahwärmesysteme mit Langzeit-Wärmespeicher 13. Internationales Sonnenforum, Berlin, 12.-13.09.2002
02-07	V	D. Mangold, T. Schmidt, H. Müller-Steinhagen Langzeit-Wärmespeicher in Nahwärmenetzen HdT-Seminar „Multitalent Geothermie“, Essen, 17.09.02
02-08	T	D. Mangold, T. Schmidt, H. Müller-Steinhagen Saisonale Wärmespeicher in solar unterstützten Nahwärmenetzen – Erfahrungen aus dem Programm Solarthermie-2000 VDI-Fachtagung Energiespeicher, Würzburg, 5.-6.11.2002

Das folgende Verzeichnis führt die einen Auszug der Vorträge und Veröffentlichungen auf, die während der Vorhabenslaufzeit vom IGS der TU Braunschweig erfolgt sind.

99-01	M.N. Fisch „Quo vadis solare Nahwärme“, BMWi-Statusseminar Solarthermie-2000: Große Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung. Berlin, 01.12.1999
00-01	M.N. Fisch Zukunftsorientierte Energiekonzepte am Beispiel Solarcity, Vortragsveranstaltung zum Projekt Solarcity, Forum Zukunft Bauen. Hannover, 03.02.2000
00-02	M. Bodmann Solarunterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher, Tagung

	Erneuerbare Energien in der europäischen Region Südost Niedersachsen. Salzgitter, 09.02.2000
00-03	M. Bodmann, M.N. Fisch Saisonale Speicher, AGFW-Seminar Fernwärme und Solarenergienutzung. Potsdam, 23.-24.10.2000
00-04	M.N. Fisch, M. Bodmann Solarcities Friedrichshafen, Neckarsulm und Hannover mit Langzeitwärmespeicher, Tagung Solar 2000. Gleisdorf, 06.-09.09.2000
00-05	M.N. Fisch, M. Bodmann Solare Siedlungen - Konzepte, Technologien, Projekte", Tagung Solarbau 2000. Hamm, 07.-08.2000
01-01	M.N. Fisch, M. Bodmann Solarcities Friedrichshafen, Neckarsulm und Hannover mit Langzeitwärmespeicher, Fachforum Solarstadt München. München, 2001
01-02	M. Bodmann, H. Koch, M. Pfeil Solare Nahwärmeversorgung mit Kies/Wasser-Wärmespeicher in Steinfurt-Borghorst, OPET-Seminar Solarunterstützte Nahwärmeversorgung. Neckarsulm, 29.-30.03.2001
01-03	M. Bodmann, M.N. Fisch Solarcity Hannover-Kronsberg, 3. Osnabrücker Energie- und Umwelttagung: Wirtschaftliche und umweltfreundliche Energieanwendung. Osnabrück, 03.-04.05.2001
01-04	M. Bodmann, M.N. Fisch Solarcity Hanover-Kronsberg, North Sun 2001. Leiden, 06.-08.05.2001
01-05	M. Bodmann, M.N. Fisch, A. Lichtenfels Solarcity Hannover-Kronsberg. OTTI, 11. Symposium Thermische Solarenergie, Staffelstein, 09.-11.05.2001
02-01	M. Bodmann, M.N. Fisch Solar unterstützte Nahwärmeversorgungen Steinfurt-Borghorst und Hannover-Kronsberg, 4. FKS-Symposium Regenerative Energien. Braunschweig, 30.-31.05.2002