Geothermie im Kanton Aargau – zwischen energiepolitischer Wirklichkeit und Geologenphantasie

Frederik J. Fuchs, Dipl. Geologe Universität Zürich und Neuchâtel
Müllistrasse 5, 8915 Hausen am Albis

Geschäftsführer bei EBERHARD & Partner AG Aarau

Abstract

Der Aargau blickt auf eine lange und erfolgreiche Geschichte als Energieproduktionsstandort und Wirtschaftskanton der Stromtechnologie zurück. Der Eigenversorgungsgrad mit Strom lag über die letzten 30 Jahre betrachtet bei weit über 100%, womit der Kanton Aargau sich über Jahrzehnte als Exportkanton im Bereich der Elektrizität positionieren konnte. Gleichzeitig ging trotz Bevölkerungs- und Mobilitätsanstieg der kantonsweite Erdölverbrauch seit 1980 um rund 10% zurück (Staatskanzlei des Kantons Aargau 2016). Bemerkenswert ist, dass der Brennstoffanteil nur mehr rund ein Drittel des Gesamterdölverbrauchs des Kantons Aargau ausmacht, Tendenz weiter sinkend. Diese Entwicklung zwischen 1980 und 2015 ist massgeblich auf die vermehrte Nutzung von Umweltwärme, unter anderem in Form von untiefer Geothermie, zurückzuführen, welche bedeutende Anteile an fossil gebundener Wärmeenergie erfolgreich substituiert hat. Die heute übliche Technik geothermischer Wärmenutzung erfolgt einerseits mittels geschlossener Erdwärmesondensysteme durch Wärmeentzug aus dem Fels und andererseits mittels Wärmepumpensystemen, deren Primärenergiequelle die in den Lockergesteinen der Täler zirkulierenden Grundwasservorkommen darstellen.

Während die untiefe Geothermie ihre Leistungsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit im Kanton Aargau längst erbracht hat und zum festen Bestandteil des hiesigen Wärmemarktes avanciert ist, fehlt in der mitteltiefen und tiefen Geothermie – mit Ausnahme balneologischer Nutzungen – der konkrete Projektnachweis hinsichtlich Planungs-, Investitions- und Betriebssicherheit. Dieser Umstand ist im Wesentlichen auf das generelle Risikoprofil von mittel- oder tiefen Geothermieprojekten zurückzuführen. Während herkömmliche Bauprojekte der Energiewirtschaft, beispielsweise in Form von Laufwasserkraftwerken, räumlich abgegrenzte und damit planbare Eingriffe in ein oberirdisches Gesamtsystem darstellen, sind geothermische Grossanlagen erheblich raumwirksamer, bezüglich Systemdetails weniger akkurat planbar und bieten damit weniger Investitionssicherheit.

Die geologischen und gesetzlichen Voraussetzungen für erfolgreiche Pilotprojekte jenseits der untiefen Geothermie sind im Kanton Aargau grundsätzlich gegeben. Die Wärmestromdichte im zentralen und nordöstlichen Teil des Kantons liegt mit Werten von lokal mehr als 130 mW/m2 deutlich über dem schweizerischen Schnitt. Diese positive Wärmeanomalie dürfte auf natürliche, advektive Wärmetransportmechanismen im Untergrund zurückzuführen sein, welche mit den in der Tiefe der Jurahauptüberschiebung und allenfalls Permokarbontrögen zirkulierenden Tiefenwässern zusammenhängen. Solche Thermalwasservorkommen werden seit Jahrhunderten balneologisch genutzt, in Bad Schinznach zum Beispiel seit 1999 zusätzlich auch für Heizzwecke.

Solche Anlagen wie in Bad Schinznach sind jedoch nicht beliebig an anderen Orten realisierbar. Dem Wunsch nach reproduzierbaren Kalkulations-, Bewilligungs-, Planungs- und Betriebsregeln auf Seiten der Investoren steht häufig die hydrogeologische und raumplanerische Wirklichkeit entgegen. Längst nicht überall im Kanton Aargau steht einem potenziellen Energieangebot in der Tiefe auch ein entsprechender lokaler Wärme- oder Kältebedarf gegenüber. Auch sind zahlreiche hypothetische Geothermieressourcen nicht hinreichend abgeklärt, um als nutzbare Energieressource im engeren Sinne zu gelten.

Derzeit existieren Bestrebungen im Kanton Aargau, lokale mitteltiefe Grundwasservorkommen im Hinblick auf ihre energetische Nutzung via Wärmepumpen zu charakterisieren und zu bewerten, um sie im Bedarfsfalle beispielsweise in Form saisonaler Hydrothermalspeicher in bestehende Wärmeverbundnetze zu integrieren. Zum Beispiel lässt die AEW Energie AG derzeit die Möglichkeiten einer Reaktivierung der seit 1991 stillgelegten Thermalwasserbohrung *Engerfeld* in Rheinfelden und ihre Integration in den lokalen Wärmeverbund abklären. Diese rund 600 m tiefe Bohrung erschloss 1983 in rund 342 m Tiefe ein erstes, unter 8 bar Druck stehendes, 27°C warmes Kluftwasservorkommen im Rotliegenden mit einer Schüttung von rund 1‘200 Litern pro Minute. Im Kristallin zwischen 500 bis 550 m Tiefe wurde ein weiteres, ebenfalls unter 8 bar Druck stehendes, jedoch lediglich rund 150 Liter pro Minute schüttendes Kluftwasservorkommen erschlossen (Eberhard 2016). Nach ersten, positiven Machbarkeitserwägungen werden aktuell vertiefte Risikoabklärungen und –bewertungen vorgenommen.