

**Simulation und Dimensionierung solar
unterstützter Nahwärmesysteme mit
Erdsonden-Wärmespeicher**

Janet Nußbicker-Lux

2010

**Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik der
Universität Stuttgart**

Simulation und Dimensionierung solar unterstützter Nahwärmesysteme mit Erdsonden-Wärmespeicher

Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität
Stuttgart zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)
genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von
Janet Nußbicker-Lux
geboren in Friedrichroda

Hauptberichter: Prof. Dr. Dr.-Ing. habil. H. Müller-Steinhagen

Mitberichter: Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. W. Streicher

Tag der mündlichen Prüfung: 18.12.2009

Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik der Universität Stuttgart

2010

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin in der Arbeitsgruppe „Solare Nahwärme“ am Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik der Universität Stuttgart. Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr. Dr. Hans Müller-Steinhagen für die Möglichkeit, diese Arbeit anzufertigen, sowie für die Übernahme des Hauptberichtes.

Herrn Prof. Dr. Wolfgang Streicher danke ich sehr herzlich für die Übernahme des Mitberichtes und die wertvollen Hinweise und Diskussionen.

Es sei an dieser Stelle allen gedankt, die zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben. Insbesondere bin ich den Mitarbeitern des Institutes und unserem Emeritus Prof. Dr. Erich Hahne zu Dank verpflichtet, ohne deren moralische Unterstützung und konstruktive Zusammenarbeit diese Arbeit nicht möglich gewesen wäre. Ich möchte an dieser Stelle dem - zwischenzeitlich verstorbenen - Herrn Gerrit Barthau gedenken, der ganz wesentlich dazu beigetragen hat, meine wissenschaftliche Sichtweise zu vertiefen.

Meiner Familie und ganz besonders meinem Mann Alexander Lux danke ich für die ausdauernde Geduld und die tatkräftige Unterstützung, insbesondere bei der Betreuung unserer Tochter Olivia, während der Anfertigung dieser Arbeit.

Für die finanzielle Unterstützung danke ich dem Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie, dem Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit sowie dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, welche die Arbeit im Rahmen der Projekte 0329606S, 0329607J, 0329607F und 0329607P gefördert haben.

Ostfildern, Januar 2010

Kurzfassung

Anlagen mit Erdwärmesonden erfahren zurzeit eine zunehmende Bedeutung. Für eine detaillierte Anlagenplanung, insbesondere von Erdsonden-Wärmespeichern (ESWSp), sind validierte Berechnungsmodelle des thermischen Verhaltens solcher Wärmespeicher unabdingbar. Daraus leitet sich das Ziel dieser Arbeit, die Validierung des Berechnungsmodells „Superposition Borehole Model“ (SBM), ab. Erstmals wurde in dieser Arbeit das Berechnungsmodell zur Untersuchung des thermischen Verhaltens eines zweifach erweiterten Erdsonden-Wärmespeichers genutzt. Ein weiteres Ziel war die Erstellung eines Simulationsmodells für die solar unterstützte Nahwärmeversorgung Neckarsulm und die Erarbeitung von Optimierungsvorschlägen für deren Betrieb. Die gewonnenen Erkenntnisse wurden genutzt, um Dimensionierungsrichtlinien für solar unterstützte Nahwärmesysteme mit Erdsonden-Wärmespeichern zu erstellen.

Das SBM-Berechnungsmodell wurde anhand der Messdaten des in Neckarsulm realisierten Wärmespeichers eingehend überprüft und angepasst. Es wurde eine Referenzvariante unter Berücksichtigung der geometrischen und hydraulischen Speicherparameter definiert und die gemessenen Speichereintrittstemperaturen und Durchflüsse sowie Wetterdaten als Eingabewerte verwendet. Mit einer Wärmeleitfähigkeit von 2,3 bis 2,4 W/(m·K) und einer volumetrischen Wärmekapazität von 2,85 MJ/(m³·K) konnte die beste Übereinstimmung zwischen gemessenen und berechneten Werten erreicht werden (maximale Differenz der Wärmemengen ca. 3%, Temperaturen ca. 3 K).

Zur Berechnung des thermischen Verhaltens der solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit ESWSp in Neckarsulm wurde ein TRNSYS-Simulationsmodell erstellt. Die Validierung erfolgte anhand der Messdaten des Jahres 2004; die Differenz zwischen gemessenen und berechneten Wärmemengen ist kleiner als 5%, mit Ausnahme der Entladewärmemenge des Speichers. Als wichtigste Optimierungsmöglichkeit hat sich die Senkung der Netzurücklauftemperatur herausgestellt: mit einer gegenüber der Messung um 5 K niedrigeren Netzurücklauftemperatur könnte der solare Deckungsanteil um 10 Prozentpunkte gesteigert werden.

Zur Ermittlung der Dimensionierungsrichtlinien wurde ein allgemeines Simulationsmodell für Nahwärmesysteme mit zylinderförmigen Erdsonden-Wärmespeichern erstellt. Es wurden zwei Wärmelasten mit Netztemperaturen von 68/41°C bzw. 60/30°C sowie drei Wetterdatensätze (Frankfurt/Main, Würzburg, Hamburg) verwendet [101]. Bei einer Wärmelast von 5000 MWh/a, einer Kollektorfläche von 20000 m² und einem Speichervolumen von 200000 m³ wird in Hamburg bei Netztemperaturen von 68/41°C ein solarer Deckungsanteil von 51,4% und in Würzburg bei Netztemperaturen von 60/30°C ein solarer Deckungsanteil von 70,8% erreicht.

Abstract

Installations encompassing Borehole Heat Exchangers have recently gained in interest. During detailed planning validated calculation models play a crucial part in determining the thermal behaviour of installations especially those equipped with Borehole Thermal Energy Stores. With this in mind the validation of the "Superposition Borehole Model" (SBM) was undertaken. This paper describes how this model has, for the first time, been used to investigate a twice extended Borehole Thermal Energy Store. In addition work was aimed at developing a simulation model for the solar coupled district heating system in Neckarsulm and at conceiving strategies to optimise the operation of the system. Based on these results guidelines were developed for determining the dimensions of solar coupled district heating systems with Borehole Thermal Energy Stores.

Using measurements acquired from the Neckarsulm heat store the SBM-model was closely checked and appropriately adjusted. Given the existing geometry and hydraulic storage parameters a reference model was defined into which storage input temperatures, flow rates and weather data were entered. For a thermal conductivity of 2.3 to 2.4 W/(m·K) and a volumetric heat capacity of 2.85 MJ/(m³·K) the correlation between measured and calculated data was best, i. e. the maximum difference between measured and predicted heat amounts was about 3%, while the maximum difference between measured and predicted temperatures was about 3 K.

To calculate the thermal behaviour of the solar coupled district heating system in Neckarsulm a TRNSYS simulation model was developed. The validation was performed using data measured in 2004. The correlation between measured and calculated heat amounts was good, the difference being less than 5% except for storage heat discharge (21,7%). For example, regarding the total heat demand, a 10% higher solar fraction can be achieved for a 5 K lower network return temperature.

Dimensioning guidelines were derived with a universally applicable TRNSYS simulation model for solar coupled district heating systems with Borehole Thermal Energy Stores. They take the location (weather data for Frankfurt/Main, Würzburg and Hamburg) as well as the heat load of the district heating network with temperatures of 68/41°C and 60/30°C into consideration. For example with a heat load of 5,000 MWh/a, a collector area of 20,000 m² and a storage volume of 200,000 m³ the lowest solar fraction (51.4%) will be achieved in Hamburg at a district heating network temperature of 68/41°C, while the highest solar fraction (70.8%) will be achieved in Würzburg at a temperature level of 60/30°C.

Vorwort	5
Kurzfassung	6
Abstract	7
1 Einleitung	13
1.1 Ausgangssituation	14
1.2 Zielsetzung und Struktur der Arbeit	15
2 Grundlagen	19
2.1 Stand der Technik	19
2.1.1 Solarthermische Großanlagen	19
2.1.2 Überblick Wärmespeicherung	23
2.1.3 Erdsonden-Wärmespeicher	25
2.2 Simulationsprogramme	27
2.2.1 TRNSYS - A Transient System Simulation Program	27
2.2.2 Simulationsmodelle für Erdwärmesonden	29
2.2.3 Superposition Borehole Model	33
3 Nahwärmeversorgung Neckarsulm	43
3.1 Beschreibung der Nahwärmeversorgung	43
3.2 Auswertung der Messdaten	45
3.2.1 Datenbasis	45
3.2.2 Fehlerbetrachtung	46
3.2.3 Ausgewählte Messergebnisse	49
4 Validierung Erdsonden-Wärmespeicher-Simulationsmodell	55
4.1 Vorgehensweise	55
4.2 Untersuchungen zu ausgewählten Parametern	59
4.2.1 Simulationsumgebung	59
4.2.2 Radiales und vertikales Rechengitter	60
4.2.3 Wärmeträgermedium	61
4.2.4 Erdwärmesonde und Bohrlochwiderstand	61
4.2.5 Boden	63
4.3 Auswertung	67
4.3.1 Vergleich gemessener und berechneter Werte im Referenzfall	67
4.3.2 Parameterauswertung	69

5	Validierung Nahwärme-Simulationsmodell.....	75
5.1	Erstellung und Validierung des Simulationsmodells	75
5.1.1	Modellbeschreibung	75
5.1.2	Auswertung	80
5.2	Sensitivitätsanalyse	84
5.2.1	Simulationsumgebung.....	84
5.2.2	Kollektoren und Kollektorkreis, Wetter	85
5.2.3	Netzparameter, Wärmelast	87
5.2.4	Pufferspeicher und Speicherkreis	88
5.3	Verbesserungspotenzial	89
5.3.1	Bestehendes Nahwärmenetz	89
5.3.2	Nahwärmenetz mit zylindrischem Erdsonden-Wärmespeicher.....	91
6	Dimensionierungsrichtlinien	95
6.1	Vorgehen und Beschreibung des Simulationsmodells	95
6.2	Berechnungsergebnisse	96
6.3	Dimensionierung bei Abweichung von den Referenzbedingungen	98
6.4	Solare Wärmekosten	103
7	Zusammenfassung und Ausblick	111
8	Nomenklatur	115
9	Abkürzungsverzeichnis	118
10	Literaturverzeichnis.....	119
11	Anhang	128
11.1	Daten zu nationalen und internationalen Erdsonden-Wärmespeichern	128
11.2	Hydraulikschema Neckarsulm	131
11.3	Regelungskonzept Neckarsulm.....	132
11.4	Daten zu den Kollektorfeldern in Neckarsulm	135
11.5	Daten zum Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm.....	137
11.6	Simulationseingabewerte für den Erdsonden-Wärmespeicher	139
11.7	Berechnete Temperaturen im Erdsonden-Wärmespeicher	141

1 Einleitung

In den kommenden Jahrzehnten werden die größten Herausforderungen für die Menschheit die globale Klimaveränderung, die Bereitstellung sauberen Trinkwassers und der steigende Energiebedarf sein. 1997 haben sich, um der globalen Klimaveränderung entgegenzuwirken, auf der Kyoto-Konferenz in Japan die Industrieländer verpflichtet, ihre Treibhausgasemissionen in der Zeit von 2008 bis 2012 um mindestens fünf Prozent unter das Niveau von 1990 zu senken [1]. Das Kyoto-Protokoll, das als Meilenstein im internationalen Klimaschutz angesehen wird, ist nach mehrjährigen Verhandlungen am 16. Februar 2005 in Kraft getreten. Darüber hinaus hat sich Deutschland völkerrechtlich verpflichtet, seine Treibhausgasemissionen von 2008 bis 2012 um 21% gegenüber 1990 zu senken. Neben dem Einsatz erneuerbarer Energien und dem effizienten Einsatz von Energie soll auch der Handel mit Emissionszertifikaten eine wichtige Rolle bei der Minderung der Treibhausgase spielen.

Im Jahr 2007 wurden in Deutschland 13993 PJ Primärenergie verbraucht [3], davon wurden 6,7% durch erneuerbare Energien gedeckt [4]. Der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch soll bis zum Jahr 2050 auf 50% erhöht werden [2]. Um dieses Ziel zu erreichen, werden die erneuerbaren Energien im Wärmemarkt mit dem Marktanzreizprogramm und dem Erneuerbare-Energien-Wärmegegesetz und im Strommarkt mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz gefördert. Das 5. Energieforschungsprogramm vom Juli 2005 [2] fördert die Forschung im Bereich der erneuerbaren Energien. Ein Förderschwerpunkt ist dabei die Niedertemperatur-Solarthermie mit dem Ziel, die solaren Nutzwärmekosten zu reduzieren.

Eine Reduzierung der solaren Nutzwärmekosten ist durch den Einsatz großer solarthermischer Systeme und durch Langzeit-Wärmespeicherung möglich. Die saisonale solare Wärmespeicherung ist notwendig, um auch bei größeren Nahwärmegebieten einen hohen solaren Deckungsanteil zu erreichen [5]. Bisher wurden im Rahmen der Förderprogramme „Solarthermie-2000“ und „Solarthermie2000plus“ [6] elf Pilotanlagen mit Langzeit-Wärmespeicher mit solaren Deckungsanteilen von etwa 30 - 50% am Gesamtwärmebedarf errichtet. Hierbei wurden solare Nutzwärmekosten zwischen 0,17 und 0,45 €/kWh erreicht; die günstigsten Systeme sind dabei nahe an der Wirtschaftlichkeit (0,12 €/kWh) [2].

1.1 Ausgangssituation

In den vergangenen Jahren wurden verschiedene Konzepte zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung entwickelt und umgesetzt. Gemeinsam ist diesen Konzepten, dass sie aus Wärmeabnehmern und -lieferanten sowie dem Nahwärmenetz mit Heizzentrale und Wärmespeicher bestehen. Bei solar unterstützten Nahwärmeversorgungen wird ein Teil der Wärme von thermischen Solarkollektoren geliefert. Je nach Größe des Wärmespeichers unterscheidet man Systeme mit Kurzzeit- bzw. Langzeit-Wärmespeicher. Bei einem Kurzzeit-Wärmespeicher wird die Wärme nur für wenige Stunden bis Tage gespeichert, die solaren Deckungsanteile am Gesamtwärmebedarf sind mit 10 bis 20% gering. Langzeit-Wärmespeicher dienen dazu, die zeitliche Verschiebung zwischen hohem solarem Wärmeangebot im Sommer und hohem Wärmebedarf im Nahwärmenetz im Winter auszugleichen. Dadurch werden solare Deckungsanteile am Gesamtwärmebedarf von etwa 50% erreicht.

Für eine korrekte Auslegung der Komponenten einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicherung sind unter anderem transiente Systemsimulationen notwendig, da nur so schnelle Vorgänge, z. B. bei Kollektoren, abgebildet werden können. Mit dem Simulationsprogramm „A Transient System Simulation Program“ (TRNSYS) [7] können die wesentlichen Komponenten einer Nahwärmeversorgung transient abgebildet werden. In den vergangenen Jahrzehnten wurden Modelle für die meisten Komponenten, wie z. B. Kollektoren [9] und Pufferspeicher [10], entwickelt und validiert. In die zu untersuchende Nahwärmeversorgung ist ein spezieller Wärmespeicher, ein so genannter Erdsonden-Wärmespeicher, integriert. Für die Simulation eines solchen Wärmespeichers stehen mehrere Rechenmodelle zur Verfügung. Diese unterscheiden sich vor allem hinsichtlich ihres Detaillierungsgrades und ihrer Eignung zur Einbindung in das Simulationsprogramm TRNSYS. Für detaillierte Simulationen empfiehlt sich das „Superposition Borehole Model for TRNSYS“ (TRNSBM) [11], da mit diesem die Speichergeometrie und die hydraulischen Verhältnisse, d. h. die Durchströmung des Erdsonden-Wärmespeichers, sehr genau abbildbar sind. Im Gegensatz zu anderen Untersuchungen wurde in dieser Arbeit erstmals die Anwendbarkeit des Simulationsmodells auf einen Erdsonden-Wärmespeicher, der in mehreren Ausbaustufen realisiert wurde und eine stark asymmetrische Form besitzt, detailliert untersucht.

1.2 Zielsetzung und Struktur der Arbeit

Die vorliegende Arbeit beinhaltet folgende drei Ziele:

- Validierung des Simulationsmodells „Superposition Borehole Model“ anhand der Messdaten des in Neckarsulm realisierten Erdsonden-Wärmespeichers.
- Die transiente Systemsimulation einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Erdsonden-Wärmespeicher, den Vergleich mit Messdaten und die Ausarbeitung von Optimierungsvorschlägen für einzelne Komponenten bzw. den Betrieb.
- Die Erstellung von Dimensionierungsrichtlinien für solar unterstützte Nahwärmeversorgungen mit Erdsonden-Wärmespeicher unter Verwendung von drei Klimadatensätzen und zwei Wärmelastfällen mit unterschiedlichen Netztemperaturen.

Zum Erreichen der Ziele waren folgende Schritte notwendig:

Validierung des Simulationsmodells SBM

- Erfassung und Aufbereitung der Messdaten des Erdsonden-Wärmespeichers
- Ermitteln der benötigten Stoffwerte und Parameter
- Anpassung des Simulationsmodells
- Überprüfung des Simulationsmodells sowie der Annahmen und Parameter
- Auswertung der Ergebnisse

Transiente Systemsimulation

- Erfassung und Aufbereitung der Messdaten (Kollektoren, Wärmespeicher, etc.)
- Ermitteln der benötigten Kenn-/Stoffwerte und Parameter
- Aufstellen des Simulationsmodells für die Systemsimulation (TRNSYS)
- Überprüfung des Simulationsmodells sowie der Annahmen und Parameter
- Auswertung der Ergebnisse
- Erarbeiten von Optimierungsvorschlägen

Erstellung von Dimensionierungsrichtlinien

- Auswahl geeigneter Wetterdaten und Wärmelasten aus der Literatur
- Erstellen eines Referenzmodells für die Dimensionierungsrichtlinien (TRNSYS)
- Überprüfung des Referenzmodells sowie der Annahmen und Parameter
- Erstellung der Dimensionierungsrichtlinien: Kollektorfeldgröße und Speichervolumen in Abhängigkeit von der Wärmelast und dem solaren Deckungsanteil
- Ermittlung der Sensitivität einzelner Parameter zur Dimensionierung bei Abweichungen von den Referenzbedingungen
- Berechnung und Vergleich der solaren Wärmekosten.

Die Arbeit gliedert sich in die im Folgenden beschriebenen Kapitel. Im zweiten Kapitel wird eine Übersicht über den Stand der Technik bei solarthermischen Großanlagen und der (Langzeit-)Wärmespeicherung gegeben. Außerdem wird das Konzept der Erdsonden-Wärmespeicher sowie deren Vor- und Nachteile anhand verschiedener realisierter Wärmespeicher dargestellt. Des Weiteren werden das verwendete Simulationsprogramm „A Transient System Simulation Program“ (TRNSYS) sowie die zur Abbildung des thermischen Verhaltens von Erdwärmesonden bzw. Erdsonden-Wärmespeichern relevanten Simulationsprogramme vorgestellt und hinsichtlich ihrer Eignung für die Aufgabenstellung untersucht und bewertet. Außerdem wird die Theorie des Simulationsmodells „Superposition Borehole Model“, das sich für die durchzuführenden Simulationen als geeignet herausgestellt hat, dargestellt. Neben einem kurzen historischen Abriss wird hier auch eine Literaturübersicht über frühere Arbeiten zu dem Simulationsmodell gegeben. Im dritten Kapitel werden die solar unterstützte Nahwärmeversorgung und insbesondere der Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm beschrieben. Außerdem werden ausgewählte Messdaten der Nahwärmeversorgung und des Erdsonden-Wärmespeichers vorgestellt und eine Messfehlerbetrachtung durchgeführt.

Im vierten Kapitel werden das Verfahren und die Ergebnisse der Validierung des Simulationsmodells für den Erdsonden-Wärmespeicher beschrieben. Das Simulationsmodell wird anhand von Messdaten des Erdsonden-Wärmespeichers in Neckarsulm überprüft und angepasst. Im fünften Kapitel wird die Erstellung und Validierung des Simulationsmodells für die solar unterstützte Nahwärmeversorgung in Neckarsulm vorgestellt und mit einer Sensitivitätsanalyse detailliert der Einfluss einzelner Komponenten auf den solaren Deckungsanteil aufgezeigt. Außerdem werden Optimierungsvorschläge für einzelne Komponenten bzw. den Betrieb erarbeitet. Im sechsten Kapitel werden die Ergebnisse zur Erstellung von Dimensionierungsrichtlinien für solar unterstützte Nahwärmeversorgungen mit Erdsonden-Wärmespeicher vorgestellt. Basis hierfür sind umfangreiche Simulationen mit verschiedenen Klimadatensätzen und Wärmelastdaten, die der Literatur entnommen wurden. Auch hier wurde der Einfluss einzelner Komponenten auf den solaren Deckungsanteil in einer Sensitivitätsanalyse untersucht.

In Bild 1 ist die Struktur der Arbeit schematisch dargestellt.

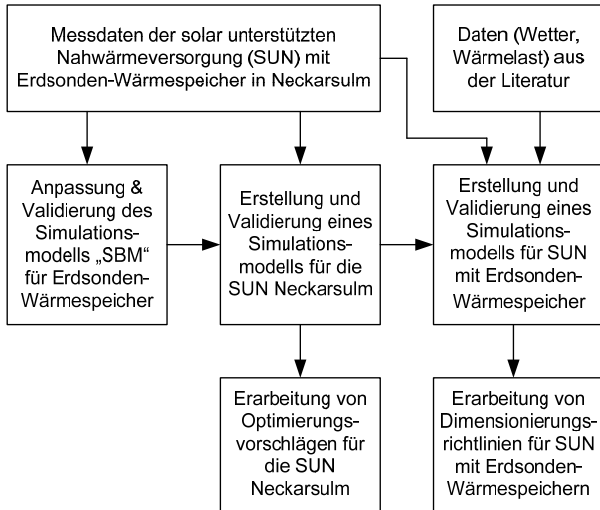


Bild 1: Übersicht zur Struktur der Arbeit

2 Grundlagen

In diesem Kapitel wird der Stand der Technik bei solarthermischen Großanlagen dargestellt und es wird ein Überblick über die Prinzipien der Wärmespeicherung sowie die Grundkonzepte für den Bau von Langzeit-Wärmespeichern gegeben. Im Bereich der Wärmespeicherung wird insbesondere auf Erdsonden-Wärmespeicher und deren Vor- und Nachteile eingegangen. Des Weiteren werden die zur Anfertigung der vorliegenden Arbeit verwendeten Simulationsprogramme „TRNSYS“ und „SBM“ sowie das Auswahlverfahren für das Simulationsprogramm zur Berechnung des thermischen Verhaltens eines Erdsonden-Wärmespeichers vorgestellt.

2.1 Stand der Technik

2.1.1 Solarthermische Großanlagen

Seit Jahren werden solarthermische Anlagen zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden eingesetzt. Anfänglich wurden meist private Anlagen mit wenigen Quadratmetern Kollektorfläche installiert, die häufig der reinen Trinkwassererwärmung dienen. In den letzten Jahren wurden verstärkt solarthermische Anlagen zur kombinierten Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung eingesetzt, um eine bessere Auslastung der Anlagen und eine höhere Einsparung an fossiler Energie zu erreichen. Große solarthermische Anlagen zur Trinkwassererwärmung oder kombinierten Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung wurden dabei in Deutschland vergleichsweise wenig installiert, sodass die Erfahrungen diesbezüglich noch nicht so umfangreich sind wie bei Kleinanlagen. Neuerdings werden Konzepte für solarthermische Anlagen zur Bereitstellung von Prozesswärme für die Industrie und zur solarthermischen Kühlung, zum Teil in Kombination mit Heizungsunterstützung, entwickelt und erprobt. Auf derartige Anlagen wird im Folgenden nicht eingegangen; die Ausführungen beschränken sich auf solarthermische Großanlagen im Wohnungsbau.

Unter Großanlagen werden je nach Autor solarthermische Anlagen mit Kollektorflächen größer 30 m² [21] bzw. 100 m² [6] verstanden. Diese können entweder zur Trinkwassererwärmung oder zur kombinierten Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung verwendet werden. Außerdem können die Anlagen nach solchen mit Kurzzeit- bzw. Langzeit-Wärmespeichern unterschieden werden. In den vergangenen Jahren wurden umfangreiche Forschungsarbeiten zu solarthermischen (Groß-)Anlagen durchgeführt; hier sind insbesondere die Programme Zukunftsinvestitionsprogramm, Solarthermie2000 bzw. Solarthermie2000plus zu nennen. In [14] bis [21] sind ausführliche

Informationen zu solarthermischen Großanlagen, insbesondere mit Langzeit-Wärmespeichern, enthalten, die im Folgenden kurz zusammengefasst werden. Schwerpunkte bilden dabei das Gesamtsystem und die Kollektoren.

2.1.1.1 Gesamtsystem

Bei den solarthermischen Großanlagen **ohne Langzeit-Wärmespeicher** hat sich das Speicherladesystem mit Vorwärmespeicher und Nachheizung in den Bereitschaftsteil als eine robuste Variante erwiesen [20], [21], siehe Bild 2. Dieses System wird in Deutschland hauptsächlich zur Trinkwassererwärmung eingesetzt.

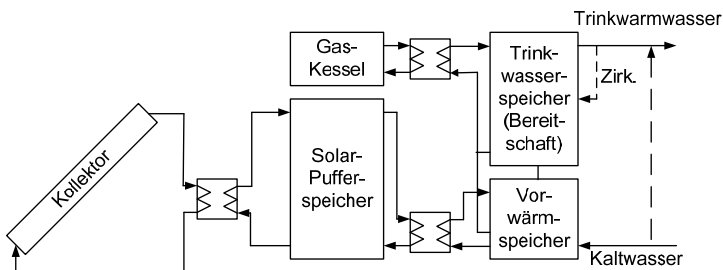


Bild 2: Speicherladesystem mit Vorwärmespeicher und Nachheizung in den Bereitschaftsteil, nach [21]

In Österreich wird bei solarthermischen Großanlagen, z. B. auf Mehrfamilienhäusern, häufig auch die Heizung in die solare Wärmeversorgung eingebunden [21], siehe Bild 3. Der Trend geht zu derartigen Systemen, da mit diesen höhere solare Deckungsanteile am Gesamtwärmebedarf - typischerweise 10 bis 20% - erreicht werden als bei reiner Trinkwassererwärmung (mit oder ohne Zirkulationseinbindung). Dabei werden bevorzugt Systeme mit zentralem Pufferspeicher und einer Trinkwassererwärmung in den Wohnungen im Durchflussprinzip eingesetzt. Der zentrale Pufferspeicher wird von der Solaranlage und von der Nachheizung (z. B. fossil oder Biomasse) erwärmt. Mit einer korrekten hydraulischen Einregulierung des Wärmeverteilnetzes und Rücklauf-temperaturbegrenzern in den Wärmeübergabestationen können mit diesem System niedrige Netzrücklauftemperaturen und niedrige Verluste der Wärmeverteilung erreicht werden.

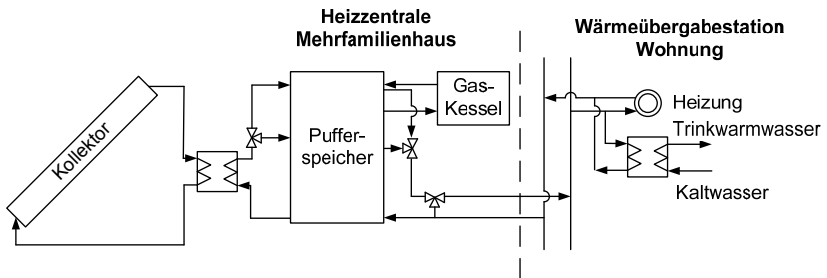


Bild 3: Kombianlage mit dezentraler Trinkwassererwärmung im Durchflussprinzip, nach [21]

Bei den solar unterstützten Nahwärmeversorgungen **mit Langzeit-Wärmespeicher** wird die mit den Kollektoren gewonnene solare Wärme in der Heizzentrale bzw. einem Pufferspeicher gesammelt und bei Bedarf an das Nahwärmenetz, d. h. die Gebäude, abgegeben. Im Langzeit-Wärmespeicher wird überschüssige solare Wärme saisonal gespeichert. Die Wärmeübergabe an die Verbraucher erfolgt in den einzelnen Gebäuden bzw. Wohnungen entweder im Durchlauf- oder im Speicherladeprinzip. Hier ist insbesondere auf eine korrekte Auslegung und Umsetzung der Haustechnik zu achten, um eine niedrige Netzrücklauftemperatur zu erreichen. Die ggf. erforderliche Nachheizung des direkt (Kollektoren) oder indirekt (Langzeit-Wärmespeicher) solar vorgewärmten Wassers erfolgt konventionell, z. B. mit einem Niedertemperaturkessel. Dieser kann parallel oder seriell in das Nahwärmenetz eingebunden sein, wobei die Art der Einbindung u. a. von der Anzahl und Anschlussleistung der Wärmeübergabestationen abhängt. Bei wenigen Wärmeübergabestationen mit großen Anschlussleistungen kann eine serielle Einbindung zu schwankenden Netzvorlauftemperaturen führen. Bei Systemen mit Pufferspeicher führt eine parallele Einbindung (in den Pufferspeicher) zu einem gleichmäßigeren Betrieb des Kessels, aber auch zu höheren Speicherverlusten im Vergleich zur seriellen Einbindung. Außerdem muss bei einer parallelen Einbindung eine Erwärmung des unteren Speichervolumens durch den Gaskessel verhindert werden, da dies den Solarertrag verringern würde.

Die energetische Bewertung verschiedener Systeme erfolgt unter anderem anhand des solaren Deckungsanteils und des solaren Nutzwärmeertrags. Entsprechend [12] ist der solare Deckungsanteil die „Energie, die durch den solaren Teil der Anlage geliefert wird, geteilt durch die gesamte Nutzlast des Systems“. In der vorliegenden Arbeit ist der solare Deckungsanteil f_{sol} als der Quotient zwischen der an das Nahwärmenetz abgegebenen solaren Wärme Q_{sol} und der gesamten in das Nahwärmenetz gelieferten Wärme Q_{Netz} (Wärmebedarf für Trinkwarmwasser, Heizung und Wärmeverluste des

Nahwärmenetzes, Schnittstelle Heizzentrale) definiert. Die Wärmeverluste des Wärmespeichers werden dabei dem solaren Teilsystem zugerechnet.

$$f_{sol} = \frac{Q_{sol}}{Q_{Netz}} \quad (2-1)$$

Der elektrische Hilfsenergieaufwand für den Betrieb von Pumpen und der Regelung wird durch Gleichung (2-1) nicht berücksichtigt. Der solare Nutzwärmeertrag setzt sich aus der direkt genutzten und der aus dem Langzeit-Wärmespeicher ausgespeicherten Solarwärme zusammen. Bei der direkt genutzten Solarwärme wird die Wärme in den (Kurzzeit-)Pufferspeicher eingespeichert, aber nicht in den Langzeit-Wärmespeicher.

2.1.1.2 Solarkollektoren

Die Installation von Solarkollektoren kann auf Dächern aufgeständert oder kostengünstiger und architektonisch ansprechender dachintegriert erfolgen. Insbesondere große Kollektorfelder können kostengünstig auch auf Lärmschutzwällen installiert werden. Bei der hydraulischen Auslegung ist zu beachten, dass die einzelnen Kollektoren mit Volumenströmen von 40-70 l/(m²·h) durchströmt werden [14]. Das Gesamtkollektorfeld soll aber mit 13-16 l/(m²·h) durchströmt werden, um eine gute Temperaturspreizung und damit Temperaturschichtung sowie einen geringeren Gesamtmassenstrom und damit kleinere Rohrleitungsquerschnitte zu erreichen. Die Verrohrung der Kollektoren muss nicht nach Tichelmann, d. h. mit gleich langen Vor- und Rücklaufleitungen, erfolgen. Die gleichmäßige Durchströmung der Kollektoren wird durch eine dem Druckverlust entsprechende Dimensionierung der Rohrleitungsabschnitte gewährleistet.

Bei großen Solaranlagen dient das Membranausdehnungsgefäß lediglich zur Aufnahme der temperaturbedingten Ausdehnung des Wärmeträgerfluids; bei Ansprechen des Überström-/Sicherheitsventils wird das restliche Wärmeträgerfluid unter Luftabschluss in einem drucklosen Auffangbehälter gesammelt. Es empfiehlt sich, parallel zum Sicherheitsventil ein Überströmventil zu installieren, da nur mit einem (dicht schließenden) Überströmventil eine automatische Wiederinbetriebnahme möglich ist. Die einzelnen Kollektorfelder werden mit einem Absperrhahn und einem Drei-Wege-Hahn ausgestattet, um bei Wartungsarbeiten die Kollektorfelder vom Solarnetz trennen zu können.

Im Stagnationsfall können Temperaturen von 200°C (Flachkollektoren) bzw. 300°C (Vakuum-Röhrenkollektoren) erreicht werden [22]. Um die Dampfreichweiten gering zu halten, haben sich Kollektor(feld)verrohrungen als günstig erwiesen, bei denen die Bildung von Flüssigkeitssäcken vermieden wird. Jedoch haben auch der Systemdruck (bei Flachkollektoren), die externe Verrohrung und die Kollektorneigung Einfluss auf die Dampfreichweite [23].

2.1.2 Überblick Wärmespeicherung

2.1.2.1 Prinzipien

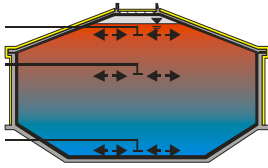
Die Wärmespeicherung kann nach physikalischen und chemischen Prinzipien erfolgen [13]. Bei den thermophysikalischen Prinzipien wird nach Speichern sensibler (fühlbarer) Wärme und Latentwärmespeichern unterschieden. Die Speichermedien von Speichern sensibler Wärme sind zum Beispiel Flüssigkeiten (Wasser) oder Feststoffe (Erdreich, Kies). Insbesondere Wärmespeicher mit Wasser als Speichermedium sind weit verbreitet. Bei den Latentwärmespeichern wird die Schmelz- bzw. Verdampfungsenthalpie zur Wärme- oder Kältespeicherung genutzt. Materialien für die Latentwärmespeicherung, so genannte Phasenwechselmaterialien (PCM), befinden sich derzeit in der Forschungs- und Entwicklungsphase [25]. In speziellen Anwendungsfällen werden PCM jedoch bereits heute eingesetzt, zum Beispiel zur Kühlung beim Transport von Blut. Bei thermochemischen Wärmespeichern wird eine chemische Reaktion zur Wärmespeicherung genutzt. Beispiele hierfür sind die chemischen Reaktionen von Ammoniak (NH_3), Magnesiumchlorid (MgCl_2) oder Natriumsulfid (Na_2S) mit Wasser [26]. Außerdem werden Zeolithe und Silikagel in Sorptionswärmespeichern eingesetzt [26]. Auch diese Wärmespeicher und Speichermedien wurden erst in Pilotprojekten und besonderen Einzelfällen angewendet.

Die folgenden Ausführungen beschränken sich auf die Speicherung sensibler Wärme. Außerdem werden nur Wärmespeicher zur saisonalen Wärmespeicherung betrachtet. Die Wärmespeicherung im Bereich von Stunden und Tagen (Kurzzeit-Wärmespeicher) erfolgt in den weitaus meisten Fällen mit Wasser als Speichermedium.

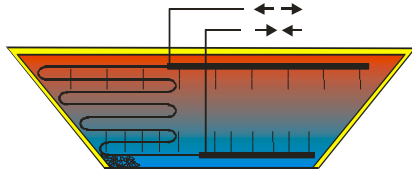
2.1.2.2 Langzeit-Wärmespeicher

Mit Langzeit-Wärmespeichern wird die zeitliche Verschiebung zwischen hohem solarem Wärmeangebot in den Sommermonaten und hohem Heizwärmebedarf in den Wintermonaten ausgeglichen. Es gibt vier verschiedene Grundkonzepte für den Bau von Langzeit-Wärmespeichern. Diese unterscheiden sich nach der Art des Speichermediums in Heißwasser-Wärmespeicher, Kies-Wasser-Wärmespeicher, Erdsonden-Wärmespeicher und Aquifer-Wärmespeicher, siehe Bild 4. Eine Zusammenfassung der wichtigsten Daten der verschiedenen Typen von Langzeit-Wärmespeichern sowie die Standorte, Volumina und die Bau- bzw. Inbetriebnahmejahre der in Deutschland realisierten Langzeit-Wärmespeicher gibt Tabelle 1.

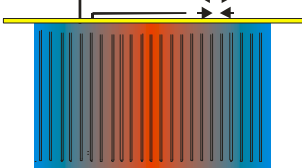
Heißwasser-Wärmespeicher



Kies-Wasser-Wärmespeicher



Erdsonden-Wärmespeicher



Aquifer-Wärmespeicher

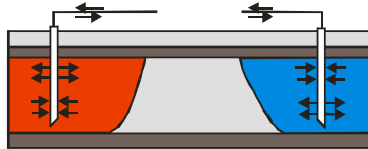


Bild 4: Schematische Darstellung der Baukonzepte für Langzeit-Wärmespeicher [14]

Tabelle 1: Daten der Langzeit-Wärmespeicher nach [16], ergänzt

Heißwasser-Wärmespeicher	Kies-Wasser-Wärmespeicher	Erdsonden-Wärmespeicher	Aquifer-Wärmespeicher
Speicheraufbau			
Wärmegeämmteter, wassergefüllter, meist ins Erdreich eingegrabener Behälter mit Tragwerk aus Stahlbeton	Wärmegeämmtetes, zum Erdreich hin mit Kunststoffolie abgedichtetes, mit Kies (Erdreich)-Wasser-Gemisch gefülltes Becken	Vertikale Doppel-U-Rohr-Erdwärmesonden in wasser-gesättigtem Erdreich	Verfilterte Brunnen in natürlich vorkommen-den, möglichst nach oben und unten abge-schlossenen Grundwasserschichten
Speichermedium			
Wasser	Kies-Wasser-Gemisch	Erdreich	Erdreich
Speicherkapazität			
60 bis 80 kWh/m ³	30 bis 50 kWh/m ³	15 bis 30 kWh/m ³	30 bis 40 kWh/m ³
Speichervolumen für 1 m³ Wasseräquivalent			
1 m ³	1,3 bis 2 m ³	3 bis 5 m ³	2 bis 3 m ³
Auswahl realisierter Projekte			
Hamburg, 4500 m ³ , 1996 Friedrichshafen, 12000 m ³ , 1996 Hannover, 2750 m ³ , 2000 München [106] 6000 m ³ , 2007	Steinfurt, 1500 m ³ , 1999 Chemnitz, 8000 m ³ , 2000 Eggenstein [107] 4500 m ³ , 2008	Neckarsulm, 63360 m ³ (gesamt), 1997, 1998, 2001 Crailsheim [107] 39000 m ³ , 2008	Rostock, 20000 m ³ , 2000

In Attenkirchen wurde in den Jahren 2001/2002 ein so genannter Hybrid-Wärmespeicher gebaut [18]. Dieser besteht aus einem 500 m³ Heißwasser-Wärmespeicher, der von Erdwärmesonden umgeben (9350 m³) ist.

Die Bewertung der Effizienz eines Wärmespeichers erfolgt mit dem Speichernutzungsgrad η_{Sp} . Mit dem Speichernutzungsgrad wird der Quotient aus eingespeicherter $Q_{be\text{lad}}$ zu ausgespeicherter $Q_{ent\text{lad}}$ Wärme für einen Speicherzyklus oder mehrere Speicherzyklen bezeichnet [13], [104]. Bei vollständiger Entladung des Wärmespeichers ist die Differenz zwischen ein- und ausgespeicherter Wärmemenge der Wärmeverlust Q_{Verlust} . Die Höhe der Wärmeverluste ist insbesondere von den Speichertemperaturen bzw. dem Vorhandensein einer Wärmedämmung abhängig.

$$\eta_{Sp} = \frac{Q_{be\text{lad}}}{Q_{ent\text{lad}}} = 1 - \frac{Q_{\text{Verlust}}}{Q_{be\text{lad}}} \quad (2-2)$$

2.1.3 Erdsonden-Wärmespeicher

Bei Erdsonden-Wärmespeichern wird die Wärme direkt im Erdreich gespeichert und die Wärmeübertragung in das bzw. aus dem Erdreich erfolgt über vertikale Bohrlöcher oder Erdwärmesonden. Die ersten theoretischen Untersuchungen zur Wärmespeicherung auf hohem Temperaturniveau im Erdreich, d. h. bis etwa 150°C, wurden um 1960 durchgeführt [27]. Damals wurden als mögliche Wärmequellen Abwärme aus thermischen Kraftwerken und Solaranlagen in Erwägung gezogen. Die ersten Pilotanlagen mit Erdsonden-Wärmespeichern mit Temperaturen über ca. 50°C wurden in den 1980er Jahren errichtet [28]. Im Allgemeinen werden Speicher, bei denen die Temperaturen die meiste Zeit des Jahres über der natürlichen Untergrundtemperatur liegen, Wärmespeicher genannt [104].

Im Anhang 11.1 (Tabelle 19 und Tabelle 20) ist eine Zusammenfassung der Kenndaten nationaler und internationaler Projekte mit Erdsonden-Wärmespeichern gegeben. Die Auswahl beschränkt sich dabei aufgrund der Anzahl an Projekten auf solche mit Speichertemperaturen über 30°C. Die Erfahrungen beim Bau und Betrieb von Erdsonden-Wärmespeichern haben gezeigt, dass ein wesentlicher Vorteil die Erweiterbarkeit ist. Neubaugebiete werden oft über mehrere Jahre erschlossen. Dabei ist der Wärmebedarf in den ersten Jahren im Vergleich zum Endausbau meist gering, sodass zu Beginn ein kleinerer Wärmespeicher energetisch und wirtschaftlich sinnvoller ist. Ein weiterer Vorteil ist der im Vergleich zu anderen Speichertypen, wie dem Heißwasser-Wärmespeicher, vergleichsweise geringe Bauaufwand, u. a. da keine äußere Hülle

benötigt wird. Bei der Auswahl eines Konzeptes für die Wärmespeicherung spielen die Geologie und Hydrogeologie am Standort eine wichtige Rolle. Die Grundwasserfließgeschwindigkeit sollte wegen der Wärmeverluste gering sein, andererseits sollte der Boden wegen der hohen spezifischen Wärmekapazität von Wasser möglichst wassergesättigt sein. Nachteilig ist, dass Erdsonden-Wärmespeicher aufgrund der gegenüber Wasser niedrigeren Wärmekapazität des Speichermediums und der geringeren Temperaturspreizung ein ca. drei- bis fünffach höheres Volumen besitzen müssen als Heißwasser-Wärmespeicher [16].

Beim Betrieb der im Anhang 11.1 dokumentierten Projekten, sind vergleichsweise wenige Probleme aufgetreten. Allerdings war die Speichereffizienz in den meisten Fällen niedriger als ursprünglich erwartet. Die Gründe hierfür waren unter anderem: Durch die nichtkonzentrische Anordnung der Erdwärmesonden im Bohrloch [29] ergab sich ein erhöhter thermischer Bohrlochwiderstand und damit eine schlechtere Wärmeübertragung zwischen Wärmeträgermedium und Erdreich. Ebenso führte die laminare Durchströmung [29] der Erdwärmesonden zu einer geringeren Wärmeübertragung zwischen Wärmeträgermedium und Erdreich als bei turbulenter Durchströmung. Bei mindestens einem Projekt waren die Wärmeverluste höher als erwartet. Dies lag zum einen an einer gegenüber dem Planungswert höheren Wärmeleitfähigkeit des Dämmmaterials [31] bis [33] und zum anderen an Wärmeverlusten durch Grundwasser. Bei einem Wärmespeicher kam es durch Schrumpfung des Bodens (Beladetemperaturen bis 90°C) zu einem erhöhten Kontaktwiderstand zwischen der Erdwärmesonde und dem Boden [28] und demzufolge zu einer schlechteren Wärmeübertragung.

Des Weiteren traten bei einem Erdsonden-Wärmespeicher mit Koaxialsonden an den Membranen, mit denen die Bohrlöcher ausgekleidet waren, Leckagen auf [27], [34], [35] und Sauerstoffdiffusion durch die Erdwärmesonden (PEX) führte zu Korrosion an Wärmeübertragern [36]. Ein Betriebsproblem von Wärmespeichern, die in Nah- oder Fernwärmenetze integriert sind, ist die häufig zu hohe Netzurücklauftemperatur und damit verbunden eine geringere Entladewärmemenge [38]. Bei neuen Projekten, z. B. in Crailsheim, wurde den angesprochenen Punkten Rechnung getragen. Beispielsweise wurde der Erdsonden-Wärmespeicher in Crailsheim mit einer Wärmepumpe kombiniert, um den Speicher bei niedrigeren Temperaturen betreiben und damit auch die Wärmeverluste minimieren zu können. Außerdem wird auf diese Weise die Entladung des Wärmespeichers von der Netzurücklauftemperatur entkoppelt.

2.2 Simulationsprogramme

2.2.1 TRNSYS - A Transient System Simulation Program

2.2.1.1 Funktionsweise

Zur Abbildung des thermischen Verhaltens einzelner Komponenten, wie z. B. Solaranlagen und Wärmespeicher, sowie des Gesamtsystems wurde das instationäre Simulationsprogramm TRNSYS - A Transient System Simulation Program [7], [8] verwendet. Dieses Programm wird seit mehr als 30 Jahren zur Simulation energie- und solarthermischer Anlagen eingesetzt. Das TRNSYS-Simulationsprogramm wurde ausgewählt, da es mit diesem möglich ist, zum einen aus einem Katalog bereits vorhandener Komponenten auszuwählen und zum anderen vom Benutzer entwickelte Unterprogramme, so genannte Nicht-Standard-Komponenten, hinzuzufügen. Für die Simulation solarer Nahwärmesysteme in TRNSYS werden verschiedene Komponenten benötigt, z. B. Kollektoren, Strahlungsprozessoren, Wärmespeicher, Wärmeübertrager, Rohrleitungen, Regler, Pumpen, Nachheizkessel, Datenleser und Ausgabekomponenten. Zur einfachen und übersichtlichen Dateneingabe und Parametrierung der Komponenten wurde die graphische Benutzeroberfläche „Simulation Studio“ verwendet.

Beim TRNSYS-Simulationsprogramm kann zur numerischen Lösung der gewöhnlichen Differentialgleichungen eine modifizierte Eulermethode, die Methode von Heun und die Methode von Adams ausgewählt werden. Die genannten Methoden sind in [62] ausführlich beschrieben. Bei den TRNSYS-Berechnungen werden algebraische und differentielle Gleichungen gelöst; die Anwendung der Methoden von Heun bzw. Adams ist deshalb nach [7] bezüglich Rechenzeit und Genauigkeit der Lösung nicht immer die günstigste. Bei den vorliegenden Simulationen wurde die modifizierte Eulermethode angewendet, bei der die Basis eine gewöhnliche Differentialgleichung nach Gleichung (2-3) ist.

$$\frac{dy}{dx} = f(x, y) \quad (2-3)$$

Für $y_{i+1/2}$ wird im Mittelpunkt des Intervalls $(x_{i+1} - x_i)$ ein Wert vorausberechnet (Anwendung der Eulermethode als Prediktor).

$$y_{i+1/2} = y_i + \frac{f(x_i, y_i)}{2} \cdot (x_{i+1} - x_i) \quad (2-4)$$

Mit dem vorausberechneten Wert wird dann die Steigung $f(x_{i+1/2}, y_{i+1/2})$ im Mittelpunkt berechnet.

Die berechnete Steigung wird als Näherungswert für die durchschnittliche Steigung im Intervallmittelpunkt angenommen und es wird von x_i nach x_{i+1} interpoliert.

$$\frac{y_{i+1} - y_i}{x_{i+1} - x_i} = f(x_{i+1/2}, y_{i+1/2}) \quad (2-5)$$

Die Ermittlung der Lösung des Gesamtsystems kann mit der TRNSYS-Standardmethode (Sukzessive Substitution) oder der Methode nach Powell [62] erfolgen. Bei den in der vorliegenden Arbeit durchgeführten Simulationen wurde das Standardlösungsverfahren verwendet. Dabei wird jede Komponente in jedem Zeitschritt in der vom Benutzer festgelegten Reihenfolge aufgerufen und der Quellcode (meist Fortran) abgearbeitet. Ist die Ausgangsgröße einer Komponente m eine Eingangsgröße einer anderen Komponente n wird nach der Berechnung der Komponente m der Eingangswert für die Komponente n neu gesetzt. Nach der Berechnung aller Komponenten wird überprüft, ob das Konvergenzkriterium eingehalten wird oder ggf. eine Neuberechnung einzelner Komponenten erfolgen muss.

Die Festlegung der Toleranzen für die Integration und Konvergenz bestimmt die Genauigkeit des Ergebnisses. Der Toleranzwert für die Integration bezieht sich auf die numerische Lösung der Differentialgleichungen der einzelnen Komponenten und wird für jede Komponente und für jeden Zeitschritt bestimmt. Die Iteration erfolgt, bis der Toleranzwert für die Integration kleiner als der vom Benutzer anzugebende Toleranzwert ist. Mit dem Toleranzwert für die Konvergenz wird geprüft, ob die Ausgangsgrößen der Komponenten innerhalb einer festgelegten Fehlertoleranz konvergieren.

2.2.1.2 Komponenten

In diesem Abschnitt werden die Nicht-Standard-Komponenten vorgestellt, die bei der Simulation der solar unterstützten Nahwärmeversorgung verwendet wurden. Das Simulationsmodell für den Erdsonden-Wärmespeicher wird in 2.2.3 vorgestellt.

Kollektoren

Als Simulationsmodell für die Kollektoren wird die TRNSYS-Komponente Type 301 (Matched Flow Collector, MFC) nach [9] verwendet. Dieses Kollektormodell wurde mit Messdaten des Projektes in Särö validiert [63]. Die Validierung erfolgte mit dem Fitprogramm DF, das in [64] beschrieben ist. Mit dem DF-Fitprogramm und 2-Minuten-Messwerten wurden die Kollektorparameter für das MFC-Modell angepasst. Für Tage mit durch- bis überdurchschnittlicher solarer Einstrahlung konnte mit den ermittelten Kollektorparametern eine sehr gute Übereinstimmung (~ 1 K) zwischen gemessenen und simulierten Kollektoraustrittstemperaturen erreicht werden [63].

Pufferspeicher

Für die Simulation des Pufferspeichers wurde die TRNSYS-Komponente Type 340 in der Version V1.99B verwendet [10]. Mit dieser Komponente ist es möglich, einen schichtenden Pufferspeicher mit vier internen Wärmeübertragern, einer internen elektrischen Nachheizung und zehn Anschlüssen für direkte Be- und Entladung (so genannte double ports) zu simulieren.

Rohrleitungen

Die Leitungsverluste sowohl in Nahwärmenetzen als auch in Solarnetzen sind insbesondere bei längeren Rohrleitungen erheblich und müssen in den Simulationen berücksichtigt werden. Die Rohrleitungen wurden mit der TRNSYS-Komponente Type 31 (Pfropfenströmung, [7]) berechnet.

Bei Verwendung des oben genannten Pufferspeichers muss der in einen „double port“ eintretende Massenstrom gleich dem zugehörigen austretenden Massenstrom sein. Bei dem in Neckarsulm installierten Pufferspeicher sind neben dem Anschluss für den Erdsonden-Wärmespeicher drei Anschlüsse für den Solarvorlauf, den Netzvor- sowie Netzrücklauf vorhanden, da das Nahwärmenetz als 3-Leiter-Netz ausgeführt ist. Damit die Massenbilanz am Pufferspeicher korrekt ist, muss bei bestimmten Betriebsbedingungen ein Teilmassenstrom im Kurzschluss (in den Pufferspeicher) zurückgeführt werden. Diese Berechnung wurde von [77] in die Rohrleitung integriert, die resultierende Komponente wurde Type 131 (TRNSYS 15) bzw. Type 331 (TRNSYS 16) genannt.

2.2.2 Simulationsmodelle für Erdwärmesonden

2.2.2.1 Beschreibung der Simulationsmodelle

Die Eignung bzw. die Anwendungsbereiche verschiedener Simulationsmodelle für das Planen und Analysieren von Wärmespeichern im Untergrund wurde im Rahmen des IEA-Programms „Energy Conservation through Energy Storage“ (Annex 8) untersucht. Eine Übersicht, Beschreibung und Bewertung der Simulationsmodelle kann [48] bzw. [49] entnommen werden. Für die detaillierte Berechnung des thermischen Verhaltens von Erdsonden-Wärmespeichern eignen sich demnach vor allem die Simulationsmodelle „Superposition Borehole Model for TRNSYS“ (TRNSBM) [12], „Duct Ground Heat Storage Model for TRNSYS“ (TRNDST) [50] und TRADIKON-3D [51]. Des Weiteren können die Simulationsmodelle EED [51], EWS [53], [54], [55] und PILESIM [56] zur Berechnung von Erdsonden-Wärmespeichern bzw. Kältespeichern verwendet werden. Im Folgenden werden die genannten Simulationsmodelle beschrieben und ihre

Anwendungsbereiche erläutert. Auf weitere Programme wird nicht eingegangen, da diese den Anforderungen z. B. bezüglich abzubildender Erdwärmesondenzahl nicht genügen oder nicht kommerziell zur Verfügung stehen.

Die vorgestellten Simulationsmodelle berücksichtigen folgende Wärmetransportvorgänge:

- Wärmeleitung im Untergrund
- Wechselwirkungen (Beeinflussung) zwischen dem konvektiven Wärmetransport in der Erdwärmesonde und dem umgebenden Erdreich
- thermische Wechselwirkung zwischen den Bohrlöchern bzw. Erdwärmesonden.

Unterschiede zwischen den Simulationsmodellen ergeben sich vor allem hinsichtlich der Berücksichtigung von Wärmetransportvorgängen und den Limitierungen bezüglich z. B. der Sondengeometrie und der hydraulischen Kopplung der Erdwärmesonden :

- Regionaler Grundwasserfluss
- Hydraulische Kopplung der Erdwärmesonden (seriell, parallel, Zonierung)
- Definition verschiedener Bodenschichten mit unterschiedlichen Parametern
- Wahl der Sondenanordnung und Sondengeometrie
- Simulationsparameter, z. B. Zeitschritt und Rechendauer
- Genauigkeit der Simulationsergebnisse
- Eignung für Systemsimulationen, Kopplung mit anderen Simulationsprogrammen

Mit dem „**Superposition Borehole Model for TRNSYS**“ (TRNSBM), das eine Erweiterung des „Superposition Borehole Model“ (SBM) ist, können die instationären dreidimensionalen Wärmetransportvorgänge im Erdreich für einzelne oder mehrere Erdwärmesonden detailliert berechnet werden [11], [49], [58]. Die Lage, Neigung und Tiefe der einzelnen Erdwärmesonden, d. h. die Geometrie des Erdsonden-Wärmespeichers sowie die hydraulische Verschaltung der Erdwärmesonden untereinander können frei gewählt werden. Erdwärmesonden können zu hydraulischen Gruppen zusammengefasst werden. Diese Gruppen können separat be- und entladen werden. Es können bis zu zehn verschiedene Bodenschichten mit unterschiedlichen Parametern definiert werden. Dadurch kann z. B. eine Wärmedämmung abgebildet werden. Grundwasser kann nicht berücksichtigt werden. Der temperatur- und strömungsabhängige thermische Bohrlochwiderstand kann mit einem Zusatzprogramm (BOR) berechnet und eingelesen werden [59]. Durch die Einbindung in das Simulationsprogramm TRNSYS können Systemsimulationen durchgeführt werden. Die Rechendauer ist höher als bei dem im Folgenden vorgestellten TRNDST-Modell.

Bei dem „**Duct Ground Heat Storage Model for TRNSYS**“ (TRNDST), einer Erweiterung des Duct Ground Heat Storage Model (DST), werden die Wärmetransportvorgänge für ein Feld von Erdwärmesonden berechnet [50]. Dabei werden die Erdwärmesonden in einem zylinderförmigen Speichervolumen mit vertikaler Symmetrieachse gleichförmig verteilt. Es können Schichten mit unterschiedlichen Parametern definiert werden, sodass die Abbildung einer Wärmedämmung möglich ist. Grundwasserflüsse werden nicht berücksichtigt. Der temperatur- und strömungsabhängige thermische Bohrlochwiderstand kann mit einem Zusatzprogramm (BOR) berechnet und eingelesen werden [59]. Durch die Einbindung in das Simulationsmodell TRNSYS können Systemsimulationen durchgeführt werden. Insbesondere bei einer größeren Anzahl von Erdwärmesonden wird aufgrund der Vereinfachungen - gleichförmige Verteilung der Erdwärmesonden im Speicher - mit dem TRNDST-Modell deutlich weniger Rechenzeit benötigt als bei dem TRNSBM-Modell.

Mit **Tradikon-3D** können die hydraulischen und thermischen Prozesse für mehrere Bohrlöcher oder Erdwärmesonden im Untergrund berechnet werden [51], [52]. Die Berücksichtigung eines Grundwasserflusses ist möglich. Dieses Programm hat keine Verbreitung erfahren und ist nicht mehr verfügbar.

Mit dem Programm „**Earth Energy Designer**“ (EED) können Systeme mit einer vorkonfigurierten Anordnung von Erdwärmesonden berechnet werden [51], [60]. Die Berechnung der gegenseitigen thermischen Beeinflussung der Erdwärmesonden erfolgt mit so genannten g -Funktionen, die anhand der gewünschten Erdwärmesonden-Anordnung ausgewählt werden. Die in der Modellbibliothek enthaltenen g -Funktionen (thermische Antwortfunktionen) wurden mit dem SBM-Modell erstellt. Es können monatliche Heiz- und Kühllasten zur Berechnung der Wärmeträgertemperaturen definiert werden. Eine Auswahl an Stoffeigenschaften des Untergrundes, verschiedener Rohrmaterialien und Wärmeträgermedien steht in einer Bibliothek zur Verfügung. Mit den Eingabewerten für die Bohrlochgeometrie, das Verfüllmaterial und das Rohrmaterial wird der thermische Bohrlochwiderstand, siehe Abschnitt 4.2.4, berechnet. Es besteht auch die Möglichkeit, gemessene Bohrlochwiderstände oder Wärmeleitfähigkeiten direkt einzugeben. Mit EED lassen sich die Wärmeträgertemperaturen einer festgelegten Sondenanordnung für einen bestimmten Zeitraum oder die erforderliche Bohrlochlänge, um eine bestimmte Temperatur zu erreichen, berechnen. Durch die Benutzung der g -Funktionen hat dieses Programm eine vergleichsweise kurze Rechendauer. Grundwasserflüsse werden nicht berücksichtigt.

PILESIM ist ein Simulationsmodell zur Berechnung der thermischen Leistung eines Wärme- oder Kältesystems mit Energiepfählen¹ oder Erdwärmesonden [56]. Das Programm basiert auf dem TRNDST-Modell und wurde für die Simulation von Energiepfählen erweitert. Es ermöglicht die Definition von jährlichen Wärme- und Kältelasten, die Berücksichtigung von Wärmepumpen bzw. Kältemaschinen und die Definition verschiedener Bodenschichten mit unterschiedlichen Parametern. Es gelten dieselben Limitierungen bezüglich der Sondenanordnung, d. h. gleichförmige Anordnung der Erdwärmesonden in einem zylindrischen Speichervolumen, wie beim TRNDST-Modell. Im Gegensatz zu diesem wird der Grundwasserfluss jedoch berücksichtigt.

Das Simulationsmodell **EWS** verwendet für die Simulation der thermischen Vorgänge im Nahbereich der Erdwärmesonden das Crank-Nicholson-Verfahren [53], [54], [55]. Um Sondenfelder zu berechnen, wird auf die g -Funktionen, s. o., zurückgegriffen. Auch bei diesem Modell können bis zu zehn Bodenschichten mit unterschiedlichen Stoffparametern nachgebildet werden. Die Be- und Entladeleistungen können frei gewählt werden. Zeitschritte im Bereich von Minuten sind möglich.

2.2.2.2 Bewertung der Eignung hinsichtlich der Aufgabenstellung

Von den vorgestellten Simulationsmodellen ist das TRNSBM-Modell am geeignetsten für die Simulation des zu untersuchenden Erdsonden-Wärmespeichers. Mit dem TRNSBM-Modell kann die Sondenkonfiguration frei gewählt werden und es können hydraulische Gruppen definiert werden. Damit ist eine detaillierte Nachbildung des zu untersuchenden Erdsonden-Wärmespeichers unter Berücksichtigung der gemessenen Eintrittstemperaturen und Durchflüsse möglich. Außerdem besteht die Möglichkeit der Einbindung des Modells in ein Simulationsprogramm zur Berechnung der instationären thermischen Prozesse in einem System mit Solarkollektoren, Gebäuden, Gaskessel etc. Die Notwendigkeit der Berücksichtigung eines Grundwasserflusses besteht nicht, da die hydraulische Durchlässigkeit am Standort Neckarsulm im Bereich von 10^{-7} bis 10^{-8} m/s liegt [61]. Der Grundwasserfluss durch den Erdsonden-Wärmespeicher kann deshalb vernachlässigt werden.

¹ Energiepfähle: Die Beton-Gründungspfähle von Gebäuden werden zusätzlich für das Heiz- bzw. Kühlsystem genutzt.

2.2.3 Superposition Borehole Model

1986 wurde das „Superposition Borehole Model“ (SBM) veröffentlicht [66]. Das SBM-Modell ist ein eigenständiges Fortranprogramm zur Berechnung der thermischen Vorgänge im Erdreich mit einer oder mehreren Erdwärmesonde(n). Eine detaillierte Beschreibung der zugrunde liegenden Theorie des Programms ist in [67] und [68] gegeben. Das „Superposition Borehole Model“ wurde 1996 zum „Superposition Borehole Model for TRNSYS“ (TRNSBM) erweitert [11]. Neben der Ankopplung an TRNSYS wurden Ergänzungen, z. B. hinsichtlich der Anzahl möglicher Bodenschichten, durchgeführt [58].

In diesem Abschnitt werden die für das Verständnis des Modells wichtigsten Grundlagen aus oben genannten Quellen in Kurzform dargestellt. Um die thermischen Vorgänge im Erdreich bei der Nutzung von Erdwärmesonden berechnen zu können, müssen die Prozesse im Bohrloch und in dessen Umgebung betrachtet werden. Bei dem Vorhandensein mehrerer Erdwärmesonden muss für langfristige Berechnungen auch deren Temperaturfeldüberlagerung berücksichtigt werden. Man kann also eine Unterscheidung in den lokalen Prozess im Bohrloch und dessen unmittelbarer Umgebung und den globalen Prozess im Speichervolumen und dessen Umgebung treffen. Das dreidimensionale Temperaturfeld um die Bohrlöcher wird durch Superposition der zweidimensionalen axialsymmetrischen numerischen Lösung jedes Bohrlochs berechnet.

Randbedingungen des Modells

Die angegebenen Gleichungen beinhalten folgende Vereinfachungen:

1. Die thermischen Stoffeigenschaften der einzelnen Bodenschichten sind nicht temperatur- und feuchteabhängig.
2. Die ungestörte Bodentemperatur ist konstant oder hat einen linear ansteigenden geothermischen Gradienten.
3. Konvektiver Wärmetransport durch Grundwasser wird nicht berücksichtigt.
4. Es erfolgt keine Wasserentnahme aus dem Untergrund.

Wärmetransport im Bohrloch

Zur Veranschaulichung der Wärmetransportvorgänge im Bohrloch dient Bild 5. Bei den Betrachtungen wird eine Dämmung der einzelnen Erdwärmesonden im oberen Bereich nicht berücksichtigt; die Angaben beziehen sich auf die aktive Speicherhöhe H .

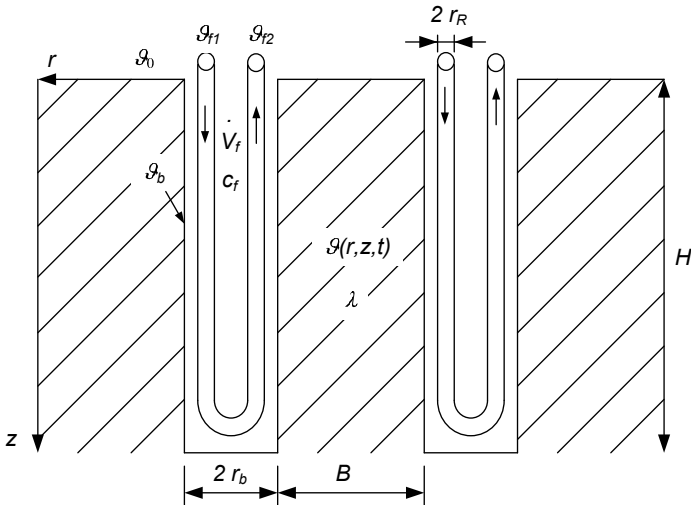


Bild 5: Bezeichnungen des Bohrlochs bzw. der Erdwärmesonden nach [69]

Zur Ein- bzw. Ausspeicherung von Wärme in das bzw. aus dem Erdreich strömt ein Wärmeträgerfluid durch vertikale U-förmige-Rohre, so genannte Erdwärmesonden, und gibt dabei Wärme an das Erdreich ab bzw. nimmt Wärme auf. Das Bohrloch, in dem sich die Erdwärmesonden befinden, ist typischerweise mit einer Mischung, z. B. aus Bentonit, Sand, Zement und Wasser, oder mit Wasser verfüllt. In den letzten Jahren sind, zum Beispiel in Crailsheim [107], auch thermisch verbesserte Verfüllmaterialien mit Wärmeleitfähigkeiten größer $2 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ zur Anwendung gekommen.

Der spezifische Wärmestrom \dot{q} vom Wärmeträgerfluid an das Erdreich ist maßgeblich vom thermischen Bohrlochwiderstand R_b und der Temperaturdifferenz zwischen Wärmeträgerfluid ϑ_f und Bohrlochwand ϑ_b abhängig, siehe Gleichung (2-6).

$$\dot{q} = \frac{\vartheta_b - \vartheta_f}{R_b} \quad (2-6)$$

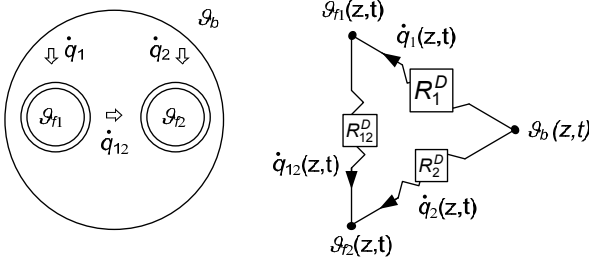


Bild 6: Bohrlochschnitt mit Wärmeströmen und thermischen Widerständen, nach [67]

Die Fluidtemperaturen ϑ in den auf- bzw. absteigenden Rohrschnitten werden mit der stationären Wärmebilanz entsprechend Gleichung (2-7) bzw. (2-8) unter Berücksichtigung der Wärmeübertragung vom bzw. an das Erdreich und zwischen den Rohrschnitten berechnet, siehe Bild 6. Die Wärmeleitung entlang der Rohre wird vernachlässigt. R_1^D und R_2^D sind die thermischen Widerstände zwischen den Rohrschnitten und der Bohrlochwand sowie R_{12}^D der thermische Widerstand zwischen dem auf- bzw. absteigenden Rohrschnitt.

$$\text{Rohr 1: } \dot{q}_1 - \dot{q}_{12} = \rho_f \cdot c_f \cdot \dot{V}_f \cdot \frac{\partial \vartheta_{f_1}}{\partial z} = \frac{\vartheta_b - \vartheta_{f_1}}{R_1^D} - \frac{\vartheta_{f_1} - \vartheta_{f_2}}{R_{12}^D} \quad (2-7)$$

$$\text{Rohr 2: } \dot{q}_2 + \dot{q}_{12} = -\rho_f \cdot c_f \cdot \dot{V}_f \cdot \frac{\partial \vartheta_{f_2}}{\partial z} = \frac{\vartheta_b - \vartheta_{f_2}}{R_2^D} + \frac{\vartheta_{f_1} - \vartheta_{f_2}}{R_{12}^D} \quad (2-8)$$

Die stationäre Berechnung der Fluidtemperaturen ist streng genommen nur für genügend große Zeitschritte t_b , siehe Gleichung (2-9), [69], gültig. Die Berechnung des unteren Limits für den Zeitschritt erfolgt mit dem Bohrlochradius r_b , der Temperaturleitfähigkeit a^2 und unter Berücksichtigung der Zeit, die das Fluid zum Durchströmen des Rohres benötigt, nach Gleichung (2-9). Für den Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm ergibt sich ein Zeitschritt von ca. zehn Stunden. Die Berechnung der ein- und ausgespeicherten Wärmemengen ist daher nur für genügend große Bilanzzeiträume (z. B. Monate) korrekt. Für die täglichen Wärmemengen konnte keine gute Übereinstimmung zwischen gemessenen und berechneten Werten erreicht werden. Simulationszeitschritte im Bereich von Minuten sind jedoch zur Abbildung des instationären thermischen Verhaltens von thermischen Solarkollektoren notwendig, daher wurde bei den in den folgenden Kapiteln vorgestellten Berechnungen ein Zeitschritt von zehn Minuten gewählt.

² Für den Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm ergibt sich eine Temperaturleitfähigkeit von:

$$a = \frac{\lambda}{\rho \cdot c_p} = \frac{2,2 \text{ W/(m} \cdot \text{K)}}{2,85 \cdot 10^6 \text{ J/(m}^3 \cdot \text{K)}} = 7,72 \cdot 10^{-7} \frac{\text{m}^2}{\text{s}}$$

$$t_b = \frac{5 \cdot r_b^2}{a} + \pi \cdot r_{p_i}^2 \cdot \frac{2 \cdot H}{V_f} \quad (2-9)$$

Die beiden gekoppelten Differentialgleichungen (2-7) bzw. (2-8) zur Berechnung der Fluidtemperaturen werden mit der Laplace-Technik gelöst. Als Lösungen ergeben sich die Gleichungen (2-10) und (2-11). Die Funktionen f_1, f_2, \dots, f_5 sind in [69] gegeben, ζ wird als Integrationsvariable verwendet. Für die Temperatur an der i -ten Bohrlochwand \mathcal{G}_{b_i} gilt Gleichung (2-22).

$$\mathcal{G}_f(z_i, t) = \mathcal{G}_f(0, t) \cdot f_1(z_i) + \mathcal{G}_{f_2}(0, t) \cdot f_2(z_i) + \int_0^{z_i} \mathcal{G}_{b_i}(\zeta, t) \cdot f_4(z_i - \zeta) \cdot d\zeta \quad (2-10)$$

$$\mathcal{G}_{f_2}(z_i, t) = -\mathcal{G}_f(0, t) \cdot f_2(z_i) + \mathcal{G}_{f_2}(0, t) \cdot f_3(z_i) - \int_0^{z_i} \mathcal{G}_{b_i}(\zeta, t) \cdot f_5(z_i - \zeta) \cdot d\zeta \quad (2-11)$$

Als geometrische Randbedingung gilt, dass die beiden Fluidtemperaturen am Sondenfuß entsprechend (2-12) gleich sein müssen.

$$\mathcal{G}_f(H_i, t) = \mathcal{G}_{f_2}(H_i, t) \quad (2-12)$$

Mit $\mathcal{G}_{f,out}(t) = \mathcal{G}_{f_2}(0, t)$ ergibt sich als Fluid-Austrittstemperatur Gleichung (2-13).

$$\mathcal{G}_{f,out}(t) = \frac{f_1(H_i) + f_2(H_i)}{f_3(H_i) - f_2(H_i)} \cdot \mathcal{G}_{f,in}(t) + \frac{\int_0^{H_i} \mathcal{G}_b(\zeta, t) \cdot [(f_4(H_i - \zeta) + f_5(H_i - \zeta))] d\zeta}{f_3(H_i) - f_2(H_i)} \cdot d\zeta \quad (2-13)$$

Wärmetransport um das Bohrloch

Die Wärmetransportvorgänge durch Wärmeleitung in der unmittelbaren Umgebung eines Bohrlochs werden mit der Wärmeleitgleichung nach Fourier entsprechend Gleichung (2-14) beschrieben. Hierbei wird das Erdreich als homogen und in erster Näherung halbumendlich angenommen. Die Berechnung der Wechselwirkung zwischen mehreren Erdwärmesonden erfolgt mit den Gleichungen (2-18) ff. Der Einfluss der Erdwärmesonden wird bei der Berechnung der axialsymmetrischen (zylindrischen) Wärmetransportvorgänge um das Bohrloch vernachlässigt.

$$\frac{1}{a} \cdot \frac{\partial \mathcal{G}}{\partial t} = \frac{\partial^2 \mathcal{G}}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial \mathcal{G}}{\partial r} + \frac{\partial^2 \mathcal{G}}{\partial z^2} \quad \text{mit } a = \frac{\lambda}{\rho \cdot c_p} \quad (2-14)$$

Die Berechnung des Wärmetransports im Boden erfolgt mit der Finite Differenzen Methode (FDM). Dabei wird die Wärmeleitgleichung für jedes einzelne Bohrloch gelöst. Als Randbedingung wird davon ausgegangen, dass die Temperatur an der Erdoberfläche gemäß Gleichung (2-15) konstant ist.

$$\vartheta = \vartheta_0 \text{ für } z = 0 \quad (2-15)$$

Außerdem dient als Anfangsbedingung die ungestörte Bodentemperatur ϑ_0 mit dem geothermischen Gradienten q_{geo} (2-16).

$$\vartheta_{t=0} = \vartheta_0 + \frac{q_{geo}}{\lambda} \cdot z \quad (2-16)$$

Wärmetransport bei thermisch gekoppelten Erdwärmesonden

Der Wärmetransport bei mehreren thermisch gekoppelten Erdwärmesonden ergibt sich aus der Überlagerung der folgenden Wärmetransportmechanismen: Für die Wärmeleitung im Boden außerhalb des Bohrlochs gilt die Wärmeleitgleichung entsprechend Gleichung (2-17).

$$\frac{1}{a} \cdot \frac{\partial \vartheta}{\partial t} = \frac{\partial^2 \vartheta}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \vartheta}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \vartheta}{\partial z^2} \quad (2-17)$$

Außerdem gelten als Randbedingung Gleichung (2-15) und als Anfangsbedingung Gleichung (2-16). Die Wärmebilanz nach Gleichung (2-7) und (2-8) wird für jedes einzelne Bohrloch berechnet; die Eintrittstemperatur des Bohrlochs i bestimmt sich dabei durch die hydraulische Kopplung der Erdwärmesonden.

Globaler Wärmetransport im Erdwärmesondenfeld

Bei einer großen Anzahl Erdwärmesonden sind die thermischen Prozesse im Boden recht komplex. Um diese gut abbilden zu können und wegen des steilen Temperaturgradienten um das Bohrloch herum sowie wegen der dreidimensionalen Geometrie im Boden wird ein sehr enges Rechengitter für die Berechnung der Wärmetransportvorgänge benötigt. Es werden daher Symmetrien bei der Anordnung der Erdwärmesonden ausgenutzt, um den Rechenaufwand zu minimieren. Erdwärmesonden mit den gleichen geometrischen Randbedingungen und Eintrittstemperaturen sowie dem gleichem Durchfluss gehören dabei zur selben Symmetriegruppe.

Für die Berechnung des Wärmetransports wird die Superpositionstechnik angewandt. Eine ausführliche Beschreibung ist in [67] gegeben; im Folgenden werden lediglich die für die Berechnung wichtigsten Formeln vorgestellt. Für die Berechnung des Gesamtwärmestroms des Bohrlochs i gilt Gleichung (2-18).

$$q_i = q_{i,1} + q_{i,2} = q_i(z_i, t) \quad (2-18)$$

Für den Fall eines einzelnen Bohrlochs ergibt sich Gleichung (2-19). Dabei wird angenommen, dass die Wärmeinjektion bzw. der Wärmeentzug aller anderen Erdwärmesonden Null ist.

$$\mathcal{G}_i = \mathcal{G}_i(r_i, z_i, t) \quad (2-19)$$

Die eindimensionale ungestörte Bodentemperatur in der Vertikalen ergibt sich unter Berücksichtigung von Gleichung (2-16) zu:

$$\mathcal{G}_v(z) = \mathcal{G}_0 + \frac{q_{geo}}{\lambda} \cdot z \quad (2-20)$$

Die Temperatur im Erdreich ergibt sich durch Überlagerung (Superposition) der partikulären Lösungen zu:

$$\mathcal{G}(x, y, z, t) = \mathcal{G}_v(z) + \sum_{\substack{i=1 \\ (i \neq 0)}}^N \mathcal{G}_i(r_i, z_i, t) \quad (2-21)$$

Für die Temperatur an der Bohrlochwand ergibt sich:

$$\mathcal{G}_{b,i}(z_i, t) = \mathcal{G}_v|_{z_i} + \mathcal{G}_i(r_b, z_i, t) + \sum_{j \neq i} \mathcal{G}_j|_{r_i=0, z_i} \quad (2-22)$$

Kopplung der Lösungen für die Temperaturen \mathcal{G}_i

Der Wärmestrom je Bohrloch i wird entsprechend (2-23), siehe auch (2-7) bzw. (2-8) berechnet.

$$q_i(z_i, t) = \frac{\mathcal{G}_{b,i} - \mathcal{G}_{f1,i}}{R_1^D} + \frac{\mathcal{G}_{b,i} - \mathcal{G}_{f2,i}}{R_2^D} \quad (2-23)$$

Der Wärmestrom kann auch mit der Lösung für \mathcal{G}_i entsprechend Gleichung (2-24) berechnet werden.

$$q_i(z_i, t) = 2 \cdot \pi \cdot r_b \cdot \lambda \cdot \left. \frac{\partial \mathcal{G}_i}{\partial r_i} \right|_{r_i=r_b} \quad (2-24)$$

Die Kopplung der beiden Berechnungsansätze für den Wärmestrom ergibt:

$$\frac{\mathcal{G}_{b,i} - \mathcal{G}_{f1,i}}{R_1^D} + \frac{\mathcal{G}_{b,i} - \mathcal{G}_{f2,i}}{R_2^D} = 2 \cdot \pi \cdot r_b \cdot \lambda \cdot \left. \frac{\partial \mathcal{G}_i}{\partial r_i} \right|_{r_i=r_b} \quad (2-25)$$

Die Berechnung der Temperaturen $\mathcal{G}_i(r_i, z_i, t)$ erfolgt für alle i gleichzeitig. Für jedes Bohrloch i wird ein rechteckiges Rechengitter definiert, dessen Temperaturknoten sich in der Mitte der betreffenden Zelle befindet. Das Rechengitter hat kleine Zellweiten nahe am Bohrloch und größere Zellweiten mit zunehmendem Abstand vom Bohrloch. Der Wärmestrom der letzten Zelle ist in vertikaler und horizontaler Richtung Null.

Erstellung des vertikalen und horizontalen Rechengitters

Die Wahl des Rechengitters hat einen entscheidenden Einfluss auf die Genauigkeit des Ergebnisses bzw. die Rechendauer und ist von der Art des Problems abhängig. Die Eindringtiefe eines Wärmeimpulses r_{pen} in **radialer Richtung** nach der Zeit t wird nach Gleichung (2-26) berechnet.

$$r_{pen} = \sqrt{a \cdot t} \quad (2-26)$$

Bei Systemen mit mehreren Bohrlöchern sollen wenigstens drei Zellen zwischen zwei benachbarten Bohrlöchern liegen. Als Anforderung für den minimalen Radius Δr_{min} der kleinsten Zelle ergibt sich nach [67] :

$$\Delta r_{min} = \min\left(\sqrt{a \cdot t_{min}}, \frac{H}{5}, \frac{B_{min}}{3}\right) \quad (2-27)$$

Hierbei ist t_{min} das kürzeste Zeitintervall zwischen einer Änderung der Ladebedingung und der „printout time“ [67]. Mit „printout time“ ist der Zeitpunkt gemeint, zu dem das SBM-Modell Temperaturen und / oder Wärmemengen in eine externe Datei schreibt.

Für Systeme mit einer größeren Anzahl an Erdwärmesonden soll das Gitter außerdem folgender Anforderung genügen :

$$\Delta r = 6 \cdot 0,5 \cdot \Delta r_{min} ; 2 \cdot \Delta r_{min} ; 2 \cdot 2 \cdot \Delta r_{min} ; 2 \cdot 4 \cdot \Delta r_{min} ; 2 \cdot 8 \cdot \Delta r_{min} ; 2 \cdot 16 \cdot \Delta r_{min} \dots \quad (2-28)$$

Die letzte Zelle des Rechengitters soll vom Zentrum so weit entfernt sein, dass gilt:

$$r_{max} \geq \max(3 \cdot \sqrt{a \cdot t_{max}}, B_{max}) \quad (2-29)$$

Das Rechengitter in **vertikaler Richtung** wird durch das Simulationsmodell automatisch generiert. Mit dem Faktor n , siehe Gleichung (2-30), kann lediglich die Anzahl der Zellen in vertikaler Richtung bestimmt werden. Für die Größe der ersten Zelle Δz_1 (oberer Rand des Bohrlochs) gilt Gleichung (2-30).

$$\Delta z_1 = \frac{H}{2} \cdot \frac{\sqrt{2} - 1}{(\sqrt{2})^n - 1} \quad \text{mit } n = 1 \dots 6 \quad (2-30)$$

Die Zellweite vergrößert sich jeweils um den Faktor $\sqrt{2}$ bis zur Mitte des Bohrlochs; für den unteren Bereich des Bohrlochs wird das Rechengitter spiegelsymmetrisch erstellt. Ober- und unterhalb des Bohrlochs vergrößern sich die Zellen um den Faktor 2. Die Anzahl Zellen in vertikaler Richtung beträgt $4 \cdot n + 8$. Eine schematische Darstellung des radialen und vertikalen Rechengitters zeigt Bild 7. In Bild 8 ist ein Ausschnitt des radialen Gitters 1, siehe Tabelle 5, dargestellt.

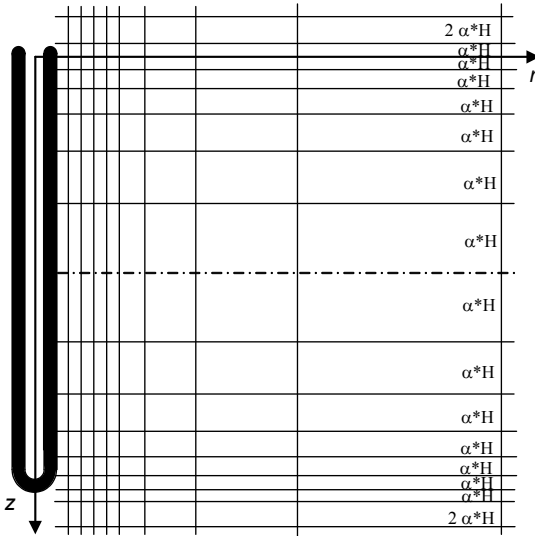


Bild 7: Aufbau des radialen und vertikalen Rechengitters mit $n = 6$

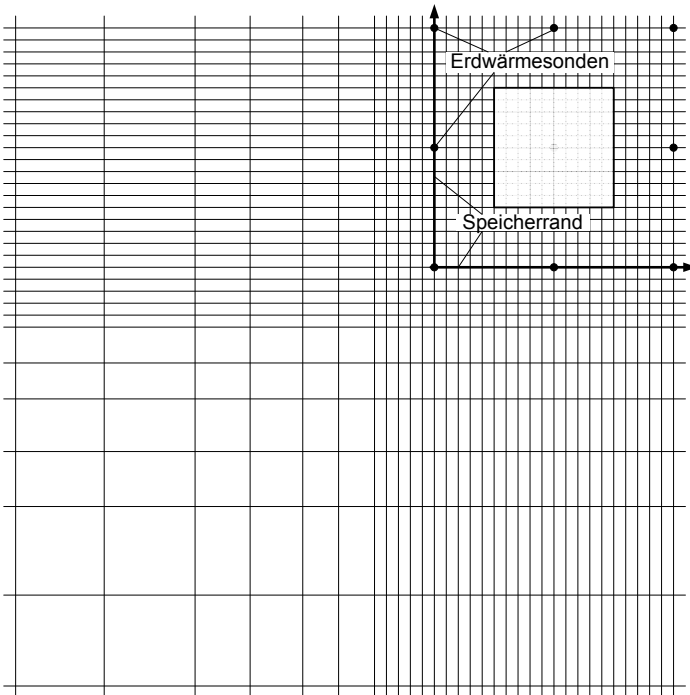


Bild 8: Aufbau des radialen Rechengitters

Überprüfung des Simulationsmodells in der Literatur

Das SBM-Modell, das dem TRNSBM-Modell zugrunde liegt, wurde mit Messwerten des Erdsonden-Wärmespeichers in Luleå (Schweden) überprüft. Dieser besteht aus 120 Erdwärmesonden mit einer Tiefe von 65 m. Es wurden während des Betriebes Temperaturen bis 82°C gemessen. Der Bau des Erdsonden-Wärmespeichers erfolgte 1982-83, für die Validierung wurden Messwerte von 1983 bis 1988 verwendet [70]. Die Abweichungen der gemessenen zu den berechneten Be- bzw. Entladewärmemengen betragen in allen Be- und Entladeperioden maximal 4,9%; die mittlere absolute Abweichung betrug 1,8% [70].

Außerdem wurde das SBM-Modell anhand der Messdaten des Erdsonden-Wärmespeichers in Stockton (USA) überprüft [72]. Dieser Erdsonden-Wärmespeicher besteht aus 400 Erdwärmesonden und hat eine Tiefe von 130 m. Der Bau des Erdsonden-Wärmespeichers erfolgte 1993, die Validierung erfolgte für die Betriebsjahre 1994-96. Während dieser Zeit wurden Speichertemperaturen von etwa 20°C erreicht. Bei den Simulationen wurden 100 Symmetriegruppen (je vier Erdwärmesonden pro Symmetriegruppe) gebildet, um die Rechenzeit zu verkürzen. Der Vergleich der gemessenen und berechneten Temperaturen deutete auf einen Grundwasserfluss hin: Die gemessenen Temperaturen waren niedriger als die berechneten Temperaturen. Die Differenz zwischen den gemessenen und berechneten Temperaturen betrug an den fünf Messstellen in 70 m Tiefe nach zwei Jahren (Ende 1996) maximal 2,7 K.

Der Pilotspeicher in Neckarsulm mit 36 Erdwärmesonden und einer Tiefe von 30 m wurde 1997-1998 im Rahmen eines Versuchsprogramms be- und entladen [73]. Dabei wurden Speichertemperaturen von 53°C erreicht, siehe Bild 9. Zur Validierung der Speicherparameter wurden die gemessenen Speichereintrittstemperaturen und Durchflüsse als Eingabewerte in das SBM-Modell verwendet. Der Vergleich der berechneten und gemessenen Speicheraustritts- und Erdreichtemperaturen zeigt eine gute Übereinstimmung, siehe Bild 9 [74]. Bei den berechneten Austrittstemperaturen ist ein Überschwingen zu erkennen, da die Wärmekapazität des Bohrlochs vernachlässigt wird. Dies bedeutet, dass das reale System träger ist.

Der Pilotspeicher in Neckarsulm wurde 1998 auf 168 Erdwärmesonden ausgebaut (1. Ausbau). Der reguläre Betrieb startete im Januar 1999. Bild 10 zeigt gemessene und mit dem SBM-Modell berechnete Temperaturen des ersten Ausbaus [75]. Auch hier ist eine gute Übereinstimmung des Temperaturverlaufs zwischen gemessenen und berechneten Werten gegeben, die absolute Abweichung beträgt nach knapp 2½ Betriebsjahren maximal 3-4 K. Es zeigt sich jedoch, dass bei der besten Übereinstimmung zwischen berechneten und gemessenen Werten die ermittelten

Werte für die Wärmeleitfähigkeit mit $2,2 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$ ca. 10% höher und die volumetrische Wärmekapazität mit $2,85 \text{ MJ/(m}^3\cdot\text{K)}$ ca. 5% niedriger waren als bei der Parameteridentifikation für den Pilotspeicher.

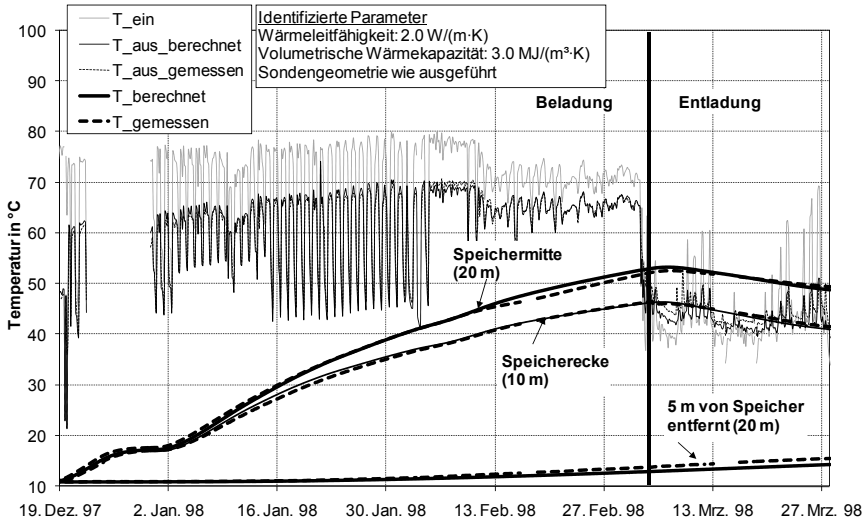


Bild 9: Vergleich gemessener und berechneter Temperaturverläufe im Pilotspeicher 1997 und 1998 [74]

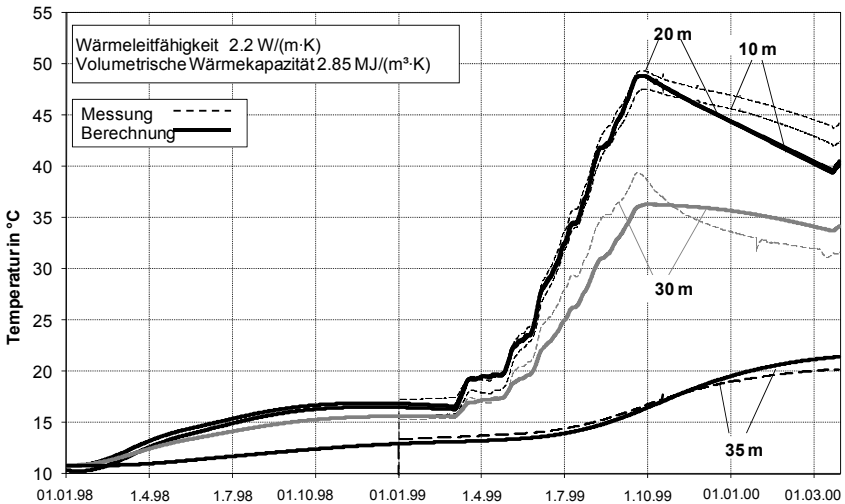


Bild 10: Vergleich gemessener und berechneter Temperaturverläufe in verschiedenen Tiefen in der Mitte des 1. Ausbaus (Messposition M14, siehe Anhang 11.5) von 1998 bis 2000, [75]

3 Nahwärmeversorgung Neckarsulm

In diesem Kapitel wird die solar unterstützte Nahwärmeversorgung (SUN) mit Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm beschrieben. Es werden ausgewählte Messergebnisse vorgestellt und eine Messfehlerbetrachtung durchgeführt. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die Messergebnisse, d. h. Temperaturen und Durchflüsse, des Erdsonden-Wärmespeichers gelegt. Mit den in der SUN Neckarsulm gemessenen Daten wird die Validierung sowohl des SBM-Modells auch des Nahwärme-Simulationsmodells durchgeführt.

3.1 Beschreibung der Nahwärmeversorgung

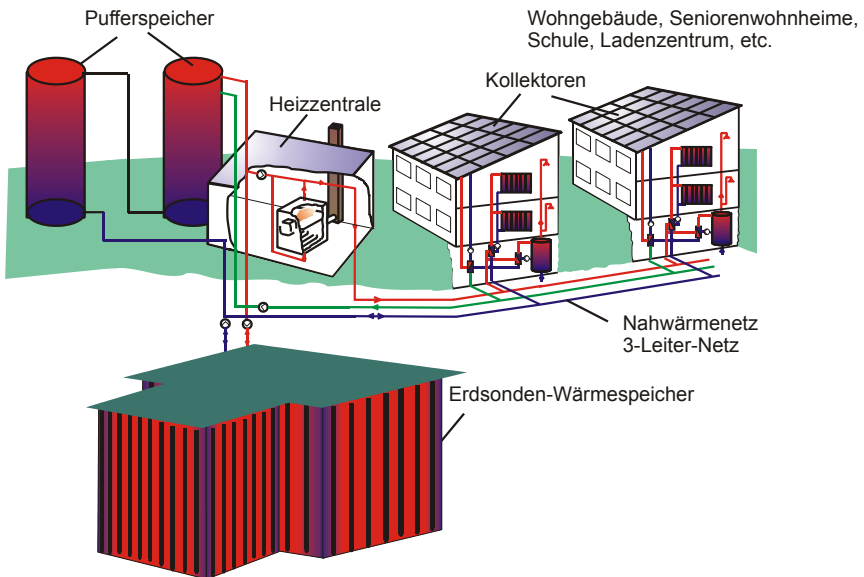


Bild 11: Schema der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Neckarsulm

In Neckarsulm wird seit 1997 eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit einem Erdsonden-Wärmespeicher gebaut. Die Nahwärmeversorgung umfasste im Jahr 2004 etwa 270 Wohneinheiten und Ende 2008 etwa 300 Wohneinheiten in Ein-, Reihen- und Mehrfamilienhäusern sowie zwei Seniorenwohnheimen. Außerdem sind eine Schule und ein Ladenzentrum an die Nahwärmeversorgung angeschlossen. Im Jahr 2004 betrug die Kollektorfläche 5263 m² (3,68 MW_{th}) und wurde auf 5670 m² (3,97 MW_{th})

erweitert. Die mit den Kollektoren erzeugte solare Wärme wird zunächst in zwei Pufferspeichern gespeichert, siehe Bild 11. Die Daten zu den Kollektorfeldern sind dem Anhang, Abschnitt 11.4 zu entnehmen. Bei Bedarf wird die Wärme an das Nahwärmenetz abgegeben, die überschüssige Wärme wird in den Erdsonden-Wärmespeicher eingespeichert. Der Erdsonden-Wärmespeicher mit einem Volumen von 63360 m³ dient als Langzeit-Wärmespeicher und wurde bisher zweimal entsprechend des Baufortschrittes bei den Gebäuden erweitert. Die in Zeiten hoher solarer Wärmelieferung eingespeicherte Wärme wird dem Erdsonden-Wärmespeicher in den Zeiten hohen Wärmebedarfs zur Wärmeversorgung der Gebäude entnommen. Die beiden Pufferspeicher mit einem Volumen von je 100 m³ sind notwendig, da die Kollektoren eine höhere Wärmeleistung liefern, als der Erdsonden-Wärmespeicher zeitgleich aufnehmen kann. Mit einem Niedertemperatur-Gaskessel wird zusätzliche Wärme geliefert, falls weder die Kollektoren noch die Speicher genügend Wärme auf dem erforderlichen Temperaturniveau liefern können. Mit diesem System soll ein solarer Deckungsanteil von 50% erreicht werden. Eine ausführliche Beschreibung des Projektes ist unter anderem in [18] zu finden.

Mit dem Bau des Erdsonden-Wärmespeichers wurde 1997 begonnen (Pilotspeicher, 36 Erdwärmesonden). Aufgrund der Zunahme an zu versorgenden Gebäuden wurde der Speicher im Jahr 1998 (1. Ausbau) auf 168 und im Jahr 2000 (2. Ausbau) auf 528 Erdwärmesonden erweitert. Die Erdwärmesonden sind als Doppel-U-Rohre mit einer Länge von jeweils 30 m ausgeführt und bestehen aus Polybuten. Die U-Rohre haben einen Außendurchmesser von 25 mm bei einer Wandstärke von 2,3 mm. Die Bohrlöcher sind verfüllt, um einen guten thermischen Kontakt zwischen Erdwärmesonde und Bohrlochwand zu gewährleisten. Der Bohrlochdurchmesser beträgt beim Pilotspeicher 115 mm und wurde beim ersten und zweiten Speicherausbau auf 150 mm erhöht, um einen größeren Schenkelabstand zwischen den Erdwärmesonden zu erreichen. Damit wird das Wärmeübertragungsvermögen von den Erdwärmesonden an das Erdreich vergrößert [75]. Die Abstände zwischen den Erdwärmesonden betragen beim Pilotspeicher und in der 1. Ausbaustufe 2 m. Bei der 2. Ausbaustufe beträgt der Sondenabstand 1,5 m im Speicherzentrum und 2,5 m an den Speicherrändern, um die Wärmeverluste an den Speicherrändern zu minimieren. Bei der Beladung strömt das warme Wasser vom Zentrum des Speichers durch die Erdwärmesonden zum Randbereich, bei der Entladung wird die Durchströmungsrichtung umgekehrt. Es sind jeweils sechs Erdwärmesonden, siehe Bild 71, seriell verbunden. Die Erdwärmesonden sind in insgesamt zehn Anschlusschächten an die Vor- bzw. Rücklaufleitung angeschlossen. Die Bezeichnungen M01 bis M18 in Bild 71 geben die Positionen der Messlanzen an, an denen Widerstandstemperaturfühler in verschiedenen Tiefen angebracht sind. Die Bezeichnungen mit Angabe der Tiefe der einzelnen Temperaturfühler sind im Anhang, Abschnitt 11.5 (Tabelle 22 und Bild 72) angegeben.

3.2 Auswertung der Messdaten

3.2.1 Datenbasis

Die Vermessung des Nahwärmesystems in Neckarsulm erfolgt in der Heizzentrale und im bzw. am Erdsonden-Wärmespeicher. Es werden Temperaturen im Erdreich, in den Verteilern der Anschlusschächte der Erdwärmesonden, in den Pufferspeichern und in den Rohrleitungen in der Heizzentrale gemessen. Die Durchflüsse des Netzkreises, des Solarkreises und des Speicherkreises werden ebenfalls in der Heizzentrale gemessen, siehe Hydraulikschema mit Angabe der Messpositionen im Abschnitt 11.2. Im Abschnitt 11.3 ist das Regelungsschema der Nahwärmeversorgung aufgeführt. Die Wetterdaten Außentemperatur und solare Einstrahlung werden auf dem Turnhallendach gemessen. Außerdem werden an der Oberseite des Erdsonden-Wärmespeichers an fünf Positionen die Wärmeströme durch die Dämmung gemessen. Neben diesen Daten stehen in zeitlich unregelmäßigen Abständen Daten zu den Wärmemengen der Kollektorfelder und der Gebäude zur Verfügung. Diese Daten wurden durch die Stadtwerke Neckarsulm erfasst und zur Verfügung gestellt.

Die Dauer eines Messzyklus beträgt etwa eine Minute, daraus werden 10-Minuten-Mittelwerte berechnet und zur weiteren Auswertung gespeichert. Stunden- bzw. tageweise Messdatenausfälle wurden kompensiert, indem die Datenlücken dieser Zeiträume mit Daten vorheriger bzw. nachfolgender Tage aufgefüllt wurden. Die Tagesauswahl zur Kompensation der Datenausfälle wurde nach der solaren Einstrahlung und der Außentemperatur getroffen. Die Vergleichsdaten stammen von der Wetterstation des Instituts für Thermodynamik und Wärmetechnik der Universität Stuttgart bzw. vom Deutschen Wetterdienst.

Weil die Durchströmung im Rücklauf des 3-Leiter-Netzes je nach Betriebszustand wechselt, wird während des Betriebs der Kollektorfelder nicht die tatsächliche Netzurücklauftemperatur gemessen. Die sekundärseitigen Kollektorrücklauftemperaturen der einzelnen Kollektorfelder werden aus Kostengründen nicht gemessen. Die Zeiträume, in denen nicht die tatsächliche Netzurücklauftemperatur gemessen wird, werden mit dem volumenstromgewichteten Tagesmittelwert der Netzurücklauftemperatur ohne Betrieb der Kollektorfelder ergänzt.

3.2.2 Fehlerbetrachtung

3.2.2.1 Messgeräte

Die Temperaturen im Erdreich und in der Heizzentrale werden mit Platinwiderstandsthermometern (Pt100) in 4-Leiter-Schaltung gemessen. Die Widerstandsthermometer entsprechen Klasse 1/3 B [81]. Es wurde außerdem eine Kalibrierung durchgeführt, um die Messgenauigkeit zu erhöhen. Für die Angabe der Messunsicherheit wurde diese Kalibrierung nicht berücksichtigt, da die Messunsicherheiten der verschiedenen Chargen unterschiedlich hoch sind. Die Messunsicherheit nach Klasse 1/3 B EN60751 ist damit die maximale Messunsicherheit. Die Auswertungen der Kalibrierdaten der Widerstandsthermometer haben ergeben, dass die Messunsicherheit mit Kalibrierung etwa 0,1 K geringer ist.

Die Durchflüsse in der Heizzentrale werden mit magnetisch induktiven Durchflussmessern (MID) des Typs Turbo MG711/E mit dem Messumformer PC2-A gemessen. Die Wärmeströme zur Ermittlung der Wärmeverluste durch die Wärmedämmung des Erdsonden-Wärmespeichers werden mit Wärmestrommessplatten des Typs 8 (250 mm · 250 mm · 1,5 mm) von Phymas gemessen. Die solare Strahlung wird mit zwei Pyranometern (horizontal und 15° geneigt) des Typs Kipp & Zonen CM11 und die Außenlufttemperatur mit einem ventilierten Lufttemperaturgeber gemessen.

Die Datenerfassung der Temperaturen im Erdreich erfolgt mit einem Agilent 34970A Messdatenerfassungs-/Schaltssystem mit HP 34901A 20-Kanal-Anker-Multiplexer-Modulen. Außerdem wurde ein - zwischenzeitlich ersetztes - HP 3852A-Datenerfassungssystem mit einem HP 44701A Multimeter und mit HP 44705A 20-Kanal-Relais-Multiplexermodulen eingesetzt. Über eine GPIB-Schnittstelle werden die Daten an den Messrechner geleitet. Die Kommunikation zwischen Messgerät und Messrechner erfolgt mit einer National Instruments PCI-GPIB-Datenerfassungskarte. Mit einer Impulzzählerkarte des Typs National Instruments PC-TIO-10 bzw. seit 2005 mit einer PCI-6602-Impulzzählerkarte werden die Daten der magnetisch induktiven Durchflussmesser erfasst und verarbeitet.

Die Kollektorfelder und Wärmeübergabestationen der einzelnen Gebäude sind sekundärseitig mit verschiedenen Typen von Wärmemengenzählern ausgestattet. Die Angabe der Messunsicherheit erfolgt nach Klasse 2 bzw. 3 EN 1434-1 [80]. Die Be- und Entladewärmemengen des Erdsonden-Wärmespeichers werden mit einem Wärmemengenzähler des Typs Aquametro Calec erfasst.

Tabelle 2: Messunsicherheiten der Messgeräte, Messumformer und Messdatenerfassung

Temperaturmessung		Messunsicherheit
Pt100 in 4-Leiter-Schaltung	Klasse 1/3 B	$\pm (0,1 + 0,0017 \cdot 9)$ in K [81]
Durchflussmessung		
Messaufnehmer (MID)	Turbo MG711/E	$\pm 1\%$ vom Messwert bei $v > 0,25$ m/s
Messumformer	Turbo PC2-A	$\pm 0,0025$ m/s bei $v < 0,25$ m/s [79]
solare Strahlung		
Pyranometer	Kipp & Zonen CM11	$\pm 0,5\%$ bei 20°C und 500 W [82]
Wärmestrommessung		
Wärmestrommessplatten	Phymeas Typ 8	$\pm 5\%$ [83]
Wärmemengenzähler		
Erdsonden-Wärmespeicher	Aquametro Calec	$\leq 0,5\%$ bei $\Delta T \geq 3$ K, typisch $\pm 0,3\%$ [84]
Solar-, Wärmeübergabestationen	nach EN 1434-1	Klasse 2: $\pm [3 + 4 \cdot \frac{\Delta \vartheta_{\min}}{\Delta \vartheta} + 0,02 \cdot \frac{q_p}{q}]$ in % [80] Klasse 3: $\pm [4 + 4 \cdot \frac{\Delta \vartheta_{\min}}{\Delta \vartheta} + 0,05 \cdot \frac{q_p}{q}]$ in % [80]
Messdatenerfassung		
Datenerfassung, Multimeter Widerstand	HP 3852A / HP 44701	300 Ω : $\pm 0,025\%$ vom Messwert + 6 m Ω [85]
Datenerfassung, Multimeter Gleichspannung	HP 3852A / HP 44701	30 mV: $\pm 0,03\%$ vom Messwert + 6 μ V [85]
Datenerfassung, Multimeter Widerstand	Agilent 34970A	$\pm [0,01\% \text{ Messwert} + 0,004\% \text{ Bereich}]$ [86]

3.2.2.2 Fehlerfortpflanzung der Messunsicherheit

Die in der vorliegenden Arbeit angegebenen Messergebnisse wurden durch Messung einer physikalischen Größe, z. B. des Widerstandes und anschließende Umrechnung, z. B. in die Temperatur, bestimmt, siehe (3-1). Dabei ist jede Messung mit Messunsicherheiten Δz behaftet. Bei der Berechnung eines Messergebnisses aus mehreren Messwerten muss die Fehlerfortpflanzung berücksichtigt werden. Diese erfolgt nach dem Gaußschen Fehlerfortpflanzungsgesetz. Das Maß für die Unsicherheit Δz des Mittelwertes \bar{z} wird nach (3-2) bestimmt [87]. Der maximale Fehler $\Delta \hat{z}$, entspricht der oberen Schranke der Unsicherheit, lässt sich nach (3-3) berechnen [88].

$$\bar{z} = f(\bar{x}; \bar{y}) \tag{3-1}$$

$$\Delta z = \sqrt{(z_x(\bar{x}; \bar{y}) \cdot \Delta x)^2 + (z_y(\bar{x}; \bar{y}) \cdot \Delta y)^2} \text{ mit } z_x(\bar{x}; \bar{y}) = \frac{\partial z_x}{\partial \bar{x}} \tag{3-2}$$

$$\Delta \hat{z} = |z_x(\bar{x}; \bar{y}) \cdot \Delta x| + |z_y(\bar{x}; \bar{y}) \cdot \Delta y| \tag{3-3}$$

3.2.2.3 Bestimmung der Messunsicherheit für Neckarsulm

Bei der Bestimmung der Messunsicherheiten wird die Messkette entsprechend Bild 12 berücksichtigt. Die maximalen Messunsicherheiten für die Temperaturen, Durchflüsse, solare Strahlung und die gemessenen bzw. berechneten Wärmeströme sind in Tabelle 3 zusammengefasst. Die Berechnung der Wärmeströme aus den gemessenen Durchflüssen und Temperaturen erfolgt entsprechend Gleichung (3-4). Die Temperaturabhängigkeit der Dichte und der spezifischen Wärmekapazität von Wasser und der Wasser-Glykol-Mischung wird entsprechend Literaturwerten berücksichtigt [92]. Durch die Verwendung der Literaturwerte entstehende Unsicherheiten werden nicht berücksichtigt. Die Unsicherheit der Temperaturmessung beträgt $\pm 0,3$ K und der Durchflussmessung $\pm 3\%$. Die Messunsicherheit der gemessenen Wärmeströme (Wärmestrommessplatten) beträgt $\pm 5,5\%$; während die Messunsicherheit der aus Messwerten berechneten Wärmeströme $\pm 3\%$ beträgt. Die obere Schranke der Messunsicherheit beträgt für die Berechnung des Wärmestroms $\pm 3,3\%$.

$$\dot{Q} = \dot{V} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (\vartheta_1 - \vartheta_2) \quad (3-4)$$

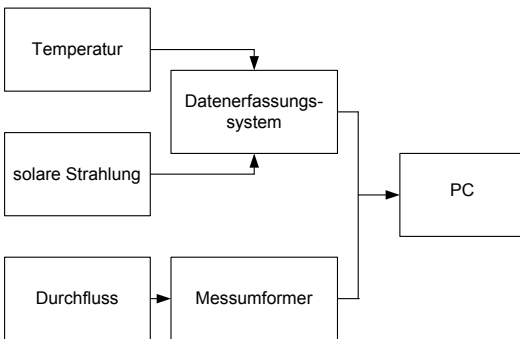


Bild 12: Schema der Messkette in Neckarsulm

Bei der Bestimmung der Messunsicherheit der Durchflussmessung wurden die typischen Durchflüsse des Jahres 2004 betrachtet. Dabei gilt der niedrigere Wert für den Solar- und den Speicherkreis und der höhere Wert für den Netzkreis. In einigen Betriebszuständen, zum Beispiel in sommerlichen Schwachlastperioden, ist der Durchfluss insbesondere im Nahwärmenetz sehr gering. Da die Rohrleitungen in der Heizzentrale bereits für den Endausbau ausgelegt, aber erst wenige Gebäude angeschlossen waren, erreicht der Messfehler bei einem sehr geringen Netzdurchfluss etwa 10%. In Tabelle 3 wurden die typischen Messunsicherheiten angegeben.

Bei den Solar- und Wärmeübergabestationen werden verschiedene Wärmemengenzähler (Siemens WSD4, WSD7, 2WR5, 2WR4, WSF3D) mit unterschiedlichen Genauigkeitsklassen und in unterschiedlichen Einbausituationen (Durchfluss, Temperaturbereich) eingesetzt. Es wird deshalb von einer maximalen Messunsicherheit von $\pm 5\%$ ausgegangen.

Tabelle 3: Messunsicherheiten für die Messkette in Neckarsulm

		Messunsicherheit
Temperatur		$\pm 0,3 \text{ K}$
Durchfluss		$\pm 1 - 3\%$
Solare Strahlung (für 500 W, 20°C)		$\pm 1\%$
Wärmestrommessplatten		$\pm 5,5\%$
Wärmemengenzähler	Erdsonden-Wärmespeicher	$\pm 0,5\%$
	Solar- und Wärmeübergabestationen	$\pm 5\%$
Berechneter Wärmestrom ³	ΔZ	$\pm 3\%$
	$\Delta \bar{Z}$	$\pm 3,3\%$

3.2.3 Ausgewählte Messergebnisse

3.2.3.1 Wärmebilanz

In Bild 13 sind die Wärmemengen für die solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm für das Betriebsjahr 2004 in einem Sankey-Diagramm dargestellt. In den Monaten November und Dezember 2004 wurde zusätzlich ein benachbartes Nahwärmegebiet mit Wärme versorgt. Im Folgenden werden die Werte, bei denen beide Nahwärmenetze berücksichtigt sind, in Klammern angegeben. Der solare Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf, d. h. Raumheizung und Trinkwassererwärmung, betrug im Jahr 2004 34% (23%). Damit mussten 66% (77%) benötigten Wärme mit fossilen Energieträgern (Erdgas) bereitgestellt werden. Die Wärmelieferung der Solarkollektoren betrug 1667 MWh (1629 MWh) und wurde zum einen direkt genutzt (568 MWh, 34%) und zum anderen in den Erdsonden-Wärmespeicher eingespeichert. Die bilanzierten Wärmeverluste der Solarleitung betragen 120 MWh, dies sind 7% der solar gewonnenen Wärme.

Die Beladewärmemenge des Erdsonden-Wärmespeichers betrug 979 MWh (59% der Wärmelieferung der Kollektoren), entladen wurden 187 MWh. Die Wärmeverluste und die „gespeicherte“ Wärmemenge des Erdsonden-Wärmespeichers betragen zusammen

³ Durchfluss 15 m³/h, $\vartheta_1 = 65^\circ\text{C}$, $\vartheta_2 = 45^\circ\text{C}$, Wasser

792 MWh. Die „gespeicherte“ Wärme kann nicht vollständig zurückgewonnen werden, da der Speicher zum einen Wärmeverluste an das umgebende Erdreich hat. Zum anderen kann der Speicher nur bis auf das Temperaturniveau der Netzurücklauf-temperatur entladen werden, da dies die niedrigste Temperatur im Nahwärmenetz ist. Diese betrug im Jahr 2004 in den Wintermonaten ca. 40 bis 45°C. Gegenüber einer ungestörten Erdreichtemperatur von ca. 10°C ergibt dies einen Temperaturunterschied von mindestens 30 K, der ohne Hilfsmittel (z. B. Wärmepumpe) nicht genutzt werden kann.

Die Wärmelieferung des Gaskessels betrug 1481 MWh (2360 MWh) und die Wärmelieferung ab Heizzentrale, die sich aus dem Wärmeverbrauch der Gebäude und den Netzverlusten des Wärmeverteilnetzes zusammensetzt, belief sich auf 2236 MWh (3114 MWh). Die Gebäude haben eine Wärmemenge von 1599 MWh (2478 MWh) bzw. 72% des Wärmebedarfs ab Heizzentrale verbraucht und die Netzverluste des Wärmeverteilnetzes betragen 637 MWh bzw. 28%. Die Netzverluste sind berechnet und ergeben sich aus der Bilanzierung.

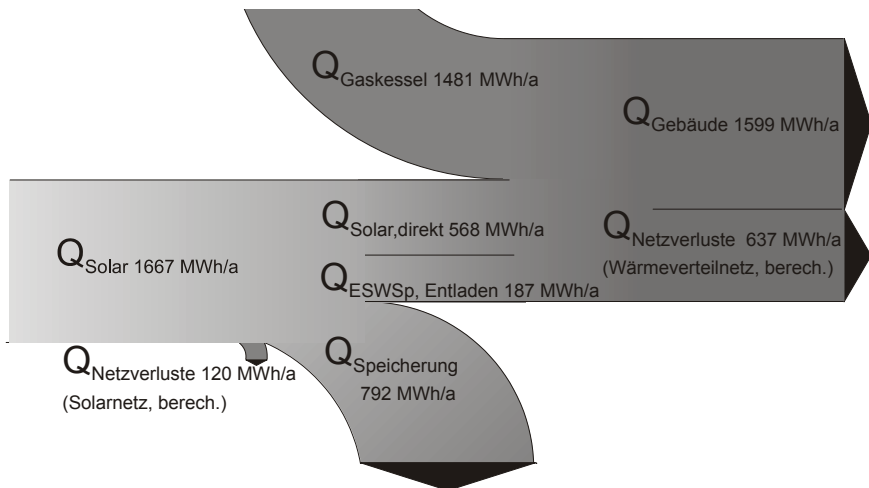


Bild 13: Sankey-Diagramm der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Neckarsulm für das Jahr 2004

3.2.3.2 Erdsonden-Wärmespeicher

Die Messwerte für den Erdsonden-Wärmespeicher werden in diesem Abschnitt detailliert dargestellt, um im folgenden Kapitel einen Vergleich der Simulationsergebnisse mit den Messdaten zu ermöglichen.

In Bild 14 sind die monatlichen Be- und Entladewärmemengen sowie die Temperaturen in der Mitte des 1. und 2. Ausbaus, siehe auch [18], in 10 m Tiefe dargestellt. Die Beladewärmemenge betrug im Jahr 2003 1492 MWh und im Jahr 2004 980 MWh, die Entladewärmemenge betrug 153 MWh im Jahr 2003 und 187 MWh im Jahr 2004. Es wurden bisher Maximaltemperaturen von ca. 65°C im Bereich des 2. Ausbaus und von ca. 55°C im Bereich des 1. Ausbaus erreicht. Die Temperaturen in den verschiedenen Speicherbereichen unterscheiden sich aufgrund der unterschiedlichen Beladung. Eine Annäherung der Temperaturen erfolgt nur sehr langsam, da die thermischen Ausgleichsvorgänge hauptsächlich auf Wärmeleitung beruhen.

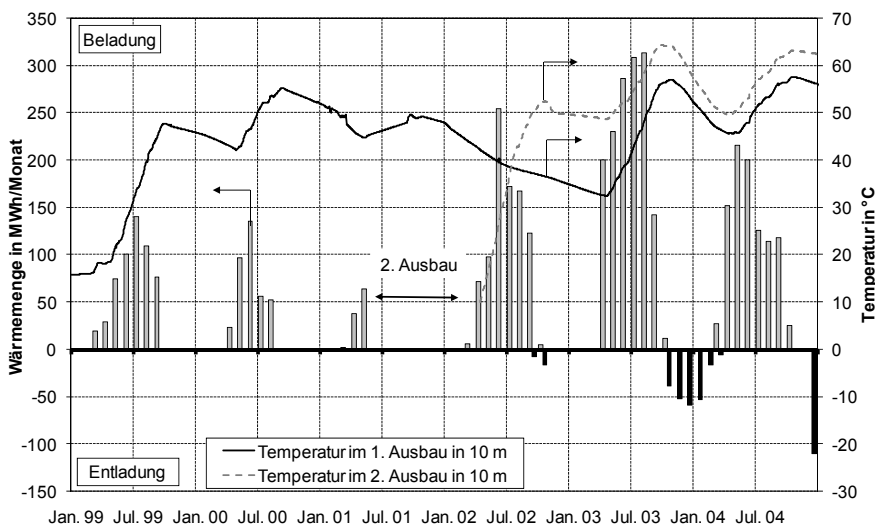


Bild 14: Be- und Entladung, Temperaturen des Erdsonden-Wärmespeichers 1999-2004

In Bild 15 sind die Temperaturverläufe in Tiefen von 0 m, 10 m, 20 m und 32 m (2 m unterhalb des Speichers) in der Speichermitte des 1. und 2. Ausbaus dargestellt. Es ist zu erkennen, dass 2004 die Vorjahrestemperaturen nicht ganz erreicht werden konnten. Dies liegt hauptsächlich an der geringeren solaren Einstrahlung, aber auch an der gestiegenen Wärmelast im Nahwärmenetz und der dadurch bedingten geringeren Beladewärmemenge des Speichers im Sommer. Die Bereiche Pilotspeicher und 1. Ausbau wurden im Jahr 2002 nicht beladen, um eine rasche Temperaturangleichung zwischen den verschiedenen Speicherbereichen zu erreichen.

Die Temperaturen in einer Tiefe von 32 m wurden 2 m unterhalb des Erdsonden-Wärmespeichers gemessen. Aufgrund der Wärmeverluste des Erdsonden-Wärme-

speichers steigen die Temperaturen im Jahr 2004 unterhalb des Speichers auf bis zu 45°C im 2. Ausbau und ca. 38°C im 1. Ausbau.

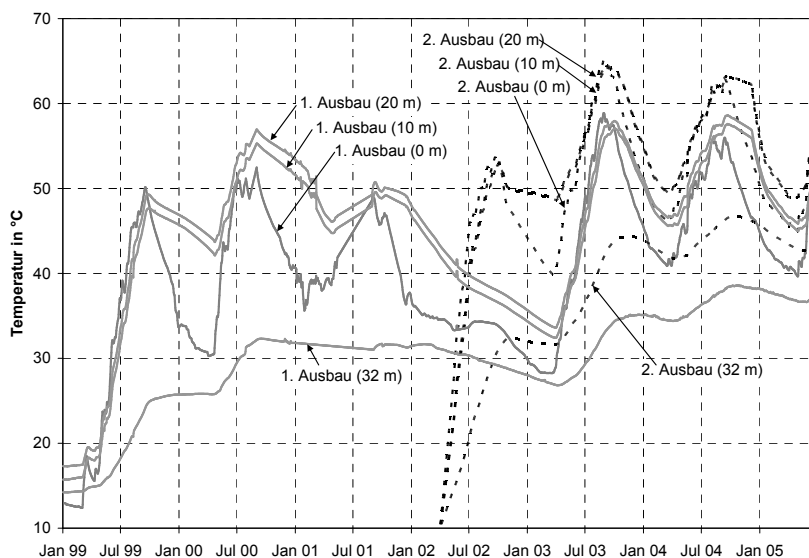


Bild 15: Temperaturen im 1. und 2. Ausbau (Speichermitte)

In Bild 16 sind die Temperaturen in verschiedenen Tiefen des 2. Speicherbereichs auf der Nord- und Südseite aufgetragen. Es ist zu erkennen, dass die Temperaturen in gleichen Tiefen unterschiedlich sind. Hierfür kann es verschiedene Ursachen geben. Zum einen ist der Speicher unsymmetrisch. Zum anderen kann der Untergrund im Speicher anisotrop sein; denkbar sind zum Beispiel geringfügig unterschiedliche hydraulische Durchlässigkeiten verbunden mit einer geringen Grundwasserströmung. Die unterschiedlichen Temperaturen können auch auf einem Messfehler beruhen. Die Sonden für die Temperaturmessungen wurden in der Mitte zwischen vier Erdwärmesonden niedergebracht. Durch Abweichungen von der korrekten Position in der Mitte zwischen den Erdwärmesonden können die unterschiedlichen Messwerte der Temperaturen verursacht worden sein. Außerdem besteht die Möglichkeit einer unterschiedlichen Durchströmung der Nord- und Südseite. Die hydraulische Einregulierung, sodass alle Erdwärmesonden mit dem gleichen Durchfluss durchströmt werden, ist wegen der großen Anzahl an Erdwärmesonden und aufgrund der Fehlertoleranz der Einregulierventile sehr arbeits- und zeitaufwändig.

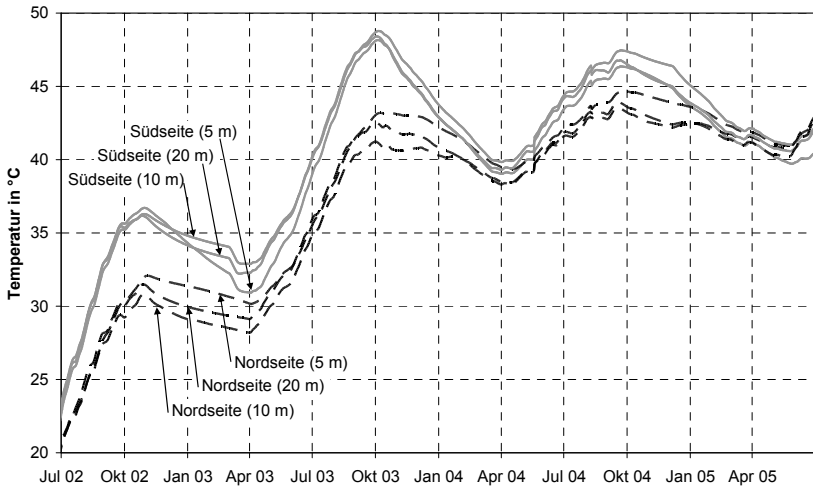


Bild 16: Temperaturverläufe in unterschiedlichen Tiefen im Nord-/Südbereich des 2. Ausbaus

4 Validierung Erdsonden-Wärmespeicher-Simulationsmodell

Anlagen mit Erdwärmesonden erfahren zurzeit eine zunehmende Bedeutung. Für eine korrekte Auslegung sind validierte Simulationsmodelle unerlässlich. Insbesondere für Erdsonden-Wärmespeicher, die eine komplexe hydraulische Verschaltung oder eine asymmetrische Sondenanordnung besitzen, ist das SBM-Modell prinzipiell sehr gut geeignet. Für die gegebenen Randbedingungen - zweifache Erweiterung des Wärmespeichers und Asymmetrie der Sondenanordnung - lag bisher keine ausreichende Validierung vor. Die Anwendbarkeit des SBM-Modells wird für diesen Fall nachgewiesen.

4.1 Vorgehensweise

Es wurden transiente Simulationen durchgeführt, um Vorhersagen des thermischen Verhaltens des in Neckarsulm realisierten Erdsonden-Wärmespeichers zu überprüfen. Dazu wurde das Simulationsmodell angepasst und eine detaillierte Parameteranalyse durchgeführt. Die gewonnenen Erkenntnisse zur Sensitivität der einzelnen Parameter können auch bei der Auslegung neuer Erdsonden-Wärmespeicher bzw. solar unterstützter Nahwärmesysteme verwendet werden.

Die Abbildung des transienten thermischen Verhaltens des Erdsonden-Wärmespeichers, im Folgenden auch „Speicher“ genannt, erfolgte mit dem im Kapitel 2.2 beschriebenen Simulationsmodell „Superposition Borehole Model for TRNSYS“ (TRNSBM). Mit dem in der TRNSYS-Version 15 zur Verfügung stehenden Modell konnte keine ausreichend gute Übereinstimmung zwischen gemessenen und simulierten Temperaturen und Wärmemengen erreicht werden. Daher wurden am Quellcode des Modells Änderungen vorgenommen. Durch die Korrektur des Datentyps⁴ der Variable Bodenschichtdicke konnte die Übereinstimmung zwischen gemessenen und berechneten Temperaturen und Wärmemengen verbessert werden. Außerdem wurden die COMMON-Blöcke⁵ durch MODULE⁶ ersetzt, um eine geringere Fehleranfälligkeit zu erreichen. Die Anpassung des Modells an die TRNSYS-Version 16 wurde auch vorgenommen, da in dieser Version eine verbesserte Fehlerbehandlung möglich ist. Außerdem verfügt sie über eine Mehrfach-DLL⁷-Architektur, sodass bei Arbeiten am Quellcode des Modells lediglich dieser neu kompiliert und eine DLL erzeugt werden muss.

⁴ Integer, Real(4) bzw. Real(8) etc.

⁵ Common-Blöcke dienen dem Variablen austausch zwischen Programmteilen und sind fehleranfällig [90]

⁶ Sammlung von Deklarationen und Definitionen, die separat kompilierbar sind

⁷ DLL = Dynamic Link Library

Für die Validierung des Simulationsmodells wurde eine Referenzvariante definiert, welche die geometrischen und hydraulischen Speicherparameter sowie die gemessenen Speichereintritts- und Bodentemperaturen, die Speicherdurchflüsse und Wetterdaten berücksichtigt. Die Referenzvariante besteht aus einem Speicher mit 528 Erdwärmesonden und einer Speichertiefe von 30 m. Die Erdwärmesonden sind als Doppel-U-Rohre aus Polybuten mit einem Außendurchmesser von 0,025 m ausgeführt. Der Bohrlochdurchmesser beträgt beim Pilotspeicher 0,115 m sowie beim 1. und 2. Ausbau 0,15 m. Da der 1. und 2. Ausbau das größere Volumen hat und das Simulationsmodell nur einen Bohrlochdurchmesser zulässt, wurde als Bohrlochdurchmesser 0,15 m verwendet. Der Sondenabstand beträgt 2 m beim Pilotspeicher und beim 1. Ausbau bzw. 1,5 bis 2,5 m beim 2. Ausbau. Der Sondenabstand wurde in der Speichermitte kleiner und an den Speicherrändern größer gewählt, um das nutzbare Temperaturniveau im Speicher zu erhöhen. Durch die beim 2. Ausbau realisierte Sondenanordnung sind die Temperaturen in der Speichermitte gegenüber einer äquidistanten Sondenanordnung höher und an den Speicherrändern geringer, was die Wärmeverluste verringert.

Der Boden ist in fünf Schichten mit unterschiedlichen Wärmeleitfähigkeiten und volumetrischen Wärmekapazitäten eingeteilt, sodass eine Wärmedämmung und weitere an den Speicherbereich angrenzende Schichten in der Simulation berücksichtigt werden können. Der Speicher wurde mit vier hydraulischen Kreisen⁸ mit unterschiedlichen Be- und Entlademassenströmen abgebildet. Für die spiegelsymmetrische Nord- und Südseite des 2. Ausbaus mussten zwei hydraulische Kreise definiert werden, da die gemessenen Temperaturen auf den beiden Seiten deutlich voneinander abweichen, siehe Abschnitt 3.2.3.2. Um die ungleichmäßige Erwärmung des Nord-/ Südbereichs des 2. Ausbaus in der Simulation nachzubilden, werden Massenströme von 80% für den Nord- bzw. 120% für den Südbereich verwendet. Die Speicherparameter für die Referenzvariante sind in Tabelle 4 sowie in Anhang 11.3 (vollständige Liste der Parameter) aufgeführt und entsprechen der Speicherausführung bzw. Mess-/ Literaturwerten.

Tabelle 4: Speicherparameter der Referenzvariante

Sondenanzahl	528 (36 x Pilotspeicher, 132 x 1. Ausbau, 360 x 2. Ausbau)
Sondenlänge	30 m
Sondenmaterial und -ausführung	Polybuten, Doppel-U-Rohr, 0,025 m Außendurchmesser
Sondenabstände	2 m Pilotsp. & 1. Ausbau, 1,5 – 2,5 m 2. Ausbau
Bohrlochdurchmesser	0,115 m Pilotspeicher / 0,15 m 1. & 2. Ausbau

⁸ Pilotspeicher, 1. Ausbau, 2. Ausbau Nord und Süd

Zur Validierung des Simulationsmodells wurde mit dem angepassten Simulationsmodell und der Referenzvariante zunächst das thermische Verhalten des Speichers für die Jahre 1997 bis 2003 in 1-Stunden-Zeitschritten simuliert. Diese Simulationen wurden unter Variation weniger ausgewählter Parameter, v. a. Wärmeleitfähigkeit und Wärmekapazität des Bodens, durchgeführt und am Simulationsende wurde jeweils das berechnete Temperaturfeld gespeichert. Ziel hierbei war die Erstellung eines Temperaturfeldes, das mit den gemessenen Temperaturen hinreichend gut übereinstimmt. Die detaillierte Parametervariation erfolgte dann für das Jahr 2004. Zum einen wurde diese Lösung gewählt, da durch die lange Rechendauer⁹ die detaillierte Parametervariation auf den Zeitraum eines Jahres beschränkt werden musste. Zum anderen gab es in den Jahren 1997 bis 2003 einige Zeiträume mit längeren Messdatenausfällen, währenddessen die Be-/Entladewärmemengen nicht bekannt sind und auf Basis der zur Verfügung stehenden Informationen abgeschätzt werden mussten, siehe auch Abschnitt 3.2.1. Für eine Validierung waren die Messdaten dieser Zeiträume nicht ausreichend. In Bild 17 sind die gemessenen und simulierten Temperaturverläufe in den verschiedenen Speicherbereichen für die Jahre 1997 bis 2003 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die gemessenen und simulierten Temperaturen am Ende des Jahres 2003 gut übereinstimmen. Die Lage der Messstellen ist dem Anhang, Abschnitt 11.5 zu entnehmen.

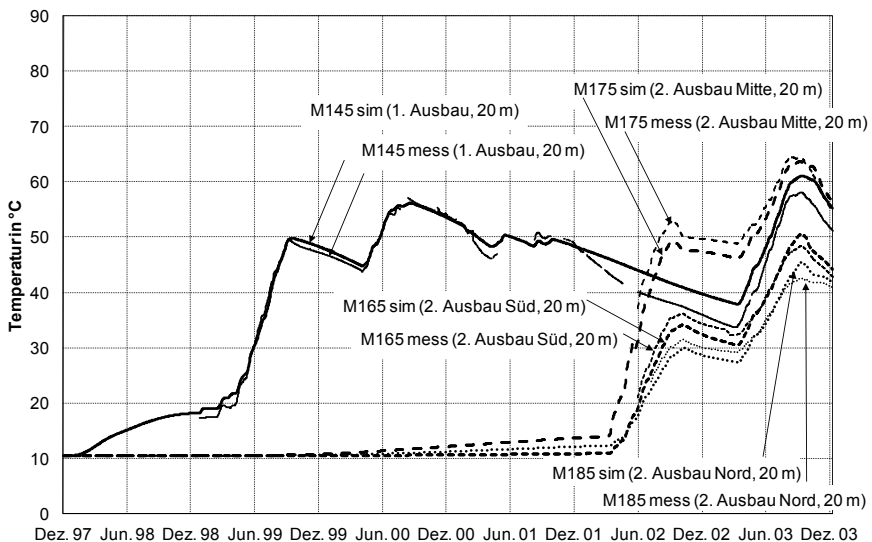


Bild 17: Vergleich gemessener und berechneter Speichertemperaturen von 1997 bis 2003

⁹ Die Rechenzeit betrug ca. 3 Stunden für eine Jahressimulation mit einem Zeitschritt von einer Stunde mit einem Rechner mit einem Intel Dual Core mit 2 GHz CPU und 2GB RAM.

Bei der detaillierten Parametervariation wurden alle veränderbaren Parameter des Simulationsmodells überprüft, um zum einen die Sensitivität bezüglich der Be- und Entladewärmemengen sowie Speichertemperaturen zu ermitteln. Zum anderen wurden auf diese Weise die Eingabewerte auf Fehler überprüft. Die Parametervariation umfasst zum einen Parameter der Simulationsumgebung und zum anderen die im Folgenden aufgeführten Parameter des Speichermodells:

- *Rechengitter*: radial und horizontal
- *Wärmeträgerfluid*: Dichte, Viskosität, Wärmeleitfähigkeit und Wärmekapazität
- *Erdwärmesonden (EWS) und Bohrlochwiderstand*: Ausführung bzw. Materialdaten der EWS, Bohrllochdurchmesser, Wärmeleitfähigkeit der Bohrlochverfüllung, Bohrlochwiderstand
- *Boden*: ungestörte Bodentemperatur und vertikales Temperaturprofil, Wärmeleitfähigkeit und Wärmekapazität der Bodenschichten bzw. Dämmung sowie Wärmedurchgangskoeffizient Boden-Luft.

Um einen Vergleich mit an verschiedenen Positionen und in verschiedenen Tiefen gemessenen Speichertemperaturen zu ermöglichen, wurden durch das Simulationsmodell Temperaturen an 25 Positionen im Boden ausgegeben. Außerdem wurden durch das Simulationsmodell die Speicheraustrittstemperaturen, die Massenströme und die be- bzw. entladenen Wärmemengen für jedes hydraulische System ausgegeben. Einen schematischen Überblick über die Validierungsprozedur gibt Bild 18.

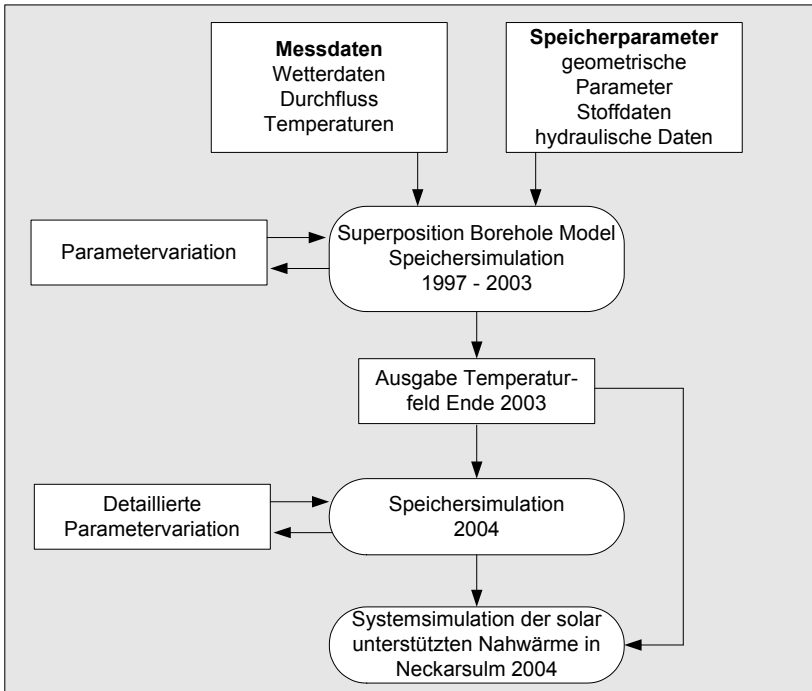


Bild 18: Vereinfachtes Schema der Validierungsprozedur des Erdsonden-Wärmespeichers

4.2 Untersuchungen zu ausgewählten Parametern

4.2.1 Simulationsumgebung

Die Parameter Zeitschritt, Konvergenz und Integration, siehe 2.2.1.1, bestimmen bei transienten Simulationen mit mehreren Komponenten wesentlich die Rechengenauigkeit und -dauer und müssen daher sorgfältig ausgewählt werden. Bei den in diesem Kapitel vorgestellten Untersuchungen zur Validierung des Simulationsmodells wurden jedoch lediglich die Komponente für den Speicher und Komponenten für die Datenein- bzw. -ausgabe verwendet. Der Einfluss der Parameter Konvergenz und Integration wurde überprüft und ist vernachlässigbar; da die Abweichung der Wärmemengen und Temperaturen kleiner als 1% ist. Es werden für die in diesem Kapitel vorgestellten Simulationen folgende Werte verwendet: für die Integration und Konvergenz 0,001 sowie für den Zeitschritt eine Stunde.

4.2.2 Radiales und vertikales Rechengitter

Die räumliche Auflösung des Rechengitters muss hinsichtlich einer Minimierung der Rechenzeit und einer Maximierung der Rechengenauigkeit gewählt werden. Die Untersuchungen hierzu werden im Folgenden vorgestellt. Das **vertikale Rechengitter** wird durch das Simulationsmodell automatisch erstellt, siehe Abschnitt 2.2.3. Das **radiale Rechengitter** wurde nach Gleichung (2-28) erstellt. Mit dem minimalen bzw. maximalen Sondenabstand $B_{\min} = 1,5$ m bzw. $B_{\max} = 2,5$ m, der Sondenlänge $H = 30$ m, der Temperaturleitfähigkeit $a = 7,72 \cdot 10^{-7}$ m²/s (Boden) und der maximalen Simulationsdauer $t_{\max} = 50$ Jahre ergibt sich für die minimale Zellweite nach Gleichung (2-27) $\Delta r_{\min} = 0,5$ m und für die radiale Mindestgröße des Rechengitters nach Gleichung (2-29) $r_{\max} = 105$ m. Für vier radiale Rechengitter wurde untersucht, inwieweit sich zwischen den verschiedenen Gittern Unterschiede hinsichtlich der berechneten Temperaturen bzw. Wärmemengen ergeben. Die Zellweiten und die radiale Ausdehnung des Rechengitters r_{\max} sind in Tabelle 5 angegeben. Bild 8 zeigt einen Ausschnitt des radialen Gitters 1.

Tabelle 5: Zellweiten für das radiale Rechengitter

Gitter	Anzahl Zellen x Größe der Zellen in m										r_{\max}	
	5x0,2	2x0,6	2x0,9	2x1,5	2x3	2x8	2x16	2x32	2x64			
Gitter 1	5x0,2	2x0,6	2x0,9	2x1,5	2x3	2x8	2x16	2x32	2x64		253	
Gitter 2	6x0,25	2x0,5	2x1	2x2	2x4	2x8	2x16	2x32	2x64		257	
Gitter 3	3x0,5	2x1	2x2	2x5	2x10	2x25	2x50	2x100			288	
Gitter 4	5x0,05	2x0,1	2x0,25	2x0,5	2x1	2x2	2x5	2x10	2x25	2x50	2x100	238

Zur Untersuchung der vertikalen Gitter wurden Simulationen mit verschiedenen Werten für den Parameter n , der für die automatische Gittergenerierung verwendet wird, durchgeführt. Die Anzahl der Zellen in vertikaler Richtung beträgt $4 \cdot n + 8$. Im Simulationsprogramm sind für n Werte von 1 bis 6 wählbar, d. h. bei $n = 6$ ist die Anzahl Zellen in vertikaler Richtung 32, siehe Abschnitt 2.2.3. Die Zellweite berechnet sich nach Gleichung (2-30) und ist in der Speichermitte am größten und am Sondenkopf sowie am Sondenfuß am geringsten. Die Temperaturdifferenzen zwischen den vertikalen Gittern sind mit weniger als 1 K (Gitter mit $n = 3$ gegenüber $n = 6$) gering. Gleiches gilt für die Wärmemengen, die sich um weniger als 1% unterscheiden. Für die weiteren Simulationen wird $n = 6$ verwendet, da dieses vertikale Gitter die höchste Auflösung hat und die Rechendauer gegenüber den anderen Gittern nur moderat ansteigt.

Die Unterschiede zwischen den berechneten Temperaturen und Wärmemengen der radialen Rechengitter sind vergleichsweise gering. Die größte Abweichung gegenüber Gitter 1, das als Referenz definiert wurde, ergibt sich beim Gitter 3, das die geringste räumliche Auflösung hat und beträgt weniger als 1 K. Die Wärmemengen unterscheiden sich gegenüber Gitter 1 um weniger als 1% bei den Gittern 2 und 4 sowie ca. 2% beim Gitter 3. Für die weiteren Berechnungen wird Gitter 1 verwendet, da es eine hohe räumliche Auflösung, hohe Genauigkeit und niedrige Rechendauer hat.

4.2.3 Wärmeträgermedium

Die Stoffwerte Dichte, spezifische Wärmekapazität bei konstantem Druck, dynamische Viskosität und Wärmeleitfähigkeit des Wärmeträgermediums Wasser wurden [92] entnommen. Die Stoffwerte werden im Rechenmodell temperatur- und druckunabhängig verwendet. Um den Einfluss der Temperaturabhängigkeit zu untersuchen, wurden Vergleichsrechnungen bei den Temperaturen 40°C, 60°C und 80°C durchgeführt. Der Vergleich ergibt, dass die Unterschiede der Speichernutzungsgrade so gering sind (<0,1%), dass die Temperaturabhängigkeit im betrachteten Temperaturbereich vernachlässigbar und damit eine Anpassung des Rechenmodells nicht notwendig ist. Da die Druckabhängigkeit der Stoffwerte für flüssiges Wasser im betrachteten Druckbereich gering ist, wurde dieser Einfluss ebenfalls vernachlässigt.

4.2.4 Erdwärmesonde und Bohrlochwiderstand

Der temperatur- und strömungsabhängige thermische Bohrlochwiderstand wird entsprechend der Ausführung der Erdwärmesonden mit dem Programm BOR [59] berechnet und über eine externe Datei in das Simulationsprogramm eingelesen. Die untersuchten Eingabedaten zur Berechnung des Bohrlochwiderstandes sind:

- der Bohrlochdurchmesser,
- die Wärmeleitfähigkeit des Bodens,
- die Wärmeleitfähigkeit des Erdwärmesondenmaterials,
- die Wärmeleitfähigkeit des Verfüllmaterials,
- der Schenkelabstand zwischen den Rohren der Erdwärmesonden,
- der Kontaktwiderstand zwischen der Erdwärmesonde und der Verfüllung.

Der Bohrlochdurchmesser beträgt beim Pilotspeicher 0,115 m sowie beim 1. und 2. Ausbau 0,15 m. Die Berechnungen wurden, wie in Abschnitt 4.1 erläutert, für den gesamten Speicherbereich mit 0,15 m durchgeführt. Eine Verringerung des Bohrlochdurchmessers um 10% auf 0,135 m¹⁰ führt bei gleichbleibendem U-Rohr-Schenkelabstand zu einem gegenüber der Referenzvariante 2% geringeren Speichernutzungsgrad, während eine Erhöhung des Bohrlochdurchmessers um 10% auf 0,165 m einen um 0,4% erhöhten Speichernutzungsgrad hat, siehe Bild 19. Der Speichernutzungsgrad sinkt bei einer Verringerung des Bohrlochdurchmessers, da die Beladewärmemenge zwar steigt, die Entladewärmemenge aber gleich bleibt. Bei einer Vergrößerung des Bohrlochdurchmessers sinkt die Beladewärmemenge stärker als die Entladewärmemenge und daher steigt der Speichernutzungsgrad.

¹⁰ Bei einem Bohrlochdurchmesser von 0,135 m befinden sich die U-Rohre fast an der Bohrlochwand.

Für die Wärmeleitfähigkeit des Erdwärmesondenmaterials $\lambda_{U\text{-Rohr}}$ wurde in der Referenzvariante ein Wert von $0,22 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ ¹¹, nach [104], verwendet. Eine Erhöhung der Wärmeleitfähigkeit führt tendenziell zu höheren Be- und Entladewärmemengen, da die Wärme besser vom bzw. zum Wärmeträgerfluid an das bzw. von dem umgebende(n) Verfüllmaterial abgegeben werden kann. Bei einer Erhöhung von $\lambda_{U\text{-Rohr}}$ auf $0,24 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ bzw. $0,44 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ steigt der Speichernutzungsgrad um $0,2\%$ bzw. $1,1\%$.

Die Wärmeleitfähigkeit des Verfüllmaterials hat zum einen Einfluss auf die Wärmeabgabe von den Erdwärmesonden an das Erdreich bzw. umgekehrt und zum anderen auf den thermischen Kurzschluss zwischen den ab- bzw. aufsteigenden Rohren. Beim Bau des betrachteten Erdsonden-Wärmespeichers wurde das Verfüllmaterial in mehreren Chargen auf der Baustelle aus Sand (30 Gew.-%), Bentonit (9 Gew.-%), Zement (9 Gew.-%) und Wasser (52 Gew.-%) gemischt [76]. Eine einheitliche Wärmeleitfähigkeit des Verfüllmaterials für alle EWS ist anhand der Auswertungen der Verfüllprotokolle nicht zu erwarten. Bei der Referenzvariante wurde ein Wert von $1,2 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ verwendet. Eine Änderung der Wärmeleitfähigkeit des Verfüllmaterials um $\pm 17\%$ führt zu einem $0,7\text{-}0,9\%$ geänderten Speichernutzungsgrad, siehe Bild 19.

Beim Pilotspeicher wurden keine Abstandshalter für die U-Rohre der Erdwärmesonden verwendet, sondern die Rohre wurden am Verfüllschlauch befestigt. Der Schenkelabstand zwischen den U-Rohren ist demzufolge nicht einheitlich. Bei den beiden Ausbaustufen wurden Abstandshalter zwischen den U-Rohren in Abständen von ca. 1 m angebracht, sodass der Schenkelabstand zwischen den U-Rohren $0,078 \text{ m}$ beträgt. Bei einer Wärmeleitfähigkeit des Verfüllmaterials von $1,2 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ hat eine Änderung des U-Rohr-Schenkelabstandes um $\pm 10\%$ eine Änderung des Speichernutzungsgrades um $0,7\text{-}0,8\%$ zur Folge, siehe Bild 19. Neben dem Bohrlochdurchmesser zählt er damit zu den stärksten Einflussfaktoren. Eine Verringerung bzw. Vergrößerung des Abstandes zwischen den U-Rohren vergrößert bzw. verringert die thermische Beeinflussung zwischen den auf- bzw. absteigenden Bereichen der U-Rohre. Es gibt daher Überlegungen, den Bereich zwischen den U-Rohren mit einem gering wärmeleitfähigen Material zu füllen. Dies wurde bisher noch nicht umgesetzt.

Der Kontaktwiderstand zwischen Rohr und Verfüllung wurde nach [60] mit $0,02 \text{ (K}\cdot\text{m)}/\text{W}$ angenommen und auf $0,01$ bzw. $0,03 \text{ (K}\cdot\text{m)}/\text{W}$ verringert bzw. erhöht. Die Ergebnisse für die beiden Varianten sind nahezu identisch.

¹¹ Die Wärmeleitfähigkeit des U-Rohres ist gegenüber der Wärmeleitfähigkeit des Verfüllmaterials und des Bodens vergleichsweise gering.

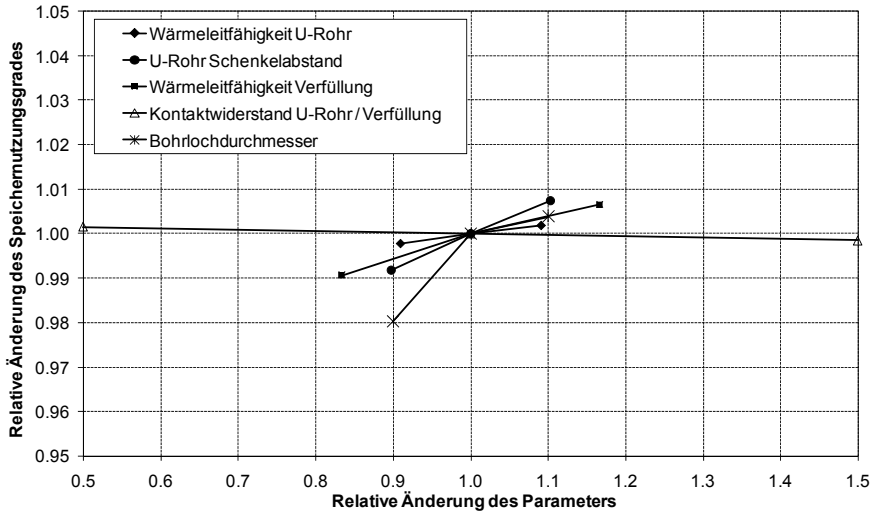


Bild 19: Parametervariation der Eingabewerte für den thermischen Bohrlochwiderstand

4.2.5 Boden

Bodentemperatur und vertikales Temperaturprofil

Die Parameter ungestörte Bodentemperatur sowie die Bodenoberflächentemperatur A_{T0} und der Temperaturgradient in z-Richtung A_{T1} , mit denen das vertikale Temperaturprofil $\vartheta(z)$ des Bodens nach der Formel (4-1) berechnet wird, haben bei den in diesem Kapitel vorgestellten Berechnungen keinen Einfluss auf den Speichernutzungsgrad. Dies liegt daran, dass im Speicherbereich ein Anfangstemperaturfeld aufgeprägt wird, bei dem die Temperaturen deutlich über den Temperaturen des ungestörten Erdreichs liegen. Als Wert wurde für die Bodenoberflächentemperatur die gemessene Umgebungstemperatur verwendet, da die Bodenoberflächentemperatur nicht separat gemessen wird.

$$\vartheta(z) = A_{T0} + A_{T1} \cdot z \tag{4-1}$$

Wärmekapazität und Wärmeleitfähigkeit

In Bild 21 ist die relative Änderung des Speichernutzungsgrades in Abhängigkeit von der volumetrischen Wärmekapazität und der Wärmeleitfähigkeit im Speicherbereich, siehe Bild 20, dargestellt. Die Wärmeleitfähigkeiten wurden von 1,5 bis 3,5 W/(m·K) und die Wärmekapazitäten von 2,5 bis 3,5 MJ/(m³·K) variiert. Dies entspricht dem Bereich, der in der Literatur [60] für den am Standort anstehenden Boden angegeben wird. Bei einer Wärmekapazität von 2,5 MJ/(m³·K) und einer Wärmeleitfähigkeit von 1,5 bzw. 3,5 W/(m·K) ergeben sich gegenüber dem Referenzfall ($\lambda = 2,2$ W/(m·K), $\rho \cdot c_p = 2,85$ MJ/(m³·K)) 8% höhere bzw. 15% niedrigere Speichernutzungsgrade.

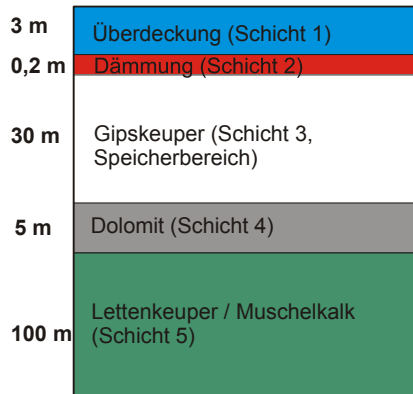


Bild 20: Schichten Simulationsmodell

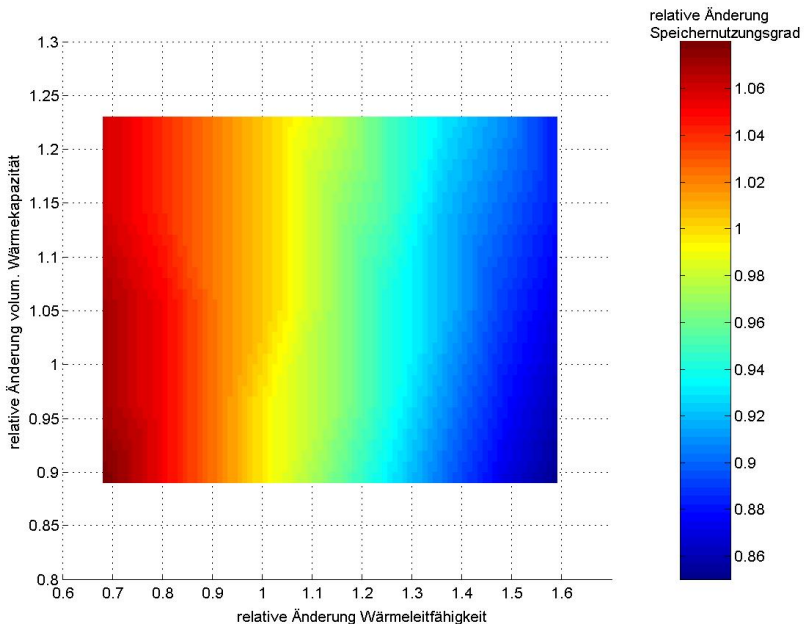


Bild 21: Parametervariation der volumetrischen Wärmekapazität und Wärmeleitfähigkeiten im Speicherbereich

Von den volumetrischen Wärmekapazitäten der Bodenschichten über bzw. unterhalb des Speicherbereichs hat nur die Wärmekapazität der obersten Bodenschicht einen nennenswerten Einfluss auf das Ergebnis. Obwohl der Speicher zur Erdoberfläche hin wärmegeklämt ist, hat er durch die Wärmedämmung hindurch nicht vernachlässigbare Wärmeverluste, da im oberen Speicherbereich die höchsten Temperaturen erreicht werden. Damit beeinflusst die Wärmekapazität dieser Bodenschicht die Be- und Entladewärmemengen und Speichertemperaturen, wenngleich dieser Effekt gering ist, siehe Bild 22. Bei einer Änderung der volumetrischen Wärmekapazität der obersten Bodenschicht um $\pm 10\%$ ändert sich der Speichernutzungsgrad um $\pm 0,5\%$.

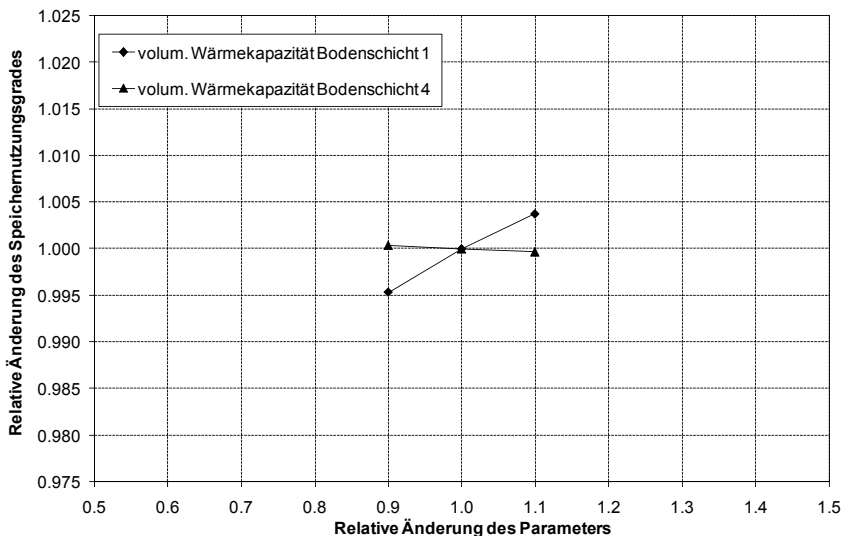


Bild 22: Parametervariation der volumetrischen Wärmekapazität außerhalb des Speicherbereichs

Bei den Wärmeleitfähigkeiten der Schichten über ($\lambda_1, \lambda_2 =$ Wärmedämmung) und unter (λ_4, λ_5) dem Speicherbereich ergibt sich ein differenzierteres Bild, siehe Bild 23. Eine Änderung der Wärmeleitfähigkeiten der unmittelbar an den Speicherbereich angrenzenden Schichten (2 und 4) hat die größte Änderung des Speichernutzungsgrades zur Folge.

Die einzige Schicht des Erdsonden-Wärmespeichers, deren Wärmeleitfähigkeit gezielt beeinflusst werden kann, ist die Wärmedämmung¹². Die Wärmeleitfähigkeit der Wärme-

¹² Wärmedämmung ist nur an der Speicherobenseite angebracht, nicht jedoch an den Seiten bzw. am Boden.

dämmung (λ_2) wurde in einem weiten Bereich variiert, um einen Speicher ohne Wärmedämmung bzw. ohne Wärmeverluste an der Speicheroberseite zu simulieren, siehe Bild 23. Bei einem Speicher ohne Wärmeverluste nach oben ergäbe sich ein 11,4% höherer Speichernutzungsgrad, während er bei einem Speicher ohne Wärmedämmung ca. 25% niedriger wäre. Bei einer Wärmeleitfähigkeit der Wärmedämmung von 0,1 W/(m·K) ergibt sich gegenüber dem Referenzfall ($\lambda_2 = 0,06$ W/(m·K)) ein um 4,5% niedrigerer Speichernutzungsgrad.

Eine Verringerung der Wärmeleitfähigkeit der Bodenschicht unter dem Speicher (λ_4) um 40% führt zu einem 4% höheren bzw. eine Erhöhung von λ_4 um 40% zu einem 2,5% niedrigeren Speichernutzungsgrad. Bei der Verringerung der Wärmeleitfähigkeit sinkt die Beladewärmemenge gegenüber dem Referenzfall geringfügig, während die Entladewärmemenge zunimmt. Bei einer Erhöhung der Wärmeleitfähigkeit steigt die Beladewärmemenge geringfügig und die Entladewärmemenge nimmt ab.

Bei einer Verringerung der Wärmeleitfähigkeit der Schicht 1 sinkt der Speichernutzungsgrad geringfügig, da sowohl die Be- als auch die Entladewärmemenge abnimmt. Bei einer Verringerung der Wärmeleitfähigkeit der Schicht 5 bleibt die Beladewärmemenge nahezu konstant, während die Entladewärmemenge geringfügig steigt. Es ist festzustellen, dass die Beeinflussung des Speichernutzungsgrades durch die beiden äußeren Schichten gegenüber den anderen Schichten vernachlässigbar ist.

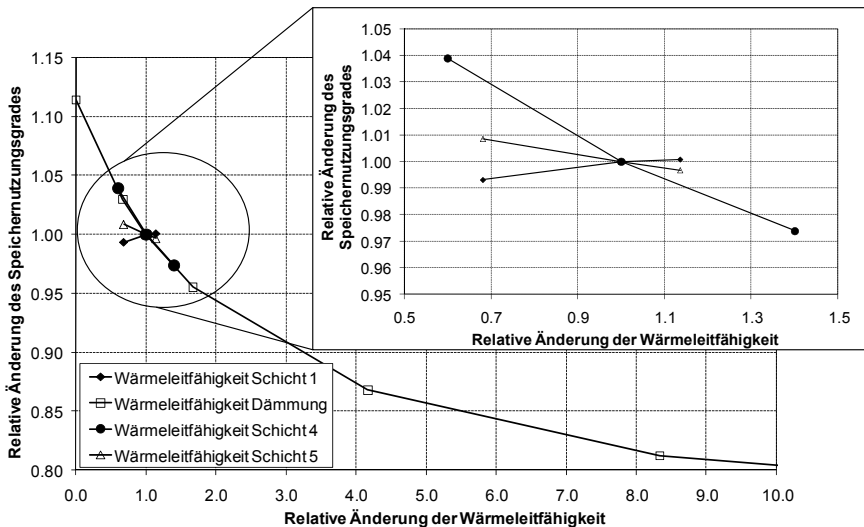


Bild 23: Parametervariation der Wärmeleitfähigkeiten außerhalb des Speicherbereichs

Wärmedurchgangskoeffizient vom Boden zur Umgebungsluft

Die Berechnung des Wärmedurchgangskoeffizienten vom Boden zur Umgebungsluft U erfolgt nach Formel (4-2). Bei den Simulationen werden die einzelnen Bodenschichten bzw. die Wärmedämmung im Simulationsmodell berücksichtigt. Eine Berücksichtigung des Wärmedurchgangs durch die Deckschicht (Schicht 1) und Wärmedämmung ist daher bei der Berechnung des Wärmedurchgangskoeffizienten nicht notwendig. Damit reduziert sich die Formel (4-2) auf den äußeren Wärmeübergangskoeffizienten α_a , der $5 \text{ W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$ [92] bis $25 \text{ W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$ [94] beträgt. Ein Vergleich der Simulationsergebnisse mit den beiden Werten ergibt, dass der Wärmedurchgangskoeffizient bei den vorliegenden Berechnungen aufgrund der vorhandenen Wärmedämmung vernachlässigbar ist. Die Änderung des Speichernutzungsgrades beträgt $<0,1\%$. Als Wärmedurchgangskoeffizient wird bei den Simulationen $5 \text{ W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$ eingesetzt.

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{\alpha_a} + \sum \frac{s}{\lambda} \quad (4-2)$$

4.3 Auswertung

4.3.1 Vergleich gemessener und berechneter Werte im Referenzfall

In Bild 24 sind die gemessenen und berechneten Temperaturen an verschiedenen Messpositionen für das Jahr 2004 exemplarisch für eine Tiefe von 10 m aufgetragen. Es ist zu erkennen, dass die Temperaturverläufe sowohl im Bereich des 1. und 2. Ausbaus als auch 5 m außerhalb des Speichers gut übereinstimmen. Die Temperaturdifferenzen zwischen Anfang und Ende des Jahres betragen für die betrachteten Messpositionen maximal 2,7 K. Die maximale Differenz zwischen gemessenen und berechneten Temperaturen beträgt für den Bereich des 1. Ausbaus beim Einlesen des Anfangstemperaturfeldes 4,8 K. Bei den Messpositionen des 2. Ausbaus beträgt die Temperaturdifferenz zwischen gemessenen und berechneten Temperaturen im Jahresverlauf maximal 2,4 K.

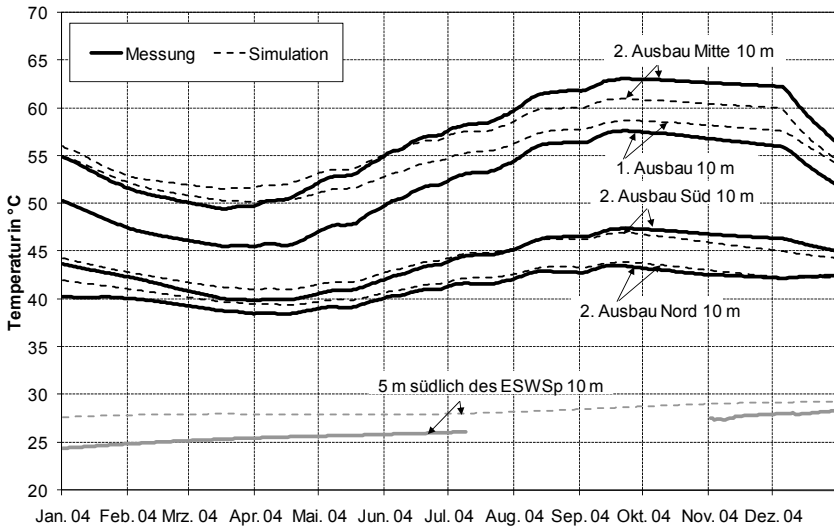


Bild 24: Gemessene und berechnete Temperaturen in 10 m Tiefe in verschiedenen Speicherbereichen

Die gemessene Beladewärmemenge betrug für das Jahr 2004 (am Speicher) 886 MWh, während die Entladewärmemenge für den gesamten Speicher 194 MWh bzw. 151 MWh für den Bereich des 2. Ausbaus betrug. Mit den gemessenen Durchflüssen und Speichereintrittstemperaturen ergibt sich in der Simulation eine Beladewärmemenge von 844 MWh (95,3%) bzw. eine Entladewärmemenge von 215 MWh (110,9%) für den gesamten Speicher bzw. 153 MWh (101,7%) für den 2. Ausbau. Der Fehler für die Entladewärmemenge des gesamten Speichers ist relativ hoch und resultiert aus einer unzureichenden Abbildung des Bereichs 1. Ausbau. Hier sind auch die Abweichungen bei den Temperaturen am höchsten und zwar bereits beim Einlesen des Temperaturfeldes. Die berechnete Temperatur ist höher als die gemessene Temperatur, daher muss auch die berechnete Entladewärmemenge höher sein. Da der Speicherbereich des 2. Ausbaus das größere Volumen (360 von 528 EWS) beinhaltet, kann davon ausgegangen werden, dass das thermische Verhalten des gesamten Speichers mit den verwendeten Parametern hinreichend gut abgebildet wurde. Bei der Parameterauswertung, siehe 4.3.2, wurde für den Fehler der Entladewärmemenge derjenige für den Bereich des 2. Ausbaus angegeben.

4.3.2 Parametereauswertung

In Tabelle 6 sind für die in 4.2 betrachteten Parameter die Fehler zwischen den berechneten und gemessenen Be-/Entladewärmemengen und Temperaturen angegeben. Die Parameter mit den besten Ergebnissen, d. h. niedrigsten Fehlern für die Be- und Entladewärmemenge sowie Temperaturen, wurden markiert. Die Fehler für die Be- bzw. Entladewärmemengen σ_Q wurden gemäß Formel (4-3) berechnet; dabei bezieht sich der Fehler für die Beladewärmemenge auf den gesamten Speicher und der Fehler für die Entladewärmemenge auf den Bereich des 2. Ausbaus, siehe 4.3.1.

$$\sigma_Q = \frac{Q_{berechnet}}{Q_{gemessen}} - 1 \quad \text{in \%} \quad (4-3)$$

Die Fehler bei den Temperaturen wurden für die Messpositionen M164, M174, M184 (2. Ausbau, Tiefe 10 m) angegeben und zwar nach folgenden Formeln:

$$\sigma_{\vartheta, \min} = \min(\vartheta_{gemessen} - \vartheta_{berechnet}) \quad \text{für jeden Zeitschritt} \quad (4-4)$$

$$\sigma_{\vartheta, \max} = \max(\vartheta_{gemessen} - \vartheta_{berechnet}) \quad \text{für jeden Zeitschritt} \quad (4-5)$$

$$\sigma_{\vartheta, \text{Jahr}} = (\vartheta_{gemessen}^{01.01.04} - \vartheta_{berechnet}^{01.01.04}) - (\vartheta_{gemessen}^{31.12.04} - \vartheta_{berechnet}^{31.12.04}) \quad (4-6)$$

Validierung Erdsonden-Wärmespeicher-Simulationsmodell

Tabelle 6: Fehler der Be-/Entladewärmemengen und Temperaturen bei der Parametervariation

	Fehler Be- ladung $\sigma_{Q,BeI}$ in %	Fehler Ent- ladung 2. Ausbau $\sigma_{Q,Ent}$ in %	2. Ausbau Süd (M164)			2. Ausbau Mitte (M174)			2. Ausbau Nord (M184)		
			$\sigma_{\beta,min}$ in K	$\sigma_{\beta,max}$ in K	$\sigma_{\beta,Jahr}$ in K	$\sigma_{\beta,min}$ in K	$\sigma_{\beta,max}$ in K	$\sigma_{\beta,Jahr}$ in K	$\sigma_{\beta,min}$ in K	$\sigma_{\beta,max}$ in K	$\sigma_{\beta,Jahr}$ in K
Referenz	-4,7	1,7	-1,4	1,2	1,3	-2,4	2,0	2,7	-0,2	1,7	1,9
Stoffwerte Wasser (Referenz 60°C)											
40°C	-4,8	1,6	-1,4	1,2	1,4	-2,4	2,1	2,7	-0,3	1,7	1,9
80°C	-4,6	1,9	-1,4	1,2	1,3	-2,4	2,0	2,7	-0,2	1,7	2,0
Wärmeleitfähigkeit U-Rohr (Referenz 0,22 W/(m·K))											
0,20 W/(m·K)	-5,5	0,7	-1,4	1,2	1,4	-2,5	2,1	2,7	-0,3	1,7	2,0
0,24 W/(m·K)	-4,1	2,5	-1,3	1,2	1,3	-2,4	2,0	2,7	-0,2	1,7	2,0
U-Rohr-Schenkelabstand (Referenz 0,078 m)											
0,07 m	-6,8	-1,3	-1,5	1,2	1,5	-2,7	2,1	2,8	-0,3	1,7	2,0
0,086 m	-2,8	4,5	-1,2	1,2	1,2	-2,2	2,0	2,6	-0,2	1,7	1,9
Wärmeleitfähigkeit Verfüllung (Referenz 1,2 W/(m·K))											
1,0 W/(m·K)	-7,4	-2,0	-1,6	1,3	1,5	-2,7	2,1	2,8	-0,2	1,7	2,1
1,4 W/(m·K)	-2,7	4,5	-1,2	1,2	1,2	-2,2	2,0	2,6	-0,3	1,7	1,9
Kontaktwiderstand U-Rohr / Verfüllung (Referenz 0,02 (K·m)/W)											
0,01 (K·m)/W	-4,2	2,4	-1,3	1,2	1,3	-2,4	2,0	2,7	-0,2	1,7	1,9
0,03 (K·m)/W	-5,2	1,0	-1,4	1,2	1,4	-2,5	2,1	2,7	-0,3	1,7	2,0
Bohrlochdurchmesser (Referenz 0,15 m)											
0,135 m	-2,9	2,8	-1,4	1,0	1,5	-2,2	2,0	2,6	-0,2	1,7	1,9
0,165 m	-6,3	0,6	-1,5	1,2	1,5	-2,6	2,1	2,8	-0,4	1,7	2,1
Volumetrische Wärmekapazität Schicht 1 (Referenz 2,85 MJ/(m³·K))											
2,565 MJ/(m³·K)	-4,7	1,3	-1,4	1,2	1,4	-2,5	2,0	2,7	-0,3	1,7	2,0
3,135 MJ/(m³·K)	-4,8	2,0	-1,3	1,2	1,3	-2,4	2,1	2,6	-0,2	1,7	1,9
Wärmeleitfähigkeit Schicht 1 (Referenz 2,2 W/(m·K))											
1,5 W/(m·K)	-10,0	-4,5	-1,6	1,3	1,5	-2,8	2,2	2,8	-0,3	1,7	2,0
2,5 W/(m·K)	-3,3	3,3	-1,3	1,2	1,3	-2,3	2,0	2,7	-0,2	1,7	1,9
Wärmeleitfähigkeit Schicht 2 (Referenz 0,06 W/(m·K))											
0,04 W/(m·K)	-5,3	4,0	-1,2	1,2	1,2	-2,2	2,1	2,4	-0,1	1,7	1,8
0,10 W/(m·K)	-3,8	-1,8	-1,7	1,2	1,6	-2,8	2,0	3,1	-0,5	1,7	2,2
Wärmeleitfähigkeit Schicht 4 (Referenz 2,5 W/(m·K))											
1,5 W/(m·K)	-5,5	4,7	-1,3	1,2	1,3	-2,3	2,1	2,5	-0,2	1,7	1,9
3,5 W/(m·K)	-4,2	-0,3	-1,4	1,2	1,4	-2,5	2,0	2,8	-0,3	1,7	2,0
Wärmeleitfähigkeit Schicht 5 (Referenz 2,2 W/(m·K))											
1,5 W/(m·K)	-4,9	2,4	-1,4	1,2	1,3	-2,4	2,0	2,6	-0,2	1,7	1,9
2,5 W/(m·K)	-4,7	1,4	-1,4	1,2	1,4	-2,4	2,0	2,7	-0,3	1,7	2,0
Wärmeleitfähigkeit (RLAM), volumetrische Wärmekapazität (CL) Schicht 3 (Referenz 2,2 W/(m·K), 2,85 MJ/(m³·K))											
RLAM3=2,25 CL3=2,50	-5,2	0,4	-1,1	0,9	1,3	-2,3	1,5	2,9	-0,1	1,7	1,8
RLAM3=2,25 CL3=2,75	-4,7	1,2	-1,4	1,1	1,4	-2,4	1,9	2,8	-0,2	1,7	1,9
RLAM3=2,25 CL3=3,00	-4,3	1,8	-1,6	1,3	1,5	-2,6	2,2	2,7	-0,4	1,7	2,1
RLAM3=2,25 CL3=3,25	-3,9	2,4	-1,7	1,5	1,6	-2,9	2,5	2,6	-0,5	1,7	2,2
RLAM3=2,25 CL3=3,50	-3,7	2,8	-1,9	1,6	1,6	-3,1	2,7	2,5	-0,6	1,7	2,3
RLAM3=2,50 CL3=2,50	-4,0	-1,0	-1,6	0,7	1,6	-2,6	1,5	3,2	-0,4	1,7	2,1
RLAM3=2,50 CL3=2,75	-3,5	-0,1	-1,8	0,9	1,7	-2,7	1,8	3,0	-0,5	1,7	2,2
RLAM3=2,50 CL3=3,00	-3,1	0,7	-2,0	1,1	1,8	-2,9	2,2	2,9	-0,7	1,7	2,4
RLAM3=2,50 CL3=3,25	-2,8	1,3	-2,1	1,3	1,9	-3,1	2,5	2,8	-0,8	1,7	2,5
RLAM3=2,50 CL3=3,50	-2,6	1,8	-2,3	1,4	2,0	-3,3	2,7	2,7	-0,9	1,7	2,6
RLAM3=2,75 CL3=2,50	-2,9	-2,5	-2,0	0,6	1,9	-2,9	1,4	3,4	-0,6	1,7	2,3
RLAM3=2,75 CL3=2,75	-2,4	-1,5	-2,2	0,7	2,0	-3,0	1,8	3,3	-0,8	1,7	2,5
RLAM3=2,75 CL3=3,00	-2,1	-0,6	-2,4	0,9	2,1	-3,2	2,1	3,2	-0,9	1,7	2,6
RLAM3=2,75 CL3=3,25	-1,8	0,1	-2,5	1,1	2,2	-3,3	2,4	3,1	-1,0	1,7	2,7
RLAM3=2,75 CL3=3,50	-1,6	0,7	-2,6	1,3	2,3	-3,6	2,7	3,0	-1,1	1,7	2,8

Bei der Parametervariation wurden die in 4.2 aufgeführten Parameter variiert und zwar um $\pm 10\%$ (z. B. Wärmeleitfähigkeit des U-Rohres) oder entsprechend Grenz- bzw. Erfahrungswerten (z. B. Wärmeleitfähigkeit der Wärmedämmung). Als Kriterium für eine genauere Abbildung des thermischen Speicherverhaltens wird die Minimierung der Fehler der Be- und Entladewärmemengen sowie der Temperaturen an verschiedenen Positionen im Vergleich zum Referenzfall herangezogen, siehe Tabelle 6. Die Änderung der Fehler ist zugleich ein Maß für die Sensitivität des jeweiligen Parameters.

Von den in Tabelle 6 aufgeführten Parametern werden die im Folgenden genannten Parameter näher erläutert, da bei diesen eine Verringerung der Fehler bei den Wärmemengen bei gleichzeitiger Verringerung bzw. nur geringfügigen Vergrößerung der Fehler bei den Temperaturen erreicht wird. Bei einer Erhöhung der Wärmeleitfähigkeit der Dämmung (Schicht 2) von $0,06 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$ auf $0,1 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$ ergeben sich für den Fehler bei der Beladewärmemenge $3,8\%$ und bei der Entladewärmemenge $1,8\%$. Eine erhöhte Wärmeleitfähigkeit führt zu erhöhten Wärmeverlusten und damit zu einer verringerten Entladewärmemenge bzw. einem verringerten Speichernutzungsgrad. Während der Bauarbeiten des 2. Ausbaus wurden Materialproben der Wärmedämmung entnommen, die mit einer Zweiplattenapparatur vermessen wurden. Dabei ergab sich eine Wärmeleitfähigkeit von $0,06 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$ bei 50°C [18]. Die Wärmedämmung kann jedoch im Laufe der Zeit weiter durchfeuchtet worden sein, was zu einer Steigerung der Wärmeleitfähigkeit ebenso beiträgt wie höhere Temperaturen [117].

Bei einer Erhöhung der Wärmeleitfähigkeit der Schicht 4 von $2,5 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$ auf $3,5 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$ betragen die Fehler $4,2\%$ (Beladung) bzw. $0,3\%$ (Entladung). Die Schicht 4 schließt an die Speicherunterseite an und besteht entsprechend der Bohrkerne aus dolomitischem Gestein. Dolomitisches Gestein hat aufgrund von Auswaschungen der leicht löslichen Mineralbestandteile eine unregelmäßige Struktur und daher eine anisotrope Wasserdurchlässigkeit. Die niedrigeren Fehler der Wärmemengen bei einer erhöhten Wärmeleitfähigkeit der Schicht 4 können durch eine gegenüber dem Referenzfall höhere Wärmeleitfähigkeit des anstehenden Bodens verursacht sein. Sie können aber auch ein Hinweis auf eine Grundwasserströmung im Untergrund sein.

Für den Speicherbereich (Schicht 3) wurden die Wärmeleitfähigkeit und volumetrische Wärmekapazität von $1,5$ bis $3,5 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$ bzw. $2,5$ bis $3,5 \text{ MJ/(m}^3\cdot\text{K)}$ variiert. Die Fehler wurden jedoch nur für die Wärmeleitfähigkeit im Bereich zwischen $2,25$ bis $2,75 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$ bei den genannten Wärmekapazitäten angegeben, da bei höheren und niedrigeren Werten die Fehler (Wärmemengen und / oder Temperaturen) sehr groß werden. Die geringsten Fehler werden im Referenzfall für eine Wärmeleitfähigkeit von $2,5 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$ und Wärmekapazitäten von $2,5$ bis $3,0 \text{ MJ/(m}^3\cdot\text{K)}$ erreicht. Die Wärme-

kapazität liegt damit im Bereich der Annahme, während die Wärmeleitfähigkeit ca. 10% höher ist. Bei der Überprüfung des 1. Ausbaus, bei dem zum damaligen Zeitpunkt niedrigere Temperaturen vorlagen, ergab eine Wärmeleitfähigkeit von $2,2 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ die beste Übereinstimmung zwischen Messung und Berechnung. Das Simulationsmodell kann nur eine konstante Wärmeleitfähigkeit (d. h. nicht in Abhängigkeit von der Temperatur) berücksichtigen. Da die Fehler durch die konstante Wärmeleitfähigkeit vergleichsweise gering sind, wurde von einer Änderung des Simulationsmodells abgesehen.

In Bild 25 bis Bild 28 ist die horizontale Temperaturverteilung im und um den Speicher jeweils am Quartalsende in einer Tiefe von 20 m dargestellt. Die Temperaturskala reicht von 0°C (dunkelblau) bis 70°C (dunkelrot). Es ist zum einen die Temperaturverteilung um die einzelnen Erdwärmesonden herum zu erkennen und zum anderen die Temperaturverteilung durch die Asymmetrie des Speichers sowie die Beeinflussung des umgebenden Erdreichs durch Wärmeverluste. Die höchsten Temperaturen werden am Ende der Beladesaison (Ende September, Bild 27) in der Mitte des Bereichs der 2. Ausbaustufe des Speichers erreicht. In Bild 28 ist zu erkennen, dass der Speicher entladen wird: die Temperatur in und direkt um die Erdwärmesonden herum ist niedriger als das umgebende Erdreich.

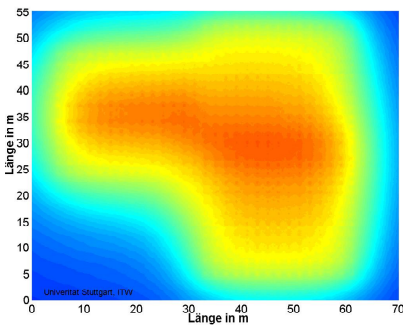


Bild 25: Temperaturen Ende März 2004

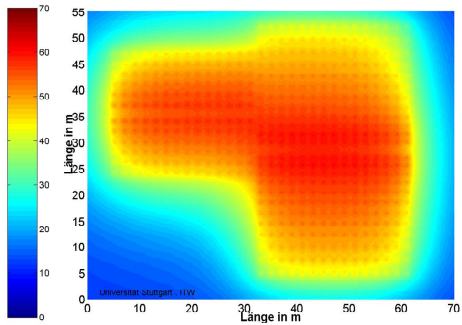


Bild 26: Temperaturen Ende Juni 2004

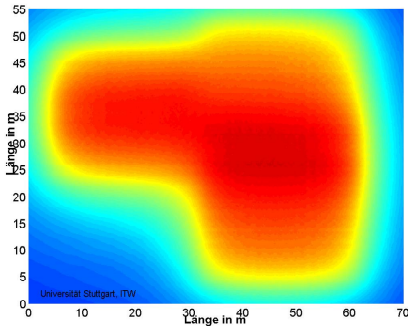


Bild 27: Temperaturen Ende September 2004

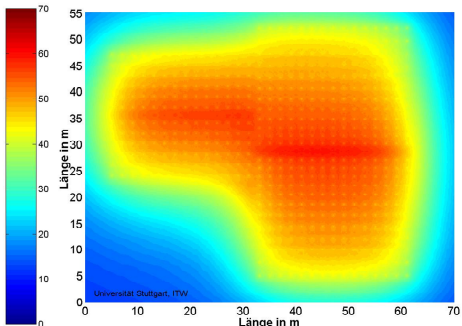


Bild 28: Temperaturen Ende Dezember 2004

Im Anhang, Abschnitt 11.7 sind die horizontalen Schnitte mit den berechneten Temperaturen für die Tiefen von 0 m, 10 m und 30 m dargestellt. Im Vergleich zu den Temperaturen in einer Tiefe von 20 m sind die Temperaturen in einer Tiefe von 10 m nahezu gleich. In den Tiefen von 0 m und 30 m, d. h. an der Speicherober- bzw. Speicherunterseite, sind die Temperaturen u. a. aufgrund von Wärmeverlusten an das umgebende Erdreich deutlich geringer.

Nach dem Abschluss der Parametervariation wurde der Speicher noch einmal mit den angepassten Parametern nachgerechnet. Es wurden dabei die in Tabelle 7 angegebenen Werte verwendet. Außerdem sind analog Tabelle 6 die Fehler für die Be- und Entladewärmemengen sowie die Abweichungen bei den Temperaturen an den Messpositionen M144 und M174 (Mitte des 1. bzw. 2. Ausbaus) für das Jahr angegeben. Die Ergebnisse der Varianten 1, 3 und 5 sind annähernd gleich, während bei den Varianten 2 und 4, bei denen die Wärmeleitfähigkeit der zweiten Schicht 0,1 W/(m·K) betrug, die Beträge der Fehler für die Entladewärmemenge deutlich höher sind. Bei allen Varianten sind die Abweichungen der Temperaturen gegenüber dem Referenzfall geringfügig höher. Ausschlaggebend sind bei der Beurteilung des Systems jedoch die Wärmemengen. Die Auswertung ergibt für den Speicher folgende Parameter:

- Wärmeleitfähigkeit der Schicht 2 (Dämmung) 0,08 W/(m·K)
- Wärmeleitfähigkeit der Schicht 3 (Speicherbereich) 2,3-2,4 W/(m·K)
- Wärmeleitfähigkeit der Schicht 4 (unter dem Speicher) 3,0-3,25 W/(m·K).

Tabelle 7: Zusammenfassende Parametervariation und Ergebnisse für den Speicher

	Einheit	Ref.	1	2	3	4	5
Wärmeleitfähigkeit Schicht 2	W/(m·K)	0,06	0,08	0,1	0,08	0,1	0,08
Wärmeleitfähigkeit Schicht 3	W/(m·K)	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4
Vol. Wärmekapazität Schicht 3	MJ/(m³·K)	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85
Wärmeleitfähigkeit Schicht 4	W/(m·K)	2,5	3,0	3,0	3,25	3,25	3,0
<hr/>							
Fehler Beladewärmemenge	%	-4,7	-3,5	-3,1	-3,3	-2,9	-3,0
Fehler Entladewärmemenge	%	1,7	-1,8	-3,4	-2,2	-3,9	-2,3
Abweichung „Jahr“ an M144	K	2,3	2,8	2,9	2,8	2,9	3,0
Abweichung „Jahr“ an M174	K	2,7	3,1	3,2	3,1	3,3	3,2

In Tabelle 8 sind für die genannten Parameter die Ergebnisse aus der Parametervariation und Literaturdaten zusammengefasst. Die Ergebnisse stimmen - bis auf die Wärmeleitfähigkeit der Wärmedämmung - gut mit den Literaturdaten überein. Die Wärmeleitfähigkeit der Wärmedämmung ist wegen der erhöhten Temperaturen und Feuchtegehalte höher als nach Literaturdaten zu erwarten war.

Tabelle 8: Vergleich der Werte aus der Parametervariation bzw. Literatur für Wärmeleitfähigkeit und volumetrische Wärmekapazität

	Parametervariation		Literatur	
	Wärmeleitfähigkeit λ in W/(m·K)	volumetrische Wärmekapazität ρc_p in MJ/(m ³ ·K)	Wärmeleitfähigkeit λ in W/(m·K)	volumetrische Wärmekapazität ρc_p in MJ/(m ³ ·K)
Dämmung XPS 0,2 m	0,08	-	0,04 [93] bzw. 0,06 [18]	-
Gipskeuper 30 m „Speicherbereich“	2,3-2,4	2,5-3,0	2,0 [74] 2,2 [60], [75] 2,28 [91]	2,3 [60] 2,85 [75] 3,0 [74]
Dolomitische Schicht 5 m	3,0-3,25	-	3,2 [60]	-

5 Validierung Nahwärme-Simulationsmodell

Für eine detaillierte Planung von Nahwärmesystemen sind Simulationsmodelle unabdingbar, da mit diesen verschiedene Varianten, z. B. hinsichtlich Typ und hydraulischer Einbindung von Solarkollektoren und Wärmespeichern, sowie deren Parameter untersucht werden können. Nach einer Anlagenerrichtung sind Simulationsmodelle nützlich, um den Anlagenbetrieb nachbilden zu können und Verbesserungsmöglichkeiten zu erarbeiten. Änderungen der Anlagenregelung und -hydraulik können ohne Eingriff in die Wärmeversorgung untersucht werden. In diesem Kapitel wird das erstellte Nahwärme-Simulationsmodell für Neckarsulm vorgestellt, das mit Messdaten validiert wurde.

5.1 Erstellung und Validierung des Simulationsmodells

5.1.1 Modellbeschreibung

Es wurde ein TRNSYS-Simulationsmodell erstellt, das die wesentlichen Komponenten, siehe Bild 29, und die Regelung der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Neckarsulm umfasst und mit dem das transiente thermische Verhalten der gesamten Nahwärmeversorgung abgebildet werden kann. Dabei wurden sowohl TRNSYS-Standardkomponenten als auch von Nutzern entwickelte, so genannte Nicht-Standard-Komponenten verwendet. Die Validierung des Simulationsmodells erfolgte mit Messdaten des Jahres 2004. Die Zeitschrittweite der Wetter- und Lastdaten sowie der Berechnungen beträgt zehn Minuten.

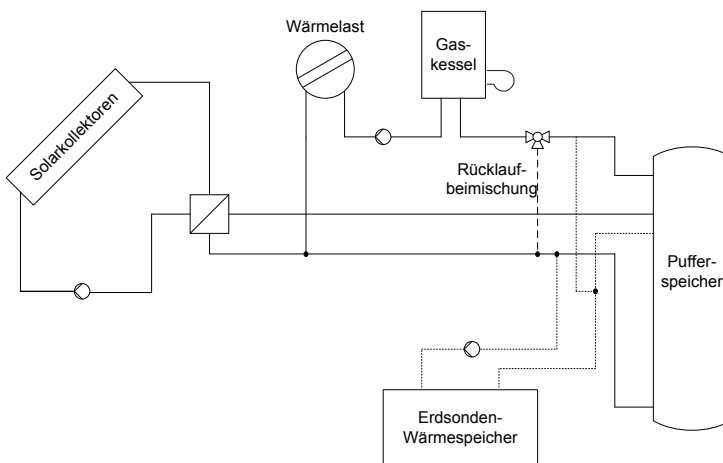


Bild 29: Vereinfachtes Schema der solar unterstützten Nahwärmeversorgung Neckarsulm

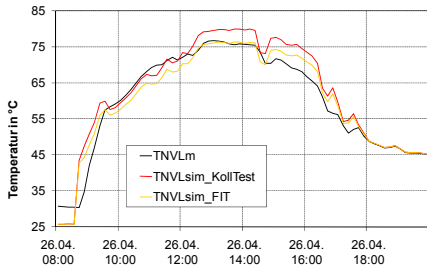
Bei der Erstellung des Simulationsmodells wurde zunächst der Solarkreis des Kollektorfeldes „Lärmschutzwall“ implementiert, da dieses Kollektorfeld separat vermessen wurde und daher detaillierte Daten zur Verfügung stehen. Es wurden die Wetterdaten, die Netzzrücklaufemperaturen und die primär- und sekundärseitigen Massenströme in das Simulationsmodell eingelesen. Die gemessene solare Einstrahlung in der Horizontalen wurde mit dem Modell von Hay und Davies [97] in die solare Einstrahlung in der Kollektorebene umgerechnet. Die Umrechnung der Gesamtstrahlung in den Direkt- und Diffusstrahlungsanteil erfolgte mit der reduzierten Reindl-Korrelation [98]. Die physikalischen Parameter des Kollektorfeldes und der Rohrleitungen wurden den entsprechenden Plänen entnommen; eine Zusammenfassung ist in Tabelle 21 (Anhang) gegeben. Die Wärmeverluste der Rohrleitung wurden entsprechend der Herstellerangaben bestimmt [99], der Wärmeübertrager wurde mit einem konstanten Wärmeübertragungskoeffizienten ($U\text{-}A$ -Wert) berechnet. Der $U\text{-}A$ -Wert wurde durch Parameteranpassung mit dem dynamischen Fitprogramm DF [64] zu 125 kW/K bestimmt und deckt sich mit dem Ergebnis der Messdatenauswertung. Der Auslegungswert betrug 150 kW/K. Mit der berechneten Netzzvorlauftemperatur wurde die am Wärmeübertrager sekundärseitig abgegebene Wärmemenge berechnet und mit der mit den Messdaten ermittelten Wärmemenge verglichen. Mit dem DF-Fitprogramm wurden die Kollektorkennwerte ermittelt, mit denen die beste Übereinstimmung zwischen gemessenen und berechneten Wärmemengen erzielt werden kann. In Tabelle 9 sind die gefitteten Kollektorparameter den Parametern aus dem Kollektortest gegenübergestellt.

Tabelle 9: Kenndaten für das Kollektorfeld Lärmschutzwall

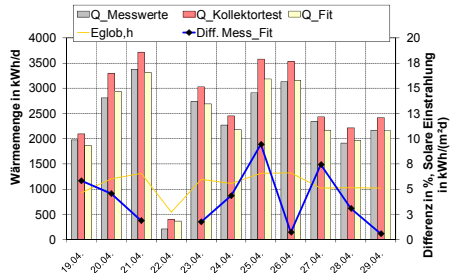
		Kollektortest	Gefittete Parameter
Optischer Wirkungsgrad	-	0,764	0,681
Wärmeverlustkoeffizient erster Ordnung	W/(m ² ·K)	3,495	3,154
Effektive Wärmekapazität	kJ/K	8,159	8,565

In Bild 30 sind für einen beispielhaften Tag (26.04.2004) die sekundärseitige gemessene Kollektorvorlauftemperatur (TNVL_m) sowie die mit den Kollektorkennwerten aus dem Kollektortest (TNVL_{sim_KollTest}) bzw. den gefitteten Kollektorkennwerten (TNVL_{sim_FIT}) berechneten Vorlaufemperaturen dargestellt. Mit den Kollektorkennwerten aus dem Kollektortest ergeben sich zu den meisten Zeiten zu hohe Vorlaufemperaturen, während die mit den gefitteten Daten berechneten Vorlaufemperaturen deutlich besser übereinstimmen. Eine exakte Übereinstimmung zwischen gemessenen und berechneten Vorlaufemperaturen kann nicht erreicht werden, da die gemessene Solarstrahlung lediglich als Globalstrahlung ($E_{glob,h}$) gemessen und mit den oben genannten Korrelationen in die Diffus- bzw. Direktstrahlung bei der angegebenen Kollektorneigung umgerechnet wird. Der berechnete tägliche Kollektorsertrag (Q_{FIT})

weicht maximal 10%¹³ (Diff. Mess_Fit) vom gemessenen Kollektorsertrag ab, siehe Bild 31. Für den gesamten für das Fitten genutzten Zeitraum (18.04.-08.05.2004) betrug die Differenz zwischen gemessenem (Q_Messwerte) und berechnetem Kollektorsertrag 0,65%, während die Differenz bei Verwendung der Kollektordaten aus dem Kollektortest 13,1% betrug.



**Bild 30: Sekundärseitige Kollektorvorlaufem-
peraturen (gemessen, berechnet)**



**Bild 31: Kollektorserträge (gemessen, berechnet),
solare Einstrahlung und Differenz zwischen
gemessenen und berechneten Kollektorserträgen**

Bei der Simulation der gesamten Nahwärmeversorgung wurden die Solarkreise aller acht Kollektorfelder separat abgebildet. Hierbei wurden für das Kollektorfeld Lärm-schutzwall die gefitteten Kollektordaten verwendet und bei den anderen Kollektorfeldern die Daten aus den Kollektortests, da für diese keine detaillierten Messdaten zum Fitten zur Verfügung standen.

Zur Berechnung des thermischen Verhaltens des Pufferspeichers wurde die Nicht-Standard-Komponente „Type 340“ verwendet. Dieses so genannte „Multiport Store Model“ wurde von [100] erstellt und von [78] anhand eines 85 m³ großen Wärmespeichers detailliert validiert. Für die Wärmeverlustrate der Pufferspeicher wurde der Wert 55,6 W/K¹⁴ zu Grunde gelegt. Dieser Wert beinhaltet die Wärmeverlustrate des Speichers, die aufgrund der geometrischen Daten berechnet wurde und einen angenommenen Betrag für die Wärmeverluste an den Anschlüssen.

Die Berechnung des thermischen Verhaltens des Erdsonden-Wärmespeichers erfolgte mit dem im Kapitel 4 untersuchten TRNSBM-Modell.

¹³ Differenzen zwischen gemessenen und berechneten Kollektorserträgen sind als Beträge angegeben.

¹⁴ Für den äußeren Wärmeübergangskoeffizienten wurde 20 W/(m²·K) verwendet.

Das in der realen Nahwärmeversorgung weit verzweigte 3-Leiter-Netz wurde durch jeweils eine Rohrleitung für den Wärmeverlauf, den Solarvorlauf und den Wärme- und Solarrücklauf abgebildet. Für den Wärme- und den Solarvorlauf wurden die Standard-Rohrleitungen verwendet. Der in beide Richtungen durchströmte Wärme- und Solarrücklauf wurde durch eine von [77] entwickelte und von der Verfasserin in die TRNSYS-Version 16 umgewandelte Rohrleitungskomponente abgebildet. Die Wärmedurchgangskoeffizienten der Rohrleitungen wurden mit den Herstellerangaben [99] berechnet. Die einzelnen Rohrleitungsabschnitte des Nahwärmenetzes haben unterschiedliche Durchmesser, daher wurde ein äquivalenter Rohrdurchmesser $d_{\text{äq}}$ gebildet, sodass das im Rohr enthaltene Volumen dem der Realität entspricht, siehe (5-1).

$$d_{\text{äq}} = \sqrt{\frac{\sum_i d_i^2 \cdot l_i}{\sum_i l_i}} \quad (5-1)$$

Die Messung der Netzzücklauftemperatur erfolgt in der Heizzentrale ($\vartheta_{WRL,HZ}$). Wegen der großen Anzahl an Gebäuden ist die Messung der Rücklauftemperaturen und der Durchflüsse in jeder einzelnen Wärmeübergabestation mit den zur Verfügung stehenden Mitteln nicht möglich. Für die Systemsimulationen werden jedoch die Rücklauftemperaturen in den Wärmeübergabestationen $\vartheta_{WRL,WÜST}$ benötigt, da diese gleichzeitig die Solarrücklauftemperaturen sind. Die Berechnung der Rücklauftemperaturen in den Wärmeübergabestationen erfolgt unter der Annahme einer konstanten Bodentemperatur ϑ_{Erde} von 10°C mit Formel (5-2), siehe auch [77]:

$$\vartheta_{WRL,WÜST} = \vartheta_{WRL,HZ} + \frac{\vartheta_{WRL,HZ} - \vartheta_{Erde}}{\vartheta_{WVL,HZ} - \vartheta_{Erde}} \cdot (\vartheta_{WVL,HZ} - \vartheta_{WVL,WÜST}) \quad (5-2)$$

Bei den Systemsimulationen mit einer erhöhten bzw. verringerten Netzzücklauftemperatur $\vartheta_{WRL, \text{korr.}}$ musste der an den Wärmeübergabestationen abgegebene Wärmestrom \dot{Q} konstant gehalten werden. Dies erfolgte nach den Formeln (5-3) bzw. (5-4).

$$\dot{Q} = \dot{m}_{WVL,HZ} \cdot c_p \cdot (\vartheta_{WVL,HZ} - \vartheta_{WRL,HZ}) = \dot{m}_{WVL,\text{korr.}} \cdot c_p \cdot (\vartheta_{WVL,HZ} - \vartheta_{WRL,\text{korr.}}) \quad (5-3)$$

$$\dot{m}_{WVL,\text{korr.}} = \dot{m}_{WVL,HZ} \cdot \frac{\vartheta_{WVL,HZ} - \vartheta_{WRL,HZ}}{\vartheta_{WVL,HZ} - \vartheta_{WRL,\text{korr.}}} \quad (5-4)$$

Die in der Heizzentrale gemessenen Lastdaten wurden durch das TRNSYS-Modell eingelesen und für den Gaskessel, die Ventile, die Pumpen etc. wurden Standardkomponenten verwendet. Als Regler wurden PID-Regler verwendet. Die Rücklaufbeimischung wurde mit einem temperaturgeführten Ventil sowie einem T-Stück realisiert.

In Tabelle 10 sind die wesentlichen Parameter ausgewählter Komponenten zusammengefasst. Die Parameter der Kollektorfelder sind im Anhang, Abschnitt 11.4 aufgeführt.

Tabelle 10: Hauptparameter ausgewählter Komponenten

Parameter	Einheit	Wert
Pufferspeicher		
Volumen	m ³	200
Höhe	m	18,9
Wärmeverlustrate	W/K	55,6
Erdsonden-Wärmespeicher		
Anzahl Erdwärmesonden	-	528
Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs	W/(m·K)	2,2
volumetrische Wärmekapazität des Erdreichs	MJ/(m ³ ·K)	2,85
Rohrleitungen		
<i>Netzvorlauf</i>		
Länge	m	2513
äquivalenter Durchmesser	m	0,101
Wärmedurchgangskoeffizient	W/(m ² ·K)	1,02
<i>Solarvorlauf</i>		
Länge	m	1200
äquivalenter Durchmesser	m	0,128
Wärmedurchgangskoeffizient	W/(m ² ·K)	0,79
<i>Netz-, Solarrücklauf</i>		
Länge	m	2513
äquivalenter Durchmesser	m	0,105
Wärmedurchgangskoeffizient	W/(m ² ·K)	0,8
<i>Rücklauf Erdsonden-Wärmespeicher</i>		
Länge	m	165
äquivalenter Durchmesser	m	0,2
Wärmedurchgangskoeffizient	W/(m ² ·K)	0,54
<i>Vorlauf Erdsonden-Wärmespeicher</i>		
Länge	m	125
äquivalenter Durchmesser	m	0,2
Wärmedurchgangskoeffizient	W/(m ² ·K)	0,43

5.1.2 Auswertung

In Bild 32 sind die gemessenen und berechneten Wärmemengen sowie deren Differenz dargestellt. Die solaren Deckungsanteile stimmen sehr gut überein, die Differenz beträgt 0,6 Prozentpunkte (22,7% Berechnung bzw. 23,3% Messdaten). Beim Gaskessel, den Solarkollektoren, dem Wärmebedarf der Gebäude und der Beladewärmemenge des ESWSp beträgt die

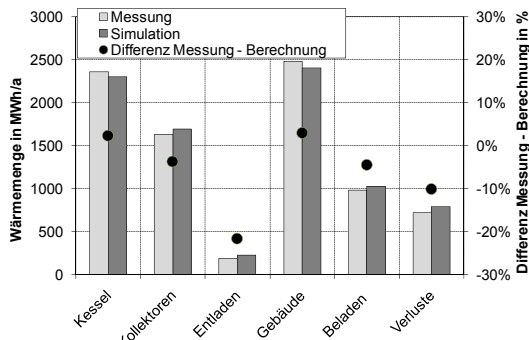


Bild 32: Vergleich gemessener und berechneter Wärmemengen sowie deren Differenz in %

prozentuale Abweichung zwischen den gemessenen und berechneten Wärmemengen maximal 5%. Die Differenz bei den Verlusten beträgt 10%; hierbei ist zu berücksichtigen, dass diese messtechnisch nicht erfasst werden können, d. h. berechnet wurden und aufgrund der notwendigen Annahmen einen Unsicherheitsfaktor darstellen. Die Verluste umfassen die Wärmeverluste des Nahwärme- und Solarnetzes sowie des Pufferspeichers. Die Differenz zwischen gemessener und berechneter Entladewärmemenge des Erdsonden-Wärmespeichers beträgt 21,7%. Im Gegensatz zu den im letzten Kapitel vorgestellten Berechnungen wurden bei dieser Berechnung nicht die gemessenen Eintrittstemperaturen und Durchflüsse in das Simulationsmodell des Erdsonden-Wärmespeichers eingegeben. Diese ergeben sich vielmehr aus den von den Kollektoren gelieferten Temperaturen bzw. Wärmemengen und der Regelstrategie. Die Regelung wurde im Simulationsmodell soweit möglich entsprechend der Angaben des Betreibers, siehe Abschnitt 11.3, umgesetzt, ob die Regelung der Anlage im gesamten betreffenden Zeitraum derart erfolgte, ist nicht bekannt.

In Bild 33 sind die berechneten monatlichen Wärmemengen der Wärmelieferanten und -verbraucher aufgetragen. Die monatlichen Bilanzen stimmen sehr gut, lediglich in den Monaten August und September ist der berechnete Wärmeverbrauch geringfügig höher als die berechnete Wärmelieferung. Der Anstieg des Wärmebedarfs in den Monaten November und Dezember resultiert aus der Notversorgung eines benachbarten Nahwärmegebietes. Es ist außerdem zu erkennen, dass die Kollektoren in den Sommermonaten den weitaus größten Teil des Wärmebedarfs decken. Die Entladung des Erdsonden-Wärmespeichers fand am Jahresende aufgrund eines Regelungsfehlers erst ab Dezember statt.

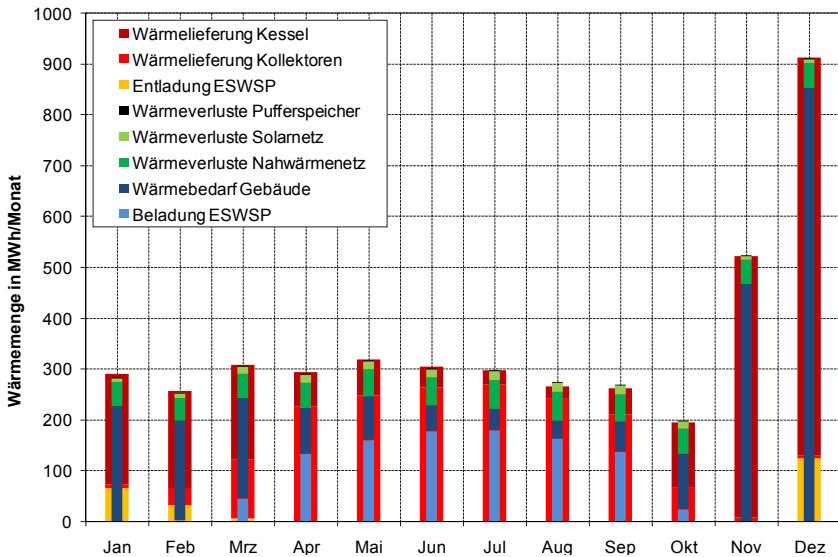


Bild 33: Berechnete monatliche Wärmemengen der solar unterstützten Nahwärmeversorgung

In Bild 34 ist das Energieflussdiagramm für die solar unterstützte Nahwärmeversorgung dargestellt. Es ist zu erkennen, dass sowohl die Umwandlung der solaren Einstrahlung in Wärme als auch die Rohrleitungsverluste und der Erdsonden-Wärmespeicher einen erheblichen Einfluss auf die Effizienz des Systems haben. Der niedrige Speichernutzungsgrad des Erdsonden-Wärmespeichers (22%) resultiert aus dem noch nicht eingeschwungenen, d. h. quasistationären Zustand. Die Netzverluste des Netzvorlaufs (NVL), des Netzurücklaufs (NRL) und des Solarrücklaufs (SRL) sind aufgrund der Leitungslängen und geringen Netzauslastung besonders hoch.

Validierung Nahwärme-Simulationsmodell

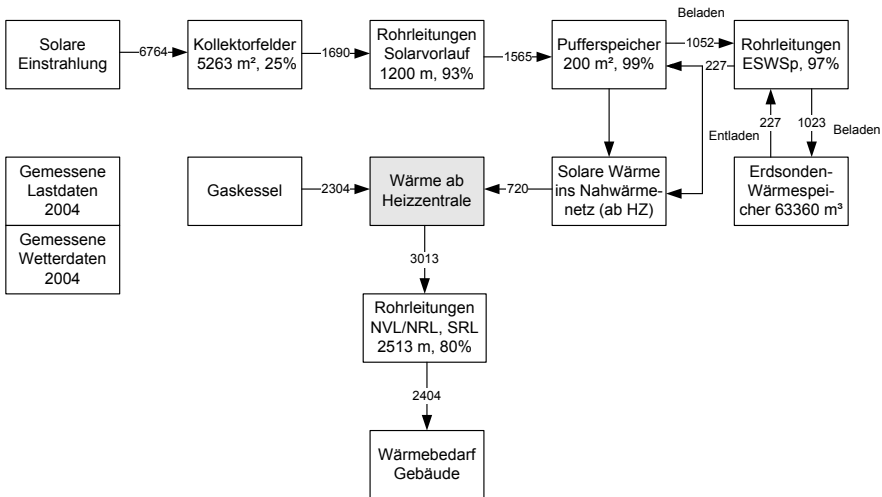


Bild 34: Energieflussdiagramm auf Basis von berechneten Werten¹⁵ für das Jahr 2004, Zahlenangaben in MWh/a

Zur Überprüfung des Nahwärme-Simulationsmodells mit SBM-Modell wurde dieses mit einem Nahwärme-Simulationsmodell mit DST-Modell für den Erdsonden-Wärmespeicher und mit Messwerten verglichen. In Bild 35 sind für das Jahr 1999 die gemessenen und die mit dem DST- bzw. SBM-Modell berechneten Wärmemengen dargestellt. Für diesen Vergleich wurden die Messwerte des Jahres 1999 verwendet, da wie in Abschnitt 2.2.2 dargelegt, beim DST-Modell die Erdwärmesonden gleichmäßig im zylindrischen Speichervolumen verteilt werden, während beim SBM-Modell die Positionen der Erdwärmesonden individuell festgelegt werden müssen. In dem betrachteten Jahr 1999 bestand der Erdsonden-Wärmespeicher aus 168 Erdwärmesonden mit dem äquidistanten Abstand von 2 m (Pilotspeicher und 1. Ausbau). Die Speichergeometrie war nahezu quadratisch, daher sind die mit den beiden Speichermodellen berechneten Wärmemengen für den Erdsonden-Wärmespeicher nahezu identisch. Seit dem 2. Ausbau des Erdsonden-Wärmespeichers ist dieser asymmetrisch, sodass die zur Berechnung mit dem DST-Modell erforderlichen Annahmen nicht mehr erfüllt werden.

In Bild 35 ist zu erkennen, dass mit dem DST- und dem SBM-Modell eine sehr gute Übereinstimmung mit den Messwerten erreicht wird. Hierbei werden mit „Verluste“ die Wärmeverluste im Nahwärmenetz, mit „QESbel“ die Beladewärmemenge und mit

¹⁵ Prozentangaben geben die Effizienz der betreffenden Komponente an. Differenzen sind durch Ungenauigkeiten der Berechnung bedingt (z. B.: Gaskessel 2304 MWh + Qsol 720 MWh = Q_HZ 3024 MWh).

„QESent“ die Entladewärmemenge des Erdsonden-Wärmespeichers, mit „QGebäude“ der Wärmebedarf der Gebäude, mit „BHKW“ die Wärmelieferung eines Blockheizkraftwerkes, mit „QGaskessel“ die Wärmelieferung des Gaskessels und mit „QKoll“ die Wärmelieferung der Kollektoren bezeichnet.

Der größte Unterschied zwischen der Messung und den Simulationsmodellen ergibt sich bei der berechneten Wärmelieferung des Gaskessels beim SBM-Modell (9%). Da der Gaskessel nicht Gegenstand der hier vorgestellten Untersuchungen war, wurden seine Parametrierung und sein Verhalten nicht näher untersucht. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass bei Einhaltung bestimmter Randbedingungen, insbesondere hinsichtlich der Speichergeometrie und Sondenanordnung, sowohl mit dem DST- als auch mit dem SBM-Modell eine gute Übereinstimmung zwischen gemessenen und berechneten Werten erzielt werden kann.

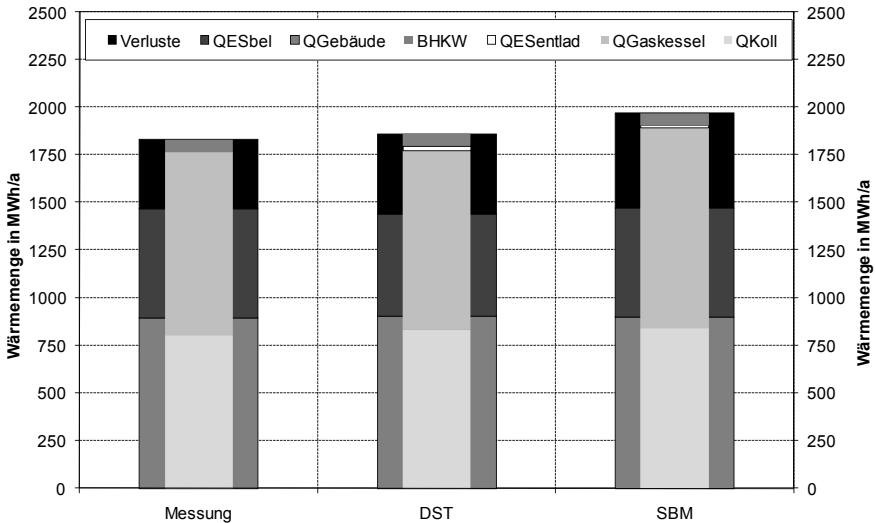


Bild 35: Vergleich gemessener und mit dem DST bzw. SBM- Modell berechneter Wärmemengen für das Jahr 1999

5.2 Sensitivitätsanalyse

Als Ausgangswerte für die Sensitivitätsanalyse wurden die im Jahr 2004 gemessenen Last- und Wetterdaten verwendet. Das Volumen des Erdsonden-Wärmespeichers betrug 63360 m³ und die Kollektorfläche (Apertur) 5263 m². Der berechnete solare Deckungsanteil betrug 22,7%.

5.2.1 Simulationsumgebung

In Tabelle 11 sind die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für die Simulationsumgebung dargestellt. Die optimalen Werte für die Parameter Integration und Konvergenz wurden bestimmt, da diese einen Einfluss auf die Genauigkeit des Rechenergebnisses und die Rechendauer haben. Als Bewertungskriterium wird die Änderung des solaren Deckungsanteils verwendet. Für die weiteren Berechnungen wurde 0,001 für die Parameter Integration und Konvergenz verwendet. Mit diesen Werten wurde die beste Übereinstimmung zwischen Messung und Simulation erzielt. Für die Zeitschrittweite wurden zehn Minuten verwendet, weil die Messdaten ebenfalls in dieser Zeitschrittweite vorlagen und eine weitere Verringerung zu einer wesentlichen Erhöhung der Berechnungsdauer geführt hätte. Die Dauer einer Jahres-Simulation betrug ca. 15 Stunden mit einem PC mit einem Arbeitsspeicher von 1,5 GB und einem Intel Pentium Prozessor mit 1,59 GHz.

Tabelle 11: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für die Simulationsumgebung

<i>i</i>	Parameter			Ergebnis		
	Integration	Konvergenz	Zeitschritt in h	Simulationsabbruch	solarer Deckungsanteil in %	Abweichung σ in %
1	0,1	0,1	0,167	nein	23,8	-4,6
2	0,05	0,05	0,167	nein	22,7	
3	0,01	0,01	0,167	nein	24,2	6,2
4	0,005	0,005	0,167	nein	22,7	-6,2
5	0,001	0,001	0,167	nein	22,7	0,0
6	0,0001	0,0001	0,167	nein	22,6	-0,4

$$\sigma = \frac{f_{sol}(i) - f_{sol}(i-1)}{f_{sol}(i-1)}$$

5.2.2 Kollektoren und Kollektorkreis, Wetter

Im Folgenden werden die Parametervariationen der Eingabewerte für die Kollektoren und den Kollektorkreis sowie der Einfluss des Wetterdatensatzes auf den solaren Deckungsanteil vorgestellt, siehe Tabelle 12. Es wurden acht Kollektorfelder simuliert, die Parameter sind im Anhang, Abschnitt 11.4 aufgeführt. Von den Kollektorparametern haben der optische Wirkungsgrad und der Wärmeverlustkoeffizient erster Ordnung den größten Einfluss auf den solaren Deckungsanteil f_{sol} . Der Referenzwert für den solaren Deckungsanteil beträgt 22,7%. Bei einer Verringerung des optischen Wirkungsgrades um 5% verringert sich f_{sol} um 9,3% und bei einer Erhöhung des Wärmeverlustkoeffizienten um 5% verringert sich f_{sol} um 4%. Des Weiteren steigt der f_{sol} um 5,7% bei einem verringerten sekundärseitigen Massenstrom (12 statt 13 l/(m²·h)). Bei dem niedrigeren sekundärseitigen Massenstrom ist zwar die von den Kollektoren abgegebene Wärmemenge niedriger, es sinkt jedoch aufgrund der höheren Kollektoraustrittstemperaturen auch der Nachheizbedarf durch den Gaskessel. Des Weiteren wird zwar eine geringere Wärmemenge in den Erdsonden-Wärmespeicher eingespeichert, allerdings auf einem höheren Temperaturniveau, sodass die Entladewärmemenge höher ist als bei den höheren sekundärseitigen Massenströmen. Von den Regelungseinstellungen hat lediglich der Wert für die Temperaturregelung¹⁶ der Kollektorfelder einen größeren Einfluss. Bei einer Verringerung des Wertes von 70°C auf 65°C steigt der solare Deckungsanteil um 8,4%, da das Einschaltkriterium für die sekundärseitige Pumpe früher erreicht wird. Allerdings wird mit diesem Regelungswert die Soll-Netzvorlauftemperatur erst später erreicht, sodass ein Nachheizen erforderlich ist.

¹⁶ Bei der Temperaturregelung wird der sekundärseitige Volumenstrom so angepasst, dass eine Mindestvorlauftemperatur von 70°C erreicht wird. Nach Erreichen der Temperatur wird der Volumenstrom weiter erhöht. Nach Planer-/Betreiberangaben wird der Volumenstrom primärseitig konstant gehalten, obgleich in der ursprünglichen Planung eine stufenweise Anpassung des Volumenstromes vorgesehen war.

Tabelle 12: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für Kollektoren, Kollektorkreis und Wetter

Parameter	Einheit	Ausgangswert	Variationsbreite	
			Parameter	f_{sol} in %
Kollektoren und Kollektorkreis				
Optischer Wirkungsgrad	-	s. Tabelle 21	Ref. ¹⁷ · 0,95	20,6
Wärmeverlustkoeffizient erster Ordnung	W/(m ² ·K)	s. Tabelle 21	Ref. · 1,05	21,8
Spezifische Wärmekapazität Kollektor	kJ/(m ² ·K)	s. Tabelle 21	Ref. · 1,05	22,6
Wärmeverlustkoeff. Kollektorleitung	W/(m ² ·K)	s. Tabelle 21	Ref. · 1,05	22,6
Massenstrom primärseitig	l/h	$A_{Koll} \cdot 14$ l/(m ² ·h)	$A_{Koll} \cdot 13..15$	22,5 .. 22,3
Massenstrom sekundärseitig	l/h	$A_{Koll} \cdot 13$ l/(m ² ·h)	$A_{Koll} \cdot 12..14$	24,0 .. 22,2
Stagnationstemperatur	°C	105	100	22,6
Temperaturregelung Kollektorfelder	°C	70	65	24,6
Wetter (Globalstrahlung, Umgebungstemperatur, Wind)				
Neckarsulm gemessen 1999	ΣE_{glob} ¹⁸	MWh/a	6764 (NSU'04)	6423
				20,0

In Bild 36 sind für einen Zeitraum von fünf Jahren die Temperaturen in einer Tiefe von 10 m (unter Speicheroberkante) in der Mitte (M174) bzw. am Nordrand (M184) des Bereichs 2. Ausbau des Erdsonden-Wärmespeichers sowie der solare Deckungsanteil für verschiedene Wetterdatensätze dargestellt. Die Wetterdaten Neckarsulm (NSU) der Jahre 2004 und 1999 wurden durch das ITW gemessen. Bei den Mehrjahressimulationen wurden für jedes Jahr die gleichen Wetterdatensätze verwendet. Es ist zu erkennen, dass mit den im Jahr 2004 gemessenen Wetterdaten die höchsten Speichertemperaturen bzw. solaren Deckungsanteile erreicht werden. Dies zeigt den erheblichen Einfluss des Wetterdatensatzes und bedeutet, dass für die Auslegung von solar unterstützten Nahwärmeversorgungen auf langjährige Messdaten zurückgegriffen werden sollte. Die Ergebnisse für die aufgeführten Wetterdaten dienen dem Vergleich, die folgende Auswertung bezieht sich auf den Wetterdatensatz NSU 2004. Bei den Mehrjahressimulationen steigen bei Verwendung der im Jahr 2004 gemessenen Wetterdaten die Minimal- und Maximaltemperaturen in der Speichermitte (M174) nur noch geringfügig, während am Speicherrand (M184) die Minimal- und Maximaltemperaturen um bis zu 4 K ansteigen. Dies bedeutet, dass die Speichermitteltemperatur und damit die gespeicherte Wärmemenge ansteigt. Allerdings steigt der Speichernutzungsgrad nur sehr geringfügig. Er beträgt im ersten Jahr 29,7% und im fünften Jahr 30,3%. Der solare Deckungsanteil beträgt im ersten Jahr 25,9%¹⁹ sinkt aufgrund der höheren Speichermitteltemperaturen und der daraus resultierenden höheren Kollektorrücklauftemperaturen in den folgenden beiden Jahren und stagniert danach bei ca. 23%²⁰.

¹⁷ Ref. = Referenzwert, entspricht den in Tabelle 21 angegebenen Werten

¹⁸ $\Sigma E_{glob} = \Sigma (\text{Strahlung auf Kollektorebene} \cdot \text{Kollektorfläche})$

¹⁹ f_{sol} ist höher als bei der Referenzvariante, da der Betrieb des ESWSp und der Kollektoren nicht eingeschränkt wurde. Beim realen System waren die Kollektoren bzw. der Speicher zeitweise außer Betrieb.

²⁰ Bei maximal 2% der Zeitschritte wird keine Konvergenz erreicht; da die nichtkonvergierenden Zeitschritte in den unterschiedlichen Jahren nicht gleich sind, sind die Ergebnisse geringfügig unterschiedlich.

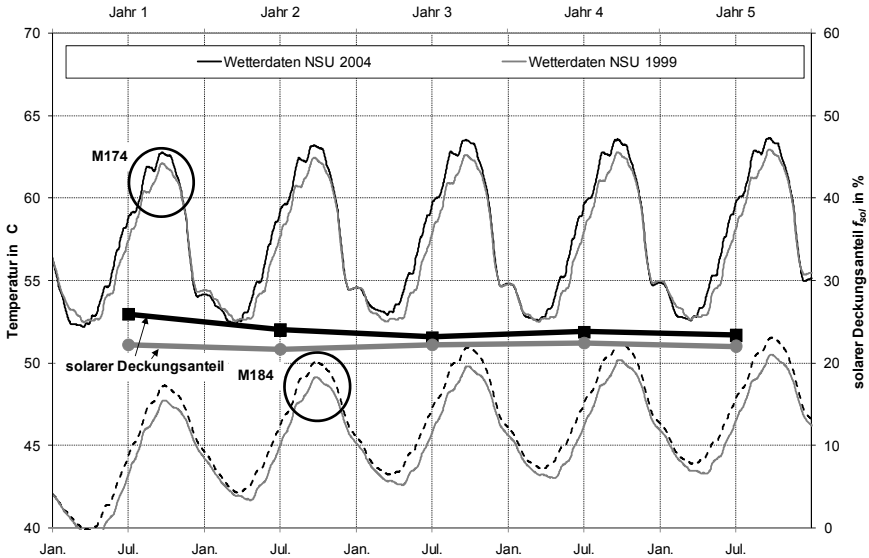


Bild 36: Temperaturen in 10 m Tiefe in der Speichermitte und am Nordrand sowie solarer Deckungsanteil für einen Zeitraum von fünf Jahren für verschiedene Wetterdatensätze

In Bild 37 sind die Minimal- und Maximaltemperaturen in der Speichermitte (M174) und am Nord- (M184) bzw. Südrand (M164) des Speichers in einer Tiefe von 10 m für einen Zeitraum von zehn Jahren dargestellt. Als Eingabedaten dienen die im Jahr 2004 gemessenen Wetter- und Lastdaten. Die Min./Max.-Temperaturen auf der Nord- und Südseite des spiegel-symmetrischen 2. Ausbaus sind ab dem vierten Betriebsjahr gleich und ab dem sechsten Betriebsjahr nahezu konstant.

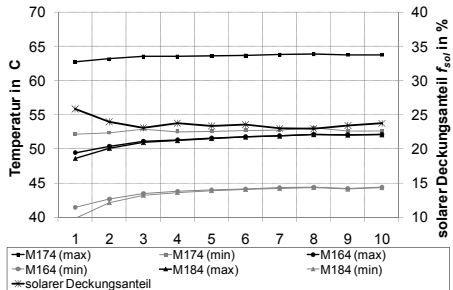


Bild 37: Temperaturen in der Speichermitte und am Nord- bzw. Südrand sowie solarer Deckungsanteil für einen Zeitraum von zehn Jahren

5.2.3 Netzparameter, Wärmelast

In Tabelle 13 sind die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für die Netzparameter und die Wärmelast für das Jahr 2004 zusammengefasst. Die Haupteinflussgrößen sind die Wärmelast und die Netzurücklauftemperatur, während die Parameter der Rohrleitungen und die Bodentemperatur einen vergleichsweise geringen Einfluss auf den f_{sol} haben.

Mit der Senkung der Netzurücklauf­temperatur um 10 K ergibt sich ein f_{sol} von 39,5%. Die hohe Korrelation des f_{sol} mit der Netzurücklauf­temperatur ist bekannt, die Änderung um 16,8 Prozentpunkte ist jedoch sehr hoch, vergleiche Kapitel 6.3. Ursache hierfür sind die im Vergleich zur Planung (ca. 85°C) relativ niedrigen Temperaturen²¹ im Erdsonden­Wärmespeicher. Es wurden Maximaltemperat­uren von ca. 65°C erreicht und der Erdsonden­Wärmespeicher kann nur bis auf das Temperaturniveau der Netzurücklauf­temperatur (ca. 40-45°C im Winter) entladen werden.

Tabelle 13: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für die Netzparameter und Wärmelast

Parameter	Einheit	Ausgangs­wert	Variationsbreite	
			Parameter	f_{sol} in %
Netzparameter und Wärmelast				
Last ab Heizzentrale	MWh/a	2987	3584 .. 4480	19,1 .. 16,1
Netzurücklauf­temperatur ($Q_{Netz} = konst.$)	°C	Messung	Mess. -10..+2 K	39,5 ..17,8
Bodentemperatur	°C	10	8	22,5
Wärmeverluste Wärmevorlaufleitung	W/(m²·K)	1,02	0,93	22,7
Wärmeverluste Wärmerücklaufleitung	W/(m²·K)	0,8	0,89	22,7
Wärmeverluste Solarvorlaufleitung	W/(m²·K)	0,79	0,88	22,5
Länge der Wärmevorlaufleitung	m	2513	2800	22,3
Länge der Wärmerücklaufleitung	m	2513	2800	22,6
Länge der Solarvorlaufleitung	m	1200	1500	22,2

5.2.4 Pufferspeicher und Speicherkreis

In Tabelle 14 sind die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für ausgewählte Parameter des Pufferspeichers und des Speicherkreises Erdsonden­Wärmespeicher dargestellt. Bei einer Verringerung des Puffervolumens um 10% sinkt der solare Deckungsanteil um 0,3 Prozentpunkte, bei einer Erhöhung um 10% steigt f_{sol} um 2 Prozentpunkte. Bei einer Verringerung des Puffervolumens stagnieren die Kollektorfelder früher, da der Pufferspeicher seine maximale Beladung früher erreicht und die Wärmeleistung des Erdsonden­Wärmespeichers nicht ausreicht, um die von den Kollektoren gelieferte solare Wärme zeitgleich aufzunehmen. Bei einer Erhöhung des Puffervolumens kann zum einen Stagnation vermieden werden und zum anderen sind die Temperaturen im unteren Bereich des Pufferspeichers, der die Kollektorrücklauf­temperaturen maßgeblich bestimmt, über einen längeren Zeitraum niedriger. Eine Erhöhung des Pufferspeichervolumens wird insbesondere bei einem weiteren Ausbau der Kollektorflächen notwendig sein. Die Parameter des Speicherkreises Erdsonden­Wärmespeicher haben einen ver-

²¹ Das betrachtete Nahwärmesystem ist noch nicht vollständig ausgebaut. Unter anderem ist die Kollektorfläche (im Jahr 2004: 5263 m²) gegenüber der Planung (6300 m²) geringer.

gleichsweise geringen Einfluss auf den solaren Deckungsanteil, lediglich die Änderung des Be-/Entlademassenstroms führt zu einer Änderung von f_{sol} um einige Zehntel Prozentpunkte. Bei einer Verringerung bzw. Erhöhung des Belademassenstroms ist die Verweildauer des Wärmeträgerfluids in den Erdwärmesonden länger bzw. geringer, damit kann mehr bzw. weniger Wärme an das Erdreich abgegeben werden.

Tabelle 14: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für den Pufferspeicher und den Speicherkreis Erdsonden-Wärmespeicher

Parameter	Einheit	Ausgangswert	Variationsbreite	
			Parameter	f_{sol} in %
Pufferspeicher (PS)				
Volumen des Pufferspeichers	m ³	200	180 .. 220	21,9 .. 24,7
Effektive Wärmeleitfähigkeit im Speicher	kJ/(h·m·K)	4,685	4,451	22,7
Wärmeverlustrate PS / Umgebung	kJ/(h·K)	200	180	22,6
Genauigkeit des Mixprozesses im PS	-	10000	100000	22,7
Genauigkeit für die Temp.berechnung	K	0,001	0,0001	22,7
Speicherkreis Erdsonden-Wärmespeicher				
Belademassenstrom	kg/h	52000	45000..60000	23,0 .. 22,1
Entlademassenstrom	kg/h	38000	30000..45000	22,5 .. 22,6
Wärmeverluste Vorlaufleitung	W/(m ² ·K)	0,53	0,45	22,7
Wärmeverluste Rücklaufleitung	W/(m ² ·K)	0,43	0,36	22,8
Länge der Vorlaufleitung	m	165	150	22,6
Länge der Rücklaufleitung	m	125	120	22,7

5.3 Verbesserungspotenzial

5.3.1 Bestehendes Nahwärmenetz

Für die bestehende Nahwärmeversorgung ergeben sich Verbesserungsmöglichkeiten aus der in Abschnitt 5.2 diskutierten Sensitivitätsanalyse. Neben den nicht oder nur wenig beeinflussbaren Parametern, wie dem Wetter, der Wärmelast oder den Bodeneigenschaften gibt es weitere Parameter, deren Änderung einen Einfluss auf das Ergebnis, d. h. den solaren Deckungsanteil, hat. Hierzu zählen insbesondere die Netzurücklauftemperatur (Bild 38), das Pufferspeichervolumen (Bild 39), die Kollektorparameter (Bild 40) und einige Regelungsparameter. Durch eine korrekte Auslegung und Ausführung der Wärmeübergabestationen sowie sorgfältige hydraulische Einregulierung der Installationen in den Gebäuden kann eine niedrige Netzurücklauftemperatur erreicht werden. In Bild 38 sind der solare Deckungsanteil, der Speichernutzungsgrad des Erdsonden-Wärmespeichers und der solare Nutzwärmeertrag bei einer Änderung der Netzurücklauftemperatur um -10 bis +2 K aufgetragen. In dem betrachteten Fall steigt bei einer Senkung der Netzurücklauftemperatur um 5 K der solare Deckungsanteil um circa

10 Prozentpunkte. Allerdings kann dieser Wert nicht verallgemeinert werden, da sich bei dem betrachteten Fall die Kollektorfläche, das Wärmespeichervolumen und die Wärmelast nicht im geplanten Verhältnis befinden, siehe auch Abschnitt 3.1. Der Speichernutzungsgrad steigt mit sinkender Netzurücklauftemperatur stark an, weil die Entladewärmemenge des Erdsonden-Wärmespeichers in hohem Maße von der Netzurücklauftemperatur abhängt. Ohne Wärmepumpe kann der Erdsonden-Wärmespeicher nur bis auf das Temperaturniveau der Netzurücklauftemperatur entladen werden.

Bei dem betrachteten Nahwärmenetz wäre mit einem störungsfreien Betrieb der Kollektoren und des Erdsonden-Wärmespeichers ein solarer Deckungsanteil von 25,8% statt 22,7% erreicht worden. Zusätzlich zum störungsfreien Betrieb wäre mit einer Vergrößerung des Pufferspeichervolumens auf 220 m³ und einer Verringerung der Netzurücklauftemperatur um 5 K ein solarer Deckungsanteil von 35,7% erreicht worden.

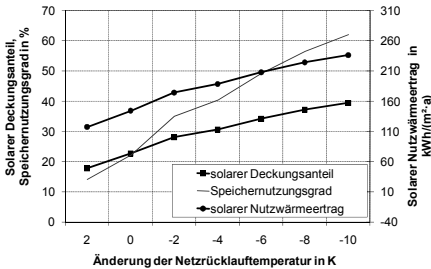


Bild 38: Solarer Deckungsanteil, Speichernutzungsgrad und solarer Nutzwärmeertrag bei Änderung der Netzurücklauftemperatur

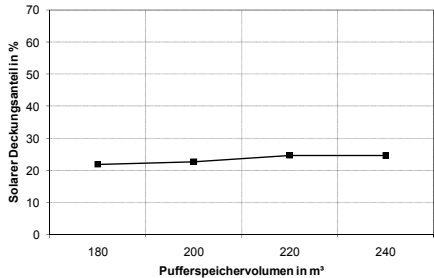


Bild 39: Solarer Deckungsanteil bei Änderung des Pufferspeichervolumens

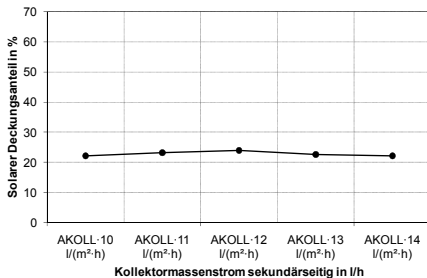


Bild 40: Solarer Deckungsanteil bei Änderung des sekundärseitigen Kollektormassenstroms

5.3.2 Nahwärmenetz mit zylindrischem Erdsonden-Wärmespeicher

Bei dem betrachteten Nahwärmesystem kann die Anordnung der Erdwärmesonden nicht mehr verändert werden. Allerdings ist die Sondenanordnung nicht optimal, da durch die rechteckige und asymmetrische Anordnung der Erdwärmesonden die Wärmeverluste an den Speicherrändern höher als bei einer zylindrischen Anordnung sind. In Bild 41 sind der Speichernutzungsgrad und der solare Deckungsanteil bei einer zylindrischen Anordnung der Erdwärmesonden dargestellt. Hierbei wurde das in Abschnitt 5.1.1 beschriebene Simulationsmodell verwendet und lediglich die Sondenanordnung geändert. Analog zu dem bisher betrachteten Speicher werden jeweils sechs Sonden seriell verschaltet, der Sondenabstand beträgt stets 2 m, siehe Bild 42. Die Be-/Entladung erfolgt von der Mitte nach außen bzw. umgekehrt. Durch die gewählte Sondenanordnung ist der Speicher nicht exakt kreisförmig, sondern elliptisch. Um die Vergleichbarkeit mit den bisher vorgestellten Ergebnissen zu gewährleisten, wurden die im Jahr 2004 gemessenen Wetter- und Lastdaten als Eingabedaten verwendet und die Ergebnisse für zehn Jahre berechnet. Während bei der rechteckigen Sondenanordnung ein solarer Deckungsanteil von ca. 23%, siehe Bild 36, erreicht wird, kann mit der zylindrischen Sondenanordnung ein solarer Deckungsanteil von ca. 32% erreicht werden. Der Speichernutzungsgrad steigt von 30% auf ca. 45%.

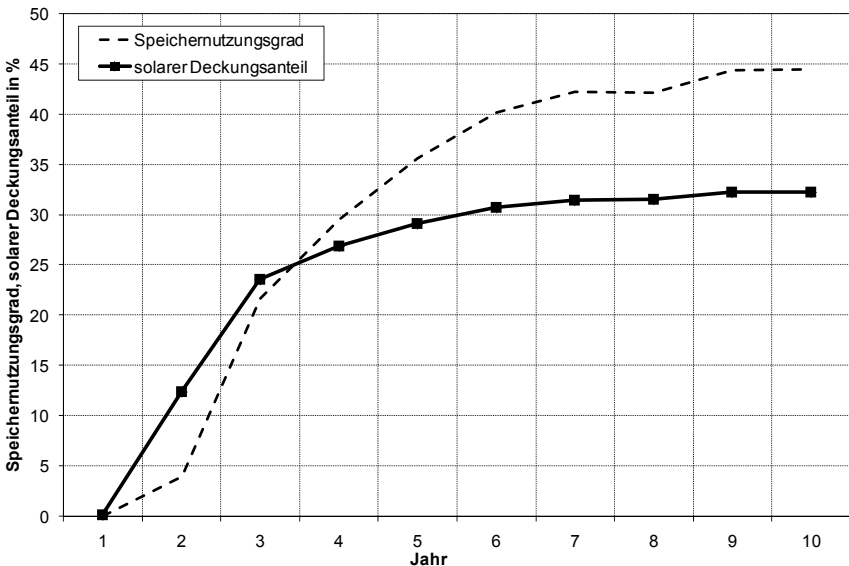


Bild 41: Speichernutzungsgrad und solarer Deckungsanteil bei zylindrischer Anordnung der Erdwärmesonden

In Bild 42 ist die Sondenordnung für einen nahezu zylindrischen Speicher dargestellt. Die vier Kreis-segmente sind jeweils spiegelsymmetrisch. Es sind jeweils sechs Erdwärmesonden seriell verbunden. Wie bei dem rechteckigen Speicher sind in der Speichermitte die Sonden nicht mit der benachbarten, sondern jeweils mit der übernächsten Sonde verbunden.

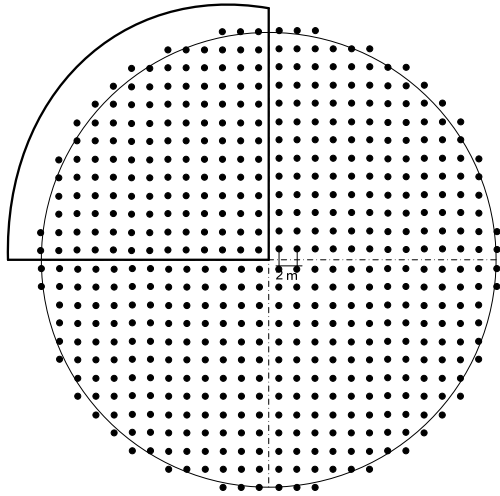


Bild 42: Sondenordnung zylindrischer Speicher

In Bild 43 bis Bild 46 sind die horizontalen Temperaturfelder in einer Tiefe von 15 m (Speichermitte) für den zylindrischen Speicher jeweils am Quartalsende dargestellt. Die Temperaturskala (rechts neben den Diagrammen) reicht von 0°C (dunkelblau) bis 70°C (dunkelrot). Es werden Ende September Maximaltemperaturen von ca. 65°C erreicht. Damit werden beim zylindrischen Wärmespeicher die gleichen Maximaltemperaturen wie beim realen Wärmespeicher erreicht, siehe Abschnitt 3.2.3.2.

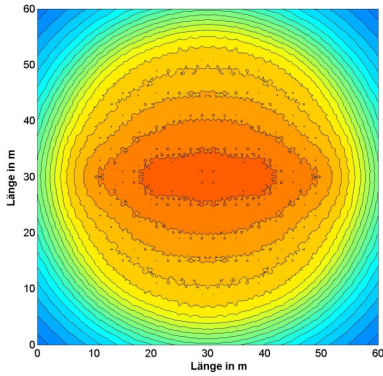


Bild 43: Temperaturfeld zylindrischer Speicher Ende Dezember 9. Betriebsjahr

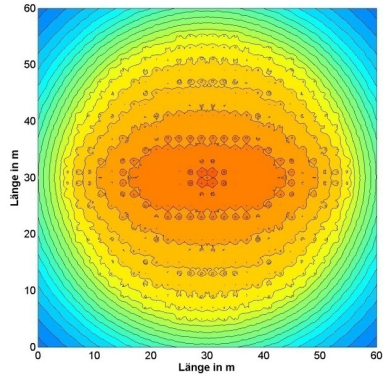


Bild 44: Temperaturfeld zylindrischer Speicher Ende März 10. Betriebsjahr

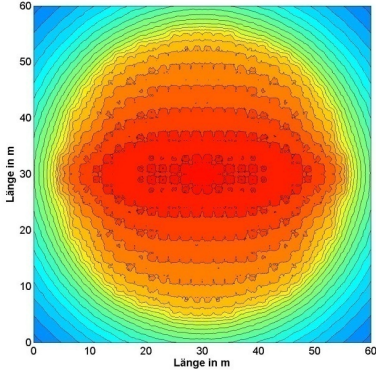


Bild 45: Temperaturfeld zylindrischer Speicher Ende Juni 10. Betriebsjahr

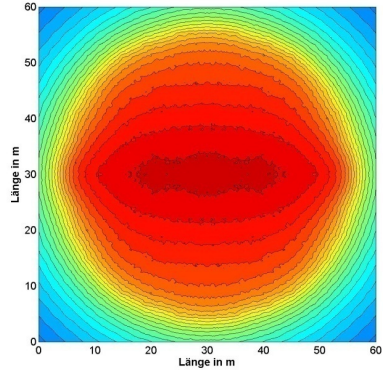


Bild 46: Temperaturfeld zylindrischer Speicher Ende September 10. Betriebsjahr

6 Dimensionierungsrichtlinien

Mit den Simulationsergebnissen der vorangegangenen Kapitel werden Dimensionierungsrichtlinien für solar unterstützte Nahwärmeversorgungen mit Erdsonden-Wärmespeicher erarbeitet und im Folgenden vorgestellt. Es werden Richtlinien für eine Abschätzung der Kollektorfläche bzw. des Speichervolumens in Abhängigkeit vom solaren Deckungsanteil und von der Wärmelast, dem Temperaturniveau des Netzvor- bzw. Netzurücklaufs sowie den Wetterdaten angegeben. Die Dimensionierungsrichtlinien sollen außerdem eine erste Wirtschaftlichkeitsanalyse ermöglichen.

6.1 Vorgehen und Beschreibung des Simulationsmodells

Es wurde ein TRNSYS-Simulationsmodell erstellt, mit dem die wesentlichen Komponenten solar unterstützter Nahwärmeversorgungen mit Erdsonden-Wärmespeicher abgebildet werden können, siehe Bild 47. Im Gegensatz zu dem im Kapitel 5 vorgestellten Modell wird bei den folgenden Untersuchungen nur ein Kollektorfeld simuliert, außerdem wurde das Nahwärmenetz als 4-Leiter-Solar- und Nahwärmenetz abgebildet. Für den Erdsonden-Wärmespeicher wird das DST-Modell [50] verwendet. Bei diesem Modell werden die Sonden automatisch im zylindrischen Speichervolumen gleichmäßig verteilt. Die Berechnung der Wärmetransportvorgänge innerhalb des Bohrlochs erfolgt analog zum SBM-Modell, siehe auch Abschnitt 2.2.2.1.

Für die Wärmelast werden Daten aus der Literatur herangezogen. Es werden zwei verschiedene Wärmelastfälle mit Netzvor-/rücklauftemperaturen von 60/30°C bzw. 68/41°C (Jahresmittelwerte) verwendet. Bei dem Wärmelastfall 68/41°C [116] handelt es sich um ein Nahwärmenetz mit 34 Mehrfamiliengebäuden mit je 16 Wohneinheiten. Der Trinkwarmwasserbedarf wurde mit 35 Litern je Person und Tag bei einer Zapftemperatur von 45°C angenommen. Die Trinkwassererwärmung erfolgt mit dem Speicherladesystem, siehe 2.1.1.1. Der Gesamtwärmebedarf des Nahwärmenetzes inklusive Trinkwassererwärmung beträgt 3635 MWh/a, die maximale Wärmelast 2840 kW. Die volumenstromgewichteten Vor- und Rücklauftemperaturen des Nahwärmenetzes betragen im Jahresmittel 68°C bzw. 41°C. Bei dem Wärmelastfall 60/30°C [101] wird ein Nahwärmenetz mit einer Trinkwassererwärmung im Durchflussprinzip, siehe 2.1.1.1., abgebildet. Das Nahwärmenetz besteht aus 60 Doppelhaushälften, für den Trinkwarmwasserbedarf wurden 100 Liter pro Wohneinheit und Tag bei einer Zapftemperatur von 45°C angenommen. Der Gesamtwärmebedarf des Nahwärmenetzes inklusive Trinkwassererwärmung und Wärmeverlusten des Nahwärmenetzes beträgt 870 MWh/a. Die Auslegungstemperaturen der Raumheizung betragen 60°C bzw. 30°C.

Als Wetterdaten werden die in der TRNSYS-Version 16 enthaltenen Meteororm-Daten der Standorte Hamburg, Frankfurt am Main und Würzburg verwendet. Die aufgeführten Standorte repräsentieren Standorte in Deutschland mit niedriger, mittlerer und hoher jährlicher solarer Einstrahlung.

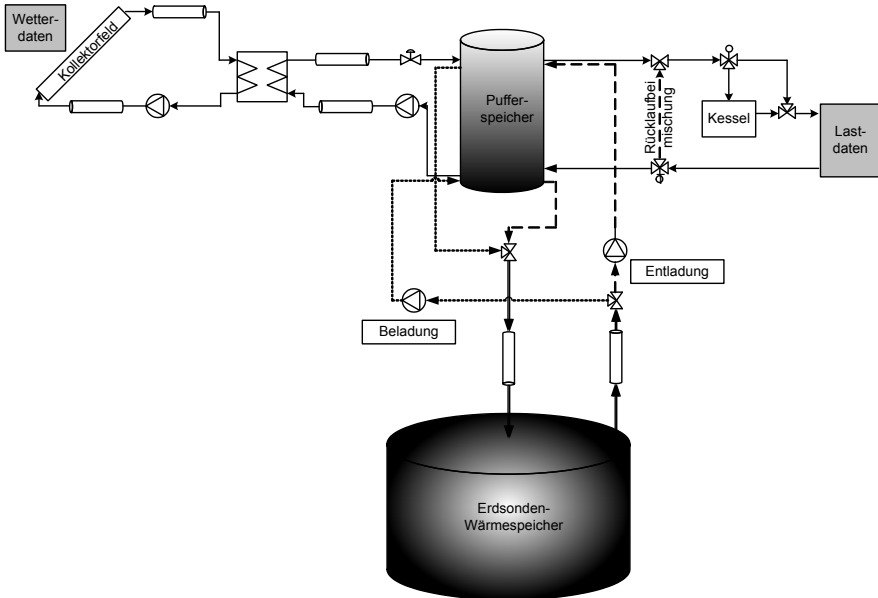


Bild 47: Schema des Simulationsmodells für die Erstellung der Dimensionierungsrichtlinien

6.2 Berechnungsergebnisse

In Bild 48 und Bild 49 sind die solaren Deckungsanteile in Abhängigkeit von der Kollektorfeldgröße und der Wärmelast für den Standort Würzburg dargestellt. Es wurden jeweils vier verschiedene Verhältnisse Wärmespeichervolumen zu Kollektorfeldgröße (V/A) angegeben. Bild 48 zeigt die Kurven für die Netzvor- bzw. Netzrücklauftemperaturen von 60/30°C und Bild 49 für die Netzvor- bzw. Netzrücklauftemperaturen von 68/41°C. Demnach kann mit einer Kollektorfeldgröße von 20000 m², einem Wärmespeichervolumen von 400000 m³ und einer Wärmelast von 500 MWh/a bei Netztemperaturen von 60/30°C ein solarer Deckungsanteil von 100% erreicht werden. Steigt die Wärmelast auf 10000 MWh/a sinkt - bei sonst gleichen Bedingungen - der solare Deckungsanteil auf 45,4%. Bei Netztemperaturen von 68/41°C wird bei einer Wärmelast von 500 MWh/a ein f_{sol} von 98% und bei 10000 MWh/a ein f_{sol} von 39% erreicht. Bei

einer Wärmelast von 10000 MWh/a bedeutet dies einen 6,4 Prozentpunkte geringeren solaren Deckungsanteil bei einer 11 K höheren Netzurücklauftemperatur. Bei den kleinen Kollektorfeldgrößen sind die Unterschiede zwischen den solaren Deckungsanteilen für die verschiedenen V/A-Verhältnisse nicht sehr ausgeprägt, insbesondere bei den Netztemperaturen 60/30°C. Es ist zu erkennen, dass eine Erhöhung des Wärmespeichervolumens nicht zwangsläufig zu einer Erhöhung des solaren Deckungsanteils führt. Mit einer Erhöhung des Wärmespeichervolumens sinkt die mittlere Speichertemperatur; dies hat eine geringere Entladewärmemenge zur Folge, da die nutzbare Temperaturdifferenz sinkt. Bei sonst gleichen Bedingungen sind bei einem V/A-Verhältnis von 10 bzw. 15 m³/m² die solaren Deckungsanteile bis auf wenige Ausnahmen am höchsten. Werden bei den Wärmespeichern mit einem V/A-Verhältnis von 5 m³/m² die geringsten solaren Deckungsanteile erreicht, zeigt dies an, dass die Kollektoren in Stagnation gehen und die Wärmespeicher demzufolge zu klein sind.

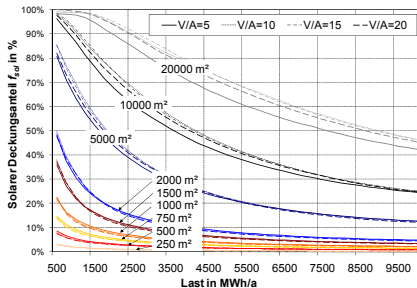


Bild 48: Würzburg, Netztemperaturen 60/30°C

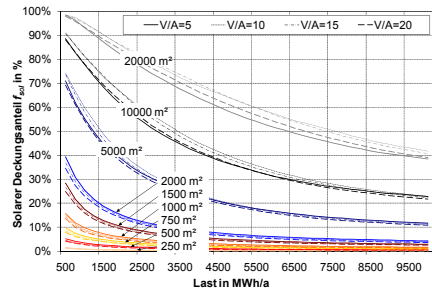


Bild 49: Würzburg, Netztemperaturen 68/41°C

In Bild 50 und Bild 51 sind - analog zu den Bildern für Würzburg - die Diagramme für Hamburg dargestellt. Die solare Einstrahlung für Würzburg betrug 1199,5 kWh/(m²·a) und für Hamburg 1046,2 kWh/(m²·a). Aufgrund der geringeren solaren Einstrahlung werden in Hamburg niedrigere solare Deckungsanteile bei sonst gleichen Bedingungen erreicht. Mit einer Kollektorfeldgröße von 20000 m², einem Wärmespeichervolumen von 400000 m³ und einer Last von 500 MWh/a wird ein solarer Deckungsanteil von 97,8% (60/30°C) erreicht. Bei einer Last von 10000 MWh/a beträgt der solare Deckungsanteil 36,1% (V/A = 10 m³/m², 60/30°C) bzw. 32,0% (V/A = 10 m³/m², 68/41°C) und ist damit 9,3 bzw. 7,0 Prozentpunkte gegenüber dem Standort Würzburg geringer.

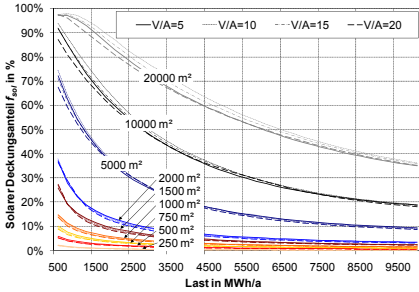


Bild 50: Hamburg, Netztemperaturen 60/30°C

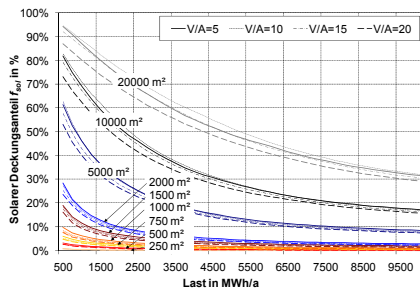


Bild 51: Hamburg, Netztemperaturen 68/41°C

In Bild 52 und Bild 53 sind die Diagramme für den Standort Frankfurt dargestellt. Die solare Einstrahlung betrug 1120,9 kWh/(m²·a). Damit repräsentiert Frankfurt Standorte mit mittlerer solarer Einstrahlung, während Würzburg für Standorte mit höherer und Hamburg mit niedrigerer solarer Einstrahlung herangezogen werden kann. Mit einer Kollektorfeldgröße von 20000 m², einem Wärmespeichervolumen von 400000 m³ und einer Last von 500 MWh/a wird ein solarer Deckungsanteil von 99,4% (60/30°C) erreicht. Bei einer Last von 10000 MWh/a beträgt der solare Deckungsanteil 41,9% (V/A = 10 m³/m², 60/30°C) bzw. 37,5% (V/A = 10 m³/m², 68/41°C) und ist damit 3,5 bzw. 1,5 Prozentpunkte gegenüber dem Standort Würzburg geringer.

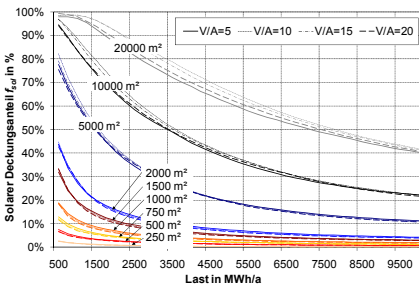


Bild 52: Frankfurt, Netztemperaturen 60/30°C

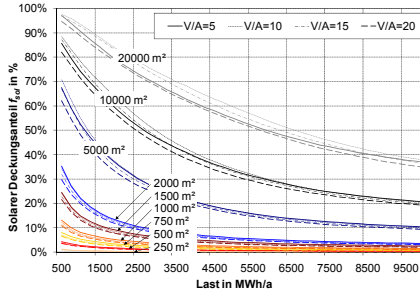


Bild 53: Frankfurt, Netztemperaturen 68/41°C

6.3 Dimensionierung bei Abweichung von den Referenzbedingungen

Im Abschnitt 6.2 wurden die solaren Deckungsanteile in Abhängigkeit von der Wärmelast für verschiedene Wetterbedingungen, Netztemperaturen, Kollektorfeldgrößen und Speichervolumina aufgezeigt. Die Bauweise und damit die Kennwerte der Kollektoren und Wärmespeicher, wie z. B. optischer Wirkungsgrad oder Abstand der Erdwärmesonden, wurden hierbei konstant gehalten. Im Folgenden soll dargestellt werden, wie sich der solare Deckungsanteil bei einer Änderung verschiedener Kollektor-, Wärme-

speicher- und Netzkennwerte ändert. Als Referenz wurde eine Wärmelast von 3250 MWh/a bei Netztemperaturen von 60/30°C sowie die Wetterdaten für den Standort Frankfurt verwendet. Mit einer Kollektorfläche von 10000 m² und einem Speichervolumen von 50000 m³ ergibt sich ein solarer Deckungsanteil von 51%, die Stagnationsdauer der Kollektoren beträgt 14,9 h/a.

In Tabelle 15 sind die Ergebnisse für die Parametervariation der Kollektorparameter zusammengefasst. Die relative Änderung des solaren Deckungsanteils Δf_{sol} wurde nach Formel (6-1) berechnet.

$$\Delta f_{sol} = \frac{f_{sol,neu}}{f_{sol,Referenz}} \quad (6-1)$$

Im Bild 54 ist die Änderung des solaren Deckungsanteils bei Änderung der Kollektorfläche bzw. des Speichervolumens dargestellt. Demnach ist der Einfluss einer Änderung der Kollektorfläche geringfügig höher als derjenige des Speichervolumens. Bei einer Verringerung der Kollektorfläche um 10% verringert sich f_{sol} um 6%, während bei einer 10%igen Vergrößerung der solare Deckungsanteil um 3% steigt. In Bild 55 ist die Änderung des solaren Deckungsanteils in Abhängigkeit von den Kollektorparametern Wärmeverlustkoeffizient erster Ordnung, optischer Wirkungsgrad und Einfallswinkel-Korrekturfaktor, dargestellt. Die größte Änderung des solaren Deckungsanteils ergibt sich bei einer Änderung des optischen Wirkungsgrades. Eine Verringerung des optischen Wirkungsgrades um 10% führt zu einem 14% niedrigeren bzw. eine Erhöhung um 10% führt zu einem 5% höheren f_{sol} . Beim Einfallswinkel-Korrekturfaktor ergibt sich bei einer Verringerung um 10% ein 13% niedrigerer bzw. bei einer Erhöhung um 10% ein 9% höherer solarer Deckungsanteil. Eine Reduzierung des Wärmeverlustkoeffizienten um 10% ergibt einen 3% höheren bzw. eine Erhöhung um 10% einen 6% niedrigeren solaren Deckungsanteil.

Tabelle 15: Parametervariation Kollektoren

Parameter	Einheit	Ausgangswert	Änderung Parameter	Relative Änderung Δf_{sol}
Kollektorfläche (Volumen Speicher konst.)	m ²	10000	8500 .. 11500	0,91 .. 1,05
Kollektorneigung	°	15	0 .. 60	0,82 .. 1,2
Kollektorausrichtung (Azimut)	°	0 (Süd)	-90 .. +90	0,81 .. 0,84
Optischer Wirkungsgrad	-	0,771	0,5397.. 0,999	0,46 .. 1,13
Wärmeverlustkoeffizient erster Ordnung	W/(m ² ·K)	3,33	3,0 .. 3,66	1,03 .. 0,94
Einfallswinkel-Korrekturfaktor	-	0,9	0,811 .. 0,991	0,87 .. 1,09
Spezifische Wärmekapazität des Kollektors	kJ/(m ² ·K)	8,0	7,2 .. 8,8	0,999 .. 1,00

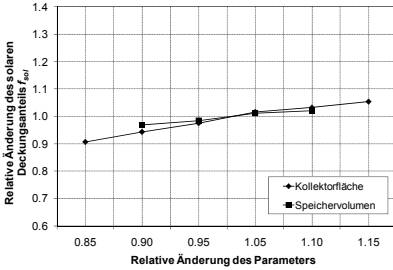


Bild 54: Änderung f_{sol} bei Änderung der Kollektorfläche und des Speichervolumens

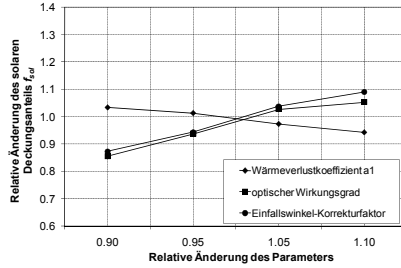


Bild 55: Änderung f_{sol} bei Änderung der Kollektorparameter

In Bild 56 ist die Änderung des solaren Deckungsanteils bei Änderung der Kollektorausrichtung (Azimut) bzw. -neigung dargestellt. Bei nach Süden ausgerichteten Kollektorflächen ist der solare Deckungsanteil am höchsten, bei nach West (+90°) und Ost (-90°) ausgerichteten Flächen ca. 20% geringer. Der solare Deckungsanteil ist bei einer Kollektor-

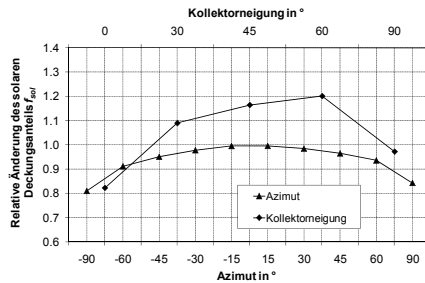


Bild 56: Änderung f_{sol} bei Änderung der Kollektorausrichtung und -neigung

neigung von 60° am höchsten, da die solare Einstrahlungssumme in den Wintermonaten auf eine 60° geneigte Fläche am höchsten ist [119]. Damit ist der solare Wärmeertrag in den Wintermonaten höher als bei einer Neigung von 45°. Außerdem gehen die Kollektoren bei einer Neigung von 45° im Sommer früher in Stagnation. Die Kollektoren werden derart geregelt, dass nach dem Eintreten von Stagnation die Kollektoren an diesem Tag nicht wieder in Betrieb gehen, siehe Abschnitt 11.3. Daher stagnieren die Kollektoren bei einer Neigung von 45° länger (75,1 h/a) als bei 60° (39,6 h/a).

In Tabelle 16 sind die Ergebnisse für die Parametervariation des Nahwärmenetzes und der Wärmelast zusammengefasst. Die Wärmelast wurde von 1000 MWh/a bis 10000 MWh/a variiert, siehe auch Bild 57. Je geringer die Wärmelast umso größer ist der solare Deckungsanteil bei sonst gleich bleibenden Bedingungen. Die Netzurücklauf-temperatur wurde um bis zu 5 K erhöht bzw. verringert, siehe Bild 58. Die Bilder zeigen den zum Erreichen des geplanten solaren Deckungsanteils entscheidenden Einfluss der Wärmelast und der Netzurücklauf-temperatur. Im Vergleich zum Einfluss der Netzurücklauf-temperatur auf den solaren Deckungsanteil beim Nahwärmesystem in Neckarsulm, siehe Bild 38, ist die in Bild 58 dargestellte Änderung des f_{sol} vergleichsweise gering. An dieser Stelle wurde eine Wärmelast mit Vor- und Rücklauf-temperaturen von 60/30°C verwendet, während die Temperaturen bei dem Nahwärmesystem in Neckarsulm bei

ca. 67/51°C (volumenstromgewichtetes Jahresmittel 2004) lagen. Des Weiteren wurde bei den Berechnungen zu Bild 58 ein 4-Leiter-Solar- und Nahwärmenetz (2-Leiter Solarnetz und 2-Leiter Nahwärmenetz) verwendet, während bei der Neckarsulm Nachrechnung (Kapitel 5) ein 3-Leiter-Netz verwendet wurde. Durch die hohe Netzzücklauf-temperatur in Neckarsulm wirkt sich bereits eine Senkung von wenigen Kelvin deutlich auf den solaren Deckungsanteil aus. Dies gilt insbesondere, da die Netzzücklauf-temperatur bei dem 3-Leiter-Netz gleichzeitig der Solarrücklauf ist.

Tabelle 16: Parametervariation Nahwärmenetz und Wärmelast

Parameter	Einheit	Ausgangs- wert	Änderung Parameter	Relative Änderung Δf_{sol}
Wärmelast	MWh/a	3250	1000 ... 10000	1,63 ... 0,44
Netzzücklauf-temperatur ($Q_{Netz} = \text{konst.}$)	°C	30,0	25,0 ... 35,0	1,04 ... 0,94

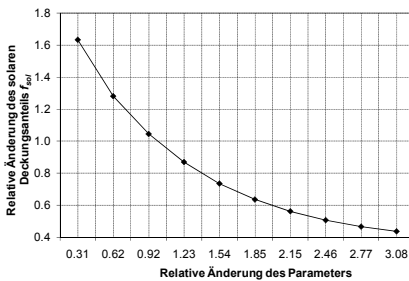


Bild 57: Änderung f_{sol} bei Änderung der Wärmelast

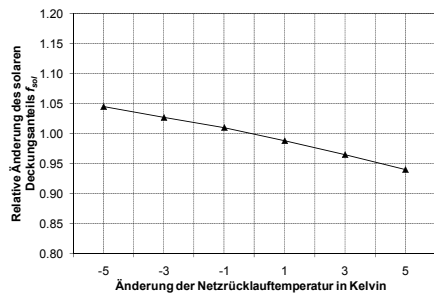


Bild 58: Änderung f_{sol} bei Änderung der Netzzücklauf-temperatur

In Tabelle 17 sind die Ergebnisse der Parametervariation für die Wärmespeicher zusammengefasst. Bei konstanter Kollektorfläche wurde das Volumen des Erdsonden-Wärmespeichers um 10% erhöht bzw. verringert, siehe Bild 54. Bei dem verringerten Volumen sinkt der solare Deckungsanteil, während er beim erhöhten Volumen steigt. Dies bedeutet, dass die Volumina der Wärmespeicher (Erdsonden-Wärmespeicher und Pufferspeicher) nicht ausreichen, um die solare Wärme aufzunehmen. Beim geringsten Volumen von 45000 m³ beträgt die Stagnationsdauer 36,2 Stunden, während sie beim höchsten Volumen von 55000 m³ 4,1 Stunden beträgt. Die Änderung des solaren Deckungsanteils ist in Abhängigkeit von der Änderung der Länge der Erdwärmesonden (Bild 59), der Dicke der Wärmedämmung (Bild 60) und vom Abstand der Erdwärmesonden (Bild 61) aufgetragen. In Bild 59 ist zu erkennen, dass eine Verlängerung der Erdwärmesonden nicht zu einer nennenswerten Erhöhung des f_{sol} führt. Eine Halbierung der Sondenlänge führt dagegen zu einem solaren Deckungsanteil von 48,5% gegenüber 51% bei der Referenzlänge. Von den aufgeführten Parametern des Erdsonden-Wärmespeichers hat der Abstand und damit auch die Anzahl der Erdwärme-

sonden den größten Einfluss auf den solaren Deckungsanteil, siehe Bild 61. Bei einer Verringerung des Abstandes von 2 m auf 1,5 m steigt f_{sol} von 51% auf 54,4%, bei einer Vergrößerung des Abstandes auf 3 m sinkt f_{sol} auf 42,6%. Bei der Berechnung wird das Volumen des Speichers konstant gehalten und mit dem Abstand auch die Anzahl der Erdwärmesonden verändert. Eine Änderung des Abstandes der Erdwärmesonden führt zu einer vergrößerten bzw. verringerten wärmeübertragenden Fläche und zu einer höheren bzw. niedrigeren Speichermitteltemperatur. In Bild 62 ist die Änderung des solaren Deckungsanteils in Abhängigkeit vom Pufferspeichervolumen dargestellt. Eine Verringerung von 333,3 m³ auf 250 m³ führt zu einem f_{sol} von 49,1%, während eine Erhöhung auf 500 m³ zu einem solaren Deckungsanteil von 52,5% führt.

Tabelle 17: Parametervariation Wärmespeicher

Parameter	Einheit	Ausgangswert	Änderung Parameter	Relative Änderung Δf_{sol}
Volumen des Erdsonden-Wärmespeichers (Kollektorfläche konstant)	m ³	50000	45000 ... 55000	0,97 ... 1,02
Abstand der Erdwärmesonden	m	2,0	1,5 ... 3,0	1,07 ... 0,84
Länge der Erdwärmesonden	m	30,0	15,0 ... 40,0	0,95 ... 1,01
Dicke der Dämmung	m	0,2	0,1 ... 0,5	0,98 ... 1,02
Volumen des Pufferspeichers ($A_{Koll}/30$)	m ³	333,3	250 ... 500	0,96 ... 1,03

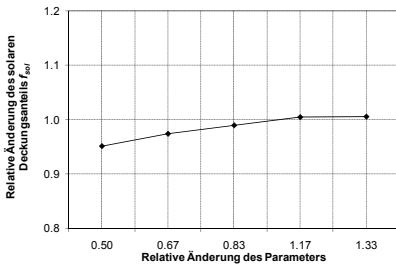


Bild 59: Änderung f_{sol} bei Änderung der Länge der Erdwärmesonden

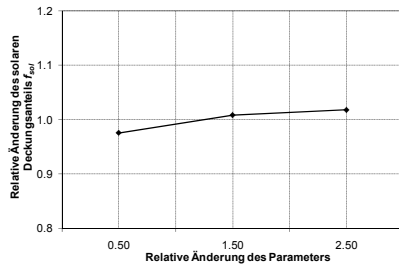


Bild 60: Änderung f_{sol} bei Änderung der Dicke der Wärmedämmung

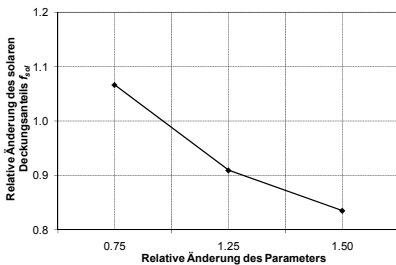


Bild 61: Änderung f_{sol} bei Änderung des Abstandes der Erdwärmesonden

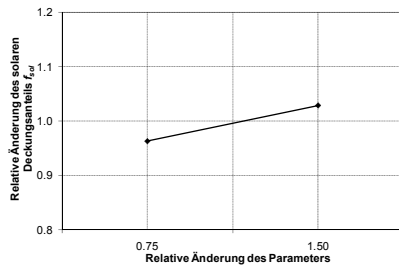


Bild 62: Änderung f_{sol} bei Änderung des Pufferspeichervolumens

6.4 Solare Wärmekosten

Die Berechnung der solaren Wärmekosten erfolgte nach [16] und [109]. Zur Berechnung der Investitionskosten des Langzeit-Wärmespeichers und des Kollektorfeldes wurden u. a. die Kosten der im Rahmen des Solarthermie2000-Programms realisierten Langzeit-Wärmespeicher bzw. Kollektorfelder verwendet [101], [110]. Für die Berechnung der Investitionskosten des Pufferspeichers wurden Kostenangaben aus [111] verwendet. Die Ermittlung der Investitionskosten erfolgte inklusive Planung, ohne MwSt. und mit einem Zuschlag von 28% für das Kollektorfeld bzw. 11% für den Pufferspeicher [19], [101]. Der Zuschlagfaktor berücksichtigt zusätzliche Kosten wie Heizzentrale, Verrohrung etc. Die jährlichen Kapitalkosten wurden mit einem Kapitalzinssatz von 6%/a berechnet, für die Lebensdauer wurden für das Kollektorfeld und den Pufferspeicher 20 Jahre und für den Langzeit-Wärmespeicher 40 Jahre zu Grunde gelegt. Die Instandhaltungskosten wurden mit 1% und die betriebsgebundenen Kosten mit 0,25% angenommen. Die Umrechnung des Erdreichvolumens des Langzeit-Wärmespeichers in $\text{m}^3_{\text{Wasseräquivalenz}}$ erfolgte mit einem Faktor 4, der sowohl den Unterschied der Wärmekapazitäten von Erdreich und Wasser als auch die unterschiedlichen Temperaturniveaus von Erdsonden- und Heißwasser-Wärmespeichern berücksichtigt, siehe Tabelle 1.

Die in Tabelle 18 und Bild 63 bis Bild 68 angegebenen Kosten stellen einen oberen Wert dar. Zur Ermittlung der Investitionskosten wurden die Kosten aller Typen von Langzeit-Wärmespeichern verwendet; Erdsonden-Wärmespeicher haben jedoch bei vergleichbarem Wasseräquivalent tendenziell niedrigere Investitionskosten als z. B. Heißwasser- oder Kies-/Wasser-Wärmespeicher, siehe [110]. Aufgrund der geringen Anzahl bisher realisierter Erdsonden-Wärmespeicher kann für diese jedoch noch keine verlässliche Kostenkurve erstellt werden. Beim Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm (2. Ausbau) wurden tatsächliche solare Wärmekosten von ca. 37 ct./kWh²² erreicht. Für den Erdsonden-Wärmespeicher in Crailsheim wurden für das System ohne Wärmepumpe solare Wärmekosten von ca. 15 ct./kWh²³ auf Basis transienter Systemsimulationen [19] ermittelt, während für das System in Neckarsulm auf Basis von Systemsimulationen solare Wärmekosten von 17,2 ct./kWh [118] für den langfristigen Betrieb berechnet wurden. Alle Kosten sind inklusive Planung und ohne Mehrwertsteuer angegeben. Insbesondere aufgrund geänderter Randbedingungen, zum Beispiel war die Wärmelast geringer als geplant (2126 MWh im Jahr 2002 statt 3960 MWh), sind die

²² Jahr 2002: Wärmelast 2126 MWh, solare Nutzwärme 822 MWh, 5007 m² Kollektorfläche, 63360 m³ Erdsonden-Wärmespeicher

²³ Wärmelast 4110 MWh/a, solare Nutzwärme 2063 MWh/a, 9825 m² Kollektorfläche, 62500 m³ Erdsonden-Wärmespeicher, Wetterdatensatz „Franken“

solaren Wärmekosten für das System in Neckarsulm bislang deutlich höher als geplant. Die solaren Wärmekosten sinken, wenn sich das System (Speichervolumen, Kollektorfläche, Wärmebedarf und solarer Nutzwärmeertrag etc.) in dem entsprechend der Ausbaustufe geplanten Zustand befindet.

Wie oben erwähnt, wurden für das System in Crailsheim ohne Wärmepumpe solare Wärmekosten von 15 ct./kWh berechnet. Von den in Tabelle 18 angegebenen Konstellationen ist das System am Standort Würzburg mit dem Wärmelasttyp 60/30°C, der Wärmelast von 5000 MWh/a und der Kollektorfläche von 10000 m² dem Crailsheim-System ohne Wärmepumpe am ähnlichsten. Für das Würzburg-System werden solare Wärmekosten von 19,4 ct./kWh erreicht. Die solaren Wärmekosten für das System in Crailsheim sind niedriger, da sich die Randbedingungen unterscheiden (Wärmelast, Kollektorfläche, Speichervolumen, Wetterdatensatz) und für die Kostenrechnung Nutzungsdauern von 50 statt 40 Jahren (Langzeit-Wärmespeicher) bzw. 25 statt 20 Jahren (Kollektorfelder) verwendet wurden.

In Bild 63 bis Bild 68 sind die solaren Wärmekosten und die solaren Deckungsanteile bei Wärmelasten von 500 bis 10000 MWh/a in Abhängigkeit von der Kollektorfläche für die Standorte Würzburg, Frankfurt am Main und Hamburg sowie bei Netztemperaturen von 60/30°C bzw. 68/41°C angegeben. Das Verhältnis Speichervolumen zu Kollektorfläche beträgt 10 m³/m². Bei einem solaren Deckungsanteil unter 10% wurden die Kurven entsprechend [115] gestrichelt dargestellt, da es sich bei solchen Systemen meist um Anlagen zur Erwärmung von Trinkwarmwasser handelt und eine Einbindung der Heizung bei so niedrigen solaren Deckungsanteilen oft nicht wirtschaftlich ist. Systeme mit solaren Deckungsanteilen unter 10% werden vom Förderprogramm Solarthermie2000plus nicht gefördert; die in diesem Programm festgelegte obere Fördergrenze liegt bei solaren Wärmekosten von 30 ct./kWh [115].

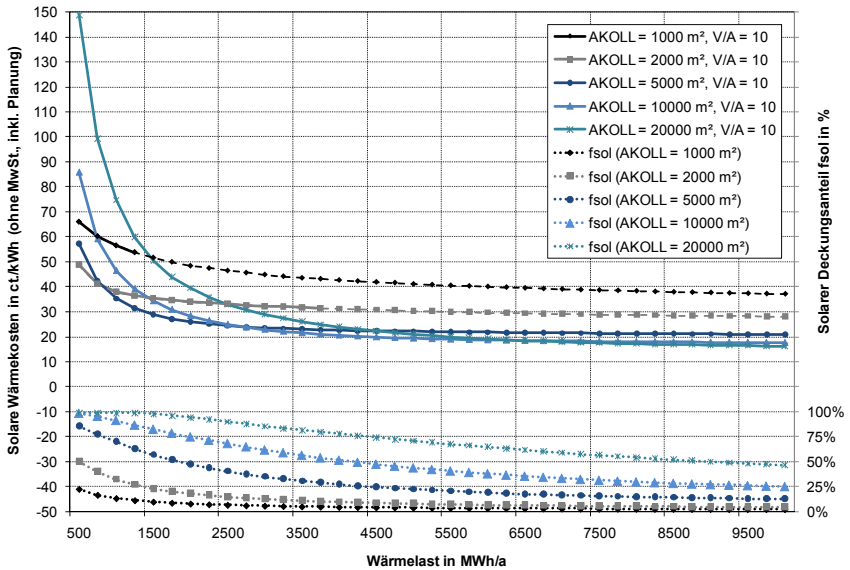


Bild 63: Solare Wärmekosten in Abhängigkeit von der Wärmelast und der Kollektorgröße (AKOLL) bei einem V/A-Verhältnis von 10 m³/m² für den Standort Würzburg und den Wärmelasttyp 60/30°C

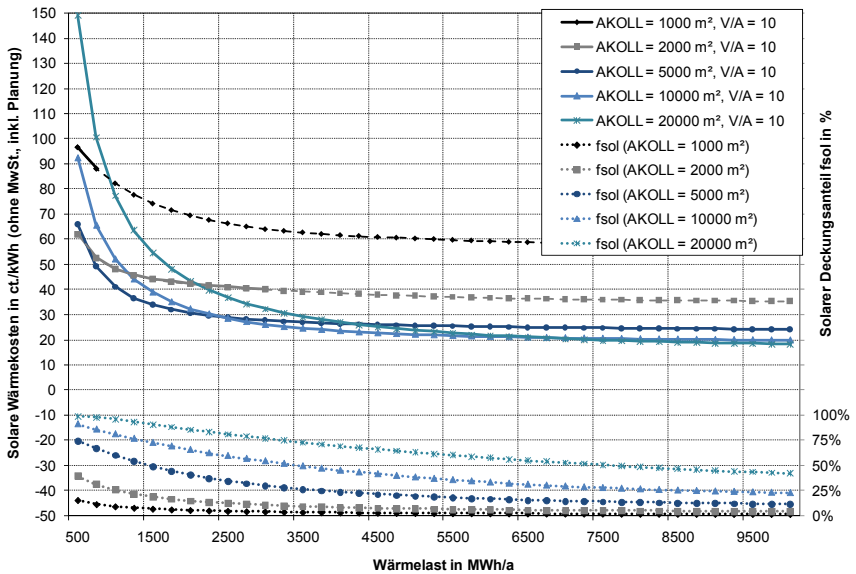


Bild 64: Solare Wärmekosten in Abhängigkeit von der Wärmelast und der Kollektorgröße (AKOLL) bei einem V/A-Verhältnis von 10 m³/m² für den Standort Würzburg und den Wärmelasttyp 68/41°C

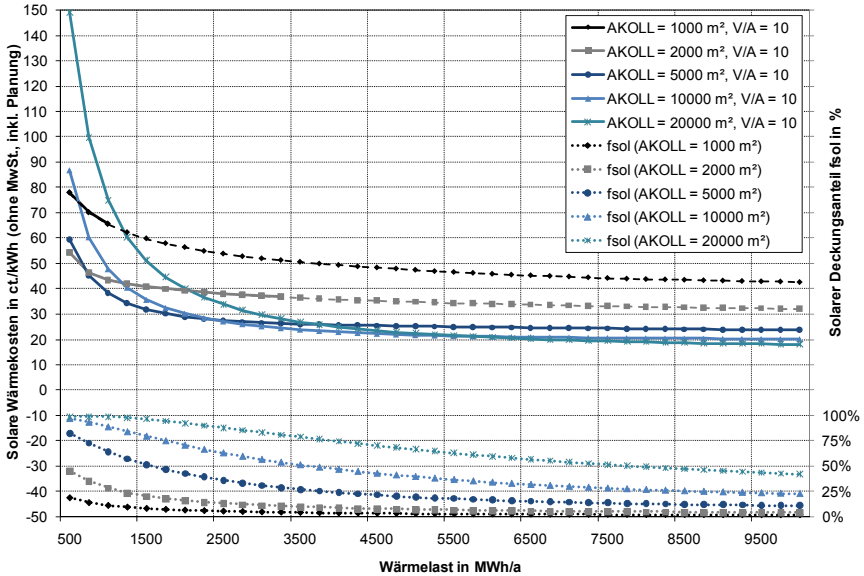


Bild 65: Solare Wärmekosten in Abhängigkeit von der Wärmelast und der Kollektorgroße (AKOLL) bei einem V/A-Verhältnis von 10 m²/m² für den Standort Frankfurt und den Wärmelasttyp 60/30°C

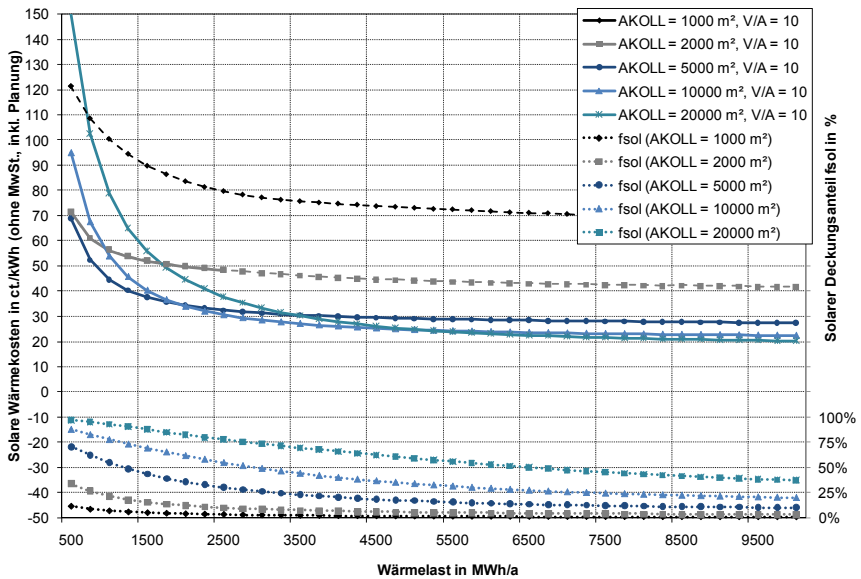


Bild 66: Solare Wärmekosten in Abhängigkeit von der Wärmelast und der Kollektorgroße (AKOLL) bei einem V/A-Verhältnis von 10 m²/m² für den Standort Frankfurt und den Wärmelasttyp 68/41°C

Dimensionierungsrichtlinien

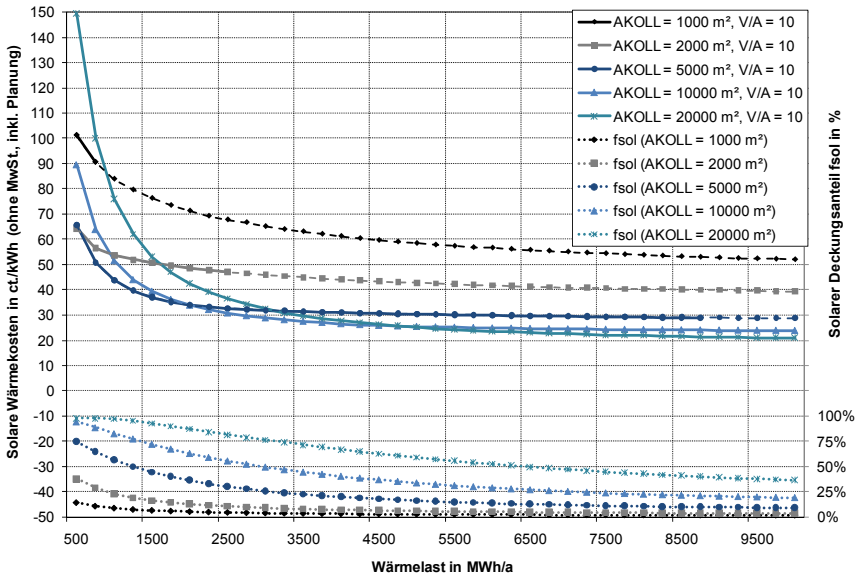


Bild 67: Solare Wärmekosten in Abhängigkeit von der Wärmelast und der Kollektorgröße (AKOLL) bei einem V/A-Verhältnis von 10 m³/m² für den Standort Hamburg und den Wärmelasttyp 60/30°C

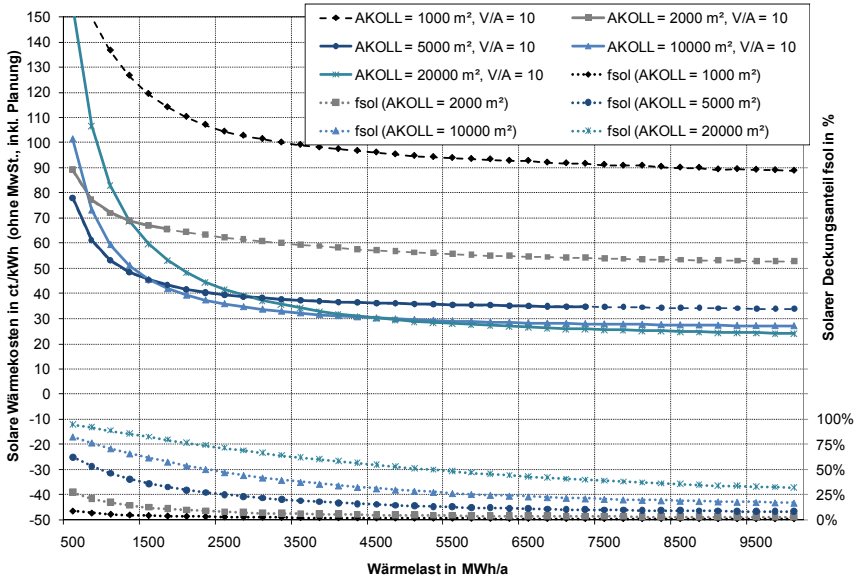


Bild 68: Solare Wärmekosten in Abhängigkeit von der Wärmelast und der Kollektorgröße (AKOLL) bei einem V/A-Verhältnis von 10 m³/m² für den Standort Hamburg und den Wärmelasttyp 68/41°C

Am Standort Frankfurt werden solare Deckungsanteile größer 10% und solare Wärmekosten unter 30 ct./kWh bei Nahwärmenetzen mit Netztemperaturen von 68/41°C und Wärmelasten von mindestens 5000 MWh/a und Kollektorflächen von mindestens 5000 m² erreicht. Bei Netztemperaturen von 60/30°C betragen die solaren Wärmekosten am Standort Frankfurt bei einer Wärmelast von 5000 MWh/a zwischen 21,6 ct./kWh (10000 m²) und 47,3 ct./kWh (1000 m²). Bei Netztemperaturen von 68/41°C betragen die solaren Wärmekosten am Standort Frankfurt zwischen 25,0 ct./kWh (10000 m²) und 73,1 ct./kWh (1000 m²). Sie sind damit bei Netztemperaturen von 68/41°C um 15,7% (10000 m²) bzw. um 54,5% (1000 m²) höher als bei Netztemperaturen von 60/30°C. An den Standorten Würzburg und Hamburg werden bei Netztemperaturen von 60/30°C und Wärmelasten von 5000 MWh/a solare Wärmekosten von 19,4 ct./kWh (10000 m², WÜ) und 41,1 ct./kWh (1000 m², WÜ) bzw. 25,3 ct./kWh (20000 m², HH) und 58,4 ct./kWh (1000 m², HH) erreicht. Die solaren Wärmekosten betragen bei Netztemperaturen von 68/41°C und Wärmelasten von 5000 MWh/a zwischen 22,2 ct./kWh (10000 m², WÜ) und 60,2 ct./kWh (1000 m², WÜ) bzw. zwischen 28,9 ct./kWh (20000 m², HH) und 94,8 ct./kWh (1000 m², HH).

In Tabelle 18 sind die solaren Deckungsanteile und Wärmekosten für Wärmelasten von 2500 bzw. 5000 MWh/a und Kollektorflächen von 5000 bzw. 10000 m² für die Standorte Würzburg, Frankfurt am Main und Hamburg für Netztemperaturen von 60/30°C bzw. 68/41°C zusammengefasst. Beispielsweise sind die solaren Wärmekosten bei einer Wärmelast von 2500 MWh/a, Netztemperaturen von 60/30°C und einer Kollektorfläche von 5000 m² gegenüber dem Standort Frankfurt in Würzburg um 11% niedriger bzw. in Hamburg um 19% höher. Bei Netztemperaturen von 68/41°C sind die solaren Wärmekosten gegenüber dem Standort Frankfurt um 12% niedriger (WÜ) bzw. um 21% höher (HH). Die solaren Wärmekosten sind bei sonst gleichen Randbedingungen (Kollektorfläche 5000 m²) für die Systeme mit Netztemperaturen von 68/41°C um ca. 15 bis 20% höher als bei Netztemperaturen von 60/30°C. Bei einer Kollektorfläche von 10000 m² sind die solaren Wärmekosten bei Netztemperaturen von 68/41°C ca. 12 bis 17% höher als bei Netztemperaturen von 60/30°C.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass bei Wärmelasten ab etwa 5000 MWh/a die solaren Wärmekosten nur noch geringfügig abnehmen. Auch eine Vergrößerung der Kollektorfläche von 10000 m² auf 20000 m² und des Speichervolumens von 100000 m³ auf 200000 m³ führen ab Wärmelasten von etwa 5000 MWh/a nicht zu einer weiteren nennenswerten Verringerung der solaren Wärmekosten.

Tabelle 18: Solare Deckungsanteile und solare Wärmekosten (inkl. Planung, ohne MwSt.) in Abhängigkeit von Wärmelasten, Kollektorflächen ($V/A = 10 \text{ m}^3/\text{m}^2$), Wetterdaten und Netztemperaturen

	Last 2500 MWh/a, Kollektorfläche 5000 m ²		Last 2500 MWh/a, Kollektorfläche 10000 m ²	
	solarer Deckungs- anteil in %	solare Wärme- kosten in ct./kWh	solarer Deckungs- anteil in %	solare Wärme- kosten in ct./kWh
Wü 60/30°C	40,4	24,4	68,0	24,9
Wü 68/41°C	34,3	28,7	59,5	28,5
F 60/30°C	36,0	27,4	62,8	27,0
F 68/41°C	30,3	32,5	55,2	30,7
HH 60/30°C	30,2	32,6	55,1	30,7
HH 68/41°C	25,0	39,4	47,2	36,0
	Last 5000 MWh/a, Kollektorfläche 5000 m ²		Last 5000 MWh/a, Kollektorfläche 10000 m ²	
	solarer Deckungs- anteil in %	solare Wärme- kosten in ct./kWh	solarer Deckungs- anteil in %	solare Wärme- kosten in ct./kWh
Wü 60/30°C	22,3	22,1	43,8	19,4
Wü 68/41°C	19,3	25,5	38,3	22,2
F 60/30°C	19,6	25,1	39,3	21,6
F 68/41°C	16,9	29,2	34,1	24,9
HH 60/30°C	16,2	30,3	33,4	25,4
HH 68/41°C	13,8	35,8	28,6	29,7

7 Zusammenfassung und Ausblick

Ziele dieser Arbeit waren die Validierung des „Superposition Borehole Model“, die Erstellung eines Simulationsmodells zur Berechnung des thermischen Verhaltens der solar unterstützten Nahwärmeversorgung Neckarsulm sowie die Erstellung von Dimensionierungsrichtlinien für solar unterstützte Nahwärmeversorgungen mit Erdsonden-Wärmespeichern.

Zunächst wurde das Simulationsmodell „Superposition Borehole Model“ anhand von Messdaten des Erdsonden-Wärmespeichers in Neckarsulm eingehend überprüft. Dazu wurde das Modell an die neue TRNSYS-Version 16 angepasst und einer Fehleranalyse unterzogen. Zur Validierung des Modells wurde eine Referenzvariante unter Berücksichtigung der geometrischen und hydraulischen Speicherparameter definiert und die gemessenen Speichereintrittstemperaturen sowie Durchflüsse und Wetterdaten wurden als Eingabegrößen verwendet. Der Erdsonden-Wärmespeicher wurde in insgesamt drei Bauabschnitten errichtet und weist eine asymmetrische Form auf. Daher wurden keine Symmetriegruppen definiert, sondern alle 528 Erdwärmesonden berücksichtigt. Diese wurden vier hydraulischen Kreisen zugeordnet. Damit konnte die Be- und Entladung für die Betriebsjahre 1997 bis 2004 nachvollzogen werden, wobei die Validierung für das Jahr 2004 durchgeführt wurde, da in diesem Jahr die wenigsten Messdatenausfälle zu verzeichnen waren. Es wurden alle Parameter des Simulationsmodells variiert.

Die Parametervariation zeigte, dass mit einer volumetrischen Wärmekapazität von $2,85 \text{ MJ}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$ und einer Wärmeleitfähigkeit im Speicherbereich (Gipskeuper) von $2,3$ bis $2,4 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ die beste Übereinstimmung zwischen gemessenen und berechneten Wärmemengen und Temperaturen erzielt werden kann. Für die Wärmeleitfähigkeit der Wärmedämmung wurde ein Wert von $0,08 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ und für den Boden unter dem Speicher (Dolomit) ein Wert von $3,0$ bis $3,25 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ ermittelt. Die Übereinstimmung zwischen gemessenen und berechneten Wärmemengen ist gut, die Abweichung beträgt ca. 3%. Der Unterschied zwischen gemessenen und berechneten Temperaturen im Erdreich beträgt maximal ca. 3 K. Weitere sensitive Parameter sind der Bohrlochdurchmesser, der Schenkelabstand zwischen den U-Rohren und die Wärmeleitfähigkeit der Erdwärmesonden sowie der Verfüllung. Bei den letztgenannten Parametern konnte gegenüber den Referenzwerten mit den geänderten Werten keine verbesserte Übereinstimmung zwischen gemessenen und berechneten Wärmemengen und Temperaturen erreicht werden.

Zur Berechnung des thermischen Verhaltens einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Erdsonden-Wärmespeicher wurde ein TRNSYS-Simulationsmodell erstellt.

Dieses Simulationsmodell berücksichtigt die Komponenten Erdsonden-Wärmespeicher, Pufferspeicher, acht Kollektorfelder, das Nahwärmenetz, die Regelung sowie die gemessene Wärmelast und die gemessenen Wetterdaten. Die Validierung erfolgte anhand von Messdaten des Jahres 2004 der Nahwärmeversorgung in Neckarsulm. Die Differenz zwischen gemessenen und berechneten Wärmemengen beträgt für die Solaranlagen, den Gaskessel, den Wärmebedarf der Gebäude sowie die Beladewärmemenge des ESWSp maximal 5%²⁴. Die Übereinstimmung zwischen berechnetem und gemessenem solarem Deckungsanteil ist sehr gut (22,7% Berechnung bzw. 23,3% basierend auf Messwerten).

Bei der bestehenden Nahwärmeversorgung kann durch eine Senkung der Netzurücklauf-temperatur um 5 K der solare Deckungsanteil um ca. zehn Prozentpunkte (von 22,7% auf ca. 33%) erhöht werden. Des Weiteren kann durch eine Erhöhung des Pufferspeichervolumens von 200 m³ auf 220 m³ der solare Deckungsanteil auf 24,7% gesteigert werden. Insbesondere bei einer Vergrößerung der Kollektorfläche muss geprüft werden, ob eine Vergrößerung des Pufferspeichervolumens wirtschaftlich und zur Stagnationsvermeidung notwendig ist. Durch eine Senkung des sekundärseitigen Kollektormassenstroms von 13 l/(m²·h) auf 12 l/(m²·h) kann der solare Deckungsanteil um 1,3 Prozentpunkte gesteigert werden. Der geplante solare Deckungsanteil von 50% wurde noch nicht erreicht. Ursachen hierfür sind die gegenüber der Planung (40°C, volumenstromgewichtetes Jahresmittel) zu hohen Netzurücklauf-temperaturen (ca. 47-50°C) und die zu geringe installierte Kollektorfläche (ca. 1000 m² kleiner als geplant).

Mit Mehrjahressimulationen über fünf Jahre wurde unter Beibehaltung der Randbedingungen (Wärmelast und Wetter) untersucht, welche Be- und Entladewärmemengen bzw. Maximaltemperaturen im Erdsonden-Wärmespeicher erreicht werden. Da die Be- und Entladewärmemengen nicht nennenswert steigen, d. h. der Erdsonden-Wärmespeicher seinen so genannten eingeschwungenen Zustand erreicht hat, kann der solare Deckungsanteil mit der installierten Kollektorfläche unter Beibehaltung der Randbedingungen nicht gesteigert werden.

Zur Erstellung von Dimensionierungsrichtlinien für Nahwärmesysteme mit Erdsonden-Wärmespeicher wurde ein TRNSYS-Simulationsmodell mit den wesentlichen Komponenten solcher Systeme erstellt. Im Gegensatz zu den im letzten Absatz vorgestellten Berechnungen wurde für die Erstellung der Dimensionierungsrichtlinien ein allgemeineres Simulationsmodell mit einem Kollektorfeld, einem 4-Leiter-Solar- und

²⁴ Die Abweichung bei den Wärmeverlusten beträgt 10%, dabei werden die Wärmeverluste bilanziert und nicht messtechnisch erfasst. Die Abweichung bei der Entladewärmemenge des ESWSp beträgt 21,7%; bei diesen Berechnungen werden für den ESWSp nicht die gemessenen Temperaturen und Durchflüsse verwendet, sondern diejenigen, die sich aus der Regelung ergeben.

Nahwärmenetz und einem zylindrischen Erdsonden-Wärmespeicher erstellt. Es wurden aus der Literatur zwei Wärmelasten mit Netztemperaturen von 68/41°C bzw. 60/30°C und Wetterdatensätze der Standorte Würzburg, Frankfurt/Main und Hamburg verwendet. Bei einer Wärmelast von 5000 MWh/a, einer Kollektorfläche von 20000 m² und einem Speichervolumen von 200000 m³ wird bei sonst gleichen Randbedingungen der niedrigste solare Deckungsanteil am Standort Hamburg bei Netztemperaturen von 68/41°C (51,4%) und der höchste solare Deckungsanteil am Standort Würzburg bei Netztemperaturen von 60/30°C (70,8%) erreicht. In Bild 70 sind die solaren Deckungsanteile in Abhängigkeit von den Wärmelasten, Wärmelasttypen, Standorten und Kollektorfeldgrößen bei einem V/A-Verhältnis von 10 m³/m² zusammenfassend dargestellt. Außerdem wurde die Änderung des solaren Deckungsanteils bei Änderung verschiedener Kollektor-, Speicher- und Netzparameter untersucht, um eine Dimensionierung auch bei Abweichung von den Referenzbedingungen zu ermöglichen. Beispielsweise führt eine Verringerung des optischen Wirkungsgrades um 10% zu einem 14% niedrigeren bzw. eine Erhöhung um 10% zu einem 5% höheren solaren Deckungsanteil. Beim Einfallswinkel-Korrekturfaktor ergibt sich bei einer Verringerung um 10% ein 13% niedrigerer bzw. bei einer Erhöhung um 10% ein 9% höherer solarer Deckungsanteil. Mit einer Senkung der Netzurücklaufemperatur um 5 K könnte ein 4% höherer und mit einer Verringerung des Abstandes der Erdwärmesonden von 2 m auf 1,5 m ein 7% höherer solarer Deckungsanteil erreicht werden.

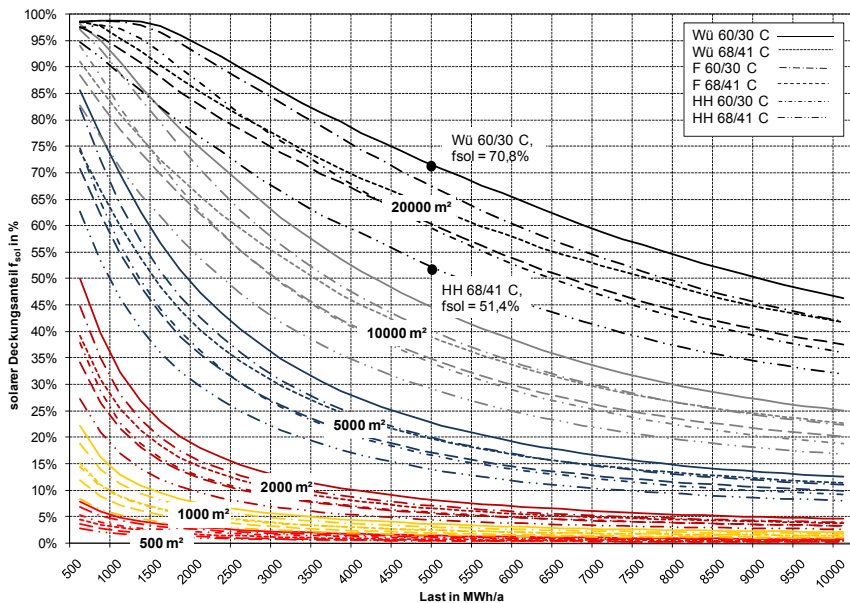


Bild 69: Solare Deckungsanteile in Abhängigkeit von den Wärmelasten, Wärmelasttypen, Standorten (Wetter) und Kollektorfeldgrößen bei einem V/A-Verhältnis von 10 m³/m²

Die Berechnung der solaren Wärmekosten hat gezeigt, dass diese je nach Standort bei sonst gleichen Randbedingungen (Kollektorfläche 5000 m², Wärmelast 2500 bis 10000 MWh/a) für die Nahwärmenetze mit Netztemperaturen von 68/41°C ca. 15 bis 20% höher sind als bei Netztemperaturen von 60/30°C. Bei einer Kollektorfläche von 10000 m² sind die solaren Wärmekosten bei Netztemperaturen von 68/41°C ca. 12 bis 17% höher als bei Netztemperaturen von 60/30°C. Beispielsweise betragen die solaren Wärmekosten am Standort Frankfurt 27,4 ct./kWh, bei einer Wärmelast von 2500 MWh/a, einer Kollektorfläche von 5000 m² und Netztemperaturen von 60/30°C. Am Standort Würzburg werden bei sonst gleichen Randbedingungen 11% (24,4 ct./kWh) niedrigere und am Standort Hamburg 19% (32,6 ct./kWh) höhere solare Wärmekosten erreicht als am Standort Frankfurt.

Insgesamt wurde mit dieser Arbeit die Anwendbarkeit des SBM-Modells zur instationären Berechnung des thermischen Verhaltens mehrfach erweiterter Erdsonden-Wärmespeicher gezeigt. Mit einem neu erstellten und anhand von Messdaten validierten TRNSYS-Simulationsmodell zur Berechnung des thermischen Verhaltens der solar unterstützten Nahwärmeversorgung Neckarsulm konnten die Sensitivität einzelner Parameter ermittelt und Optimierungsvorschläge für den Betrieb aufgezeigt werden. Die Ergebnisse wurden bei einem weiteren neu erstellten TRNSYS-Simulationsmodell zur Ermittlung von Dimensionierungsrichtlinien für solar unterstützte Nahwärmesysteme mit Erdsonden-Wärmespeicher berücksichtigt.

In der vorliegenden Arbeit wurden Nahwärmesysteme ohne Wärmepumpe untersucht. Der Speichernutzungsgrad von Erdsonden-Wärmespeichern sowie die Effizienz des gesamten Nahwärmenetzes kann durch den Einsatz von Wärmepumpen signifikant gesteigert werden. In den neueren Anlagen mit Erdsonden-Wärmespeichern sind daher Wärmepumpen integriert, z. B. in Crailsheim. Die gegenseitige Beeinflussung insbesondere zwischen Wärmepumpe, Erdsonden-Wärmespeicher und Kollektoren sollte Gegenstand zukünftiger Untersuchungen sein.

8 Nomenklatur

	lateinische Buchstaben	
a	Temperaturleitfähigkeit	m^2/s
a_1	Wärmeverlustkoeffizient 1. Ordnung	$W/(m^2 \cdot K)$
a_2	Wärmeverlustkoeffizient 2. Ordnung	$W/(m^2 \cdot K^2)$
a_r	Wärmeverlustkoeffizient Strahlung	$W/(m^2 \cdot K)$
A	Fläche	m^2
$AT0$	Bodenoberflächentemperatur	$^{\circ}C$
$AT1$	Temperaturgradient (z-Richtung)	$^{\circ}C/m$
B	Abstand zwischen zwei benachbarten Erdwärmesonden	m
c	spezifische Wärmekapazität	$J/(kg \cdot K)$
C_{eff}	Effektive Wärmekapazität Kollektor (ohne Wärmeträgerfluid)	$J/(K \cdot m^2)$
d	Durchmesser	m
E	solare Einstrahlung	W/m^2
E_{glob}	Globalstrahlung	W/m^2
f_{sol}	solarer Deckungsanteil	$\%$
H	Bohrlochtiefe, Speicherhöhe, Höhe	m
k_f	hydraulische Durchlässigkeit	m/s
K_{θ}	Einfallswinkel-Korrekturfaktor	-
l	Länge	m
m	Masse	kg
\dot{m}	Massenstrom	kg/s
Q	Wärmemenge	J
\dot{Q}	Wärmestrom	W bzw. J/s
q_{geo}	geothermischer Gradient	W/m^2
\dot{q}	spezifischer Wärmestrom	W/m
r	Radius	m
R	thermischer Widerstand	$(m \cdot K)/W$
t	Zeit	s
U	Wärmedurchgangskoeffizient	$W/(m^2 \cdot K)$
V	Volumen	m^3
\dot{V}	Durchfluss (Volumenstrom)	m^3/h bzw. m^3/s
x, y, z	Koordinaten bzw. Wert	verschieden
$\bar{x}, \bar{y}, \bar{z}$	Mittelwert von x, y, z	verschieden
Δz	Maß für die Unsicherheit	verschieden
$\Delta \hat{z}$	obere Schranke der Unsicherheit	verschieden
$\rho \cdot c_p$	volumetrische Wärmekapazität	$J/(m^3 \cdot K)$

Nomenklatur

griechische Buchstaben

α	Faktor zur Erstellung des vertikalen Rechengitters	-
α	Wärmeübergangskoeffizient	W/(m ² ·K)
λ	Wärmeleitfähigkeit	W/(m·K)
ϑ	Celsiustemperatur	°C
ρ	Dichte	kg/m ³
σ	Fehler, Abweichung	%
γ	Euler-Konstante (= 0,5772)	-
η_f	dynamische Viskosität	Kg/(m·s)
η_0	Optischer Wirkungsgrad	%
ξ	lokale z-Koordinate bei der Laplace-Transformation (Integrationsvariable)	
$\Delta\vartheta$	Temperaturdifferenz	K
θ	Einfallswinkel	°

Indizes

0	ungestört, bezeichnet einen Anfangswert
2D	2-dimensional
<i>a</i>	außen
<i>amb</i>	Umgebung
<i>äq</i>	äquivalent
<i>b</i>	Bohrloch, Bohrlochwand
<i>belad</i>	Beladung
<i>diff</i>	diffus
<i>dir</i>	direkt
<i>entlad</i>	Entladung
<i>f</i>	Fluid
<i>gr</i>	Boden (ground)
<i>h</i>	horizontal
<i>HZ</i>	Heizzentrale
<i>i</i>	innen, Zählindex
<i>K</i>	Kollektor
<i>korr.</i>	korrigiert
<i>LZWSP</i>	Langzeit-Wärmespeicher
<i>m</i>	Zählindex
<i>max</i>	maximal
<i>mess</i>	Messung
<i>min</i>	minimal
<i>n</i>	Anzahl, Zählindex
<i>Netz</i>	Netz
<i>p</i>	Druck
<i>pen</i>	Penetration, Eindringtiefe
<i>Q</i>	Wärmemenge
<i>r</i>	Strahlung (Radiation)
<i>R</i>	Rohr
<i>sim</i>	Simulation, Berechnung
<i>sol</i>	solar

Nomenklatur

<i>Sp</i>	Speicher
<i>th</i>	thermisch
<i>TRT</i>	Thermal Response Test
<i>v</i>	vertikal
<i>wind</i>	Wind
<i>verlust</i>	Wärmeverlust
<i>WRL</i>	Wärmerücklauf
<i>WÜST</i>	Wärmeübergabestation
<i>WVL</i>	Wärmevorlauf
<i>θ</i>	Temperatur

9 Abkürzungsverzeichnis

BHKW	Blockheizkraftwerk
DF	Dynamic Fit
DLL	Dynamic Link Library
DST	Duct Ground Heat Storage Model
EED	Earth Energy Designer
ESWSp	Erdsonden-Wärmespeicher
EWS	Erdwärmesonde
FDM	Finite Differenzen Methode
Gew. %	Gewichtsprozent
GOK	Geländeoberkante
HZ	Heizzentrale
IEA	International Energy Agency
LZWSP	Langzeit-Wärmespeicher
MFC	Matched Flow Collector
MID	Magnetisch induktives Durchflussmessgerät
NRL	Netzurücklauf
NSU	Neckarsulm
NVL	Netzvorlauf
PB	Polybuten
PCM	Phasenwechselmaterialien
PE	Polyethen
PEM	Polyethen mit Metallocen-Katalysator hergestellt
PP	Polypropen
PEX	Polyethen, vernetzt
PS	Pufferspeicher
PVC	Polyvinylchlorid
SBM	Superposition Borehole Model
SRL	Solarrücklauf
SUN	Solar unterstützte Nahwärmeversorgung
SÜST	Solarübergabestation
SVL	Solarvorlauf
TRNSYS	A Transient System Simulation Program
TRNDST	Duct Ground Heat Storage Model for TRNSYS
TRNSBM	Superposition Borehole Model for TRNSYS
TRT	Thermal Response Test
V/A	Verhältnis Speichervolumen zu Kollektorfläche
WP	Wärmepumpe
WÜST	Wärmeübergabestation
XPS	Hartschaum-Polystyrol

10 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Das Kyoto-Protokoll, Ein Meilenstein für den Schutz des Weltklimas, 2005
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (Hrsg.): Innovation und neue Energietechnologien, Das 5. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung, 2005, downloadbar unter www.bmwa.bund.de
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (Hrsg.): Energiestatistiken, Stand 08.10.2008
- [4] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung, Juni 2008
- [5] Nitsch, J. et al.: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, 2004
- [6] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Förderkonzept „Solarthermie2000plus“, Feb. 2004
- [7] TRNSYS: A Transient System Simulation Program; Version 16; Solar Energy Laboratory; University of Wisconsin – Madison, 2005
- [8] TRNSYS: A Transient System Simulation Program; Version 15; Solar Energy Laboratory; University of Wisconsin – Madison, 2000
- [9] Isakson, P.; Eriksson, L. O.: MFC 1.0 β Matched Flow Collector Model for simulation and testing. Department of Building Services Engineering, Royal Institute of Technology, Stockholm
- [10] Drück, H.: Multiport Store - Model for TRNSYS; Universität Stuttgart, ITW, 2000
- [11] Pahud, D.; Fromentin, A.; Hadorn, J.-C.: The Superposition Borehole Model for TRNSYS (TRNSBM), User Manuel, Internal Report, LASEN-EPFL, Lausanne CH, 1996
- [12] DIN EN ISO 9488:1999: Sonnenenergie - Vokabular, März 2001
- [13] Hadorn, J.-C.: Guide to Seasonal Heat Storage, 1990
- [14] Fachinformationszentrum Karlsruhe (Hrsg.): Solare Nahwärme, Ein Leit-faden für die Praxis, Köln TÜV-Verlag, 1998, ISBN 3-8249-0470-5
- [15] Peuser, F. A.; Croy, R.; Rehrmann, U.; Wirth, H. P.: Solare Trinkwasser-erwärmung mit Großanlagen: praktische Erfahrung, ein Informationspaket / Hrsg. FIZ Karlsruhe (BINE), TÜV-Verlag, Köln, ISBN 3-8249-0541-8, 1999
- [16] Mangold, D.; Benner, M.; Schmidt, T.: Langzeit-Wärmespeicher und solare Nahwärme, BINE-Profiinfo I/01, Bonn, 2001, ISSN 1436-2066

- [17] Benner, M.; Mahler, B; Mangold, D. Schmidt, T.; Schulz, M.; Seiwald, H.: Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher (Sep. 1994 bis Okt. 1998) Abschlussbericht zum BMBF-Forschungsvorhaben 0329606C
- [18] Benner, M. ; Bodmann, M.; Mangold, D.; Nußbicker, J.; Raab, S.; Schmidt, T.; Seiwald, H.: Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher (Nov. 1998 bis Jan. 2003) Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben 0329606S
- [19] Bodmann, M.; Mangold, D.; Nußbicker, J.; Raab, S.; Schenke, A.; Schmidt, T.: Solar unterstützte Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher (Feb. 2003 bis Mai 2005), Forschungsbericht zum BMWA / BMU-Vorhaben 0329607F
- [20] Schwenk, C.: Systemkonzeptionen für große thermische Solaranlagen – prinzipielle Systemmerkmale und energetische Bewertung, 10. Symposium thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 10.-12.05.2000
- [21] Schindl, J.; Isaksson, Ch.; Jähnig, D.; Peter, M.: Europaweite Erhebung zu standardisierten Konzepten für solarthermische Großanlagen - Ergebnisse aus dem EU-Projekt NEGST, 17. Symposium Thermische Solarenergie, Kloster Banz, 09.-11.05.2007
- [22] Peuser, F. A.; Remmers, K.-H.; Schnauss, M.: Langzeiterfahrung Solarthermie – Wegweiser für das erfolgreiche Planen und Bauen von Solaranlagen, Solarpraxis, Berlin, 2001, ISBN 3-934595-01-4
- [23] Scheuren, J.; Kirchner, M.; Eisenmann, W.: Zur Minderung der Stagnationsbelastungen bei größeren Kollektorfeldern, 16. Symposium thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 17.-19.05.2006
- [24] Hauer, A.: Thermische Solarenergie und Sorptionsspeicher – Möglichkeiten und Grenzen, OTTI, 15. Symposium Thermische Solarenergie, Kloster Banz, 27.-29.04.2005
- [25] Paksoy, H. (Editor): Thermal Energy Storage for Sustainable Energy Consumption - Fundamentals, Case Studies and Design, NATO Science Series, II. Mathematics, Physics and Chemistry - Vol. 234, Springer, 2007
- [26] Hadorn, J.-Ch. (Editor): Thermal energy storage for solar and low energy buildings, IEA Solar Heating and Cooling Programme, Juni 2005, ISBN-84-8409-877-X
- [27] 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

- [28] Mazzarella, L.; Beretta, M.: High Temperature Duct Storage (HTDS), Field Tests at the JRC-ISPRA Duct-In-Ground Thermal Energy Storage Facility, 1995
- [29] Nordell, B.: A large-scale borehole heat store during five years of operation Construction and operation experiences, Jigastock '88, 4th Int. Conference on Energy Storage, 18.-21.10.1988, Versailles, Frankreich, 1988
- [30] Nordell, B.: The Borehole Heat Store at Luleå, Sweden, Enerstock85, 3rd International Conference on Energy Storage for Building Heating and Cooling, 22.-26.09.1985, Toronto, Canada, ISBN 0-662-53939-7
- [31] Wijsman, A. J. Th. M.: The Groningen Project: 96 Solar Houses with Seasonal Heat Storage in the Soil, Enerstock85, 3rd International Conference on Energy Storage for Building Heating and Cooling, 22.-26.09.1985, Toronto, Canada, ISBN 0-662-53939-7
- [32] Havinga, J.; Wijsman, A. J. Th. M.: Results of the Groningen CSH PSS Project, Workshop "Seasonal Storage with Duct Systems", Landtechnik Weihenstephan, Freising, 19.-20.06.1990
- [33] Wijsman, A. J. Th. M.; Havinga, J.: Monitoring results of the Groningen CSH PSS, Jigastock '88, 4th International Conference on Energy Storage, 18.-21.10.1988, Versailles, Frankreich, 1988
- [34] Baudoin, A.; Abgrall, M.; Padet, J. P.: Etude analytique et expérimentale d'un échangeur baïonnette en milieu solide infini. Application au prédimensionnement d'un stockage multipuits, Jigastock '88, 4th International Conference on Energy Storage, 18.-21.10.1988, Versailles, Frankreich, 1988
- [35] Baudoin, A.; Padet, J.: A 2D-analytical method for calculating a seasonal heat storage in an unsaturated ground, Thermastock '91, 5th International Conference on Thermal Energy Storage, 13.-16.05.1991, Scheveningen, Niederlande
- [36] Gabrielsson, A.; Moritz, L.; Lehtmetts, M.: Heat Storage in Soft Clay at 35-90°C – Long Term Experience, Megastock '97, 7th International Conference on Thermal Energy Storage, 1997, Sapporo, Japan
- [37] Sanner, B.; Reuß, M.; Mands, E.: Thermal Response Test - eine Methode zur in-situ-Bestimmung wichtiger thermischer Eigenschaften bei Erdwärmesonden, www.geothermie.de, 31.01.06
- [38] Gysen, B.; Hoes, H.; Reuß, M.; Staudacher, L.; Hochtemperatur-Erdsonden-Wärmespeicher im wassergesättigten Untergrund, 8. Geothermische Fachtagung & 5. Symposium Erdgekoppelte Wärmepumpen, Landau / Pfalz, 10.-12.11.2004, ISBN 3-932570-52-9

- [39] Dalenbäck, J.-O.: Anneberg – Seasonal heating plant with seasonal storage in rock, REB 0061/97
- [40] Nordell, B.; Sehlberg, T.; Abyhammar, T.: System Design for Borehole Heat Stores, General Aspects and Operational Experience from the Store in Luleå, Sweden, Enerstock85, 3rd International Conference on Energy Storage for Building Heating and Cooling, 22.-26.09.1985, Toronto, Canada, ISBN 0-662-53939-7
- [41] Nordell, B.; Hellström, G.: BTES Heating and Cooling Applications, TESSEC Summerschool, Çeşme/Izmir, Türkei, 06.-17.06.2005
- [42] Müller, M.: Numerische Simulation eines Erdsonden-Wärmespeichers und Vergleich der Simulationsergebnisse mit Versuchsdaten, Studienarbeit am ITW, Universität Stuttgart, 1994
- [43] Nußbicker, J.; Mangold, D.; Heidemann, W.; Müller-Steinhagen, H.; Bau und Betrieb des Erdsonden-Wärmespeichers in Neckarsulm-Amorbach, 8. Geothermische Fachtagung & 5. Symposium Erdgekoppelte Wärmepumpen, Landau/Pfalz, 10.-12.11.2004, ISBN 3-932570-52-9
- [44] Sanner, B.: IEA ECES Annex 12 - High Temperature Underground Thermal Energy Storage, Futurestock'2003, 9th International Conference on Thermal Energy Storage, 01.-04.09.2003, Warsaw, Poland
- [45] University of Ontario: Innovative Borehole Thermal Energy Storage System at University of Ontario Institute of Technology, 12.08.2005
<http://www.engineering.uoit.ca/facilities/facilities-borehole.php>,
[http://www.science.uoit.ca/Physics/ThermalEnergyStorage\(TES\).ppt](http://www.science.uoit.ca/Physics/ThermalEnergyStorage(TES).ppt)
- [46] <http://www.okotoks.ca/solar/DrakeLanding.html>, Drake Landing Solar Community Presentation
- [47] Raab, S.; Mangold, D.; Heidemann, W.; Müller-Steinhagen, H.: Solar Assisted District Heating System in Crailsheim (Germany), Solar World Congress, Orlando (USA), 06.-12.08.2005
- [48] Hellström, G.: UTESS Design and Analysis Tools (Subtask 4), Implementing Underground Thermal Energy Storage Systems (Annex 8), Energy Conservation through Energy Storage (ECES), Final Report, 1996
- [49] Hellström, G.: UTESS Design and Analysis Tools (Subtask 4), Implementing Underground Thermal Energy Storage Systems (Annex 8), Energy Conservation through Energy Storage (ECES), Final Report, 2000,
<http://www.sb.luth.se/%7Ebon/bon/IEA/ax8report.html>
- [50] Pahud, D.; Hellström, G.; Mazzarella, L.: Duct Ground Heat Storage Model for TRNSYS (TRNVDST), User Manual, LASEN-EPFL, Lausanne CH, 1996

- [51] Sanner, B.: Auslegung von Erdwärmesonden mit PC-Programmen und Anwendung numerischer Simulation in der oberflächennahen Geothermie, OTTI Fachseminar Oberflächennahe Geothermie, Garching, 2002
- [52] Brehm, D. R.: Entwicklung, Validierung und Anwendung eines dreidimensionalen, strömungsgekoppelten finite Differenzen Wärmetransportmodells, Giessener geologische Schriften Nr. 43, Lenz-Verlag Giessen, 1989
- [53] Huber, A.; Schuler, O.: Berechnungsmodul für Erdwärmesonden (EWS), ENET-Bericht Nr. 9658807-1, Sep. 1997
- [54] Huber, A.; Pahud, D.: Erweiterung des Programms EWS für Erdwärmesondenfelder, Dez. 1999
- [55] Signorelli, S.; Kohl, Th.: Validieren des Programms EWS und Optimieren der Erdwärmesondenlänge, BFE-Projekt Nr. 39710, Nov. 2002
- [56] Pahud, D.: Simulation Tool for Heating/Cooling Systems with Heat Exchanger Piles or Borehole Heat Exchangers (PILESIM), Lasen, Schweiz, 1999
- [57] Hellström, G.: Duct Ground Heat Storage Model – Manual for Computer Code, Department of Mathematical Physics, University of Lund, März 1989
- [58] Holst, S.: Type 146 TRNSBM – Modified Version for separate ground layers, 1997, TRANSSOLAR
- [59] Pahud, D.: BOR, Borehole Pre-Processor for TRNVDST in TRNSYS, Department of Mathematical Physics, University of Lund, Lund/Sweden, 1997
- [60] Hellström, G.; Sanner, B.: Earth Energy Designer EED, Vers. 2.0, 10/2000
- [61] Knoblich: Hydrogeologische Stellungnahme zum Projekt: Energiespeicher Neckarsulm-Amorbach, März 1997
- [62] Chapra, S. C.; Canale, R. P.: Numerical Methods for Engineers: with software and programming applications, 4. Ausgabe, Verlag McGraw-Hill, New York, ISBN 0-07-243193-8, 2002
- [63] Dalenbäck, J.-O.: Solar Heating with Seasonal Storage, Doctoral Thesis, Chalmers University of Technology, Schweden, 1993, ISBN 91-7032-855-1
- [64] DF- Dynamic Fitting Version 2.7, InSitu Scientific Software, c/o W. Spirkel, Germering, Germany, 1997
- [65] Dahm, J.: District Heating Pipelines in the Ground – Simulation Model, May 2001
- [66] Eskilson, P.: Superposition Borehole Model, Manual for Computer Code, Department of Mathematical Physics, University of Lund, Lund, Schweden, 1986

- [67] Eskilson, P.: Thermal analysis of heat extraction boreholes, University of Lund, Schweden, 1987
- [68] Hellström, G.: Ground heat storage – Thermal analysis of duct storage systems - theory, 1991
- [69] Eskilson, P.; Claesson, J.: Simulation Model for Thermally Interacting Heat Extraction Boreholes, Numerical Heat Transfer, Vol. 13, pp. 149-165, 1988
- [70] Hellström, G.: Bedrock Heat Store in Luleå, Numerical Simulation for 1983-1988, Thermastock'91, 5th International Conference on Thermal Energy Storage, 13.-16.05.1991, Scheveningen, Niederlande
- [71] Hellström, G.: Thermal Analyses of Duct Ground Heat Storage, Thermastock'91, 5th International Conference on Thermal Energy Storage, 13.-16.05.1991, Scheveningen, Niederlande
- [72] Pal, S.; Epstein, C.; Stiles, L.; Taylor, H.; Mowbray, C.; Pena, L.: Simulation of a Large Geothermal Well Field, Megastock'97, 7th International Conference on Thermal Energy Storage, 1997, Sapporo, Japan
- [73] Seiwald, H.; Hahne, E.: Solarunterstützte Nahwärmeversorgung mit saisonalem Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm-Amorbach, OPET-Seminar Erdkoppelte Wärmepumpen zum Heizen und Klimatisieren von Gebäuden, 18.-19.5.99, Cottbus, 1999
- [74] Seiwald, H.; Hahne, E.; Reuß, M.: Underground seasonal heat storage for a solar heating system in Neckarsulm, Germany, Proceedings of the European Geothermal Conference Basel'99, Volume 1, 1999
- [75] 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
- [76] Steinbeis-Transferzentrum Energie-, Gebäude- und Solartechnik Stuttgart: Wärmeversorgung Neckarsulm-Amorbach, Ausschreibung Langzeitwärmespeicher 2. Ausbau, Oktober 2000
- [77] Schäfer, D.: 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
- [78] John, R.: Validierung eines Rechenmodells für Großspeicher zur Auslegung solarer Heizsysteme, Dissertation Philipps-Universität Marburg, 2002
- [79] Turbo-Werk Messtechnik GmbH: Messumformer Typen ndf / PC 2 und PC 2-A für magnetisch-induktive Durchflußmesser, Einbau- und Bedienungsanleitung

- [80] DIN EN 1434-1: Wärmehähler Teil 1: Allgemeine Anforderungen, Feb. 2003
- [81] DIN EN 60571: Industrielle Platin-Widerstandsthermometer und Platin-Messwiderstände, Aug. 1995
- [82] Kipp & Zonen: Kalibrierzertifikat vom 16./21.01.1997 für CM11, Kipp & Zonen B.V., Delft, Niederlande
- [83] Phymeas: Prüfzeugnis vom 12.07.1995, 10.02.1997 bzw. 09.08.2001 für Wärmestrommeßplatten 250 mm · 250 mm (Typ 8), Phymeas GbR Vertrieb, Kalibrierung, Herstellung physikalischer Meßtechnik, Cottbus
- [84] Aquametro: Technische Information Calec[®] MB Wärmerechner, Aquametro AG, Therwil, Schweiz
- [85] Hewlett Packard: HP 3852A Data Acquisition/Control Unit – Manual, 1987
- [86] Agilent Technologies: Benutzerhandbuch Agilent 34970A Messdatenerfassung-/Schaltssystem, 1997
- [87] Papula, L.: Mathematik für Ingenieure und Naturwissenschaftler, Band 3, Vieweg: Braunschweig, Wiesbaden, ISBN 3-528-14937-X, 2. verb. Aufl., 1997
- [88] Hoffmann, J. (Hrsg.): Handbuch der Messtechnik, Carl Hanser Verlag: München, Wien, ISBN 3-446-21123-3, 1999
- [89] Claesson, J; Bennet, J.: Multipole method to compute the conductive heat flows between pipes in a cylinder, Notes on Heat Transfer, 2-1987
- [90] Groten, G.: Programmieren in Fortran 90/95, Vorlesungsskript, Forschungszentrum Jülich, Zentralinstitut für Angewandte Mathematik, 5. Auflage, 1999
- [91] Streicher, W. (ed.); Heimrath, R.; Bales, C.; Perers, B.; Jähnig, D.; Jordan, U.; Peter, M.; Sha, L. J.; Bony, J.: Report on Solar Combisystems modelled in Task 26 (System description, Modelling, Sensitivity and Optimization). Institute of Thermal Engineering, University of Technology, Graz, 2003, http://www.iea-shc.org/outputs/task26/C_Streicher_Sys_Models.pdf, 25.08.2005
- [92] Verein Deutscher Ingenieure; VDI-Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen (Hrsg.): VDI-Wärmeatlas: Berechnungsblätter für den Wärmeübergang, Springer: Heidelberg, New York, Barcelona, Hongkong, London, Mailand, Paris, Tokio, ISBN 3-540-41200-X, 9. Aufl., 2002
- [93] Reyer, E.; Schild, K.; Völkner, S.: Kompendium der Dämmstoffe, Fraunhofer IRB Verlag, ISBN 3-8167-4732-9, 2001
- [94] DIN EN ISO 6946: Wärmedurchlaßwiderstand und Wärmedurchgangskoeffizient – Berechnungsverfahren, Beuth Verlag, Berlin, Nov. 1996
- [95] Busso, A.: Thermal Response Test – Internal Report, ZAE Bayern, 2002

- [96] ITW Prüfbericht Kollektortest Nr. 97COL71 für Arcon SCAN-CON HT ohne Folie, 1996
- [97] Hay, J. E.; Davies, J. A.: Calculation of the Solar Radiation Incident on an Inclined Surface, Proceedings First Canadian Solar Radiation Workshop, pp. 59-72, 1980
- [98] Reindl, D. T.; Beckman, W. A.; Duffie, J. A.: Evaluation of hourly tilted surface radiation models, Solar Energy, Vol. 45, Nr. 1, pp. 9-17, 1990
- [99] LØGSTØR-Katalog Fernwärmerohre, LØGSTØR RØRindustri
- [100] Drück, H.: Mathematische Modellierung und experimentelle Prüfung von Warmwasserspeichern für Solaranlagen, D93 Dissertation Universität Stuttgart, Shaker Verlag, Aachen 2007
- [101] Raab, S.: Simulation, Wirtschaftlichkeit und Auslegung solar unterstützter Nahwärmesysteme mit Heißwasser-Wärmespeicher, D93 Dissertation Universität Stuttgart, Cuvillier Verlag Göttingen, 2006
- [102] VDI 4640: Thermische Nutzung des Untergrundes, Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte, Blatt 1, Dez. 2000
- [103] VDI 4640: Thermische Nutzung des Untergrundes, Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen, Blatt 2, Sep. 2001
- [104] VDI 4640: Thermische Nutzung des Untergrundes, Unterirdische Thermische Energiespeicher, Blatt 3, Juni 2001
- [105] VDI 4640: Thermische Nutzung des Untergrundes, Direkte Nutzungen, Blatt 4, Sep. 2004
- [106] Reuß, M.: Solare Nahwärme Am Ackermannbogen (SNAB), München-Solares Nahwärmesystem mit saisonalem Wärmespeicher und Heißwasser-Absorptionswärmepumpe, OTTI, 18. Symposium Thermische Solarenergie, Kloster Banz, 23.-25.04.2008
- [107] Bauer, D.; Heidemann, W.; Marx, R.; Nußbicker-Lux, J.; Ochs, F.; Panthalookaran, V.; Raab, S.: Solar unterstützte Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher (Juni 2005 bis Juli 2008), Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben 0329607J
- [108] Wong, W. P.; McClung, J. L.: First large-scale solar seasonal borehole thermal energy storage in Canada, Ecostock, 10th International Conference on Thermal Energy Storage, 30.05.-02.06.2006, Pomona/New Jersey, USA, Richard Stockton College
- [109] VDI 2067-1: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung, Sep. 2000

- [110] Mangold, D.; Schmidt, T.; Saisonale Wärmespeicher: neue Pilotanlagen im Programm Solarthermie2000plus und Forschungsperspektiven, Statusseminar Thermische Energiespeicher, 2.-3. Nov. 2006, Freiburg
- [111] Pahud, D; 2000: Central solar heating plants with seasonal duct storage and short-term water storage: design guidelines obtained by dynamic system simulations. Solar Energy vol. 69, No. 6, pp. 495-509
- [112] Sanner, B.: Ausführung von Anlagen zur Oberflächennahen Erdwärmege-
winnung, Oberflächennahe Geothermie-Erdwärmenutzung mit
Wärmepumpen, Saarbrücken, 23.11.2006
- [113] Sanner, B.; Mands, E.; Sauer, M. K.; Grundmann, E.: THERMAL
RESPONSE TEST, A ROUTINE METHOD TO DETERMINE THERMAL
GROUND PROPERTIES FOR GSHP DESIGN, 9th International IEA Heat
Pump Conference, 20.-22.05.2008, Zürich, Schweiz
- [114] Bauer, D.; Heidemann, W.; Müller-Steinhagen, H. : Der Erdsonden-
Wärmespeicher in Crailsheim, 17. Symposium Thermische Solarenergie,
Kloster Banz, 09.-11.05.2007
- [115] <http://www.solarthermie2000plus.de/>, 10.12.2008
- [116] Schönbauer, S.: Durchführung von Simulationsrechnungen zum
Lastverhalten von solar unterstützten Nahwärmenetzen unter
Berücksichtigung verschiedener Varianten zur Wärmeübergabe,
Studienarbeit Nr. 9901, Universität Stuttgart, Institut für Thermodynamik
und Wärmetechnik, Feb. 2000
- [117] Ochs, F.; Heidemann, W.; Müller-Steinhagen, H.: Wärmeleitfähigkeit der
Wärmedämmung von unterirdischen Langzeit-Wärmespeichern am Beispiel
des Erdsonden-Wärmespeichers in Neckarsulm, OTTI - Oberflächennahe
Geothermie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 26.-28.05.2008
- [118] Mangold, D.; Peuser F. A.: 10 Jahre Solarthermie-2000, OTTI , 13.
Symposium Thermische Solarenergie, Kloster Banz, 14.-15.05.03
- [119] Drück, H.; Müller-Steinhagen, H.: Manuskript zur Vorlesung Solartechnik I,
WS2009/2010

11 Anhang

11.1 Daten zu nationalen und internationalen Erdsonden-Wärmespeichern

Tabelle 19: Erdsonden-Wärmespeicher zur thermischen Untergrundspeicherung

Jahr	Name / Ort	Max. Speichertemp.	Anz. Erdwärmesonden, Tiefe	Bemerkungen	Quelle
1983	Luleå TU, Luleå, Schweden	82°C	120 x 60 m (65 m)	industrielle Abwärme 1983-1989	[29], [30], [40], [41]
1984	CSHPSS, Groningen, Niederlande	50°C	360 x 20 m	Sonnenwärme Hybridspeicher mit zentralem 100 m³ Heißwasser-Wärmespeicher im Zentrum	[31], [32], [33]
1985	Cormontreuil, Frankreich	ca. 55°C Speicherladetemp.	20 x 15 m		[27], [34], [35]
1986	Rümlang, Schweiz	43°C	7 x 24,5 m	für Versuchszwecke	[27]
1991	SGI, Linköping, Schweden	90°C	200 x 10 m	für Versuchszwecke 2 Speicher je 100 EWS	[27], [36]
1992	Ispra, Italien	75°C Mess.	36 x 10 m	für Versuchszwecke Solarwärme & elektrisch	[28], [42]
1997	Neckarsulm, Deutschland	80°C Plan. ~70°C Mess.	528 x 30 m	Sonnenwärme	[43]
2001	TESSAS, Mol, Belgien	85°C	144 x 30 m	Pilot-/Demonstrationsanlage, Fernwärme	[38], [44]
2001	Attenkirchen, Deutschland	80°C	90 x 30 m	Hybridspeicher mit zentralem 500 m³ Heißwasser-Wärmespeicher im Zentrum	[18], [38]
2002	Anneberg, Schweden	45°C	100 x 60 m	Sonnenwärme	[39]
2003	UOIT, Oshawa, Ontario, Canada	~30°C	370 x 55 m bis 200 m	Heizen und Kühlen, mit Wärmepumpe	[45], [25]
2005	Okotoks, Canada	80°C	144 x 35 m	Sonnenwärme	[46], [108]
2008	Crailsheim, Deutschland	65°C	80 x 55 m	Sonnenwärme	[47], [107], [114]

Tabelle 20: Charakteristika realisierter Erdsonden-Wärmespeicher (Quelle siehe Tabelle 19)

Name / Ort	Erdwärmesonden (EWS) 25, 26, 27, 28, 29, 30	Dämmung oberhalb des Speichers	Geologie im Speicher	WP 31
Luleå TU, Luleå, Schweden	1. offenes Rohr 2. Polypropen (PP) 3. 4 m rechteckig 4./6. Wasser 5. je 5 in Serie, 24 x parallel	über der Sonde, 2-6 m Überdeckung mit Erdreich	Kristallines Gestein (Gneis)	ja
Groningen, Niederlande	1. Einfach-U-Rohr, 20 mm \varnothing 3. zylindrische Anordnung	10 cm Schaumglas 40 cm Blähton	gesättigter Sand, Ton- schichten	k.A.
Cormontreuil, Frankreich	1. Koaxialsonde 2. Polyvinylchlorid (PVC) 3. 2 m 5. in Serie	keine Angabe	ungesättigter Kalkstein	k.A.
Rümlang, Schweiz	1. Koaxialsonde 2. außen Stahl, innen Kunststoff 3. 3,3 m 5. 1 in Mitte, 6 um mittl. EWS	keine Angabe	Seeton und -schluff, mit Kieslage	ja
SGI, Linköping, Schweden (2 Testspeicher)	1. Einfach-U-Rohr, 25 mm 2. Polyethen, vernetzt (PEX) 3. 1 m (10 x 10) 5. 10 in Serie, 10 Reihen parallel	20 cm Polystyren, seitlich bis in 1 m Tiefe ebenfalls gedämmt	Ton	k.A.
Ispra, Italien	1. Einfach-U-Rohr, 25 mm \varnothing 2. Stahl & Schutzrohr aus Stahl 3. 2,5 m, quadratisch 4. Wasser 5. 3 Zonen parallel (2x10, 12, 4) 6. Wasser	15 cm Dämmung (Blähton) Wasserdampfsperre Filz Sand-/Kiesschicht	schluffiger Feinsand	nein
Neckarsulm, Deutschland Ausbau in 3 Stufen 1997: 4320 m ³ 1998: 20160 m ³ 2001: 63360 m ³	1. Doppel-U-Rohr 25 mm \varnothing 2. Polybuten 3. 2 m (1. Bauabschnitt), 1,5-2,5 m (2. Bauabschnitt) 4. Bentonit-Sand-Zement-H ₂ O 5. je 6 EWS in Serie 6. Wasser	Dichtungsbahn Drainagematte Polyethen-Folie 20 cm Hartschaum- Polystyrol (XPS) Drainagematte Dichtungsbahn Sand	Gipskeuper (Mergel & Kalkstein)	nein
TESSAS, Mol, Belgien	1. Einfach-U-Rohr 25 mm \varnothing 2. Polybuten (PB) 3. 2 m, hexagonal 4. Bohrgut (reiner Quarzsand) 5. 48 Gruppen, je 3 in Serie 6. Wasser	keine Angabe	phreatischer Aquifer in Mol- u. oberer Kasterlee- Formation	nein
Attenkirchen, Deutschland	1. Doppel-U-Rohr 25 mm \varnothing 2. Polybuten 3. 2 m, hexagonal 4. teils ThermoCem, teils Bentonit-Sand-Zement-H ₂ O 6. Wasser	20 cm XPS 50 cm Kies	Molasse	ja

²⁵ Sondenart²⁶ Sondenmaterial²⁷ Sondenabstand²⁸ Verfüllung des Bohrlochs²⁹ hydraulische Verschaltung³⁰ Wärmeträgermedium³¹ Wärmepumpe

Tabelle 20: Charakteristika realisierter Erdsonden-Wärmespeicher (Fortsetzung)

Name / Ort	Erdwärmesonden (EWS) <small>32, 33, 34, 35, 36, 37</small>	Dämmung oberhalb des Speicher	Geologie im Speicher	WP <small>38</small>
Anneberg, Schweden	1. Doppel-U-Rohr, 32 mm Ø 2. PEM 3. 3 m 4. Wasser 5. 5 in Serie, 2 x 10 Reihen 6. Wasser	10 cm Dämmung 30 cm Kies 10 cm Erdreich	Fels	nein
UOIT, Oshawa, Ontario, Canada	1. U-Rohr 2. PE 3. 4,5 m 4. Wasser 6. Glykollmischung	obere 0-55 m mit Stahlschutzrohr gegen Grundwasser	Kalkstein	ja
Okotoks, Canada	1. U-Rohr 2. PEX mit Messingmuffe und 2 verklebten Schrumpfschläuchen 3. 2,25 m 4. Zement, Sand, Wasser 5. 6 in Serie, 24 Stränge 6. Wasser	20 cm XPS 1-1,5 m Erdreich	keine Angabe	nein
Crailsheim, Deutschland	1. Doppel-U-Rohr, 32 mm Ø 2. PEX 3. 3 m 4. Verfüllmaterial: $\lambda > 2 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ 5. je 2 in Serie 6. Wasser	Schaumglasschotter, wasserdampfdiffu- sionsoffene Folie, Drainageschicht	Lettenkeuper & oberer Muschelkalk	ja

³² Sondenart

³³ Sondenmaterial

³⁴ Sondenabstand

³⁵ Verfüllung des Bohrlochs

³⁶ hydraulische Verschaltung

³⁷ Wärmeträgermedium

³⁸ Wärmepumpe

11.2 Hydraulikschema Neckarsulm

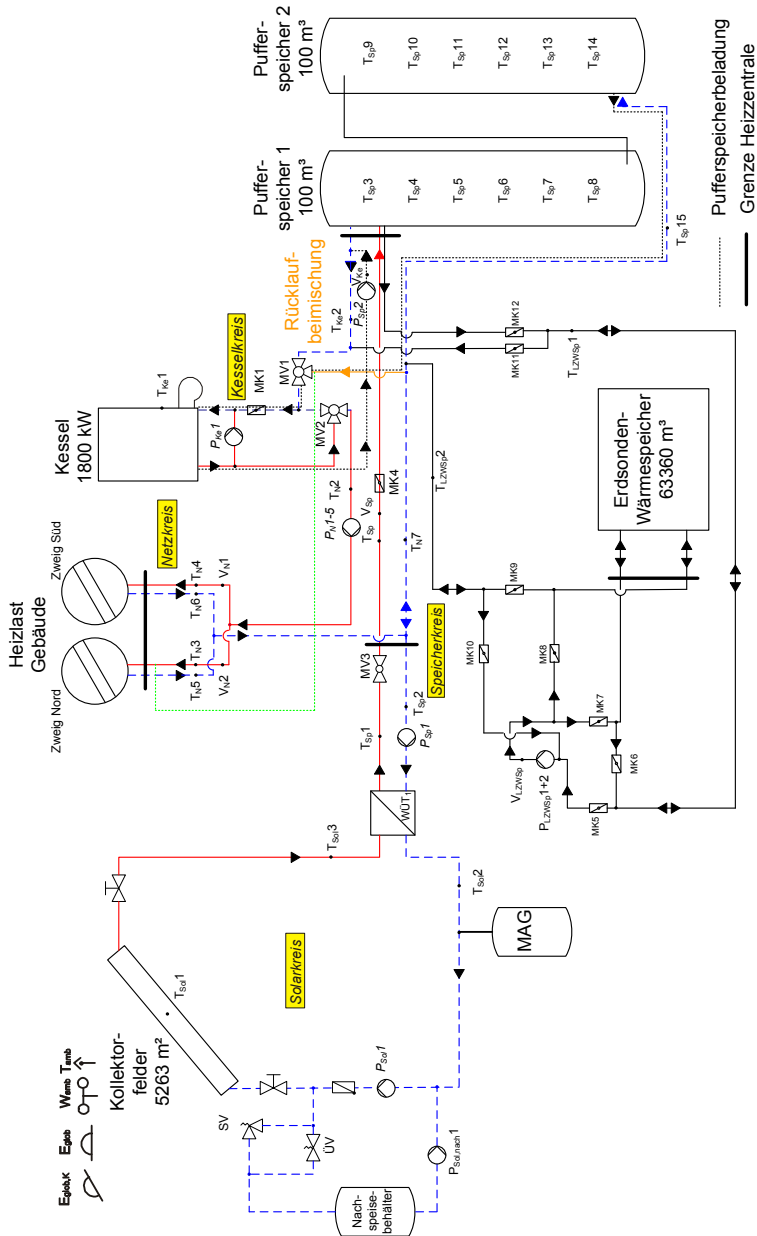


Bild 70: Hydraulikschema der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Neckarsulm

11.3 Regelungskonzept Neckarsulm

Regelung	Planung
<p><u>Solarkreis</u></p> <p>Einschalten Solarkreispumpe P_{Sol}, wenn $(T_{sol1} - T_{Sp2}) > 10 \text{ K}$ und $T_{sol1} > 60 \text{ °C}$ <i>T_{sol1} Temperatur im Kollektorfeld</i> <i>T_{Sp2} Rücklauftemperatur Speicherkreis</i></p> <p>Ausschalten Solarkreispumpe P_{Sol}, wenn $T_{sol1} < 58 \text{ °C}$</p> <p>Volumenstromregelung - Überhitzungsschutz Ausschalten P_{Sol} 1 und P_{Sp} 1, wenn $T_{sol1} > 105 \text{ °C}$ Wiederfreigabe P_{Sol} 1 und P_{Sp} 1, nach 8 bis 10 Stunden <i>T_{sol1} Temperatur im Kollektorfeld</i></p> <p>Nachspeisung Solarkreis Einschalten $P_{SolNach}$, wenn $D1 < 0,8 \text{ bar}$ Überdruck Ausschalten $P_{SolNach}$, wenn (keine Angaben) <i>D1 Druck im Solarkreis</i></p>	<p><u>Solarkreis</u></p> <p>Einschalten Solarkreispumpe P_{Sol}, wenn $E_{glob,K} > E_{ein}(T_{amb})$ Einschaltkennlinie <i>E_{glob,K} Einstrahlung in Kollektorebene</i> <i>E_{ein}(T_{amb}) Einstrahlungs- Einschaltkennlinie linear durch 350 W/m²(-20 °C) und 15 W/m²(+20 °C)</i></p> <p>Ausschalten Solarkreispumpe P_{Sol}, wenn $E_{glob,K} < E_{aus}(T_{amb})$ Ausschaltkennlinie <i>E_{aus}(T_{amb}) Einstrahlungs- Ausschaltkennlinie linear durch 320 W/m²(-20 °C) und 120 W/m²(+20 °C)</i></p> <p>Volumenstromregelung in 5 Stufen zwischen 50 und 100 %</p> <p>Überhitzungsschutz Ausschalten P_{Sol} 1 und P_{Sp} 1, wenn $T_{sol1} > 105 \text{ °C}$ Wiederfreigabe P_{Sol} 1 und P_{Sp} 1, erst am nächsten Tag 23:59:00 <i>T_{sol1} Temperatur im Kollektorfeld</i></p> <p>Nachspeisung Solarkreis Einschalten $P_{SolNach}$, wenn $D1 < 2 \text{ bar}$ Überdruck Ausschalten $P_{SolNach}$, wenn $D1 > 2,5 \text{ bar}$ <i>D1 Druck im Solarkreis</i></p>
<p><u>Speicherkreis</u></p> <p>Einschalten Speicherkreispumpe P_{Sp1} und öffnen MK4, wenn P_{Sol} in Betrieb und $(T_{sol3} - T_{Sp2}) > 10 \text{ K}$ und $T_{Sp2} > 20 \text{ °C}$ oder $T_{Sp1} > 100 \text{ °C}$ <i>T_{Sp2} Rücklauftemperatur Speicherkreis</i> <i>T_{sol3} Vorlauftemperatur Solarkreis</i></p> <p>Ausschalten Speicherkreispumpe P_{Sp1} und schließen MK4, wenn $(T_{sol3} - T_{Sp2}) < 8 \text{ K}$</p> <p>Volumenstromregelung Zieltemperaturregelung auf 75 °C über Motorventil MV3</p> <p><u>Pufferspeicher</u> Beladen Pufferspeicher 1: Einschalten P_{Sp2}, wenn $P_{Ke} > 1800 \text{ kW}$ über 24 h und $T_{amb} < 10 \text{ °C}$ oder $T_{amb} < 0 \text{ °C}$ Einschalten P_{Sp2} um 22 Uhr begrenzte Kesselleistung auf 1400 kW Sperrung des Langzeit-Wärmespeichers bei Pufferspeicherbeladung Pufferspeicher 1 und 2 in Serie geschaltet <i>P_{Ke} Kesselleistung</i></p>	<p><u>Speicherkreis</u></p> <p>Einschalten Speicherkreispumpe P_{Sp1} und öffnen MK4, wenn $E_{glob,K} > 150 \text{ W/m}^2$</p> <p>Ausschalten Speicherkreispumpe P_{Sp1} und schließen MK4, wenn $E_{glob,K} < 120 \text{ W/m}^2$ mit 30 min Zeitverzögerung</p> <p>Volumenstromregelung keine Angaben</p> <p><u>Pufferspeicher</u> Beladen Pufferspeicher 1: Einschalten P_{Sp2}, wenn $P_{Ke} > 1800 \text{ kW}$ über 24 h und $T_{amb} < 10 \text{ °C}$ oder $T_{amb} < 0 \text{ °C}$ Einschalten P_{Sp2} um 22 Uhr begrenzte Kesselleistung auf 800 kW in 1. Ausbaustufe und 2500 kW in 2. Ausbaustufe Sperrung des Langzeit-Wärmespeichers bei Pufferspeicherbeladung bis 9:30 <i>P_{Ke} Kesselleistung</i></p>

Frostschutz

Öffnen MV1 und Entladung des Langzeit-Wärmespeichers, wenn

$$T_{Sp15} < 5^{\circ}\text{C} \text{ oder } T_{Sp3} \text{ bis } T_{Sp8} < 15^{\circ}\text{C}$$

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

$$T_{Sp5} > (T_{LZwsp2} + 5 \text{ K}) \text{ und } T_{Sp5} > 50^{\circ}\text{C}$$

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

Volumenstromregelung Beladung

Stufige Regelung 10 %, 25 %, 40 %, 70 % des maximalen Pumpenstroms von $P_{LZwsp1+2}$,

so dass $(T_{LZwsp1} - T_{LZwsp2}) = 25 \text{ K}$

höhere Pumpenstufe, wenn

$$(T_{LZwsp1} - T_{LZwsp2}) > 27 \text{ K}$$

niedrigere Pumpenstufe, wenn

$$(T_{LZwsp1} - T_{LZwsp2}) < 23 \text{ K}$$

Entladen Langzeit-Wärmespeicher:

Öffnen MK6, MK8, MK10, MK11 und Schließen MK5, MK7, MK9, MK12 und Einschalten Pumpen

$P_{LZwsp1+2}$, wenn

$$T_{Sp3} < T_{N,soil} \text{ und } T_{N7} < T_{LZwsp1} + 5 \text{ K}$$

Beenden Entladen, wenn

$$(T_{N7} - T_{LZwsp1}) < 2 \text{ K} \text{ oder}$$

$$V_{LZwsp} < 3\text{-}5 \text{ m}^3/\text{h} \text{ für } 15 \text{ min}$$

Frostschutz

Öffnen MV1 und Entladung des Langzeit-Wärmespeichers, wenn

$$T_{Sp15} < 5^{\circ}\text{C} \text{ oder } T_{Sp3} \text{ bis } T_{Sp8} < 15^{\circ}\text{C}$$

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

$$E_{glob,K} > 150 \text{ W/m}^2 \text{ und}$$

$$(T_{Sp3} \text{ bis } T_{Sp6} - T_{LZwsp1}) > 5 \text{ K}$$

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} Netzzücklauftemperatur

T_{Sp8} Temperatur Pufferspeicher1 unten

Volumenstromregelung Beladung

Stufige Regelung 40 %, 55 %, 70 %, 100 % des maximalen Pumpenstroms von $P_{LZwsp1+2}$

Entladen Langzeit-Wärmespeicher:

Öffnen MK6, MK8, MK10, MK11 und Schließen MK5, MK7, MK9, MK12 und Einschalten

Pumpen $P_{LZwsp1+2}$, wenn

$$E_{glob,K} < 120 \text{ W/m}^2 \text{ und } (T_{LZwsp1} - T_{Sp8}) > 5 \text{ K}$$

Beenden Entladen, wenn

$$T_{Sp3} \text{ bis } T_{Sp8} < (T_{N7} + 1 \text{ K})$$

<p>Volumenstromregelung Entladung Regelung so dass $(T_{LZWSp1} - T_{LZWSp2}) = 16 \text{ K}$ höhere Pumpenstufe, wenn $(T_{LZWSp1} - T_{LZWSp2}) > 20 \text{ K}$ niedrigere Pumpenstufe, wenn $(T_{LZWSp1} - T_{LZWSp2}) < 15 \text{ K}$ Mindestvolumenstrom $V_{LZWSp, \min} = 2 \text{ m}^3/\text{h}$ $T_{N, \text{sol}}$ Sollwert Netzvorlaufemperatur T_{N7} Rücklaufemperatur Netzkreis T_{LZWSp1} Vorlaufemperatur Langzeit-Wärmespeicher T_{LZWSp2} Rücklaufemperatur Langzeit-Wärmespeicher V_{LZWSp} Volumenstrom Langzeit-Wärmespeicher</p>	<p>Volumenstromregelung Entladung $V_{LZWSp} = f(V_N)$ <u>1.Ausbaustufe</u> $\Rightarrow V_N = 0 \text{ m}^3/\text{h} \Rightarrow 40 \% (P_{LZWSp1})$ $\Rightarrow V_N = 30 \text{ m}^3/\text{h} \Rightarrow 100 \% (P_{LZWSp1})$ <u>2.Ausbau</u> $\Rightarrow V_N = 0 \text{ m}^3/\text{h} \Rightarrow 40 \% (P_{LZWSp1+2})$ $\Rightarrow V_N = 180 \text{ m}^3/\text{h} \Rightarrow 100 \% (P_{LZWSp1+2})$ T_{Sp8} Temperatur Pufferspeicher1 unten T_{LZWSp1} Vorlaufemperatur Langzeit-Wärmespeicher V_{LZWSp} Volumenstrom Langzeit-Wärmespeicher</p>
<p>Kesselkreis Einschalten Kessel 1, wenn $T_{N2} < T_{N2, \text{sol}}$ MK1 immer geöffnet Mindesttemperatur Kesselwasser $T_{Ke1} = 66 \text{ }^\circ\text{C}$ Mindestrücklaufemperatur $45 \text{ }^\circ\text{C}$ Ausschalten Kessel 1 und schließen MV2, wenn $T_{Sp3} > T_{N2, \text{sol}}$ nach Zeitverzögerung T_{Sp3} Temperatur Pufferspeicher1 oben T_{N2} Vorlaufemperatur Netzkreis $T_{N2, \text{sol}}$ Soll- Vorlaufemperatur Netzkreis Kesselfolgeschaltung nur Kessel 1 vorhanden Sicherheitsmaßnahmen Temperaturbegrenzung auf $T_{Ke1} \leq 100 \text{ }^\circ\text{C}$ Druckbegrenzung auf $p_{Ke1} \leq 5 \text{ bar}$ Überdruck T_{Ke1} Kesseltemperatur p_{Ke1} Druck Kesselvorlaufleitung</p>	<p>Kesselkreis Einschalten Kessel 1 und öffnen MK1 und MV2, wenn $T_{Sp3} < 75 \text{ }^\circ\text{C}$ Einschalten Kessel 1 für mindestens 30 min Mindesttemperatur Kesselwasser $T_{Ke1} = 66 \text{ }^\circ\text{C}$ Mindestrücklaufemperatur $45 \text{ }^\circ\text{C}$ Ausschalten Kessel 1 und schließen MV2 und MK1, wenn $T_{Sp3} > 75 \text{ }^\circ\text{C}$, nach Zeitverzögerung $t = 240 \text{ s}$ wird MK1 geschlossen T_{Sp3} Temperatur Pufferspeicher1 oben T_{N2} Vorlaufemperatur Netzkreis $T_{N2, \text{sol}}$ Soll- Vorlaufemperatur Netzkreis Kesselfolgeschaltung Kessel 1, Kessel 2, Kessel 3 Einschalten Kessel 2, wenn $T_{Sp3} < 75 \text{ }^\circ\text{C}$ und $T_{\text{amb}} < 7 \text{ }^\circ\text{C}$ Einschalten Kessel 3, wenn $T_{Sp3} < 75 \text{ }^\circ\text{C}$ und $T_{\text{amb}} \leq -3 \text{ }^\circ\text{C}$ Sicherheitsmaßnahmen Temperaturbegrenzung $T_{Ke1} \leq 100 \text{ }^\circ\text{C}$ Druckbegrenzung auf $p_{Ke1} \leq 5 \text{ bar}$ Überdruck T_{Ke1} Kesseltemperatur p_{Ke1} Druck Kesselvorlaufleitung</p>
<p>Netzkreis Nachheizung durch Öffnen von MK1, wenn $T_{Ke2} < T_{N, \text{sol}}$ $T_{N, \text{sol}} = f(T_{\text{amb}})$ abhängig von T_{amb} Netzvorlaufemperatur $T_{N, \text{sol}}(T_{\text{amb}})$ linear durch: $70^\circ\text{C}(-15^\circ\text{C})$ und $63^\circ\text{C}(+15^\circ\text{C})$ Schließen von MK1, wenn $T_{Ke2} > T_{N, \text{sol}}$ T_{Ke2} Rücklaufemperatur Kesselkreis $T_{N, \text{sol}}(T_{\text{amb}})$ Kennlinie für die Netzvorlauf-Solltemperatur</p>	<p>Netzkreis Nachheizung durch Öffnen von MK1, wenn $T_{Ke2} < T_{N, \text{sol}}$ $T_{N, \text{sol}} = f(T_{\text{amb}})$ abhängig von T_{amb} Netzvorlaufemperatur $T_{N, \text{sol}}(T_{\text{amb}})$ linear durch: (1) $83^\circ\text{C}(-12^\circ\text{C})$ und $67^\circ\text{C}(+15^\circ\text{C})$ (2) $83^\circ\text{C}(-12^\circ\text{C})$ und $67^\circ\text{C}(+20^\circ\text{C})$ (3) $83^\circ\text{C}(-12^\circ\text{C})$ und $63^\circ\text{C}(+20^\circ\text{C})$ Schließen von MK1, wenn $T_{Ke2} > T_{N, \text{sol}}$ T_{Ke2} Rücklaufemperatur Kesselkreis</p>

11.4 Daten zu den Kollektorfeldern in Neckarsulm

Tabelle 21: Daten zu den Kollektorfeldern und Übergabestationen in Neckarsulm

Bezeichnung Jahr der Inbetrieb- nahme	Schule 1997	Turnhalle 1997	Ladenzentrum 1997	Seniorenwohn- heim 1997
Hersteller	SET	Sonnenkraft	ARCON	Paradigma
Kollektor-Typ	Kollektordach- elemente D1-D	GK10NS GK8NS	HTU 12,5 HTU 10	Solar 500 Solar 600
Kollektorfläche in m ²	605	1252	444	335
Neigungswinkel in °	15	15	15	15
Ausrichtung in °	20 (SO)	18 (SO)	29 (SO)	24 (SO)
Optischer Wirkungs- grad η_0	0,788 ³⁹	0,771	0,764	0,779
Wärmeverlustrkoeff. 1. Ordn. a_1 in W/(m ² ·K)	3,060	3,330	3,495	2,641
Wärmeverlustrkoeff. 2. Ordn. a_2 in W/(m ² ·K ²)	0,022	0,012	0,016	0,022
Einfallwinkelkorrek- turfaktor $K_G(50^\circ)$	0,90	0,90	0,91	0,90
Einfallwinkelkorrek- turfaktor r (Trnsys)	0,33	0,33	0,32	0,34
effektive Wärme- kapazität C_{eff} in kJ/K	8,0	8,0	8,159	5,839
Durchfluss $\dot{V}_{primär}$ in m ³ /h (20.08.02)	20,3 Ist 24,0 Soll		5,8	3,0 Ist 4,4 Soll
Durchfluss $\dot{V}_{sekundär}$ in m ³ /h (20.08.02)	19,2 Ist 22,3 Soll		4,6 Ist 5,3 Soll	4,6 Ist 4,0 Soll
Rohrleitungslänge primär in m [77]	100	100	50	50
Rohrdurchmesser primär in mm [77]	50	80	50	40
Wärmedurchgangs- koeff. $U_{Dämmung}$ in W/(m ² ·K) aus [99]	1,432	1,116	1,432	1,592

³⁹ Kollektortest

Fortsetzung Tabelle 21

Bezeichnung Jahr der Inbetrieb- nahme	Carport 2000	Reihenhäuser BW 2001	Lärmschutzwall 2002	Seniorenpflege- heim 2004
Hersteller	ARCON	Wagner	ARCON	ARCON
Kollektor-Typ	HT ohne Folie	Solar-Roof	HT ohne Folie	HT mit Folie
Kollektorfläche in m ²	454	808	1109	256
Neigungswinkel in °	15	20	33	30
Ausrichtung in °	19 (SO)	19 (SO)	8 – 24 (SW)	k. A.
Optischer Wirkungs- grad η_0	0,764	0,805	0,764	0,76
Wärmeverlustkoeff. 1. Ordn. a_1 in W/(m ² ·K)	3,495	4,138	3,495	3,5
Wärmeverlustkoeff. 2. Ordn. a_2 in W/(m ² ·K ²)	0,016	0,008	0,016	0,002
Einfallwinkelkorrek- turfaktor $K_{\Theta}(50^\circ)$	0,91	0,92	0,91	k. A.
Einfallwinkelkorrek- turfaktor r (Trnsys)	0,32	0,30	0,32	k. A.
effektive Wärme- kapazität C_{eff} in kJ/K	8,159	8,019	8,159	k. A.
Durchfluss $\dot{V}^{primär}$ in m ³ /h (20.08.02)	6,0 Ist 5,9 Soll	10,5	15,0 Ist 14,3 Soll	k. A.
Durchfluss $\dot{V}^{sekundär}$ in m ³ /h (20.08.02)	5,0 Ist 5,4 Soll	9,7	15,0 Ist 13,2 Soll	k. A.
Rohrleitungslänge primär in m	20 Schätzung	100 Schätzung	300 Schätzung	50
Rohrdurchmesser primär in mm	65	80	100	50
Wärmedurchgangs- koeff. $U_{Dämmung}$ in W/(m ² ·K) [99]	1,322	1,116	0,923	1,432

11.5 Daten zum Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm

2. Ausbaustufe

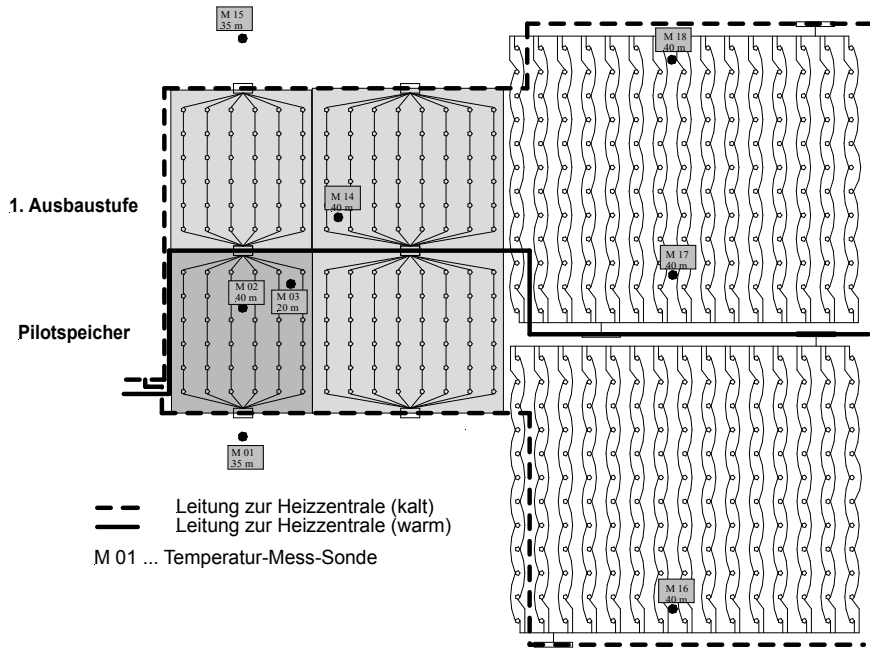


Bild 71: Positionen der Erdwärmesonden und der Temperaturmessstellen

Tabelle 22: Bezeichnung und Tiefe der Temperaturfühler im Erdsonden-Wärmespeicher

0 m = Speicheroberkante (SOK) = 3 m unter Geländeoberkante (GOK)

Tiefe in m	M01	M02	M03	M14	M15	M16	M17	M18
-1,5 m					M151			
-0,2	M11	M21	M31	M141		M161	M171	M181
0	M12	M22	M32	M142	M152	M162	M172	M182
5	M13	M23	M33	M143	M153	M163	M173	M183
10	M14	M24	M34	M144	M154	M164	M174	M184
20	M15	M25	M35	M145	M155	M165	M175	M185
30	M16	M26		M146	M156	M166	M176	M186
32	M17	M27		M147	M157	M167	M177	M187
35	M18	M28		M148	M158	M168	M178	M188
40		M29		M149		M169	M179	M189

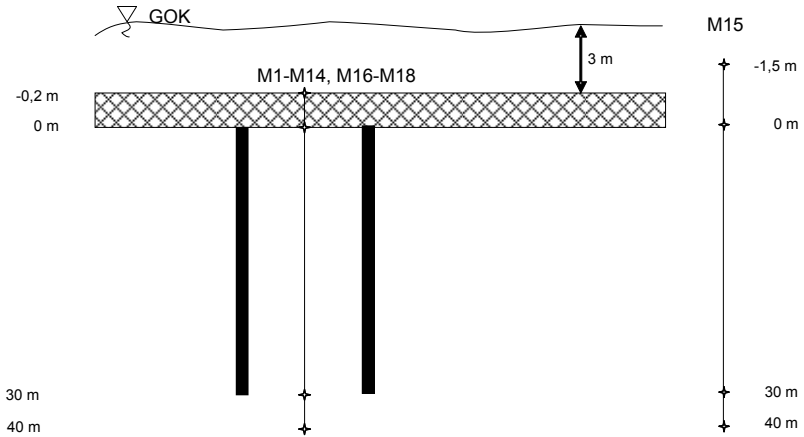


Bild 72: Messstellenpositionen im Erdsonden-Wärmespeicher

11.6 Simulationseingabewerte für den Erdsonden-Wärmespeicher

Tabelle 23: Eingabeparameter für die Simulation des Erdsonden-Wärmespeichers

Bezeichnung	Wert	Beschreibung	Quelle
NLAY	5	Anzahl der Bodenschichten	
RLAML(1)	7,92	Wärmeleitfähigkeit der 1. Bodenschicht in $\text{kJ}/(\text{h}\cdot\text{m}\cdot\text{K})$, wie im Speicherbereich	[75]
CL(1)	2850000	ρc_p der 1. Bodenschicht in $\text{J}/(\text{m}^3\cdot\text{K})$	[75]
THL(1)	2,79	Dicke der 1. Bodenschicht im m	
RLAML(2)	0,216	λ der 2. Bodenschicht in $\text{kJ}/(\text{h}\cdot\text{m}\cdot\text{K})$ 0,216 $\text{kJ}/(\text{h}\cdot\text{m}\cdot\text{K})$ gemessen an ausgebauter Probe 1. Ausbau bei 50°C	[18]
CL(2)	45000	ρc_p der 2. Bodenschicht in $\text{J}/(\text{m}^3\cdot\text{K})$, Dämmung 0,2 m; Abschätzung mit $\rho = 30 \text{ kg}/\text{m}^3$, $c = 1500 \text{ J}/(\text{kg}\cdot\text{K})$	[93]
THL(2)	0,2	Dicke der 2. Bodenschicht im m	
RLAML(3)	7,92	λ der 3. Bodenschicht in $\text{kJ}/(\text{h}\cdot\text{m}\cdot\text{K})$; 2,2 $\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$	[75]
CL(3)	2850000	ρc_p der 3. Bodenschicht in $\text{J}/(\text{m}^3\cdot\text{K})$, Boden	[75]
THL(3)	30	Dicke der 3. Bodenschicht im m	
RLAML(4)	9		[60]
CL(4)	2500000	dolomitische Schicht	[60]
THL(4)	5		
RLAML(5)	7,92		
CL(5)	2850000	Lettenkeuper unter Speicher, wie Speicherbereich	
THL(5)	100		
RLAMZM	7,92		
ALSURF	20	Wärmeübertragungskoeffizient von der Bodenoberfläche zur Umgebungs-Lufttemperatur in $\text{kJ}/(\text{h}\cdot\text{m}^2\cdot\text{K})$	
TZ0	10,5	ungestörte Boden-Oberflächentemperatur in $^\circ\text{C}$	
AT0	10,5	Additionsfaktor $\mathcal{A}(z) = \text{AT0} + \text{AT1}\cdot z$ in $^\circ\text{C}$	
AT1	0	Temperaturgradient in z-Richtung in $^\circ\text{C}/\text{m}$	
ITYPE	5	temperatur- und strömungsabhängige Werte für R_a , R_b Werte werden aus externer Datei eingelesen (BOR)	
IDIREC	1	= 1 abwärts in Rohr 1, = -1 abwärts in Rohr 2	
VISCW	0,000466	η in $\text{kg}/(\text{m}\cdot\text{s})$ dynamische Viskosität des Wärmeträgerfluids (Wasser bei 60°C , 1 bar)	[92]
DENSW	983	ρ_f in kg/m^3 des Wärmeträgerfluids	[92]
CFW	4113855	C_f in $\text{J}/(\text{m}^3\cdot\text{K})$ des Wärmeträgerfluids	[92]
CONDFW	2,344	λ_f in $\text{kJ}/(\text{h}\cdot\text{m}\cdot\text{K})$ des Wärmeträgerfluids 0,651 $\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$	[92]
NHYD	4	Anzahl der hydraulischen Systeme	

Tabelle 24: Geometrische und hydraulische Eingabeparameter (externe Datei)

Bezeichnung	Wert	Beschreibung
R(I)	0,075	Bohrlochradius in m
	9	Anzahl Wertepaare für das radiale Rechengitter
	5 · 0,2 2 · 0,6 2 · 0,9 2 · 1,5 2 · 3,0 2 · 8,0 2 · 16,0 2 · 32,0 2 · 64,0	Radiales Rechengitter ⇒ Anzahl Zellen x radiale Ausdehnung der Zellen in m
NSYM	528	Anzahl Bohrloch-Symmetriegruppen
NN(IS)	528 · 1	Anzahl Bohrlöcher pro Symmetriegruppe
HWELL(IS) DISO(IS) THETW(IS)	30,0 3,0 0,0 für jede EWS	Aktive Bohrlochlänge in m Tiefe des gedämmten Bohrlochs in m Neigung der Bohrlochachse (vertikal)
XA(IS,IP) YA(IS,IP) PSIW(IS,IP)	0,0 19,0 0,0 für jede EWS	x-Koordinate in m y-Koordinate in m Neigung
NZMESH	6	6 = automatische Rechengittergenerierung (vertikal)
NHYD	4	Anzahl hydraulischer Systeme mit unterschiedlichen Ein-/Austrittstemperaturen, Massenströmen
NHYD1(I1)	1 1 1 1	Anzahl parallel angeordneter Reihen je hydraulischem System
NHYD2(I2)	6 22 30 30	Anzahl seriell verbundener EWS je hydraulischer Gruppe (Pilotspeicher, 1. / 2. Ausbau Nord bzw. Süd)
NHYD3(I3)	88 · 6	Anzahl Symmetriegruppen der seriell verbundenen EWS
ZFLUID(I3)	0,1667 0,0454 0,0333	1/6 1/22 1/30 } Aufteilung des Durchflusses auf die Anzahl der Sondenreihen
NHYD4(I4)	6 5 4 3 2 1 ...	Reihenfolge in der die Sonden durchströmt werden

11.7 Berechnete Temperaturen im Erdsonden-Wärmespeicher

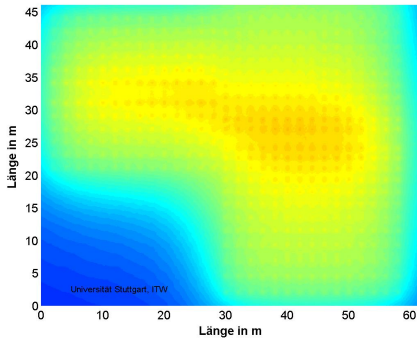


Bild 73: Horizontaler Schnitt mit Temperaturen Ende März in einer Tiefe von 0 m

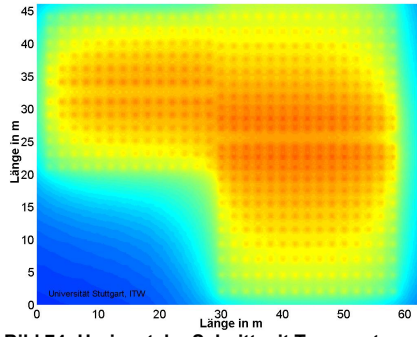


Bild 74: Horizontaler Schnitt mit Temperaturen Ende Juni in einer Tiefe von 0 m

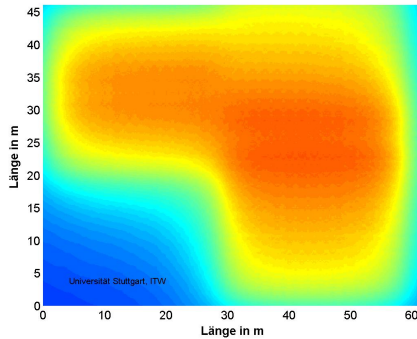


Bild 75: Horizontaler Schnitt mit Temperaturen Ende September in einer Tiefe von 0 m

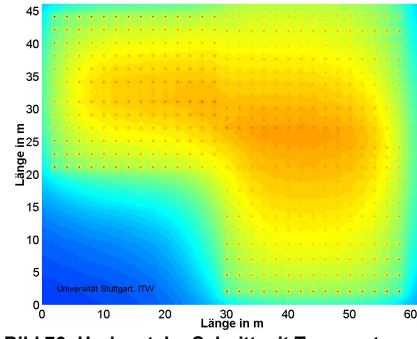


Bild 76: Horizontaler Schnitt mit Temperaturen Ende Dezember in einer Tiefe von 0 m

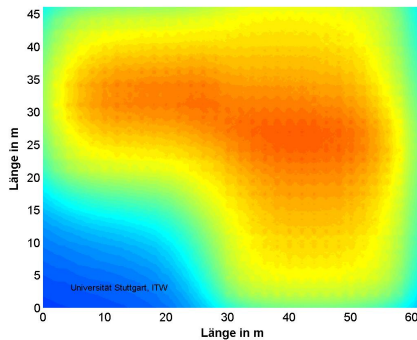


Bild 77: Horizontaler Schnitt mit Temperaturen Ende März in einer Tiefe von 10 m

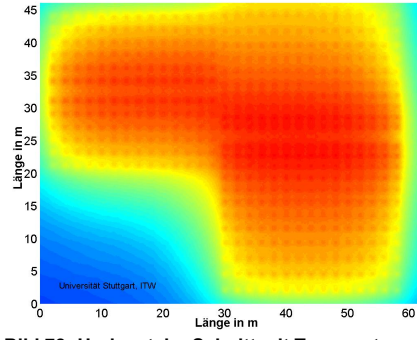


Bild 78: Horizontaler Schnitt mit Temperaturen Ende Juni in einer Tiefe von 10 m

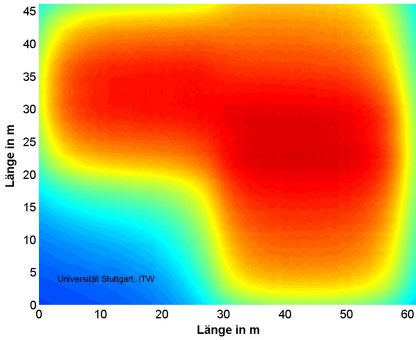


Bild 79: Horizontaler Schnitt mit Temperaturen Ende September in einer Tiefe von 10 m

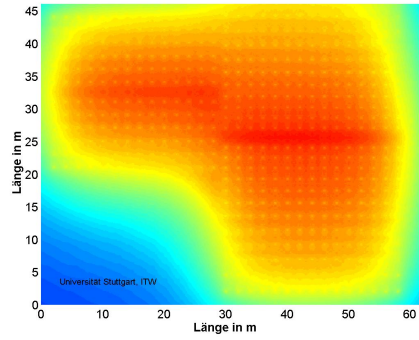


Bild 80: Horizontaler Schnitt mit Temperaturen Ende Dezember in einer Tiefe von 10 m

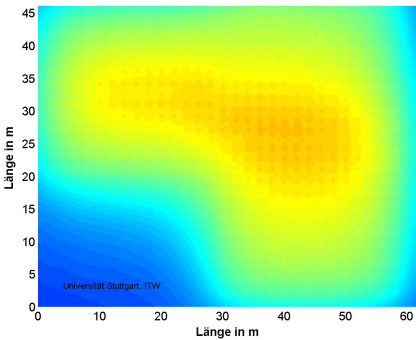


Bild 81: Horizontaler Schnitt mit Temperaturen Ende März in einer Tiefe von 30 m

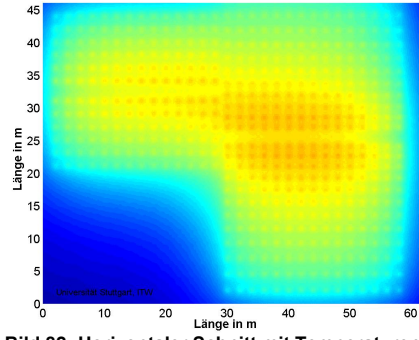


Bild 82: Horizontaler Schnitt mit Temperaturen Ende Juni in einer Tiefe von 30 m

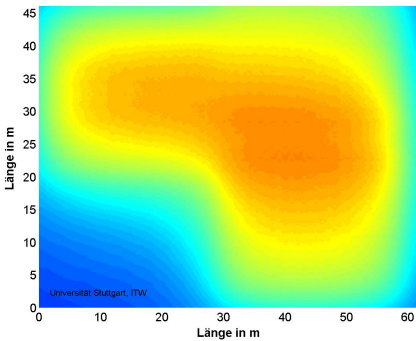


Bild 83: Horizontaler Schnitt mit Temperaturen Ende September in einer Tiefe von 30 m

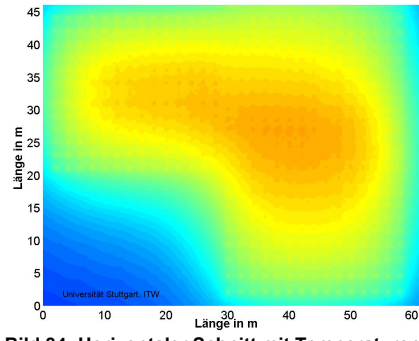


Bild 84: Horizontaler Schnitt mit Temperaturen Ende Dezember in einer Tiefe von 30 m

