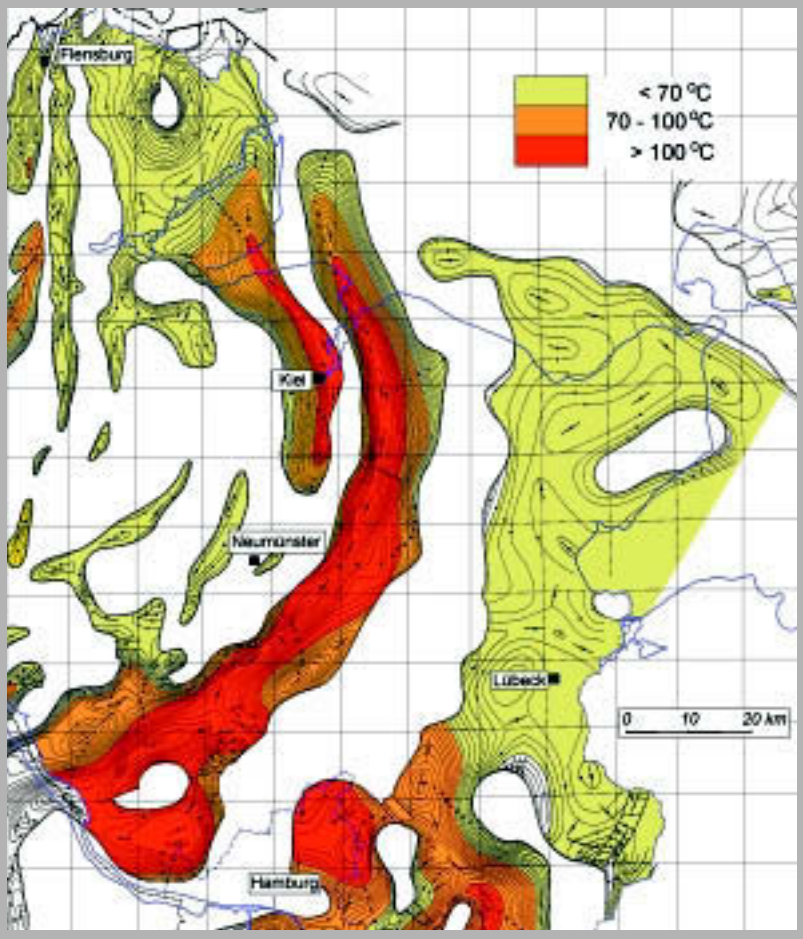
Landesamt für
Natur und Umwelt
des Landes
Schleswig-Holstein

Geothermie, eine Perspektive für Schleswig-Holstein



Herausgeber:
Landesamt für
Natur- und Umwelt
des Landes
Schleswig-Holstein
Hamburger Chaussee 25
24220 Flintbeck

Titelgrafik:
Landesamt für
Natur- und Umwelt
des Landes
Schleswig-Holstein
Hamburger Chaussee 25
24220 Flintbeck

Herstellung:
Pierwitz Druck & Design

Oktober 2001

ISBN:
3-923339-67-4

Diese Broschüre
wurde aus
Recyclingpapier
hergestellt.

Diese Druckschrift wird im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit der Schleswig-holsteinischen Landesregierung herausgegeben. Sie darf weder von Parteien noch von Personen, die Wahlwerbung oder Wahlhilfe betreiben, im Wahlkampf zum Zwecke der Wahlwerbung verwendet werden. Auch ohne zeitlichen Bezug zu einer bevorstehenden Wahl darf die Druckschrift nicht in einer Weise verwendet werden, die als Parteinahme der Landesregierung zugunsten einzelner Gruppen verstanden werden könnte. Den Parteien ist es gestattet, die Druckschrift zur Unterrichtung ihrer eigenen Mitglieder zu verwenden.

Die Landesregierung und das LANU jetzt auch im Internet:
http://www.schleswig-holstein.de/landsh
http://www.lanu.landsh.de/

Inhalt

Geothermie - eine Perspektive für Schleswig-Holstein

Oberflächennahe Geothermie

- Modernes Raumklima aus der Erde 7
- Oberflächennahe Geothermie in Schleswig-Holstein, Technologiebeispiele und Erfahrungen 9
- Geologische Rahmenbedingungen für die Entnahme und Speicherung von Wärme im Untergrund 14

Hydrothermale Geothermie

- Das geothermische Potential in Schleswig-Holstein 18
- Hydrothermale Geothermie: Tiefenwasser als Heizwasser - Technologie - Beispiele - Erfahrungen 28
- Wirtschaftliche und ökologische Aspekte bei der Nutzung der Erdwärme des tiefen Untergrundes 32
- Zukunftsperspektiven: Strom aus der Erde 38

Rechtliche und förderpolitische Rahmenbedingungen

- Durchführung erforderlicher wasserrechtlicher Verfahren zur Nutzung der Erdwärme 46
- Finanzielle Unterstützung zur Errichtung geothermischer Anlagen 54

Anschriften der Autoren ***55***

Geothermie, eine Perspektive für Schleswig-Holstein

Sven Christensen, Paul-Friedrich Schenck und Reinhard Kirsch

Die Geothermie, also die Nutzung der Erdwärme, ist in Schleswig-Holstein beinahe noch ein Fremdwort. Um eine sichere und umweltschonende Energieversorgung auch in Zukunft zu gewährleisten, müssen aber alle regenerativen Energiequellen verfügbar gemacht werden können. Daher soll in dieser Broschüre auf diese bisher in Schleswig-Holstein noch kaum oder nicht genutzte, im Untergrund unseres Landes verborgene Energieressource aufmerksam gemacht und ihre Anwendungsmöglichkeiten vorgestellt werden.

Gegenwärtig besteht eine Überflusssituation bei der Energieversorgung. Erdöl und Erdgas stehen scheinbar in Hülle und Fülle zur Verfügung, -und zwar zu relativ günstigen, wenn auch in letzter Zeit etwas steigenden Preisen. Dabei wissen wir, dass die fossilen Energievorkommen ohne Ausnahme endlich sind, sie erneuern sich nicht. Es ist zu erwarten, dass der steigende Energiebedarf in dem beginnenden Jahrhundert nicht mehr durch fossile Energien gedeckt werden kann. Schon heute wird das Verhältnis der noch verfügbaren Reserven zu den Fördermengen immer ungünstiger, immer kleiner. Es wird also langfristig mehr gefördert als neu dazu entdeckt und erschlossen wird. Der Weltbedarf an Energie hat zwischen 1968 und 1990 um 80% zugenommen und wächst auch weiterhin schneller als die Weltbevölkerung. Dabei nimmt die Anzahl der potentiellen Verbraucher unvermindert zu: gegenwärtig leben etwa 6 Milliarden Menschen mit steigenden Ansprüchen auf unserem Planeten, jährlich kommen ungefähr 100 Millionen hinzu.

Der dadurch steigende Energiebedarf bedingt eine vermehrte Verbrennung von fossilen Energierohstoffen und damit eine weiterhin stark steigende CO_2-Emission. Allein in der Bundesrepublik Deutschland sind es zur Zeit jährlich knapp 1 Milliarde Tonnen CO_2, weltweit mehr als 22 Milliarden Tonnen CO_2. Dieses führt zu einem kontinuierlichen Anstieg des CO_2-Gehaltes in der Atmosphäre mit entsprechender Verstärkung des natürlichen Treibhaus-Effektes. Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, die CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2005 um 25% - bezogen auf das Jahr 1990 - zu senken. Es gilt daher auch in Schleswig-Holstein, alle verfügbaren alternativen Energiepotentiale nutzbar zu machen, um dieses ehrgeizige Ziel zu erreichen.

Die in Schleswig-Holstein erschließbare Geothermische Energie ist vor allem zur Bereitstellung von Raum- und industrieller Prozesswärme geeignet. Der Wärmemarkt ist für die CO_2-Einsparung von besonderer Bedeutung, da hier über 50% der Primärenergie eingesetzt werden. Da das Aufkomen an geothermischer Energie von den jeweiligen Witterungsbedingungen und der Tageszeit unabhängig ist, ist die geothermische Energie wie keine andere regenerative Energieform zur Deckung der Grund- und Mittellast auf dem Wärmemarkt in der Lage.

Der Beitrag der Geowissenschaften zur Nutzung regenerativer Energiepotentiale besteht darin, den Zugang zur Geothermischen Energie möglich zu machen. Die unter den geologischen Gegebenheiten dieses Landes realisierbaren Anwendungsformen bestehen in der Nutzung der "Oberfächennahen Geothermie" in den obersten hundert Metern sowie der "Hydrothermalen Geothermie", für die ein Tiefenbereich von etwa 2000 bis 3000 m erschlossen werden muss. Die Gliederung der Broschüre folgt dieser Tiefeneinteilung.

Die ersten drei Beiträge befassen sich mit der oberflächennahen Geothermie, bei der das Erdreich auch als Speichermedium für Sonnenwärme dient. Eine kurze Einführung in die geothermische Energienutzung liefern Reinhard Kirsch und Paul-Friedrich Schenck in ihrem Beitrag ***"Modernes Raumklima aus der Erde"***. In dem Beitrag von Wolfgang Storm ***"Oberflächennahe Geothermie in Schleswig-Holstein -Technologiebeispiele und Erfahrungen-"*** werden bereits realisierte Projekte zur Beheizung von Einzelhäusern mit horizontal im Boden verlegten Erdkollektoren sowie vertikalen Erdwärmesonden mit nachgeschalteter Wärmepumpe vorgestellt. Daran anschließend beschreibt

Reinhard Kirsch in seinem Beitrag ***"Geologische Rahmenbedingungen für die Entnahme und Speicherung von Wärme im Untergrund mit Erdsonden"*** die Anforderungen an die thermischen Eigenschaften des Untergrundes für eine erfolgreiche Anwendung der oberflächennahen Geothermie. Darüber hinaus stellt er die geowissenschaftlichen Erkundungsmöglichkeiten vor, durch die die Planungssicherheit bei derartigen Projekten erhöht wird. Hierbei kann auch das Landesamt für Natur und Umwelt, Abteilung Geologie und Boden, beratend tätig werden.

Während die Nutzung der Oberflächennahen Geothermie für die Beheizung von Einzelhäusern und Siedlungen sowie zur Kühlung technischer Anlagen nahezu überall im Land mit vertretbarem Aufwand realisiert werden kann, erfordert die Nutzung Hydrothermaler Geothermie einen erheblichen Investitionsaufwand und ist aufgrund der geologischen Voraussetzungen auch nicht überall im Lande einsetzbar.

In einem einleitenden Kapitel ***"Das geothermische Energiepotential in Schleswig-Holstein"*** befasst sich Paul-Friedrich Schenck mit der räumlichen Verbreitung von geeigneten geologischen Formationen zur geothermischen Nutzung und stellt die in ihnen ausgebildeten nutzbaren Wärmepotentiale dar. Gute Nutzungsmöglichkeiten ergeben sich vor allem im Raum Kiel - Eckernförde sowie im östlichen Hamburger Randbereich.

Aus dem geologisch ebenso wie Schleswig-Holstein zum Norddeutschen Becken gehörenden Mecklenburg-Vorpommern stellt Herbert Schneider in seinem Beitrag ***"Hydrothermale Geothermie: Tiefenwasser als Heizwasser - Technologie, Beispiele, Erfahrungen"*** an bereits realisierten Projekten die zur Nutzung der großen Erdwärmepotentiale entwickelte Technologie vor. Außerdem weist er auf Nachnutzungsmöglichkeiten von bereits verfüllten Aufschlussbohrungen der Erdölindustrie hin und stellt die Verwendung einer Tiefbohrung als "Tiefe Erdwärmesonde" vor.

In seinem Beitrag ***"Wirtschaftliche und ökologische Aspekte bei der Nutzung der Erdwärme des tiefen Untergrundes"*** geht Ernst Huenges auf Fragen der Wirtschaftlichkeit derartiger Projekte ein. Er zeigt auf, wie eng die Wirtschaftlichkeit mit der natürlichen Ausstattung der zu nutzenden Ressource und mit der technischen Auslegung der Heizanlagen verknüpft ist. Daran schließt sich eine ökologische Bilanzierung hydrothermaler Heizanlagen an.

Eine Zukunftsperspektive stellt die Stromerzeugung mit hydrothermaler Geothermie dar. Neuentwickelte Turbinensysteme, die von Joachim Paul in seinem Beitrag ***"Strom aus der Erde"*** vorgestellt werden, lassen sich auch mit Temperaturen von weniger als 100 °C betreiben und könnten so beispielsweise eine ganzjährige Auslastung Hydrothermaler Systeme zur Erdwärmenutzung ermöglichen. Nachdem das "Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG)" auch für Strom aus geothermischer Erzeugung eine Abnahmeverpflichtung für die Energieversorger zu festgesetzten Preisen festschreibt, kommt dieser Form der Stromerzeugung eine verstärkte ökonomische Bedeutung zu.

Die beiden abschließenden Beiträge beziehen sich dann wieder auf den Gesamtbereich der Geothermie. Ernst-Adolf Nahnsen stellt die wasser- und bergrechtlichen ***Genehmigungsverfahren*** für die Nutzung geothermischer Energie dar und weist einen Weg durch den Paragraphendschungel. Hans Eimannsberger gibt eine Übersicht über die mögliche ***"Finanzielle Unterstützung zur Errichtung geothermischer Anlagen"***.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass im Untergrund Schleswig-Holsteins große an Heißwasser gebundene Energieressourcen vorhanden sind und dass die Technologie zu ihrer Erschließung entwickelt und erprobt ist. Wenn man den Schritt zur konsequenten Umsetzung machen will, sind trotz der positiven Beispiele aus Mecklenburg-Vorpommern auch Demonstrationsobjekte hier erforderlich, um die Übertragbarkeit der Erkenntnisse aus dem nordöstlichen Teil des Norddeutschen Beckens auf den Anteil Schleswig-Holsteins nachzuweisen. Da mehrere Jahre Vorlauf zur Umsetzung erforderlich sind, sollte die Weichenstellung dafür möglichst kurzfristig erfolgen.

Auch die Einführung und Verbesserung anderer Energietechnologien ist nicht von "heute auf morgen" ohne ideellen und materiellen Beistand der Politik aus Bund und Land erfolgt, so sollte auch diese Technologie wenigstens eine Starthilfe gewährt bekommen.

Ein erster praktischer Schritt auf dem Wege zur Nutzung der Erdwärme könnte eine Zusammenführung von Wärme-Angebotspotentialen im Untergrund und Wärme-Nachfragepotentialen im Lande sein, dazu ist eine Kartierung, d.h. Erfassung und kartenmäßige Darstellung, von bereits bestehenden (Fern- bzw. Nah-)Wärmenetzen, in die beispielsweise ohne große Aufwendungen für eine neue Infrastruktur Erdwärme eingespeist werden könnte, erforderlich. Hierfür ist insbesondere die Mitarbeit von Energieversorgern in Stadt und Land gefragt.

Für eine weitere Entwicklung der Nutzung regenerativer Energien ist eine ergänzende Zusammenarbeit verschiedener Nutzungsformen erforderlich, um die jeweiligen positiven Seiten der eingesetzten Verfahren voll nutzen zu können. Ein Beispiel dafür könnte die saisonale Speicherung von Wärmeüberschüssen aus der Solarthermie oder aus Blockheizkraftwerken in Erdwärmespeichern sein.

Einer weitergehenden Nutzung der Erdwärme stehen unter anderem Informationsdefizite entgegen, die beseitigt werden sollten. Wir freuen uns daher, für diese Broschüre Vertreter aus Wirtschaft, Wissenschaft und Verwaltung von Land und Kommunen als Autoren gewonnen zu haben und so einen Anstoß für eine weiterführende und vertiefende Beschäftigung mit dem Thema Geothermie liefern zu können.

Oberflächennahe Geothermie
Modernes Raumklima aus der Erde

Paul-Friedrich Schenck und Reinhard Kirsch

Man muss nicht in Vulkangebieten leben oder bis in große Tiefen bohren, um die Erdwärme nutzen zu können. Betrachtet man den Temperaturverlauf in den obersten Metern, so ist bereits in einer Tiefe von etwa 15 m eine Temperatur von ungefähr 10°C erreicht, und zwar unabhängig von der Jahreszeit (Abbildung 1). Darunter erfolgt dann ein allmählicher Temperaturanstieg von etwa 3 °C/100 m entsprechend dem geothermischen Gradienten. Die Temperatur im oberflächennahen Untergrund liegt also im Winter oberhalb und im Sommer unterhalb der Oberflächentemperatur.

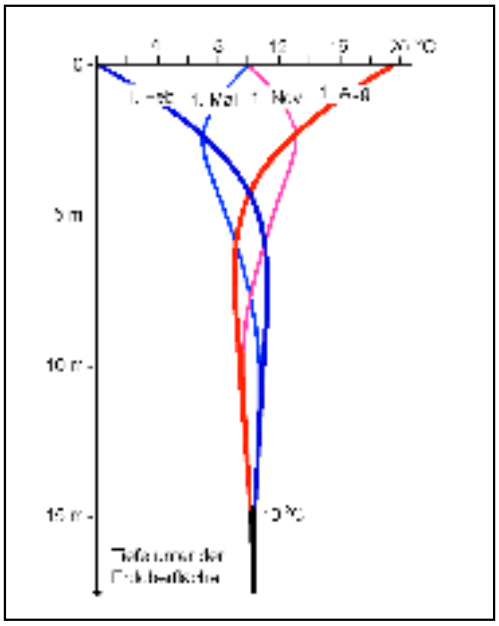


Abbildung 1: Temperaturverlauf im oberflächennahen Untergrund in den Monaten Februar, Mai, August und November

Diese Temperaturdifferenz kann für Heiz- und Kühlzwecke ausgenutzt werden, wobei ein Wärmetauscher im Untergrund erforderlich ist. Dieser kann beispielsweise durch ein Leitungssystem in einem Bohrloch realisiert werden, in dem Wasser oder eine Wärmeträgerflüssigkeit zirkuliert, das die Temperatur des Untergrundes annimmt. Derartige Systeme werden als Erdwärmesonden bezeichnet. Besonders kostengünstig lassen sich die Erdwärmesonden installieren, wenn bei unzureichender Tragfähigkeit des Untergrundes eine Pfahlgründung erforderlich wird und in diese die Wärmetauscherrohre integriert werden können (Abbildung 2). Derartige Erdwärmesonden werden als Energiepfähle bezeichnet.

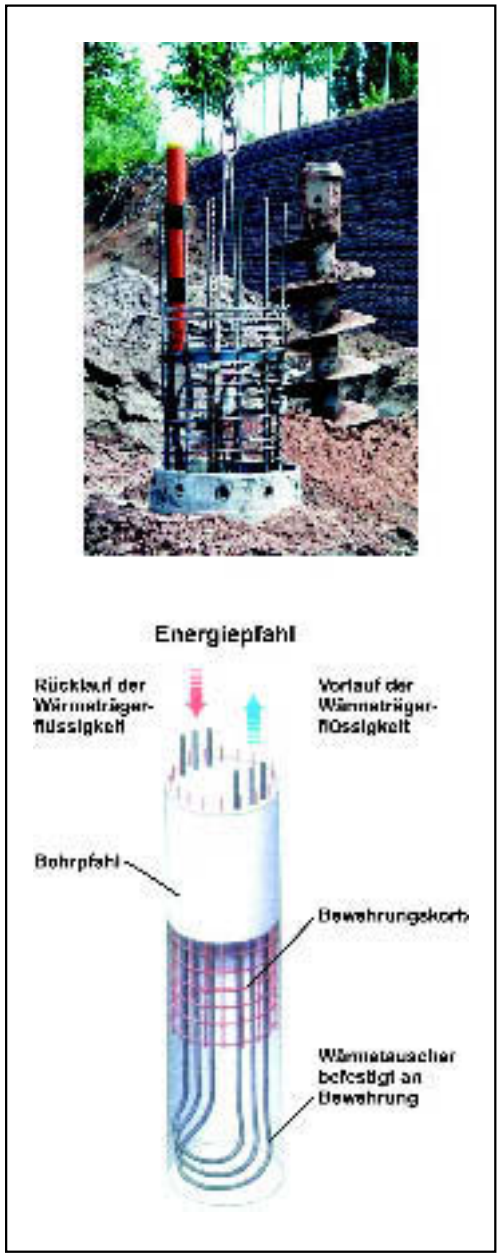


Abbildung 2: Einbau eines Energiepfahls auf einer Baustelle (Foto: Zent-Frenger Gesellschaft für Gebäudetechnik mbH, Neu Wulmstorf)

Mit Erdwärmesonden lassen sich folgende Arten der Raumklimatisierung realisieren:

- Heizen im Winter und/oder Kühlen im Sommer
- Einspeisung von Überschusswärme im Sommer in den Untergrund und Entnahme als Heizenergie im Winter.

Über praktische Erfahrungen mit Erdwärmesonden für Heizzwecke berichtet der ***Beitrag von Wolfgang Storm ab Seite 9.*** Im folgenden wird kurz auf die sehr effektive Technik der Wärmespeicherung im Untergrund eingegangen.

Ein besonders energieeffizienter Einsatz oberflächennaher Geothermie ist durch die Einspeisung von Überschusswärme im Sommer möglich. In Abhängigkeit von den Untergrundverhältnissen, der Sondenkonfiguration sowie der Anlagengröße sind Wirkungsgrade von 50 - 70 % möglich. Als Wärmequellen im Sommer sind dabei denkbar:

- Abwärme von technischen Anlagen
- Abwärme bei Blockheizkraftwerken (Kraft-Wärme-Kopplung)
- Wärme aus Solarkollektoren
- Raumwärme bei Nutzung der Erdwärmesonden zur Kühlung
- Verkehrsflächen (Straßen, Brücken, Parkplätze, Flughäfen) mit Horizontalkollektoren (siehe Beitrag von Wolfgang Storm), die so gewonnene Wärme kann beispielsweise im Winter zur Verhinderung von Eisbildung genutzt werden.

Für die Anwendung von Wärmespeicherung ergibt sich ein starkes Innovationspotential, wobei die zur Realisierung erforderlichen technischen Komponenten (Bohrtechnik, Energiepfähle, Niedertemperaturheizung, Kühldecken) weitgehend vorhanden und erprobt sind. Der Einsatz dieser modernen Technologie zur Raumklimatisierung ist bei der Erweiterung des Plenarsaales des Schleswig-Holsteinischen Landtages in Kiel vorgesehen.

Die Leistungsfähigkeit von Anlagen zur Entnahme oder Speicherung von Wärmeenergie hängt von den thermischen Eigenschaften des Untergrundes wie Wärmeleitfähigkeit oder Wärmekapazität ab. Hiermit befasst sich der ***Beitrag von Reinhard Kirsch ab Seite 14***.

Die Effizienz der oberflächennahen Geothermie zur Reduzierung von CO_2-Emissionen wird in Abbildung 3 deutlich. Hier ist für unterschiedliche Systeme zur Gebäudeheizung die CO_2-Emission pro thermischer Leistungseinheit aufgeführt und es ergeben sich für erdgekoppelte Wärmepumpen lediglich 45% der Emissionen im Vergleich zur Ölheizung und 70% im Vergleich zur modernen Gasbrennwertheizung.

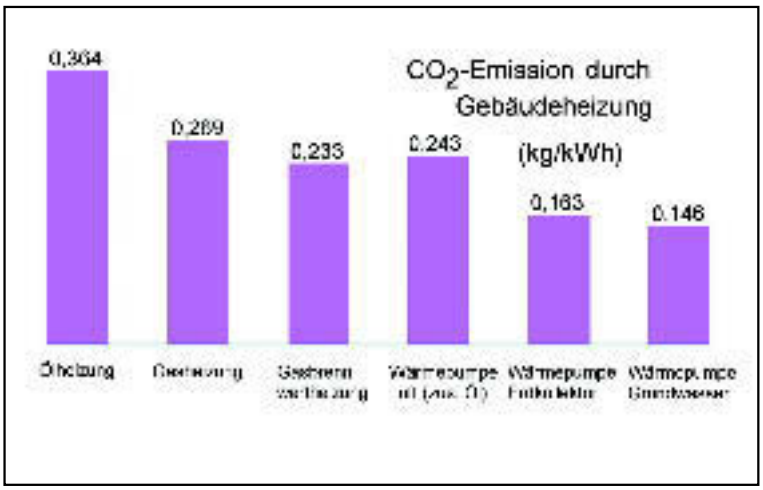


Abbildung 3:
Vergleich der CO_2-Emissionen unterschiedlicher Heizungssysteme (nach UBeG, Wetzlar)

Oberflächennahe Geothermie in Schleswig-Holstein -Technologiebeispiele und Erfahrungen-

Wolfgang Storm

Bei der Nutzung oberflächennaher Erdwärme wird dem Untergrund in Tiefen bis maximal 200 m Wärmeenergie entzogen. Die Temperatur in diesem Tiefenbereich beträgt, weitgehend unabhängig von der Jahreszeit, 10 - 16°C. Zur Beheizung von Räumen ist daher zusätzlich der Einsatz von Wärmepumpen erforderlich.

Das Prinzip eines solchen Verfahrens ist in Abbildung 1 gezeigt. Der Wärmeaustausch in der Sonde erfolgt entweder über ein U- oder ein Koaxialrohr mit gutem Kontakt zum umgebenden Erdreich. Als Wärmeträger dient ein Wasser-Frostschutzmittel-Gemisch, das als Sole bezeichnet wird. Die Erdwärmesonde kann sowohl horizontal als auch vertikal angeordnet sein (Abbildung 2). Bei tiefgegründeten Bauwerken können die Gründungspfähle mit Wärmeübertragerrohren ausgestattet sein, diese Anordnung wird als Energiepfahl bezeichnet.

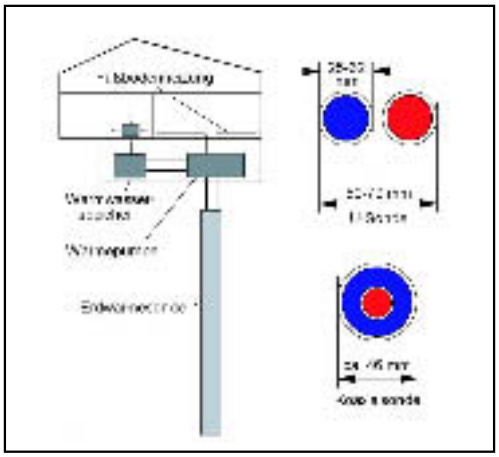


Abbildung 1: Prinzip einer Beheizungsanlage mit Erdwärmesonden (nach KALT-SCHMITT et al. 1999)

Durch derartige Erdsonden kann dem Untergrund im Winter Wärme entzogen werden, sie können aber umgekehrt auch im Sommer zur Kühlung eingesetzt werden. Grundsätzlich sind 4 Einsatzarten möglich:

- nur Heizen
- nur Kühlen
- Kühlen im Sommer und Heizen im Winter
- Einspeisung von Überschusswärme (Abwärme aus Blockheizkraftwerken, Sonnenwärme aus Solarkollektoren) im Sommer und Heizen im Winter.

Dabei stellen die beiden ersten Varianten die einfachsten Einsatzarten dar. Besonders energiegünstig erscheinen die kombinierten Einsatzarten, insbesondere die Wärmeeinspeisung im Sommer und die Entnahme von Heizwärme im Winter. Der Wirkungsgrad derartiger Anlagen hängt allerdings stark von den lokalen geologischen Gegebenheiten am Standort ab. Eine Pilotanlage wird zur Zeit in Neckarsulm errichtet. Es wird für einen Erdwärmespeicher, in den im Sommer Überschusswärme aus Solarkollektoren eingespeist wird, ein Wirkungsgrad von 50% erwartet.

Im folgenden werden einige in Schleswig-Holstein betriebene Erdwärmeheizanlagen vorgestellt. Es handelt sich hierbei um horizontal und vertikal verlegte Erdsondensysteme. Abschließend wird der Betrieb von Wärmepumpen mit elektrischem Antrieb oder Antrieb über einen Dieselmotor behandelt.

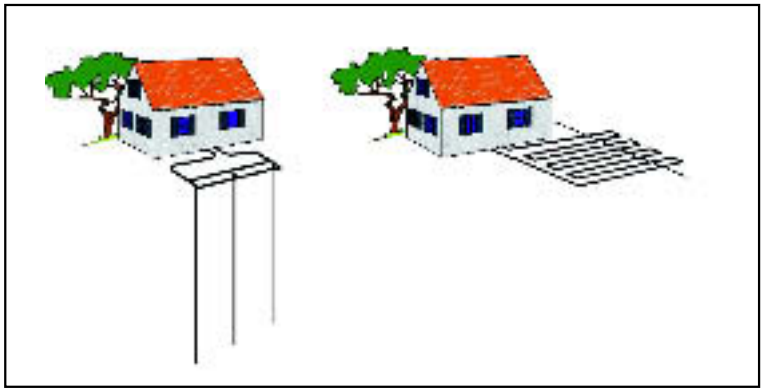


Abbildung 2: horizontal und vertikal verlegte Erdwärmetauscher (nach KALT-SCHMITT et al. 1999)

Erdreichwärmetauscheranlagen mit horizontal verlegten Erdwärmesonden

Die Firma Joh. Storm GmbH & Co. KG, Rendsburg, hat seit 1979 ungefähr 20 Wärmepumpenanlagen mit horizontalen Erdreichwärmetauschern installiert. Diese Anlagen sind alle noch in Betrieb.
Aus 5 Anlagen sind Betriebsdaten über einen Zeitraum von ungefähr 3 Jahren vorhanden, so dass auf Grund dieser Aufzeichnungen relativ genaue Aussagen zu den technischen Möglichkeiten der Wärmegewinnung aus horizontalen Erdreichwärmetauschern gemacht werden können. Die Verlegung eines Erdwärmetauschers ist in Abbildung 3 gezeigt. Aus den Betriebserfahrungen ergab sich, dass die Lage des Erdreichwärmetauschers von großer Bedeutung für die Effektivität der Anlage ist. Er darf möglichst nicht beschattet und auf keinen Fall überbaut werden,

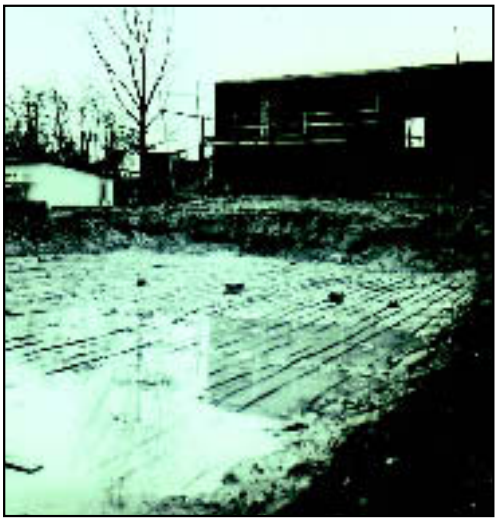


Abbildung 3a und b: Verlegung von Erdwärmetauschern (Photos: W. Storm).

da ganz offensichtlich die Wärme fast ausschließlich durch Sonne und Regen in die Erde gelangt. Sehr negative Erfahrungen wurden bei überbauten Wärmetauschern vor allem beim Aufstellen von Fertiggaragen, Betonplatten, Terrassen und Gartenhäusern gemacht, da unter diesen Aufbauten unter bestimmten Bedingungen Eisbildungen entstanden, die im Frühjahr beim Wiederauftauen zu Verwerfungen an der Erdoberfläche führten.

Ähnliche Erfahrungen haben sich auch in dem Vergleich Neuanlage und Altanlage nach etwa 10 Jahren Betriebszeit ergeben, wenn durch Baumbewuchs und Begrünung oder durch später gebaute Nachbarhäuser der Erdwärmetauscher dauernd beschattet wurde.

Einen weiteren starken Einfluss hat die Verlegeart des Wärmetauschers. Dabei wurden Erfahrungen mit Verlegetiefen zwischen 0,5 m und 1,5 m gesammelt. Ein optimaler Wirkungsgrad ergab sich hier bei 1 m Verlegetiefe. Ein in 0,5 m Tiefe verlegter Erdwärmetauscher ist bei Dauerfrost im Winter sehr schnell einfriergefährdet (Frosttiefe 0,80 m). Ein auf 1,5 m Tiefe verlegter Erdwärmetauscher hat durch seine große Trägheit eine sehr lange Regenerierungsphase im Frühjahr, so dass erst Mitte des Jahres (Juni/Juli) wieder normale Untergrundtemperaturen von +10°C erreicht werden.

Von großer Bedeutung ist die Vorbereitung des Bodens, bevor die Rohre des Erdwärmetauschers verlegt werden.
Hier wurden vor allem dann gute Ergebnisse erzielt, wenn dafür Sorge getragen wurde, dass der Wärmetauscher im wassergesättigten Boden verlegt wird und auch nass bleibt. Bei trockenen, stark kiesigen Böden wurde dieses durch den Bau einer 10 cm dicken Lehm-Kies-Wanne erreicht. Eine weitere Verbesserung ergab sich dadurch, dass über diese Lehmwanne die Dachentwässerung geführt wurde, so dass im Frühjahr sehr schnell warmes Wasser den Erdwärmetauscher wieder regenerierte.

Um eine Aussage zu machen, mit welchen Wärmeentzugleistungen pro m² des Erdwärmetauschers zu rechnen ist, muss man auch das Flächenverhältnis zwischen Wohnfläche und Erdwärmetauscher sowie den Verlegeabstand der Rohre in der Erde berücksichtigen. Gute Ergebnisse konnten erreicht werden, wenn das Verhältnis von Wohnfläche zur Fläche des Erdreichwärmetauschers mindestens 1 : 2,5 oder besser war (je nach Wärmedämmung des Hauses). Die Entzugsleistung des Erdwärmetauschers lag dann in etwa zwischen 25 und 35 Watt pro m². Einen starken Einfluss auf die Effektivität hat auch der Rohranteil pro m². Durch unseren Vergleich haben

Abbildung 4:
Beispiel einer Erdwärmeheizung mit vertikal verlegten Wärmetauscherrohren, die Wärmepumpe wird elektrisch betrieben.

wir festgestellt, dass die Belastung des erdreichverlegten Rohrs im Mittel bei ca. 14 W/m liegt. Dies galt für einen Abstand von 50 cm der Rohre zueinander. Gleichzeitig wurde festgestellt, dass bei einer Belastung von deutlich über 17 W/m die 0°C-Grenze des Wärmetauschers sehr schnell erreicht wird und dieser in der Hauptwärmelastzeit im Frostbereich gefahren werden muss. Die Soletemperatur sinkt auf bis zu -5°C, was zu einer schlechten Leistungsziffer der Wärmepumpe führt.

In den unten aufgeführten Beispielen lassen sich die Einzelparameter der verschiedenen Anlagen gut ablesen. Beide Anlagen sind von der Dimensionierung her ähnlich. Die Wärmepumpe in der Abbildung 4 wird elektrisch betrieben, während die Wärmepumpe im Beispiel der Abbildung 5 durch eine Kombination von Elektro- und Dieselmotor angetrieben wird.

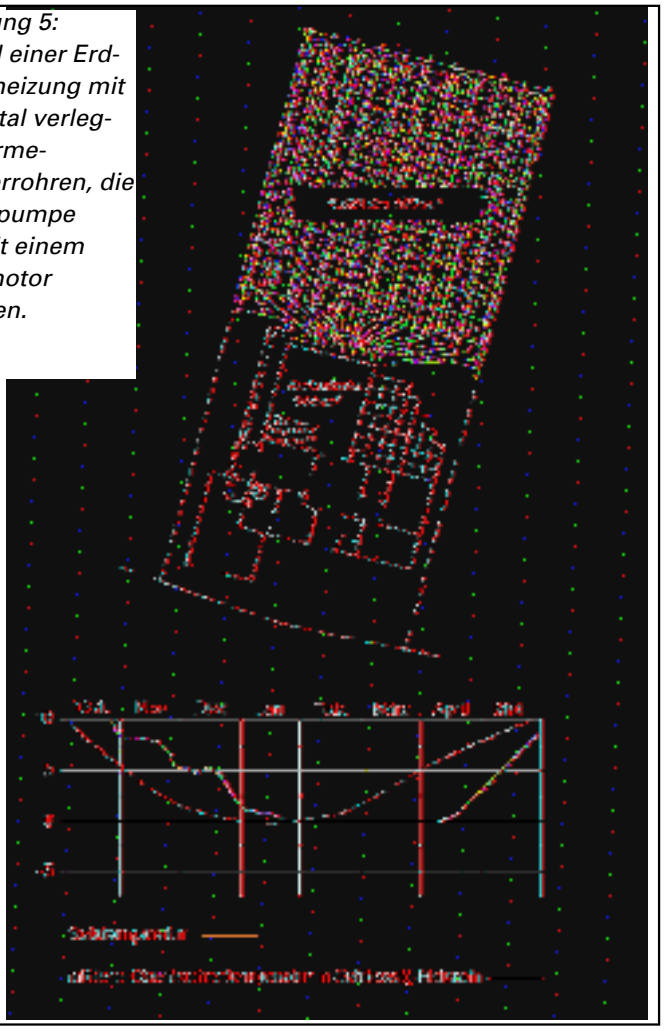


Abbildung 5:
Beispiel einer Erdwärmeheizung mit horizontal verlegten Wärmetauscherrohren, die Wärmepumpe wird mit einem Dieselmotor betrieben.

Erfahrungen mit Erdsondenanlagen

Für den Betrieb von vertikal verlegten Erdsondenanlagen liegen Erfahrungen mit 3 Anlagen vor, die in der Zeit von 1979 bis 1981 errichtet wurden. Dabei wurden 2 Anlagen mit etwa gleicher Wärmepumpenleistung mit Erdsonden in Koaxialbauweise (siehe Abbildung 1) ausgerüstet, die eine Tiefe von ca. 50- 60 m erreichten. Der Sondendurchmesser beträgt 80 mm. Beide Anlagen verteilen eine Kältelast der Wärmepumpe von ungefähr 14 kW auf 5 Sonden. Die Nachrechnung der Lastwerte ergab eine mittlere Sondenbelastung von ungefähr 2,5 - 3 kW oder eine Belastung der Sonde von 50 - 60 W/m, wobei in beiden Anlagen die niedrigste Rücklauftemperatur der Sole + 2°C erreichte. In beiden Anlagen wurde die 0°C-Linie also nie unterschritten.

Im Vergleich zu einer grundwasserbetriebenen Wärmepumpe konnten hier kaum Unterschiede festgestellt werden, da die etwas schlechtere Leistungsziffer der Sole-Erdsondenwärmepumpe durch die geringeren Pumpenumlaufleistungen des Solesystems wieder ausgeglichen wurde.

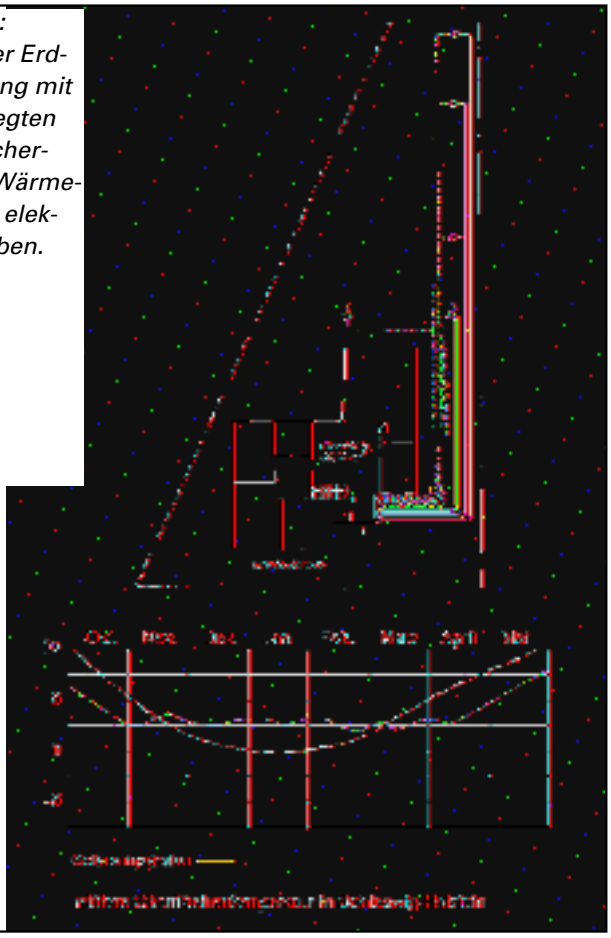


Abbildung 6: Beispiel einer Erdwärmeheizung mit vertikal verlegten Wärmetauscherrohren, die Wärmepumpe wird elektrisch betrieben.

Eine Versuchsanlage mit einer 120 m tiefen Erdsonde haben wir 1984 betrieben. Wir haben diese Einzelsonde mit 14 kW Kälteleistung belastet und Leistungen von 127 W/m Sondenlänge (Abbildung 6) erreichen können. Ein Einfrieren der Sonde oder das Unterschreiten der 0°C-Grenze war mit der vorhandenen Wärmepumpe auch im Dauerbetrieb nicht möglich.

Die besonderen Bedingungen der Sonde waren, dass diese in kiesigen, wasserführenden Horizonten stand und am Rande eines Wassereinzugsgebietes installiert wurde. Hier kann man mit einer erheblichen Grundwasserbewegung rechnen, da auch beim Unterbrechen des Belastungsversuches eine Regenerierung der Sonde auf + l0°C innerhalb weniger Minuten erfolgte .

Dass derartige Erdwärmesonden ohne größeren Flurschaden gebohrt werden können zeigt Abbildung 7. Wenn durch die Verteuerung der Energiepreise (Heizöl und Gas) die Wärmepumpe wieder interessant und wettbewerbsfähig wird, dann ist diese Technik von außerordentlicher Bedeutung und kann mit den modernen konventionellen Wärmeversorgungsanlagen durchaus mithalten.

Versuchsanlagen mit bivalentem Antrieb der Wärmepumpe

In diesem Fall wird die Wärmepumpe entweder durch einen Gas- oder Dieselmotor angetrieben. Der Erdreichwärmetauscher wird bei diesem Antrieb dadurch entlastet, dass die vom Verbrennungsmotor erzeugte Wärme der Wärmeseite der Wärmepumpe zugeführt wird und somit die Belastung der in der Erde verlegten Rohre geringer wird (Abbildung 8). Bei einem Gasmotor mit einer mechanischen Leistung von 4 kW werden etwa 10 kW der Antriebsleistung zu Wärme umgewandelt, der mechanische Wirkungsgrad beträgt also ungefähr 30%. Ähnliche Wärmepotentiale ergeben sich bei Dieselmotorantrieben. Vergleicht man dabei die Abkühlungskurve des mit bivalentem Antrieb betriebenen Erdreichkollektors (Abbildung 6) mit der Abkühlungskurve einer elektrisch angetriebenen Wärmepumpe (Abbildung 5), so hat diese Kurve erhebliche Wellenbewegungen, die immer dann auftreten, wenn der Verbrennungsmotor betrieben wird.

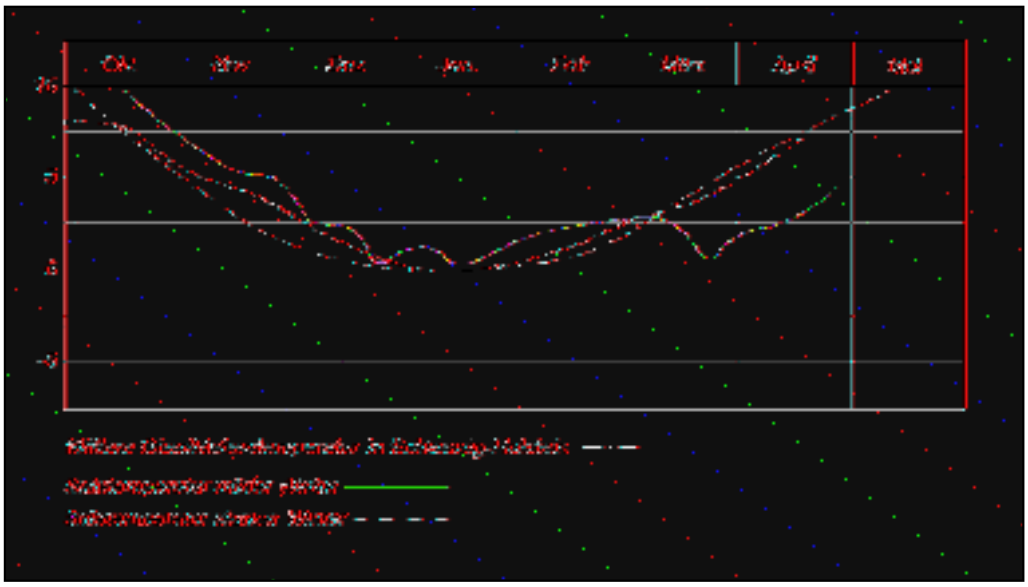
Ein zweiter positiver Effekt ergibt sich dadurch, dass die Wärmepumpe mit niedrigem Druck betrieben werden kann und dadurch eine bessere Leistungsziffer erreicht wird. Die geforderte erhöhte Heizwassertemperatur kann sehr leicht durch den Verbrennungsmotor abgedeckt werden. Daher ist als dritter positiver Effekt auch nicht unbedingt eine Fußbodenheizung erforderlich, da Heizwasser-Vorlauftemperaturen von 70 - 80 °C erreicht werden (Wärmepumpe bis 50°C + Motorabwärme 70°C) .

Der wichtigste ökonomische Effekt sind die gegenüber dem Strom sehr günstigen Antriebsenergiekosten in Form von Erdgas, Flüssiggas oder Heizöl (Antriebskosten ca. die Hälfte des Strompreises). In diesem Zusammenhang wurde auch eine Anlage erprobt, bei der der Antrieb der Wärmepumpe wahlweise durch Diesel- oder Elektromotor erfolgte. Geplant wurde die Anlage, um den damals günstigen Nachtstrom für den Antrieb der Wärmepumpe zu nutzen, um am Tag die Anlage durch den Dieselmotor zu betreiben. Der automatische Nachtabsenkeffekt der Anlage ergibt sich dadurch, dass bei dem Elektromotorbetrieb der erhebliche Abwärmeanteil des Verbrennungsmotors entfällt.

Abbildung7a: umweltschonendes Bohren zur Installation einer vertikalen Erdwärmesonde

Abbildung 7b: Erdwärmetauscher als Doppel-U-Rohr aus flexiblem Kunststoff (Photos: P.-F. Schenck)

Abbildung 8: Soletemperatur bei bivalentem Antrieb der Wärmepumpe bei mildem und bei strengem Winter



Der damalige Vorteil lag in der Ausnutzung des günstigeren Nachtstroms und des günstigeren Tagbetriebs durch Dieseleinsatz.

Infolge der Strompreisliberalisierung werden diese Anlagen heute nicht mehr gebaut und sind auch nicht wirtschaftlich zu betreiben. Interessant sind eigentlich nur Verbrennungsmotor- oder Elektromotorantriebe, da der Energieeinsatz hierfür gegenüber Kesselanlagen von der Ökosteuer befreit ist.

Literatur

KALTSCHMITT, M., HUENGES, E. & WOLFF, H. (Hrsg.) (1999): Energie aus Erdwärme. - Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Stuttgart

Geologische Rahmenbedingungen für die Entnahme und Speicherung von Wärme im Untergrund

Reinhard Kirsch

Der oberflächennahe Untergrund Schleswig-Holsteins ist von den Eiszeiten geprägt, deren Ablagerungen sehr heterogen sind und vorwiegend aus tonig-schluffigen Geschiebemergeln, schluffig bis tonigen Beckenablagerungen sowie feinsandig bis kiesigen Schmelzwasserablagerungen bestehen. Diese Materialien unterscheiden sich hauptsächlich in ihrer Durchlässigkeit für das Grundwasser. Sande sind gute Grundwasserleiter, während die tonhaltigen Geschiebemergel und Beckenablagerungen nur eine geringe hydraulische Durchlässigkeit aufweisen. Beide Materialtypen kommen häufig als Wechsellagerung vor, ein homogen aufgebauter Untergrund ist selten.

Wird dem Untergrund Wärme entzogen, so wird er abgekühlt. Eine Regeneration der Untergrundtemperatur erfolgt in Oberflächennähe vor allem durch die Sonneneinstrahlung und den Wärmeeintrag mit dem Niederschlag, während in größeren Tiefen die entzogene Wärme vorwiegend durch die Wärmeleitfähigkeit des Untergrundmaterials aus dem Umfeld der Bohrung oder durch strömendes Grundwasser herbeigeführt wird. Die Wärmeleitfähigkeit des Untergrundes, die Durchlässigkeit für Wasser und die Strömungsgeschwindigkeit sind entscheidend für die Effizienz einer Anlage zum Entzug von Erdwärme und müssen bei der Auslegung der Anlage berücksichtigt werden.

Soll im Sommer (Überschuss-) Wärme in den vergleichsweise kühlen Untergrund eingespeist werden, so ist eine andere Gesteinseigenschaft bestimmend für die Effizienz, die Wärmekapazität. Sie gibt an, wieviel Wärmeenergie in einem vorgegebenen Untergrundbereich bei Erhöhung um eine bestimmte Temperatur gespeichert wird.

Anforderungen an den Untergrund bei Auslegung der geothermischen Anlage zum Heizen im Winter und/oder Kühlen im Sommer

Hier ist es besonders günstig, wenn der Untergrund eine möglichst große Wärmeleitfähigkeit aufweist oder ein deutlicher Grundwasserstrom vorliegt, damit die zu Heizzwecken entnommene Wärmeenergie schnell nachgeliefert wird oder die bei der Raumkühlung abgeführte Wärme schnell an das Umgebungsmaterial der Erdsonde abgegeben werden kann. In Abbildung 1 ist die mögliche Entzugsleistung an Wärmeenergie in Abhängigkeit von der Wärmeleitfähigkeit des Untergrundes dargestellt. Dabei wurde eine Anlage mit 2 Erdwärmesonden und einer Betriebszeit

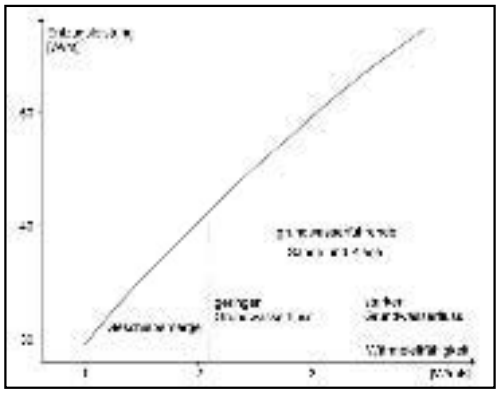


Abbildung 1: Wärmeentzugsleistung [in W/m] einer Erdwärmesonde in Abhängigkeit von der Wärmeleitfähigkeit [in W / m K] des Untergrundes (nach SANNER 1999)

von 2100 Stunden/Jahr zugrunde gelegt. Nimmt man Erfahrungswerte für Wärmeleitfähigkeiten der in Schleswig-Holstein oberflächennah verbreiteten eiszeitlichen Lockersedimente Sand und Geschiebemer-

gel an, so ergeben sich bei wassergesättigten Sanden und Kiesen die günstigsten geologischen Bedingungen für den Entzug von Heizwärme. Besonders günstig wirkt sich eine ausgeprägte Grundwasserströmung aus, da die entnommene Wärme aus dem fließenden Grundwasser (typische Strömungsgeschwindigkeiten betragen 10 - 100 Meter/Jahr) schnell nachgeliefert wird.

Die Wärmeleitfähigkeit des Untergrundes oder die spezifische Entzugsleistung von Erdsonden stellt eine wichtige Planungsgrundlage für die Dimensionierung einer geothermischen Heizanlage dar, insbesondere zur Berechnung der benötigten Wärmetauscherlänge. Detailliertere Angaben hierzu sind in der VDI Richtlinie 4640 (1998) dargestellt.

Anforderungen an den Untergrund bei Auslegung der geothermischen Anlage zur Einspeisung von Überschusswärme im Sommer und zum Heizen im Winter

Das Speichervermögen des Untergrundes für Wärme wird durch seine Wärmekapazität, dem Produkt aus spezifischer Wärme und Dichte des Untergrundmaterials, beschrieben (Abbildung 2). Von den in Schleswig-Holstein vorkommenden Lockersedimenten hat Geschiebemergel aufgrund seines hohen, wenn auch weitgehend immobilen Wassergehalts die höchste Wärmekapazität und bietet daher die günstigsten geologischen Gegebenheiten zur Einspeicherung von Überschusswärme im Sommer mit anschließender Entnahme im Winter.

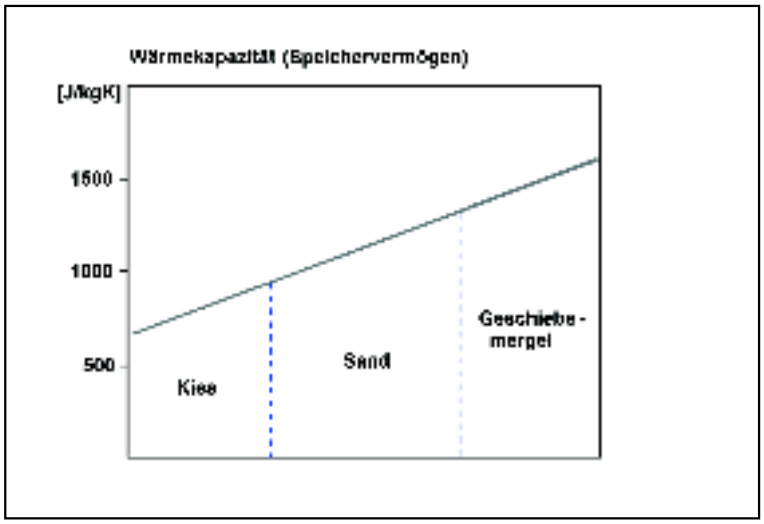


Abbildung 2: Wärmekapazität [in J / kg K] unterschiedlicher, in Schleswig-Holstein vorkommender Sedimentarten

Da die eingespeiste Wärme mit fließendem Grundwasser abgeführt werden würde, kommen hydraulisch gut durchlässige wasserführende Sande als Speicher im allgemeinen nicht in Frage, sofern nicht die Rückgewinnung der Wärme durch eine weitere Bohrung im Grundwasserabstrom erfolgt.

Erkundung der Untergrundstruktur zur Planung geothermischer Heizanlagen

Zur Planung und Dimensionierung geothermischer Heizanlagen müssen Wärmeleitfähigkeit und Wärmekapazität des Untergrundes bekannt sein oder mindestens abgeschätzt werden können. Hierfür ist die Kenntnis über den Schichtenaufbau des Untergrundes am Standort wichtig. Ist der geologische Schichtenaufbau bekannt, so lassen sich für die einzelnen Schichten Erfahrungswerte für die thermischen Eigenschaften ansetzen und die Anlage entsprechend planen.

Da der oberflächennahe Untergrund Schleswig-Holsteins fast immer sehr heterogen aufgebaut ist, kann die Schichtenfolge des Untergrundes nur selten verlässlich aus Erfahrungswerten abgeschätzt werden. Auch lassen sich die Ergebnisse von Bohrungen, die in der Nähe niedergebracht wurden, meistens nicht ohne weiteres auf das zu untersuchende Grundstück übertragen.

Es wird daher erforderlich sein, für die Planung einer geothermischen Heizanlage eine gezielte Untersuchung des Untergrundes am vorgesehenen Standort vornehmen zu lassen. Diese sollte durch ein Geologisches Ingenieurbüro erfolgen. Das Landesamt für Natur und Umwelt, Abteilung Geologie und Boden, kann hierbei beratend zur Seite stehen. Die durchzuführenden Arbeiten richten sich nach den Anforderungen der geplanten Heizanlage, den örtlichen Gegebenheiten sowie nach den eventuell vorliegenden Vorinformationen.

Folgende Untersuchungsverfahren stehen zur Verfügung:

Aufschlussbohrung
Die Durchführung einer Aufschlussbohrung wird meistens zur Vorplanung einer geothermischen Heizanlage unumgänglich sein. Diese Bohrung kann aber bei der Errichtung der Heizanlage zur Aufnahme einer Erdwärmesonde genutzt werden. Aus dem Protokoll des Bohrmeisters ergibt sich ein erster Überblick über die erbohrten Schichten. Es wird aber dringend empfohlen, die Aufschlussbohrung geophysikalisch vermessen zu lassen.

Geophysikalische Bohrlochvermessung
Hierbei wird in das Bohrloch eine Sonde zur Bestimmung der physikalischen Eigenschaften des Untergrundmaterials eingeführt. Es gibt eine Vielzahl von Bohrlochmesssonden für unterschiedlichste Fragestellungen. Bei der Erkundung der thermischen Eigenschaften des Untergrundes sollten in jedem Fall die elektrische Leitfähigkeit (Resistivity-Log, Induction-Log) und die natürliche (und gesundheitlich unbedenkliche) Gamma-Aktivität (Gamma-Log, γ-Log) der erbohrten Schichten gemessen werden. Diese wird hauptsächlich durch die K^{40}-Isotope in den Tonmineralen hervorgerufen. Sande haben daher eine geringe Gamma-Aktivität und, selbst wenn sie mit "süßem" Grundwasser gesättigt sind, eine geringe elektrische Leitfähigkeit. Tone und Geschiebemergel weisen dagegen eine hohe elektrische Leitfähigkeit und eine hohe Gamma-Aktivität auf. Aus einem Leitfähigkeits- und Gamma-Log lassen sich daher Sande und Geschiebemergel eindeutig voneinander unterscheiden (Abbildung 3), selbst wenn eventuell mineralisiertes Grundwasser zu einer Erhöhung der elektrischen Leitfähigkeit der Sande führt. Die Schichten im Untergrund lassen sich durch die Kombination beider Messungen klar voneinander abgrenzen und in ihrer Tiefenlage festlegen.

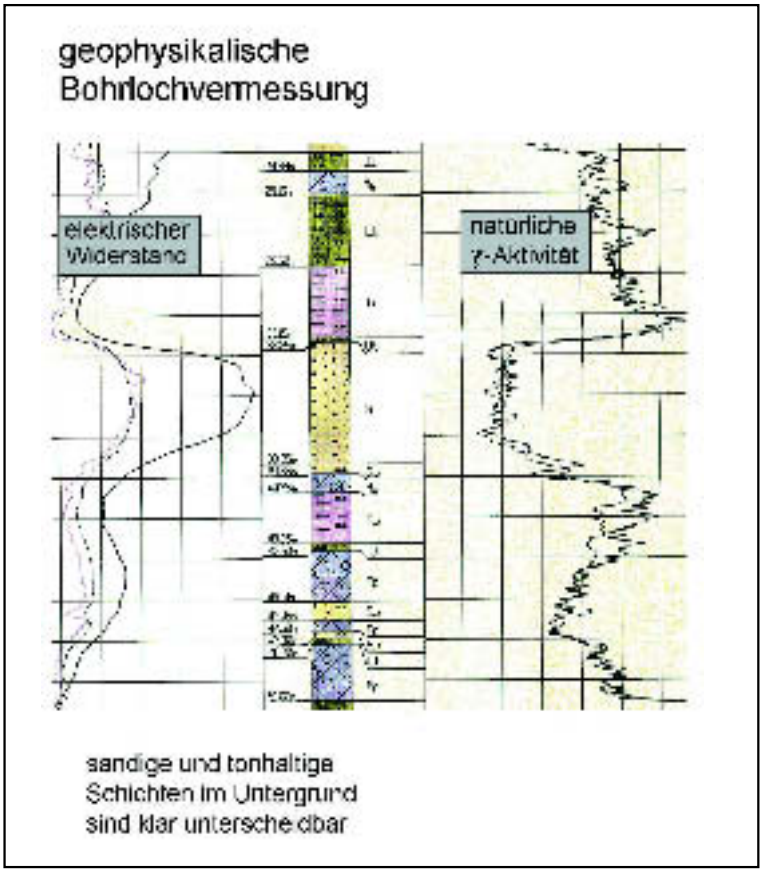


Abbildung 3:
Beispiel einer geophysikalischen Bohrlochvermessung; in der Mitte als Säulendiagramm die erbohrten Schichten (S=Sand, Mg=Mergel, T=Ton, U=Schluff) im Tiefenbereich von 24-51 Metern, links der elektrische Widerstand (Kehrwert der elektrischen Leitfähigkeit) und rechts die natürliche Gamma-Aktivität als Ergebnis der geophysikalischen Bohrlochvermessung, die gelb gekennzeichnete Sandeinlagerung zeichnet sich klar durch hohen elektrischen Widerstand und geringe Gamma-Aktivität ab.

Die so gewonnene Kenntnis der Abfolge grundwasserleitender und -nichtleitender Schichten im Untergrund ist auch für den Grundwasserschutz von Bedeutung. Durch das Bohrloch kann nach Durchbohren von Trennschichten eine Verbindung eines genutzten Grundwasserleiters mit oberflächennahen Schichten oder eine Verbindung unterschiedlicher Grundwasserleiter hergestellt werden, woraus sich eine Kontaminationsgefahr für das Grundwasser ergeben kann. Um diese zu vermeiden, müssen mögliche Verbindungen durch Tonsperren abgedichtet werden, der ursprüngliche Zustand muss also wiederhergestellt werden. Eine sorgfältige Dokumentation der erbohrten Schichten ist daher besonders wichtig.

Ingenieurgeophysikalische Vermessungen
Im Moränengebiet, insbesondere im Östlichen Hügelland, muss mit stark inhomogenen geologischen Verhältnissen gerechnet werden. Daher können die Ergebnisse einer Aufschlussbohrung und ihrer bohrlochgeophysikalischen Vermessung häufig nicht auf das gesamte Grundstück übertragen werden. Dieses gilt insbesondere bei größeren Flächen wie bei einer Neubausiedlung. Ein Überblick über die räumliche Verbreitung der in einer Bohrung angetroffenen Schichten des Untergrundes kann mit geophysikalischen Messungen gewonnen werden. So liefern beispielsweise ***geoelektrische Sondierungen*** die Verteilung der elektrischen Leitfähigkeit im Unter-

grund, durch die sich Sande und Geschiebemergel voneinander abgrenzen lassen, und erlauben eine flächenhafte Kartierung dieser Horizonte (Abbildung 4). Das Eindringvermögen dieses Verfahren erstreckt in der Praxis auf die obersten 30 Meter.

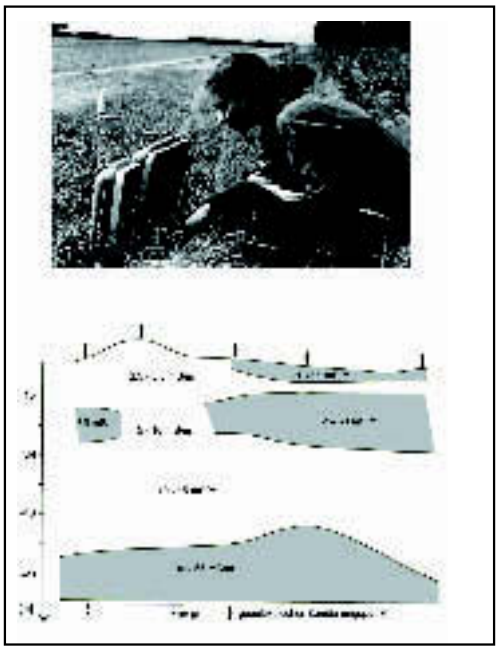


Abbildung 4
oben: Durchführung einer geoelektrischen Sondierung,
unten: Verteilung von Sanden und Geschiebemergeln (grau unterlegt) im Untergrund als Ergebnis geoelektrischer Sondierungen, angegeben sind die elektrischen Leitfähigkeiten in Millisiemens/Meter (mS/m)

Ein detailliertes Abbild der Schichten im daran anschließenden Tiefenbereich kann mit ***reflexionsseismischen Messungen*** gewonnen werden. Dieses in der Erdölprospektion und der Erforschung der Erdkruste bewährte Messverfahren ist seit einigen Jahren auch für die Untersuchung flacherer Untergrundstrukturen verfügbar. Als Beispiel ist in Abbildung 5 ein reflexionsseismisches Abbild von Untergrundstrukturen in einer Kiesgrube gezeigt. Die Schichtgrenzen zwischen Sanden und Geschiebemergeln zeichnen sich durch die an ihnen reflektierten seismischen Wellen ab. Eine sichere Materialansprache der so ermittelten Schichten ist nur über eine Aufschlussbohrung möglich. Da reflexionsseismische Messungen relativ aufwendig sind, kommt dieses Verfahren hauptsächlich bei der Planung größerer Heizanlagen, beispielsweise zur Versorgung neuer Wohnsiedlungen, in Betracht.

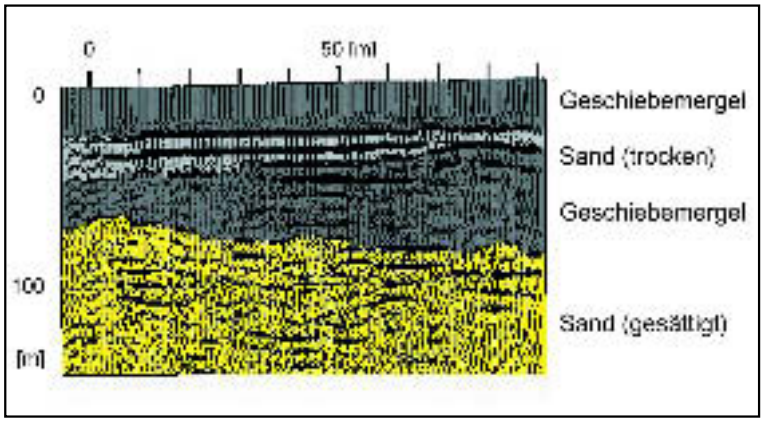


Abbildung 5:
Beispiel eines reflexionsseismischen Profils zur Erkundung oberflächennaher Schichtgrenzen. Im Tiefenbereich von weniger als 20 m können mit diesem Verfahren keine Aussagen gemacht werden, hier sind ergänzende geophysikalische Messungen (beispielsweise geoelektrische Sondierungen) erforderlich.

Bei der Vorplanung von Heizanlagen mit horizontalen Wärmetauschern, die weitflächig in ungefähr 1 Meter Tiefe verlegt werden, müssen mögliche Verlegehindernisse im Untergrund wie Leitungen, Fundamentreste oder Findlinge berücksichtigt werden. Derartige Störkörper im oberflächennahen Bereich können mit dem Bodenradar lokalisiert werden. Bei diesem modernen geophysikalischen Erkundungsverfahren werden elektromagnetische Impulse in den Untergrund abgestrahlt und an Schichtgrenzen und eingelagerten Gegenständen reflektiert. Die reflektierten Radarimpulse werden in einem Radargramm dargestellt, in dem sich die Struktur des Untergrundes abzeichnet (Abbildung 6).

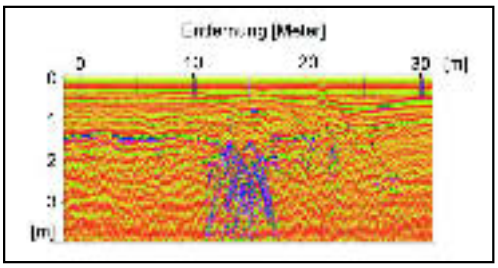


Abbildung 6
Beispiel eines Radargramms, es zeichnen sich ein Horizont in ca. 1,5 m Tiefe sowie zwei Leitungen (erkennbar an den hyperbelförmigen Reflexionseinsätzen bei Profilmeter 14-15) ab (Ingenieurbüro für Bodenradartechnologie, Bad Bramstedt)

Literatur

SANNER, B. (1999): Kann man Erdwärmesonden mit Hilfe von spezifischen Entzugsleistungen auslegen? - Geothermische Energie, 26/27, 1-4

VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (1998): VDI 4640 - Thermische Nutzung des Untergrundes, erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen. - Beuth Verlag, Berlin

Das Geothermische Energiepotential in Schleswig-Holstein

Paul-Friedrich Schenck & Reinhard Kirsch

Zusammenfassung:

Die Nutzung geothermischer Energie, insbesondere für Heizzwecke, kann einen wirksamen Beitrag zur Reduzierung der CO_2-Emission leisten. Die Erdwärme lässt sich mittels tiefer Erdwärmesonden oder durch hydrothermale Tiefbrunnen nutzen. Zur Ermittlung des Energiepotentials bei hydrothermaler Nutzung werden die tiefgelegenen Grundwasserleiter im Untergrund Schleswig-Holsteins in ihrer flächenhaften Ausdehnung dargestellt und in Hinblick auf ihre Eignung als geothermische Nutzhorizonte kritisch beurteilt. Es ergeben sich gute Möglichkeiten zur Nutzung hydrothermaler Energie im Raum Kiel und im Randbereich Hamburgs, wo auch entsprechende Abnehmerstrukturen zur Verfügung stehen.

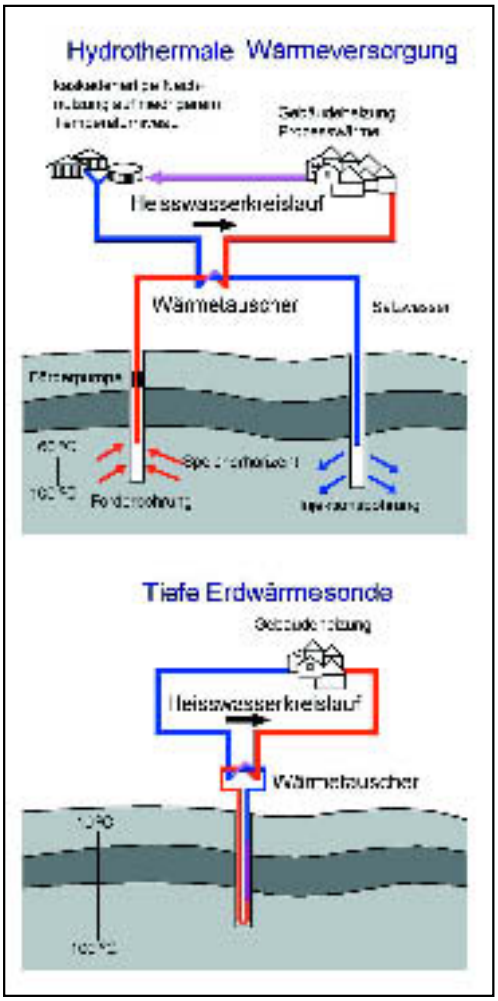


Abbildung 1
Prinzip einer geothermischen Heizanlage;
oben: hydrothermaler Doublettenbetrieb,
unten: tiefe Erdwärmesonde

Vorbemerkungen zur geothermischen Energiegewinnung

Aus der Bergbautätigkeit ist seit Jahrhunderten bekannt - Tiefbohrungen haben es auch für unser Land immer wieder bestätigt -, dass die Temperatur des Untergrundes mit zunehmender Tiefe ansteigt, und zwar im Mittel um 3 °C / 100 m Teufenzuwachs. Ausgehend von einer Jahresmitteltemperatur an der Erdoberfläche von ca. 10 °C herrschen in 1000 m Tiefe ungefähr 40 °C, in 2000 m ungefähr 70 °C und bei 3000 m ungefähr 100 °C. Es verbergen sich also riesige Wärmepotentiale im Untergrund unseres Landes, unter jedem Dorf und jeder Stadt, die wir uns soweit wie möglich nutzbar machen wollen und langfristig wohl auch müssen.

Die Nutzung dieses Wärmepotentials ist beim derzeitigen Stand der Technik auf zwei Arten möglich (Abbildung 1):

- durch tiefe Erdwärmesonden, bei denen ein geschlossener Wasserkreislauf in einer Bohrung den Wärmetransport aus der Tiefe an die Oberfläche besorgt.

- durch hydrothermale Tiefbrunnensysteme (Doubletten), bei denen einem tiefen Grundwasserleiter heißes Wasser entnommen und die über Wärmetauscher in Geothermischen Heizwerken entzogene Wärme einem oberirdischen Heizkreislauf (Fernwärmeversorgung) zugeführt wird (Abbildung 1). Das abgekühlte Wasser wird über eine zweite Bohrung in ca. 2 km Entfernung vom Entnahmebrunnen wieder in den wasserführenden Speicherhorizont zurückgeführt. Dieses ist erforderlich, da die Tiefenwässer im allgemeinen einen hohen Salzgehalt (100 bis >300 g/l) aufweisen und daher aus Gründen des Umweltschutzes wieder in den Untergrund zurückgeleitet werden müssen. Darüber hinaus ist eine Wiedereinleitung auch unbedingt erforderlich, um einen unerwünschten, die Heißwassergewinnung beeinträchtigenden Druckabfall im tiefen Grundwasserleiter zu vermeiden.

Tiefe Erdwärmesonden können für die Beheizung größerer Gebäudekomplexe oder kleinerer Siedlungen eingesetzt werden. Hydrothermale Heizanlagen sind eher für die Versorgung größerer Siedlungen oder Stadtteile geeignet, bei denen ein Wärmebedarf von mindestens 5 Megawatt besteht. Die Technologie beider Verfahren wird ***im Beitrag von Herbert Schneider näher erläutert (ab Seite 28).***

Für den Einsatz tiefer Erdwärmesonden ergeben sich nur geringe Einschränkungen bezüglich der Untergrundverhältnisse, er ist nahezu überall im Lande möglich. Dabei wird dem Gestein im Umfeld der Sonde die Wärme entzogen. Die Temperatur des in der Sonde als Trägermedium zirkulierenden Wassers wird daher nach Inbetriebnahme der Sonde zunächst geringfügig absinken, um dann nach einer längeren Betriebszeit stabil zu bleiben. Die Wärmeentnahme der Tiefen Erdwärmesonde muss so ausgelegt sein, dass die gewünschte Wärmeentzugsleistung auf Dauer sichergestellt ist. Praktische Erfahrungen über die Langzeitstabilität derartiger Sonden stehen allerdings noch aus.

Anders sieht es beim Einsatz der hydrothermalen Geothermie aus. Hier werden gut poröse und gut durchlässige wasserführende Gesteine in ausreichender, flächenhafter Verbreitung benötigt. Die Tiefen sollten im Bereich von 2000 - 3000 m liegen, um Temperaturen von etwa 70 °C bis 100 °C zu erreichen. Auch hier wird dem Untergrund mehr Wärme entnommen als zeitgleich nachgeliefert werden kann. In der Praxis bedeutet dieses, dass eine geothermische Heizzentrale etwa 30 Jahre lang ohne größeren Temperaturabfall betrieben werden kann. Erst nach diesem Zeitraum kühlt der Bereich zwischen der Förder- und der Injektionsbohrung soweit ab, dass eine neue Förderbohrung an einer anderen Lokation abgeteuft werden muss. Die oberirdischen Anlagen und die Injektionsbohrung können aber weiter verwendet werden, gegebenenfalls kann dann auch die nicht mehr benötigte Förderbohrung zu einer Injektionsbohrung umfunktioniert werden. Die Temperatur des bislang genutzten Untergrundbereichs wird sich wieder regenerieren. Erfahrungen über die Regenerationszeit liegen noch nicht vor.

Die Verbreitung der für eine hydrothermale Nutzung geeigneten Horizonte im Untergrund Schleswig-Holsteins wird im folgenden gezeigt.

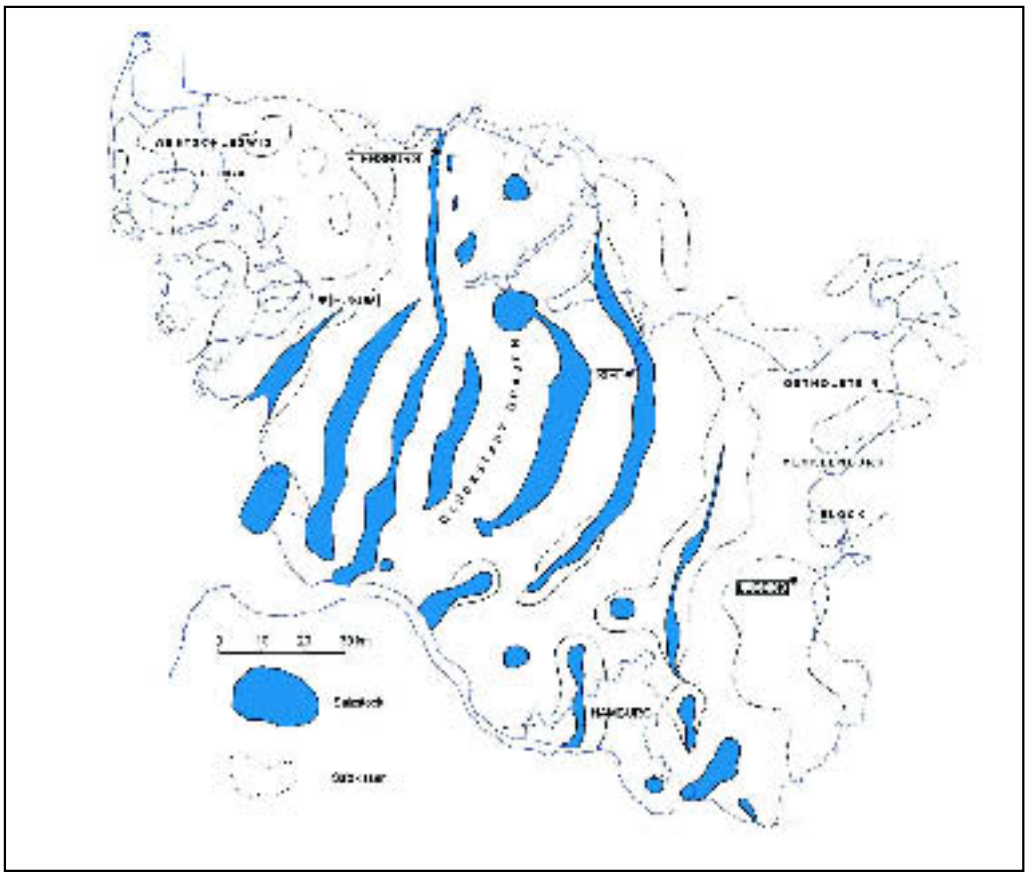


Abbildung 2: Geotektonische Übersicht Schleswig-Holsteins (nach BALDSCHUHN et al. 1999)

Geothermische Speicherhorizonte in Schleswig-Holstein

Die für die Nutzung der hydrothermalen Erdwärme erforderlichen geologischen Voraussetzungen, wie die flächenhafte Verbreitung, günstige Ausbildung und Tiefenlage geeigneter Grundwasserleiter, sind von der erdgeschichtlichen Entwicklung des untersuchten Gebietes abhängig und nicht überall, sondern nur in einigen "bevorzugten" Teilbereichen des Landes erfüllt. Diese zu erkennen ist eine wichtige Aufgabe des Geologischen Dienstes des Landes.

Die Kenntnisse über den Bau des Untergrundes Schleswig-Holsteins basieren auf seismischen Untersuchungen und Bohrergebnissen der Erdölindustrie sowie auf deren strukturgeologischen Interpretation im Geotektonischen Atlas von Nordwest-Deutschland (KOCKEL 1996). Sie erlauben eine verlässliche Übersicht über die Verbreitung möglicher Speicherhorizonte und stellen daher eine gute Basis für die Vorplanung geothermischer Projekte dar.

Einen ersten Überblick über den geologischen Bau Schleswig-Holsteins gibt eine Karte mit den Salinarstrukturen (Abbildung 2). Auffallendstes Element dieser Übersichtskarte sind die mehr oder weniger Nord - Süd streichenden Salzmauern, bei denen es sich um aus Zechstein- und Rotliegend-Salzen aufgebaute "Doppelsalinare" handelt, die quasi Gebirgszüge im Untergrund mit Höhen von bis zu rund 8.000 m bilden. Die Salinarstrukturen folgen im wesentlichen altangelegten tektonischen Störungen, die die Salzbewegungen (Halokinese) der ursprünglich bis zu 2500 m mächtigen Perm- (Rotliegend- und Zechstein-) Salze ausgelöst haben und die im Verlauf der Erdgeschichte immer wieder aktiviert wurden.

Man erkennt im Kartenbild deutlich eine tektonische Dreiteilung des Landes mit
- dem Westschleswig-Block im Westen
- dem Glückstadt-Graben im Zentrum
- sowie dem Ostholstein-Westmecklenburg-Block im Osten.

Im ***Glückstadt-Graben*** mit den langgestreckten Salzstrukturen sind infolge großräumiger Dehnungsvorgänge in der Erdkruste und einer damit verbundenen Absenkung großer Schollenkomplexe (Rifting) während der Trias die gleichzeitig abgelagerten Schichtenfolgen tief abgesenkt worden. Diese mobile Zone wird von den oben genannten relativ stabilen Blöcken eingerahmt.

Im Laufe der etwa 280 Millionen Jahre währenden Erdgeschichte Schleswig-Holsteins, die seit Beginn der Einsenkung des Norddeutschen Beckens vergangen sind, wurden bis zu 10.000 m Sedimente abgelagert. Unter ihnen sind sandige Ablagerungen, die als hydrothermale Grundwasserspeicher in Frage kommen könnten, eher die Ausnahme. An Hand der ***Stratigraphischen Übersicht*** (Abbildung 3) sind diese aufgezeigt, dabei handelt es sich vom Liegenden zum Hangenden um:

- Mittlerer Buntsandstein:
  Quickborn-Sandstein
- Mittlerer Keuper:
  Schilfsandstein
- Oberer Keuper:
  Rhät-Sandstein
- Mittlerer Jura:
  Dogger-Sandsteine
- Oberer Jura:
  Malm/Wealden-Sandstein
- Tertiär:
  Mitteleozän-Sandstein der Glinde-Formation

Von den sandigen Speicherhorizonten stellt der Rhät-Sandstein nach heutigem Kenntnisstand den für die hydrothermale Erdwärmegewinnung bedeutendsten Heißwasserträger dar. Als weiterer potentiell geothermisch nutzbarer Horizont wird der Quickborn-Sandstein des Mittleren Buntsandsteins angesehen. Von den Dogger-Sandsteinen dürfte vor allem der Dogger gamma in Betracht kommen, er weist allerdings nur eine relativ geringe Verbreitung auf. Der Dogger beta wird aufgrund seiner faziellen Besonderheiten für problematisch gehalten. Daher werden beide Horizonte hier nicht näher dargestellt. Das gilt auch für den Schilfsandstein. Die beiden anderen Horizonte (Malm/Wealden; Eozän) sind mit Blick auf die voraussichtlich nur sehr eingeschränkten geothermischen Nutzungsmöglichkeiten nicht weiter betrachtet worden (SCHENCK & HINSCH 1991).

Stratigraphische Übersicht					
Alter in Mio. Jahren	**Formation**	**Abteilung**		**Stufe**	**Anmerkungen**
0,01	**Quartär**			Holozän	Nacheiszeit
2				Pleistozän	Eiszeitalter
23	**Tertiär**	**Jungtertiär**		Pliozän Miozän Oligozän	
35					
65		**Alttertiär**		**Eozän** Paläozän Dan	[Geothermie-Speicher ?]
97	**Kreide**	**Ober-Kreide**		Maastricht Campan Santon Coniac Turon Cenoman	
145		**Unter-Kreide**			
155	**Jura**	**Malm**			*Jungkimmerische Hebung*
178		**Dogger**		**Dogger β + γ**	Geothermie-Speicher
208		**Lias**			
231	**Trias**	**Keuper**		**Rhät Schilfsandstein**	**Geothermie-Speicher** [Geothermie-Speicher ?]
240		**Muschel-kalk**	Oberer M'kalk Mittlerer M'kalk Unterer M'kalk		
		Buntsand-stein	Oberer Buntsandstein	Röt	
			Mittlerer Buntsandstein	Solling-Folge Hardegsen-Folge Detfurth-Folge Volpriehausen-F. **Quickborn-F.**	*Riftphase: Bildung des Glückstadt-Grabens* **Geothermie-Speicher**
250			Unterer Buntsandstein		
256	**Perm**	**Zechstein**		**Mölln** **Friesland** **Ohre** Aller Leine Staßfurt Werra	
		Rot-liegendes	Ober-Rotliegendes		
280			Unter-Rotliegendes		*Bildung des Norddeutschen Beckens*
315	**Karbon**	**Ober-Karbon**		Stefan Westfal	*Variszische Faltung*
326				Namur	
360		**Unter-Karbon**		Dinant	

Abbildung 3:
Stratigraphische
Übersicht über die geologische Schichtenfolge in Schleswig-Holstein

Rhät-Sandstein

Im Oberen Keuper wurden von Nordosten, aus einem skandinavischen Hochgebiet kommend, in großen Mengen erodiertes Material ins Norddeutsche Becken transportiert (Abbildung 4) und als Rhät-Sandsteine im östlichen Schleswig-Holstein in großen Deltaschüttungen flächenhaft abgelagert. Sie erreichten in den großen Randsenken der Salinarstrukturen größere Mächtigkeiten. Sie wurden dann aber infolge einer großräumigen Landhebung während der jüngeren Jura-Formation in weiten Teilen des Landes wieder abgetragen. Ihre heutige Verbreitung beschränkt sich im wesentlichen auf die Bereiche, in denen die unmittelbar oberhalb des Rhät abgelagerten Lias-Horizonte heute noch liegen und so die darunter liegenden Schichten vor der Erosion schützten. Örtlich sind auch außerhalb dieser Bereiche noch mächtige Rhät-Sandsteine nachgewiesen worden, beispielsweise im Raum Eisendorf. Generell aber besteht außerhalb der Lias-Verbreitung eine gewisse Unsicherheit darüber, wie intensiv die Erosion den höheren Keuper betroffen hat und inwieweit überhaupt noch Rhät-Sandsteine erhalten geblieben sind.

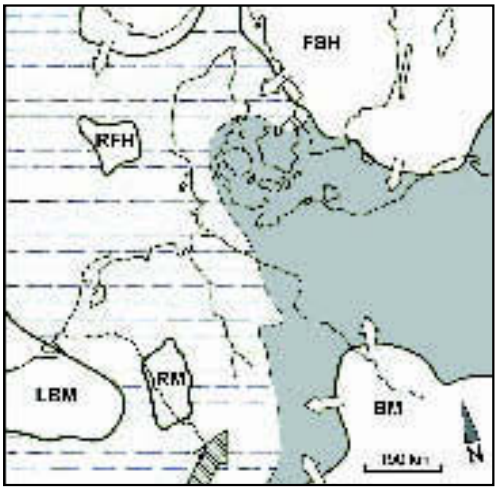


Abbildung 4:
Paläogeographie zur Zeit des unteren Rhätkeupers (Contorta-Schichten, ko2). Offen liniert: vorwiegend marine Sedimentation, grau hinterlegt: fluviatile und fluviodeltaische Sedimentation, offene Pfeile: Transportrichtungen terrigener Sedimente, schwarzer Pfeil: marine Beeinflussung aus dem Tethys-Raum. FSH: Fennoskandisches Hoch, RFH: Ringköbing-Fyn-Hoch, LBM: London-Brabant-Massiv, RM: Rheinische Masse, BM: Böhmische Masse (GAUPP, 1991). Die hier interessierenden Rhät-Sandsteine sind lokal weiter nach Westen und Südwesten geschüttet worden.

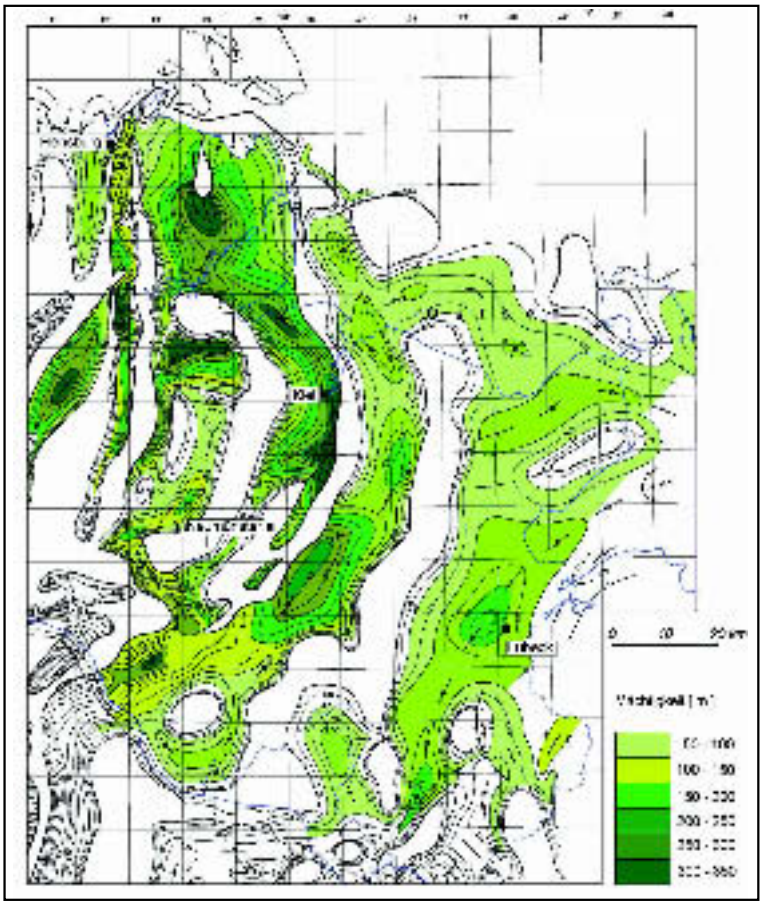


Abbildung 5:
Mächtigkeit des Rhäts in Schleswig-Holstein (nach FRISCH & KOCKEL 1998)

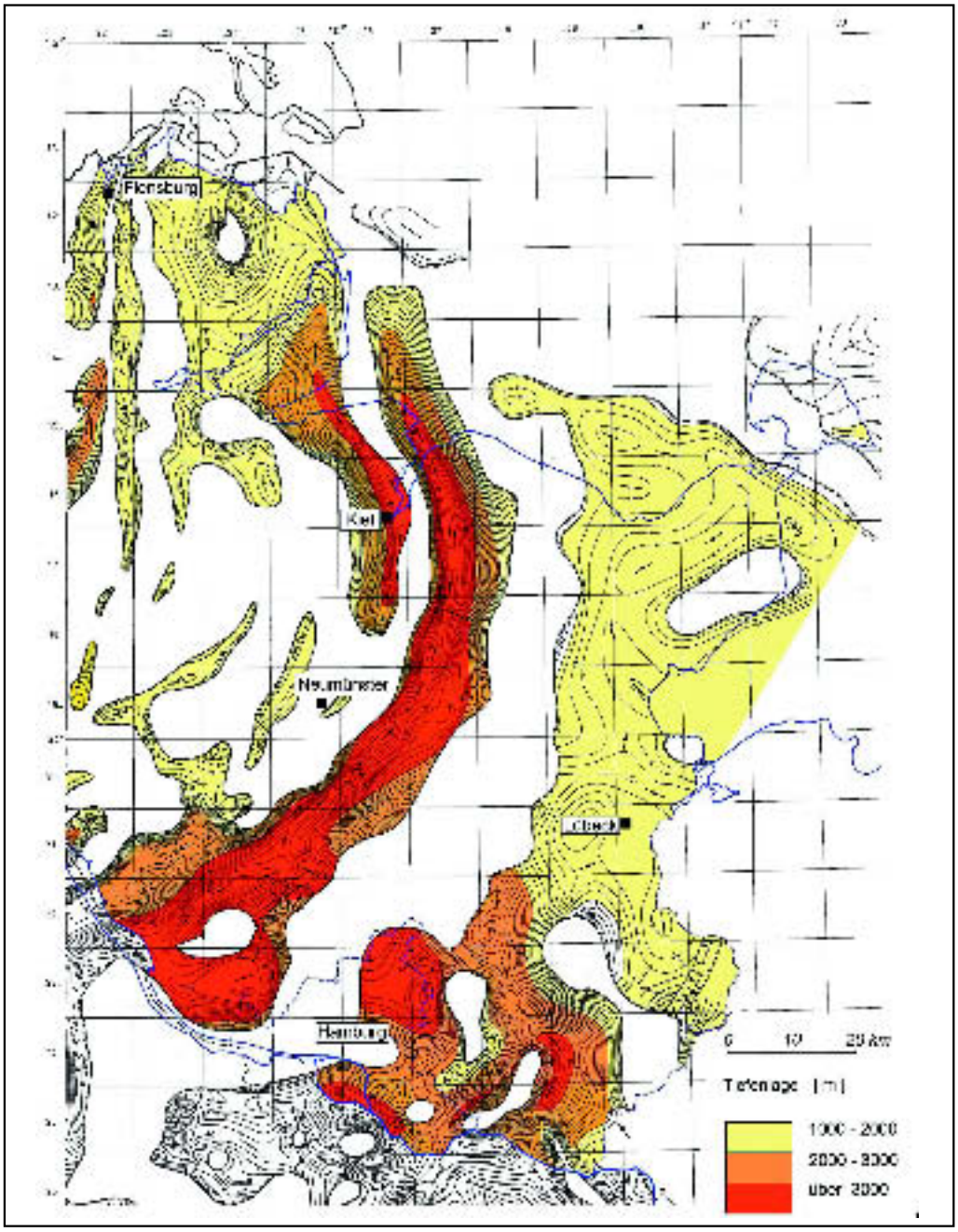
Die heutige Mächtigkeit des Rhäts ist in Abbildung 5 dargestellt. Die Tiefenlage des Rhät-Sandsteins und die Temperaturverteilung, ermittelt auf der Grundlage des mittleren geothermischen Gradienten von 3 °C / 100 m, zeigt Abbildung 6. Zur Veranschaulichung der Lagerungsverhältnisse zeigt Abbildung 7 einen Schnitt durch eine für die geothermische Nutzung geeignete Untergrundstruktur im Raum Kiel. Es handelt sich um die westliche Randsenke der Salinarstrukturen Waabs - Schwedeneck - Honigsee - Warnau, den sogenannten Schwedenecker Innentrog. Diese Randsenke erstreckt sich etwa aus dem Raum nördlich Eckernförde kommend bis knapp nördlich von Neumünster, so dass Teilbereiche der Städte Eckernförde und Kiel sowie die Gemeinden Waabs und Gettorf in ihrem tiefen Untergrund über äußerst interessante Heißwasserspeicher verfügen können. In Salzstocknähe werden aufgrund der besonders guten thermischen Leitfähigkeit der Salzgesteine die entsprechend dem normalen Gradienten von 3 °C / 100 m erwarteten Temperaturwerte möglicherweise noch übertroffen.

Bei der Beurteilung der Rhät-Sandstein-Speicher muss allerdings berücksichtigt werden, dass die in den Aufschlussbohrungen der Erdölprospektion als gute Speichergesteine beschriebenen Rhät-Sandsteine meist in strukturellen Hochlagen liegen. Erkenntisse über strukturtiefe Lagen fehlen weitgehend. An einigen Bohrungen wie beispielsweise in Hamburg-Allermöhe, wo der Rhät-Sandstein in mehr als 3000 m Tiefe liegt, wurde eine Zementation des Porenraums mit Anhydrit-Kristallen ($CaSO_4$) festgestellt, was die Eignung des Rhät-Sandstein als geothermischen Speicher an dieser Lokation stark einschränkt. Zur Problematik der Speichereigenschaften des tiefgelegenen Rhät-Sandsteins wird ein umfangreiches Untersuchungsprogramm vorbereitet.

Mittlerer Buntsandstein

Die Schichtenfolge des Mittleren Buntsandsteins wird von fünf verschiedenen Sedimentationszyklen gebildet, die im allgemeinen mit sandigen Ablagerungen an der Basis beginnen und allmählich in tonig-schluffige Sedimente übergehen (Quickborn-, Volpriehausen-, Detfurth-, Hardegsen- und Solling-Folge). Sie sind im einzelnen mehr oder weniger vollständig erhalten geblieben. Im Hinblick auf eine mögliche hydrothermale Erdwärmenutzung ist in Schleswig-Holstein nur der basale Sandkomplex der Quickborn-Folge

Abbildung 6: Tiefenlage des hydrothermal nutzbaren Rhät-Sandsteins in Schleswig-Holstein (nach KOCKEL 1996), die Temperaturen betragen 40 °C in 1000 Meter Tiefe, 70 °C in 2000 Meter Tiefe und 100 °C in 3000 Meter Tiefe.



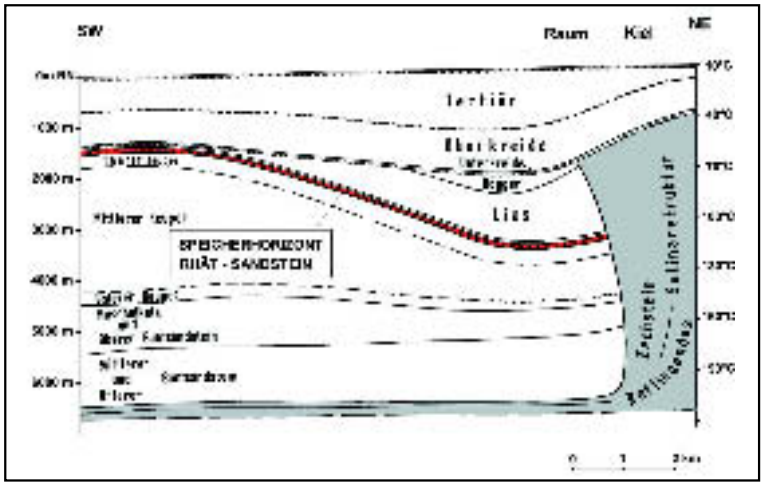


Abbildung 7: Geologischer Schnitt durch die Randsenke eines Salzstocks als Beispiel für die Lagerungsbedingungen des Rhät-Sandsteins (SCHENCK 1998)

mit dem ***Quickborn-Sandstein*** (früher als Volpriehausen-Sandstein eingestuft) flächenhaft in prospektiver Mächtigkeit ausgebildet. Er wurde in den Bohrungen Quickborn T1 (Typlokalität) und Westerhever T2 erbohrt, im östlichen Schleswig-Holstein, im Bereich des Ostholstein-Westmecklenburg-Blockes, ist er bisher noch nicht angetroffen worden. Seine Herkunft leitet sich aus der Erosion von Schwellen und Randbereichen des sich absenkenden Buntsandsteinbeckens ab. Die Verbreitung und die Mächtigkeit des Quickborn-Sandsteines ist nach RÖHLING (1999) im gesamten südlichen Schleswig-Holstein gegeben. Jedoch nur in der stabilen Scholle des Ostholstein-Westmecklenburg-Blocks liegt er in einigen Teilbereichen in einer Tiefe von <3000 m. In den übrigen Abschnitten dieses Blocks ist er wie im Bereich des zentra-

len Glückstadt-Grabens nach heutiger Einschätzung in wirtschaftlich nicht mehr erreichbare Tiefen, im Extremfall bis nahe 10.000 m (Rendsburger Scholle des Glückstadt-Grabens), abgesenkt. Im Bereich des Westschleswig-Blocks liegt er zwar teilweise auch oberhalb 3000 m, ist aber dort nur

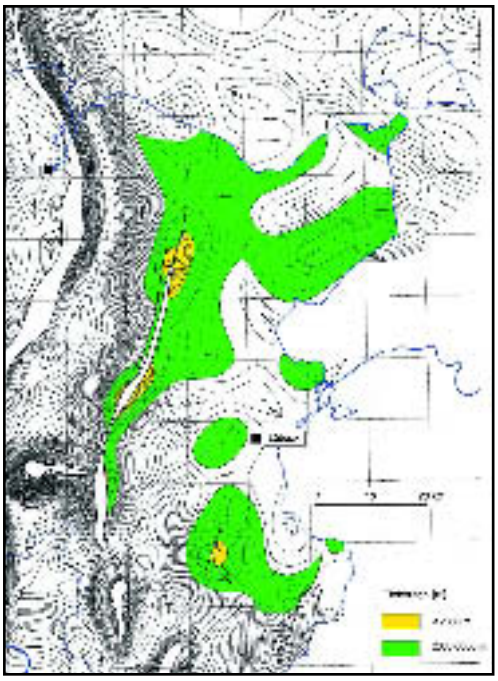


Abbildung 8 : Verbreitung des hydrothermal nutzbaren Buntsandstein-Aquifers (Quickborn-Sandstein) in Schleswig-Holstein, - [Kartengrundlage: Basis Unterer Buntsandstein, KOCKEL (1996), d.h. von den in der Karte dargestellten Teufenangaben (z.B. 35 entspricht 3500 m) sind 500 m abzuziehen, um die ungefähre Tiefenlage des Quickborn-Sandsteins zu erhalten].

weniger als 20 m mächtig.
Hieraus ergibt sich, dass der Quickborn-Sandstein nur örtlich im östlichen Schleswig-Holstein als prospektiver Heißwasserspeicher für Geothermie-Projekte zur Verfügung steht (Abbildung 8).

Zur Bestimmung des Geothermischen Potentials

Das Geothermische Potential umfasst die gesamte Wärmeenergie im Untergrund bis hin zu einer durch Bohrungen erreichbaren Tiefe. Der hiervon unter den heutigen technischen Möglichkeiten nutzbare Anteil wird als Ressource H_0 bezeichnet. Bei den Ressourcen der hydrothermalen Geothermie handelt es sich daher um die Wärmemenge der nutzbaren Grundwasserleiter, die sich aus der in der Gesteinsmatrix und dem Porenwasser gespeicherten Wärmeenergie zusammensetzt (siehe Kasten).

Für Zwecke der Landesplanung ist es sinnvoll, die Ressource pro Flächeneinheit darzustellen, um für die Nutzung der Geothermie geeignete, weniger geeignete und nicht geeignete Bereiche voneinander abgrenzen zu können.

Mit den zuvor angeführten Zahlenwerten ergibt sich für die flächenbezogene Ressource:

$$H_0 = 2{,}59 \times 10^3 \times \Delta z \times (T_T - T_0)\ [\mathrm{KJ/(m^3\ °C)}]$$

Von der gesamten Wärmemenge des Aquifers ist beim heutigen Stand der Technik nur der als Recoveryfaktor R bezeichnete Bruchteil nutzbar. Er ist von der technischen Auslegung der Anlage abhängig. Kann das geförderte Wasser im Wärmetauscher bis auf 25 °C abgekühlt werden, so ergibt sich nach HÄNEL et al. (1984) aufgrund von Erfahrungswerten ein Recoveryfaktor von

$$R = 0{,}33 \times \frac{T_T - 25\,^0C}{T_T - 10\,^0C}$$

Daraus ergibt sich für eine Tiefe von 2000 m und einer Temperatur von 70 °C ein Recovery-Faktor von 0,25. Bei einer Tiefe von 3000 m und einer Temperatur von 100°C beträgt der Recovery-Faktor 0,28.

Ein Grundwasserleiter von 50 m Mächtigkeit in einer Tiefe von 2500 m enthält demnach eine Wärmemenge von ca. $9{,}7 \times 10^9$ J/m². Bei einer genutzten Grundfläche von 1 km² ergibt sich eine Wärmemenge von $9{,}7 \times 10^{15}$ J, von denen ca. 25 % real gewinnbar sind. Diese $2{,}5 \times 10^{15}$ J entsprechen der thermischen Energie von 65×10^6 kg Rohöl, bei deren Verbrennung 220×10^6 kg CO_2 freigesetzt würden.

$$H_0 = A \times \Delta z \times ((1-ø)p_m \times c_m + ø \times p_w \times c_w) \times (T_T - T_0)$$

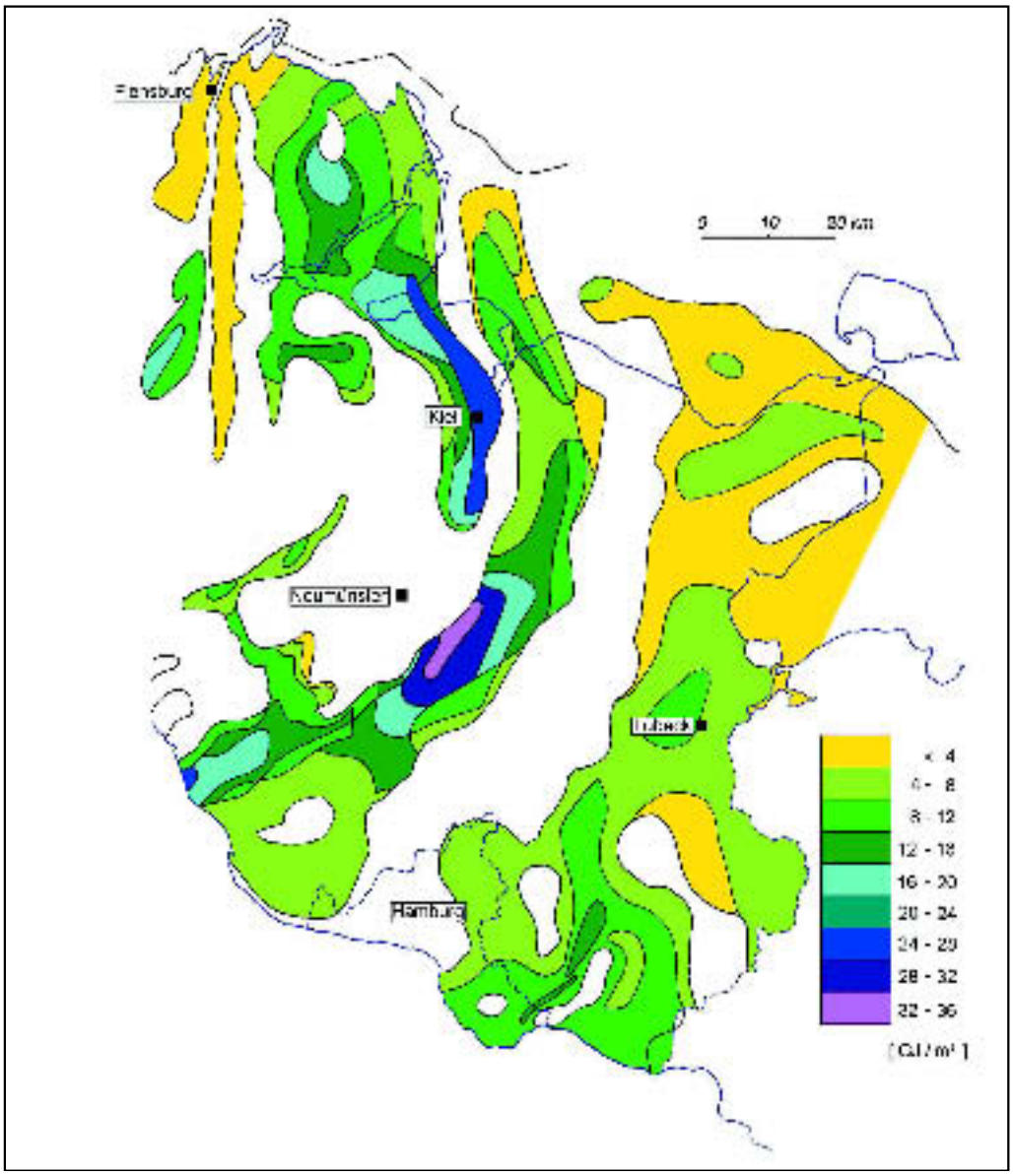
mit

A, Δz, ø	= Grundfläche, Mächtigkeit und Porosität des Aquifers, die Porosität wird mit 20% angenommen
p_m	= Dichte der Gesteinsmatrix, $2{,}6 \times 10^3$ kg/m³
p_w	= Dichte des Porenwassers, $1{,}0 \times 10^3$ kg/m³
c_m	= spezifische Wärmekapazität der Gesteinsmatrix 0,84 KJ/(kg °C)
c_m	= spezifische Wärmekapazität des Porenwassers 4,19 KJ/(kg °C)
T_T	= Temperatur am Top des Aquifers (berechnet aus der Tiefenlage und dem mittleren vertikalen Temperaturgradienten von 3 °C/100 m)
T_0	= mittlere Jahrestemperatur an der Erdoberfläche (10 °C)

(HÄNEL et al. 1984)

Da der Recovery-Faktor auf Erfahrungswerten beruht und vom Stand der technischen Entwicklung abhängig ist, wird er bei der weiteren Berechnung der geothermischen Ressourcen nicht berücksichtigt.

Abbildung 9: Verteilung der flächenbezogenen hydrothermalen Potentiale des Rhäts in Schleswig-Holstein



Horizont	Fläche	Flächenbezogenes Wärmepotential	Wärmepotential
Rhät	6900 km²	$9{,}7 \times 10^{9}$ J/m²	65×10^{18} J
Buntsandstein	1500 km²	$4{,}9 \times 10^{9}$ J/m²	7×10^{18} J
Gesamt			**72×10^{18} J**

Tabelle 1
Wärmepotential der geothermischen Speicherhorizonte in Schleswig-Holstein

In Abbildung 9 ist die flächenbezogene geothermische Ressource des ***Rhät-Sandsteins*** in Schleswig-Holstein dargestellt. Bei der Berechnung (SCHENCK et al., 2000) wurde angenommen, dass 50% der Mächtigkeit des Rhäthorizonts aus Sanden besteht und eine ausreichende hydraulische Durchlässigkeit aufweist, während die restlichen 50% aufgrund einer tonig-schluffigen Zusammensetzung nicht nutzbar sind. Hohe Ressourcen ergeben sich demnach vor allem im Raum östlich Neumünster sowie im Raum Kiel mit nördlicher Erstreckung bis in den Landschaftsraum Schwansen hinein. Aber auch im Raum Lübeck, in den östlichen Randbereichen von Hamburg sowie im Raum Glückstadt westlich von Hamburg, wo jeweils geeignete Abnehmerstrukturen zu erwarten sind, stehen nutzbare geothermische Ressourcen zur Verfügung.

Die Gesamtmenge an Wärmeenergie in den Porenwasserspeichern des Rhät, der auf einer Fläche von ca. 6900 km^2 verbreitet ist, beträgt nach dieser Berechnung 65×10^{18} J.

Der zweite potentiell nutzbare geothermische Horizont in Schleswig-Holstein ist der ***Mittlere Buntsandstein***. Dieser ist, wie oben erwähnt, in ausreichender Mächtigkeit und in einer wirtschaftlich erreichbaren Tiefenlage nur im Osten Schleswig-Holsteins innerhalb der Quickborn-Folge verbreitet (Abbildung 8). Für diesen wurde eine mittlere Tiefenlage von 2500 m und eine mittlere nutzbare Mächtigkeit von 25 m angenommen. Daraus ergibt sich ein flächenbezogenes geothermisches Potential von 5×10^9 J/m^2. Bei einer Gesamtfläche der nutzbaren Buntsandsteinaquifere von 1500 km^2 ergibt sich eine Wärmemenge von = 7×10^{18} J.

Die gesamte Wärmemenge der beiden geothermischen Speicherhorizonte beträgt 72×10^{18} J (Tabelle 1).

Diese Abschätzung des geothermischen Potentials Schleswig-Holsteins ist als Planungsgrundlage gedacht und soll vor allem die regionale Potentialverteilung aufzeigen und dadurch einen Vergleich verschiedener Standorte ermöglichen, obwohl die absoluten Werte des geothermischen Potentials dabei möglicherweise gewisse Ungenauigkeiten enthalten können.

Zum Abschluss muss aber noch darauf hingewiesen werden, dass unsere heutigen Kenntnisse der einzelnen Heißwasserspeicher für eine konkrete Beurteilung eines bestimmten Standortes nicht ausreichen. Es sind daher in jedem Fall umfängliche ergänzende Untersuchungen durchzuführen.

Literatur

BALDSCHUHN, R., FRISCH, U & KOCKEL, F. (1999): Die Strukturen im Untergrund NW-Deutschlands 1 : 500 000, BGR, Hannover

CHRISTENSEN, S., SCHENCK, P.-F. & KIRSCH, R. (1999): Geothermische Energie - Eine Perspektive für Schleswig-Holstein. - Schleswig-Holstein 10/1999:1-4.

GFZ (1999): Evaluierung geowissenschaftlicher und wirtschaftlicher Bedingungen für die Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen. - Geothermie Report 99-2, Geoforschungszentrum Potsdam

FRISCH, U. & KOCKEL, F. (1998): Quantifizierung altkimmerischer Bewegungen in NW-Deutschland, Teil 2: Tektonik und Epirogenese im Keuper. - Archiv-Nr. 115250, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover

GAUPP, R. (1991): Zur Fazies und Diagenese des Mittelrhät-Hauptsandsteins im Gasfeld Thönse. -Nds. Akad. Geowiss. Veröfftl., 6: 34-55, Hannover

HÄNEL, R., KLEEFELDT, M. & KOPPE, I. (1984): Geothermisches Energiepotential - Abschätzung der geothermischen Energievorräte an ausgewählten Beispielen in der Bundesrepublik Deutschland. - Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben, Hannover

KOCKEL, F. (Projektleitung) (1996): Geotektonischer Atlas von NW-Deutschland, 1:300000. - Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover

KOCKEL, F.(1999): Geotektonischer Atlas von NW-Deutschland 1 : 300 000, Teil 18: Die paläogeographische und strukturelle Entwicklung Nordwestdeutschlands, Band 3: Der Zechstein, die Trias. - BGR, Hannover (unveröffentlichter Bericht)

LEMALE, J. & PIVIN, M. (1989): La Filière Géothermique - premier bilan - Evaluation technico-économique de la géothermie basse énergie en France. - Agence Française pour la Maîtrise de l'Énergie, 2. Édition, 80 S.

RÖHLING, H.-G.(1999, im Druck): The Quickborn Sandstone - a new lithostratigraphic unit in the lowermost Middle Buntsandstein (Scythian) - Z. angew. Geol. 48,2: 6 figs, 1 table; Hannover

SCHENCK, P.-F. (1998): Heißwasser als Heizwasser. - Landesamt für Natur und Umwelt des Landes Schleswig-Holstein - Jahresbericht 1997: 35 - 38, 4 Abb., Flintbek

SCHENCK, P.-F. & HINSCH, W. (1991): Übersicht über die geologischen Voraussetzungen für eine energetische Nutzung der Erdwärme in Schleswig-Holstein - Bericht des Geologischen Landesamtes Schleswig-Holstein (unveröffentlicht)

SCHENCK, P.-F., KIRSCH, R. & CHRISTENSEN, S. (2000): Das Geothermische Potential in Schleswig-Holstein. - Z. angew. Geol. 46/3: 130-137

Hydrothermale Geothermie: Tiefenwasser als Heizwasser - Technologie - Beispiele - Erfahrungen

Herbert Schneider

Die Erschließung und Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen bietet die Möglichkeit einer umweltfreundlichen Wärmeerzeugung und der Versorgung von Wärmeabnehmern zu jeder Tages- und Jahreszeit im Megawatt-Leistungsbereich. Wärmeträger ist Thermalwasser oder Thermalsole, die aus Tiefen bis zu 2.500 m (bisweilen auch mehr) über Bohrungen zutage gefördert werden können. Durch technische Anlagen unter Einsatz geeigneter Werkstoffe werden schädigende Einflüsse auf die Umwelt vermieden.

In Deutschland beträgt die gegenwärtig installierte Wärme-Leistung von Thermalwasseranlagen ungefähr 50 MW_{th}. Ein großer Anteil entfällt auf die geothermischen Heizzentralen (GHZ) in Mecklenburg-Vorpommern (Tabelle 1). In den Städten Waren/ Müritz, Neubrandenburg und Neustadt-Glewe existieren Anlagen zur Versorgung von Wohnkomplexen und anderen Gebäuden mit Raumwärme und zur Gebrauchswarmwasser-Bereitung.

Mit diesen und weiteren in Deutschland errichteten GHZ´s ist die technologische Machbarkeit einer Wärmeerzeugung im MW-Leistungsbereich und im Falle der nordostdeutschen Anlagen unter den besonderen Bedingungen eines hohen Salzgehaltes der Thermalwässer nachgewiesen.

	Neubrandenburg	Waren (Müritz)	Neustadt-Glewe
Inbetriebnahme Modernisierung	1988 1994-1995	1984 1994-1996	1995
installierte Leistung Anteil Geothermie	16,44 MW_{th} 3,85 MW_{th} = 24,4 %	6,2 MW_{th} 1,6 MW_{th} = 25,8 %	16,4 MW_{th} 6,5 MW_{th} = 39,6 %
jetziger Wärmebedarf zukünftig	12,50 MW_{th} 15,50 MW_{th}	5,2 MW_{th}	8,7 MW_{th} 11,1 MW_{th}
Gesamtwärmelieferung Anteil Geothermie	45.000 MWh/a 62 %	13.400 MWh/a 63 %	15.180 MWh/a 93 %

Tabelle 1
Daten der nordostdeutschen Geothermischen Heizzentralen

Für die Erschließung hydrogeothermaler Potentiale ist es aus wirtschaftlicher Sicht notwendig, dass die Thermalwasservorräte ausreichend groß sind und Förderleistungen von mehr als 50 m^3/h über die Tiefbohrungen realisiert werden können. Letzteres gilt unter den Bedingungen von Thermalsolen sowohl für die Gewinnung als auch für die Rückführung der ausgekühlten Sole in den Untergrund, die Reinjektion.

Ausgehend von der Leistungsfähigkeit einer Bohrungsdoublette von 1,5 bis 6 MW und mehr sind für die Realisierung der Wärmeerzeugung entsprechende Abnahmebedingungen erforderlich.

Geothermische Heizwerke sind infolge ihrer Technologie Grundlastanlagen. Zur Ausschöpfung der installierten Kapazitäten werden hohe Voll-Laststunden-Zahlen notwendig. Die geothermische Wärme ist weitestgehend im energetisch effizienten direkten Wärmeübergang vom Thermalwasser auf das Heiznetzwasser zu übertragen. Da in Norddeutschland überwiegend niedrigthermale Lagerstätten mit einer Thermalwassertemperatur von 40 bis ungefähr 100 °C vorkommen, sind Heiznetzparameter mit niedrigen Rücklauftemperaturen anzustreben. Wärmepumpen können danach auf effiziente Weise der weiteren Auskühlung des Thermalwassers dienen. In jedem Fall muss die Systemauslegung der geothermischen Anlage standortkonkret erfolgen.

Eine geothermische Heizzentrale besteht aus einem unterirdischen (untertägigen) und einem oberirdischen (übertägigen) Anlagenteil.

Der Untertageteil - die Geothermiebohrungen

Die Erschließung von hydrothermalen Tiefenwässern erfolgt über Bohrungen, die sowohl der Erkundung der Wärmelagerstätten und als auch der Nutzung der geothermischen Speicher dienen.

Da die Bohrungskosten den Hauptanteil der erforderlichen Investitionen für eine Geothermieanlage bilden, müssen alle für die geologische Erkundung und Untersuchung der geothermischen Ressourcen niedergebrachten Bohrungen technisch nachnutzbar sein. Probebohrungen sind von vornherein auszuschließen.

Der Aufschluss von Nutzhorizonten erfolgt im wesentlichen mit Hilfe bekannter Bohrtechnologien des Erdöl- und Erdgassektors. Teilweise fließen auch Erfahrungen aus dem Grundwasserbereich mit ein.

Durch Anpassung der Verfahren auf die geothermiespezifischen Bedingungen und deren Anwendung bei über 35 Tiefbohrungen seit 1981 in Norddeutschland konnten durch die Geothermie Neubrandenburg GmbH wichtige Erfahrungen gesammelt werden.

Vorbereitet ist die Integration der Richtbohrtechnik in zukünftige Projekte. Dabei wird die erste Bohrung an einem neuen Standort mit dem Charakter einer Explorationsbohrung und einem angemessenen geologischen Untersuchungsprogramm zweckmäßigerweise vertikal niedergebracht werden. Bei nachgewiesener Eignung dieser Lokation (durch Leistungstest, Wasseranalysen etc.) kann dann die nachfolgende zweite Bohrung der Doublette als gerichtete Bohrung in geringer Entfernung von der ersten Lokation beginnen.

Das Übertagesystem

Eine Geothermische Heizzentrale verfügt über Betriebspunkte, die sich wie im Falle Neustadt-Glewe in Mecklenburg-Vorpommern oder im polnischen Pyrzyce nahe Stettin an drei örtlich voneinander getrennten Positionen befinden können. Hinzu kommt eine erdverlegte Thermalwasserleitung, die die Bohrungen miteinander verbindet. Bei Einsatz der Richtbohrtechnik wird es möglich, alle Funktionseinheiten an einer Stelle zu konzentrieren. Damit kann z.B. die über 1 000 m lange Thermalwasserleitung auf nur wenige Meter verkürzt werden.

Der übertägige Abschnitt des Thermalwassersystemes bildet das Bindeglied zwischen dem thermischen Potential im Untergrund und der Abnehmeranlage, d.h. der zeitlich und örtlich variablen Wärmenachfrage für Heizung, Warmwasser und Prozesswärme.

Der prinzipielle Aufbau eines Thermalwasserkreislaufes ist in der Abbildung 1 ***des Artikels Schenck/Kirsch "Das Geothermische Potential Schleswig-Holsteins" Seite 18 dargestellt.***

Die Anforderungen an die Gestaltung des Thermalwasserkreislaufes werden einerseits von den physikalisch-chemischen Eigenschaften des Thermalwassers und der Ausbildung der geothermischen Lagerstätte, andererseits vom Platz der geothermischen Versorgung im Gesamtkonzept der Wärmeerzeugeranlage bestimmt.

Maximale Versorgungssicherheit und minimale Beeinträchtigung der Umwelt über lange Zeiträume sind die Anforderungen an den Thermalwasserkreislauf. Zur Versorgungssicherheit gehört, dass die Qualität der geothermischen Lagerstätte auf nutzbarem Niveau erhalten wird und die technische Ausrüstung den Anforderungen über eine Lebensdauer von 30 Jahren gewachsen ist.

Das Beispiel Neustadt-Glewe

Die Geothermische Heizzentrale (GHZ) Neustadt-Glewe ist ein Beleg für die Möglichkeit einer Wärmeproduktion unter extremen geologischen Bedingungen mit hochmineralisiertem Tiefenwasser als Wärmeträger und einer Temperatur von nahezu 100 °C. Seit Ende 1994 wird diese Anlage mit Erfolg zur Versorgung von Wohngebäuden und eines Gewerbeparkes mit Raum- und Prozesswärme betrieben. Bestätigt wurde die Richtigkeit der gewählten technischen und technologischen Lösungen.

Die Gesamtleistung des Heizwerkes mit peripheren Anlagen beträgt 16,4 MW_{th}; der geothermische Anteil beträgt 6,5 MW_{th}. Ein Gaskessel mit einer Leistung von 4,8 MW_{th} dient als Spitzen- und Redundanzsystem. Zwei Ölkessel mit einer Leistung von 5,6 MW_{th} sind im Wohnareal vorhanden und können ebenfalls als Spitzen- und Redundanzeinheit genutzt werden.

Die wesentlichen Daten der GHZ sowie die chemische Zusammensetzung des Tiefenwassers sind in den Tabellen 2 und 3 zusammengestellt.

Anzahl der Bohrungen	2
Temperatur am Bohrungskopf	97 °C
Fördervolumen	40 – 120 m^3/h
Entfernung zwischen den Bohrungen	1.350 m
Länge der Thermalwasserleitung	1.780 m (GFK-Rohre)
Tiefenlage des Aquifers	2.216 – 2.248 m
Stratigraphie	Keuper / Rhät (Contorta-Sandstein)
Mächtigkeit des Nutzhorizontes	67 m
Nutzporosität	25,6% (nach Bohrlochmessungen)
Permeabilität	0,3 – 1,0 x 10^{-12} m^2
Schichttemperatur	98 – 100,5 °C
Produktivität	183 m^3/(h MPa)
Injektivität	265 m^3/(h MPa)

Tabelle 2
Technische und geologische Daten der GHZ Neustadt-Glewe

K^+	950 mg/l	0,32 mval%
Na^+	73.000 mg/l	42,14 mval%
Ca^+	8.670 mg/l	5,74 mval%
Mg^{2+}	1.600 mg/l	1,75 mval%
NH_4^+	81 mg/l	0,06 mval%
$Fe^{2+,3+}$	>50 mg/l	
Cl^-	133.000 mg/l	49,77 mval%
Br^-	400 mg/l	0,07 mval%
I^-	6 mg/l	0,00 mval%
SO_4^{2-}	515 mg/l	0,14 mval%
HCO_3^{2-}	25 mg/l	0,01 mval%
Gesamtionisation	218.000 mg/l	
Dichte	1,147 kg/m^3	
pH	4,7	

Tabelle 3
Chemische Zusammensetzung der Thermalsole in Neustadt-Glewe

Wärmeerzeugung gesamt	15.739 MWh
Anteil Geothermie	93%
Primärenergieverbrauch	
- Heizöl	0%
- Gas	7%
- Geothermie	93%
verbrauchsgebundene Kosten	
- Bezug von Gas	25%
- Bezug von Strom für die GHZ	44%
- Bezug von Strom für das Heiznetz	31%
durchschnittliche verbrauchsgebundene Kosten	12,78 DM/MWh

Tabelle 4
Ergebnisse der Wärmeerzeugung 1998 der GHZ Neustadt-Glewe

Die GHZ Neustadt-Glewe hat drei Betriebspunkte:

- Förderbohrung, Stationsgebäude mit Steuerungsteil für die elektrische Unterwassermotorpumpe, Ausgleichsbehälter, Grobfiltereinheit, Druckhaltesystem, Slopgrube
- Zentralgebäude mit Wärmeübertrager, Spitzenkessel, Ausrüstungen für Heiznetzwasser, Betriebsmess- und Steuerungssysteme, Büroräume, Demonstrationssaal
- Injektionsbohrung, Stationsgebäude mit Verpresspumpe (bisher nicht in Nutzung), Ausgleichsbehälter, Feinfiltereinheit, Druckhaltesystem sowie im Freigelände ein Slopsammelbehälter.

Einige Daten der Wärmeerzeugung im Jahre 1998 sind in der Tabelle 4 zusammengefasst. Mit Wärme wurden Ende 1998 mehr als 1 300 Haushalte, 20 Gewerbekunden und ein größeres Unternehmen mit Prozesswärme versorgt. Es konnten im gleichen Jahr rd. 1,7 Mio m^3 Gas eingespart und die CO_2-Emission um rd. 2 700 t reduziert werden.

Die Möglichkeit der Nachnutzung von Altbohrungen

In Schleswig-Holstein existiert eine Vielzahl von Tiefbohrungen, teilweise sind sie bereits verfüllt und auf der Erdoberfläche nicht mehr zu erkennen. In der Erde erhalten ist die Verrohrung und oftmals ist sie in einem noch nutzungsfähigen Zustand.

Befindet sich in der Nähe einer derartigen Bohrung eine hinreichende Abnehmerstruktur von Wärme und erlauben es alle anderen Voraussetzungen - nicht nur die geologischen - dann bietet es sich an, eine Altbohrung wieder aufzuwältigen (nutzbar zu machen) und das Thermalwasser zu erschließen.

Ein Beispiel gibt Arendsee in der Altmark. Hier wird ein Projekt zur wärmetechnischen und balneologischen Nutzung von Thermalsole mit beachtlicher Unterstützung des Landes Sachsen-Anhalt realisiert. Das Ziel bestand darin, die Erschließung mittels der verfüllten und übertägig vollkommen rückgebauten Erdgassuchbohrung E Arendsee 10/82 durchzuführen.

Das geologische Untersuchungsprogramm war auf der Grundlage vorangegangener Recherchen auf einen Sandsteinkomplex der Formation Unterkreide/Wealden als potentiellen Nutzhorizont ausgerichtet. Entsprechend waren die technischen Arbeitsschritte

- Auffinden des Bohrpunktes
- Errichten des Bohrplatzes von ca. 60 x 40 m Fläche
- Errichten des Bohrkellers
- Aufwältigen der verfüllten Bohrung
- Aufschließen des Nutzhorizontes (Sandsteine des Wealden)
- Testen des Nutzhorizontes

zu planen und zu realisieren. Einzuholen waren die berg- und wasserrechtlichen Erlaubnisse.

Die Aufwältigung der Bohrung erfolgte durch Aufbohren mit einem Rollenmeißel sowie durch partielles Aufspülen mit Klarwasser. Die Prüfung des Zustandes der Casings (Bohrlochverrohrung) ergab, dass keine über den Toleranzbereich der Rohre liegende Durchmesserveränderungen vorliegen; die Rohrtour über den Messbereich von 0 bis 1900 m ist in einem guten Zustand.

Nach Perforation wurde mit dem Leistungstest Thermalsole mit einem für das Vorhaben realisierbaren Volumenstrom nachgewiesen.

Überraschend war die während der Testarbeiten mit einem elektronischen Tiefenthermometer gemessene Temperatur; sie betrug 75,5 °C bei etwa 1550 m und liegt 10 °C über dem regionalen Durchschnitt. Eine erneute Messung nach 45 Tagen ergab 76 °C und bestätigte das für die vorgesehene Wärmeerzeugung günstigere Ergebnis. Der Temperaturgradient von 4,34 °C/100 m verweist auf den Einfluss der in der unmittelbaren Nachbarschaft gelegenen Salzstruktur.

Die chemische Kurzcharakteristik des Schichtfluids ergab das Vorhandensein einer natürlich reinen, hochmineralisierten, jodhaltigen Thermalsole vom Natrium-Chlorid-Typ. Der Gesamtmineralgehalt beträgt etwa 218 g/l. Dem Einsatz im balneologischen Sektor steht aus dieser Sicht ein wertvolles Medium zur Verfügung.

Die mit dem Leistungstest nachgewiesenen geothermische Parameter

- Thermalwassertemperatur (Schichttemperatur) 75,5 °C
- erwartete Nutztemperatur am Bohrlochkopf 72,5 °C
- Volumenstrom >50 m³/h

verweisen auf ein nutzbares geothermisches Wärmepotential von rd. 3,0 MW.

Eine besondere Form der Nachnutzung einer bestehenden Bohrung ist die Installation einer ***Tiefen Erdwärmesonde (siehe Schenck/Kirsch "Das Geothermische Potential Schleswig-Holsteins ab S. 18)***. Bisher wohl einmalig in Deutschland ist das mit Förderung des Landes Brandenburg und der EU geschaffene Beispiel in Prenzlau. Auf 2800 m wurde eine ehemalige Bohrung der stillgelegten hydrothermalen Geothermieanlage vertieft und in ein geschlossenes Zirkulationssystem mit einer Wärmepumpe eingebunden. Dieses Zirkulationssystem ist als Koaxialrohr ausgeführt, wie es bereits im Beitrag ***von Storm (ab S. 9) beschrieben wurde.***

Die bis zur Sohle der Bohrung auf 108,5 °C zunehmende Gesteinstemperatur ermöglicht es, dass sich das nach unten fließende Wasser aufheizt. Beim Wiederaustritt aus dem Steigrohr hat das Wasser eine Temperatur von über 40 °C und gestattet eine Wärmeausbeute von rd. 400 kW. Diese Erdwärme wird zur Grundlastversorgung eines Wohngebietes genutzt und deckt über 20 % des Bedarfes vom Fernwärmenetz Prenzlau-West. Das Wärmeträgermedium ist sauberes, aufbereitetes (entsalzt, entgast) Wasser und führt zu keiner Korrosion - ein Vorteil dieser Technologie.

Das Verfahren der tiefen Erdwärmesonde bietet sich vordergründig für aufgelassene Altbohrungen an, die sich in unmitttelbarer Nähe eines Wärmebedarfes befinden.

Wirtschaftliche und ökologische Aspekte bei der Nutzung der Erdwärme des tiefen Untergrundes

Ernst Huenges

Zusammenfassung

Man kann in der Bundesrepublik Deutschland auf über 10-jährige erfolgreiche Betriebserfahrungen mit Geothermischen Heizanlagen zurückblicken, wobei auch besondere Anforderungen, z.B. eine sehr hohe Salinität des Thermalwassers, beherrscht werden. Geothermische Wärmebereitstellung kann schon heute, insbesondere bei großen Anlagen und geeigneten Abnehmern, mit konventioneller Wärmebereitstellung wirtschaftlich konkurrieren.
Die Errichtung und Entsorgung einer Geothermischen Heizzentrale erfordert einen höheren Energie- und Materialeinsatz als entsprechende konventionell betriebene Anlagen. Dieses hat aber, bezogen auf die gesamte Lebensdauer der Anlage, nahezu keinen Einfluss auf treibhausrelevante Emissionen. Je nach Anlagenkonfiguration reduzieren sich die CO_2-Äquivalente um bis zu 82 % im Vergleich zu den fossil gefeuerten Heizanlagen. Weitere Umweltauswirkungen (thermische und geomechanische Beeinflussungen, stoffliche Freisetzungen) sind bei der derzeitigen Nutzungstechnologie als untergeordnet anzusehen. Die Nutzung der Erdwärme des tieferen Untergrundes bietet sich als umweltschonende und nachhaltige sowie ständig verfügbare Möglichkeit der Energieversorgung der Zukunft an. In einem liberalisierten Markt für regenerative Energiebereitstellung kann Erdwärme eine Spitzenstellung einnehmen. Eine breite Markteinführung wird möglich, wenn potentiellen Investoren langfristige Sicherheiten für die erforderlichen hohen Anfangsinvestitionen gegeben werden.

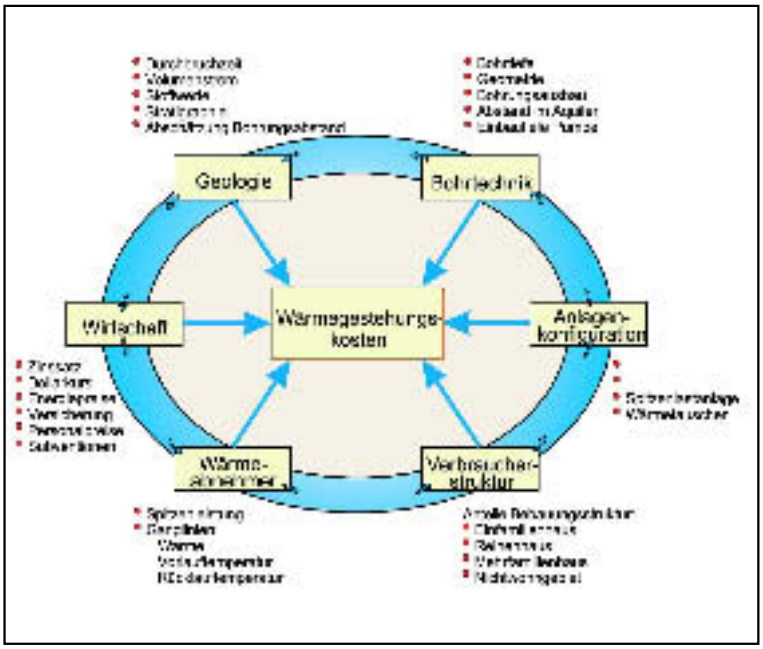


Abbildung 1
Darstellung der übergeordneten Einflussgrößen bei der Berechnung der Wärmegestehungskosten. Jeder Kasten entspricht einer Fachrichtung, von der standortspezifische Angaben erwartet werden. Die fachspezifischen Vorgaben sind jeweils mit den Komponenten in den anderen Blöcken verknüpft.

Wirtschaftliche Aspekte

Wirtschaftliche Einschätzungen der Nutzung hydrothermaler Ressourcen bauen auf belastbaren Anlagenkosten auf. Aufgrund der Komplexität und der Vielschichtigkeit der Zusammenhänge bei der Kostenermittlung für geothermische Wärmebereitstellung müssen Einflussfaktoren in größeren thematischen Blöcken zusammengestellt und diese dann untereinander verknüpft werden (Abbildung 1).

Analyse und Beschreibung der Abnehmerstrukturen

Die Wirtschaftlichkeit von Geothermieanlagen wird von der Abnehmerstruktur ganz wesentlich beeinflusst. Um diese Wirkung möglichst genau zu beschreiben, ist die Kenntnis von geordneten Jahresganglinien der Abnehmersysteme erforderlich. Die Berechnung der Wärmegestehungskosten sind mit weiteren abnehmerseitigen Vorgaben (Auslegungsleistung, Volllaststundenzahl, Heiznetzparameter) ebenso gekoppelt wie Investitionskosten (z.B. Wärmetauscher, Filtersysteme, Slopbehälter, Prozessregelung etc.).

Einfluss der Netztemperaturen

Bei der Analyse der Wärmegestehungskosten ist eine ausschließliche Betrachtung in Abhängigkeit der Leistungsparameter im Heiznetz nicht ausreichend. Zusätzlich

müssen die Einflüsse der Temperaturparameter im Netz betrachtet werden. Durch die Absenkung der Netztemperaturen ist es möglich, einen größeren Anteil an geothermischer Leistung in das Wärmenetz zu liefern (Abbildung 2). Daraus resultiert eine "Einsparung" von Spitzenlastenergie, die sonst unter Einsatz von konventionellen Treibstoffen bereitgestellt werden muss und deren Verwendung sich im Anteil der verbrauchsgebundenen Kosten niederschlägt.

Die Anpassung der Temperaturparameter im Abnehmernetz an die Lieferbedingungen der Geothermieanlage ergibt eine signifikante Kostensenkung aufgrund der Reduzierung des Anteils dieser verbrauchsgebundenen Kosten. Bei gleichbleibenden Wärmegestehungskosten kann dieser Kostenvorteil in ein äquivalentes Investitionspotential umgerechnet werden, welches zur Verfügung stände, um die entsprechenden Temperaturparameter im Netz herzustellen.
Es bleibt im Einzelfall zu überprüfen, ob dieses Potential ausreicht, um die im Heiznetz erforderlichen Änderungen zu finanzieren. Sind die Investitionskosten für eine Realisierung dieser Veränderungen niedriger als das ausgewiesene Potential, so können bestehende Heiznetze umgerüstet und gleichzeitig die Wärmegestehungskosten gesenkt werden.

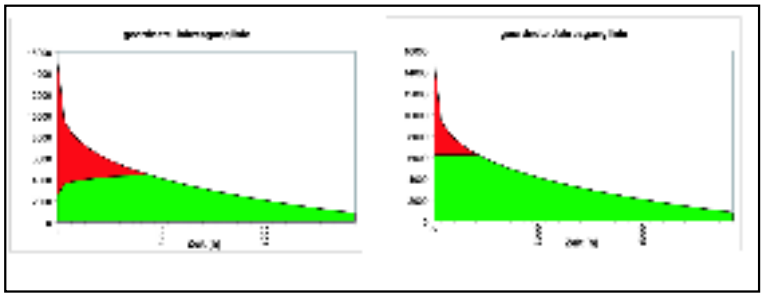


Abbildung 2
Jahresganglinien von Heizanlagen mit unterschiedlicher Temperaturauslegung, grün: durch Erdwärme bereitgestellte Grundlast, rot: mit konventionellen Treibstoffen erzeugte Spitzenlast. Die Vorlauf-/Rücklauftemperaturen betragen im linken Bildteil 90/60 °C und im rechten Bildteil 65/35 °C. Der Anteil der geothermischen Energie an der Jahreswärmemenge beträgt links 79,1 % und rechts 92,6 %. Weitere Berechnungsparameter: Anlagenleistung 15 MW, 2100 Volllaststunden, Thermalwassertemperatur 96 °C, Volumenstrom 100 m³/h

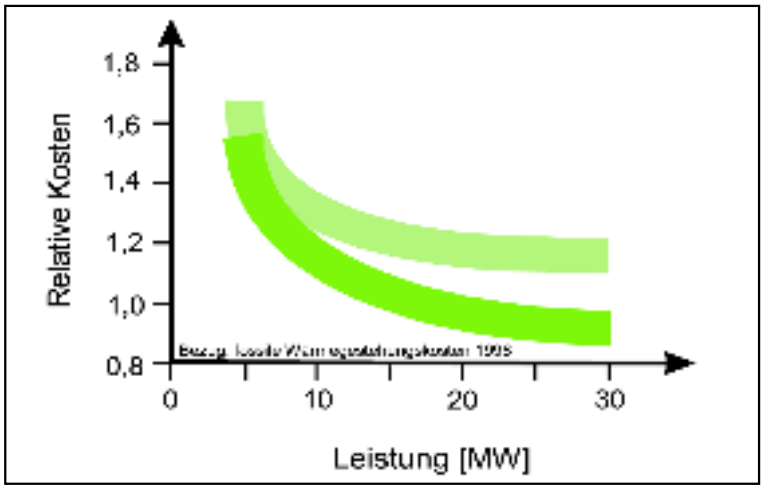


Abbildung 3
Schematische Darstellung der Abhängigkeit der Wärmegestehungskosten geothermischer Heizwerke von der Auslegungsleistung des Heizwerkes und den Lagerstättenparametern. Bei Lagerstättentyp I ist die Temperatur des geförderten Wassers zu gering und es muss eine Wärmepumpe nachgeschaltet werden, was bei Typ II aufgrund einer höheren Wassertemperatur nicht erforderlich ist.

Sensitivitätsanalysen
Die Wärmegestehungskosten geothermischer Heizwerke nehmen mit steigender Anlagenleistung ab. Die Systemtechnik von Geothermieanlagen ist jedoch stark von den Gegebenheiten vor Ort abhängig: Einflussgrößen wie Temperatur, Salinität und Förderraten der Tiefenwässer sowie die lokale Abnehmerstruktur führen zu Unterschieden in der Auslegung der Heizzentralen. Dies ist in Abbildung 3 demonstriert, in der die Wärmegestehungskosten für zwei unterschiedliche Lagerstättentypen (tiefer geothermischer Horizont, hohe Thermalwassertemperatur, aber hohe Bohrkosten oder flacherer Horizont mit geringerer Temperatur und entsprechend geringeren Bohrkosten, dafür aber zusätzlicher Einsatz von Wärmepumpen) verglichen werden.

Trotz der höheren Kosten für tiefere Bohrungen führen die damit erreichbaren höheren Thermalwassertemperaturen zu geringeren Wärmegestehungskosten. Dies ist auf den höheren Geothermieanteil an der Jahreswärmemenge zurückzuführen. Die höheren Investitionskosten für die tieferen Bohrungen werden durch die reduzierten verbrauchsgebundenen Kosten (Brennstoffkosten Spritzenlastanlage) mehr als ausgeglichen.

Große Anlagen mit zusätzlicher Temperaturerhöhung durch eine Wärmepumpe können demnach Wärme mit nur ca. 20 % höheren Kosten gegenüber konventionell gefeuerten Anlagen bereitstellen. Bei höheren Thermalwassertemperaturen sind große Anlagen im Vergleich sogar konkurrenzfähig. Zu beachten ist, dass wie bei allen regenerativen Energiebereitstellungen hohe Investitionskosten und niedrige Betriebskosten üblich sind.

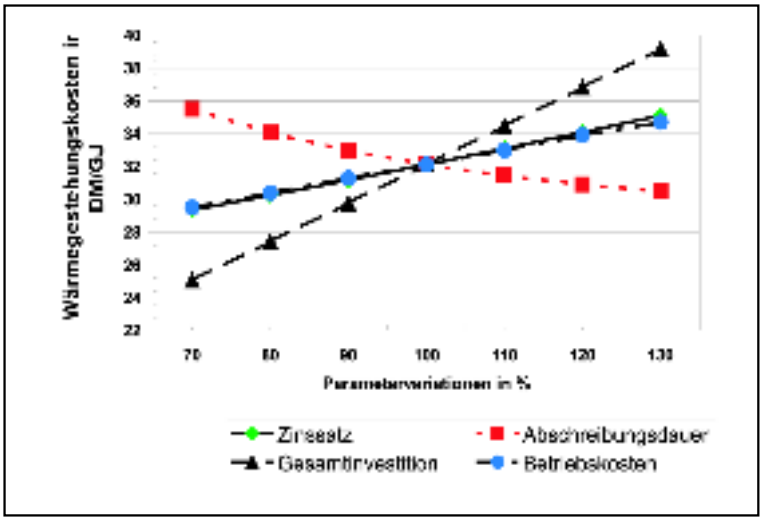


Abbildung 5:
Parametervariationen für berechnete Wärmegestehungskosten frei Verbraucher (inkl. Fernwärmenetz).
Zinssatz 4 % = 100 %;
Abschreibungsdauer 30 Jahre = 100 %;
Gesamtinvestitionen 18.207 TDM = 100 %;
Betriebskosten 559 TDM/a = 100 %.

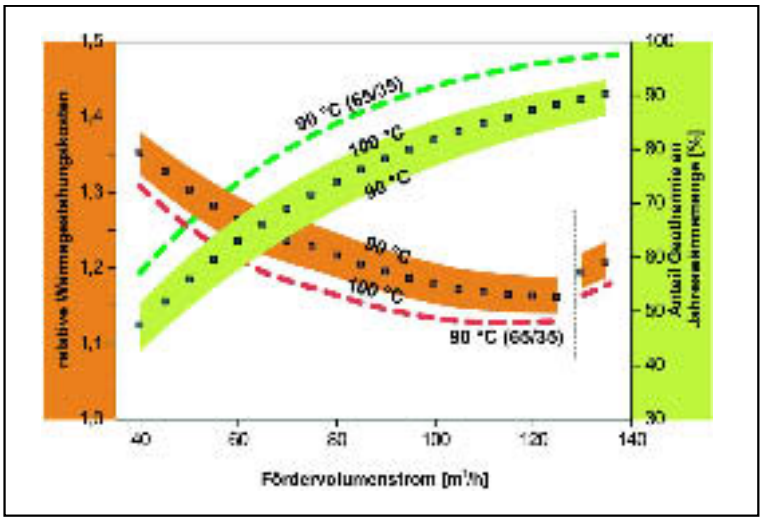


Abbildung 4:
Relative Wärmegestehungskosten (Verhältnis geothermisch/konventionell) und Anteil der Geothermie an der Jahreswärmemenge bei variablen Förderraten und unterschiedlichen Thermalwassertemperaturen einer geothermischen Heizzentrale mit 15 MW Spitzenleistung. Berechnungsgrundlagen: Heiznetzparameter 90 °C Vorlauf- / 70 °C Rücklauftemperatur, 2000 Vollaststunden, 30.000 MWh Jahreswärmemenge. Zusätzlich dargestellt ist der Einfluss einer Heiznetzoptimierung: Heiznetzparameter 60 °C Vorlauf- / 35 °C Rücklauftemperatur führen bei gleicher Thermalwassertemperatur zu einer deutlichen Erhöhung des geothermischen Anteils an der Jahreswärmemenge und damit verbunden zu niedrigeren Wärmegestehungskosten.

Die Abhängigkeit der Wärmegestehungskosten von lokalen Gegebenheiten werden in der Abbildung 4 nochmals deutlich gemacht: Die Wärmegestehungskosten variieren entsprechend der Förderrate. Bei zu niedrigen Förderraten, bedingt z.B. durch die Reservoireigenschaften, ist mit spezifisch höheren Investitionskosten (z.B. Bohrkosten) zu rechnen. Höhere Förderraten verursachen höhere Kosten, da die Anlage entsprechend größer ausgelegt werden muss (z.B. Rohrleitungen, Pumpen etc.). Das Optimum liegt bei dieser Anlagenkonfiguration bei einer Förderrate von ca. 125 m³/h. Bei höheren Förderraten müssen die verbindenden Rohrleitungen einen größeren Durchmesser aufweisen. Die entsprechend höheren Investitionskosten führen zu einem Kostensprung. Die Abbildung 4 zeigt auch den positiven Effekt einer tieferen Bohrung. Deutlich wird aber auch, dass eine Optimierung der Heiznetzparameter hin zu niedrigeren Vorlauf- und Rücklauftemperaturen einen noch größeren Einfluss auf die Wärmegestehungskosten hat.
Demnach haben die Investitionen den größten Einfluss auf die Wärmegestehungskosten frei Verbraucher (Abbildung 5). Eine Kosteneinsparung von 30 % würde für dieses Beispiel zu einer Verringerung der Wärmegestehungskosten um etwa 7 DM/GJ (ca. 22 % bzw. 2,5 Pf/kWh) führen. Die Betriebskosten und der Zinssatz könnten bei einer Verringerung um knapp ein Drittel eine Reduktion der Wärmegestehungskosten von etwa 2,5 DM/GJ ermöglichen. Durch eine Verlängerung der Abschreibungsdauer könnten die Wärmegestehungskosten um bis zu 2 DM/GJ gemindert werden.

Der Einfluss der Kosten für konventionelle Brennstoffe und der Investitionen für die Bohrungen auf die Wärmegestehungskosten ist in Abbildung 6 dargestellt. Es wurden Kosten am Anlagenausgang berechnet, da sowohl die geothermische als auch die konventionelle Anlage die gleiche Versorgungsaufgabe erfüllen müssen. Wie deutlich zu erkennen ist, führen höhere Kosten für fossile Brennstoffe zu einer deutlichen Verbesserung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses für geothermische Anlagen.

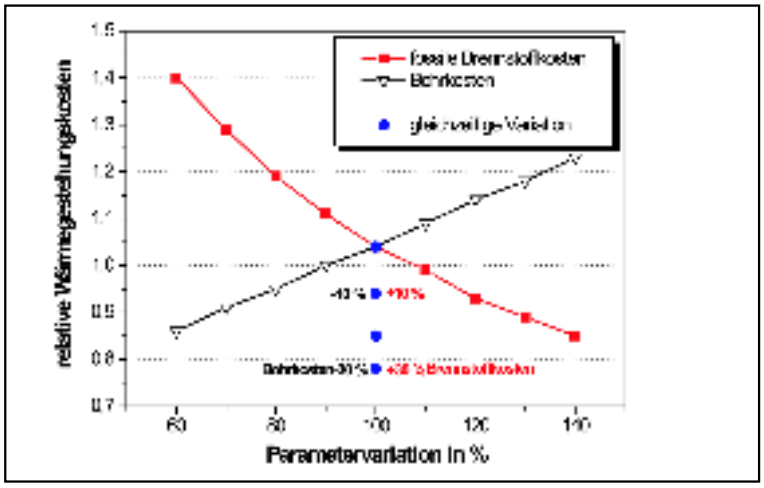


Abbildung 6:
Einfluss von Bohrkosten und Kosten fossiler Brennstoffe auf die Wärmegestehungskosten geothermischer Heizwerke im Vergleich zu vergleichbarer konventioneller Wärmebereitstellung. Höhere Brennstoffkosten und niedrigere Bohrkosten verbessern die Wirtschaftlichkeit signifikant. Berechnungsparameter: Auslegungsleistung: 15 MW, Heiznetztemperaturen 90/70, 2100 Volllaststunden, Thermalwassertemperatur 99 °C, Brennstoff: Heizöl extra leicht (Spitzenlastanlage und konventionelle Vergleichsanlage) (Parameter: 100% Bohrkosten = 8600 TDM, 100 % Brennstoffkosten = 8,17 DM/GJ).

Ökologische Analyse: Energie- und Emissionsbilanzen

Im Vergleich zu konventionellen Heizzentralen erfordert die Nutzung hydrothermaler Erdwärme einen relativ hohen mineralischen und energetischen Ressourcenverbrauch bei der Errichtung (Abteufen zweier Bohrungen und Installation von (zusätzlicher) übertägiger Anlagentechnik) und Entsorgung. In jedem Fall werden aber während des Betriebs durch die Nutzung hydrothermaler Erdwärme fossile Brennstoffe eingespart.

Anthropogener Treibhauseffekt
Die treibhausrelevanten Emissionen werden maßgeblich durch CO_2 bestimmt, gefolgt von Methan (CH_4) und schließlich, mit nur einem sehr geringen Anteil, von Lachgas (N_2O). In Übereinstimmung mit der derzeit gängigen Praxis bei zahlreichen Klimabilanzen werden für die Berechnung der CO_2-Äquivalente die für einen Integrationszeitraum von 100 Jahren ermittelten GWP-Werte (Greenhouse Warming Potential) herangezogen. Insgesamt sind die Emissionen direkt vom Verbrauch energetischer Ressourcen abhängig: Die prozentuale Aufteilung der Emissionen in die Lebensphasen Errichtung, Betrieb und Entsorgung entspricht in etwa der Aufteilung des Verbrauchs energetischer Ressourcen. Wesentliche Einflussgröße im Anlagenvergleich ist die Zufeuerung von Erdgas. Eine Heizzentrale mit niedrigerer Thermalwassertemperatur emittiert deutlich mehr treibhausrelevante Gase. Aus diesem Grund ergeben sich auch deutliche Unterschiede hinsichtlich der Abnehmerstrukturen. Bei erhöhter Wärmenachfrage (z.B. Industriebetriebe) muss bei niedrigen Thermalwassertemperaturen überproportional viel zugefeuert werden. Dies führt dann zu einer deutlichen Steigerung der spezifischen Emissionen (CO_2-Äquivalente bezogen auf Wärmemenge). Der Einfluss des Bohrungsausbaus ist verglichen mit diesem Einfluss vernachlässigbar.

Versauerung
Verantwortlich für Säureeintrag und pH-Wert-Absenkung in sowohl terrestrischen als auch aquatischen Systemen sind die Emissionen Säure bildender Gase wie Schwefeldioxid (SO_2), Stickstoffoxide (NO_X), Ammoniak (NH_3) und Chlorwasserstoff (HCl). Es wird üblicherweise SO_2 als Referenzsubstanz für die Versauerung angegeben. SO_2-Äquivalente ergeben sich durch Multiplikation der Schadstofffracht mit dem dazugehörigen Versauerungspotential (1,00 bei SO_2, 1,07 bei NO, 0,70 bei NO_2, 1,88 bei NH_3 und 0,88 bei HCl).
Die bei der Nutzung hydrothermaler Erdwärme anfallenden spezifischen Emissionen sind sehr gering: Sie liegen in der Größenordnung von 10-60 kg/TJ. Die versauerungsrelevanten Gase sind im wesentlichen durch Stickstoff- und Schwefeloxide gekennzeichnet. Diese werden in erster Linie durch die Bauaufwendungen und das Abteufen der Bohrungen verursacht. Andere Freisetzungen von Spurengas mit versauernder Wirkung sind nur von untergeordneter Bedeutung.
Bei Zufeuerungsbedarf (z.B. niedrige Thermalwassertemperaturen, Versorgung von Industriebetrieben) nehmen die spezifi-

schen emittierten SO_2-Äquivalente aufgrund der Verbrennung von Erdgas in den Gaskesseln oder im Blockheizkraftwerk signifikant zu.

Ökologische Sensitivitätsanalysen
Ökobilanzen zeigen, dass sowohl die geologischen Voraussetzungen, die Anlagenkonfiguration und die verwendeten Materialien als auch die Nachfrage Einfluss auf die Höhe der Energieaufwendungen und damit der Emissionen haben.
Folgende Variationsparameter haben einen Einfluss auf die treibhausrelevanten Emissionen über die gesamte Lebensdauer einer Anlage (einschließlich Errichtung und Entsorgung):

- Bohrungstiefe: Oftmals befinden sich Aquifere mit ähnlichen Eigenschaften in unterschiedlichen Tiefen.

- Thermalwassertemperatur: Kann je nach geologischen Voraussetzungen niedriger oder höher sein.

- Wirkungsgrade der technischen Komponenten: Auswirkungen möglicher technischer Verbesserungen werden deutlich.

- Volllaststunden und Anlagenleistung: Diese können sich aufgrund unterschiedlicher Nachfrage verändern.

Einen signifikanten Einfluss haben Thermalwassertemperatur und Anlagenleistung. Steigt beispielsweise mit zunehmender Teufe die Temperatur des Thermalwassers um 20 %, führt dies bei den gegebenen Randbedingungen zu einer Reduktion der treibhausrelevanten Emissionen um etwa 39 %. Daraus leitet sich ab, dass die Erschließung tieferer Aquifere mit höheren Temperaturen trotz erhöhter Aufwendungen für das Abteufen der Bohrungen und trotz größerer Materialmengen für den Bohrungsausbau bezüglich der treibhausrelevanten Emissionen ökologisch sinnvoll ist. Die Leistung der Geothermieanlage hat ebenfalls erheblichen Einfluss auf die spezifischen Emissionen: Eine Steigerung der Anlagenleistung würde für dieses Fallbeispiel zu einer besseren Ausnutzung des geothermischen Potentials führen.

Thermische Beeinflussung des Untergrundes durch den Anlagenbetrieb
Im Betrieb einer Geothermischen Heizzentrale treten Wärmeströme zwischen strömendem Fluid in der Bohrung und dem Gebirge im bohrungsnahen Raum auf, die zu einem Temperaturanstieg bzw. zu einer -absenkung des Gebirges führen. Dies hat zum einen Auswirkungen auf die Wärmegewinnung (Stichwort: thermische Durchbruchszeit), zum anderen können damit Umweltauswirkungen (Beeinflussung der Biosphäre) verbunden sein. Der während des Betriebs stattfindende Wärmeaustausch ist ein komplexer Prozess und von einer Vielzahl von Parametern abhängig:

- Struktur und thermophysikalische Eigenschaften des umgebenden Gebirges
- radiale und axiale Bohrungskomplettierung, verwendete Materialien und deren thermophysikalische Eigenschaften
- Temperatur und Strömungsgeschwindigkeit des Fluids
- Betriebsregime und Einwirkzeit.

Entsprechend komplex gestaltet sich die Berechnung der Wärmeaustauschprozesse bei Berücksichtigung aller Effekte und Geometrien.

Aquifer und Nebengebirge: Beeinflussung der Hangend- und Liegendschichten
Die hydrogeothermale Energiegewinnung unter Verwendung des Doubletten-Verfahrens basiert auf der Wiederverpressung der abgekühlten Wässer in das Reservoir. Diese Injektion führt im Verlauf des Betriebs zu einer kontinuierlichen Abnahme der initialen Speichertemperatur und somit zu einem zeitlich variierenden Temperaturgradienten zwischen Speicher und dessen Umgebungsschichten. Dieser instationäre Prozess initiiert einen konduktiven Wärmefluss aus den Deckschichten in das Reservoir, der somit zu einer teilweisen Wiedererwärmung der injizierten Wässer und gleichzeitig zu einer Abkühlung der Deckschichten führt. In diesem Zusammenhang muss der Frage nachgegangen werden, wie groß die thermische Eindringtiefe in die Deckschichten ist und welche Temperaturveränderungen im Liegenden und Hangenden des Reservoirs zu erwarten sind.
Nach kalkulierten 30 Betriebsjahren werden maximal 160 m thermisch beeinflusst, wobei Temperaturabnahmen von mehr als 10 °C lediglich in Eindringtiefen von weniger als 70 m auftreten können. Bei der Bewertung der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass eine permanente Injektion mit 20 °C bei einer initialen Horizonttemperatur von 99 °C angenommen wurde und der eindimensionale Ansatz die Kühlung der gesamten Oberfläche (Schichtgrenze, Aquifer-Deckschicht) unterstellt.
Da im realen Betrieb diese extremen

Bedingungen nicht eintreten werden, können die angegebenen Werte als obere Grenzwerte angenommen werden. Zusammenfassend bedeutet dies, dass die hydrogeothermale Energiegewinnung auf der Basis des Doubletten-Betriebs ausschließlich lokale Ressourcen nutzt und somit eine tiefgreifende thermische Beeinflussung der Schichten oberhalb und unterhalb des genutzten Horizontes ausgeschlossen werden kann. Auf eine die tatsächlichen Gegebenheiten genauer wiedergebende numerische Modellierung wurde aus diesem Grund verzichtet.

Bohrungsumgebung

Beispielhaft sei die Förderbohrung des geothermischen Heizwerkes Neustadt-Glewe betrachtet. Diese fördert aus 2216 m Tiefe Thermalwasser von 100 °C. Unterstellt man den hypothetischen Fall, die Bohrung würde ganzjährig mit 100 m^3/h fördern (dieser Grenzfall berücksichtigt die bedarfsgeführte Fahrweise der Anlage nicht), wird das Heizwerk im ersten Betriebsjahr durch Wärmeabgabe an die Umgebung ungefähr 230 kW und nach 30 Jahren nur noch 180 kW/a Leistung verlieren.

Nach 30 Betriebsjahren (ununterbrochener Erwärmung des bohrungsnahen Raumes) wäre ein Radius von 60 m um die Bohrung thermisch beeinflusst, wobei die thermische Störung - das Verhältnis der Fluidtemperatur zur ungestörten Gebirgstemperatur - in einem Abstand von 10 m auf etwa 56 % und in einem Abstand von 20 m bereits auf etwa 34 % abgebaut wäre. Demnach ist selbst unter Zugrundelegung hypothetischer Lastfälle und bei Vernachlässigung des Regenerierungsvermögens im Anlagenstillstand eine weitreichende thermische Beeinflussung des Gebirges durch die Bohrungen auszuschließen.

Geomechanische Einflüsse im Langzeitbetrieb

Untersuchungen der Deformationen im Bereich der Kaltwasserfront zeigen vertikale Absenkungserscheinungen infolge verfahrensbedingter langfristiger Auskühlung und der damit verbundenen Kontraktion des Speicherbereichs mit Fortsetzung bis zur Tagesoberfläche. Anhand der mit Hilfe numerischer Modellierungen durchgeführten Berechnungen wurden Absenkungsbeträge von wenigen Zentimetern (1 bis 3 cm) bei Neigungen von 1 bis 3 % ermittelt. Hydrogeothermale Energiegewinnungsanlagen, die Aquiferspeicher in Teufenbereichen von ca. 1000 bis 2500 m nutzen, sind mit vergleichsweise geringen gebirgsmechanischen Sicherheits- und relevanten Umweltverträglichkeitsproblemen verbunden, da diese Absenkungen weit unter den aus dem Steinkohle-, Erz- und Kalibergbau bekannten Beträgen liegen und daher für normale Bauwerke in Bezug auf Umweltsicherheit völlig unbedenklich sind (zum Vergleich: primäre Setzungsbeträge beim Errichten von Gebäuden auf durchschnittlich gutem Baugrund liegen bei 20 bis 60 mm). Gebirgsmechanisch verursachte Folgeerscheinungen in der Nachbetriebsphase sind nicht zu erwarten.

Stoffbilanz

Bei den drei in Norddeutschland betriebenen geothermischen Heizzentralen handelt es sich jeweils um ein Doublettensystem. Aufgrund des geschlossenen Systems erfolgt somit kein Eingriff in den Wasserhaushalt der Erde. Damit unterliegt die Errichtung geothermischer Anlagen keinen diesbezüglichen pauschalen Auflagen. Etwaige Auflagen betreffen nur jeweils die zum Einsatz kommenden Einzelkomponenten.

Die in Norddeutschland genutzten Thermalwässer sind hochsalinare Na-(Ca-Mg)-Cl-Wässer. Die in den Thermalwässern im gelösten Zustand vorliegenden Salze werden als "im allgemeinen nicht wassergefährdend" eingestuft. Sieht ein bergrechtlicher Betriebsplan eine Rohrleitungsanlage vor, so entscheidet die Bergbehörde im Einvernehmen mit der zuständigen Wasserbehörde über die Erteilung der Genehmigung.

In neueren Anlagen (z.B. in Neustadt-Glewe) sorgt ein Lecküberwachungssystem für eine schnelle Erkennung großer Lecks und identifiziert kleine Lecks örtlich präzise. In älteren Anlagen (Geothermische Heizzentrale Waren, Geothermische Heizzentrale Neubrandenburg) werden über die Druckbilanz Undichtigkeiten im System erkannt. Im Havariefall dienen in den Thermalwasserkreislauf integrierte Slopwasserbehälter als Sicherheitseinrichtung zur Aufnahme entsprechender Mengen (maximal: ein Anlagenvolumen - ungefähr 80 m^3). Eine Vermischung mit Regen- oder anderen Abwässern ist unzulässig. Entweder werden die in den Slopwasserbehältern zwischengespeicherten Wässer wieder in das Thermalwassersystem geführt und als geringer Teilstrom mit verpresst oder umweltgerecht entsorgt. Alle diese Maßnahmen dienen der Aufrechterhaltung eines "geschlossenen Kreislaufs".

NUTZUNG GEOTHERMISCHER ENERGIE ZUR STROMERZEUGUNG MITTELS ORC (ORGANIC RANKINE CYCLE)-ANLAGEN

▸ *Joachim Paul*

EINLEITUNG

Geothermische Energie liegt im Temperaturbereich von <100 °C bis zu ca. 250 °C vor. Hohe Temperaturen sind hinsichtlich einer Nutzung wenig problematisch. Schwieriger wird es hingegen, wenn das Temperaturniveau der geothermischen Wärmequelle gering ist und/oder hochwertige Energie (elektrischer Strom, Kälte) erzeugt werden soll.

Was man mit der geothermischen Energie machen wird, hängt in erster Linie von der Infrastruktur von Verbrauchern ab. Generell können Wärme, Kälte und/oder elektrischer Strom bereitgestellt werden, allerdings mit unterschiedlichen Gesamtwirkungsgraden. Da die Wärmequelle in der Regel ganzjährig und konstant verfügbar ist, muss das Abnehmerprofil hierzu passen.

Nutzenergie "Wärme":
wie beispielsweise Fernheizung, Warmwasser, Industriewärme. Sofern Heizwärme benötigt wird, ist die ganzjährige Nutzung in unseren Breiten stark eingeschränkt. Hohe Investitionskosten für ein Verteilnetz, Schwachlastbetrieb im Sommer und gegebenenfalls ein geothermischer Leistungsüberschuss machen "Wärme" nicht zum Favoriten. Zudem ist eine Speicherung kaum möglich oder rentabel.

Nutzenergie "Kälte":
wie beispielsweise Klimakälte: Kälte ist zwar hochwertig, bei Sommerklimatisierung jedoch jahreszeitlich schwankend und bei hohen Investitionskosten ähnlich unattraktiv wie die Wärmeversorgung. Anders sieht es bei gewerblicher oder industrieller Nutzung aus: Hier kann ein ausgeglichener Betrieb über das Jahr angenähert werden. Ebenso ist eine Speicherung auf einfache Weise möglich. Daher gegebenenfalls eine interessante Anwendung.

Nutzenergie "Elektrischer Strom":
Strom wird ganzjährig benötigt und lässt sich vergleichsweise einfach und kostengünstig verteilen. Die Stromerzeugung ist daher sehr attraktiv. Auch wenn Strom nicht günstig gespeichert werden kann, ist geothermischer Strom in den großen europäischen Verbundnetzen eigentlich immer unterbringbar und im Rahmen der Liberalisierung des Strommarktes vielleicht sogar für einen Ökostromanbieter von Interesse.

Kombinierte Nutzenergie:
Eine gute Kombination verschiedener Nutzenergien und Abnahmestrukturen ist die hohe Schule des Energiemanagements und auch für die Geothermie wichtig. Kann man z.B. Heizung, Warmwasserversorgung, Klimakälte, gewerbliche/industrielle Verbraucher sowie die Stromerzeugung miteinander verbinden, dann ist eine optimale Wirtschaftlichkeit erreichbar. Zusätzlich können Wasserlieferung, balneologische Anwendungen und Sport- bzw. Freizeitangeboten hinzugezogen werden.

Die Nutzung geothermischer Energie leidet aber immer unter dem vergleichsweise niedrigen Temperaturniveau der Wärmequelle. Aus dem Repertoire von Maschinen und Anlagen zur Energieumwandlung lassen sich folgende Wärmequellentemperaturen als Minimum erkennen:

Heizwärme:	>50 °C (Wärmeaustaucher oder Wärmepumpe)
Warmwasser:	>70 °C (Legionella!)
Kälte 1:	>85 °C (Absorptionskälteanlagen mit H_2O/LiBr, minimale Kaltwassertemperatur 6 °C)
Kälte 2:	>110 °C (Absorptionsanlagen mit NH_3/H_2O, minimale Temperatur bis -60 °C)
Strom:	>80 °C, möglichst >100 °C

Wärmeaustauscher, Wärmepumpen und Kälteanlagen werden im Rahmen dieses Beitrages nicht weiter diskutiert. Diese einleitenden Bemerkungen sollen jedoch dazu dienen, den Blick für die vielfältigen - wenn auch zum Teil eingeschränkten - Möglichkeiten zu schärfen. Der Beitrag hebt im weiteren ausschließlich auf die Stromerzeugung mit ORC-Anlagen ab.

WAS IST EINE ORC-ANLAGE?

Hat man bislang unter ORC-Anlagen solche Stromerzeugungsanlagen ("(Ab)wärmekraftwerke") verstanden, welche mit einem organischen Arbeitsmittel arbeiteten ("Organic Rankine Cycle"), so ist man heute auf "Wasser als Arbeitsmittel" verfallen, da die bislang verwendeten organischen Arbeitsmittel (FCKW, Toluol oder ähnliches) wegen ihrer umweltschädlichen und/oder toxischen Wirkung nicht mehr eingesetzt werden können oder dürfen (unter anderem Ozonschichtschädigung, Treibhauseffekt).

ORC-Anlagen sind heutzutage auf Basis "Wasser als Arbeitsmittel" (R 718) arbeitende Maschinen, welche Niedertemperatur(ab)wärme in mechanische oder elektrische Energie umwandeln können. Das bedeutet, dass aus (Ab)wärme elektrische (oder mechanische) Energie wird.

Als Wärme wird im folgenden - hinsichtlich der Temperatur - "minderwertige" thermische Energie verstanden, die zwischen 250 °C und 80 °C anfällt, wobei höhere Temperaturen durchaus zu verarbeiten sind, gegebenenfalls in einem Kombiprozess, bei dem konventionelle und ORC-Technik hintereinandergeschaltet werden. Konventionelle Kraftwerksprozesse lassen sich allerdings bei (niederen) Temperaturen der Wärme und den üblichen geothermischen Wärmequellen von 200 kW bis 50.000 kW_{therm} nicht mehr oder kaum noch wirtschaftlich betreiben.

In nahezu allen Bereichen der industriellen und kommunalen Energietechnik wird die entstehende Wärme auf konventionelle Weise in wärmetechnischen Prozessen bereits sinnvoll genutzt. Beispiele hierfür sind rekuperative und regenerative Wärmeaustauscher sowie Wärmepumpen und Brüdenverdichter, die in der Regel betrieblich an räumlich und zeitlich aufeinander abgestimmte wärmetechnische Verfahren angepasst sind.

Die Umwandlung von Wärme in elektrische Energie oder mechanische Energie wie zum Direktantrieb einer Maschine (zum Beispiel Druckluftverdichter) ist wirtschaftlich, sofern - eigentlich selbstverständliche - Grundvoraussetzungen erfüllt werden. Während sich konventionelle Dampfkraftprozesse bei den typischerweise niederen Temperaturen und relativ kleinen Leistungen in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht nicht mehr realisieren lassen, bietet sich die ORC-Anlage an, welche ausschließlich mit Wasserdampf arbeitet und auf diese Weise ökologische und ökonomische Sachverhalte ideal kombiniert.

Technische Kurzbeschreibung des Verfahrens

Im Prinzip unterscheidet sich eine ORC-Anlage in keinem Punkt von einem Dampfkraftprozess, was auch in dem Namen "Rankine Cycle" verborgen ist. Hierbei handelt es sich um sogenannte rechtslaufende Kreisprozesse, die an einer definierten Stelle ihres Prozessumlaufes mechanische Arbeit zur Verfügung stellen. Man kann die ORC-Anlagen nach geschlossenen und nach offenen Prozessen unterscheiden (Mischprozesse sind möglich).

Wie das Blockschaltbild in Abbildung 1 zeigt, besteht eine "geschlossene" ORC-Anlage im wesentlichen aus einem wärmebeaufschlagten Verdampfer, einer Expansionsmaschine, einem Kondensator (Verflüssiger) und einer Druckerhöhungspumpe (Speisepumpe).

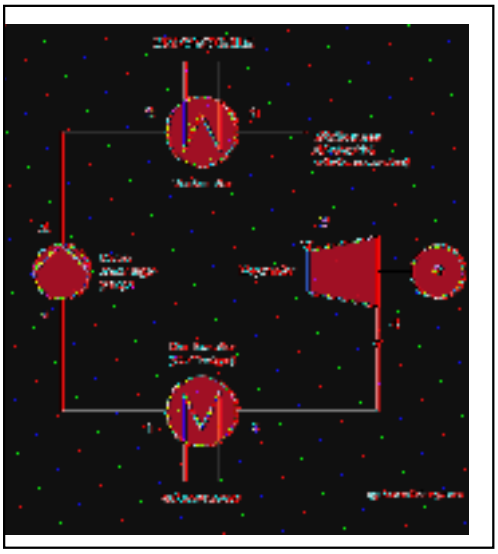


Abbildung 1 Prinzipschaltbild einer ORC-Anlage mit den wesentlichen Bauteilen ("geschlossene Anlage")

Wie schon bei den Kältemaschinen mit Wasser als Kältemittel, lässt sich der ORC-Prozess auch "offen" durchführen, Verdampfer und Kondensator können statt als Wärmeaustauscher konventioneller Art also auch als Direktkontakt-Apparate aus-

geführt werden. Obwohl solche Direktkontakt-Apparate nicht dem allgemeinen Verständnis nach "Verdampfer" oder "Kondensatoren" sind sowie die Wärmeein- und -auskopplung nicht zwangsläufig mit Phasenänderungsprozessen zu tun haben muss, wird im weiteren Text - unter Vernachlässigung dieser technischen Unterschiede - von "Verdampfer" und "Kondensator" gesprochen.

Die Zustandsänderungen und die notwendigen Bauteile eines geschlossenen ORC-Prozesses sind:

1=>2 polytrope Druckerhöhung des Wassers in der Druckerhöhungspumpe,

2=>3 isobare Vorwärmung, Verdampfung und Überhitzung des Wassers im Verdampfer,

3=>4 polytrope Entspannung des Wasserdampfes in der Expansionsmaschine (Umwandlung der thermischen in mechanische Energie),

4=>1 isobare Enthitzung, Verflüssigung und Unterkühlung des Wasserdampfes im Kondensator.

Bei einem realen ORC-Prozess sind die Zustandsänderungen in der Druckerhöhungspumpe und in der Expansionsmaschine mit Irreversibilitäten behaftet. Hinzu kommt, dass in geschlossenen Prozessen die Wärmeübertragung in allen Wärmeaustauschern durch eine Druckdifferenz des Fluides gekennzeichnet ist.

Der offene Prozess unterscheidet sich vom geschlossenen dadurch, dass auf der Wärmequellenseite entweder Druckwasser in einem Verdampfer entspannt wird (ein sogenannter "Flashprozess") oder Wasserdampf direkt zur Verfügung steht. Wasserdampf bzw. Flashdampf wird dem Expander zugeführt und auf der Niederdruckseite (Austrittsseite) in einem Direktkondensator verflüssigt. Danach kann das Wasser wieder dem wärmeliefernden Prozess zugeführt werden. Es entfällt damit die Druckerhöhungspumpe, es wird lediglich eine Pumpe zur Weiterleitung des Kühlwasser/Kondensatgemisches benötigt.

Im Mischprozess kann z. B. ein Flashprozess auf der Wärmeseite (offener Prozess) mit einem Wärmeaustauscher-Kondensator (indirekte Kühlung) gekoppelt werden, was eine Vermischung von Kühlwasser und Kondensat verhindert.

BAUTEILE UND KOMPONENTEN

Expansionsmaschine

Die Expansionsmaschine dient zur Umwandlung der im Verdampfer aufgenommenen thermischen Energie in mechanische Energie. Die Güte dieser Expansionsmaschine ist ein Maß dafür, wieviel von der zur Verfügung stehenden Energie effektiv genutzt werden kann. Bei einer genauen Untersuchung einer Expansionsmaschine, speziell bei mehrstufigen Maschinen und zur Beurteilung des Teillastverhaltens, sind maschinenspezifische Kennfelder oder genaue Berechnungsverfahren notwendig.

Generell lassen sich Expansionsmaschinen aufteilen in

- Strömungsmaschinen (Turbinen)
- Verdrängermaschinen (Schraubenmaschinen und Kolbenmaschinen).

Ein wichtiges Kriterium für den Einsatz solcher Maschinen in ORC-Anlagen ist neben dem maximalen Druckverhältnis und dem maximal abbaubaren isentropen Enthalpiegefälle pro Stufe auch die maximal zulässige Dampfnässe am Austritt der Expansionsmaschine.

Für die oben beschriebenen zwei grundsätzlichen Arten von Expansionsmaschinen existieren wesentliche Merkmale, was den Einfluss der Dampfnässe auf den Betrieb der Maschinen angeht:

- Für Expansionsturbinen liegt der heute vertretbare Wert bei einem Dampfgehalt von x = 0,85%

- Bei ölfreiem Betrieb von Schraubenexpansionsmaschinen gibt es keinerlei Einschränkungen im Hinblick auf die maximal zulässige Dampfnässe. Beim Einsatz von Wasser als Arbeitsmittel bedeutet dies, dass theoretisch überhaupt keine Überhitzung des Arbeitsmittels notwendig ist. Das macht den Einsatz von Wasser bei relativ niedrigen Heiztemperaturen, verbunden mit sehr guten Anlagennutzungsgraden, möglich.

- Bei Kolbenexpansionsmaschinen ist eine Dampfnässe nach Möglichkeit zu vermeiden. Diese Maschinen werden in der Regel ölgeschmiert betrieben, und es besteht die Gefahr, dass das Öl mit dem Wasser eine Emulsion bildet. Nachteilig wirken sich hier auch die hohen thermischen Verluste aus, hervorgerufen durch die wirkungsgradbehafteten Ladungswechsel solcher Maschinen. Außerdem besteht durch Rückkompression des Nassdampfes in der Niederdruckstufe von mehrstufigen Maschinen die Gefahr der mechanischen Zerstörung.

Dichtungen
Eigentlich sind wegen der totalen Umweltfreundlichkeit des Wassers als Arbeitsmittel im ORC-Prozess keine besonderen Maßnahmen zur Emissionsreduzierung zu treffen, wie dies bei konventionellen ORC-Kreisläufen (mit Kohlenwasserstoffen oder gar FCKW) nötig wäre. Dennoch sind einige Besonderheiten zu beachten: Ein Teil der Anlage wird bei Temperaturen unter 100 °C im Unterdruckbereich arbeiten (Vakuum), was bei Undichtigkeiten bedeutet, dass Luft gezogen werden kann, wenn die Dichtungen (statische und dynamische Dichtungen) leck sind oder werden.

Falschluft im Prozess - besonders, wenn es sich um einen geschlossenen Prozess handelt - bringt nichtkondensierbare Gase (NCG = non-condensible gases) in den Kreislauf, welche abgeführt werden müssen. Bei den offenen ORC-Prozessen ist eine NCG-Abfuhr ohnehin vorzusehen, und diese müsste bei einer kalkulierten Leckage lediglich die Falschluft mit abführen können (Dimensionierung), während in geschlossenen Prozessen diese NCGs doch sehr stören würden.

In Anlagenteilen, welche unter Überdruck stehen, würden lecke Dichtungen lediglich das Arbeitsmittel" Wasser" austreten lassen, welches umweltfreundlich ist und äußerstenfalls den Betreiber ärgert, wenn "Pfützen" bei der Anlage stören.

Arbeitsmittel ("Kältemittel") Wasser
Bisher wurden in ORC-Anlagen - wie auch in Kälteanlagen - hauptsächlich fluorierte Chlorkohlenwasserstoffe (FCKW), vereinzelt auch Kohlenwasserstoffe (KW) oder Toluol eingesetzt. Neben den thermophysikalischen Eigenschaften spielten anwenderspezifische Gesichtspunkte, wie Verhalten mit Schmiermitteln, Öllöslichkeit und so weiter eine Rolle. Die vollhalogenierten Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW) sind mittlerweile verboten und auch die H-FCKW gibt es bei uns nicht mehr in Neuanlagen. Die Treibhausgase (FKW) sind seit den Klimaschutzkonferenzen von Kyoto und Bonn (1999) unter Beobachtung und man muss davon ausgehen, dass sie auch verboten, in der Nutzung stark eingeschränkt oder hinsichtlich Abgaben sehr stark verteuert werden.

Unter den derzeitigen technischen Gegebenheiten ist der Einsatz von umweltfreundlicheren Stoffen wie Ammoniak und dem absolut umweltverträglichen Wasser in ORC-Prozessen wünschenswert, auch wenn bei Ammoniak hohe Drücke und der Betrieb im überkritischen Bereich eine Reihe von Erschwernissen mit sich bringen und bei Wasserdampf große Dampfvolumina beherrscht werden müssen. Am geeignetsten ist jedoch immer noch Wasser, welches keine Umweltbeeinträchtigung darstellt, billig und unempfindlich gegen Leckage ist und bei niedrigem Druck als ORC-Anlage eine zeitgemäße und wirtschaftliche Verfahrenstechnik bietet. Dass dabei Preis und Wirkungsgrade in gleicher Höhe wie bei den bislang bekannten ORC-Anlagen liegen, ist ein besonderes Verdienst des Wassers als Arbeitsmittel.

Umweltschutz und Geothermie
Selbstverständlich entlasten ORC-Anlagen die Umwelt. Sie benötigen keinen Brennstoff, sondern wandeln anfallende geothermische Wärme in die höchstwertige Energieform, nämlich elektrische oder mechanische Energie, um. Abgase, Staub oder andere Schadstoffe treten nicht auf. Aber auch vom Arbeitsmittel dürfen keine umweltrelevanten Schädigungen ausgehen. Dies ist aber bei Verwendung von Wasser sichergestellt und bedarf keiner weiteren Diskussion.

GESCHLOSSENER ORC-PROZESS

Verdampfer
Der Verdampfer ist der wichtigste Wärmeübertrager im gesamten ORC-Prozess. Für seine Auslegung ist besondere Sorgfalt notwendig, da nur die von ihm übertragene thermische Energie in der Expansionsmaschine in mechanische Energie umgewandelt werden kann. In der Praxis hat sich gezeigt, dass ein wirtschaftliches Maß dieser Temperaturdifferenz zwischen 5 und 10 K liegt. Es hängt von der Qualität der geothermischen Wärmequelle ab, wie weit man abkühlen soll (Nachnutzung) oder darf (zum Beispiel Ausfällungen von Kalk).

Kondensator
Der Kondensator dient der Wärmeauskopplung (Verflüssigung) des dampfförmigen Arbeitsmittels. Dies geschieht durch gleichzeitige Wärmeabfuhr. Die freiwerdende Kondensationswärme wird an ein anderes, kälteres Medium abgegeben. Üblicherweise kommen als Kühlmedium sowohl Wasser als auch Luft in Betracht.

Für die Auslegung von Kondensatoren sollte beachtet werden, dass möglichst nicht unterkühlt wird. Jede Absenkung der Wassertemperatur unter die Kondensationstemperatur bedeutet einen zusätzlichen Verlust. Die maximale Leistung eines Kondensators hängt im wesentlichen von dem Wirkungsgrad der Expansionsmaschine und - falls vorhanden - von der Effektivität des inneren Wärmeaustauschers (Rekuperator) ab. Für die Auslegung bedeutet dies, dass die maximale Leistung für den kleinsten Wirkungsgrad der Expansionsmaschine berechnet werden muss. Eine Minderleistung hätte einen Druckanstieg im Kondensator zur Folge, verbunden mit einer Verschlechterung des Anlagen-Nutzungsgrades.

Druckerhöhungspumpe
Als Druckerhöhungspumpe (Speisepumpe) kommen in der Regel ein- oder mehrstufige Kreiselpumpen zum Einsatz. Bei kleinen Volumenströmen des Arbeitsmittels könnten auch Verdrängerpumpen zur Anwendung kommen. In beiden Fällen kann der Antrieb direkt von der Expansionsmaschine erfolgen.

Bei dieser Betriebsart sind zusätzlich eine Kupplung und ein Elektromotor vorzusehen. Die Kupplung dient hierbei zum Trennen von Pumpe und Expansionsmaschine, der Elektromotor wird nur bei der Inbetriebnahme des Prozesses benötigt. Betreibt man die Druckerhöhungspumpe ausschließlich mit einem separaten Elektromotor, so ist diese Betriebsweise mit dem Wirkungsgradverlust des Elektromotors behaftet. Dieser Energiebedarf wird bei der Ermittlung der Anlagen-Nettoleistung in Abzug gebracht. Während bei den bisher verwendeten organischen Arbeitsmitteln dieser Betrag zu einem entscheidenden Faktor für die Effizienz des gesamten Kreisprozesses wurde, ist bei Wasser als Arbeitsmittel im ORC-Prozess die sehr geringe Leistungsaufnahme weder energetisch relevant noch sind aufwendige, hocheffiziente und damit teure Pumpen erforderlich.

OFFENER ORC-PROZESS

Verdampfer
Der "Verdampfer" ist in zweierlei Weise ausführbar: Bei Druckwasser, also bei geothermischem Wasser unter einem Druck, bei dem keine Verdampfung auftritt, wird das Wasser in ein "Flashchamber" eingespritzt, wodurch es auf Grund des dort herrschenden Vakuums verdampft und dieser Dampf der Expansionsmaschine zugeführt werden kann. Die Ausbildung dieses Behälters ist nicht kritisch, wenngleich seine Auslegung unter Berücksichtigung von Wirkungsgrad, Dampfnässe und Strömungsführung sehr unkonventionell ist. Sollte bereits Dampf vorliegen, so kann dieser der Expansionsmaschine zugeführt werden, wobei für die Strömungsführung wieder genaue Überlegungen angestellt werden müssen.

Kondensator und Ableitung nichtkondensierbarer Gase (NCG)
Der "Kondensator" wird als Behälter ausgeführt, in dem das Kühlwasser und der Abdampf in einem Verhältnis zueinander gemischt werden, damit vollständige Kondensation des Abdampfes erreicht wird. Die konventionelle Kraftwerkstechnik bietet hierfür Beispiele der Ausgestaltung solcher Mischkondensatoren (Direktkontakt-Kondensatoren). Dabei müssen die in einem offenen Prozess auftretenden, nichtkondensierbaren Gase (NCG) abgeführt werden, wozu eine entsprechende Einrichtung, bestehend aus Gebläse und Vakuumpumpe, gegebenenfalls mit Zwischenkühler, vorgesehen werden muss. Damit wird der Austrag von Wasserdampf reduziert.

TEMPERATURNIVEAU, LEISTUNGSBEREICH UND WIRKUNGSGRAD

Obwohl die ORC-Technik eine sehr universale Anwendung erlaubt, haben sich bisher typische Einsatzfälle herausgebildet, in denen diese Technik, bei den derzeitigen und den zu erwartenden Energiekosten, besonders wirtschaftlich ist. Man kann die vorzügliche Anwendung an folgenden Kriterien leicht erkennen:

- Wärme zwischen 250 °C (und höher) und 80 °C. An geothermische Wärmequellen sind somit Forderungen gestellt, die in Schleswig-Holstein nur schwer erreicht werden können.

- Wärmeleistung zwischen 200 und 50.000 kW_{therm} pro Einheit.

- Wärme verschiedener Art und Temperatur kann gleichzeitig verwendet werden, z. B. neben geothermischer Energie auch zum Beispiel Abgas, Druckwasser, Abdampf.

- Die Kondensator-Schlusskühlung kann mit Luft, Wasser oder Verdunstungskühlern durchgeführt werden, ebenso ist eine Auskopplung von Fernwärme oder Brauch-Warmwasser ganzjährig oder saisonal möglich.

- Durch die Nutzung geothermischer Energie wird weniger CO_2 emittiert (Verringerung des Strombedarfs).

Eine genaue Angabe über den Wirkungsgrad kann nur fallbezogen gemacht werden, aber hier seien einige Anhaltspunkte wiedergegeben. Abhängig von der Qualität des geothermischen Wassers, vom Temperaturniveau der Wärme und von der Wärmeleistung ergibt sich ein Netto-Wirkungsgrad, wie er im Abbildung 2 dargestellt ist. Die Darstellung muss bewusst darauf verzichten, übergenaue Angaben zu machen. Es ist lediglich festzustellen, dass die geothermische Energie ohne Kosten für Brennstoff in elektrische oder mechanische Energie umgewandelt werden kann.

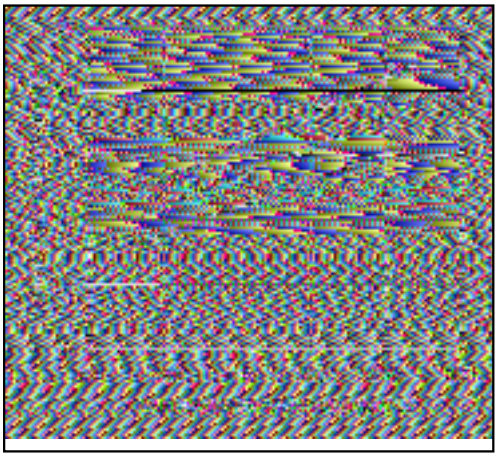


Abbildung 2:
Elektrischer Wirkungsgrad einer ORC-Anlage

Der Wirkungsgrad von ORC-Anlagen darf nicht fälschlicherweise mit denen der konventionellen Kraftwerkstypen verglichen werden - bei ORC-Anlagen sind die Betriebskosten nicht mit Brennstoffkosten belastet!

INVESTITIONSKOSTEN

Aus den Erfahrungen mit konventionellen ein- und zweistelligen ORC-Anlagen großer (etwa 1.025 kWel) und kleiner (etwa 30 kWmech) Leistung kann für ORC-Anlagen die Größenordnung der Investitionskosten für eine betriebsbereite, vollautomatisierte und überwachungsfreie Anlage - abhängig von der Netto-Generatorleistung (beziehungsweise nutzbaren mechanischen Leistung an der Welle) - angegeben werden, wie sie in Abbildung 3 dargelegt ist. Die Bandbreite ist wiederum abhängig vom Temperaturniveau der geothermischen Wärmequelle.

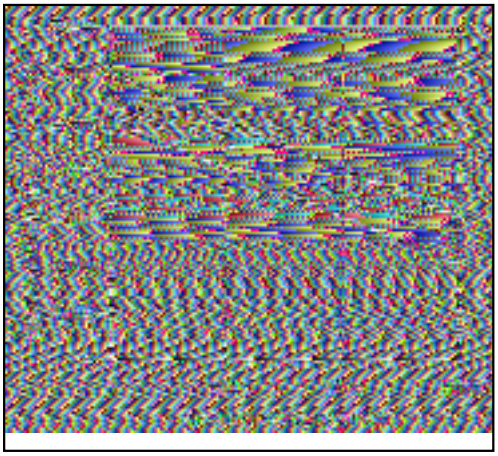


Abbildung 3:
Spezifische Investitionskosten einer ORC-Anlage

Es ist anzumerken, dass im Generatorbetrieb sowohl Inselbetrieb als auch netzsynchroner Betrieb möglich sind. Die Einspeisung in private, kommunale und allgemeine Stromnetze ist technisch unproblematisch.

ÜBERSCHLÄGIGE BERECHNUNG DER WIRTSCHAFTLICHKEIT VON ORC-ANLAGEN

Für eine erste, überschlägige Betrachtung, ob sich ORC-Anlagen wirklich "rechnen", empfiehlt sich folgende Vorgehensweise (vergleiche Beispiel in Tabelle 1):

Ermittlung der Wärme-"Qualität"
Wesentlich für den wirtschaftlichen Betrieb ist, wieviel geothermische Energie kontinuierlich anfällt (Sockel-Leistung). Da der ORC-Prozess mit Wasserdampf betrieben wird, ist besonders Wasser oder Wasserdampf (Druckwasser) von Interesse, da dieses gegebenenfalls im "offenen" Direktkontakt-Prozess eingesetzt werden kann, was ein besonders günstiges Betriebsergebnis mit sich bringt. Man achte jedoch darauf, dass beispielsweise Kalk ausfallen kann, wenn kohlensaure Wässer entspannt werden. Der ORC-Prozess mit "Wasser als Arbeitsmittel" arbeitet im Vakuum!

Ermittlung des Ganzjahresbetriebes
Für die Wirtschaftlichkeit einer ORC-Anlage ist die Wärmeleistung oder das Temperaturniveau weniger entscheidend als die Tatsache, dass möglichst ganzjährig Wärme verfügbar ist und Strom erzeugt werden kann.

Ermittlung des Wirkungsgrades und der Leistung der ORC-Anlage
Mit der sich ergebenden Wärmeleistung lässt sich aus Abbildung 2 überschlägig der Wirkungsgrad bestimmen. Multipliziert man die Wärmeleistung mit dem Wirkungsgrad, so erhält man die Nettoleistung.

Ermittlung der Investitionskosten
Mit der Generatorleistung lassen sich die spezifischen Investitionskosten abschätzen, wie diese in Abbildung 3 dargestellt sind. Multipliziert man die Generatorleistung mit dem Faktor für die spezifischen Investitionskosten, so erhält man die Investitionskosten der ORC-Anlage.

Bestimmung der Betriebskosten
Da ORC-Anlagen keinen Brennstoff benötigen, treten diese in der Kalkulation nicht auf (Hinweis: In manchen Fällen könnte jedoch die Wärme mit einem "Arbeitspreis" intern verrechnet werden, das ist bei der Kalkulation zu berücksichtigen). Die jährlichen Wartungskosten liegen bei ungefähr 2% der Investitionskosten.

Berechnung der Einsparung
Die ermittelte Generatorleistung wird mit der Jahresbetriebsdauer (so hoch wie möglich!) multipliziert, es ergibt sich die Jahresarbeit der ORC-Anlage in kWh/a. Da diese Jahresarbeit durch die ORC-Anlage abgedeckt wird, ist der Bezug dieser Energie eingespart; man wird nun den tatsächlich eingesparten Arbeitspreis des Stromes heranziehen, um die Jahreseinsparung zu errechnen. Achtung: Reduzierungen des Leistungspreises (Stromspitzen) unbedingt mit einrechnen! Die Jahreseinsparung wird nun um die Betriebskosten reduziert.

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, Kapitalrücklaufzeit (statisch)
Man vergleicht nun die Ersparnisse mit den Investitionskosten und kann danach entscheiden, ob die Investition für eine ORC-Anlage wirtschaftlich ist. Welche Kriterien für die betriebswirtschaftliche Bewertung angesetzt werden, muss jeder Betreiber selbst entscheiden. Ein Nutzen ist volkswirtschaftlich und hinsichtlich der Umwelt auf jeden Fall gegeben!

ZUSAMMENFASSUNG

ORC-Anlagen können durch die Umwandlung niedertemperierter geothermischer Energie in elektrischen Strom die Emissionen aus Kraftwerken reduzieren, ohne selbst zu emittieren, da ausschließlich Wasser als Arbeitsmittel verwendet wird. Zu dieser umweltgerechten Maßnahme gesellt sich eine Wirtschaftlichkeit, die das Verfahren überall dort attraktiv macht, wo folgende Voraussetzungen gelten:

- hohe Gleichzeitigkeit,
- hohe jährliche Betriebsstundenzahl,
- hoher anzulegender Strompreis.

Unter diesen Verhältnissen können ORC-Anlagen eine Kapitalrückflussdauer erreichen, die zwischen weniger als zwei Jahren und bis zu drei Jahren liegt. Durch die alleinige Verwendung von Wasser als Arbeitsmittel ergibt sich auch eine bisher nicht gekannte Flexibilität in der maschinellen und apparativen Ausrüstung von Anlagen, wodurch Wirkungsgrad und Kosten positiv beeinflusst werden, wie auch auf die speziellen Voraussetzungen der geothermischen Wärmequelle und ihrer (Nach)-Nutzung Rücksicht genommen werden kann. Diese Flexibilität erlaubt es, Wärmeleistungen von etwa 200 kW bis 50 MW in einer Maschine zu nutzen und elektrischen Strom in einem Leistungsbereich von etwa 30 kW bis 5 MW und höher verfügbar zu machen. Durch die Verwendung mehrerer Maschinensätze ist nach oben praktisch keine Grenze gesetzt.

Tabelle 1: Drei Beispielberechnungen für verschiedene Temperaturniveaus

GEOTHERMIE & ORC	Beispiel für "worst case"	worst case	besseres Beispiel	gutes Beispiel
Nutzbare thermische Leistung (Geothermie)	Messungen und Bilanzen	5.000 kW_{th}	5.000 kW_{th}	5.000 kW_{th}
Temperatur des Speicherhorizontes	Messungen	90 C	130 C	160 C
elektrischer Wirkungsgrad	Bild 2 (pessimistisch)	9%	14%	17%
Generatorleistung	5.000 x 9%	450 kW_{el}	700 kW_{el}	850 kW_{el}
spezifische Investitionskosten	Bild 3 (pessimistisch)	5.000 DM/ kW_{el}	4.000 DM/ kW_{el}	3.500 DM/ kW_{el}
Investitionskosten	450 x 5.000	2.250.000 DM	2.800.000 DM	2.975.000 DM
Abschreibungskosten (10 a/ 10% p.a.)	16,27% p.a.	366.000 DM	455.000 DM	484.000 DM
Wartungskosten	2% x 2,25 mioDM	45.000 DM	56.000 DM	60.000 DM
Personalkosten (0,5 Personen)	Überwachung, Abrechnung usw.	50.000 DM	50.000 DM	50.000 DM
Summe Jahreskosten	366 + 45 + 50 TDM	461.000 DM	561.000 DM	594.000 DM
Stromproduktion pro Jahr (8.000 h/a)	450 x 8.000	3,6 miokWh/a	5,6 miokWh/a	6,8 miokWh/a
Stromkosteneinsparung bei 0,15 DM/kWh_{el}	3.600.000 x 0,15	540.000 DM/a	840.000 DM/a	1.020.000 DM/a
Jahresüberschuss	540 – 461 TDM	79.000 DM/a	279.000 DM/a	426.000 DM/a

Durchführung erforderlicher wasserrechtlicher Verfahren zur Nutzung der Erdwärme[1]

Ernst-Adolf Nahnsen

Allgemeines

Erdwärme ist ein Bodenschatz und unterliegt dem Bergrecht nach Bundesberggesetz (BBergG) vom 13.08.1980, erschienen im Bundesgesetzblatt (BGBl) I, Jahrgang 1990, Seite 1310 ff, geändert am 12.02.1990, erschienen im BGBl I, Jahrgang 1990 S. 215 ff. Steht die Nutzung der Erdwärme jedoch im unmittelbaren Zusammenhang mit der baulichen Nutzung eines Grundstückes (beispielsweise für ein Einfamilienhaus), so stellt dies keine Gewinnung im Sinne des § 4 Abs. 2 Nr. 1 Bundesberggesetz dar und unterliegt nicht dem Bergrecht[2].

---

[1] Dieser Beitrag basiert auf dem Manuskript des Vortrages vom 24.02.2000. Ein Runderlass zu diesem Thema wird zur Zeit vom Ministerium für Umwelt, Natur und Forsten des Landes Schleswig-Holstein vorbereitet (30.05.2001)

[2] Schreiben des Oberbergamtes Clausthal-Zellerfeld vom 30.11.1999 an das Landesamt für Natur und Umwelt des Landes Schleswig-Holstein, Abteilung Geologie/Boden:

Die Anwendbarkeit des Bundesberggesetzes und damit die Zuständigkeit der Bergbehörde ist nicht von der Teufe einer Bohrung abhängig und damit sind zur Gewinnung von Erdwärme grundsätzlich die oben genannten Verwaltungsverfahren zur Verleihung von Bergbauberechtigungen (Erlaubnis, Bewilligung und Bergwerkseigentum) und Zulassungsverfahren für Betriebspläne durchzuführen. Entsprechend der oben genannten Richtlinie unterliegt die Gewinnung von Erdwärme nur in folgenden Fällen nicht dem Geltungsbereich des Bundesberggesetzes:

- Betriebe, die bei Inkraftsetzen des Bundesberggesetzes bereits Erdwärme gewonnen haben und diese Wärme zu Bade- und Heilzwecken nutzen, sind nach § 169 Absatz 2 Bundesberggesetz von dessen Geltungsbereich ausgeschlossen.

- Das Lösen und Freisetzen von Erdwärme in einem Grundstück aus Anlass oder im Zusammenhang mit dessen baulicher Nutzung (zum Beispiel Einsatz einer Wärmepumpe zur Beheizung eines Einfamilienhauses) ist gemäß § 4 Absatz 2 Nummer 1 kein Gewinn im Sinne des Bundesberggesetzes. Demgegenüber unterliegt eine Gewinnung von Erdwärme zur gewerblichen Nutzung dem Geltungsbereich des Bundesberggesetzes.

(Gesch.-Z.: -20.2-1/99-Allg.25-I)

Soll Erdwärme aus einem nutzbaren Grundwasserleiter gewonnen werden, so ist zusätzlich zur bergrechtlichen Genehmigung eine wasserrechtliche Erlaubnis beziehungsweise Bewilligung nach dem Wasserhaushaltsgesetz in Verbindung mit dem Landeswassergesetz erforderlich. Das Wasserrecht greift daher in der Regel nur in dem Bereich der oberflächennahen Geothermie bis zu 400 m unter der Geländeoberfläche (Benutzung eines Gewässers). Dieser Bereich ist daher Gegenstand der folgenden Ausführungen.

Rechtsgrundlagen nach Wasserrecht

Das Erfordernis für eine wasserrechtliche Erlaubnis bzw. Bewilligung ergibt sich aus:

- ***§ 2 Wasserhaushaltsgesetz - WHG -*** BGBl. Teil I, in der Fassung vom 18.11.1996, Seite 1690 ff in Verbindung mit
- dem ***Landeswassergesetz - LWG -*** Gesetz- und Verordnungsblatt Schleswig-Holstein (GVOBl) vom 07.02.1992, Seite 81 ff[3] sofern eine Benutzung eines Gewässers im Sinne des § 3 WHG vorliegt.

Die ***Abwicklung*** des wasserrechtlichen Verfahrens durch die Wasserbehörde ist, soweit es sich nicht aus Abschnitt II des Landeswassergesetzes ergibt, dem

- ***Landesverwaltungsgesetz - LVwG-*** GVOBl. Schleswig-Holstein vom 4. Juni 1992, Seite 243 ff und gegebenenfalls bei erheblichen Eingriffen dem
- ***Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG)***, als unselbständiger Teil des verwaltungsbehördlichen Verfahrens, BGBl. Teil I, Jahrgang 1990, 20.02.1990 Seite 205 ff zu entnehmen.

Wasserrechtliches Verfahren

Allgemein

Sofern eine Benutzung eines Gewässers im Sinne des § 3 WHG vorliegt, ist ein Antrag auf eine wasserrechtliche Erlaubnis nach § 7 WHG beziehungsweise Bewilligung nach § 8 WHG zu stellen. Die Erlaubnis wird in der Regel auf unbestimmte Zeit erteilt. Sie ist jedoch widerruflich, wenn triftige Gründe vorliegen. Die Bewilligung gewährt das Recht auf eine bestimmte Zeit, in der Regel 30 Jahre. Während dieser Zeit kann sie nicht widerrufen werden. Der Verfahrensaufwand bei einer Bewilligung ist jedoch höher.

Wann wird ein Gewässer benutzt?

Gewässerbenutzungen im Sinne des § 3 WHG Absatz 1 sind:

1. Entnehmen und Ableiten von Wasser aus oberirdischen Gewässer,
2. Aufstauen und Absenken von oberirdischen Gewässern,
3. Entnehmen fester Stoffe aus oberirdischen Gewässern, soweit dies auf den Zustand des Gewässers oder auf den Wasserabfluss einwirkt,
4. Einbringen und Einleiten von Stoffen in Küstengewässer,
5. ***Einleiten von Stoffen in das Grundwasser,***
6. ***Entnehmen, Zutagefördern, Zutageleiten und Ableiten von Grundwasser.***

[3] Das LWG des Landes Schleswig-Holstein wurde am 13.06.00 geändert. Im § 10 LWG wird jetzt unterschieden zwischen einer einfachen und einer gehobenen Erlaubnis. Bei einer einfachen Erlaubnis gilt die Erlaubnis als erteilt, wenn die Wasserbehörde nach Eingang des Antrages nicht innerhalb von 2 Monaten widerspricht. Bei der Gewinnung von Erdwärme ohne Förderung von Grundwasser liegen unter bestimmten Voraussetzungen gemäß Erlass des Ministers für Umwelt, Natur und Forsten des Landes Schleswig-Holstein vom 16.10.00 die Voraussetzungen für eine einfache Erlaubnis vor. Nähere Auskünfte erteilt die zuständige Wasserbehörde.

Als Benutzung gelten auch folgende Einwirkungen im Sinne von Absatz 2:

1. Aufstauen, Absenken und Umleiten von Grundwasser durch Anlagen, die hierzu bestimmt oder hierfür geeignet sind.

2. ***Maßnahmen, die geeignet sind, dauernd oder in einem nicht nur unerheblichen Ausmaß schädliche Veränderungen der physikalischen, chemischen oder biologischen Beschaffenheit des Wassers herbeizuführen.***

3. Maßnahmen, die dem Ausbau eines oberirdischen Gewässers dienen, sind keine Benutzungen. Dies gilt auch für Maßnahmen der Unterhaltung eines oberirdischen Gewässers, soweit hierbei nicht chemische Mittel verwendet werden.

Bei der Nutzung von Erdwärme handelt es sich, sofern durch horizontale Kollektorsysteme, Erdwärmesonden oder Energiepfähle Wärme aus einem Grundwasserstrom entzogen wird, um keine Nutzung im herkömmlichen Sinne. Mit dem Ministerium für Umwelt, Natur und Forsten als oberste Wasserbehörde besteht jedoch Einvernehmen, dass hier der § 3 Absatz 2 Ziffer 2 WHG anzuwenden ist, da durch Entzug beziehungsweise vorübergehende Zuführung von Wärme aus oder in den Grundwasserstrom eine physikalische Veränderung stattfindet, die gegebenenfalls auch die biologische Beschaffenheit des Grundwassers ändert (siehe auch Fußnote 2).

Eine eindeutige Benutzung ist die direkte Entnahme von Grundwasser zum Entzug von Wärme mittels einer Wärmepumpe und die anschließende Wiedereinleitung in den Grundwasserstrom im Sinne von § 3 Absatz 1 Ziffer 5 und 6.

Es wird in diesem Zusammenhang darauf hingewiesen, dass grundsätzlich das aus dem Grundwasserhorizont entnommene Wasser in den gleichen Grundwasserhorizont wieder einzuleiten ist.

Antrag auf Erteilung einer wasserrechtlichen Erlaubnis

Im Falle einer Benutzung von Grundwasser ist bei der unteren Wasserbehörde - in Schleswig - Holstein "Kreis ..... Der Landrat als untere Wasserbehörde" bzw. in den kreisfreien Städten,
"Stadt ..... Der Oberbürgermeister als untere Wasserbehörde" ein Antrag auf Erteilung einer wasserrechtlichen Erlaubnis zu stellen. Dieser Antrag sollte zunächst mindestens folgende Unterlagen enthalten:

Antragsunterlagen für Anlagen mit Kollektoren:

- Name und Anschrift des Antragstellers
- Erläuterung des Vorhabens mit allen relevanten technischen Angaben und Art der Nutzung des Grundwasserleiters
- Übersichtskarte im Maßstab 1 : 25.000 oder 1 : 10.000 mit Kennzeichnung der Lage
- Lageplan im Maßstab 1 : 5.000 mit genauer Darstellung der Lage und Angabe der Hoch- und Rechtswerte
- Aufschluss über den Untergrund in Form von Schichtenverzeichnissen
- in der Regel ein hydrogeologisches Gutachten
- zeichnerische Darstellung der Nutzung und der technischen Einzelheiten im hydrogeologischen Profil
- bei horizontalen Kollektoren Angabe des höchsten zu erwartenden Grundwasserstandes in Metern unter Geländeoberkante (GOK) und Angabe der geplanten Verlegetiefe der Rohre in Metern unter GOK (gegebenenfalls sind die Kenntnisse der Wasserbehörde zu nutzen, da die Grundwasserstände größeren Schwankungen unterliegen)
- bei vertikalen Kollektoren Angabe der Anzahl, des Abstandes und der Tiefe der Kollektoren in m unter GOK
- bei großen Anlagen Gutachten zum Ausmaß der Temperaturveränderung im Grundwasserleiter
- Bohrverfahren, verwendete Bohrhilfsmittel
- technischer Aufbau der Kollektoren und verwendetes Wärmeträgermittel
- Benennung der ausführenden Firmen (Nachweis der Eintragung in die Handwerkerrolle der Heizungsbauer und / oder der Elektroinstallateure)

Antragsunterlagen für Anlagen mit Brunnen

(siehe beiliegendes Antragsformular)

Umweltverträglichkeits-prüfung

Sofern das Vorhaben erhebliche Auswirkungen auf den Wirkungspfad Boden - Grundwasser erwarten lässt, ist gemäß § 5 des UVPG der voraussichtliche Untersuchungsrahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung so wie Art und Umfang der beizubringenden Unterlagen (Abbildung 1) mit den betroffenen anderen Trägern öffentlicher Belange (TöB) sowie gegebenenfalls mit Sachverständigen zu erörtern (Scoping).

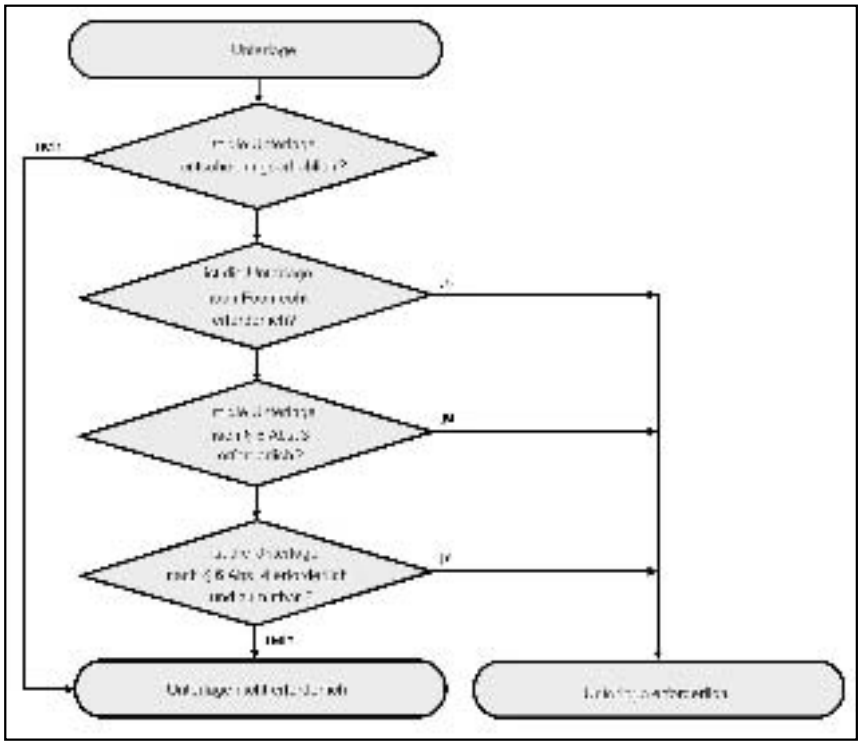


Abbildung 1
Prüfung, ob eine bestimmte Unterlage nach UVPG erforderlich ist

Anmerkungen:

- In der Regel sind bei den Wasserbehörden Antragsformulare erhältlich, die Routinefälle abdecken und die u. a. auch Auskunft über die erforderlichen Unterlagen geben. Bei kleineren Maßnahmen kann der Antragsumfang gegebenenfalls reduziert werden.

- Über den Antragsumfang hinaus kann die Wasserbehörde gemäß § 113 LWG Maßnahmen zur Beweissicherung anordnen, wenn andernfalls die Feststellung über den Zustand einer Sache nachträglich nicht mehr möglich ist beziehungsweise wesentlich erschwert wird.

- Wenn Bohrungen tiefer als 100 m abgeteuft werden sollen, sind sie nach § 127 Bundesberggesetz anzuzeigen. In der Regel wird dieses die untere Wasserbehörde für den Antragsteller im Zuge der Beteiligung im Verfahren übernehmen.

- Sofern auch nach Bundesbergrecht ein Planfeststellungsverfahren in Verbindung mit einer Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich sein sollte, hat dieses Verfahren Konzentrationswirkung. Die wasserrechtlichen Belange werden dann in diesem Verfahren berücksichtigt, so dass ein besonderes wasserrechtliches Verfahren entbehrlich ist.

Entscheidung über den Antrag

Die Entscheidung über den Antrag erfolgt grundsätzlich auf der Grundlage des § 119 LWG. Hiernach hat die zuständige Behörde die Verfahrensvorschriften der §§ 140 sowie die §§ 136,137 und 143 LVwG zu beachten ***(förmliches Verfahren)***. § 140 LVwG schreibt das Anhörungsverfahren vor. Im förmlichen Verfahren werden seitens der Wasserbehörde nicht nur die Stellungnahmen der Behörden eingeholt, deren Belange berührt werden, sondern der Antrag ist darüber hinaus auch in den amtsfreien Gemeinden und Ämtern, in denen sich das Vorhaben voraussichtlich auswirkt, einen Monat nach vorangegangener öffentlicher Bekanntmachung auszulegen. Jede Person, deren Belange durch das Vorhaben berührt werden, kann bis zwei Wochen nach der Auslegungsfrist schriftlich oder zur Niederschrift bei der Anhörungsbehörde Einwendungen gegen den Antrag erheben. Die Anhörungsbehörde hat im Falle von vorgetragenen Einwendungen diese mit den Einwendern auf einem Erörterungstermin zu erörtern. Über den Erörterungstermin wird eine Niederschrift gefertigt und den Beteiligten zugestellt. Nach Abschluss des Verfahrens erfolgt ein rechtsmittelfähiger Bescheid. Im Zuge der Entscheidung kann die Wasserbehörde unter anderem Einwendungen mit entsprechender Begründung zurückweisen, wenn sich diese als nicht haltbar erweisen.

Die Wasserbehörde kann ***ohne Durchführung eines förmlichen Verfahren*** (siehe auch Fußnote 2) entscheiden, wenn bei Benutzungen von wasserwirtschaftlich untergeordneter Bedeutung erhebliche Nachteile für andere nicht zu erwarten sind. Hiervon wird bei überschaubaren Sachverhalten häufig Gebrauch gemacht.

Die ***Nichtförmlichkeit*** eines Verwaltungsverfahren entspricht in diesen Fällen dem Grundsatz der Zweckmäßigkeit, der Schnelligkeit und der Billigkeit eines Verfahrens. Es ist Amtspflicht der Behörde, das Verfahren mit der gebotenen Beschleunigung durchzuführen.

Im ***nichtförmlichen Verfahren*** kann gegen die Entscheidung über den Antrag innerhalb eines Monats Widerspruch eingelegt werden. Im Falle einer Zurückweisung des Widerspruches kann das Rechtsmittel der Klage genutzt werden.

Sofern die Entscheidung im ***förmlichen Verfahren*** erfolgt ist, kann der Antragsteller bzw. ein anderer Betroffener innerhalb eines Monats nach Zustellung Klage beim Verwaltungsgericht erheben.

Schlussbemerkungen

In der Regel sind bei kleineren Vorhaben wie Beheizung von Einfamilienhäusern die Auswirkungen auf den Wasserhaushalt insbesondere bei horizontalen und vertikalen Kollektorsystemen als gering einzustufen. Nennenswerte Auswirkungen auf den Wasserhaushalt sind erst dann zu erwarten, wenn auf engem Raum mehrere Anlagen betrieben werden (siehe auch Fußnote 2).

In den letzten 15 Jahren ist das Interesse an der geothermischen Energie sehr zurückgegangen. In der Zeit von 1976 - 1983 sind in Verbindung mit dem sogenannten "Ölschock" und relativ hohen Heizölpreisen im Kreis Rendsburg-Eckernförde 45 Anlagen mit direkter Nutzung des Grundwassers über Wärmepumpen und etwa 10 Anlagen mit horizontalen und vertikalen Kollektorsystemen erlaubt worden. Sie wurden mit unterschiedlichem Erfolg betrieben. Schlechte Erfahrungen sind insbesondere dort gemacht worden, wo Betreiber die Kosten für eine ausreichende Erkundung der hydrogeologischen Gegebenheiten sparen wollten. Schwierigkeiten sind vorwiegend aufgetreten bei:

- der Wiedereinleitung des Wassers in den Grundwasserhorizont wegen unzureichender Dimensionierung des Schluckbrunnens,
- grundwassernahen Standorten (z. B. Wassereintritt in Kellerräume),
- keinen Kenntnissen über die Grundwasserfließrichtung (Wiedereinleitung des abgekühlten Wassers in den Grundwasseroberstrom, was zu einer kontinuierlichen Absenkung der Grundwassertemperatur bis zur Vereisung im Bereich des Entnahmebrunnens geführt hat),
- Erdsonden, bei denen ein schwacher Grundwasserstrom die Wärme im Sondenbereich nicht ausreichend regeneriert hat.

Den Antragstellern bzw. deren Planer wird daher geraten, sich vor Antragstellung mit der zuständigen Wasserbehörde in Verbindung zu setzen, um gegebenenfalls vorhandene örtliche Kenntnisse der Hydrogeologie zu nutzen und daraufhin sinnvoll den genauen Umfang der Unterlagen abzustimmen. In dem Vorgespräch kann auch geklärt werden, ob bereits im Umfeld konkurrierende Nutzungen vorhanden sind sowie ob und in welchem Umfange Beweissicherungen zu empfehlen sind. Es kommt beispielsweise immer wieder vor, dass benachbarte Hauseigentümer plötzlich Risse in ihrem Gebäude feststellen, die angeblich erst in Zusammenhang mit der Nutzung der geothermischen Energie aufgetreten sind.

Es ist damit zu rechnen, dass das Interesse an der Nutzung der geothermischen Energie mit steigenden Energiepreisen wieder wächst. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass die Wasserbehörden der Nutzung der geothermischen Energie positiv gegenüberstehen und den Antragstellern bei der Durchführung des Antragsverfahren hilfreich zur Seite stehen.

In diesem Zusammenhang wird darauf hingewiesen, dass nach den Richtlinien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie über das Bundesamt für Wirtschaft, Referat II 4, Postfach 5171, 65760 Eschborn, (Tel.: 06196 / 404-625) Anträge auf Förderung von Anlagen zur Nutzung der geothermischen Energie gestellt werden können.

KREIS RENDSBURG-ECKERNFÖRDE
Der Landrat
UMWELTAMT / UNTERE WASSERBEHÖRDE
Kaiserstraße 8
24768 Rendsburg

....., ...
(Ort) (Datum)

Antrag auf Erteilung einer wasserrechtlichen Erlaubnis

zur Grundwasserentnahme für eine Wärmepumpenanlage sowie zur Wiedereinleitung des gebrauchten Wassers in den Untergrund nach § 7 des Wasserhaushaltsgesetzes in Verbindung mit den §§ 9, 10 und 108 des Landeswassergesetzes für Schleswig-Holstein

I. Antragsteller

Name		Vorname	
Beruf		Telefon-Nr.	
PLZ/Wohnort		Straße	

Planverfasser		**Technischer Berater**	
Name, Vorname		Name, Vorname	
Beruf		Beruf	
PLZ/Wohnort		PLZ/Wohnort	
Straße		Straße	
Telefon-Nr.		Telefon-Nr.	

II. Brunnenstandorte

	Gemarkung	Flur	Flurstück	Eigentümer/Anschrift
Entnahmebrunnen				
Schluckbrunnen				

III. Anlagenbeschreibung

Hersteller:		Typ:	
Heizleistung		Kältemittel:	
höchstzulässige Betriebsstunden / Tag:			
höchstzulässige Betriebsstunden / Jahr:			
Wohn- u. Nutzfläche des zu beheizenden Gebäudes:			

IV. Wasserbedarf

im Mittel:		m^3/Std.		m^3/Tag
maximal		m^3/Std.		m^3/Tag
im Mittel		m^3/Jahr		bei rd.Heiztagen

V. Brunnen

Entnahmebrunnen (s. Lageplan)			
Tiefe m	Durchmesser cm	Filter von m	bis m u. G.
Wasserspiegel in Ruhe			m unter Gelände
Wasserspiegel während des Abpumpversuches			m unter Gelände
Entnahmemenge			m³/Std.

Schluckbrunnen (s. Lageplan)			
Tiefe m	Durchmesser cm	Filter von m	bis m u. G.
Wasserspiegel in Ruhe			m unter Gelände
Wasserspiegel während des Abpumpversuches			m unter Gelände
Entnahmemenge			m³/Std.

VI. Erklärung des Grundstücksnachbarn (Eigentümer)

Für alle Grundstücke bis zu einem Abstand von 50m von den Brunnen

Mit der beantragten Grundwasserbenutzung bin ich einverstanden. Nach meiner Auffassung kann auf die Durchführung eines förmlichen Verfahrens verzichtet werden.

Flur	Flurstück	Name und Anschrift des Eigentümers	eigenhändige Unterschrift

VII. Anlagen

- ○ Übersichtsplan Maßstab 1 : 25000
- ○ Deutsche Grundkarte Maßstab 1 : 5000 (A4 Format)
  (mit Kennzeichnung der Brunnenstandorte)
- ○ Flurkartenauszug (Katasteramt) Maßstab 1: 2000
  Alle Brunnen im Umkreis von 100m sind in maßstabgerechter Entfernung mit Tiefenangaben eingetragen.
- ○ Lageplan Maßstab 1: 500
  Alle baulichen Anlagen auf dem Grundstück und auf den Nachbargrundstücken sind maßstabgerecht eingetragen. Der Entnahmebrunnen u. der Schluckbrunnen sind mit den genauen Abstandsmaßen eingetragen.
- ○ Brunnenausbauzeichnungen mit Schichtenprofil für den Entnahmebrunnen u. für den Schluckbrunnen.
- ○ Chemische Analyse des Grundwassers
- ○ Protokoll u. Diagramm eines Leistungspumpversuches für beide Brunnen.

VIII. Erklärung des Antragstellers

Mir ist bekannt, daß die Wasserbehörde weitere Unterlagen und Angaben anfordern kann und daß die von mir beantragte Erlaubnis nur widerruflich erteilt wird.

_____

(Unterschrift des Antragsstellers)

Stellungnahme und Prüfbemerkungen der unteren Wasserbehörde

Finanzielle Unterstützung zur Errichtung geothermischer Anlagen

Hans Eimannsberger

Die Errichtung geothermischer Anlagen kann finanziell mittels ***Förderung*** oder ***Finanzierung*** unterstützt werden. Die Förderung erfolgt durch Bereitstellung nicht rückzahlbarer Gelder, während für eine Finanzierung zinsgünstige Darlehen zur Verfügung gestellt werden.

Da sich die Förder- und Finanzierungsprogramme relativ häufig ändern oder in ihrer Laufzeit beschränkt sind, kann hier nur eine schematische Übersicht gegeben werden.

Förderung

Eine Förderung geothermischer Anlagen erfolgt zur Zeit seitens der Europäischen Union mit den Programmen "Altener II" und "ESSD". Für Demonstrations- und Pilotanlagen mit innovativem Charakter kommt auch eine Förderung durch die Deutsche Bundesstiftung Umwelt in Betracht.

In Schleswig-Holstein sind Förderprogramme durch das Ministerium für Finanzen und Energie (MFE) sowie durch die Energiestiftung Schleswig-Holstein in Vorbereitung. Die Schwerpunkte hierbei sind:

- Förderung von Untersuchungen und Studien zur Nutzung geothermischen Energie (MFE)

- Förderung von Wärmenetzen, wobei die verteilte Wärme zum überwiegenden Teil aus erneuerbaren Energieträgern stammen muss (Energiestiftung).

Finanzierung

Eine Finanzierung geothermischer Anlagen ist durch den Bund oder die Geo Energy Group (GEG) möglich.

Bundesdarlehen können über folgende Programme in Anspruch genommen werden:

- Programm zur CO_2-Minimierung der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)
- Umweltprogramm der Deutschen Ausgleichsbank (DtA)
- Programm zur Förderung von Demonstrationsanlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien des Bundesministeriums für Umwelt (BMU)
- Umwelt und Energiesparprogramm der ERP

Die Geo Energy Group finanziert weltweit Projekte zur geothermischen Energieversorgung, wobei die Konditionen je nach Projekt unterschiedlich sind.

Beratung

Fragen zu Förderungs- und Finanzierungsmöglichkeiten für geothermische Anlagen beantwortet Ihnen gerne die:

Investitionsbank Schleswig-Holstein
Postfach 1128, 24100 Kiel oder
Fleethörn 29-31, 24103 Kiel
Tel.: 0431-900-0, Fax: 0431-900-3883
info@ibank-sh.de

Anschrift der Autoren

Dr. Sven Christensen
Landesamt für Natur und Umwelt
des Landes Schleswig-Holstein
Stellvertretender Amtsleiter
Hamburger Chaussee 25, 24220 Flintbek
Tel./Fax: 04347-704-500/502
schriste@lanu.landsh.de

Hans Eimannsberger
Investitionsbank Schleswig-Holstein /Energieagentur
Dänische Straße 3, 24103 Kiel
Tel./Fax: 0431-900-3660/3652

Dr. Ernst Huenges
GeoForschungsZentrum Potsdam
Projektbereichsleiter Gesteinsphysik
und Geothermie
Telegrafenberg, 14473 Potsdam
Tel./Fax: 0331-288-1440/1450
huenges@gfz-potsdam.de

Dr. Reinhard Kirsch
Landesamt für Natur und Umwelt
des Landes Schleswig-Holstein
Abteilung Geologie/Boden
Hamburger Chaussee 25, 24220 Flintbek
Tel./Fax: 04347-704-534/502
rkirsch@lanu.landsh.de

Ernst-Adolf Nahnsen
Kreis Rendsburg-Eckernförde,
Untere Wasserbehörde
Kaiserstraße 8, 24768 Rendsburg
Tel. 04331-202-514
Kreis.rdeck@t-online.de

Dr. Joachim Paul
Integral Energietechnik
Lise-Meitner-Str., 24941 Flensburg
Tel./Fax: 0461-999-333/399
info@energ-ice.com

Dr. Paul-Friedrich Schenck
Landesamt für Natur und Umwelt
des Landes Schleswig-Holstein
Abteilung Geologie/Boden
Hamburger Chaussee 25, 24220 Flintbek
Tel./Fax: 04347-704-563/502
pschenck@lanu.landsh.de

Dr.-Ing. Herbert Schneider
Aufsichtsratvorsitzender Erdwärme
Neustadt-Glewe GmbH
Wönnich-Straße 20, 10317 Berlin
Tel./Fax: 030-5292350 / 52549205

Wolfgang Storm
Fa. Storm KG
Holsteiner Str. 9-15, 24768 Rendsburg
Tel./Fax: 04331-5906-11/30