

## These 6

# Geothermie – ein namhafter Beitrag zur elektrischen Energieversorgung der Schweiz?

## 1. Rahmenbedingungen für die geothermale Elektrizitätserzeugung in der Schweiz

Der Bundesrat hat am 25. Mai 2011 beschlossen, aus der Atomenergie auszusteigen. Inzwischen liegt auch die Zustimmung des Parlaments vor. Bezüglich Ersatz der bis 2034 wegfallenden Kernenergie (Abschaltung des letzten KKW Leibstadt), die heute rund 40% der gesamten Stromerzeugung in der Schweiz ausmacht, liegen allerdings nur vage Vorstellungen vor.

Für die Lösung des Problems denkt man neben Sparmassnahmen beim Stromverbrauch an eine massive Steigerung der Produktion erneuerbarer Energien (Ausbau Wasserkraft, Windkraftanlagen, Photovoltaik etc.). Grosse Hoffnungen setzt man zudem auf die Stromerzeugung mittels Geothermie, die bis zum erwähnten Ausstiegszeitpunkt zwischen 4 und 5 TWh pro Jahr, d.h. etwa 7% der gesamten elektrischen Energie liefern sollte. Diese Art der Stromproduktion ist nahezu CO<sub>2</sub>-frei und liefert sog. "Bandenergie", die im Gegensatz zu Windkraft und Photovoltaik keinen kurzfristigen Schwankungen unterliegt. Zudem ergeben sich keine Abhängigkeiten vom Ausland.

In der TGZ-These 1 „Schweiz bis 2034 atomstromfrei?“ werden die Probleme des wachsenden Stromverbrauchs bzw. des Stromsparens und die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien sowie die Möglichkeiten des Stromimportes einschliesslich Ausbau des Versorgungsnetzes hinreichend diskutiert. In der vorliegenden These 6 geht es darum, das Potenzial der Geothermie im Hinblick auf die elektrische Energieversorgung unseres Landes auszuloten.

Am 17. Oktober 2011 wurde in einem öffentlichen Vortrag diese Problemstellung ausführlich behandelt [1]. Erdwärme ist in grossen Mengen vorhanden und stellt in Zeiträumen, die für die Menschheit überblickbar sind, ein unerschöpfliches Energiereservoir dar. Bezüglich Entstehung der Erdwärme sei auf die Referenzen verwiesen [2], [3].

Ein Zugriff auf die Erdwärme ist nur in der äussersten Schicht der Erdkruste bis zu einigen Kilometern Tiefe möglich. In 5 km Tiefe variiert die Temperatur weltweit normalerweise zwischen 60 und 240°C, der Temperaturgradient beträgt durchschnittlich 30°C/km [3]. Besondere Verhältnisse liegen in vulkanisch aktiven Regionen vor, wo das Magma aus grosser Tiefe bis oder nahe an die Erdoberfläche steigt und zur Entstehung von Thermalquellen und Geysiren mit hohen Wasser- bzw. Dampftemperaturen führt (z.B. Italien [Larderello], Island, USA [Yellowstone], Gebiete in Japan und Neuseeland). In solchen Zonen ist eine Nutzung der Erdwärme leicht möglich, vor allem für Heizzwecke, aber auch zur Stromproduktion.

Die Schweiz weist keine vulkanisch aktiven Regionen auf und verfügt lediglich über einige Thermalquellen mit relativ niederen Temperaturen. Die geothermische Energieerzeugung ist deshalb hierzulande auf die Nutzung der vorangehend erwähnten äussersten Erdschicht mit einem Temperaturgradienten von 30 - 40°C/km angewiesen. Dies geschieht mit Hilfe von Tiefenbohrungen, deren Kosten mit zunehmender Tiefe überproportional anwachsen. Es ist davon auszugehen, dass Bohrtiefen von mehr als 6 km zurzeit kaum in Frage kommen.

## 2. Erschliessung der Erdwärme für die Stromproduktion

Es gibt verschiedene Verfahren, mit denen die Nutzung der Erdwärme erfolgen kann:

- Wärmeentzug an der Oberfläche
- Wärmeentzug mittels Sonden
- Hydrothermie
- Petrothermie.

Zusammen mit Wärmepumpen erlauben die Anordnungen der beiden erstgenannten Verfahren (Erdkollektoren bis etwa 10m Tiefe, Erdsonden bis ca. 400m Tiefe) eine rationelle Heizung und Warmwasseraufbereitung, z.B. in Gebäuden oder zu industriellen Zwecken. Kombiniert mit der Einspeisung der durch saisonal bedingte Kühlungsprozesse anfallenden Wärme in den Untergrund und dessen Wiederentzug bei Bedarf zu Heizzwecken sind besonders bei grösseren Objekten mit Erdwärmesondenfeldern energieeffiziente Systeme realisierbar. Zuzufolge der niederen Temperaturen kommt jedoch – wie später noch gezeigt werden wird – eine Stromproduktion kaum in Frage.

Beim Verfahren der (tiefen) Hydrothermie versucht man in grösseren Tiefen Schichten anzubohren, die heisses Wasser führen (Thermalaquifere). Dieses wird dem Kraftwerk zugeführt und erlaubt den Betrieb einer Dampfturbine, die einen Generator zur Stromerzeugung antreibt. Das abgekühlte Wasser wird normalerweise in die wasserführende Schicht zurückgepumpt.

Das Verfahren der Petrothermie basiert auf der Nutzung der Wärme in einer heissen, trockenen Gesteinsmasse (Hot Dry Rock, HDR-Verfahren) in Tiefen von einigen Kilometern. Das Einpressen von Wasser mit hohen Drucken bis zu 300 bar führt zu einer Erweiterung vorhandener bzw. Erzeugung neuer Risse im Gestein. In die auf diese Weise durchlässig gewordene Gesteinszone lässt man Wasser einfliessen und befördert das erhitzte Wasser über ein weiteres Bohrloch wieder nach oben zum Kraftwerk, das mittels Dampfturbine und Generator Strom produziert.

Bei der Elektrizitätserzeugung sowohl mit Hydrothermie als auch mit Petrothermie ist man gezwungen, die Dampfturbinen bei relativ niederen Primärtemperaturen zu betreiben [4]. Unter Berücksichtigung des Temperaturgradienten (30 - 40°C/km) kann bei Bohrlöchern von 4 bis 5 km Tiefe mit einer durchschnittlichen Wassertemperatur von lediglich 120 bis 180°C gerechnet werden. Dampfkraftwerke weisen aber bei Wassertemperaturen von 180°C schon einen bescheidenen Wirkungsgrad von nur gerade 13% auf [2]. Für tiefere Temperaturen sind sog. binäre Verfahren vorteilhaft, d.h. mit dem aus dem Untergrund geförderten heissen Wasser erhitzt man mittels eines Wärmeaustauschers ein besonderes

Medium im Turbinenkreis, das eine niedrigere Verdampfungswärme aufweist (z.B. organische Flüssigkeiten, Ammoniak-Wasser-Gemisch). Der Carnot-Wirkungsgrad als obere Schranke lässt sich damit natürlich nicht „austricksen“ [11], d.h. der Gesamtwirkungsgrad sinkt bei tieferen Grundwassertemperaturen weiter ab und beträgt bei 140°C noch etwa 10%. An sich könnte man mit so schlechten Wirkungsgraden leben, weil es ja beliebig viel Erdwärme gibt, aber man darf nicht vergessen, dass das Kraftwerk die Gesamtleistung vor Ort „verbraten“ muss und damit die Kühltürme bzw. Kühlanlagen entsprechend zu dimensionieren sind. Eine sog. Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) wie bei Blockheizkraftwerken, d.h. die Nutzung der Abwärme der mechanischen bzw. elektrischen Energiegewinnung zu Heizzwecken (Fernheizung: Einspeisetemperatur ca. 100° C) führt auf Wirkungsgrade von nur wenigen Prozenten und kommt deshalb kaum in Frage, falls eine effiziente Stromproduktion im Vordergrund steht. Dies gilt in besonderem Masse für die petrothermische Elektrizitätserzeugung (HDR-Verfahren), bei der zudem die „Lebensdauer“ der heissen Gesteinsmasse (Abkühlung um 20° C, siehe Abschnitt 3) umgekehrt proportional zum durchgepumpten Wasserfluss verläuft. Hohe Investitionskosten und negative Umwelteinflüsse lassen sich also nicht vermeiden.

### 3. Prospektion geeigneter Wärmequellen im Untergrund

Aufgrund der geologischen Struktur der Schweiz ist leicht einzusehen, dass die geothermische Stromproduktion in der Schweiz vorwiegend auf Petrothermie angewiesen sein wird [4], [5]. Neben der bereits schon erwähnten, trotz tiefen Bohrlöchern bescheidenen Wassertemperaturen und den damit verbundenen schlechten Wirkungsgraden kommt eine weitere Einschränkung hinzu. Durch die Wärmeentnahme im Untergrund resultiert eine Abkühlung des Gesteins. Aus [6] geht hervor, dass ein 1 Kubikkilometer grosses Gesteinsvolumen, dem Wärme für die Produktion einer elektrischen Leistung von 10 MW entnommen wird, sich in rund 20 Jahren um etwa 20°C abkühlt. Nach einer Nutzungsdauer von ca. 25 Jahren muss also eine neue Gesteinsmasse mit ähnlich grossem Volumen erschlossen werden. Die vom Bundesrat anvisierte geothermisch produzierte Elektrizitätsmenge von ungefähr 5 TWh entspricht einer Leistung von etwa 570 MW. Dafür wären also im Untergrund mehr als 50 geeignete Gesteinsmassen von je 1 Kubikkilometer laufend neu zu finden und anzuzapfen. Die ausgebeuteten Gesteinsschichten wärmen sich natürlich wieder auf, aber zufolge der schlechten Wärmeleitfähigkeit des Gesteins dauert dieser Prozess mehrere tausend Jahre [2].

Selbstverständlich ist in der Schweiz auch die Hydrothermie im Auge zu behalten, die den Vorteil hat, dass die Wärme während endlicher Zeit nicht versiegt. Für die Ausbeutung geeignete heisse Wasserströme sind jedoch relativ selten. Das Aufspüren mittels geologischer Studien und seismischer Messungen ist wie bei der Petrothermie mit Unsicherheiten behaftet, und letztendlich geben erst Bohrungen die Gewissheit über die Ergiebigkeit solcher Energiequellen. Die Stadt St. Gallen ist zurzeit daran, ein Projekt auf der Basis von Hydrothermie zu realisieren [7].

### 4. Risiken der Erdwärmennutzung

Folgende Risiken sind bei der Prospektion und Exploration von Wärmequellen im Untergrund sowie bei der geothermischen Stromproduktion zu beachten:

- Fündigkeitsrisiken
- Erdbebenrisiken
- Veränderungen der Grundwasser- und Bodenverhältnisse
- Freisetzung explosiver, giftiger und/oder übelriechender Gase.

Die Fündigkeitsrisiken, d.h. die Wahrscheinlichkeit, mit aufwendigen Bohrungen auf der Suche nach geeigneten heissen Gesteinsmassen (HDR-Verfahren) und insbesondere nach Heisswasserströmen keinen Erfolg zu haben, ist naturgemäss gross. Damit einher geht ein entsprechendes wirtschaftliches Risiko, denn allein die Kosten für die Tiefenbohrungen bis 5 km, die für die Realisierung eines petrothermischen Elektrizitätswerks mit ca. 10 MW Leistung erforderlich sind, liegen heute bei 80 bis 90 Mio Franken [1]. Der Bohraufwand während der Prospektionsphase umfasst erfahrungsgemäss oft mehr als die Hälfte bzw. mindestens 40% aller anfallenden Explorations- und Investitionskosten [8], [9]. Gemäss [10] liegen die Investitionskosten der geothermischen Stromerzeugung gegenwärtig bei über 20 kFr./kW, d.h. für eine Leistung von 10 MW kommt man auf die oben genannten Bohrkosten. Die HDR-Technologie gilt zudem als noch nicht ausgereift [5]. Verfahren zur billigeren Erstellung von tiefen Bohrlöchern sind Gegenstand von Forschungsprojekten [12], dürften aber im grossen Stil – wenn überhaupt – noch lange nicht einsatzbereit sein.

Wie im Abschnitt 3 aufgezeigt, müssten in der Schweiz für die Sicherstellung der anvisierten Energiemenge von 4 bis 5 TWh in den kommenden 25 Jahren 40 bis 50 geeignete Gesteinsmassen (1 Kubikkilometer!) bzw. der eine oder andere Heisswasserlauf gefunden werden. Der zugehörige Gesamtaufwand inklusive Anlagenbau lässt sich damit für diese Periode auf einen zweistelligen Milliardenbetrag abschätzen. Nicht zu vergessen sind ferner die Umtriebe im Zusammenhang mit der Suche nach Standorten für die aufgrund des schlechten Wirkungsgrades umfangreichen Kraftwerksanlagen. Letztendlich interessieren die Stromgestehungskosten in Rp./kWh. Dazu findet man in [5] Schätzwerte im Bereich 5 bis 15 Rp./kWh und in [10] solche zwischen 15 bis 45 Rp./kWh, die offensichtlich mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind, da über eine grossräumige Prospektion und Exploration, insbesondere in der Petrothermie, noch keine Erfahrungen vorliegen.

Vor allem bei der für die Schweiz besonders bedeutsamen Petrothermie kommt in gewissen Regionen (z.B. Basel, Wallis) ein erhebliches Erdbeben-Risiko hinzu. Ursache dafür ist das bei diesem Verfahren notwendige Einpressen von Wasser unter hohen Drucken in die Gesteinsschichten. Anschauungsunterricht lieferte 2006 die Tiefenbohrung in Basel, bei der die Hochdruck-Wasserinjektion ein Erdbeben der Stärke 3.4 auslöste, allerdings in einer Region, die eine relativ hohe natürliche seismische Aktivität aufweist. Der Versuch wurde abgebrochen, und es musste Schadenersatz von 6.5 Mio Euro bezahlt werden [8]. Überraschenderweise hat das Hydrothermieprojekt der Stadt St. Gallen [7] am 20. Juli 2013 ebenfalls ein Erdbeben der Stärke 3.6 ausgelöst, und dies nur aufgrund einer Tiefenbohrung bis etwas mehr als 4 km und einer Durchspülung der vorhandenen Klüfte mit verdünnter Salzsäurelösung [15]. Auch in diesem Fall liegen Schadenmeldungen vor, insbesondere Risse in Gebäuden. Abschätzungen, ob und in welchem Ausmass mit einem Erdbeben zu rechnen ist, sind möglich und liefern Anhaltspunkte für Mindestabstände zu sensiblen Bauten und Anlagen sowie Grundlagen für Risikostudien mit Massnahmenplan (sog. Ampelschema). Durch eine Standortwahl der Anlage in seismisch wenig aktiven Gebieten und/oder ausserhalb bebauter Zonen lässt sich das Schadenpotenzial reduzieren, kann aber zufolge längerer Leitungen Nachteile in Bezug auf Wärmeverluste aufweisen, falls eine Fernheizung vorgesehen ist.

Inzwischen ist bekannt geworden, dass das Hydrothermieprojekt der Stadt St. Gallen nicht wie geplant realisiert werden kann, weil die Förderrate des heissen Wassers (145°C) nur 6 bis höchstens 12 l/s beträgt und damit die erforderliche Förderrate von 50 l/s bei weitem nicht erreicht [16].

Die letztgenannten beiden Risiken, Veränderung der Grundwasser- und Bodenverhältnisse und Freisetzung explosiver, giftiger und/oder übelriechender Gase, sind keinesfalls vernachlässigbar. So können z.B. natürliche Thermalquellen gestört werden, und entnommenes Wasser, das nicht mehr zurückgeführt wird, kann Bodenabsenkungen bewirken. Ferner ist es möglich, dass eingepresstes Wasser in Gipsschichten ein Aufquellen bedingt und damit zu einer Bodenhebung Anlass gibt, wie dies in Staufen (Breisgau) geschehen ist [8]. Eine petrothermale Nutzung wird aber sowohl die Thermalaquifere als auch die Bodenverhältnisse kaum beeinflussen, da die Zielhorizonte viel tiefer liegen. Zudem erlaubt der Einsatz geeigneter Bohrtechnologien eine weitere Reduktion der erwähnten unerwünschten Einflüsse. Explosive, giftige bzw. übelriechende Gase müssen unter Verschluss genommen werden, was entsprechende Massnahmen an den Bohreinrichtungen erfordert. Tiefenbohrungen für Geothermie erfordern aber ohnehin technische Installationen, die mit denjenigen bei Erdölbohrungen vergleichbar sind, d.h. die dort zur Anwendung gelangenden Standards gewährleisten auch in diesem Fall eine technische Beherrschung solcher Risiken.

## 5. Fazit

Auch für die Schweiz stellt die Geothermie ein grosses Potenzial zur CO<sub>2</sub>-armen Erzeugung elektrischer Energie dar. Im Gegensatz zu Windkraft und Photovoltaik ist die geothermische Stromproduktion keinen kurzfristigen Schwankungen unterworfen, d.h. es handelt sich um sog. „Bandenergie“, die somit die wegfallende Atomenergie direkt kompensieren kann. Die niederen Wassertemperaturen schränken jedoch den Wirkungsgrad ein, und die geologische Struktur des Untergrundes erfordert aufwendige Erschliessungsverfahren. Die geothermische Erzeugung elektrischer Energie in unserem Land ist also mit technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Problemen sowie mit Eingriffen in die Landschaft verbunden, die nicht zu unterschätzen sind.

Besonders zu erwähnen ist der enorme Aufwand für die Prospektion des Untergrundes. Das Risiko, eine Vielzahl von teuren Tiefenbohrungen zu machen, die auf keine erfolgreiche Erschliessung von heissen Gesteinsmassen oder Wasserläufen führen, ist trotz geologischen und seismischen Voruntersuchungen gross. Da die Wassertemperaturen Werte von 180°C kaum übersteigen, ergeben sich bei der Stromproduktion nur bescheidene Wirkungsgrade zwischen 10 und 15%; die entsprechende thermische Gesamtleistung erfordert deshalb umfangreiche Anlagen (Kraftwerke, Kühlanlagen), deren Standortfestlegung bei der betroffenen Bevölkerung und bei Umweltschutzverbänden oft auf Widerstand stossen dürfte. Obwohl die Absicht besteht, mittels tiefer petrothermischer Nutzung höhere Temperaturen und damit bessere Wirkungsgrade bei der elektrischen Energieerzeugung zu erreichen, die ihrerseits den Bau umweltverträglicherer Anlagen ermöglichen würden, bedürfen die hierzu erforderliche Erweiterung der Kenntnisse des tiefen Untergrundes und die Entwicklung einer wirksamen Explorationstechnologie noch grosser Anstrengungen, die allerdings auch als Chance für die Nutzung einer neuen Technologie wahrgenommen werden können.

Wie im vorangehenden Abschnitt gezeigt wurde, ergibt die Abschätzung der Gesamtkosten für die vom Bund anvisierte Realisierung einer geothermischen Stromproduktion von nur 4 bis 5 TWh, die lediglich etwa 7% des jährlichen Gesamtverbrauchs an Elektrizität unseres Landes ausmachen, einen zweistelligen Milliardenbetrag während der nächsten 25 Jahre. In Anbetracht der Unsicherheiten bei der Prospektion des Untergrundes und unter Berücksichtigung möglicher Entschädigungen für die Folgen künstlich induzierter Erdbeben, die in Verbindung mit der in der Schweiz vor allem zur Anwendung gelangenden Petrothermie zu erwarten sind und die zudem die Akzeptanz bei der Bevölkerung erschweren, werden private Investoren mit Sicherheit Zurückhaltung üben. Deshalb ist der Kommunikation und Information der Öffentlichkeit hohe Priorität beizumessen. Ob der Staat bereit ist, unter diesen Umständen derart hohe Geldsummen zu bewilligen, hängt von seiner Risikobereitschaft ab – insbesondere dann, wenn die Stromgestehungskosten nicht so günstig ausfallen sollten, wie heute prognostiziert wird.

Schliesslich sei noch der Umweltaspekt der geothermischen Stromproduktion angesprochen. In den kommenden 25 Jahren wären einige Dutzend umfangreiche Dampfkraftanlagen mit entsprechender Infrastruktur in unserem Land zu platzieren, was vor allem dem Landschaftsschutz - insbesondere in einem Touristikland – kaum zuträglich ist. Mit der Vielzahl solcher Anlagen bekommt nämlich die geothermische Energiegewinnung den Charakter einer verteilten Energieerzeugung. Natürlich ist dabei das Netz bei weitem nicht so dicht wie bei Windturbinen- oder Solarpanelfeldern, aber dafür sind die geothermischen Oberflächenanlagen recht umfangreich, d.h. es müsste eine deutlich wahrnehmbare, grossräumige Beeinträchtigung des Landschaftsbildes in Kauf genommen werden. Ferner kann nicht ausgeschlossen werden, dass hinsichtlich Grundwasser- und Bodenverhältnisse Schäden eintreten. Letztere Risiken sind allerdings mit geeigneten Massnahmen weitgehend zu beherrschen.

Vor diesem Hintergrund basiert die von Bundesrat anvisierte elektrische Energieproduktion aus Erdwärme im Umfang von 4 bis 5 TWh oder gar die in [13] genannte Menge von 17 TWh, d.h. einem Viertel des jährlichen Stromverbrauchs in der Schweiz, auf unrealistischen Annahmen. Selbst das Bundesamt für Energie lässt neuerdings verlauten, dass Experten bis 2030 mit rund einem Dutzend Anlagen rechnen, die insgesamt 0.8 TWh Strom produzieren werden [14]. Die geothermische Stromproduktion erweist sich zwar auf den ersten Blick als attraktiv, da sie unbestreitbare Vorteile aufweist. Ihre Realisierung im Rahmen der Planung des Atomausstieges bis 2034 dürfte jedoch ein zu ehrgeiziges Ziel bleiben und lässt zudem gewichtige Vorbehalte bezüglich Landschaftsschutz im Raum stehen.

## Referenzen

[1] B. Rick, „Geothermie – Energie aus dem Untergrund“. TGZ-Vortrag, ETH Zürich, 17. Okt. 2011

[2] A. Ruh, „Schweiz ohne Atomstrom?“. Bulletin Nr. 65, AVES Pfannenstil, p. 2 – 16, Nov. 2011. [www.aves-zh.ch/images/bullpdf/Bull65.pdf](http://www.aves-zh.ch/images/bullpdf/Bull65.pdf)

[3] Geothermie. <http://de.wikipedia.org/wiki/Geothermie>

[4] L. Rybach, „Strom aus Geothermie – Status und Perspektiven weltweit und in der Schweiz“. Bulletin electrosuisse und VSE/ASE, Nr. 3, 2012 (2. März)

- [5] ETH Zürich, „Energiezukunft Schweiz“. Studie esc, p. 1 – 48, Nov. 2011  
[www.esc.ethz.ch/events/energiegesprach/Energiezukunft\\_Schweiz\\_20111115.pdf](http://www.esc.ethz.ch/events/energiegesprach/Energiezukunft_Schweiz_20111115.pdf)
- [6] Schweiz. Vereinigung für Geothermie (SVG), „Strom aus Geothermie in der Schweiz – Fakten und Perspektiven“. SSES-Seminar, Bern, 16.01.2010  
[www.geothermie.ch/index.php?p=geothermics](http://www.geothermie.ch/index.php?p=geothermics)
- [7] „Das Geothermieprojekt der Stadt St. Gallen“. Amt für Umwelt und Energie, St. Gallen, 2007 – 2015. [www.geothermie.stadt.sg.ch/projektphasen/](http://www.geothermie.stadt.sg.ch/projektphasen/)
- [8] „Risiken bei Geothermieanlagen“. „thema energie“, p. 1 – 2, 2011, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). [www.thema-energie.de/print/energie-erzeugen/erneuerbare-energien/geothermie/grundlagen/risiken-bei-geothermieanlagen](http://www.thema-energie.de/print/energie-erzeugen/erneuerbare-energien/geothermie/grundlagen/risiken-bei-geothermieanlagen)
- [9] U. Leuschner, „Am teuersten sind die Bohrlöcher“. Energie Wissen, Geothermie  
[www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB112-002.htm](http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB112-002.htm)
- [10] Geothermie Broschüre, „Geothermische Stromerzeugung“, Kosten. Axpo Holding AG, Zürich, [www.axpo.ch](http://www.axpo.ch) ->Wissen ->Technologien ->Geothermie
- [11] J.P. Blaser, „Gedanken (kritische) zur heutigen Klima- und Energiepolitik: Wie ist es wirklich?“. Vortrag, Physikalische Gesellschaft Zürich, ETH Zürich, 29. Sept. 2011  
[www.pgz.ch/events/ws1112/event.20110929-2/Blaser\\_KlimaEnergie\\_PGZ\\_20110929.pdf](http://www.pgz.ch/events/ws1112/event.20110929-2/Blaser_KlimaEnergie_PGZ_20110929.pdf)
- [12] Ph. Rudolf von Rohr, „Novel high pressure experimental facility for the investigation of hydrothermal spallation drilling for deep heat mining“. Forschungsprojekt ID 22443, ETH Zürich, 2011 ff. [www.rdb.ethz.ch/search/advanced\\_results.php](http://www.rdb.ethz.ch/search/advanced_results.php) -> ID 22443
- [13] G. Theiler (Herausgeber), P. Schilliger (Autor), „Geothermie – Die Alternative. Wie Erdwärme zu Elektrizität wird“. Gamma Druck + Verlag AG, 6460 Altdorf, 14.06.2011
- [14] Bundesamt für Energie, Bern: Geothermie (08.05.2012)  
[www.bfe.admin.ch/themen/00490/00501/index.html?lang=de](http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00501/index.html?lang=de)
- [15] C. Speicher, "Kleine Simulation mit grosser Wirkung. Das menschengemachte Erdbeben von St. Gallen entfacht die Diskussion um die Geothermie aufs Neue". NZZ, Nr. 168, 21.07.2013, p. 7
- [16] J. Krummenacher, "Zu wenig Wasser im St. Galler Untergrund". NZZ, Nr. 37, 14.02.2014, p. 12