

Tiefgründige Schwierigkeiten

Geothermie-Experten ringen nicht nur mit dem Problem, dass bei ihren Bohrungen leichte Erdbeben auftreten können. Auch die **Kosten der geothermischen Stromerzeugung** sind weiterhin hoch.

Text: Bernward Janzing, Fotos: Wilfried Dechau

Zugegeben, es kann jedem passieren, dass er auf dem falschen Fuß erwischt wird. Doch diese Situation war symptomatisch: Der Bundesverband Geothermie hatte zur Jahrestagung geladen, diesmal nach Bochum. Man hielt eine Pressekonferenz ab, um die Entwicklungen der Branche aufzuzeigen. Angesichts der Gastgeberstadt konnte es nicht überraschen, dass ein Medienvertreter nach dem seit Jahren geplanten Bochumer Geothermie-Projekt fragte. Es trägt den Namen Prometheus und sollte ein Demonstrationsprojekt werden zur Nutzung von Tiefengeothermie auf Basis des Hot-Dry-Rock-Verfahrens (HDR). Dieses nutzt das heiße Gestein im Stil eines Durchlauferhitzers: Man presst Wasser in die Tiefe und pumpt es an anderer Stelle erhitzt wieder empor. Auf diese Weise lässt sich auch dort Erdwärme nutzen, wo es keine ausreichenden natürlichen Wasservorkommen gibt – warmes Gestein genügt. Ein ambitioniertes Projekt: „Die Erdwärme soll in ein vorhandenes Fernwärmenetz eingespeist werden und zur Grundlastversorgung der Ruhr-Universität Bochum, der Fachhochschule Bochum und der benachbarten Universitätswohnstadt beitragen“, heißt es auf der Internetseite des Projektes.

Doch die Frage nach dem Sachstand führte zu fünf ratlosen Gesichtern auf dem Podium. Zu den Anwesenden zählte Jens Baganz, Staatssekretär im nordrhein-westfälischen Wirtschaftsministerium. Er hatte nur wenige Minuten zuvor referiert, Bochum habe „sich als Geothermie-Standort einen Namen gemacht“. Jetzt fiel ihm zu diesem Projekt rein gar nichts ein. Es sah gar so aus, als habe keiner der Anwesenden je von den Plänen gehört. Ein Zuhörer aus dem Publikum klärte schließlich auf: Prometheus sei das Geld ausgegangen.

Lieber nicht darüber sprechen

Nicht nur dieser Vorfall hinterließ den Eindruck: Über Tiefengeothermie wird nicht so gern gesprochen. Viel lieber pries man den

Boom der Wärmepumpe. Tiefengeothermie war und ist eigentlich Kernthema des Verbandes. Wurde sie so spärlich bedacht, weil die geothermische Stromerzeugung in Deutschland nur langsam vorankommt? Warum das so ist, dazu konnte das Podium, auf dem neben Verbandspräsident Hartmut Gaßner die neue Sprecherin Nicola Moczek und eine Vertreterin des Bundesumweltministeriums saßen, wiederum nicht viel sagen. Die Antwort kam erneut aus dem Publikum: Horst Kreuter von der Geothermal Engineering in Karlsruhe, ein Urgestein der Tiefengeothermie, erklärte: Die Entwicklungszeiten der Projekte seien einfach zu lang. „Drei bis fünf Jahre muss man jeweils rechnen.“ Außerdem müsse die betreffende Industrie erst noch aufgebaut werden. „Es gibt ja kaum Bohranlagen, die 5000 Meter tief runter kommen.“ Solch konkrete Antworten waren selten in Bochum. Und die Aussagen sind nicht einmal neu.

Als aktueller Grund für die Verzögerungen musste die Weltwirtschaft herhalten: „Die Finanzkrise hat uns Knüppel zwischen die Beine geworfen“, sagte Gaßner. Denn die Banken seien kaum noch gewillt, Projekte zu finanzieren. Was insofern überrascht, als die KfW gegenüber Geschäftsbanken für Kredite in Höhe von bis zu 80 Prozent der Bohrkosten bürgt. Geht eine Bohrung schief, bleiben an dem Unternehmen lediglich 20 Prozent der Kosten hängen. Offenbar will selbst dieses Risiko niemand tragen.

Dabei wird die Geothermie durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz und das Marktanzreizprogramm durchaus üppig bedacht: Die Grundvergütung für Anlagen bis zehn Megawatt liegt für 2010 bei knapp 16 Cent je Kilowattstunde. Dazu kommen fast vier Cent Frühstarterbonus für Anlagen, die bis Ende 2015 in Betrieb geben, und weitere rund drei Cent, wenn die verbleibende Wärme genutzt wird. Das macht in Summe fast 23 Cent je Kilowattstunde. Werden petrothermale Techniken genutzt, also das HDR-

Verfahren, gibt es sogar annähernd 27 Cent. Photovoltaik-Strom aus Freiflächenanlagen wird kaum besser vergütet. Hier liegt der Tarif ab Januar 2010 bei 28,43.

Zählt man weitere geldwerte Leistungen hinzu, ist die Kilowattstunde Geothermie-Strom sogar teurer als Photovoltaik. Denn neben der EEG-Vergütung gibt es auch direkte Förderung. Das Marktanzreizprogramm stellt für die Geothermie-Anlagen jeweils bis zu zwei Millionen Euro bereit, für die Bohrungen sind es zusätzlich bis zu fünf Millionen Euro pro Projekt, plus „Mehraufwand bei Tiefbohrungen (z. B. zum Erreichen der prognostizierten Fündigkeit)“ von weiteren 1,25 Millionen Euro.

Da stellt sich die spannende Frage, wie sich die Gestehungskosten des Geothermie-Stroms in Zukunft entwickeln werden. Ist eine ähnliche Degression möglich wie bei Photovoltaik? Dazu wollte in Bochum niemand eine Prognose abgeben. „Auf solche Spekulation will ich mich nicht einlassen“, sagte Verbandschef Gaßner. So drängte sich der Eindruck auf, dass die Geothermie fest damit rechnet, mit den sinkenden Kosten beim Solarstrom künftig selbst den teuersten Part im regenerativen Energiemix zu übernehmen.

Unbedeutender Beitrag zum Energiemix

Trotz hoher Förderung gibt die Geothermie nur eine statistische Fußnote ab. Der Anteil am Strommix liegt unter 0,01 Prozent, ganze drei Kraftwerke sind am Netz: Neustadt-Glewe, Landau und Unterhaching (neue energie 1/2009). Immerhin soll Bruchsal im Oberrheingraben in diesen Wochen die Nummer vier werden. Doch auch die dortigen Stadtwerke halten sich mit Informationen zu dem Projekt bislang auffallend zurück. Fast scheint es, als sei Verschiegenheit branchentypisch.

In den Jahren 2010 und 2011 sollen laut Verbandsangaben mehrere Erdwärmekraftwerke in Betrieb gehen (siehe Tabel- ▶



Energieleiter: Durch diese Röhre soll heißes Thermalwasser in das neue Geothermie-Kraftwerk in Bruchsal fließen.

Geplante Geothermiekraftwerke in Deutschland zur Stromerzeugung

(Stand: Dezember 2009)

Ort/Projekt	Technik	Typ	Strom in Megawatt	vorgesehene Inbetriebnahme
Aying-Dürrnhaar	ORC o. Kalina	Hydrothermal	4,50	Ende 2010/2011
Bad Urach	Kalina	HDR	1,00	ruht nach Bohrproblemen
Bruchsal	Kalina	Hydrothermal	0,55	2010
Groß Schönebeck	ORC	Hydrothermal	5,00	Ende 2010/Anfang 2011
Insheim	ORC o. Kalina	Hydrothermal	4,50	Ende 2010, eher Anfang 2011
Kaufbeuren	Kalina	Hydrothermal	5,00 bis 8,00	offen
Landau	ORC	Hydrothermal	3,00	läuft seit 2007
Neuried	Kalina	Hydrothermal	2,30	offen
Neustadt-Glewe	ORC	Hydrothermal	0,20	läuft seit 2003
Riedstadt	Kalina	Hydrothermal	4,00	2010/2011
Sauerlach	ORC o. Kalina	Hydrothermal	5,00	2011
Simbach	ORC	Hydrothermal	0,20	2010
Unterhaching	Kalina	Hydrothermal	3,40	Wärme seit 2007, Strom seit 2009
Utting	ORC o. Kalina	Hydrothermal	5,00 bis 8,00	2010/2011
Wolfratshausen	ORC o. Kalina	Hydrothermal	5,00	2011

HDR = Hot-Dry-Rock, ORC = Organic Rankine Cycle
 Quellen: Bundesverband Geothermie, eigene Recherchen



le). Gleichwohl bleibt die Branche bei den Prognosen bis 2020 verhalten. „Wir wollen 40 bis 50 neue Anlagen in den nächsten elf Jahren bauen“, sagte Verbandspräsident Gaßner in Bochum. Das ist einerseits ambitioniert, andererseits werden diese Projekte dennoch nicht ausreichen, die Geothermie aus dem Schatten der anderen erneuerbaren Energien zu holen: Für das Jahr 2020 geht die Branche von vier Terawattstunden (TWh) Erdwärmestrom im deutschen Netz aus, bei dann 278 TWh aus erneuerbaren Energien insgesamt.

So schwer sich die Branche tut: Die Fachvorträge in Bochum zeigten zugleich sehr deutlich das hohe fachliche Niveau der hiesigen Geowissenschaften. Es ging um Explorationsverfahren und Geochemie, um Bohrtechniken und hydrologische Modellierungsverfahren. Auch ein politisch wichtiges Thema wurde erörtert: die Konkurrenz von Tiefengeothermie und CO₂-Deponierung im Untergrund, genannt CCS (Carbon Capture and Storage). Thomas Charissé vom Umweltbundesamt machte klar: Es gebe sowohl eine Konkurrenz um die Räume im Untergrund, als auch um die finanziellen Ressourcen. Charissé rechnete vor, für eine Million Tonnen CO₂ sei rund ein halber Quadratkilometer an Landesfläche nötig. Somit bräuchten die bestehenden Kohlekraftwerke, wenn sie mit CCS ausgestattet würden, in 40 Jahren mehr Raum im

Untergrund, als ihn geothermische Kraftwerke mit einer Leistung von fünf Gigawatt in Anspruch nehmen.

Erhöhtes Erdbebenrisiko

Brisant war auch das Thema von Stefan Baisch von Q-Con aus Bad Bergzabern in der Pfalz: „induzierte Seismizität“ – also Erdbeben aufgrund der Nutzung von Geothermie. Baisch erklärte, wie die größten Beben meist erst nach Abschluss der Stimulation von Bohrungen durch Wasserdruck entstehen. Theoretisch seien sogar Beben mit einer Magnitude von über 5,0 möglich, wenn die Stimulation ausreichend lange anhält.

Dieser heiklen Thematik hat die Branche viel zu wenig Aufmerksamkeit geschenkt und damit viel Vertrauen verspielt. In Basel stoppte man Anfang 2007 ein Erdwärmekraftwerk, nachdem durch den Bau Erdbeben bis Stärke 3,4 ausgelöst worden waren. Dass nun kaum 50 Kilometer von Basel entfernt – in der Nähe von Breisach – der Freiburger Energieversorger Badenova ein Erdwärmekraftwerk plant, betrachten die angrenzenden Gemeinden mit nicht zuletzt deshalb Skepsis.

Zumal auch im pfälzischen Landau das seit 2007 laufende Erdwärmekraftwerk vorübergehend abgeschaltet werden musste, weil im August und September zwei Erdbeben bis Stärke 2,9 auftraten. Die Landesregierung knüpfte einen Weiterbetrieb an Si-

cherheitsauflagen: Das Werk durfte nicht, wie vorgesehen, ab Oktober in den Regelbetrieb gehen, sondern läuft ein weiteres halbes Jahr im Probebetrieb. Zudem muss die Betreiberfirma Geox neben der Haftpflichtversicherung eine Bergschadenversicherung abschließen. Die Anlage selbst darf nur mit weniger Druck arbeiten und wird mit präzisiertem Monitoring überwacht.

Staufen: das Fiasko

Und dann ist da noch jener Vorfall, den man nur als Fiasko bezeichnen kann: die Gebäudeschäden im südbadischen Staufen. Im Herbst 2007 waren dort unter dem Rathaus sieben Löcher von jeweils 140 Meter Tiefe gebohrt worden. Kurz darauf zeigten sich erste Risse in umliegenden Häusern. Bis heute sind in einem Gebiet von 300 mal 300 Meter Größe mehr als 230 Gebäude beschädigt, das erste Haus steht vor dem Abriss. Auf mehr als 50 Millionen Euro belaufen sich allein die Gebäudeschäden. Und es wird immer schlimmer, unverändert hebt sich die Altstadt im Monat um einen Zentimeter.

Geologisch ist längst plausibel erklärt, was passiert: Im Untergrund liegt eine Gips-Keuper-Schicht. Seit diese angebohrt wurde, sickert plötzlich Wasser ein, was dazu führt, dass der dort vorhandene Anhydrit sich in Gips verwandelt. Bei diesem Prozess gewinnt das Gestein fast 60 Prozent an Volumen.



Ein Drittel für Eigenstromverbrauch?

Geothermische Kraftwerke erzeugen nicht nur Strom, sie verbrauchen ihn auch und zwar nicht wenig. Gebraucht wird die Energie für die Förderpumpen oder, um abgekühltes Wasser wieder in den Untergrund zu verpressen, was in Landau der Fall ist. Das Pfälzer Projekt dürfte so unter den drei laufenden Geothermie-Kraftwerken Deutschlands auf den höchsten Eigenverbrauch kommen. In der Branche kursiert der Wert von einem Drittel. Die Betreiberfirma Geox nennt keine konkreten Daten, weist diesen Wert aber als überhöht zurück: „Der Eigenverbrauch lag bisher zu keinem Zeitpunkt über 25 Prozent“, sagt Firmensprecher Johannes Hackstette. Genaueres könne man nicht sagen, weil es noch keinen geregelten Volllastbetrieb gebe. Sicher sei nur, dass die zur Verpressung nötige Energie in gleicher Größenordnung liege wie der Verbrauch an Pumpstrom.

Auch Unterhaching kann keine gesicherten Verbrauchsdaten liefern. „Erst im Jahr 2010 wird eine Studie des Wirtschaftsforums Geothermie dieses Thema untersuchen“, sagt Wolfgang Geisinger, Geschäftsführer der Geothermie Unterhaching. Immerhin habe man den Vorteil, zum Verpressen des Wassers keine Energie aufwenden zu müssen, da es frei abfließe. Ob sich

das ändern könne, wenn sich an der Injektionsstelle der Boden merklich abkühlt und sich damit das Fließverhalten des Wassers verändert, sei noch nicht absehbar.

Die Förderpumpe in Unterhaching hat eine elektrische Leistung von einem Megawatt (MW). Bei einer maximal möglichen elektrischen Erzeugungskapazität des Kraftwerks von 3,4 MW wäre das rechnerisch ein Anteil von fast 30 Prozent. So könne man nicht rechnen, moniert Giesinger: Zum einen sage die maximal mögliche Leistungsaufnahme nichts darüber aus, in welchem Maße dies in der Praxis angefordert wird. Und eine Zuordnung sei wegen der gleichzeitigen Gewinnung von Nutzwärme schwierig: „Welcher Anteil des Eigenstromverbrauchs soll dem Strom, welcher der Wärme zugeschlagen werden?“

Da aber in den nächsten Jahren einige neue Erdwärme-Kraftwerke ans Netz gehen sollen, wird das Thema an Bedeutung gewinnen. Bisher sind grundsätzliche Aussagen über den Eigenverbrauch kaum möglich. Nicht nur die Tiefe, aus der das Wasser gefördert werden muss, spielt eine Rolle, sondern auch die Produktivität des Bohrlochs. Sie hängt von der Durchlässigkeit des Gesteins ab wie auch von der Qualität der Erschließung.

In einem anderen Fall in Wiesbaden bohrten im November Bauarbeiter in 130 Metern Tiefe versehentlich eine unter Druck stehende Wasserblase an, was zu einer Überflutung in der Innenstadt führte. Ein stundenlanges Großeinsatz der Feuerwehr war die Folge. Haften müsse in einem solchen Fall grundsätzlich der Grundstückseigentümer beziehungsweise dessen Haftpflichtversicherung, erklärt Karl-Heinz Stawiarski, Geschäftsführer des Bundesverbandes Wärmepumpe. Nur bei groben Fehlern müsse das Bohrunternehmen zahlen. In Staufen prüft die Stadt genau das gerade und erwägt eine Haftungsklage gegen die Bohrfirma. Denn die Sonden sollen falsch abgedichtet worden sein.

„Staufen und Qualitätsoffensive“ war dann auch ein Workshop des Kongresses überschrieben. Was das am Ende bedeutet, fasste Jurist Gaßner so zusammen: „Die VDI 4640 und das DVGW-Arbeitsblatt W-120 müssen verbessert werden.“ Die VDI 4640 ist eine Richtlinie unter der Überschrift „Thermische Nutzung des Untergrundes – erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen“. Und die DVGW W-120 der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches definiert Qualifikationsanforderungen für die Bereiche Bohrtechnik, Brunnenbau und Brunnenregenerierung. Was an den Richtlinien geändert werden soll, blieb diffus. Nur so viel ist zu erfahren: „Wir

brauchen eine bessere Zertifizierung der Unternehmen.“

Ob damit das Image der Wärmepumpe verbessert werden kann, bleibt abzuwarten. Denn auch von anderer Seite droht der Branche Unheil: durch steigende Strompreise. Einen Preisvorteil kann die Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizsystemen nämlich in der Regel allenfalls erzielen, wenn der örtliche Grundversorger einen Wärmepumpentarif anbietet, der deutlich günstiger ist als der reguläre Strompreis. Doch das ist nicht auf Dauer garantiert. Energieversorger EnBW etwa erhöhte vor anderthalb Jahren den Preis für Wärmekunden jäh um fast 22 Prozent. Noch deutlicher mussten das Stromkunden in Dessau erleben, wo der örtliche Grundversorger in den letzten zwei Jahren den verbilligten Wärmepumpentarif verdoppelte.

Gefragte Tiefenwärme

So tut sich die Geothermie an vielen Fronten derzeit schwer – aber es gibt auch Erfolge. Und dies gerade in der Tiefengeothermie, sofern es nur um die Wärmegegewinnung geht. Die Gemeinden Aschheim, Feldkirchen und Kirchheim im Landkreis München wurden von der Agentur für Erneuerbare Energien im Dezember als „Energie-Kommune des Monats“ für das erste interkommunale Erdwärmeprojekt in Deutschland ausgezeichnet. Die Gemeinden

wollen mit 85 Grad heißem Thermalwasser aus Tiefen von 2700 Metern den Wärmebedarf ihrer 26000 Einwohner künftig zu 80 Prozent decken. Ende November nahm das Heizwerk mit immerhin 6,9 MW thermischer Leistung seinen Betrieb auf, mehr als 300 Gebäude sind bereits angeschlossen.

Nicht nur im bayerischen Molassebecken schreiten reine Wärmeprojekte voran. In Hannover macht das Projekt Genesys Fortschritte – mit einem ähnlichen Konzept, wie es in Bochum gerade auf Eis liegt. Genesys wird betrieben von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe und dem Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik. Ab dem Jahr 2012 soll das komplette Geozentrum Hannover mit seinen 1000 Mitarbeitern durch die Wärme aus 4000 Meter Tiefe beheizt werden. Das 15-Millionen-Euro-Vorhaben wird durch das Bundeswirtschaftsministerium finanziert und soll eine thermische Leistung von zwei Megawatt bringen. Es kommt gut voran.

Doch auch der Umgang des Branchenverbandes mit dieser Anlage zeigt, wie Verbesserungsbedürftig die Außendarstellung der Geothermie noch ist. Auf der Pressekonferenz zur Jahrestagung erwähnten die Verbandsvertreter auf dem Podium das Projekt Genesys mit keinem einzigen Wort, trotz des guten Baufortschritts. Es war wiederum einem Zuhörer im Publikum zu verdanken, dass es zur Sprache kam. ◀