



## 3.7 Geothermie

### Autoren

Tony Kaiser (Chair), Alstom, Baden; Rudolf Minder, BFE, Bern; Gunter Siddiqi, BFE, Bern

**Die Schweiz verfügt über ein hohes Potenzial zur Erzeugung von Strom aus Erdwärme. Dieser Strom fällt als Bandenergie an. Aufgrund der geringen Temperatur der Wärmequellen ist der elektrische Wirkungsgrad der Anlagen mit 6 bis 15 % allerdings relativ gering. Die Wirtschaftlichkeit kann – je nach Standort – durch Abwärmenutzung verbessert werden.**

### 3.7.1 Stand der Technologie heute

Die Nutzung der Erdwärme aus geringer Tiefe zu Heizzwecken mittels Wärmepumpen ist in der Schweiz weit verbreitet, technisch ausgereift und wirtschaftlich attraktiv. Hingegen spielt die Stromerzeugung aus tiefen geothermischen Ressourcen heute noch keine Rolle, im Gegensatz zu den traditionellen Geothermie-Ländern wie den Philippinen, Indonesien, Italien, den USA, El Salvador und Island. Dort sind die geologischen Verhältnisse günstig und die Temperaturzunahme in der Tiefe gross. Im schweizerischen Mittelland beträgt dieser so genannte geothermische Gradient rund 30 °C/km.

Die konventionelle tiefe Geothermie nutzt Heisswasser-Ressourcen, die in wasserführenden Gesteinsschichten vorkommen. Diese können bereits ab einer Temperatur von 80 bis 100 °C zur Stromerzeugung verwendet werden, im Schweizer Mittelland also ab einer Tiefe von etwa 3 km. Bohrungen bis zu einer Tiefe von rund 5 km, wo die Temperatur der Wasserreservoirs rund 200 °C erreicht, sind heute mit vertretbaren Kosten möglich. Bei tiefen Temperaturen ist die Effizienz der Stromerzeugung mit 6 % (bei 100 °C) bis 15 % (bei 170 °C) zwar re-

lativ gering; in Siedlungsnähe kann die Wärme aber zusätzlich verwertet werden. In Ballungsräumen kann diese Wärmenutzung eine wirtschaftliche und umweltfreundliche Alternative zur oft schwierigen Nachisolation von Altbauten darstellen. Eine solche Anlage ist gegenwärtig in St. Gallen im Bau. Die Nutzung unkonventioneller Geothermie-Ressourcen (auch bekannt unter den Begriffen Enhanced/Engineered Geothermal Systems oder Hot Dry Rock) erfordert keine heisswasserführenden Gesteinsschichten, sondern die Erschliessung von warmen Gesteinsschichten in einer Tiefe von 5000 m und mehr. Benötigt werden mindestens zwei Bohrungen. Durch das Einpressen von kaltem Wasser unter hohem Druck wird im Untergrund ein System von Klüften in der Grössenordnung von Kubikkilometern und eine Wärmetauscherfläche von einigen Quadratkilometern geschaffen. Mit Hilfe eines zirkulierenden Mediums (z.B. salzhaltiges Wasser oder CO<sub>2</sub>) kann dem Gestein Wärme entzogen werden. So kann theoretisch aus einem Reservoir von einem Kubikkilometer Granit, das von 200 °C auf 180 °C gekühlt wird, 20 Jahre lang kontinuierlich 10 MW<sub>el</sub> mit hoher Zuverlässigkeit gewonnen werden. Studien zur langfristigen Nut-

zung geothermischer Ressourcen gehen davon aus, dass die thermische Regenerationszeit ähnlich lange dauert wie die Dauer der Produktion. Allerdings besteht noch grosser Forschungsbedarf, wie solche Reservoirs erschlossen werden können, ohne dass es zu spürbaren Erschütterungen an der Erdoberfläche kommt, so wie dies im «Deep Heat Mining»-Projekt in Basel 2006 der Fall war, als ein Erdstoss der Stärke 3,4 die Bevölkerung in Schrecken versetzte.

### **3.7.2 Ökologische und wirtschaftliche Aspekte**

Bei der Geothermie werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen hauptsächlich beim Bau ausgestossen, also in erster Linie bei der Erschliessung des Reservoirs. Betrieb und Rückbau hingegen machen nur rund 10 % der Umweltwirkungen aus. Die Emissionen sind abhängig von der geologischen Komplexität und betragen 25 bis 85 g CO<sub>2</sub>,eq/kWhel.

Für unkonventionelle Geothermieprojekte liegen die technischen Risiken in der Erschliessung des Wärmereservoirs, da dazu das Gestein aufgebrochen werden muss. Dieser Arbeitsschritt kann an der Oberfläche spürbare Erdbeben verursachen, was zu Akzeptanzproblemen bei der Bevölkerung führen kann. Um dies aufzufangen, braucht es eine entsprechende Informations- und Kommunikationsstrategie. Das Risiko, dass durch den Bau von Geothermie-Anlagen starke Erdbeben ausgelöst werden, wird von Seismologen als höchst gering eingestuft. Je nach geologischer Situation kann das zirkulierende Wasser jedoch toxische oder radioaktive Substanzen aus dem Untergrund lösen.

Gemäss der Internationalen Energie Agentur (IEA 2011) liegen die gesamten Investitionskosten für neu erschlossene, konventionelle Niedertemperatur-Geothermiekraftwerke in Kalifornien bei rund 3300 bis 6000 Fr./kW<sub>el</sub> installierte Leistung. Für die Schweiz dürften sie höher liegen. Da die Ressource nach der Erschliessung ununterbrochen verfügbar ist, ist beim Betrieb mit konstanten Kosten zu rechnen. Die geschätzten zukünftigen Gesteinskosten im Zeitraum 2030 bis 2050 liegen mit zusätzlicher Wärmenutzung im Bereich von 7

bis 15 Rp./kWh für grosse Hot-Dry Rock-Anlagen (30 MW).

### **3.7.3 Potenzial bis 2050**

In den für die geothermische Stromerzeugung attraktivsten Lagen der Schweiz (Westschweiz und nördliches Mittelland) wird das theoretische thermische Potenzial bis zu einer Tiefe von 5000 m auf rund 7200 TWh geschätzt. Es könnten somit rund 240 TWh Strom pro Jahr erzeugt werden (aktueller Schweizer Strombedarf rund 64 TWh pro Jahr). Das bis 2035 wirtschaftlich realisierbare Potenzial ist mit 1 TWh viel tiefer und auch bis 2050 werden nur 4 bis 5 TWh Strom aus der Nutzung geothermischer Ressourcen erwartet.

Geothermische Ressourcen eignen sich nicht nur für die Elektrizitätsproduktion, sondern weisen auch ein grosses Potenzial für die Wärmenutzung auf. Sowohl aus ökonomischer wie aus ökologischer Sicht ist daher die gemeinsame Produktion von Strom und Wärme wünschbar. Allerdings ist der Transport der Wärme nur auf kürzeren Distanzen wirtschaftlich vertretbar, was das Potenzial kombinierter Anlagen stark einschränkt. Im weiteren können sich Zielkonflikte bezüglich der Risiken ergeben. Weil das Schadenspotenzial durch induzierte Erdbeben in der Nähe von Ballungsgebieten grösser ist, sind Anlagen in weniger dicht besiedelten Regionen mit der heutigen Technologie eher realisierbar.

Nutzungskonflikte mit Trink- und Brauchwasser sind in der Schweiz praktisch ausgeschlossen, da die anvisierten Geothermie-Ressourcen in grossen Tiefen vorkommen und keine Verbindung zu den oberflächennahen Grundwasserschichten besteht.

### **3.7.4 Technologiespezifische Bewertung und Folgerungen**

Aussagen zur Stromproduktion aus tiefer Geothermie sind aufgrund des technologischen Entwicklungsstandes mit wesentlich grösseren Unsicherheiten behaftet als bei anderen Produktionsanlagen. Bei den EGS-Systemen (Enhanced/Engineered Geothermal Systems) sind nach den Erfahrungen des Projektes «Deep Heat Mining»

in Basel vor allem die Forschungsanstrengungen zu verstärken, damit das Erdbebenrisiko besser beherrscht und damit die Akzeptanz durch die Bevölkerung erhöht werden kann. Langfristig wichtig sind auch die Erforschung und Entwicklung von kostengünstigen Bohrverfahren sowie die Verbesserung der Prospektion. Der schweizerische geologische Untergrund ist komplex und

kleinräumig. Dadurch ist das Auffinden von geeigneten Geothermie-Standorten relativ aufwändig. Auch mittelfristig bleibt bei der tiefen Geothermie das Risiko relativ hoch, keine geeigneten Gesteinsschichten zu finden. Deshalb ist die gesetzliche Risikodeckung ein entscheidendes Förderinstrument für die Entwicklung solcher Anlagen.

## Literatur

IEA 2011: Technology Roadmap 2011 – Geothermal Energy, International Energy Agency, Paris, France, June 2011. [www.proclim.ch/news?2359](http://www.proclim.ch/news?2359)

## Weiterführende Publikationen

Siddiqi 2010: The Swiss Federal Office of Energy's Path on the Road to Utilizing Switzerland's Geothermal Resources – From Research & Development to Pilot- and Demonstration Projects, G. Siddiqi and R. Minder, Swiss Bull. angew. Geol. Vol. 15/1, 2010 S. 79–93. [www.proclim.ch/news?2423](http://www.proclim.ch/news?2423)

Siddiqi 2009: Geothermie – Stand und Herausforderungen für die nachhaltige Entwicklung, mit einem Fokus auf die Situation in der Schweiz; G. Siddiqi, R. Minder, Forum Ökologie 20 (1), 2009. [www.proclim.ch/news?2424](http://www.proclim.ch/news?2424)