Prof. Dr. Rolf Bracke
GZB – Internationales Geothermiezentrum, Bochum

Landtag
Nordrhein-Westfalen
17. Wahlperiode

Stellungnahme
17/891

A18, A17

LANDTAG NORDRHEIN-WESTFALEN

Drucksache 17/2562
Wärmepotentiale nutzen – Einsatz der Geothermie erleichtern

Stellungnahme

zur Sitzung des Ausschusses für Wirtschaft, Energie und Landesplanung am 31.10.2018

Prof. Dr. Rolf Bracke
Hochschule Bochum
Internationales Geothermiezentrum, Bochum (GZB)

Bochum und Düsseldorf, 31.10.2018

Prof. Dr. Rolf Bracke
GZB – Internationales Geothermiezentrum, Bochum

Stellungnahme Landtag NRW – Ausschuß für Wirtschaft, Energe und Landesplanung;
Drucksache 17/2562 – Wärmepotentiale nutzen – Einsatz der Geothermie erleichtern;
31.10.2018

1. Ausgangssituation

Deutschland verwendet 56% seiner Primärenergie für Wärmezwecke und 44% für Strom und mechanische Energie (incl. Verkehr). Von den Bundesländern produziert und verbraucht NRW den größten Teil dieser Wärme. Die COP21-Ratifizierung durch die Bundesregierung und der nationale Klimaschutzplan (Reduktion CO2-Emissionen bis 2050 85-90%) bedeuten faktisch den schrittweisen Ausstieg aus der Verbrennung von Kohle (15-25 Jahre) und Erdgas (25-35 Jahre) an Rhein und Ruhr. Jedoch benötigt alleine das Fernwärmenetz Ruhr ca. 6.500 GWh/a thermische Energie welche bisher weitaus überwiegend aus fossilen Wärmequellen bereitgestellt wird[1]. Diese fallen also auf absehbare Zeit aus. Unsicher erscheint darüber hinaus die dauerhafte Einspeisung großer industrieller Wärmeproduzenten (Stahlindustrie, Müllverbrennung).

Eine schrittweise Transformation der Wärmenetze auf Erneuerbare Energien (EE) ist demnach dringend angezeigt. Von den EE bietet ausschließlich die Geothermie das Potential zur Produktion substanziell großer Wärmemengen.

Eine Stromproduktion aus geothermischer Energie ohne Heißdampflagerstätten erscheint dagegen hierzulande aufgrund der geringen Wirkungsgrade zunächst wenig effizient.

Die Oberflächengeothermie mit Wärmepumpen ist eine in NRW seit vielen Jahren etablierte Technik. Etwa 70% der Landesfläche ist zur Nutzung dieser Energieform geeignet. Sie wird überwiegend zur Versorgung einzelner Bauvorhaben im Neubaubereich, im ländlichen Raum und für kleinere Wärmenetze genutzt. Für die Großstädte, die Bestandsversorgung, Fernwärmenetze und industrielle Nutzungen hat jedoch die Mitteltiefe und Tiefe Geothermie eine größere Bedeutung. Darauf konzentrieren sich die nachfolgenden Ausführungen.

NRW sollte ein Programm zur Erkundung und Erschließung **hydrothermaler Potentiale für den Wärmesektor** auflegen. Karbonatgesteine des Unterkarbon und Devon, sowie Sandsteine des Karbon sind flächenhaft verbreitete prioritäre Zielformationen. Weitere Wärmequellen für die mitteltiefe Geothermie und deren Einbindung in Fernwärmesysteme sind die gepumpten Grubenwässer aus der Ewigkeitsaufgabe des Steinkohlebergbaus sowie, mehr noch, die in den ca. 200 Grubengebäuden des Bergbaus verbleibenden Grubenwässer. Dort könnte auch eine saisonale Wärmespeicherung von im Sommer nicht nutzbarer Überschusswärme erfolgen und damit intelligente Prosumer-Lösungen (Konsument = Produzent) mit bi-direktionalem Netzbetrieb ermöglicht werden.

---

[1] Fernwärmenetz in der Metropolregion Ruhr *(Daten aus der BET-Studie 2013)*
6.500 GWh/a bei einer installierten Leistung von 2.310 $MW_{thermisch}$ und > 2.000 km Länge;
Primär- und 25 Sekundärnetze; Temperatur: Vorlauf max. 130°C bis 180°C, Rücklauf 60°C bis 80°C;

Basisszenario BET:	Abnehmbare Wärmemenge bis 2050 auf 62% (4.000 GWh/a) durch Bevölkerungsabnahme und EE-Maßnahmen
Perspektivszenario BET:	Absatzsteigerung auf 113% (7.300 GWh/a) durch Netzausbau

2. Geothermische Lagerstätten

Grundsätzlich ist zwischen hydrothermalen und petrothermalen Lagerstätten zu unterscheiden.

1. **Hydrothermale Geothermie** basiert auf der Nutzung heißer Grundwässer, die sich auf natürlichen Kluft- und Bruchsystemen oder in Hohlräumen im Untergrund bewegen. Sie werden analog zur Trinkwasserwirtschaft mittels Tiefbrunnen erschlossen. In der Bäderwirtschaft werden Thermalwässer seit vielen Jahrhunderten in Mitteleuropa und weltweit genutzt. Seit dem vergangenen Jahrhundert findet daneben eine vermehrte Nutzung auch für energetische Zwecke statt. Zur Erreichung höherer Wassertemperaturen für Wärmenetze müssen diese Brunnen in der Regel auch tiefer gebohrt werden. Eine Erzeugung künstlicher neuer Fließwege im Gestein ist bei hydrothermalen Lagerstätten nicht nötig. Die Stadtwerke Aachen (Stawag) haben 2017 das erste Fernwärmenetz auf Basis von hydrothermaler Geothermie in NRW in Betrieb genommen.

2. **Petrothermale Geothermie** wird in hydraulisch undurchlässigem Gestein genutzt. Dabei handelt es sich in der Regel um kristalline Gesteine (z.B. Granite oder Gneise) die in der Erdkruste tiefer als Sedimentgesteine liegen. Dort werden künstliche Fließwege im Reservoir durch hydraulischen Überdruck geschaffen („Hydraulische Stimulation“ oder „Fracking“). Die Gesteine und die Frackingmechanismen in der petrothermalen Geothermie unterscheiden sich dabei grundlegend von denen der Kohlenwasserstoffindustrie (spröde vs. plastisch und Wasserfracks vs. chemische Gele).

3. Einen **Sonderfall** der mittel- und süddeutschen Kristallinregion stellt der **Oberrheingraben** dar. In diesem Gebiet sind die geothermischen Verhältnisse aufgrund der geologischen Besonderheit als Grabenzone an tiefreichende Störungssysteme gebunden. Dort sind das Kristallin und seine überlagernden Sedimentgesteine in eine Vielzahl von tektonisch und seismisch aktiven Schollen zerbrochen, die gegeneinander versetzt, verschoben oder verkippt (Drucksache 15/1835 Deutscher Bundestag[2]). Diese geologischen Verhältnisse sind in NRW nicht zu finden.

4. Zur Nutzung **Hydrothermaler Geothermie** in NRW besteht in erster Linie **Erkundungsbedarf**; die Technologien der Thermalwasserschließung sind bekannt, gemeinhin akzeptiert und müssen z.B. aus dem Großraum München, den Niederlanden oder Belgien auf NRW-Verhältnisse übertragen werden. Strategische Untersuchungsprogramme und Pilotprojekte für hydrothermale Geothermie (Analogie: Malmkalk im bayerischen Molassebecken sowie Kohlenkalk in Mol / Belgien) und für Wärmespeicherprojekte in Bergbauinfrastrukturen (Analogie: Heerlen / NL) sollten kurzfristig aufgelegt werden.

[2] Deutscher Bundestag 15. Wahlperiode: Bericht des Ausschusses für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung; hier: Monitoring – „Möglichkeiten der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland“ (24.10.2003).

5. Zum Themenfeld **petrothermale Geothermie** besteht noch erheblicher **Forschungsbedarf**. Die Technologie ist bislang nicht über vereinzelte Forschungsbohrungen hinaus gekommen (Ausnahme: Straßburg / Oberrheingraben). In NRW sind petrothermale Kristallinstrukturen nur vereinzelt verbreitet (z.B. „Krefelder Gewölbe"). Hier müssen Verfahren zur umweltverträglichen Stimulation entwickelt werden. Die mit den künstlichen Bruchmechanismen verbunden sogenannten Mikroseismizitäten führen zudem häufig zu Akzeptanzproblemen in der Öffentlichkeit. Petrothermale Systeme werden in NRW auf absehbare Zeit wohl keine große Bedeutung erlangen.

3. Hydrothermale Potentiale in NRW

Es sind hauptsächlich zwei Gesteinsarten zu nennen die aufgrund ihrer hydraulischen Eigenschaften für die hydrothermale Nutzung von tiefliegenden Grundwasserleitern besonders geeignet scheinen: poröse und geklüftete Sandsteine sowie verkarstete Kalksteine und Dolomite. Solche geologischen Formationen sind in NRW vorhanden. Über ihre genaue Ausprägung liegen aber noch zu wenige Kenntnisse vor. Folgende Horizonte sind dabei näher zu betrachten:

- Kalksteine des Devon (insbesondere Massenkalke): tieferer Untergrund der Niederrheinischen Bucht sowie im Ruhrgebiet, Bergisches Land, Sauerland (bisher nur eingeschränkte Aussagen über Tiefbohrungen am Niederrhein bzw. auch Bohrung Münsterland 1 möglich);
- Kalksteine des Unterkarbon (Kohlenkalke und Kulm-Plattenkalk): tieferer Untergrund der Niederrheinischen Bucht, Ruhrgebiet und Münsterland (Aufschlüsse am Niederrhein zeigen bis 1.000 m starke Verkarstungen);
- Kluftsysteme im Ruhrsandstein / Grauwackeformationen;
- Sandstein-Aquifer des Trias und Jura: Raum Ostwestfalen, nördlicher Niederrhein, westliches und nördliches Münsterland.

Exemplarisch hat das GZB auf der Grundlage des Fachinformationssystems Geothermie (Tiefenbohrungen, Seismik-Kampagnen, sonst. Aufschlüsse, etc.) des Geologischen Dienstes NRW 2014 alle geologischen Daten im Großraum Metropole Ruhr ausgewertet. Diese dienten als Grundlage für graphische Darstellungen und Berechnungen des erschließbaren hydrothermalen Potentials. Danach ergeben sich für ausgewählte geologische Formationen folgende Hydrothermale Potentiale Metropole Ruhr:

Geothermisches Reservoir	Theoretische Jahreswärmemenge (GWh/a)
Grauwacke (Namur B)	22.700
Unterkarbon (Kohlenkalk / Kulm)	10.400
Massenkalke (Devon)	59.200
Hydrothermales Gesamtpotential Ruhrgebiet:	**92.300 GWh/a.**

Somit überschreitet die verfügbare Wärmemenge aus Geothermie je nach Ausbau-Szenario den Bedarf der Fernwärmeschiene Ruhr um das ca. 20-fache bis 38-fache. Für die anderen Regionen mit großen kommunalen Wärmenetzen und Einzelverbrauchern (Städteregion Aachen, Rheinland, Niederrhein, Ostwestfalen-Lippe) ist von ähnlichen Größenordnungen auszugehen.

4. Potentiale aus der Grubenwassernutzung

Ein großes Wärmepotenzial bietet die Folgenutzung der gefluteten untertägigen Infrastrukturen des Bergbaus und die Nutzung des an den zentralen Wasserhaltungsstandorten fortwährend gepumpten Grubenwassers aus der Ewigkeitsaufgabe des Steinkohlebergbaus. Für die untertägigen Infrastrukturen existieren verschiedene Erschließungskonzepte (Abb. 1):

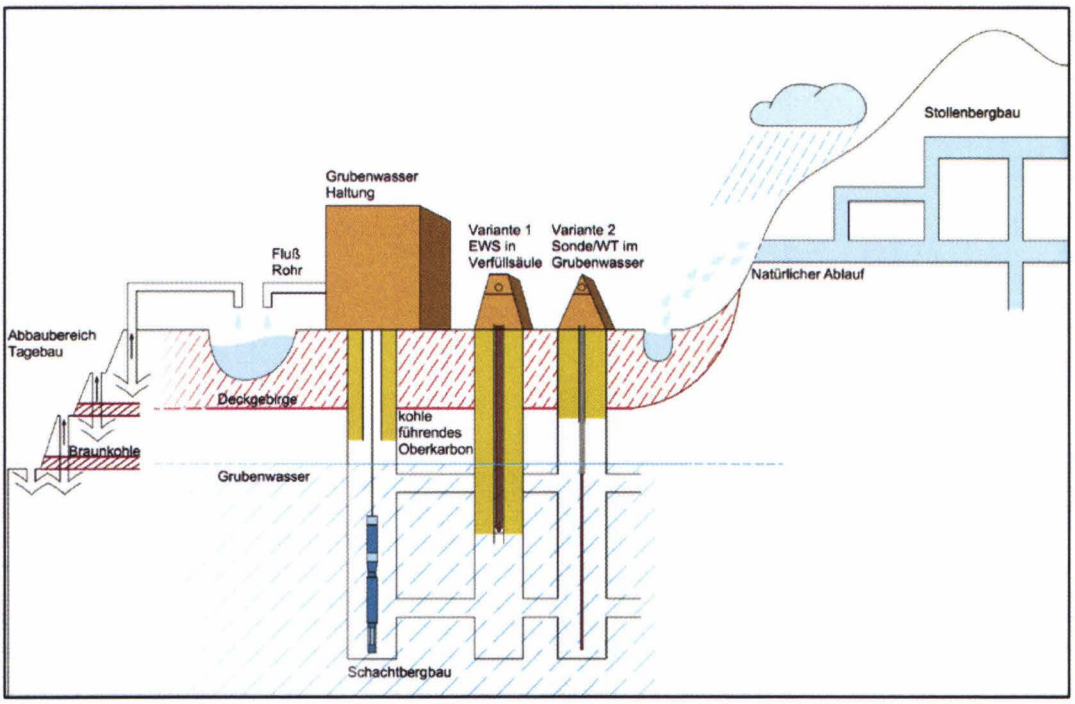

Abb 1: Darstellung der Varianten zur Nutzung von Grubenwässern (EWS – Erdwärmesonde; WT = Wärmetauscher; Grafik: GZB)

Die direkt oder indirekt erschlossene Wärme aus dem Grubenwasser kann zum Heizen oder Kühlen genutzt werden. Eine ausschließliche Direktbeheizung ist in der Regel nicht möglich, da die offenen Systeme Grubenwasser aus etwa 1.000 m Tiefe mit max. ca. 35 °C verwenden und somit keine ausreichenden Temperaturen für ein Niedertemperatur-Nahwärmenetz (ca. 50 °C) bereitstellen können. Bei geschlossenen Systemen kommt der Umstand hinzu, dass sich das Wärmeträgermedium bei längerfristigem Entzug stark unter die natürlichen Umgebungstemperaturen des Schachtes abkühlt, auch wenn bei Schächten von bis zu 1.500 m im Einzelfall Temperaturen > 50 °C erreicht werden. Demnach werden im Heizfall nachgeschaltete Einrichtungen zur Temperaturerhöhung durch Wärmepumpen notwendig.

Grubenwasser in gefluteten Bergwerken

Das Grubenwasser in den Bergwerken kann zum einen über die Schachtanlagen als tiefe Erdwärmesonde genutzt werden, was teure Tiefbohrungen erspart (Beispiele Auguste Viktoria / Marl; Energetikon / Alsdorf). Zum anderen können geflutete Sohlen in den ca. 200 ehemaligen Steinkohlbergwerken mittels Richtbohrtechnik angebohrt und für Nahwärmenetze gefördert werden. Daneben wäre die saisonale Speicherung von Überschusswärme aus Industrieprozessen, großen Solaranlagen oder aus stromgeführten Blockheizkraftwerken im Untergrund eine wichtige Nutzungsoption. Letzteren fehlt in der Regel eine Wärmesenke in

den Sommermonaten. Die Kombination von zyklisch erwärmtem Grubenwasser mit Hochtemperatur-Industriewärmepumpen der 5-20 MW Klasse würde das thermische Anforderungsniveau von bestehende Wärmenetzen in den Kommunen erfüllen (90-110°C).

Gehobene Grubenwässer

Im Rahmen einer Potentialstudie des GZB im Auftrag des LANUV[3] wurden 11 Standorte identifiziert, an denen im Betrachtungszeitraum 2020 - 2050 Wasserhaltungen bzw. Sümpfungsmaßnahmen vorgesehen sind und die aufgrund der Rahmenbedingungen (Lage des Standortes, Ganglinien der geförderten Wassermengen und zeitlicher Verlauf der Fördermengen und Wassertemperaturen) für eine energetische Nutzung des Grubenwassers geeignet erscheinen. Bei 8 Standorten handelt es sich um Wasserhaltungen des Steinkohlebergbaus, die im Rahmen der Ewigkeitsaufgaben der RAG nach Stilllegung des Bergbaus fortgeführt werden. Sechs Standorte (Heinrich, Robert Müser, Friedlicher Nachbar, Haus Aden, Walsum und Lohberg) befinden sich im Ruhrrevier und zwei weitere (Ostfeld und Westfeld) im Ibbenbürener Revier. Hinzu kommen die beiden Standorte Hambach und Garzweiler im rheinischen Braunkohlerevier, an denen die RWE Power AG Sümpfungsmaßnahmen betreibt, sowie der Wasserauslauf aus dem ehemaligen Erzbergwerk Meggen.

Die Tabelle 1 liefert für die drei Bezugsjahre 2020, 2035 und 2050 einen Gesamtüberblick über die technischen Potenziale der Grubenwassernutzung aus den Wasserhaltungen und die Nutzung über Bergwerksschächte in NRW sowie den damit verknüpften Klimaschutzpotenzialen. Letztere werden dargestellt als Vermeidung von CO_2-Emissionen gegenüber ausschließlich über fossile Energieträger betriebener Fernwärmenetze, wobei in reine Heizwerke und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) unterschieden wird. Nicht dargestellt sind die – ungleich größeren - Potentiale aus der Nutzung der in den Bergwerken verbleibenden Grubenwässer.

	Bezugs-jahr	Technisches Heizleistungs-potenzial inkl WP P_{techWP} [kW]	Technisches Heizenergie-potenzial $E_{techGes}$ [GWh/a]	CO_2-Vermeidung Heizwerk, fossil [kt CO_2]	CO_2-Vermeidung KWK, fossil [kt CO_2]
Schächte	2020	5,6	30,4	3,0	-0,6
	2035	15,2	82,5	13,1	3,5
	2050	15,2	82,5	18,1	8,6
Wasserhaltungen	2020	1.157	5.349,6	850,3	227,7
	2035	1.306	6.059,4	1.168,6	465,7
	2050	314	1.454,2	330,8	162,1
Technisches Gesamtpotenzial	2020	1.163	5.380	853,3	227,1
	2035	1.321	6.141,9	1.181,7	469,2
	2050	329	1.536,7	348,9	170,7

Tabelle 1: Wärmepotenzial aus Grubenwasserhaltungen und Schächten in NRW ohne das in den Bergwerken verbleibende Grubenwasser .

[3] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (2018): Potentialstudie Warmes Grubenwasser (in Veröffentlichung).

5. Fallbeispiele

Mehrere Metropolregionen Europas nutzen die hydrothermale Geothermie für den Betrieb ihrer Fernwärmenetze. Zu den größten zählt dabei das seit den 50er Jahren des letzten Jahrhunderts betriebene hydrothermale Fernwärmenetz in den südlichen Stadtteilen von Paris. Frankreich, die Niederlande und Belgien haben Ausbauprogramme für geothermische Fernwärmenetze aufgelegt. Auch in Deutschland gibt es mittlerweile Best-Practice Beispiele.

München / Bayern

Bis 2040 soll München die erste deutsche Großstadt werden, in der Fernwärme zu 100 Prozent aus regenerativen Energien gewonnen wird. Dazu setzen die SWM in den nächsten Jahrzehnten in erster Linie auf die weitere Erschließung der Geothermie. Geothermische Energiequelle für das 800 km lange Fernwärmenetz ist Thermalwasser aus gut durchlässigen Kalksteinschichten im regional weit verbreiteten sogenannten Malm. Unter der Erdoberfläche befindet sich in einer Tiefe von 2.000 (nördliche Stadtgrenze) bis über 4.000 Metern (südliche Stadtgrenze) ein Heißwasservorkommen mit Temperaturen von 80 bis zu über 140 °C (Sauerlach). Sechs innerstädtische geothermische Heizwerke und Kraftwerke sind bereits im Betrieb bzw eines im Bau; bis 2025 werden vier Heizwerke hinzukommen.

Heerlen / NL

In Heerlen (Süd-Limburg) wurden 2007 erstmalig die Sohlen eines gefluteten Bergwerks angebohrt und Produktions- sowie Injektionsbohrungen angelegt (Mijnwater-Projekt / Limburger Steinkohlenrevier). Die zwei 700 m tiefen Produktionsbohrungen versorgen ein kommunales Nahwärmenetz mit 28°C warmen Grubenwasser. Die Nutztemperatur wird mit Großwärmepumpen erreicht. Zusätzlich wurde ein Kältenetz aufgebaut das durch zwei 250 m Produktionsbohrungen mit 16°C kaltem Grubenwasser versorgt wird. Mittlerweile wird das Netz zu einem Prosumer-Netz mit bi-direktionalem Lastmanagement entwickelt (Wärmenetze 4.0) und gilt als europäisches Vorzeigeprojekt für sog. „Smart-Heating&Cooling-Grids".

Nordrhein-Westfalen

Hydrothermale Tiefengeothermie in Aachen

Die Stadtwerke Aachen (Stawag) nutzen seit 2017 erstmalig die hydrothermalen Wässer der Frasnium-Kalke (Devon) für den Betrieb eines Fernwärmenetzes[4]. Die Landesbadquelle in Aachen ist einer der ergiebigsten und heißesten Thermalbrunnen Mitteleuropas. Das Wasser wird mit einer Temperatur von bis zu 74 °C mit ca. 60 m³/h gefördert. Im Wärmetauscher werden dem Thermalwasser durch das Nahwärmenetz bis zu 25 K entzogen. Die thermische Leistung beträgt dann rd. 1,7 MWth. Das geothermische Heizungsnetz im Stadtteil Burtscheid hat eine Länge von 2,5 km und ist und ist mit Unterstationen auf ein Temperaturniveau von 68/43 °C ausgelegt. Bis 2022 wird es auf 2,23 MW_{th} ausgebaut.

TRUDI - Ruhr Metropolitan Underground Laboratories („Tief-runter-unter-die-Ruhr")

Das TRUDI-Rahmenprojekt dient als Real-Labor zur Erkundung und exemplarischen Erschließung hydrothermaler Potentiale im Ruhrgebiet. TRUDI ist zugleich ein Pilotvorhaben für die dezentrale Speicherung und Einspeisung von Wärmeenergie aus geothermalem Wasser

[4] Brinkmann, J.: 2000 Jahre hydrothermale Nutzung von Karbonaten in Aachen - das geothermische Fernwärmenetz Burtscheid.- 14. NRW-Geothermiekonferenz, 6.9.2018, Bochum.

in die Fernwärmesysteme der Rhein-Ruhr Region am Beispiel des Fernwärmenetzes Bochum-Süd (115 MW_{th}). Die geologischen Zielformationen des TRUDI-Rahmenexperimentes sind hydrothermale Reservoire des Karbon (Sandsteine) und des Devon (Kalksteine) zwischen 100 m und 500 m sowie 1500 m bis 5000 m Tiefe. Aufgrund der Komplexität der wissenschaftlichen und technischen Fragestellungen soll das Rahmenexperiment über einen Zeitraum von zehn Jahren in fünf miteinander vernetzten und aufeinander aufbauenden Teilprojekten als nationale und internationale Verbundvorhaben durchgeführt werden.

Grubenwassernutzungen und Wärmespeicher

Grubenwasser aus aktiven Wasserhaltungen des Steinkohlenbergbaus wird genutzt im Bereich der Zechen Zollverein / Essen (Sanaa-Gebäude) und Robert-Müser / Bochum (Versorgung von zwei Schulen und der Bochumer Hauptfeuerwache).
Die Stadtwerke Bochum und das GZB untersuchen aktuell die ehemaligen Zechen Dannenbaum und Prinz Regent unter dem ehemaligen Opel-Gelände / Bochum hinsichtlich der Grubenwassernutzung. Dazu sollen die 8. Sohle in ca. 900 m und die 4. Sohle in ca. 300 m Tiefe als Wärme- (35°C) und Kälte- (12°C) Reservoirs erschlossen werden. Geplant ist das erste Grubenwasserprojekt in Deutschland mit einem intelligenten Wärme- und Kältenetz auf dem neuen städtebaulichen Standort Mark 51°7.
Zudem wird in Bochum aktuell auf dem GZB-Gelände die ehemalige Zeche Markgraf 2 (Untergrundlabor TRUDI) als saisonaler Hochtemperaturspeicher für Solarenergie und BHKW-Wärme im Rahmen eines europäischen Speichertechnologienprojektes (EU-HeatStore) entwickelt. Ziel ist die Umstellung der Wärmeversorgung der Hochschule Bochum von fossiler Fernwärme auf Geothermie und Speicherwärme bis 2022.

6. Wirtschaftlichkeit

Geothermie ist insbesondere im Wärmemarkt eine wirtschaftlich wettbewerbsfähige Option. Die Stadtwerke München (SWM) haben als erstes kommunales Unternehmen die Entscheidung gefällt das Fernwärmenetz einer europäischen Großstadt auf Geothermie umzustellen. Die Gründe sind nicht nur ökologischer sondern in erster Linie ökonomischer Natur. Nach Auswertung der bisherigen Betriebsdaten der SWM-Energieerzeugungsanlagen im kommunalen Fernwärmenetz (Abb. 2) ist die Geothermie die günstigste Wärmequelle auf der Basis von CO_2-Vermeidungskosten - nach der industriellen Abwärme und der Müllverbrennung, jedoch vor Kohle, Erdgas, Biomasse und Solarthermie[5].

Bei den betriebswirtschaftlichen Wärmerestkosten der Fernwärme in München (in EUR/MWh Wärme) liegt die Tiefengeothermie (ca. 50-55) ebenfalls auf Platz 3 nach der industriellen Abwärme (ca. 30-35) und Müllverbrennung (ca. 45), jedoch vor fossilen GuD, Gasturbine, BHKW (je ca. 60-80) sowie den anderen EE Holzhackschnitzel, Solarthermie, BHKW-Biomethan (110-180).

Da die Bohrungen für hydrothermale Nutzungen in NRW eine ähnliche Tiefe wie in Bayern (2.500 m – 4.500 m) erschließen würden, wäre hier von einem vergleichbaren Niveau in der Wirtschaftlichkeit auszugehen.

[5] Auszug Vortrag Dr. Florian Bieberbach / Sprecher der Geschäftsführung Stadtwerke München im Landtag NRW, 13. Sitzung des politischen Beirats des LEE NRW: „Potentiale der Tiefen Geothermie im Wärmemarkt".

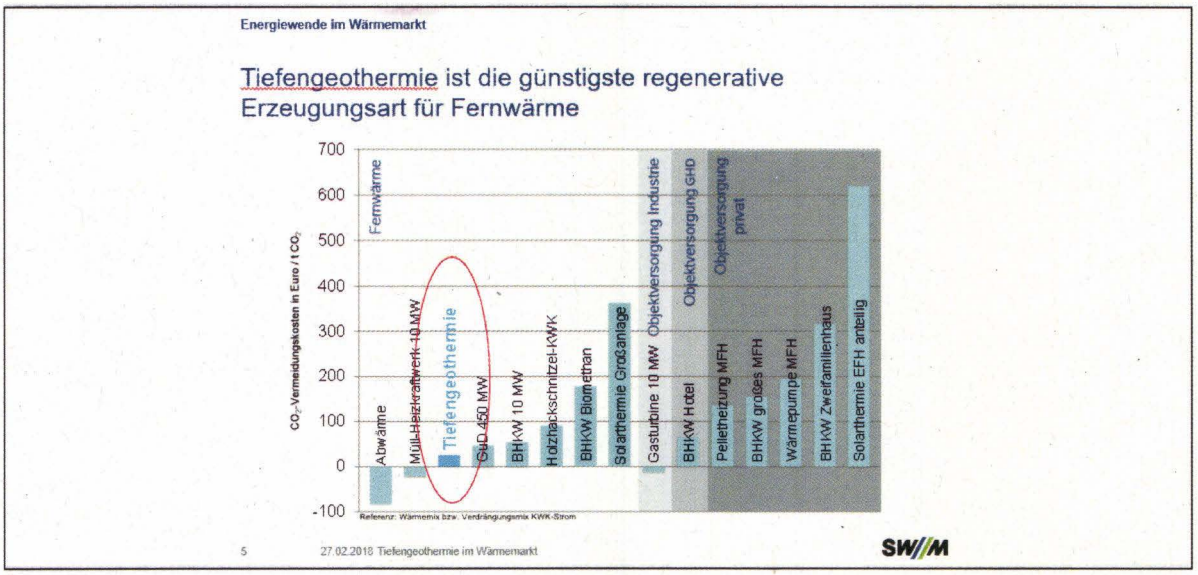

Abbildung 2: Wirtschaftliche Potentiale der Tiefen Geothermie im Wärmemarkt (Stadtwerke München).

7. Wertschöpfung

Die Wertschöpfung von geothermischer Energie erfolgt a) für unterschiedliche Anwendungen (Heizen, Kühlen, Stromerzeugung) und b) in unterschiedlichen Leistungsbereichen (von der Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses bis hin zu kommunalen Großanlagen mit thermischen und / oder elektrischen Leistungen im MW-Bereich). Der Geothermiemarkt lässt sich in 12 Sektoren gliedern. Diese decken in ihrer Gesamtheit alle Branchen und Leistungen ab die beim Bau und dem Betrieb einer Geothermie-Anlage erbracht werden. Alleine im Ruhrgebiet wird von mindestens 300 am Geothermiemarkt tätigen Unternehmen mit ca. 4.000-5.000 Mitarbeitern ausgegangen[6]; bundesweit sind dies ca. 20.300 bei einem Investitionsvolumen von 1,3 Mrd. EUR (2017)[7].

Die geothermische Industrie entwickelte sich in Deutschland erst seit der Jahrtausendwende wahrnehmbar auf zwei Säulen: a) junge Unternehmen, die explizit für den neuen Markt gegründet wurden und b) etablierte Firmen der Geo-, Bergbau- und Energietechnik, die ihr Portfolio einem sich wandelnden Bedarf bei der Abkehr von großen, zentralen Erzeugern auf Basis fossiler Brennstoffe hin zu kleineren, dezentralen Anlagen anpassen. Den größten Anteil nimmt – nicht zuletzt aufgrund eines Marktzuwachses von über 9.200 geothermischen Wärmepumpen-Anlagen pro Jahr (2017; BWP) – der Sektor des Anlagenbaus für Heizungs- und Klimatechnik mit 39% aller Unternehmen ein, gefolgt von Ingenieur-, Planungs- und Explorationsfirmen mit 18%. Die übrigen 8 Sektoren machen einstellige Prozentanteile aus.

[6] Bracke, R.; Häder, M.; Exner, S.; Görke, B.; Hoffmann, M.; Winkler, K., (2008): Analyse der Wertschöpfungskette Geothermie in der Metropole Ruhr.- Forschungsbericht im Auftrag der Wirtschaftsförderung metropoleruhr GmbH & Stadt Bochum.
[7] Bundesverband Geothermie (2018): Geothermie in Deutschland – Zahlen, Daten, Fakten.

Auch die Größenstruktur der geothermischen Industrie ist heterogen: etwa 15-20% sind weltweit tätige Industrieunternehmen mit Dienstleistungen und Produkten für Wärme-, Kälte-, Kraftwerks- und Bergbautechnologien. Einige von ihnen zählen sich zu den Weltmarktführern - z.B. in der Kühlungstechnik von Geothermiekraftwerken. Die Mehrzahl der Marktteilnehmer ist jedoch eher klein- bis mittelständisch geprägt. Es ist davon auszugehen, dass etwa die Hälfte der Unternehmen mit bis zu 20 Mitarbeitern einen Jahresumsatz von bis zu 5 Mio EUR auf dem Geothermiemarkt erzielt. Dabei sind etwa ein Fünftel in zwei oder mehr der genannten Sektoren tätig.

Die meisten Firmen sind innerhalb der vergangenen 15 Jahre (ab 2003) in den noch jungen Markt eingetreten. Dabei handelt es sich in der Regel nicht um Neugründungen, sondern um die Erweiterung eines angestammten Geschäftsfeldes um geothermische Produkte z.B. aus dem bohr- und pumpentechnischen Maschinenbau (10 %), der Fernwärme- (7 %) und der Kraftwerkstechnik (4 %).

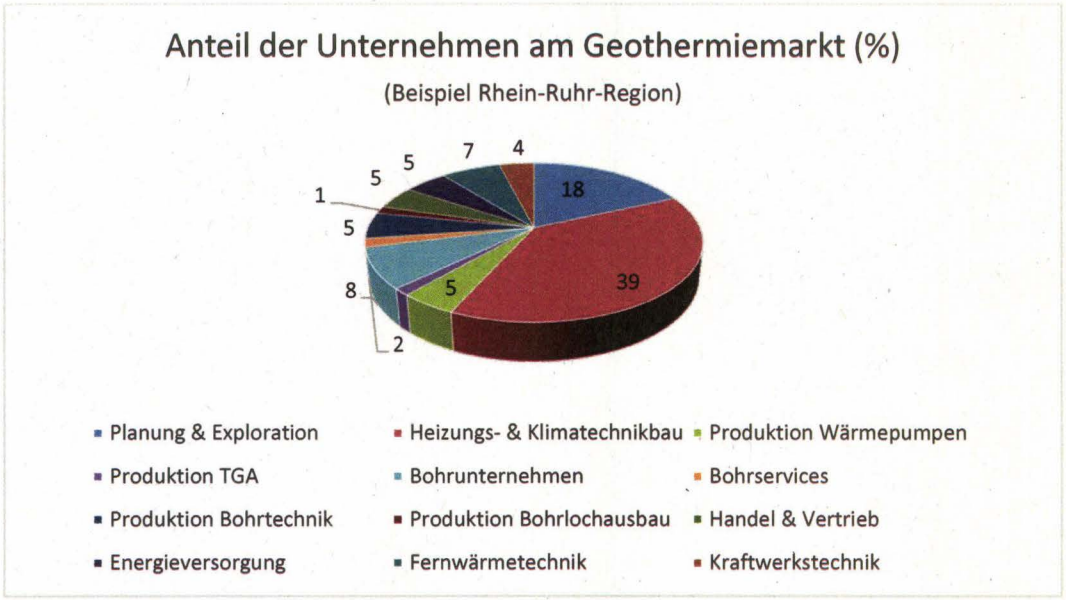

Abbildung 3: Sektoren und prozentualer Anteil der Unternehmen am Geothermiemarkt in der Rhein-Ruhr-Region (GZB)..

Etwa 50% der Technik in bayerischen Geothermie-Heizwerken stammt aus NRW[8]. Bei der Hälfte der Unternehmen arbeiten erst ein Zehntel aller Mitarbeiter im Geschäftsfeld Geothermie, wobei in aller Regel von einer Vergrößerung des Portfolioanteiles ausgegangen wird. In der Heterogenität und Komplexität des Marktes sehen viele Teilnehmer auch eine Chance: es gibt nicht *die eine* Schlüsseltechnologie. Mit ihrer oft regional verankerten und zugleich breiten und tiefen Wertschöpfungskette vermag sich die Branche relativ gut gegen Nachahmer zu schützen.

[8] Knapek, E., Präsident Bundesverband Geothermie (2018): Podiumsdiskussion 14. NRW Geothermiekonferenz

8. Herausforderungen und Hemnisse

Hydrogeothermale Nutzungen

Die größte Herausforderung für hydrogeothermale Nutzungen in NRW ist die noch mangelhafte regionale Charakterisierung geeigneter Nutzhorizonte. In der nationalen Geothermie-Datenbank Geotis[9] des Leibniz-Instituts für Angewandte Geophysik am Geozentrum Hannover ist NRW ein weitgehend „weißer Fleck" auf der hydrogeothermalen Landkarte. Ohne eine solche Datengrundlage sind jedoch keine Investitionen von Energieversorgungsunternehmen oder von privaten Projektentwicklern zu erwarten. Die geologische Landesaufnahme müsste hier gezielt ausgebaut werden.

Grundwasserbeeinträchtigungen

Die Nutzung von Grubenwässern und Thermalwässern geht einher mit der Förderung und von salinaren (salzhaltigen) Wässern aus Bergwerken und Gesteinsschichten sowie deren Rückführung im Anschluss an den Wärmeentzug. Die Zusammensetzung eines Grubenwassers z.B. ähnelt der eines konzentrierten Meerwassers, mit den Hauptelementen Natrium, Chlorid, Calcium, Magnesium, Kalium, Hydrogenkarbonat, Sulfat, Eisen sowie seltener Barium und Strontium. Spurenelemente, wie z. B. Zink, Blei, Cadmium etc. sind in den Grubenwässern in deutlich geringerer Konzentration vorhanden (zumeist deutlich << 1 mg/l). Ausnahmen können Grubenwässer aus den Erzbergwerken Nordrhein-Westfalens sein, die durch erhöhte Zink-Frachten auffallen. Es handelt sich generell um anoxische, d. h. sauerstofffreie Wässer mit höheren Gehalten an Kohlendioxid. Zur Hydrochemie bleibt festzuhalten, dass die Tiefenlage, die Gebirgstemperatur und die Länge der Fließwege (Verweildauer im Untergrund) einen großen Einfluss auf den Mineral- / Salzgehalt der Wässer haben. Diese Fluide sind – mit Ausnahme von vereinzelten balneologischen Anwendungen - weder wasserwirtschaftlich noch technisch nutzbar. Der einzige Nutzen liegt in ihrem thermischen Energiegehalt. Die Herausforderung besteht in der Verhinderung einer Vermengung von salinaren Wässern mit unbelasteten Grundwässern im Deckgebirge durch hohe Bohrlochintegritäten (sicherer Ausbau von Bohrungen) und durch geeignete hydraulische Zirkulationskonzepte.

Seismizität, Hebungen, Senkungen

Jede Nutzung geogener Energieträger ist mit Risiken verbunden; so auch bei der Geothermie. Während bei Kohle und Erdgas Gefahren für Leib und Leben im Vordergrund stehen, sind es bei der Geothermie potentielle, eher lokale Sachschäden durch induzierte Seismizitäten aufgrund zu hoher Wasserdrücke während der Re-Injektion oder durch Hebungen (z.B. mineralische Veränderungen durch unkontrollierten Wasserzutritt) oder Senkungen (Erdfälle in Bergbaugebieten) von Gelände. Der frühzeitige und transparente Umgang mit Risiken (Identifikation, Planung, Betriebsführung, Kommunikation) zählt zu den größten Anforderungen an ein Geothermieprojekt – auch wenn diese geologisch nicht zu erwarten sein sollten.

Aufgrund der besonderen plattentektonischen Situation kam es in der Vergangenheit insbesondere im Oberrheingraben (ORG) zu einer Überlagerung von sehr häufigen und z.T. stärkeren natürlichen Beben sowie einer kleinen Anzahl schwächerer geothermal-induzierter

[9] https://www.geotis.de/geotisapp/geotis.php

Seismizitäten (Basel, Landau). Letztere ließen sich später durch eine geänderte Betriebsführung (Reduktion des Re-Injektionsdrucks) vermeiden. In Landau und Insheim und insgesamt am ORG sind bisher noch nie nachgewiesene Schäden durch induzierte Seismizität entstanden. Dennoch führte diese Situation zu Akzeptanzproblemen mit Ausstrahlung auf andere – seismisch nicht aktive - Regionen Deutschlands.

Bei der Oberflächengeothermie in Staufen waren dagegen größere, hebungsbedingte Sachschäden auf eine mangelhafte Planung und unsachgemäße Ausführung von Bohrungen zurückzuführen.

Die grundsätzlich unterschiedliche geologische Situation in NRW macht einen Vergleich mit dem Oberrheingraben unzulässig. Dort ist es in der Vergangenheit zu mehreren Schäden durch Tagesbrüche bei oberflächennahen Geothermiebohrungen gekommen die im Zusammenhang mit dem Altbergbau stehen. Bei geothermischen Tiefbohrungen sind keine Schäden bekannt. Dennoch ist es angezeigt die mittlerweile etablierten Mechanismen der seismischen Risikokontrolle anzuwenden. Dies gilt insbesondere für das Rheinland und das Gebiet des Niederrheins da es sich hier um seismisch aktive Zonen handelt.

Abgrenzung von bergbauinduzierter Seismizität

Die bergbauinduzierte Seismizität durch den aktiven Steinkohlebergbau wird im Ruhrgebiet seit Jahrzehnten kontinuierlich beobachtet. Während der Bergbau bis in ca. 1000 m Tiefe reicht, dürften hydrothermale Bohrungen in der vom Bergbau betroffenen Region 4.000 – 5.000 m Tiefe erreichen. Die Region wurde bis in die Mitte des vergangenen Jahrhunderts bereits durch ein engmaschiges Netz von Tiefbohrungen >1000 m zur Kohleexploration durchzogen. Die Tiefe hydrothermaler Horizonte wurde nur einmal erreicht (Bohrung Münsterland 1 in den 60er Jahren).

Im Ruhrgebiet tritt keine natürliche Seismizität auf.

Dennoch könnten nicht erwartete aber etwaige Erschütterungen durch Tiefbohrungen von eventuell auftretenden bergbauinduzierten Seismizitäten aufgrund der unterschiedlichen Tiefenlagen unterschieden werden.

Zeitliche Herausforderung

Geothermische Projekte benötigen eine lange Vorlaufzeit von der Erkundung bis zur Projektierung. Der Prozess bis zur Entscheidungsfindung zur Konversion des Fernwärmesystems München hat ca. 20-25 Jahre gedauert; d.h. von der Forschung und Entwicklung auf der Basis erster Voruntersuchungen (Anfang 1990er Jahre) über Pilotprojekte (u.a. Unterhaching) bis zur strategischen Entscheidung der Stadtwerke München zum breiten Ausbau der Geothermie. Der sog. „Kohleausstieg“ ab ca. 2030 bedeutet deshalb, dass NRW unverzüglich ein Explorations- und Projektprogramm für geothermische Fernwärmesysteme auflegen sollte.

9. Optionen und Empfehlungen

Pilotprojekte an Rhein und Ruhr

Analog zum ersten hydrothermalen Fernwärmenetz in Aachen müssten Pilotprojekte zur schrittweisen Einspeisung in bestehende fossile Fernwärmenetze initiiert werden. Das TRUDI-Rahmenexperiment in Bochum zur Erschließung von Thermal- und Grubenwässern unter der Ruhr ist ein wichtiger erster Schritt. Weitere Pilotstandorte in anderen Regionen von NRW sollten zur Vertiefung der regionalen Kenntnis des Untergrundes identifiziert und initiiert werden. Dazu gehört auch der gezielte Ausbau der geologischen Landesaufnahme im Bereich der großen Bedarfs- bzw. Abnehmerstrukturen.

Öffentliche Baumaßnahmen

Baumaßnahmen des BLB aus der Liegenschaftsverwaltung des Landes und des Bundes sollten in jedem Einzelfall im Hinblick auf geothermische Klimatisierung, sowie der Reduktion von CO_2-Emissionen und Wärmerestkosten bei der Betriebsführung geprüft werden. Da geothermische Anlagen im ersten Jahr nach Nutzerbezug eingefahren werden müssen, sollte für den BLB ein Monitoring- und Betriebsführungskonzept erstellt werden. Dieser Aspekt ist in der Vergangenheit häufig nur unzureichend berücksichtigt worden und hat zu Problemen geführt.

Finanzinstrumente zur Reduktion des wirtschaftlichen Risikos für kommunale Energieversorgungsunternehmen

Geothermische Projekte bergen in der Anfangsphase erhebliche Fündigkeitsrisiken. Diese sind für die i.d.R. finanzschwachen kommunalen Unternehmen nicht tragbar. Es wird empfohlen einen revolvierenden Geothermischen Entwicklungsfonds einzurichten. Daraus würde das Risiko der Exploration und der Erstbohrung getragen; im Fündigkeitsfall zahlt der Projektentwickler die Zuwendung zurück. Dieses Finanzinstrument kommt seit einigen Jahren mit substantieller deutscher Beteiligung (KfW) in Ostafrika und in Lateinamerika (European Commission)[10] sehr erfolgreich zum Tragen (Geothermal Development Fund; GDF). Eine finanzielle Erstausstattung wäre z.B. aus den Strukturhilfemitteln für den sog. Kohleausstieg denkbar.

[10] https://ec.europa.eu/europeaid/blending/geothermal-development-facility-latin-america-investment-grant_en