

Geothermische Stromproduktion aus Enhanced Geothermal Systems (EGS)

Stand der Technik

Markus O. Häring
Geothermal Explorers Ltd

7. November 2007

Im Auftrag des EWZ (Elektrizitätswerk der Stadt Zürich)



Der vorliegende Bericht ist im Auftrag des EWZ (Elektrizitätswerk der Stadt Zürich) erstellt worden. Er wurde vom EWZ nachträglich in verdankenswerter Weise zur Veröffentlichung freigegeben.

Der Bericht ist urheberrechtlich geschützt. Er kann auf dem Internet unter:
<http://www.geothermal.ch/downloads.html> heruntergeladen werden.

Zum zitieren: Häring, Markus O. (2007): Geothermische Stromproduktion aus Enhanced Geothermal Systems (EGS); Stand der Technik. – Geothermal Explorers Ltd, CH-4133 Pratteln

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|-------|---|----|
| 1 | Zweck des Papiers | 7 |
| 2 | Grundlagen | 7 |
| 3 | Wichtigste Begriffe | 7 |
| 4 | Nutzungsarten der Geothermie | 8 |
| 4.1 | Erdwärmesonden | 9 |
| 4.2 | Hydrothermale Systeme | 9 |
| 4.3 | Enhanced Geothermal Systems | 10 |
| 5 | Wie gross ist das geothermische Potential | 12 |
| 5.1 | Global | 12 |
| 5.2 | Deutschland | 16 |
| 5.3 | Schweiz | 18 |
| 6 | Chancen und Risiken | 19 |
| 6.1 | Chancen | 19 |
| 6.1.1 | Einheimische Bandenergie | 19 |
| 6.1.2 | CO ₂ -frei | 19 |
| 6.1.3 | Geringer Energieaufwand | 19 |
| 6.1.4 | Nachhaltig | 20 |
| 6.1.5 | Platzsparend / Unauffällig | 20 |
| 6.2 | Risiken | 20 |
| 6.2.1 | Explorationskosten | 20 |
| 6.2.2 | Seismisches Risiko | 21 |
| 7 | Kostenentwicklung | 23 |
| 7.1 | Stromgestehungskosten aus Sicht heute verfügbarer Technik | 23 |
| 7.2 | Kostensenkungspotential | 24 |
| 8 | EGS Forschungs- und Entwicklungsprojekte | 26 |
| 8.1 | Historische Projekte | 26 |
| 8.1.1 | Los Alamos, USA | 26 |
| 8.1.2 | Rosemanowes, UK | 26 |
| 8.1.3 | Hijiori, Ogachi, J | 27 |
| 8.2 | Aktuelle Forschungsprojekte | 27 |

| | | |
|--------|---|----|
| 8.2.1 | Soultz-sous-Forêts, F | 27 |
| 8.2.2 | Gross-Schönebeck, Deutschland | 28 |
| 8.2.3 | Coso und Desert Peak, USA | 29 |
| 8.3 | Kommerzielle Entwicklungsprojekte | 29 |
| 8.3.1 | Berlin Feld, El Salvador (Shell) | 29 |
| 8.3.2 | Cooper Basin, Australien (Geodynamics) | 29 |
| 8.3.3 | Basel (Geopower) | 30 |
| 9 | Grundlagenforschung | 34 |
| 9.1 | Forschungsprogramme | 34 |
| 9.1.1 | Frameworkprogramme 6 der Europäischen Kommission (FP6) | 34 |
| 9.1.2 | CCES (Competence Center Environment and Sustainability), ETH Zürich | 35 |
| 9.1.3 | Europäische Kommission (Frameworkprogramme 6) | 35 |
| 10 | Stand der Technik | 36 |
| 10.1 | Bohrtechnik | 36 |
| 10.1.1 | Lebensdauer von Bohrungen | 39 |
| 10.2 | Geophysikalische Erkundungsmethoden | 39 |
| 10.3 | Reservoir Management | 40 |
| 10.4 | Energieumwandlung | 40 |
| 11 | Wie gelangt geothermische Energie an die Oberfläche | 41 |
| 11.1 | Förderbare Vorkommen | 44 |
| 11.1.1 | Heisswasservorkommen | 44 |
| 11.1.2 | Trockene Vorkommen | 46 |
| 11.2 | Thermische Leistung von Geothermiebohrungen | 47 |
| 11.3 | Produktion / Förderung | 48 |
| 11.3.1 | Schaffen eines unterirdischen Wärmetauschers | 48 |
| 11.3.2 | Hydraulisches Fracturing | 48 |
| 11.3.3 | Seismizität im Zusammenhang mit hydraulischen Stimulationen | 49 |
| 11.3.4 | Andere Methoden / Konzepte | 51 |
| 12 | Wie wird geothermische Energie in Strom umgewandelt | 52 |
| 12.1 | Quellen: Heisswasser – Dampf | 52 |
| 12.2 | Kühlung | 55 |
| 12.3 | Beispiele geothermischer Stromproduktion | 56 |
| 12.3.1 | Hochtemperatur | 57 |

| | | |
|--------|------------------------------------|----|
| 12.3.2 | Mittlere Temperatur (Binärsysteme) | 58 |
| 12.3.3 | Niedrigtemperatur | 58 |
| 13 | Glossar | 59 |
| 13.1 | Begriffe | 59 |
| 13.2 | Grössen | 63 |
| 14 | Literatur / Internet Links | 64 |
| 14.1 | Internet Links | 64 |
| 14.2 | Grundlagen zur Geothermie | 64 |
| 14.3 | Verwendete Literatur | 65 |

Figuren

| | | |
|-----------|--|----|
| Figur 1: | Erschliessungsmethoden Geothermie | 8 |
| Figur 2: | Prinzip eines "Enhanced Geothermal System" (EGS) | 11 |
| Figur 3: | Temperaturgradient der Erde. Die Temperaturzunahme pro Tiefeneinheit ist in der Erdkruste am höchsten | 12 |
| Figur 4: | Herkunft der Erdwärme | 13 |
| Figur 5: | Klassifikation des geothermischen Potentials | 14 |
| Figur 6: | Bohrkosten in Bezug zur Bohrtiefe | 15 |
| Figur 7: | Bohrlochabschluss der Forschungsbohrung Gross-Schönebeck des GFZ | 18 |
| Figur 8: | Spezifischer Platzbedarf von Kraftwerkstypen | 20 |
| Figur 9: | Stromgestehungskosten bei zusätzlicher Wärmeabgabe | 24 |
| Figur 10: | Entwicklungsgeschichte vom Hot-Dry-Rock- bis zu den heutigen EGS-Projekten | 26 |
| Figur 11: | Anordnung der Bohrungen in Soultz-sous-Forêts. Die aktuellen Zirkulationstests finden zwischen den Bohrungen GPK 2, 3 und 4 statt | 28 |
| Figur 12: | Schemata von Bohrlochverrohrungen. Diese sind abhängig von der Festigkeit des durchbohrten Gebirges. Bestimmend für den Durchmesser ist der benötigte Querschnitt auf Zieltiefe | 38 |
| Figur 13: | Typisches Temperaturprofil für Sediment- und Kristallingestein | 42 |
| Figur 14: | Aufsteigende Tiefenwässer können lokal zu einem stark verzerrten, d.h. in Oberflächennähe stark erhöhten, Temperaturgradienten führen, der sich in der Tiefe aber wieder dem regionalen Temperaturgradienten anpasst | 43 |
| Figur 15: | Vertikale Zirkulationszellen von heissem Wasser aus der Tiefe, sowie der Isolationseffekt wenig wärmeleitender Ablagerungsgesteine beeinflussen den Verlauf des Temperaturgradienten | 44 |
| Figur 16: | Aggregatzustand von Wasser in der Tiefe | 45 |

| | |
|--|----|
| Figur 17: Trockendampf-Kraftwerk. Quelle: nach Boyle 1998; http://wwwphys.murdoch.edu.au/rise/reslab/resfiles/geo/text.html | 53 |
| Figur 18: Nassdampf-Kraftwerk (single flash steam) Quelle: nach Boyle 1998; http://wwwphys.murdoch.edu.au/rise/reslab/resfiles/geo/text.html | 54 |
| Figur 19: Binärzyklus Kraftwerk Quelle: nach Boyle 1998; http://wwwphys.murdoch.edu.au/rise/reslab/resfiles/geo/text.html | 54 |
| Figur 20: Prinzip der Stromproduktion nach dem Kalina Zyklus mit wahlweiser Wärmeauskopplung bei einem Heiz-Kraftwerk..... | 55 |
| Figur 21: Beispiel eines geothermischen Kraftwerks mit Verdunstungskühlung. The Geysers, Kalifornien (Foto: M. Häring) | 56 |

Tabellen

| | |
|--|----|
| Tabelle 1: Stromgestehungskosten, Beispiel Basel..... | 23 |
| Tabelle 2: Geothermische Stromproduktion: Weltweit installierte Kapazität 1990 - 2005. | 57 |

1 Zweck des Papiers

Dieses Papier soll in einfacher und verständlicher Form einen Einblick in den weltweiten Stand der Technik zur Gewinnung von Strom aus Geothermie gewähren. Es soll aufzeigen, welche theoretischen und effektiv erschliessbaren Potentiale die Geothermie aufweist, und auf welchen Annahmen solche Berechnungen beruhen. Die Techniken, wie diese Energie gefördert werden kann, werden umrissen, und es soll erläutert werden, wo die Herausforderungen, Schwierigkeiten und Risiken aber vor allem auch die Chancen liegen. Im Weiteren wird die Entwicklungsgeschichte der Geothermieforschung aufgezeigt, welches heute die aktuellen Fragen sind, und wer heute an diesen arbeitet und forscht. Schliesslich wird ein Blick in die Zukunft gewagt, was in den nächsten Jahren und Jahrzehnten an Entwicklung zu erwarten ist, und welchen Stellenwert die geothermische Stromproduktion für eine nachhaltige Energiezukunft haben kann.

In Larderello, in Italien, wird aus Erdwärme seit über hundert Jahren Strom produziert. Mit heissem Dampf, der ursprünglich direkt an der Oberfläche austrat, werden Turbinen angetrieben und Strom generiert. In der Schweiz gibt es solche Verhältnisse nicht. Im Bestreben, Strom aus Erdwärme ausserhalb vulkanischer Gebiete zu produzieren, gehört die Schweiz mit dem Projekt DEEP HEAT MINING in Basel zu den führenden Ländern. Mit dem Rückschlag durch die unakzeptablen, spürbaren, seismischen Ereignisse droht dieser Vorsprung zu schwinden, wenn man auf diesen Kenntnissen nicht weiter aufbaut.

2 Grundlagen

Das vorliegende Papier bezieht sich unter anderem auf Literatur, deren Quellen im Kapitel 14 angegeben sind. Doch in erster Linie basiert der Bericht auf eigenen Erfahrungen aus über 15 Jahren Geothermieforschung und –entwicklung, insbesondere natürlich aus dem Projekt DEEP HEAT MINING in Basel, das mit einem internationalen Expertenteam erarbeitet wurde. Schliesslich bezieht sich das Papier auf zwei Fact Finding Reisen des Autors im Juni, respektive September 2007 zu international anerkannten Experten zur Entwicklung der Hochtemperaturgeothermie, wie Prof. Jefferson Tester am Massachusetts Institute of Technology, Prof. Ernie Majer am Lawrence National Laboratory in Berkeley, Kalifornien, Prof. Peter Rose, Projektleiter Geothermie des US Departements of Energy an der Utah University, Dr. Doone Wyborn, Executive Director von Geodynamics Ltd in Brisbane, inklusive Besuch des momentan aktivsten Entwicklungsstandortes Innamincka in Südastralien. Dort wird zur Zeit die Bohrung Habanero 3 auf eine Tiefe von 4300 m in 260°C heissen Granit niedergebracht. Die Bohrung nutzt in mehrfacher Weise Erfahrungen aus der 5'000 m Bohrung Basel 1. Der Austausch von Erfahrungen in diesen Pilotprojekten ist von entscheidender Bedeutung, da naturgemäss bei der Entwicklung neuer Technologien nicht auf Referenzobjekte zurückgegriffen werden kann.

3 Wichtigste Begriffe

Es ist ein schwieriges Unterfangen, eine komplexe Technologie ohne Fachjargon zu erklären. Am Schluss dieses Papiers befindet sich ein Glossar und Abkürzungsverzeichnis, das Begriffe aus der Geothermie kurz erläutert.

Wenn in der Schweiz von geothermischer Stromproduktion die Rede ist, kommen immer wieder die drei Ausdrücke **EGS** (verbesserte geothermische Systeme) , **HDR** (heisses trockenes Gestein) und **HFR** (heisses, zerbrochenes Gestein) vor, die meist das gleiche meinen, aber leider mehr Verwirrung als Aufklärung stiften. Selbst der Titel dieses Papiers bleibt nicht davor verschont einen dieser Ausdrücke zu verwenden:

EGS steht für **E**nhanced **G**eothermal **S**ystems oder auf deutsch „Verbesserte geothermische Systeme“. Darunter ist die Hochtemperatur-Erdwärmegewinnung zu verstehen, welche über die Nutzung gut durchlässiger, heisser Grundwasservorkommen hinausgeht (siehe 4.3).

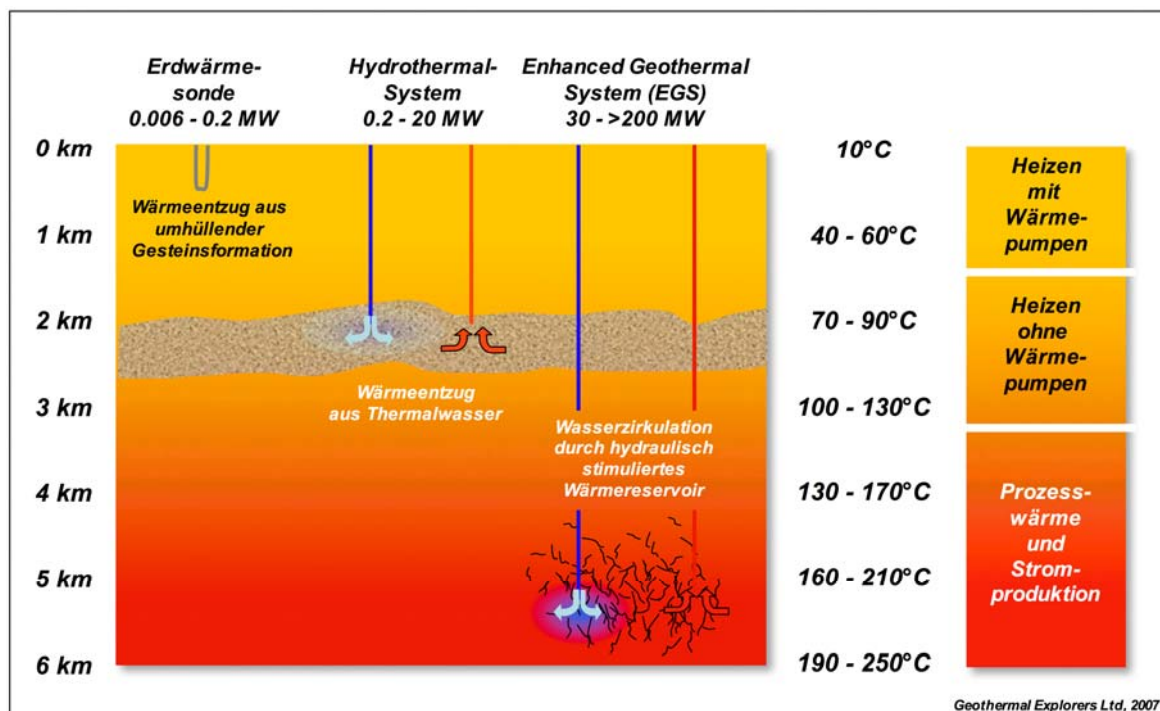
4 Nutzungsarten der Geothermie

Erdwärme kann mit verschiedenen Methoden auf verschiedenen Temperaturniveaus genutzt werden. Betreffend Temperatur wird zwischen Niedrig-Enthalpie und Hoch-Enthalpie-Systemen unterschieden. Enthalpie ist ein Mass der Energiedichte.

Hoch-Enthalpie-Systeme nennt man die Stromproduktion mit heissen Wässern ab ungefähr 90°C Celsius, bis hin zu solchen über 240°C Celsius mit so genanntem „trockenem“ Dampf.

Niedrig-Enthalpie-Systeme sind zum Beispiel Thermalwasserfassungen im Temperaturbereich bis etwa 90°C sowie Erdwärmesonden-Anlagen, welche im Temperaturbereich bis in den Bereich des Gefrierpunktes arbeiten.

Gleichfalls wird zwischen oberflächennaher und tiefer Geothermie unterschieden. In der Schweiz und Deutschland wird hier die Grenze bei 400 Meter gezogen. (<http://www.geothermie.de/imschnelldurchgang/imschnell.htm>)



Figur 1: Erschliessungsmethoden Geothermie

Technisch gibt es grundsätzlich drei Arten geothermische Energie aus dem Untergrund zu gewinnen (Fig. 1):

4.1 Erdwärmesonden

Erdwärmesonden entziehen dem Gestein, in welches sie eingebettet sind, Wärme. Die Wärme des Gesteins wird an ein geschlossenes Röhren- oder Schlauchsystem, das in ein Bohrloch eingebaut ist, übertragen. Zwischen der Erdwärmesonde und dem Gestein findet nur ein Wärmeaustausch aber kein Stoffaustausch statt. Die Temperatur des Gesteins liegt im Bereich von 6 bis 14 Grad. Mittels Wärmepumpen wird diese Niedrig-Enthalpie Energie auf ein höheres Temperaturniveau gehoben. Erdwärmesonden können nicht nur zum Heizen sondern zusätzlich auch zum Kühlen für die Klimatisierung von Gebäuden im Sommer verwendet werden. Bei der Kühlung wird die Umgebungswärme aus einem Gebäude entzogen und über die Erdwärmesonden an den Untergrund abgegeben, so dass sie dann im Winter wieder zum Heizen gebraucht werden kann. Erdwärmesonden in der Schweiz reichen normalerweise 80 bis 200 Meter tief.

Eine Zwischenstellung nehmen offene Zirkulationsbrunnen-Systeme, auch bekannt unter dem Namen Geohil-Systeme ein. Hier wird ein offenes Bohrloch mit gut durchlässigem Kies verfüllt. Im Kern der Kiesverfüllung ist ein unten offenes Rohr mit einer Förderpumpe eingelassen. Die Bohrung ist mit Wasser gefüllt. Durch den Kies im Ringraum zirkuliert das Wasser nach unten und nimmt die Umgebungswärme des Gesteins auf. Durch das Innenrohr wird das erwärmte Wasser an die Oberfläche gefördert. Die Wirkungsweise ist mit einem geschlossenen Röhrensystem von Erdwärmesonden vergleichbar, da gleichfalls eine Wärmeübertragung an der Bohrlochwand stattfindet.

4.2 Hydrothermale Systeme

Die klassische Methode, die seit tausenden von Jahren Anwendung findet, ist heisse Wasser, die einen Weg an die Oberfläche finden, direkt zum Baden oder Heizen zu gebrauchen. Damit Quell-Wasser mit einer deutlich höheren Temperatur als die mittlere Lufttemperatur austreten kann, muss es durch tiefere Gesteinsschichten zirkulieren. So stammen zum Beispiel die Thermalwässer von Baden und Schinznach aus einer durchlässigen Gesteinsschicht, welche sich in mehr als 1'000 m Tiefe unter dem schweizerischen Mittelland befindet. In vulkanischen Gebieten, mit heissem Gestein bis nahe zur Oberfläche genügen wenige hundert Meter, um das Grundwasser aufzuheizen. Wo heisses Wasser oder Dampf den Weg zur Oberfläche nicht selbst finden, muss die wasserführende Schicht angebohrt werden. Sämtliche dieser Nutzungen, seien es Thermalwasserbohrungen für Bäder oder Tiefbohrungen in Dampfagerstätten zur Stromproduktion fallen unter den Begriff hydrothermale Systeme.

Auch tief zirkulierendes Wasser hat irgendwo ein Einspeisegebiet, das in grosser Distanz, bis weit über 100 Kilometer vom Fundort, liegen kann. Das Tiefenwasser nimmt die Temperatur des Gesteins an. Die Aufenthaltsdauer des Wassers im Untergrund kann wenige Monate bis über tausende von Jahren betragen.

Zirkulierende Grundwassersysteme sind mit grossen Wärmetauschern zu vergleichen. Das Wasser entzieht über sehr grosse Kontaktflächen mit dem Gestein dessen Wärme. Mit dem Entzug von Tiefenwasser wird die Grundwasserbilanz negativ beeinflusst. Die Förderung wird auf die Dauer, je nach Durchlässigkeit des Systems, eine zunehmend höhere Pumpleistung erfordern. In Systemen, die unter Überdruck stehen, wird nach langjähriger Förderung der Druck nachlassen.

In den meisten hydrothermalen Nutzungen, sei das bei der Heissdampf Förderung in Larderello in der Toscana oder The Geysers in Kalifornien, ist man nach langjähriger reiner

Entnahme dazu übergegangen, Wasser mit zusätzlichen Bohrungen in die Tiefe zurückzuführen.

Bei Niedrig-Enthalpie Systemen wie dem Heizwerk in Riehen (Entnahmetemperatur 62°C) oder der Thermalwasserfassung in Bad Schinznach (45°C) wird das gewonnene Wasser nach dem Wärmeentzug auch wieder in den Grundwasserträger zurückgeführt. Damit werden die Grundwasserbilanz und die Druckverhältnisse aufrechterhalten.

4.3 Enhanced Geothermal Systems

Erdwärme wird mit Hilfe von Wasser oder Dampf aus den Tiefen der Erde an die Oberfläche gefördert. Das im Untergrund befindliche Wasser weist die Temperatur des Gesteins auf. Wasser kann jedoch nur gefördert werden, wenn im Untergrund solches überhaupt vorhanden ist und das Gestein eine gewisse Durchlässigkeit aufweist.

Gut durchlässige, grundwasserführende Schichten in grossen Tiefen sind die Ausnahme und nicht die Regel. Im Gegensatz zur Durchlässigkeit nimmt die Wärme mit der Tiefe überall zu. Zwischen völlig dichtem, undurchlässigem Gestein bis zum hochdurchlässigen Grundwasserträger gibt es stufenlose Übergänge der Durchlässigkeit. Generell nimmt die Durchlässigkeit mit der Tiefe ab. Dort wo es also am heissesten ist, herrschen selten die besten Bedingungen betreffend Durchlässigkeit. Will man von grossen Tiefen – tiefer als etwa drei Kilometer – heisses Tiefengrundwasser in genügender Menge fördern, muss eine minimale Durchlässigkeit zuerst geschaffen, oder eine gering vorhandene Durchlässigkeit noch verbessert werden.

Dies kann durch Aufpressen mit Wasserdruck und in gewissen Fällen auch durch den Einsatz von Säuren erreicht werden. Beim Einpressen von Wasser werden bestehende Schwächezonen aufgeweitet. Unter Einfluss der im Gestein herrschenden Spannungen werden Gesteinsflächen gegeneinander verschoben und geschert. Die Scherbewegung entlang solcher Klüfte geschieht im Millimeterbereich. Wird der Druck abgelassen, passen die Flächen aber nicht mehr genau aufeinander, was in einer anhaltenden Verbesserung der Durchlässigkeit resultiert.

Ist die gewünschte Durchlässigkeit erreicht und kann das Wasser, respektive die Wärme gefördert werden, muss zur Erhaltung der Massen-Bilanz auch wieder Wasser in den Untergrund zurückgepumpt werden. Alle diese Massnahmen zusammengefasst resultieren in einem künstlich verbesserten unterirdischen Wärmetauscher oder eben einem *Enhanced Geothermal System*.

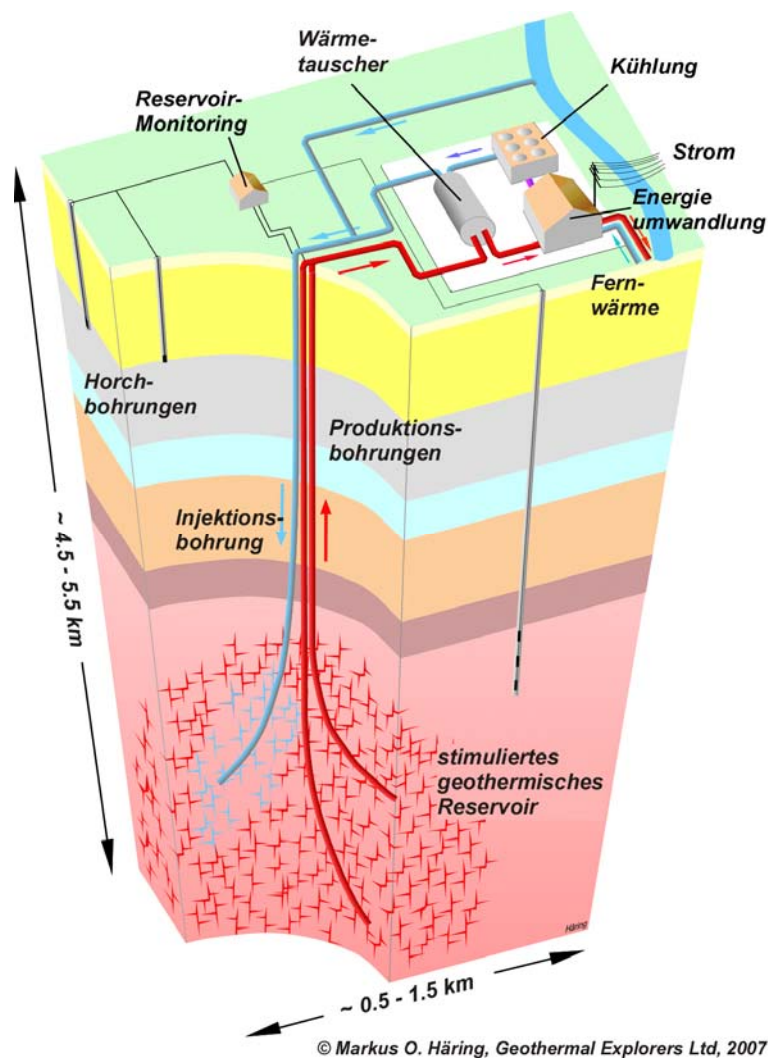
Das „Hydraulic Fraccing“ ist eine in der Erdölindustrie gängige Technik. Sie unterscheidet sich gegenüber geothermischen Systemen aber in folgenden Punkten:

- Zur Verbesserung des Zuflusses von Gas oder Öl ist lediglich eine Stimulation der näheren Umgebung der Bohrung (Meter bis Zehnmeter-Bereich) notwendig.
- Gas oder Öl ist in den allermeisten Fällen in Sedimentgesteinen, also Sandsteinen oder Karbonaten, gespeichert. Ausnahmen sind stark verwitterte Granite. Solche Gesteine weisen eine deutlich geringere Scherfestigkeit als kristalline Gesteine auf. In Gesteinen mit einer geringeren Scherfestigkeit können nicht die gleichen Spannungen aufgebaut werden wie in einem festen, harten Gestein. Scherungen, die durch künstli-

chen Wasserdruck hervorgerufen werden, erfolgen mit einem geringeren Spannungsabbau, in einfachen Worten mit einem kleineren Ruck. Doch auch hier treten immer wieder spürbare Erschütterungen auf.

Um in einem dichten, harten Gestein Durchlässigkeiten über Distanzen von über einem Kilometer zu erzeugen, bedarf es wesentlich grösserer Wassermengen. Diese können auch nicht innert weniger Stunden eingepumpt werden. Eine hydraulische Stimulation in kristallinem Gestein erfolgt über mehrere Tage bis Wochen.

Die Produktion aus einem EGS erfolgt schliesslich gleich wie aus einem Hydrothermalen System (Fig. 2).

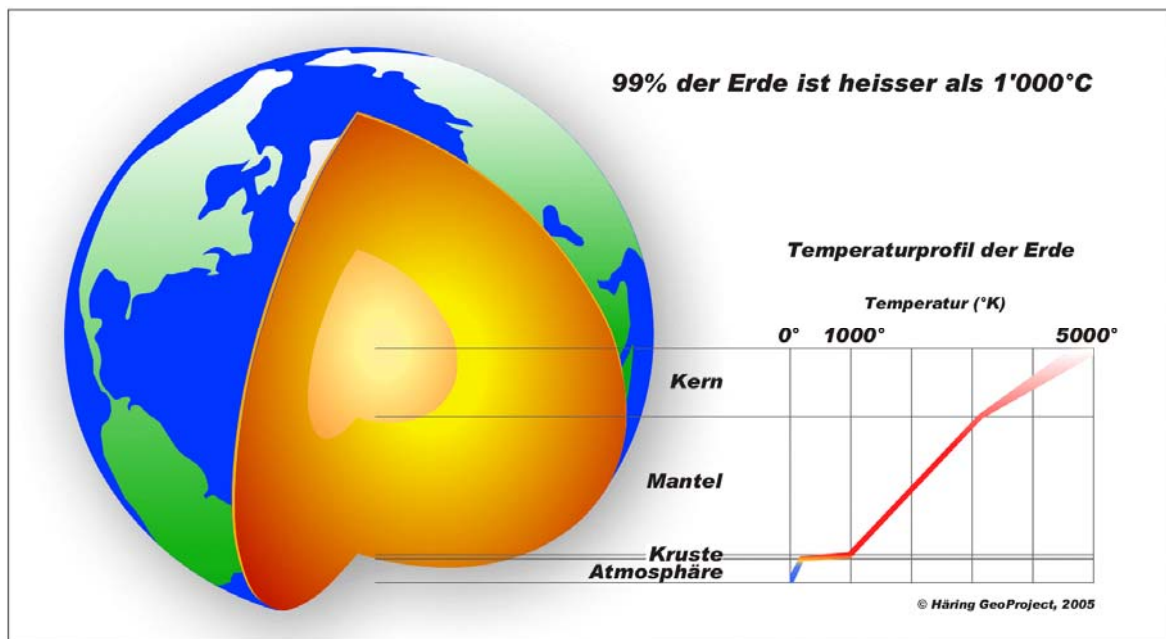


Figur 2: Prinzip eines "Enhanced Geothermal System" (EGS)

5 Wie gross ist das geothermische Potential

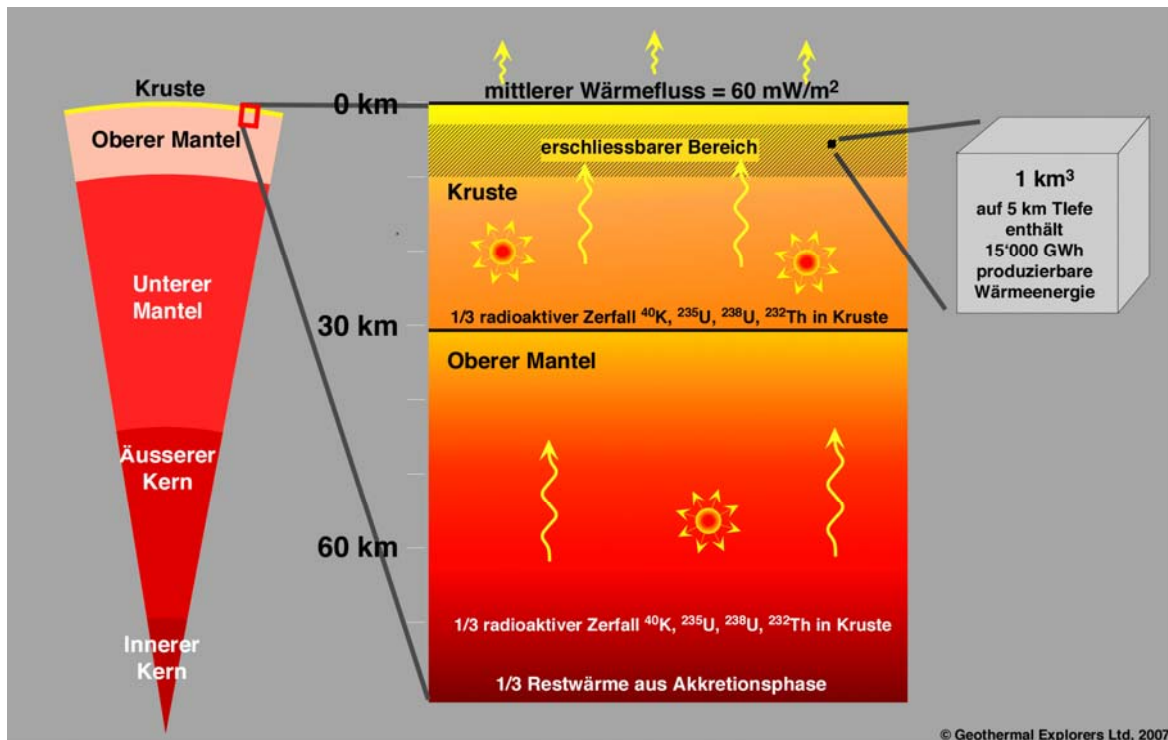
5.1 Global

99% der Erde sind heisser als 1'000 Grad Celsius. Die feste Kruste, bestehend aus hartem sprödem Fels, ist auf den Kontinenten rund 30 Kilometer dick, unter den Ozeanen nur fünf Kilometer. Darunter verhält sich das Gestein zunehmend plastisch, also wie ein zäher Teig. Plastische Deformation beginnt bei Temperaturen in der Grössenordnung von 700 Grad. Im plastischen Bereich, vom Mantel bis in den Erdkern, nehmen die Temperaturen langsamer zu als in der Kruste (Fig. 3). Für den Kern hat man Temperaturen von 5'000 bis 6'000 Grad errechnet.



Figur 3: Temperaturgradient der Erde. Die Temperaturzunahme pro Tiefeneinheit ist in der Erdkruste am höchsten.

Die Wärme stammt zu $\frac{2}{3}$ aus dem natürlichen radioaktiven Zerfall der überall vorhandenen Isotopen Kalium-40, Uran-235, Uran-238 sowie Thorium-232. Diese Isotopen sind gleichfalls in der Kruste vorhanden und produzieren auch dort Wärme (Fig. 4).



Figur 4: Herkunft der Erdwärme

Diese Wärmeproduktion ist der Grund dafür, dass die Temperaturen im Inneren unseres Planeten seit Entstehung der Erde vor rund 4.5 Milliarden Jahren einigermaßen konstant geblieben sind. Sie gilt als Antrieb der seit Urzeiten laufenden Plattentektonik, mit welcher Kontinente verschoben werden, Ozeane sich öffnen und verschwinden, Gebirgszüge entstehen, was schlussendlich die Ursache für natürliche Erdbeben ist. Der Fachbegriff dazu heisst *endogene Dynamik*. Sie steht im Gegensatz zur *exogenen Dynamik*, jenen Prozessen, die auf die einstrahlende Sonnenenergie zurückzuführen ist, wie Wind, Wasserkreislauf, Erosion und biologische Kreisläufe.

Aus praktischer Sicht ist die Ressource Erdwärme unermesslich gross. Der plastische Teil des Erdinnern wird auf absehbare Zeit von einer technischen Erschliessung ausgeschlossen sein. Unter dem Gesichtspunkt geologischer Zeiträume stellt dieser innere Teil ein unerschöpfliches Reservoir für einen kontinuierlichen Wärmefluss an die Oberfläche dar.

Der nutzbare Teil der Erdwärme bezieht sich auf die Kruste bis in Tiefen, welche unter vernünftigem Aufwand erschlossen werden können. Hier setzt die Schwierigkeit in der Abschätzung des geothermischen Potentials ein. Wo zieht man die Grenze des „vernünftigen Aufwands“ für die Erschliessung. Das ist alleine vom Stand der Technik und den damit verbundenen Kosten abhängig. Und wie viel Energie kosten darf, ist von der Nachfrage und dem Angebot abhängig. Ist die Bereitschaft gross, einen hohen Preis für die Energie zu bezahlen, sind auch die erschliessbaren Ressourcen gross; ist die Bereitschaft klein, sind auch die Ressourcen kleiner.

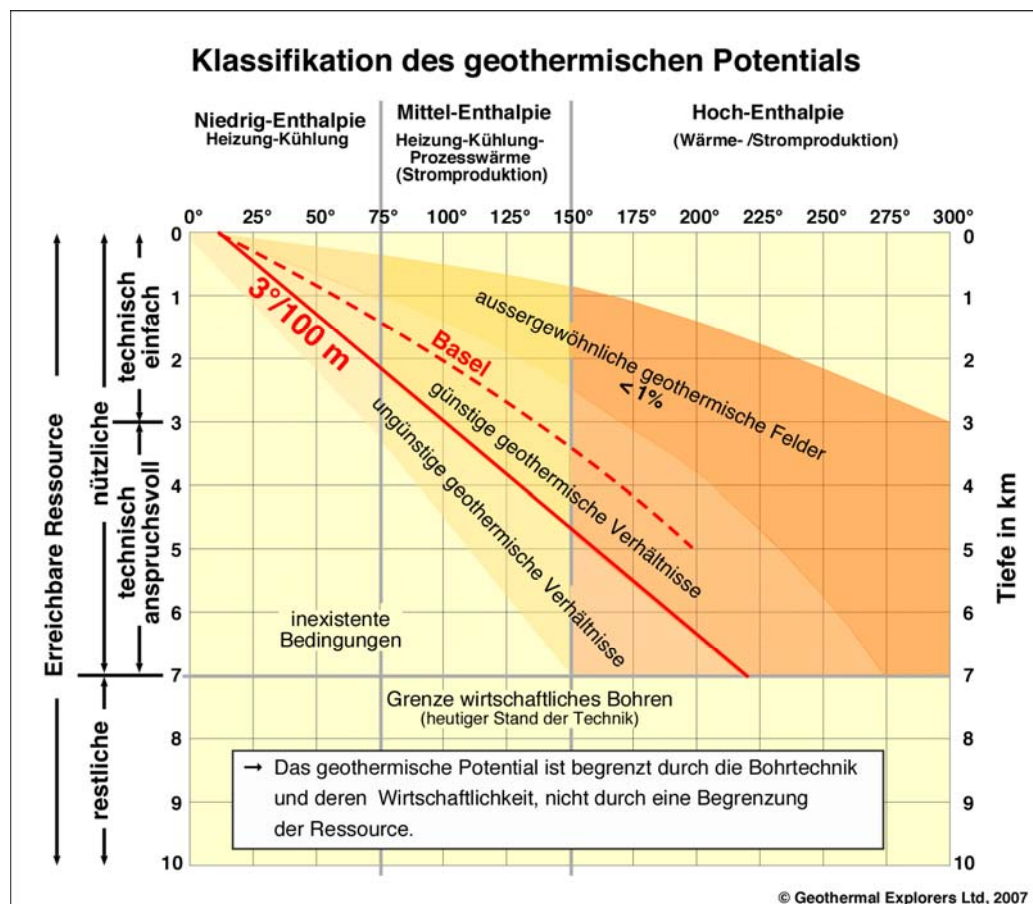
Als technisch machbare Grenze für Geothermiebohrungen mit heute verfügbarer modernster Technologie nehmen gewisse Wissenschaftler eine Tiefe von 10 Kilometern an (Tester, 2006). Die grösste je erreichte Bohrtiefe liegt bei 12.3 km. Dies wurde 1989 in einer russischen Forschungsbohrung auf der Kola Halbinsel nach mehrjähriger Bohrtätigkeit erreicht. Auch die Kontinentale Tiefenbohrung (KTB), eine Forschungsbohrung in der

bayrischen Ober-Pfalz, hatte zum Ziel, bis auf rund 12 Kilometer zu bohren, musste dann aber aus technischen Gründen auf 9.1 Kilometern, bei Gesamtkosten von rund 500 Mio. Franken, abgebrochen werden. Ob solche Bohrtiefen in den Bereich der Wirtschaftlichkeit kommen werden, ist mindestens für die nächsten 20 Jahre sehr fraglich.

In der Erdkruste von 3 bis 10 km Tiefe sind gemäss einer Schätzung von J. Tester (Bullis, 2006) weltweit 100 Millionen Exajoule ($1 \text{ EJ} = 10^{18} \text{ J}$) an nutzbarer geothermischer Energie zugänglich. Selbst wenn nur der tausendste Teil davon genutzt würde, übertrifft das noch stets alle menschlichen Energiebedürfnisse bzw. den Energiebedarf. Denn, im Vergleich dazu beträgt der jährliche weltweite Energieverbrauch geringe 400 EJ. Die Begrenzung des Potentials liegt also nicht bei der Ressource, sondern bei der Wirtschaftlichkeit der Technik, mit welcher die Energie an die Oberfläche gebracht wird und in nutzbare Energie umgewandelt wird. Für eine Abschätzung des geothermischen Potentials erachten wir eine Bohrtiefe von 7 Kilometern als sinnvolle Limite (Figur 5).

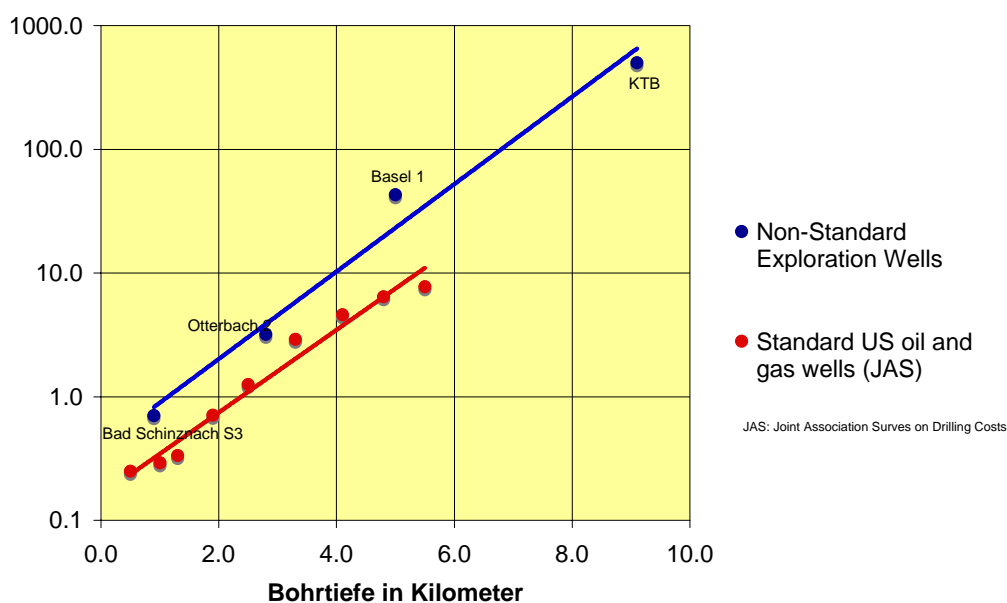
Die Kosten für Bohrungen steigen mit der Tiefe überproportional an. Die Kosten nehmen mit der Tiefe nicht linear, sondern exponentiell zu.

Es ist offensichtlich, dass die Wirtschaftlichkeit einer Geothermieanlage mit der Bohrtiefe abnimmt. Bei den Investitionskosten für ein geothermisches Kraftwerk verzehren die Bohrkosten den Löwenanteil. Nur etwa ein Viertel der Kosten fallen für die oberirdischen Kraftwerksanlagen an.



Figur 5: Klassifikation des geothermischen Potentials

Beispiele, wie die Bohrkosten mit der Tiefe zunehmen, sind in Figur 6 dargestellt. Nicht nur die Bohrtiefe ist für die Kosten entscheidend, sondern auch der Stand der Kenntnis über die zu durchbohrenden Gesteinsschichten. So sind Explorationsbohrungen, also Bohrungen welche zunächst einmal den geologischen Aufbau des Untergrundes erkunden, wesentlich teurer als Standardbohrungen, welche zum Beispiel in ein bekanntes Ölfeld hineinbohren. Aus diesem Grund sind in Figur 6 die Bohrkosten der vier Explorationsbohrungen Schinznach Bad S3 (891 m), Otterbach 2 (2755 m), Basel 1 (5009 m) und KTB (9101 m) als eigene Gruppe aufgeführt, während dem die zweite Gruppe das Kostenprofil von Standard-Ölbohrungen in Abhängigkeit zur Tiefe aufzeigt. Bei beiden Gruppen nehmen die Bohrkosten mit der Tiefe gleichermassen exponentiell zu. Die Kosten von Explorationsbohrungen dürfen deshalb nicht als Mass zukünftiger Bohrkosten für alle Folgebohrungen in einem Feld angenommen werden. Die Graphik zeigt ganz klar, dass Folgebohrungen in einer bekannten Geologie substantiell günstiger ausgeführt werden können als die Erstbohrung.



Figur 6: Bohrkosten in Bezug zur Bohrtiefe

Für eine wirtschaftliche geothermische Erschliessung ist also eine möglichst geringe Bohrtiefe zum Erreichen möglichst heissen Gesteins ausschlaggebend. Hohe Gesteinstemperaturen in geringer Tiefe gibt es nur in vulkanischen Gebieten. Es ist deshalb verständlich, dass geothermische Kraftwerke bis heute ausschliesslich dort gebaut wurden. In solch geringen Tiefen ist auch die Wahrscheinlichkeit hoher natürlicher Durchlässigkeiten grösser. Erst in jüngster Zeit wird auch in konventionellen geothermischen Anlagen das Gestein zusätzlich stimuliert und das geförderte Wasser wieder in die Reservoirs zurückgepumpt, also genau das was EGS auszeichnet.

Steigt der marktbestimmende Ölpreis, rechtfertigen sich aufgrund verbesserter Wirtschaftlichkeit plötzlich auch tiefere Geothermiebohrungen. Das heisst, dass das wirtschaftliche

Potential bei hohen Energiepreisen grösser wird, an sich eine triviale aber nicht unbedeutende Feststellung.

Ein weiterer Punkt, der in der Wirtschaftlichkeitsberechnung geothermischer Anlagen zu berücksichtigen ist, ist die Nähe zum Markt. Dies ist vor allem bei einer kombinierten Wärme-Strom-Produktion ausschlaggebend. Währenddem Strom über weite Distanzen transportiert werden kann, sind dem Transport von Wärme enge Grenzen gesetzt. Der Bau von erdverlegten Fernwärmeleitungen ist ein Kostenpunkt, der den Lieferradius von Wärme stark einschränkt.

Auch dieses Beispiel macht deutlich, dass nicht die Ressource Geothermie der beschränkende Faktor ist, sondern die Kosten der Technik. Die Forschung und Entwicklung wird sich deshalb auf diese Fragen konzentrieren:

- Wo befinden sich Gebiete, in welchen möglichst untief gebohrt werden muss?
- Wie können Bohrkosten substantiell gesenkt werden?
- Wie kann die Wärme effizient an die Oberfläche befördert werden? Hier setzt die Forschung für Enhanced Geothermal Systems an.
- Wie kann die Wärme mit einem möglichst grossen Wirkungsgrad in Strom umgewandelt werden? Die effiziente Stromproduktion aus Wärme ist nicht eine Herausforderung alleine für die Geothermie, sondern für die Steigerung der Energieeffizienz allgemein, da es auch noch andere nutzbare Wärmequellen gibt, wie zum Beispiel Industrieabwärme aus verschiedensten Produktionsprozessen.

5.2 Deutschland

In Deutschland wird die Geothermie politisch stark gefördert. Ausschlaggebend war eine Studie, welche der Deutsche Bundestag im Jahr 2003 beim Büro für Technologiefolgen-Abschätzung (TAB) in Auftrag gab (Paschen et al., 2003). Diese Studie kommt zum Schluss, dass das technische Gesamtpotential zur geothermischen Stromproduktion etwa 1'200 EJ oder dem 600-fachen des deutschen Jahresbedarfs entspricht. Das jährliche technische Angebotspotential – d.h. der Teil, der mit einer sinnvollen technischen Entwicklung langfristig entwickelt werden könnte – entspricht etwa der Hälfte des gegenwärtigen Bruttostromerzeugnisses.

Das Strompotential aus Heisswasser-Aquiferen Deutschlands (=Hydrothermal-Systeme) wird in der TAB-Studie auf 9.4 EJ (2600 TWh) geschätzt. Das entspricht rund 40 Mal der schweizerischen Jahres-Stromproduktion.

Das Strompotential aus kristallinen Gesteinen (= Enhanced Geothermal-Systeme) wird auf 1'100 EJ (306'000 TWh) geschätzt. Das entspricht rund 5'700 mal der schweizerischen Jahres-Stromproduktion.

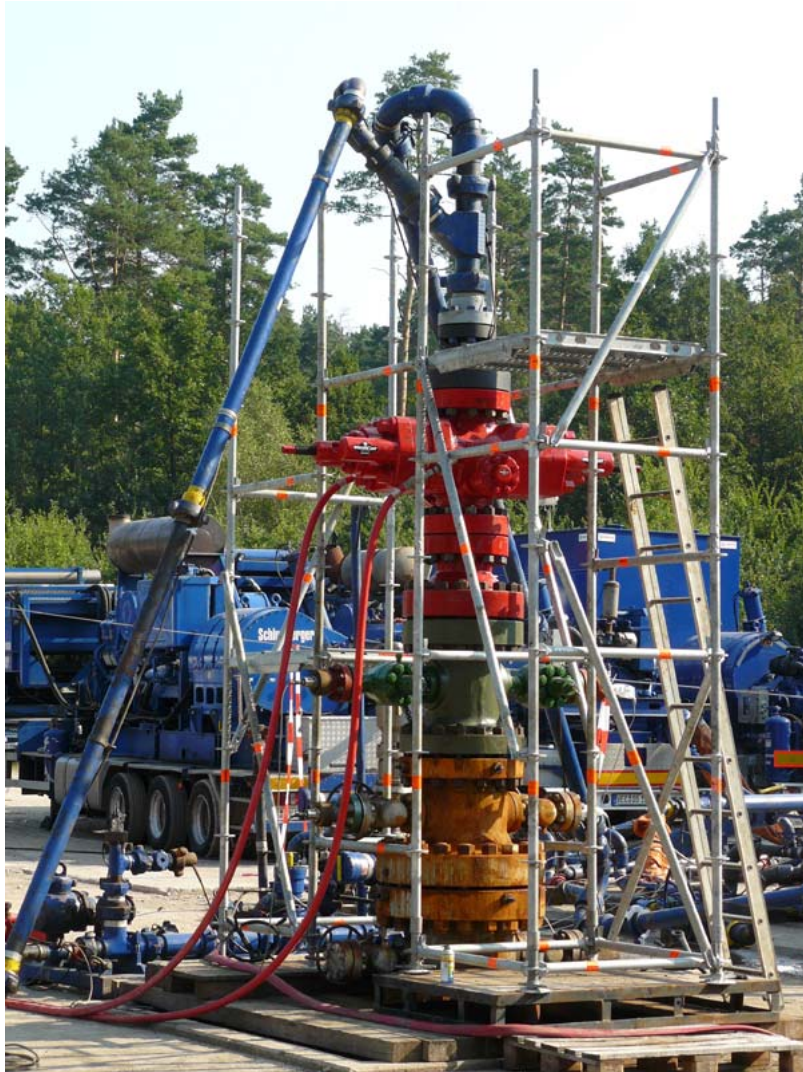
Aus diesen Zahlen wird deutlich, dass das Potential aus hydrothermalen Vorkommen, gegenüber dem Gesamtpotential, das nur mit EGS erschlossen werden kann, verschwindend klein ist.

Es zeigt auch, wie wichtig die Entwicklung von EGS ist, da hier das grosse geothermische Potential liegt.

Es ist trotzdem sinnvoll, hydrothermale Ressourcen zu entwickeln, so wie das in Deutschland gegenwärtig geschieht. Sämtliche in Realisierung befindlichen Geothermieprojekte Deutschlands sind hydrothermale Erschliessungen. Das typische Beispiel dafür ist das Geothermiekraftwerk in Unterhaching bei München, welches mittels einer Kalina-Anlage aus 120 Grad heissem Wasser 3.4 MW Strom produzieren wird. In Bayern sind mehrere ähnliche Folgeprojekte geplant. Das heisse Wasser entstammt einem grossräumigen Heisswasservorkommen in zerklüfteten Malmkalken unter der bayrischen Molasse.

Das zweite in Realisierung befindliche geothermische Kraftwerk bei Landau in Rheinland-Pfalz erschliesst heisses Wasser in mehreren geologischen Stockwerken, inklusive verwittertem Granit im Rheingraben. Landau ist eine Hybridanlage, die sowohl Merkmale eines EGS als auch eines Hydrothermalsystems hat. Es wurde dort zur Verbesserung der bereits bestehenden Durchlässigkeit noch zusätzlich stimuliert. Aufgrund einer Reservoirtemperatur von 155°C und Zirkulationsraten von 70 -80 l/s wird eine elektrische Leistung von 2.6 – 2.9 MW angestrebt.

Es gibt verschiedene Pläne für EGS-Projekte in Deutschland, doch wurden noch keine solchen Bohrungen ausgeführt. Ein interessantes Forschungsprojekt wird vom Geoforschungszentrum Potsdam bei Gross-Schönebeck in Neubrandenburg ausgeführt. In einer fehlgeschlagenen Gasbohrung, welche offen gelassen wurde, sind in schlecht durchlässigen Sandsteinen auf 4'400 m Tiefe Frac-Versuche durchgeführt worden. Die Versuche konzentrieren sich darauf, durch Einpressen von Wasser einen künstlichen Riss im Sandstein zu erzeugen, was die Durchlässigkeit erhöhen sollte. Im Jahr 2006 wurde in der Nähe eine zweite Bohrung in denselben Sandstein niedergebracht (Fig. 7). In dieser Bohrung finden zurzeit Injektionsarbeiten statt. Das Ziel ist es, zwischen den beiden Bohrungen eine Zirkulation von Wasser zu erreichen. Die beiden Bohrungen sind auf 4000 Metern Tiefe rund 400 Meter voneinander entfernt.



Figur 7: Bohrlochabschluss der Forschungsbohrung Gross-Schönebeck des GFZ.

5.3 Schweiz

Bereits 1983 wurde eine erste geothermische Datensynthese der Schweiz durchgeführt (Rybach et al., 1983). Diese konzentrierte sich ausschliesslich auf die hydrothermalen Systeme der Schweiz. Im Vordergrund stand die Wärmenutzung.

Eine systematische Bewertung des geothermischen Potentials der Schweiz besteht noch nicht. Es sind verschiedene Arbeiten im Auftrag des Bundesamtes für Energie in Bearbeitung, dieses Potential abzuschätzen. Am weitesten fortgeschritten ist der geothermische Ressourcenatlas der Schweiz (Signorelli et al., 2004), in welchem sowohl die hydrothermalen Vorkommen sowie der Wärmeinhalt von den Sedimenten und dem kristallinen Grundgebirge abgeschätzt werden. Bis 2004 wurden erste Karten für Teile der Nordschweiz vorgestellt. In einer ersten Abschätzung wird angenommen, dass im Tiefenbereich von rund 3 bis 5 Kilometer Tiefe in einem Gesteinswürfel von je einem Kilometer Kantenlänge rund 83 TWh Wärme gespeichert sind. Könnte diese gespeicherte Wärme vollständig mit einem Gesamtwirkungsgrad von 10 % in Strom umgewandelt werden, würde dies etwa einem Drittel der jährlichen schweizerischen Stromproduktion entsprechen. Natürlich lässt sich pro Kubikkilometer Gestein technisch nur ein kleiner Bruchteil der gesamten Wärmemenge entziehen. Wie gross dieser Anteil ist, hängt von der Mög-

lichkeit ab, das Gestein gleichförmig mit Wasser zu durchströmen, um darin möglichst grosse Wärmetauscherflächen zu bilden.

Die Erstellung eines geothermischen Ressourcenatlas ist ein erster wichtiger Schritt, das geothermische Potential der Schweiz in der Summe zu erfassen. Für eine Standortevaluation sind jedoch weiterreichende lokale geologische Abklärungen unabdingbar. Geologische Systeme zeichnen sich durch lokal individuelle komplexe Strukturen aus, welche neben einer regionalen Bewertung unbedingt zu beachten sind. So kann zum Beispiel ein senkrecht verlaufendes Bruchsystem eine vertikale Wasserzirkulation aus grosser Tiefe dermassen beeinflussen, dass der Wärmefluss an dieser Stelle um einiges besser sein kann als nur wenige Kilometer davon entfernt.

In diesem Sinne würden wir es als irreführend erachten, eine geothermische Potentialkarte mit einer Stromproduktionsrate pro Quadratkilometer zu erstellen. Es ist vermutlich zielführender, jeweils für einen vorgegebenen spezifischen Standort eine individuelle Abschätzung des erschliessbaren Potentials durchzuführen. Ein systematischer Ressourcenatlas kann dazu wichtige Basisdaten liefern.

6 Chancen und Risiken

6.1 Chancen

6.1.1 Einheimische Bandenergie

Der einmalige Vorteil der Geothermie, gegenüber allen anderen erneuerbaren Energien, liegt in der Tatsache, dass die Ressource ununterbrochen, unabhängig von Tageszeit, Jahreszeit, klimatischen Bedingungen oder Wetterlage, zuverlässig zur Verfügung steht. Und dies ohne dass irgendwelche zusätzliche Speicherung notwendig wäre. Die Aussicht, Strom nach Bedarf und nicht nach Angebot zu produzieren, ist eine Qualität, welche geothermische Energie besonders wertvoll macht.

Im Weiteren kann die Energie lokal beschafft werden, lange Transportwege entfallen. Es ist eine heimische Energie. Sie ist nicht einem grenzüberschreitenden Handel unterworfen und damit losgelöst von politischen Krisen.

6.1.2 CO₂-frei

Geothermische Energie kann CO₂-frei gewonnen werden. Beim Wärmeentzug handelt es sich um einen rein physikalischen Prozess, es findet keine Verbrennung oder eine andere chemische Umwandlung statt. In den bisherigen Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen wurde ein eventueller CO₂-Bonus nicht berücksichtigt.

6.1.3 Geringer Energieaufwand

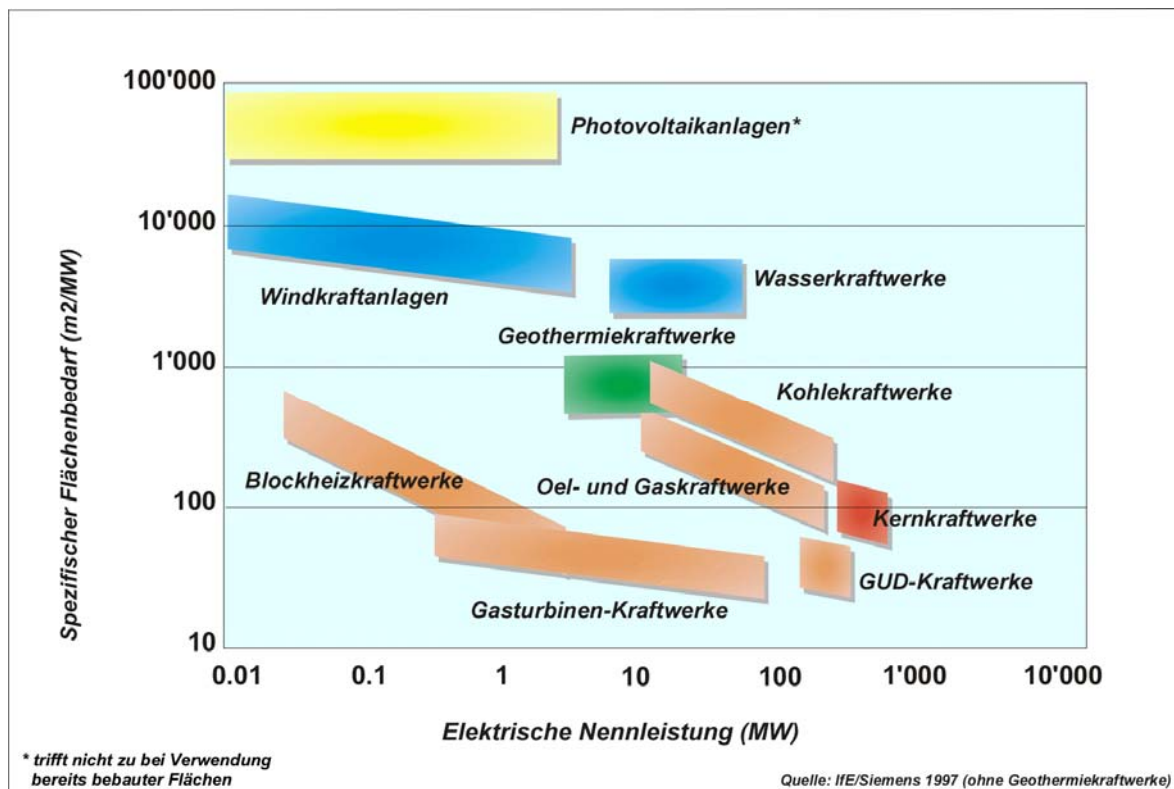
Bereits 1999 wurde bei der ETH Lausanne eine Studie über den Energieaufwand zur Erstellung eines geothermischen Kraftwerks, respektive die Erarbeitung einer Gesamtenergiebilanz, in Auftrag gegeben (Spahr, 1999). Die Studie kommt zum Schluss, dass die energetische Amortisationszeit bei ausschliesslicher Stromproduktion 3.2 Jahre beträgt. Wird von einer solchen Anlage auch noch die Restwärme direkt genutzt, verringert sich die Amortisationszeit noch weiter.

6.1.4 Nachhaltig

Die geothermische Ressource ist wesentlich grösser als der Bedarf. Der Gebrauch dieser Energie verursacht keine Verknappung des Gutes für nachfolgende Generationen. Lokal wird im Reservoirbereich in grosser Tiefe eine geringfügige Abkühlung auftreten. Nach Einstellen der Produktion wird sich dieses Gebiet wieder erwärmen, allerdings langsamer als die Abkühlung erfolgte. Angesichts des unerschöpflichen Nachfliessens von Wärme ist Geothermie eine nachhaltige Ressource.

6.1.5 Platzsparend / Unauffällig

Der Platzbedarf geothermischer Kraftwerke ist klein. Der spezifische Flächenbedarf pro installierte Leistung ist gering. Gemäss einer Studie von Siemens ist es der geringste Platzaufwand pro installierte Leistung von allen erneuerbaren Energien (Fig. 8). Augenfällig sind nur die Bohrarbeiten. Die grössten Anlagenteile sind bei den meisten Geothermiekraftwerken die Kühlaggregate sofern man von Luftkondensatoren ausgeht. Bei einer direkten Wasserkühlung ist selbst dieses Bauteil klein.



Figur 8: Spezifischer Platzbedarf von Kraftwerkstypen

6.2 Risiken

6.2.1 Explorationskosten

Das grösste Hindernis bei der Erschliessung von Geothermie ist die Tatsache, dass die Bedingungen im Untergrund an keinem Standort im Vorfeld bekannt sind. Für jedes Gebiet können je nach Datenlage Prognosen über die Bedingungen im Untergrund gemacht werden, aber nicht mit Sicherheit vorausgesetzt werden. Es gilt in jedem Falle der bekannte Bergmannsausdruck: „Vor der Hacke ist's duster“. Für eine geothermische Nut-

zung sind neben der Temperatur vor allem der zu erwartende Gesteinstyp, der Grad der natürlichen Durchlässigkeit, der hydraulische Druck, die chemische Zusammensetzung der Fluide und die Spannungsverhältnisse der Gesteine auf Zieltiefe von Bedeutung. Keiner dieser Parameter lässt sich von der Oberfläche aus ohne eine Bohrung genau voraussagen. Für die Temperatur und den Gesteinstyp können Prognosen anhand regionaler geologischer Daten gemacht werden. Es gibt jedoch keine geophysikalische Methode, mit welcher diese Angaben im Voraus ermittelt werden können und die vorhandene natürliche Durchlässigkeit eines Gesteins in grosser Tiefe abgeschätzt werden kann. Erst eine Bohrung gibt Auskunft über diese kritischen Werte.

Eine schlüssige Aussage in welchem Masse eine Produktion möglich ist, kann sogar erst mit dem Nachweis eines Zirkulations- resp. Produktionstests gemacht werden. Dazu sind mindestens zwei Bohrungen notwendig. Bis zu diesem Zeitpunkt kann ein negatives Resultat nicht ausgeschlossen werden.

Dies unterscheidet sich fundamental von der Planung zum Beispiel einer Photovoltaikanlage oder einer Windanlage. Bei beiden können die Leistung genauer vorausberechnet werden können.

Die Untersuchungsphase (Exploration) eines Geothermiekraftwerks unterscheidet sich in diesem Sinne nicht von der Suche nach Erdöl und Erdgas. Bis zum Nachweis einer Lagerstätte ist die Suche mit dem Risiko eines Misserfolges behaftet. Im Unterschied zur Erdölexploration ist jedoch die Ressource Wärme nicht unsicher, diese ist immer vorhanden. Wogegen die Förderung sowohl beim Öl wie bei der Geothermie von der Durchlässigkeit in der Lagerstätte abhängig ist.

Bei den Geschäftsmodellen, wie die Geothermie erschlossen werden soll, muss man sich an die Modelle der Erdölexploration anlehnen und nicht an diejenigen von konventionellen Kraftwerksbauten: Bei der Erschliessung neuer Ölfelder wird klar unterschieden zwischen Exploration und Produktion. Die Exploration hat die Aufgabe, vermutete Vorkommen als gesicherte Reserven nachzuweisen. Ein vermutetes Vorkommen (Ressource) hat einen geringeren Wert als eine gesicherte Reserve. Eine Explorationsgesellschaft schafft damit einen Mehrwert. Ist sie erfolgreich, wird die Reserve dann von einer Produktionsgesellschaft ausgebeutet. Das Geschäftsmodell für die Produktion entspricht dann demjenigen einer Kraftwerksgesellschaft.

6.2.2 Seismisches Risiko

Das seismische Risiko ist seit den Ereignissen in Basel ins öffentliche Bewusstsein getreten. Die Möglichkeit unakzeptabler Seismizität konnte schon vor Beginn der Arbeiten in Basel nicht ausgeschlossen werden. Unter Mitarbeit von internationalen Experten zu Risiken induzierter Beben wurde deshalb bereits im Vorfeld ein Massnahmenkatalog erarbeitet, der in Basel dann auch zum Tragen kam. So ist die Sistierung des Projekts nicht auf eine behördliche Verfügung zurückzuführen, sie wurde aufgrund der Kriterien im Massnahmenplan von den Betreibern selbst beschlossen.

Die spürbaren seismischen Ereignisse im Zusammenhang mit der hydraulischen Stimulation sind nicht akzeptabel und bedeuten für die Entwicklung von EGS einen herben Rückschlag. Vom Mensch ausgelöste Seismizität ist bei unterschiedlichsten Vorhaben, bei welchen Wasser mit Druck in den Untergrund gepumpt wurde, bekannt. Im Bewusstsein, dass in einem städtischen Gebiet übermässige Erschütterungen nicht zulässig sind, wurde als Teil des Massnahmenplans ein mikroseismisches Überwachungsnetzwerk mit 6

Seismometern in günstig platzierten Tiefbohrungen und 10 Starkbeben-Messstationen an der Oberfläche aufgebaut, um auf eine ansteigende Mikroseismizität beim Einpressen von Wasser reagieren zu können. Dieser Massnahmenplan, der von Experten und Behörden begutachtet und akzeptiert wurde, wurde minutiös eingehalten. Die Einhaltung dieses Massnahmenplans hat, wie bereits erwähnt, zum Abbruch der hydraulischen Stimulation geführt.

Es ist der Verdienst dieses Massnahmenplans, dass spürbare Beben, die auf das kontrollierte Einpressen von Wasser zurückzuführen sind, so minutiös aufgezeichnet wurden und ein ganzes Gebiet über einen langen Zeitraum von Beginn der Bohrarbeiten bis weit nach Abbruch der Injektionen genau überwacht wird. Das System läuft aktuell noch weiter und wird voraussichtlich bis mindestens Ende 2008 betrieben.

Der vorliegende Datensatz ist von unschätzbarem Wert zur Weiterentwicklung von EGS. Es wird nun die Aufgabe von Forschung und Entwicklung sein, Methoden zu entwickeln, welche mit genügender Wahrscheinlichkeit ausschliessen, dass bei EGS Erschütterungen mit Schadenfolge entstehen können.

Die Abschätzung des seismischen Risikos ist zu einem der zentralen Themen geworden. Es wird klare und verständliche Aussagen brauchen, dass sich die Technologie von EGS im Rahmen akzeptabler Risiken bewegt. Dazu bedarf es verständlicher und nachvollziehbarer Lösungen, ansonsten darf nicht mit einer hohen Akzeptanz dieser umweltfreundlichen Technologie gerechnet werden.

Es wäre sicher verfrüht hier bereits Lösungsansätze vorzubringen. Jedoch scheint sich abzuzeichnen, dass weder Druck noch Wassermenge alleine zu spürbarer induzierter Seismizität führen, sondern auch der Zeitfaktor, d.h. über welchen Zeitraum und mit welchen Fliessraten Wasser eingepresst wird, eine Rolle spielt. Neben dem Datensatz von Basel werden nun weltweit vergleichbare Fallbeispiele, nicht nur aus geothermischen Anwendungen, sondern auch aus dem Bergbau, der Erdöl- und Gasförderung herangezogen, um die notwendigen Kenntnisse zu erarbeiten. Industrie und Hochschulen werden hier international vernetzt zusammenarbeiten müssen.

Konkret besteht zwischen dem Deep Heat Mining Projektteam in Basel ein Informationsaustausch mit dem EGS Projekt von Geodynamics im Zentrum Australiens. In diesem völlig unbewohnten Gebiet können die Zusammenhänge zwischen hydraulischen Einpressversuchen und induzierter Seismizität praktisch ohne Einschränkungen studiert werden. Wir sind der Überzeugung, dass in solchen Projekten die wertvollsten weiteren Erkenntnisse gewonnen werden können. Mit den Hochschulen, allen voran der ETH Zürich, besteht eine Zusammenarbeit in der Auswertung des mikroseismischen Datensatzes von Basel. Die TU Clausthal erstellt im Auftrag von Geopower eine Sammlung von weltweiten Fallbeispielen über induzierte Seismizität.

Die Schwierigkeit der Aufgabe besteht darin, dass nicht nur eine maximale Magnitude, welche standortspezifisch künstlich ausgelöst werden kann, definiert werden muss, sondern dass einem solchen maximalen Ereignis auch eine Wahrscheinlichkeit zugeordnet werden muss. Die Berechnung einer Wahrscheinlichkeit muss statistisch erfolgen. Verlässliche Statistiken bedürfen jedoch grosser Datensätze, welche für Beben, die künstlich von Menschen ausgelöst wurden, nicht vorhanden sind.

Der Zusammenhang zwischen hydraulischer Injektion und Seismizität ist offensichtlich. Der Zusammenhang ist aber nur qualitativ verstanden. Es ist bis heute nicht möglich,

quantifizierbare Zusammenhänge zwischen Druck, FlieBsrade, Wasservolumen, felsmechanischen Eigenschaften, Felsspannungen, Ereignisrate und Magnituden herzuleiten.

Es wäre aus unserer Sicht aber verfehlt, sich nun ausschliesslich auf Studien zu beschränken. Zur Erlangung neuer Erkenntnisse bedarf es auch aktiver Projekte mit Versuchen, die unter Einhaltung sämtlicher Sicherheitsmassnahmen möglich sein müssen.

7 Kostenentwicklung

7.1 Stromgestehungskosten aus Sicht heute verfügbarer Technik

Aus Erfahrung bisheriger Projekte entfallen grob drei Viertel der Investition auf das Bohren und ein Viertel auf die Kraftwerkanlage. Die Kosten der Vorerkundung fallen im Gesamtinvestitionsrahmen unter die 5% Grenze. Die Betriebskosten einer geothermischen Anlage sind gering, wie Erfahrungswerte von bestehenden konventionellen Geothermiekraftwerken zeigen. Energiebeschaffungskosten, welche bei konventionellen thermischen Kraftwerken, wie z.B. Gaskraftwerken die Wirtschaftlichkeit stark beeinflussen, entfallen.

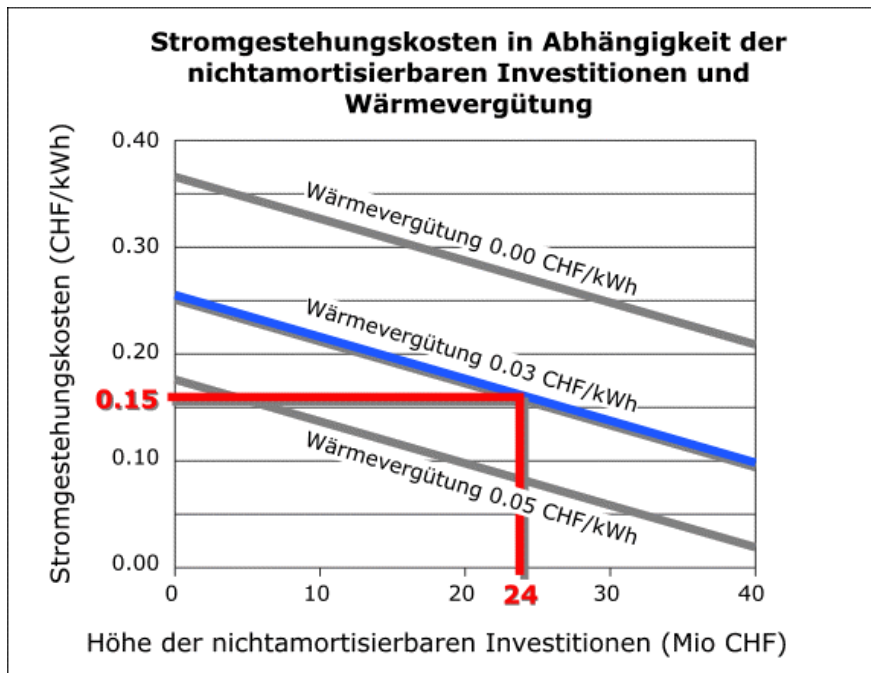
Die betriebswirtschaftliche Kalkulation eines Geothermiekraftwerkes ist deshalb vergleichbar mit einem Wasserkraftwerk: Hohe Investitionskosten, geringe Betriebskosten, keine variablen Energiebeschaffungskosten. Dazu braucht es eine klare Festlegung einer Abschreibungsdauer. In der Regel wird diese auf 20 Jahre angesetzt, wie dies auch beim Projekt in Basel der Fall war. Aus Erfahrungen mit Produktionsbohrungen für Öl, Gas oder geothermischer Energie kann bei Bohrungen mit einer Lebensdauer von 25 Jahren gerechnet werden.

Auf dieser Grundlage wurden für das Projekt DEEP HEAT MINING Basel folgende Stromgestehungskosten errechnet:

| Annahme | Stromgestehungskosten |
|--|-----------------------|
| Keine Subvention, reine Stromproduktion, sämtliche Kosten in 20 Jahren amortisiert | 37 Rp/kWh |
| Nicht amortisierbare Kosten, resp. Subvention aus Förderfonds von 24 Mio. CHF, zusätzlich Vergütung für Fernwärme (3 Rp./kWh= „Brennstoffvermeidungskosten“, Stand 2003) | 15 Rp/kWh |

Tabelle 1: Stromgestehungskosten, Beispiel Basel

Bei einer kombinierten Produktion von Strom und Wärme wäre nach heutigem Stand die Vergütung der Wärme wesentlich höher als 3 Rp./kWh anzusetzen. Die Brennstoffvermeidungskosten, d.h. der Preis, der für den günstigsten Brennstoff (Gas) zu bezahlen ist, um eine äquivalente Menge Wärme zu produzieren, liegt heute bei rund 8 Rp/kWh mit einer steigenden Tendenz. Im Ratschlag vom 17.6.2003 für einen Rahmenkredit zum Bau eines geothermischen Heizkraftwerks in Basel wurde dies mit der folgenden Graphik (Fig. 9) verdeutlicht:



Figur 9: Stromgestehungskosten bei zusätzlicher Wärmeabgabe

Diese Annahmen beruhen auf den damals zu erwartenden Bohrkosten. Seither sind die Bohrkosten infolge eines weltweit beispiellosen Bohrbooms deutlich gestiegen. Gleichzeitig sind aber auch neue, kosteneinsparende Techniken entwickelt worden, so dass heute insgesamt von ähnlichen Kosten wie damals ausgegangen werden kann.

7.2 Kostensenkungspotential

Das grösste Kostensenkungspotential liegt zweifellos bei den Bohrkosten. Die Entwicklung neuer, schneller und demzufolge kostengünstigerer Bohrtechniken wird von der Erdölbranche dominiert. Bei der Erdölförderung sind die Bohrkosten jedoch nicht die kritische Grösse, welche den Förderpreis bestimmt. Bei geothermischen Anlagen ist dies anders. Wie bereits erwähnt, bestimmen die Bohrkosten drei Viertel der Gesamtinvestition. Zudem sind Geothermiebohrungen keine Erdölbohrungen. Sie verlangen eine komplexere Verrohrung. Sie muss thermische Schwankungen aufnehmen können, die Querschnitte sind grösser. Weltweit werden jährlich tausende von Ölbohrungen niedergebracht, bei der Geothermie sind das jährlich ein paar Dutzend. Die Entwicklung und Erfahrungen für kostensenkende Massnahmen verlaufen entsprechend langsamer.

Das steigende Interesse an geothermischer Stromproduktion, vor allem in Deutschland, hat schon zur Entwicklung neuer Bohrgeräte geführt. Die Firma Herrenknecht, der führende Bauer von Tunnelbohrmaschinen, hat innerhalb von weniger als drei Jahren eine Tiefbohranlage entwickelt, die wesentlichen Bedürfnissen von Geothermiebohrungen entgegenkommt.

Eine Kostensenkung wird mit diesen Anlagen erreicht, indem sie stark automatisiert sind, also mit weniger Personal betrieben werden können. Das grösste Sparpotential liegt immer noch bei einer Verkürzung der Bohrdauer. Neue Techniken, welche dazu beitragen können, sind in Kapitel 10.1 beschrieben. Eine bahnbrechende Erfindung mit der die Bohrkosten gleich in einem Mal massiv reduziert würden, ist eher unwahrscheinlich, dafür ist die Bohrindustrie schon zu reif. Trotzdem ist ein Trend erkennbar, der es realistisch

erscheinen lässt, dass sich die Bohrkosten innerhalb der nächsten zehn Jahre halbieren könnten.

Der wichtigste kostensenkende Faktor in einem Projekt ist jedoch die Erfahrung mit dem spezifisch zu durchbohrenden Untergrund. Eine Bohrung, welche durch eine unbekannte Gesteinsabfolge ausgeführt wird, ist zwangsläufig teurer als die Folgebohrungen, bei welchen Optimierungen vorgenommen werden können. So muss eine Erstbohrung jeweils eine breitere Palette von Bohrtensilien (z. B. Meisseltypen, Spülungszuschläge, Reserverohre etc.) einplanen. Bei den Folgebohrungen kann dann auf eine bekannte Geologie und Gebirgsverhältnisse zurückgegriffen werden. Eine Zweitbohrung sollte bei gleichbleibender Technik alleine dadurch schon rund 20 % günstiger zu bewerkstelligen sein. Nach spätestens vier Bohrungen sollte eine Optimierung mit Einsparungen von rund 40 % der Erstbohrung möglich sein. Dieser Lernfaktor zeigt sich auch bei jeder Ölfelderschliessung.

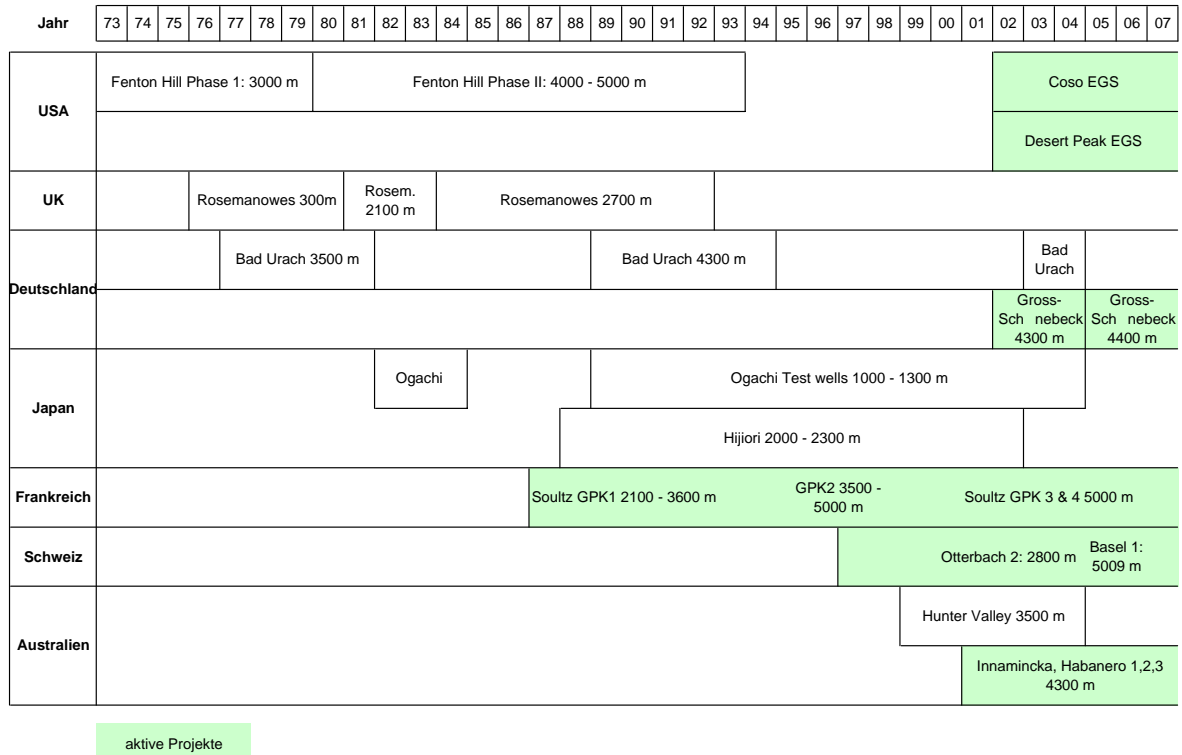
Substantielle Kostensenkungen in Zukunft sind realistisch. Sie sind nötig, um die Technologie marktfähig zu machen, doch sollten Kostensenkungen beim jetzigen Entwicklungsstand noch nicht die höchste Priorität haben. Zuerst muss eine EGS Anlage einmal den Beweis erbringen, dass sie sicher und zuverlässig funktioniert.

Über die Entwicklung der Anlagekosten können wir keine Aussagen machen. Die Umwandlungszyklen, seien es ORC oder Kalina-Anlagen werden laufend weiterentwickelt. Die geringe Anzahl solcher Anlagen und die spärlichen Angaben zu deren Kosten lassen keine generelle Aussage zu. Vermutlich wird die Steigerung des Wirkungsgrades dieser Anlagen betriebswirtschaftlich einen grösseren Einfluss haben als eine Reduktion der Erstellungskosten.

8 EGS Forschungs- und Entwicklungsprojekte

8.1 Historische Projekte

Der Rückblick auf historische und aktuelle EGS Projekte (Fig. 10) soll die schrittweise Entwicklung aufzeigen und ein Einblick in die jeweiligen „Lessons learnt“ geben.



Figur 10: Entwicklungsgeschichte vom Hot-Dry-Rock- bis zu den heutigen EGS-Projekten

8.1.1 Los Alamos, USA

Die Idee einer Wärmeproduktion aus Hot-Dry-Rock, heissem, trockenem Gestein, wurde 1973 erstmals von Wissenschaftlern der Los Alamos National Laboratories in Fenton Hill, New Mexico geprüft.

1980 konnte die Funktion des Prinzips erstmals nachgewiesen werden. Für eine Kommerzialisierung wurden kritische Ziele nicht erreicht. So wurde keine wirtschaftlich erforderliche Fließrate von 50 – 100 kg/s erreicht, die Produktionstemperaturen von 150°C waren ungenügend und der Pumpaufwand war zu hoch. Unter den damaligen Rahmenbedingungen, mit Ölpreisen im Bereich von 20 US\$/Fass, wurde das Projekt nicht mehr weiter verfolgt.

8.1.2 Rosemanowes, UK

Unter Leitung der Camborne School of Mines wurden bei Rosemanowes in einem Granitsteinbruch Bohrungen bis maximal 2600 m Tiefe ausgeführt. Im Vordergrund stand nicht eine Wärmeproduktion, sondern die wissenschaftliche Erforschung gesteuerter Frakturierung von kristallinem Gestein.

Diese Untersuchungen waren wegweisend für die Weiterentwicklung von EGS. Die wichtigsten Lehren aus diesen Versuchen waren, dass bei einer hydraulischen Frakturierung

kaum neue Klüfte (Risse im Gestein) entstehen, sondern dass das bestehende Klufsystem die Orientierung und Ausbreitung der Stimulation bestimmt. Im Weiteren wurde erkannt, dass die Stimulation von Klüften ein irreversibler Prozess ist, das heisst, dass einmal geöffnete Klüfte auch offen bleiben.

8.1.3 Hijiori, Ogachi, J

In Hijiori wurden unter Leitung der New Energy and Industrial Technology Organisation (NEDO) in Zusammenarbeit mit US- und europäischen Hochschulen Stimulationsversuche in einem vulkanischen Gebiet mit einem sehr hohen Temperaturgradienten vorgenommen. Auf Tiefen von 1800 m wurden bereits Temperaturen von 250 °C angetroffen. Die Versuchsanlage bestand aus vier Bohrungen zwischen 1800 und 2300 m Tiefe. Die Zirkulationsversuche unterlagen grossen Wasserverlusten, die Vorhersage des Spannungsfeldes erwies sich als sehr schwierig. Wegweisende Erkenntnisse wurden vor allem in der Lokalisierung mit mikroseismischem Monitoring erbracht.

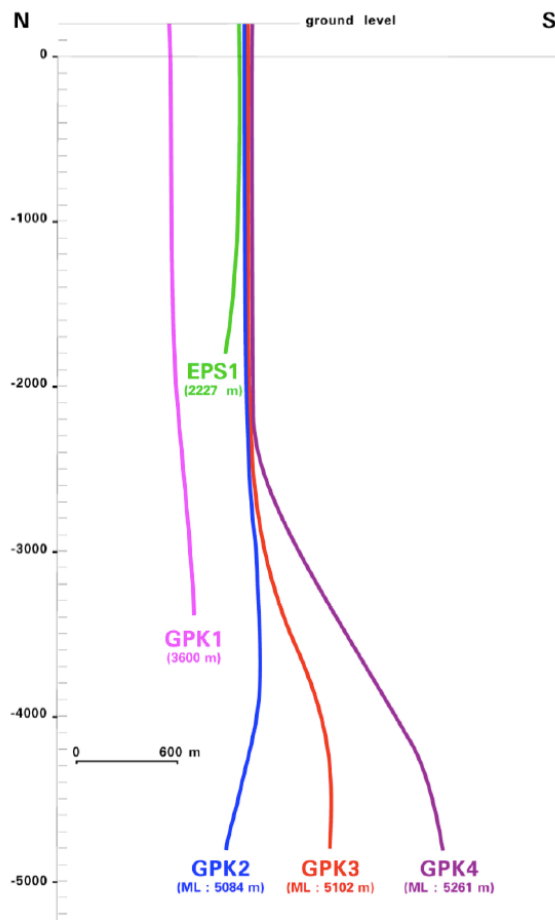
In Ogachi wurde versucht, zwei Bohrungen, welche in zwei unterschiedlichen Hochtemperatur-Aquiferen endeten, durch eine hydraulische Injektion miteinander in Verbindung zu bringen. Dies gelang erst mit einer dritten Bohrung. Auch in diesem System traten anfänglich grosse Wasserverluste auf. 2004 wurde die Finanzierung weiterer Untersuchungen gestrichen.

8.2 Aktuelle Forschungsprojekte

8.2.1 Soultz-sous-Forêts, F

Das Projekt in Soultz ist ein Forschungsprojekt der Europäischen Union. Der Standort Soultz wurde im Gebiet der ältesten europäischen Ölfelder von Pechelbronn gewählt. Aufgrund der vielen verlassenen Ölbohrungen im Gebiet waren einerseits die Geologie bis ins kristalline Gestein und der erhöhte Temperaturgradient an dieser Stelle im Rheingraben bekannt. Zudem konnten einige alte Ölbohrungen zur Platzierung von Seismometern für die mikroseismische Überwachung gebraucht werden.

1995 gelang zwischen den Bohrungen GPK1 und GPK2 auf einer Tiefe von 3'500 Meter erstmals eine Zirkulation durch ein stimuliertes Reservoir. Aus diesem Reservoir wurde über rund drei Monate ein erfolgreicher Zirkulationstest mit einer nahezu konstanten thermischen Leistung von 11 MW erzielt.



Figur 11: Anordnung der Bohrungen in Soultz-sous-Forêts. Die aktuellen Zirkulationstests finden zwischen den Bohrungen GPK 2, 3 und 4 statt.

2001 wurde die Bohrung GPK2 auf 5000 m vertieft und bis 2004 die Bohrungen GPK3 und 4 gebohrt (Fig. 11). Die drei Bohrungen weisen auf der Endtiefe einen Abstand von je rund 600 m zueinander auf. In den Bohrungen GPK2 und 3 wurden hydraulische Stimulationen vorgenommen. Bei diesen Stimulationen traten an der Oberfläche fühlbare Erschütterungen auf, die stärkste mit einer Magnitude von 2.9. In der Bohrung GPK4 wurden daraufhin „sanftere“ Stimulationen unter Verwendung von Säuren durchgeführt. Seit 2006 werden verschiedene Zirkulationsversuche gefahren. Demnächst sollte zu Demonstrationszwecken eine ORC-Anlage mit einer Leistung von zunächst 1.5 MWe und schliesslich von 4.5 bis 6 MWe in Betrieb genommen werden.

8.2.2 Gross-Schönebeck, Deutschland

In der offen gelassenen Gas-Erkundungsbohrung Gross-Schönebeck in Neubrandenburg führt das Geoforschungszentrum Potsdam (GFZ) seit 2002 Stimulationsversuche aus. In der 4200 m tiefen Bohrung werden Versuche angestellt, wie in einem schlecht durchlässigen Sedimentgestein höhere Heisswasserfließraten erreicht werden können. Die Formationswässer auf dieser Tiefe weisen eine Temperatur von 150°C auf. 2006 wurde eine weitere Bohrung auf eine Tiefe von 4400 m niedergebracht. Darin werden zu Zeit Stimulationsversuche durchgeführt, mit dem Ziel, schliesslich eine Zirkulation zwischen den beiden Bohrungen prüfen zu können. Da sich diese Versuchsanordnung in Sandsteinen und nicht wie in alle anderen EGS Projekte in kristallinem Gestein befindet, lehnen sich die Methoden im Wesentlichen an Techniken der Erdöl- und in der Erdgasförderung. Die Er-

kenntnisse aus diesen Versuchen werden hoffentlich einen wertvollen Beitrag leisten, wie aus tiefen Sedimentbecken geothermische Energie gefördert werden kann, unter anderem auch aus erschöpften Öl- und Gasbohrungen.

8.2.3 Coso und Desert Peak, USA

In den Vereinigten Staaten finden aktuell keine grossen Forschungsaktivitäten für EGS statt. Sie beschränken sich auf Versuchsanordnungen in Bohrungen am Rande hydrothermalen Felder konventioneller Geothermiekraftwerke. Das Coso Projekt ist darauf ausgelegt, die Frakturierung heisser und niedrig permeabler Gesteine zu prüfen. Beim Desert Peak Projekt soll versucht werden, von einer Bohrung am Rande eines hydrothermalen Feldes mittels einem hydraulischen Frac eine Verbindung zum durchlässigen Teil des Feldes zu erzielen.

8.3 Kommerzielle Entwicklungsprojekte

8.3.1 Berlin Feld, El Salvador (Shell)

In den Jahren 2004 bis 2005 hat Shell ein EGS Projekt am Rande des hydrothermalen Feldes Berlin in El Salvador durchgeführt. Es wurde ähnlich wie bei den Versuchsanordnungen in Coso und Desert Peak versucht, eine hydraulische Stimulation in dichtem heissem vulkanischem Gestein durchzuführen. Das besondere an diesem Versuch war, dass er in einem sehr Erdbeben gefährdeten Gebiet stattfand. Die Bevölkerung war darauf sehr sensibilisiert, da sie wenige Jahre zuvor ein starkes Schadenbeben erleiden musste. Shell entwickelte zusammen mit Professor Julian Bommer vom Imperial College, der ein anerkannter Experte für Schadenspotentiale bei Erdbeben gilt, ein Warnsystem, mit welchem beim Überschreiten von klar definierten Schwellwerten der seismischen Aktivität, die Operation eingeschränkt oder gestoppt wird.

Bei diesem Projekt kam das Alarmsystem nicht zum Tragen, da beim Einpressen kaum Seismizität auftrat. Es wurden sehr grosse Wassermengen eingepresst, die aber kaum zur Entstehung eines nutzbaren Reservoirs beigetragen haben. Shell hat das Projekt daraufhin aufgegeben.

Das Warnsystem hat die Grundlage für das Warnsystem in Basel geliefert. Das System wurde unter Einbezug von Professor Julian Bommer verfeinert und den Ansprüchen in Basel angepasst.

8.3.2 Cooper Basin, Australien (Geodynamics)

Die Idee mit EGS Strom zu generieren, hat in Australien zu mehreren Firmengründungen geführt. Nach neuem Stand sind elf Firmen an der australischen Börse (ASX) mit einem Gesamtbörsenwert von 700 A\$ kotiert. Die Firma Geodynamics war eine der ersten Firmen. Sie hat mit einer ersten Versuchbohrung im Hunter Valley die Wärmekapazität eines Granitvorkommens geprüft. Aufgrund von unattraktiven Naturschutzauflagen wurde das Vorhaben sistiert und die Exploration im Cooper Basin in Südaustralien aufgenommen.

Das Ziel von Geodynamics ist bis 2008 eine erste Demonstrationsanlage in Betrieb zu nehmen. Als zweiter Schritt ist eine 50 MWe Anlage geplant, welche Strom an die rund 70 km entfernte Gasraffinerie Moomba in Südaustralien liefert. Als weiterer Schritt ist ein grossflächiges Bohrprogramm geplant, das den Ausbau in ein Grosskraftwerk zum Ziel hat. Damit würde sich dann auch eine Stromleitung bis in das 800 km entfernte Adelaide rechtfertigen.

Die erste Bohrung Habanero 1 auf eine Tiefe von 4421 m im Jahr 2003 stiess auf ein heisses Reservoir mit massiven hydraulischen Überdrücken und einer Temperatur von über 250 Grad. Nach dem Verpressen von 16'000 m³ Wasser bei Drücken bis zu 660 bar gelang es, ein nahezu horizontal verlaufendes Reservoir über ein Gesteinsvolumen von rund 0.7 km³ zu stimulieren.

Die zweite Bohrung Habanero 2 in einer Distanz von 500 m zur ersten Bohrung, musste aufgrund von Bohrproblemen auf rund 4000 m Tiefe abgebrochen werden. Die Analyse der Bohrprobleme hat gezeigt, dass zur Bewältigung der hohen Drücke eine grössere Bohranlage notwendig ist.

Daraufhin hat Geodynamics ein speziell auf ihre Bedürfnisse zugeschnittene Bohranlage gekauft, die nun im Einsatz steht. Es handelt sich um das grösste Bohrgerät Australiens. Es ist in der Grösse vergleichbar mit dem Bohrgerät, das in Basel zum Einsatz kam. Es ist dies das erste Mal, dass ein Explorationsunternehmen für geothermische Energie eine eigene Bohranlage beschafft. In der Regel werden Bohrarbeiten an spezialisierte Bohrunternehmen vergeben.

Die Bohrung Habanero 3 wurde im Juli 2007 begonnen und hat anfangs Oktober eine Tiefe von 2300 m erreicht.

Zwischen Geodynamics und dem Projektteam in Basel besteht ein aktiver Erfahrungsaustausch.

8.3.3 Basel (Geopower)

Neben den Projekten in Soultz und Australien ist Basel das einzig weitere Projekt, bei welchem auf 5'000 m Tiefe gebohrt wurde, um ein EGS zu entwickeln. Die Bohrung Basel 1 ist betreffend Durchmesser und Ausbau die grösste und die komplexeste Bohrung für diese Zwecke.

Der Bohrung Basel 1, welche im Oktober 2006 eine Endtiefe von 5'009 m erreichte, geht eine lange und umfangreiche Planung und Projektierung voran:

1996 schlug eine Kerngruppe von Ingenieuren und Wissenschaftlern mit Bob Hopkirk, Markus Häring, François Vuataz, Stefan Berli und Jules Wilhelm dem Bundesamt für Energie eine Konzeptstudie unter dem Namen DEEP HEAT MINING für die geothermische Stromproduktion in der Schweiz vor. Eine Zusammenfassung der Projektidee wurde am 3.4.1997 von Markus Häring in der Neuen Zürcher Zeitung publiziert. 1998 erfolgte die Gründung von Geothermal Explorers Ltd mit privaten Mitteln durch die Gebrüder Christoph und Markus Häring. Mit Fördermitteln des Bundes, des Kanton Basel-Stadt und der IWB wurde Geothermal Explorers Ltd die Planung und Durchführung einer ersten Sondierbohrung beim Zoll Otterbach finanziert. 1999 erfolgte der Start zur ersten Sondierbohrung beim Zoll Otterbach. Mit dieser Bohrung auf eine Tiefe von zwei Kilometern sollte die Schichtenfolge der Gesteine bis zum kristallinen Grundgebirge, die Temperaturzunahme und der Grad der Zerklüftung, sowie die Spannungsverhältnisse im Grundgebirge erforscht werden. Diese erste Sondierbohrung scheiterte wegen geologischer und technischer Problemen in rund 1500 m Tiefe. An einem Symposium in Basel im November 1999 wurde das viel versprechende Projekt „Deep Heat Mining Basel“ einem grösseren Kreis von Fachleuten, politisch Tätigen und Medienleuten vorgestellt. Im März 2001 begann mit einer Finanzierung durch die IWB, den Kanton Basel-Stadt, dem Bundesamt für Energie, der Elektra Baselland und der G.H. Endress Stiftung eine zweite Sondierbohrung. Die

Bohrung Otterbach 2 bis auf eine Tiefe von 2755 m zeigte, dass grundsätzlich die technischen und geologischen Voraussetzungen für die Realisierung eines Geothermiekraftwerks gegeben sind. Sowohl die Temperatur als auch die Gesteinsstruktur in der Tiefe erfüllen die Anforderungen.

Im August 2003 unterbreitete der Regierungsrat des Kantons Basel-Stadt dem Grossen Rat einen Kreditantrag von 32 Mio. Franken zu Lasten des Anlagevermögens der IWB für den Bau eines geothermischen Heizkraftwerks (Deep Heat Mining). Zusätzlich stellte er aus der baselstädtischen Förderabgabe auf Strom bis maximal 8 Mio. Franken zur Verfügung.

Im Februar 2004 wurde zur Ausführung des Projekts DEEP HEAT MINING die Geopower Basel AG gegründet. Aktionäre sind die IWB, die Elektra Baselland (EBL), der Gasverbund Mittelland AG und die Geothermal Explorers Ltd. Nachträglich dazugekommen sind: der Kanton Basel-Stadt mit dem Amt für Umwelt und Energie (AUE BS), der Kanton Baselland mit dem Amt für Umweltschutz und Energie (AUE BL), das Tessiner Elektrizitätsunternehmen Azienda Elettrica Ticinese (AET), das Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ), die AXPO, die Energiedienst Holding AG und die Service Industrielle de Genève.

2005 bis Anfangs 2006 wurden drei neue Beobachtungsbohrungen in Basel und der deutschen Nachbarschaft gebohrt und zusammen mit den Bohrungen Otterbach 2 und der Geothermiebohrung Riehen 2 mit Seismometern ausgerüstet. Das hochsensible Monitoringsystem wurde im Februar 2006 in Betrieb genommen, drei Monate vor Bohrbeginn von Basel 1.

Die Bohrung Basel 1 begann am 15. Mai 2006 und erreichte am 22. Oktober 2006 erfolgreich und unfallfrei die Endtiefe von 5'009 Meter.

Die hydraulische Hauptstimulation begann nach ausführlichen Vortests am 2. Dezember und wurde am 8. Dezember 2006 aufgrund überhöhter Seismizität abgebrochen.

8.3.3.1 Aktueller Stand

Das Projekt Deep Heat Mining ist zur Zeit suspendiert. Es finden, ausgenommen vom Unterhalt und der Überwachung des Bohrloches Basel 1 sowie vom Betrieb und Unterhalten des Monitoring Systems, keine operativen Tätigkeiten statt. Die Auswertung und Interpretation der Daten ist weitgehend abgeschlossen. Ausstehend ist noch ein umfassender Bericht zur induzierten Seismizität des Schweizerischen Erdbeben Dienstes (SED). Das Monitoring System wird bis auf weiteres in leicht reduziertem Umfang betrieben. Mikro-seismische Ereignisse im Reservoir und in der Region, welche von den Stationen des SED registriert werden, werden weiterhin auf der speziell dafür eingerichteten Webseite des SED veröffentlicht.

8.3.3.2 Zusammenfassung der Resultate

Die hydraulische Stimulation wurde aufgrund der überhöhten Seismizität bereits nach sechs Tagen abgebrochen und nicht wie vorgesehen über zwanzig Tage geführt. Die in dieser verkürzten Zeit erreichten Resultate lassen deshalb noch keine schlüssigen Aussagen über Erfolg und Misserfolg zu. Im Wesentlichen lassen sich die Resultate folgendermassen zusammenfassen:

Bohrtechnik

Die Bohrarbeiten sind erfolgreich verlaufen. Die angestrebte Tiefe wurde im vorgesehenen Durchmesser mit der vorgesehenen Verrohrung plangemäss und unfallfrei erreicht. Allerdings verliefen die Arbeiten nicht so schnell wie vorgesehen, so dass durch die laufenden Tageskosten der Bohranlage eine Kostenüberschreitung auftrat. Im Rahmen einer Bohrung in unbekannte Geologie mit unbekanntem felsmechanischen Verhältnissen und unbekanntem Druckverhältnissen ist dies nicht aussergewöhnlich, kann aber für zukünftige Bohrungen nicht hingenommen werden. Aufgrund der Lehren aus der Bohrung muss eine weitere Bohrung wesentlich günstiger ausfallen.

Hydraulische Stimulation

Die beschränkte Stimulation verlief erfolgreich. Es wurden Risse in der erwarteten Richtung und Orientierung erzeugt. Die Ausdehnung des stimulierten Reservoirbereiches ist kleiner als bei einer vollständigen Stimulation hätte erreicht werden müssen, für die abgekürzte Phase entspricht die Reservoirausdehnung jedoch durchaus den Erwartungen. Es wurde festgestellt, dass bereits mit Fließraten bis 100 l/min die hydraulische Wegsamkeit um das dreissigfache gesteigert wurde. Insgesamt bewirkte die Stimulation, bei welcher bis zu 3000 l/min verpresst wurde, eine Erhöhung der hydraulischen Wegsamkeit um etwa den Faktor 400.

Seismizität

Das Monitoringsystem zur Lokalisierung der Mikroseismizität im Reservoirbereich hat sich bewährt und hat die gewünschten Resultate geliefert. Es wurden während der Stimulationsphase rund 14'000 mikroseismische Ereignisse registriert, wovon etwa bei einem Drittel der Herd präzise lokalisiert werden konnte.

Das Massnahmenkonzept zur Überwachung und Kontrolle induzierter Seismizität und Erschütterungen hat funktioniert. Beim Auftreten unakzeptabler Seismizität wurde genau nach dem vorgegebenen Massnahmenplan verfahren und die Stimulationsaktivitäten bereits vor dem ersten stark spürbaren Ereignis mit Magnitude 3.4 gestoppt.

Die seismische Aktivität, welche durch die hydraulische Stimulation ausgelöst wurde, übertraf die Erwartungen in der Häufigkeit der Ereignisse, aber dann vor allem in der Intensität, mit welcher diese an der Oberfläche wahrgenommen wurden.

Das Auftreten eines starken Ereignisses der Magnitude 3.4 war nicht auszuschliessen. Was hingegen ohne Präzedenz ist, sind die Nachbeben beinahe gleicher Stärke noch Monate nach Abbruch der Stimulation. Ein solches Verhalten wurde von keiner Expertise vorausgesagt.

Felsmechanische Aspekte

Die felsmechanischen Aspekte zum Rissverhalten sowie die Grösse, Versatz und Bewegungssinn der Scherbewegungen von Klüften ist noch nicht abgeschlossen. Die Scherbewegungen der grossen Ereignisse können in Einklang mit dem regionalen Spannungsfeld gebracht werden. Die unterschiedlichen Bewegungsrichtungen der kleineren Ereignisse deuten auf spontane lokale Spannungsumlagerungen im Reservoir hin. Ähnliche Beobachtungen werden auch in aktiv ausgebeuteten Erdöl- und Gasfeldern gemacht.

Anstehende Arbeiten

Mit dem jetzigen Stand steht man vor einem un schlüssigen Test, da er einerseits nicht zu Ende geführt wurde, aber vor allem weil keine der geplanten Nachmessungen ausgeführt

wurden. Mit diesen müsste man noch die Veränderungen des hydraulischen Verhaltens nachweisen.

Um zu einem einigermaßen schlüssigen Resultat zu kommen, sollte nach der langen Ruhephase eine Temperaturmessung und eine Messung der Zuflussstrecken im offenen Bohrlochbereich durchgeführt werden. Diese Aktivität würde keine Injektion oder Druckerhöhung im Bohrloch erfordern, und wäre somit in Bezug auf induzierte Seismizität unkritisch.

Das Bohrloch ist bis zur Sohle offen, doch kann es mit Messinstrumenten nur bis ca. 4690 m befahren werden. Messinstrumente, welche an Kabeln in das Bohrloch eingelassen werden, verkeilen sich entweder in einem vertikalen Riss in der Bohrlochwand oder stehen auf einer Gesteinsbrücke im Bohrloch auf. Wollte man eine Befahrbarkeit bis zur Sohle garantieren, müsste mit einer so genannten Coiled Tubing Anlage ausgespült werden. Aus Kostengründen wird man darauf vorläufig verzichten. Die Messarbeiten könnten ohne grössere operationelle Vorbereitungsarbeiten durchgeführt werden.

8.3.3.3 Mögliche Projektänderung

Eine Risikoanalyse, die vollständig in den Händen der basel-städtischen Behörden liegt, ist nicht vor Ende 2008 zu erwarten und ein Entscheid, ob weitere Injektionsarbeiten wieder ausgeführt werden können, wird noch wesentlich länger dauern. Aufgrund dieser unsicheren Zukunft werden alternative Verwendungen des Bohrloches geprüft.

Im Vordergrund steht die Erkundung eines vermuteten Heisswasservorkommens im oberen Teil des Kristallins auf einer Tiefe von 2600 bis 3000 Meter. Dieser Abschnitt ist mit Stahlrohren ausgekleidet. Verschiedene bohrlochgeophysikalische Messungen deuten dort auf potentiell durchlässiges Gestein hin. Unterstützt wird diese Vermutung durch Heisswasserzuflüsse von minimal 138°C an einigen Stellen in diesem Tiefenbereich.

Mit einem relativ einfachen Verfahren kann die Verrohrung dort perforiert werden und ein Auslaufstest durchgeführt werden. Sollte es sich um ein gut durchlässiges Heisswasservorkommen handeln, muss geprüft werden, ob dieses für Heizzwecke, wie bei der Geothermieanlage in Riehen, oder mit den neusten Stromumwandlungstechniken (z.B. Kalina Zyklus) sogar für eine Stromproduktion verwendet werden könnte. Das würde allerdings eine Zweitbohrung zur Einspeisung des Wassers bis auf dasselbe Niveau erfordern. Eine entsprechende Machbarkeitsstudie wurde vorgeschlagen, ist aber noch nicht ausgelöst worden.

Im Weiteren sind Studien vorgeschlagen, die erörtern sollen, ob es sichere Methoden gibt, ein Reservoir zu erschliessen, mit welcher die Wahrscheinlichkeit spürbarer seismischer Ereignisse auf ein akzeptiertes Minimum gesenkt werden kann. Aus der Analyse der Seismik- und Hydraulikdaten ist dies durchaus im Bereich des Möglichen, bedarf aber noch grösserer Grundlagenstudien. Eine weitere Grundlage zur Beantwortung solcher Fragen mag eine Sammlung weltweiter Beispiele induzierter Seismizität geben, welche von der TU Clausthal im Auftrag von Geopower erstellt wird. Die Thematik induzierter Seismizität interessiert nicht nur für die Weiterentwicklung von EGS, sondern in der Abschätzung der Gefährdung durch Menschen ausgelöste Beben allgemein.

9 Grundlagenforschung

Die vorläufigen Resultate des Basler Projekts haben zwei Dinge gezeigt:

Erstens werden durch Studien und Expertisen alleine keine neuen Erkenntnisse gewonnen. Keine einzige, noch so ausführliche Studie hätte die Resultate von Basel voraussagen können.

Zweitens braucht es weitere Grundlagenforschung, die auf genau diesen neuen Erkenntnissen aufbauen. Mit der umfassenden Datenerfassung, welche im Basler Projekte immer eine hohe Priorität hatte, wurden umfangreiche Grundlagen geschaffen. Neue Erkenntnisse helfen auch den Fokus auf relevante Fragen zu richten und diese mit der nötigen Priorität zu untersuchen.

Dies darf auf keinen Fall bedeuten, dass man sich jetzt ganz auf die Grundlagenforschung zurückzieht, es braucht die enge Zusammenarbeit zwischen Forschung und Entwicklung, das heisst es braucht parallel dazu aktive Projekte welche EGS weiterbringen.

9.1 Forschungsprogramme

Die im Folgenden aufgeführten Forschungsprogramme sind unabhängig vom Projekt Basel entstanden und sind auch schon seit einigen Jahren im Gange. Ein Forschungsvorschlag im Rahmen des EU Frameworkprogramms 7, der kürzlich von einem europäischen Konsortium von Hochschulen und Forschungsinstitutionen – unter anderem der ETH und dem Geoforschungszentrum Potsdam (GFZ) – vorgeschlagen wurde, und sich vornehmlich der induzierten Seismizität in EGS widmen wollte, wurde von der prüfenden EU Kommission als nicht prioritär eingestuft und kommt vorerst nicht zur Durchführung.

9.1.1 Frameworkprogramme 6 der Europäischen Kommission (FP6)

Projekt Titel: EGS Pilot Plant

Zweck: Untersuchung und Evaluation des thermischen und hydraulischen Verhaltens von EGS, insbesondere von Soultz-sous-Forêts. Entwicklung einer Methodologie zur Planung und Entwicklung von EGS. Untersuchung von Korrosions- und Ausfällungsphänomenen, sowie der Anforderungen an Hochtemperaturpumpen, Wärmetauschern, Energieumwandlungszyklen. Erarbeiten von Empfehlungen zur Bewirtschaftung von Wärmereservoirien.

Dauer: 2004 – 2007 (mit Verlängerung bis 2008)

Finanzierung: Total 5 Mio. € (aus Europäischer Kommission)

Beitrag Bundesamt für Energie und Staatssekretariat für Bildung und Forschung für die schweizerischen Institutionen: 1.76 Mio. CHF

Beteiligte:

- Institut für geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufträge (GGA), Hannover D
- Bureau de recherches géologique et minières (BRGM), Paris F
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover D

- Centre National de la Recherche Scientifique, Paris F
- Deep Heat Mining Association, Steinmaur CH, mit folgenden Teilnehmern:
 - Häring Geo-Projekt (Koordinative Leitung)
 - CREGE (Centre de Recherche géothermique), Uni Neuchâtel (Wissenschaftliche Leitung)
 - ETH- Zürich, Ingenieurgeologie
 - Geowatt AG, Oerlikon
 - Polydynamics Engineering, Männedorf
- GTC Kappelmeyer GmbH, Karlsruhe D
- MeSy Geo-Mess-Systeme GmbH, Bochum D
- Institut for Energiteknikk, Kjeller, N

9.1.2 **CCES (Competence Center Environment and Sustainability), ETH Zürich**

Projekt Titel: GEOTHERM – Geothermal Reservoir Processes: Research towards the creation and sustainable use of Enhanced Geothermal Systems

Zweck: Verständnis der Permeabilitätsschaffung mittels Bohrlochbeobachtungen

- Verständnis der Permeabilitäts-Vergrößerungs-Prozesse aus der Analyse seismischer Datenanalyse
- Modellierung der Permeabilitäts-Vergrößerungs-Prozesse in EGS in Anwendung auf das Basler Projekt
- Modellierung der Fluid-Gesteins Interaktionen während des geothermischen Wärmeentzugs
- Nachhaltige Entwicklung: geothermischer Energie in städtischen Gebieten

Dauer: 3 Jahre (Ende 2007 – 2010)

Finanzierung: Total 4.4 Mio. CHF
 CCES Beitrag: 1.7 Mio. CHF
 Dritte: 1.1 Mio. CHF
 Eigenleistungen: 1.6 Mio. CHF

Beteiligte: ETH Zürich, Geologisches Institut
 ETH Zürich, Schweiz. Erdbebendienst
 Uni Bonn, Geologisches Institut
 ETH Zürich, Institut für Fluidodynamik
 PSI, Laboratory for Waste Management
 EPFL, Engineering and Environmental Geology Laboratory
 EPFL, Laboratory for Industrial Energy Systems

9.1.3 **Europäische Kommission (Frameworkprogramme 6)**

Projekt Titel: ENGINE: Enhanced Geothermal Innovative Network for Europe

- Zweck: Koordination der Forschungs- und Entwicklungstätigkeit unkonventioneller geothermischer Ressourcen und Enhanced Geothermal Systems (EGS) von der Explorations- bis zur Produktionsstufe.
- Dauer: 2.5 Jahre (2006 – 2008)
- Finanzierung: Total 2.1 Mio. € (Europäische Kommission)
- Beteiligte: 31 Europäische Forschungsinstitutionen
Leitung: Bureau de Recherche géologique et minière (BRGM)
Schweizerische Beteiligungen:
Deep Heat Mining Association, Steinmaur
Geowatt AG, Oerlikon (im Exekutivkomitee)

10 Stand der Technik

10.1 Bohrtechnik

Wie in Kapitel 9.2 dargelegt wurde, liegt das grösste Kostensenkungspotential bei der Bohrtechnik. Die Tiefbohrtechnik ist im Zusammenhang mit der Erschliessung und Förderung von Kohlenwasserstoffen über viele Jahrzehnte entwickelt worden und kann als reife Technik angesehen werden. Trotzdem finden laufend Neuentwicklungen statt, die substantielle Kostensenkungen zur Folge haben werden: Die Entwicklungsanstrengungen finden grob in vier Arbeitsgebieten statt:

1. Automatisierung des Bohrvorganges

Tiefbohrarbeiten werden normalerweise im Schichtbetrieb ausgeführt. Der Bohrvorgang wird nach Möglichkeit ohne Unterbruch durchgeführt, da Unterbrüche erstens die Bohrlochstabilität gefährden und zweitens jeweils zeitraubende Abschalt- und Anfahr-routinen notwendig machen, was eine wesentlich längere Bohrdauer ergibt. In kaum einer anderen Sparte wie der Bohrtechnik gilt die Aussage: Zeit ist Geld. Die Kosten von Tiefbohrungen lassen sich in erster Annäherung mit der Anzahl benötigter Bohrtage abschätzen. Die Tagesraten einer Bohranlage setzen sich ungefähr zur Hälfte aus den Kosten der Gerätschaften und den Personalkosten zusammen. Eine Grossbohranlage, wie sie in Basel zum Einsatz kam, beschäftigte vor Ort rund um die Uhr ein Tages- und ein Nachtteam von je 30 - 40 Personen. Mit der Automatisierung gewisser Arbeitsprozesse kann die Zahl der Bohrarbeiter reduziert werden. Hier stehen im Vordergrund die Entwicklung von Robotern, welche das Bohrgestänge beim Ein- und Ausbau automatisch zu- oder wegführen oder automatisch verschrauben und entschrauben, sogenannte „pipe handlers“ und „iron roughnecks“. Doch auch bei der laufenden Kontrolle und der Aufbereitung der Bohrspülung ist eine weitere Automation denkbar.

2. Effizientere Bohrmethoden: Meissel, Software, Hydrohammer, Ablenkung, Spülungen

Die Bohrdauer wird nicht nur durch den effektiven Bohrfortschritt, sondern auch durch die Lebensdauer eines Bohrmeissels bestimmt. Ist dieser nach einem Einsatz von 60 Stunden bereits abgenutzt – was bereits einer guten Lebensdauer entspricht – dauert der Gestängeausbau, Meisselwechsel und Gestängeeinbau je nach bereits erreichter Tiefe bis zu 24 Stunden. Gelingt es, Bohrmeisseln zu entwickeln, welche eine Einsatzdauer von weit über 100 Stunden überstehen würden, ergeben sich daraus substantielle Zeitersparnisse. Da gerade die Meisselwechsel mit zunehmender Tiefe immer länger dauern, stei-

gen die Bohrkosten mit der Tiefe nicht linear sondern exponentiell an. Auf diesem Gebiet werden von den bekanntesten Meisselfabrikanten wie Hughes Christensen und Smith Bits laufend neue Produkte auf den Markt gebracht.

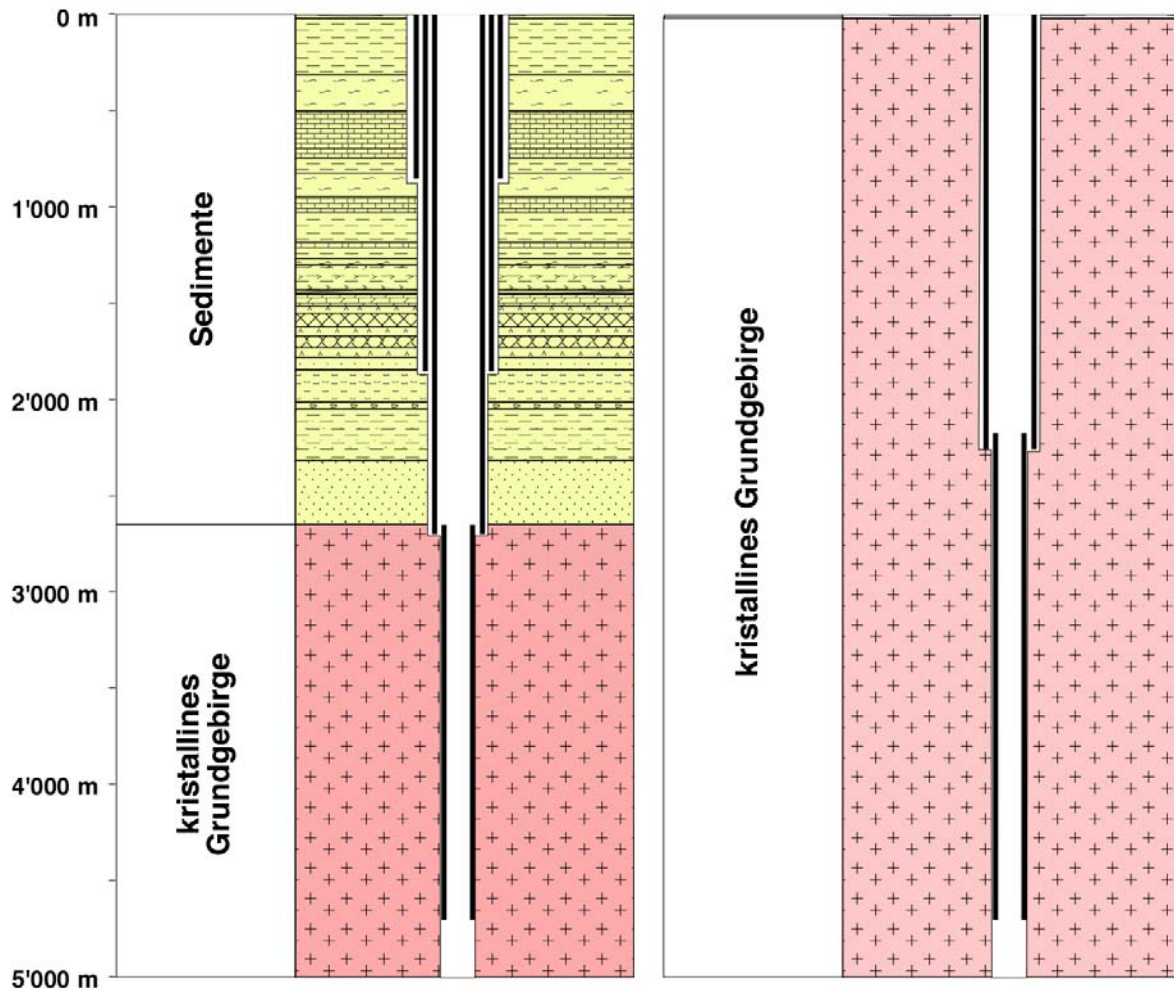
Eine substantielle Leistungssteigerung bringt auch eine experimentelle Software, welche mit mehreren Sensoren den Bohrvorgang automatisch steuert, dass der Bohrmeissel, der ja durch das Bohrgestänge angetrieben wird, auf der Sohle nicht ins Hüpfen gerät und sich damit nicht gleichmässig durchs Gestein frisst. Der komplexe Steuerungsvorgang, um dem entgegenzuwirken, kann nicht manuell erfolgen. Für die Bohrung Basel wurde von Shell unter Exklusivität die Entwicklungssoftware zur Verfügung gestellt. Der Einsatz zeigte eine deutliche Verbesserung der Leistung.

Seit einigen Jahren wird unter anderem von der Firma Sandvik ein hydraulischer Hammer entwickelt. Ziel dieses Gerätes ist das Schlagbohren, wie es bei jeder Heimwerkermaschine üblich ist, im vertikalen Einsatz von Tiefbohrungen jedoch höchst anspruchsvoll ist.

Eine grundlegende Verbesserung im Tiefbohren brachte der Einsatz von Bohrturbinen. Diese ermöglichen eine Drehung des Bohrmeissels nicht mittels des Bohrgestänges, sondern mittels eines Motors direkt hinter dem Meissel. Angetrieben wird der Motor durch die Bohrspülung, welche durch das Bohrgestänge gepumpt wird. Damit wurde es möglich, auch steuerbare Bohrköpfe zu bauen, die in eine beliebige Richtung bohren können. Diese Technik ist vor allem in der Erdölgewinnung von Bedeutung. Damit können von einer einzigen Bohrplattform Dutzende Bohrungen in alle Richtungen zur Ausbeutung von Feldern gebohrt werden. Unterdessen werden Bohrungen ausgeführt, welche sich bis über 10 Kilometer lang horizontal durch Lagerstätten fressen. Für EGS ist diese Entwicklung von Interesse, da es erlauben würde, Serien von steil stehenden Störungsflächen senkrecht zu durchbohren, was zu einer besseren hydraulischen Ankoppelung führen würde.

3. Verrohrungskonzepte : Monodiameter, Zementation

Der Bohrvorgang kann ohne Abstützung gegen den Gebirgsdruck nicht beliebig tief ausgeführt werden. Ein Bohrloch ist immer mit einer Bohrspülung gefüllt, welche dem Gebirgsdruck entgegenwirkt. Abhängig von der Festigkeit der durchbohrten geologischen Schichten müssen offene Strecken nach einer gewissen Länge mit Stahlrohren ausgekleidet werden. Ist dies geschehen, kann nicht mehr mit dem gleichen Bohrdurchmesser weitergebohrt werden. Die nächste Bohrstrecke muss mit einem kleineren Meissel gebohrt werden, der durch die bereits eingebauten Rohre hindurch passt. Muss dann auch die nächste Strecke wieder verrohrt werden, geschieht dies mit Rohren, welche durch die bereits vorhandenen im oberen Teil hindurch passen. Dadurch entsteht ein Ausbau, welcher einem Teleskop ähnlich sieht (Figur 12).



Figur 12: Schemata von Bohrlochverrohrungen. Diese sind abhängig von der Festigkeit des durchbohrten Gebirges. Bestimmend für den Durchmesser ist der benötigte Querschnitt auf Zieltiefe.

Eine massive Ersparnis würde entstehen, wenn ein Bohrloch in einem einzigen Durchmesser gebohrt werden könnte. In dieser Richtung gehen die Entwicklungsbemühungen bei sogenannten „Monodiameter wells“. Dabei kommen Rohre zur Anwendung, welche sich nach dem Einbringen auf einen grösseren Durchmesser ausdehnen lassen. Im Weiteren werden Meissel entwickelt, welche sich nach dem Durchfahren einer Rohrtour im Durchmesser verbreitern lassen. Solche Entwicklungen werden von den Erdölfirmen, namentlich Shell, stark gefördert und unterstützt.

Die Zementation der Rohre ist eine komplexe Technik, auf welches die grossen Servicegesellschaften der Erdölindustrie, namentlich Schlumberger und Halliburton spezialisiert sind. Dort finden laufend Neuentwicklungen statt, insbesondere bei der Zusammensetzung des Zements. Die Anforderungen an einen Zement betreffend Gewicht, Druckfestigkeit, Elastizität, Hitzebeständigkeit und Korrosion sind extrem hoch und verlangen hochkomplexe Komponenten und Gemische.

4. Exotische Bohrtechniken

Tiefbohrtechniken, welche auf einer anderen Basis als dem mechanischen Ausbrechen des Gesteins beruhen, werden an einigen Hochschulen verfolgt.

Zu nennen sind da das sogenannte Spallation Drilling und das Schmelzbohrverfahren. Beides beruht auf der Idee, das Gestein mittels eines Schneidbrenners im Bohrloch zum Abplatzen (to spall) zu bringen oder das Gestein direkt mit einer heissen Flamme zu schmelzen. Das Resultat wäre ein Bohrloch mit einer verglasten Bohrlochwand.

Diese Techniken befinden sich im Stadium der Grundlagenforschung und sind im besten Fall auf der Stufe von Laborversuchen. Grossversuche im Echtmassstab gibt es dazu noch nicht. Die grössten Herausforderungen dürften die Energiezufuhr, die Energiebilanz und die dazu zu verwendenden Materialien sein.

10.1.1 Lebensdauer von Bohrungen

Die Lebensdauer von Bohrungen hängt in der Erdölindustrie weniger von der Alterung des Bohrloches als von der Lebensdauer der ausgebeuteten Lagerstätte ab. Bei Erdöl- Gas-, sowie Geothermiebohrungen kann die Korrosionsfähigkeit der geförderten Stoffe durchaus eine Rolle spielen. So wirken Gase wie CO₂ oder Schwefelwasserstoff (H₂S) in Flüssigkeiten sehr korrosiv. Auf die Verrohrungen aggressiv wirkt sich dies jedoch erst bei Anwesenheit von Sauerstoff aus. Dies ist in den meisten Bohrungen nicht der Fall.

Erfahrungen über die Lebensdauer von Bohrungen in EGS gibt es noch keine, da muss man sich auf konventionelle Geothermiebohrungen beziehen. Im Gegensatz zu Erdölbohrungen sind geothermische Bohrungen wesentlich grösseren Temperaturbelastungen unterworfen. So können beim Unterbruch der Förderung Temperaturschwankungen von weit über 100 Grad auftreten, was starke Spannungsänderungen in den Stahlrohren zur Folge hat, die im schlimmsten Fall zu Rissbildungen in der Verrohrung führen kann.

Als Faustregel darf für eine Bohrung eine Lebensdauer von 20 Jahren angenommen werden. In den Wirtschaftlichkeitsszenarien von EGS wird dies berücksichtigt.

10.2 Geophysikalische Erkundungsmethoden

Es gibt keine geophysikalische Methode, mit welcher man wasserdurchlässige heisse Gesteinsvorkommen von der Oberfläche her erkennen könnte. Auch in der Erdöl- und Erdgasexploration beschränkt sich die seismische Erkundung auf das Abbilden von Strukturen, in welchen sich Öl oder Gas akkumulieren kann und nicht direkt auf das Erkennen von Gas und Öl. Eine Charakterisierung der Reservoirqualität ist ohne Bohrung nach wie vor nicht möglich, auch wenn es auf diesem Gebiet Fortschritte gibt. Im Gegensatz zu den Kohlewasserstoffen sind geothermische Vorkommen nicht auf geschichtete Ablagerungsgesteine beschränkt, im Gegenteil, das grösste Potential liegt in ungeschichteten kristallinen Gesteinen. Eine geophysikalische Durchschallung oder Durchleuchtung von der Oberfläche liefert in solchen Formationen wenig nutzbare Hinweise.

Jetzt wurde aber im Projekt in Soultz eine Methode geprüft, welche es erlauben könnte, durchlässige Strukturen bis über mehr als 1000 m vom Bohrloch entfernt zu erkennen. Sie basiert auf einer künstlichen Erschütterungsquelle an der Oberfläche und einem langen Strang von Sensoren im Bohrloch. Werden von der Oberfläche gezielte Erschütterungssignale ausgesandt, reflektieren diese an steil stehenden Trennflächen im kristallinen Gestein und werden daraufhin von den Bohrlochsensoren aufgezeichnet. Bei einer vielfachen Wiederholung des Vorgangs, von verschiedenen Positionen an der Oberfläche aus, entsteht langsam ein Bild von möglichen Störungszonen im Gebirge. Die Methode nennt sich „Massive 3D- Vertical Seismic Profiling“. Sie bedarf zunächst weiterer Versuche, um

Erfahrungen zu sammeln. Gerade bei bestehenden EGS Bohrungen lässt sich diese Methode am besten weiterentwickeln.

In Basel kam noch keine künstliche Anregungsquelle zum Einsatz. Hingegen wurde versucht, die Vielzahl der mikroseismischen Erschütterungen im Reservoirbereich als Signalquelle zu betrachten, und deren „Echos“ zu erfassen. Tatsächlich beginnt man damit, steil stehende Strukturen im Abstand von ungefähr einem Kilometer vom Bohrloch zu erkennen. Auch auf diesem Gebiet braucht es Forschung und Entwicklung, die in enger Zusammenarbeit von Projektteams und Hochschulen geleistet werden muss.

10.3 Reservoir Management

Am meisten Erfahrung in der Bewirtschaftung geothermischer Felder besteht bei den Anlagen von Larderello in Italien, The Geysers in Kalifornien und Wairakei in Neuseeland. Es handelt sich dabei um die ältesten geothermischen Kraftwerke, die Strom aus hydrothermalen Systemen produzieren und das seit mehreren Jahrzehnten.

Den Anlagen gemeinsam ist, dass trotz jahrzehntelanger Produktion keine Temperatureinbuße stattgefunden hat, sondern nur eine kontinuierliche Druckverminderung. In allen Anlagen wurde deshalb in Folge Wasser in die Systeme reinjiziert, um den Druck aufrecht zu erhalten. Damit unterscheiden sich die klassischen hydrothermalen Systeme nicht mehr fundamental von EGS, da die Felder so zunehmend zu Wärmetauschern werden. Diese Systeme unterscheiden sich nur noch durch einen massiv überhöhten Temperaturgradienten und eine hohe natürliche Durchlässigkeit. Doch auch hier werden Anstrengungen unternommen weniger durchlässige Partien am Rande der Felder aufzubrechen, wie die EGS Projekte der USA in Coso und Desert Peak als auch in Japan bei Hijiori und O-gachi zeigen (siehe Kapitel 10).

Zur Bewirtschaftung von völlig neu geschaffenen Zirkulationssystemen gibt es noch keine Langzeiterfahrung. Die Zirkulationsversuche von Soultz im Reservoir auf 3.5 km Tiefe und die jüngsten Fliessversuche im 5 km tiefen Reservoir, welche beide über mehrere Monate geführt wurden, liefern zurzeit die beste Information. Es ist zu hoffen, dass nach Abschluss der Bohrung Habanero 3 in Australien eine Zirkulation zwischen den Bohrungen zusätzliche Erfahrung liefern wird.

10.4 Energieumwandlung

Die Entwicklung effizienter Stromumwandlungsmaschinen aus Niedertemperatur-Wärmequellen ist nicht auf die Geothermie beschränkt. Es gibt eine Vielzahl industrieller und verfahrenstechnischer Prozesse, welche kontinuierlich Wärme liefern, und deren Wärme in möglichst umweltverträglicher Weise entsorgt werden soll. So werden zum Beispiel ORC-Anlagen der italienischen Firma Turboden vor allem bei Holzschnitzelverbrennungsanlagen und nur in einem Fall – bei Altheim in Österreich – für eine Geothermieanlage verwendet. ORC oder Kalina Anlagen sind keine Massenprodukte wie Wärmepumpen. Die Effizienzsteigerung und die Zuverlässigkeit solcher Anlagen werden sich mit der Anzahl installierter Anlagen sukzessive steigern lassen. Quantensprünge in der Verbesserung des Wirkungsgrades sind aufgrund thermodynamischer Grenzen nicht zu erwarten.

Eine direkte Umwandlung von Wärme zu Strom ist mit einem thermoelektrischen Generator prinzipiell möglich. Unter Verwendung von Metallen unterschiedlicher elektrischer Eigenschaften kann bei unterschiedlicher Erhitzung der Metalle eine elektrische Spannung

erzeugt werden. Dieser als „Seebeck Effekt“ bekannte Vorgang zeigt einen (noch) geringen Wirkungsgrad, doch ist mit neuen Materialien eine Steigerung nicht ausgeschlossen. Der eng verwandte Umkehrvorgang, das Erzeugen eines direkten Kühleffekts mit einem elektrischen Strom, der sogenannte „Peltier Effekt“, wird im kleinen Massstab beispielsweise zur Kühlung mobiler Campingkühltruhen mit Stromversorgung ab der Autobatterie verwendet.

Eine gezielte Forschung zur direkten Umwandlung grosser Wärmemengen zu Strom ist uns nicht bekannt. Auf jeden Fall wäre sie nicht über die Grundlagenforschung und Laborversuche hinaus fortgeschritten.

11 Wie gelangt geothermische Energie an die Oberfläche

Nur an wenigen Stellen der Erde wird die geothermische Energie sichtbar. Vulkanausbrüche sind dramatische Zeugen der Energie im Erdinnern. Geysire sind periodische Ausbrüche aus überhitzten Grundwasservorkommen. Thermalquellen zeugen von einer kontinuierlichen Wasserzirkulation durch grosse Tiefen. Die heisseste Thermalquelle der Schweiz befindet sich in Lavey-les-Bains mit einer Quelltemperatur von 91 Grad.

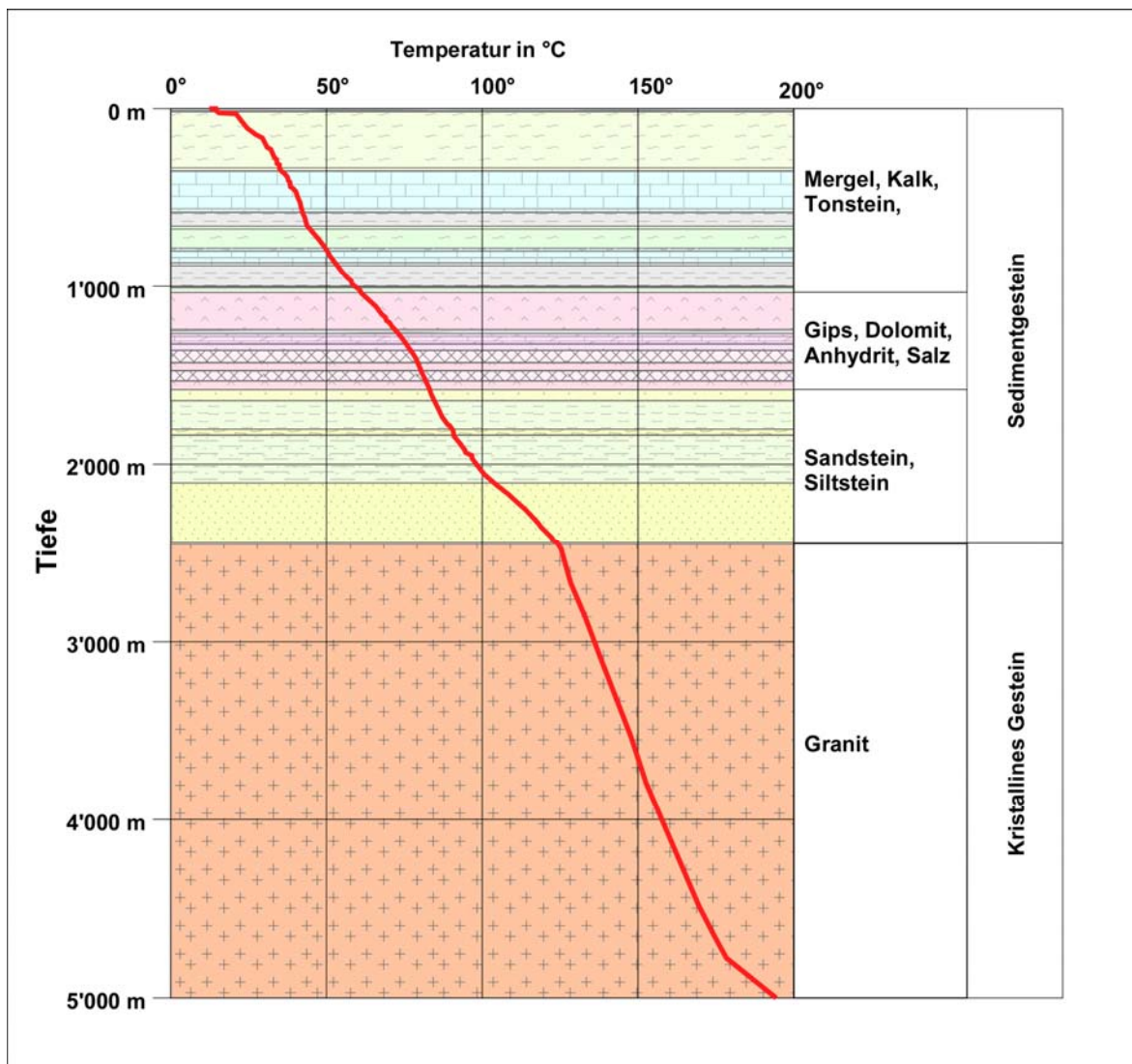
Wasser ist ein ideales Medium, um aus dem Gestein Wärme aufzunehmen und an die Oberfläche zu transportieren. Wasser hat eine hohe Wärmekapazität. Die Wärmekapazität von Wasser ist rund vier Mal höher als diejenige des Gesteins. Die Wärmeübertragung erfolgt an Kontaktflächen von Gestein mit Wasser. Je grösser diese Kontaktflächen sind, desto effizienter ist die Wärmeübertragung. Der Wärmetransport im Gestein, die sogenannte Konduktion, ist ein langsamer Prozess. Eine abgekühlte Gesteinsoberfläche erwärmt sich durch nachfliessende Wärme nur langsam. Aus diesem Grund braucht es für eine effiziente Wärmeproduktion ein stark zerklüftetes Gestein, das von Wasser in möglichst vielen Verästelungen durchströmt wird. In extrem porösen Gesteinen, zum Beispiel Sanden, umfließt das Wasser praktisch jedes einzelne Sandkorn, was in extrem grossen Wärmeübertragungsflächen resultiert. Tiefe Grundwasservorkommen erstrecken sich über grosse Gebiete. Die darin enthaltenen Wassermengen können sehr gross sein, die Wärmetauscherfläche mit dem Gestein ist so gross, dass Wasser- und Felstemperatur gleich sind. Aus diesem Grund sind heisse Tiefengrundwässer für eine geothermische Nutzung a priori am attraktivsten.

Es werden immer wieder Projektideen vorgestellt, welche davon ausgehen, dass eine einfache Bohrung in die Tiefe genügt, um dem umgebenden Gestein Wärme zu entziehen. Allenfalls werden auch unterirdische Röhrensysteme vorgeschlagen, um Wärme aufzunehmen. Mit einer einfachen Berechnung kann gezeigt werden, dass solche Systeme in sehr kurzer Zeit auskühlen, da sich die Wärmetauscherflächen auf die Röhrenoberfläche beschränkt und der Wärmefluss im Gestein zu langsam wäre, um eine nachhaltige Produktion zu gewährleisten.

In wasserführenden Gesteinen kann der Wärmefluss wesentlich grösser sein, da die Wärme durch die natürliche Wasserzirkulation transportiert wird. Dieser Wärmetransport oder Konvektion ist um ein Vielfaches effizienter als die Wärmeleitung oder Konduktion. Konvektive Systeme, das ist ein Wärmetransport durch temperaturbedingten Auftrieb, kennt man zum Beispiel entlang von geologischen Bruchsystemen. Bis in mehrere Kilometer Tiefe greifende steil stehende Brüche können heisse Tiefenwässer bis zur Oberfläche befördern. Solche Systeme erzeugen lokale Wärmeanomalien. Beispiele aus der Re-

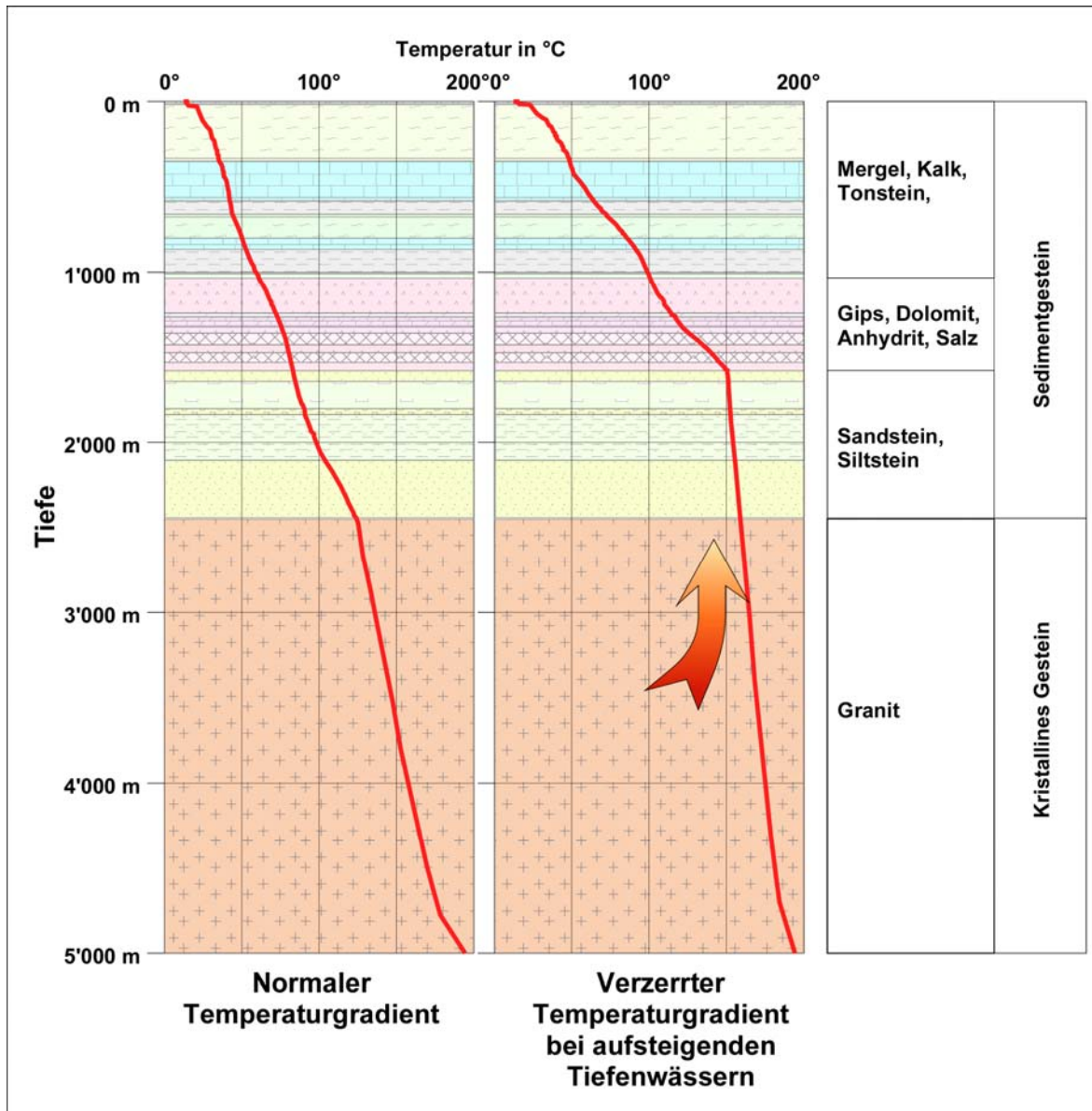
gion sind die bekannten Thermalwasservorkommen von Baden, Bad Schinznach, sowie Zurzach Bad.

In den meisten Gebieten findet nur Wärmeleitung oder Konduktion statt. Die im Untergrund produzierte Wärme verursacht einen steten Wärmefluss an die Oberfläche. Der konduktive Wärmefluss ist stark abhängig von der Art der Gesteinsschichten. Ablagerungsgesteine wie Kalke, Ton und Sandsteine haben eine geringere Wärmeleitfähigkeit als zum Beispiel Granit und ähnliches kristallines Gestein. Die geringere Leitfähigkeit von Sedimentgesteinen verhält sich wie eine Isolationsschicht über heissem kristallinem Gestein. Aus diesem Grund nimmt die Temperatur in Sedimenten mit der Tiefe oft überdurchschnittlich zu, im kristallinen Gestein darunter steigt sie langsamer an (Fig. 13).



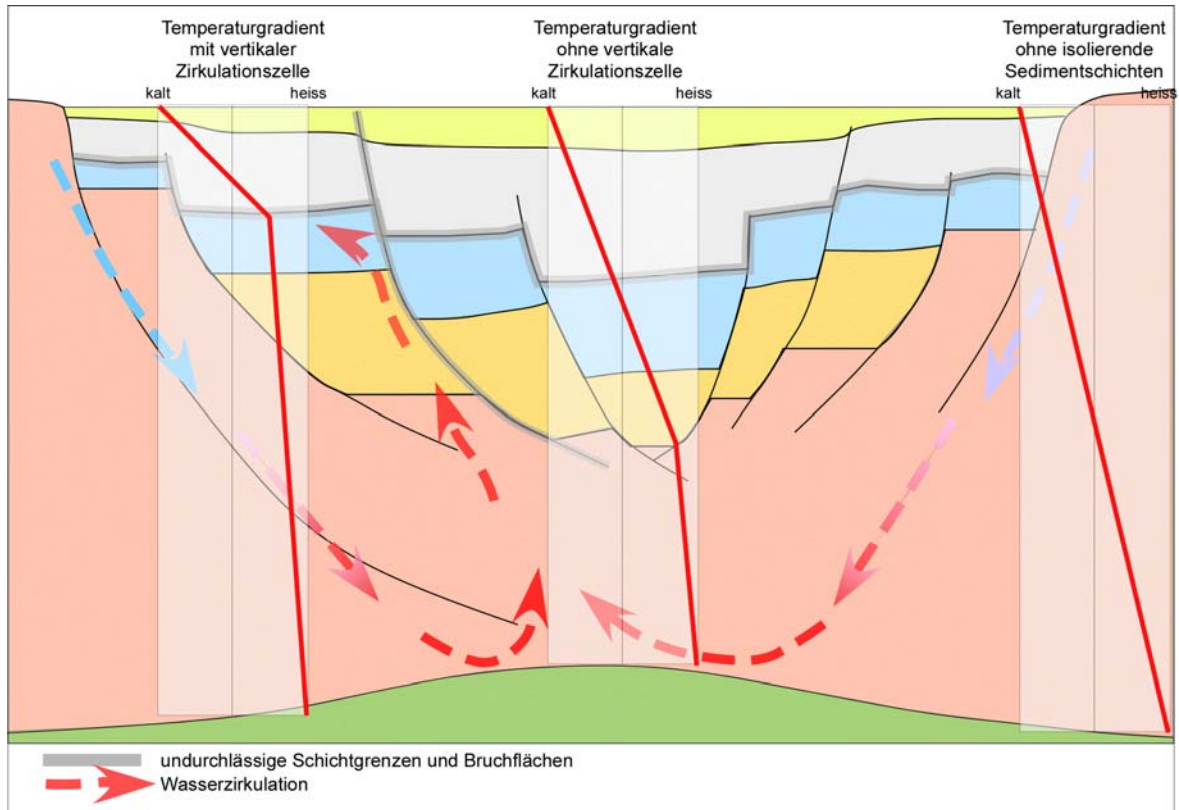
Figur 13: Typisches Temperaturprofil für Sediment- und Kristallingestein

Lokal kann ein Temperaturprofil aufgrund vertikal zirkulierender Wässer stark verzerrt werden. Dies widerspiegelt sich in einem hohen Temperaturgradienten in Oberflächennähe. Im Bereich der konvektiven Zelle selbst sinkt die Temperaturzunahme mit zunehmender Tiefe stark ab und gleicht sich dem regionalen Temperaturfeld wieder an (Fig. 14).



Figur 14: Aufsteigende Tiefenwässer können lokal zu einem stark verzerren, d.h. in Oberflächen-nähe stark erhöhten, Temperaturgradienten führen, der sich in der Tiefe aber wieder dem regionalen Temperaturgradienten anpasst.

Solche Anomalien gilt es zu nutzen. Es erlaubt weniger tief zu bohren, nämlich bis zum obersten Punkt einer Zirkulationszelle. Unterhalb des Kulminationspunktes einer Zirkulationszelle nimmt die Temperatur kaum mehr zu, auf jeden Fall nicht bis sie sich wieder dem regionalen Temperaturgradienten angeglichen hat. Es wäre eine Fehleinschätzung, oberflächennahe hohe Temperaturgradienten bis auf unbestimmte Tiefen zu extrapolieren (Fig. 15).



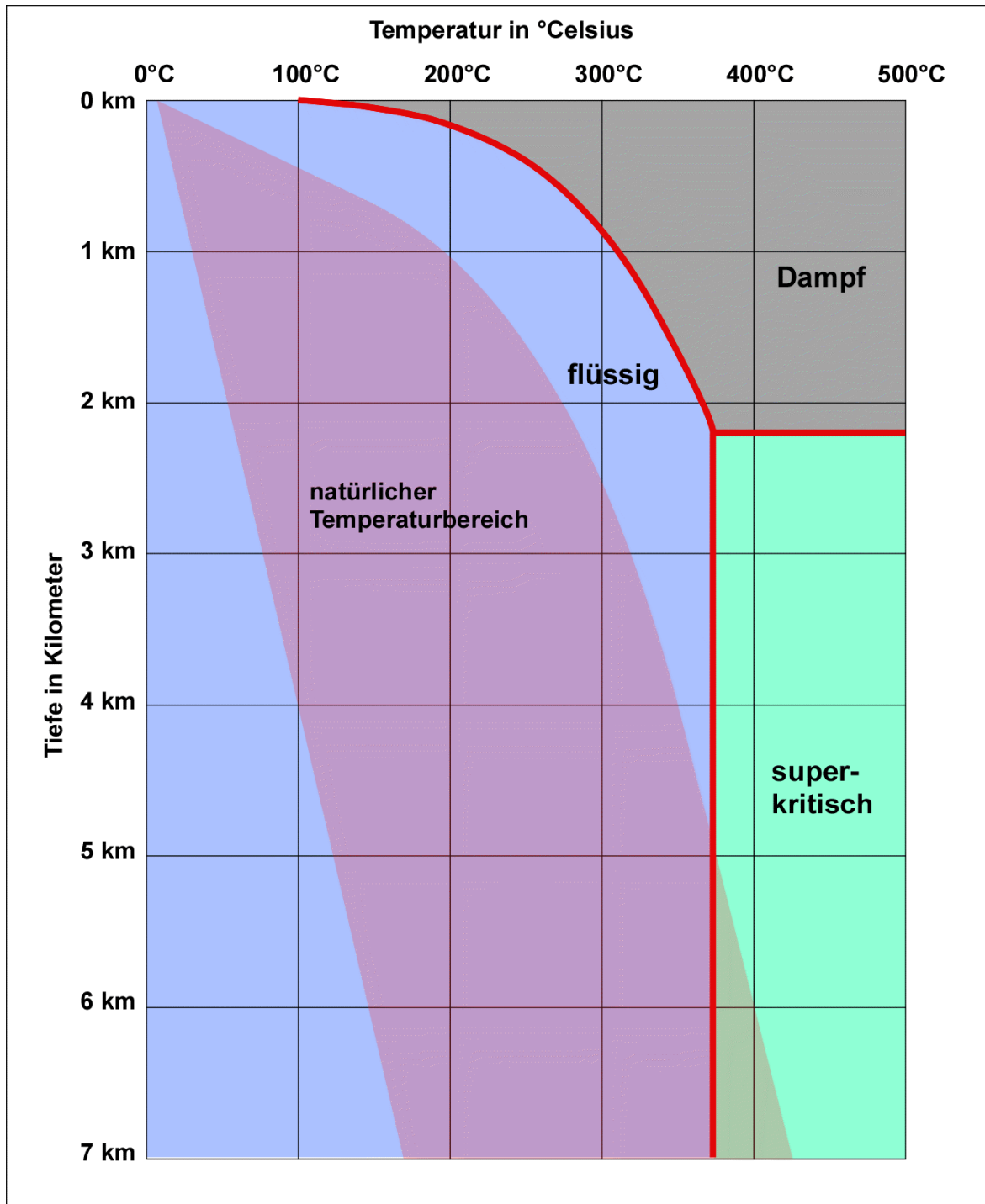
Figur 15: Vertikale Zirkulationszellen von heissem Wasser aus der Tiefe, sowie der Isolationseffekt wenig wärmeleitender Ablagerungsgesteine beeinflussen den Verlauf des Temperaturgradienten

11.1 Förderbare Vorkommen

11.1.1 Heisswasservorkommen

In vulkanischen Gebieten kann diese Verzerrung (Fig. 5) so extrem sein, dass in wenigen hundert Meter Tiefe Temperaturen weit über dem Siedepunkt von Wasser auftreten. Der Siedepunkt von Wasser, die Temperatur, bei welcher flüssiges Wasser in Dampf übergeht, ist druckabhängig. Mit zunehmendem Überlagerungsdruck steigt der Siedepunkt für Wasser auf weit über 100°C.

Da mit der Tiefe der Wasserdruck ebenfalls zunimmt, bleibt das Wasser aber auch in grosser Tiefe im flüssigen Aggregatzustand (Fig. 16).



Figur 16: Aggregatzustand von Wasser in der Tiefe

Wenn von Dampfagerstätten die Rede ist, handelt es sich nicht um Dampf im Reservoir. Dampf entsteht erst, wenn das unter Druck stehende und überhitzte Wasser gefördert wird und der Druck soweit gesenkt wird, dass es in die Gasphase übergeht. Unter trockenem Dampf versteht man Dampf im physikalischen Sinne, der unsichtbar ist, weil sich alles Wasser in der Gasphase befindet. Sobald man den Dampf als Nebel sieht, handelt es sich um ein Dampf-/Wassergemisch, also ein Gas das noch feine Wassertröpfchen enthält. In diesem Falle spricht man von nassem Dampf. Wasser, das heisser als 374° C und unter einem Druck grösser als 221 bar steht, befindet sich in einem superkritischen

Aggregatzustand, der sowohl Eigenschaften einer Flüssigkeit wie eines Gases hat. In Island wurden Grundlagenstudien in Angriff genommen, wie in Hochtemperaturfeldern in Tiefen gebohrt werden kann, in welchen superkritisches Wasser vorliegen kann. Dies erfordert spezielle Technologien, welche mit den stark erosiven Eigenschaften superkritischen Wassers umgehen können. Bis heute gibt es in der Hochtemperatur-Geothermie noch keine solchen Anwendungen.

Trockener Dampf kann direkt auf Turbinen geleitet werden. Bei Nassdampf müssen die Wassertröpfchen über einen Separator abgeschieden werden, da diese eine Dampfturbine beschädigen würden. Dies ist bestimmend für die Wahl der Stromumwandlungstechnik.

11.1.2 Trockene Vorkommen

Die Porosität und Durchlässigkeit von Gesteinen nehmen mit zunehmender Tiefe ab. Durch den zunehmenden Überlagerungsdruck werden poröse Gesteine zusammengedrückt, was eine mechanische Verkleinerung des Porenraums bewirkt. Zudem verändert sich durch die höheren Drücke und Temperaturen die Löslichkeit zirkulierender Porenwässer, was in gewissen Gesteinen zu Auflösungen und an anderen Orten zu Ausfällungen führt. Insgesamt führen solche Prozesse zu einer Verringerung der Durchlässigkeit.

Kristalline Gesteine weisen von ihrer Entstehung her (langsames Erstarren aus einer Schmelze) keine nützliche Porosität auf. Im Laufe Jahrmillionen langer Verwitterungsprozesse und der Beanspruchung durch gebirgsbildende Prozesse weisen kristalline Gesteine meist bis in grosse Tiefen Spalten und Klüfte auf, wobei die Intensität der Zerklüftung sehr unterschiedlich sein kann. Die feste Kruste der Erde besteht zum überwiegenden Teil aus kristallinem Gestein. Ablagerungsgesteine können in sogenannten Sedimentbecken, wie zum Beispiel das Norddeutsche Becken bis in Tiefen von acht Kilometern vorkommen. Doch bleibt ihr Anteil an krustenbildendem Gestein klein. Vor allem in Tiefen, welche für eine geothermische Stromproduktion von Interesse sind, ist der Sedimentgesteinsanteil klein, doch wegen der potentiell besseren Durchlässigkeit nicht vernachlässigbar.

Die Wahrscheinlichkeit, dass in kristallinen Gesteinen auf mehr als drei Kilometern Tiefe grosse Mengen an frei fliessendem Grundwasser vorkommen, ist sehr gering. Sind Klüfte und Spalten vorhanden, sind diese zwar immer mit Wässern gefüllt, doch bestehen solche geringe Durchlässigkeiten, dass die Wässer dort in den meisten Fällen seit Millionen Jahren gefangen sind, oder nur in extrem geringem Masse zirkulieren. In den meisten Regionen der Welt sind die kontinentalen Krustenplatten durch die Plattentektonik horizontal wirkenden Kräften ausgesetzt. Dadurch sind allfällige Bruch- und Spaltenbildungen meist vertikal oder nahezu vertikal orientiert. Das trifft auch auf Westeuropa und die Schweiz zu. Diese vorzugsweise vertikale Orientierung begünstigt eine vertikale Zirkulation von Wässern beim Vorhandensein einer Klüftung. Der Transport von Wärme mittels konvektiver Ströme ist um ein mehrfaches effizienter als die Wärmeleitung von Gestein. Aus diesem Grund können überhöhte Temperaturgradienten in Oberflächennähe in den meisten Fällen mit vertikal zirkulierenden Tiefenwässern in Zusammenhang gebracht werden.

Die damit verbundenen Fliessgeschwindigkeiten, Durchlässigkeiten und lokalen Wassermengen sind aber für eine brauchbare Wärmeproduktion immer noch um Grössenordnungen zu klein. Um die Wärme aus zerklüftetem kristallinem Gestein zu nutzen, muss

die Durchlässigkeit über ein Gesteinsvolumen in der Grössenordnung bis zu einem Kubikkilometer substantiell verbessert werden.

Ein Kubikkilometer heisses Gestein liefert mit jedem Temperaturgrad, das ihm entzogen wird, eine thermische Leistung von 611 Gigawattstunden. Das entspricht ungefähr einem Prozent des jährlichen schweizerischen Wärmebedarfs oder in Strom umgewandelt ungefähr einem Promille des jährlichen schweizerischen Strombedarfs. Bei einem Gestein, das eine Temperatur von 100 Grad (373° K) aufweist, wäre das ein Entzug von 0.3 Prozent seines Wärmeinhaltes. Das Gesteinsvolumen unter der Schweiz, das bis in eine Tiefe von 7 Kilometern eine Temperatur von mehr als 100°C aufweist beträgt 144'000 Kubikkilometer.

Könnte man diesem Gesteinsvolumen 0.3 Prozent seines Wärmeinhaltes entziehen, könnte die Schweiz theoretisch über 14'000 Jahre damit seine ganze Stromproduktion decken. Diese Rechnung ist zwar absurd, da es weder technisch möglich noch sinnvoll wäre dem gesamten schweizerischen Untergrund ab drei Kilometer Tiefe ein Grad Wärme zu entziehen. Doch zeigt es das vorhandene gigantische Wärmepotential auf.

11.2 Thermische Leistung von Geothermiebohrungen

Die Leistung einer Geothermiebohrung ist abhängig von deren Ergiebigkeit und der Temperatur des geförderten Wassers, respektive des Dampfes.

Die Ergiebigkeit ist eine Funktion des Zuflusses aus dem Gestein und der Absenkung des Druckspiegels in der Bohrung, welche durch den Pumpvorgang eintritt. Die Fließrate kann mit einer grösseren Pumpleistung gesteigert werden, wodurch der Energieaufwand steigt. Dieser Energieaufwand ist von der Gesamtleistung des Systems zu subtrahieren.

Zur Anschauung, wie gross das Leistungsspektrum von Geothermiebohrungen sein kann, seien hier zwei Beispiele aufgeführt:

Bei einer Thermalwasserfassung für balneologische Zwecke gilt eine Ergiebigkeit von 10 Litern pro Sekunde bei einer Absenkung des Brunnenpegels von 10 Metern und einer Temperatur von 40 Grad als gute Leistung. Die thermische Bruttoleistung wird gegenüber einer Referenztemperatur (Senktemperatur), zum Beispiel gegenüber der mittleren Umgebungstemperatur, berechnet. In diesem Falle wäre die thermische Bruttoleistung etwa $1 \text{ MW}_{\text{thermisch}}$.

Bei einem konventionellen Geothermiekraftwerk in einem Hochtemperaturfeld gilt eine Bohrung mit einer Ergiebigkeit von 70 Litern pro Sekunde bei einem Druck von 20 bar und einer Temperatur von 150°C als gute Leistung. In diesem Falle wäre die thermische Bruttoleistung $40 \text{ MW}_{\text{thermisch}}$.

Die beiden Beispiele verdeutlichen, wie gross das Leistungsspektrum von Geothermiebohrungen sein kann. Wie viel Strom aus einer solchen Quelle gewonnen werden kann, hängt von der Wärmeumwandlung in Strom und dem Pumpaufwand zur Zirkulation des Wassers durch das Reservoir ab. Für ein erfolgreiches System sind deshalb eben gut durchlässige Gesteinsformationen notwendig, so hält sich der Pumpaufwand zur Förderung und zur Rückführung in Grenzen. Berücksichtigt man sämtliche Faktoren, ergibt sich zur Stromproduktion am Schluss ein Leistungsspektrum im Bereich von 1 bis 6 MW_e pro Bohrung.

Geothermiebohrungen im Niedrigtemperaturbereich zeigen auch nach Jahren der Produktion keinerlei Erschöpfung. Als Beispiel aus der Schweiz mag die Anlage Riehen dienen. Hier wird seit 10 Jahren aus dem Oberen Muschelkalk aus einer Tiefe von 1500 Metern 64 Grad warmes Wasser gefördert. Weder die Ergiebigkeit noch die Temperatur hat in dieser Zeit ein Rückgang gezeigt. Im Gegenteil. Im Moment läuft sogar eine Untersuchung, ob die Leistung der Anlage nicht noch gesteigert werden könnte. Bei Hochtemperaturfeldern wie in The Geysers und Larderello treten auch nach jahrzehntelanger Produktion keine Auskühlungen auf. Die Leistung von Bohrungen verringert sich jedoch über die Jahre, wenn der natürliche Druck der Systeme abfällt. Dem wirkt man mit der Reinjektion von Wasser entgegen, was aber zusätzliche Bohrungen erfordert. Eine weitere Leistungsreduktion tritt bei heissen Wässern durch die Ausfällung von Silikaten auf. Das heisst, es treten in den Bohrungen mineralische Ablagerungen auf, welche die Querschnitte verengen und die Produktion verringern, respektive den Pumpenaufwand erhöhen. Dazu wurden Techniken entwickelt, um Bohrungen mit chemischen und mechanischen Methoden zu reinigen.

11.3 Produktion / Förderung

11.3.1 Schaffen eines unterirdischen Wärmetauschers

Die Herausforderung liegt in der Methode, wie diesem gigantischen Wärmeevolumen mit einem technisch und energetisch vertretbaren Aufwand eine gezielte Wärmemenge entzogen wird. Wie bereits in Kapitel 5 erklärt, muss für einen effizienten Wärmeentzug eine möglichst grosse Wärmetauscherfläche zwischen heissem Gestein und durchströmendem Wasser geschaffen werden und das Wasser mit möglichst geringem Druckverlust durch das Gestein gepumpt werden. Der dazu notwendige Pumpenaufwand geht direkt zu Lasten der gewonnenen Energie.

Zur Verbesserung stehen zwei Methoden zur Verfügung: Das Scheren von existierenden Schwächestellen und Klüften im Gestein mittels Einpressen von Wasser oder das Einpumpen von gesteinslösenden Reagenzien, zum Beispiel das Einpumpen von Salzsäure zur Auflösung von Calcitkrusten in Klüften.

Sprengungen können in einem eng begrenzten Rahmen zwar Gestein zertrümmern, doch führt dies gleichzeitig auch zu Verdichtungen des Gesteins an den äusseren Grenzen des zertrümmerten Bereiches. Bereits 1972 wurde ein US Patent angemeldet, welches einen durch Nuklearsprengung erzeugtes Geothermiereservoir beschreibt. (Dixon, 1970). In den Achtziger-Jahren wurde in der damaligen Sowjetunion die Zertrümmerung von Gestein mittels Nuklearexplosionen wissenschaftlich untersucht (Bronnikov and Spivak, 1981). Allerdings blieb es bisher bei den theoretischen Abhandlungen.

11.3.2 Hydraulisches Fracturing

Hydraulisches Fracturing oder Hydro Frac ist ein Verfahren, bei welchem durch Einpressen von Wasser auf abgestimmter Tiefe um das Bohrloch Risse im Gestein erzeugt werden. Dieses Verfahren wird in der Erdölindustrie zur Verbesserung des Zuflusses von Öl oder Gas aus gering durchlässigen Speichergesteinen schon seit Jahren angewandt. Für diese Zwecke ist eine Reichweite der Risse von wenigen Metern bis einigen Zehnern von Metern genügend. In allen Fällen handelt es sich um die Frakturierung von Sedimentgesteinen, in der Regel Sandsteinen. Bei den selteneren Vorkommen in verkarsteten und zerklüfteten Kalken kommen auch chemische Methoden zur Anwendung. Zum Offenhal-

ten werden oft auch Stützmittel, sogenannte Proppants in der Form von Kies oder Keramikügelchen in die Risse eingepresst.

Hydraulisches Fracking in kristallinem Gestein für geothermische Anwendungen unterscheidet sich von diesen Standardanwendungen. Kristalline Gesteine sind wesentlich härter als Sedimentgesteine und haben ein deutlich spröderes Verhalten. In harten kristallinen Gesteinen können sich höhere Spannungen aufbauen als in Sedimentgesteinen, eine Rissbildung hat einen schnelleren und stärkeren spontanen Spannungsabfall zur Folge. Im Weiteren muss nicht nur der Zufluss zum Bohrloch verbessert werden, sondern das Gestein muss über ein grosses Volumen und über hunderte von Metern durchlässiger gemacht werden. Dazu sind wesentlich grössere Mengen von Wasser nötig als für einen klassischen Hydro Frac. Die aufzubringenden Drücke unterscheiden sich nicht wesentlich. Das bedeutet, dass eine hydraulische Injektion zur Erzeugung eines durchlässigen Wärmetauschers mehr Zeit in Anspruch nimmt als ein Hydro Frac in einer Ölbohrung. Die hydraulische Stimulation eines Reservoirs kann sich über einige Wochen hinaus erstrecken. In Basel war eine Injektionsdauer über insgesamt zwanzig Tage geplant. Aufgrund der übermässigen Seismizität wurde die Injektion allerdings bereits nach sechs Tagen gestoppt.

Mit hydraulischen Injektionen dieser Art wird der Porendruck im Gestein über mehrere hundert Meter vom Bohrloch weg erhöht. Die Erhöhung des Porendruckes verringert die Scherfestigkeit des Gesteins. Dies kann auch bei anderen Eingriffen in den Untergrund, wie zum Beispiel im Untergrund von Stauseen, auftreten. Dort können sich die Porendrücke durch das zusätzliche Gewicht des aufgestauten Wassers erhöhen. Die Wirkung auf die Scherfestigkeit des Gesteins ist ähnlich. So sind auch Beben im Zusammenhang mit Stauseen bekannt. Ein bekanntes Beispiel in der Schweiz ist der Lac de Salanfe, dessen Aufstau im Val d'Illeiez zu induzierter Seismizität führte (Bianchetti et al., 1992).

11.3.3 Seismizität im Zusammenhang mit hydraulischen Stimulationen

Die Erfahrungen mit langfristigen hydraulischen Injektionen zur grossräumigen Reservoirstimulation sind auf wenige gut dokumentierte Operationen beschränkt: Das sind die Injektionsversuche im Geothermie-Forschungsprojekt Soultz-sous-Forêts im Elsass, das Geothermieprojekt von Geodynamics im Cooper Basin in Australien, das Geothermieprojekt von Shell in El Salvador, das Geothermieprojekt der Stadtwerke Urach in Bad Urach, Deutschland und das Geothermieprojekt von Geopower in der Bohrung Basel 1 in Kleinhüningen. Bei all diesen Projekten wurden die mikroseismischen Aktivitäten im Umfeld der Bohrung während der hydraulischen Injektionen durch seismische Monitoringsysteme systematisch überwacht und aufgezeichnet. Der Zusammenhang zwischen hydraulischen Injektionen und seismischer Aktivität ist wohl bekannt. Noch ungenügend Kenntnis besteht in der Abschätzung und Vorhersage der maximalen Magnituden und Intensitäten, also der Wirkung der Erschütterungen auf Menschen und Objekte.

Zu diesem Zweck wurden auch Fallbeispiele von induzierter Seismizität, also Erdbeben, die durch menschliche Aktivität ausgelöst werden, untersucht. So wurde zum Beispiel auch der bisher krasseste Fall induzierter Seismizität aus den sechziger Jahren in Denver Colorado studiert. Zur Entsorgung chemischer Abwässer, des sogenannten Rocky Mountain Arsenal, wurden in den Jahren 1962 – 1965 über eine halbe Million Kubikmeter Flüssigkeit in eine Gesteinsschicht auf 3650 Meter Tiefe eingepresst. Diese Einpressungen wurden von seismischer Aktivität begleitet, welche schliesslich mit einem induzierten Beben der Magnitude 5.4 nach Beendigung der Injektionen einen Höhepunkt erreichte.

Die seismischen Aufzeichnungen beschränken sich leider nur auf Oberflächenstationen, welche die mikroseismischen Aktivitäten, wie bei EGS Projekten üblich, nicht aufzeichnen können. Deshalb ermöglicht dieses Ereignis nicht die gleichen Einblicke in die mikroseismische Vorgeschichte, wie bei den wesentlich besser dokumentierten und kontrollierten Injektionsversuchen.

11.3.3.1 Kontrolle und Überwachung induzierter Seismizität

Um die Belastung durch Erschütterungen in Grenzen zu halten und grössere Ereignisse auszuschliessen, wurde für Basel ein detaillierter Massnahmenplan zur Überwachung und Kontrolle induzierter Seismizität und Erschütterungen erarbeitet.

Als Grundlage und Vorbild für diesen Massnahmenplan diente das sogenannte „Traffic Light“ Kontrollsystem, das für eine hydraulische Injektion am Rande eines geothermischen Feldes in El Salvador erarbeitet wurde. Die Versuche wurden von Shell geplant und durchgeführt. Das Gebiet liegt in einer der meist erdbebengefährdeten Regionen der Erde. Shell hat in Zusammenarbeit mit Erdbebenexperten des Imperial College dafür ein Massnahmenkatalog erarbeitet, der beim Übertreten von klar definierten Schwellwerten seismischer Aktivität regelt, wie darauf operationell zu reagieren ist (Bommer et al., 2005).

Dieser Massnahmenplan wurde für die Verhältnisse von Basel modifiziert und verfeinert (Häring et al., 2006). Die Autoren des Massnahmenkatalogs von El Salvador wurden für die Modifikationen konsultiert und beigezogen. Die Schwellwerte wurden für Basel drastisch verschärft, obwohl die Gefahr eines Erdbebens in Basel wesentlich geringer ist als in El Salvador.

Der Massnahmenplan wurde von Experten der Behörden begutachtet und genehmigt. Bei den Injektionsarbeiten wurde der Plan bis in jedes Detail befolgt. So wurde nach dem ersten stärkeren Ereignis der Magnitude 2.7 die Fliessrate der Injektion wie vorgesehen sofort reduziert und anschliessend sogar eingestellt. Das Ereignis der Magnitude 3.4, welches dann ein Teil der Basler Bevölkerung erschreckte, ereignete sich einige Stunden nach dem Stop. Gemäss Projektplanung sind keine weiteren Injektionen mehr vorgesehen, bis ein Verständnis vorliegt, wie solche Ereignisse in Zukunft praktisch ausgeschlossen werden können. Die Sistierung der Arbeiten erfolgte nicht nach Behördenverfügung, sondern nach eigenen und behördlich genehmigten Vorgaben.

Mit den seismischen Ereignissen in Basel wurde eine akzeptable Grenze an Erschütterungen, welche Injektionen begleiten, überschritten. Es war bereits im Vorfeld – aus den vorhergegangenen Injektionen in den anderen Projekten – klar, dass fühlbare Erschütterungen möglich sind. Dies wurde auch öffentlich kommuniziert. Von der Öffentlichkeit wurde dies aber nur so aufgenommen, als würde es sich dabei um eine eventuelle Belästigung handeln, wie dies bei Tiefbauvorhaben üblich ist. In diesem Sinne ist die Kommunikation betreffend Ankündigung eventueller Erschütterungen stark zu verbessern.

Gesetzliche Grenzwerte, was akzeptable Erschütterungen sind, gibt es nicht. Es gibt verbindliche Richtlinien für maximal zulässige Erschütterungen beim Bau und Verkehr. Diese sind definiert mit Werten für Bodenbeschleunigungen und Bodengeschwindigkeiten, welche über gewisse Zeiträume (Intervalle) und gewisse Häufigkeit des Auftretens (Frequenzen) definiert sind. Diese Werte liegen alle weit unter jeder Schadengrenze. Sie stellen Werte dar, ab welchen sich wiederholende Erschütterungen auf Menschen störend auswirken.

Für induzierte Beben sind diese Richtlinien nicht anwendbar. Denn schon ein einzelnes Ereignis über einen kurzen Zeitraum von nur wenigen Sekunden kann über ein grosses Gebiet viele Leute erschrecken ohne die Richtwerte von Bauerschütterungen zu überschreiten. Kritisch ist einerseits der negative Überraschungseffekt und andererseits, dass immer gleich eine grosse Anzahl Leute davon betroffen sind. Kurze, einmalige Erschütterungen über ein grosses Gebiet wecken Urängste, die nicht von der Hand zu weisen sind, und die kaum Akzeptanz finden werden, auch wenn objektiv keine Gefährdung für Menschen und Objekte besteht.

Es steht ausser Diskussion, dass die Schwelle akzeptabler Erschütterungen klar unter einer Schadengrenze sein muss und selbst eine gewisse „Komfortschwelle“ nicht überschritten werden soll. Dem wurde auch im Massnahmenplan zur Überwachung und Kontrolle induzierter Seismizität und Erschütterungen zu den hydraulischen Stimulationen im Basler Projekt Rechnung getragen. In diesem Massnahmenplan wurden drei Kriterien aufgestellt, welche einen Stop der Stimulation bedeuten würden:

- a) Beim Überschreiten einer Bodengeschwindigkeit von **5 mm/s**.

Als Schadensgrenze wird vom United States Geological Survey eine Bodengeschwindigkeit von **34 mm/s** angegeben.

- b) Beim Auftreten eines Ereignisses mit der Magnitude grösser als **2,9** nach der Richterskala.

Erdbebenversicherungen akzeptieren bei natürlichen Beben Schäden erst ab einer Magnitude grösser **4,5** auf der Richterskala. Da die Richterskala logarithmisch ist, bedarf es für ein Beben der Stärke 4,5 250 Mal mehr freigesetzte seismische Energie als für ein Beben der Magnitude 2,9.

- c) Das Bemerkten der Erschütterung durch viele Leute.

Dieses Kriterium ist subjektiv, trägt jedoch der Europäischen Makroskala (EMS 98) Rechnung. Es entspricht der EMS 98 Intensität IV. Gemäss EMS 98 treten leichte Gebäudeschäden ab einer Intensität VI auf.

Mit dem Ereignis vom 8. Dezember 2006 mit der Magnitude 3.4 wurden die drei Kriterien überschritten, was zur sofortigen Einstellung der hydraulischen Stimulation führte.

11.3.4 Andere Methoden / Konzepte

Gesteinsschichten aus Kalk sind oft gute Aquifere (Grundwasserleiter) Allerdings nur dann, wenn das Kalkgestein durch Verwitterungsprozesse im Laufe der geologischen Geschichte verkarstet oder stark zerklüftet wurde. Ein klassisches Beispiel ist der Obere Muschelkalk, eine rund 80 Meter mächtige Kalkschicht, welche über grosse Gebiete der Schweiz nördlich der Alpen in unterschiedlichen Tiefen, von Süden nach Norden ansteigend, anzutreffen ist. Wo der Obere Muschelkalk an die Oberfläche stösst, treten an einigen Orten Thermalquellen aus, wie in Baden, Bad Schinznach und Lostorf. Die Durchlässigkeit in diesen Gesteinen ist nicht homogen. Zur Verbesserung der Durchlässigkeiten kann hier mit dem Einsatz von Säuren gearbeitet werden. Das Einpumpen von Salzsäure in ein Kalksteinreservoir bewirkt eine heftige Reaktion der Säure mit dem Kalk. Der Kalk wird gelöst und die Säure wird unter Freisetzung von CO₂ neutralisiert. Der dabei entstehende Gasdruck sprengt das Gestein noch zusätzlich. In kristallinem Gestein ist die Wir-

kung von Säuren nicht so effektiv. Granit zum Beispiel wird durch Salzsäure nicht angegriffen. Die Wirkung beschränkt sich auf Klüfte, welche mit Calcit gefüllt sind. Dieser wird gelöst und macht die Kluft durchlässig für Wasser.

Diese Methode eignet sich nicht um grosse Gesteinsvolumen über grosse Distanzen gleichmässig durchlässig zu machen, doch sie kann in Ergänzung zu hydraulischen Injektionen angewandt werden, um punktuell verschlossene Klüfte zu öffnen.

Noch wenig Erfahrung gibt es in der Nutzung von CO₂ als Wärmeträgermedium an Stelle von Wasser. CO₂ geht bei einer Temperatur von mehr als 31.1°C und einem Druck von mehr als 73.8 bar in einen überkritischen Zustand über. In diesem Zustand kann nicht mehr zwischen flüssigem und gasförmigem Aggregatzustand unterschieden werden. Die Viskosität ist gegenüber Wasser deutlich geringer, das heisst, es kann ohne grosse Druckverluste durch schlecht durchlässiges Gestein fließen. Theoretische Abhandlungen deuten auf interessante Möglichkeiten mit dem Einsatz von CO₂ (Merkel and Wolkersdorfer, 2005), doch fehlen praktische Erfahrungen weitgehend. Die Thematik des Verhaltens von CO₂ im Untergrund ist auch aus Sicht der CO₂ Entsorgung / Speicherung von hoher Aktualität und wird von vielen Forschungsteams an Hochschulen und Industrie untersucht.

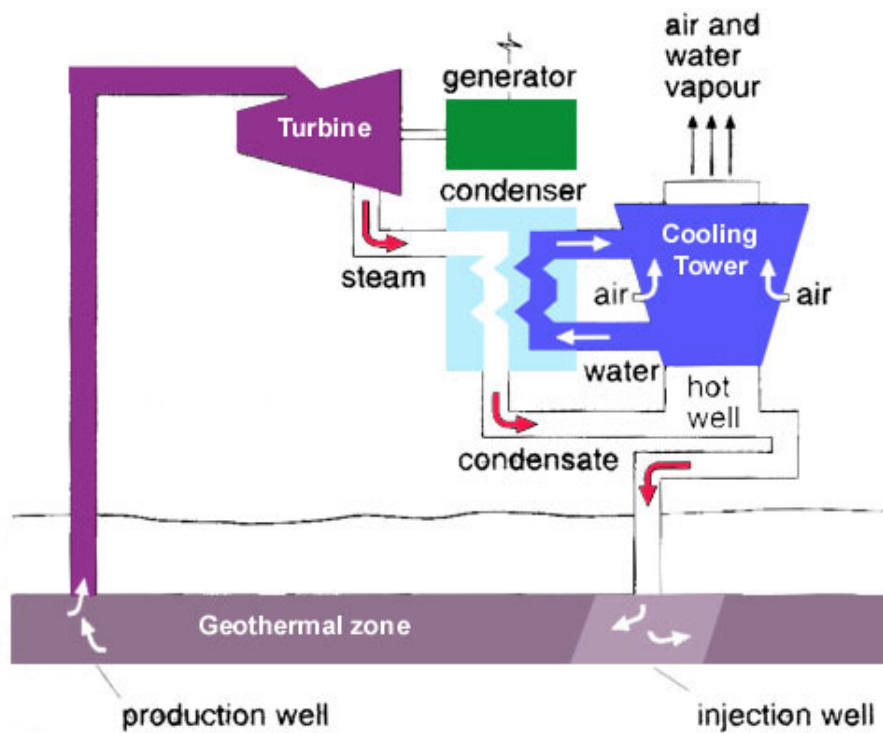
12 Wie wird geothermische Energie in Strom umgewandelt

Entscheidend für die Stromproduktion ist ein möglichst grosses Temperaturgefälle zwischen einer Wärmequelle und einer Wärmesenke zu finden. Dies ist direkt vergleichbar mit der Leistung eines Wasserkraftwerks. Entscheidend für die Leistung ist neben der Durchflussmenge, die Fallhöhe des Wassers vom Fassungs punkt bis zur Turbine. Die untere Temperaturgrenze für eine wirtschaftliche Stromproduktion wird durch technische Verbesserungen immer weiter nach unten verschoben. Ausgehend von einer Wasserkühlung mit Flusswasser erachten wir gegenwärtig 100°C als die Untergrenze für eine wirtschaftliche Stromproduktion.

Ein grosses Wärmegefälle kann nur an der Oberfläche erreicht werden, wo heisses Wasser auf ein möglichst tiefes Temperaturniveau gesenkt wird.

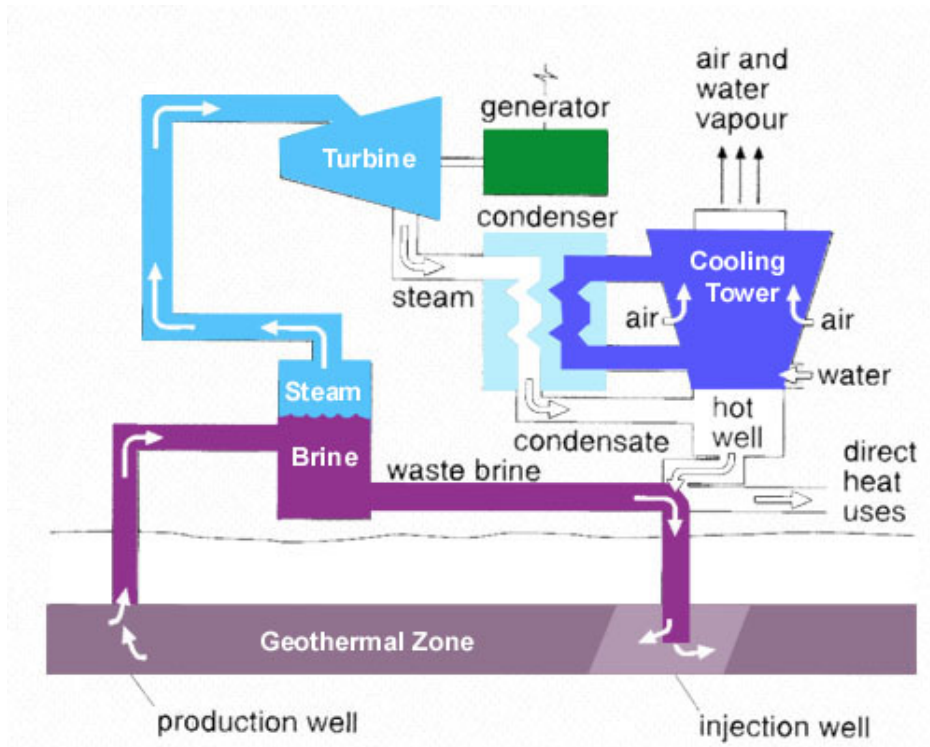
12.1 Quellen: Heisswasser – Dampf

Ist die Temperatur des geförderten Wassers so hoch, dass es unter einer Druckreduktion in trockenen Dampf übergeht, kann dieser direkt auf eine Dampfturbine geleitet werden (Fig. 17). Dampf im physikalischen Sinne ist ein reines Gas und unsichtbar. In der Energietechnik spricht man dann von einem trockenen Dampf. Dies ist nur unter guten Bedingungen, wie zum Beispiel beim Geothermiekraftwerk in Larderello in der Toscana anzutreffen.



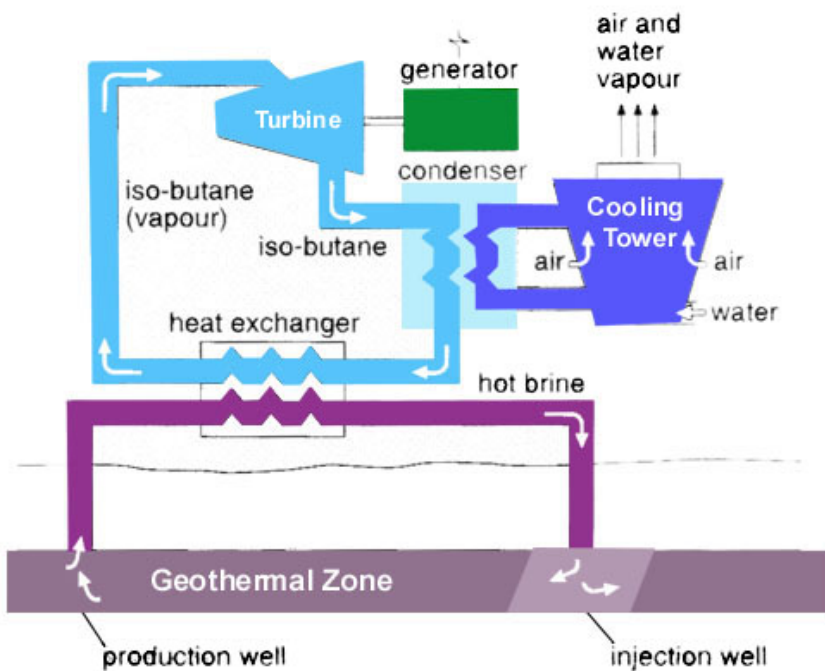
Figur 17: Trockendampf-Kraftwerk. Quelle: nach Boyle 1998;
<http://wwwphys.murdoch.edu.au/rise/reslab/resfiles/geo/text.html>

Weniger heisse Wässer wandeln sich bei der Expansion nicht vollständig in reinen Dampf um, sondern es entsteht ein Gemisch von echtem Dampf und Wassertröpfchen. Dieser sichtbare Dampf in Form weisser Nebelschwaden wird in der Energietechnik Nassdampf genannt. Er kann nicht direkt auf eine Turbine geleitet werden, da die Wassertröpfchen den Stahl der Turbineschaufeln korrodieren würden. Für eine Abtrennung des Nassanteils wird der Turbine ein Druckentspannungsgefäß oder Separator vorgeschaltet (Fig. 18).



Figur 18: Nassdampf-Kraftwerk (single flash steam) Quelle: nach Boyle 1998;
<http://wwwphys.murdoch.edu.au/rise/reslab/resfiles/geo/text.html>

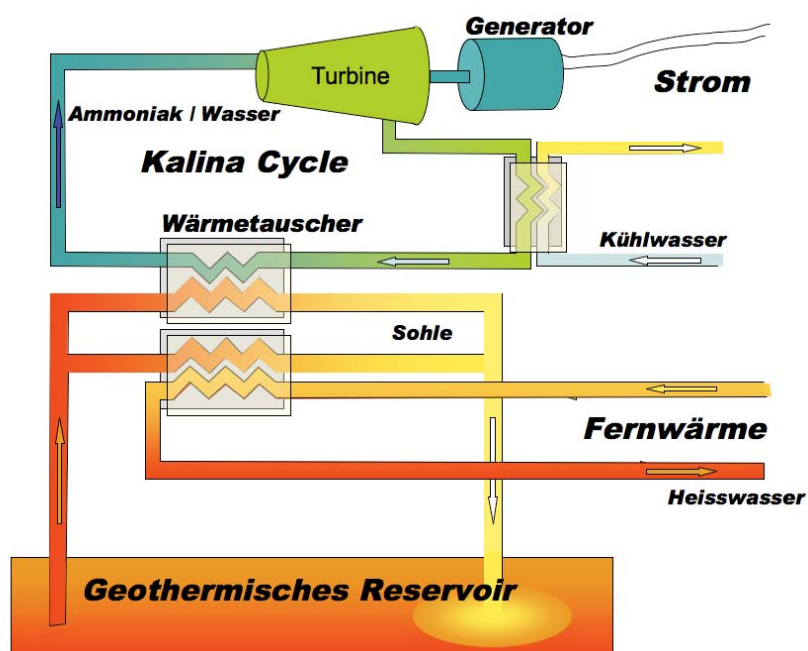
Bei noch geringeren Wassertemperaturen wird der reine Dampfanteil so klein, dass sich eine direkte Nutzung über eine Dampfturbine nicht mehr lohnt. In diesem Falle kommen andere Stromumwandlungsmaschinen zum Einsatz. Sie funktionieren alle nach dem Prinzip, dass die Wärme des Wassers über einen Wärmetauscher an eine niedriger siedende Wärmeträgerflüssigkeit übertragen wird, deren Dampf dann eine Turbine antreibt (Fig. 19)



Figur 19: Binärzyklus Kraftwerk Quelle: nach Boyle 1998;
<http://wwwphys.murdoch.edu.au/rise/reslab/resfiles/geo/text.html>

Dieser Binärzyklus, oder auch Organic Rankine Cycle (ORC), nutzt als Medium eine Kohlenwasserstoffverbindung. ORC Anlagen sind weltweit in mehreren Dutzenden konventionellen Geothermianlagen im Einsatz. Diese Anlagen arbeiten zuverlässig und können praktisch „ab der Stange“ gekauft werden.

Eine Weiterentwicklung im Bereich der Binärzyklen ist der sogenannte Kalina Zyklus. Hier ist das Trägermedium ein Ammoniak-Wasser-Gemisch. Der Vorteil dieses Zyklus liegt in den günstigeren Wärmeübertragungsverhältnissen, welche einen verbesserten Wirkungsgrad versprechen. Damit wird eine Stromproduktion bereits ab Quelltemperaturen von knapp über 100°C möglich. Das bisher einzige geothermische Kraftwerk, welches mit dem Kalina Zyklus arbeitet, ist das Kraftwerk von Husavik in Island. Im Bau befindet sich zur Zeit ein weiteres Werk dieser Art in Unterhaching bei München (Fig. 20).



Figur 20: Prinzip der Stromproduktion nach dem Kalina Zyklus mit wahlweiser Wärmeauskopplung bei einem Heiz-Kraftwerk.

12.2 Kühlung

Der Wirkungsgrad eines thermischen Kraftwerks wird nicht alleine von der Quelltemperatur bestimmt, sondern auch von der Kühlung, respektive deren Temperatur. Entscheidend ist eine möglichst grosse Spreizung zwischen der Quelltemperatur und der Senktemperatur (Kühlmedium). Je grösser die thermische Spreizung ist, desto grösser ist die Wärmeausbeute. Das trifft auf alle thermischen Kraftwerke zu, nicht nur auf geothermische. Bei der Geothermie fällt dies allerdings stärker ins Gewicht, da die Quelltemperatur bereits verhältnismässig gering ist.

Die effizienteste Kühlmethode ist eine Wasserkühlung. Das bedingt, dass grosse und relativ kühle Wassermengen zur Verfügung stehen. Viele der konventionellen Geothermiekraftwerke liegen allerdings in relativ trockenen Gebieten. Die Kühlung erfolgt dort mit einem Kreislauf, der auf die Verdunstung des Kondensats in einem Kühlturm angewiesen

ist (Fig. 21). Abhängig von den klimatischen Bedingungen verdunstet ein Grossteil des Kondensats im Kühlturm. Nur das Restwasser wird in den Untergrund zurückgeführt.

Bei einer Flusswasserkühlung bleibt das Kondensat erhalten und wird ohne Volumenverlust in den Untergrund zurückgeführt.



Figur 21: Beispiel eines geothermischen Kraftwerks mit Verdunstungskühlung. The Geysers, Kalifornien (Foto: M. Häring)

12.3 Beispiele geothermischer Stromproduktion

Die installierte Kapazität geothermischer Kraftwerke weltweit betrug 2005 über 9'000 MWe. Mit 2'500 MWe installierter Leistung sind die USA vor den Philippinen, gefolgt von Mexico und Indonesien, die grössten Produzenten geothermischen Stromes. Der grösste europäische Produzent ist Italien, wo sich das älteste geothermische Kraftwerk der Welt (Larderello) befindet. In den klassischen Geothermieländern, ausser den USA, wurden die Kapazitäten seit 1990 massiv erhöht, in Indonesien sogar verfünffacht.

| Country | 1990 MWe | 1995 MWe | 2000 MWe | 2005 MWe |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| USA | 2'775 | 2'817 | 2'228 | 2'544 |
| Philippines | 891 | 1'227 | 1'909 | 1'931 |
| Mexico | 700 | 753 | 755 | 953 |
| Indonesia | 145 | 310 | 590 | 797 |
| Italy | 545 | 632 | 785 | 790 |
| Japan | 215 | 414 | 547 | 535 |
| New Zealand | 283 | 286 | 437 | 425 |
| Iceland | 45 | 50 | 170 | 322 |
| Costa Rica | 0 | 55 | 143 | 163 |
| El Salvador | 95 | 105 | 161 | 151 |
| Kenya | 45 | 45 | 45 | 127 |
| Russia (Kamchatka) | 11 | 11 | 23 | 79 |
| Nicaragua | 35 | 70 | 70 | 77 |
| Papua New Guinea | 0 | 0 | 0 | 39 |
| Guatemala | 0 | 33 | 33 | 33 |
| China | 19 | 29 | 29 | 28 |
| Turkey | 21 | 20 | 20 | 20 |
| Portugal (The Azores) | 3 | 5 | 16 | 16 |
| France (Guadeloupe) | 4 | 4 | 4 | 15 |
| Ethiopia | 0 | 0 | 9 | 7 |
| Austria | 0 | 0 | 0 | 1 |
| Thailand | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Australia | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Germany | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Argentina | 1 | 1 | 0 | 0 |
| Total | 5'832 | 6'833 | 7'974 | 9'064 |
| Quelle: http://iga.igg.cnr.it/geoworld/ | | | | |

Tabelle 2: Geothermische Stromproduktion: Weltweit installierte Kapazität 1990 - 2005

12.3.1 Hochtemperatur

12.3.1.1 The Geysers, USA

Nutzung eines Vorkommens von überhitztem Wasser in einem grossen porösen Sandsteinvorkommen, das durch eine darunterliegende Magmakammer auf 5 Kilometern Tiefe erhitzt wird. The Geysers ist mit einer aktuellen Leistung von rund 750 MWe das grösste und eines der ältesten Geothermiekraftwerke der Welt. In The Geysers wurden im Lauf der Jahre über 350 Bohrungen erstellt, wovon über 200 aktiv produzieren. Die Bohrungen produzieren einen trockenen Dampf, der in mehreren dezentralen Kraftwerkstationen direkt auf Dampfturbinen geleitet wird. Die Kühlung der Anlagen erfolgt durch Verdunstung, wodurch 60 – 70 % des Kondensates nach der Turbine verdampft. Seit den 90'er Jahren wird das Restwasser plus Abwässer aus Sacramento in die Dampflagerstätte injiziert, um dem nachlassenden Reservoirdruck entgegenzuwirken.

12.3.1.2 Larderello, I

Das weltweit erste Geothermiekraftwerk entstand 1904 in Larderello, in der Toscana. Aktuell verfügt das Kraftwerk mit rund 70 Bohrungen, von welchen der trockene Dampf über Pipelines an drei Turbinenblöcke geliefert wird, über eine Kapazität von 543 MWe. ENEL, der Betreiber, hat sich zum Ziel gesetzt, die jährliche Produktion von 3 Milliarden kWh auf 6 zu verdoppeln und die Kapazität bis auf 750 MWe aufzustocken.

12.3.2 Mittlere Temperatur (Binärsysteme)

12.3.2.1 ORC Anlagen: Azoren

Auf der Azoreninsel Sao Miguel wurde 2005 der Bau eines dritten geothermischen Kraftwerks in Angriff genommen. Die bereits installierte Kapazität beträgt 16 MWe. Um die Lagerstätte besser zu nutzen, wird der produzierte Nassdampf getrennt, wobei der trockene Anteil über eine Dampfturbine geleitet wird und das heiße Wasser über eine ORC-Anlage genutzt wird. Dadurch wird nicht nur die Effizienz gesteigert, sondern es ermöglicht auch 100% der produzierten Flüssigkeit wieder zu reinjizieren und so den Druck der Lagerstätte aufrecht zu erhalten. Der Markt an ORC-Anlagen wird von der Firma ORMAT dominiert, welche weltweit Anlagen von über 700 MWe Leistung installiert hat.

12.3.2.2 Kalina Anlagen: Unterhaching, Deutschland, Husavik, Island

Zur Stromproduktion bei mittleren Temperaturen eignet sich der Kalina Zyklus, der als Trägermedium auf einem Wasser-Ammoniak Gemisch basiert. Dieser Umwandlungszyklus verspricht im Temperaturbereich knapp über 100 Grad einen höheren Wirkungsgrad als der ORC Zyklus. Nach der Anlage Husavik in Island soll anfangs November 2007 nun eine zweite Anlage in der Münchner Vorortgemeinde Unterhaching ans Netz gehen. Produziert wird aus einem Grundwasserträger auf 3500 m Tiefe Wasser mit einer Temperatur von 122 Grad. Die Anlage ist auf eine Spitzenleistung von 3.4 MWe ausgelegt. Ein Teil des geförderten Wassers wird auch für ein lokales Fernwärmenetz gebraucht. Die Anlage hat Pilotcharakter für eine Anzahl geplanter Geothermiekraftwerke in Bayern, welche auch aus dem gleichen heißen Grundwasserträger produzieren möchten.

12.3.3 Niedrigtemperatur

12.3.3.1 Chena Hot Springs, Alaska

Ein bemerkenswertes Projekt wurde 2006 in der Nähe von Fairbanks, Alaska, realisiert. Aus einer Thermalquelle mit einer Schüttung von ca. 30 l/s und einer Wassertemperatur von bloss 74 Grad wird mittels eines neuentwickelten ORC Zyklus Strom produziert. Die Leistung der Anlage wird mit 0.5 MWe angegeben. Dieses Beispiel zeigt deutlich, dass nicht nur die Quelltemperatur sondern auch die Senktemperatur für die Leistung massgebend ist. Bei diesem Projekt steht reichlich Kühlwasser mit einer maximalen Temperatur von 7 Grad zur Verfügung. Ähnliche Voraussetzungen sind auch in unserem Alpenraum gegeben.

13 Glossar

13.1 Begriffe

Aquifer: Grundwasserleiter oder grundwasserführende Gesteinsschicht. Porengrundwasserleiter bestehen aus Locker- oder Festgestein, dessen Porenraum von Grundwasser durchflossen wird. In Festgesteinen gibt es Kluffgrundwasserleiter und Karstgrundwasserleiter. Karst entsteht durch Verwitterungsprozesse in Karbonatgesteinen.

Balneologie: Auch Bäderkunde. In diesem Bericht bezieht sich der Ausdruck auf den Gebrauch der Thermalwässer für Bäder.

Coiled Tubing: Bohrmethode für Arbeiten in bereits bestehenden Tiefbohrungen. Anstelle von Bohrgestänge kommt ein auf grossen Rollen aufgewickelter Stahlschlauch zum Einsatz. An dessen Spitze befindet sich eine Bohrturbine, welche durch die Spülung, die durch den Schlauch gepumpt wird, angetrieben wird. Mit coiled tubing können Blockaden entfernt, Bohrlöcher vertieft, Verrohrungen perforiert, gezielte Injektionen und eine Vielzahl von Untersuchungsmethoden in Bohrungen durchgeführt werden.

Dampfagerstätte: Unter Druck stehendes Heisswasservorkommen von solch hoher Temperatur, dass sich das geförderte Wasser unter Druckentlastung in Dampf umwandelt. Im Aquifer, der Lagerstätte, befindet sich das Wasser in flüssiger Form.

EGS Enhanced Geothermal Systems auf Deutsch: Verbesserte oder stimulierte geothermische Systeme. Erdwärme wird mit Hilfe von Wasser oder Dampf aus den Tiefen der Erde an die Oberfläche gefördert. Das im Untergrund befindliche Wasser weist die Temperatur des Gesteins auf. Wasser kann jedoch nur gefördert werden, wenn im Untergrund solches überhaupt vorhanden ist und das Gestein eine gewisse Durchlässigkeit aufweist. Ist die Durchlässigkeit eines Gesteins zu gering, versucht man mit verschiedensten Methoden, wie zum Beispiel dem Aufpressen mit Wasserdruck oder dem Auflösen mit Säuren diese zu verbessern. Ist die gewünschte Durchlässigkeit erreicht und kann das Wasser, respektive die Wärme gefördert werden, muss zur Erhaltung der Massen-Bilanz auch wieder Wasser in den Untergrund zurückgepumpt werden. Alle diese Massnahmen zusammengefasst resultieren in einem künstlich verbesserten unterirdischen Wärmetauscher, oder eben einem *Enhanced Geothermal System*.

Enthalpie: Mass für die Energie in einem thermodynamischen System. In der Geothermie wird damit der Wärmeinhalt eines Gesteins und des Wassers verstanden. Bei Systemen mit einer Temperatur von weniger als 100 Grad spricht man von Niedrig-Enthalpie. Solche Systeme eignen sich vorwiegend für die direkte Wärmenutzung. Systeme über 100 Grad, mit welchen eine Stromproduktion möglich wird, werden als Hoch-Enthalpie Systeme bezeichnet.

Exploration: In der Geologie bezeichnet man mit Exploration die Erkundung von Lagerstätten und Rohstoff-Vorkommen in der Erdkruste. Hauptsächliche Erkun-

dungsbereiche der geologischen Exploration sind Öl- und Gasvorkommen, Kohlelagerstätten, Erzvorkommen und Geothermie.

Formation: In der Geologie wird eine Gesteinsschicht, welche sich über deren Aufbau, Aussehen und Alter charakterisieren lässt, und somit eine kartierbare Einheit darstellt, als Formation bezeichnet.

Formationswässer: Formationswässer bezeichnen Wässer, die aus einer bestimmten geologischen Gesteinsschicht stammen. Ein Formationswasser zeichnet sich durch eine spezifische chemische Zusammensetzung aus, die im Zusammenhang mit der Gesteinsschicht, in der das Wasser zirkuliert, steht. Der Anteil von Wasser im Untergrund variiert stark. In Oberflächennähe, wo Lockergestein wie Schotter, Kies und Sand eine grosse Porosität aufweist, kann dieser Anteil bis über 30 % betragen. In verfestigten Ablagerungsgesteinen wie Sandstein ist dieser Wasseranteil deutlich geringer. In Kalkgestein ist der Wasseranteil stark abhängig vom Grad der Zerklüftung. Tongesteine können einen überraschend hohen Wasseranteil von über 30 % aufweisen, doch kann daraus kein Wasser gewonnen werden, da dieses im Gestein gebunden ist und nicht frei fließen kann. Besondere Gesteine, wie Steinsalz, sind ganz wasserfrei. Bei kristallinen Gesteinen, also Gesteinen, welche ursprünglich langsam aus einer Schmelze erstarrt sind, ist der Wassergehalt wie bei Kalkgesteinen stark abhängig vom Grad der Zerklüftung und Verwitterung. Typische Werte liegen bei 1 bis 5 Prozent. Im Allgemeinen nimmt die Porosität mit zunehmender Tiefe ab. Die Porosität eines Gesteins sagt aber noch wenig aus über dessen Permeabilität (Wasserwegsamkeit) oder hydraulischen Durchlässigkeit. Die Permeabilität oder Durchlässigkeit ist abhängig davon wie gut die Porenräume des Gesteins miteinander verbunden sind.

Getriggerte Seismizität: Bezeichnet Beben, bei welchen die vorhandene Gebirgsspannungen den grössten Anteil der frei werdenden Energie beiträgt und der künstlich beigefügte Energieanteil gering ist.

HDR Hot-Dry-Rock (heisses, trockenes Gestein): In den ersten Versuchen in den 70er Jahren einen künstlichen Wärmetauscher zu schaffen, ging man davon aus, dass sich in grossen Tiefen nur trockenes heisses Gestein befindet und eingebrachtes Wasser nur durch künstlich erschaffene Klüfte zirkuliert werden kann. Die Erfahrung hat aber gezeigt, dass vermeintlich dichtes kristallines Gestein auch in grossen Tiefen meist noch über substantielle Klüfte mit frei beweglichem Wasser verfügt.

HFR Hot-Fractured-Rock (heisses, zerbrochenes Gestein): Aus der Erkenntnis, dass Gestein in den wenigsten Fällen wirklich trocken ist, wurden Projekte entwickelt, welche sich auf nachweislich geklüftete Gesteine im Untergrund konzentrierten. In diesen soll dann die Durchlässigkeit gezielt weiter verbessert werden. Beispielhaft dafür ist ein unterdessen abgebrochenes Geothermieprojekt von Shell in El Salvador am Rande einer bekannten Dampflagerstätte. (Der Abbruch erfolgte übrigens, weil es nicht gelang, einen genügend hohen Druck aufzubauen, um das Wasser zurückzugewinnen, die Durchlässigkeit war so hoch, dass das eingepresste Wasser in die benachbarte Dampflagerstätte abfloss.)

- Hydraulic Fracturing, Hydraulic Fracching oder Hydro Frac:** Bezeichnet das gezielte Aufpressen von Schwächestellen im Gestein mittels Wasserdruck. Die Methode findet Anwendung in Erdöl- und Gaslagerstätten zur Verbesserung der Zuflüsse in Förderbohrungen. Hydro Fracs werden von spezialisierten Oil-Field Servicefirmen ausgeführt. Abgesehen vom Auf- und Abbau der Gerätschaften wird ein Hydro-Frac in wenigen Stunden bewerkstelligt.
- Hydraulische Injektion:** Im Gegensatz zum Hydro Frac, bei welchem nur eine Verbesserung der Durchlässigkeit im Nahfeld einer Förderbohrung angestrebt wird, ist das Ziel der hydraulischen Injektion in EGS, die Durchlässigkeit über hunderte von Metern und über grosse Gesteinvolumina zu verbessern. Dazu werden nicht nur wesentlich grössere Wassermengen eingepumpt, sondern dies auch über einen Zeitraum von Tagen und Wochen.
- Induzierte Seismizität:** Menschengemachte Beben. Spontane Spannungslösungen im Untergrund, welche durch eine verursachte Veränderung der Porendrücke und Spannungen im Gestein durch Menschen bewirkt wird. Induzierte Seismizität ist ein bekanntes Phänomen das bei Staudämmen, im Berg- und Tunnelbau, der Erdöl- und Erdgasförderung, bei der Injektion von Flüssigkeiten (Entsorgung von Abwässern) oder Gasen (CO₂-Verpressung) und EGS auftreten kann.
- Isotop:** Isotope sind Atomkerne mit gleicher Ordnungszahl im chemischen Periodensystem, aber unterschiedlicher Massenzahl. Verschiedene Isotope eines Elementes bezeichnen also Atome, die eine gleiche Anzahl Protonen und eine unterschiedliche Anzahl von Neutronen im Atomkern haben.
- Kalina Zyklus:** Bezeichnet ein Wärmeaustauschverfahren zur Dampferzeugung auf einem niedrigen Temperaturniveau. Das Verfahren wurde in den 70er Jahren von Alexander Kalina entwickelt. Als Arbeitsmittel wird ein Ammoniak-Wassergemisch verwendet, das bereits bei geringer Temperatur und niedrigem Druck verdampft.
- Karbonat:** In der Geologie werden damit Gesteine bezeichnet, welche chemisch aus Salzen der Kohlenstoffsäure aufgebaut sind, wie Kalk (Calciumkarbonat), Dolomit (Calcium-Magnesium-Karbonat) und Soda (Natriumkarbonat).
- Kondensat:** Ein Kondensat ist ein Stoff, der durch Druck- der Temperaturveränderung vom gasförmigen in den flüssigen (festen) Aggregatzustand gebracht wurde.
- Konduktion:** Wärmeleitung oder Wärmediffusion. Bezeichnet einen Wärmefluss in einem Feststoff oder in einer ruhenden Flüssigkeit infolge eines Temperaturunterschiedes.
- Konvektion:** Mechanismus des Transports von thermischer Energie. In der Geothermie bezeichnet Konvektion den Transport von Wärme mittels strömenden Grundwassers. Ursache der Strömung sind Druck-, Dichte, Temperatur- oder Konzentrationsunterschiede des Wassers.
- Kristallin:** Informelle Bezeichnung von Gesteinen, welche aus einem langsamen Erstarungs- (Kristallisations-)prozess einer Gesteinsschmelze hervorgegangen sind; im Gegensatz zu Eruptivgesteinen, welche durch die sofortige Erstarrung

nicht kristallisieren sondern verglasen, oder im Gegensatz zu Sedimenten, welche aus einem Ablagerungs- oder Ausfällungsprozess entstanden sind.

Natürliche Seismizität: Spontane Spannungslösungen im Untergrund, welche ohne äussere Einflüsse auftreten. Spannungen im Untergrund werden durch plattentektonische Bewegungen aufgebaut. Die Spannungen werden je nach Lage einer Region stärker oder schwächer aufgebaut, bis es zu einem kriechenden (aseismischen) oder spontanen (seismischen) Spannungsabbau kommt.

ORC: Organic Rankine Cycle bezeichnet ein Verfahren zum Betrieb von Dampfturbinen mit einem anderen Arbeitsmittel als Wasserdampf. Der Name geht auf den Ingenieur und Physiker William J.M. Rankine zurück. Als Arbeitsmittel werden organische Flüssigkeiten mit einer niedrigen Verdampfungstemperatur verwendet.

Permeabilität: In der Geologie wird damit die Durchlässigkeit eines Gesteins für Wasser und andere Fluide oder Gase bezeichnet. Der Durchlässigkeitskoeffizient ist das Mass für die hindurchgehende Flüssigkeit pro Zeiteinheit bei bestimmter Druckdifferenz und bestimmtem Querschnitt. Die Durchlässigkeit wird durch das Darcy-Gesetz quantifiziert.

Plattentektonik: Theorie der grossräumigen Abläufe in der Erdkruste und im obersten Teil des Erdmantels. Sie beschreibt den dynamischen Prozess, welcher die Verschiebung von Kontinentalplatten, Gebirgsbildungen, Vulkanismus und Erdbeben bewirkt.

Porosität: In der Geologie bezeichnet die Porosität das Verhältnis des Volumens aller Hohlräume eines porösen Festkörpers (Gestein) zu dessen äusseren Volumen. In der Geothermie spielt die Nutzporosität eine wichtige Rolle, da nur durch untereinander in Verbindung stehende Poren Wasser fliessen kann (siehe Permeabilität).

Reservoir: In der Geothermie bezeichnet das Reservoir den Gesteinsbereich oder das Gesteinsvolumen, das im Durchflussbereich von Wasser steht, welches von Bohrungen gefördert werden kann.

Scherfestigkeit: Bezeichnet den Widerstand, den ein Festkörper tangentialen Scherkräften entgegensetzt. In der Felsmechanik ist die Scherfestigkeit für die Ermittlung der Bruchbildung und den spontanen Spannungsabbau von grosser Bedeutung. Die Scherfestigkeit wird anhand von Gesteinsproben im Labor ermittelt.

Stimulation: In der Geothermie wird mit Stimulation der Prozess beschrieben, bei dem durch chemische oder physikalische Einwirkung auf das Gestein dessen Wasserwegsamkeit erhöht werden soll. Bei einer chemischen Stimulation wird eine Säure verwendet, die das Gestein zersetzt; bei der physikalischen Stimulation wird Wasser unter sehr hohem Druck in das Gestein verpresst um darin Risse zu schaffen.

Temperaturgradient: Bezeichnet in der Geothermie die Änderung der Temperatur mit der Tiefe. Der Temperaturgradient ist ein Mass der Temperaturveränderung über eine bestimmte Strecke. Er ist abhängig von der Wärmeleitfähigkeit des entsprechenden Festkörpers (Gestein). Eine typische Grössenordnung für den Temperaturgradienten in der Schweiz ist eine Temperaturzunahme von 3

Grad pro hundert Meter Tiefe. Geht man von einer mittleren Oberflächentemperatur von 10 Grad aus, ergibt das auf einer Tiefe von 100 Meter eine Temperatur von 13 Grad, auf 500 Meter 25 Grad und auf 1000 Meter 40 Grad.

Thermalwasser: Wasser, das gemäss gesetzlicher Definition an der Quelle mit einer Temperatur von mindestens 20 Grad austreten muss.

Transmissibilität: Bezeichnet die Durchlässigkeit (vgl. Permeabilität) eines durchströmten Gesteins in Bezug auf die wassererfüllte Mächtigkeit (Höhe oder Dicke) des Aquifers.

Viskosität Mass der Zähflüssigkeit eines Fluids. Eine hohe Viskosität bedeutet weniger fließfähig, respektive zähflüssig, eine niedrige Viskosität bedeutet dünnflüssiger, fließfähiger.

Wärmetauscher: Ein Wärmetauscher ist ein Apparat der Wärme, bzw. thermische Energie von einem Stoffstrom auf einen anderen überträgt. Unter einem unterirdischen Wärmetauscher versteht man in der Geothermie die Wärmeübertragung der Wärme im Gestein auf das zirkulierende Wasser. Die Wärme des geförderten Wassers wird dann an der Oberfläche über einen technischen Wärmetauscher auf die Wärmeträgerflüssigkeit des Kraftwerkskreislaufs übertragen.

13.2 Grössen

| | | |
|------------------|-----------------------|---|
| J | = Joule | Das Joule ist die abgeleitete SI-Einheit der Grössen Energie, Arbeit und Wärmemenge. Ein Joule ist gleich der Energie, die benötigt wird um für die Dauer einer Sekunde die Leistung von einem Watt aufzubringen (1 Ws). |
| W | = Watt | Das Watt ist die SI-Einheit für die Leistung. 1 Watt ist die Leistung welche ein Joule während einer Sekunde leisten kann (= 1 J/s). |
| EJ | = Exajoule | Exa = 10^{18} , 1 Exajoule = 10^{18} Joule. |
| TWh | = Terawattstunde | Tera = 10^{12} , 1 Terawattstunde = 10^{12} Wattstunden oder 1 Milliarde Kilowattstunden oder 3.6×10^{15} Joule (siehe oben). Mass der Energie, Arbeit oder Wärmemenge. |
| MW _{th} | = Megawatt thermisch | Mega = 10^6 , 1 Megawatt = 10^6 Watt. Der Zusatz thermisch spezifiziert, dass die Leistung als Wärmeleistung erbracht werden kann. |
| MW _e | = Megawatt elektrisch | Mega = 10^6 , 1 Megawatt = 10^6 Watt. Der Zusatz elektrisch spezifiziert, dass die Leistung als elektrische Leistung erbracht werden kann. Dies ist von Bedeutung, da eine Wärmeleistung nur zu einem gewissen Prozentsatz (=Wirkungsgrad) in elektrische Leistung umgewandelt werden kann. |

14 Literatur / Internet Links

14.1 Internet Links

- <http://egs.egi.utah.edu/> Enhanced Geothermal Systems, USA
- <http://iga.igg.cnr.it/> International Geothermal Association
- <http://www.egec.net/> European Geothermal Energy Council
- <http://www.geodynamics.com.au> Geodynamics Limited, AUS
- <http://www.geopower-basel.ch/> Geopower Basel AG
- <http://www.geothermal.ch/> Geothermal Explorers Ltd
- <http://www.geothermal.org/> Geothermal Resources Council, USA
- <http://www.geothermie.ch/> Geothermische Vereinigung der Schweiz
- <http://www.geothermie.de/> Geothermische Vereinigung e.V. Deutschland
- <http://www.geysers.com/> Calpine, The Geysers, CA, USA
- <http://www.seismo.ethz.ch/basel/> Deep Heat Mining Seite des schweizerischen Erdbebenendienstes
- <http://www.soultz.net/fr/> Géothermie Soultz-sous-Forêts, F

14.2 Grundlagen zur Geothermie

- Armstead, Christopher H., 1983, Geothermal Energy. ISBN 0-419-1220-6
- Armstead, H.C.H. & Tester, J.W.: Heat Mining, 478 S., E. & F.N. Spon, London 1987
- Duchane, D.V. (Red.): Hot Dry Rock heat mining geothermal energy development program. Annual report, fiscal year 1991, Rept. LA-UR-92-870, 72 S., Los Alamos National Lab., Los Alamos, New Mexico 87545, USA, 1991
- Dickson, M.H., Fanelli, M., 2005, Geothermal Energy, Utilization and Technology. CNR – Institute of Geosciences and Earth Resources. Published by Earthscan, UK and USA. Copyright @ UNESCO, 2003.
- Economides M., Ungemach, P. Editors, 1987, Applied Geothermics. ISBN 0 471 91179 8.
- Hurtig, E., Cermak, V., Haenel, R., Zui, V.: Geothermal Atlas of Europe, GeoForschungs-Zentrum Potsdam, Publication No. 1, Perthes, Gotha 1992
- Paschen, H., D. Oertel, and R. Grünwald, 2003, Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland., Büro für Technologiefolgen-Abschätzung beim deutschen Bundestag, p. 128.
- Tester, J. W., 2006, The Future of Geothermal Energy; Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century, MIT

14.3 Verwendete Literatur

- Bianchetti, G., P. Roth, F.-D. Vuataz, and J. Vergain, 1992, Deep groundwater circulation in the Alps: Relations between water infiltration, induced seismicity and thermal springs. The case of Val d'Illeiez, Wallis, Switzerland: *Eclogae geol. Helv.*, v. 85, p. 291 - 305.
- Bommer, J., S. Oates, J. M. Cepeda, C. Lindholm, J. Bird, R. Torres, G. Marroquin, and J. Rivas, 2005, Control of Hazard due to Seismicity induced by a Hot Fractured Rock Geothermal Project: *Engineering Geology*, v. submitted.
- Bronnikov, D. M., and A. A. Spivak, 1981, Some problems of the controlled crushing of rock by an explosion: *Journal of Mining Science*, v. 17, p. 5.
- Bullis, K., 2006, Abundant Power from Universal Geothermal Energy: Technology Review, published by MIT.
- Dixon, R. P., 1970, Recovery of geothermal energy by means of underground nuclear detonations, *in* U. S. Patent, ed., USA, The United States of America as represented by the United States Atomic Energy Commission.
- Häring, M., U. Schanz, F. Ladner, and P. Roth, 2006, Massnahmen zur Überwachung und Kontrolle induzierter Seismizität und Erschütterungen, Basel, Geopower Basel AG.
- Merkel, B., and C. Wolkersdorfer, 2005, scCO₂ - Machbarkeitsuntersuchung über den Einsatz von Hot Dry Rock Geothermie zur Elektrizitätserzeugung mit Hilfe von superkritischem CO₂. Schlussbericht Machbarkeitsstudie, Freiberg / Sachsen, TU Bergakademie Freiberg, Lehrstuhl für Hydrogeologie.
- Paschen, H., D. Oertel, and R. Grünwald, 2003, Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland., Büro für Technologiefolgen-Abschätzung beim deutschen Bundestag, p. 128.
- Rybach, L., U. P. Büchi, P. Bodmer, J. C. Griesser, S. Kappeler, W. Rellstab, S. Schlanke, and H. P. Weiss, 1983, Geothermische Datensynthese der Schweiz, *in* Eidgenössische Fachkommission für die Nutzung geothermischer Energie und die unterirdische Wärmespeicherung, ed., Schriftreihe des Bundesamtes für Energiewirtschaft, Studie Nr. 26.
- Signorelli, S., N. Andenmatten, and T. Kohl, 2004, Geothermischer Ressourcenatlas der Schweiz, *in* Schweizerische Geophysikalische Kommission, ed., Jahresberichte.
- Spahr, A., 1999, Schaffung einer Grundlage für Aussagen über die Gesamtenergiebilanz in HDR/HWR-Systemen, *in* A. D. H. MINING, ed., Projekt DEEP HEAT MINING; Anwendung der Hot-Dry-Rock / Hot-Wet-Rock Technologie zur Strom- und Wärmeproduktion in der Schweiz. Phase 2(b): Dokumentation der Arbeiten 1999, Steinmaur, Arbeitsgemeinschaft DEEP HEAT MINING.
- Tester, J. W., 2006, The Future of Geothermal Energy; Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century, MIT.