ERFOLGSFAKTOREN FÜR SOLARE MIKROWÄRMENETZE MIT SAISONALER GEOTHERMISCHER WÄRMESPEICHERUNG

Wissenschaftlicher Endbericht
zum Forschungsprojekt GEOSOL

Peter Biermayr, Gregor Götzl, Martin Fuchsluger, Stefan Hoyer, Julia Weilbold, Anna-Katharina Brüstle, Gerald Stickler

Ein Forschungsprojekt im Rahmen des Forschungsprogramms “Sparkling Science“, gefördert vom Bundesministerium für Wissenschaft und Forschung

Danksagung:

Der vorliegende Forschungsbericht zum Thema “Erfolgsfaktoren für solare Mikrowärmenetze mit saisonaler geothermischer Wärmespeicherung“ fasst die wesentlichen Ergebnisse des 2-jährigen Forschungsprojektes GEOSOL zusammen. Die dargestellten Erkenntnisse kamen durch die Mitwirkung und Kooperation zahlreicher Institutionen und Personen zu Stande, bei denen sich das Projektteam an dieser Stelle herzlich bedanken möchte. Allen voran wollen wir den Schülerinnen und Schülern der höheren technischen Bundes- Lehr- und Versuchsanstalt Wiener Neustadt unseren Dank und Respekt für die erbrachten Leistungen aussprechen. Ohne das Engagement der Schülerinnen und Schüler hätte die empirische Evidenz in Form von zahlreichen Fallstudien im Projekt nicht erbracht werden können. Unseren Dank möchten wir in diesem Zusammenhang auch der Partnerschule und seinem Management aussprechen, das das Vorhaben durch Flexibilität und Interesse sehr unterstützt hat. Gedankt sei weiters den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der Partnergemeinden, welche an GEOSOL teilnahmen. Wir danken allen Firmen und Einrichtungen, die das Projekt durch Sachzuwendungen unterstützt haben und wollen hier stellvertretend die Fa. Zehentmayer (GEQ-Software) und das Wiener Zentrum für Energie, Umwelt und Klima (Thermovision) nennen. Unseren abschließenden Dank wollen wir an das Bundesministerium für Wissenschaft und Forschung richten, welches mit dem themenoffenen Forschungsprogramm “Sparkling Science“ die Durchführung von GEOSOL ermöglicht hat.

AutorInnen

Gesamtkoordination, oberirdische Systemkomponenten:
Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Energy Economics Group,
Dipl.-Ing. Dr. Peter Biermayr

Geothermische Wärmespeicherung und unterirdische Systemkomponenten: Geologische Bundesanstalt,
Mag. Gregor Götzl, Mag. Martin Fuchsluger,
Mag. Stefan Hoyer, Mag. Julia Weilbold, Anna-Katharina Brüstle

Partnerschule Höhere technische Bundes- Lehr- und Versuchsanstalt Wiener Neustadt, Dipl.-Ing. Gerald Stickler

Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Technische Universität Wien, Energy Economics Group und Geologische Bundesanstalt
Wien, Jänner 2013

1. Kurzfassung

Kostengünstige saisonale Wärmespeicher eröffnen die Möglichkeit einer vollsolaren Wärmeversorgung von Wohn- und Servicegebäuden. In diesem Sinne sind kostengünstige saisonale Wärmespeicher als Schlüsseltechnologie für eine Systeminnovation im Bereich der Raumwärmebereitstellung und Brauchwassererwärmung zu sehen.

Die nationalen und internationalen Forschungsanstrengungen im Bereich thermischer Speicher fokussieren einerseits auf großvolumige Wasserspeicher und andererseits auf innovative Speichermedien im Bereich der latenten und der chemischen Wärmespeicher. Bereits gebaute Pilot- und Demonstrationsanlagen im Bereich der Wasser- und Erdspeicher zeigen die technische Machbarkeit dieser Systeme. Sie sind jedoch oftmals an sehr spezifische Eigenschaften der oberirdischen und unterirdischen Systemkomponenten gebunden. So wurden in der Vergangenheit beispielsweise zufällig vorhandene Aquifere als Wärmespeicher genutzt oder es wurden große optimierte Gesamtsysteme bestehend aus Gebäuden, Wärmespeichern und weiteren Systemkomponenten komplett neu errichtet.

In Hinblick auf das große Potenzial im Bereich der Gebäudesanierung wurden im Forschungsprojekt GEOSOL ausschließlich multiplizierbare Systemlösungen für den Gebäudebestand untersucht. Hierbei stand die Untersuchung der technischen Machbarkeit und die Charakterisierung der Erfolgsfaktoren für die Errichtung und den Betrieb von solaren Mikrowärmenetzen mit saisonaler geothermischer Wärmespeicherung im Vordergrund.

Das aus der Technischen Universität Wien, der Geologischen Bundesanstalt und der HTL Wiener Neustadt bestehende Projektteam analysierte hierfür Modellsysteme aus Gebäuden, solarthermischen Anlagen und der Wärmespeicherung im Boden. Methodisch wurden Modellsysteme in Computersimulationen abgebildet, wobei selbst programmierte Module und verfügbare Simulationssoftware kombiniert wurden. Zur Überprüfung der Praxistauglichkeit wurden mit Hilfe der Schülerinnen und Schüler der HTL Wiener Neustadt konkrete Fallstudien analysiert.

Die Projektergebnisse weisen die Machbarkeit entsprechender Systeme und eine Reihe von Eignungskriterien aus, wobei für einen wirtschaftlichen Betrieb vor allem technische und strukturelle Kriterien erfüllt sein müssen. Das GEOSOL-System eignet sich demnach für räumlich dichte Aggregate von wärmetechnisch sanierten Bestandsgebäuden, welche mit Niedertemperatur-Wärmeverteilsystemen ausgestattet sind. Als Lösung für den geothermischen Speicher wurde das Sondenfeld mit minimal 4 Stück vertikalen Koaxial- bzw. Doppel-U-Rohr-Sonden identifiziert. Der Untergrund ist für die Wärmespeicherung geeignet, wenn grundwasserführende Schichten mit bewegtem Grundwasser ausgeschlossen werden können. Das Speicherdesign bedingt Gebäudeaggregate mit einem Wärme-Leistungsbedarf von mindestens 16 kW_{th} und einem jährlichen Wärmebedarf von mindestens 26 MWh_{th}. Das GEOSOL-System ist im Vergleich mit anderen Wärmeversorgungsoptionen wirtschaftlich darstellbar, wobei vergleichsweise hohe Investitionskosten und geringe Betriebskosten charakteristisch sind. Bei einer Anwendung im kommunalen Bereich tritt das GEOSOL-System vor allem mit zentralen Biomasse-Systemlösungen in den Wettbewerb.

Schlussfolgernd kann gesagt werden, dass für den Einsatz der untersuchten Systeme im österreichischen Gebäudebestand ein großes Potenzial vorhanden ist, wobei die Eignung im konkreten Einzelfall stets anhand der dargestellten Eignungskriterien geprüft werden muss. Zur Validierung und Vervollständigung der vorliegenden Forschungsergebnisse wird abschließend die Umsetzung von zwei konkreten Pilot- und Demonstrationsanlagen aus der Menge der in GEOSOL untersuchten Fallstudien empfohlen.

2. Abstract

Cost-effective seasonal thermal storage systems allow a fully solar-based heat supply of residential and office buildings in a moderate climate. Consequently cost-effective seasonal thermal storage systems are a key technology for system innovations for the supply of space and water heating. National and international efforts in research concerning thermal storage systems focus partly on water storages with a great volume and partly on innovative latent and chemical heat storages. Existing water heat storages and borehole heat storages show that these systems are technically feasible. However they often depend on very specific properties of connected buildings and underground system components. In the past available aquifers were used as heat storage. Alternatively overall systems consisting of buildings, heat storages and other system components were newly established.

In regard to the great potential of building restorations the research project GEOSOL only examined multipliable system solutions for an existing building stock. The technical feasibility and the success factors for the establishment and operation of solar micro heat grids with seasonal geothermal heat storage were in the foreground.

The project team consisting of the Vienna University of Technology, Geological Survey of Austria and the HTL Wiener Neustadt therefore analysed model systems of buildings, solar thermal installations and the underground heat storage. Model systems were displayed in computer simulations with the help of self-programmed modules and available simulation software. For practical testing pupils of the HTL Wiener Neustadt analysed concrete case studies.

The project results show the feasibility of various systems as well as a number of qualification criteria. For an economic operation above all technical and structural criteria must be fulfilled. Consequently the GEOSOL system is suitable for spatially dense aggregates of thermo technically restored buildings which have a low temperature heat distribution system. For the geothermal storage the borehole heat storage was identified with minimally 4 pieces of vertical coaxial- or double u-tubes. The underground is suitable for heat storage if layers with moving groundwater can be excluded. The storage design needs building aggregates with a heat-energy demand of at least 16 kW_{th} and an annual heat demand of at least 26 MWh_{th}. In comparison to other heat supply systems the GEOSOL system is economically feasible. But high investment costs and low operation costs are characteristic. For an application in the municipal sector, the GEOSOL system mainly competes with central biomass system solutions.

As a result one can conclude that there is a great potential for the use of the examined systems in the Austrian building stock. However in the concrete case the quality criteria must always be tested. Finally the realisation of two concrete pilot facilities among the case studies examined in the GEOSOL project will help to validate and complete the research data.

Inhaltsverzeichnis

1. Kurzfassung **3**

2. Abstract **4**

3. Zusammenfassung **7**
3.1 Motivation und Fragestellung 7
3.2 Methode und Daten 8
3.3 Ergebnisse 9
3.3.1 Erfolgsfaktor Gebäude 9
3.3.2 Erfolgsfaktor geothermischer Speicher 10
3.3.3 Erfolgsfaktor Systemdesign 12
3.3.4 Erfolgsfaktor rechtliche Rahmenbedingungen 12
3.3.5 Erfolgsfaktor wirtschaftliche Rahmenbedingungen 13
3.4 Schlussfolgerungen 13

4. Einleitung **15**
4.1 Motivation 15
4.2 Untersuchungsleitende These 15
4.3 Methodische Herangehensweise 17
4.4 Literatur und internationale Fallbeispiele 19
4.5 Aufbau der weiteren Arbeit 22

5. Systembetrachtungen **23**
5.1 Vollsolare Wärmebedarfsdeckung von Gebäuden 23
5.1.1 Zukünftige Entwicklung und Potenziale 25
5.2 Systemkonzepte 27
5.3 Wärmebedarf 29
5.4 Solare Wärmebereitstellung 31

6. Wärmespeicherung **35**
6.1 Systematik der Wärmespeicher 35
6.2 Geothermische Wärmespeicher 36
6.3 Geothermische Wärmespeicher mit vertikalen Sonden 39
6.3.1 Bauformen von Erdwärmesonden 39
6.3.2 Optimierung von Solesonden 40
6.3.3. Wirkungsgrad und Leistung von vertikalen Sonde 40
6.3.4 Mehrsondenfelder 44
6.3.5 Serienschaltung und Parallelschaltung eines Mehrsondensystems 45
6.3.6 Technischer Speicher als Kurzzeitspeicher 46
6.3.7 Zusammenfassung 46
6.4 Technisch-strukturelle Voraussetzungen für vertikale Sondenspeicher 47
6.5 Rechtliche Rahmenbedingungen für vertikale Sondenspeicher 47
6.6 Anforderungen an den Untergrund 51
6.7 Technische und ökologische Risiken 51
6.8 Schlussfolgerungen für die Eignung zur saisonalen Wärmespeicherung 53

7. Das GEOSOL-Modellsystem **54**
7.1 Details zur Methode der Speichersimulation 54
7.2 Systematik und Modellbeschreibung des 4-Sonden Systems 58
7.2.1 Ergebnisse der Simulation des 4-Sonden Systems 60
7.3 Systematik und Modellbeschreibung für die Fallstudie Maiersorf 62
7.3.1 Ergebnisse der Simulation von Maiersdorf 64
7.3.2 Betriebsweise ohne Solaranlagen 69
7.4 Erkenntnisse aus der Simulation von Modellsystemen 72

8. Die GEOSOL-Fallstudien 73
8.1 Die GEOSOL-Fallstudien und deren Kategorisierung 74
8.1.1 Fallstudie Gutenstein 75
8.1.2 Fallstudie Hohe Wand – Maiersdorf 80
8.1.3 Fallstudie Muggendorf 90
8.1.4 Fallstudie Raach im Hochgebirge 95
8.1.5 Fallstudie Ternitz 101
8.1.6 Fallstudie Wiener Neustadt 107
8.2 Zusammenfassende Bewertung der Fallstudien 114
8.3 Schlussfolgerungen aus den Fallstudien 117
8.4 Schlussbemerkung und Haftungsausschluss 117

9. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung **118**
9.1 Kosten der Systemkomponenten 118
9.1.1 Bohrungen 118
9.1.2 Solarthermie 119
9.1.3 Wärmepumpen 121
9.1.4 Mikrowärmenetz 121
9.1.5 Energieeffizienz 123
9.2 Wirtschaftlichkeitsvergleiche 126
9.2.1 Statische Betrachtungen 126
9.2.2 Dynamische Betrachtungen 130
9.3 Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeitsvergleiche 133

10. Ergebnisse und Schlussfolgerungen **134**
10.1 Erfolgsfaktor Gebäude 134
10.2 Erfolgsfaktor geothermischer Speicher 135
10.3 Erfolgsfaktor Systemdesign 137
10.4 Erfolgsfaktor rechtliche Rahmenbedingungen 137
10.5 Erfolgsfaktor wirtschaftliche Rahmenbedingungen 137
10.6 Schlussfolgerungen 138

11. Literaturverzeichnis **139**

Anhang 1: Bohrprofile der Fallstudien **144**
Anhang 1.1 Bohrprofil Fallstudie Gutenstein: 145
Anhang 1.2: Bohrprofil Fallstudie Hohe Wand – Maiersdorf 146
Anhang 1.3 Bohrprofil Fallstudie Raach am Hochgebirge 147
Anhang 1.4 Bohrprofil Fallstudie Ternitz 148
Anhang 1.5 Bohrprofil Fallstudie Muggendorf 149
Anhang 1.6 Bohrprofil Fallstudie Wiener Neustadt 150

3. Zusammenfassung

In diesem Kapitel erfolgt eine kompakte Darstellung des Forschungsprojektes GEOSOL. Beginnend mit der Darstellung der Motivation und Fragestellung erfolgt eine kurze Dokumentation der angewandten Methoden und verarbeiteten Daten. Der Hauptteil der Zusammenfassung ist der Darstellung der Ergebnisse gewidmet, die in Kategorien von Erfolgsfaktoren gegliedert ist. Den Abschluss bilden die von den gewonnenen Erkenntnissen abgeleiteten Schlussfolgerungen.

3.1 Motivation und Fragestellung

Die Möglichkeit einer kostengünstigen saisonalen Wärmespeicherung eröffnet einen Weg zu einer vollsolaren Wärmeversorgung von energieeffizienten Wohn- und Servicegebäuden. Ab einer gewissen Energieeffizienz der Gebäude ist eine ausgeglichene Bilanz aus Jahres-Wärmebedarf und hypothetischer Wärmeproduktion aus solarthermischen Anlagen am Gebäude möglich. Die jeweils benötigten Temperaturniveaus sind ein weiterer wesentlicher Punkt der Betrachtungen, da die Effizienz des Gesamtsystems und damit verknüpft auch die Wirtschaftlichkeit des Systems von den Temperaturniveaus auf der Angebots-, Bedarfs- und Speicherseite abhängen. Ein entscheidendes Effizienzkriterium ist somit die Minimierung des Exergiebedarfs im System.

Für die Untersuchung der Fragestellung wurde ein Modellsystem definiert, welches in **Abbildung 3.1** dargestellt ist. Das System besteht aus Gebäuden, einem geothermischen Speicher, solarthermischen Anlagen welche typischer Weise Elemente der Gebäude sind, sowie einer zentralen oder auch mehreren dezentralen Wärmepumpen und allfälligen wasserbasierten technischen Wärmespeichern als Zwischenspeicher.

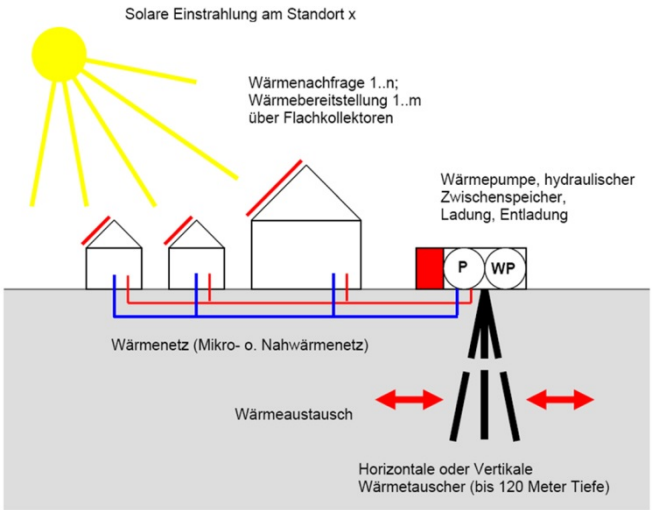


Abbildung 3.1: Das GEOSOL-Modellsystem.

Die langfristige geothermische Speicherung von Wärme wurde in der Vergangenheit in einigen Pilot- und Demonstrationsprojekten vor allem in Deutschland und in Skandinavien, aber z.B. auch in Kanada umgesetzt. Bei diesen Anlagen können Aquifer-Wärmespeicher und Erdsonden-Speicher unterschieden werden. Technische Speicher, die bezüglich ihrer Größe für die saisonale Wärmespeicherung geeignet sind und aus bautechnischen Gründen in den Untergrund integriert werden, werden im weiteren nicht als geothermische Speicher bezeichnet und auch nicht weiter untersucht. Gebaute Beispiele wie die solare

Nahwärmeversorgung in Neckarsulm (Sondenfeld) oder der Berliner Reichstag (Aquifer) bzw. im Drake Landing Projekt in Kanada (Sondenfeld) zeigen die prinzipielle Machbarkeit von entsprechenden Anlagen. Bei den existierenden Pilot- und Demonstrationsanlagen handelt es sich jedoch zumeist um spezielle Konstellationen, bei denen besonders günstige Rahmenbedingungen in einer Umsetzung mündeten. Dies sind beispielsweise ein optimierter Neubau aller Komponenten eines Systems, die zufällige Verfügbarkeit von günstigen Aquiferen oder ein Forschungsinteresse mit untergeordneten Forderungen in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit, siehe auch Nußbicker et al. (2004) und Bauer et al. (2007).

In Hinblick auf das große Potenzial im Bereich der Gebäudesanierung wurden im Forschungsprojekt GEOSOL ausschließlich multiplizierbare Systemlösungen für den Gebäudebestand untersucht. Hierbei stand die Untersuchung der technischen Machbarkeit und die Charakterisierung der Erfolgsfaktoren für die Errichtung und den Betrieb von solaren Mikrowärmenetzen mit saisonaler geothermischer Wärmespeicherung im Vordergrund. In diesem Sinne beschäftigte sich GEOSOL mit folgenden 3 Haupt-Forschungsfragen:

1. Eignen sich geothermische Speicher für die saisonale Wärmespeicherung?
2. Was sind die technischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Erfolgsfaktoren für das GEOSOL-Modellsystem?
3. Können Fallstudien im Großraum Wiener Neustadt identifiziert werden, die sich in der Folge für zukünftige Pilot- u. Demonstrationsanlagen eignen?

3.2 Methode und Daten

Im Projekt GEOSOL kamen folgende methodische Ansätze zur Anwendung:

- Analyse von internationalen Pilot- und Demonstrationsanlagen auf Basis verfügbarer Literatur aus Fachjournalen und dem Internet.
- Modellierung von Modellsystemen bestehend aus den in **Abbildung 3.1** dargestellten Systemkomponenten mit unterschiedlichen Simulationszugängen (siehe unten).
- Analyse von Fallstudien im Großraum Wiener Neustadt in Kooperation mit den SchülerInnen der HTL Wiener Neustadt.

Ein wesentlicher Bestandteil der Untersuchung war die Computersimulation des Modellsystems, wobei auf die Simulation des geothermischen Speichers fokussiert wurde. Hierfür wurden unterschiedliche Simulationszugänge verwendet, wie dies in **Abbildung 3.2** dargestellt ist. Prinzipiell wurde stets versucht, das Gesamtsystem im Stundenraster über mehrere Jahre zu simulieren. Dies führte in der praktischen Simulationsarbeit im Bereich der dreidimensionalen dynamischen Simulation des Temperaturfeldes von Sondenfeldern zu sehr langen Laufzeiten, wodurch vereinfachende Annahmen getroffen werden mussten.

Als Ausgangsdaten für die Standortparameter Temperatur und Globalstrahlung dienten die standortspezifischen Testreferenjahre der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik, die auf Stundenbasis verfügbar waren. Die oberirdischen Systemkomponenten (solarthermische Kollektoren und Gebäude) wurden durch selbst programmierte Module auf EXCEL-Ebene, ebenfalls im Stundenraster abgebildet. Die zentrale Herausforderung lag aber in der Koppelung der oberirdischen Systemkomponenten mit der dynamischen Simulation des Wärmespeichers. Diese Kopplung konnte im Projekt GEOSOL nur unter vereinfachenden Annahmen hergestellt werden. Die sich gegen Projektende abzeichnende Simulations-methode der Wahl besteht aus einer Kombination der Simulationssoftware TRNSYS mit FEFLOW. Dabei können mit TRNSYS die oberirdischen Systemkomponenten abgebildet

werden und mit FEFLOW erfolgt die Simulation des Untergrundes. Da diese Softwarepakete für einen direkten Datenaustausch kompatibel sind, sollte sich die Schnittstelle zwischen ober- und unterirdischen Systemkomponenten detailliert und im Stundenraster abbilden lassen. Es wird empfohlen, allfällige Pilot- und Demonstrationsanlagen vor deren baulicher Realisierung mit den genannten Methoden zu simulieren, um die Dimensionierung des geothermischen Speichers und weiterer Systemkomponenten optimieren zu können.

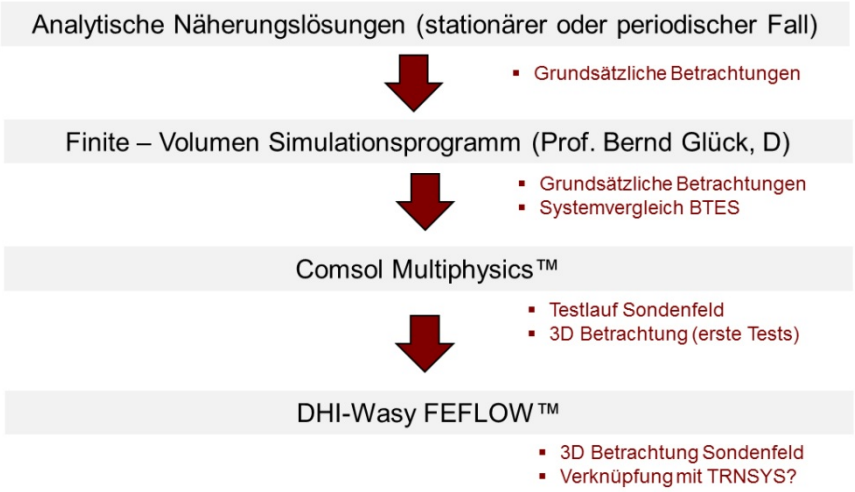


Abbildung 3.2: Methodische Ansätze zur Simulation von geothermischen Wärmespeichern.

Die Befassung der Projektpartner mit den gegenständlichen Simulationsproblemen führte zu einem deutlichen methodischen Kompetenzaufbau, die simulationstechnischen Erkenntnisse konnten auf mehreren internationalen Konferenzen präsentiert und diskutiert werden.

3.3 Ergebnisse

Angesichts der Ergebnisse aus der Systemsimulation, der energetischen Bilanzierung und der bereits im internationalen Bereich errichteten artverwandten Pilot- und Demonstrations-anlagen kann davon ausgegangen werden, dass eine prinzipielle technische Machbarkeit des GEOSOL-Modellsystems gegeben ist. Die Wirtschaftlichkeit des Modellsystems hängt jedoch von Erfolgsfaktoren ab, welche im Einzelfall jeweils geprüft und bewertet werden müssen. Zu berücksichtigende Erfolgsfaktoren können hierbei den Kategorien Gebäude, geothermischer Speicher, systemische Faktoren sowie rechtliche Rahmenbedingungen zugeordnet werden.

3.3.1 Erfolgsfaktor Gebäude

- Gebäudestrukturen, die sich für das GEOSOL Modellsystem eignen, weisen bei Norm-Außentemperatur einen geringen Heizungsvorlauf-Temperaturbedarf von maximal 35°C sowie einen Jahreswärmebedarf von mindestens ca. 26 MWh_{th} auf. Die Forderung nach dem geringen Temperaturbedarf zielt auf einen hohen Anteil direkt genutzter Solarwärme in den Übergangszeiten und ergibt sich weiters aus der Effizienzforderung im Wärmepumpenbetrieb.
- Eine Anwendung des GEOSOL-Konzeptes im Passivhausbereich (EKZ<15kWh/m^2a) erscheint nicht sinnvoll. Das auf Verlustminimierung, passiver Gewinnmaximierung und Wärmerückgewinnung beruhende Konzept des Passivhauses ist mit dem GEOSOL

Konzept auch aus wirtschaftlicher Sicht nicht kompatibel, da zusätzliche und damit nicht wirtschaftlich argumentierbare Systemkomponenten erforderlich wären.

- Eine Anwendung des GEOSOL-Konzeptes im Niedrigstenergiehausbereich (EKZ<25kWh/m^{2}a) ist zwar bezüglich der technischen Rahmenbedingungen möglich, es stellt sich im Einzelfall jedoch die Frage, ob die für einen wirtschaftlichen Betrieb des Wärmenetzes erforderliche Wärmeabnahmedichte gegeben ist. Bei großvolumigen Gebäuden kann dies der Fall sein, im Bereich frei stehender Einfamilienhäuser kann die Wärmeabnahmedichte im Allgemeinen nicht erreicht werden.
- Optimal geeignet sind sanierte oder zu sanierende Gebäudestrukturen mit einem nicht zu geringen Volumen und/oder einem hohen Verdichtungsgrad, einem guten Wärmeschutz und einem Niedertemperatur-Wärmeverteilsystem. Das Wärmeverteilsystem ist im optimalen Fall als Flächen-Wärmeverteilsystem (Fußboden-, Wand- und/oder Deckenheizung) ausgeführt. Falls ein solches System z.B. im Zuge einer Sanierung aus strukturellen Gründen nicht hergestellt werden kann, sind auch flächige Radiatorsysteme mit forcierter Konvektion verfügbar.
- Ein weiterer interessanter Gebäudecluster sind Gebäude mit bestehender Sole-Wasser Wärmepumpenanlage mit einer vertikalen Sonde als Wärmequellensystem. Bei dieser Gruppe sollte es möglich sein, durch geringe Zusatzinvestitionen eine Steigerung der Jahresarbeitszahl der bestehenden Wärmepumpenanlage zu erreichen. Die saisonale Energiespeicherung ist bei diesem Cluster jedoch auf Grund der Einzelsonden gering. Das Hauptargument ist in diesem Bereich die thermische Revitalisierung der Bohrung selbst, welche die mögliche Nutzungsdauer als Wärmequelle deutlich verlängern kann.
- Die Gebäude die in ein GEOSOL System integriert werden sollen, müssen zumindest in Summe über ein ausreichendes und bezüglich der Ausrichtung geeignetes Flächenpotenzial für die Montage von solarthermischen Kollektoren verfügen. Dieses Flächenpotenzial kann auch auf Nebengebäuden etc. lokalisiert sein, wobei aus Gründen der Verlustminimierung und Wirtschaftlichkeit eine unmittelbare räumliche Nähe zum Wärmenetz bzw. zu allfälligen dezentralen technischen Speichern (z.B. Brauchwasserboiler) gegeben sein muss.
- In unmittelbarer Nähe der Gebäude bzw. innerhalb des Mikrowärmenetzes muss eine geeignete Freifläche für das Sondenfeld verfügbar sein. Die minimale erforderliche Fläche (siehe hierzu auch unten “Erfolgsfaktor geothermischer Speicher“) beherbergt ein Sondenfeld bestehend aus 4 Sonden und hat einen Außendurchmesser von ca. 4 bis 6 Metern, entsprechend max. ca. 30 m^2, wobei bei der Herstellung der Bohrungen ein zusätlicher Raum für das Bohrgerät vorzusehen ist.

3.3.2 Erfolgsfaktor geothermischer Speicher

- Herkömmliche horizontale Erdkollektoren sind aufgrund ihrer hohen Oberflächenverluste für die saisonale Wärmespeicherung ungeeignet. Die hohen Verluste zur Oberfläche hin könnten aus technischer Sicht mit großflächigen Wärmedämmmaßnahmen deutlich reduziert werden, was jedoch ein wirtschaftliches Problem darstellt. Des Weiteren müssten entsprechend gedämmte horizontale Erdkollektoren auch gegen die Durchdringung von Oberflächenwasser geschützt werden, da sonst ein zusätzlicher Wärmeverlust auftritt. Der strategische Vorteil der saisonalen Selbst-Regenerierung von konventionellen horizonalen Erdkollektoren im reinen Entnahmebetrieb würde durch eine thermische Isolierung zur Oberfläche hin verloren

gehen. Die Anwendung dieses Konzeptes bleibt somit auf Spezialfälle beschränkt (z.B. Aktivierung des Bodens unter einem Gebäude) und wird deshalb als Option für das GEOSOL-Modellsystem ausgeschieden, vgl. auch Nußbicker et al., (2004).

- Vertikale Sonden bis 120 Meter Tiefe sind als Koaxial- oder Doppel-U-Rohr-Sonden für die saisonale Wärmespeicherung prinzipiell geeignet, wobei der Einfluss von Grundwasserleitern zu berücksichtigen ist. In ausgedehnten Porengrundwasserleitern (z.B. Mitterndorfer Senke, Fallstudie Wiener Neustadt) ist die Umsetzung saisonaler geothermischer Wärmespeicherung im allgemeinem nicht möglich. Bei oberflächennahem Grundwasserkontakt der Sonde kann selbige im kritischen Bereich thermisch isoliert werden. Dies stellt kein unmittelbares technisches Problem sondern vielmehr eine Wirtschaftlichkeitsfrage dar, da die thermisch isolierte Sondenstrecke keinen nutzbaren Beitrag für die Wärmespeicherung erbringt. In der Praxis wird die thermische oberflächennahe Isolierung der Sonde bis max. 10% der Sondenlänge wirtschaftlich gerade noch tragbar sein.
- Die in GEOSOL untersuchten Wärmetauschersysteme für die Wäreübertragung im Untergrund Doppel-U-Rohr-Sonde und Koaxialsonde weisen als Optionen vergleichbare Wärmeübertragungsleistungen auf. Die Unterschiede in den Simulationsergebnissen sind marginal. Die Entscheidung für ein konkretes System ist somit auf den Wirtschaftlichkeitsaspekt reduzierbar.
- Eine thermische Übersättigung des Sondennahfeldes (thermische Sättigung an der Bohrlochwand) tritt im Ladebetrieb bei normalen Betriebszuständen nicht auf. Die thermische Speicherleistung der Sonden ist in praxisrelevanten Fallbeispielen ausreichend. Zur Optimierung der Speicherladung ist ein technischer Spitzenlastspeicher zweckdienlich.
- Eine vertikale Einzelsonde weist neben den Oberflächenverlusten je nach Betriebsweise auch hohe Verluste in das umgebende Gebirge auf. Durch den saisonal bedingten zeitlichen Versatz von Beladung und Entladung können Teile der ablaufenden Wärmewelle der Beladung bei der Entladung nicht mehr wieder gewonnen werden. Der Speicherwirkungsgrad einer Einzelsonde hängt von den Einflussgrößen i) Sondenlänge ii) Temperaturspreizung bei der Ladung und Entladung iii) Startoption Entlade- oder Ladephase und iv) von der realisierten Energiebilanz ab und beträgt bei den für das GEOSOL System typischen Betriebsweisen 20% bis 50%.
- Deutlich höhere Wirkungsgrade lassen sich durch den Einsatz von Sondenfeldern mit mindestens 4 Sonden erreichen, wobei sich hierbei drei konzentrisch angeordnete Sonden um eine zentrale Sonde gruppieren. Mit dieser Lösung sind Speicher-wirkungsgrade bis 80% möglich. Es verbleiben hierbei vor allem Oberflächenverluste und weitere, deutlich geringere Verluste nach unten. Die horizontal ablaufende Wärmewelle einer Ladesonde kann in diesem Konzept von den konzentrisch gruppierten Entladesonden zum großen Teil saisonal versetzt “eingefangen“ werden. In der optimalen dynamischen Ansteuerung der Sonden in einem Sondenfeld (kurz-, mittel- und langfristige Lade- und Entladestrategien) und in den dynamisch optimierten Temperaturspreizungen im Ladebetrieb liegt ein hohes Potenzial zur Maximierung des Jahres-Gesamtwirkungsgrades.
- Vertikale Einzelsonden weisen ein hinreichendes Ladeverhalten auf, die deutlich geringere maximale Entladeleistung macht jedoch ebenfalls ein Sondenfeld mit z.B. 4

oder mehr korrespondierenden Sonden erforderlich. Die Verwendung einer Einzelsonde als Wärmespeicher im GEOSOL Konzept ist somit sowohl aus Leistungs- als auch aus Effizienz- und damit auch aus Wirtschaftlichkeitsgründen nicht zu empfehlen. Eine mögliche Anwendung liegt jedoch in der Revitalisierung von bestehenden Sonden, die im reinen Entnahmebetrieb mit einer Wärmepumpe gefahren werden. Hierbei kann durch die Rückspeisung solarer Wärme die mögliche Nutzungsdauer der Sonde bzw. die Systemeffizienz positiv beeinflusst werden.

- Die saisonale Ausbreitungsgeschwindigkeit der Wärmewelle im Untergrund lässt eine kompakte Anordnung von mehreren Sonden auch auf kleiner Grundfläche zu. Die Sondenabstände bewegen sich angesichts der Simulationsergebnisse in Abhängigkeit von der geologischen Situation im Untergrund im Bereich von einzelnen Metern. Typische Sondenabstände betragen für die untersuchten Materialien (Kalk, Dolomit, Mergel) 2 bis 3 Meter, wobei der Einfluss des Materials gering ist. Der Umkehrschluss, dass reine Entnahmesonden typischer Weise auf mindestens den doppelten Abstand distanziert werden müssen, damit sich diese nicht thermisch beeinflussen (in der Praxis 10 Meter) bestätigt die Simulationsergebnisse.
- Der Parameter Sondenlänge ermöglicht bis zu gewissen Grenzen eine Anpassung der Leistungs- u. Arbeitsfähigkeit des Systems an die Gebäudeparameter. Je kürzer die Sonden dimensioniert werden, desto höher werden jedoch auch die relativen Oberflächenverluste bzw. desto geringer wird der Jahresspeicherwirkungsgrad. Damit erscheinen Sondenlängen unter 60 m als wenig effizient. Dies führt schlussendlich zu einer Minimalgröße des Speichersystems bestehend aus 4 vertikalen, thermisch gekoppelten, jeweils ca. 60 m langen Sonden.

3.3.3 Erfolgsfaktor Systemdesign

- Es wurden 2 unterschiedliche Systemkonfigurationen mit spezifischen Lösungen identifiziert. Bei homogenen Gebäudestrukturen (gleiche Nutzungsart, gleiche Vorlauftemperaturniveaus, geringe Wärmenetzlängen) wird eine zentrale Wärmepumpe vorgesehen und das Mikrowärmenetz wird im Entnahmebetrieb mit der für das Wärmeverteilsystem erforderlichen Vorlauftemperatur gefahren. Bei inhomogenen Gebäudestrukturen (unterschiedliche Nutzungsarten, unterschiedliche Vorlauftemperaturniveaus und/oder lange Netzlängen) werden dezentrale Wärmepumpen vorgesehen und das Wärmenetz wird auf dem Entnahmetemperaturniveau der Sonden gefahren. Im ersten Fall können damit die Skaleneffekte bei den Wärmepumpenkosten genutzt werden, im zweiten Fall werden die Netzverluste und die mittlere Vorlauftemperatur minimiert.

3.3.4 Erfolgsfaktor rechtliche Rahmenbedingungen

- Existierende nationale Rahmenbedingungen für thermische Einträge in den Untergrund (z.B. <30°C) werden bei den aktuellen Simulationen im Nahfeld der Bohrlochwand überschritten. In internationalen Pilot- und Demonstrationsanlagen werden auch großvolumige geothermische Wärmespeicher teils auf deutlich höherem Temperaturniveau betrieben, vgl. Drake Landing (2012). Die in Österreich geltenden Richtlinien beziehen sich nicht auf Forschungsergebnisse, sondern stellen eine allgemeine Vorsichtsmaßnahme dar, die vor allem eine thermische Belastung von Grundwässern verhindern soll. Es wird deshalb empfohlen, die Regelungen auf eine Basis empirisch-wissenschaflicher Erkenntnisse zu stellen und nach Untergrundqualitäten zu

differenzieren. Da sich Böden mit signifikanten (bewegten) Grundwasservorkommen nicht für die geothermische Speicherung eignen reduziert sich die Frage sinngemäß auf die thermische Beaufschlagung von dichten Böden. Hier sollte im Rahmen der Begleitforschung bei der Umsetzung von Pilot- u. Demonstrationsanlagen ein weiterer Erkenntnisgewinn angestrebt werden.

- Die Eigentümer-Nutzer-Struktur hat einen Einfluss auf die Realisierbarkeit des GEOSOL-Modellsystems. Dabei unterscheidet sich das GEOSOL-System jedoch nur durch den geothermischen Speicher von anderen Mikronetz- oder Nahwärmeprojekten. Bei der Leitungsführung des Netzes kann die Grundstückskonfiguration einen entscheidenden Einfluss auf die erforderlichen Leitungslängen und damit auf die Wirtschaftlichkeit haben. Zusätzlich sind die Nutzungsrechte bezüglich des Wärmespeichers, der in den meisten Fällen auf einem der betroffenen Grundstücke angesiedelt sein wird zu regeln. Um diese formalen Faktoren bei einer allfälligen Pilot- und Demonstrationsanlage zu minimieren, wurden zwei Fallstudien zur Umsetzung vorgeschlagen, bei denen sich sämtliche beteiligte Gebäude und betroffene Grundstücke im Eigentum jeweils einer Gemeinde befinden.

3.3.5 Erfolgsfaktor wirtschaftliche Rahmenbedingungen

- Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zeigen, dass das GEOSOL System im Vergleich zu zahlreichen anderen Optionen wirtschaftlich darstellbar ist. Das GEOSOL System ist jedoch auch das System mit dem größten Anteil an Investitionskosten an den Gesamtkosten. In der Praxis kann dies bei mangelhafter Verfügbarkeit von Kapital oder bei spezifisch hohen Kosten von Kapital (Fremdkapital) einen strategischen Nachteil bedeuten.
- Umgekehrt ist das GEOSOL System auch das System mit den geringsten Energiekosten. Dies stellt eine gewisse Absicherung gegen eine zukünftige Energiepreisteuerung dar und sollte bei entsprechenden Überlegungen mit berücksichtigt werden.
- Bei einer dynamischen Betrachtung steigt die wirtschaftliche Attraktivität des GEOSOL Systems mit größerer Energiepreisteuerung und mit sinkendem Kalkulationszinssatz. Das GEOSOL System ist auch aus diesem Grund prädestiniert für den Einsatz bei kommunalen Projekten.
- Die optimale wirtschaftliche Lösung für eine konkrete Fallstudie ist in jedem Fall anhand der konkreten und aktuellen technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen im Einzelfall zu prüfen. Es ist abzusehen, dass das GEOSOL-System tendenziell mit Biomasse-Nah- u. Mikronetzen in den Wettbewerb tritt. Hierbei sind neben den exakten Brennstoffpreisen auch sämtliche Aufwände die mit der Brennstofflogistik einhergehen zu berücksichtigen.

3.4 Schlussfolgerungen

Aufgrund der gewonnen Erkenntnisse kann bei einer wirtschaftlichen Darstellbarkeit des Gesamtsystems von einem hohen zukünftigen Marktpotenzial für das GEOSOL Modellsystem ausgegangen werden. Eine breite Umsetzung des GEOSOL Systems lässt neben den positiven Auswirkungen aus der Kopplung von Gebäudeenergieeffizienz und Nutzung erneuerbarer Energie auch eine hohe inländische Wertschöpfung und regionale Beschäftigungseffekte erwarten. Das System kann zur Gänze durch österreichische Unternehmen mit in Österreich produzierten Technologien geplant und realisiert werden.

Die von den SchülerInnen der HTL Wr. Neustadt im Projektverlauf untersuchten Fallstudien weisen unterschiedlich günstige Systemeigenschaften auf. Es wird empfohlen, anhand von zwei der insgesamt 6 untersuchten Fallstudien die geothermische Wärmespeicherung in solaren Mikrowärmenetzen zu demonstrieren. Hierbei sollte eine detaillierte Systemsimulation und –optimierung einer baulichen Umsetzung vorangehen. Probebohrungen an den beiden Standorten werden empfohlen, um das Grundwasserrisiko auszuschließen. Eine Validierung der Simulationsergebnisse mittels Vermessung und langfristigem Monitoring der Anlagen sollte aus Gründen der weiteren Systemoptimierung und des zusätzlichen Erkenntnisgewinns erfolgen.

4. Einleitung

4.1 Motivation

Der Energieverbrauch für die Raumwärmebereitstellung machte in Österreich im Jahr 2011 laut Nutzenergieanalyse der Statistik Austria (2012) einen Anteil von 30,3% des österreichischen Gesamtenergieverbrauches aus. Davon wurde wiederum ein Anteil von 59,2% mittels fossiler Energieträger (hauptsächlich Erdgas und Heizöl) abgedeckt. Dieser Energieverbrauch verursacht in der Folge negative volkswirtschaftliche Effekte wie CO_2-Emissionen oder den Zahlungsabfluss für den Import der fossilen Energieträger.

Die Notwendigkeit des Heizens ist in unseren Breitengraden kulturell verankert und wird erstmals durch die Einführung der Passivhaustechnologie in den 1990er Jahren in Frage gestellt. Der Ansatz der Passivhaustechnologie fokussiert auf höchste Energieeffizienz, passive Solarenergienutzung und Wärmerückgewinnung aus dem kontrollierten Luftwechsel. Eine relevante Marktdiffusion der Passivhaustechnologie ist aktuell fast ausschließlich im Bereich des Wohnungsneubaues zu beobachten. Der Großteil des Energieverbrauchs für die Raumwärmebereitstellung wird jedoch wegen der absoluten Gebäudezahlen und deren schlechter Energieeffizienz vom Altgebäudebestand verursacht. Wie Müller et al. (2010) zeigen, wird die Gebäudesanierung in wenigen Jahren aus diesem Grund und aus der demografischen Entwicklung heraus nicht nur in Österreich sondern zumindest in Zentraleuropa zum absolut dominanten Thema. Es sind also völlig neue Ansätze zur Bewältigung dieser zukünftigen Herausforderung zu prüfen.

4.2 Untersuchungsleitende These

Große Anteile des nationalen Energieverbrauches für die Raumwärmebereitstellung sind auf die bisher mangelnden Möglichkeiten zur saisonalen Wärmespeicherung zurückzuführen. Wie in **Abbildung 4.1** dargestellt, weisen der Verlauf des Wärmebedarfs und der Verlauf der globalen Solarstrahlung einen zeitlichen Versatz von 6 Monaten, oder anders ausgedrückt eine Phasenverschiebung der Signale um 180° auf.

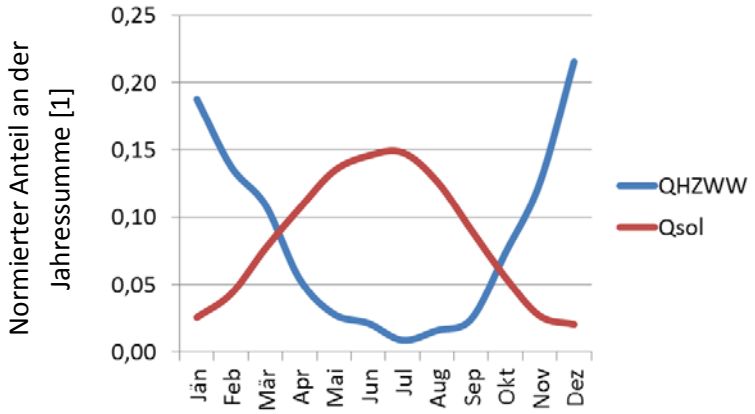


Abbildung 4.1: Normierter Jahresgang des Wärmebedarfs Q_{HZWW} und der solaren Globalstrahlung auf die horizontale Fläche in Wiener Neustadt. Quelle: EEG

Wird nun eine gewisse Gebäudeenergieeffizienz und die Möglichkeit der saisonalen Wärmespeicherung vorausgesetzt, so kann in Abhängigkeit von den klimatischen Bedingungen eine völlige Deckung des Heizwärmebedarfs von Gebäuden mittels

solarthermischer Wärme erfolgen. Wird bloß das Energieeffizienzniveau der aktuellen Bauvorschriften im Wohnbau eingefordert, so zeigt sich, dass ein sehr großer geografischer Bereich Europas von diesem Grundprinzip profitieren kann. In Abbildung 4.2 ist jener Bereich gekennzeichnet, in dem eine ausgeglichene Wärmebilanz möglich erscheint. Das Potenzial für diesen prinzipiellen Ansatz ist somit sehr groß, auch wenn eine Umsetzung durch verschiedene Erfolgsfaktoren eingeschränkt wird.

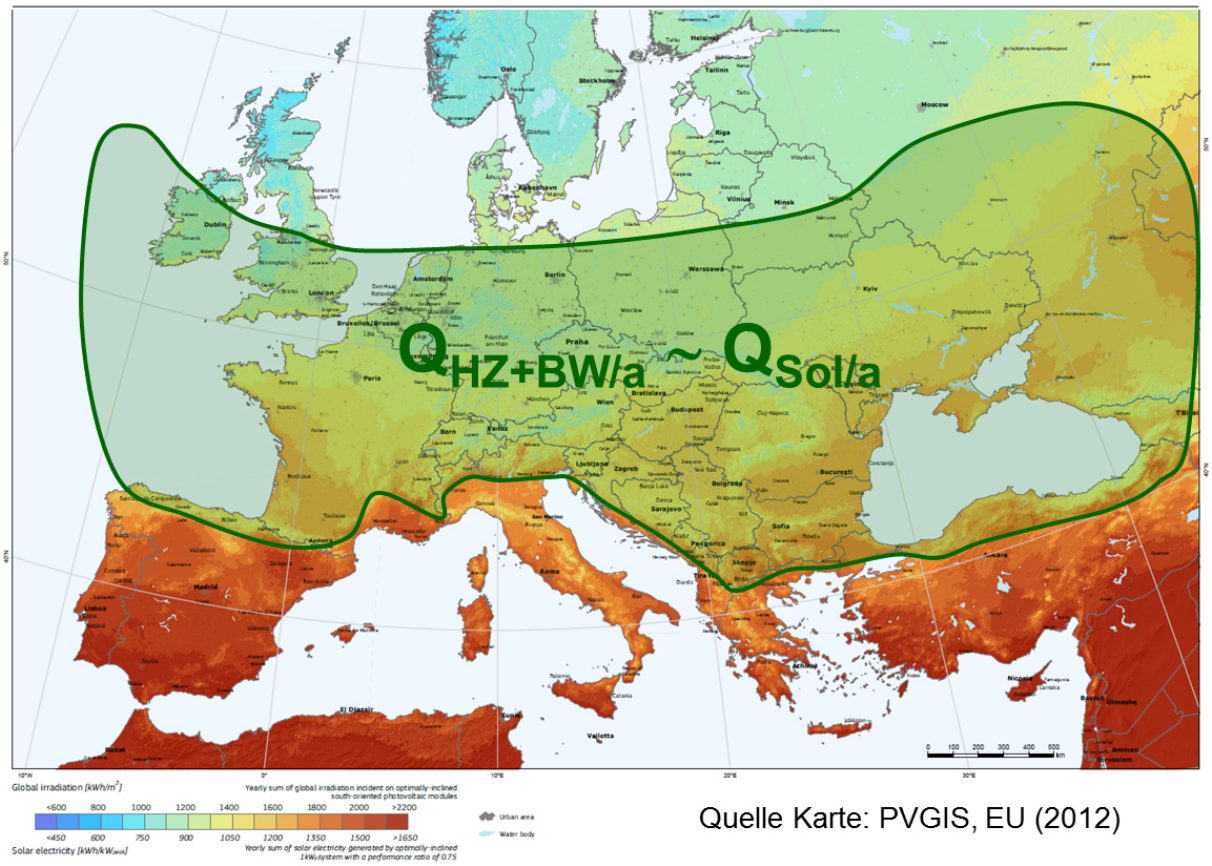


Abbildung 4.2: Geografische Bereiche, in denen Wohngebäude einen signifikanten Heizwärmebedarf aufweisen und eine Ausbilanzierung mit solarthermisch gewinnbarer Wärme prinzipiell möglich ist. $Q_{HZ+BW/a}$...jährlicher Wärmebedarf für Raumwärme und Brauchwasser; $Q_{Sol/a}$...jährlich gewinnbare solare Wärme;

Die Möglichkeit einer kostengünstigen saisonalen Wärmespeicherung eröffnet somit einen Weg zu einer vollsolaren Wärmeversorgung von energieeffizienten Wohn- und Servicegebäuden. Ab einer gewissen Energieeffizienz der Gebäude ist eine ausgeglichene Bilanz aus Jahres-Wärmebedarf und hypothetischer Wärmeproduktion aus solarthermischen Anlagen am Gebäude möglich. Möglichkeiten einer langfristigen Wärmespeicherung im relevanten Maßstab wurden bereits in der Vergangenheit beforscht und in einzelnen Pilot- und Demonstrationsanlagen wurden auch unterschiedliche Konzepte umgesetzt. Dabei wurden vor allem wasserbasierte Speicher untersucht, die entweder in technisch errichteten Gefäßen wie Tanks, Kavernen oder Erdbecken oder in natürlichen Behältnissen wie ruhenden Aquiferen untergebracht waren. Weiters wurden auch Erdsonden für die Wärmespeicherung in Betracht gezogen. Entsprechende Pilot- und Demonstrationsanlagen (siehe Abschnitt 4.4) sind vor allem in Deutschland, Skandinavien aber auch in Kanada angesiedelt. Die demonstrierten Systeme stellen zumeist jedoch Spezialfälle dar, die zur Gänze durchoptimiert mit allen Systemkomponenten inklusive Gebäude neu errichtet

wurden oder die spezielle Verhältnisse im Untergrund wie z.B. natürliche Aquifere nutzten. In GEOSOL wurde jedoch Systeme untersucht, welche allgemein multiplizierbar sind und damit ein großes Umsetzungspotenzial haben.

Die untersuchungsleitende These von GEOSOL lautet somit:

Solarthermische Mikrowärmenetze mit geothermischer Wärmespeicherung ermöglichen unter der Berücksichtigung österreichischer Standortparameter in Zukunft eine vollsolare Wärmeversorgung von Wohn- und Servicegebäuden.

Aus dieser These wurden in der Folge 3 Haupt-Forschungsfragen abgeleitet:

1. Eignen sich geothermische Speicher für die saisonale Wärmespeicherung?
2. Was sind die technischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Erfolgsfaktoren für das GEOSOL-Modellsystem?
3. Können Fallstudien im Großraum Wiener Neustadt identifiziert werden, die sich in der Folge für zukünftige Pilot- u. Demonstrationsanlagen eignen?

4.3 Methodische Herangehensweise

Für die Untersuchung der Fragestellung wurde ein Modellsystem definiert, welches in **Abbildung 4.3** dargestellt ist. Das System besteht aus Gebäuden, einem geothermischen Speicher, solarthermischen Anlagen welche typischer Weise Elemente der Gebäude sind, sowie einer zentralen oder auch mehreren dezentralen Wärmepumpen und allfälligen wasserbasierten technischen Wärmespeichern als Zwischenspeicher.

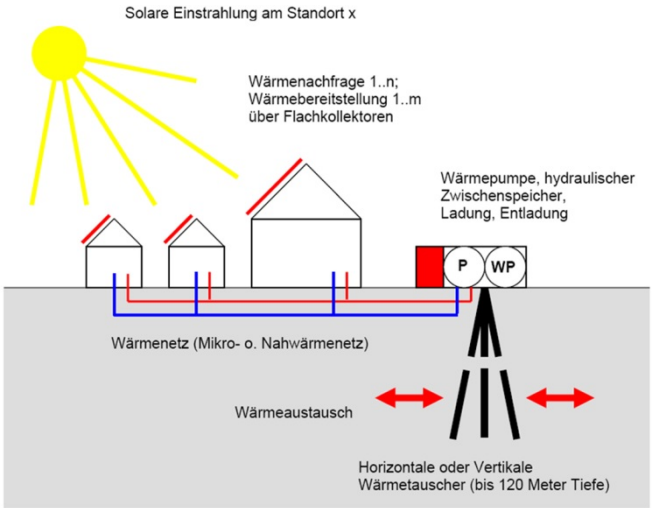


Abbildung 4.3: Das GEOSOL-Modellsystem.

Die Systemanalysen basierten auf den folgenden methodischen Ansätzen:

- Analyse von internationalen Pilot- und Demonstrationsanlagen welche ein ähnliches Systemkonzept aufweisen. Auswertung von Erfahrungen aus diesen Anlagen. Die Datenquellen waren dabei verfügbare Literatur aus Fachjournalen und dem Internet.
- Modellierung von Modellsystemen bestehend aus den in **Abbildung 4.3** dargestellten Systemkomponenten mit unterschiedlichen Simulationszugängen (siehe unten).
- Analyse von Fallstudien im Großraum Wiener Neustadt in Kooperation mit den SchülerInnen der HTL Wiener Neustadt.

Ein wesentlicher Bestandteil der Untersuchung war die Computersimulation des Modellsystems, wobei auf die Simulation des geothermischen Speichers fokussiert wurde. Hierfür wurden unterschiedliche Simulationszugänge verwendet, wie dies in **Abbildung 4.4** dargestellt ist. Prinzipiell wurde stets versucht, das Gesamtsystem im Stundenraster über mehrere Jahre zu simulieren. Dies führte in der praktischen Simulationsarbeit im Bereich der dreidimensionalen dynamischen Simulation des Temperaturfeldes von Sondenfeldern zu sehr langen Laufzeiten, wodurch vereinfachende Annahmen getroffen werden mussten.

Als Ausgangsdaten für die Standortparameter Temperatur und Globalstrahlung dienten die standortspezifischen Testreferenjahre der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik, die auf Stundenbasis verfügbar waren. Die oberirdischen Systemkomponenten (solarthermische Kollektoren und Gebäude) wurden durch selbst programmierte Module auf EXCEL-Ebene, ebenfalls im Stundenraster abgebildet. Die zentrale Herausforderung lag aber in der Koppelung der oberirdischen Systemkomponenten mit der dynamischen Simulation des Wärmespeichers. Diese Kopplung konnte im Projekt GEOSOL nur unter vereinfachenden Annahmen hergestellt werden. Die sich gegen Projektende abzeichnende Simulations-methode der Wahl besteht aus einer Kombination der Simulationssoftware TRNSYS mit FEFLOW. Dabei können mit TRNSYS die oberirdischen Systemkomponenten abgebildet werden und mit FEFLOW erfolgt die Simulation des Untergrundes. Da diese Softwarepakete für einen direkten Datenaustausch kompatibel sind, sollte sich die Schnittstelle zwischen ober- und unterirdischen Systemkomponenten detailliert und im Stundenraster abbilden lassen. Es wird empfohlen, allfällige Pilot- und Demonstrationsanlagen vor deren baulicher Realisierung mit den genannten Methoden zu simulieren, um die Dimensionierung des geothermischen Speichers und weiterer Systemkomponenten zu optimieren.

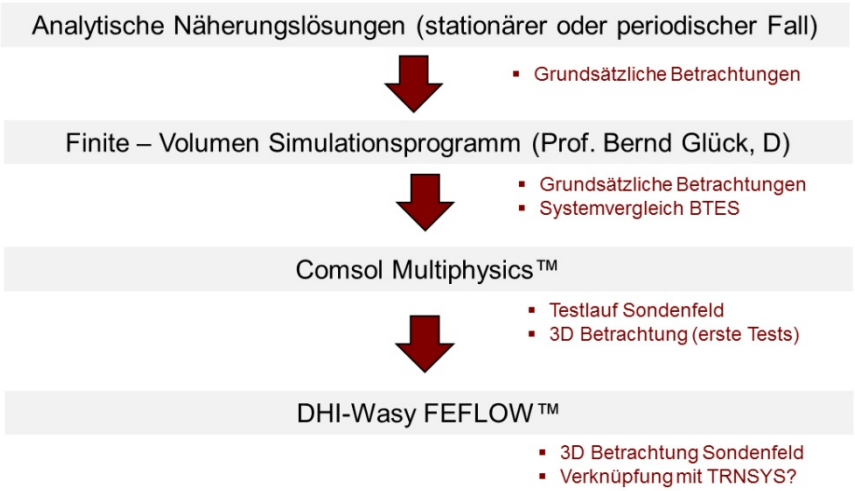


Abbildung 4.4: Methodische Ansätze zur Simulation von geothermischen Wärmespeichern.

Die Befassung der Projektpartner mit den gegenständlichen Simulationsproblemen führte zu einem deutlichen methodischen Kompetenzaufbau, die simulationstechnischen Erkenntnisse konnten auf mehreren internationalen Konferenzen präsentiert und diskutiert werden.

4.4 Literatur und internationale Fallbeispiele

Erste Versuche Erdwärmesonden mit solar thermischen Anlagen zu koppeln sind aus den USA (New York und Oklahoma) der 1970er Jahre dokumentiert, siehe Kjellsson (2009).

In den 1980er Jahren wurden von der IEA (International Energy Agency) internationale Wissenschaftsprogramme gestartet, die zusammen mit der CEC Joint Research Group drei Workshops mit dem Titel *Solar Assisted Heat Pumps coupled with Ground Storage* zur Folge hatte. Diese fanden in Ispra 1982, in Wien 1985 und in Göteborg 1989 statt. Das Spektrum der insgesamt 26 Projekte war breit und generelle Schlüsse schwer zu ziehen. Österreich war auch mit einigen Projekten vertreten. Beispiele sind das "Solarhaus Rünzler" (17,8 MWh/a, 150 m² Asphaltabsorber, 2 reihig geschichtete Horizontalerdkollektoren, 9 kW_{th} Wärmepumpe), ein Test-Simulationshaus in Wien mit einem 30 m langen Grabenkollektor und das "Solarhaus Göfis" (50 MWh/a, 60 m² Solarkollektor und ein 70 m³ Eistankspeicher in Verbindung mit einer 9 kW_{th} Wärmepumpe). Die Resultate von Projekten mit vertikalen Sonden in Kombination mit Solarkollektoren waren eher ernüchternd. Diese wurden als zu klein bewertet, um eine effiziente Wärmespeicherung zu ermöglichen. Auch Versuche im Bereich von Revitalisierungen ("Recharge") führten zu keinen befriedigenden Effizienzen.

In einem Projekt aus Deutschland in Schäfstall wurden 100 Sonden mit je 10 m Teufe für die Wärmespeicherung eingesetzt, wobei von Amortisationszeit zwischen 9 und 13 Jahren ausgegangen wurde. Auch in Italien wurde ein ähnliches Projekt mit 197 Bohrlöchern mit je 11 m Teufe dokumentiert, wobei ein unverglaster Solarkollektor eingesetzt wurde, siehe Kjellsson (2009).

In Schweden setzte man schon sehr früh auf vertikale Erdwärmesonden und so wurden in den 1980er Jahren in Vattenfall erste Tests mit Solarwärme in Kombination mit erdgekoppelten Wärmepumpensystemen durchgeführt.

In den 1990er Jahren überstieg die Anzahl von erdgekoppelten Wärmepumpensystemen in Europa die 100.000er Marke, wobei die Hauptmärkte in Schweden, gefolgt von Deutschland, Österreich und der Schweiz angesiedelt waren. Diese Systeme arbeiteten jedoch stets im reinen Entnahmebetrieb, eine Rückspeisung solarer oder anderer Wärme stellte die Ausnahme dar. Zu dieser Zeit wurden bereits auch größere Erdwärmesondenfelder gebaut und einige Projekte setzten auf solare Nachladung der überschüssigen Wärme bei der solaren Warmwasseraufbereitung.

Ein Beispiel hierfür ist die Anlage des Hauptinformationszentrums des Biosphärenreservats "Blumberger Mühle", mit einem 110 m² großen solarthermischen Flachkollektor in Kombination mit einem 15 x 32 m U-Rohr-Sondenfeld und einer Wärmepumpe mit 32 kW_{th}. In Hessisch-Oldendorf wird eine Sporthalle mit 3 x 90m Erdwärmesonden beheizt und die überschüssige Solarwärme aus einer solarthermischen Anlage zur Brauchwassererwärmung zur Regeneration der Sonden genutzt. Die mögliche Reduzierung der Sondenlänge durch diese Maßnahme wird dabei mit 12% beziffert siehe auch Sanner et al. (2006).

Ein weiteres 28 U-Rohr-Sondenfeld a 100 m Teufe mit einem 161 m² großen solarthermischen Flachkollektor, einem 2 x 5 m³ großen Pufferspeicher und einer 175 kW_{th} Wärmepumpe wurde in Stuttgart-Rohr installiert. Dabei liefert die Wärmepumpe 75 % und der Solarkollektor 15 % der Gesamtheizwärme von 550 MWh, wobei der SPF (seasonal performance factor) bei ca 3,8 liegt.

Neuere Anlagen, wie die Drake Landing Community (2012) in Kanada (144 x 35 m Sonden) oder die Anlage in Neckarsulm mit einem 528 x 30 m Erdwärmesondenfeld bieten effiziente Speichersysteme für Großanlagen. Im letzteren Fall werden 300 Wohneinheiten und einige öffentliche Gebäude mit Wärme versorgt. Insgesamt 5469 m² Solarkollektorfläche und eine Gaszusatzheizung sorgen für den Wärmeeintrag. Die Erdwärmesonden werden meist in seriellen Ketten geschaltet, wobei der Kern des Speichers bis zu 90 °C im Spätsommer erreicht. In Anneberg wurden 100 Sonden in Granit eingebettet, jedoch wurden die erwarteten Werte aus der TRNSYS Simulation nach 5 Jahren noch nicht erreicht, da einige technische Probleme in der Anlage auftraten, siehe Lundh et al. (2006). In **Tabelle 4.1** sind wesentliche Eckdaten von ausgewählten realisierten Pilot- und Demonstrationsanlagen zusammengestellt.

Tabelle 4.1: Eckdaten von ausgewählten internationalen Pilot- und Demonstrationsanlagen mit Aquifer- oder Erdwärmesondenspeicher.

Name, Ort			Drake Landing	Neckarsulm	Crailsheim	Anneberg	Helios Rostock
Land			CAN	GER	GER	SWE	GER
Speicherart			BTES	BTES	BTES	BTES	ATES
Inbetriebnahme			2007	1997	2003	2002	2000
Größe		**WE**	52 Einzelhäuser	300 WE + öffentl. Geb.	260 Einfam.-Doppel.-Reihenhäuser + Schule	50 Wohneinheiten, davon 14 Reihenhäuser, 12 kleine und 6 große Zweifamilienhäuser	108 Wohnungen
Datengrundlage			Mittelwert von Betriebsjahr 4+5			erwartete Werte mit 5 Jahren TRNSYS	2002
Wärmegradtage *		**K d**	5077	3170	3456	3982	3178
Energiebilanz	**Heizen**	**MWh/a**	527		2870	420	320
	Warmwasser	**MWh/a**	95		492	145	180
	VerteilVerluste	**MWh/a**	69	1290		130	
	Gesamt	**MWh/a**	692	1835	4100	695	500
	Sonneneinstrahlung	**MWh/a**	3468				
	Solarertrag	**MWh/a**	1179	1669	2050	1075	400
	TES Einspeisung	**MWh/a**	664			1075	234
	TES Entzug	**MWh/a**	295	322		575	148
	Speicherverluste	**MWh/a**	369			120	28
	Zusatzheizung	**MWh/a**		3300			
	Pumpenergie	**MWh/a**	15				
	solare Deckung	**%**	92			70	61.4
Solarkollektor	**Fläche**	**m²**	2293	5469	7325	2400	1000
	Effizienz		0.34				
Zusatzheizung			Gaszusatzheizung	Gaskessel		Individuelle elektr. Zusatzheizungen	250kW Gaskessel
Kurzzeitspeicher			2 Kurzzeitspeicher gesamt 240m³	Puffer mit 2x100m³	100m³ + 480m³ Puffer	Kurzzeitpuffer	30 m³ Kurzzeitpuffer
Erdwärmespeicher	**Speichervolumen [m³]**	**m³**	34000	63360	40500	60000	
	Effizienz	**%**	44.4			53	63%
	Anzahl der Sonden		144	528	75	100	1 Aquifer
	Art		1xU	2xU	2xU	2xU	
	Tiefe	**m**	35	30	60	65	15-20
	Durchmesser	**mm**	150			115	
	Abstand	**m**	2.25	2		3	Abstand d. Bohrungen: 55 m
	Schaltung		24 Ketten mit 6 Sonden in Serie (auf 4 Pumpkreise) - von innen nach außen			2x10 parallelle Linien mit jeweils 5 in Serie	Förderrate 15 m³/h
	Isolierung oben		20cm XPC und 30cm Sand				
	max. Kerntemp.	**°C**	80	85-90		45 (Herbst)	45
	min. Temp.	**°C**		40-45		25 (Frühling)	10
	mittlere Kerntemp.	**°C**	57				
Wärmepumpe			Nein	Nein	Nein	Nein	100 kW

* Quelle: www.degreedays.net, Durchschnittswert der letzten 5 Jahre bezogen auf 18°C, Wärmegradtage in Wien Schwechat zum Vergleich: 2974

Das bereits zitierte Drake Landing Projekt in Kanada das auch von McClenahan und Sibbitt (2012) dargestellt wurde, ist einer der jüngsten Versuche effiziente Großwärmespeicher zu realisieren. Ein interessanter Aspekt ist die exponierte klimatische Lage des Projektes mit 5200 Heizgradtagen und einer Norm-Außentemperatur von -33°C, siehe Drake Landing (2012). Das Konzept der im Jahr 2007 in Betrieb genommenen Anlage ist in **Abbildung 4.5**

dargestellt, das Schaltschema der 144 Vertikalsonden des Speichers ist in **Abbildung 4.6** ersichtlich. Ein häufiges Merkmal der großen Erdsondenspeicher sind relativ hohe Speichertemperaturen, die sich im Fall des Drake Landing Projektes bis zu 80°C bewegen. Dieses Temperaturniveau ermöglicht hohe Energiedichten im Speicher sowie ein hohes Exergieniveau, das eine direkte Wärmenutzung auch für höheren Temperaturbedarf wie z.B. für die Brauchwassererwärmung ermöglicht. Die hohen Temperaturniveaus im Wärmespeicher haben während der nunmehr 5 Betriebsjahre noch keine Probleme verursacht.

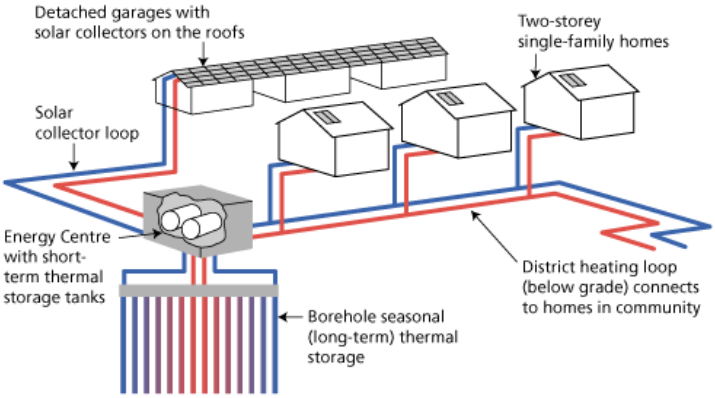


Abbildung 4.5: Schema der Anlage von Drake Landing. Quelle: Drake Landing (2012)

Der Erdsonden-Wärmespeicher wurde aufgrund seine flächenmäßigen Ausdehnung und aufgrund der klimatischen Standortbedingungen mit einer Isolierung aus extrudiertem Polystyrol und einer Sandschüttung nach oben hin isoliert, was die Oberflächenverluste des sehr seichten Wärmespeichers deutlich reduziert. Durch die umfassenden Isolierungsmaßnahmen rund um den Speicher muss bei diesem Speicher jedoch bereits von einem technischen Speicher gesprochen werden, der sich deutlich vom GEOSOL-Konzept unterscheidet.

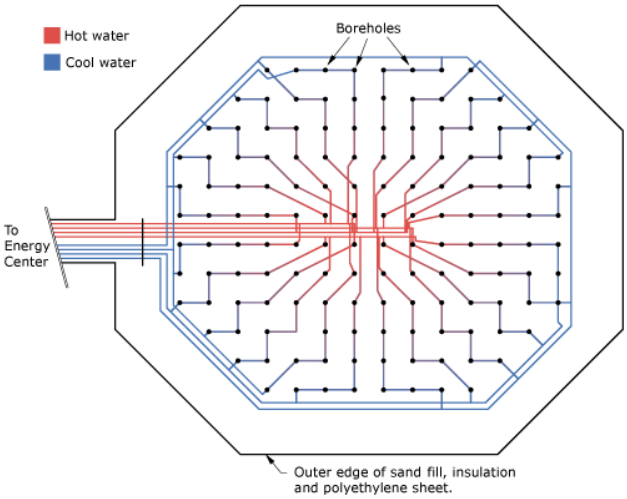


Abbildung 4.6: Schema des Erdsonden-Wärmespeichers von Drake Landing.
Quelle: Drake Landing (2012)

Abbildung 4.7 zeigt den in Drake Landing eingesetzten Energiemix für die Wärmebereitstellung. Der solare Deckungsgrad ist im Bereich der Heizwärme sehr hoch, im Bereich der

Brauchwassererwärmung ist aufgrund des stets hohen Temperaturniveaus für selbige ein etwa gleicher Anteil aus der solaren Bereitstellung und aus Erdgas zu beobachten.

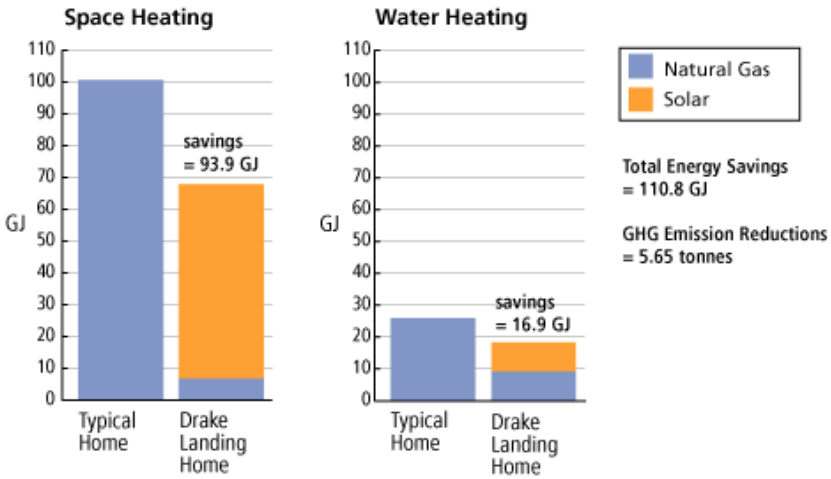


Abbildung 4.7: Energiebilanzen der Drake Landing Gebäude. Quelle: Drake Landing (2012)

Das Drake Landing Projekt kann aufgrund seiner perfekten Dokumentation als wertvolle Informationsquelle für alle Forschungsarbeiten in diesem Bereich betrachtet werden. Der Ansatz des GEOSOL Systems unterscheidet sich jedoch in wesentlichen Merkmalen von diesem Konzept. Einerseits soll mit dem GEOSOL System der Gebäudebestand erschlossen werden und andererseits sollen die Systemkomponenten, besonders aber der Erdwärmespeicher, so einfach und kostengünstig wie möglich gestaltet werden um eine maximale Multiplizierbarkeit zu erhalten. Der Drake Landing Ansatz wiederum ist von seinem Konzept her fast ausschließlich neu gebauten Strukturen zugänglich.

4.5 Aufbau der weiteren Arbeit

Die weiteren Darstellungen gliedern sich im Rahmen des vorliegenden Berichtes in Anlehnung an die Grundstruktur des GEOSOL Modellsystems in Systembetrachtungen mit Schwerpunkt oberirdische Anlagenteile (Kapitel 5), in die Aspekte der Wärmespeicherung (Kapitel 6), die Ergebnisse aus den Simulationen (Kapitel 7) sowie in die Dokumentation der untersuchten Fallstudien (Kapitel 8). Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen werden in Kapitel 9 zusammengefasst. Kapitel 10 fasst die wesentlichen Ergebnisse der Forschungsarbeiten zusammen und präsentiert die Schlussfolgerungen. Die im vorliegenden Bericht zitierte Literatur wird in Kapitel 11 dokumentiert und in den Anhängen erfolgt die Darstellung der Bohrprofile der untersuchten praktischen Fallstudien.

5. Systembetrachtungen

5.1 Vollsolare Wärmebedarfsdeckung von Gebäuden

Wie bereits in Kapitel 4 dargestellt, können aufgrund der klimatischen Randbedingungen und der möglichen Gebäudeenergieeffizienz weite geografische Bereiche gefunden werden, in denen ausgeglichene Jahreswärmebilanzen möglich sind. Die Eignung des Gebäudebestandes für solare Systeme mit ausgeglichener Jahreswärmebilanz ist dabei jedoch differenziert zu betrachten. **Abbildung 5.1** zeigt hierfür prinzipielle Zusammenhänge zwischen der Energieeffizienz von Gebäuden und der Möglichkeit eine ausgeglichene Jahreswärmebilanz herzustellen. In Abbildung 5.1 sind auf der horizontalen Achse die Energiekennzahl und auf der vertikalen Achse das Verhältnis zwischen Gesamtwärmebedarf und möglichen Kollektorertrag aufgetragen. Die 3 dargestellten Geraden repräsentieren jeweils ein ein-, zwei- oder dreigeschoßiges Gebäude lt. Skizze in der Grafik. Eine ausgeglichene Energiebilanz ist jeweils möglich, wenn der Faktor Gesamtwärme-bedarf/Kollektorertrag kleiner als 1 wird. Dies hat zur Folge, dass bei einem eingeschoßigen Gebäude eine ausgeglichene Jahreswärmebilanz auch noch bei einer relativ schlechten Energiekennzahl von >200 kWh/m^{2}a erzielt werden kann, während dies bei einem dreigeschoßigen Gebäude nur bei relativ guten Energiekennzahlen (hier <70 kWh/m^{2}a) möglich ist.

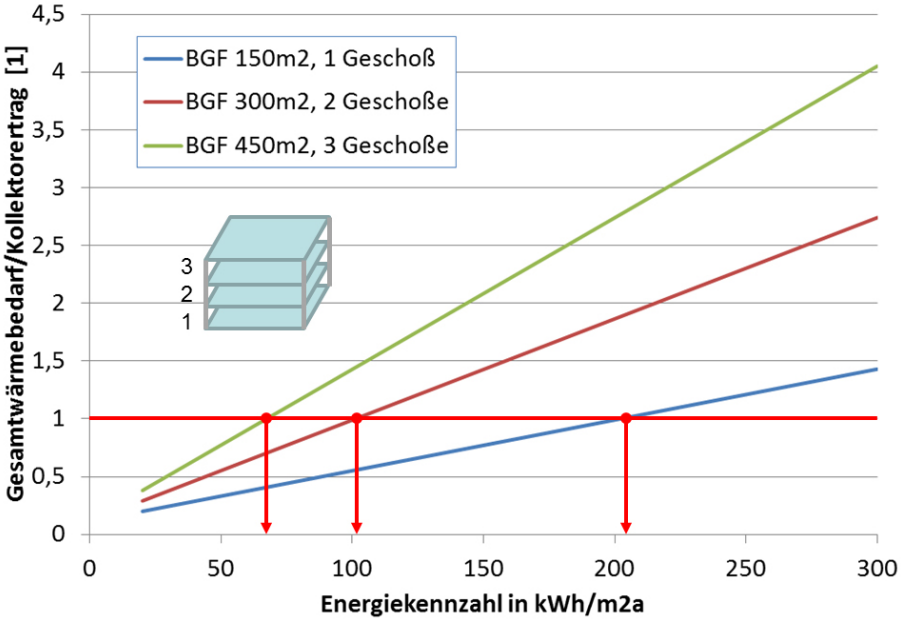


Abbildung 5.1: Grenzen für die Herstellung einer ausgeglichenen Jahreswärmebilanz von Gebäuden mittels Einsatz von Solarkollektoren am Gebäudedach. Standort des Gebäudes in Wiener Neustadt. Quelle: EEG

Hintergrund dieses Zusammenhanges ist das hauptsächlich am Gebäudedach lokalisierte solarthermische Flächenpotenzial. Durch die Zusammenschaltung unterschiedlicher Gebäude zu einem Mikrowärmenetz kann nun ein Ausgleich zwischen den Gebäuden erreicht werden. Das heißt, energieeffiziente Gebäude mit großen solaren Flächenpotenzialen können im Netzverbund weniger geeignete Gebäude mitversorgen. Wie jedoch weiter unten ausgeführt wird, ist die Verfügbarkeit eines Niedertemperatur-Wärmeverteilsystems eine weitere Restriktion für den Einsatz des GEOSOL Systems. Diese aus dem effizienten Betrieb der Wärmepumpe resultierende Forderung schließt im Weiteren

die Integration von Gebäuden mit hoher Energiekennzahl aus, auch wenn eine ausgeglichene Bilanz im System rechnerisch gegeben ist, da über entsprechende Wärmeverteilsysteme nur limitierte Heizleistungen übertragen werden können. **Abbildung 5.2** fasst die Konsequenzen für das GEOSOL System anschaulich zusammen.

Im unsanierten Bestand sind vor allem Gebäude aus den Bauperioden ab 1970 für das GEOSOL System interessant. Ältere Gebäude können prinzipiell nach einer thermischen Sanierung in das GEOSOL System integriert werden. Dabei ist sowohl eine hohe Qualität der Wärmeschutzmaßnahmen anzustreben als auch ein Niedertemperatur-Wärmeverteilsystem herzustellen. Wenn die Installation eines Flächen-Wärmeverteilsystems (Fußboden-, Wand- oder/und Deckenheizung) aus strukturellen Gründen nicht möglich ist, können auch Radiatoren mit forcierter Konvektion in Betracht gezogen werden, wobei dies eine Kostenfrage darstellt (siehe Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in Kapitel 9).

Baujahr 1900	Baujahr 1950	Baujahr 1980	Baujahr 2000
EFH: 250kWh/m²a	EFH: 260kWh/m²a	EFH: 180kWh/m²a	EFH: 40kWh/m²a
☹	☹	😐	☺
MFH:150kWh/m²a	MFH:150kWh/m²a	MFH: 90kWh/m²a	MFH: 30kWh/m²a
☹	☹	😐	☺

Abbildung 5.2: Möglichkeiten einer ausgeglichenen Jahresenergiebilanz von nicht sanierten Bestandsgebäuden in Österreich. Quelle: EEG

Die getätigten Aussagen bezüglich Baujahr der Gebäude und Energiekennzahl gelten natürlich nur im Zuge einer allgemeinen Betrachtung. Bei der Analyse von konkreten Fallstudien kommt es auch bei energieeffizienten Gebäuden vor, dass aufgrund der Dachstruktur (Gaupen, Fragmentierung des Flächenpotenzials etc.) keine für Solarthermie nutzbaren Flächen identifiziert werden können. Oder das Gebäude weist wegen einer ungünstigen Ausrichtung keine nutzbaren Flächenpotenziale auf. Schlussendlich kann auch Geländeüberhöhung oder Verschattung durch andere Gebäude zum Thema werden. Diese Aspekte sind vor allem bei der Nutzung von Flächenpotenzialen an Fassaden im urbanen Raum zu berücksichtigen und müssen in jedem Einzelfall geprüft werden.

Der Betrieb einer zentralen oder mehrerer dezentraler Wärmepumpen ist integraler Bestandteil des GEOSOL Systemkonzepts. Dieser Ansatz ist für sich alleine noch kein innovativer. Das GEOSOL System schafft jedoch optimale Betriebsbedingungen für die eingesetzte(n) Wärmepumpe(n) und versucht durch die zusätzliche direkte Nutzung solarer Wärme einen Jahres-Systemnutzungsgrad zu erreichen, der deutlich über den Jahresarbeitszahlen üblicher Wärmepumpenanwendungen liegt. Die in diesem Bereich möglichen Effizienzen sind stark vom Jahresgang der Wärmenachfrage abhängig. Bei einer

größeren sommerlichen Wärmenachfrage (z.B. durch die Brauchwassererwärmung) und bei der direkten Nutzung solarer Wärme zur Raumwärmebereitstellung in den Übergangszeiten lassen sich maximale Systemnutzungsgrade erzielen.

Die Leistungszahl von Wärmepumpen ist gemäß der zugrundeliegenden Thermodynamik in der Theorie durch die Verdampfungstemperatur und die Verflüssigungstemperatur gegeben (Carnotscher Wirkungsgrad). Die möglichen Leistungszahlen von realen Wärmepumpen sind in **Abbildung 5.3** dargestellt. GEOSOL unternimmt nun zwei strategische Maßnahmen um die Betriebsbedingungen von Wärmepumpen zu optimieren. Erstens wird die Chrarakteristik der Wärmequelle durch die saisonale Wärmespeicherung zu höheren Temperaturen hin verschoben und zweitens wird durch die thermische Sanierung des Gebäudes bzw. durch die Installation von Niedertemperatur-Wärmeverteilsystemen die Heizungsvorlauftemperatur minimiert. Beide Strategien gemeinsam führen zur Verschiebung der zu erwartenden Leistungszahlen wie in **Abbildung 5.3** dargestellt.

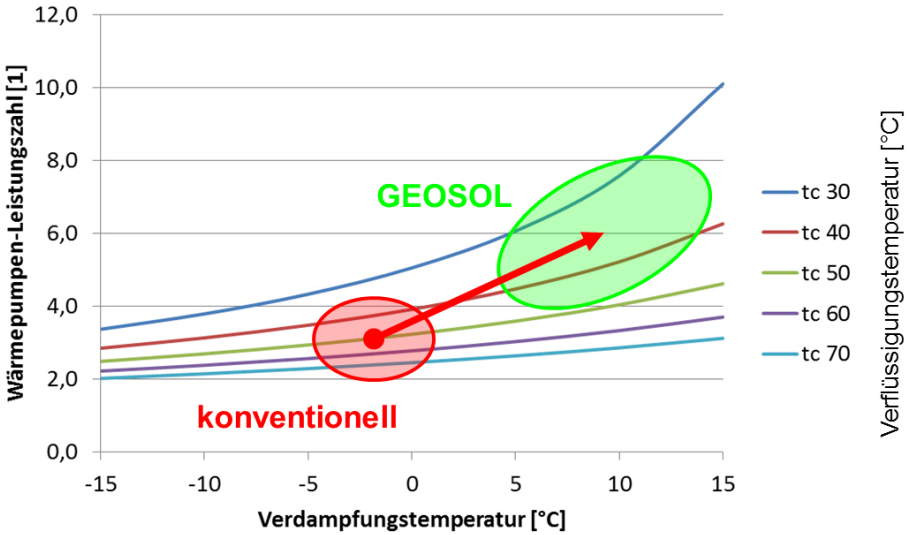


Abbildung 5.3: Strategie von GEOSOL: Steigerung der Wärmepumpen-Leistungszahl durch Steigerung der Verdampfungstemperatur und Reduktion der Verflüssigungstemperatur. Der Carnotsche Gütegrad wurde im Diagramm mit 0,5 angenommen. Quelle: EEG

Über den äußerst effizienten Einsatz von am Markt verfügbaren Wärmepumpen hinaus eröffnet GEOSOL auch Möglichkeiten für technologische Innovationen bei Wärmepumpen. Die deutliche Anhebung der Verdampfungstemperatur kann den Einsatz neuer Kältemittel etc. ermöglichen um diesen Vorteil vollständig zu nutzen. Entsprechende Aktivitäten im Bereich der Forschung und Entwicklung sollten im Zuge einer Umsetzung von Pilot- und Demonstrationsanlagen stattfinden.

5.1.1 Zukünftige Entwicklung und Potenziale

Das Potenzial für die Umsetzung von GEOSOL-Systemen scheint nach der eingangs dargestellten geografischen Eignung sehr groß zu sein. Nach einer detaillierteren Filterung der Gebäude in Hinblick auf deren Energieeffizienz, Wärmeverteilsystem und solarem Flächenpotenzial scheint die in Frage kommende Grundgesamtheit im aktuellen Gebäudebestand schon deutlich reduziert. Weitere Restriktionen in Bezug auf die Qualtiät des Untergrundes für den Wärmespeicher werden noch hinzukommen, wie in den nachfolgenden Kapiteln ausgeführt wird. Angesichts der Restriktionen wirft sich die Frage auf, wie sich dieses Potenzial von GEOSOL-systemkompatiblen Gebäuden in der Zukunft

verändern wird. **Abbildung 5.4** stellt hierfür ein Resultat des Forschungsprojektes von Müller et al. (2010) dar. In der Darstellung ist der Energieverbrauch des österreichischen Bestands an Ein- und Zweifamilienhäusern im Jahr 2010 und im Jahr 2050 nach Bauperioden aufgegliedert. Dabei stellen die matten Flächen im Hintergrund die Situation im Jahr 2010 dar und die vollen Flächen im Vordergrund markieren die zu erwartende Situation im Jahr 2050. Die Reduktion des Energieverbrauchs der einzelnen Bauperioden wird dabei durch thermische Gebäudesanierung erreicht. Der Energieverbrauch für die Brauchwassererwärmung ist im dargestellten Energieverbrauch enthalten. Die Fläche unter der Kurve (z.B. für das Jahr 2050) entspricht dem gesamten Energieverbrauch für Raumheizung und Brauchwassererwärmung.

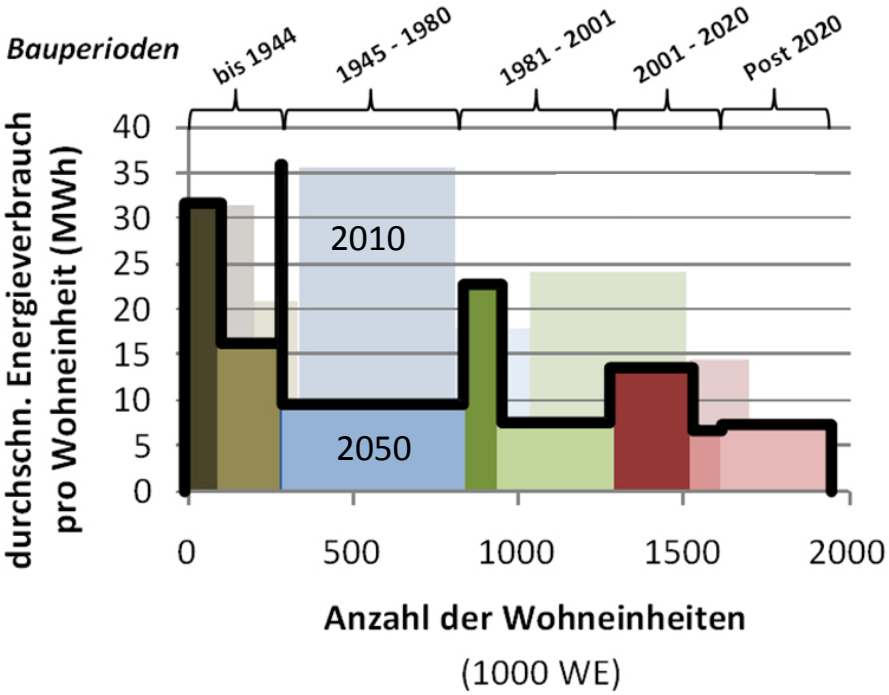


Abbildung 5.4: Verteilung des österreichischen Bestandes an Ein- und Zweifamilienhäusern nach Energieverbrauch pro Wohneinheit. Der Bestand im Jahr 2010 ist im Hintergrund dargestellt, der Bestand im Jahr 2050 ist im Vordergrund sichtbar.
Quelle: Müller et al. (2010)

Das Jahr 2010 ist durch einen großen Bestand an nicht sanierten Gebäuden gekennzeichnet. In der Prognose für das Jahr 2050 wird angenommen, dass die Bauperioden bis Baujahr 1980 fast zur Gänze saniert wurden. Ausnahmen bestehen vor allem bei sehr alten Gebäuden aus Gründen des Denkmalschutzes. Weiters ist ersichtlich, dass auch die Gebäude der Bauperioden bis 2010 im Jahr 2050 großteils wärmetechnisch saniert wurden. Dies führt dazu, dass bis 2050 eine ständig steigende Zahl von GEOSOL-systemkompatiblen Gebäuden verfügbar sein wird. Die mögliche Qualität von thermischen Sanierungen wird in der Praxis durch technische, strukturelle und wirtschaftliche Rahmenbedingungen limitiert. Es kann also nicht davon ausgegangen werden, dass ein Großteil der Sanierungen auf Passivhaus- oder Niedrigstenergiehausstandard erfolgen wird, was aus gesellschaftlicher Sicht jedoch prinzipiell anzustreben wäre. Passivhäuser oder Niedrigstenergiehäuser sind in der Regel für das GEOSOL-System ungeeignet, da sie für den wirtschaftlichen Betrieb eines Mikrowärmenetzes eine zu geringe Last darstellen, es sei denn es handelt sich um entsprechend großvolumige Gebäude. Die in Abbildung 5.4 beispielhaft dargestellte

Verteilung der Ein- und Zweifamilienhäuser ist bezüglich der dargestellten Strukturen auch bei den Mehrfamilienhäusern und bei Nicht-Wohngebäuden anzutreffen. Angesichts der zu erwartenden Entwicklung des österreichischen Gebäudebestandes kann somit von einem rasant anwachsenden GEOSOL Potenzial ausgegangen werden.

5.2 Systemkonzepte

Die technische Umsetzung des bereits in **Abbildung 4.3** dargestellten GEOSOL-Systems ist zumindest in zwei unterschiedlichen Konzeptansätzen möglich. Bei homogenen Gebäude- und Nutzungsstrukturen ist ein zentrales Konzept mit einer zentralen Wärmepumpe vorteilhaft (**Abbildung 5.5**), bei inhomogenen Gebäude- und Nutzungsstrukturen sind dezentrale Wärmepumpen vorzuziehen (**Abbildung 5.6**). Eine Kombination dieser beiden Konzepte ist bei passenden Konstellationen ebenfalls möglich. Die Entscheidung, welches Systemkonzept in einem konkreten Fall optimaler Weise umzusetzen ist, kann auf Basis von Wirtschaftlichkeitsüberlegungen getroffen werden. Für den zentralen Ansatz sprechen hierbei die spezifisch geringeren Investitionskosten der zentralen Wärmepumpe sowie ein geringerer Installationsaufwand, für den dezentralen Ansatz sprechen die Möglichkeit der Bereitstellung von individuellen Vorlauftemperatur-bedürfnissen und Betriebszeiten sowie die geringeren Netzverluste.

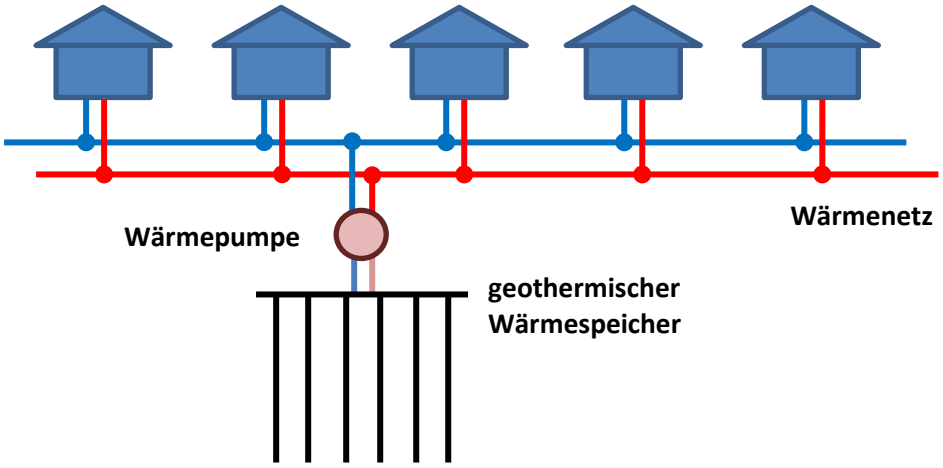


Abbildung 5.5: Systemkonzept mit zentraler Wärmepumpenanlage und höheren Temperaturen im Wärmenetz. Quelle: EEG

Die Wahl des Systemkonzeptes ist wie bereits angemerkt auch von der Art der Nutzung der Gebäude abhängig. Liegt eine homogene Nutzung vor (z.B. alle Gebäude werden ständig als Wohngebäude genutzt) so kann ein zentrales Konzept erwogen werden. Liegt jedoch eine gemischte Nutzung vor (z.B. Wohngebäude in Kombination mit nicht ständig genutzten öffentlichen Gebäuden oder betrieblich genutzten Gebäuden), so wird in vielen Fällen ein dezentrales System trotz höherer spezifischer Investitionskosten für die Wärmepumpen vorteilhaft sein. Bei der Analyse der Nutzungsart und der Nutzung ist auch zu überlegen, ob sich die momentane Gebäudenutzung während der langen möglichen Nutzungsdauer des Wärmebereitstellungssystems ändern wird. Ähnliche Überlegungen sind in Bezug auf eine mögliche Erweiterung des Systems durch den Anschluss zusätzlicher Gebäude anzustellen. In einem zentralen System ist dies kurzfristig nur bei Vorhandensein von Leistungsreserven bei der bestehenden Wärmepumpe auf wirtschaftliche Art möglich, während in einem dezentralen System nur die Dimensionierung des Wärmenetzes limitierend wirkt. Eine

Erweiterung des geothermischen Speichers ist bei entsprechenden Flächenpotenzialen ohne Probleme möglich wobei eine potenzielle Erweiterungsmöglichkeit auch in die Planung des Speicherkonzepts einfließen sollte. Die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Konzepte sind in Tabelle 5.1 zusammenfassend dargestellt.

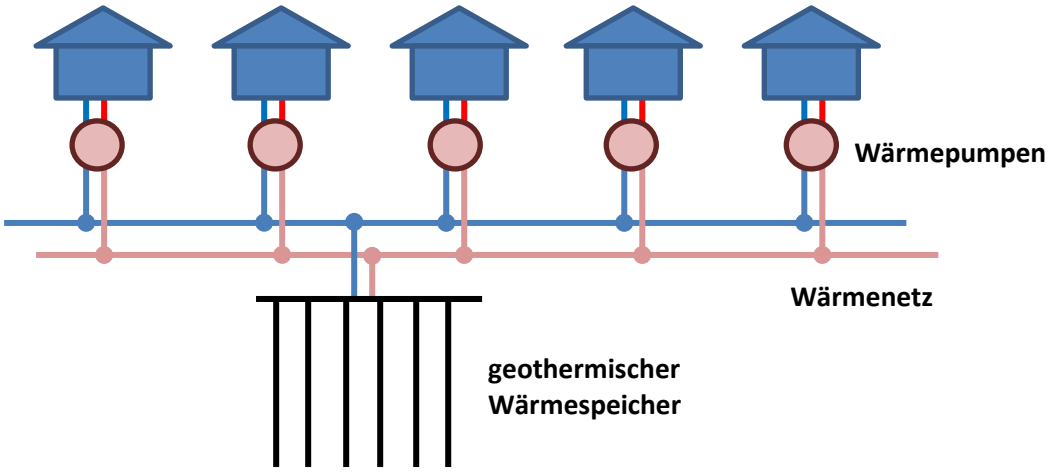


Abbildung 5.6: Systemkonzept mit dezentralen Wärmepumpenanlagen in jedem Gebäude und geringen Wärmenetztemperaturen (Solenetz). Quelle: EEG

Tabelle 5.1: Zusammenfassung der Vor- und Nachteile des zentralen und des dezentralen GEOSOL-Systemkonzeptes. Quelle: EEG

	Vorteile	Nachteile
zentrales Konzept	.) geringere spezifische Investitionskosten je installierter Wärmepumpenleistung	.) relativ hohe Temperaturen im Wärmenetz (Verluste) .) das jeweils höchste erforderliche Vorlauftemperaturniveau ist für gesamte Netztemp. maßgeblich .) geringe Flexibilität bei einer Erweiterung des Systems .) keine Redundanz der Betriebsmittel (Auswirkungen bei Ausfall des WP-Aggregates) .) bei solarer Kopplung typ. 4-Leiter Netz erforderlich (Kosten)
dezentrales Konzept	.) geringe Temperaturen im Wärmenetz (Solenetz) .) 2-Leiter Netz möglich	.) bei kleinen Abnehmern spezifisch hohe Investitionskosten für die Wärmepumpen .) größerer Volumensstrom im Wärmenetz wegen geringer Spreizung .) höherer Pumpaufwand.

Die Fragestellung der optimalen Hydraulikkonzepte wurde von Heimrath et al. (2002) in einem Forschungsprojekt mit dem Titel “Solarunterstützte Wärmenetze“ detailliert untersucht. Die Autoren vergleichen dabei die Eigenschaften von fünf Referenzhydraulik-konzepten auf Basis von 2-Leiter Netzen und 4-Leiter Netzen. Behandelt werden dabei zentrale solarthermische Anlagen. Fink et al. (2007) widmeten sich der Entwicklung von modular erweiterbaren technischen Lösungen, die eine Wärmeversorgung von

Neubaugebieten über solar unterstützte Nahwärmenetze ermöglichen. In ihrem Forschungsbericht vergleichen die Autoren in diesem Zusammenhang folgende Optionen:

- 4-Leiter Netz, trinkwasser- und heizwassergeführt
- 4-Leiter Netz, heizwassergeführt
- 3-Leiter Netz
- 2-Leiter Netz mit dezentralen Brauchwasserspeichern
- 2-Leiter Netz mit dezentralen Wohnungsübergabestationen
- 6-Leiter Netz für die Integration von mehreren Sonnenkollektorflächen
- 3-Leiter Netz mit inkludiertem Solarvorlauf
- 2-Leiter Netz mit dezentralen Energiespeichern pro Wohnungseinheit
- 2-Leiter Netz mit dezentralen Energiespeichern pro Gebäude

Die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Hydraulikkonzepte wurde von den o.a. Autoren in der zitierten Studie hinreichend dargestellt und soll an dieser Stelle nicht wiedergegeben werden. Diskutiert werden auch Kombinationen aus den dargestellten Konzepten. Eine weitere Studie von Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (2007) mit dem Titel "GroSol" präsentiert gebaute große Solarwärmeanlagen und solare Wärmenetze, wobei Stärken und Schwächen dieser Systeme in der Praxis dargestellt werden.

Aus der Literatur folgt, dass es für das GEOSOL-Systemkonzept momentan kein etabliertes hydraulisches Schaltschema gibt, welches für alle Fälle anwendbar ist. Verfügbar ist eine große Zahl an technisch entsprechenden hydraulischen Schaltungen, welche angesichts einer konkreten Fallstudie jeweils bewertet und ausgewählt werden müssen. Im Zuge der Realisierung von GEOSOL Pilot- und Demonstrationsanlagen ist die Auswahl des fallspezifisch optimalen Hydraulikschemas in Kooperation mit Experten aus dem Bereich der Hydraulikplanung durchzuführen.

5.3 Wärmebedarf

Wie bereits oben ausgeführt, wurden die oberirdischen Systemkomponenten des GEOSOL-Systems für die Systemdarstellung im Stundenraster auf EXCEL-Oberfläche modelliert. Da der zentrale Untersuchungsgegenstand die geothermische Wärmespeicherung war, wurden die oberirdischen Systemkomponenten weitestgehend vereinfacht und zusammengefasst. Im Sinne des Erkenntnisgewinns zur Definition der Erfolgsfaktoren für das GEOSOL-System war diese methodische Vorgehensweise hinreichend. Im Zuge einer Planungsstudie für die Realisierung von Pilot- und Demonstrationsanlagen sollte jedoch unbedingt eine dynamische Simulation des Gesamtsystems mit entsprechender Simulationssoftware (z.B. TRNSYS) erfolgen um auch eine Optimierung der oberirdischen Systemkomponenten vornehmen zu können. Im Folgenden wird die Modellierung des Wärmebedarfs und des Solarertrages illustriert, um die wesentlichen Charakteristika der oberirdischen Modellkomponenten diskutieren zu können.

Als Basis für die Modellierung des Wärmebedarfs der oberirdischen GEOSOL System-komponenten standen die Testreferenzjahre der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik ZAMG (2010) für Wiener Neustadt und Raach am Hochgebirge zur Verfügung. Diese Datensätze enthalten unter anderem Zeitreihen für die Außentemperatur und die Globalstrahlung als Stundenmittelwerte über ein volles Jahr. Testreferenzjahre beinhalten dabei nicht nur Messdaten eines einzelnen Jahres sondern repräsentieren auch besondere Wettersituationen, welche für technische Systeme in der Folge auch besondere

Herausforderungen darstellen können. Ein Testreferenzjahr enthält pro Variable damit 8760 Einzelwerte, welche zur Simulation des GEOSOL-Systems im Jahresablauf herangezogen wurden. **Abbildung 5.7** veranschaulicht beispielhaft die Datenreihe für die Außentemperatur des Testreferenzjahres von Wiener Neustadt.

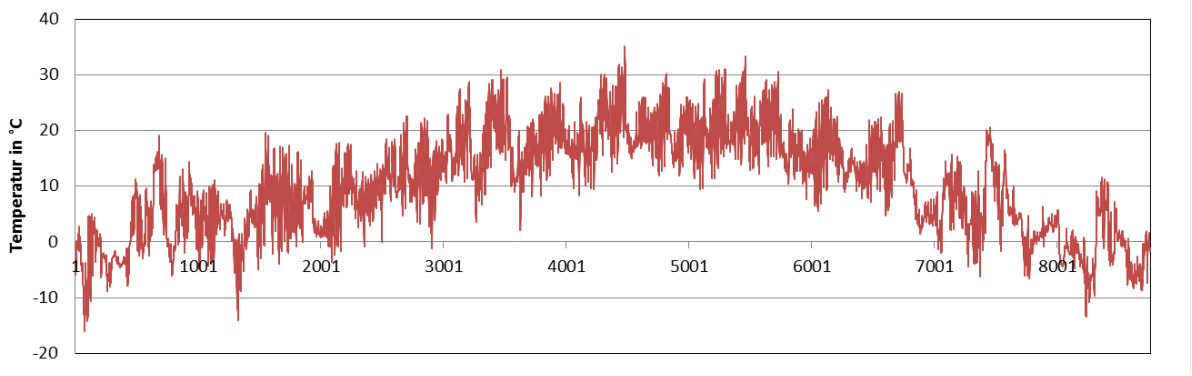


Abbildung 5.7: Testreferenzjahr Wiener Neustadt, Außentemperatur. Quelle: ZAMG (2010)

Der Wärmebedarf setzt sich im GEOSOL Modellsystem jeweils aus dem Raumwärmebedarf und dem Wärmebedarf für die Brauchwassererwärmung von mehreren Gebäuden im Mikronetzverbund zusammen. Hierbei resultiert der Heizleistungsbedarf und der Heizungsvorlauftemperaturbedarf aus den ermittelten Heizkurven (**Abbildung 5.8**) der einzelnen Gebäude. Die Heizwärme resultiert aus der Summation aller Stunden des (Testreferenz)jahres.

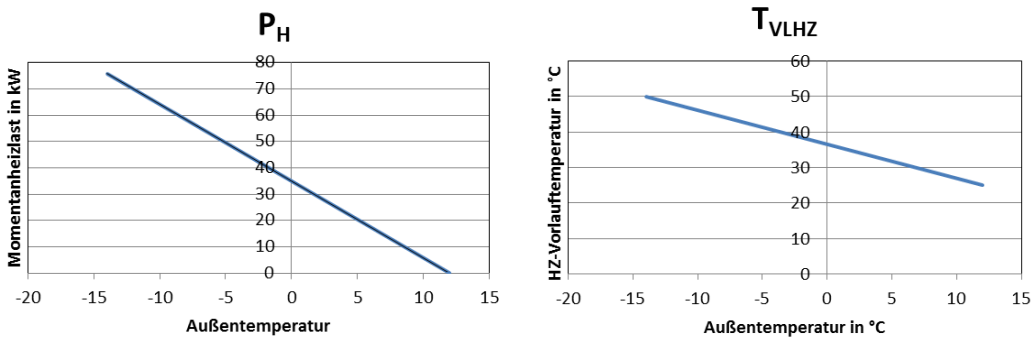


Abbildung 5.8: Heizleistung und Vorlauftemperatur in Abhängigkeit von der Außentemperatur. Quelle: EEG

Der Wärmebedarf für die Brauchwassererwärmung ergibt sich aus der Nutzeranforderung. Hier werden je nach Nutzung der Gebäude typische Lastprofile erhoben und implementiert, wobei die Jahressumme den tatsächlichen Wärmeverbrauch wiederspiegelt. Ein typischer Verlauf des Gesamtwärmebedarfs auf Stundenbasis ist in **Abbildung 5.9** dargestellt. Er charakterisiert die Verhältnisse bei der Fallstudie Maiersdorf. Da die Werte für den Wärmebedarf in kWh/h dargestellt sind, kann der Verlauf auch als Leistungsverlauf gelesen werden. Die Stunde 1 ist gleich bedeutend mit der 1. Stunde eines Jahres beginnend am 01. Jänner um 00:00. Der Verlauf weist einen typischen Jahresgang auf. Im Winterhalbjahr dominiert der Raumwärmebedarf, im Sommer ist der Wärmebedarf hauptsächlich durch die Brauchwassererwärmung gegeben. Das markante Sommerloch ist durch die Ferialzeiten bedingt (Gemeindeamtsgebäude, Kindergarten, Vereinshaus).

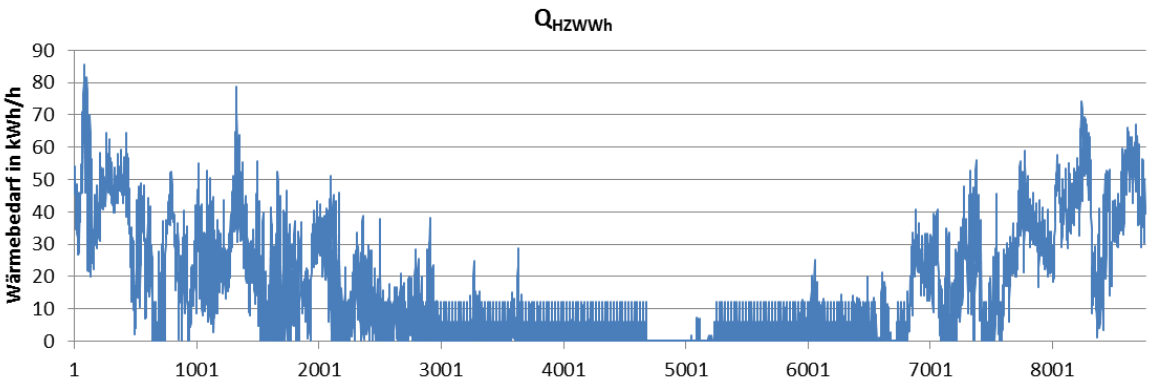


Abbildung 5.9: Wärmebedarf der Fallstudie Hohe Wand – Maiersdorf. Quelle: EEG

5.4 Solare Wärmebereitstellung

Als Basis für die Modellierung der solaren Wärmebereitstellung dient die Globalstrahlung auf die horizontale Fläche des Testreferenzjahres der ZAMG (2010). Der Verlauf auf Stundenbasis über das Jahr ist in **Abbildung 5.10** dargestellt. Aufgrund der Anzahl der Datenpunkte sind in dieser Darstellung die Nachtzeiten, in denen die Globalstrahlung null beträgt, nicht mehr erkennbar. Zur besseren Veranschaulichung sind deshalb in **Abbildung 5.11** die Globalstrahlungsverläufe eines Wintertages und eines Sommertages dokumentiert.

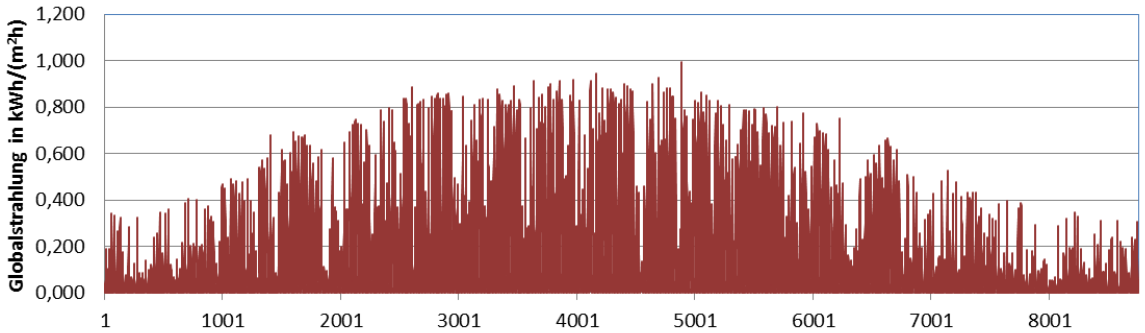


Abbildung 5.10: Testreferenzjahr Wiener Neustadt, Globalstrahlung auf die horizontale Fläche. Quelle: ZAMG (2010)

Zur Gewinnung solarer Wärme wurde der Einsatz von einfachverglasten selektivbeschichteten Flachkollektoren in Auf- oder Indachmontage bzw. eine Aufständerung auf Flachdächern vorgesehen. Es handelt sich bei den solarthermischen Kollektoren somit um eine am Markt verfügbare Standardtechnologie. Für den Kollektorwirkungsgrad wurde ein Wirkungsgradverlauf über die Temperaturdifferenz zwischen Absorbertemperatur und Außentemperatur gemäß **Abbildung 5.12** angenommen. Der in der Abbildung mit "Flachkollektor 3" bezeichnete Kollektortyp findet in GEOSOL Anwendung.

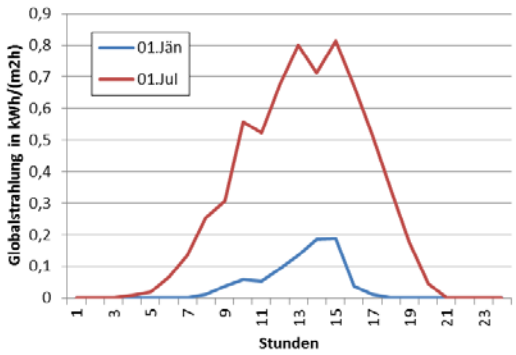


Abbildung 5.11: Zeitlicher Globalstrahlungsverlauf eines Wintertages und eines Sommertages. Testreferenzjahr Wiener Neustadt, Globalstrahlung auf die horizontale Fläche.
Quelle: ZAMG (2010)

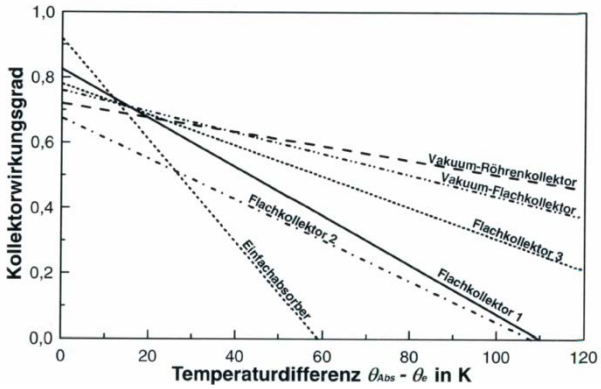


Abbildung 5.12: Wirkungsgradverlauf für unterschiedliche Kollektortypen. Für die Modellierung des GEOSOL-Systems wurde der Typ "Flachkollektor 3" vorgesehen.
Quelle: Kaltschmitt et al. (2005)

Aus dem Globalstrahlungsdargebot auf die horizontale Fläche, der Lage (Azimut und Elevation), der Größe der solarthermischen Kollektoren und der Betriebsweise der Kollektoren resultiert die gewinnbare Wärmemenge und die Temperatur dieser Wärme. Die Nutzung auch von niedrigen Kollektorvorlauftemperaturen vor allem im Winterhalbjahr ist angesichts der Eigenschaften des geothermischen Speichers in der Regel möglich. **Abbildung 5.13** zeigt den Verlauf der mittleren Kollektortemperatur der Fallstudie Maiersdorf auf Stundenbasis über ein Jahr. Dargestellt ist ein Verlauf für ein Regelungskonzept, das einen Kollektorwirkungsgrad >60% anstrebt und über keine dezentralen technischen Wärmespeicher verfügt. Hohe Kollektortemperaturen oder Stagnation treten deshalb auch im Sommer nicht auf. In Hinblick auf die Maximierung des Systemnutzungsgrades wäre in der Praxis jedoch auch eine Betriebsweise mit temporär höheren Temperaturen zur Brauchwassererwärmung im Sommer sinnvoll. Dezentrale teilsolar gespeiste Brauchwasser-Wärmespeicher können die wenig effizienten Betriebsphasen der Wärmepumpe(n) zur Brauchwassererwärmung (=hohe Vorlauftemperaturen) minimieren. Ein entsprechendes Regelkonzept sollte durch Regelung der Primärkreispumpen die erforderlichen Temperaturniveaus (z.B. >60°C für die Brauchwasserhygiene) kurzfristig zu günstigen Zeiten bereitstellen können. Diesbezüglich sind in **Abbildung 5.14** die maximal möglichen Temperaturen im Kollektor dargestellt (Stagnation, Leerlauf).

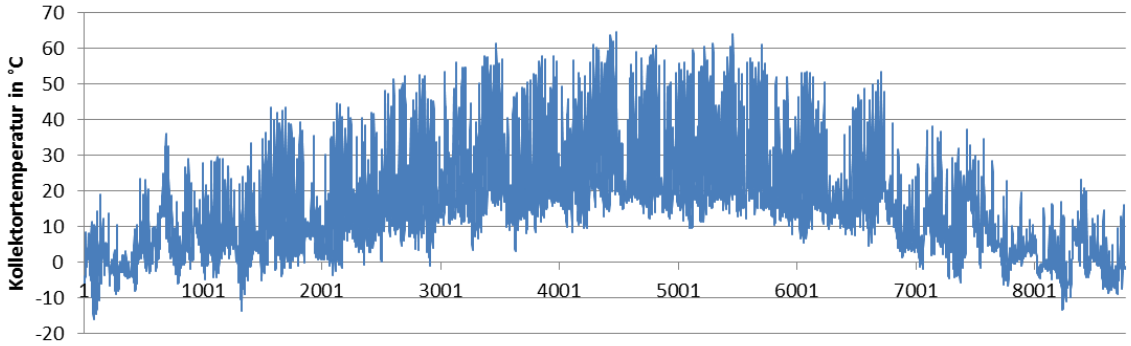


Abbildung 5.13: Verlauf der Kollektortemperatur auf Stundenbasis über ein Jahr für die Fallstudie Hohe Wand – Maiersdorf (Regelungskonzept η_K>0,6). Quelle: EEG

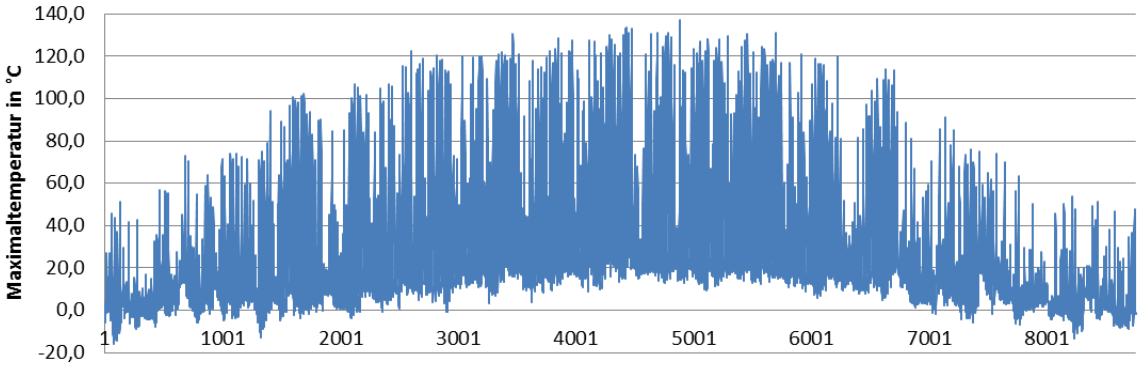


Abbildung 5.14: Verlauf der Kollektortemperatur auf Stundenbasis über ein Jahr für die Fallstudie Hohe Wand – Maiersdorf (Maximaltemperaturen). Quelle: EEG

Die Netto-Wärmeproduktion der Kollektoren (nach Abzug direkt nutzbarer solarer Wärme) steht mit den Parametern Temperatur und Leistung somit für die Speicherung im Untergrund zur Verfügung. Die Momentanwärmeleistung in kW_{th} entspricht dabei der mittleren Leistung pro Stunde, also äquivalent der Wärmemenge in kWh/h die in der selben Stunde dem Wärmespeicher zugeführt wurde. Entsprechend skalierte Abbildungen oder Werte können somit einerseits als konstante Leistung während einer Stunde oder als Arbeit in dieser Stunde gelesen werden. **Abbildung 5.15** veranschaulicht einen konkreten Jahresgang der Speicherladung auf Stundenbasis. Dargestellt ist die Leistungs- bzw. Wärmeaufnahme des Wärmespeichers, was noch nicht heißt, dass die selbe Wärmemenge bzw. Leistung auch wieder gewonnen werden kann, wie in den folgenden Kapiteln ausführlich dargestellt wird. Anhand des Jahresganges ist gut zu erkennen, dass in den Wintermonaten nur in Ausnahmefällen mit einer geringfügigen Speicherladung zu rechnen ist. Es überwiegt in den Wintermonaten der Entladebetrieb zur Bedeckung des Wärmebedarfs (**Abbildung 5.9**). Wie in **Abbildung 5.13** ersichtlich, stehen in den Wintermonaten zwar zeitweise verwertbare Kollektortemperaturen zur Verfügung, die nutzbaren Leistungen bzw. Wärmemengen sind dabei jedoch gering. Im Zuge der Umsetzung von Pilot- und Demonstrationsanlagen sind diesbezüglich Regelungskonzepte zu prüfen, welche die kurzfristige Speicherung von solarer Wärme auf niedrigem Temperaturniveau optimieren. Vor allem in der zweiten Winterhälfte stehen im Wärmespeicher für die Kurzfristspeicherung ausreichend geringe Temperaturen zur Verfügung. Die Nutzung dieses Potenzials ist alleine eine Herausforderung im Bereich der regelungstechnischen Systemoptimierung und bedarf keiner zusätzlichen Investitionen.

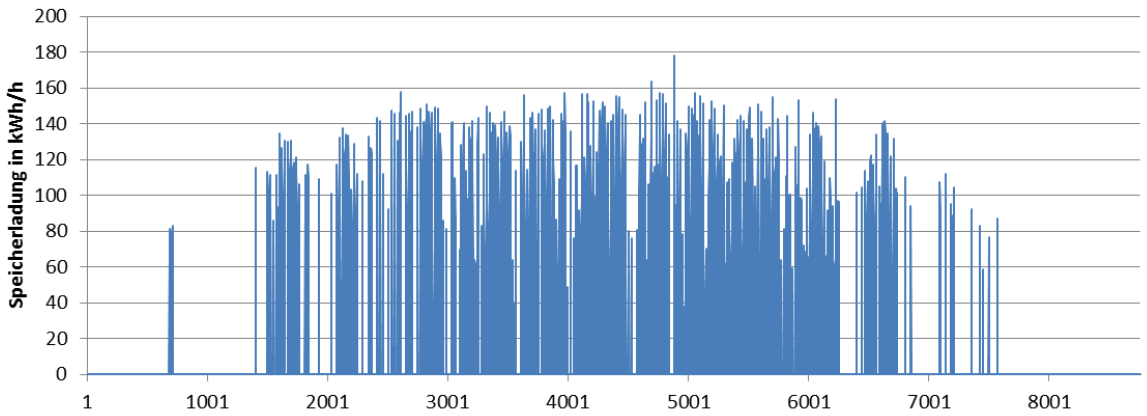


Abbildung 5.15: Verlauf der solaren Speicherladung auf Stundenbasis über ein Jahr für die Fallstudie Hohe Wand-Maiersdorf nach Abzug der direkt nutzbaren Kollektorerträge für die Raumheizung und Brauchwassererwärmung. Quelle: EEG

Das Modell für den geothermischen Speicher wurde in der Folge mit den dargestellten Lade- und Entladesignalen der oberirdischen Systemkomponenten beaufschlagt. Um prinzipielle Sachverhalte zu untersuchen wurden die Signale anfangs durch Rechtecks- Trapez und Sinussignale angenähert, später wurden die Signale auf Stundenbasis verarbeitet, wie dies in den folgenden Abschnitten detailliert dargestellt wird.

6. Wärmespeicherung

Im folgenden Kapitel wird das Thema der geothermischen Wärmespeicherung behandelt. Angesichts der umfangreichen verfügbaren Literatur zum allgemeinen Thema der Wärmespeicherung von Rummich (2009) bis Fisch et al. (2012) wird auf eine allgemeine Einführung in das Thema an dieser Stelle verzichtet und auf das für das GEOSOL-System relevante Spektrum an möglichen Speichertechnologien fokussiert.

6.1 Systematik der Wärmespeicher

In **Abbildung 6.1** wird eine grobe Systematik der Wärmespeicher mit den Bandbreiten für die möglichen volumensspezifischen Wärmedichten dargestellt. Neben der Wärmedichte sind für großtechnische Anwendungen zur Speicherung von Niedertemperaturwärme jedoch auch die technisch mögliche absolute Größe des Wärmespeichers und die spezifischen Speicherkosten von großer Bedeutung.

Für die Auswahl eines Speicherkonzeptes für das GEOSOL-System kommt aus den genannten Gründen und aus den bereits in vorangegangenen Kapiteln ausgeführten strategischen Gründen (Multiplizierbarkeit, Potenzial, Mikrowärmenetze,...) fast ausschließlich ein thermischer Wärmespeicher mit der Nutzung sensibler Wärme in Frage wobei sich das System der Erdsonden als einfachste und voraussichtlich auch kostengünsigste Option anbietet.

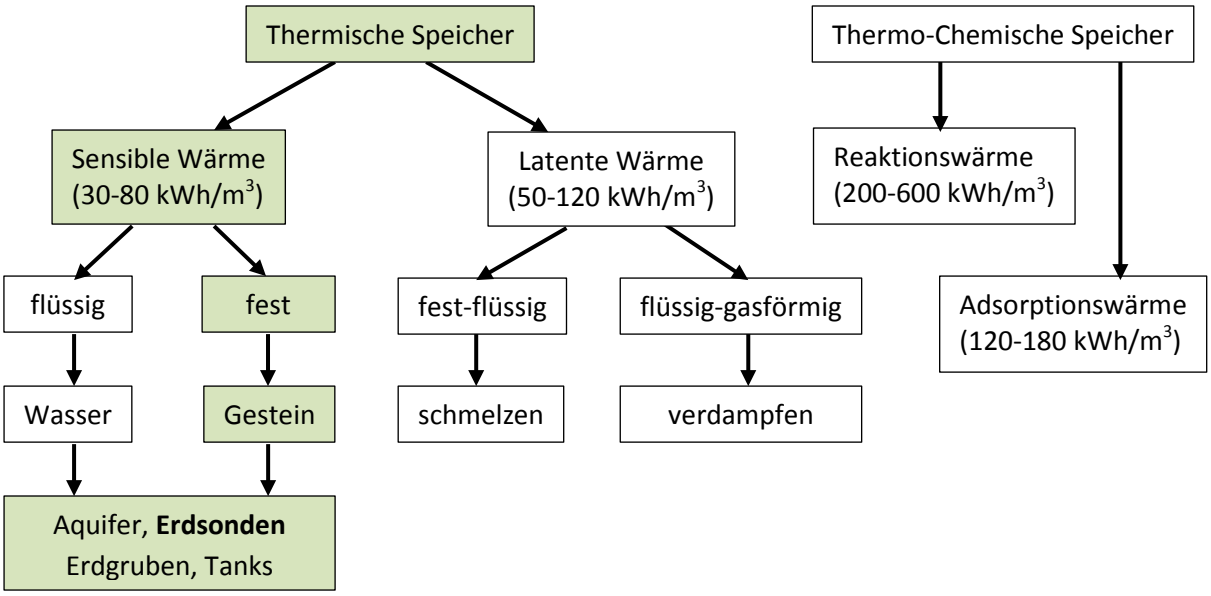


Abbildung 6.1: Systematik der Wärmespeicher mit Richtwerten für die volumensspezifische Wärmedichte. Quelle: in Anlehnung an Kerskes (2011)

Latentwärmespeicher und thermo-chemische Wärmespeicher scheiden aus Gründen der mangelnden Verfügbarkeit in den für die saisonale Raumwärmespeicherung erforderlichen absoluten Größen aber auch aus Gründen der spezifischen Kosten aus. Ein weiteres Auswahlkriterium ist, dass eine Einhausung des Speichermediums, wie dies bei Wasserspeichern in Tanks oder Erdbecken der Fall ist, vermieden werden soll. Gebäudeintegrierte Tanks für wasserbasierte saisonale Wärmespeicher scheiden aus

Wirtschaftlichkeitsüberlegungen aus, da das von den Speichern beanspruchte Gebäudevolumen korrekter Weise in die Speicherkosten eingepreist werden muss.

Das für GEOSOL ausgewählte Erdsonden-Speicherkonzept kann prinzipiell auch mit Wasser im Untergrund als Speichermedium kombiniert werden. Diese Kombination kann sowohl Vor- als auch Nachteile bzw. Risiken beinhalten, wie im Folgenden ausgeführt wird.

6.2 Geothermische Wärmespeicher

Um thermische Energie im Untergrund (international UTES genannt – *Underground Thermal Energy Storage*) saisonal speichern zu können, gibt es grundsätzlich vier verschiedene Systeme:

- ATES - *Aquifer Thermal Energy Storage*
- BTES - *Borehole Thermal Energy Storage*
- WGTES - *Water-Gravel Thermal Energy Storage*
- CTES - *Cavern Thermal Energy Storage* oder auch WTES - *Water Thermal Energy Storage*

Die Auswahl des Grundsystems hängt einerseits von der Größe der Anlage und andererseits von den geologischen und hydrogeologischen Verhältnissen am Anlagenstandort ab. Alle Systeme können auch ohne Wärmeeinspeisung, also als reine Wärmequellen, betrieben werden. Systeme dieser Betriebsart können jedoch nicht als Speicher betrachtet werden und die Performance (i.a. die Jahresarbeitszahl bezogen auf die gesamte Anlage) reduziert sich mit den Betriebsjahren, es sei denn, Wärme wird z.B. durch bewegtes Grundwasser laufend an das Wärmequellensystem herangetragen. Durch eine wechselweise Entnahme und Zufuhr von Wärme in das Wärmequellensystem kann eine ausgeglichene Energiebilanz über den Jahresverlauf hergestellt werden, bzw. kann auch eine bewusst hervorgerufene Temperaturerhöhung im Untergrund eine entsprechend verbesserte Performance bewirken. Geschieht die Zufuhr von Wärme mittels solarer Wärme, so kann erneuerbare Energie saisonal transportiert werden.

In **Abbildung 6.1** werden verschiedene Optionen der Wärmespeicherung im Untergrund dargestellt. Beim ATES wird das natürlich vorkommende Grundwasser in einem Aquifer (wasserführende Gesteins-, Schotter, Kies oder Sandschicht) als Speichermedium genützt. Für eine saisonale Speicherung wirtschaftliche Aquifere liegen üblicherweise in Tiefen von 20 – 300 m unter Geländeoberkante und weisen eine relativ konstante Temperatur zwischen 10 °C und 15 °C auf. Das System besteht aus mindestens zwei Bohrungen, den sogenannten „kalten Brunnen“ und den „Warmen Brunnen“. Im Winter wird durch den warmen Brunnen Grundwasser entnommen und abgekühlt in den kalten Brunnen wieder eingebracht. Im Sommer wird das Grundwasser aus dem kalten Brunnen erwärmt (durch Gebäudekühlung oder überschüssige Solarwärme) und in den warmen Brunnen wieder eingebracht. Die eingespeiste Wärme ist allerdings nur bei stehenden oder langsamen Fließgeschwindigkeiten wieder rückholbar. Bei mäßigem bis starken Grundwasserfluss wird die eingebrachte Wärme verfrachtet und kann nicht wieder genutzt werden, was allerdings bei reinem Wärmeentzug von Vorteil ist, da die Kältefahne schneller abtransportiert wird. Die Errichtungsinvestitionen sind vergleichsweise gering, die Verfügbarkeit geeigneter Grundwasserkörper ist jedoch selten gegeben.

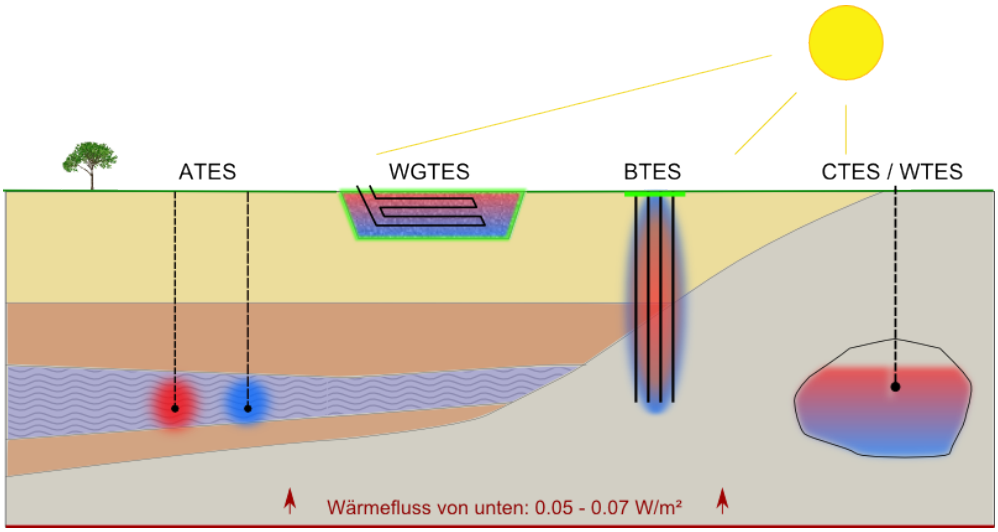


Abbildung 6.1: Geothermische Speicher können als Aquiferspeicher (ATES), als Bohrlochspeicher (BTES), als Erdbeckenspeicher (WGTES) oder als Kavernenspeicher (CTES) ausgeführt werden. Die grünen Umrandungen markieren empfohlene thermische Isolierungen. Bei geeigneten ATES und CTES sind keine Isolierungen erforderlich. Quelle: GBA

BTES kann als Einzelsonde oder als Sondenfeld ausgeführt werden. Als Wärmetauscher dienen Sonden mit einem Außendurchmesser von ca. 150 mm, in die meist U-förmige Rohre mit 32 mm Durchmesser in Beton eingebettet werden. Die Rohre werden im Winter von einem kaltem Fluid durchströmt und die aufgenommene Wärme kann zur Raumbeheizung genutzt werden (Direkt oder mittels Wärmepumpe). Im Sommer kann Wärme auch eingebracht werden. Bei diesem System besteht kein hydraulischer Kontakt zum Untergrund, was als Vorteil für eine mögliche Umweltbeeinflussung gilt. Allerdings ist auch die thermische Ankopplung schlechter als beim ATES, da sich die Wärme nur konduktiv ausbreiten kann. Das BTES System ist standortunabhängiger als das ATES und kann sowohl im gesättigten als auch in ungesättigten Bodenzonen eingebaut werden. Ein starker Grundwasserfluss ist bei reinem Wärmeentzug vorteilhaft, wirkt sich allerdings ungünstig auf eine Wärmeeinspeisung aus, da die eingebrachte Wärme verschleppt wird.

Wie stark eine Grundwasserströmung bei BTES für eine wirtschaftliche thermische Energiespeicherung sein darf, hängt auch von der Mächtigkeit des Grundwasserkörpers ab. **Abbildung 6.2** zeigt den Zusammenhang zwischen Mächtigkeit des Grundwasserkörpers und Fließgeschwindigkeit unter der Randbedingung, dass die thermische Verschleppung einen Radius von 20 m nicht überschreitet. Ein 5m mächtiger Grundwasserkörper sollte demnach Fließgeschwindigkeiten kleiner als 1 m pro Tag haben.

Beim Kies/Wasserspeicher (WGTES) wird eine Grube ausgehoben, ausgekleidet mit wärmedämmenden Materialien und mit Kies und Wasser gefüllt. Er kann zu den technischen Speichern gezählt werden, da das Erdreich lediglich als zusätzliche Dämmung genutzt wird. Kies setzt die Wärmespeicherkapazität herunter, hat jedoch den Vorteil als tragendes Element der Decke zu dienen. Entweder kann das Wasser direkt als Wärmeträger genutzt werden oder mäanderförmig verlegte Rohre als Wärmetauscher. Um starke Oberflächenverluste zu verhindern, muss zumindest oben gut isoliert werden. Meist wird rundherum thermisch isoliert. Diese oberflächennahen Systeme, die maximal bis 5 m Tiefe reichen, werden stark geprägt von der Oberflächentemperatur und müssen für eine sinnvolle Wärmeeinspeisung gut isoliert werden.

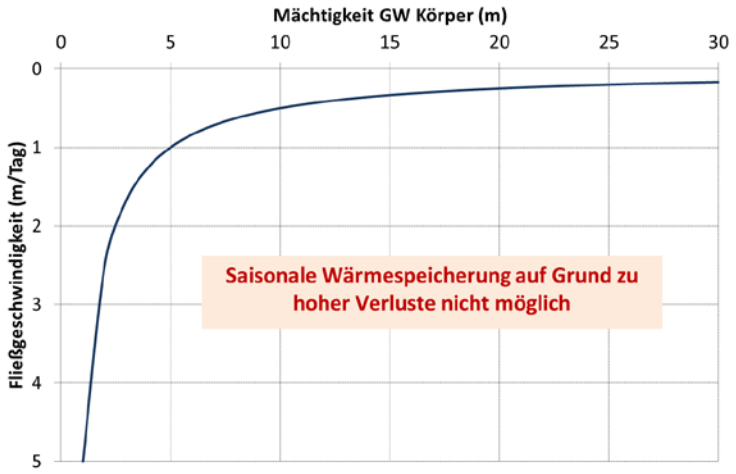


Abbildung 6.2: Zusammenhang zwischen Grundwasserkörper Mächtigkeit und Fließgeschwindigkeit des Grundwasser gekoppelt mit einer Bedingung, dass die Verschleppung von eingespeister Wärme innerhalb eines Radius von 20m von der vertikalen Sonde entfernt bleibt. Quelle: GBA

Horizontale Erdkollektoren zählen nicht zu den saisonalen Speichersystemen, da die eingespeicherte überschüssige Sommerwärme fast zur Gänze über die Oberfläche verloren geht. Der schlechte Speicherwirkungsgrad liegt zwischen 0 und 15%. Das Erdreich um den Horizontalkollektor wird auch im reinen Entnahmebetrieb über die Oberflächenwärme im Sommer regeneriert. Die Entnahmeleistung sinkt allerdings meist in der zweiten Winterhälfte beträchtlich und die Gefahr einer Vereisung besteht. Eine Regeneration des Erdreichs mit Einspeisung überschüssiger Wärme wäre somit vor allem in dieser kritischen Betriebsphase sinnvoll, wobei die Verfügbarkeit solarer Wärme gerade zu dieser Zeit naturgemäß kaum gegeben ist. Es ist bei diesen Überlegungen jedoch zu berücksichtigen, dass seitens der Regenerationswärme auch schon sehr geringe Exergieniveaus nutzbar sind, da die Temperaturen im Erdspeicher zur kritischen Zeit ebenfalls sehr gering sind. Ein System jedoch eigens für diesen Betriebsfall hin auszulegen und zu errichten wäre keinesfalls wirtschaftlich.

Als WTES werden generell abgeschlossenen Wasserspeicher bezeichnet, wie zum Beispiel künstlich geschaffene Beckenspeicher oder aber auch Kavernenspeicher. Beim CTES System werden große unterirdische Kavernen (Hohlräume) – abgedichtet und mit Wasser gefüllt - als Wärmespeicher genutzt. Ähnlich wie beim ATES wird warmes Wasser im Sommer eingespeist und im Winter wieder entnommen.

Während geeignete Aquifere für ein ATES fast ausschließlich im Lockergestein zu finden sind, kann das CTES fast ausschließlich in unzerklüfteten metamorphen oder kristallinen Gesteinsschichten (Festgestein) zur Anwendung kommen. CTES und WTES sind nur für größere Anlagen ökonomisch und scheiden für das Geosol Modellsystem aus. ATES Systeme sind meist kostengünstiger, jedoch nur installierbar falls ein natürlicher Grundwasserkörper vorhanden ist. Das BTES System ist relativ standortunabhängig und am besten geeignet für Mikrosysteme. Grundwasserleiter sind für eine Einspeisung von Nachteil. Gering mächtige Grundwasserkörper können durch eine lokale isolierende Bohrlochfüllung thermisch entkoppelt werden.

6.3 Geothermische Wärmespeicher mit vertikalen Sonden

6.3.1 Bauformen von Erdwärmesonden

Die Bauform der Erdwärmesonde richtet sich nach dem verwendeten Kältemittel. Bei Sole-Sonden kann die Sonde in U-Form oder Koaxialform ausgeführt werden, siehe **Abbildung 6.3**. Dabei wird die Sole mit einer Umwälzpumpe durch PE-Rohre getrieben, welche je nach Fluid- und Erdreichtemperatur, Wärme aufnehmen bzw. abgeben können.

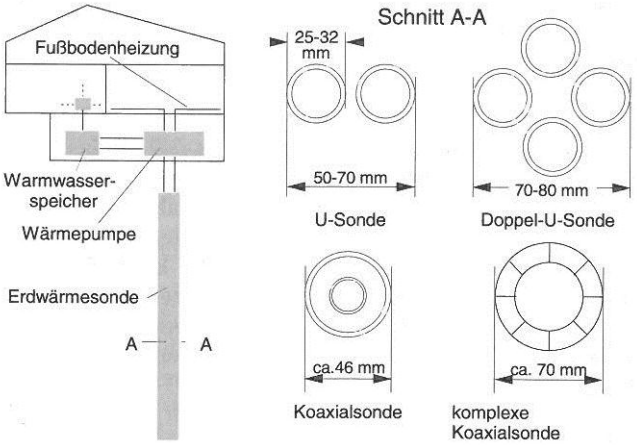


Abbildung 6.3: Verschiedene Ausführungsformen von vertikalen Sole-Sonden.
Quelle: Neubarth et al. (2000)

Eine neuere Entwicklung stellt die CO_2 Sonde dar, wobei Kohlendioxid in flüssiger und gasförmiger Phase als Arbeitsmittel in einer druckfesten flexiblen Edelstahlrohrsonde verwendet wird. Das Gas in der Sonde wird unter Druck gesetzt (z.B. 40 bar) wodurch das CO_2 schon bei ca. 6°C kondensiert. Das flüssige CO_2 fließt dann der Sondenwand entlang nach unten, wo es nach Erwärmung wieder verdampft. Das gasförmige CO_2 steigt auf und kann dort im Wärmetauscher zur flüssigen Phase wieder abgekühlt werden. Die Arbeitstemperatur kann mit Variation des Druckes (30 bis 50 bar) zwischen -5 °C und 10 °C eingestellt werden, siehe hierzu **Abbildung 6.4**.

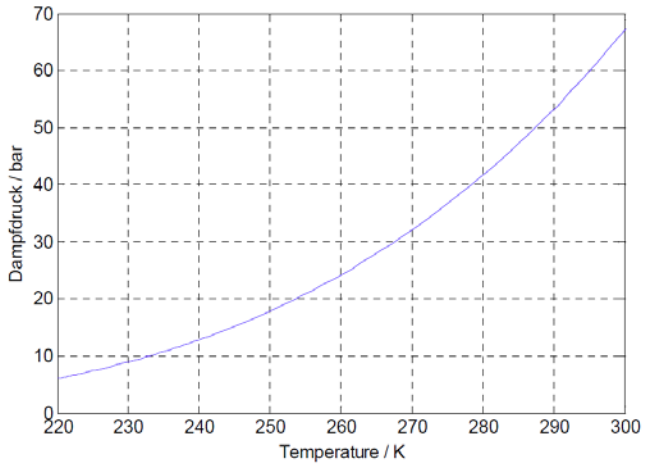


Abbildung 6.4: Dampfdruckkurve von CO_2 (Kohlendioxid) - 0°C entsprechen 273.15 K
Quelle: Grüniger et al. (2009)

Mit der CO_2 Sonde können wesentliche Leistungssteigerungen beim Wärmeentzug erlangt werden und auch die Antriebsenergie der Umwälzpumpe entfällt. Jedoch ist diese Technik nicht für die Wärmeeinspeisung geeignet, da der Prozess nicht umkehrbar ist.

6.3.2 Optimierung von Solesonden

Bei Sole-Sonden hat sich die Duplex, oder auch Doppel-U-Rohr Sonde genannt, in den letzten Jahren durchgesetzt und wurde am häufigsten verwendet. Mit komplexeren Koaxialsonden (Mehrfachrohr oder Strömungsschnecke) kann die Leistungsfähigkeit im Vergleich zur Duplexsonde gesteigert werden, jedoch steigen dadurch auch die Anschaffungskosten. Im Folgenden einige Optimierungsvorschläge für Duplexsonden nach Ebert et al. (2000):

- Durch Verwendung von gut leitfähigem Füllmaterial kann die thermische Übertragungsleistung der Sonde um 11 – 26 % gesteigert werden.
- Durch parallele Anordnung der Vor- und Rücklaufleitungen der Doppel-U-Rohr Sonde wird der Kurzschlussstrom im Vergleich zur kreuzweisen Rohrführung minimiert.
- Polyethylen Rohre [λ = 0.35 W/(mK)] sind nur für mäßige Temperaturen bis 40°C und somit für den saisonalen Betrieb nur bedingt geeignet. Bewährt hat sich die Verwendung eines hochtemperaturtauglichen Aluminium/PE-Verbundrohr, das sich durch eine vergleichsweise hohen Wärmeleitfähigkeit [λ = 0.4W/(mK)], eine geringen Längenausdehnung und durch Sauerstoffdichtheit auszeichnet.
- Umso größer die Distanz zwischen Vor- und Rücklaufrohr (Schenkelabstand), umso kleiner der Kurzschlussstrom und umso besser die Wärmeübertragungsleistung. Der Schenkelabstand sollte deshalb so groß wie möglich gewählt werden.
- Ein größeres Bohrloch wirkt sich ebenfalls günstig auf die Effektivität aus. Ein Bohrloch mit 150 mm Durchmesser hat eine 6 % bessere Übertragungsleistung als ein 120 mm Durchmesser und eine um 12 % schlechtere als ein 220 mm Bohrloch.

6.3.3. Wirkungsgrad und Leistung von vertikalen Sonde

Wird einem Erdwärmesondensystem nur Wärme entnommen, so sinken die Erdreich- und Fluidtemperaturen der Sonde(n) von Jahr zu Jahr. Ein kleiner Teil der, vorwiegend im Winter stattfindenden, Leistungsentnahme wird jedoch auch natürlich wieder regeneriert, wobei ein guter Teil der Regenerationswärme von der Oberfläche im Sommer nachströmt. Das bedeutet, dass der Wirkungsgrad von Jahr zu Jahr immer weniger sinkt, bis nach ca. 20-50 Jahren die Erdreichtemperatur so weit abgekühlt ist, dass sich ein Gleichgewicht eingestellt hat und die entnommene Wärme aus der Umgebung vollständig nachfließt. In der schematischen **Abbildung 6.5** entspricht dies Fall 1. Fall 3 entspricht dabei einem überbilanziertem Szenario, wo mehr Wärme eingespeichert wird als entnommen. Auch hier stellt sich trotz der übermäßigen Einspeisung nach einigen Jahren ein Gleichgewicht zur Umgebung ein und die überschüssig eingespeiste Wärme fließt vollständig in die Umgebung ab.

Von einer bilanzierten Betriebsweise spricht man, wenn im Jahresdurchschnitt gleich viel eingespeichert wird, wie zuvor entnommen wurde. Die Temperaturen bewegen sich zwischen Fall 2a und 2b und die Sondenfluid- sowie die Erdreichtemperaturen bleiben im Durchschnitt konstant. Es findet keine Abkühlung statt und die Oberflächenverluste bei der Einspeisung sind minimal.

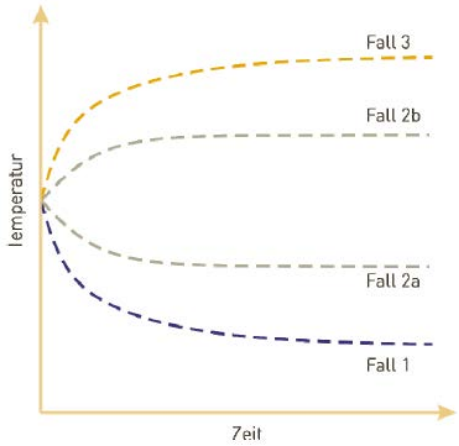


Abbildung 6.5: Schematische Abbildung des langfristigen Trends der Fluidtemperaturen von vertikalen Sonden und des umgebenden Erdreichs. Quelle: Kölbel (2010)

Die Effizienz einer reinen Wärmespeicherung (Fall 3) in Erdwärmesonden ist generell umso größer, je größer das Verhältnis Speichervolumen zur Oberfläche des Sondenfeldes ist. Deswegen sind Einzelsonden, mit einem schlechten Volumen-Oberflächen-Verhältnis, auch ineffizienter als Sondenfelder. Minimale Verluste können bei Speichertemperaturen auf Erdreichniveau (10 - 20 °C) erreicht werden, vgl. Huber (2012). Im Folgenden werden bilanzierte Anlagen untersucht (Fall 2).

Abbildung 6.6 zeigt den Temperaturverlauf des ungestörten Erdreichs zu verschiedenen Jahreszeiten. Die Oberflächentemperatur in diesem Modell schwankt im sinusförmigen Jahresrhythmus ± 11°C um die mittlere Jahrestemperatur von Wiener Neustadt. Man kann deutlich die Prägung der Lufttemperatur im oberflächennahen Bereich erkennen. Durch die niedrige Leitfähigkeit des oberflächennahen Gesteins ist z.B. sogar im Juli noch der Einfluss des Winters in ca. 4-6 m Tiefe noch „spürbar“ (rote Kurve liegt um ca. 1°C unter der Jahresdurchschnittstemperatur).

Umso mehr Sondenmeter im erdoberflächennahen Bereich (ca. 10 m) installiert werden, desto größer sind auch die Oberflächenverluste beim Einspeichern. Unterhalb des oberflächennahen Bereichs ist eine verlustfreie Speicherung und Wiederentnahme möglich. Bei einer Einzelsonde allerdings nur, wenn die Temperaturspreizung bei Einspeicherung ΔT_{IN} nicht höher ist als die Temperaturspreizung bei Entnahme ΔT_{OUT} in Bezug auf die mittlere Temperatur des umgebenden Erdreichs. Beträgt die mittlere Bodentemperatur beispielsweise 12 °C, die Entzugstemperatur -2°C und die Einspeisetemperatur 70 °C, so ist das Verhältnis der Temperaturspreizungen (ΔT_{IN} / ΔT_{OUT} = 58 / 14 ≈ 4) zu hoch. Bei ausgeglichener Wärmebilanz würde die Temperaturwelle durch die hohe Temperaturspreizung bei Einspeisung viel weiter von der Sonde entfernt sein als bei Entnahme. Dieser Sachverhalt wird in der schematischen **Abbildung 6.7** demonstriert. Dadurch, dass die Einspeisewelle radial weiter entfernt von der Sonde reicht, kann die eingespeiste Wärme nicht vollständig wieder zurückgezogen werden. Abhilfe bieten geometrisch günstig angeordnete Mehrsondensysteme oder eine Kompensierung der hohen kurzen Solartemperaturen mit einem technischen Kurzzeitspeicher zwischen Kollektor und Sonde (siehe nachfolgende Kapitel 6.3.4 bis 6.3.6).

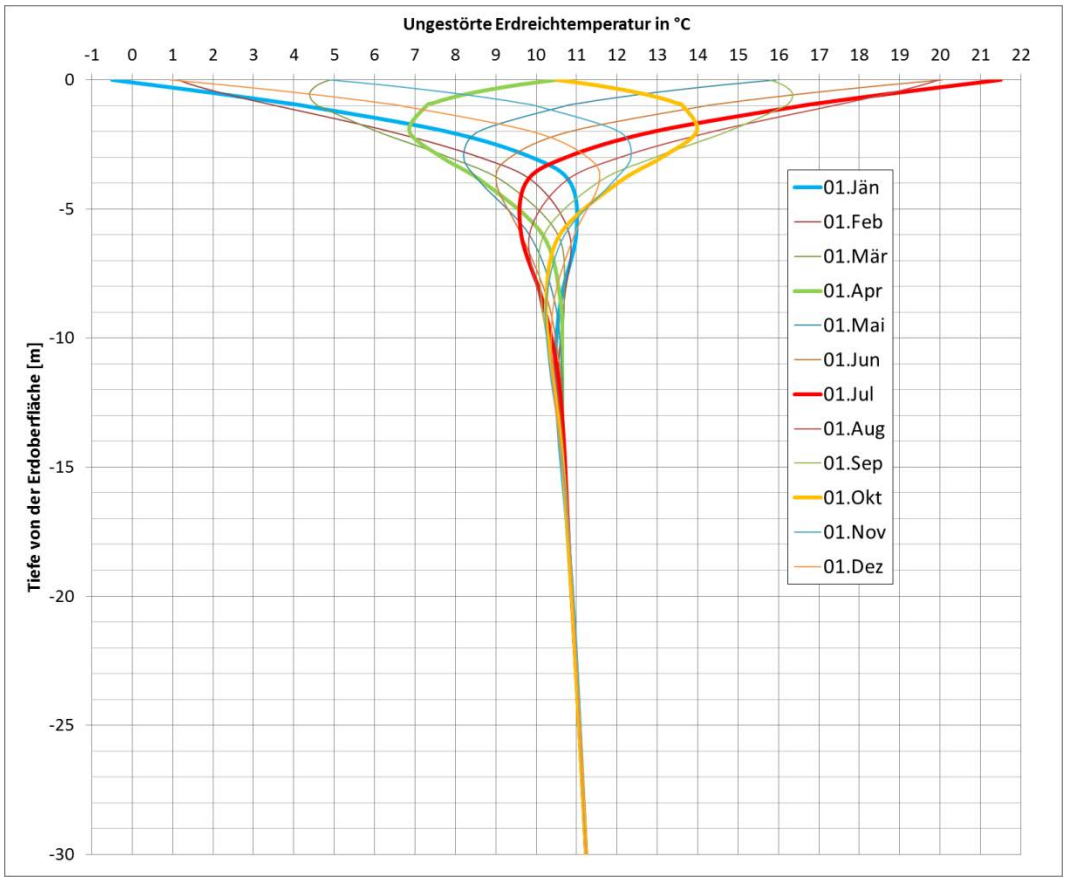


Abbildung 6.6: Modellierter natürlicher Temperaturverlauf des Erdreichs mit der Tiefe zu verschiedenen Jahreszeiten für den Raum Wr. Neustadt. Der Einfluss der stark schwankenden Lufttemperatur ist bis in ca. 10 m Tiefe erkennbar. Darunter nimmt die Temperatur im Mittel um 3 °C pro 100 m zu (geothermischer Gradient). Wird Wärme in der oberflächennahen Schicht gespeichert, so geht durch die Überprägung der Lufttemperatur viel wieder an die Oberfläche verloren. Quelle: GBA

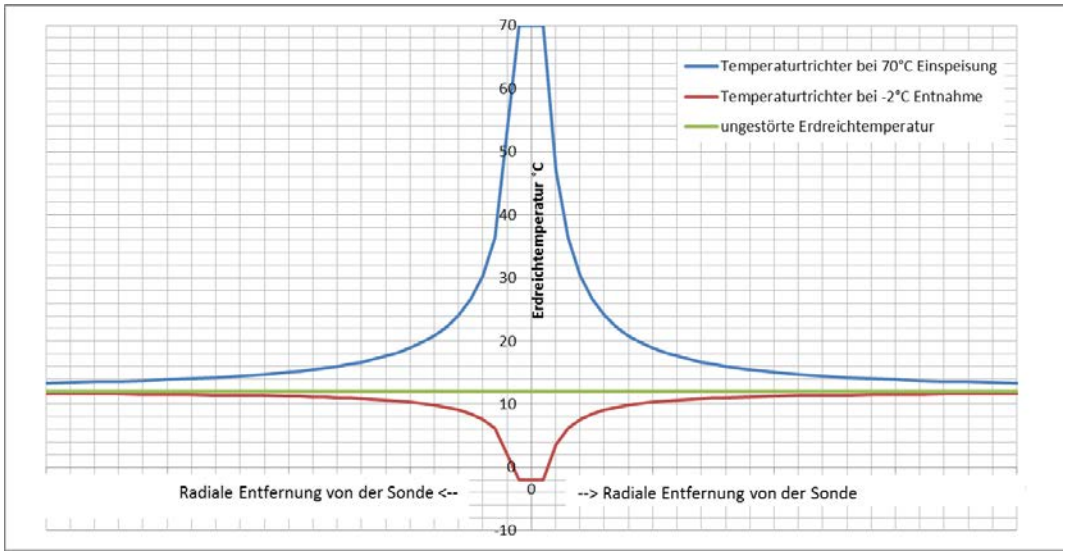


Abbildung 6.7: Der Temperaturtrichter bei Einspeisung mit 70°C entfernt sich weiter von der Sonde als jener bei Entzug mit -2°C. Deshalb kann die Wärme mit einer Einzelsonde nicht gänzlich wieder "eingefangen" werden und der Speicherwirkungsgrad sinkt. Quelle: GBA

Auch die spezifische Speicher- bzw. Entzugsleistung einer Sonde (Leistung pro Sondenmeter) ist von der Temperaturspreizung abhängig. **Abbildung 6.8** zeigt, dass durch die 4-fach erhöhte Speichertemperaturspreizung auch die spezifische Speicherleistung mit 70 °C um ca. vier Mal höher ist als die Entzugsleistung bei 2°C.

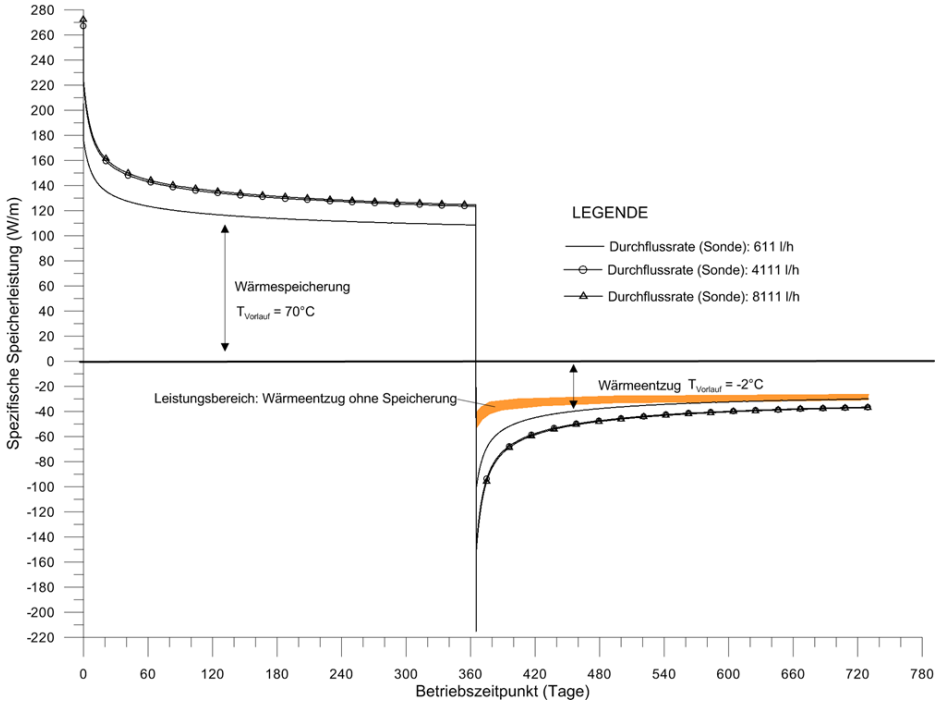


Abbildung 6.8: Wärmeübertragungsleistung einer typischen Doppel U-Rohr Sonde für 2 Betriebsjahre (Jahr 1: Wärmeeinspeisung auf einem Temperaturniveau von 70°C; Jahr 2: Wärmeentzug auf einem Temperaturniveau von -2°C). Die orange Linie kennzeichnet den Verlauf der Wärmeentzugsleistung ohne vorherige Wärmeeinspeisung. Quelle: GBA

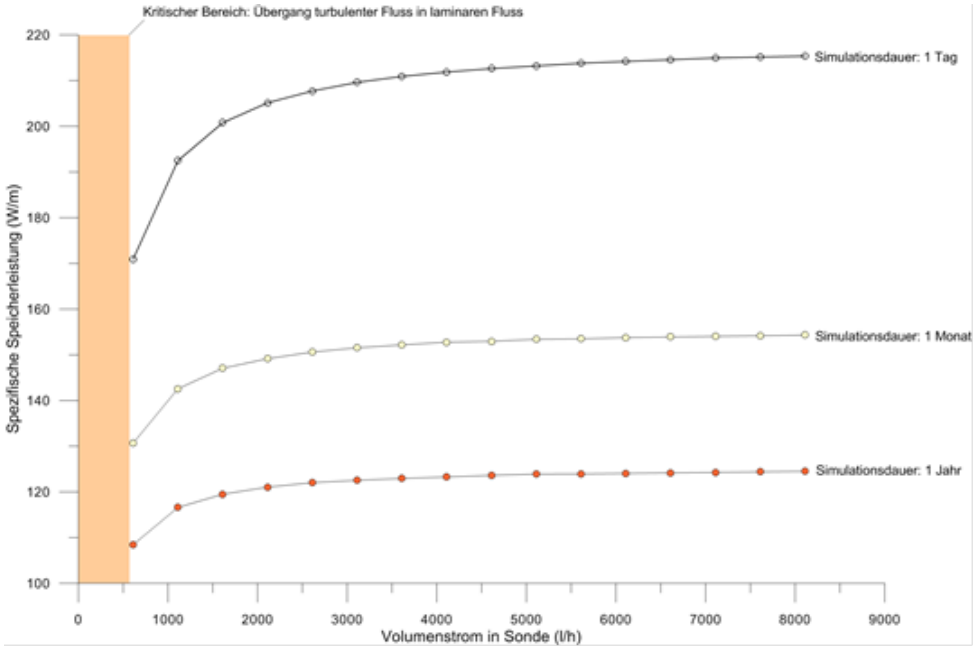


Abbildung 6.9: Änderung der Wärmeübertragungsleistung für den Fall konstanter Wärmeeinspeisung auf einem Temperaturniveau von 70°C durch Variation des Massenstroms in der Doppel U-Rohr Sonde. Quelle: GBA

Die Leistung einer Sonde ist weiters von der Durchflussrate abhängig (siehe Abbildung 6.8 und Abbildung 6.9). Bei dem Simulationsversuch mit 70 °C Einspeisung ist ab ca. 3000 l/h keine wesentliche Leistungssteigerung mehr möglich. Die übliche Durchflussrate einer 32mm-Duplex-Sonde liegt etwa zwischen 1500 und 2000 l/h. Unterhalb von etwa 650 l/h kommt die Strömung eines 32 mm Rohres in den laminaren Bereich, wodurch der Wärmeübertragungskoeffizient wesentlich verkleinert wird, siehe Glück (2008).

Bei so großen Verhältnissen der Temperaturspreizungen zwischen Einspeicherung und Entnahme ist auch der Speicherwirkungsgrad einer Einzelsonde ohne technischen Kurzzeitspeicher meist unter 50 %. Werden allerdings mehrere Sonden zu einem Sondenfeld zusammengeschaltet, so kann der Wirkungsgrad durch geeignete geometrische Anordnung wesentlich erhöht werden.

6.3.4 Mehrsondenfelder

Werden anstatt einer langen Sonde mehrere Sonden (mindestens 4) verwendet, so kann der schlechte Wirkungsgrad bei hoher Temperatureinspeisung kompensiert werden, indem mindestens drei Entzugssonden im Umkreis von ca. 2-3 m um eine Einspeicherungssonde angeordnet werden, wie in den **Abbildungen 6.10 und 6.11** dargestellt. Das Längenverhältnis von Einspeisesonde zu Entnahmesonde entspricht etwa dem Verhältnis der Temperaturspreizungen (z.B: 1:4).

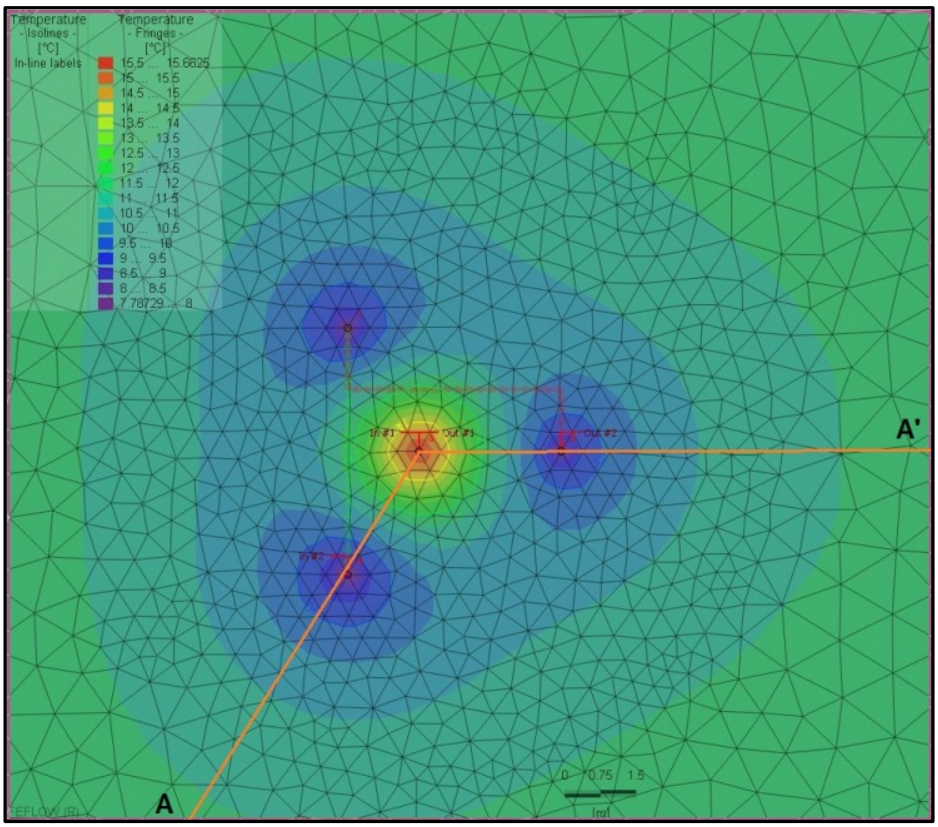


Abbildung 6.10: Beispiel eines Vier-Sondensystems. Horizontaler Schnitt in 30 m Tiefe durch ein Sondensystem, bestehend aus einer zentralen Einspeisesonde und 3 umgebenden Entnahmesonden. Quelle: GBA

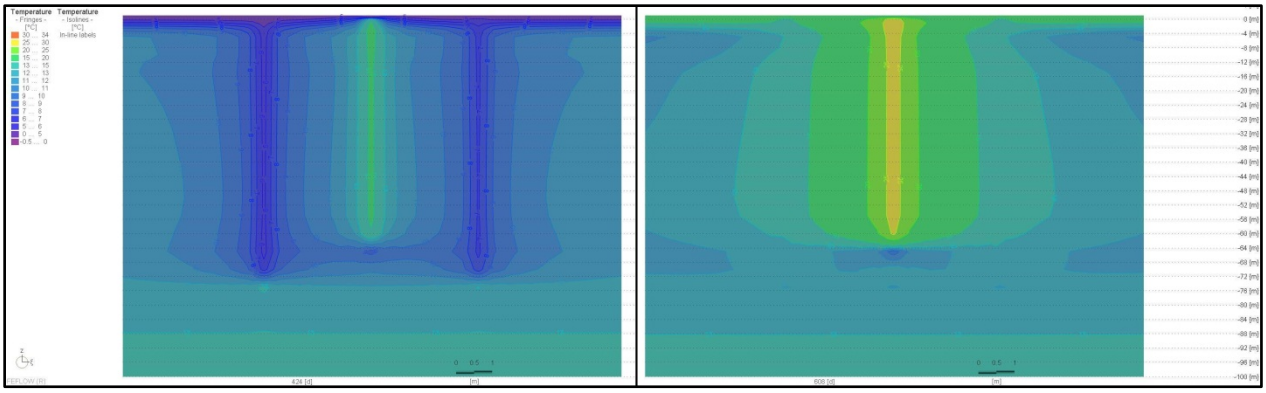


Abbildung 6.11: Links: Temperaturfeld im vertikalen Schnitt (A-A‘) nach dem Energieenzug des Winters. Rechts: Temperaturfeld im vertikalen Schnitt (A-A‘) nach Energieeinspeisung des Sommers. Quelle: GBA

Ein Nachteil eines Mehrsondensystems mit insgesamt gleich viel Bohrmeter wie eine Einzelsonde ist, dass mehr Sondenmeter im oberflächennahen (Speicherverluste) und seichteren (weniger warmen) Bereich liegen. Ein Vorteil liegt beispielsweise in der Möglichkeit der individuellen Verschaltung und Ansteuerung der einzelnen Sonden.

6.3.5 Serienschaltung und Parallelschaltung eines Mehrsondensystems

In **Abbildung 6.12** sind Beispielfluidtemperaturen von drei in Serie geschalteten Erdwärmesonden über die ersten 10 Tage aufgetragen. Die Vorlauftemperatur wird von Sonde zu Sonde höher, wodurch die Temperaturspreizung zum umgebenden Erdreich kleiner wird und somit auch der Wärmefluss und die Übertragungsleistung. Eine Parallelschaltung von den drei Sonden würde eine bessere Gesamtleistung der Sonden bringen, eine Serienschaltung hat jedoch den Vorteil ein höheres Temperaturniveau des Rücklaufs zu gewährleisten, wodurch die Performance der Wärmepumpe steigt (höhere Jahresarbeitszahl). Die Anzahl der Sonden, die sinnvoll in Serie geschaltet werden können, hängt vom mittleren Temperaturniveau des Erdreichs ab. Welcher Vorteil überwiegt, muss anlagenspezifisch ermittelt werden.

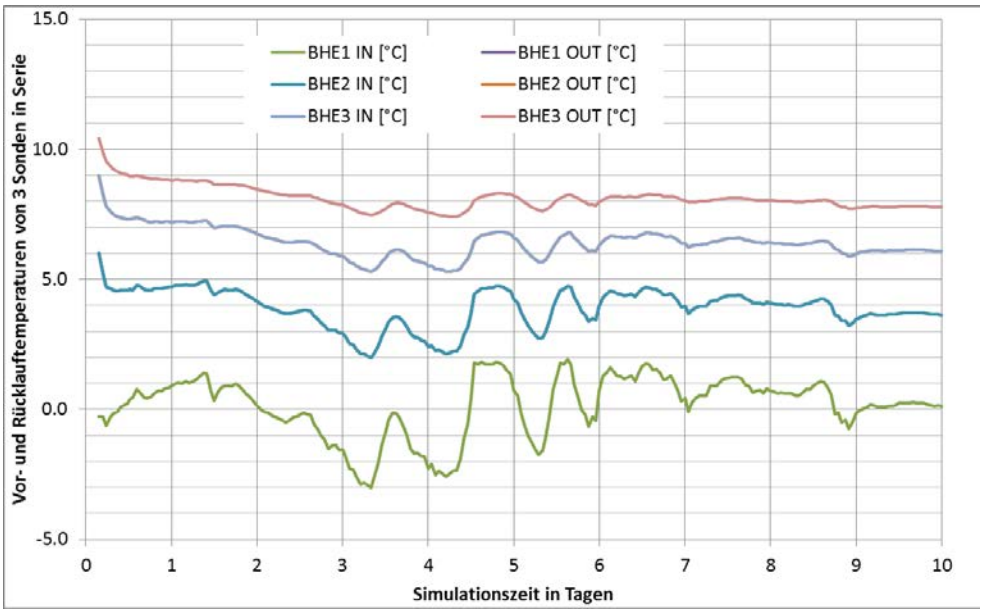


Abbildung 6.12: Temperaturverlauf von drei 90 m langen Sonden in Serienschaltung in den ersten 10 Tagen. Die Rücklauftemperatur der ersten Sonde (BHE1 OUT) wird überdeckt von der Vorlauftemperatur der zweiten Sonde (BHE2 IN). Die erste Sonde hat eine höhere spezifische Leistung wie die zweite Sonde (BHE2), da die Temperaturspreizung der zweiten Sonde zum Erdreich kleiner ist. Die Sondenleistung von BHE3 ist am geringsten. Das hohe Rücklauftemperaturpotential hat jedoch Vorteile für die Wärmepumpe. Quelle: GBA

6.3.6 Technischer Speicher als Kurzzeitspeicher

Zur bilanzierten oder überbilanzierten Betriebsart von Erdwärmesonden kann es durchaus sinnvoll sein einen technischen Zwischenspeicher einzuplanen. Der etwas größere finanzielle Aufwand kann mit einer höheren solaren Direktdeckung und einer wesentlichen Verkürzung der Laufzeit der Sonden abgewogen werden. Am Beispiel einer Computersimulation für die unsanierten Gebäude in Maiersdorf werden die Vor- und Nachteile aufgezeigt (siehe Kapitel 7). Eine Kostenrechnung wurde noch nicht durchgeführt. Da der Kurzzeitspeicher nur auf wenige Stunden ausgelegt werden muss, wird die Spitzenbelastung der Erdwärmesonde(n) jedoch nicht reduziert.

6.3.7 Zusammenfassung

Positiv auf die Leistung einer Entnahmesonde wirken sich ein hoher Sondendurchfluss und eine große Temperaturspreizung des Sondenfluids zur momentanen mittleren Umgebungstemperatur der Sonde aus. Ist das Verhältnis der Einspeise-Temperaturspreizung zur Entnahme-Temperaturspreizung größer als 1, so reicht die Einspeisewelle radial weiter von der Sonde weg als die Entnahmewelle, wodurch ein Teil möglicherweise nicht wieder zurückgeholt werden kann und die Speichereffizienz sinkt. Abhilfe bietet ein Mehrsondensystem, wo zentral eingespeist und mit den umgebenden Entzugssonden entnommen wird. Auch mit technischen Kurzzeitspeichern kann die solare Spitzenlastverteilung geglättet werden und das Verhältnis der Temperaturspreizung verringert werden. Werden mehrere Sonden (2-3) in Serie geschaltet, so sinkt die spezifische Sondengesamtleistung, jedoch steigt auch das Temperaturniveau als Vorlauf für die Wärmepumpe, wodurch die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe gesteigert werden kann.

6.4 Technisch-strukturelle Voraussetzungen für vertikale Sondenspeicher

Die technisch-strukturellen Voraussetzungen für die Machbarkeit eines vertikalen Sondenspeiches sind trivial, aber in der Paxis der Umsetzung dennoch von entscheidender Bedeutung. Die wesentlichen Voraussetzungen sind dabei:

- Die für das Sondenfeld benötigten Flächen müssen zur Verfügung stehen. Die Anforderungen sind dabei gering. In Abhängigkeit von der Sondenzahl, der Sondenfeldgeometrie und dem Sondenabstand ergibt sich ein Flächenbedarf von wenigen Quadratmetern z.B. bei dem kleinsten möglichen System eines 4-Sonden-Feldes bis zu nennenswerten Größenordnungen bei Großanlagen wie z.B. dem bereits öfter zitierten Drake Landing Projekt.
- Steht wenig Platz zur Verfügung, so kann statt einer höheren Sondenzahl auch eine größere Bohrtiefe gewählt werden. Im Projekt GEOSOL wurden Standardbohrtiefen bis 100 Meter betrachtet, da sich dieser Bereich für die Bohrunternehmen mittlerweile als Massenmarkt darstellt und bis zu dieser Tiefe günstige spezifische Bohrkosten erwartet werden können. Bohrtiefen bis 150 Meter können ebenfalls von zahlreichen Firmen angeboten werden, bei noch größeren Tiefen steigen die spezifischen Bohrkosten da bereits stabilere und leistungsstärkere Bohrgeräte etc. erforderlich sind. Ab 300 Meter Bohrtiefe kommen rechtliche Restriktionen und Genehmigungsverfahren hinzu, was diese Tiefen zusätzlich wirtschaftlich unattraktiv macht.
- Bei extrem beengten Platzverhältnissen an der Oberfläche können ausgehend von einem Schacht strahlenförmige Bohrungen in den Untergrund angebracht werden. Der Schacht enthält dann sämtliche Sondenköpfe. Diese Lösung ist spezifisch ebenfalls teurer als ein Sondenfeld bestehend aus senkrechten Standardbohrungen.
- Die Fläche, auf der das Sondenfeld errichtet werden soll, muss mit dem Bohrgerät erreichbar sein. Dies ist zumeist in üblichen Strukturen kein Problem, in Spezialfällen kann das Bohrgerät auch mit einem Kran z.B. über Gebäudehindernisse gehoben werden, wobei jede Sondermaßnahme die spezifischen Bohrkosten erhöht.
- Die Oberfläche des Sondenfeldes kann nach der Errichtung weiterhin als Freifläche genutzt werden. Die Zugänge zu den Sondenköpfen können mit Schachtdeckeln abgedeckt oder auch gänzlich versteckt werden. Einer Nutzung als Erholungsraum, Spielplatz, Liegewiese etc. steht nichts im Wege. Bei Sondenfeldern mit einer thermischen Isolation an der Oberläche gilt in Abhängigkeit von der technischen Ausführung selbiges.

6.5 Rechtliche Rahmenbedingungen für vertikale Sondenspeicher

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die Inhalte ausgewählter Gesetze und Verordnungen und die dazugehörigen Paragraphen, die für die Planung, die Errichtung und den Betrieb einer Erdwärmeanlage von Bedeutung sind. Bei der Darstellung des Landesrechts wird ausschließlich auf das Bundesland Niederösterreich eingegangen, da sich alle in GEOSOL untersuchten Fallstudien in diesem Bundesland befinden. Für die Errichtung von Erdwärmesonden können je nach Lage des Bohrpunktes und Endteufe der Bohrung folgende Gesetze und Verordnungen zum Tragen kommen:

Bundesrecht – Gesetze und Verordnungen

- Wasserrechtsgesetz 1959 (WRG 1959), BGBl. Nr. 215/1959, idF 2011

- Mineralrohstoffgesetz 1999 (MinroG 1999), BGBl. I Nr. 38/1999, idF 2012
- Bohrlochbergbau-Verordnung, BGBl. Nr. 450/1994, idF 2005
- Qualitätszielverordnung Chemie Grundwasser (QZV Chemie Grundwasser), idF 2010
- Schongebiets VO zum Schutz der Trinkwasserversorgung (Mitterndorfer Senke), BGBl. Nr. 126/1969, idF 2000
- Gewerbeordnung 1994 (GewO 1994), BGBl. Nr. 194/1994, idF 2012

Landesrecht Niederösterreich

- Niederösterreichische Bauordnung 1996, LGBl. 129/96, idF 2011

Richtlinien

- ÖWAV-Regelblatt 207 (2009): Thermische Nutzung des Grundwassers und des Untergrunds – Heizen und Kühlen, Wien.

Von allen angeführten Gesetzen und Verordnungen kommt in Zusammenhang mit der Errichtung von Erdwärmesonden vorwiegend das Wasserrecht (WRG 1959) zum Tragen. Das Wasserrecht regelt den Umgang mit Oberflächen- und Grundwasser. Das WRG 1959 beinhaltet ein Verschlechterungsverbot des qualitativen und quantitativen Zustands von Wasser. Es ist wichtig, dass es für die Allgemeinheit erhalten, geschützt und wenn erforderlich saniert wird.

Der Bundesminister für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft hat alle 6 Jahre einen nationalen Gewässerbewirtschaftungsplan 2009 (NGP 2009) zu erstellen und auf der Internetseite zu veröffentlichen. Der NGP 2009 ist ein Planungsdokument zur Verwirklichung der Ziele und Grundsätze des Wasserrechtgesetzes 1959.

Im Jahr 2011 wurde das Wasserrechtsgesetz novelliert, was bezüglich Erdwärmenutzung eine Vereinfachung des Behördenweges mit sich brachte.

Anlagen zur thermischen Nutzung des Untergrunds

Zur Gewinnung von Erdwärme durch Vertikalkollektoren erfolgt keine Wasserentnahme. Für eventuell vorhandene Grundwässer stellen sie trotzdem eine potentielle Gefährdung dar. Erdwärmesonden unterliegen daher unter gewissen Voraussetzungen einer wasserrechtlichen Bewilligungspflicht nach § 31c Abs. 5 WRG 1959. Die relevanten Paragraphen werden im Weiteren genannt.

Die Zuständigkeiten in Wasserrechtsangelegenheiten (§ 98 bis § 101 WRG 1959) werden im Wesentlichen auf drei verschiedene Behörden verteilt.

- Bezirksverwaltungsbehörden (Bezirkshauptmannschaften und Magistrate der Städte mit eigenem Statut)
- Landeshauptmann
- Bundesminister für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft

In bestimmten Fällen haben auch andere Behörden die wasserrechtlichen Bestimmungen anzuwenden (z.B. der Bürgermeister, die Gewerbebehörde oder die Eisenbahnbehörde).

Für die Errichtung von Erdwärmesonden ist das Anzeigeverfahren gemäß § 114 WRG 1959 anzuwenden, außer wenn einer der Punkte der §§ 31c und 32 WRG 1959 wirksam wird.

Gemäß § 31c Abs. 3 letzter Satz WRG 1959 kann die wasserrechtliche Bewilligung auf die jeweils längste vertretbare Zeit befristet werden. Bei Erdwärmesonden wird sie meistens auf 25 Jahre bewilligt.

§ 10 WRG 1959 regelt die Benutzung des Grundwassers. Grundwasser gehört dem Grundstückseigentümer. Dieser darf das Grundwasser für den notwendigen Haus- und Wirtschaftsbedarf ohne eine Bewilligung nutzen. Bei Eingriffen in den Grundwasserhaushalt, Nutzung artesischer Brunnen oder wenn durch die Nutzung der Grundwasserstand sehr stark verändert wird und dadurch bestehende Nutzungen beeinträchtigt werden, ist eine Bewilligung durch die Wasserrechtsbehörde erforderlich.

Nach § 102 WRG 1959 haben der Antragsteller, diejenigen, die zu einer Leistung, Duldung oder Unterlassung verpflichtet werden sollen oder deren Rechte (§ 12 Abs. 29) sonst berührt werden, Parteistellung im wasserrechtlichen Verfahren.

§ 12a WRG 1959 gibt vor, dass Anlagen dem Stand der Technik entsprechen müssen. Der Entwicklungsstand beruht auf wissenschaftlichen Erkenntnissen fortschrittlicher Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen, deren Funktionstüchtigkeit erprobt und erwiesen ist.

Wenn eine thermische Auswirkung auf das Grundwasser zu erwarten ist, wird das Verfahren nach § 32 WRG 1959 durchgeführt. Das Anzeigeverfahren kann in diesen Fällen nicht durchgeführt werden.

Als Richtlinie gelten 30°C als maximale Einleitungstemperatur (ÖWAV, 2007) in den Aquifer. Dies betrifft z.B. die geothermische Nutzung von Thermalwasser. Dieses Verfahren wird im Projekt GEOSOL jedoch nicht angewendet.

Die Temperaturänderungen können Auswirkungen auf den Wasserchemismus, die Viskosität, die Sauerstoffsättigung, die Grundwasserbiologie, das Selbstreinigungsvermögen und das Lösungsverhalten haben. Es können auch Veränderungen des Adsorptionsverhaltens, der Vegetationsentwicklung und der Bodenbiologie eintreten (ÖWAV, 2009).

Der § 124 Wasserbuch WRG 1959 schreibt vor, dass der Landeshauptmann für jeden Verwaltungsbezirk ein Wasserbuch als öffentliches Register führen muss. Die verliehenen Wasserrechte müssen ersichtlich sein. Die Urkundensammlung kann außer den Bescheiden teilweise technische Berichte, Pläne oder Bohrprofile enthalten. Diese Informationen können auch für die geologische und hydrogeologische Beurteilung herangezogen werden.

Erforderliche Pumpversuche bedürfen einer wasserrechtlichen Bewilligung nach § 56 WRG 1959, wenn eine Verletzung bestehender Rechte (§ 12) oder eine Beeinträchtigung öffentlicher Interessen besteht.

Ab einer Bohrlochtiefe von 300 m unter Geländeoberkante kommen in Österreich auch das Mineralrohstoffgesetz (MinroG 1999) mit § 2 (2) 1 MinroG 1999 und die Bohrloch-Bergbauverordnung § 1 (1) 3 BohrarbV 1994 zum Tragen, wobei die betrachteten Bohrlochtiefen im Projekt GEOSOL auch aus wirtschaftlichen Gründen stets mit ca. 100 Meter limitiert wurden.

Bei Betriebsanlagen die der Gewerbeordnung (GewO 1994) unterliegen, wird das Verfahren für Erdwärmepumpen nach § 31c Abs. 5 WRG 1959 mit verhandelt.

Die Qualitätszielverordnung Chemie Grundwasser basiert auf § 30c Abs. 2 WRG 1959 und beinhaltet den chemischen Zustand durch Schwellenwerte für Schadstoffe sowie Kriterien zur Beurteilung des chemischen Zustandes des Grundwassers

Im geografischen Projektgebiet von GEOSOL existiert nur eine Schongebiets Verordnung zum Schutz der Trinkwasserversorgung WRG 1969, nämlich die Mitterndorfer Senke mit dem Fallstudienort Wiener Neustadt.

Bundesland Niederösterreich

Die NÖ Landesregierung, Gruppe Wasser, hat die Broschüre „Wärmepumpen und Grundwasserschutz - Planung, Bau und Betrieb“ im Jahr 2012 neu aufgelegt (Amt der NÖ Landesregierung, 2012). Folgender Überblick der momentanen Situation bezüglich der Errichtung von Erdwärmepumpen wurde aus dieser Broschüre zusammengestellt.

In Niederösterreich ist für die Installation und den Betrieb einer Wärmepumpe gemäß der niederösterreichischen Bauordnung keine Bewilligung erforderlich.

folgende Tiefensonden sind bewilligungsfrei:

- außerhalb eines wasserrechtlich besonders geschützten Gebietes[1]
- außerhalb eines geschlossenen Siedlungsgebiets ohne zentrale Trinkwasserversorgung[2]
- außerhalb von Gebieten mit gespannten und artesisch gespannten Grundwasservorkommen[3]
- wenn die Sonde eine Tiefe von maximal 300 m unter Geländeoberkante erreicht

folgende Tiefensonden sind wasserrechtlich bewilligungspflichtig:

- innerhalb eines wasserrechtlich besonders geschützten Gebietes
- innerhalb eines geschlossenen Siedlungsgebiets ohne zentrale Trinkwasserversorgung
- innerhalb von Gebieten mit gespannten und artesisch gespannten Grundwasservorkommen
- wenn die Sonde eine Tiefe von mehr als 300 m unter Geländeoberkante erreicht

Das wasserrechtliche Bewilligungsverfahren für Tiefsonden-Anlagen

Tiefsonden-Anlagen sind in einem vereinfachten Anzeigeverfahren mit folgenden Verfahrensschritten bewilligungspflichtig:

1. Bei der zuständigen Wasserrechtsbehörde muss das Bauvorhaben angezeigt werden, inklusive Projektsunterlagen in 3-facher Ausfertigung. Die Anzeige muss mindestens 3 Monate vor Baubeginn erfolgen mit einer Bauvollendungsfrist von max. 3 Jahren.
2. Nach 3 Monaten ab Einbringung der Anzeige gilt die Bewilligung auch ohne Bewilligungsbescheid als erteilt. Ein sofortiger Baubeginn ist nur zulässig, wenn die positive Mitteilung der Behörde innerhalb der 3 Monatsfrist erfolgt.

[1] 1 Wasserrechtlich besonders geschützte Gebiete Unter wasserrechtlich besonders geschützten Gebieten versteht man i) Schutzgebiete für Wasserversorgungsanlagen, ii) Schongebiete, iii) Wasserrechtliche Rahmenverfügungen. Diese können von der Internetseite des Landes www.noel.gv.at unter „Umwelt – Wasser – Wasserbuch online“ abgerufen werden.

[2] Geschlossenes Siedlungsgebiet ohne zentrale Trinkwasserversorgung. Von einem geschlossenem Siedlungsgebiet ohne zentrale Trinkwasserversorgung spricht man, wenn mindestens 10 Trinkwasserspender (Brunnen oder Quellen) in einem Umkreis von 150 m um den Anlagenstandort vorhanden sind.

[3] Gebiete mit gespannten und artesisch gespannten Grundwasservorkommen. In Niederösterreich gibt es keine Abgrenzung von Gebieten mit gespannten und artesisch gespannten Grundwasservorkommen. Grund dafür sind die heterogenen geologischen Verhältnisse. Tiefsonden sind daher bewilligungsfrei, soweit zumindest nicht eine der drei sonstigen Bewilligungsvoraussetzungen gegeben ist.

3. Der Wasserberechtigte muss die Ausführung der Anlage der zuständigen Behörde schriftlich anzeigen, damit übernimmt er die Verantwortung gegenüber der Behörde für die bewilligungsgemäße und fachtechnische Ausführung der Anlage.
4. Die Tiefsonden-Anlage wird im Anzeigeverfahren automatisch auf 25 Jahre befristet.
5. Mindestens 3 Monate vor Ablauf der Frist muss wieder eine Anzeige mit den Projektsunterlagen eingereicht werden.

6.6 Anforderungen an den Untergrund

Für die Planung, die Errichtung und den Betrieb von Erdwärmeanlagen sind folgende Kenntnisse notwendig:

- Geologie und Hydrogeologie (die zu erwartenden Untergrund- und Grundwasserverhältnisse)
- Lage des Grundwasserspiegels und eventuell der Schwankungsbereich
- Grundwasserströmungsrichtung und Grundwassergefälle
- Grundwasserstockwerke
- Leitende und stauende Schichten
- Schichtaufbau und Schichteigenschaften
- Natürliche und künstliche Hohlräume

Die Erdwärmesonden-Speicher (EWSS) erstrecken sich in die Tiefe, daher ist es wichtig, den dreidimensionalen Aufbau des Untergrundes zu betrachten. Es ist nicht ausreichend, nur einen Blick auf die oberflächenhaft auftretenden Gesteine (Geologische Karten) zu werfen, siehe Ebert et al. (2000). Einen guten Einblick über den Schichtaufbau des Untergrundes können vorhandene Bohrlöcher und Profilschnitte liefern.

Die hydrogeologische Situation kann nicht pauschal auf eine geologische Gesteinseinheit festgelegt werden. Sie wird vom strukturellen Bau, dem Oberflächenrelief und anderen geomorphologischen Faktoren bestimmt siehe Ebert et al. (2000).

Die geologisch-hydrogeologischen Verhältnisse können sich in Österreich auf sehr kurzer Distanz (z.B. Meterbereich) sehr stark ändern. Daher ist eine Versuchsbohrung zu empfehlen. Ein Thermal Response Test gibt Aufschluss über die vorherrschende Wärmeleitfähigkeit und volumetrische Wärmekapazität im Untergrund.

Einen guten Überblick über die wichtigsten geologischen Kriterien, hydrogeologischen und physikalischen Grundbegriffe sowie Erfahrungen mit Erdwärmesonden-Speicher und Literatur gibt die Arbeit von Ebert et al. (2000).

Gebiete mit ausgedehnten und strömenden Grundwasserleitern eignen sich daher aus technischen und ökologischen Gründen (verminderte Grundwasserqualität infolge der Erwärmung des Grundwassers) eher schlecht für das im Rahmen von GEOSOL zu untersuchende Speicherkonzept.

6.7 Technische und ökologische Risiken

Austrocknungserscheinungen

Bei Einwirkung höherer Temperaturen (>50°C) auf poröse Gesteine kann es in wasserungesättigten Bereichen zu Wasserbewegungen kommen. Dabei verdampft Porenwasser in der Nähe der Wärmequelle (hier: Erdwärmesonde, vgl. Ebert et al. (2000)). Der Transport von Wasser in der Gasphase erfolgt in Richtung des abnehmenden

Temperaturgradienten und kondensiert am kälteren Ort wieder. In wärmeren Bereichen kommt es zu einer Erhöhung der Saugspannung, was dazu führt, dass Wasser in der flüssigen Phase in Richtung der Erdwärmesonde (Wärmequelle) bewegt wird. Die Nettobewegung ist in der Summe immer von der Wärmequelle weg gerichtet, weil der Dampftransport den effektiveren Transportmechanismus darstellt, vgl. Pruess & Wang (1987). Bei Sondenspeichern kann es grundsätzlich zur Austrocknung im Bereich der Sonde kommen. Der Umfang und die Bedeutung sind aber von den sedimentpetrographischen Eigenschaften des Speichergesteins abhängig.

Bei der Speicherung von Wärme in Sondenfeldern hat der Prozess der Feuchtemigration eine große Bedeutung. Änderungen des Wassergehaltes im unmittelbaren Sondenbereich können sich unmittelbar auf das gesamte Speicherverhalten auswirken (Hellström, 1996). Besonders kritisch kann die Entstehung von thermischen Kontaktwiderständen aufgrund Austrocknung, Schrumpfung und Rissbildung sein. Diese können zu drastischen Be- und Entladeleistungen führen.

Untersuchungen von Wagner (1991) belegen, dass es bei Temperaturen bis 50°C zu beachtlicher Feuchtemigration und Austrocknung im Sondenbereich kommen kann. Tone und Schluffe, die einen flacheren Verlauf der Saugspannungskurve zeigen, können nicht so leicht entsättigt werden, siehe Ebert et al. (2000).

Untersuchungen von Hellström (1991) zeigen, dass es bereits ab Temperaturen von 25°C bei hoher Porosität und geringem Wassergehalt zu Feuchtemigration in größerem Umfang stattfinden kann, siehe Ebert et al. (2000).

Von einem Projekt in Dänemark wurde von Problemen mit Austrocknungserscheinungen bei Hochtemperatur-Sondenspeichern und unerwarteten Wasserbewegungen berichtet. Diese werden von den Autoren vor allem auf das Auftreten von Klüften zurückgeführt (IEA (1998)).

Biologische Aktivität

Stober & Bucher (2012) geben an, dass in vielen Ländern die Temperatur aus bakteriologischen und mikrobiologischen Gründen nicht dauerhaft über 20°C liegen darf. Gemäß Brielmann et al. (2011) führt die Erhöhung des Grundwassertemperatur erwartungsgemäß zu einer Erhöhung der Stoffwechselaktivität und Teilungsrate von Bakterien im Grundwasser. Es gilt hierbei zu beachten, dass Bakterien einen wesentlichen Einfluss auf Qualität von Grundwasserleitern haben. Sowohl ein massives Bakteriensterben (Abbau von Schadstoffen), sowie eine massive Zunahme des Bakteriengehalts können signifikante Auswirkungen auf die Trinkwasserqualität eines Grundwasservorkommens mit sich führen. Brielmann et al. (2011) sehen in moderaten Änderungen des Grundwassers infolge einer thermischen Grundwassernutzung (Temperauränderung <10°C) keine relevanten Auswirkungen auf die bakterielle Diversität. Die thermischen Toleranzgrenzen sind gemäß dem Autor jedoch für unterschiedliche Grundwassertypen anzupassen und zu überprüfen. In organisch belasteten, reduzierten Grundwasserleitern kann eine signifikante Erhöhung der Wassertemperatur unter Umständen sogar zu positiven Rebound Effekten infolge eines vermehrten Schadstoffabbaus führen.

Zusammenfassen kann betont werden, dass die Erdwärmesonden-Speicher geringe Anforderungen an den Untergrund stellen, sodass sie in sehr vielen geologischen Regionen als für das Geosol Konzept geeignet angesehen werden können.

Wesentliche geologische Kriterien für Erdwärmesonden-Speicher sind nach Ebert et al. (2000):

- Im Speicherbereich sollen keine größeren Grundwasserfließgeschwindigkeiten auftreten. Grundwasservorkommen können einen erheblichen Wärmeverlust verursachen.
- Möglichst hohe volumetrische Wärmekapazität. Bei Lockergesteinen ist ein hoher Wassergehalt bzw. Sättigungsgrad wünschenswert.
- Die Wärmeleitfähigkeit des Speichergesteins soll hoch genug sein, um eine ausreichende Wärmeübertragung auf den gesamten Speicherbereich zu gewährleisten.
- Bei hohen Speichertemperaturen im ungesättigten Bereich muss beachtet werden, dass Austrocknungsvorgänge (Sondennahbereich) umso stärker sind, je größer die Porosität und Durchlässigkeit des Gesteins ist.
- Für das problemlose Einbringen der Sonden soll das Gestein gut bohrbar und über einen längeren Zeitraum standfest sein.

6.8 Schlussfolgerungen für die Eignung zur saisonalen Wärmespeicherung

Vertikale Sondenfelder sind an hydrogeologisch entsprechenden Standorten für die saisonale geothermische Wärmespeicherung geeignet. Aus technischer, wirtschaftlicher und rechtlicher Sicht kommen dabei vor allem Tiefen von ca. 100 bis 150 Meter in Frage. Das Temperaturniveau im Speicher kann, wie internationale Fallstudien zeigen, über einen weiten Bereich variiert werden, wobei mit steigenden Temperaturen auch steigende Verluste zu verzeichnen sind. Rechtliche Rahmenbedingungen sind hierbei zu beachten, wobei das gesamte Thema als sehr innovativ anzusehen ist und damit kaum konkrete Regelungen verfügbar sind.

Es wird empfohlen, die Eigenschaften des Wärmespeichers und die thermische bzw. thermo-chemische, physikalische und biologische Beeinflussung des Untergrundes durch die Wärmespeicherung im Zuge von Begleitforschung bei der Umsetzung von Pilot- und Demonstrationsanlagen zu untersuchen. Ein entsprechendes Untersuchungskonzept sollte beim Design von Pilot- und Demonstrationsanlagen berücksichtigt werden.

7. Das GEOSOL-Modellsystem

In Kapitel 6 wurde bereits auf grundsätzliche Überlegungen zur Wärmespeicherung mittels vertikalen Sonden eingegangen. Das Geosol Modellsystem sieht zur effizienten Wärmespeicherung und Wiederentnahme ein sternförmig ausgelegtes Mehrsondensystem vor, das aus mindestens vier Sonden besteht (4er System). Durch die solare Einspeisung können die Sonden in 2 - 3 m Abstand angeordnet werden, wodurch der Platzbedarf relativ gering bleibt. Zum Vergleich liegt der Sondenabstand bei einem Sondensystem für reine Energieentnahme bei ca. 10 m. In diesem Kapitel werden zwei Erdreichsimulationen mit Feflow veranschaulicht. Das erste Modell ist ein 4er Sondensystem, sternförmig ausgelegt mit einer zentralen Einspeisesonde und drei umgebenden Entzugssonden. In diesem Fall reichen alle vier Sonden in eine Tiefe von 90 m unter GOK. Bei diesem Modell wird die Vorlauftemperatur der Sonde vorgegeben, wobei die Sondenleistung das Ergebnis bildet. Als Kontrast dazu wurde ein zweites, größeres Modell für den unsanierten Gebäudebestand der Fallstudie Maiersdorf berechnet. Das Sondenfeld besteht demnach aus 15 Sonden die in 100 m Tiefe reichen. Dieses Modell wird mit der Sondenleistung als Vorgabe gerechnet. Die Resultate werden mit einem Sondenfeld, welches auf reinen Wärmeentzug ausgelegt ist, verglichen. Die Ergebnisse dienen zur Einschätzung der Temperaturverhältnisse im Untergrund und innerhalb der Sonden. Für eine praktische Umsetzung wird eine Simulation des Gesamtsystems unbedingt empfohlen.

7.1 Details zur Methode der Speichersimulation

Im Zuge dieses Projektes wurden zu Vergleichs und Validierungszwecken vier verschiedene Simulationsprogramme verwendet:

- Das Open-Source Simulationsprogramm für Erdwärmesonden von Prof. Glück (Freeware) wurde in Visual Basic geschrieben und ist gut dokumentiert im Internet frei verfügbar. Es können sowohl U-Rohr als auch Koaxialsonden im ebenen Mehrschichtfall berechnet werden. Auch horizontale Kollektoren können mit einem eigenen Programm berechnet werden. Neben dem Durchfluss kann entweder die geforderte Sondenleistung oder die Fluideintrittstemperatur stündlich für einen repräsentativen Tag eines Kaldermonats vorgegeben werden. Die Solentemperatur muss ebenfalls vorgegeben werden, wonach das Starttemperaturmodell mit einem Erdgradienten von 0,03 K/m berechnet wird. Die Software ist sehr gut geeignet für die Berechnung von Einzelsonden bei reinem Wärmeentzug. Bei Sondenstillstand werden die Temperaturen innerhalb des Bohrlochs einfachheitshalber konstant gehalten, was bei einer Einspeisung mit hohen Temperaturen zu geringen Fehlern führen kann. Der Einfluss eines Grundwasserflusses oder Sondenfelder wo Sonden unterschiedlich angesteuert werden (z.B. eine Serienschaltung von mehreren Sonden) kann mit diesem Programm nicht untersucht werden.
- Mit Comsol Multiphysics können physikalische Differentialgleichungen jeglicher Art numerisch in einem geometrischen Modell auf Basis finiter Elemente gelöst werden. Seit der im Herbst 2011 erschienenen Version 4.2a ist auch ein vordefiniertes Pipe-Flow Modul verfügbar, wodurch eine Erdwärmesonde vollständig diskretisiert simuliert werden kann. Die ersten Simulationen eines Sondenfeldes wurden mit Comsol, gekoppelt mit Matlab realisiert. Dafür wurde ein Matlab Skript entwickelt, das die inneren Vorgänge des Bohrlochs (nach Glück) berechnet und diese an Comsol übergibt. Die prinzipielle Machbarkeit des 4er Sondensystems wurde damit getestet.

- Der EED (Earth Energy Designer) wurde in der Demo Version getestet. Es können Einzelsonden und Sondenfelder berechnet werden, nachdem die Startparameter und einer monatlichen Gund- und Spitzenlast für Heizung und Kühlung angegeben wurden. Die Anordnung der Sonden in Sondenfeldern kann L-förmig, linienförmig oder Rechteckförmig angegeben werden. Diese Applikation ist jedoch für das 4er Sondenmodell von Geosol nicht geeignet.
- FEFLOW wurde entwickelt für Simulationen von Strömungs-, Wärme-, und Massentransport im Untergrund und ist bekannt für robuste Grundwassersimulationen. Es gibt auch die Möglichkeit Erdwärmesonden (BHEs) als Randbedingung zu setzten, dessen Funktionalitäten nach und nach verbessert werden. Mit Feflow 6.0 konnten die BHEs mit Hilfe von IFM Plugins auch zeitabhängig (instationär) gesteuert werden. Mit den bereits vorhandenen Plugins „BHE Loop“ und „BHE Integrator“ konnte noch keine temperaturgesteuerte Serienschaltung von BHEs vorgenommen werden, weswegen ein eigenes Plugin in der Programmiersprache C++ entwickelt wurde. Dieses Plugin ist speziell für den Geosol Fall abgestimmt, wobei eine zentrale Einspeisesonde umgeben von drei in Serie geschaltete Entzugssonden über eine Excel Tabelle in Echtzeit gesteuert werden kann. Die Anpassung der Eingangstemperaturen erfolgt stundenweise in Abhängigkeit des gebäudeseitigen Wärmebedarfs und der Ausbeute vom Solarkollektor. Mit dem Release der neuen Version Feflow 6.1 im September 2012 wurden die Benutzerfreundlichkeit und die Steuerung der BHEs deutlich verbessert. Zur Realisierung des Geosol Ansatzes sind keine Plugins mehr notwendig.

Mit Comsol und Feflow kann die EWS auch voll diskretisiert werden (genaueste Berechnung) oder aber auch mit analytischen oder numerischen Herabbrechungen auf eine Linienwärmequelle simuliert werden. Im ersten Fall werden mindestens die 10-fache Anzahl an Diskretisierungspunkten (pro Sonde) benötigt was, im Vergleich zum Linienquellenansatz, eine bessere Genauigkeit bringt, jedoch für Simulationszeiten jenseits einiger Tage völlig inakzeptable Rechenzeiten als Nachteil mit sich trägt, siehe **Abbildung 7.1**.

Die Linienquellenapproximation kann in Feflow auf zwei Arten berechnet werden, nämlich analytisch (nach Eskillson & Claesson (1988)) oder numerisch (nach Al-Khoury (2005) & (2006)), siehe Feflow White Papers V (Diersch, et al. (2010)). Die analytische Approximation nimmt des Weiteren ein thermisches Gleichgewicht innerhalb der Sonde an und berücksichtigt somit keine BHE-internen transienten Effekte (quasistationär). Dafür ist sie sehr stabil und typischerweise viel schneller als der numerische Ansatz und wird deswegen für Simulationen mit nur langfristigen Änderungen der Eingangsparameter verwendet. Der EED verwendet ebenfalls den analytischen Ansatz nach Eskillson & Claesson, 1988.

Der numerische Ansatz berücksichtigt auch die BHE-internen transienten Effekte, ist jedoch weniger stabil und benötigt auch deutlich längere Rechenzeiten. Er ist für zeitlich sich schnell ändernde Eingangsparameter besser geeignet.

Bei der Linienquellenapproximation wird der Querschnitt der Sonde als Analogie zum elektrischen Schaltkreis mit Wärmeübergangswiederständen und Wärmekapazitäten betrachtet. Das analoge Schaltbild für eine Duplexsonde zeigt **Abbildung 7.2**.

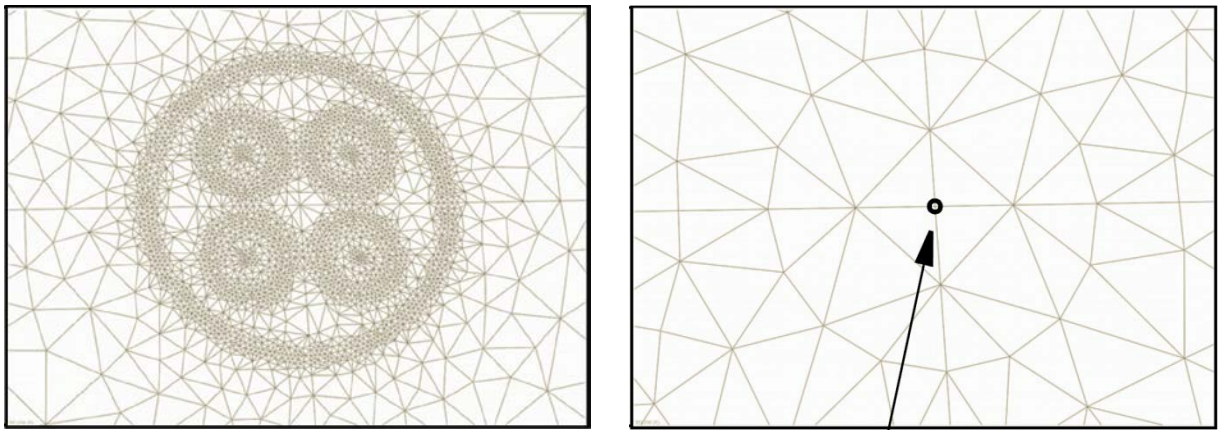


Abbildung 7.1: Vergleich zu einer voll diskretisierten (links) zu einer Linienquelle approximierten 2xU-Rohr-Sonde (rechts). Im linken Fall werden mindestens die zehnfache Anzahl an finiten Elementen zur Simulation benötigt (Quelle: Diersch, et al., 2010)

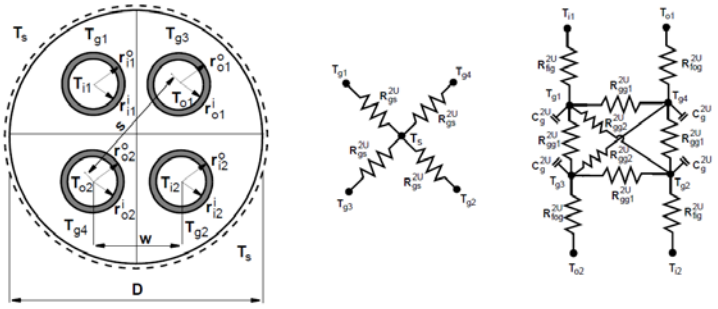


Abbildung 7.2: Approximation der Erdwärmesonde. Die Eingangs- (Ti1, Ti2) und die Ausgansgtemperaturen (To1, To2) können durch Kenntnis der Wärmeübergangswiderstände sowie der Wärmekapazitäten, abhängig von den verwendeten Sondenmaterialien und der -geometrie, in eine Erdreichtemp. (Ts) umgerechnet werden. Quelle: Diersch et al. (2010)

Für jeden Knotenpunkt der Linienquelle wird ein Temperaturwert Ts berechnet, deren Werte wiederum von den Sondeneingangsparametern (Fluidtemperatur, Durchfluss, verwendetes Fluid, usw.) abhängen. Dabei ist auf die optimale räumliche Diskretisierung zu achten (Diersch, et al. (2010)) um den Wärmeausbreitungsvorgang optimal zu approximieren.

Die gewählten geometrischen und stoffbezogenen Parameter der Sonde für die Simulationen sind in **Abbildung 7.3** dargestellt. Dabei ist anzumerken, dass die Temperaturabhängigkeit der volumetrischen Wärmekapazität innerhalb der Sonde nicht berücksichtigt wird.

Die vorausgegangenen Approximationen dienen der effizienten Berechnung des Wärmetauschers Erdwärmesonde und die daraus resultierenden Fehler stellen keine Beschränkung der Allgemeinheit dar, da die Unsicherheiten der Eingangsparameter viel größer sind. Die Stärken von Feflow liegen in der Berechnung der Temperaturausbreitung im Erdreich, wobei auch advektive Grundwasserströmungen mit in Betracht gezogen werden können.

Property	Value
BHE Geometry	Double U-shape
Name	
Borehole Diameter (D)	0.15 [m]
Pipe Distance (w)	0.055 [m]
Inlet Pipe Diameter (d-in)	0.032 [m]
Inlet Pipe Wall Thickness (b-in)	0.0029 [m]
Outlet Pipe Diameter (d-out)	0.032 [m]
Outlet Pipe Wall Thickness (b-out)	0.0029 [m]
Computational Method	quasi-stationary (Eskilson & Claesson)
Heat-transfer coefficients	Computed
Inlet Pipe Thermal Conductivity (tc-in)	0.42 [J/m/s/K]
Outlet Pipe Thermal Conductivity (tc-out)	0.42 [J/m/s/K]
Grout volume thermal conductivity (tc-grout)	1 [J/m/s/K]
Pipes-in to grout	0.3547 [m s K/J]
Pipes-out to grout	0.3547 [m s K/J]
Grout to grout (1)	0.1692 [m s K/J]
Grout to grout (2)	1.121 [m s K/J]
Grout to soil	0.1486 [m s K/J]
Refrigerant volumetric heat capacity (Ref. heat cap.)	4 [10+6 J/m³/K]
Refrigerant thermal conductivity (Ref. cond.)	0.48 [J/m/s/K]
Refrigerant dynamic viscosity (Therm. visc.)	0.52 [10-3 kg/m/s]
Refrigerant density (Ref. mass dens.)	1.052 [10+3 kg/m³]

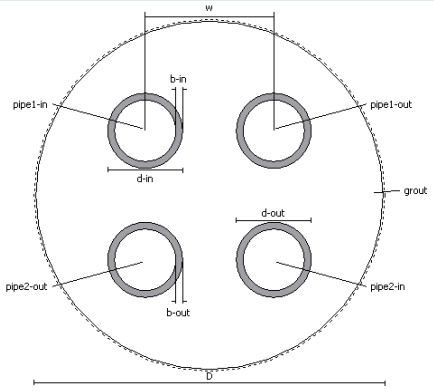


Abbildung 7.3: Ausgewählte Sondenparameter für die Simulationen.
Quelle: Feflow Screenshot, GBA

Generell muss bei jeder Simulation auf eine ausreichende räumliche und zeitliche Diskretisierung geachtet werden. Jede sich abrupt ändernde Eigenschaft geht mit der Notwendigkeit einer genaueren Diskretisierung einher. Ein Beispiel ist bei Verwendung einer „Linienquelle“ (wie beim BHE der Fall), wo am Ende der Linienquelle eine sehr genaue räumliche Auflösung notwendig ist. Auch bei Schaltvorgängen (Ein- oder Ausschaltung des Sondendurchflusses) muss die Zeitschrittweite beträchtlich reduziert werden. In Feflow empfiehlt sich hier die automatische Zeitschrittanpassung (automatic time step control). Wenn möglich sollte bei Verwendung von sogenannten BHEs (Borehole Heat Exchanger = Erdwärmesonden) auch die genauere „Voll implizite“ Zeitschrittvorhersage eingestellt werden, die numerisch genauer arbeitet als die semi-implizite. Des Weiteren wirkt sich die Einstellung für die maximale Error Toleranz auf die Größe des Zeitschrittes und folglich auf die Genauigkeit der Berechnung aus. **Tabelle 7.1** zeigt die Abhängigkeit der Zeitschrittweite nach 2-3 Tagen Simulationszeit für ein Modell mit 53 Layer mit jeweils 2264 Elementen pro Layer (semi-implizit).

Tabelle 7.1: Ein Beispiel für den Einfluss der Error Toleranz in Feflow auf die Zeitschrittweite an einem Modell mit 119992 Elementen.

max. Error Toleranz	mittlere Zeitschrittweite	Zeitschritte pro Tag
1.0E-05	7 min	73000
5.0E-05	37 min	14000
1.0E-04	75 min	7020
5.0E-04	7.2 h	3.3

Die Einzelsonde hatte bei einer Error Toleranz von 1e-4 nach einem Jahr Simulationszeit eine um 0,042 Kelvin niedrigere Temperatur als bei 5e-4, weswegen eine Einstellung von mindestens 1e-4 empfohlen wird.

7.2 Systematik und Modellbeschreibung des 4-Sonden Systems

Das 4-Sonden System wurde in Feflow 6.0 simuliert, das durch ein eigens programmiertes Plugin mit Excel gekoppelt ist, um die Simulation interaktiv zu steuern. Als Randbedingung wurde die Vorlauftemperatur der Sonden vorgegeben, wodurch je nach Erdreichtemperatur die Rücklauftemperatur und somit die Sondenleistung als Output dient. Das Modell weist folgende Eigenschaften auf:

- 4 x 90 m Doppel-U-Rohrsonden in 3 m Abstand, sternförmig angelegt. Die Sondenparameter wurden in Kapitel 4.3 ausgewiesen.
- Ausschließlich Einspeisung in der zentralen Sonde und ausschließlich Entzug aus den drei äußeren, in Serie geschalteten Sonden, wie in **Abbildung 7.4**. skizziert
- Die Simulationszeit beträgt vorerst 3 Jahre (Rechenzeit ca. 26 h pro Simulationsjahr).
- An der Oberfläche dient zusätzlich eine 1 m mächtige Erdschicht als Isolierung oberhalb der Sonden um die Oberflächenverluste zu reduzieren. Darüber wurde eine sinusförmig angepasste „Lufttemperatur“ als Randbedingung gesetzt.
- Das Erdreich wurde vorerst als homogener Untergrund mit 15% Porosität betrachtet.
- Die Sondeneingangstemperaturen und der Sondendurchfluss werden über Excel vor jedem Zeitschritt eingelesen und kann interaktiv in Excel verändert werden.
- Bei Entzug wird jeder Zeitschritt dreimal gerechnet. Zuerst wird die Ausgangs-temperatur der ersten Entzugssonde ermittelt und der Zeitschritt zurückgesetzt. Danach wird BHEin2 = BHEout1 gesetzt, die Austrittstemperatur der zweiten Entzugssonde ermittelt und wieder zurückgesetzt. Dann BHEin3=BHEout2 -> Zeitschrittwiederholung -> BHEout3 -> nächster Zeitschritt.
- Bei Einspeisung wird nach dem Zeitschritt geprüft, ob die Rücklauftemperatur auch tatsächlich kleiner ist als die Vorlauftemperatur und somit ein „unabsichtlicher“ Entzug verhindert.
- Nach jedem Zeitschritt werden die Ergebnisse in Excel ausgegeben.

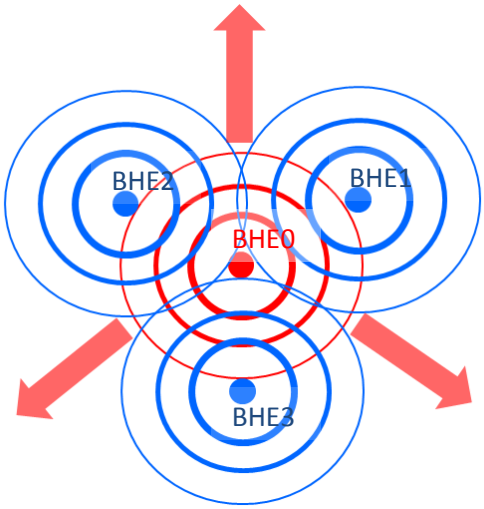


Abbildung 7.4: Schematische Darstellung der Sondenanordnung mit einer zentralen Einspeissonde (BHE0) und drei äußeren Entzugssonden (BHE1, BHE2 und BHE3). Der Sondenabstand in dieser Simulation beträgt 3 m. Quelle: GBA

Vorlauftemperatur der Entzugssonden:

In erster Näherung wurden die vorgegebenen Sondenvorlauftemperaturen folgendermaßen festgelegt: Für den Vorlauf der ersten Entzugssonde wurde der Temperaturbereich zwischen -2°C und 5°C festgelegt und an die Vorlauftemperatur der Heizung angepasst. Die Vorlauftemperatur der Heizung wurde wiederum an die Außentemperatur von Wr. Neustadt linear angepasst. Geheizt wird, wenn die Temperatur unter 12°C fällt, siehe **Abbildung 7.5**.

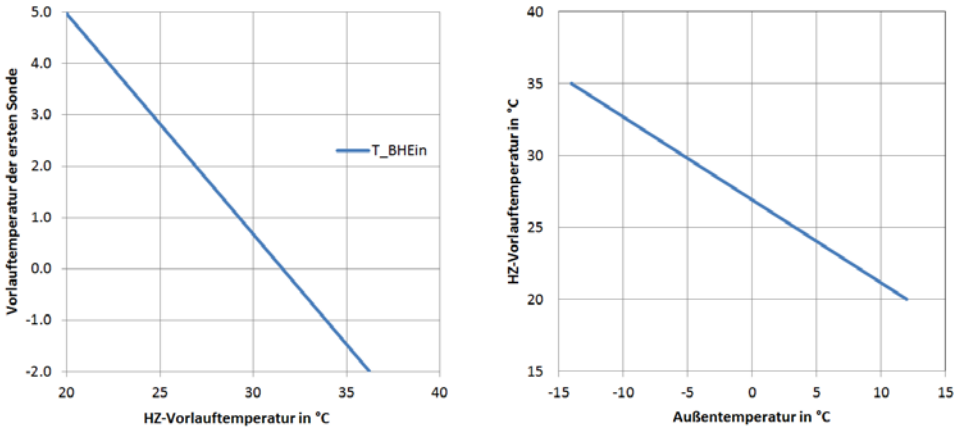


Abbildung 7.5: Die Heizungsvorlauftemperatur wurde abhängig von der Außenluft-temperatur (rechts) gewählt, die Vorlauftemperatur der Entzugssonde ist umso niedriger, je höher die Heizungstemperatur ist (links). Es ergeben sich 4761 Entzugsstunden pro Jahr. Quelle: GBA

Vorlauftemperatur der Einspeisesonde:

Dieser Temperaturverlauf wurde mit einem 25 m² großen Solarkollektor, der Globalstrahlung und einem Lagefaktor berechnet. Die Außentemperatur wird mit der gewonnenen solaren Wärmemenge (mit einem Wirkungsgrad von 60 %) beaufschlagt und ergibt die Vorlauftemperatur für die Einspeisesonde. **Abbildung 7.6** zeigt das Temperaturniveau des Solarkollektors als Vorgabe für die zentrale Einspeisesonde. Während der Simulation wird die Einspeisung überwacht, was bedeutet, dass kontrolliert wird, ob mit der vorgegebenen Temperatur auch tatsächlich eingespeist wird. Dabei muss beachtet werden, dass die Durchflussmenge des Solarkollektors kleiner ist als die der Duplexsonde.

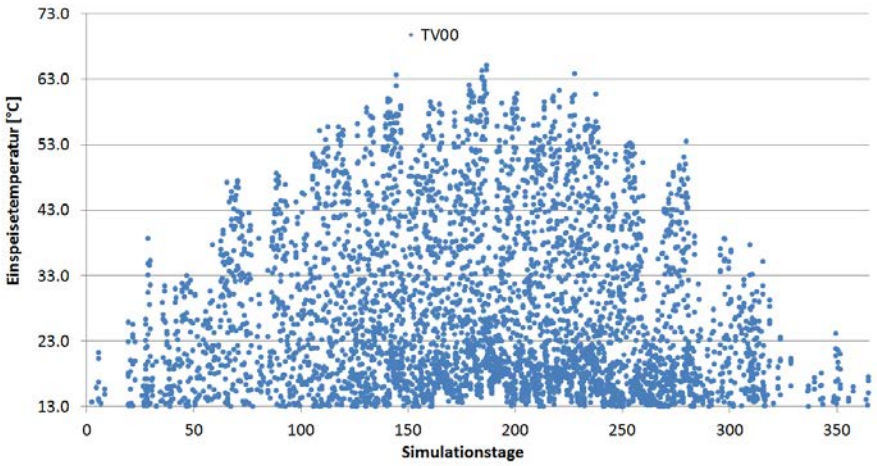


Abbildung 7.6: Vorlauftemperaturniveau der zentralen Einspeisesonde. 2760 Stunden im Jahr wird Überschusswärme eingespeist. Quelle: GBA

7.2.1 Ergebnisse der Simulation des 4-Sonden Systems

Als Eingangswerte der Simulation des 4-Sonden Systems dienen einerseits eine an die Außenlufttemperatur vom Referenzjahr in Wr. Neustadt angepasste Entzugstemperatur und andererseits die vom Solarkollektor kommende Temperatur. In der zentralen 90 m Sonde wird Wärme eingespeist und in den umgebenden 3 x 90 m langen Entzugssonden wieder entnommen. Das Sondenlängen Verhältnis von Einspeisung zu Entnahme beträgt somit 1:3. Umso höher der Temperaturhub innerhalb der Sonde (Differenz zwischen Vor- und Rücklauftemperatur) desto höher ist auch die entnommene Leistung. Diese ist wiederum abhängig von der momentanen Umgebungstemperatur der Sonde. In Abbildung 7.4 sind die Vor- und Rücklauftemperaturen aufgetragen. Die Temperaturen der Einspeisesonde (rot und blau) entsprechen ungefähr der Leistung eines verglasten Solarkollektors mit 38 m² im Projektgebiet. Mit den vorgegebenen Temperaturen können pro Jahr ca. 22 MWh entnommen und ca. 30 MWh/a eingespeichert werden. Durch die hohe Temperaturspreizung der Einspeisesonde in Bezug auf die umgebende Erdreichtemperatur liegt die spezifische Sondenleistung bei Speicherung bei 320 kWh/m pro Jahr. Die spezifische Sondenleistung bei Entnahme liegt bei 67 kWh/m/a, da die Temperaturspreizung bei Entnahme wesentlich geringer ist.

In **Abbildung 7.7** ist die statistische Auswertung der Rücklauftemperaturen veranschaulicht. Zu den Rücklauftemperaturen ist auf der x-Achse gleichzeitig der COP[4] aufgetragen.

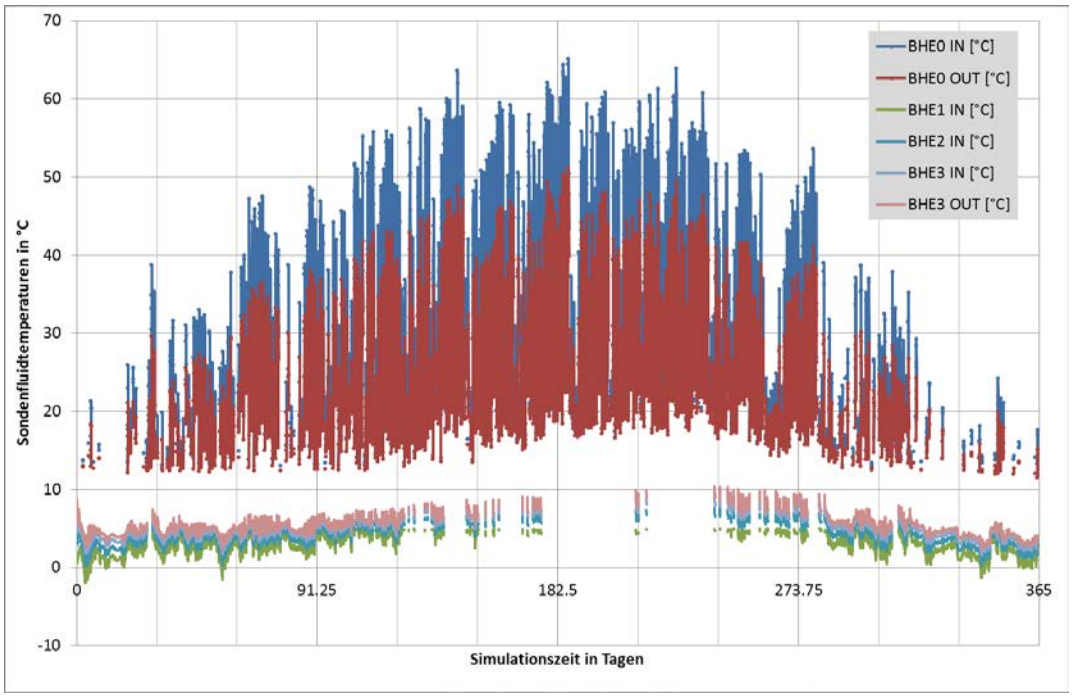


Abbildung 7.7: Zeitlicher Temperaturverlauf von Vor- und Rücklauftemperatur der Sonden für ein Jahr. BHE0 ist die zentrale Einspeisesonde, BHE1-3 sind die äußeren Entzugssonden in Serie geschaltet. Quelle: GBA

Wird die am häufigsten auftretende Rücklauftemperatur der Sonde (5°C - 6°C) mit Hilfe der Wärmepumpe auf eine Heizungsvorlauftemperatur von 35 °C gehoben, so liegt der COP bei ca. 5,3. Dies bedeutet, dass die nutzbare Wärmeleistung in diesem Fall um das 5,3-fache

[4] **Coefficient Of Performance = Quotient aus der Wärme für den Heizkreis und der eingesetzten elektrischen Energie**

höher ist als die benötigte elektrische Energie zum Antrieb der Wärmepumpe. In diesem Modell liegt der COP für 35°C Heizungsvorlauf zwischen 4,9 und 5,9.

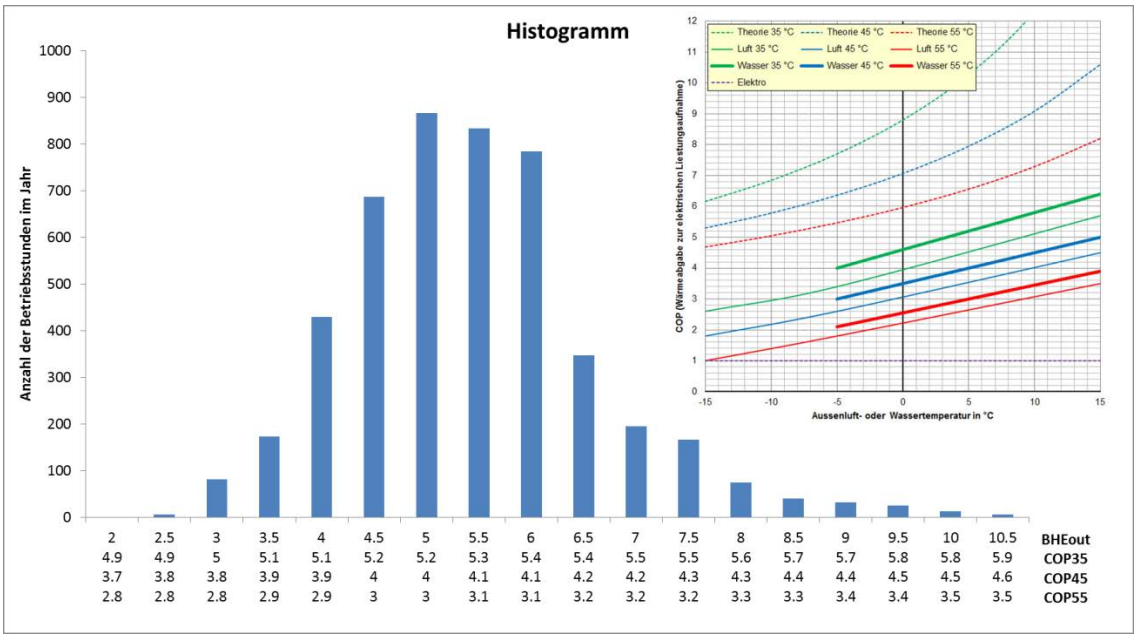


Abbildung 7.8: Histogramm der Rücklauftemperaturen für ein Jahr mit dazugehörigen beispielhaften COP Werten einer Wärmepumpe für Heizungsvorlauftemperaturen von 35 °C, 45 °C und 55°C. Umso höher die Rücklauftemperatur und umso niedriger die Heizungs-vorlauftemperatur, desto besser ist die Performance der Wärmepumpe. Quelle: GBA

Ein ähnliches 4er System wurde auch im Comsol für einige Jahre modelliert. **Abbildung 7.9** zeigt demonstrativ das Temperaturfeld im Untergrund zu verschiedenen Zeitpunkten im Jahr für das dritte Betriebsjahr.

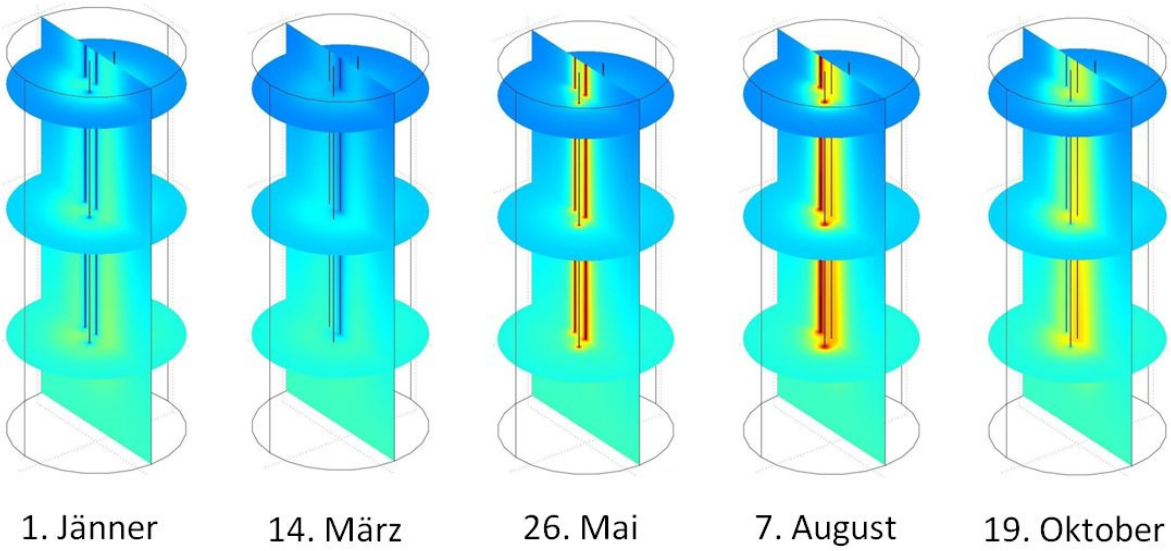


Abbildung 7.9: Demonstration eines 4-Sonden Systems in Comsol. Quelle: GBA

7.3 Systematik und Modellbeschreibung für die Fallstudie Maiersorf

Das vorangegangene Simulationsbeispiel zeigt die Dimension des Geosol-Modellsystems mit der Minimalanzahl an Sonden und mit Temperatursteuerung. Als Kontrast wird im Folgenden ein Sondenfeld für die reale Fallstudie Maiersdorf untert der Annahme, dass die Gebäude unsaniert bleiben ausgelegt. Demnach müsste das Geosol System - für die Beheizung und Warmwasserbereitstellung des Gemeindeamtes, des Kindergartens alt und neu, sowie des Vereinshauses - auf insgesamt 75 kW Spitzenheizlast ausgelegt werden. Ein 300 m² großer Solarkollektor wäre für den Energieausgleich notwendig. Hier wird die Leistung vorgegeben.

Grundannahmen Maiersdorf			
	P_{HL}	T_{HG}	A_{Koll}
	[kW]	[°C]	[m²]
Gemeindeamt	30.5	12	100
Kindergarten Altbestand	18.6	12	50
Kindergarten neuer Teil	6.6	12	50
Vereinshaus	20	12	100
Summen	75.7		300

Weitere Annahmen:

- Der Wärmebeitrag des Wärmepumpen-Antriebsstromverbrauchs soll hier vernachlässigt werden, d.h. der Beitrag des elektrischen Stroms reduziert den Wärmebedarf der Gebäude nicht.
- Es wird angenommen, dass der stündliche Kollektorertrag erst ab einer gewissen absoluten Temperatur T_{min} = 20 °C verwertbar ist.
- Um die hohen Temperaturen und teilweise kurzen Leistungsspitzen des Solarkollektors auszugleichen und um numerische Instabilitäten auszuweichen wurden die Mittelwerte der Leistung über 12 Stunden als Vorgabe für das Sondenfeld verwendet. Dies entspricht in erster Näherung einem technischen Kurzzeitspeicher.

Geht man von einer maximalen Sondenleistung von 50 W/m als erste Näherung aus so werden für die Bereitstellung der Spitzenleistung von 75 kW ungefähr 1500 Sondenmeter benötigt.

Die Geometrie wurde intuitiv sternförmig ausgelegt mit 5 parallelen Strängen mit jeweils drei in Serie geschalteten Sonden. Diese werden mit insgesamt 210 m³/d betrieben – das entspricht 42 m³/d (1750 l/h) pro Strang (bzw. 875 l/h pro U-Rohr). Bei dieser Durchflussrate legt das Fluid 27.5 m in einer Minute zurück, wodurch für einen Durchlauf durch einen Strang (600 m ohne Zu- und Verbindungsleitungen) mindestens 22 Minuten benötigt werden. Dieser Umstand ist für eine Simulation, mit sich stündlich ändernden Leistungsvorgaben, numerisch ungünstig. Aus diesem Grund wurden Leistungsmittelwerte über 12 h als Randbedingung verwendet.

In **Abbildung 7.10** sind die geometrische Anordnung sowie das schematische Schaltbild des Sondenfeldes ersichtlich. Die Sonden wurden kompakt in einem Abstand von 2 m angeordnet.

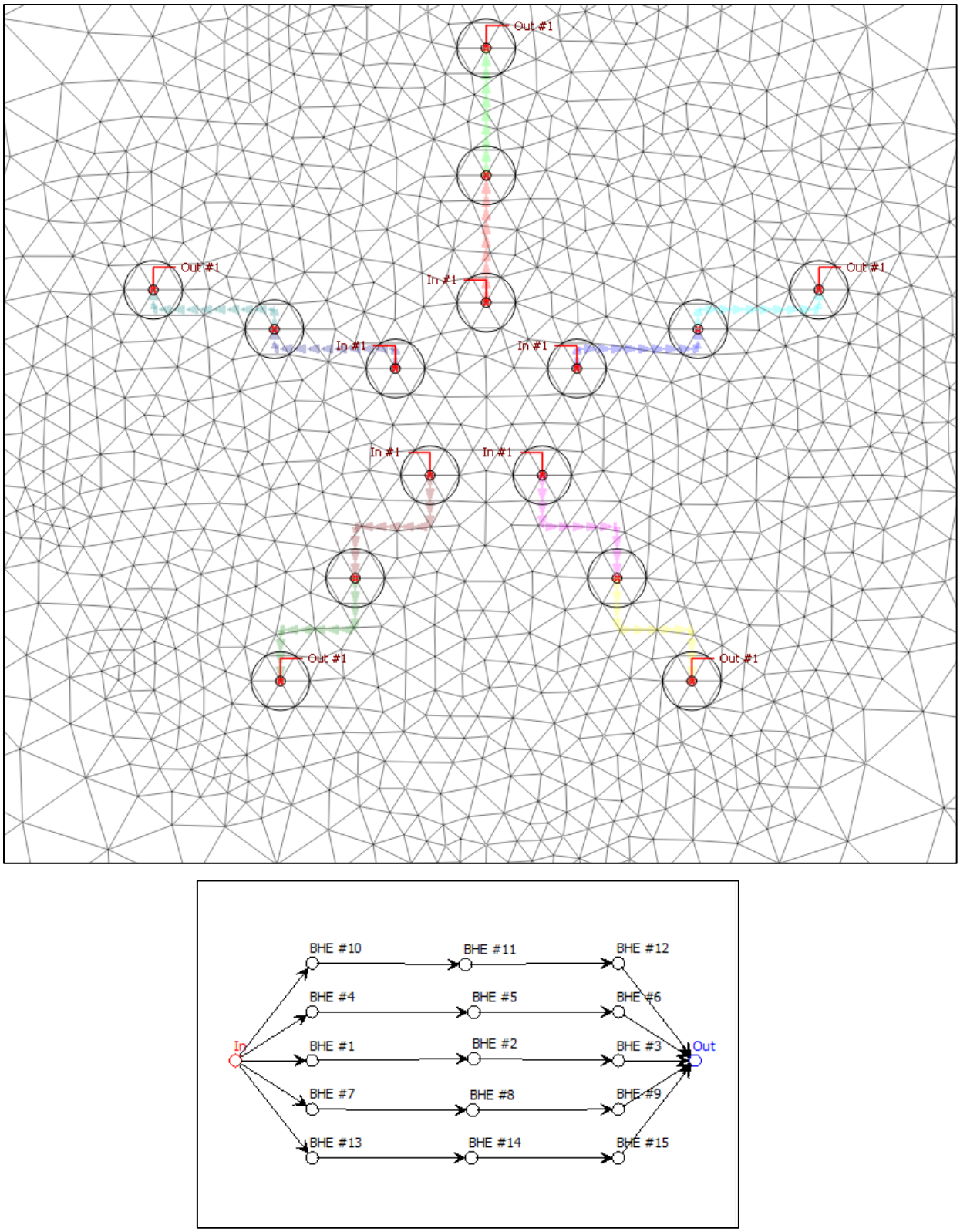


Abbildung 7.10: Oben: Aufsicht der Sondenfeldgeometrie für die Simulation in Maiersdorf mit einem Sondenabstand von 2 m. Unten: Schematisches Schaltbild der Sonden. Der Gesamtdurchfluss von 210 m³/d teilt sich auf 5 Strängen mit jeweils 3 in Serie geschaltete Sonden auf. Die schwarzen inneren Kreise stellen jeweils die Bohrlochwand dar, die schwarzen äußeren Kreise stellen den numerisch idealen Abstand zum nächsten Gitterpunkt dar. Quelle: GBA

Leistungsvorgabe: Der simulierte Leistungsbedarf für die unsanierten Gebäude in Maiersdorf wurde auf 129,5 MWh bemessen, der Solarkollektor liefert 185,1 MWh an Wärmeenergie pro Jahr. Ohne technischen Speicher müsste das Sondenfeld die gesamte Energiemenge in das Erdreich speichern bzw. entnehmen und wäre sehr kurzfristigen Änderungen und häufigen Umschaltungen zwischen Entnahme und Speicherung unterworfen. In **Abbildung 7.11** ist die Sondenjahresarbeit in Abhängigkeit von der Größe eines technischen Wasserspeichers abgebildet. Schon ein 10 m³ großer Speicher reduziert die notwendige Entnahmeleistung auf 102 MWh/a und die Sondenspeicherleistung auf 158 MWh/a. Die Betriebszeit des Sondenfeldes sinkt von 82 % auf 59 %, die direkte solare Versorgung beträgt 27 MWh/a.

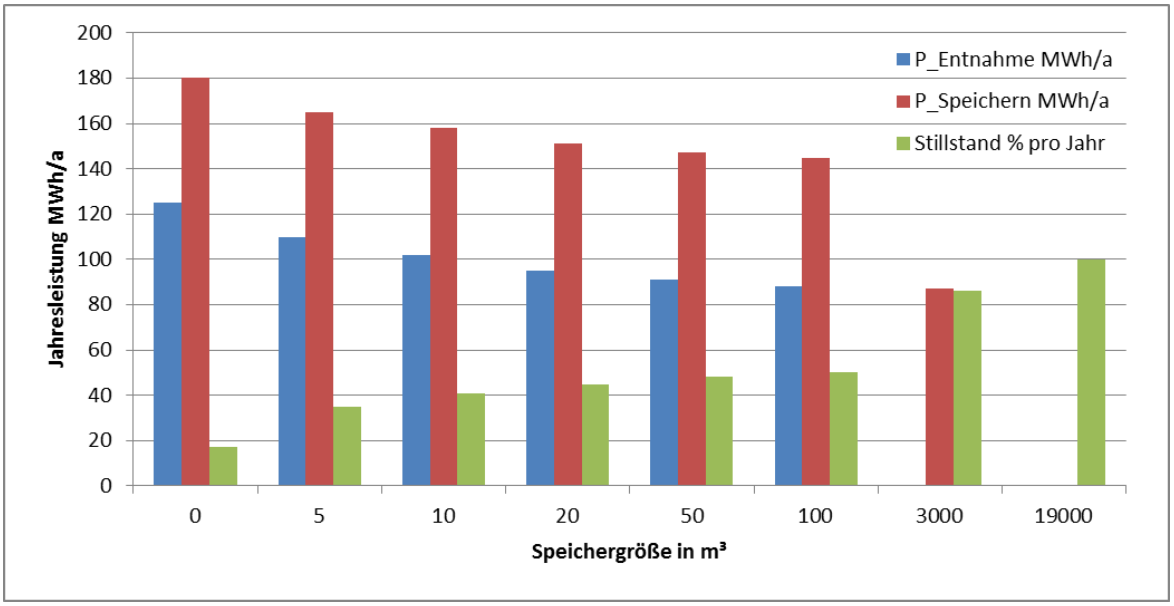


Abbildung 7.11: Vom Sondenfeld zu leistende jährliche Arbeit in Abhängigkeit von der Größe des technischen Speichers (berechnet mit der Wärmekapazität des Wassers von 4,18 MJ/m³/K). Die Verluste des Kurzzeitspeichers wurden vernachlässigt und angenommen, dass bei Unterschreitung der Wassertemperatur von 2 °C das Sondenfeld angeworfen wird um die Energie nachzuliefern. Überschreitet die Wassertemperatur 20 °C wird das Sondenfeld zur Speicherung verwendet. Auch die Ruhezeit des Sondenfeldes steigt mit der Speichergröße. Schon bei einem Wasserspeicher mit 10 m³ steigt die Stillstandzeit der Sonden von 17 % auf 41 %. Quelle: GBA

Bei Simulation des Sondenfeldes wurde die Speicherfähigkeit des Wassers im Speicher vernachlässigt und die mittlere erforderliche Sondenleistung für die Versorgung der Gebäude im 12 h - Takt vorgegeben. Dadurch können 31.7 MWh direkt vom Solarkollektor genutzt werden, 97.8 MWh werden in 3600 h des Jahres entnommen und 153.4 MWh werden in 5160 h eingespeichert.

7.3.1 Ergebnisse der Simulation von Maiersdorf

Durch die Leistungssteuerung (Vorgabe der Sondenleistung) können die Vor- und Rücklauftemperaturen eines Stranges des Erdwärmesondenfeldes als Ergebnis angesehen werden. Durch den symmetrischen Sondenfeld-Aufbau laufen alle 5 Stränge auf gleichem Temperaturniveau. **Abbildung 7.12** zeigt den zu erwartenden zeitlichen Temperaturverlauf der Sondenfluid Temperaturen im Vor- und Rücklauf eines Stranges. Durch die überbilanzierte Leistungsvorgabe steigt die mittlere Fluidtemperatur in 5 Betriebsjahren um

2.7 °C. In **Abbildung 7.13** sind die Vor- und Rücklauftemperaturen im 5. Betriebsjahr statistisch für die Entnahme dargestellt. Die Rücklauftemperatur sinkt demnach nie unter 5 °C. Am Häufigsten, nämlich in über 624 Betriebsstunden (26 Betriebstage) im Jahr, treten Rücklauftemperaturen zwischen 8 °C und 9 °C auf. Die hohen Rücklauftemperaturen (> 13 °C) treten in den Entnahmezeiten direkt nach der Einspeicherung auf.

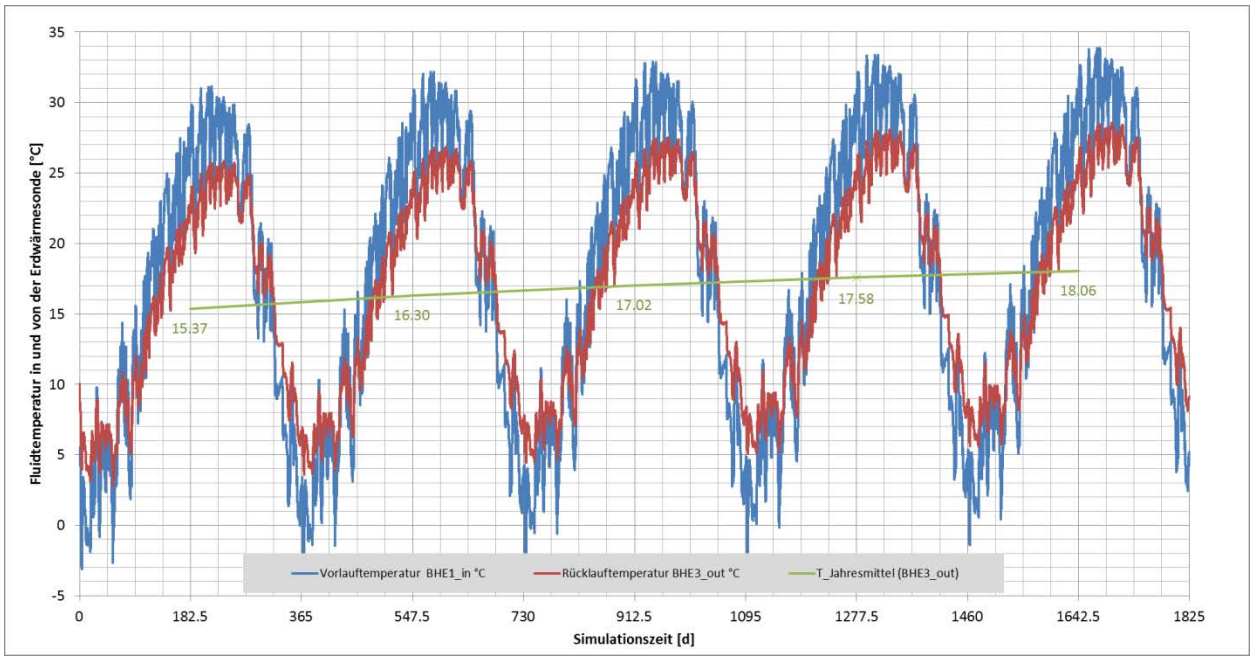


Abbildung 7.12: Verlauf der Vor- und Rücklauftemperatur eines Sondenstranges über 5 Jahre. In grüner Farbe ist die mittlere Jahrestemperatur der Rücklauftemperatur zu einer Linie verbunden und zeigt den mittleren Temperaturanstieg des Sondenfluids durch die Mehreinspeisung. Quelle: GBA

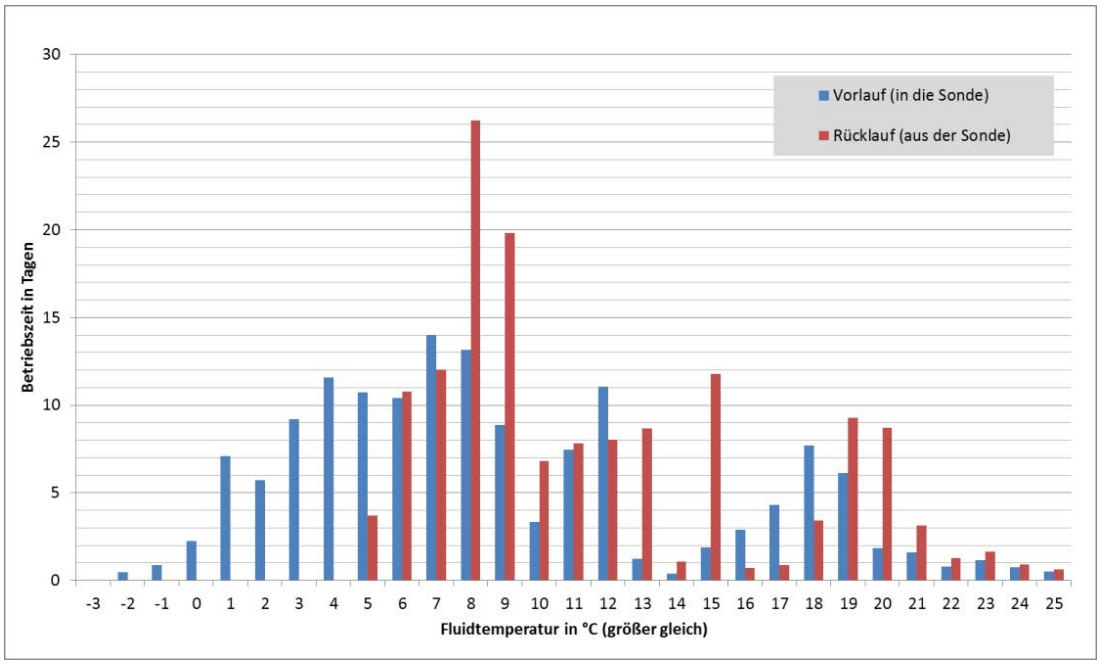


Abbildung 7.13: Statistische Verteilung der Fluidtemperaturen bei Entnahme im 5. Betriebsjahr. Insgesamt 147d im Jahr herrscht Entnahmebetrieb. Quelle: GBA

Bei der statistischen Fluidtemperaturverteilung der Einspeisezeiten in **Abbildung 7.14** ist das Temperaturniveau des Vorlaufs der Sonde interessant, der den 12h-Mittelwert der Rücklauftemperatur des Solarkollektors entspricht (bzw. des technischen Speichers). Durch die Leistungsvorgabe wird durch das Simulationsprogramm die optimale Speicher-temperatur gewählt, um genau die Leistungsvorgabe zu erfüllen. Die Vorlauftemperaturen liegen relativ tief zwischen 9 °C und 34 °C. Am Häufigsten, nämlich insgesamt in 37 Betriebstagen, wird um die 30 °C eingespeist.

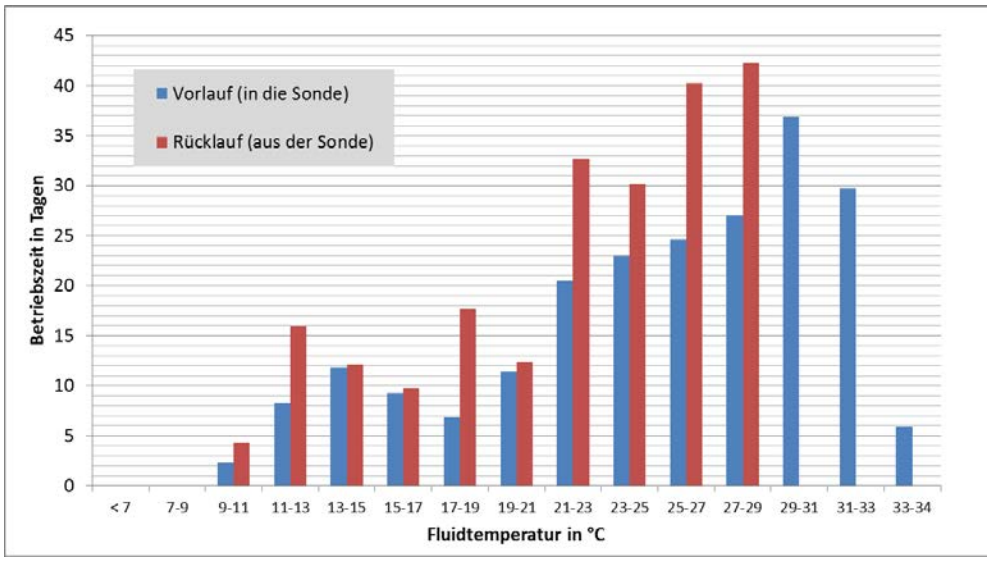


Abbildung 7.14 Statistische Verteilung der Fluidtemperaturen bei Speicherung im 5. Betriebsjahr. Insgesamt werden 217 Tage im Jahr eingespeichert. Quelle: GBA

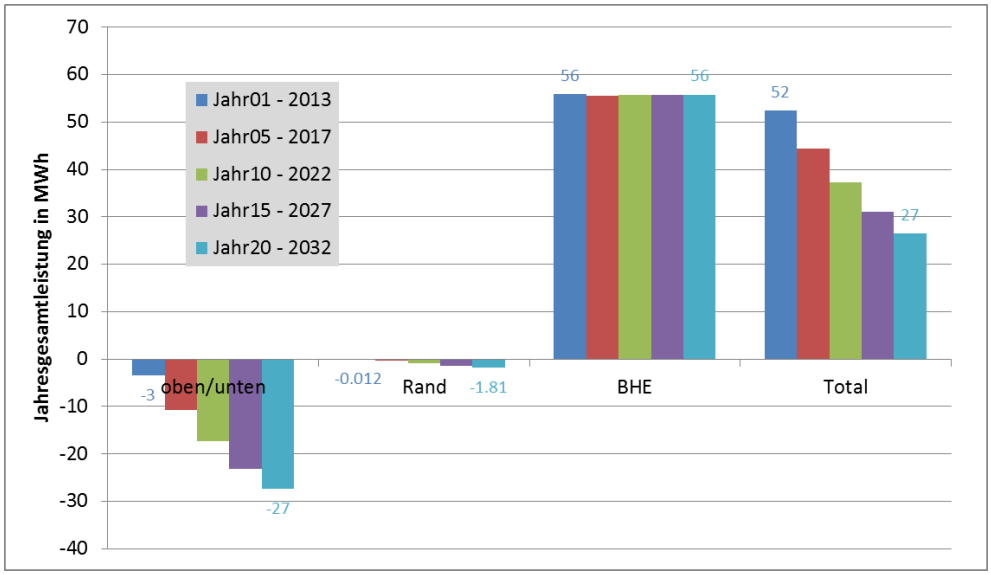


Abbildung 7.15: Fünf-jährliche Leistungsbilanz der Simulation in Maiersdorf. Pro Jahr werden ca. 56 MWh mehr gespeichert als entnommen (BHE). Die Verluste an der Oberfläche und der Unterseite (oben/unten) und die Randverluste (Rand) werden von Jahr zu Jahr größer. Übrig bleibt die Energie, die im Erdreich gespeichert wird (Total) – die mit steigender Untergrundtemperatur mit den Jahren abnimmt. Quelle: GBA

Die Jahresenergiebilanzen sind in **Abbildung 7.15** alle 5 Jahre bis 20 Jahre dargestellt. Von den ca. 56 MWh die jährlich mehr eingespeist als entnommen werden können im ersten Jahr noch 52 MWh im umgebenden Erdreich gespeichert werden, der Rest (3 MWh geht hauptsächlich an der Oberfläche verloren. Im 20. Jahr geht bereits die Hälfte der überbilanzierten Energie an der Oberfläche verloren. Der Grund ist die Erwärmung der Erdreichtemperatur, sieht **Abbildung 7.16**.

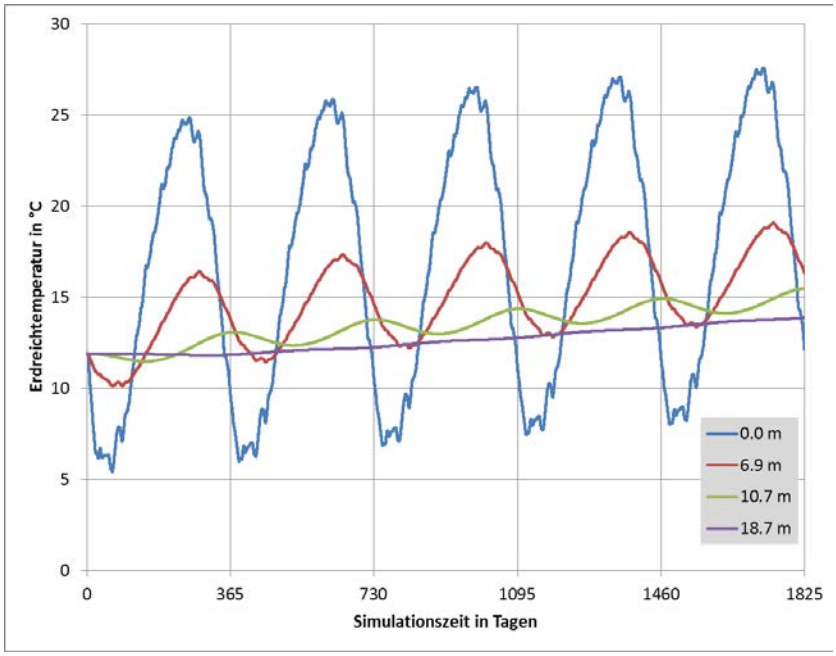
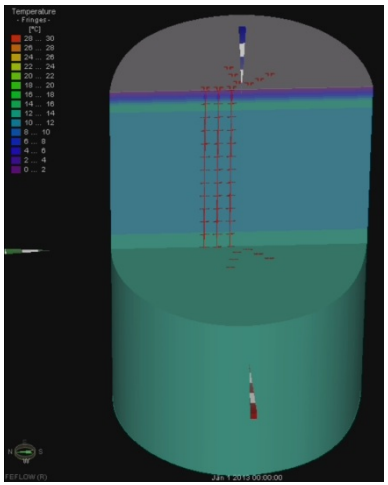
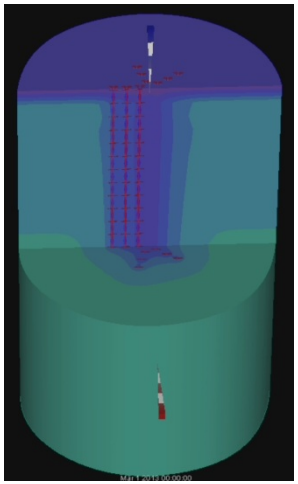


Abbildung 7.16: Zeitlicher Verlauf der Erdreichtemperaturen in unterschiedlichen Entfernungen vom Sondenfeld-Mittelpunkt (blaue Linie) über die ersten 5 Jahre. Die rote Linie liegt ca. einen Meter weiter außen als die äußerste Sonde. In einer Entfernung von 18,7 m vom Mittelpunkt sind die jährlichen Schwankungen kaum mehr erkennbar. Quelle: GBA

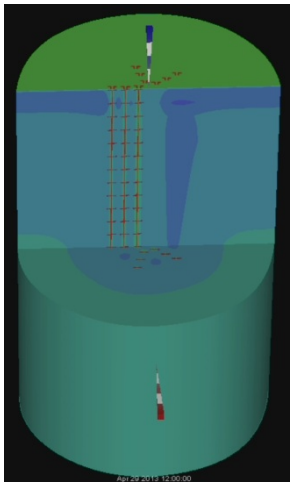
Auf der folgenden Seite ist die dynamische Entwicklung des Temperaturfeldes des oben dargestellten Sondenfeldes dargestellt. In der oberen Bildreihe sind die Zustände der Sondenumgebung im ersten Betriebsjahr dokumentiert, in der unteren Reihe die selben Tage nach jeweils 4 vollen Betriebsjahren. Der Einschaltzeitpunkt der Anlage wurde mit dem 01.01.2013 angenommen. Das heißt, dass die Anlage zunächst im reinen Entnahmebetrieb arbeitet, da im ersten Quartal keine nennenswerten solaren Rückspeisungen erfolgen. Weiters startet die Anlage mit einem thermisch nicht vorbelasteten Untergrund, das heißt, es liegt der natürliche geothermische Temperaturgradient vor. Die fortschreitende solare Ladung im Frühjahr und Sommer ist gut zu erkennen, bevor im Herbst wieder die Entladung dominiert. 4 Jahre später macht sich bereits die positive Jahres-Energiebilanz bemerkbar, was in den Bildern gut zu erkennen ist. Das System findet nunmehr deutlich bessere Betriebsbedingungen vor, als im ersten Jahr. Auf diese Weise kann durch eine entsprechende leichte Überdimensionierung der solarthermischen Einträge sukzessive ein optimales thermisches Arbeitsumfeld geschaffen werden. Die Anhebung des Temperaturniveaus im Untergrund ist reversibel da ja nicht die gesamte verfügbare solare Wärme eingespeist werden muss.



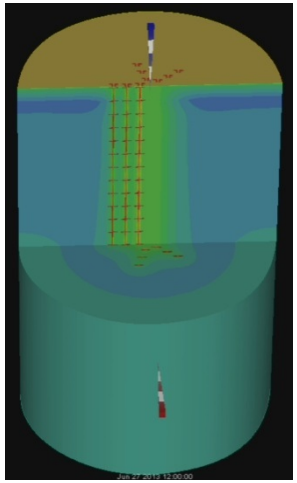
01.01.2013



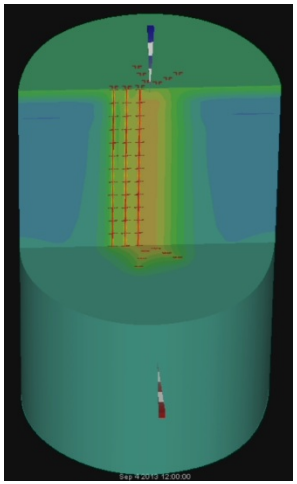
01.03.2013



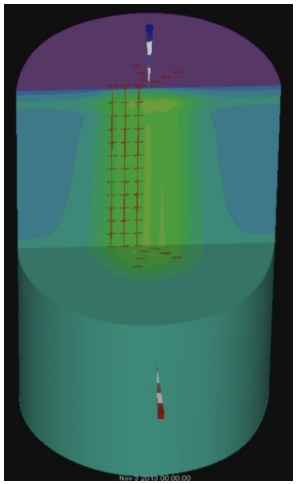
01.05.2013



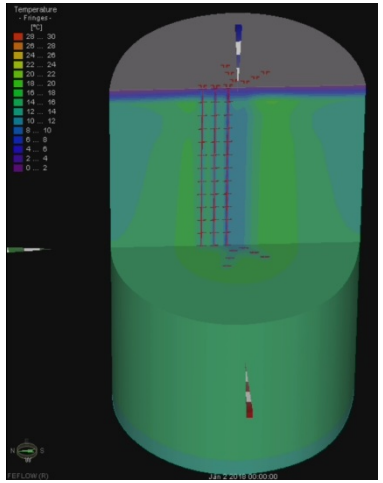
01.07.2013



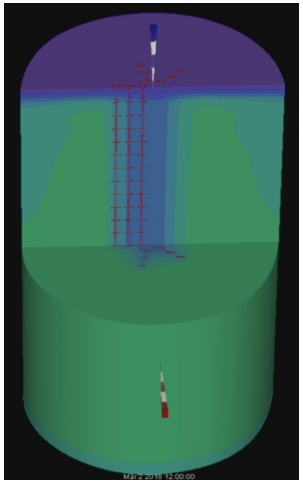
01.09.2013



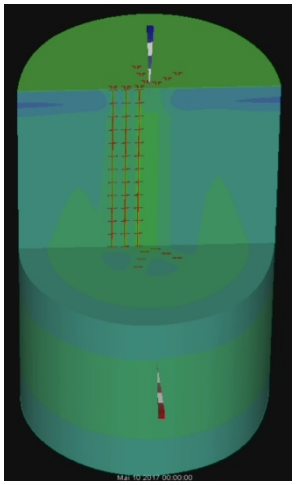
01.11.2013



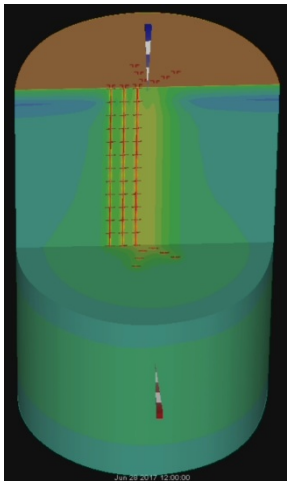
01.01.2017



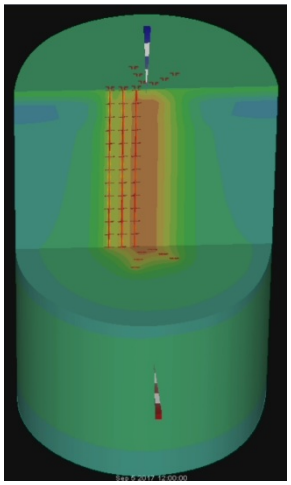
01.03.2017



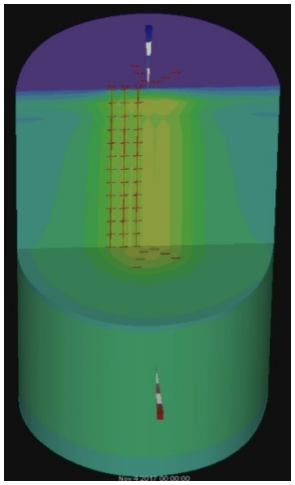
01.05.2017



01.07.2017



01.09.2017



01.11.2017

7.3.2 Betriebsweise ohne Solaranlagen

Zum Vergleich wurde für Maiersdorf auch ein Beispielszenario ohne Solarkollektor gerechnet, d.h. der gesamte Wärmebedarf in der Höhe von 129 MWh muss allein vom Sondenfeld bereitgestellt werden. Die Standardauslegung geht auch hier von der Gebäudespitzenleistung (75 kW) aus und einer, aufgrund niedrigerer Erdreichtemperaturen, auch kleinere spezifische Entzugsleistung von 41 W/m. Dadurch ergeben sich 1875 Bohrmeter, wodurch das Sondenfeld mit 3 x 6 x 100 m (1800 Sondenmeter) bemessen wurde. Um das relative kleine Grundstück, das in Maiersdorf zur Verfügung steht, optimal auszunützen wurde die Sondenanordnung A-förmig gewählt (**Abbildung 7.17**) mit einem minimalen Sondenabstand von 6 m.

Es muss angemerkt werden, dass es sich hierbei nur um ein theoretisches Vergleichsszenario handelt. Unter den gegebenen Bedingungen der Gebäudeenergieeffizienz des Bestandes und des nicht vorhandenen Niedertemperatur-Wärmeverteilsystems wäre ein solches System nicht wirtschaftlich betreibbar.

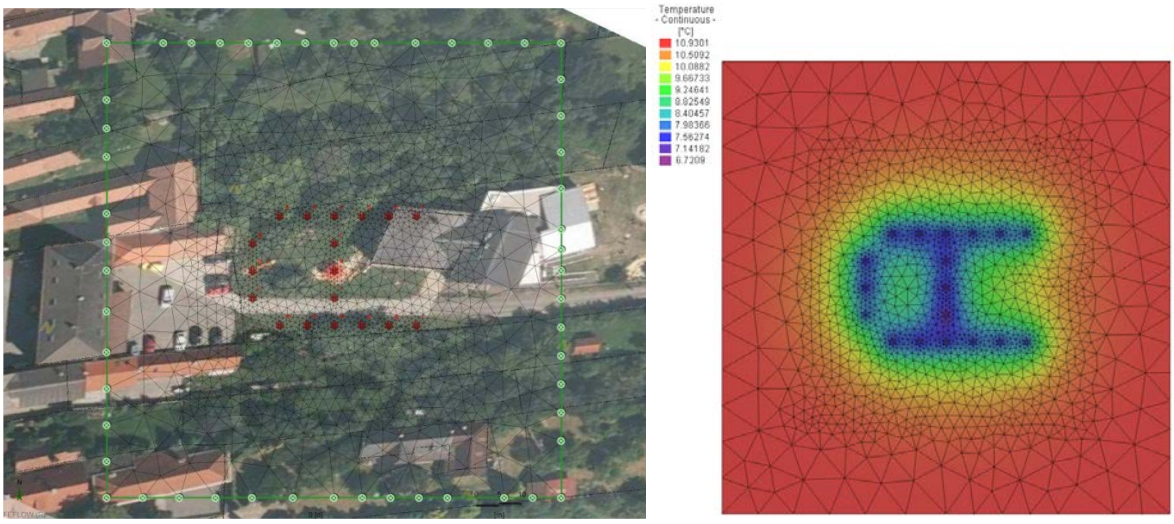


Abbildung 7.17: Dimension des Sondenfeldes für den reinen Entnahmefall. Links: 18 Sonden (rot) über dem Luftbild (Quelle: NÖ-Atlas) mit dem in grün umrandeten Simulationsgebiet. Am Rand wurde eine virtuelle 100 m dicke zusätzliche Erdreichschicht als Randbedingung gesetzt. Rechts: Temperaturfeld nach ca. 4,3 Jahren Betrieb. Die Sonden beeinflussen sich gegenseitig merklich. Quelle: GBA

Abbildung 7.18 zeigt als Ergebnis den zeitlichen Temperaturverlauf der Ein- und Austrittstemperaturen der Sonden über knapp 20 Jahre. Die Temperaturen sinken dabei stetig, wobei die jährliche Reduktion des Temperaturniveaus immer geringer wird. Während im ersten Jahr die mittlere Temperatur noch um über 1 K pro Jahr sink, beträgt der Abfall im 19. Jahr nur mehr 0.15 °C. Das liegt an den wachsenden Energiezufluss aus der Umgebung des Sondenfeldes, der in **Abbildung 7.20** (Spalte oben/unten) deutlich wird. Die dazugehörigen statistischen Häufigkeiten fürs 19. Betriebsjahr sind in **Abbildung 7.19** dargestellt. Die Vorlauftemperatur sinkt auf ein, für die Wärmepumpe, unerreichbares Niveau (bis -7°C). Dies bedeutet, dass das Sondenfeld zu klein dimensioniert ist, oder man benötigt eine zusätzliche Energiequelle für Betriebszeiten, wo die Vorlauftemperatur unter -3 °C sinkt (tritt insgesamt an 34 Tagen im 19. Jahr auf).

Dieses Fallbeispiel zeigt deutlich die prinzipielle Problematik des reinen Entnahmebetriebes aus vertikalen Erdsonden mittels Wärmepumpensystemen. Natürlich kann der Abfall der Mitteltemperatur im Sondenfeld aus rein technischer Sicht durch die Dimensionierung des selbigen über weite Bereiche beeinflusst werden. Bei größeren Sondenabständen und geringerer Leistungsentnahme pro Laufmeter Sonde fällt auch die Mitteltemperatur in der Sondenumgebung weniger rasch ab. In der Paxis sind größere Sondenabstände aber von der Verfügbarkeit ausreichenden Raumes abhängig und mehr Sondenmeter verursachen höhere Investitionskosten. Es gibt also einen ökonomischen Anreiz die Sondenfelder bei reinem Entnahmebetrieb so knapp wie möglich zu bemessen. Die Verhältnisse in dem soeben gezeigten Beispiel zeigen, dass die entsprechende Anlage nach 20 Jahren nicht nur stark an Wirkungsgrad eingebüßt hat, sondern durch die tiefen Temperaturen auch technische Probleme beim Normalbetrieb entstehen. Das Sondenfeld ist damit nach 20 Jahren Betrieb vorerst, d.h. temporär am Ende seiner technisch/wirtschaftlichen Nutzbarkeit angelangt. Das Sondenfeld wird, sobald keine Wärme mehr entnommen wird wieder regenerieren. Die dafür erforderlichen Zeiträume müssen jedoch mit einer anderen Option für die Wärmebereitstellung überbrückt werden. Die Betriebsweise einer ausgeglichenen Energiebilanz, die durch die Implementierung des GEOSOL-Systems erreicht wird, vermeidet diese Probleme und verlängert die effektiv nutzbare Lebensdauer des Sondenfeldes auf die technische Lebensdauer der Sonden, die weit über 20 Jahren liegt.

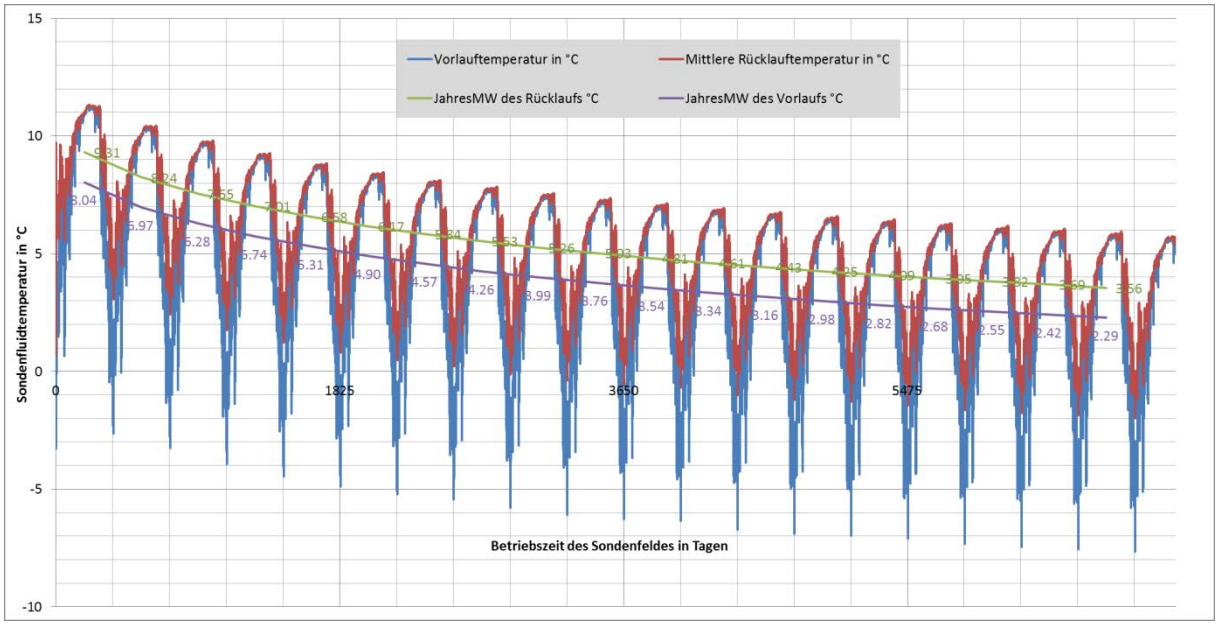


Abbildung 7.18: Zeitlicher Temperaturverlauf des Sondenfeldes ohne Wärmeeinspeisung für 20 Jahre. Der Jahresmittelwert der Vorlauftemperatur sinkt von 8,04°C im ersten Jahr auf 2,29°C im 19. Betriebsjahr. Wegen der unsymmetrischen geometrischen Sondenfeldanordnung, ergeben sich leicht unterschiedliche Rücklauftemperaturen der 6 Stränge. In roter Farbe ist die mittlere Rücklauftemperatur aufgetragen. Quelle: GBA

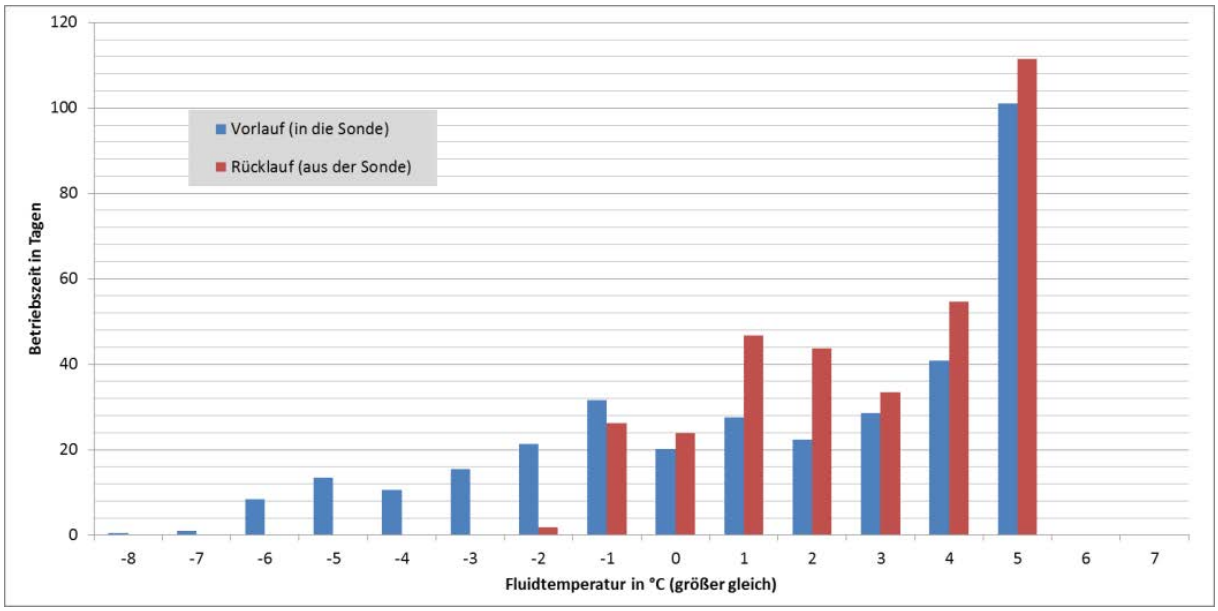


Abbildung 7.19: Histogramm der Sondenvor- und Rücklauftemperaturen bei reiner Entnahme für das 19. Betriebsjahr. Die Vorlauftemperatur sinkt auf ein unrealistisches Niveau bis zu -7°C. Vor allem im Sommer ist die Rücklauftemperatur wegen der geringen Entnahmeleistungen im oberen Bereich angesiedelt. Quelle: GBA

Bei einer dynamischen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (unter Anwendung eines Kalkulationszinsfußes) werden zukünftige Kosten bzw. zukünftiger Nutzen abgezinst. Dies führt bei Systembetrachtungen leicht dazu, die Effekte einer langen Lebensdauer ökonomisch gering einzuschätzen. In diesem Sinne ist bei Wirtschaftlichkeitsbewertungen zu überlegen, welche Bewertungs-ansätze bzw. auch welche Kalkulationszinssätze für Systemvergleiche herangezogen werden sollen.

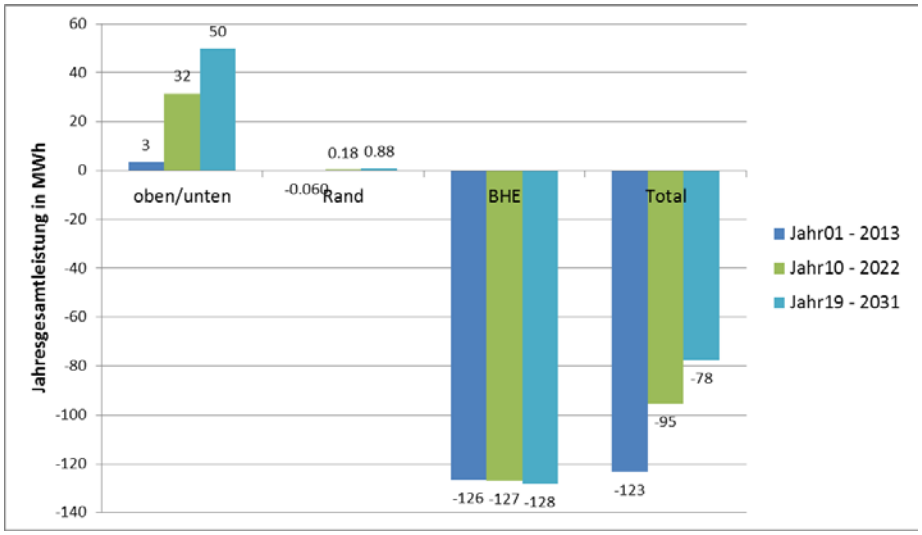


Abbildung 7.20: Jahresenergiebilanz für Jahr 1, 10 und 19. Jährlich werden etwa 127 MWh von den Sonden entzogen (BHE), ein Teil kommt von der Oberfläche und von unten natürlich nach (oben/unten), ein sehr geringer Teil kommt vom virtuellen Simulationsrand in ca. 100m Entfernung nach (Rand). Das Simulationsgebiet verliert mit der Zeit immer weniger Energie (Total). Quelle: GBA

7.4 Erkenntnisse aus der Simulation von Modellsystemen

In diesem Kapitel wurden zwei Testszenarien modelliert, die die Basis für eine Modellierung des Gesamtsystems liefern. Die beiden Modelle (allgemeines 4-Sonden System und Fallstudie Maiersdorf im unsanierten Ausgangszustand) sind leicht überbilanziert, wodurch die Mitteltemperaturen im Bereich der Sonden (und damit auch die Umgebungsverluste) mit der Zeit geringfügig ansteigen. Eine starke Abkühlung des Erdreichs und eine Verschlechterung der Performance wird damit aber sicher verhindert und die Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpe sind signifikant höher als im reinen Entnahmebetrieb.

Die Genauigkeit der Ergebnisse hängt, neben numerischen Aspekten, auch von der Wahl der Eingangsparameter ab. Bei Temperaturvorgaben muss sichergestellt werden, dass bei Einspeisung das Niveau der Vorlauftemperatur über der momentanen Erdreichtemperatur liegt. Bei Leistungsvorgabe muss sichergestellt werden, ob auch der Solarkollektor das notwendige Temperaturniveau liefert. Eine gute Planung und eine interaktive Modellierung des Gesamtsystems, bestehend aus Erdwärmesonden, Solarkollektoren, Umwälzpumpen, Gebäudewärmebedarf, Wärmepumpe, Wärmetauschern, technische Speicher, Verluste usw. sollte vor Realisierung angestrebt werden. Eine Modellierung des Gesamtsystems ist beispielsweise durch interaktive Kopplung von TRNSYS und Feflow realisierbar, eine Schnittstelle ist bereits vorhanden. Auch eine Weiterentwicklung der Schnittstelle zwischen Feflow und MS Excel wäre erstrebenswert.

Im Falle von Maiersdorf wird beim Sondenfeld mit Solareinspeisung eine Einsparung der Sondenlänge von mindestens 20 % erreicht und auch die Performance der Wärmepumpe liegt im Einspeisefall aufgrund höherer Rücklauftemperaturen deutlich höher. In beiden Fällen ist jedoch noch Optimierungspotenzial (Sondenabstand, unterschiedliche Durchflussrichtung bei Einspeisung und Entnahme, etc.) gegeben.

Der Einfluss eines möglichen Grundwasserkörpers wurde hier nicht berücksichtigt, könnte jedoch ohne großen Aufwand modelliert werden. Ein Erdwärmesondenfeld wird generell als Langzeitspeicher angesehen, ein Betrieb als Kurzzeitspeicher (direkte Kopplung mit dem Solarkollektor) ist numerisch jedenfalls ungünstig und auch praktisch sollte ein Kurzzeitspeicher in Betracht gezogen werden.

8. Die GEOSOL-Fallstudien

In diesem Kapitel werden die im Projekt GEOSOL untersuchten Fallstudien dargestellt. Insgesamt wurden 6 Fallstudien untersucht, wobei die konkrete Auswahl der Lokalitäten von folgenden Kriterien und Faktoren beeinflusst wurde:

- Es sollen unterschiedliche geologische Situationen abgedeckt werden, wobei in Hinblick auf die Nutzung des Untergrundes für einen thermischen Speicher vor allem die Grundwassersituation maßgeblich ist.
- Die Wärme-Nachfragestrukturen sollen unterschiedliche und im Sinne eines erschließbaren Potenzials auch häufige Konstellationen abdecken. In diesem Sinne sollen keine Sonderfälle untersucht werden.
- Die Lage der Gebäude muss einerseits eine thermische Nutzung der Sonnenenergie ermöglichen und andererseits muss die räumliche Distanz zwischen den Gebäuden einer Fallstudie den wirtschaftlichen Betrieb eines Mikrowärmenetzes ermöglichen.
- Sämtliche Fallstudien sollen im Nahbereich von Wiener Neustadt lokalisiert sein. Dies ist für die praktische Arbeit, die gemeinsam mit den Schülern und Schülerinnen der HTL Wiener Neustadt durchgeführt wird von großer Bedeutung.
- Die Eigentümer bzw. Besitzer der Gebäude müssen einer Untersuchung zustimmen und in der Folge mit dem Projektteam bestehend aus WissenschafterInnen und SchülerInnen kooperieren.
- Eine zukünftige praktische Umsetzung des GEOSOL-Modellsystems für die untersuchten Fallstudien soll zumindest nicht von vornherein ausgeschlossen sein. Bei entsprechend positiver Systembeurteilung soll an einzelnen untersuchten Standorten in einem Folgeprojekt die Errichtung von Pilot- und Demonstrationsanlagen geprüft werden.

Unter Berücksichtigung der genannten Aspekte wurden die in **Tabelle 8.1** dokumentierten GEOSOL-Fallstudien ausgewählt und analysiert.

Tabelle 8.1: Kurzdarstellung der GEOSOL-Fallstudien

Fallstudie	Geologie/Hydrologie	Nachfragestruktur
Gutenstein (Bez. Wr. Neustadt)	Dolomit, Karstgrundwasserleiter	2 Mehrfamilienhäuser im Eigentum der Gemeinde
Hohe Wand – Maiersdorf (Bez. Wr. Neustadt)	Gosaumergel, lokal begrenzte Grundwasserleiter	1 Servicegebäude, 1 Vereinshaus sowie ein Kindergarten im Eigentum der Gemeinde
Muggendorf (Bez. Wr. Neustadt)	Dolomit, Karstgrundwasserleiter	1 privates Wohnhaus, 1 Gastronomiebetrieb
Raach im Hochgebirge (Bez. Neunkirchen)	Kristallin, Kluftgrundwasserleiter	2 private Einfamilienhäuser
Ternitz (Bez. Neunkirchen)	Schotterkörper, lokal begrenzte Grundwasserleiter	3 private Einfamilienhäuser
Wiener Neustadt (Bez. Wr. Neustadt)	Schotterkörper, ausgedehnter Porengrundwasserleiter	1 öffentliche Schule bestehend aus zahlreichen inhomogenen Gebäudeabschnitten

8.1 Die GEOSOL-Fallstudien und deren Kategorisierung

Die GEOSOL Fallstudien sind in Niederösterreich in den Bezirken Neunkirchen und Wiener Neustadt lokalisiert. Geologisch gesehen liegen die Fallstudien in den nördlichen Kalkalpen, in den Zentralalpen und im Wiener Becken. Der Untergrund wird vorwiegend aus Karbonaten und klastischen Sedimenten aufgebaut.

Das GEOSOL Projektgebiet wurde bezüglich der darin vorkommenden Grundwasserleiter in Porengrundwasserleiter, Karstgrundwasserleiter, Kluftgrundwasserleiter sowie lokal begrenzte Grundwasserleiter unterteilt, wie dies in **Abbildung 8.1** dargestellt ist.

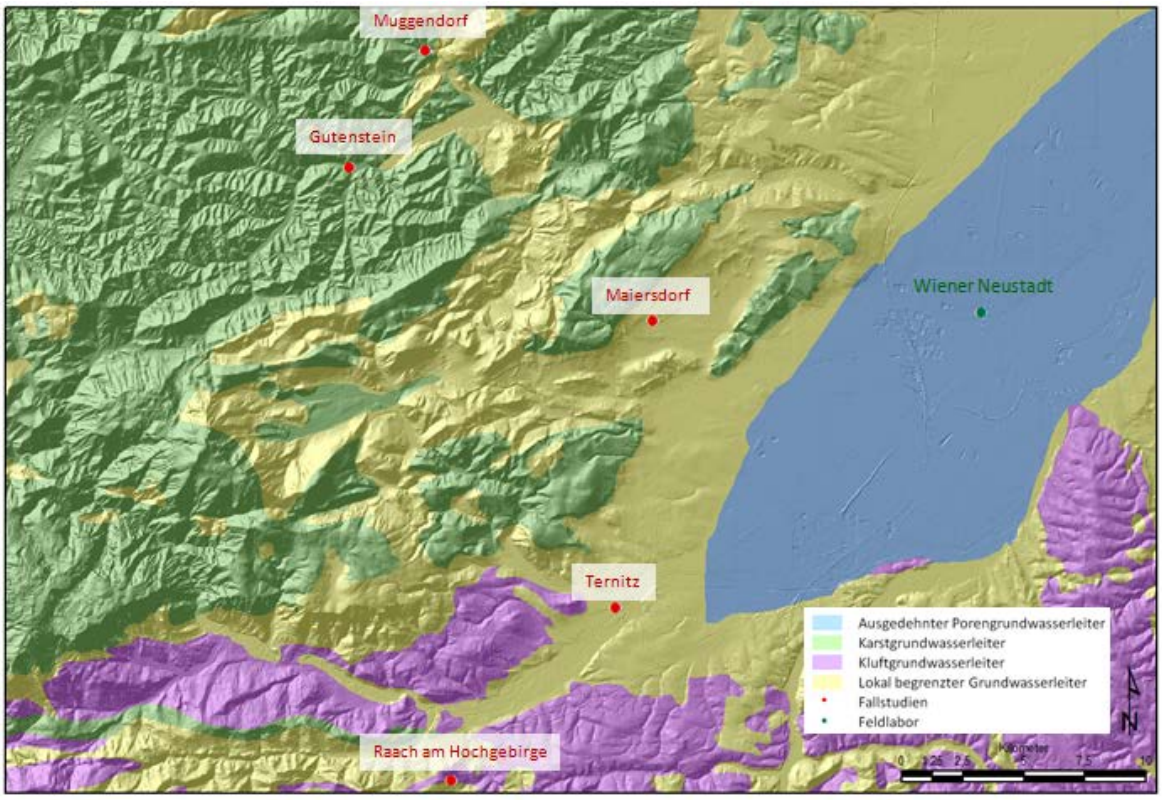


Abbildung 8.1: Lage der GEOSOL-Fallstudien bezüglich ihrer Grundwassersituation. Vereinfachung der hydrogeologischen Karte von Österreich 1:500.000 der Geologischen Bundesanstalt. Quelle: Schubert (2003)

Für die geologische und hydrogeologische Beurteilung der Fallstudien wurden Blatt 75, 76 und 105 der Geologischen Karte 1:50.000, existierende Profilschnitte und verfügbare Bohrprofile verwendet. Unterstützend dazu wurde eine Wasserbuchrecherche durchgeführt. Bis auf Wiener Neustadt (hauptsächlich Wasser-Wasser-Wärmepumpen) sind in den anderen Fallstudienorten nur wenige bis gar keine Wasserrechte vorhanden.

Weitere Merkmale der Kategorisierung sind die Gebäudetypen sowie die Eigentums- und Besitzverhältnisse, welche einen maßgeblichen Einfluss auf die Umsetzbarkeit der solaren Mikrowärmenetze mit saisonaler geothermischer Wärmespeicherung haben.

Im Folgenden werden die 6 untersuchten Fallstudien dargestellt und die ermittelten Erkenntnisse dokumentiert. Die Darstellung erfolgt in alphabetischer Reihenfolge. Für jede Fallstudie werden Aussagen zu den Themen Gebäude und Eigentums- bzw. Besitzverhältnisse, Solarthermie, Geologie/Hydrologie sowie Systemeignung getroffen.

8.1.1 Fallstudie Gutenstein

Gebäude

Bei der Fallstudie Gutenstein handelt es sich um zwei Mehrfamilien-Wohngebäude die im Eigentum der Gemeinde stehen. Östlich angrenzend ist ein Freibad der Gemeinde angesiedelt, das im Zuge des Projektes GEOSOL noch nicht in die Betrachtungen mit einbezogen wurde, welches jedoch in Hinblick auf eine potenzielle Pilot- und Demonstrationsanlage berücksichtigt werden sollte. Die Freibadanlage kann dabei einen Mehrwert für ein entsprechendes System darstellen, da einerseits ein zusätzlich nutzbares Flächenpotenzial für solarthermische Kollektoren genutzt werden könnte und andererseits Überschusswärme für die Beheizung des Badewassers verwendet werden kann. Im momentanen Bestand wurden zur Erwärmung des Badewassers bereits Gummiabsorber auf den Umkleidekabinen des Freibades und auf einer Teilfläche eines Daches von einem der Wohngebäude angebracht. Diese Gummiabsorber können im GEOSOL-System jedoch voraussichtlich nicht direkt genutzt werden. **Abbildung 8.2** zeigt die Ansicht der Wohngebäude aus südlicher Richtung her betrachtet. Die Lage ist als offen, sonnig und dennoch windgeschützt zu betrachten. Die Wohnhäuser liegen auf 470 Meter Seehöhe, die Norm-Außentemperatur ist mit -14°C anzunehmen und die $HGT_{20/12}$ betragen 3720 Kd.

Abbildung 8.2: Die beiden Mehrfamilien-Wohngebäude der Gemeinde Gutenstein. Aufgenommen am 28.02.2011 aus südlicher Richtung. Foto: Peter Biermayr

Die Fallstudie Gutenstein ist in **Abbildung 8.3** anhand eines Luftbildes dargestellt. Die Dachflächen der beiden Wohngebäude haben eine für die Produktion solarer Wärme sehr gut geeignete Neigung und Ausrichtung. Weiters sind keine Verschattungen zu befürchten. In einem Freibereich zwischen den beiden Gebäuden ist ein Areal verfügbar, das die Errichtung eines Sondenfeldes gestatten würde. Die Freibadanlage ist OSO der Wohngebäude angesiedelt. Das potenzielle Mikrowärmenetz weist durch die Nähe der Gebäude sehr kurze Leitungslängen auf und durch die Homogenität der Gebäude und deren

Nutzung ist die Fallstudie Gutenstein prädestiniert für den Einsatz einer zentralen Wärmepumpe.

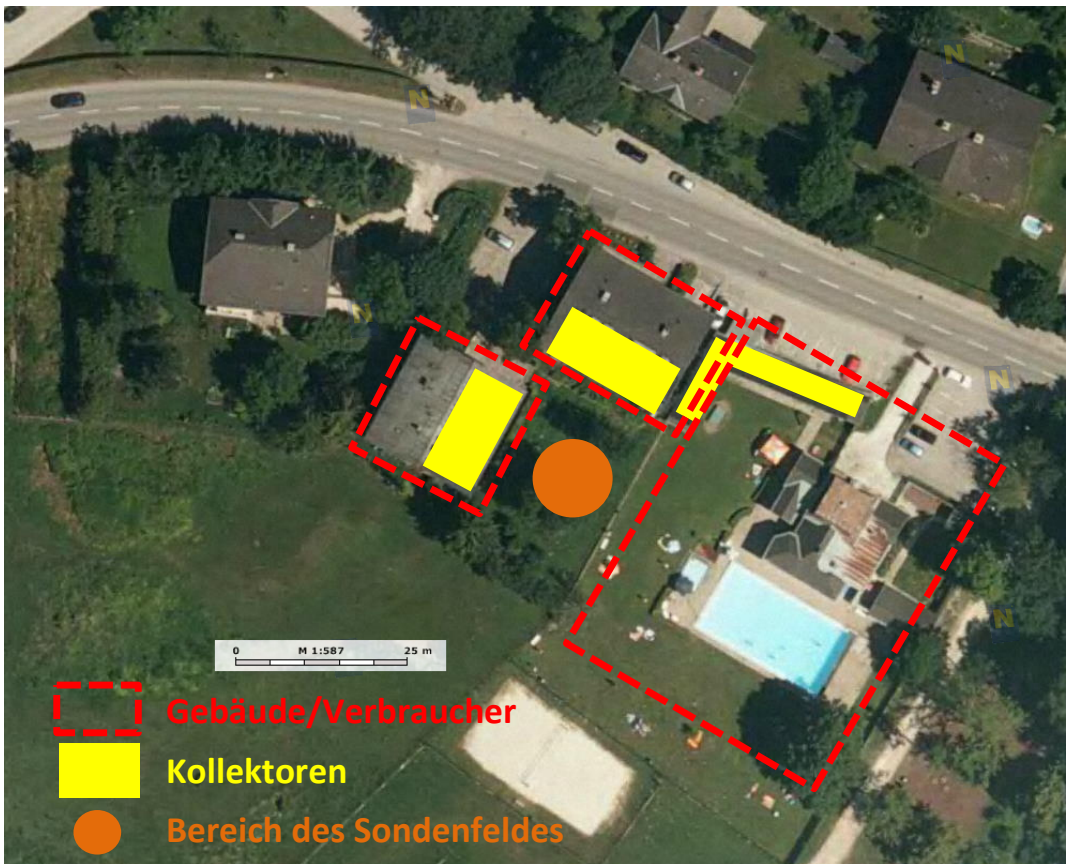


Abbildung 8.3: Luftbild des Modellsystems Fallstudie Gutenstein mit eingezeichneten Systemkomponenten. Das Freibad wurde bei der Analyse der GEOSOL-Fallstudie noch nicht mit betrachtet, soll jedoch bei Umsetzung einer Pilot- und Demonstrationsanlage mit berücksichtigt werden. Quelle: NÖ-Atlas (2012) sowie EEG (2012)

Von den Schülern der HTL Wiener Neustadt wurde für beide Gebäude mit dem Softwarepaket GEQ der Firma Zehentmayer Software GmbH je ein Energieausweis gemäß ÖNORM H5055 und Richtlinie 2002/91/EG erstellt. Die ermittelten Energiekennzahlen betragen dabei:

für Gebäude 1: 2770 Gutenstein, Markt 111: HWB-ref = 161,6 kWh/m^{2}a (entspricht Klasse E)

für Gebäude 2: 2770 Gutenstein, Markt 112: HWB-ref = 112,4 kWh/m^{2}a (entspricht Klasse D)

Der Wärmebedarf für Heizung und Brauchwassererwärmung für das Standortklima wurde mit folgenden Werten ermittelt:

für Gebäude 1: 169 MWh/a

für Gebäude 2: 100 MWh/a

insgesamt beträgt der Wärmebedarf der beiden Wohngebäude im unsanierten Ausgangszustand somit 269 MWh/a. Die Energiekennzahlen sowie der absolute Wärmebedarf zeigen bereits, dass eine Integration des GEOSOL-Modellsystems ohne umfassende Sanierungsmaßnahmen nicht möglich sein wird. Im unsanierten Ausgangszustand wird die Beheizung der Gebäude individuell mittels Einzelöfen

durchgeführt und die Brauchwassererwärmung wird in dezentralen Strom-direkt Boilern bewerkstelligt. Angesichts dieser Strukturen muss von einem geringen Servicefaktor ausgegangen werden und bei Sanierungen sind jedenfalls umfangreiche Reboundeffekte zu erwarten bzw. zu berücksichtigen.

Solarthermie

Von den Schülern der HTL Wiener Neustadt wurden im Rahmen des Projektes GEOSOL folgende solarthermische Anlagen für die beiden Mehrfamilienwohnhäuser konzipiert:

Gebäude 1: 2770 Gutenstein, Markt 111

- Einfach verglaste thermische Flachenkollektoren
- Nutzbare Bruttokollektorfläche: 136,1m²
- Dachneigung: 15°
- Abweichung aus Süden: 30°
- Keine Verschattung
- Bodenreflexionen sind vernachlässigbar (Waldgelände)
- Ertragsabschätzung mit 60% Kollektorwirkungsgrad: 94,2 MWh/a

Gebäude 2: 2770 Gutenstein, Markt 112

- Nutzbare Bruttokollektorfläche: 114,4m²
- Dachneigung: 15°
- Abweichung aus Süden: 60°
- Keine Verschattung
- Bodenreflexionen sind vernachlässigbar (Waldgelände)
- Ertragsabschätzung mit 60% Kollektorwirkungsgrad: 75,5 MWh/a

Der auf einfachem Wege nach ÖNORM M7701 abgeschätzte maximal mögliche Solarertrag von insgesamt 170 MWh/a steht einem Wärmebedarf von 269 MWh/a gegenüber. In der Praxis sind sowohl der Solarertrag (Bruttoflächen als Kalkulationsbasis, keine Berücksichtigung nutzbarer Temperaturniveaus der Erträge etc.) als auch der Wärmebedarf (keine Berücksichtigung des tatsächlichen Servicefaktors) überschätzt, die Grundaussage bleibt jedoch auch bei genauer Kalkulation erhalten. Die Minimalforderung für die Anwendung des GEOSOL-Systems ist eine zumindest im System ausgeglichene Energiebilanz aus solaren Erträgen und Wärmebedarf. Da dies bei der Fallstudie Gutenstein bei weitem nicht der Fall ist, muss die Anwendung des GEOSOL-Systems mit einer umfassenden themischen Sanierung der Gebäude einhergehen. Eine weitere zwingend erforderliche Sanierungsmaßnahme wäre in diesem Zusammenhang die Errichtung eines Niedertemperatur-Wärmeverteilsystems.

Geologie und Hydrologie

Die Fallstudie Gutenstein liegt im Piestingtal in den Nördlichen Kalkalpen. Der Untergrund wird aus Kiesen und Sanden des Quartärs, Schluffstein der Werfener Schichten und Kalken/Dolomit der Göller Decke aufgebaut. Es treten weiters geologische Störungszonen, insbesondere tektonische Blattverschiebungen auf, wie dies in **Abbildung 8.4** dargestellt ist. Die in Gutenstein prominent vertretenen Gesteine des Gutensteiner Kalks sowie des Wettersteinkalkes sind in den **Abbildungen 8.5 und 8.6** dargestellt.

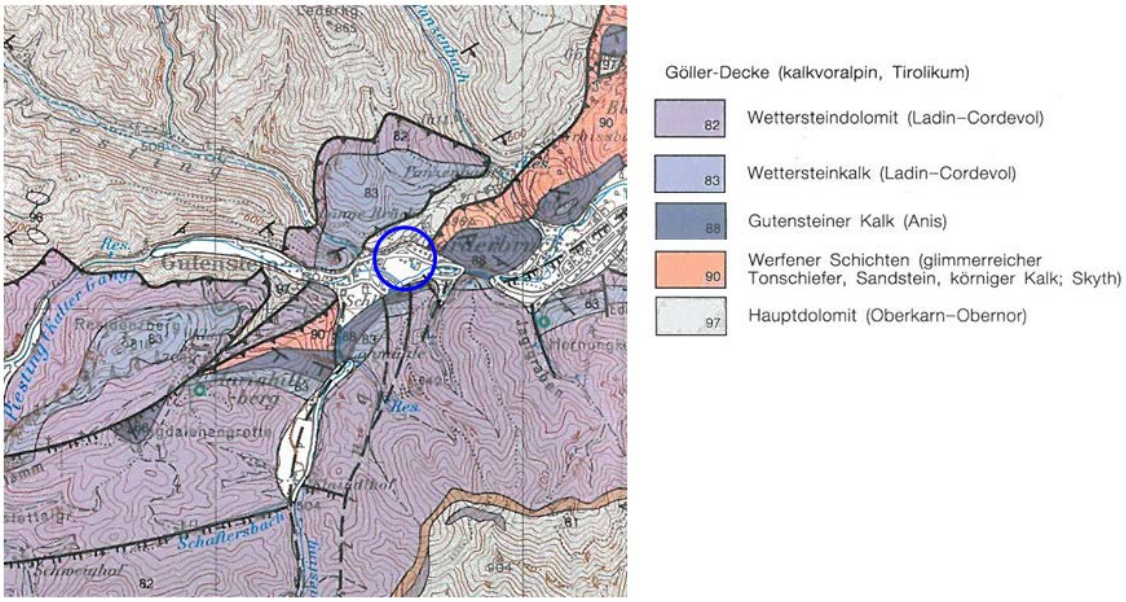


Abbildung 8.4: Geologie der Fallstudie Gutenstein. Ausschnitt aus der geologischen Karte 1:50.000, Blatt 75 Puchberg am Schneeberg. Quelle: Summesberger (1991)

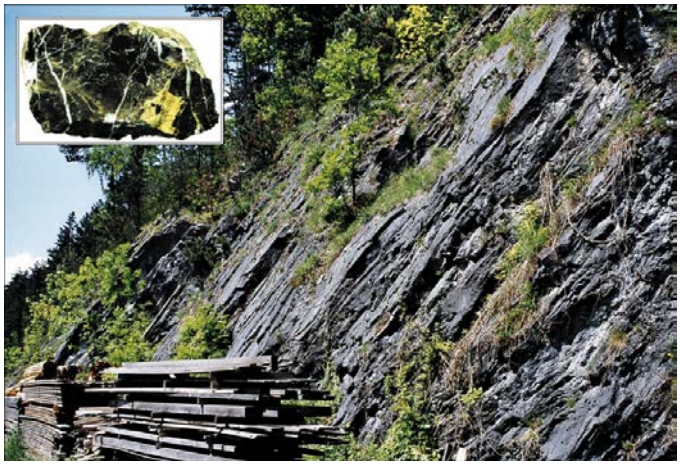


Abbildung 8.5: Schichtiger, dunkelgrauer Gutensteiner Kalk des Anisium in Gutenstein. Fenster: Gutensteiner Kalk mit bezeichnenden weißen Kalzitadern. Quelle: Wessely (2006)

Abbildung 8.6: Massiger Wettersteinkalk im Höllental des Schneeberg-Rax Gebietes. Quelle: Wessely (2006)

Für die Untergrundbeurteilung in Gutenstein wurde ein Bohrprofil der Firma Mayer (Mayer, 2009) herangezogen. Diese erstellte im Jahr 2009 fünf Erdwärmesonden für die Gemeinde Gutenstein (Standort Kindergarten). In diesem Bohrprofil ist kein Grundwasserkontakt dokumentiert, jedoch wurde laut Auskunft von Herrn Dr. Habart (Gebietsbauleitung II Wiener Neustadt) Grundwasser angetroffen. Die Durchsicht des Bohrtagebuchs durch den Bohrmeister ergab eine Wasserfündigkeit in ca. 20 – 30 m unter GOK. Über Qualität und Quantität des angetroffenen Grundwassers liegt keine Information vor. Das verwendete Bohrprofil der Fallstudie Gutenstein ist in **Anhang 1.1** dokumentiert.

Zusammenfassung Systemeignung

Die Fallstudie Gutenstein ist hinsichtlich der Implementierung des GEOSOL-Modellsystems aus mehreren Gründen sehr interessant, es existieren jedoch auch Risiken. Grundvoraussetzung ist jedoch eine umfassende thermische Sanierung der Gebäude sowie die Herstellung eines Niedertemperatur-Wärmeverteilsystems.

Wesentliche Erfolgsfaktoren:

- Die Gebäude sind gut auf den erforderlichen Standard sanierbar.
- Es handelt sich um Kompakte, großvolumige Baukörper mit homogener Struktur und Nutzungsart.
- Die Konstellation ist für den Einsatz einer zentralen Wärmepumpe sehr gut geeignet was einen großen wirtschaftlichen Vorteil bringt.
- Es ist ein großes solarthermisches Flächenpotenzial mit sehr gut geeigneter Ausrichtung vorhanden.
- Es sind zusätzliche Synergien bei der Einbindung des Schwimmbades zu erwarten.

Wesentliche Risiken:

Das größte Risiko liegt bei der Fallstudie Gutenstein bei der hydrogeologischen Situation im Untergrund. Durch die dargestellte Geologie können kleinräumig kluftgebundene Grundwasserleiter auftreten. Dieses Risiko kann durch eine Probebohrung reduziert werden, wobei auch bei einer erfolgreichen Probebohrung nicht gesagt werden kann, ob ein zu errichtendes Sondenfeld vom Grundwasser gänzlich unbeeinflusst bleiben wird.

8.1.2 Fallstudie Hohe Wand - Maiersdorf

Gebäude

Bei der Fallstudie Hohe Wand-Maiersdorf handelt es sich um drei Gemeindegebäude. Dies sind ein multifunktionales Gemeideamtsgebäude, in dem das Gemeindeamt, eine Arztpraxis, ein Nahversorger sowie Einrichtungen der Freiwilligen Feuerwehr untergebracht sind, der Landeskindergarten und ein Vereishaus das auch Büroräumlichkeiten enthält. Erweiterungsmöglichkeiten wären im Nahbereich durch ein Mehrfamilien-Wohnhaus der Gemeinde sowie einen Gastronomiebetrieb und weitere private Wohngebäude möglich. Die folgenden **Abbildungen 8.7 biw 8.9** zeigten Ansichten der angeführten Gebäude. Die Gebäude liegen auf 460 Meter Seehöhe, die Norm-Außentemperatur ist mit -14°C anzunehmen und die $HGT_{20/12}$ betragen 3623 Kd. Die Gebäude befinden sich in einer windreichen aber sonnigen Lage.

Abbildung 8.7: SW-Ansicht des Gemeindeamtsgebäudes in Hohe Wand-Maiersdorf. Die sichtbare, stark projezierend abgebildete Dachfläche stellt ein Flächenpotenzial für die solarthermischen Kollektoren dar. Foto: Julia Weilbold

Die Fallstudie Hohe Wand – Maiersdorf ist in **Abbildung 8.10** anhand eines Luftbildes dargestellt. Als solares Flächenpotenzial stehen mehrere Dachflächen zur Verfügung, welche unterschiedliche Ausrichtungen und Größen aufweisen. Die Neigungen der Dachflächen sind für die Anbringung von solarthermischen Kollektoren geeignet. Die Dachgeometrien (Trapez- und auch Dreiecksformen) verhindern jedoch eine Nutzung der gesamten zur Verfügug stehenden Bruttoflächen. Verschattungen sind teilweise zu berücksichtigen. Dies gilt vor allem für die Dachflächen der Nebengebäude des Gemeindeamtsgebäudes und teilweise auch für die Dachflächen des Kindergartens. Aus ökonomischen Gründen ist deshalb vor allem die Nutzung der großen verschattungsfreien Dachflächen auf den 3 Hauptgebäuden anzustreben. In einem Freibereich zwischen dem Gemeindeamtsgebäude und dem Kindergarten, der auch als Spielplatz genutzt wird, wäre die Errichtung eines Sondenfeldes möglich. Das potenzielle Mikrowärmenetz weist mittlere Distanzen auf, auf eine

Minimierung der Leitungslängen ist Wert zu legen. Da die drei analysierten Gebäude unterschiedliche Gebäudeenergieeffizienz und unterschiedliche Nutzungsarten und –zeiten aufweisen, ist die Fallstudie Hohe Wand - Maiersdorf prädestiniert für den Einsatz von dezentralen Wärmepumpen.

Abbildung 8.8: SO-Ansicht des Landeskindergartens. Das Gebäude besteht aus einem Bestandsgebäudeabschnitt und einem Bereich der neu angebaut wurde (im Bild rechts). Foto: Julia Weilbold

Abbildung 8.9: SO-Ansicht des Vereinshauses. Der thermisch teilsanierte (Fenster) Altbau wird für Vereinsaktivitäten und als Büro genutzt. Foto: Julia Weilbold

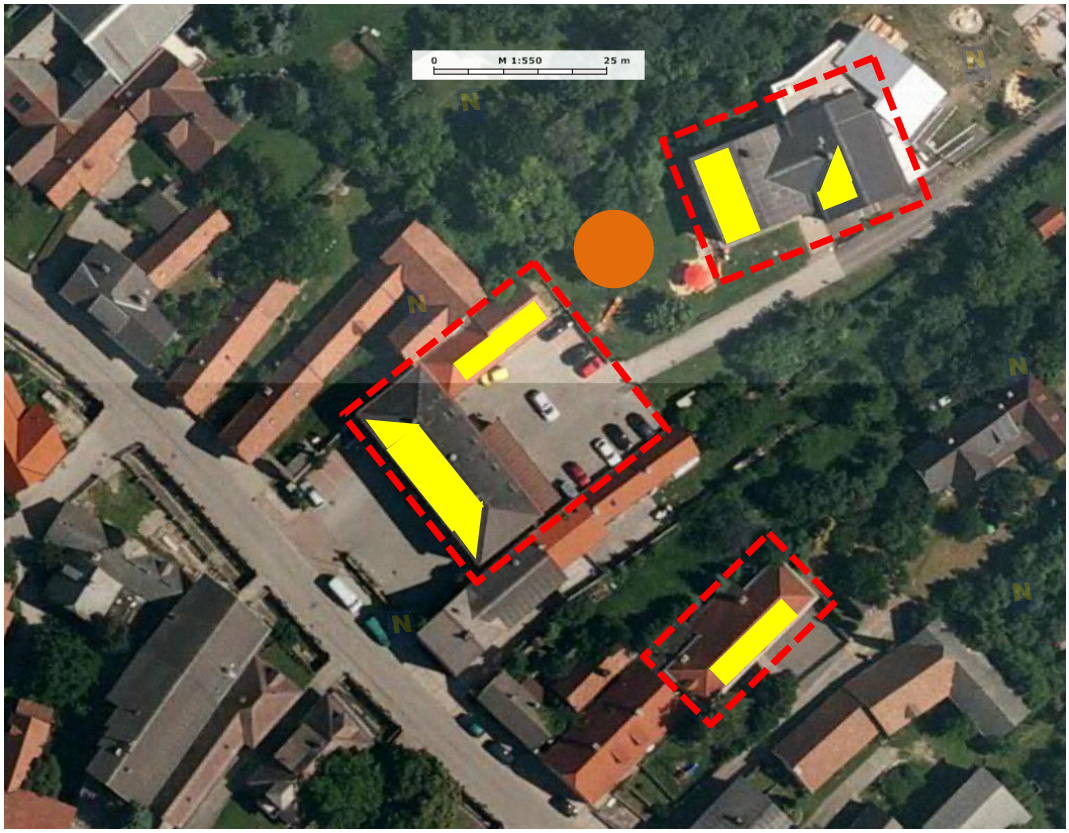


Abbildung 8.10: Luftbild des Modellsystems Fallstudie Hohe Wand - Maiersdorf mit eingezeichneten Systemkomponenten. Das Gemeindeamtsgebäude mit seinen Nebengebäuden ist links im Bild zu sehen, der Landeskindergarten rechts oben und das Vereinshaus rechts unten. Quelle: NÖ-Atlas (2012) sowie EEG (2012)

Von den Schülern der HTL Wiener Neustadt wurde für die drei dargestellten Gebäude mit dem Softwarepaket GEQ der Firma Zehentmayer Software GmbH je ein Energieausweis gemäß ÖNORM H5055 und Richtlinie 2002/91/EG erstellt. Die ermittelten Energiekennzahlen betragen dabei:

Gemeindeamtsgebäude: HWB-ref = 111,3 kWh/m^{2}a (entspricht Klasse D)

Landeskindergarten (Teil Bestand, saniert): HWB-ref = 52,8 kWh/m^{2}a (entspricht Klasse C)

Landeskindergarten (Teil Neubau): HWB-ref = 59,8 kWh/m^{2}a (entspricht Klasse C)

Vereinshaus: HWB-ref = 468,2 kWh/m^{2}a (entspricht Klasse G)*

Der Wärmebedarf für Heizung und Brauchwassererwärmung für das Standortklima wurde mit folgenden Werten ermittelt:

Gemeindeamtsgebäude: 63 MWh/a

Landeskindergarten (Teil Bestand, saniert): 40 MWh/a

Landeskindergarten (Teil Neubau): 15 MWh/a

Vereinshaus: 94 MWh/a*

* Bei den Berechnungen zum Vereinshaus ist anzumerken, dass bei der Berechnung der Energiekennzahl Unsicherheiten z.B. beim Aufbau der obersten Geschoßdecke existierten,

welche möglicher Weise zu einer überhöhten Energiekennzahl führen. Die Bausubstanz aus dem Jahr 1900 liegt jedenfalls thermisch nicht saniert vor. Der Jahresenergieverbrauch kann nicht zur Validierung herangezogen werden, da nutzungsbedingt ein sehr geringer Servicefaktor vorliegt. Bei einer hypothetischen Umsetzung der Fallstudie in eine Pilot- und Demonstrationsanlage ist der zukünftige Nutzungsstatus und die Möglichkeiten zur thermischen Nutzung des Gebäudes zu klären, da der momentane theoretische Leistungs- und Wärmebedarf dieses aus der Sicht der Nutzung untergeordneten Gebäudes die Wirtschaftlichkeit des Systems stark belasten würde. Für die weiteren Ausführungen wurde angesichts der momentanen Nutzung vom halben errechneten Wärmebedarf ausgegangen.

Insgesamt beträgt der Wärmebedarf der drei Gebäude damit im unsanierten Ausgangszustand 165 MWh/a. Die Energiekennzahlen sowie der absolute Wärmebedarf zeigen, dass eine Integration des GEOSOL-Modellsystems ohne Sanierungsmaßnahmen nicht wirtschaftlich möglich sein wird. Beim Gemeindeamtsgebäude und beim Landeskindergarten wurden in der Vergangenheit bereits Wärmeschutz-maßnahmen umgesetzt, wobei diese aus heutiger Sicht suboptimale Lösungen sind (z.B. Dämmdicken der Außenwände von 5cm). Die betrachteten Gebäude werden im momentanen Zustand mit Strom-Direktheizungen beheizt. Dabei liegen nicht nur im Vereinshaus sondern auch im Gemeindeamtsgebäude niedrige Servicefaktoren vor. Die Regelung der Heizung erfolgt im allgemeinem per Hand und individuell pro Raum. So erfolgt eine Beheizung von gewissen Räumen nur im Bedarfsfall. Die nutzungsbedingt geringe Brauchwassererwärmung wird in dezentralen Strom-direkt Boilern bewerkstelligt. Angesichts dieser Strukturen sind bei einer Systemumstellung umfangreiche Reboundeffekte zu erwarten bzw. zu berücksichtigen. Ein Niedertemperatur-Wärmeverteilsystem müsste zur Gänze neu errichtet werden.

Thermovision der Gebäude

Zur qualitativen Abschätzung von Sanierungspotenzialen und strategischen Ansatzpunkten für Sanierungsmaßnahmen wurden bei den Fallstudiengebäuden jeweils Thermovisionsanalysen zahlreicher Bauteile mit Innen- und Außenaufnahmen durchgeführt. Um den vorliegenden Bericht nicht zu überfrachten, wird diese Analyse ausschließlich bei der gegenständlichen Fallstudie Hohe Wand – Maiersdorf für das Gemeindeamtsgebäude im Bericht dokumentiert.

Abbildung 8.11: Die Garagentore der Feuerwehr weisen trotz der geringen Innenraumtemperatur (diese konnte zum Zeitpunkt der Aufnahme jedoch nicht gemessen werden) eine hohe Oberflächentemperatur an der Außenfläche auf und verursachen somit einen entsprechenden Wärmeverlust.

Abbildung 8.12: Kältebrücken wie das dargestellte Wandsegment aus Glasbausteinen können bei einer Sanierung relativ einfach und kostengünstig beseitigt werden. Falls ein tatsächlicher Belichtungsbedarf in diesem Bereich existiert könnte ein kleines Fenster mit entsprechend gutem U-Wert eingesetzt werden. Ansonsten wäre das Wandsegment im Zuge einer Sanierung zu schließen und thermisch zu isolieren.

Abbildung 8.13: Kältebrücken an den Deckenanschlüssen müssen bezüglich Sanierungsoptionen im Einzelfall detailliert betrachtet werden, was hier nicht gemacht wurde. Die Strahlungsbild der obersten Geschoßdecke lässt jedoch auf eine mangelhafte thermische Isolierung der obersten Geschoßdecke schließen. In diesem Bereich sind zumeist sehr wirtschaftliche und einfach durchzuführende Maßnahmen möglich.

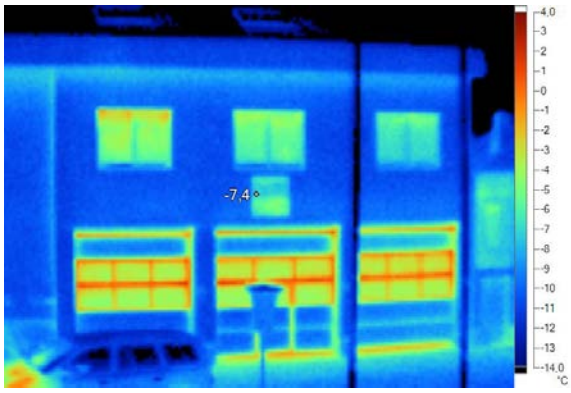


Abbildung 8.11: SW-Ansicht des Gemeindeamtsgebäudes, Gebäudeteil Garagen der Freiwilligen Feuerwehr. Aufnahme am 28.02.2011 um 07:00 bei Sonnenaufgang, jedoch ohne Bestrahlung der aufgenommenen Gebäudeteile, -4,3°C Lufttemperatur, 19,3°C Innenraumtemperatur des Gemeindeamtes, 14,7°C temperierte Nebenräume. Foto: Peter Biermayr

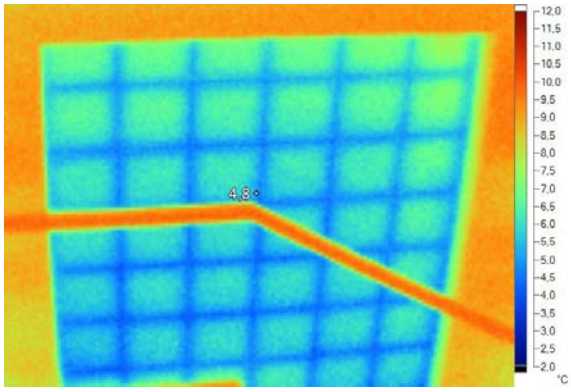


Abbildung 8.12: Innenansicht eines Glasbausteinsegments im Stiegenhaus des Gemeindeamtsgebäudes. Diese Fläche verursacht trotz ihrer räumlich begrenzten Ausdehnung einen erheblichen Wärmeverlust. Rahmenbedingungen wie bei Abbildung 8.11 Foto: Peter Biermayr

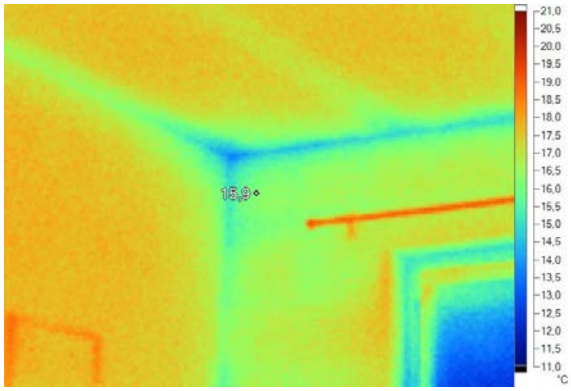


Abbildung 8.13: Innenansicht eines Büroraumes des Gemeindeamtes. Die abgebildete Raumecke ist keine Außenecke des Gebäudes. An der im Bild links befindlichen Zwischenwand grenzt ein weiterer Büroraum. Deutlich sichtbar sind auch die Träger der obersten Geschoßdecke, was auf eine mangelhafte thermische Isolierung selbiger schließen lässt. Die Temperatur in der Ecke beträgt 13,6°C. Rahmenbedingungen wie bei Abbildung 8.11. Foto: Peter Biermayr

Abbildung 8.14: Die teilbaren Holzfenster aus dem Originalbestand weisen tiefe Oberflächentemperaturen der inneren Glasscheiben und Kältebrücken im Bereich des Anschlusses an die Außenwand auf. Ein Fenstertausch kann somit in diesem Fall auch als Einzel-Sanierungsmaßnahme eine signifikante Effizienzmaßnahme darstellen.

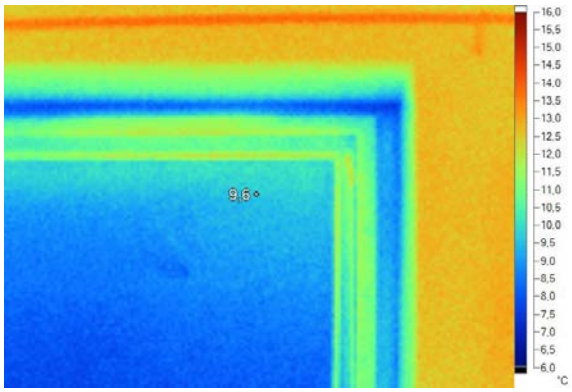


Abbildung 8.14: Innenansicht eines teilbaren Holzfensters (Altbestand) eines Büroraumes des Gemeindeamtes. Die Oberflächentemperatur der Scheibenmitte beträgt 7,4°C. Deutlich zu sehen ist auch die Kältebrücke des Fensteranschlusses an die Wand. Rahmenbedingungen wie bei Abbildung 8.11. Foto: Peter Biermayr

Solarthermie

Von den Schülern der HTL Wiener Neustadt wurden im Rahmen des Projektes GEOSOL folgende solarthermische Anlagen für die untersuchten Gebäude konzipiert:

<u>Gemeindeamtsgebäude plus Nebengebäude</u>

- Einfach verglaste thermische Flachenkollektoren
- Nutzbare Bruttokollektorfläche: 160m²
- Dachneigung: 30°
- Abweichung aus Süden: 30°
- Keine Verschattung
- Bodenreflexionen sind vernachlässigbar (Ortskern)
- Ertragsabschätzung mit 60% Kollektorwirkungsgrad: 114,3 MWh/a

<u>Landeskindergarten</u>

- Nutzbare Bruttokollektorfläche: 100m²
- Dachneigung: 20°
- Abweichung aus Süden: 40°
- Keine Verschattung
- Bodenreflexionen sind vernachlässigbar (Waldgelände)
- Ertragsabschätzung mit 60% Kollektorwirkungsgrad: 70,6 MWh/a

<u>Vereinshaus</u>

- Nutzbare Bruttokollektorfläche: 120m²
- Dachneigung: 30°

- Abweichung aus Süden: 30°
- Keine Verschattung
- Bodenreflexionen sind vernachlässigbar (Waldgelände)
- Ertragsabschätzung mit 60% Kollektorwirkungsgrad: 88,4 MWh/a

Der auf einfachem Wege nach ÖNORM M7701 abgeschätzte maximal mögliche Solarertrag von insgesamt 273 MWh/a steht einem Wärmebedarf von 165 MWh/a gegenüber. Hierzu ist anzumerken, dass das tatsächlich wirtschaftlich umsetzbare solare Flächenpotenzial in der Praxis deutlich unter jenem angesiedelt sein wird, da räumlich exponierte kleine Flächen oder die Erschließung von Sonderformen (Dreiecks- und Trapezformen) nicht wirtschaftlich machbar ist. Die Energiebilanz kann jedoch auch bei nur parziellen Sanierungsmaßnahmen ausgeglichen werden, was prinzipiell für eine Eignung der Fallstudie als Pilot- und Demonstrationsanlage spricht.

Geologie und Hydrologie

Die Fallstudie Maiersdorf liegt in der Gosau-Mulde von Grünbach in den nördlichen Kalkalpen. Die Gosau-Mulde erstreckt sich zwischen Hoher Wand im Norden und den Fischauer Bergen bzw. der Schneeberg-Decke im Süden, wie dies in den **Abbildungen 8.15 und 8.16** dargestellt ist. Von wirtschaftlicher Bedeutung war der Steinkohlebergbau innerhalb der Gosaugruppe der Grünbach - Neue Welt-Mulde.

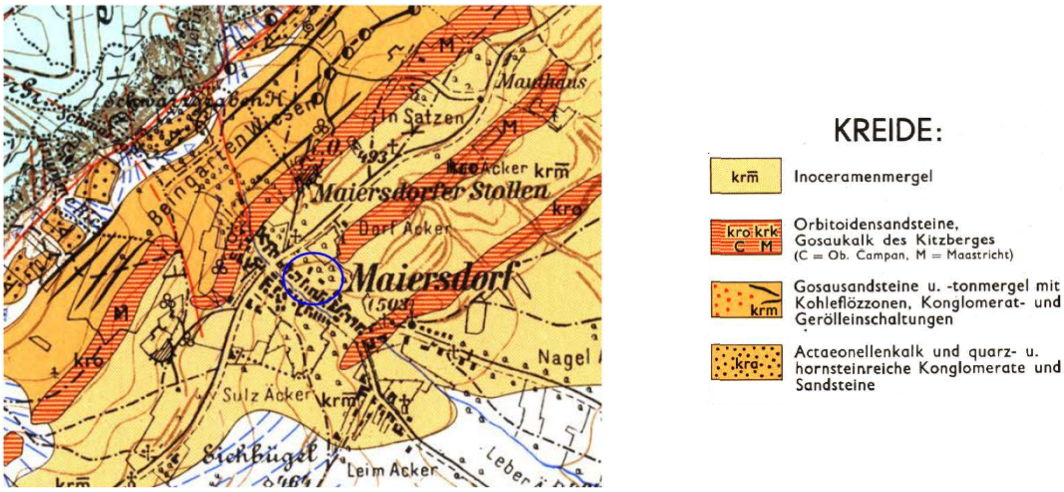


Abbildung 8.15: Ausschnitt aus der Geologischen Karte des Hohe Wandgebietes.
Quelle: Plöchinger (1964)

Abbildung 8.16 zeigt einen Schnitt der Gosau-Mulde der Neuen Welt. In dieser Mulde liegt die Fallstudie Maiersdorf in der Piesting-Formation. Die Piesting-Formation wird dabei aus einer ca. 400 m mächtigen Serie von grauem, sandigem Inoceramenmergel, der im seichtmarinen Milieu der Unter-Kreide abgelagert wurde, sowie von 2-3 kalkreichen, gelegentlich geröllführenden Orbitoidensandsteinzügen aufgebaut. Sie reichen vom Oberen Campanium bis in das Maastrichtium. Die Fallstudie Maiersdorf liegt auf der geologischen Karte im Inoceramenmergel (**Abbildungen 8.17 und 8.18**), dennoch könnte der Sandsteinzug (**Abbildungen 8.19 und 8.20**) bei einer Bohrung angetroffen werden.

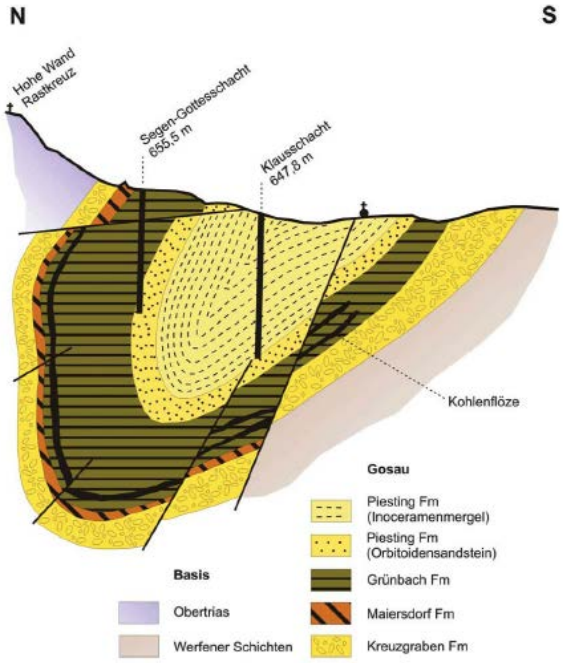


Abbildung 8.16: Grünbach Synklinale im Gebiet Grünbach. Quellen: Grundtner (2011) verändert nach Plöchinger (1961) und Wessely (2006)

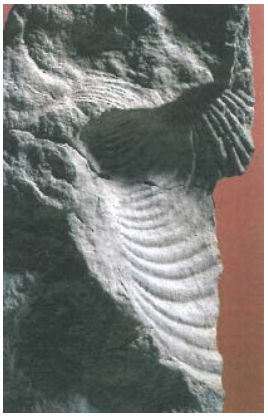


Abbildung 8.17: Abdruck der Muschel *Inoceramus sp*. aus den Inoceramenmergeln des Obercampanium-Maastrichtium bei Maiersdorf (Plöchinger & Karanitsch, 2002).

Abbildung 8.18: Glimmerreicher Inoceramenmergel (Abb. 72 aus Grundtner, 2011).

Abbildung 8.19: Fossilführender Orbitoidensandstein. Quelle: Grundtner (2011)

Abbildung 8.20: Glimmerreicher Orbitoidensandstein. Quelle: Grundtner (2011)

Ein bestehender Hausbrunnen (bis 5 m unter GOK) diente als Orientierung für diese Fallstudie. Der Untergrund besteht aus einer geringen Humusschicht, Mergel und vereinzelt Schotter. Ab ca. 5 m unter GOK wird er aus dichtem Inoceramenmergel aufgebaut. Zwischen 3 und 3,5 m unter GOK kommt es zu einem gefällebedingten geringfügigem Ablauf von Oberflächen/Grundwasser an der mit zunehmender Tiefe immer dichter werdenden Mergelschicht. Das Wasser des Brunnens wird nur für die Gartenbewässerung verwendet.

Im Inoceramenmergel bilden sich im Allgemeinen nur minder bedeutende Grundwasserkörper aus, die das aufgenommene Niederschlagswasser aufgrund der vorhandenen geringen Durchlässigkeit nur langsam an den umgebenden Karstkomplex abgeben wie dies auch Prohaska (1983) beschreibt. Das verwendete Bohrprofil der Fallstudie Maiersdorf ist in **Anhang 1.2** dokumentiert.

Zusammenfassung Systemeignung

Die Fallstudie Maiersdorf zeigt bei wesentlichen Erfolgsfaktoren eine gute Systemeignung und relativ geringe Risiken.

<u>Wesentliche Erfolgsfaktoren</u>:

- Die hydrogeologische Eignung des Untergrundes ist gegeben, das damit zusammenhängede Risiko durch Grundwasser sehr gering.
- Die Qualität der Gebäude stehen in einer handhabbaren Relation zum verfügbaren Solar-Flächenpotenzial. Wegen der Systemverluste (Speicher, Netz etc.) ist für eine ausgeglichene Nutzenergiebilanz ein Überhang der solaren Wärme erforderlich. Das verfügbare Solar-Flächenpotenzial und die vorhandenen Sanierungsoptionen ermöglichen dies über einen weiten Bereich. **Abbildung 8.21** zeigt hierzu für die

Fallstudie Hohe Wand-Maiersdorf eine ausgeglichene Speicherbilanzierung über einen mehrjährigen Beobachtungszeitraum.

- Die für einen wirtschaftlichen Betrieb des GEOSOL-Systems erforderliche Gebäudeenergieeffizienz ist mit Ausnahme des Vereinshauses durch überschaubare Maßnahmen herstellbar. Die zukünftige Nutzung des Vereinshauses bzw. der tatsächlich erforderliche Heizleistungs- und Heizwärmebedarf müssten vor der Umsetzung einer Pilot- und Demonstrationsanlage diskutiert werden um eine Entscheidungsgrundlage zur Sinnhafigkeit einer Einbindung dieses Gebäudes in das Mikrowärmenetz verfügbar zu machen.

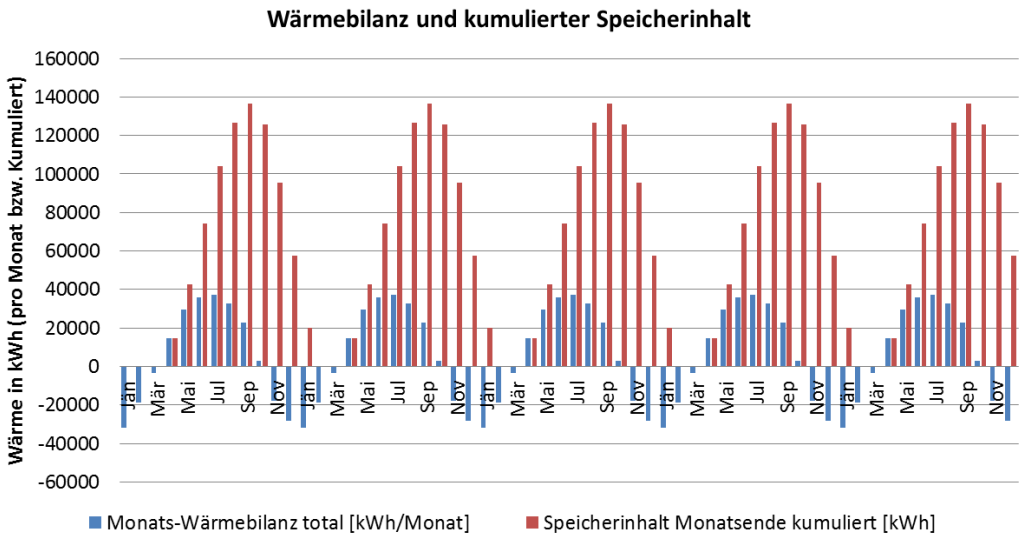


Abbildung 8.21: Wärmebilanz der Fallstudie Maiersdorf. Die Wärmebilanz wurde von den Schülern der HTL Wiener Neustadt auf Basis eines einfachen Speichermodells auf Monatsbasis bilanziert. Quelle: HTL Wiener Neustadt

<u>Wesentliche Risiken</u>:

- Angesichts der sehr unterschiedlichen Nutzungsarten mit teils sehr geringen Servicefaktoren stellt sich die Frage der Systemdimensionierung in Hinblick auf zukünftige Nutzungen. Eine Änderung der Nutzung (z.B. plötzliche Dauernutzung des Vereinsgebäudes) könnte bei einer knappen Systemdimensionierung (welche aus Wirtschaftlichkeitsgründen anzustreben ist) Probleme bereiten. Wird das System jedoch auf eine Vollnutzung aller Gebäude hin ausgelegt und diese stellt sich nicht ein, so sind die dann überdimensionierten Komponenten unwirtschaftlich.
- Die Inhomogenität der Gebäude und deren Nutzung sowie die mittellangen Leitungslängen des Mikrowärmenetzes implizieren die Installation von dezentralen Wärmepumpenanlagen. Dieser dezentrale Ansatz erhöht die erforderlichen Investitionskosten und verhindert den Einsatz eines zentralen Spitzenlastkessels zur wirtschaftlichen Systemoptimierung.
- Zusammenfassend können die bestehenden Risiken bei der Fallstudie Maiersdorf der Kategorie der wirtschaftlichen Risiken zugeordnet werden.

8.1.3 Fallstudie Muggendorf

Gebäude

Bei der Fallstudie Muggendorf handelt es sich um ein privates Wohngebäude Baujahr 1990 und eine Gaststätte Baujahr 1900. Die beiden Gebäude samt Nebengebäude sind in **Abbildung 8.22** dargestellt. Die Gebäude liegen auf 430 Meter Seehöhe, die Norm-Außentemperatur ist mit -14°C anzunehmen und die $HGT_{20/12}$ betragen 3733 Kd. Die Gebäude befinden sich in einer mittelmäßig windausgesetzten und sonnigen Lage. Der Schattenwurf einer südseitigen Geländeüberhöhung betrifft teilweise die Dachflächen des Wohngebäudes.

Abbildung 8.22: NO-Ansicht der Gebäude der Fallstudie Muggendorf. Das Gebäude links am Bild ist ein privates Wohngebäude, das Gebäude rechts ist die Gaststätte “Karnerwirt“. Richtung Süden ist eine Geländeüberhöhung zu sehen, die jedoch im Sonnenweg keine nennenswerten Verluste darstellt. Foto: Peter Biermayr

Das solare Flächenpotenzial der Fallstudie Muggendorf verteilt sich auf eine SO orientierte Dachfläche des Wohngebäudes, eine südorientierte Dachfläche der Gaststätte und südorientierte Dachflächen von zusätzlichen landwirtschaftlichen Wirtschaftsgebäuden, siehe **Abbildung 8.23**. Die Gaststätte weist einen unregelmäßigen Betrieb auf, d.h. das entsprechende Gebäude wird nicht durchgehend beheizt. Das Wohngebäude wird durchgehend genutzut und auch beheizt.

Die Fallstudie Muggendorf wird in **Abbildung 8.24** im Luftbild dargestellt. Beide betrachtete Gebäude befinden sich in einem schwach ausgeprägten Talgrund, neben den Gebäuden fließt ein Bach, welcher wenige 100 Meter nach den Gebäuden die als Ausflugsziel bekannten Myrafälle bildet. Als Standort des Sondenfeldes kommt ein Bereich neben der Gaststätte in Frage der im Luftbild markiert wurde. Ein 4-Sonden Feld findet an dieser Position gerade noch Platz. Bei einem größeren Sondenfeld müsste eine andere Stelle ausgewählt werden. Prinzipiell wären die Bohrungen auch auf der Grünfläche östlich der Gebäude möglich was in der Abbildung optional markiert wurde.

Abbildung 8.23: Die Gebäude der Fallstudie Muggendorf von SW aus betrachtet. Die Gastwirtschaft und das Wohngebäude befinden sich im rechten Bildteil, im linken Bildteil sind die landwirtschaftliche Wirtschaftsgebäude zu sehen, deren nach Süden ausgerichtete Dachflächen als solarthermisches Flächenpotenzial nutzbar sind. Foto: Peter Biermayr

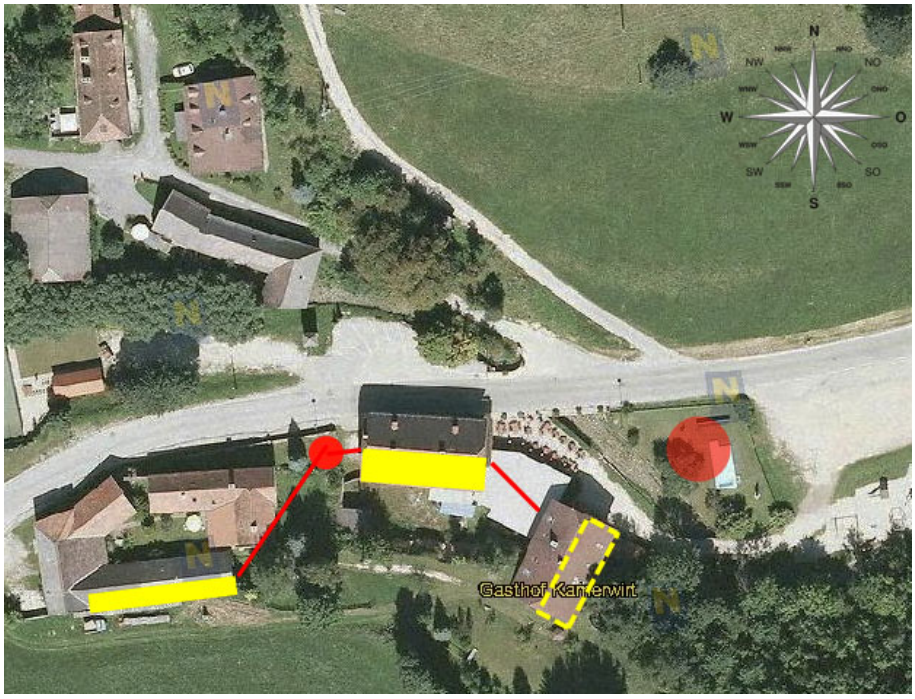


Abbildung 8.24: Luftbild des Modellsystems Fallstudie Muggendorf mit eingezeichneten Systemkomponenten. Das Wohngebäude befindet sich rechts, die Gaststätte links im Bild. Die eingezeichneten Kollektorflächen befinden sich auf dem Dach der Gaststätte und auf dem Dach eines landwirtschaftlichen Wirtschaftsgebäudes. Die Dachfläche des Wohngebäudes (rechts unten) ist SO orientiert und teilweise beschattet (strichliert eingezeichnet). Quelle: NÖ-Atlas (2012) sowie EEG (2012)

Beide Gebäude werden mittels Scheitholzkessel und Flüssiggaskessel beheizt. Weiters steht noch ein selten verwendeter Heizölkessel zur Verfügung. Die Brauchwassererwärmung wird im Winter mit dem Heizsystem durchgeführt, im Sommer stehen zusätzliche Elektroboiler zur Verfügung. Der aus dem Verbrauch von Flüssiggas, Scheitholz und Heizöl erfasste Endenergieverbrauch für die Wärmebereitstellung beider Gebäude beläuft sich in Summe auf 132 MWh/a. Hierin nicht enthalten sind Anteile des Stromverbrauches für die Brauchwassererwärmung.

Von den Schülern der HTL Wiener Neustadt wurde für die zwei dargestellten Gebäude mit dem Softwarepaket GEQ der Firma Zehentmayer Software GmbH je ein Energieausweis gemäß ÖNORM H5055 (2002) und Richtlinie 2002/91/EG (2002) erstellt. Die ermittelten Energiekennzahlen betragen dabei:

Wohngebäude: HWB-ref = 86,7 kWh/m^{2}a (entspricht Klasse C)

Gaststätte: HWB-ref = 191,8 kWh/m^{2}a (entspricht Klasse E)

Der Wärmebedarf für Heizung und Brauchwassererwärmung für das Standortklima wurde mit folgenden Werten ermittelt:

Wohngebäude: 74 MWh/a

Gaststätte: 133 MWh/a

Die errechneten Energiekennzahlen entsprechen den Bauperioden der Gebäude. Bei keinem der Gebäude wurden umfangreichere thermische Sanierungsmaßnahmen durchgeführt. Die Gaststätte wird unregelmäßig betrieben (Wochenende). In beiden Gebäuden werden während der Heizperiode die Innenraumtemperaturen in der Nacht bzw. bei fehlender Nutzung deutlich abgesenkt. Der sich aus den Berechnungen ergebende Servicefaktor von 0,51 ist hiermit als plausibel anzusehen.

Der Temperaturbedarf des Heizungsvorlaufes liegt beim Wohngebäude um 40°C (Niedertemperatr-Radiatoren und parzielle Fußbodenheizung) und beim Gaststätten-gebäude bei 80°C (Hochtemperaturradiatoren)

Solarthermie

Von den Schülern der HTL Wiener Neustadt wurden im Rahmen des Projektes GEOSOL folgende solarthermische Anlagen für die beiden Gebäude der Fallstudie Muggendorf konzipiert:

Dachfläche der Gaststätte

- Einfach verglaste thermische Flachenkollektoren
- Nutzbare Bruttokollektorfläche: 157,5m²
- Dachneigung: 30°
- Abweichung aus Süden: 5°
- Keine Verschattung
- Bodenreflexionen sind vernachlässigbar (Waldgelände)
- Ertragsabschätzung mit 60% Kollektorwirkungsgrad: 111,8 MWh/a

Dachfläche des Wirtschaftsgebäudes

- Nutzbare Bruttokollektorfläche: 140m²
- Dachneigung: 40°

- Abweichung aus Süden: 7°
- Keine Verschattung
- Bodenreflexionen sind vernachlässigbar (Waldgelände)
- Ertragsabschätzung mit 60% Kollektorwirkungsgrad: 98,7 MWh/a

Der auf einfachem Wege nach ÖNORM M7701 abgeschätzte maximal mögliche Solarertrag von insgesamt 211 MWh/a steht somit einem Wärmebedarf von 207 MWh/a gegenüber. Für die momentane Nutzungsart der Gaststätte ist der errechnete Wärmebedarf deutlich zu hoch geschätzt. Allerdings ist auch das solare Flächenpotenzial ein Maximalwert, der in der Praxis kaum ausgeschöpft werden könnte. Werden die Systemverluste (Speicher und Netz) hinzugerechnet, so ist die Wärmebilanz bei der momentanen Nutzungsart gerade ausgeglichen. Im unsanierten Ausgangszustand ist die Anwendung des GEOSOL-Systems trotzdem nicht möglich, weil der Leistungsbedarf, vor allem jener der Gaststätte auf niedrigem Temperaturniveau nicht in das Gebäude eingebracht werden kann. Eine notwendige Voraussetzung für die Implementierung wäre somit im Minimum die thermische Sanierung der Gaststätte und die Installation eines Niedertemperatur-Wärmeverteilsystems in beiden Gebäuden.

Geologie und Hydrologie

Der Fallstudienort Muggendorf liegt in den Nördlichen Kalkalpen. Unter einer gering mächtiger quartären Überdeckung besteht der Untergrund aus Hauptdolomit der Unterbergdecke. Die Grundlage für dieses Profil bildet die Geologische Karte ÖK 75 Puchberg am Schneeberg, siehe **Abbildung 8.25**.

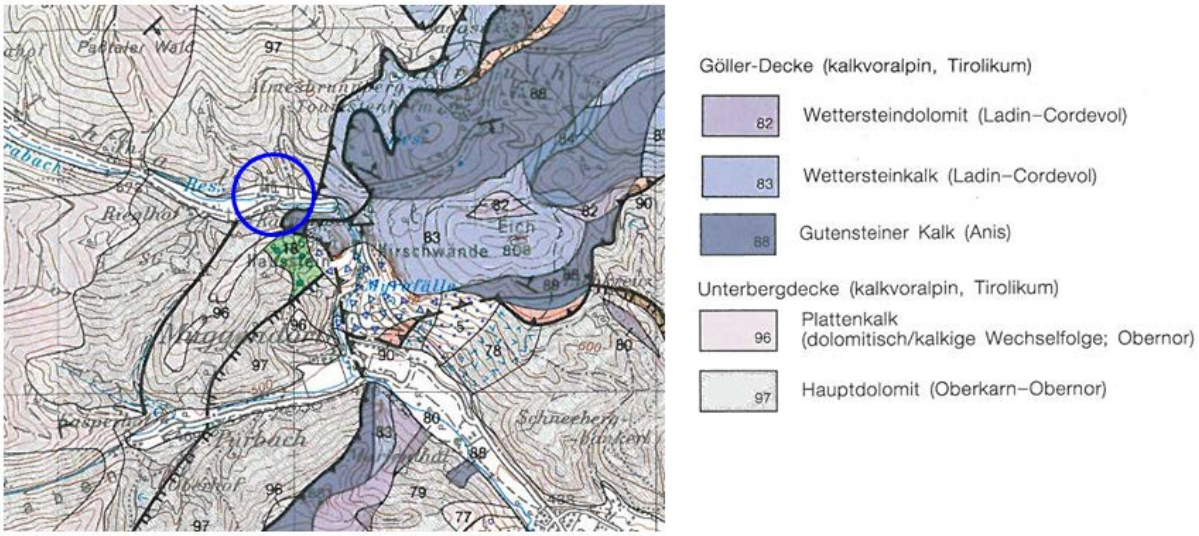


Abbildung 8.25: Ausschnitt aus der Geologischen Karte 1:50.000, Blatt 75 Puchberg am Schneeberg (Summesberger, 1991).

Der Hauptdolomit (**Abbildung 8.26**) der Unterbergdecke ist stark zerklüftet, daher können im Zuge einer Bohrung prinzipiell große Karstwassermengen angetroffen werden. Die Fallstudienobjekte befinden sich unmittelbar am Myrabach. Bachabwärts schließt eine Gefällestufe mit den als Ausflugsziel bekannten Myrafällen an. Das verwendete Bohrprofil der Fallstudie Muggendorf ist in **Anhang 1.3** dokumentiert.

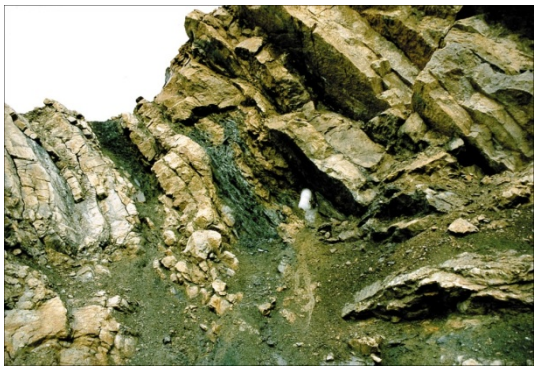


Abbildung 8.26: Hauptdolomit, Steinbruch Kritsch. Quelle: Wessely (2006)

Zusammenfassung Systemeignung

Die Fallstudie Muggendorf ist hinsichtlich der Implementierung des GEOSOL-Modellsystems kritisch zu bewerten. Aus der thermischen Gebäudequalität vor allem der Gaststätte und der vorliegenden Art der Nutzung selbiger resultiert ein sehr hoher Leistungsbedarf. Diese Leistung könnte auf niedrigem Temperaturniveau nicht in das Gebäude eingebracht werden. Die erforderlichen thermischen Sanierungsmaßnahmen wären angesichts der nur temporären Beheizung nicht wirtschaftlich darstellbar. Zusätzlich sellt sich die hydrogeologische Situation an der Lokalität sehr ungünstig dar, die Errichtung eines geothermischen Wärmespeichers wäre aus wirtschaftlicher Sicht sehr riskant.

Wesentliche Erfolgsfaktoren:

- Es liegt ein ausreichendes solarthermisches Flächenpotenzial vor.
- Es sind Zentralheizungsstrukturen vorhanden die teilweise im System genutzt werden könnten.

Wesentliche Risiken:

- Die hydrogeologische Situation an der Lokalität der Fallstudie lässt auf ein hohes Risiko für bewegtes Grundwasser schließen.
- Die erforderlichen thermischen und strukturellen Sanierungsmaßnahmen, speziell an der nur teilweise genutzten Gaststätte lassen sich bei der aktuellen Nutzungsart der Gebäude nicht wirtschaftlich darstellen.

8.1.4 Fallstudie Raach am Hochgebirge

Gebäude

Bei der Fallstudie Raach am Hochgebirge handelt es sich um zwei private Einfamilienhäuser in offener Bauweise in einem neu erschlossenen Baubereich am Ortsrand, siehe **Abbildung 8.27**. Die Einfamilienhäuse wurden im Zeitraum der Untersuchung neu errichtet. Beide Gebäude sind als Wohngebäude ständig genutzt. Bei einem der beiden Wohngebäude waren zum Zeitpunkt der Untersuchung bereits zwei vertikale Sonden mit jeweils 100 Meter Tiefe vorhanden. Diese Sonden wurden als reine Entnahmesonden für ein Sole/Wasser Wärmepumpensystem konzipiert und weisen eine Horizontaldistanz von 9 Metern zueinander auf, siehe **Abbildung 8.28**. Die Wohnhäuser liegen auf 800 Meter Seehöhe, die Norm-Außentemperatur ist mit -14°C anzunehmen und die $HGT_{20/12}$ betragen 4240 Kd.

Abbildung 8.27: Luftbild der Fallstudie Raach am Hochgebirge. Die beiden Wohngebäude befinden sich oben (Raach Nr. 63) bzw. rechts (Raach Nr. 64) im Bild. Die roten Punkte nordöstlich des Gebäudes oben am Bild markieren die bereits errichteten Bohrungen. Der rote Rahmen kennzeichnet einen potenziellen Raum für weitere vertikale Sonden. Quelle: NÖ-Atlas (2012) sowie EEG (2012)

Das solare Flächenpotenzial der Fallstudie Raach am Hochgebirge ist am Gebäude Raach Nr. 63 auf einer südost orientierten, ca. 30° geneigten Dachfläche angesiedelt. Durch die Strukturierung des Daches ist eine Fragmentierung des Flächenpotenzials in 3 Einheiten gegeben. Beim Gebäude Raach Nr. 64 liegt eine südwestorientierte homogen nutzbare Dachfläche mit einer ähnlichen Dachneigung vor. Das Flächenpotenzial ist hierbei deutlich größer als beim ersten Gebäude. Die Umgebung der Gebäude verursacht keine Verschattung des solaren Flächen, möglicher Weise kann es zu positiven Effekten durch Bodenreflexion bei Schneelage kommen.

Zumindest Beim Gebäude Raach Nr. 33 wurde bereits eine Sole/Wasser Wärmepumpenanlage mit den beiden bereits erwähnten Vertikalsonden realisiert. Es ist in diesem Gebäude auch ein Niedertemperatur-Wärmeverteilsystem in Form einer Fußbodenheizung vorhanden. Beim zweiten Gebäude war zum Zeitpunkt der Erhebung das Heizsystem noch nicht realisiert. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass zur

Wärmeverteilung ebenfalls eine Fußbodenheizung zur Verfügung steht. Die räumlichen Voraussetzungen für eine Ergänzung der vorhandenen Vertikalsonden zu einem Sondenfeld sind gegeben. Über den tatsächlichen Endenergieeinsatz zur Wärmebereitstellung lagen zum Zeitpunkt der Erhebungen noch keine Werte vor.

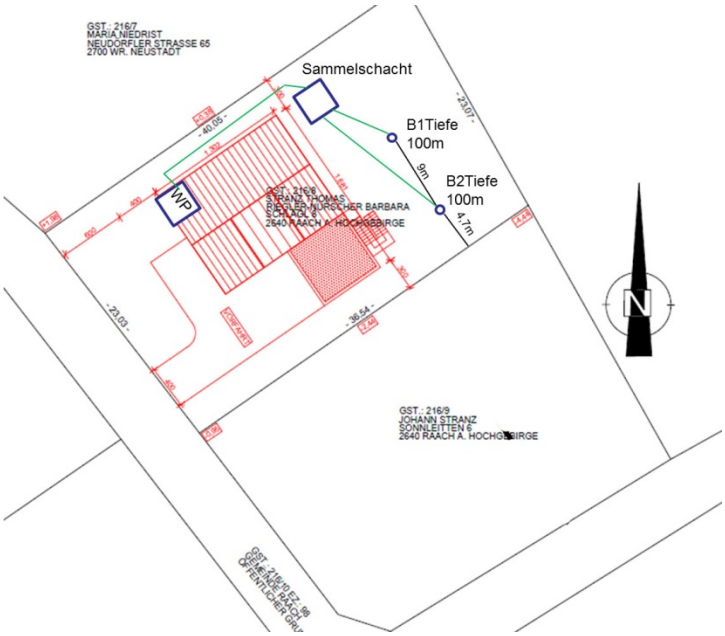


Abbildung 8.28: Lageplan des Wohngebäudes Raach Nr. 63 mit den beiden Bohrungen B1 und B2. Quelle: Einreichplan

Um die erforderlichen Voraussetzungen für die Errichtung einer Sonde bzw. eines Sondenfeldes zu veranschaulichen, sind in den **Abbildungen 8.29 und 8.30** Fotografien von der Errichtung der beiden Vertikalsonden dokumentiert. Die Bereiche der Bohrungen müssen für eine wirtschaftliche Errichtung selbiger mittels der eingesetzten Maschinen auf einfachem Wege erreichbar sein.

Abbildung 8.29: Das Wohngebäude Raach Nr. 63 zum Zeitpunkt der Bohrungen. Foto: Thomas Stranz

Abbildung 8.30: Das Wohngebäude Raach Nr. 63 zum Zeitpunkt der Bohrungen.
Foto: Thomas Stranz

Von den Schülern der HTL Wiener Neustadt wurde für das Wohngebäude Raach Nr. 63 mit dem Softwarepaket GEQ der Firma Zehentmayer Software GmbH ein Energieausweis gemäß ÖNORM H5055 (2002) und Richtlinie 2002/91/EG (2002) erstellt. Da zum Zeitpunkt der Bearbeitung der Fallstudie Raach das zweite Gebäude Raach Nr. 64 noch nicht existierte, wurde für die Systemanalyse davon ausgegangen, dass es sich um ein baugleiches Gebäude handelt. Dies scheint insofern gerechtfertigt, als Parzellengröße, für die Verbauung vorgesehene Grundfläche, Geschoßzahl, Bauperiode etc. ident waren. Die ermittelte Energiekennzahl beträgt:

Wohngebäude Raach Nr. 63: HWB-ref = 41,8 kWh/m^{2}a (entspricht Klasse B)

Der Wärmebedarf bzw. Leistungsbedarf für Heizung und Brauchwassererwärmung für das Standortklima wurde mit folgenden Werten ermittelt:

Heizwärmebedarf: HWB = 18,3 MWh/a

Wärmebedarf für die Brauchwassererwärmung: 4,6 MWh/a

Gesamter Wärmebedarf für Raumwärme und Brauchwassererwärmung: 22,9 MWh/a

Heizlast bei Luftwechsel 0,5/h: 11,6 kW

Heizlast bei Luftwechsel 0,4/h: 10,2 kW

Die errechnete Energiekennzahl entspricht der Bauperiode und der Struktur des Gebäudes. Durch die gegebene Art der Nutzung und wegen der thermischen Qualität des Gebäudes ist von einem hohen Servicefaktor auszugehen. Das heißt, dass der errechnete Wärmebedarf in der Praxis auch tatsächlich zu erwarten ist. Da das Gebäude zum Zeitpunkt der Erhebung noch nicht fertiggestellt und dauerhaft bewohnt war, konnte zum Zeitpunkt der Analyse kein Vergleich mit dem tatsächlichen Energieeinsatz angestellt werden.

Der Temperaturbedarf des Heizungsvorlaufes liegt beim gegenständlichen Wohngebäude voraussichtlich bei 35°C, was gute Betriebsbedingungen und eine entsprechend hohe Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe erwarten lässt. Bei einem Zusammenschluss zweier

Gebäude mit den dargestellten Kennzahlen kann davon ausgegangen werden, dass die kleinste mögliche GEOSOL-Systemlösung mit einem 4-Sonden System zur Anwendung kommen kann. Bei einem solchen Ansatz würde das erforderliche Sondenfeld mit einem Durchmesser von ca. 4-6 Metern auf einer der beiden Parzellen errichtet werden. Da eine entsprechenden Investition sehr langfristig ist, wären bei dieser Konstellation jedenfalls Fragen um die Nutzungsrechte des Sondenfeldes vertraglich zu regeln und ggf. zu verbüchern.

Solarthermie

Von den Schülern der HTL Wiener Neustadt wurde im Rahmen des Projektes GEOSOL folgende solarthermische Anlagen für die Gebäude der Fallstudie Raach konzipiert:

Wohngebäude Raach Nr. 63

- Einfach verglaste thermische Flachenkollektoren
- Nutzbare Bruttokollektorfläche: Dachflügel: 24m² plus Gaupe: 14m^2, insgesamt 38m^2
- Dachneigung: Dachflügel: 30°, Gaupe: 25°
- Abweichung aus Süden: 45°
- Keine Verschattung
- Bodenreflexionen werden vernachlässigt obwohl positive Effekte möglich sind
- Ertragsabschätzung mit 60% Kollektorwirkungsgrad:
    - Solaranlage auf Dachflügel: 16,1 MWh/a
    - Solaranlage auf Gaupe: 9,4 MWh/a
    - Summenertrag aller Teilflächen: 25,5 MWh/a

Der auf einfachem Wege nach ÖNORM M7701 abgeschätzte maximal mögliche Solarertrag von insgesamt 25,5 MWh/a steht somit einem Wärmebedarf von 22,9 MWh/a gegenüber. Werden die Speicherverluste des potenziellen 4-Sonden Systems hinzugerechnet, so kann die Wärmebilanz mit den Solarerträgen nicht ganz ausgeglichen werden. Wenn das 2. Wohngebäude Raach Nr. 64 hinzugerechnet wird, so kann aufgrund des größeren nutzbaren solaren Flächenpotenzials bei Annahme eines gleich großen oder geringeren Wärmebedarfs für das zweite Gebäude eine ausgeglichene Bilanz hergestellt werden. Da die Gebäude aus der Sicht der Nutzungsart und der technischen Rahmenbedingungen (Heizungsvorlauf-Temperaturniveau) eine homogene Last darstellen, wäre die Fallstudie Raach prädestiniert für eine zentrale Wärmepumpenanlage. Dies Möglichkeit scheidet jedoch aus, da das Gebäude Raach Nr. 63 bereits mit einer eigenen Wärmepumpenanlage ausgestattet ist. Ein weiteres Hemmnis zur Umsetzung des GEOSOL-Modellsystems stellen die bereits vorhanenen Bohrungen dar. Diese sind wie bereits Eingangs erwähnt in einem horizontalen Abstand von 9 Metern angeordnet. Diese Distanz ist für den reinen Entnahmebetrieb sinnvoll um eine gegenseitige Beieinflussung der Sonden zu minimieren, für den Speicherbetrieb ist die erforderliche Korrespondenz mit den gegebenen Laufzeiten jedoch schwierig herstellbar. Es können die vorhandenen Bohrungen in einem Sondenverbund zur Wärmespeicherung voraussichtlich nicht optimal genutzt werden.

Geologie und Hydrologie

Der Fallstudienort Raach am Hochgebirge liegt vom regionalgeologischen Standpunkt aus in der Semmering-Einheit der niederösterreichischen Zentralalpen, siehe **Abbildung 8.31**. Der Fallstudienort wird aus quartären Ablagerungen (Schluff, Kies und Sand) und aus

Semmeringquarzit (Alpiner Verrucano) aufgebaut. Beim Semmeringquarzit (**Abbildungen 8.32 und 8.33**) handelt es sich um einen metamorphen Sandstein. Die Metamorphose erreichte eine Temperatur von 400°C, dabei wurden die Porenräume des Sandsteins geschlossen.

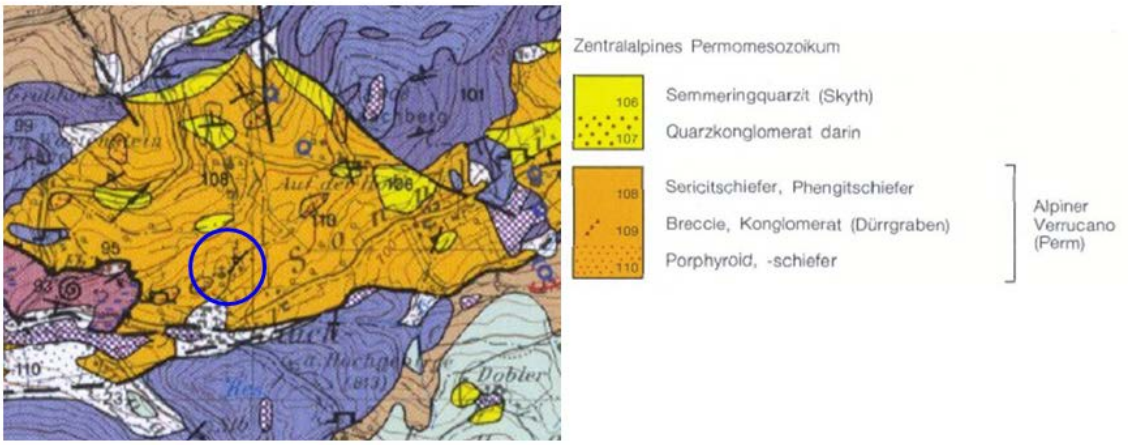


Abbildung 8.31: Ausschnitt aus der Geologischen Karte der Republik Österreich 1:50.000, Blatt 105 Neunkirchen. Quelle: Hermann et al. (1992)

Abbildung 8.32: Handstück Semmeringquarzit. Quelle: Schuster, GBA

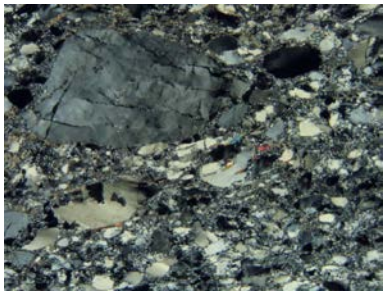


Abbildung 8.33: Dünnschliff Semmeringquarzit. Quelle: Schuster, GBA

Für den Fallstudienort Raach am Hochgebirge liegt ein hydrogeologisches Gutachten des Ingenieurbüros Weixelberger (2010) vor. Die geologisch-hydrogeologische Beschreibung erfolgt bis zu einer Tiefe von 150 m unter Geländeoberkante.

Mögliche Wasservorkommen können in der Verwitterungsschwarte des Sericitschiefers, vor allem im Übergang zum kompakten Grundgebirge auftreten. Diese Wässer stehen häufig in direkter Abhängigkeit von Niederschlagsereignissen oder Schmelzwässern und treten meist nur periodisch auf. Es werden kaum Grund- bzw. Bergwasserhorizonte im kompakten Grundgebirge erwartet. Mögliche Kluftwässer können aber laut Weixelberger (2010) auftreten.

Anhand der abgeteuften Bohrung liegt laut Fuchs (2010) folgendes Profil vor:

0 – 10 m Schluff – Kies
10 – 22 m Sand – Kies
22 – 27 m Kies – Sand
27 – 31 m Kies
31 – 150 m Sandstein (Alpiner Verrucano)

Im Bohrprofil wurde kein Grundwasser oder Kluftwasser verzeichnet. Das verwendete Bohrprofil der Fallstudie Raach am Hochgebirge ist in **Anhang 1.4** dokumentiert.

Zusammenfassung Systemeignung

Die Systemeignung der Fallstudie Raach am Hochgebirge ist seitens der hydrogeologischen Situation als sehr gut zu bewerten. Die technischen Parameter der Wärmenachfrage (Leistungs- u. Energiebedarf, Wärmeverteilsystem, Heizungsvorlauf-Temperaturbedarf) sind ebenfalls für das GEOSOL-System geeignet. Trotzdem ist die Errichtung eines entsprechenden Systems aus der Sicht der Wirtschaftlichkeit kritisch zu bewerten. Hier liegen mehrere hemmende Faktoren vor:

i) Zum Zeitpunkt der Erhebungen war in einem Gebäude bereits ein neuwertiges, monovalentes Wärmeversorgungssystem in Form einer Sole/Wasser Wärmepumpenanlage errichtet. Die ökonomischen Skaleneffekte einer gemeinsamen Wärmepumpe (sinkende spezifische Leistungskosten) können somit nicht mehr genutzt werden.
ii) Die vorhandenen zwei Vertikalsonden können im Sinne eines effizienten Wärmespeichers nur bedingt verwendet werden, da die Geometrie für den reinen Entnahmebetrieb ausgelegt wurde.
iii) Ein hypothetischer 4-Sonden Speicher müsste auf einem der beiden privaten Grundstücke untergebracht werden. Ebenso verhält es sich bei einer gemeinsam genutzten Wärmepumpe (wobei diese Option gemäß i) nicht mehr existiert). Die gegenseitigen Nutzungsrechte müssten zur Absicherung des Systems langfristig geregelt werden (Verkauf, Nutzerwechsel etc.).
iv) Die Ausrichtung der Gebäude bzw. die Gestaltung der Dächer wurde nicht für die Nutzung von Solarthermie ausgelegt. Die nutzbaren Dachflächen sind zumindest bei einem Gebäude stark fragmentiert was die Anlagenkosten erhöht.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass sich die Fallstudie Raach am Hochgebirge nur bedingt für die Umsetzung des gesamten GEOSOL-Systems eignet. Die Fallstudie bleibt jedoch aufgrund der bereits getätigten Investitionen in Sonden etc. für die Realisierung einer solaren Sondenrevitali-sierung sehr interessant. Die vorhandenen Sonden wurden auf eine Entnahmeleistung von ca. 50 W/m, bezogen auf die gebohrte Länge und die Heizlast ausgelegt. Damit ist eine sukzessive Abkühlung des Untergrundes, eine mittel- bis langfristige Verschlechterung der Systemperformance und eine durch die Temperaturen im Untergrund zeitlich limitierte Leistungsfähigkeit der Sonden gegeben. Durch eine sommerliche Revitalisierung durch Einspeisung solarer Überschusswärme könnte der langfristigen Abkühlung entgegengewirkt werden und die negativen langfristigen Effekte der reinen Entnahme könnten deutlich reduziert werden, auch wenn keine ausgeglichene Energiebilanz erzielt werden kann. Durch die gleichzeitige Nutzung der solarthermischen Anlage für die sommerliche Brauchwassererwärmung würde die Systemeffizienz zusätzlich deutlich gesteigert.

8.1.5 Fallstudie Ternitz

Gebäude

Bei der Fallstudie Ternitz handelt es sich um um zwei Einfamilien-Wohnhäuser in offener Bauweise die im losen Verband mit weiteren Einfamilienhäusern am Ortsrand von Ternitz angesiedelt sind. Die beiden Gebäude sind in **Abbildung 8.34** mit den Nummern 4 und 9 gekennzeichnet und mit einem orange-roten Doppelrahmen versehen. In Abbildung 8.34 sind auch weitere Gebäude markiert, die in der Diskussion der Fallstudie weiter unten thematisiert werden. Die Wohnhäuser liegen auf 398 Meter Seehöhe, die Norm-Außentemperatur ist mit -13°C anzunehmen und die $HGT_{20/12}$ betragen 3559 Kd.

Abbildung 8.34: Luftbild der Fallstudie Ternitz. Die beiden detailliert betrachteten Wohngebäude sind mit den Nummern 4 und 9 bezeichnet. Die weiteren mit einem roten Rahmen gekennzeichneten Gebäude sind potenzielle Teilnehmer eines Mikronetzes. Quelle: NÖ-Atlas (2012) sowie HTL Wr. Neustadt

Beim Gebäude Nr. 4 handelt es sich um ein Wohngebäude mit Baujahr 1920. Es wurde eine Dachsanierung durchgeführt, weitere Sanierungsmaßnahmen, insbesondere Wärmeschutzmaßnahmen, waren zum Zeitpunkt der Erhebungsarbeiten nicht vorhanden, siehe **Abbildungen 8.35** und **8.36**. Bei diesem Objekt ist eine kostengünstige und effektive thermische Sanierung auch aus bauphysikalischen Gründen schwierig. Aufsteigende Feuchtigkeit macht eine bauphysikalische Sanierung und/oder die Verwendung geeigneter Dämmsysteme erforderlich, ein geringer Dachüberstand bzw. die Lage zur direkt angrenzenden Straße begrenzten die möglichen Dämmdicken. Insgesamt erscheint eine wirtschaftlich effiziente und effektive thermische Sanierung des Gebäudes schwierig. Das Gebäude Nr. 9 wurde im Jahr 1991 errichtet, weist einen strukturreichen Baukörper auf und entspricht weitestgehend dieser Bauperiode, siehe **Abbildung 8.37**. Es ist kein Vollwärmeschutz vorhanden und es wurden auch noch keine thermischen Sanierungsmaßnahmen durchgeführt. Niedertemperatur-Wärmeverteilsysteme stehen nicht zur Verfügung.

Das solare Flächenpotenzial der beiden dargestellten Gebäude ist gering und durch die Strukturierung der Dachflächen auch stark fragmentiert. Die in **Abbildung 8.34** grob markierten Flächenpotenziale des Gebäudes Nr. 4 lassen sich wegen der Dachgaupen nicht

in dieser Form nutzen, vergleiche auch **Abbildung 8.36**. Die solaren Flächenpotenziale des Gebäudes Nr. 9 sind stark fragmentiert, siehe hierzu auch **Abbildung 8.37**. Durch die ausgeprägten Dachgaupen ist bei beiden Gebäuden eine teilweise Verschattung von Dachflächen gegeben, welche das solare Flächenpotenzial weiter reduziert. Der Großteil der theoretisch nutzbaren Flächenpotenziale ist nach südosten orientiert, die Neigung der Dachflächen beträgt zwischen 30° und 45°.

Abbildung 8.35: Das mit Nr. 4 bezeichnete Wohngebäude in Ternitz aus östlicher Richtung betrachtet. Gut zu erkennen ist die aufsteigende Feuchtigkeit der Grundmauern. Aufnahme vom 14.02.2011. Foto: Peter Biermayr

Abbildung 8.36: Das mit Nr. 4 bezeichnete Wohngebäude in Ternitz aus südlicher Richtung betrachtet. Zu erkennen ist das sanierte Dach, das restliche Gebäude entspricht dem Originalzustand. Foto: Peter Biermayr

Abbildung 8.37: Das Wohngebäude Nr. 9 in Ternitz von Süden aus betrachtet.
Foto: Peter Biermayr

Von den Schülern der HTL Wiener Neustadt wurde für die beschriebenen Gebäude in Ternitz mit dem Softwarepaket GEQ der Firma Zehentmayer Software GmbH je ein Energieausweis gemäß ÖNORM H5055 (2002) und Richtlinie 2002/91/EG (2002) erstellt. Die ermittelten Energiekennzahlen betragen für den bei den Erhebungsarbeiten erfassten Zustand der Gebäude:

Wohngebäude Ternitz bezeichnet mit Nr. 4:

Heizwärmebedarf Referenzklima: HWB-ref = 199,4 kWh/m^{2}a (entspricht Klasse E/F)

Heizwärmebedarf Standortklima: HWB = 63,8 MWh/a

Wärmebedarf für die Brauchwassererwärmung: 3,8 MWh/a

Gesamter Wärmebedarf für Raumwärme und Brauchwassererwärmung: 67,6 MWh/a

Heizlast bei Luftwechsel 0,4/h: 24,2 kW

Wohngebäude Ternitz bezeichnet mit Nr. 9:

Heizwärmebedarf Referenzklima: HWB-ref = 138,8 kWh/m^{2}a (entspricht Klasse D)

Heizwärmebedarf Standortklima: HWB = 29,8 MWh/a

Wärmebedarf für die Brauchwassererwärmung: 2,6 MWh/a

Gesamter Wärmebedarf für Raumwärme und Brauchwassererwärmung: 32,4 MWh/a

Heizlast bei Luftwechsel 0,4/h: 13,1 kW

Die beiden Gebäude haben somit einen gemeinsamen Heizleistungsbedarf von 37,3 kW und einen gemeinsamen jährlichen Gesamtwärmebedarf für Raumwärme und Wärme für die Brauchwassererwärmung von 100 MWh. Die durch die Wohnnutzung der beiden Gebäude zu erwartenden Servicefaktoren sind angesichts der thermischen Gebäudequalitäten

jedenfalls unter 1 anzunehmen. Bei Gebäude Nr. 9 bewegt sich der Servicefaktor um 0,8, bei Gebäude Nr. 4 wird der Servicefaktor von den noch durchzuführenden thermischen Sanierungsmaßnahmen und dem zukünftigen Heizsystem abhängen und wird zwischen 0,6 bis 0,8 anzunehmen sein. Das heißt, dass der errechnete Gesamtwärmebedarf in der Praxis zwar unterschritten wird, die errechnete Größenordnung jedoch relevant bleibt, zumindest solange vor allem bei Gebäude Nr. 4 keine umfassende thermische Sanierung durchgeführt wird.

Solarthermie

Die Schüler der HTL Wiener Neustadt projektierten für die dargestellten Gebäude jeweils eine solarthermische Anlage. Aufgrund der bereits oben dargestellten Flächenpotenziale

<u>Wohngebäude Ternitz Nr. 4</u>

- Einfach verglaste thermische Flachenkollektoren
- Nutzbare Bruttokollektorfläche: 20m² (SO) plus 10m^2 (SW)
- Dachneigung: 40°
- Abweichung aus Süden: 30° bzw. 40°
- Keine Verschattung
- Keine Bodenreflexionen
- Ertragsabschätzung mit 60% Kollektorwirkungsgrad:
    - SO-orientiertes Kollektorfeld: 14,6 MWh/a
    - SW-orientiertes Kollektorfeld: 7,0 MWh/a
    - Summenertrag der Teilflächen: 21,6 MWh/a

<u>Wohngebäude Ternitz Nr. 9</u>

- Einfach verglaste thermische Flachenkollektoren
- Nutzbare Bruttokollektorfläche: 6m^2
- Dachneigung: 40°
- Abweichung aus Süden: 30°
- Keine Verschattung
- Keine Bodenreflexionen
- Ertragsabschätzung mit 60% Kollektorwirkungsgrad: 4,4 MWh/a

Der insgesamt von den solaren Flächenpotenzialen beider Gebäude gewinnbare theoretische Solarertrag beträgt somit 26,0 MWh/a. Dieser Wärmeertrag steht dem Wärmebedarf von 100,0 MWh/a gegenüber und beträgt noch ohne Berücksichtigung allfälliger Speicherverluste gerade 25% der benötigten Wärmemenge. Im Ausgangszustand kann bei der Fallstudie Ternitz somit keine ausgelichene Energiebilanz erzielt werden. Die Errichtung des GEOSOL-Systems im Ausgangszustand der Fallstudie Ternitz ist somit weder möglich noch sinnvoll.

Um die Auswirkungen einer umfassenden thermischen Sanierung des Gebäudes Nr. 4 zu testen wurden hypothetische Sanierungsmaßnahmen kalkuliert, die den jährlichen Gesamtwärmebedarf dieses Gebäudes von 67,6 MWh/a auf 30,6 MWh/a reduzieren, was in diesem Fall einer Energiekennzahl von 84,0 kWh/m^{2}a oder Klasse C entspricht. Wird der zu erwartende Reboundeffekt bei dieser konkreten Sanierung (schlechter Ausgangszustand und großer Umfang) berücksichtigt, so stellt die tatsächliche Reduktion des Wärebedarfs auf den

neuen Wert ein ambitioniertes Unterfangen dar. Das Verhalten des GEOSOL-Systems mit den beiden Gebäuden im Wärmeverbund und dem Einsatz von geothermischer Wärmespeicherung ist in **Abbildung 8.38** dargestellt. Zur Simulation wurde ein einfaches Speichermodel auf EXCEL-Basis herangezogen, das von den Schülern der HTL Wiener Neustadt eingesetzt werden konnte. Im gegenständlichen Fall wurde davon ausgegangen, dass die Speicherverluste 10% pro Monat betragen, was einen realistischen Wert darstellt, wie aus den komplexen Simulationen mit COMSOL oder FEFLOW hervorgeht. Abbildung 8.38 zeigt eine monatliche Wärmebilanz. Die "Wärmebilanz total" zeigt die Summe aus Gesamt-Wärmebedarf und Gesamt-Wärmeproduktion, wobei der Bedarf ein negatives Vorzeichen hat. Die "Wärmespeicherung" kennzeichnet jene Wärmemengen, die in den geothermischen Speicher eingetragen werden und unter Berücksichtigung der laufend auftretenden Verluste zum Speicherstatus "Speicherinhalt Monatsende" aufintegriert werden. Der "Wärmebedarf inkl. Speicher" kennzeichnet schlussendlich jene Wärmemenge, die dem System zusätzlich zugeführt werden muss.

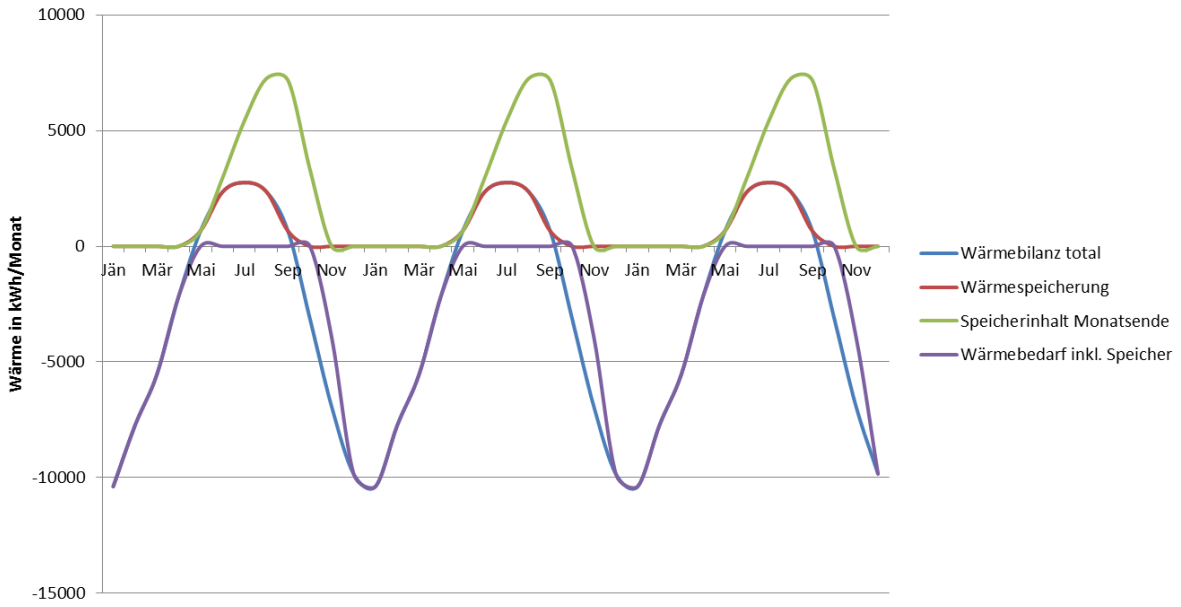


Abbildung 8.38: Wärmebilanz der Fallstudie Ternitz nach der Sanierung des Gebäudes Nr. 4 im virtuellen GEOSOL-System. Simulationsdauer: 3 Jahre. Der geothermische Speicher ist bereits Ende Oktober wieder entleert. Quelle: EEG (2012).

Aus **Abbildung 8.38** folgt unmittelbar, dass bei der Fallstudie Ternitz selbst nach einer umfassenden Sanierung des Gebäudes Nr. 4 kein großer Anteil der benötigten Wärme über die Wärmespeicherung abgedeckt werden kann. Der simulierte Wärmespeicher wäre nach der sommerlichen Wärmespeicherung bereits Ende Oktober eines Testjahres wieder zur Gänze entleert. Eine Anlage wäre unter den gegebenen Umständen wirtschaftlich nicht darstellbar.

Geologie und Hydrologie

Der Fallstudienort Ternitz liegt im Sierningtal und wird aus Sanden, Lehmen und Kiesen des Quartärs des Wiener Beckens und Tonschiefer und Sandstein der Werfener Schichten der nördlichen Kalkalpen aufgebaut, siehe **Abbildung 8.39**. Die Grundlage für die Erstellung dieses Profils bildet der geologische Querschnitt des Rax-Schneeberg-Gebietes.

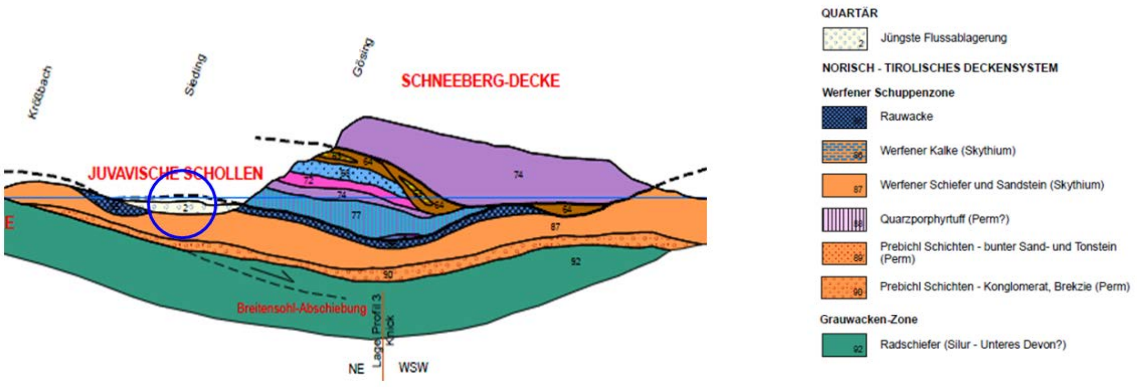


Abbildung 8.39: Ausschnitt aus Profil KATER II. Quelle: Mandl & Janda (2006)

Nördlich des Fallstudienortes befinden sich die Stixenstein Quellen, deren Wässer in die Wiener Hochquellenleitung eingespeist werden. In den quartären Ablagerungen gibt es mehrere Grundwasservorkommen. Das verwendete Bohrprofil der Fallstudie Ternitz ist in **Anhang 1.5** dokumentiert.

Zusammenfassung Systemeignung

Die aus den zwei dargestellten Gebäuden bestehende Fallstudie Ternitz ist im thermisch unsanierten, aber auch im thermisch sanierten Fall für die Anwendung des GEOSOL-Systems ungeeignet. Eine ausgeglichene Energiebilanz kann aufgrund fehlender solarer Flächenpotenziale nicht hergestellt werden. Eine thermische Sanierung der Gebäude auf einen Standard, der die fehlenden solaren Flächenpotenziale kompensieren könnte scheint nicht realistisch machbar. Hinzu kommt, dass im Ausgangszustand keine Niedertemperatur-Wärmeverteilsysteme vorhanden sind und die nachträgliche Installation ein weiteres Hemmnis darstellt. Ein weiteres Problem könnte die mangelnde Verfügbarkeit einer geeigneten Fläche für die Errichtung eines Sondenspeichers darstellen.

In der unmittelbaren Umgebung der beiden untersuchten Fallstudiengebäude sind weitere Wohngebäude angesiedelt, die zum Teil deutlich größere solare Flächenpotenziale aufweisen. Es wäre also ein Mikrowärmenetz möglich, das z.B. aus 7 Gebäuden besteht. Die entstehenden Netzlängen wären dabei vertretbar, es liegt jedoch ein thermisch sehr inhomogener Gebäudebestand vor.

Die hydrogeologische Situation ist durch einen mächtigen Schotterkörper gekennzeichnet und es muss von einem starken Einfluss des Grundwassers auf einen geothermischen Wärmespeicher ausgegangen werden.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass sich die Fallstudie Ternitz nicht für eine Umsetzung des GEOSOL-Systems eignet.

8.1.6 Fallstudie Wiener Neustadt

Gebäude

Die Fallstudie Wiener Neustadt betrifft die Gebäude der Höheren Technischen Bundes- Lehr- und Versuchsanstalt Wiener Neustadt. Der Gebäudekomplex umfasst ältere Gebäude im Gepräge der Bauperiode um 1974 (im Weiteren mit "Altbau" bezeichnet), einen neuen Trakt mit Baujahr 2001 (im Weiteren mit "Neubau" bezeichnet) und einen Turnsaal, ebenfalls aus dem Jahr 2001. Der Neubau und Teile des anschließenden Altbaues sind in **Abbildung 8.40** dargestellt.

Abbildung 8.40: Gebäude der HTL Wiener Neustadt, Blickrichtung von Westen. Links im Bild der Neubau, rechts Teile des Altbaus. Foto: http://www.htlwrn.ac.at/

Die Gebäude weisen durchwegs Flachdächer mit Kiesschüttung auf, die ein erstklassiges solares Flächenpotenzial darstellen, siehe **Abbildung 8.42**. Durch die Verteilung der Gebäude befinden sich zwischen den einzelnen Gebäudeteilen mehrere Höfe, siehe **Abbildung 8.43**. Diese Flächen würden prinzipiell die Errichtung eines oder mehrerer Sondenfelder gestatten. Die Wärmeversorgung der gesamten Schule wird mit einer Erdgas-Zentralheizungsanlage bewerkstelligt. Das Wärmeverteilsystem besteht aus Hochtemperaturradiatoren.

Von den genannten Gebäudeteilen waren Energieausweise verfügbar, die im Jahr 2009 von der BIG in Auftrag gegeben wurden. Weiters konnten die Gasverbräuche der Schule auf Monatsbasis erhoben werden. Die Ergebnisse zum Wärmebedarf der Gebäudeabschnitte und des Gesamtwärmebedarfs sind in **Tabelle 8.1** zusammengefasst.

Tabelle 8.1: Wärmebedarfskennzahlen der HTL Wiener Neustadt. Quelle: Facility Services (2009)

Gebäude	Energiekennzahl	Heizung	Brauchwasser	Gesamt
	kWh/m^{2}a	MWh/a	MWh/a	MWh/a
Altbau	67	1.314	99	1.413
Neubau	98	1.093	57	1.150
Turnsaal	58	249	23	272
Gesamt	-	**2.656**	**179**	**2.835**

Der über die Energieausweise ermittelte jährliche Gesamtwärmebedarf beträgt somit 2.835 MWh. Der tatsächliche Verbrauch des Endenergieträgers Erdgas belief sich im Jahr 2011 auf 2.478 MWh. Der Jahresgang des Erdgasverbrauches ist dabei in **Abbgildung 8.41** dargestellt. Im Monat August und im Monat Dezember ist der Einfluss der Sommerferien bzw. der Weihnachtsferien deutlich zu bemerken.

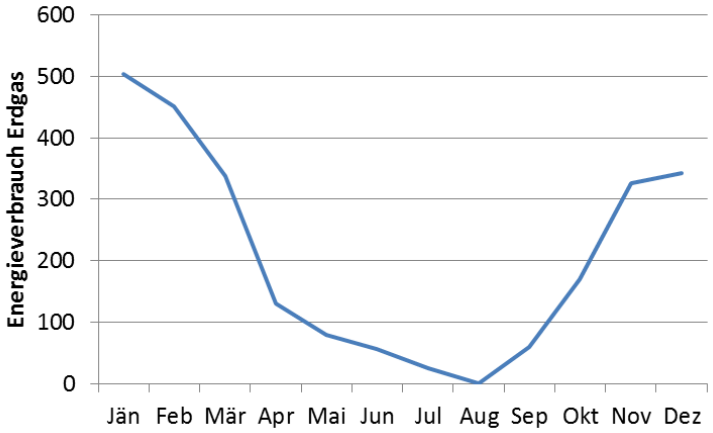


Abbildung 8.41: Jahresgang des Erdgasverbrauches der HTL Wiener Neustadt für das Jahr 2011. Datenquelle: HTL Wr. Neustadt.

Wenn von einem Jahresnutzungsgrad des Gaskessels von 0,9 ausgegangen wird, so ergibt sich für die HTL Wiener Neustadt ein Servicefaktor von 0,79 was in Anbetracht der Gebäude und deren Nutzung als ein plausibler Wert angesehen werden kann.

Abbildung 8.42: Ein repräsentatives Flachdach im Bereich des Altbaues der HTL Wiener Neustadt. Die Dächer sind gänzlich ohne Aufbauten, vereinzelt angebrachte Lichtkuppeln reduzieren weder das solare Flächenpotenzial noch die Nutzbarkeit für Großanlagen. Foto: Julia Weilbold

Abbildung 8.43: Blick in einen von mehreren Höfen die sich zwischen den Gebäuden des Altbaues befinden. Diese Flächen wären prinzipiell zur Errichtung von Sondenfeldern geeignet. Foto: Julia Weilbold

Solarthermie

Von den Schülern der HTL Wiener Neustadt wurden auf den nutzbaren solaren Flächenpotenzialen der Schule solarthermische Anlagen geplant. Dabei wurde in zwei Planungsgruppen einerseits der Neubau mitsamt Turnsaal und andererseits der Altbau untersucht. **Abbildung 8.44** zeigt eine Luftaufnahme des Neubaues und Turnsaals in der die nutzbaren Flächenpotenziale markiert wurden. Auf den geeigneten Flächen wurden unter Zuhilfenahme einer Planungssoftware von Fa. Würth Kollektorfelder geplant und optimiert. Das Ergebnis für ein Kollektorfeld ist in **Abbildung 8.55** dargestellt.

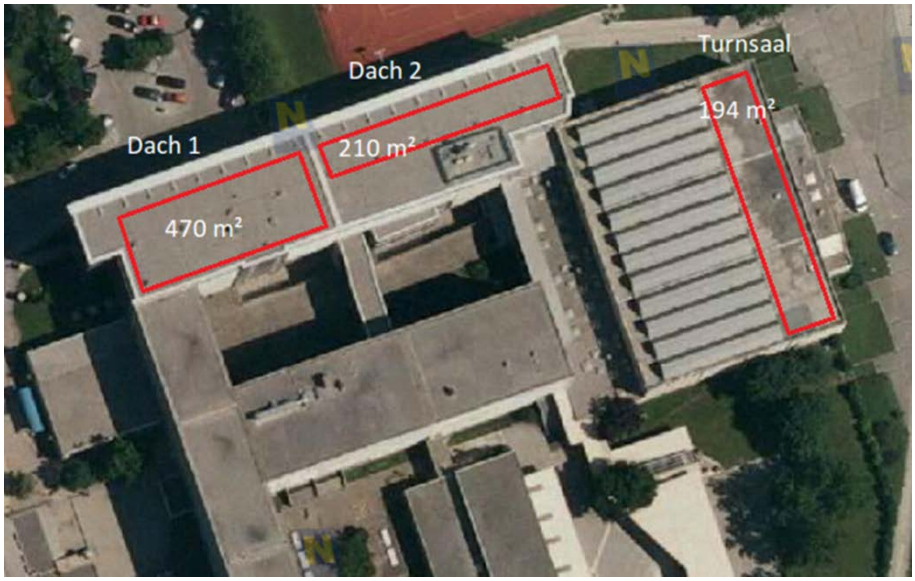


Abbildung 8.44: Solare Flächenpotenziale auf Neubau und Turnsaal der HTL Wiener Neustadt. Quelle: NÖ-Atlas (2012) sowie HTL Wr. Neustadt

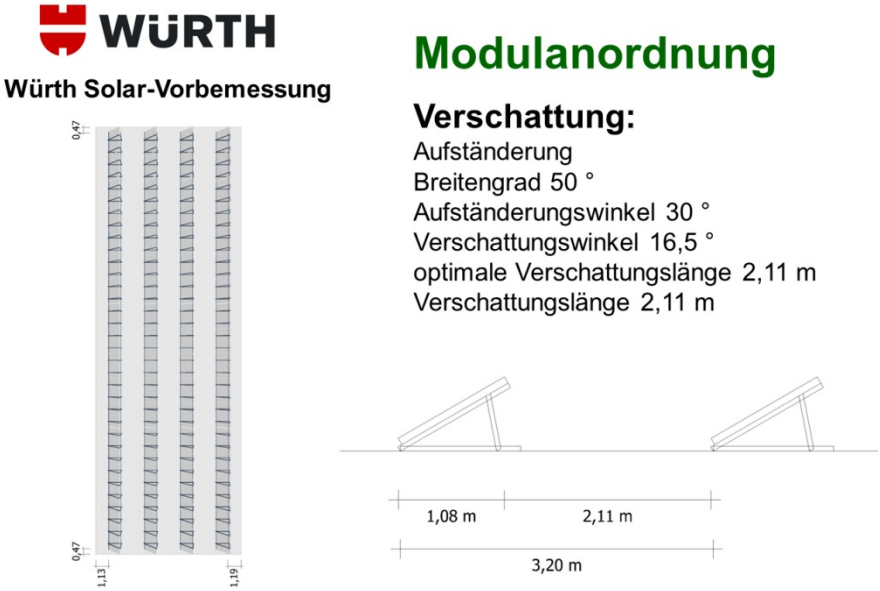


Abbildung 8.45: Ergebnis der Anlagenplanung und Optimierung für ein Kollektorfeld. Quelle: HTL Wiener Neustadt.

Der Altbau der HTL Wiener Neustadt besteht aus zahlreichen Gebäudeteilen, deren Dachflächen sich jedoch kaum gegenseitig verschatten. Die nutzbaren solaren Flächenpotenziale sind in **Abbildung 8.46** dargestellt.

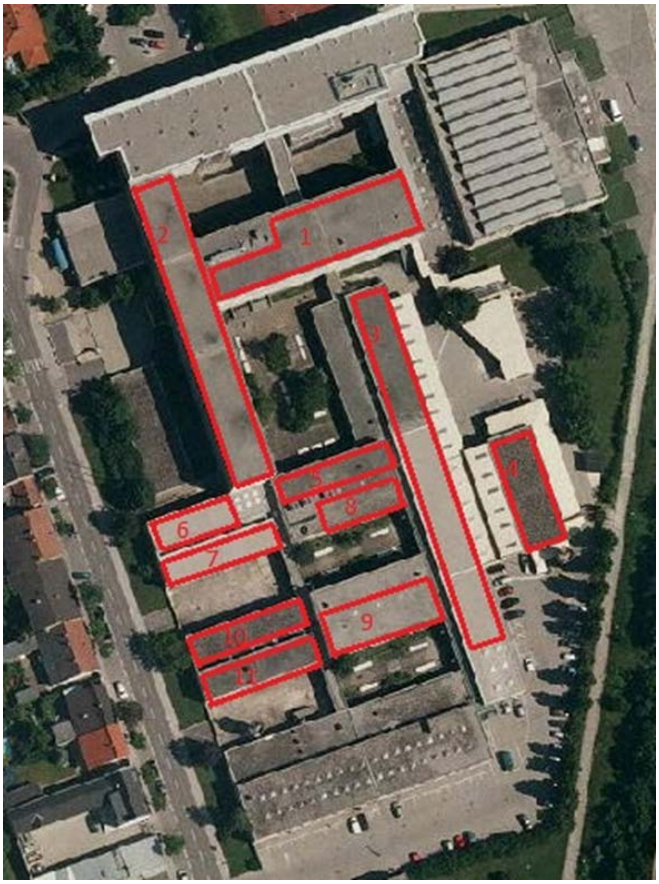


Abbildung 8.46: Solare Flächenpotenziale auf den Gebäuden des Altbaues der HTL Wiener Neustadt. Quelle: NÖ-Atlas (2012) sowie HTL Wr. Neustadt

Die Wärmebilanz der Fallstudie HTL Wiener Neustadt ist in Tabelle 8.2 dargestellt. Ein theoretischer Wärmebedarf von 2.835 MWh/a steht einer theoretisch gewinnbaren solaren Wärme von 1.214 MWh gegenüber, siehe **Tabelle 8.2**. Der maximal mögliche Deckungsgrad ist also mit weniger als 43% anzunehmen. Werden noch der zu erwartende Wirkungsgrad des Wärmespeichers, die Wärmeverluste des Wärmeverteilsystems etc. hinzugerechnet, so bewegt sich die mögliche solare Deckung jedenfalls unter 30%.

Tabelle 8.2: Wärmebilanz der GEOSOL-Fallstudie HTL Wiener Neustadt unter Berücksichtigung aller technisch und wirtschaftlich nutzbaren solaren Flächenpotenziale.

Gebäude	Wärmebedarf	Solarwärme
	MWh/a	MWh/a
Altbau	1.413	960
Neubau	1.150	254
Turnsaal	272	
Gesamt	**2.835**	**1.214**

Es kann somit für den Gebäudebestand der HTL Wiener Neustadt trotz erstklassiger solarer Flächenpotenziale keine ausgeglichene Wärmebilanz erzeugt werden. Durch die thermische Sanierung der Gebäude kann diese Situation zwar verbessert werden, um den Wärmebedarf der HTL auf ein für eine ausgeglichene Bilanz erforderliches Maß zu senken, wären jedoch sehr ambitionierte und umfassende Maßnahmen erforderlich. Da sich die betroffenen Gebäude jedoch in einem bautechnisch und bauphysikalisch guten Zustand befinden (Abschnitt Neubau mit Baujahr 2001), ist nicht davon auszugehen, dass in absehbarer Zeit von der zuständigen BIG Wärmeschutzmaßnahmen als alleinige Maßnahme durchgeführt werden. In diesem Sinne ist die Umsetzbarkeit des GEOSOL-Systems am Standort der Fallstudie HTL Wiener Neustadt sehr unwahrscheinlich.

Geologie und Hydrologie

Die Untergrundabschätzung zur Fallstudie HTL Wiener Neustadt erfolgte anhand der geologischen Einschätzung für eine Wasser-Wasser-Wärmepumpe der Firma Weixelberger (2009) und dem Senkenprofil der Mitterndorfer Senke von Berger (1987), siehe **Abbildung 8.49**.

Auf der Geologischen Karte der Republik Österreich 1:50.000, Blatt 76 Wiener Neustadt befindet sich der Standort der HTL im Bereich des Neunkirchner Schotterfächers, siehe **Abbildung 8.47**. Der Untergrund besteht dort bis ca. 70 m unter GOK aus quartärem Sand, Kies und Schotter, siehe auch **Abbildung 8.48** der zum Teil auch konglomeriert ist, wie dies auch Weixelberger (2009) beschreibt. Danach folgt der Übergang zum Tertiär in Form von Sand, Kies, Schotter, Konglomerat, Ton, Mergel, und Lehm. Der Grundwasserstauer liegt bei der Fallstudie Wiener Neustadt bei ca. 70 m unter GOK.

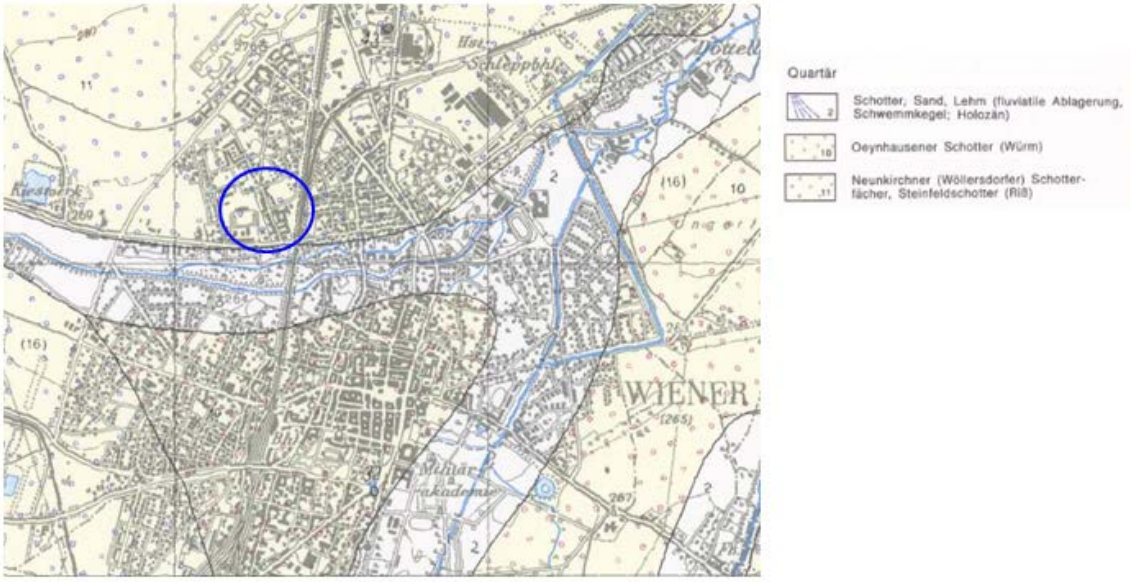


Abbildung 8.47: Ausschnitt aus der geologischen Karte der Republik Österreich 1:50.000, Blatt 76, Wiener Neustadt. Quelle: Brix et al. (1982)

Abbildung 8.48: Quartäre Ablagerungen. Quelle: GBA-Archiv Fachabteilung Rohstoffgeologie

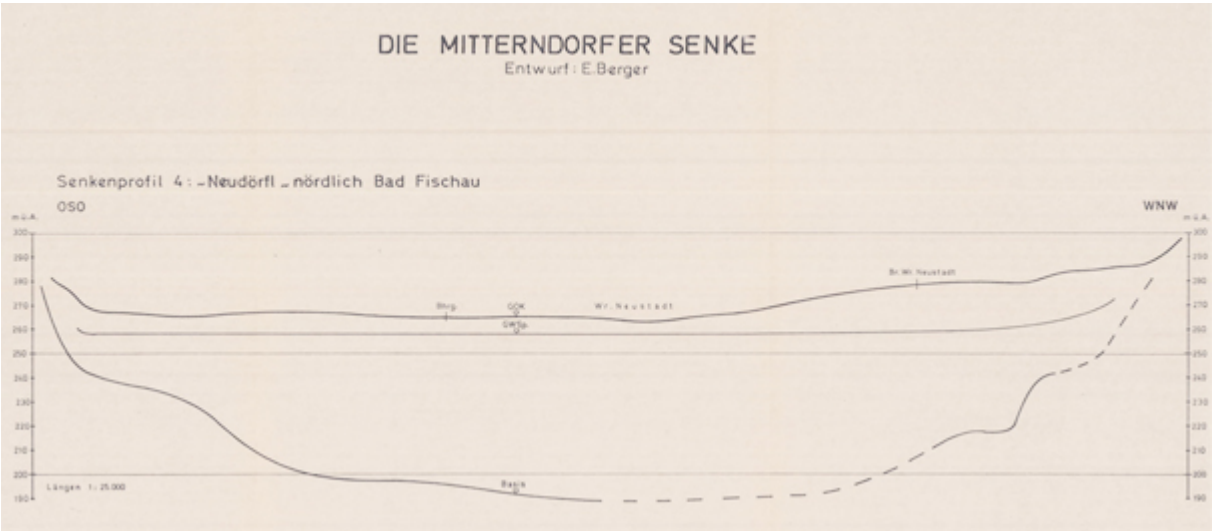


Abbildung 8.49: Profil der Mitterndorfer Senke. Quelle: Berger (1987)

Die Kiese und Sande des Quartärs bilden einen ergiebigen Grundwasserleiter mit einer hohen Durchlässigkeit - die Mitterndorfer Senke. Die Strömungsrichtung verläuft von SW nach NE, der Grundwasserspiegelgefälle beträgt 3‰. Der Durchlässigkeitsbeiwert (kf-Wert) beträgt ca. $5^{x}10^{-3}$ m/s. Im Bereich der HTL Wiener Neustadt beträgt der HGW 1,25 m unter GOK und der NGW 8,63 m unter GOK (Auskunft von Dr. Habart, Gebietsbauleitung II Wiener Neustadt). Der Grundwasseraquifer hat eine Temperatur von ca. 12°C.

Die Fallstudie Wiener Neustadt liegt in einem Trinkwasser Schongebiet, deshalb ist für die Errichtung einer Erdwärmesonde ein Bewilligungsverfahren notwendig. Die Wasserbuchrecherche für Wiener Neustadt ergab eine große Anzahl an Wasser-Wasser-Wärmepumpen, die vor allem südlich der HTL lokalisiert sind. Das verwendete Bohrprofil der Fallstudie Wiener Neustadt ist in **Anhang 1.6** dokumentiert.

Zusammenfassung Systemeignung

Die Fallstudie Wiener Neustadt ist aus zwei wesentlichen Gründen für die Errichtung des GEOSOL-Systems ungeeignet:

1. Die hydrogeologische Situation verhindert eine lokale Wärmespeicherung durch bewegtes Grundwasser aller Voraussicht nach zur Gänze.
2. Die Wärmebilanz der Gebäude kann trotz erstklassiger solarer Flächenpotenziale saisonal nicht ausgeglichen werden. Der Wärmebedarf der Gebäude müsste hierfür auf ca. 30% (!) des momentanen Wertes reduziert werden.

Die Realisierung von weiteren solaren Flächenpotenzialen ist aus wirtschaftlicher Sicht kein gangbarer Weg. Ein weiteres Hemmnis liegt im momentan installierten Hochtemperatur-Wärmeverteilsystem. Ein Umbau auf ein Niedertemperatursystem wäre vermutlich nur über forcierte Konvektion bzw. Adaptierung des bestehenden Systems möglich.

Nachsatz

Im Zuge des Projektes GEOSOL wurde an der HTL Wiener Neustadt im Rahmen einer Diplomarbeit ein Feldlabor für Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energie entworfen und geplant. Bauer und Brenner (2011) führten eine detaillierte Anlagenplanung durch, wobei auch ein Wärmepumpensystem mit verschiedenen Wärmequellensystemen geplant wurde. Hierbei wurden oberflächennahe Erdkollektoren in horizontaler Verlegeart und als Grabenkollektoren ebenso vorgesehen wie vertikale Sonden.

8.2 Zusammenfassende Bewertung der Fallstudien

Gebäude und Gebäudeumgebung

Mit Ausnahme der Fallstudie Raach am Hochgebirge, bei der zwei neu errichtete Einfamilienhäuser betrachtet wurden, müssten für eine Eignung für das GEOSOL-System bei allen betrachteten Gebäuden thermische und/oder heizungstechnische Sanierungsmaßnahmen getroffen werden. Die Maßnahmen betreffen in erster Linie den Wärmeschutz und die Herstellung eines Niedertemperatur-Wärmeverteilsystems. Im Bereich des Wärmeschutzes sind in manchen Fällen einzelne wirtschaftlich effiziente und thermisch effektive Maßnahmen wie die Dämmung der obersten Geschoßdecke ausreichend. Dies ist bei der Fallstudie Maiersdorf möglich, da hier bereits im Ausgangszustand eine ausgeglichene Wärmebilanz möglich ist. Bei den Fallstudien Gutenstein, Muggendorf, Ternitz und HTL Wiener Neustadt sind jeweils umfangreiche thermische Sanierungsmaßnahmen erforderlich. In diesen Fällen wäre die Herstellung eines Vollwärmeschutzes und eines Fenstertausches zumindest bei einigen Gebäuden der jeweiligen Fallstudien erforderlich.

Eine mindestens ebenso anspruchsvolle Aufgabe stellt die Errichtung der erforderlichen Niedertemperatur-Wärmeverteilsysteme dar. Hier stehen die Optionen von Flächenheizungen (Fußboden-, Wand- u. Deckenheizungen) und Radiatoren mit forcierter Konvektion zur Verfügung. Flächenheizungen sind vorzugsweise und vor allem im Zuge einer Generalsanierung einzubauen. Bei Teilsanierungen oder bei Sanierungen, bei denen die Wohnungsnutzer nicht temporär umgesiedelt werden, bleiben in vielen Fällen nur Radiatoren mit forcierter Konvektion als Alternative. Abgesehen von der Fallstudie Raach am Hochgebirge wo Fußbodenheizungen existieren, wären entsprechende Maßnahmen in allen anderen Fallstudien erforderlich.

Die räumlichen Verhältnisse auf den Grundstücken der Fallstudien erlauben in allen Fällen die Errichtung eines Sondenfeldes bzw. die Errichtung eines Mikrowärmenetzes. Die Zugänglichkeit der potenziellen Sondenfeldstandorte ist bei allen Fallstudien gegeben.

Bei den Fallstudien Maiersdorf und Gutenstein stehen sämtliche betrachtete Gebäude und Grundstücke im Eigentum der jeweiligen Gemeinde. Damit existieren aus rechtlicher und organisatorischer Sicht sehr günstige Rahmenbedingungen für eine Umsetzung von Projekten. In Muggendorf, Raach am Hochgebirge und Ternitz handelt es sich jeweils um mehrere Einfamilienhäuser in Privatbesitz. Hier liegt vor allem in Bezug auf die langfristige Nutzung des Sondenfeldes ein Regelungsbedarf vor. Die Bedeutung von Nutzungsregelungen fußt vor allem auf der langen Lebensdauer und möglichen Nutzungsdauer eines Sondenfeldes, das die Lebensdauer der weiteren Anlagenkomponenten (z.B. Wärmepumpe) deutlich übersteigt. Für die Gebäude der HTL Wiener Neustadt ist die Bundesimmobiliengesellschaft BIG verantwortlich. Diese Verantwortlichkeit bezieht sich jedoch ausschließlich auf den bautechnischen bzw. bauphysikalischen Zustand der Gebäude. Darüber hinaus gehende Maßnahmen, wie z.B. die Errichtung des GEOSOL-Systems, erfordern zusätzliche Akteure. In einem Workshop mit der BIG zum Thema wurde jedoch Interesse an dem Konzept signalisiert.

Die Gebäudestruktur legt bei den Fallstudien Gutenstein und der HTL Wiener Neustadt den Einsatz eines zentralen Systemkonzeptes (zentrale Wärmepumpe) nahe, bei den weiteren Fallstudien sind dezentrale Systeme (mehrere Wärmepumpen) erforderlich bzw. aus technischen und wirtschaftlichen Gründen sinnvoll.

Solarthermie

Das solare Flächenpotenzial ist bei den Fallstudien Gutenstein, Maiersdorf, Muggendorf Raach am Hochgebirge und Wiener Neustadt qualitativ hochwertig und prinzipiell aus technischer und wirtschaftlicher Sicht gut realisierbar, auch wenn sich mit diesem Flächenpotenzial nicht in allen Fällen eine ausgeglichene Energiebilanz erzielen lässt. Bei der Fallstudie HTL Wiener Neustadt liegen Flachdächer vor, bei allen anderen Fallstudien kommt eine direkte In- oder Aufdachmontage in Frage.

Bei der Fallstudie Ternitz sind die Flächenpotenziale wegen der strukturreichen Dächer nur im geringen Ausmaß nutzbar. Durch eine Horizontüberhöhung verursachte Verschattung spielt nur bei der Fallstudie Muggendorf eine Rolle, wobei die nicht nutzbaren Dachflächen durch weitere Dachflächen auf Wirtschaftsgebäuden kompensiert werden können. Ein nennenswerter Nutzen der winterlichen Bodenreflexion ist bei keiner der betrachteten Fallstudien zu erwarten.

Geologie und Hydrologie

Aus rein geologischer Sicht sind die Fallstudien Raach am Hochgebirge und Hohe Wand-Maiersdorf am besten für die saisonale geothermische Wärmespeicherung geeignet. Raach am Hochgebirge eignet sich, da der Untergrund aus metamorphen Sedimenten aufgebaut ist. Der Semmeringquarzit ist dabei sehr kompakt und dicht ausgebildet. Maiersdorf liegt zwar am Fuße der Hohen Wand, aber die Karstwässer treten noch oberhalb der Siedlung im Hangschutt aus. Am möglichen Standort der Erdwärmesonden ist der sehr dichte und kompakte Inoceramenmergel anstehend.

Die Fallstudie Muggendorf liegt in den Nördlichen Kalkalpen im verkarstungsfähigen Hauptdolomit. Der zum Teil sehr klüftige Hauptdolomit kann große und bewegte Grundwasservorkommen beinhalten.

Die Fallstudie Ternitz liegt im Bereich quartärer Flussablagerungen, wodurch lokal bis regional ausgebildete Grundwasservorkommen zu erwarten sind, welche eine langfristige geothermische Wärmespeicherung verhindern könnten.

Die Gemeinde Gutenstein liegt in einem Gebiet, in dem eine hohe Dichte an Störungen zu erwarten ist. Dies kann mitunter zu unerwarteten, lokal begrenzten Kluftwasserzutritten im Zuge der Errichtung der Sonden führen. Es ist auf der anderen Seite jedoch relativierend zu erwähnen, dass die im Gemeindegebiet bereits errichten 5 Tiefensonden ohne technische Probleme errichtet werden konnten. Dem Risiko eines Kluftwasserzutritts am betrachteten Standort sollte deshalb bei einer Umsetzung einer entsprechenden Anlage jedenfalls mit einer Probebohrung begegnet werden.

Der Fallstudienort Wiener Neustadt ist für eine saisonale Wärmespeicherung gänzlich ungeeignet. Zum einen reicht der Grundwasseraquifer bis in eine Tiefe von 70 m unter GOK und zum anderen befindet sich die Fallstudie in einem Trinkwasserschongebiet. Aufgrund des mächtigen Aquifers würde die eingebrachte Wärme stromabwärts verloren gehen. Das entsprechende Grundwasser ist auch eines der größten Trinkwasserreservoire im Osten Österreichs.

Für eine Erdwärmespeicherung sind Gebiete mit einem Untergrund bestehend aus Sandstein, Quarzit, Gneis & Granit am besten geeignet. Diese Gesteinsarten sind vorwiegend dicht und weisen meist nur geringe Klüfte auf. Grundwasser braucht einen gewissen Porenraum um fließen zu können, das Grundwasser ist daher an Kluftsysteme gebunden.

Generell sind Karbonate für eine Erdwärmespeicherung gut bis wenig geeignet. Große Klufträume können zu Verlusten von Spülflüssigkeit und Verpressmaterial bei der Bohrung führen. Kluft- und Karstwässer im Kalkstein oder Dolomit können nur sehr schwer vorausgesagt werden, da sich die Kluftsysteme innerhalb weniger Meter sehr stark ändern können. Probebohrungen sind bei größeren Projekten deshalb zu empfehlen.

Tabelle 8.3: Zusammenfassende hydrogeologische Bewertung[5]

	Gutenstein	**Maiersdorf**	**Muggendorf**	**Raach am Hochgebirge**	**Ternitz**	**Wiener Neustadt**
Hydro-geologische Zone	Karst-grundwasser -leiter	lokal begrenzter Grundwasser leiter	Karstgrund-wasserleiter	Kluftgrund-wasserleiter	Lokal begrenzter Grundwasser leiter	aus-gedehnter Porengrund-wasserleiter
Tiefe des GW-Spiegels	20 m unter GOK	3 m unter GOK	n.b.	n.b.	n.b.	1,25 bis 70 m unter GOK
Petro-graphie	Kalk/Dolomit	Mergel	Dolomit	Quarzit	Sandstein	Schotter, Kies, Sand, Ton
Fließendes GW zu erwarten	ja	nein	ja	nein	ja	ja
kf-Wert	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	$5^{x}10^{-3}$ m/s
Wärme-leitfähigkeit [W/(m· K)]	2,7 [2,0-3,9]	2,3 [1,8-2,9]	3,5 [3,0-5,0]	5,5 [5,0-6,0]	2,8 [1,9-4,6]	1,6 [1,6-2,5]
volumet-rische Wärme-kapazität [MJ/(m^3·K)]	2,3 [1,8-2,6]	2,3 [2,2-2,3]	2,5 [2,1-2,4]	2,1 [2,1]	2,0 [1,8-2,6]	2,3 [2,2-2,6]
Mittlere GW-Temperatur	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	12 °C

Talbereiche mit quartären Flussablagerungen können mehrere Grundwasserhorizonte beinhalten. Im Falle einer Errichtung von Erdwärmesonden müsste die Bohrstrecke, die einen Grundwasseraquifer erschließt isoliert werden, damit die eingebrachte Wärme nicht verloren geht.

Mächtige Porengrundwasserleiter wie die Mitterndorfer Senke eignen sich nicht für die saisonale Erdwärmespeicherung. Es müsste ein großer Anteil der Bohrtiefe thermisch isoliert werden, um die Wärme in tiefe und vom Wasser unbeeinflusste Teile der Bohrung einbringen zu können bzw. von dort wieder entnehmen zu können. Sollte die erforderliche thermische Isolation der Sonden einen nennenswerten Anteil der Bohrung (>20%) ausmachen, so wird kaum eine wirtschaftliche Gesamt-Systemlösung möglich werden. Die hydrogeologischen Faktoren der Fallstudien sind in **Tabelle 8.3** zusammengefasst.

[5] Die Werte der Parameter Wärmeleitfähigkeit und Wärmekapazität wurden aus Stober & Bucher (2012) und der Richtlinie 4640 vom Verein Deutscher Ingenieure (2010) entnommen.

8.3 Schlussfolgerungen aus den Fallstudien

Eine Umsetzung einer oder mehrerer Pilot- und Demonstrationsanlagen kann nach den Erkenntnissen aus dem Projekt GEOSOL an den Fallstudienstandorten Gutenstein, Maiersdorf und mit Einschränkungen in Raach am Hochgebirge erwogen werden.

An den Standorten Gutenstein und Maiersdorf kann mittels der Umsetzung von thermischen Sanierungsmaßnahmen und der Herstellung von Niedertemperatur-Wärmeverteilsystemen eine Systemeignung hergestellt werden.

Bei der Fallstudie Raach am Hochgebirge kann zumindest durch geringe Zusatzinvestitionen eine Anlage zur Revitalisierung der bereits vorhandenen vertikalen Sonden hergestellt werden, was eine durchaus interessante Option darstellt.

Bei den Fallstudien Muggendorf, Ternitz und HTL Wiener Neustadt ist eine Systemeignung aufgrund der Grundwassersituation gar nicht oder nur unter sehr großem Projektrisiko herstellbar.

8.4 Schlussbemerkung und Haftungsausschluss:

Es wird an dieser Stelle in aller Deutlichkeit vermerkt, dass vor einer Umsetzung von Pilot- und Demonstrationsanlagen für jeden einzelnen Standort eine Planungsstudie anzufertigen ist, in der eine dynamische Simulation des Gesamtsystems der jeweiligen Fallstudie erfolgen muss. Im Bereich der Wirtschaftlichkeitsbewertung müssen ebenso aktuelle Szenarien von Vergleichssystemen gerechnet werden, um eine fundierte Entscheidungsgrundlage zu erhalten. Weiters ist das hydrogeologische Risiko durch zumindest eine Probebohrung einzuschränken, wobei die Probebohrung bei entsprechender Konzipierung später im Sondenfeld Verwendung finden kann.

9. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Das Erbebnis von Wirtschaftlichkeitsrechnungen und Wirtschaftlichkeitsvergleichsrechnungen ist im hohen Maß von einer Vielzahl fallspezifischer Eingangsgrößen abhängig. Die wesentlichsten Faktoren sind hierbei:

- Die methodische Herangehensweise (z.B. Auswahl eines statischen oder eines dynamischen Verfahrens).
- Bei dynamischen Verfahren: der inividuelle Kalkulationszinsfuß. Dieser kann bei einer Kommune oder bei Institutionen der öffentlichen Hand deutlich andere Werte haben als z.B. bei privaten Eigenheimbesitzern.
- Strategie der Finanzierung und Verfügbarkeit von Kapital (Eigenkapital-, Misch- oder Fremdfinanzierung, Bürgerbeteiligungsmodelle etc.).
- Individuelle Kapitalkosten für unterschiedliche Optionen (z.B. nicht rückzahlbarer Investitions- o. Annuitätenzuschuss für innovative Projekte oder für Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energie vs. ohne Anreize bei der Nutzung konventioneller fossiler Technologien).
- Annahmen über die mittel- und langfristige Entwicklung der Energiepreise.
- Subjektives Gewicht nicht monetarisierbarer Kosten oder Nutzen (z.B. Transaktionskosten, Opportunitätskosten oder die Bedeutung nicht rational begründeter Faktoren wie das Gefühl der Autarkie etc.).

Wie anhand dieser Faktoren klar wird, ist bezüglich der Wirtschaftlichkeitsrechung ein weites Feld an Ergebnissen möglich. Es ist deshalb nicht sinnvoll und auch gar nicht möglich, eine pauschale Antwort auf die Frage zu formulieren, ob das GEOSOL-System wirtschaftlich sei oder nicht. Im Folgenden werden stattdessen ausgewählte Aspekte der Wirtschaftlichkeitsfrage erörtert und systematische Zusammenhänge dargestellt.

9.1 Kosten der Systemkomponenten

Für jede Art der Wirtschaftlichkeitsrechnung sind die Kosten der Systemkomponenten relevant. Hierbei ist, nachdem es sich beim GEOSOL-Modellsystem um einen äußerst innovativen Ansatz handelt, auch der Aspekt der in Zukunft zu erwartenden Kostenentwicklung wichtig. Hierbei ist es ein großer Vorteil, dass sich das GEOSOL-System aus etablierten Komponenten (Bohrtechnologie, Sonden, Wärmepumpen, Solarthermie,...) zusammensetzt und die innovativen Beiträge im Bereich der Dienstleistungen bzw. der integralen Systemregelung zu finden sind. Der Vorteil daran ist, dass die Mehrzahl der Komponenten am Markt verfügbar sind, der Nachteil liegt darin, dass keine exorbitanten Preisreduktionen der Komponenten zu erwarten sind. In den nachfolgenden Unterkapiteln werden die Kosten für die wesentlichen Komponenten diskutiert.

9.1.1 Bohrungen

Die Errichtung der erforderlichen Bohrungen wird von spezialisierten Bohrfirmen durchgeführt. Ein guter Teil dieser Firmen ist in der Vereinigung Österreichischer Bohr-, Brunnenbau- und Spezialtiefbauunternehmungen (www.voebu.at) vertreten. Diese im Jahr 1969 als Interessensvertretung gegründete Organisation zählte im Jahr 2012 44 ordentliche Mitglieder und zusätzliche 65 fördernde Mitglieder. Es existiert in Österreich also ausreichend Kompetenz und institutionelle Infrastruktur um der Herausforderung des GEOSOL-Systems zu begegnen.

Ein großer technologischer Sprung fand ca. im Jahr 2001 statt, als sich das Trockenbohrverfahren etablierte. Die mittleren spezifischen Errichtungskosten des zuvor angewandten Spülbohrverfahrens betrugen pro Laufmeter fertiger Sonde ca. 62 Euro pro Meter (exkl. Ust). In den letzten Jahren wurden die Kosten auf 40-50 Euro pro Laufmeter gesenkt. Diese spezifischen Kosten sind bei Bohrungen < 150 m Tiefe anzusetzen. Bei größeren Tiefen kommt es zu einem überproportionalen Anstieg der spezifischen Kosten. Laut der Einschätzung von Branchenkennern sind weitere Technologiesprünge in den kommenden Jahren nicht zu erwarten. Es kann jedoch durch zunehmenden Wettbewerb bei der Errichtung von vertikalen Sonden für Wärmepumpen-Wärmequellensystemen zu Reduktionen kommen, wobei in den folgenden Betrachtungen in einem konservativen Ansatz von konstanten Bohrkosten wie im Jahr 2012 ausgegangen wird.

Eine empirische Evidenz der Kosten von tatsächlich gebauten thermischen Großspeichern ist in **Abbildung 9.1** dargestellt. Die spezifischen Speicherkosten variieren dabei über einen weiten Bereich, wobei ein deutlicher Skaleneffekt mit dem Speichervolumen zu beobachten ist. Größere Wärmespeicher sind somit tendenziell spezifisch um Faktoren bis 10 günstiger als kleine Speicher. In der Darstellung ist die logarithmisch skalierte horizontale Achse des Diagramms zu beachten. Dieser Effekt ist für das GEOSOL-System kaum nutzbar, da es sich definitionsgemäß in jedem Fall um Mikrowärmenetze handelt.

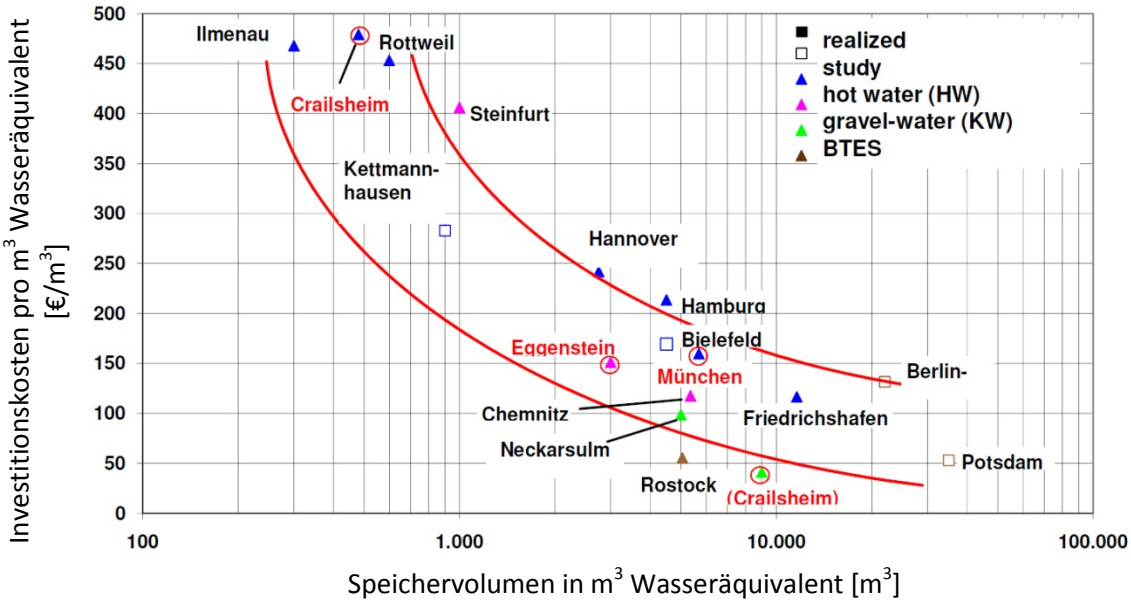


Abbildung 9.1: spezifische Investitionskosten von saisonalen Wasserspeichern.
Quelle: Kerskes (2011)

9.1.2 Solarthermie

Die Entwicklung der Kollektor- und Solarsystem-Preise in Österreich wird in **Abbildung 9.2** bezogen auf die installierte thermische Leistung für den Zeitraum von 1997 bis 2011 dargestellt. Die ausgewiesenen am Markt angebotenen Preise sind Mittelwerte der Angaben der fünf führenden österreichischen Solartechnikfirmen für Solaranlagen zur Warmwasserbereitung von Einfamilienhäusern. Die angegebenen Preise sind Listenpreise und auf das Jahr 2011 inflationsbereinigt, sowie exklusive Mehrwertsteuer und Montage.

Abbildung 9.2 macht deutlich, dass sich im Bereich der Kollektor- und Solaranlagen-Systempreise im Betrachtungszeitraum keine messbaren ökonomischen Lerneffekte eingestellt haben. Dieses Umstand führt bereits zu schwerwiegenden marktstrategischen Nachteilen für die Solarthermie im aufkommenden Wettbewerb mit Photovoltaikanlagen. Da keine Anzeichen einer baldigen Trendwende dieser Entwicklung existieren, müssen für die nachfolgenden Betrachtungen konstante Preise der solarthermischen Anlagen in der dargestellten Größenordnung berücksichtigt werden.

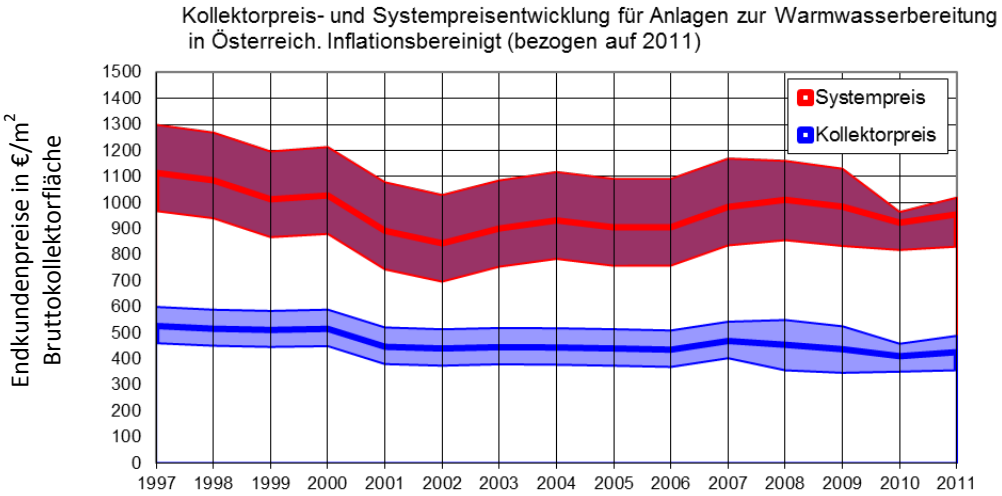


Abbildung 9.2: Entwicklung der Kollektor- und Solarsystempreise für Solaranlagen zur Warmwasserbereitung in Österreich von 1997 bis 2011 (Preise exkl. MWST und Montage). Quelle: Biermayr et al. (2012), AEE INTEC

Bei den Kalkulationen ist jedoch zu berücksichtigen, dass es sich bei dem dargestellten Preisniveau um Kleinanlagen handelt. Bei Großanlagen wie beispielsweise bei der Fallstudie HTL Wiener Neustadt, aber auch schon bei Kollektorfeldern von 50 m^2 Bruttokollektorfläche kommt es zu einer deutlichen Reduktion der spezifischen Anlagenkosten, siehe hierzu **Abbildung 9.3**. Im Zuge einer Planungsstudie zur Umsetzung von Pilot- und Demonstrationsanlagen müssen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung jedenfalls konkrete Anbote eingeholt werden. Als Literatur zur technischen und wirtschaftlichen Planung von solarthermischen Anlagen ist Späte und Ladener (2008) anzuführen, den speziellen Aspekt der Solarthermie in Wärmenetzen behandeln Fink und Riva (2004).

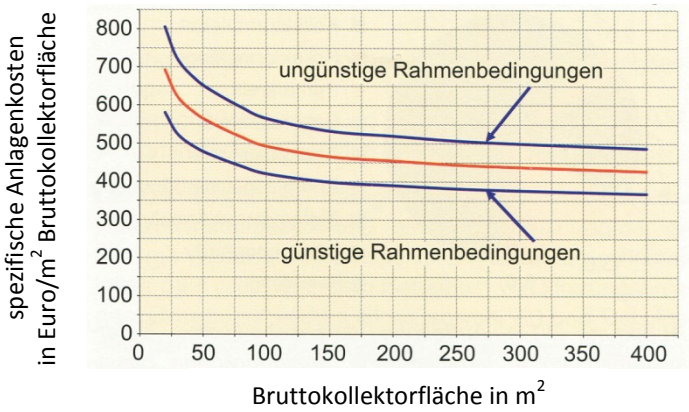


Abbildung 9.3: Solarsystempreise in Abhängigkeit von der Größe des Kollektorfeldes. Quelle: Fink und Riva (2004)

9.1.3 Wärmepumpen

Im GEOSOL-System werden Sole/Wasser Wärmepumpen eingesetzt. Es gibt dabei zwei prinzipiell unterschiedliche Systemkonzepte:

1. Eine zentrale Wärmepumpe für alle bzw. zumindest für einige Gebäude bietet sich an, wenn eine homogene Struktur bezüglich der Gebäude und deren Nutzung vorliegt und ein einheitliches Vorlauftemperaturniveau der Heizung besteht. Das Mikrowärmenetz wird in diesem Fall mit der Vorlauftemperatur des Heizsystems betrieben. Ein konkretes Beispiel für diesen Ansatz ist die Fallstudie Gutenstein.
2. Dezentrale Wärmepumpen bieten sich an, wenn stark unterschiedliche Vorlauftemperaturniveaus erforderlich sind oder/und die Art der Gebäudenutzung inhomogen ist. Das Mikrowärmenetz wird in diesem Fall mit der Soletemperatur des Sondenfeldes beaufschlagt. Ein konkretes Beispiel für diesen Ansatz ist die Fallstudie Maiersdorf.

Wie in **Abbildung 9.4** dargestellt, sind die spezifischen Leistungspreise von Sole-Wasser Wärmepumpenaggregaten stark von der Leistung des Aggregats abhängig. Aus wirtschaftlicher Sicht ist das zentrale Systemkonzept somit vorteilhaft, wobei die geringeren spezifischen Investitionskosten der Wärmepumpenaggregate hierbei höheren Wärmeverlusten im Mikronetz gegenüber stehen, da das Wärmenetz auf einer höheren Temperatur betrieben wird, als dies beim dezentralen Ansatz der Fall ist.

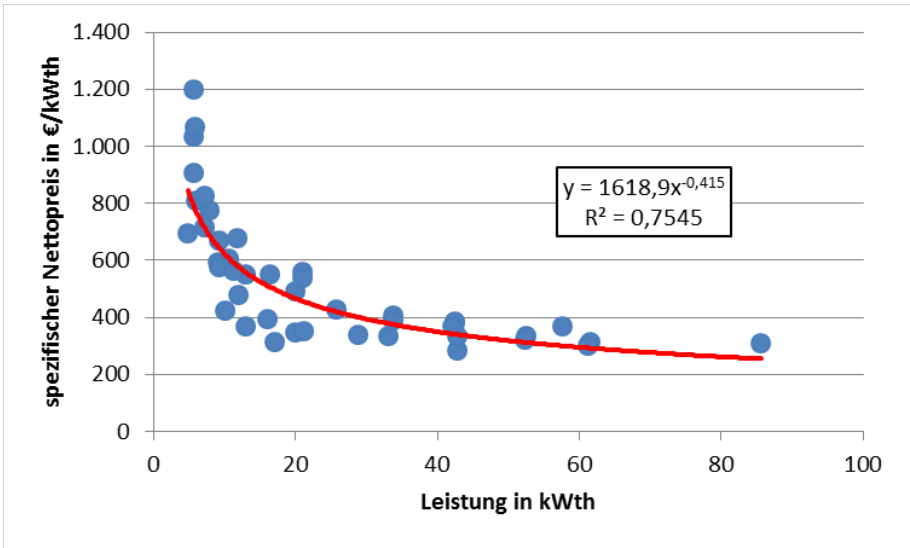


Abbildung 9.4: Spezifische Preise von Sole-Wasser Wärmepumpenaggregaten in Abhängigkeit von der thermischen Leistung der Aggregate (ohne Wärmequellensystem, ohne Lieferung und Installation, exkl. Ust, Erhebung 2012). Quelle: Erhebungen EEG

Die Frage, ob bei einem konkreten Projekt der zentrale oder der dezentrale Ansatz günstiger ist, wird nicht immer einfach zu beantworten sein. Bei der Entscheidung sollten vor allem die Aspekte Homogenität der Vorlauftemperaturen und Art der Nutzung der einzelnen Gebäude einfließen wobei angesichts der langen Systemnutzungsdauer auch Szenarien einer künftigen Entwicklung dieser Parameter betrachtet werden sollten.

9.1.4 Mikrowärmenetz

Das Thema der Zukunft von Wärmenetzen wird in der Fachwelt kontroversiell diskutiert. Für den wirtschaftlichen Betrieb eines Wärmenetzes ist der Leistungsbelag des Netzes

maßgeblich, d.h. welche thermische Leistung pro Meter Netzlänge abgenommen wird. Wärmenetze sind deshalb im Bereich von energieeffizienten Einfamilienhaus-Streusiedlungen wirtschaftlich kaum machbar. Erforderlich sind räumlich dichte Strukturen oder/und großvolumige Gebäude mit einem gewissen Mindestwärmebedarf. Das GEOSOL-System fokussiert aus diesem Grund auf den sanierten oder zu sanierenden Gebäudebestand, der aus den unterschiedlichsten Gründen nicht auf Niedrigstenergie- oder Passivhausstandard saniert wird oder saniert werden kann. Wie das Drake Landing Projekt (2012) zeigt, können jedoch auch dem GEOSOL-System artverwandte Projekt im Neubaubereich wirtschaftlich umgesetzt werden. Hierzu müssen die Systeme jedoch von Anfang an für den Wärmenetzverbund geplant und optimiert werden.

Heimrath et al. (2002) untersuchten das Thema der solarunterstützten Wärmenetze in einer umfassenden Studie. Fink und Riva (2004) fokussieren dabei zusätzlich auf den Geschoßwohnbau. In einer weiteren Arbeit befassen sich Fink et al. (2007) mit modularen Wärmenetzen in Neubaugebieten. Als einfacher Maßstab für einen wirtschaftlichen Betrieb von Wärmenetzen wird von den unterschiedlichen Autoren zumeist 1 kW_{th}/m Wärmeverteilnetzlänge angegeben. Es existieren jedoch im Biomasse und Biomasse-Solarthermieverbund zahlreiche Anlagen, die diesen Wert deutlich unterschreiten. Wie **Abbildung 9.5** zeigt, weist der Großteil aller Anlagen einen Leistungsbelag <1 kW_{th}/m auf.

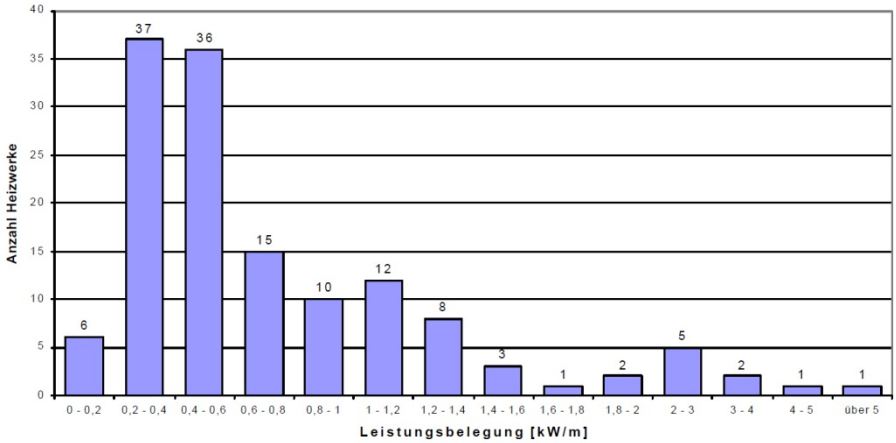


Abbildung 9.5: Häufigkeiten der Leistungsbelegung von Biomasse-Nahwärmenetzen in Österreich. Quelle: Heimrath et al. (2002)

Für das GEOSOL System kommen prinzipiell Wärmenetzstrukturen als Strahlnetz, Ringnetz oder Haus zu Haus Verlegung in Frage. Die Wahl des geeigneten Netztypus hängt dabei auch von der gewünschten Erweiterbarkeit und Aspekten wie Minimierung der Trassenlänge oder Versorgungssicherheit ab. Das Mikrowärmenetz wird in aller Regel im Erdboden verlegt. Ein typisches Verlegeschema ist in **Abbildung 9.6** dargestellt. **Abbildung 9.7** dokumentiert Richtwerte für die Dimensionierung der Leitungen, wobei der Leitungsquerschnitt im GEOSOL-System den jeweiligen niedrigen Temperaturniveaus gerecht werden muss. In diesem Sinne kommt das zentrale GEOSOL-Systemkonzept mit tendenziell niedrigeren Leitungsquerschnitten aus, als das dezentrale Konzept. Dieser Faktor hat einen, wenn auch überschaubaren Einfluss auf Wirtschaftlichkeitsvergleiche.

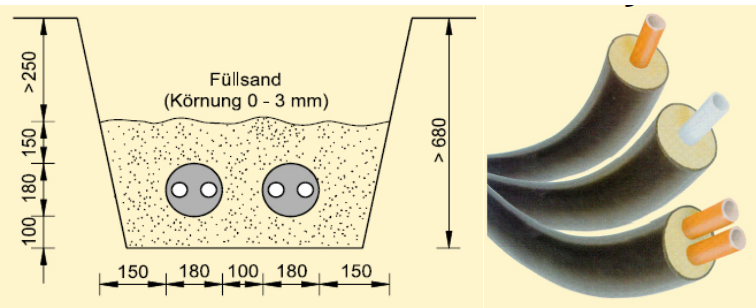


Abbildung 9.5: Verlegeschema mit Mindestdistanzen in mm und Rohrsysteme für Mikrowärmenetze. Quelle: Hartmann (2007)

Dimen-sion	ø innen/ außen in mm	übertragbare Leistung in kW bei Spreizung			Wärmeverlust in W/m bei Mitteltemperatur		
		20 K	30 K	40 K	70 K	60 K	50 K
DN 15	2 * 20/16,0	12	18	24	15,33	13,14	10,95
DN 20	2 * 25/20,4	25	37	49	15,63	13,40	11,17
DN 25	2 * 32/26,2	50	74	99	17,07	14,63	12,20
DN 32	2 * 40/32,6	84	126	168	19,18	16,44	13,71
DN 40	2 * 50/40,8	131	197	263	17,93	15,37	12,81
DN 50	2 * 63/51,4	226	339	452	21,35	18,30	15,25

für spezifische Wärmekapazität des Wassers von 4187 J/(kg*K), Überdeckungshöhe 80 cm, Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs 1,2 W/(m*K)

Abbildung 9.6: Richtwerte für die Dimensionierung von Mikrowärmenetzen. Quelle: Hartmann (2007)

Bezüglich der Investitionskosten von Mikro- und Nahwärmenetzen dokumentieren Haas und Kranzl (2002) spezifische Kosten von 310 Euro pro Meter Wärmenetzlänge. Diese spezifischen Kosten werden im weiteren für die Wirtschaftlichkeitskalkulationen in GEOSOL herangezogen. Im Zuge von Planungsstudien zur Umsetzung von Pilot- und Demonstrationsanlagen sind jeweils konkrete und aktuelle Anbote in die Berechnung aufzunehmen.

Haas und Kranzl (2002) dokumentieren weiters eine Schätzgleichung für die Investitionskosten von Biomasse-Mikronetzen. Dies ist in GEOSOL für eine Gegenüberstellung von Optionen relevant. Die Berechnungsformel lautet dabei:

$IVK=13.400+55*P_K+310*l$

wobei

IVK Investitionskosten des Gesamtsystems in Euro

PK Kesselleistung in W

l Wärmenetzlänge in m

9.1.5 Energieeffizienz

Zur Anpassung der Gebäude an die Anforderungen des GEOSOL-Systems sind oftmals thermische Sanierungen der Gebäude erforderlich. Amtmann et al. (2011) publizierten hierzu mittlere Sanierungskosten für unterschiedliche Maßnahmen. Die Ergebnisse sind in **Abbildung 9.7** zusammengefasst und werden in der Folge für die GEOSOL

Wirtschaftlichkeitsabschätzungen herangezogen. Weiters geben Amtmann et al. (2011) folgende spezifische Investitionskosten (pro m^2) an: (Zitat) Bei den Einfamilienhäusern liegen die spezifischen Investionskosten für Gebäude der ersten Bauperiode bei der Teilsanierung zwischen 119 und 158 Euro/m^2, bei der Vollsanierung zwischen 330 und 430 Euro/m^2. Bei den Mehrfamilienhäusern kann bei der Teilsanierung von Kosten zwischen 35 und 57 Euro/m^2 ausgegangen werden, bei der Vollsanierung zwischen 119 und 205 Euro/m^2. Bei den mehrgeschoßigen Wohnbauten liegen die Werte in einem ähnlichen Bereich (wie bei den Mehrfamilienhäusern). Bei der Teilsanierung sind diese zwischen 25 und 46 Euro/m^2, bei der Vollsanierung zwischen 95 und 179 Euro/m^2 (Zitat Ende). Die spezifischen Investitionskosten sind für unterschiedliche Konstellationen in **Abbildung 9.8** dargestellt.

Bauteile	Materialkosten [Kosten pro mm und m²] in Euro	Montage-/Gerüstkosten [Kosten pro m²] in Euro
Fassade	0,14 – 0,36	53,51
Oberste Geschoßdecke	0,42 – 0,58	26,75
Kellerdecke	0,13 – 0,42	37,46
Fenster (U-Wert 1,2) (Kunststoff)	362,60	270,00 (pro Fenster)
Fenster (U-Wert 1,2) (Holz/Alu)	430,79	280,80 (pro Fenster)

Abbildung 9.7: Bauteilkosten für Sanierungsvarianten inklusive Umsatzsteuer. Quelle: Amtmann et al. (2011)

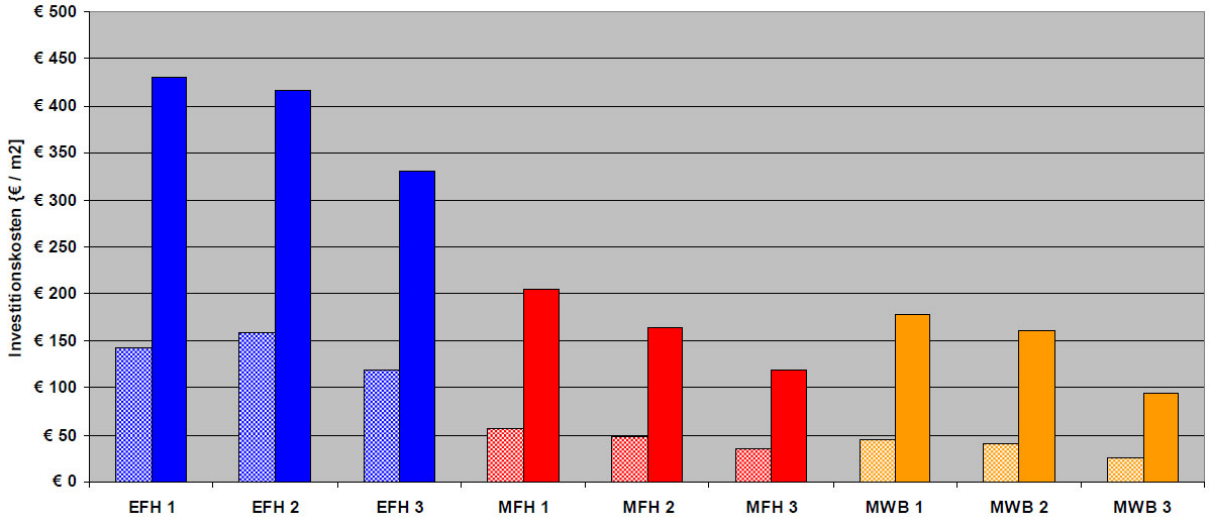


Abbildung 9.8: Spezifischer Investitionsbedarf (Euro/m^2) der zwei Sanierungsvarianten Teilsanierung (helle Farben, jeweils erster Balken) und Vollsanierung (dunkle Farben, jeweils zweiter Balken) in den drei Bauperioden (1..bis 1944, 2..1945-1980, 3..1981-2000); blau: Einfamilienhäuser, rot: Mehrfamilienhäuser, orange: mehrgeschoßige Wohnbauten. Quelle: Amtmann et al. (2011)

Eine weitere Kostenposition im Bereich der Sanierungskosten ist die Errichtung eines Niedertemperatur-Wärmeverteilsystems. Hierbei ist prinzipiell die Errichtung eines Flächen-Wärmeverteilsystems oder der Einsatz von Radiatoren mit forcierter Konvektion möglich, siehe **Abbildung 9.9**. Die spezifischen Kosten für entsprechende Radiatoren überspannen laut einer durchgeführten Marktrecherche den großen Bereich von ca. 400 bis 1800 Euro pro kW Heizleistung. Bei Produktvergleichen muss hier auf die Rahmenbedingungen der Leistungsangabe geachtet werden. Für das GEOSOL-System ist dabei ausschließlich eine Vorlauftemperatur von 35°C relevant. Für die weiteren Kalkulationen wurden spezifische Kosten für das Niedertemperatur-

Wärmeverteilsystem in der Höhe von 800 Euro pro kW Heizlast angesetzt. Für die Errichtung eines konventionellen Wärmeverteilsystems (Vergleichssysteme) wurden 500 Euro pro kW veranschlagt.

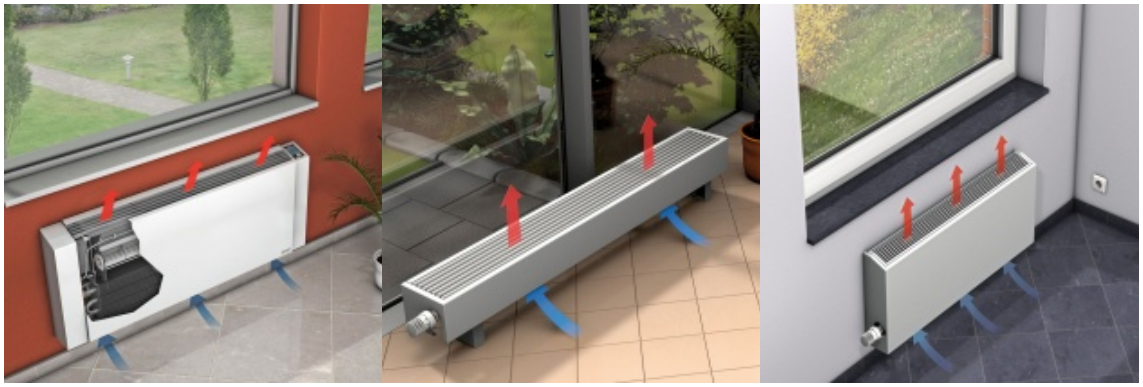


Abbildung 9.9: Ansichten unterschiedlicher Niedertemperatur-Heizkörper mit forcierter Konvektion. Quelle: www.kampmann.de

9.2 Wirtschaftlichkeitsvergleiche

Für Wirtschaftlichkeitsüberlegungen stehen statische und dynamische Berechnungsverfahren zur Verfügung. Statische Verfahren bewerten die Wirtschaftlichkeit ohne dass der Zeitpunkt von Ein- und Auszahlungen berücksichtigt wird, dynamische Verfahren verzinsen Ein- und Auszahlungen. Ein- und Auszahlungen in der Vergangenheit werden aufgezinst, Zahlungen in der Zukunft werden abgezinst. Bei dynamischen Verfahren hat der verwendete Kalkulationszinsfuß einen großen Einfluss auf das Ergebnis. Bei dynamischen Verfahren muss konsequenter Weise auch die zeitliche Entwicklung von Zahlungen berücksichtigt werden (Inflation, reale Energiepreisteuerungen etc.) was Prognosen oder zumindest Szenarien der Entwicklung dieser Zahlungen erforderlich macht.

Statische Berechnungsverfahren:

- Kostenvergleichsrechnung (es werden nur die Kosten von Optionen verglichen)
- Gewinnvergleichsrechnung (es werden die Gewinne = Erträge minus Kosten von Optionen verglichen)
- Rentabilitätsrechnung (der Gewinn wird auf das eingesetzte Kapital bezogen)
- Amortisationsrechnung (Vergleich der pay-back Zeiten)

Dynamische Berechnungsverfahren:

- Kapitalwertmethode (alle Aus- u. Einzahlungen werden mit Zinseszins des Kalkulationszinsfußes auf einen Zeitpunkt bezogen; die Vergangenheit wird aufgezinst, die Zukunft abgezinst. Einflussfaktoren: Höhe des Kalkulationszinsfußes, zeitlicher Anfall und Höhe der Ein- u. Auszahlungen, Anlagenrestwert, reale Veränderung von Ein- u. Auszahlungen über die Zeit.
- Interner Zinsfuß (jener Kalkulationszinsfuß, bei dem die Summe der Barwerte aller Ein- u. Auszahlungen Null wird)
- Annuitätenmethode (vergleichbare Jahresvorteile)

9.2.1 Statische Betrachtungen

Beim Vergleich des GEOSOL-Systems mit anderen Alternativen wird im Folgenden ein statischer Vergleich der Kosten pro Jahr durchgeführt. Weiters wird ein Vergleich der $CO_{2äqu}$ Emissionen unterschiedlicher Varianten angestellt. Hierbei wird unterstellt, dass alle Energiepreise (konkret Strom, Heizöl und Hackschnitzel) über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren real konstant bleiben. Es ist sehr wahrscheinlich, dass dies nicht der Fall sein wird. Doch wenn z.B. die Teuerung der Endenergieträger in einem Szenario mit 3%/a angenommen wird, so entspricht dies bereits dem Ersatz einer dynamischen Betrachtung mit einem Kalkulationszinsfuß von 3%. Diese Sichtweise ist jedoch nur dann zulässig, wenn alle Investitionen im Bezugsjahr anfallen und während der Lebensdauer der Anlagen keine Reinvestitionen kalkuliert werden, die entsprechend abgezinst werden müssten. Da während der Lebensdauer der Anlagen von 20 Jahren auch deutlich höhere reale Energiepreissteigerungen als 3%/a möglich, ja sogar wahrscheinlich sind (Zieljahr 2032) entspricht der Verzicht auf die Berücksichtigung des Kalkulationszinssatzes durchaus den Bereichen, in denen selbiger üblicher Weise angenommen wird. Wie schon am Beginn des Kapitels 9 erläutert, gibt es zahlreiche weitere Einflussgrößen auf das Resultat der Wirtschaftlichkeitsvergleiche, die an dieser Stelle nicht betrachtet werden können. Im Zuge einer Planungsstudie zur Umsetzung von konkreten Pilot- und Demonstrationsanlagen sollten diese Faktoren mit den potenziellen Eigentümern bzw. Investoren jedoch detailliert

diskutiert werden, da sie die subjektive Wahrnehmung der Wirtschaftlichkeit stark beeinflussen können.

Es wird im Folgenden anhand der Fallstudie Maiersdorf ein konkretes Beispiel dargestellt. Die Ausgangssituation der Fallstudie Maiersdorf und zahlreiche spezifische Faktoren wurden im Kapitel 8 (Fallstudien) detailliert dargestellt. Um die Wirtschaftlichkeit des GEOSOL-Systems beurteilen zu können, werden 5 verschiedene Optionen miteinander verglichen:

1. der unveränderte Istzustand; business as usual (BAU Szenario)
2. Gebäudesanierungen ohne Änderung des Heizsystems (nur Sanierungs Szenario)
3. der Einsatz des GEOSOL-Systems mit allen Konsequenzen wie gebäudespezifische Sanierung, Errichtung von Niedertemperatur-Wärmeverteilsystemen, Sondenfeld, Wärmenetz, Solarthermie (GEOSOL Szenario)
4. eine gebäudespezifische Sanierung mit der Installation eines dezentralen Ölheizungssystems (Heizöl Szenario)
5. eine gebäudespezifische Sanierung mit der Installation eines Biomasse-Mikronetzes auf Hackschnitzel-Basis (Biomasse Szenario)

Die Ergebnisse für die 5 Szenarien sind in **Tabelle 9.1** zusammengestellt, die zugrundeliegenden Annahmen bzw. Zwischenergebnisse sind in **Tabelle 9.2** dokumentiert. Beim ersten Vergleich wird angenommen, dass generell keine Förderungen für Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energie oder für Energieeffizienztechnologien zur Verfügung stehen. Das GEOSOL-System wurde bei der Berechnung in keiner Weise begünstigt. Alle Technologie- und Brennstoffpreise in den Szenarien sind Marktpreise und es wird angenommen, dass CO_2 gratis emittiert werden kann (keine CO_2-Steuern oder ähnliche Maßnahmen). Alle Anlagen werden auf die Lebensdauer von 20 Jahren abgeschrieben bis auf den Sondenspeicher, der aufgrund seiner langen technischen Lebensdauer eine 2. Nutzungsperiode von 20 Jahren gestattet. Reboundeffekte wurden näherungsweise berücksichtigt. Der Wirtschaftlichkeitsvergleich wird auf Basis der Gesamtkosten pro Jahr (= Endenergiekosten plus Investitionskosten pro Jahr Lebensdauer) durchgeführt.

Tabelle 9.1: Zusammenfassung der Ergebnisse für die 5 Szenarien. Quelle: EEG

Zusammenfassung						
	Einheit	**BAU**	**nur Sanierung**	**GEOSOL**	**Heizöl**	**Biomasse**
Gesamtheizlast	kW	97,9	56,1	56,1	56,1	56,1
Gesamtwärmebedarf bei fben=1	MWh/a	212	120	120	120	120
Endenergiebedarf	MWh/a	126	90	15	95	101
Investitionen total	€	0	50.950	251.415	103.018	135.218
Lebensdauer	a	20	20	20	20	20
Endenergiekosten	**€/a**	**16.339**	**11.697**	**2.501**	**9.898**	**5.125**
Investitionen pro Jahr Lebensdauer	**€/a**	**0**	**2.548**	**11.518**	**5.151**	**6.761**
Gesamtkosten pro Jahr Lebensdauer	**€/a**	**16.339**	**14.245**	**14.019**	**15.049**	**11.886**
$CO_{2äqu}$-Emissionskoeffizient	$kgCO_{2äuq}/kWh_{EE}$	0,327	0,327	0,327	0,311	0,035
Jährliche $CO_{2äqu}$ Emissionen	**t $CO_{2äqu}$**	**41,1**	**29,4**	**4,8**	**29,5**	**3,5**

In den Ergebnissen zeigt das BAU-Szenario die höchsten Gesamtkosten pro Jahr von 16.339 €/a. Es folgt als zweitschlechteste Lösung das Heizöl Szenario mit 15.049 €/a. Das Biomasse Szenario weist die geringsten Gesamtkosten von 11.886 €/a auf, gefolgt vom GEOSOL Szenario mit 14.019 €/a. Das nur Sanierung Szenario nimmt mit Gesamtkosten von 14.245 €/a den dritten Platz ein.

Die gleiche Reihenfolge jedoch mit deutlich größerem Kontrast ergibt sich bei der Betrachtung der jährlichen $CO_{2äqu}$ Emissionen. Hier liegt das BAU Szenario mit 41,1 $tCO_{2äqu}/a$ am letzten Platz.

Tabelle 9.2: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsvergleiche. Quelle: EEG

	Einheit	BAU	nur Sanierung	GEOSOL	Heizöl	Biomasse
Gebäude 1: Gemeindeamt						
Bruttogeschoßfläche	m^2	585	585	585	585	585
Energiekennzahl EKZ	kWh/m^2a	111,3	80,0	80,0	80,0	80,0
Heizlast P_{HZ}	kW	30,5	21,9	22	22	22
Wärmebedarf gesamt	MWh/a	63	45	45	45	45
Heizenergieträger	Text	Strom direkt	Strom direkt	GEOSOL	Heizöl	Hackschnitzel
Jahresnutzungsgrad Gesamtsystem	1	0,95	0,95	6	0,9	0,85
Servicefaktor	1	0,6	0,65	0,7	0,65	0,65
Endenergiebedarf	MWh/a	40	31	5	33	35
Endenergiekosten spezifisch	€/MWh	130	130	130	100	45
Endenergiekosten	€/a	5.173	4.028	687	3.270	1.558
Stromkosten für Hilfsantriebe alle Geb.	€/a	0	0	600	400	600
Investition Sanierung spezifisch	€	0	50	50	50	50
Investition Sanierung	€	0	29.250	29.250	29.250	29.250
Investition Wärmeverteilsystem	€	0	0	17.538	10.961	10.961
Investitionen Solarthermie 50 m^2	€	0	0	20.000	0	0
Invest. alle Kessel/WP dezent/zent	€	0	0	22.454	24.000	25.200
Gebäude 2: Kindergarten Altbau						
Bruttogeschoßfläche	m^2	526	526	526	526	526
Energiekennzahl EKZ	kWh/m^2a	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8
Heizlast P_{HZ}	kW	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6
Wärmebedarf gesamt	MWh/a	40	40	40	40	40
Heizenergieträger	Text	Strom direkt	Strom direkt	GEOSOL	Heizöl	Hackschnitzel
Jahresnutzungsgrad Gesamtsystem	1	0,95	0,95	6	0,9	0,85
Servicefaktor	1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Endenergiebedarf	MWh/a	34	34	5	36	38
Endenergiekosten spezifisch	€/MWh	130	130	130	100	45
Endenergiekosten	€/a	4.379	4.379	693	3.556	1.694
Investition Sanierung spezifisch	€	0	0	0	0	0
Investition Sanierung	€	0	0	0	0	0
Investition Wärmeverteilsystem	€	0	0	14.880	9.300	9.300
Investitionen Solarthermie 50 m^2	€	0	0	20.000	0	0
Gebäude 3: Kindergarten Neubau						
Bruttogeschoßfläche	m^2	179	179	179	179	179
Energiekennzahl EKZ	kWh/m^2a	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8
Heizlast P_{HZ}	kW	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
Wärmebedarf gesamt	MWh/a	15	15	15	15	15
Heizenergieträger	Text	Strom direkt	Strom direkt	GEOSOL	Heizöl	Hackschnitzel
Jahresnutzungsgrad Gesamtsystem	1	0,95	0,95	6	0,9	0,85
Servicefaktor	1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Endenergiebedarf	MWh/a	13	13	2	13	14
Endenergiekosten spezifisch	€/MWh	130	130	130	100	45
Endenergiekosten	€/a	1.642	1.642	260	1.333	635
Investition Sanierung spezifisch	€	0	0	0	0	0
Investition Sanierung	€	0	0	0	0	0
Investition Wärmeverteilsystem	€	0	0	5.280	3.300	3.300
Investitionen Solarthermie 0 m^2	€	0	0	0	0	0
Gebäude 4: Vereinshaus						
Bruttogeschoßfläche	m^2	217	217	217	217	217
Energiekennzahl EKZ	kWh/m^2a	468,2	100	100	100	100
Heizlast P_{HZ}	kW	42,2	9,0	9,0	9,0	9,0
Wärmebedarf gesamt	MWh/a	94	20	20	20	20
Heizenergieträger	Text	Strom direkt	Strom direkt	GEOSOL	Heizöl	Hackschnitzel
Jahresnutzungsgrad Gesamtsystem	1	0,95	0,95	6	0,9	0,85
Servicefaktor	1	0,4	0,6	0,6	0,6	0,6
Endenergiebedarf	MWh/a	40	13	2	13	14
Endenergiekosten spezifisch	€/MWh	130	130	130	100	45
Endenergiekosten	€/a	5.145	1.648	261	1.338	638
Investition Sanierung spezifisch	€	0	0	0	0	0
Investition Sanierung	€	0	21.700	21.700	21.700	21.700
Investition Wärmeverteilsystem	€	0	0	7.211	4.507	4.507
Investitionen Solarthermie 50 m^2	€	0	0	20.000	0	0
Wärmenetz						
Netzlänge	m	0	0	100	0	100
Spezifische Kosten	€/m	0	0	310	0	310
Investition Wärmenetz	€	0	0	31.000	0	31.000
Geothermischer Speicher						
Summe Sondenlängen	m	0	0	936	0	0
Spezifische Sondenkosten	€/m	0	0	45	0	0
Investition Wärmenetz	€	0	0	42.102	0	0

Der Gewinner ist das Biomasse Szenario mit 3,5 $tCO_{2äqu}$/a, dicht gefolgt vom GEOSOL Szenario mit 4,8 $tCO_{2äqu}$/a. Das nur Sanierungs Szenario und das Heizöl Szenario liegen mit 29,4 bzw. 29,5 $tCO_{2äqu}$/a am 3. bzw. 4. Platz.

Da im Regelfall Förderung für den Einsatz von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energieträger und Förderungen für Energieeffizienztechnologien zur Verfügung stehen, wird bei der nächsten Betrachtung angenommen, dass Effizienztechnologien (Sanierung), Solarthermie, Biomassekessel, Wärmepumpen und innovative Wärmespeicher jeweils mit 30% der Investitionskosten gefördert werden. Die Errichtung eines Wärmenetzes sowie alle konventionellen Technologien werden hingegen nicht gefördert. Diese Randbedingungen stellen, auch was die Größenordnungen betrifft, realistische Annahmen dar. Die Ergebnisse sind in **Tabelle 9.3** zusammengestellt.

Tabelle 9.3: Zusammenfassung der Ergebnisse für die 5 Szenarien mit Investitionszuschüssen für Technologien zur Nutzung Erneuerbarer. Quelle: EEG

Zusammenfassung						
	Einheit	**BAU**	**nur Sanierung**	**GEOSOL**	**Heizöl**	**Biomasse**
Gesamtheizlast	kW	97,9	56,1	56,1	56,1	56,1
Gesamtwärmebedarf bei fben=1	MWh/a	212	120	120	120	120
Endenergiebedarf	MWh/a	126	90	15	95	101
Investitionen total	€	0	35.665	198.763	87.733	112.373
Lebensdauer	a	20	20	20	20	20
Endenergiekosten	**€/a**	**16.339**	**11.697**	**2.501**	**9.898**	**5.125**
Investitionen pro Jahr Lebensdauer	**€/a**	**0**	**1.783**	**8.886**	**4.387**	**5.619**
Gesamtkosten pro Jahr Lebensdauer	**€/a**	**16.339**	**13.481**	**11.387**	**14.284**	**10.744**
$CO_{2äqu}$-Emissionskoeffizient	$kgCO_{2äuq}/kWh_{EE}$	0,327	0,327	0,327	0,311	0,035
Jährliche $CO_{2äqu}$ Emissionen	**t $CO_{2äqu}$**	**41,1**	**29,4**	**4,8**	**29,5**	**3,5**

Die gewährten Investitionszuschüsse hatten zwar keinen Einfluss auf die Reihung der Szenarien, die Kosten der Optionen Biomasse und GEOSOL haben sich jedoch verringert und einander angenähert. In **Abbildung 9.10** sind die dargestellten Szenarien gegenübergestellt.

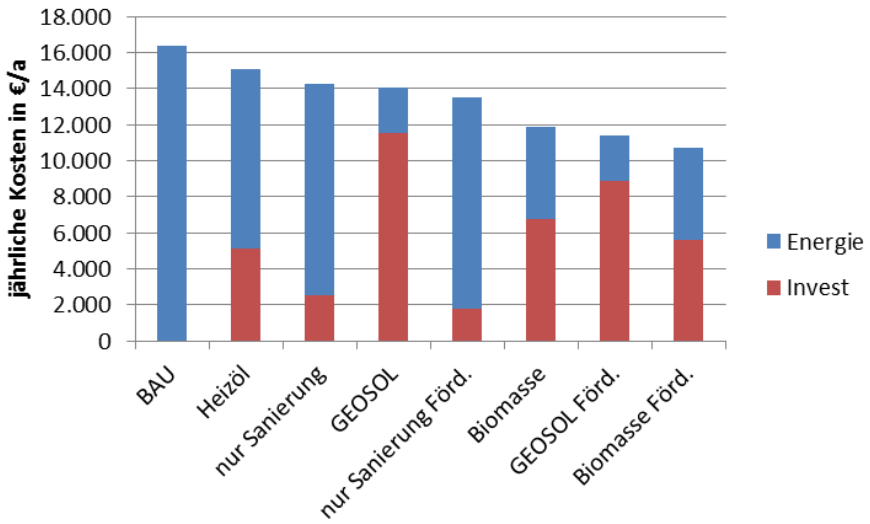


Abbildung 9.10: Gegenüberstellung der betrachteten Szenarien. Quelle: EEG

In Hinblick auf die Realisierung von GEOSOL Pilot- und Demonstrationsanlagen kann voraussichtlich weiters von einem Innovationsbonus ausgegangen werden, da es sich zweifelsohne um einen innovativen Systemansatz handelt. Ein solcher Bonus könnte durch einen Investitionszuschuss aus öffentlicher Hand gegeben werden. In Frage kommen hierbei

Stellen wie Ministerien, Kommunalkredit Public Consulting, Klima- und Energiefonds, das Land, etc. Ein solcher Zuschuss könnte die spezifischen Wärmekosten des GEOSOL-Systems weiter senken, wobei ein entsprechender Innovationsbonus nur den ersten gebauten Anlagen zugute kommt. Solche Zuschüsse werden an dieser Stelle daher weder konkretisiert noch kalkuliert.

Die Annahmen bezüglich der Jahresnutzungsgrade in den unterschiedlichen verglichenen Szenarien wurden in **Tabelle 9.2** dokumentiert. Kann der Systemnutzungsgrad im Fall der Strom-direkt Lösungen oder im Heizöl bzw. Biomasse Szenario relativ einfach als Jahresnutzungsgrad des Heizsystems definiert werden, so ist dies beim GEOSOL System nicht möglich. Bei diesem System ist nicht nur die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe unter den nichtkonventionellen Betriebsbedingungen relevant, sondern es ist auch maßgeblich, welche solaren Wärmemengen direkt genutzt werden können. Dies ist jedoch wieder vom Nachfrageprofil und von der technischen Systemkonfiguration (z.B. Größe von dezentralen technischen Wärmespeichern) abhängig. Auch bei noch so gewissenhafter Simulation bleibt also in diesem Bereich eine gewisse Unsicherheit erhalten. Inwiefern sich diese auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt, ist in **Abbildung 9.11** skizziert. Die Abbildung zeigt die Gesamtkosten des obigen GEOSOL Szenarios mit Förderungen in Abhängigkeit vom Systemnutzungsgrad.

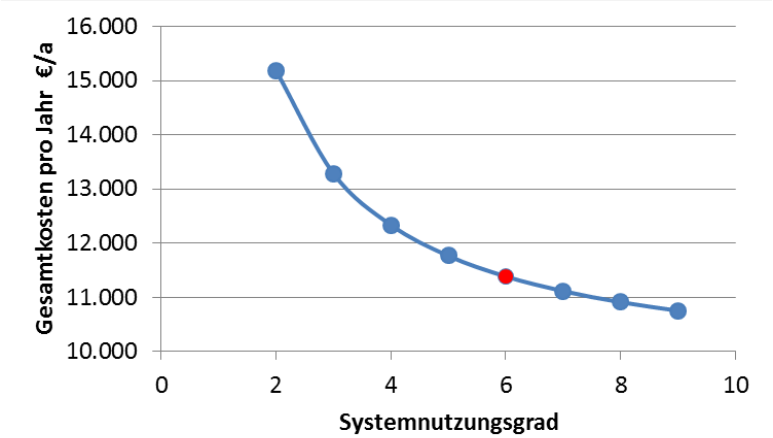


Abbildung 9.11: Sensitivität der Wirtschaftlichkeit gegenüber der Variation des GEOSOL Systemnutzungsgrades. Achtung: die x-Achse schneidet die y-Achse nicht bei Null. Quelle: EEG

Der in der Grafik rot markierte Punkt zeigt das bereits oben dargestellte Referenzszenario mit Gesamtkosten von 11.387 €/a bei einem Systemnutzungsgrad von 6. Verschlechtert sich der Systemnutzungsgrad auf einen Wert von 5, so betragen die Gesamtkosten 11.767 €/a. Verbessert sich der Systemnutzungsgrad auf 7, so betragen die Gesamtkosten 11.115 €/a. Die Auswirkungen auf die spezifischen Gesamtkosten bleiben somit in der Umgebung des für die Kalkulation angesetzten Systemnutzungsgrades überschaubar. Es zeigt sich jedoch auch der mögliche wirtschaftliche Nutzen bei der Optimierung des Systemnutzungsgrades.

9.2.2 Dynamische Betrachtungen

Wie bereits oben angemerkt, bringt eine dynamische Betrachtung keine prinzipiell neue Erkenntnis über das GEOSOL-System. Es überlagern sich bei dynamischer Betrachtung noch die Effekte aus dem Kalkulationszinsfuß, der Inflation, der Energiepreisteuerung etc.. Es entstehen Ergebnisse, die in hohem Maße vom tatsächlichen Eintreffen der Annahmen über

die unterschiedlichen Zinssätze abhängig sind. Trotzdem soll zur methodischen Vollständigkeit eine dynamische Betrachtung auf Basis des Kapitalwertes durchgeführt werden.

Verglichen werden im Weiteren die zwei aus der Sicht der Wirtschaftlichkeit und aus der Sicht der CO_2-Emissionen attraktiven Szenarien GEOSOL und Biomasse. Hierbei werden folgende Basisannahmen getroffen, die jeweils für beide Szenarien gelten:

Kalkulationszinsfuß: 5% (es handelt sich um ein kommunales Projekt, der Zinssatz könnte auch niedriger gewählt werden)

Inflation: 1,5% (symmetrisch, d.h. gilt für Ein- und Auszahlungen gleichermaßen)

Energiepreisteuerung: 3% (gilt für Strom und für Hackschnitzel)

Der Betrachtungszeitraum ist 20 Jahre. Anlagenrestwerte sind 50% des Sondenspeichers beim GEOSOL Szenario und 50% des Sanierungsinvestments in beiden Szenarien. Es wird davon ausgegangen, dass die Förderungen für Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energieträger und für die Gebäudesanierung jeweils nicht rückzahlbare Investitionszuschüsse sind, die ein Jahr nach der Errichtung der Anlagen in der Höhe von 30% der spezifischen Investitionen ausbezahlt werden. Eine Vorfinanzierung dieser Summen ist erforderlich.

Unter den getätigten Annahmen stellen sich folgende Ergebnisse für die Kapitalwerte ein:

Kapitalwert GEOSOL Szenario: -224.100 €

Kapitalwert Biomasse Szenario: -198.145 €

Der sich ergebende Bar-Zahlungsstrom sowie die Ein- und Auszahlungen sind beispielhaft für das GEOSOL Szenario in **Abbildung 9.12** dargestellt.

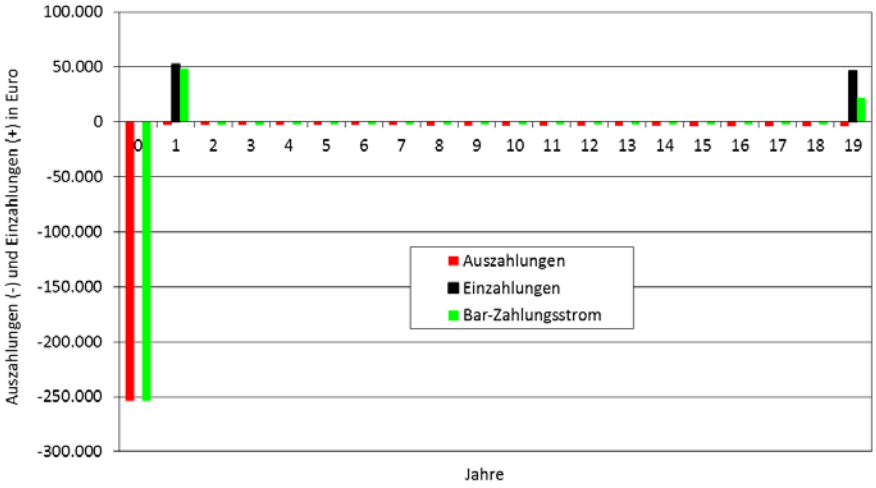


Abbildung 9.12: Darstellung der Ein- und Auszahlungen im GEOSOL Szenario über den Zeitraum von 20 Jahren. Quelle: EEG

Der Kapitalwert ist unter den getätigten Annahmen im GEOSOL Szenario geringer (negativer) als im Biomasse Szenario. Das heißt, das Biomasse Szenario stellt in diesem speziellen Fall die wirtschaftlich attraktivere Lösung dar. In **Abbildung 9.13** erfolgt die Darstellung der Kapitalwerte für die Szenarien GEOSOL und Biomasse in Abhängigkeit vom eingesetzten Kalkulationszinssatz. Die beiden Szenarien sind bezüglich ihres Kapitalwertes bei einem

Kalkuslationszinssatz von ca. 2% gleichwertig. Bei geringeren Zinssätzen (<2%) ist GEOSOL das attraktivere Szenario, bei höheren Zinssätzen (>2%) ist das Biomasseszenario zu bevorzugen. Alle anderen Parameter wie z.B. die Energiepreisteuerung wurden in der Betrachtung wie oben dokumentiert konstant belassen. Die Wahl eines sinnvollen Kalkulationszinssatzes ist im konkreten Fall von der Art der Finanzierung abhängig. Bei kommunalen Projekten stehen oftmals günstige Kredite oder Annuitätenzuschüsse zur Verfügung. In diesen Fällen können auch Kalkulationszinssätze <2% sinnvoll sein, was das GEOSOL Szenario präferieren würde.

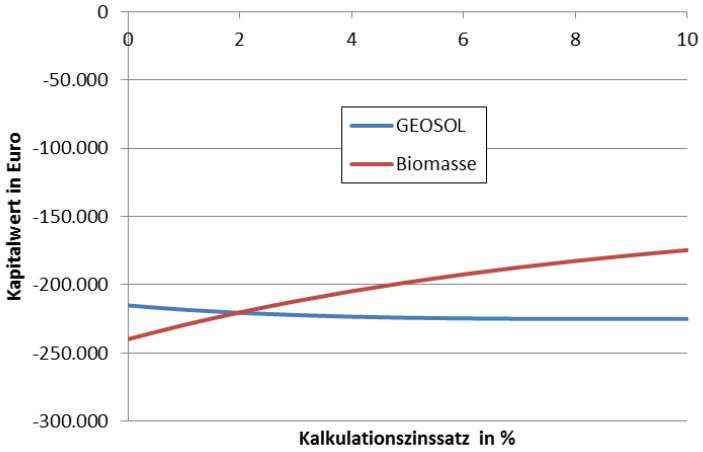


Abbildung 9.13: Kapitalwerte der Szenarien GEOSOL und Biomasse in Abhängigkeit von der Wahl des Kalkulationszinssatzes. Quelle: EEG

Das Ergebnis ist nicht nur von der Wahl des Kalkulationszinssatzes abhängig. Auch die Wahl der zukünftigen Energiepreise hat einen großen Einfluss auf die Aussage der Wirtschaftlichkeitsbewertung. Kann der Kalkulationszinssatz dabei durch die gegebenen Rahmenbedingungen in einem sinnvollen Bereich gewählt werden, so entzieht sich die tatsächliche Entwicklung der Energiepreise jedoch unserer Kenntnis. Eine reale Energiepreisteuerung ist wahrscheinlich, die Höhe selbiger und ihr zeitlicher Verlauf sind jedoch spekulativ. In **Abbildung 9.14** sind unter diesem Gesichtspunkt die Ergebnisse für die Szenarien jeweils bei 3% Energiepreisteuerung und bei 6% dokumentiert.

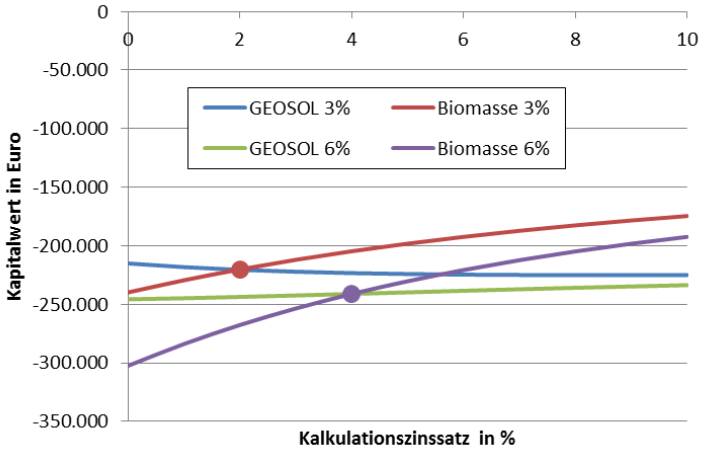


Abbildung 9.14: Kapitalwerte der Szenarien GEOSOL und Biomasse für 3% und 6% Energiepreisteuerung in Abhängigkeit von der Wahl des Kalkulationszinssatzes. Quelle: EEG

Bei 6% Energiepreisteuerung ist das Biomasse Szenario erst bei einem Kalkulationszinssatz von >4% das wirtschaftlich attraktivere System. Bei geringeren Kalkulationszinssätzen ist das GEOSOL Szenario zu bevorzugen.

Die angestellten dynamischen Betrachtungen zeigen also, dass das GEOSOL System bei steigenden Energiepreisen auch gegenüber einem Biomasse Szenario wirtschaftlich attraktiv ist. Umgekehrt ist das GEOSOL System bei der Wahl von konservativen Randbedingungen, also bei geringer Energiepreisteuerung und hohem Kalkulationszinssatz, wirtschaftlich schlechter gestellt als das Biomasse Szenario. Bei allen Berechnungen und Vergleichen wurde dem GEOSOL System wie schon bei der statischen Betrachtung kein Innovationsbonus zugesprochen. Dieser kann zwar bei der Errichtung von Pilot- und Demonstrationsanlagen einen wesentlichen wirtschaftlichen Vorteil bedeuten, ist in der Folge jedoch nicht verallgemeinerbar.

9.3 Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeitsvergleiche

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zeigen, dass das GEOSOL System im Vergleich zu zahlreichen anderen Optionen wirtschaftlich darstellbar ist. Das GEOSOL System ist jedoch auch das System mit dem größten Anteil an Investitionskosten an den Gesamtkosten. In der Praxis kann dies bei mangelhafter Verfügbarkeit von Kapital oder bei spezifisch hohen Kosten von Kapital (Fremdkapital) einen strategischen Nachteil für das GEOSOL System bedeuten.

Umgekehrt ist das GEOSOL System auch jenes mit den geringsten Energiekosten. Dies stellt eine gewisse Absicherung gegen eine zukünftige Energiepreisteuerung dar und sollte bei entsprechenden Überlegungen mit berücksichtigt werden.

Bei einer dynamischen Betrachtung steigt die wirtschaftliche Attraktivität des GEOSOL Systems mit steigenden Energiepreisteuerungen und mit sinkendem Kalkulationszinssatz. Das GEOSOL System ist auch aus diesem Grund prädestiniert für den Einsatz bei kommunalen Projekten.

Die optimale wirtschaftliche Lösung für eine konkrete Fallstudie ist in jedem Fall anhand der konkreten und aktuellen technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen im Einzelfall zu prüfen. Eine generelle Aussage, wann das GEOSOL-System die wirtschaftlichste Lösung darstellt, ist nicht möglich. Es ist jedoch abzusehen, dass das GEOSOL-System tendenziell mit Biomasse-Nah- u. Mikronetzen in Wettbewerb tritt. Hierbei sind neben den Brennstoffpreisen auch sämtliche Aufwände, die mit der Brennstofflogistik einhergehen, zu berücksichtigen. Die Brennstoffpreise von prinzipiell handelbaren Biomassesortimenten sollten hierbei auch im Fall von günstig zur Verfügung stehenden Ressourcen (Stichwort Gemeindewald) im Sinne der Opportunitätskosten als Marktpreise angesetzt werden.

10. Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Angesichts der Ergebnisse aus der Systemsimulation, der energetischen Bilanzierung und der bereits im internationalen Bereich errichteten artverwandten Pilot- und Demonstrationsanlagen kann davon ausgegangen werden, dass eine prinzipielle technische Machbarkeit des GEOSOL-Modellsystems gegeben ist. Die Wirtschaftlichkeit des Modellsystems hängt jedoch von Erfolgsfaktoren ab, welche im Einzelfall jeweils geprüft und bewertet werden müssen. Zu berücksichtigende Erfolgsfaktoren können hierbei den Kategorien Gebäude, geothermischer Speicher, systemische Faktoren sowie rechtliche Rahmenbedingungen zugeordnet werden.

10.1 Erfolgsfaktor Gebäude

- Gebäudestrukturen, die sich für das GEOSOL Modellsystem eignen, weisen bei Norm-Außentemperatur einen geringen Heizungsvorlauf-Temperaturbedarf von maximal 35°C sowie einen Jahreswärmebedarf von mindestens ca. 26 MWh_{th} auf. Die Forderung nach dem geringen Temperaturbedarf zielt auf einen hohen Anteil direkt genutzter Solarwärme in den Übergangszeiten und ergibt sich weiters aus der Effizienzforderung im Wärmepumpenbetrieb.
- Eine Anwendung des GEOSOL-Konzeptes im Passivhausbereich (EKZ<15kWh/m^2a) erscheint nicht sinnvoll. Das auf Verlustminimierung, passiver Gewinnmaximierung und Wärmerückgewinnung beruhende Konzept des Passivhauses ist mit dem GEOSOL Konzept auch aus wirtschaftlicher Sicht nicht kompatibel, da zusätzliche und damit nicht wirtschaftlich argumentierbare Systemkomponenten erforderlich wären.
- Eine Anwendung des GEOSOL-Konzeptes im Niedrigstenergiehausbereich (EKZ<25kWh/m^2a) ist zwar bezüglich der technischen Rahmenbedingungen möglich, es stellt sich im Einzelfall jedoch die Frage, ob die für einen wirtschaftlichen Betrieb des Wärmenetzes erforderliche Wärmeabnahmedichte gegeben ist. Bei großvolumigen Gebäuden kann dies der Fall sein, im Bereich frei stehender Einfamilienhäuser kann die Wärmeabnahmedichte im Allgemeinen nicht erreicht werden.
- Optimal geeignet sind sanierte oder zu sanierende Gebäudestrukturen mit einem nicht zu geringen Volumen und/oder einem hohen Verdichtungsgrad, einem guten Wärmeschutz und einem Niedertemperatur-Wärmeverteilsystem. Das Wärmeverteilsystem ist im optimalen Fall als Flächen-Wärmeverteilsystem (Fußboden-, Wand- und/oder Deckenheizung) ausgeführt. Falls ein solches System z.B. im Zuge einer Sanierung aus strukturellen Gründen nicht hergestellt werden kann, sind auch flächige Radiatorsysteme mit forcierter Konvektion verfügbar.
- Ein weiterer interessanter Gebäudecluster sind Gebäude mit bestehender Sole-Wasser Wärmepumpenanlage mit einer vertikalen Sonde als Wärmequellensystem. Bei dieser Gruppe sollte es möglich sein, durch geringe Zusatzinvestitionen eine Steigerung der Jahresarbeitszahl der bestehenden Wärmepumpenanlage zu erreichen. Die saisonale Energiespeicherung ist bei diesem Cluster jedoch auf Grund der Einzelsonden gering. Das Hauptargument ist in diesem Bereich die thermische Revitalisierung der Bohrung selbst, welche die mögliche Nutzungsdauer als Wärmequelle deutlich verlängern kann.
- Die Gebäude die in ein GEOSOL System integriert werden sollen, müssen zumindest in Summe über ein ausreichendes und bezüglich der Ausrichtung geeignetes

Flächenpotenzial für die Montage von solarthermischen Kollektoren verfügen. Dieses Flächenpotenzial kann auch auf Nebengebäuden etc. lokalisiert sein, wobei aus Gründen der Verlustminimierung und Wirtschaftlichkeit eine unmittelbare räumliche Nähe zum Wärmenetz bzw. zu allfälligen dezentralen technischen Speichern (z.B. Brauchwasserboiler) gegeben sein muss.

- In unmittelbarer Nähe der Gebäude bzw. innerhalb des Mikrowärmenetzes muss eine geeignete Freifläche für das Sondenfeld verfügbar sein. Die minimale erforderliche Fläche (siehe hierzu auch unten "Erfolgsfaktor geothermischer Speicher") beherbergt ein Sondenfeld bestehend aus 4 Sonden und hat einen Außendurchmesser von ca. 4 bis 6 Metern, entsprechend max. ca. 30 m^2, wobei bei der Herstellung der Bohrungen ein zusätlicher Raum für das Bohrgerät vorzusehen ist.

10.2 Erfolgsfaktor geothermischer Speicher

- Herkömmliche horizontale Erdkollektoren sind aufgrund ihrer hohen Oberflächenverluste für die saisonale Wärmespeicherung ungeeignet. Die hohen Verluste zur Oberfläche hin könnten aus technischer Sicht mit großflächigen Wärmedämmmaßnahmen deutlich reduziert werden, was jedoch ein wirtschaftliches Problem darstellt. Des Weiteren müssten entsprechend gedämmte horizontale Erdkollektoren auch gegen die Durchdringung von Oberflächenwasser geschützt werden, da sonst ein zusätzlicher Wärmeverlust auftritt. Der strategische Vorteil der saisonalen Selbst-Regenerierung von konventionellen horizonalen Erdkollektoren im reinen Entnahmebetrieb würde durch eine thermische Isolierung zur Oberfläche hin verloren gehen. Die Anwendung dieses Konzeptes bleibt somit auf Spezialfälle beschränkt (z.B. Aktivierung des Bodens unter einem Gebäude) und wird deshalb als Option für das GEOSOL-Modellsystem ausgeschieden, vgl. auch Nußbicker et al., (2004).
- Vertikale Sonden bis 120 Meter Tiefe sind als Koaxial- oder Doppel-U-Rohr-Sonden für die saisonale Wärmespeicherung prinzipiell geeignet, wobei der Einfluss von Grundwasserleitern zu berücksichtigen ist. In ausgedehnten Porengrundwasserleitern (z.B. Mitterndorfer Senke, Fallstudie Wiener Neustadt) ist die Umsetzung saisonaler geothermischer Wärmespeicherung im allgemeinem nicht möglich. Bei oberflächennahem Grundwasserkontakt der Sonde kann selbige im kritischen Bereich thermisch isoliert werden. Dies stellt kein unmittelbares technisches Problem sondern vielmehr eine Wirtschaftlichkeitsfrage dar, da die thermisch isolierte Sondenstrecke keinen nutzbaren Beitrag für die Wärmespeicherung erbringt. In der Praxis wird die thermische oberflächennahe Isolierung der Sonde bis max. 10% der Sondenlänge wirtschaftlich gerade noch tragbar sein.
- Die in GEOSOL untersuchten Wärmetauschersysteme für die Wäreübertragung im Untergrund Doppel-U-Rohr-Sonde und Koaxialsonde weisen als Optionen vergleichbare Wärmeübertragungsleistungen auf. Die Unterschiede in den Simulationsergebnissen sind marginal. Die Entscheidung für ein konkretes System ist somit auf den Wirtschaftlichkeitsaspekt reduzierbar.
- Eine thermische Übersättigung des Sondennahfeldes (thermische Sättigung an der Bohrlochwand) tritt im Ladebetrieb bei normalen Betriebszuständen nicht auf. Die thermische Speicherleistung der Sonden ist in praxisrelevanten Fallbeispielen ausreichend. Zur Optimierung der Speicherladung ist ein technischer Spitzenlastspeicher zweckdienlich.

- Eine vertikale Einzelsonde weist neben den Oberflächenverlusten je nach Betriebsweise auch hohe Verluste in das umgebende Gebirge auf. Durch den saisonal bedingten zeitlichen Versatz von Beladung und Entladung können Teile der ablaufenden Wärmewelle der Beladung bei der Entladung nicht mehr wieder gewonnen werden. Der Speicherwirkungsgrad einer Einzelsonde hängt von den Einflussgrößen i) Sondenlänge ii) Temperaturspreizung bei der Ladung und Entladung iii) Startoption Entlade- oder Ladephase und iv) von der realisierten Energiebilanz ab und beträgt bei den für das GEOSOL System typischen Betriebsweisen 20% bis 50%.
- Deutlich höhere Wirkungsgrade lassen sich durch den Einsatz von Sondenfeldern mit mindestens 4 Sonden erreichen, wobei sich hierbei drei konzentrisch angeordnete Sonden um eine zentrale Sonde gruppieren. Mit dieser Lösung sind Speicher-wirkungsgrade bis 80% möglich. Es verbleiben hierbei vor allem Oberflächenverluste und weitere, deutlich geringere Verluste nach unten. Die horizontal ablaufende Wärmewelle einer Ladesonde kann in diesem Konzept von den konzentrisch gruppierten Entladesonden zum großen Teil saisonal versetzt "eingefangen" werden. In der optimalen dynamischen Ansteuerung der Sonden in einem Sondenfeld (kurz-, mittel- und langfristige Lade- und Entladestrategien) und in den dynamisch optimierten Temperaturspreizungen im Ladebetrieb liegt ein hohes Potenzial zur Maximierung des Jahres-Gesamtwirkungsgrades.
- Vertikale Einzelsonden weisen ein hinreichendes Ladeverhalten auf, die deutlich geringere maximale Entladeleistung macht jedoch ebenfalls ein Sondenfeld mit z.B. 4 oder mehr korrespondierenden Sonden erforderlich. Die Verwendung einer Einzelsonde als Wärmespeicher im GEOSOL Konzept ist somit sowohl aus Leistungs- als auch aus Effizienz- und damit auch aus Wirtschaftlichkeitsgründen nicht zu empfehlen. Eine mögliche Anwendung liegt jedoch in der Revitalisierung von bestehenden Sonden, die im reinen Entnahmebetrieb mit einer Wärmepumpe gefahren werden. Hierbei kann durch die Rückspeisung solarer Wärme die mögliche Nutzungsdauer der Sonde bzw. die Systemeffizienz positiv beeinflusst werden.
- Die saisonale Ausbreitungsgeschwindigkeit der Wärmewelle im Untergrund lässt eine kompakte Anordnung von mehreren Sonden auch auf kleiner Grundfläche zu. Die Sondenabstände bewegen sich angesichts der Simulationsergebnisse in Abhängigkeit von der geologischen Situation im Untergrund im Bereich von einzelnen Metern. Typische Sondenabstände betragen für die untersuchten Materialien (Kalk, Dolomit, Mergel) 2 bis 3 Meter, wobei der Einfluss des Materials gering ist. Der Umkehrschluss, dass reine Entnahmesonden typischer Weise auf mindestens den doppelten Abstand distanziert werden müssen, damit sich diese nicht thermisch beeinflussen (in der Praxis 10 Meter) bestätigt die Simulationsergebnisse.
- Der Parameter Sondenlänge ermöglicht bis zu gewissen Grenzen eine Anpassung der Leistungs- u. Arbeitsfähigkeit des Systems an die Gebäudeparameter. Je kürzer die Sonden dimensioniert werden, desto höher werden jedoch auch die relativen Oberflächenverluste bzw. desto geringer wird der Jahresspeicherwirkungsgrad. Damit erscheinen Sondenlängen unter 60 m als wenig effizient. Dies führt schlussendlich zu einer Minimalgröße des Speichersystems bestehend aus 4 vertikalen, thermisch gekoppelten, jeweils ca. 60 m langen Sonden.

10.3 Erfolgsfaktor Systemdesign

- Es wurden 2 unterschiedliche Systemkonfigurationen mit spezifischen Lösungen identifiziert. Bei homogenen Gebäudestrukturen (gleiche Nutzungsart, gleiche Vorlauftemperaturniveaus, geringe Wärmenetzlängen) wird eine zentrale Wärmepumpe vorgesehen und das Mikrowärmenetz wird im Entnahmebetrieb mit der für das Wärmeverteilsystem erforderlichen Vorlauftemperatur gefahren. Bei inhomogenen Gebäudestrukturen (unterschiedliche Nutzungsarten, unterschiedliche Vorlauftemperaturniveaus und/oder lange Netzlängen) werden dezentrale Wärmepumpen vorgesehen und das Wärmenetz wird auf dem Entnahmetemperaturniveau der Sonden gefahren. Im ersten Fall können damit die Skaleneffekte bei den Wärmepumpenkosten genutzt werden, im zweiten Fall werden die Netzverluste und die mittlere Vorlauftemperatur minimiert.

10.4 Erfolgsfaktor rechtliche Rahmenbedingungen

- Existierende nationale Rahmenbedingungen für thermische Einträge in den Untergrund (z.B. <30°C) werden bei den aktuellen Simulationen im Nahfeld der Bohrlochwand überschritten. In internationalen Pilot- und Demonstrationsanlagen werden auch großvolumige geothermische Wärmespeicher teils auf deutlich höherem Temperaturniveau betrieben, vgl. Drake Landing (2012). Die in Österreich geltenden Richtlinien beziehen sich nicht auf Forschungsergebnisse, sondern stellen eine allgemeine Vorsichtsmaßnahme dar, die vor allem eine thermische Belastung von Grundwässern verhindern soll. Es wird deshalb empfohlen, die Regelungen auf eine Basis empirisch-wissenschaflicher Erkenntnisse zu stellen und nach Untergrundqualitäten zu differenzieren. Da sich Böden mit signifikanten (bewegten) Grundwasservorkommen nicht für die geothermische Speicherung eignen reduziert sich die Frage sinngemäß auf die thermische Beaufschlagung von dichten Böden. Hier sollte im Rahmen der Begleitforschung bei der Umsetzung von Pilot- u. Demonstrationsanlagen ein weiterer Erkenntnisgewinn angestrebt werden.
- Die Eigentümer-Nutzer-Struktur hat einen Einfluss auf die Realisierbarkeit des GEOSOL-Modellsystems. Dabei unterscheidet sich das GEOSOL-System jedoch nur durch den geothermischen Speicher von anderen Mikronetz- oder Nahwärmeprojekten. Bei der Leitungsführung des Netzes kann die Grundstückskonfiguration einen entscheidenden Einfluss auf die erforderlichen Leitungslängen und damit auf die Wirtschaftlichkeit haben. Zusätzlich sind die Nutzungsrechte bezüglich des Wärmespeichers, der in den meisten Fällen auf einem der betroffenen Grundstücke angesiedelt sein wird zu regeln. Um diese formalen Faktoren bei einer allfälligen Pilot- und Demonstrationsanlage zu minimieren, wurden zwei Fallstudien zur Umsetzung vorgeschlagen, bei denen sich sämtliche beteiligte Gebäude und betroffene Grundstücke im Eigentum jeweils einer Gemeinde befinden.

10.5 Erfolgsfaktor wirtschaftliche Rahmenbedingungen

- Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zeigen, dass das GEOSOL System im Vergleich zu zahlreichen anderen Optionen wirtschaftlich darstellbar ist. Das GEOSOL System ist jedoch auch das System mit dem größten Anteil an Investitionskosten an den Gesamtkosten. In der Praxis kann dies bei mangelhafter Verfügbarkeit von Kapital oder

bei spezifisch hohen Kosten von Kapital (Fremdkapital) einen strategischen Nachteil bedeuten.

- Umgekehrt ist das GEOSOL System auch das System mit den geringsten Energiekosten. Dies stellt eine gewisse Absicherung gegen eine zukünftige Energiepreisteuerung dar und sollte bei entsprechenden Überlegungen mit berücksichtigt werden.
- Bei einer dynamischen Betrachtung steigt die wirtschaftliche Attraktivität des GEOSOL Systems mit größerer Energiepreisteuerung und mit sinkendem Kalkulationszinssatz. Das GEOSOL System ist auch aus diesem Grund prädestiniert für den Einsatz bei kommunalen Projekten.
- Die optimale wirtschaftliche Lösung für eine konkrete Fallstudie ist in jedem Fall anhand der konkreten und aktuellen technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen im Einzelfall zu prüfen. Es ist abzusehen, dass das GEOSOL-System tendenziell mit Biomasse-Nah- u. Mikronetzen in den Wettbewerb tritt. Hierbei sind neben den exakten Brennstoffpreisen auch sämtliche Aufwände die mit der Brennstofflogistik einhergehen zu berücksichtigen.

10.6 Schlussfolgerungen

Aufgrund der gewonnen Erkenntnisse kann bei einer wirtschaftlichen Darstellbarkeit des Gesamtsystems von einem hohen zukünftigen Marktpotenzial für das GEOSOL Modellsystem ausgegangen werden. Eine breite Umsetzung des GEOSOL Systems lässt neben den positiven Auswirkungen aus der Kopplung von Gebäudeenergieeffizienz und Nutzung erneuerbarer Energie auch eine hohe inländische Wertschöpfung und regionale Beschäftigungseffekte erwarten. Das System kann zur Gänze durch österreichische Unternehmen mit in Österreich produzierten Technologien geplant und realisiert werden.

Die von den SchülerInnen der HTL Wr. Neustadt im Projektverlauf untersuchten Fallstudien weisen unterschiedlich günstige Systemeigenschaften auf. Es wird empfohlen, anhand von zwei der insgesamt 6 untersuchten Fallstudien die geothermische Wärmespeicherung in solaren Mikrowärmenetzen zu demonstrieren. Hierbei sollte eine detaillierte Systemsimulation und –optimierung einer baulichen Umsetzung vorangehen. Probebohrungen an den beiden Standorten werden empfohlen, um das Grundwasserrisiko auszuschließen. Eine Validierung der Simulationsergebnisse mittels Vermessung und langfristigem Monitoring der Anlagen sollte aus Gründen der weiteren Systemoptimierung und des zusätzlichen Erkenntnisgewinns erfolgen.

11. Literaturverzeichnis

Al-Khoury, R., Bonnier, P. G. and Brinkgreve, R. B. J. (2005): Efficient finite element formulation for geothermal heating systems. Part I: steady state. Int. J. Numer. Meth. Engng., 63: 988–1013. doi: 10.1002/nme.1313

Al-Khoury, R. and Bonnier, P. G. (2006): Efficient finite element formulation for geothermal heating systems. Part II: transient. Int. J. Numer. Meth. Engng., 67: 725–745. doi: 10.1002/nme.1662

Amt der NÖ Landesregierung, Gruppe Wasser (2012): Wärmepumpen und Grundwasserschutz – Planung, Bau und Betrieb, Neuauflage 2012

Amtmann, Barth, Mitterndorfer, Simader (2011): Kosten-Nutzen-Analyse von energetischen Gebäudesanierungen in Österreich, Austrian Energy Agency, im Auftrag der Vereinigung Österreichischer Kessellieferanten, Wien, Oktober 2011

Bauer M. und Brenner C. (2011): Teilprojekt GEOSOL Feldlabor, Diplomarbeit an der HTL Wiener Neustadt, Abteilung für Elektrotechnik, Energietechnik und industrielle Elektronik, Anlagentechnik und Erneuerbare Energien.

Berger, E. (1987): Analyse der Funktionsfaktoren des Grundwasserspeichers Mitterndorfer Senke, Wien.

Biermayr et al. (2012): Innovative Energietechnologien in Österreich – Marktentwicklung 2011, im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie, Berichte aus Energie- und Umweltforschung Nr. 12/2012.

Brielmann H., Lueders T., Schreglmann K., Ferraro F., Avramov M., Hammerl V., Blum P., Bayer P. & Griebler C. (2011): Oberflächennahe Geothermie und ihre potenziellen Auswirkungen auf die Grundwasserökosysteme, Grundwasser – Zeitschrift der Fachsektion Hydrogeologie (2011) 16:77-91, DOI 10.1007/s00767-011-0166-9.

Brix, F., Plöchinger, B. & Fuchs, G. (1982): Geologische Karte der Republik Österreich 1:50.000, Blatt 76 Wiener Neustadt. – Geol. B. –A., Wien.

BMLFUW (2010): Nationaler Gewässerbewirtschaftungsplan 2009 – NGP 2009, Wien.

BMLFUW, Abteilung I/4 (2011): Wasserrechtsgesetz 1959, idF BGBl. I Nr. 14/2011, Wien.

Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (2007): GroSol -Studie zu großen Solarwärmeanlagen, Gefördert von Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Hauptautoren: Gerhard Stryi-Hipp, Martin Schnauss, Frederik Moch, November 2007.

Diersch, H.J.G., Bauer, D., Heidemann, W., Rühaak W., Schätzl, P., Magri, F. (2010): Feflow White Papers, Vol. V: Finite Element Subsurface Flow & Transport Simulation System, DHI-WASY GmbH, 108 pages, Berlin.

Drake Landing Solar Community (2012): Homepage of the Drake Landing Solar Community in Canada, http://www.dlsc.ca/

Ebert, H.-P. et al. (2000): Optimierung von Erdwärmesonden, Abschlussbericht des Bayerisches Zentrums für Angewandte Energieforschung e.V., Co-AutorInnen: Büttner, D., Drach, V., Hemberger, F., Oberdorf, C., Fricke, J., Barthel, R., Udluft, P., Marquardt, G., Wilke, H., Steinheimer, A., Pfeiffer, J., Skorka, T. & Reuß, M.

EEG: ohne weitere Bezeichnung als Quellenangabe bei Diagrammen etc. bezeichnet im Zuge der Projektdurchführung von GEOSOL von der TU-Wien, Energy Economics Group, erstellte Beiträge.

Eskillson, P., Cleasson, J. (1988): Simulation Model for Thermally Interacting Heat Extraction Boreholes, Numerical Heat Transfer, Volume 13, Issue 2, pages 149-165.

EU (2002): Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden, Richtlinie 2002/91/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Dezember 2002

EU (2012): PVGIS, Yearly sum of global irradiation incident on optimally inclined modules, European Commission, http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/

Facility Services (2009): Energieausweise der HTL Wiener Neustadt, ausgestellt am 30.11.2009, Facility Services, Mario Fossler

Fink, Riva (2004): Solarunterstützte Wärmenetze im Geschoßwohnbau, Planungshandbuch, ISBN 3-901425-11-X

Fink, Riva, Heimrath, Halmdienst (2007): MOSOL-NET, Entwicklung von modular erweiterbaren technischen Lösungen, die eine Wärmeversorgung von Neubaugebieten über solar unterstützte Nahwärmenetze ermöglichen; Forschungsprojekt im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie.

Fisch N., M. Bodmann, L. Kühl, C. Saße, H. Schnürer (2012): Wärmespeicher, Auflage: 5., Verlag: Fraunhofer IRB Verlag, ISBN / Nr.: 978-3-8167-8366-4.

GBA: ohne weitere Bezeichnung als Quellenangabe bei Diagrammen etc. bezeichnet im Zuge der Projektdurchführung von GEOSOL von der Geologischen Bundesanstalt erstellte Beiträge.

Geologische Bundesanstalt (2004): WellmasterAV-Processing of Borehole-Data with ArcView, – Geol. B. –A., Wien.

Glück, B. (2009): Innovative Wärmeübertragung und Wärmespeicherung, Teil des Abschlussberichtes des Verbundforschungsvorhaben "Heizen und Kühlen mit Niedrigexergie (LowEx)".

Grundtner, M. (2011): Sedimentologie und Sedimentpetrographie der Gosau-Gruppe bei Dreistetten-Muthmannsdorf (Niederösterreichische Kalkalpen), Wien.

Grüniger, A., Wellig, B. (2009): CO2-Erdwärmesonde – Phase 2, Schlussbericht der Schweizerischen Eidgenossenschaft, Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK im Auftrag des BFE, 68 Seiten, Horw.

Hartmann Hans (2007): Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., 2. vollständig überarbeitete Auflage, März 2007, ISBN 3-00-011041-0

Haas Reinhard, Kranzl Lukas (2002): Bioenergie und Gesamtwirtschaft, Forschungsprojekt im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, September 2002

Hattem, D.v. (1985): Proceedings of the Second Workshop on Solar Assisted Heat Pumps with Ground Coupled Storage in Vienna from 8th to 10th of May 1985, Commission of the European Communities, JRC, Ispra.

Heimrath, Heinz, Mach, Streicher, Fink, Riva (2002), Solarunterstützte Wärmenetze, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 12/2002

Hellström, G., (1991): Ground heat storage – Thermal analysis of duct storage systems, Theory. – PhD Thesis. Department of Mathematical Physics, Lund Institute of technology Lund, Sweden.

Hellström, G. (1996): Principles of Underground Thermal Energy Storage. – in: Underground Thermal Energy Storage Event #5 Seminar June 17, 1996, Proceedings, Dartmouth, S. 25-33, Dartmouth.

Herrmann, P. et al. (1992): Geologische Karte der Republik Österreich 1:50.000, Blatt 105 Neunkirchen. – Geol. B. –A., Wien. Co-AutorInnen: Mandl, G.W., Matura, A., Neubauer, F., Riedmüller, G. & Tollmann, A.

Hölting, B. (1996): Hydrogeologie. Einführung in die Allgemeine und Angewandte Hydrogeologie (5. Aufl.). – 440 S., 114 Abb., 46 Tab.; Stuttgart.

Huber, A. (2012): Speicherung von Wärme in Erdwärmesonden, Präsentation an der Swisssolar Tagung 2012, abgerufen von http://www.hetag.ch/download/Swissolar_EWS.pdf

IEA (1998): IEA ANNEX8, Implementing Underground Thermal Energy Storage 9th EXPERTS' MEETING 17-(19 November National Energy Conversation Ageny (KAPE) Warsaw, Poland. Internet

Kaltschmitt et al. (2005): Erneuerbare Energien, Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 4. Auflage, Springer Verlag, ISBN-10 3-540-28204-1

Kerskes, H (2011): Seasonal Thermal Storage/State of the Art and Future Aspects, Institute for Thermodynamic and Thermal Engineering (ITW), RHC Workshop on Thermal Energy Storage - February 10, 2011 - Brussels, 2011.

Kjellsson, K. (2009): Solar Collectors Combined with Ground-Source Heat Pumps in Dwellings, University dissertation from Building Physics LTH, Lund University.

Kölbel, T. (2010): Grundwassereinfluss auf Erdwärmesonden: Geländeuntersuchungen und Modellrechnungen, Dissertation der Fakultät für Bau-, Geo- und Umweltwissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie KIT, 146 Seiten.

Lundh, M., Löfström, E. (2006): Large scale pilot project with solar heating for a residential area – success and disaster, Conference proceedings eceee 2007 Summer Study, p. 987-992.

Mandl, G. (1989): Geologische Karte des Kalkalpenabschnittes auf ÖK Blatt 105 Neunkirchen. – Geol. B. –A., Wien.

Mandl, G. & Janda, C. (2006): KATER II Teilprojekt: Geologie des Rax-Schneeberg-Gebietes, – Geol. B. –A., Wien.

Mayer (2009): Bohrprofil und Ausbauplan der Erdwärme-Tiefensonde 1, 2009 (Anlage zu Einreichunterlagen Erdwärmesonde Gutenstein Markt 100, vom 28.05.2009).

McClenahan Doug und Bruce Sibbitt (2012): Drake Landing: Solares Heizen unter rauhen Klimabedingungen in Kanada, erneuerbare energie Nr. 2012-2.

Mihatsch, A. (2007): Mineralrohstoffgesetz (MinroG), Wien.

Müller et al. (2010): Heizen 2050, Systeme zur Wärmebereitstellung und Raumklimatisierung im österreichischen Gebäudebestand: Technologische Anforderungen bis zum Jahr 2050; Klima und Energiefonds, Energie der Zukunft, Endbericht zum Forschungsprojekt Nr. 814008, Dezember 2010.

Neubarth, J., Klatschmitt, M. (2000): Erneuerbare Energien in Österreich: Systemtechnik, Potenziale, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Springer Verlag, 499 Seiten, Wien.

NÖ-Atlas (2012): Web-GIS-Atlas Niederösterreichs, Land Niederösterreich, Weblink: http://atlas.noe.gv.at/webgisatlas/

ÖNORM H 5055 (2002): Energieausweis für Gebäude - Raumheizung und Wassererwärmung, Ausgabedatum 2002-11-01

ÖWAV-Regelblatt 207 (2009): Thermische Nutzung des Grundwassers und des Untergrunds – Heizen und Kühlen, Wien.

Plöchinger, B. (1964): Geologische Karte des Hohe Wandgebietes, Wien.

Plöchinger, B. & Karanitsch P. (2002): Faszination Erdgeschichte mit Brennpunkt Mödling am Alpenostrand. – 238 S., 458 Abb., 7 Tab., Mödling.

Prohaska, W. (1983): Die geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse am Westrand des südlichen Wiener Beckens, Wien.

Pruess, K. & Wang, J.S.Y. (1987): Numerical modelling of isothermal and nonisothermal flow in unsaturated fractured rock – a review. –Geophysical Monograph Series 42, 11-21, ISBN 0-87590-069-0, Washington.

Rummich Erich (2009): Energiespeicher, Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen, expert verlag, ISBN: 978-3-8169-2736-5

Sanner, B., Mands, E., Sauer, M. (2006): Beispiele größerer erdgekoppelter Wärmepumpenanlagen in Deutschland – Teil 1, bbr 57 – Fachmagazin für Brunnen und Leitungsbau 1/06, Bonn.

Schubert, G. (2003): Hydrogeologische Karte von Österreich mit Erläuterungen, Geologische Bundesanstalt, Wien.

Späte Frank, Ladener Heinz (2008): Solaranlagen – Handbuch der thermischen Solarenergienutzung, Ökobuch Verlag, ISBN 978-3-936896-40-4

Statistik Austria (2012): Nutzenergieanalyse 2005 bis 2011, publiziert durch die Statistik Austria, letzte Aktualisierung vom 15.01.2013, freier Download als .xlsx unter: http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/index.html

Stober, I. & Bucher, K. (2012): Geothermie, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2012.

Summesberger, H. (1991): Geologische Karte der Republik Österreich 1:50000, Blatt 75 Puchberg am Schneeberg. Geologische Bundesanstalt, Wien.

Verein Deutscher Ingenieure (2010): Thermische Nutzung des Untergrunds – Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte, VDI 4640, Blatt 1, Düsseldorf.

Wagner, B. (1991): Bodenphysikalische, ingenieur- und hydrogeologische Untersuchungen zur Speicherung und zum Entzug von Niedertemperaturwärme in der wasserungesättigten Bodenzone mit vertikalen Wärmetauschern, Dissertation Lud.-Max.-Univ; München.

Weixelberger (2009): Wasser-Wasser-Wärmepumpenanlage, Parz. Nr. 2837/1, KG Wiener Neustadt, Pitten.

Weixelberger (2010): Hydrogeologisches Gutachten – Standortbeurteilung für den Einbau von Tiefensonden zur Wärmegewinnung am Standort Raach im Hochgebirge Schlagl 8, Pitten (21.10.2010).

Wessely, G. (2006): Geologie der österreichischen Bundesländer – Niederösterreich, – Geol. B. –A., Wien.

ZAMG (2010): Testreferenzjahre der Standorte Wiener Neustadt und Raach am Hochgebirge. Zentralanstalt für Meterologie und Geodynamik, Wien.

Anhang 1: Bohrprofile der Fallstudien

Im folgenden sind die geologischen Bohrprofile zu den in GEOSOL untersuchten Fallstudien dokumentiert. Die Profile wurden dabei mit der Software “Wellmaster“ der Geologischen Bundesanstalt erstellt.

Als Basisdaten für die Erstellung der geologischen Bohrprofile dienten vorhandene Bohrprofile, geologische Schnitte und geologische Karten. Für alle Fallstudien wurde eine Literatur- und Wasserbuchrecherche durchgeführt. Es wurden auch mündliche Informationen zu dem Projektgebiet bei Herrn Dr. Habart (NÖ Gebietsbauamt II Wiener Neustadt) eingeholt.

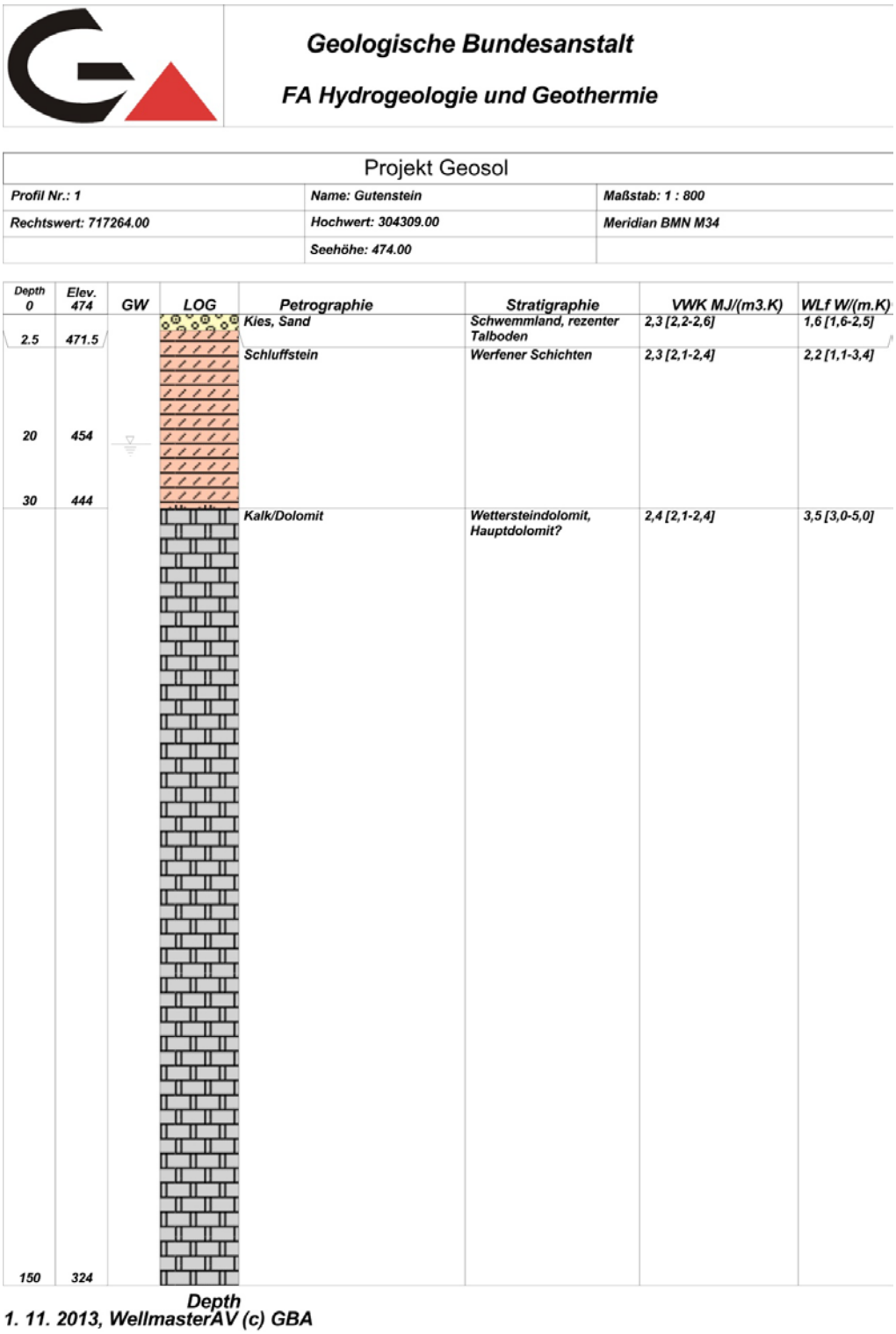
Die Bohrprofile enthalten Informationen zur Petrographie, Stratigraphie, volumetrische Wärmekapazität, Wärmeleitfähigkeit und teilweise auch zum Grundwasserstand.

Die Spalte VWK_MJ/(m^3.K) ist die volumetrische Wärmekapazität mit der Einheit MJ/(m^3K) und die Spalte WLF_W/(m.K) ist die Wärmeleitfähigkeit mit der Einheit W/(mK). Die Werte für die volumetrische Wärmekapazität und Wärmeleitfähigkeit wurden aus der VDI 4640, Blatt 1 (2010) entnommen.

Die abgebildeten Bohrprofile geben einen groben Überblick. Genaue Aussagen über den geologischen Untergrund können erst bei einer tatsächlichen Bohrung am jeweiligen Standort getroffen werden. Bohrarbeiten sollten von einem erfahrenen Geologen begleitet werden um die geologischen Gegebenheiten genau fest zu halten.

Anhang 1.1 Bohrprofil Fallstudie Gutenstein:

Der Fallstudienort Gutenstein liegt in den Nördlichen Kalkalpen und wird aus Kiesen und Sanden des Quartärs, Schluffstein der Werfener Schichten und Dolomit der Göller Decke aufgebaut. Als Vorlage für dieses Profil diente ein Bohrprofil der Firma Mayer. Die Sedimente der Werfener Schichten wurden am Beginn der Trias im marinen Flachmeer abgelagert. Im oberen Anisium begann die Bildung der Karbonatplattformen der Wettersteinformation.



Geologische Bundesanstalt

FA Hydrogeologie und Geothermie

Projekt Geosol

Profil Nr.: 1	Name: Gutenstein	Maßstab: 1 : 800
Rechtswert: 717264.00	Hochwert: 304309.00	Meridian BMN M34
	Seehöhe: 474.00	

Depth	Elev.	GW	LOG	Petrographie	Stratigraphie	VWK MJ/(m3.K)	WLf W/(m.K)
0	474			Kies, Sand	Schwemmland, rezenter Talboden	2,3 [2,2-2,6]	1,6 [1,6-2,5]
2.5	471.5			Schluffstein	Werfener Schichten	2,3 [2,1-2,4]	2,2 [1,1-3,4]
20	454						
30	444			Kalk/Dolomit	Wettersteindolomit, Hauptdolomit?	2,4 [2,1-2,4]	3,5 [3,0-5,0]
150	324						

Depth

1. 11. 2013, WellmasterAV (c) GBA

Abbildung A1.1: Bohrprofil Fallstudie Gutenstein

Anhang 1.2: Bohrprofil Fallstudie Hohe Wand - Maiersdorf

Der Fallstudienort Maiersdorf liegt in der Gosaumulde von Grünbach in den Nördlichen Kalkalpen. Der Untergrund besteht aus einer geringen Humusschicht, Schotter und Inoceramenmergel, der im seicht-marinen Milieu der Unter-Kreide abgelagert wurde. Durch den Bau eines Hausbrunnens sind in der Fallstudie Maiersdorf die obersten Meter und der Grundwasserspiegel /Oberflächenwasser bekannt.

Geologische Bundesanstalt

FA Hydrogeologie und Geothermie

Projekt Geosol

Profil Nr.: 2	Name: Maiersdorf	Maßstab: 1 : 800
Rechtswert: 729141.00	Hochwert: 298013.00	Meridian BMN M34
	Seehöhe: 457.00	

Depth	Elev.	GW	LOG	Petrographie	Stratigraphie	VWK MJ/(m3.K)	WLf W/(m.K)
0	457						
0.5	456.5			Humus	Quartär		
3	454			Mergel, Schotter	Inoceramenmergel	2,3 [2,2-2,3]	2,3 [1,8-2,9]
5	452			Mergel	Inoceramenmergel	2,3 [2,2-2,3]	2,3 [1,8-2,9]
150	307						

Depth

1. 11. 2013, WellmasterAV (c) GBA

Abbildung A1.2: Bohrprofil Fallstudie Maiersdorf

Anhang 1.3 Bohrprofil Fallstudie Raach am Hochgebirge

Der Fallstudienort Raach am Hochgebirge liegt in den zentralalpinen Einheiten und wird aus Kiesen und Sanden des Quartärs und aus Sandstein des Zentralalpinen Permomesozoikum aufgebaut. Als Vorlage diente das hydrogeologische Gutachten der Firma Weixelberger (2010).

Geologische Bundesanstalt

FA Hydrogeologie und Geothermie

Projekt Geosol

Profil Nr.: 4	Name: Raach am Hochgebirge	Maßstab: 1 : 800
Rechtswert: 719965.00	Hochwert: 278433.00	Meridian BMN M34
	Seehöhe: 800.00	

Depth	Elev.	GW	LOG	Petrographie	Stratigraphie	VWK MJ/(m3.K)	WLf W/(m.K)
0	800						
10	790			Schluff, Kies	Quartär	2,3 [2,2-2,6]	1,6 [1,6-2,5]
22	778			Sand - Kies	Quartär	2,5 [2,2-2,8]	2,4 [2,0-3,0]
27	773			Kies - Sand	Quartär	2,3 [2,2-2,6]	1,6 [1,6-2,5]
31	769			Kies	Quartär	2,3 [2,2-2,6]	1,6 [1,6-2,5]
150	650			Sandstein	Alpiner Verrucano	2,0 [1,8-2,6]	2,8 [1,9-4,6]

Depth

1. 11. 2013, WellmasterAV (c) GBA

Abbildung A1.3: Bohrprofil Fallstudie Raach am Hochgebirge

Anhang 1.4 Bohrprofil Fallstudie Ternitz

Der Fallstudienort Ternitz wird aus Sanden, Lehmen und Kiesen des Quartärs des Wiener Beckens und Tonschiefer und Sandstein der Werfener Schichten der Nördlichen Kalkalpen aufgebaut. Die Grundlage für die Erstellung dieses Profils bildet der geologische Querschnitt des Rax-Schneeberg-Gebietes von Mandl & Janda (2006).

Geologische Bundesanstalt

FA Hydrogeologie und Geothermie

Profil Nr.: 5	Name: Ternitz	Maßstab: 1 : 800
Rechtswert: 723512.00	Hochwert: 288240.00	Meridian BMN M34
	Seehöhe: 447.00	

Depth 0	Elev. 447	GW	LOG	Petrographie	Stratigraphie	VWK MJ/(m3.K)	WLf W/(m.K)
				Schotter, Kies, Sand	Schwemmland, renzenter Talboden	2,3 [2,2-2,6]	1,6 [1,6-2,5]
64	383						
				Tonschiefer, Sandstein	Werfener Schichten	2,3 [2,2-2,5]	2,1 [1,5-2,6]
150	297						

Depth

1. 11. 2013, WellmasterAV (c) GBA

Abbildung A1.4: Bohrprofil Fallstudie Ternitz

Anhang 1.5 Bohrprofil Fallstudie Muggendorf

Der Fallstudienort Muggendorf liegt in den Nördlichen Kalkalpen. Nach einer geringen quartären Überdeckung besteht der Untergrund aus Dolomit der Unterbergdecke. Die Grundlage für dieses Profil bildet die Geologische Karte ÖK 75 Puchberg am Schneeberg.

Geologische Bundesanstalt

FA Hydrogeologie und Geothermie

Projekt Geosol

Profil Nr.: 3	Name: Muggendorf	Maßstab: 1 : 800
Rechtswert: 719927.00	Hochwert: 309040.00	Meridian BMN M34
	Seehöhe: 563.00	

Depth	Elev.	GW	LOG	Petrographie	Stratigraphie	VWK MJ/(m3.K)	WLf W/(m.K)
0	563						
0.2	562.8			Humus	Quartär		
				Dolomit	Hauptdolomit	2,4 [2,1-2,4]	3,5 [3,0-5,0]
150	413						

Depth

1. 11. 2013, WellmasterAV (c) GBA

Abbildung A1.5: Bohrprofil Fallstudie Muggendorf

Anhang 1.6 Bohrprofil Fallstudie Wiener Neustadt

Im Profil für den Standort der HTL Wiener Neustadt werden die einzelnen Sedimentschichten zusammenfassend für das Quartär dargestellt. Diese Schichten können sich innerhalb weniger Meter sehr stark ändern oder auch nur als Schuppe vorliegen.

Geologische Bundesanstalt

FA Hydrogeologie und Geothermie

Projekt Geosol

Profil Nr.: 6	Name: Wiener Neustadt	Maßstab: 1 : 800
Rechtswert: 742737.00	Hochwert: 298216.00	Meridian BMN M34
	Seehöhe: 265.00	

Depth	Elev.	GW	LOG	Petrographie	Stratigraphie	VWK MJ/(m3.K)	WLf W/(m.K)
0	265						
1.25	263.75	1		Schotter, Kies, Sand	Quartär	2,3 [2,2-2,6]	1,6 [1,6-2,5]
70	195	1		Ton, Konglomerat, Schotter, Kies, Sand	Tertiär	2,4 [2,0-2,8]	1,8 [1,1-3,1]
150	115						

Depth

1. 30. 2013, WellmasterAV (c) GBA

Abbildung A1.6: Bohrprofil Fallstudie Wiener Neustadt