



acatech **STUDIE**

Geothermische Technologien in Ballungsräumen

Ein Beitrag zur Wärmewende
und zum Klimaschutz

R. Emmermann, R. Schulz, I. Stober, F. Wenzel,
J. Lauterjung, R. Bracke, H.-M. Henning, C. Chur,
W. Müller-Ruhe, I. Sass, K. M. Reinicke, E. Knappek,
Ch. Krawczyk

 **acatech**

DEUTSCHE AKADEMIE DER
TECHNIKWISSENSCHAFTEN

acatech STUDIE

Geothermische Technologien in Ballungsräumen

Ein Beitrag zur Wärmewende
und zum Klimaschutz

R. Emmermann, R. Schulz, I. Stober, F. Wenzel,
J. Lauterjung, R. Bracke, H.-M. Henning,
C. Chur, W. Müller-Ruhe, I. Sass, K. M. Reinicke,
E. Knappek, Ch. Krawczyk



Die Reihe acatech STUDIE

In dieser Reihe erscheinen Ergebnisberichte von Projekten der Akademie. STUDIEN vertiefen die Politik- und Gesellschaftsberatung zu technikwissenschaftlichen und technologiepolitischen Zukunftsfragen. Sie liegen in der inhaltlichen Verantwortung der jeweiligen Herausgebenden sowie Autorinnen und Autoren.

Inhalt

Projekt	5
1 Warum Geothermie jetzt?	6
2 Der geologische Untergrund als Energiequelle	9
2.1 Strukturbau und Gesteinsbestand der oberen Erdkruste	9
2.2 Die Sedimentbecken	11
2.3 Tektonisches Spannungsfeld, Bruchzonen und Seismizität	13
2.4 Grundwasser/Trinkwasser und Aquifere	14
2.5 Das Temperaturfeld	15
3 Geothermische Systeme und Schlüsseltechnologien	17
3.1 Nutzungsvarianten der Geothermie	17
3.1.1 Oberflächennahe Geothermie	18
3.1.2 Mitteltiefe Geothermie	18
3.1.3 Tiefe Geothermie	18
3.1.4 Geothermische Speicherung von Wärme und Kälte	20
3.2 Schlüsseltechnologien	21
3.2.1 Geophysikalische Vorerkundung und Modellierung des Untergrunds	21
3.2.2 Bohrtechnologien	21
3.2.3 Wärmepumpen	24
3.2.4 Wärmeverteilnetze	24
4 Chancen und Potenziale der Geothermie	26
4.1 Geothermie in urbanen Regionen	26
4.2 Das Potenzial der Geothermie	28
4.3 Defossilisierung der Wärmeversorgung	29
5 Wettbewerbsfähigkeit und Akzeptanz	32
5.1 Hydrothermale Geothermie	32
5.2 Sektorkopplung und Speicherkapazitäten	32
5.3 Deutschland als Akteur im Geothermiemarkt	33
5.4 Akzeptanz der Geothermie	35



6 Geothermie in Ballungsräumen – Beispiele und Strategien	37
6.1 Großraum München	37
6.2 Rhein-Ruhr-Region	39
6.3 Norddeutsches Becken	42
6.4 Oberrheingraben	46
6.5 Metropolregion Paris	46
7 Fazit und Empfehlungen	48
Abbildungsverzeichnis	51
Literatur	52

Projekt

Projektleitung

Prof. Dr. Dr. h. c. Rolf Emmermann, Gründungsdirektor sowie ehem. wissenschaftlicher Vorstand und Vorstandsvorsitzender des Helmholtz-Zentrum Potsdam – Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ/acatech

Projektgruppe

- Prof. i. R. Dr. Rüdiger Schulz, ehem. Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik LIAG, Hannover
- Prof. Dr. Ingrid Stober, Albert-Ludwigs-Universität Freiburg/Landesforschungszentrum Geothermie (LFZG) in Baden-Württemberg
- Prof. Dr. Friedemann Wenzel, ehem. Karlsruher Institut für Technologie KIT
- Dr. Jörn Lauterjung, ehem. Helmholtz-Zentrum Potsdam – Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ
- Prof. Dr. Rolf Bracke, Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie/Ruhr-Universität Bochum
- Prof. Dr. Hans-Martin Henning, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme/Albert-Ludwigs-Universität Freiburg/acatech
- Dipl.-Ing. Claus Chur, ehem. KCA DEUTAG GmbH/Öffentlich bestellter und vereidigter Sachverständiger für Tiefbohrtechnik für Bohrungen zur Aufsuchung, Gewinnung und Speicherung von Erdöl, Erdgas und Geothermie
- Dipl.-Ing. Waldemar Müller-Ruhe, H. Anger's Söhne GmbH
- Prof. Dr. Ingo Sass, Helmholtz-Zentrum Potsdam – Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ/Technische Universität Darmstadt
- Prof. Dr. Kurt M. Reinicke, Technische Universität Clausthal
- Dr. Erwin Knapek, Ehrenpräsident Bundesverband Geothermie und ehem. Erster Bürgermeister von Unterhaching
- Prof. Dr. Charlotte Krawczyk, Helmholtz-Zentrum Potsdam – Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ/Technische Universität Berlin/acatech

Weitere beteiligte Fachleute

- Prof. Dr. Thomas Hamacher, Geothermie-Allianz Bayern/Technische Universität München
- Prof. Dr. Thomas Kohl, Karlsruher Institut für Technologie KIT
- Dr. Thomas Kölbl, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
- Dr. Christian Pletl, Stadtwerke München
- Thomas-Tim Sävecke, Hamburg Energie
- Dr. Werner Stackebrandt, ehem. Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg

Koordination und wissenschaftliche Mitarbeit

- Dr. Johannes Simböck, acatech Geschäftsstelle

Mit Unterstützung von

- Farras Fathi, acatech Geschäftsstelle

Redaktionelle Beratung

- Dipl.-Met. Cornelia Lossau

Titelbild

Bohranlage „InnovaRig“ beim Einsatz für eine Geothermiebohrung 2012 im bayerischen Traunreut (Quelle: H. Anger's Söhne 2024).

Die Bohranlage ist das Ergebnis eines erfolgreichen Joint Ventures zwischen dem GeoForschungsZentrum Potsdam und der Firma Herrenknecht Vertikal, in Kooperation mit der Firma Anger's Söhne. In die Konzeption und Konstruktion sind Erkenntnisse sowie Erfahrungen aus der Tunnelbohrtechnologie und dem Kontinentalen Tiefbohrprogramm eingeflossen (siehe auch Kapitel 3.2.2). Es handelt sich um ein bisher weltweit einzigartiges Anlagenkonzept für Bohrungen bis zu 7 Kilometer Tiefe. Diese Bohranlage wurde seit ihrem ersten Einsatz in Dürrnhaar 2007 sehr erfolgreich in nationalen und internationalen Geothermieprojekten (Cornwall/UK; Helsinki/Finnland; Malmö/Schweden) genutzt.

1 Warum Geothermie jetzt?

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich im Pariser Klimaschutzabkommen 2015 dazu verpflichtet, den nationalen Treibhausgasausstoß so zu verringern, dass der globale Temperaturanstieg im Vergleich zum vorindustriellen Temperaturmittelwert idealerweise auf 1,5 Grad Celsius begrenzt wird und 2 Grad Celsius nicht übersteigt. Dazu muss das aktuelle Energiesystem grundlegend transformiert werden. Die Zielvorgaben zur Verringerung der Treibhausgasemissionen wurden in der Novellierung des Bundes-Klimaschutzgesetzes 2021 dementsprechend deutlich angehoben: Im Vergleich zu 1990 sollen diese bis 2030 um mindestens 65 Prozent und bis 2040 um mindestens 88 Prozent reduziert werden. Damit einher ging der Beschluss zum Ausstieg aus der Nutzung von Kohle bis spätestens 2038. Als Ziel wird das Erreichen einer bilanziellen Klimaneutralität¹ im Jahr 2045 angestrebt.

Die Wärmewende ist eine Voraussetzung dafür, dass die Energiewende als Ganzes gelingt. Denn über die Hälfte der in Deutschland verbrauchten Energie wird genutzt, um Häuser, Büros und Geschäfte zu heizen und um Wärme für Gewerbe und Industrie bereitzustellen. Der Anteil erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung steigt von einem niedrigen Niveau ausgehend kontinuierlich an und deckt rund ein Sechstel des Energiebedarfs.² Zur Senkung der Emissionen müssen einerseits der Wärmebedarf verringert und andererseits die Wärmeversorgung auf erneuerbare Energien und verfügbare Abwärme umgestellt werden. Der Wärmebedarf kann mithilfe technischer Maßnahmen durch die Errichtung effizienterer Gebäude und Wärmedämmung von Bestandsgebäuden reduziert werden, wobei die Sanierung des Altbestands allerdings nur langsam voranschreitet (circa ein Prozent pro Jahr).³

Bei der Umstellung auf erneuerbare Energien kommt der Geothermie eine besonders wichtige Rolle zu. Diese Wärme muss nicht erzeugt werden, sie ist verfügbar. Die Herausforderung besteht darin, sie an die Erdoberfläche zu transportieren und

direkt nutzbar zu machen. Geothermische Systeme werden nach der Nutzungstiefe in oberflächennahe (bis 400 Meter), mitteltiefe (bis etwa 1.200 Meter) und tiefe Systeme unterteilt. Allein das realistisch erschließbare Potenzial der hydrothermalen Tiefengeothermie liegt in Deutschland bei über 100 Terawattstunden pro Jahr^{4,5}, womit bis zu 20 Prozent des gesamten Wärmemarkts abgedeckt werden können.

Das größte Nutzungspotenzial für geothermische Systeme liegt in den urbanen Ballungszentren. Der Wärmebedarf ist dort groß, die Abnahmedichte hoch, und häufig gibt es bereits Wärmeverteilnetze. Diese acatech STUDIE konzentriert sich deshalb auf die potenzielle Nutzung der mitteltiefen bis tiefen hydrothermalen Geothermie über zentrale Heizanlagen in urbanen Räumen. Im Gegensatz dazu werden oberflächennahe erdgekoppelte Wärmepumpen in Deutschland ganz überwiegend zur dezentralen und leitungsunabhängigen Wärme-/Kälteversorgung von Einzelgebäuden eingesetzt; sie sind dabei wesentlich effizienter als die neuerdings viel diskutierten Luftwärmepumpen. Zentral gespeiste, effiziente Wärmeverteilnetze stellen in urbanen Räumen genauso wie in Neubaugebieten in ländlichen Regionen ein bestimmendes Element der Wärmewende dar. Sie bieten den Vorteil, eine hohe Anzahl von Verbraucherinnen und Verbrauchern einzubinden, und die Möglichkeit, große Mengen erneuerbarer Energien in den Wärmemarkt einzuspeisen. Die wesentlichen publizierten Zukunftsszenarien für Deutschland weisen Wärmeverteilnetzen eine bedeutende Rolle zu.^{6,7,8,9} Insbesondere im urbanen Raum gewinnt der Ausbau der Netzinfrastruktur für die Wärmeversorgung an Bedeutung. Unter dem Gesichtspunkt des Klimaschutzes muss die eingespeiste Wärme defossilisiert werden und im Wesentlichen auf erneuerbaren Energien wie Geothermie und Solarthermie, der Umwandlung von Strom aus erneuerbaren Energien in Wärme oder der Verbrennung von Biomasse beruhen.

Die Nutzung geothermischer Energie entspricht in vielfältiger Weise den grundlegenden Anforderungen an eine zukunftsfähige emissionsfreie Wärmeversorgung:

- Geothermie ist eine heimische Energieform und erhöht damit die Versorgungssicherheit.

1 | Treibhausgase dürfen dann nur noch in dem Maß emittiert werden, wie sie gleichzeitig wieder gebunden werden.

2 | Vgl. UBA 2024.

3 | Vgl. dena 2021.

4 | Vgl. Agemar et al. 2018.

5 | Vgl. Sandrock et al. 2020.

6 | Vgl. BCG 2021.

7 | Vgl. dena 2021.

8 | Vgl. agora Energiewende 2021.

9 | Vgl. Luderer et al. 2021.

- Sie ist praktisch überall in Deutschland verfügbar und erschließbar.
- Geothermie steht unabhängig von Tages- und Jahresverlauf und bei jedem Wetter zur Verfügung.
- Der vergleichsweise geringe Platzbedarf auch größerer geothermischer Anlagen sowie der emissionsarme Betrieb erlauben eine Installation im urbanen Raum in unmittelbarer Nähe des Abnehmers.
- Die Technologie der Gewinnung, Verteilung und Speicherung von Erdwärme ist vorhanden und hat sich bei fachgerechter Anwendung als sicher und umweltverträglich bewährt.

Dennoch wird die Geothermie bisher noch wenig genutzt und spielt in der heutigen Wärmeversorgung sowie in vielen Zukunftsszenarien eine nur marginale Rolle.^{10,11,12,13} Das hat im Wesentlichen zwei Gründe:

Ein Grund für die zögerliche flächendeckende Nutzung der Erdwärme ist die Wirtschaftlichkeit. Bisher orientierten sich Wärmepreise an den relativ niedrigen Weltmarktpreisen für fossile Energieträger, besonders am Gas aus Russland. Durch die weltpolitisch bedingten Versorgungsengpässe und den Preisanstieg bei den fossilen Energieträgern gepaart mit dem zunehmenden Bewusstsein der Klimaproblematik ergeben sich hier völlig neue Entscheidungsoptionen.

Ein weiterer Grund für den bisher relativ geringen Einsatz der Geothermie liegt im vagen Kenntnisstand der Öffentlichkeit. Die Berichterstattung in den Medien ist zudem häufig kritisch: Die Nutzung geothermischer Energie erfordert Eingriffe in den geologischen Untergrund, und insbesondere Tiefbohrungen werden als bedrohlich empfunden, da sie in seltenen Fällen zur Auslösung sehr kleiner Erschütterungen geführt haben. Diese Ereignisse sind mit den menschlichen Sinnen in der Regel nicht wahrnehmbar oder erreichen in Extremfällen das Ausmaß von Erschütterungen, die der Vorbeifahrt schwerer Lastwagen oder der Aushebung von Baugruben ähneln. Bei der Vorbereitung größerer geothermischer Projekte ist deshalb eine umfassende Öffentlichkeitsinformation und Bürgerbeteiligung erforderlich.

Zusätzlich zu der stark ausbaufähigen Option der direkten Gewinnung von Wärme aus der Tiefe bietet die Geothermie vielfältige weitere Möglichkeiten: Geothermische Speicher – sowohl oberflächennah als auch in der Tiefe – können Wärme aus allen

denkbaren Quellen wie erneuerbaren Energien, Abwärme oder Kühlprozessen speichern und zeitversetzt zur Verfügung stellen. Geothermische Nutzungssysteme sind vielseitig und lassen sich an einem Standort auch in verschiedenen Tiefen, also quasi stockwerksförmig „übereinander“ realisieren; ihre Nutzung kann unterschiedlichen Anforderungen angepasst werden.

Neben der Deckung des Wärmebedarfs können geothermische Technologien auch zur Kälteversorgung und zur Kältespeicherung genutzt werden. Gebäudeklimatisierung wird in Deutschland aufgrund der zu erwartenden Klimaerwärmung künftig an Bedeutung gewinnen.

Dabei steht die Geothermie nicht in Konkurrenz zu anderen Energieformen. Wärmeverteilsysteme bieten gute Voraussetzungen, die vor Ort jeweils besten Lösungen optimal zu verknüpfen. Das schließt die Kombination von direkter Wärmegewinnung und -verteilung über Wärmenetze mit der Nutzung von Abwärme, Solarthermie, Power-to-Heat, Großwärmepumpen und Wärmespeichern ein. Dort, wo Wärmenetze die Kundschaft nicht erreichen, sind erdgekoppelte Wärmepumpen und Pelletheizungen sowie der Einsatz zukünftig verfügbarer synthetischer Brennstoffe auf Basis von erneuerbaren Energien denkbar.

Deutschland verfügt in Forschung und Anwendung über weitreichende wissenschaftlich-technologische Kenntnisse und Erfahrungen zum Einsatz geothermischer Technologien. Ein entsprechender Ausbau der Wärmeversorgung kann zudem zur Wertschöpfung beitragen und beschleunigt werden, da nicht erst auf weitere technologische Entwicklungen gewartet werden muss. Dies gilt sowohl im Hinblick auf oberflächennahe Systeme für Einzelobjekte als auch hinsichtlich der hydrothermalen Geothermie zur Wärmeversorgung von städtischen Quartieren aus dem tieferen Untergrund.

Diese acatech STUDIE nimmt die Geothermie zur Wärmeversorgung in urbanen Räumen, ihre Voraussetzungen und Möglichkeiten in den Blick, aber auch die damit verbundenen Herausforderungen sowie die in der Öffentlichkeit ihr gegenüber bestehenden Vorbehalte. Sie informiert – aus technologisch-wissenschaftlicher Sicht – über die Geothermie, ihre Grundlagen sowie technischen Entwicklungen und verfolgt die Absicht, sie als heimische, nachhaltige Energiequelle stärker ins Bewusstsein zu rücken.

10 | Vgl. BCG 2021.

11 | Vgl. dena 2021.

12 | Vgl. agora Energiewende 2021.

13 | Vgl. Luderer et al. 2021.

Die Energiequelle für die geothermische Energie liegt direkt unter uns, im Untergrund. Deshalb vermittelt Kapitel 2 zunächst die notwendigen Kenntnisse über die Geologie, die Gesteine sowie die chemischen, physikalischen und hydraulischen Eigenschaften der Erdkruste. Die Erschließung dieser Energiequelle mittels unterschiedlicher geothermischer Nutzungsoptionen und Technologien wird anschließend in Kapitel 3 diskutiert. Die bisherigen Erfahrungen bei der Umsetzung geothermischer Projekte bilden die Grundlage für die in Kapitel 4 behandelten Potenziale der Geothermie einschließlich ihrer Einsatzmöglichkeiten zur Defossilisierung der Wärmeversorgung und ihrer Fähigkeit, mittels geothermischer Speicher wichtige Beiträge zur Sektorkopplung zu leisten. Damit zusammenhängende wirtschaftliche Aspekte sowie Akzeptanzfragen werden in Kapitel 5 beleuchtet.

Geothermie ist heute in einigen Regionen fester Bestandteil der Planungen. So haben die Stadtwerke München ihr Ziel bereits teilweise umgesetzt, bis zum Jahr 2040 die erste Großstadt Deutschlands zu werden, deren Fernwärme vollständig aus erneuerbaren Energien stammt – in erster Linie aus Geothermie. Deutschlandweit sind inzwischen zahlreiche Geothermieanlagen in Betrieb oder in Planung. Nationale und internationale Beispiele für die Nutzung von Geothermie in Ballungsräumen werden in Kapitel 6 beschrieben.

Fazit und Empfehlungen in Kapitel 7 zeigen politische Handlungsfelder auf, die für einen systemdienlichen Beitrag der Geothermie zur Energiewende von wesentlicher Bedeutung sind.

2 Der geologische Untergrund als Energiequelle

Der Begriff Geothermie beinhaltet sowohl die wissenschaftliche Beschäftigung mit der in der Erde vorhandenen thermischen Energie als auch deren ingenieurtechnische Erschließung und wirtschaftliche Nutzung. In Deutschland ist Geothermie rechtlich als „bergfreier“ Bodenschatz eingestuft, das heißt: Aufsuchung und Nutzung der Georesource Erdwärme sind durch das Bundesberggesetz geregelt. Neben dem Bergrecht sind die Vorgaben des Wasserhaushaltsgesetzes des Bundes sowie die Wassergesetze der Länder zu beachten.

In Regionen mit einer durch anhaltende vulkanische Aktivitäten besonders aufgeheizten Erdkruste hat die Nutzung der Geothermie eine lange Tradition, so etwa auf Island oder in der Toscana. Auch wenn in Deutschland diese idealen Voraussetzungen nicht gegeben sind, erlauben die Temperaturen in der oberen Erdkruste dennoch eine wirtschaftlich vielfältige Nutzung. Die Temperatur nimmt mit der Tiefe durchschnittlich um 32 Grad Celsius pro Kilometer zu, zugleich steigt der Aufwand für die Nutzung der Wärme mit der Tiefe. Als Grenze der Nutzung der Geothermie werden in Deutschland derzeit Tiefen von etwa 5 Kilometern (circa 150 Grad Celsius), unter günstigen Bedingungen in Zukunft vielleicht sogar von 7 Kilometern angesehen.

Dieser Untergrundbereich, auch als „geothermischer Wirtschaftsraum“ bezeichnet, ist hinsichtlich seines strukturellen Aufbaus und seines Gesteinsbestands (Lithologie) sowie seiner physikalischen, chemischen und hydrogeologischen Eigenschaften durch eine Fülle von geowissenschaftlichen Untersuchungen, eine Vielzahl von Explorations- und Forschungsbohrungen, zahlreiche geophysikalische Messkampagnen und in einigen Regionen auch durch einen intensiven (ehemaligen) Bergbau insgesamt recht gut bekannt. So verfügt beispielsweise das Bundesland Brandenburg über eine umfangreiche geowissenschaftliche Datenbank, die auf den Befunden von über 170.000 Bohrungen (davon 10 mit einer Tiefe von über 5.000 Metern), der Analyse von etwa 160.000 Meter Bohrkernmaterial (das für Untersuchungen noch verfügbar ist) sowie der Auswertung eines fast flächendeckenden Netzes von reflexionsseismischen Tiefensondierungen basiert. Auf der Basis solcher Kenntnisse wurden 2D- oder 3D-Modelle des geologischen Untergrunds erstellt.

Um die unterschiedlichen Voraussetzungen für die geothermische Nutzung des geologischen Untergrunds in Deutschland zu verstehen, ist ein kleiner Exkurs in die Geologie hilfreich. Von zentraler Bedeutung für die hydrothermale Geothermie sind die Sedimentbecken mit ihren wasserführenden Gesteinsschichten (Aquiferen). Erläuterungen zu den Themenbereichen Grundwasser, Seismizität und Temperaturfeld vervollständigen das Kapitel.

2.1 Strukturbau und Gesteinsbestand der oberen Erdkruste

Vereinfacht kann man den oberen Bereich der Erdkruste Deutschlands in das Grundgebirge und das **Deckgebirge** untergliedern. Das Grundgebirge unterscheidet sich vom Deckgebirge durch sein höheres geologisches Alter (älter als 540 bis 270 Millionen Jahre) sowie durch eine Deformation und Umkristallisation (Metamorphose) seiner Gesteine. Diese Deformation und Metamorphose erfolgte im Verlauf der sogenannten variszischen Gebirgsbildung vor etwa 380 bis 290 Millionen Jahren im Erdzeitalter Devon und Karbon und fand in Erdtiefen von mehr als 30 bis weniger als 10 Kilometern statt. Danach gelangten diese Gesteine durch Hebung und Abtragung an die Erdoberfläche. Die Gesteine wurden dort vor etwa 270 Millionen Jahren von den Ablagerungen des Deckgebirges überzogen. Heute befindet sich das Grundgebirge in vielen Mittelgebirgsregionen in Form von später tektonisch herausgehobenen Bruchschollen an der Erdoberfläche (hell- und dunkelrot in Abbildung 1), da deren ehemalige Deckschichten zum Teil bereits wieder abgetragen wurden.

Die ältesten Gesteine (Gneise und Amphibolite, dunkelrot in Abbildung 1) bilden zusammen mit Graniten der Karbonzeit das an der Erdoberfläche anstehende Grundgebirge im Erzgebirge, im Bayerischen und im Oberpfälzer Wald sowie im Schwarzwald und in Teilen des Odenwalds. Dieser Grundgebirgstyp, der allgemein als „Kristallin“ bezeichnet wird, unterlagert im gesamten süddeutschen Raum das Deckgebirge.

Geringer metamorph, meist verfaltet und bruchhaft deformiert sind die Schiefer, Quarzite und Karbonatgesteine, die charakteristisch für das „paläozoische“ Grundgebirge im mittleren Teil Deutschlands sind. Dieser Grundgebirgstyp (hellrot in Abbildung 1) ist zum Beispiel im Fränkisch-Sächsischen Schiefergebirge, im Harz sowie im Rheinischen Schiefergebirge an der Erdoberfläche freigelegt.

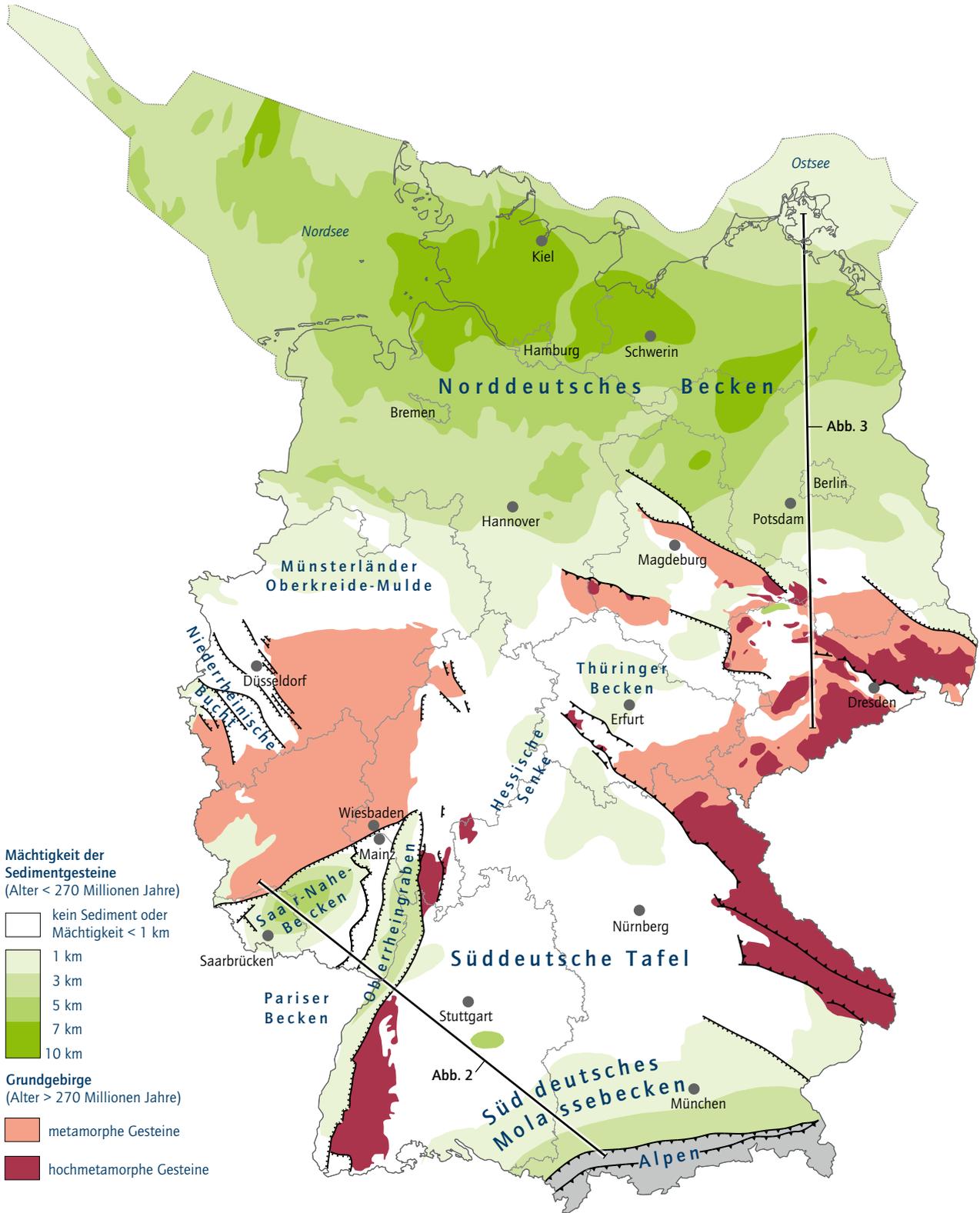


Abbildung 1: Geologisch-tektonische Übersichtskarte Deutschlands, Details siehe Text (Quelle: eigene Darstellung nach Müller et al. 2016)



direkt am Alpennordrand. Der Untergrund dieses Beckens besteht aus Sedimentgesteinen der Trias- und Jurazeit, die als Deckgebirge auf dem kristallinen mitteleuropäischen Grundgebirge liegen.

Die dritte bedeutende Großstruktur ist der Oberrheingraben, der sich etwa zeitgleich mit dem Molassebecken im Zuge der Bildung der Alpen entwickelte. Er erstreckt sich von Basel aus etwa 300 Kilometer weit in Nordnordost-Richtung bis in den Frankfurter Raum, ist 35 bis 40 Kilometer breit und wird beidseitig von tektonisch herausgehobenen Grundgebirgsblöcken (zum Beispiel Schwarzwald/Vogesen im Süden) begrenzt. Die beiden Grabenrandbereiche umfassen die großen, steil einfallenden geologischen Verwerfungen (Bruchflächen), an denen ein staffelförmiger Abbruch des kristallinen Grundgebirges mit den auflagernden Trias- und Juradeckschichten unter Ausbildung eines Schollenmosaiks erfolgte (Abbildung 3 oben). Die während der

Grabenbildung abgelagerten tertiären Sedimente (Abbildung 3 oben in Gelb) erreichen ihre größten Mächtigkeiten (bis über drei Kilometer) im Südteil des Grabens sowie im Raum Mannheim/Heidelberg. Die Sande, Tone, Mergel und Kalke des Tertiärs werden von Lockersedimenten (Kies, Sand, Löss) des Quartärs überlagert. Die tektonischen Bewegungsvorgänge sind bis heute nicht zur Ruhe gekommen, was sich in einer anhaltenden natürlichen seismischen Aktivität widerspiegelt.

Etwas jünger als der Oberrheingraben ist die **Niederrheinische Bucht**, ein großes Senkungsgebiet, das sich von Bonn, am Rand des Rheinischen Schiefergebirges, in Nordwestrichtung verbreitend bis in die Niederlande erstreckt. Die tertiären Gesteinsablagerungen erreichen Mächtigkeiten von bis zu 1,4 Kilometern und werden von paläozoischem Grundgebirge unterlagert.

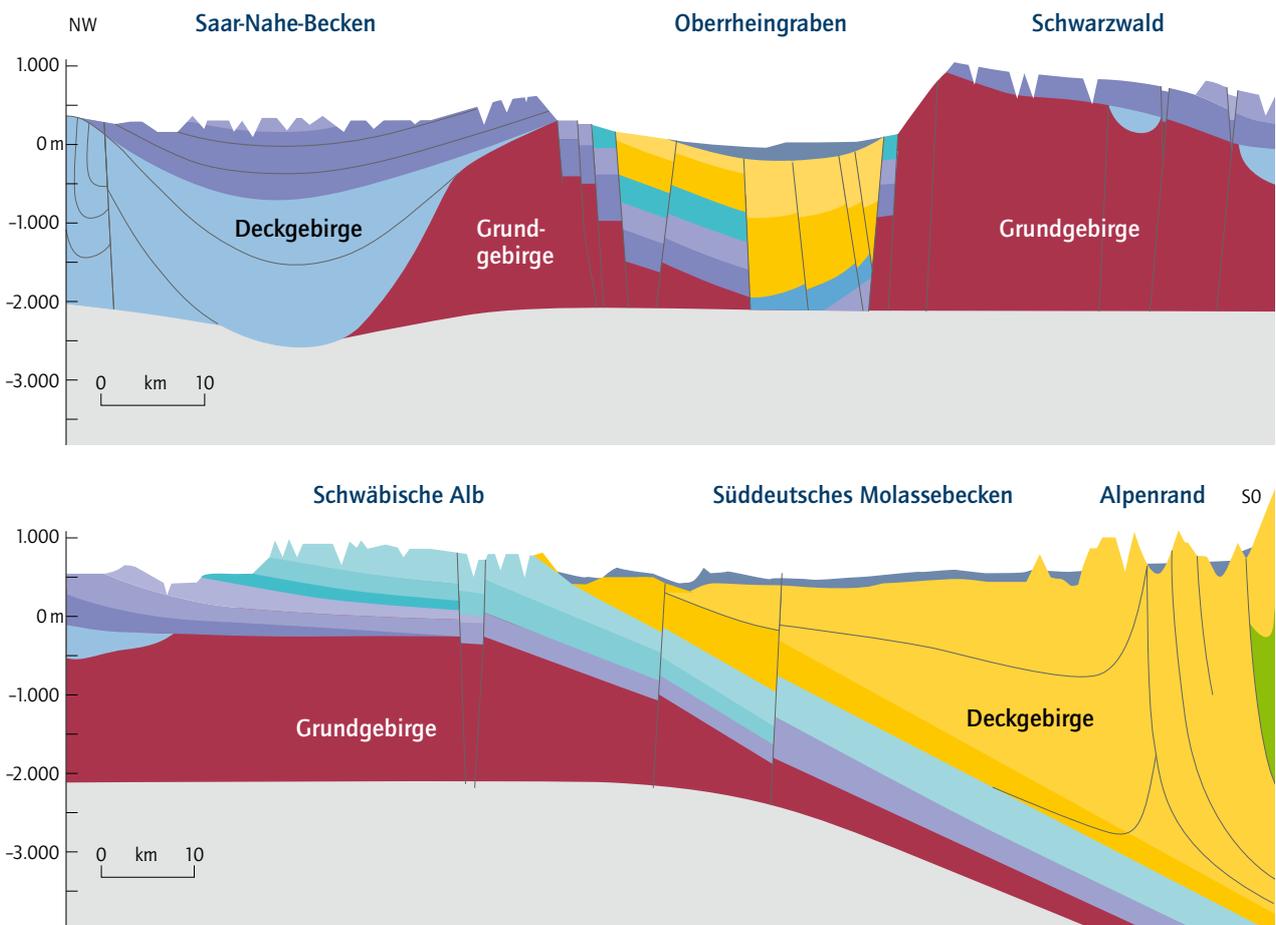


Abbildung 3: Zweigeteilter geologischer Nordwest-Südost-Schnitt vom Saarland bis an den Alpennordrand (Quelle: eigene Darstellung nach Hüttner/Schreiner 1989)

Weitere Beckenstrukturen, deren geothermisches Potenzial noch näher untersucht werden muss, sind das Saar-Nahe-Becken, die Hessische Senke, das Thüringer Becken und, als aktuell stärker in den Blickpunkt gelangtes Becken, die Münsterländer Oberkreidemulde, deren geologischer Aufbau in Abbildung 5 dargestellt ist.

2.3 Tektonisches Spannungsfeld, Bruchzonen und Seismizität

Die obere kontinentale Erdkruste verhält sich spröde, das heißt, sie reagiert bruchhaft auf mechanische Beanspruchung. Die mechanischen (tektonischen) Spannungen resultieren aus der Auflast des überlagernden „Gesteinspakets“ einerseits und den horizontal wirkenden plattentektonischen Kräften andererseits. Die Richtung der größten horizontalen Spannung ist heute in weiten Teilen Deutschlands von Südosten nach Nordwesten orientiert. Im Verlauf der Erdgeschichte hat sich diese Orientierung mehrfach geändert, was sich in der Art der Verwerfungen und ihrem Verlauf widerspiegelt (siehe Abbildung 1).

Die tektonischen Spannungen sind für die natürliche Seismizität in der oberen Erdkruste verantwortlich. Überschreiten die auf das Gestein wirkenden Kräfte die Festigkeit von intakten Gesteinen oder die Festigkeit an bereits vorhandenen Schwäche-zonen, kommt es zu Bruch- oder Verschiebungsvorgängen. Diese machen sich durch seismische Ereignisse (Erdbeben) bemerkbar. Natürliche Seismizität entspringt der langsamen Änderung des Spannungszustands durch die tektonischen Bewegungen. Bei durch die Tätigkeit des Menschen verursachten Änderungen des Spannungszustands spricht man hingegen von induzierter Seismizität.

Der Großteil der natürlichen Erdbeben findet in Deutschland in Erdtiefen von weniger als 15 Kilometern statt. Das stärkste aus historischer Zeit bekannte Beben mit einer Magnitude von 6,5 ereignete sich 1356 am Südennde des Oberrheingraben bei Basel in der Schweiz. In Deutschland zeichnet sich der Südwesten mit dem Südschwarzwald und dem Südteil des Oberrheingraben durch eine erhöhte natürliche seismische Aktivität aus (Abbildung 4). Diese setzt sich über Karlsruhe, den Frankfurter Raum und die Niederrheinische Bucht bis in die Niederlande fort. Weitere

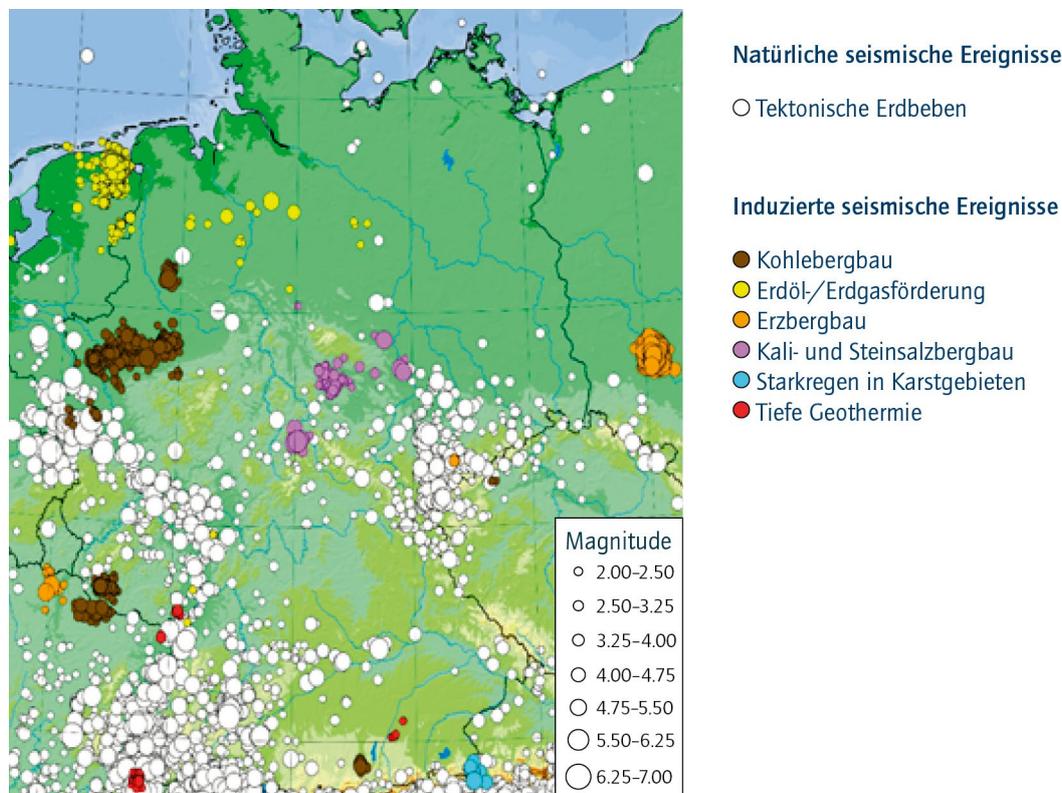


Abbildung 4: Natürliche und induzierte seismische Ereignisse nach der Momenten-Magnituden-Skala (Mw) in Deutschland im Zeitraum der Jahre 1000 bis 2017 (Quelle: Grünthal et al. 2018)



Regionen mit natürlicher Seismizität sind die Schwäbische Alb und das Vogtland. Sporadisch auftretende, schwache natürliche seismische Ereignisse in Teilen Norddeutschlands lassen sich auf aktuelle Salztektonik zurückführen.

Induzierte Seismizität wird in Deutschland vor allem im Zusammenhang mit dem Bergbau (Salz-, Kohle- und Erzbergbau) sowie der Erdöl- und Erdgasförderung beobachtet, wobei bislang die Magnituden nicht über 5 hinausgingen. Bei der Nutzung der tiefen Geothermie sind nur vereinzelt seismische Ereignisse registriert worden, meist in Verbindung mit Projekten der petrothermalen Geothermie (siehe Kapitel 3.1 Tiefe Geothermie). Deren Magnituden lagen überwiegend im untersten Bereich der Magnitudenskala, was auch für die beiden in der Öffentlichkeit intensiv wahrgenommenen Ereignisse in Basel 2006 und Landau 2009 mit einer Magnitude von 3,4 beziehungsweise 2,4 gilt. In Projekten der hydrothermalen Geothermie lassen sich schädigende induzierte seismische Ereignisse heute durch Einsatz von Monitoringsystemen ausschließen (siehe Kapitel 5.5).

2.4 Grundwasser/Trinkwasser und Aquifere

Bei der Projektierung von geothermischen Anlagen wird in der Öffentlichkeit immer wieder die Sorge laut, dass das Grundwasser Schaden nehmen könnte. Dabei wird in der Diskussion der Begriff Grundwasser häufig mit Trinkwasser gleichgesetzt. Tatsächlich ist das Grundwasser jedoch in der Regel bereits ab Tiefen von wenigen Hundert Metern wegen teilweise hoher Salzgehalte und erhöhter Konzentrationen an Spurenstoffen für die Nutzung als Trinkwasser absolut ungeeignet. Aus naturwissenschaftlich-technischer Sicht erscheint es deshalb erforderlich, in der Begrifflichkeit zwischen oberflächennahen Grundwasservorkommen zur potenziellen Trinkwassergewinnung oder Brauchwassernutzung, Heilwässern für medizinische und therapeutische Zwecke sowie Tiefenwässern ohne unmittelbares Nutzungspotenzial zu unterscheiden.

Die DIN-Norm 4049 definiert Grundwasser als „unterirdisches Wasser, das die Hohlräume der Erdkruste zusammenhängend ausfüllt und dessen Bewegung ausschließlich oder, nahezu ausschließlich, von der Schwerkraft und den durch die Bewegung selbst ausgelösten Reibungskräften bestimmt wird“. Diese „Hohlräume“ sind je nach Gesteinsbeschaffenheit des Untergrunds zusammenhängende Poren (zum Beispiel zwischen den Körnern in Sandsteinen), Klüfte und Kluftsysteme (zum Beispiel

in dichten Sedimentgesteinen und im Grundgebirge) oder durch chemische Lösungsvorgänge erzeugte karstartige Hohlräume (insbesondere in Karbonatgesteinen). Dementsprechend lassen sich Poren-, Kluft- und Karstgrundwasserleiter unterscheiden. Abfolgen von wasserführendem Sedimentgestein werden generell als Aquifere bezeichnet, selbst wenn der Grundwassertransport infolge niedriger Durchlässigkeiten nur über geologische Zeiträume effektiv ist.

Wie das Kontinentale Tiefbohrprogramm der Bundesrepublik Deutschland (KTB) in der Oberpfalz¹⁴ gezeigt hat, kommen selbst in „dichten“ Gesteinen des kristallinen Grundgebirges frei bewegliche wässrige Lösungen (Fluide) bis in große Tiefen vor. Diese Wässer sind unregelmäßig verteilt und weisen eine systematische Veränderung ihrer Zusammensetzung mit der Tiefe auf – von Grundwasser in Trinkwasserqualität in den obersten 300 bis 400 Metern über Wässer mit zunehmender Salinität bis hin zu hochkonzentrierten Laugen mit einem Salzgehalt von über 30 Prozent in 9 Kilometer Tiefe, wie das KTB gezeigt hat. Alle vorliegenden Daten lassen darauf schließen, dass diese Wässer einem großräumigen, tiefeichenden und weit verzweigten Fluidsystem angehören. Sie erfüllen damit die Kriterien von Grundwasser.

Die natürliche Zusammensetzung der Grundwässer variiert beträchtlich. Sie hängt von der stofflichen Beschaffenheit der Aquifergesteine ab, von den herrschenden Temperaturen und Drücken, also von der Tiefe, sowie von der Verweilzeit im Untergrund. Tiefenwässer sind häufig stark mineralisiert und können hohe Konzentrationen an gelösten Gasen enthalten. Aufgrund der mit der Tiefe steigenden Salinität der Grundwässer steigt auch ihre Dichte systematisch an.

Insbesondere in schichtartig aufgebauten Abfolgen von Sedimentgesteinen kann es zu einer „Stockwerksgliederung“ des Grundwassers kommen. Dies ist der Fall, wenn die Aquifere nach oben und unten jeweils von Gesteinen mit einer sehr geringen hydraulischen Durchlässigkeit („Wasserstauern“) begrenzt werden. Ein prominentes Beispiel für eine derartige Stockwerksgliederung mit einem oberflächennahen und einem tiefen Aquifer bietet die Münsterländer Oberkreidemulde. Diese geologische Großstruktur (Abbildung 5) besteht aus geschichteten Sedimentgesteinen der oberen Kreide, die ungleichmäßig auf einem Grundgebirge aus gefalteten Karbonsedimenten abgelagert wurden und ihrerseits von jungen Lockersedimenten bedeckt werden. Undurchlässige Tonmergelsteine trennen einen Süßwasser führenden Porengrundwasserleiter in oberflächennahen Kreidesandsteinen von einem salinaren Karstgrundwasserleiter an der Basis des Deckgebirges und möglicherweise weiteren Aquiferen im Grundgebirge.

14 | Vgl. Emmermann et al. 1997.

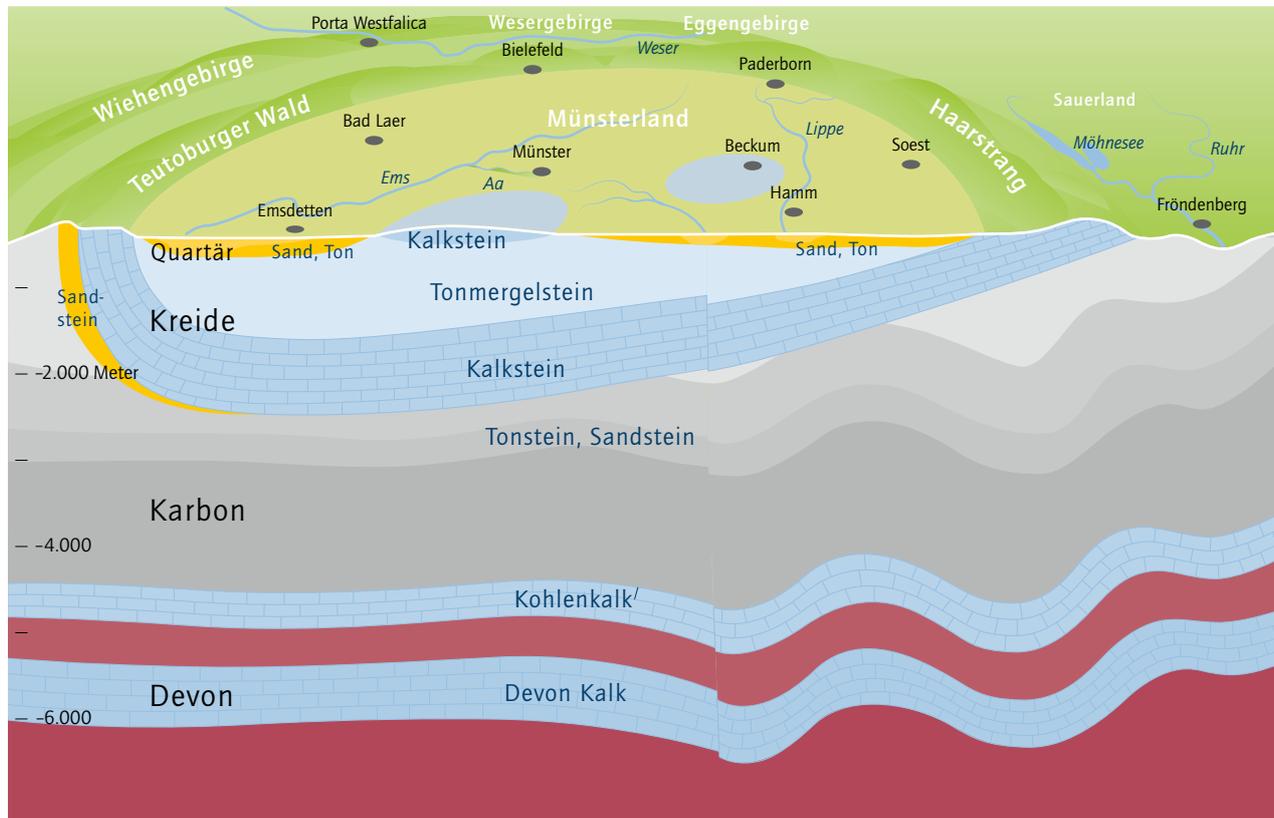


Abbildung 5: Grundwasser-Stockwerksgliederung in der Münsterländer Oberkreidemulde in einem Nord-Süd-Schnitt (Quelle: eigene Darstellung nach Geologischer Dienst NRW 2021)

2.5 Das Temperaturfeld

Die Temperaturen im Untergrund werden maßgeblich vom sogenannten terrestrischen Wärmestrom geprägt. Dieser setzt sich zusammen aus einem „basalen“ Anteil, der aus dem Erdmantel stammt und „Restwärme“ aus dem Entstehungsprozess der Erde enthält, sowie einem größeren Anteil von bis zu siebzig Prozent, der auf den radioaktiven Zerfall von Uran-, Thorium- und Kaliumisotopen in den Mineralen der Krustengesteine zurückzuführen ist. Besonders viel Wärme wird auf diese Weise in den Graniten produziert. Die Wärmestromdichte an der Erdoberfläche variiert in Deutschland meist zwischen 50 und 100 Milliwatt pro Quadratmeter und liegt durchschnittlich bei etwas über 70 Milliwatt pro Quadratmeter.

Generell steigt die Temperatur mit der Tiefe an, wobei diese Temperaturzunahme als geothermischer Gradient bezeichnet wird. Verschiedene Einflussfaktoren sind dafür verantwortlich, dass die Temperaturverteilung vertikal und lateral erheblich variieren kann. Dazu gehören regionale Unterschiede im basalen

Wärmestrom, Unterschiede in der mineralischen Zusammensetzung der Gesteine und damit in der Wärmeproduktionsrate und in den Wärmeleitfähigkeiten sowie die natürlichen Bewegungen des Grundwassers. Auch Salzstöcke, wie sie in großer Zahl im Norddeutschen Becken vorkommen, können das Temperaturfeld signifikant beeinflussen. Da Salz im Vergleich zu Ton-, Kalk- und Sandsteinen eine relativ hohe Wärmeleitfähigkeit besitzt, findet man am Kopf eines Salzstocks häufig deutlich erhöhte und am Fuß deutlich abgesenkte Temperaturen („Kamineffekt“).

Nur in den obersten Metern der Erdkruste wird das terrestrische Temperaturfeld „von außen“ beeinflusst. Dies geschieht direkt über die Sonneneinstrahlung, indirekt durch versickerndes Regenwasser sowie über den Wärmeaustausch mit der Luft. Diese klimatisch bedingten, von den Jahreszeiten abhängigen oberflächennahen Temperaturschwankungen nehmen schnell mit der Tiefe ab, sodass in Deutschland bereits in etwa 20 Meter Tiefe ein Gleichgewichtszustand zwischen „Außen“- und „Innen“-Temperatur von 8 bis 12 Grad Celsius herrscht.



Die Untergrundtemperaturen in Deutschland sind bis in Tiefen von über fünf Kilometern mess- und modelltechnisch erfasst (Abbildung 6).¹⁵ Aus den vorhandenen Messdaten ergibt sich für die obere Erdkruste in Deutschland ein durchschnittlicher geothermischer Gradient von 32 Grad Celsius pro Kilometer, der

regional allerdings erheblich variieren kann. Den niedrigsten Gradienten mit circa 20 Grad Celsius pro Kilometer findet man am Alpennordrand in Bayern, den höchsten mit lokal über 100 Grad Celsius pro Kilometer an einigen Stellen im Oberrheingraben.

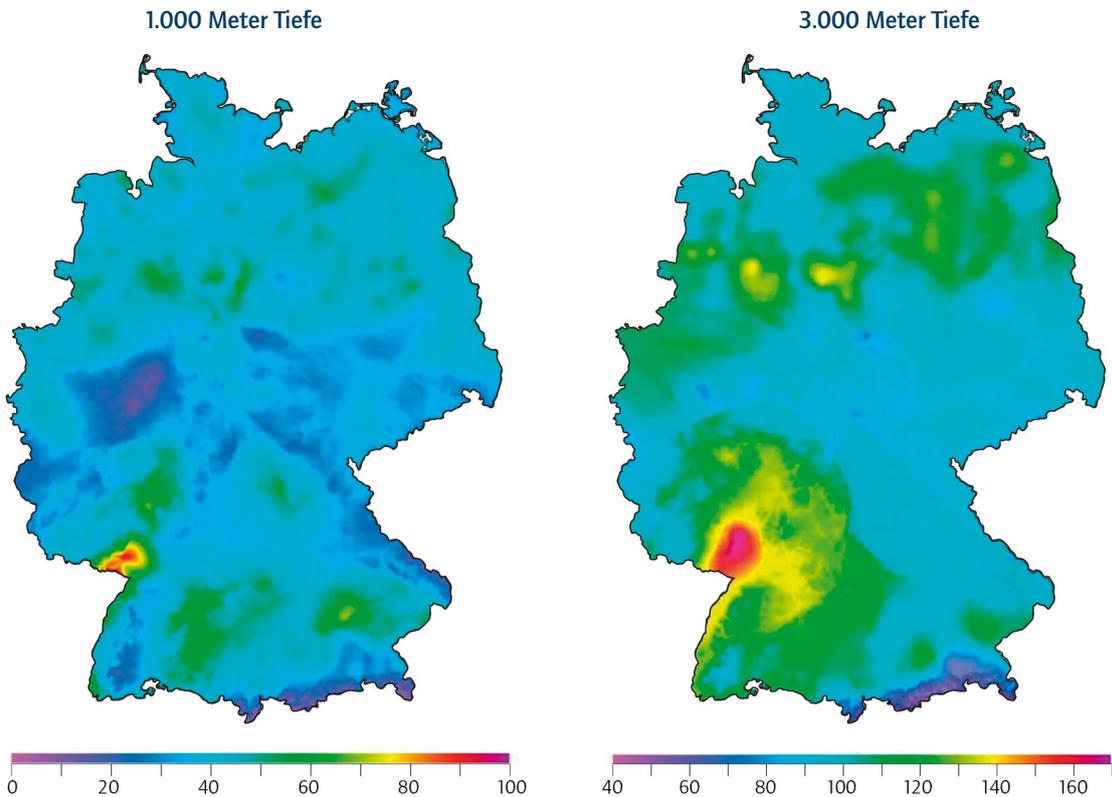


Abbildung 6: Temperaturverteilung in Deutschland in 1.000 Meter Tiefe (links) und in 3.000 Meter Tiefe (rechts). Die Farbskala in Grad Celsius ist für beide Karten unterschiedlich (Quelle: Agemar et al. 2012).

15 | Vgl. Agemar et al. 2012.

3 Geothermische Systeme und Schlüsseltechnologien

3.1 Nutzungsvarianten der Geothermie

Geothermische Systeme sind Kombinationen von Technologien, mit deren Hilfe die verschiedenartigen Nutzungsoptionen der Erdwärme realisiert werden können. Sie unterscheiden sich danach, in welchem Temperatur- und Tiefenbereich sie zum Einsatz kommen und wie die Gesteine beschaffen sind.

Grundsätzlich wird zwischen geschlossenen und offenen Nutzungssystemen unterschieden. Entweder wird das Wärmeträgermedium in einem geschlossenen Rohrleitungssystem durch den Untergrund geführt, oder es zirkuliert offen im geothermischen Reservoir. Offene

Systeme bedürfen in den meisten Fällen einer Entnahmebohrung und einer Reinjektionsbohrung (Dublette). Bei großskaligen Systemen sind inzwischen drei oder mehr Bohrungen in Gebrauch.

Mithilfe einer Förder- und einer Injektionsbohrung wird ein nach über Tage geschlossener Kreislauf zwischen dem Grundwasserreservoir und einem Heizwerk an der Erdoberfläche hergestellt (Abbildung 7 rechts). In der Heizzentrale wird dem Wasser über einen Wärmetauscher die Wärme entzogen und das abgekühlte Wasser in das Reservoir zurückgeführt. Dieser Kreislauf kann für die Speicherung von an der Oberfläche erzeugter Wärme, beispielsweise aus der Gebäudekühlung, auch umgekehrt werden, sodass das geothermische Reservoir zum Wärmespeicher wird. Grundlage für diese Technologien ist bewährte Tiefbohrtechnik. Bohrtiefen von 5.000 bis 6.000 Metern sind heute routinemäßig erreichbar.

Abbildung 7 gibt einen Überblick über die wichtigsten geothermischen Nutzungssysteme und zeigt die Untergliederung des geothermischen Wirtschaftsraums in die drei Bereiche oberflächennahe, mitteltiefe und tiefe Geothermie.

Schlüsseltechnologien

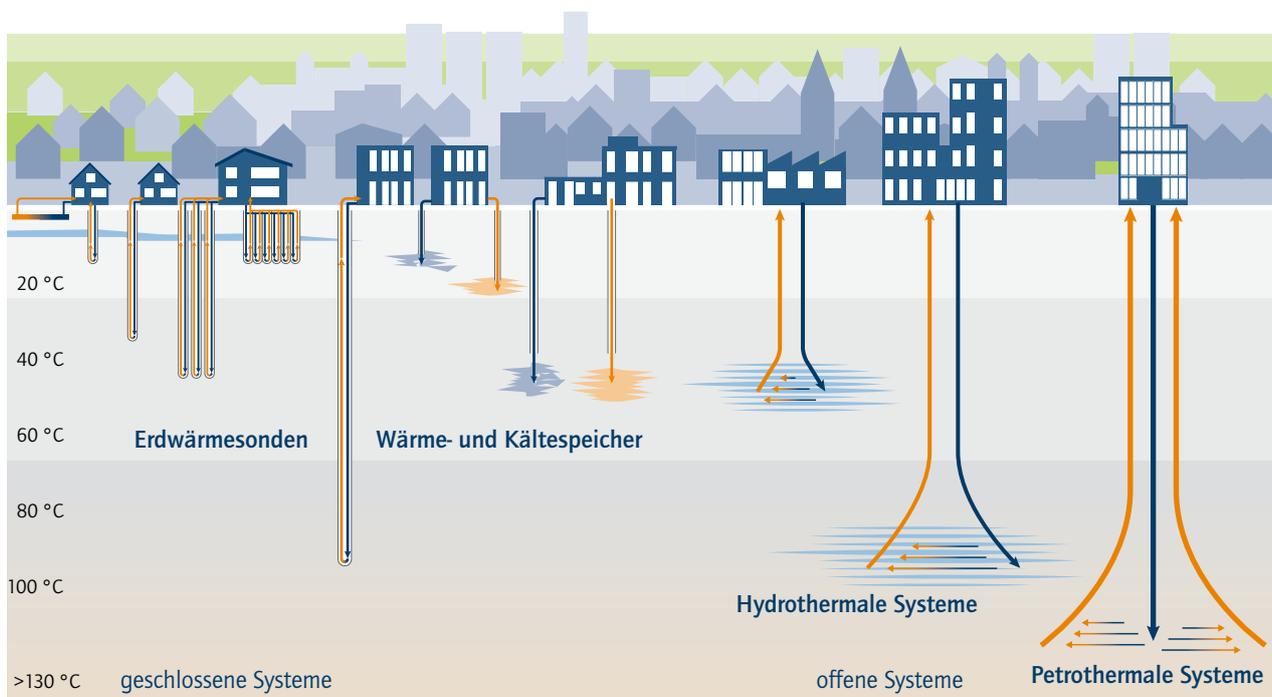


Abbildung 7: Die wichtigsten Systeme zur Nutzung des geothermischen Wirtschaftsraums in der oberflächennahen Geothermie bis circa 20 Grad Celsius, der mitteltiefen Geothermie bis circa 60 Grad Celsius und der tiefen Geothermie (Quelle: eigene Darstellung nach GFZ-Potsdam 2023).



3.1.1 Oberflächennahe Geothermie

In der oberflächennahen Geothermie stammt die Wärme aus Tiefen von bis zu circa 400 Metern.¹⁶ Da die Temperatur dort meist unter 20 Grad Celsius liegt, ist der Einsatz von Wärmepumpen erforderlich, um die Wärme zu nutzen.

Oberflächennahe Geothermie wird dezentral eingesetzt und heizt oder kühlt Einzelgebäude, Gebäudekomplexe oder Infrastruktureinrichtungen. Hierzu kommen größtenteils geschlossene Systeme wie Erdwärmesonden, Erdwärmekollektoren oder Energiepfähle zum Einsatz. Wärmepumpen heben die Temperatur auf die gewünschte Vorlauftemperatur der Heizung an. Erdgekoppelte Wärmepumpen benötigen bei fachgerechter Auslegung eine Kilowattstunde Strom, um etwa 4 bis 5 Kilowattstunden Wärme zu erzeugen.¹⁷

Der Beitrag der oberflächennahen Geothermie zur Wärmebereitstellung in Deutschland ist zwar nicht unerheblich, aber bei Weitem noch nicht ausgeschöpft. Die Technik ist ausgereift, marktverfügbar und praxisbewährt. Im Jahr 2021 waren in Deutschland circa 440.000 oberflächennahe Geothermieanlagen mit einer installierten Wärmeleistung von etwa 4.400 Megawatt in Betrieb, die jährlich ungefähr 8.400 Gigawattstunden Wärme pro Jahr produzieren.¹⁸

3.1.2 Mitteltiefe Geothermie

Das Einsatzgebiet der sogenannten mitteltiefen Geothermie beginnt bei 20 Grad Celsius und erstreckt sich bis in den Temperaturbereich von circa 60 Grad Celsius, der unter günstigen geothermischen Bedingungen bereits bis in etwa 1,2 Kilometer Tiefe erreicht werden kann. In diesem mitteltiefen Bereich ist das Grundwasser zum Teil bereits stark versalzen und deshalb nicht für die Trinkwassergewinnung geeignet (siehe Kapitel 2.4).

In der mitteltiefen Geothermie wird die Wärme entweder den Aquiferen entnommen (offene, konvektive Systeme) oder dem Gestein mithilfe von Erdwärmesonden entzogen (geschlossene, konduktive Systeme). Mit dem Bergbau in Deutschland wurden großflächige unterirdische Strukturen geschaffen, die nach Stilllegung durch den Wiederanstieg des Grundwassers aus tief liegenden geologischen Schichten in die ehemaligen Grubengebäude ein hohes geothermisches Potenzial besitzen. Bereits seit Langem kommt die mitteltiefe Geothermie bei der Förderung von

Thermal- und Heilwässern über Bohrungen und deren Nutzung für badeheilkundliche Zwecke sowie für die lokale Beheizung zum Einsatz. Im „Bäderland“ Baden-Württemberg und im bayerischen Bäderdreieck ist diese Nutzung weit verbreitet.

Derzeit werden in Deutschland am häufigsten hydrothermale Systeme zur Nutzung der Wärme von Aquiferen mithilfe von Dubletten genutzt. Die mitteltiefe Geothermie liefert Wärme für das Beheizen von Gebäudekomplexen, Quartieren oder Gewächshäusern. Mittlerweile liefern Großwärmepumpen Temperaturen, die auch ein Einspeisen in herkömmliche Fernwärmenetze mit höheren Vorlauftemperaturen ermöglichen. Im Vergleich zur oberflächennahen Geothermie werden deutlich höhere Leistungszahlen erzielt. So können bei einem Einsatz von einer Kilowattstunde Strom bis über zehn Kilowattstunden Wärme erzeugt werden.

Geschlossene Systeme kommen vor allem in Gebieten zum Einsatz, wo wenig Wasser im Untergrund vorhanden ist oder die konduktive Verfahrensweise benötigt wird, wie dies zum Beispiel bei mitteltiefen Erdwärmesondespeichern der Fall ist. Mitteltiefe Erdwärmesonden liefern aufgrund der höheren Temperaturen bessere Leistungszahlen als bei der oberflächennahen Nutzung. In manchen Fällen entfällt auch der Einsatz einer Wärmepumpe, weil die benötigte Temperatur schon erreicht wird.

Mitteltiefe Erdwärmesonden können theoretisch nahezu überall installiert werden. Ihr Potenzial wird bei Weitem noch nicht ausgeschöpft. Spezielle, günstige Bedingungen bestehen für diese Technologie in stillgelegten Bergwerken, wie beispielsweise seit 1992 in Ehrenfriedersdorf (Sachsen).¹⁹

3.1.3 Tiefe Geothermie

Die tiefe Geothermie erschließt die großen Erdwärmeressourcen mit Temperaturen von über 60 Grad Celsius ab etwa 1,2 Kilometer Tiefe. Diese Temperaturen dienen der Gewinnung von Heizwärme. Bei Temperaturen von mehr als 100 Grad Celsius ist auch die Erzeugung von Strom durch Dampfturbinen möglich. Es werden inzwischen meist Multibohrungen niedergebracht.

In der tiefen Geothermie gibt es prinzipiell zwei Ansätze: die hydrothermale und die petrothermale Nutzung. Erstere nutzt das aus Aquiferen geförderte Tiefenwasser. Petrothermale Systeme hingegen entziehen die in heißen, gering Wasser führenden Tiefengesteinen (Grundgebirge) vorhandene Wärme

16 | Vgl. VDI 2010.

17 | Vgl. Born et al. 2022.

18 | Vgl. ebd.

19 | Vgl. Rottluff 1998.

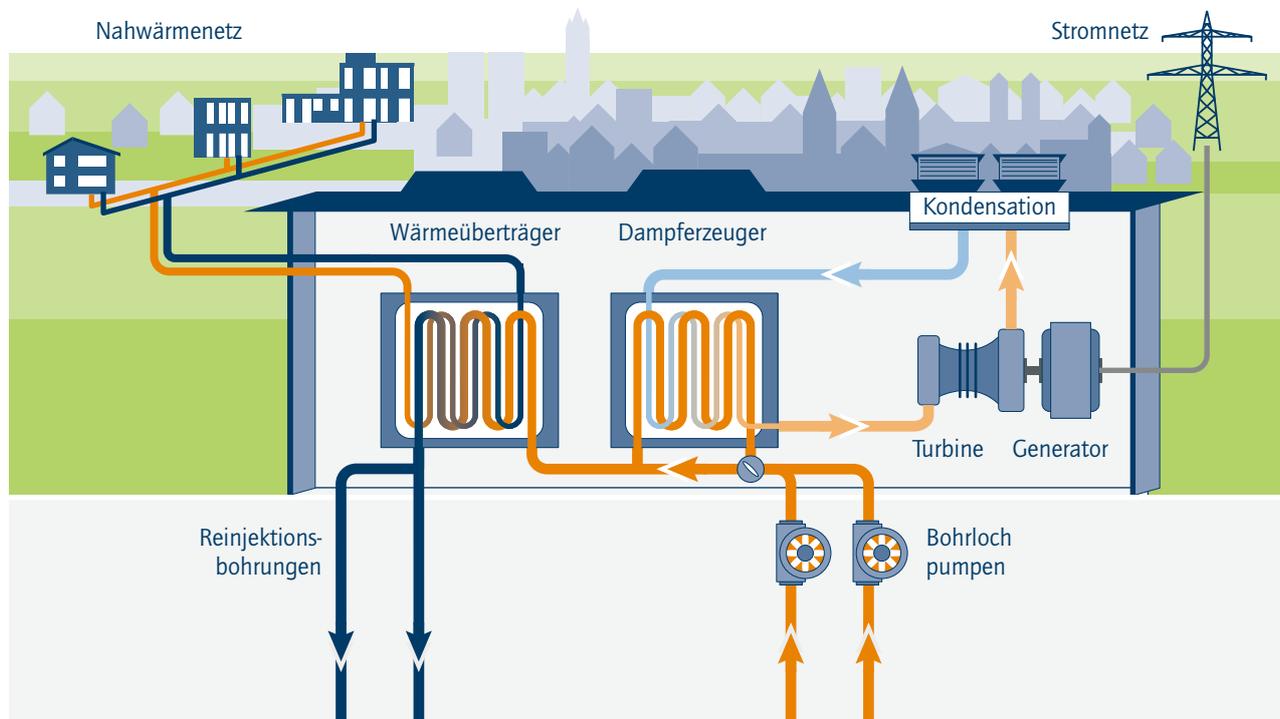


Abbildung 8: Multibohrungen in der tiefen Geothermie mit Heizkraftwerk und nachgeschalteter Fernwärmeversorgung (Quelle: eigene Darstellung nach SWM Service GmbH 2020)

über Wasser, das von der Erdoberfläche aus eingespeist wird. Das heiße Gestein fungiert dabei als unterirdischer Wärmeaustauscher, dessen Wasserdurchlässigkeit jedoch in der Regel zuvor durch hydraulische Maßnahmen verbessert werden muss. Bei Temperaturen von deutlich über 100 Grad Celsius ist eine Stromerzeugung möglich. Diese Bohrungen einschließlich der sie begleitenden Maßnahmen sind kostenintensiv, da sie tiefer als herkömmliche tiefergeothermische Bohrungen erfolgen und zusätzliche Stimulationsmaßnahmen erforderlich sind.

Für die tiefe hydrothermale Geothermie gibt es geeignete Aquifere vor allem im Süddeutschen Molassebecken, im Norddeutschen Becken und im Oberrheingraben sowie wahrscheinlich auch in anderen Beckenstrukturen Deutschlands.

Die Nutzung tiefer hydrothermalen Systeme hat bereits in den 1980er Jahren in Ostdeutschland begonnen und inzwischen vor allem im süddeutschen Raum breite Anwendung gefunden. Generell ermöglichen Dublettenbohrungen einen Zugang zu den Tiefenwässern (Abbildung 8). Eine Optimierung dieses Systems wird durch gesteuerte Horizontalbohrungen von nur einem Bohrplatz aus erreicht (siehe Abbildung 13). Diese ermöglichen die Förderung und Rückleitung von Wasser an einem Standort statt der deutlich aufwendigeren Vorgehensweise mit mehrfachen

senkrechten Bohrungen an mehreren Standorten. Dieser Ansatz ist bereits in verschiedenen Projekten erfolgreich zum Einsatz gekommen.

Wärme von über 60 Grad Celsius kann oft direkt in Nah- und Fernwärmenetze eingespeist oder von Industrie und Landwirtschaft direkt genutzt werden. Zahlreiche Beispiele zeigen, dass tiefe hydrothermale Geothermie ganze Kommunen mit Wärme versorgen kann. Derzeit liefern in Deutschland 42 Anlagen mit einer installierten thermischen Leistung von 359 Megawatt und einer elektrischen Leistung von 45 Megawatt (2020) bei rund 1.400 Gigawattstunden pro Jahr Wärmeenergie (siehe Kapitel 6).²⁰ Auch in diesem Bereich gibt es erhebliches Ausbaupotenzial.

Das Interesse an der hydrothermalen Tiefengeothermie hat in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Dazu haben die Maßnahmenpakete des Bundes von der Forschungsförderung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz bis hin zum Marktanreiz-Programm beigetragen; gleichzeitig folgten auf diese Förderungen zusätzlich private und öffentliche Investitionen in nennenswerter Größe (siehe Kapitel 6.1 Stadtwerke München).

In den vergangenen 15 Jahren konnten die Kenntnisse und Erfahrungen zur tiefen Geothermie sowie deren Technologien



erheblich ausgebaut werden. Das reicht vom Auffinden tief liegender geothermischer Ressourcen über ihre bohrtechnische Erschließung und das sogenannte Reservoir-Engineering bis hin zu großen Verbesserungen in der Anlagentechnik.

3.1.4 Geothermische Speicherung von Wärme und Kälte

Ein nachhaltiges Energiesystem der Zukunft benötigt geeignete Speichertechnologien. Grundsätzlich eignen sich alle geothermischen Systeme für die Speicherung von Wärme oder Kälte.²¹ Ein Beispiel sind Erdwärmesondensysteme mit Wärmepumpen, die im Sommer Räume kühlen und die überschüssige Wärme im Untergrund speichern. Im Winter wechselt die „Richtung“, und die zuvor im Reservoir gespeicherte Wärme erhöht die Heizleistung. Die Nutzung über das ganze Jahr hinweg verdoppelt die Einsatzdauer und auch die Nachhaltigkeit der Anlagen.

Erdwärmesondenspeicher zusammen mit Solarthermiekollektorfeldern können größere Wohngebiete mit Wärme versorgen. Die von den Kollektoren insbesondere im Sommer gesammelte Wärme belädt über dicht nebeneinander installierte Erdwärmesonden (siehe Abbildung 7) den Speicher, der bei Bedarf unter Nutzung von Wärmepumpen entladen wird. Größere, oberflächennahe Erdwärmesondenspeicher gibt es unter anderem in Neckarsulm mit mehr als 500 Sonden (in 30 Meter Tiefe) und in Crailsheim mit 80 Sonden (in 55 Meter Tiefe). In Crailsheim wird damit eine Netzeinspeisung von fast fünf Gigawattstunden pro Jahr erreicht.²² Bei Bedarf können die Systeme um weitere Sonden ergänzt werden.

Erdwärmesondenspeicher, die mitteltief bis tief in der Erde liegen, bestehen meist aus deutlich weniger Sonden. Sie erschließen wesentlich höhere Temperaturen und verfügen damit über eine höhere Leistung. Gleichzeitig verringert sich der Platzbedarf an der Oberfläche beträchtlich. Auch diese Technologie hat sich inzwischen in der Praxis bewährt und ist ausgereift. Sie bietet sich gerade für die Nutzung in urbanen Räumen an, zumal Erdsonden für alle Tiefenbereiche verfügbar sind und weitgehend unabhängig von den hydraulischen Eigenschaften des Untergrunds genutzt werden können. Mitteltiefe Erdwärmesondenspeicherung (bis 750 Meter Tiefe) wird derzeit in Darmstadt im Forschungsbetrieb mit mehreren eng aneinandergrenzenden Bohrungen demonstriert.

Neben geschlossenen Systemen wie den Erdwärmesonden sind in der mitteltiefen Geothermie auch offene Systeme nutzbar. Die Reservoirs liegen deutlich unter den Erdschichten, die Trinkwasser führen, und können Wärme mit Temperaturen von 70 bis über 100 Grad Celsius in großen Mengen speichern. Aus Aquiferwärmespeichern können von der im Sommer eingebrachten Energie 70 bis 90 Prozent im Winter zurückgewonnen werden. Neben Aquiferspeichern können auch aufgelassene Zechen mit ihren Grubenwässern als Wärmespeicher dienen (siehe Kapitel 6.2).

Auch für die Speicherung ist das Herzstück der Systeme eine Bohrungsdublette. Anders als zur reinen Wärmeerzeugung fließt das Wasser jedoch nicht immer in die gleiche Richtung, vielmehr wechselt die Richtung zwischen „kalter“ und „warmer“ Bohrung. Um Wärme im Erdboden zu speichern, wird das natürliche Tiefenwasser durch die „kalte Bohrung“ an die Oberfläche gefördert, dort in einem Wärmetauscher „geheizt“ und gelangt anschließend über die „warme Bohrung“ zurück in den Untergrund. Wenn die Wärme benötigt wird, kehrt sich die Strömungsrichtung um: Das warme Wasser wird zurück zur Oberfläche gefördert und fließt nach der Entnahme der Wärme in die „kalte Bohrung“ zurück.

Dieses Prinzip gelang beispielsweise in Neubrandenburg in einem Aquifer in 1,25 Kilometer Tiefe so effizient, dass aus dem im Sommer mit 60 Grad Celsius eingespeisten Wasser die Energie im Winter zu mehr als 50 Prozent, insgesamt 7 Gigawattstunden, zurückfließt. Auch die bereits genannten stillgelegten Gruben des Steinkohle- und Erzbergbaus sind für diesen Zweck nutzbar. Im Ruhrgebiet laufen gegenwärtig mehrere Pilotvorhaben (siehe Kapitel 6.2). Der Energieverbund von Reichstag und Parlamentsgebäuden im Berliner Spreebogen zeigt ebenfalls, wie gut offene, oberflächennahe geothermische Wärmespeicher funktionieren: Dort versorgen acht stromgeführte Blockheizkraftwerke die Gebäude mit Energie. Überschüssige Wärme wird im Sommer mit 70 Grad Celsius in einen Aquiferspeicher in 300 Meter Tiefe geleitet, im Winter zurückgeholt und in die Niedrigtemperatur-Heiznetze eingespeist.²³ Für die Kühlung im Sommer sorgt ein zweiter, flacher gelegener Aquiferspeicher. Hier wird Wasser gesammelt, das im Winter mit Umgebungskälte oder durch Wärmepumpen stark abgekühlt wurde (siehe Kapitel 6.3 Berlin).

21 | Vgl. Fleuchaus et al. 2018.

22 | Vgl. Solites 2018.

23 | Vgl. Huenges/Ledru 2011.

3.2 Schlüsseltechnologien

Für die Nutzung von Geothermie gibt es drei wesentliche Erfolgsfaktoren: die möglichst genaue Kenntnis des Untergrunds, die Bohrtechnik und die Technologien für Wärmepumpen. Alle drei haben in den vergangenen zehn Jahren erhebliche Fortschritte gemacht.

In der geologischen Erkundung sind Informationen und Daten über den Untergrund wesentlich leichter zugänglich geworden. Zudem haben verschiedene Projekte bereits existierende Informationen aufbereitet, umfangreich ausgewertet und der Allgemeinheit zugänglich gemacht. Das neue Geologiedaten-Gesetz²⁴ wird zumindest langfristig auch den Zugang zu bisher vertraulichen Daten der Kohlenwasserstoffindustrie und des Bergbaus sichern. Speziell für Ballungsräume sind neue Erkundungstechnologien entwickelt worden, die wesentlich präzisere Aussagen über das zu erschließende Reservoir ermöglichen.

Darüber hinaus machen neue Bohrtechnologien Erschließung und Nutzung des Untergrunds effizienter, sicherer und wirtschaftlicher. Synergien entstehen durch die Kopplung von geothermischen Systemen mit anderen Energiesystemen. Großwärmepumpen oder in jüngster Zeit auch Hochtemperatur-Wärmepumpen können heutzutage Wärmenetze unterschiedlicher Temperaturniveaus effizient zusammenführen.

3.2.1 Geophysikalische Vorerkundung und Modellierung des Untergrunds

Da Bohrungen teuer und aufwendig sind, müssen zuvor alle Möglichkeiten ausgeschöpft werden, um den Untergrund zu erkunden. Dazu wird als geophysikalische Standardmethode die Reflexionsseismik eingesetzt, welche in den vergangenen Jahrzehnten systematisch weiterentwickelt wurde.²⁵ Diese Methode „kartiert“ das Untersuchungsgebiet großflächig dreidimensional bis in Tiefen von über fünf Kilometern anhand seiner physikalischen Eigenschaften. Sie nutzt aus, dass an Schichtgrenzen verschiedener Gesteine seismische Wellen unterschiedlich reflektiert werden. Damit liefert das Verfahren detaillierte Informationen über Lage, Tiefe und Ausformung eines geothermischen Reservoirs. Über hoch spezialisierte Verfahren können auch weitere Eigenschaften der Schichten wie deren Wasserführung abgeleitet werden. Zusätzlich können andere geophysikalische Methoden wie magnetische, gravimetrische oder magnetotellurische Messungen weitere Informationen zu einem ausgewählten Ort beitragen.

Aus der Kombination aller Informationen von Geophysik, Geologie und Mineralogie entsteht ein hoch aufgelöstes zwei- oder dreidimensionales Abbild des Untergrunds. Dynamische Rechenmodelle zu Gewinnungs- und Speicherprozessen unterstützen den weiteren Projektablauf. Dieser in jüngster Zeit methodisch und technologisch stark fortentwickelte Ansatz verbessert die Erfolgsaussichten von Tiefbohrungen signifikant und macht Projekte wesentlich effizienter, umweltschonender und risikoärmer. Gleichzeitig profitieren die Sicherheit und die Wirtschaftlichkeit von einer ganzheitlichen Bearbeitung, die auf Erfahrungen und Technologien der Kohlenwasserstoff- und der Geothermieindustrie sowie der digitalen Bearbeitung und Steuerung aufbaut.²⁶ Die geophysikalische Vorerkundung macht in einem Tiefbohrprojekt nur einen geringen Prozentsatz der Gesamtkosten, die im zweistelligen Millionenbereich liegen, aus.

Herausfordernd ist die Erkundung mit diesen Methoden in Städten, da die nötigen Sensoren (Geophone) aufgrund der Bebauung nur auf freien Flächen platziert werden können und die Anregung (Vibratoren) auf Straßen mit genügendem Abstand zu den Häusern erfolgen muss. Die Ergebnisse, zum Beispiel im Stadtgebiet von München, zeigen aber, zu welchen hervorragenden Ergebnissen man aufgrund der modernen Messtechnik kommen kann.

Eine erst in jüngster Zeit entwickelte Methode benutzt optische Fasern als Sensoren.²⁷ Dabei können für die Telekommunikation verlegte Glasfaserkabel als Sensoren agieren und räumlich sowie zeitlich hoch auflösende Messungen ermöglichen. In Zukunft könnten permanent installierte Glasfasern auch die Langzeitüberwachung beim Betrieb geothermischer Anlagen leichter und effektiver machen als konventionelle seismische Empfänger.

3.2.2 Bohrtechnologien

Bohrungen sind der Schlüssel zur Nutzung der Erdwärme. Sie verbinden das Reservoir mit dem Betriebsplatz, ermöglichen den Transport des Tiefenwassers und zurück, während sie gleichzeitig unerwünschte Austauschvorgänge im Untergrund und an der Oberfläche verhindern.

In der oberflächennahen Geothermie kommt die im Brunnenbau bewährte Bohr- und Anlagentechnik zum Einsatz. Dabei gibt es je nach Bodenbeschaffenheit verschiedene Bohrtechniken. Das Rotary-Bohrverfahren mit sich gegeneinander drehenden Bohrmeißeln durchdringt beispielsweise Sand- und Kalksteinschichten

24 | Vgl. GeolDG 2020.

25 | Vgl. von Hartmann et al. 2015.

26 | Vgl. Reinicke et al. 2014.

27 | Vgl. Krawczyk 2021.



gut. Das „Imlochhammer-Bohrverfahren“ funktioniert wie ein Presslufthammer und zerteilt das Gestein durch Schläge. Die Druckluft transportiert das herausgebrochene Gestein nach oben. In lockerem Gestein und bei geringer Tiefe kommt das Schneckenbohrverfahren ohne Spülung zum Einsatz. Hier bohren leichte, mobile Geräte, die das Gestein in ihren Windungen zur Oberfläche befördern und entweder ein eigenes Raupenfahrwerk haben oder auf einem Lkw montiert sind.

In der tiefen Geothermie kommt in der Regel die Rotary-Bohrtechnik zum Einsatz, die seit Langem in der Erdöl- und Erdgasindustrie erprobt ist. Sie wurde für die besonderen Anforderungen großer wissenschaftlicher Bohrprogramme, zum Beispiel das Kontinentale Tiefbohrprogramm der Bundesrepublik Deutschland (KTB) und das vom GeoForschungsZentrum Potsdam koordinierte International Continental Scientific Drilling Program (ICDP), weiterentwickelt. Dazu wurden einzelne Systemkomponenten speziell für das Bohren im Hartgestein optimiert, unter anderem die automatische Steuerung des Bohrmeißels

oder die Echtzeitauswertung der Spülungs- und Feststoffanalytik. Insgesamt hat die wissenschaftliche und technologische Entwicklung auch dazu geführt, dass innovative Bohranlagenkonzepte in Deutschland umgesetzt wurden.

Ein Beispiel für ein erfolgreiches Joint Venture ist die Entwicklung des „InnovaRig“ zwischen dem GeoForschungsZentrum Potsdam und der Firma Herrenknecht Vertikal, in Kooperation mit der Firma Anger's Söhne. Design und Konstruktion des InnovaRig hatten das Ziel, schnelle, kostengünstige Operationen ohne negative Auswirkungen auf Effizienz, Sicherheit und Umwelt zu erreichen. Die wichtigsten Merkmale sind:

- eine modulare Bauweise und vollständige Containerisierung für eine schnelle Umrüstung, Mobilisierung und Verschiebung der Anlage;
- Ersatz der Seilwinde, die üblicherweise Bohrstrang oder Verrohrung trägt, durch ein hydraulisches Zug- und Hebewerk mit einem Hub von 22 Metern;



Abbildung 9: Moderne Tiefbohranlage (InnovaRig) in einem urbanen Umfeld in Hannover (Quelle: H. Anger's-Söhne 2009)

- ein hoher Automatisierungsgrad, insbesondere das halb-automatische Pipe-Handling für einen sicheren Betrieb mit minimalem Personaleinsatz;
- eine hohe Integration von Geräten für wissenschaftliche Messungen und Tests, die einen sehr schnellen Wechsel vom Bohr- zum Messbetrieb ermöglicht;
- die Minimierung des Flächenbedarfs für den Bohrplatz.

Die neuen Anlagen sind speziell für Arbeiten in Ballungsgebieten konzipiert (Abbildung 9) und erfüllen alle Kriterien des Umwelt- und Lärmschutzes. Sie werden voll elektrisch über das öffentliche Stromnetz betrieben. Untertagemotoren (Bohrlochturbinen) ermöglichen mit der Rotary-Bohrtechnik, die Bohrung nicht nur in eine Richtung in den Boden zu bringen. Moderne gesteuerte Horizontalbohrsysteme (directional drilling) verkleinern den oberirdischen Platzbedarf erheblich, weil mehrere Bohrungen beispielsweise für die Förderung und Rückführung von Grundwasser von einem einzigen Bohrplatz ausgehen können. An der Oberfläche liegen die Bohrungen dicht beieinander, während die Endpunkte mehrere Kilometer voneinander entfernt sein können (siehe Abbildung 13).

Der Platzbedarf einer Bohranlage für die mitteltiefe und tiefe Geothermie entspricht mit einem halben bis zu einem Hektar der Größe eines Fußballfelds (siehe Abbildung 9). Das Gelände wird nach der Bohrung Betriebsplatz für die Anlagen über Tage, beispielsweise für eine Heizzentrale. Für den Bau des Bohrplatzes ist wie für die Bohrungen eine bergrechtliche Genehmigung erforderlich. Entsprechend diesen und anderen gesetzlichen Vorschriften und Auflagen ist der Bohrplatz zum Schutz des Grundwassers sowie der unmittelbaren Umgebung in einen inneren und einen äußeren Bereich unterteilt. Der innere Bereich erhält eine Betondecke, sodass keine das Wasser gefährdenden Stoffe in den Untergrund gelangen können. Der äußere Bereich ist mit einer Asphaltdecke versehen. Ein umlaufendes Rinnensystem stellt sicher, dass sämtliche Flüssigkeiten, einschließlich Regen, aufgefangen, fachgerecht aufbereitet und entsorgt werden.

Eine wichtige Rolle kommt beim Bohren der Spülung zu. Gespült wird bis zum Bohrkopf mit Flüssigkeiten, die eine größere Dichte haben als Wasser und sich daher von den einströmenden Fluiden nicht verdrängen lassen. Somit reinigt die Spülung das Bohrloch, sie stabilisiert es, dichtet durchlässige Gesteinsschichten ab und gleicht den Druck unter Tage aus.

Je nachdem, wie tief und in welcher geologischen Umgebung ein Reservoir liegt, sind für eine Tiefbohrung mehrere Zyklen

von Bohren, Verrohren und Stabilisieren durch die sogenannte Zementation nötig. Die Verrohrung stabilisiert das Bohrloch. Der Zement verankert die Verrohrung fest im umgebenden Gestein und dichtet es auf Dauer ab. So können um die Rohre herum keine Flüssigkeiten oder Gase aufsteigen (Abbildung 10). Zum dauerhaften Schutz des oberflächennahen Grundwassers wird ein Standrohr eingebaut und zementiert.

Der letzte Schritt der Bohrung ist die Installation einer Förderpumpe in einigen 10 bis über 100 Meter Tiefe. Die derzeit mit einer Leistung von 1.650 Kilowatt stärksten Pumpen können Mengen von bis zu 150 Liter heißes Wasser pro Sekunde an die Oberfläche bringen. Lange war es ein Problem, dass große Fördermengen und Einbautiefe sowie Mineralabscheidungen und Korrosion die Pumpen relativ rasch ausfallen ließen. Technische Weiterentwicklungen haben hier zu weiten Teilen Abhilfe geschaffen. Heute laufen Pumpen üblicherweise mehr als zwei Jahre lang störungsfrei.

Bei Vorhaben der mitteltiefen und tiefen Geothermie machen die Bohrkosten einen signifikanten Anteil an den gesamten Projektkosten aus. Je kürzer die Bohrzeit, die je nach Bohrtiefe und operativem Verlauf bis zu sechs Monate dauern kann, desto geringer sind die Kosten. Daher arbeiten Wissenschaft und Unternehmen nicht nur an der Optimierung der Planung und Automatisierung des Bohrens, sondern auch an schnelleren Bohrverfahren.²⁸ Ein Bohrhämmer lässt im Vergleich zur konventionellen Rotary-Bohrtechnik effizientere Bohrungen erwarten. Das bestätigte eine erste erfolgreich vollendete, über sechs Kilometer tiefe Geothermiebohrung im Jahr 2018 in Espoo nahe Helsinki durch eine deutsche Firma. Alternativ arbeiten verschiedene Einrichtungen an der Entwicklung des sogenannten „Elektro-Impuls-Verfahrens“ sowie dem „Laser Jet Drilling“, bei dem das Gestein durch starke Elektroimpulse zertrümmert beziehungsweise durch einen Laser geführten Wasserstrahl geschnitten wird.

Aktuell wird am „Drilling Simulator Celle“ der TU Clausthal und im „Bochum Drilling Laboratory“ der Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie (IEG) untersucht, wie die Bohrkosten sinken können, wie mit dem Bohrvorgang möglicherweise einhergehende Umweltrisiken zu vermeiden sind und wie Bohrlöcher auf Dauer stabil bleiben. Neue Bohrtechniken zusammen mit innovativen Bohrloch-Ausbau-Systemen, die die Parallelisierung von Arbeiten am Bohrloch ermöglichen, erhöhen die Wirtschaftlichkeit hydrothermalen Wärmesysteme, aber auch petrothermalen Systeme für die Stromerzeugung (siehe Kapitel 3.1 Tiefe Geothermie).

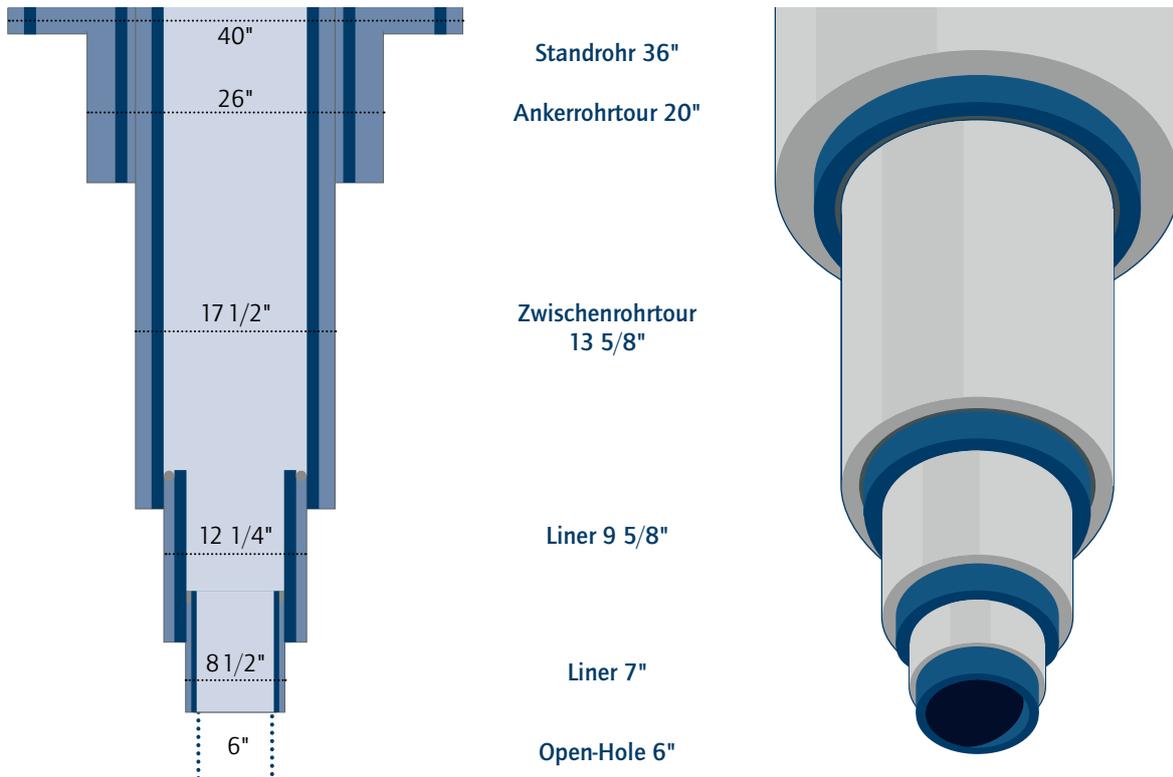


Abbildung 10: Die Verrohrung eines Bohrlochs (Quelle: eigene Darstellung nach Bundesverband Geothermie 2022a und ExxonMobil 2022)

3.2.3 Wärmepumpen

Wärmepumpen sind technische Anlagen, die einem Medium Wärme entziehen und mithilfe einer Antriebsenergie, meist elektrischen Stroms, diese auf ein zu beheizendes System mit höherer Temperatur übertragen. In Wärmepumpen kommen leicht siedende Flüssigkeiten zum Einsatz. Das Verfahren macht sich die Tatsache zunutze, dass Flüssigkeiten beim Erhitzen ab dem Siedepunkt verdampfen. Dampf enthält bei gleicher Temperatur mehr Energie als der flüssige Stoff und nimmt ein wesentlich größeres Volumen ein. Diese Energie wird beim Verflüssigen wieder frei. Das kann zum Beispiel durch erhöhten Druck auf den Dampf geschehen. Wärmepumpen machen sich dies zunutze, indem in geschlossenen Kreisläufen Fluide entweder komprimiert und damit verflüssigt oder entspannt und verdampft werden. So wird die Wärme von einem in den anderen Kreislauf übertragen.

Wärmepumpen sind heute Usus bei dezentralen Gebäudeheizungen und für die Nutzung der oberflächennahen Geothermie essenziell. Dass immer mehr Erdwärmesonden installiert werden, liegt auch an der technischen Weiterentwicklung der Wärmepumpen und der Erhöhung ihrer Leistung.²⁹ Inzwischen existieren auch Großwärmepumpen mit thermischen Leistungen zwischen 5 und 40 Megawatt für den Einsatz in Fernwärmenetzen.

Kommerziell verfügbare Wärmepumpen können derzeit 100 Grad Celsius warmes Wasser bereitstellen. In Entwicklungslaboren haben Prototypen bereits Temperaturen von über 140 Grad Celsius erreicht. Es steht daher zu erwarten, dass in kurzer Frist Hochtemperatur-Wärmepumpen die für die Einspeisung in konventionelle Fernwärmenetze nötigen 130 Grad Celsius ermöglichen. Gleichzeitig werden Wärmepumpen für Temperaturen von über 200 Grad Celsius entwickelt. Damit wird Geothermie für Branchen wie die Papier- und Chemieindustrie oder zur Lebensmittelherstellung interessant.

3.2.4 Wärmeverteilnetze

Insbesondere in Ballungsräumen sind Wärmeverteilnetze vorhanden, die im Vergleich zu Zentralheizungsanlagen meist energieeffizienter sind. Sie transportieren Wärme über gedämmte Rohrsysteme in einem Kreislauf von der (geothermischen) Zentrale zu den Übergabestationen der Verbraucherinnen und Verbraucher. Das Transportmedium in dem geschlossenen Kreislauf ist Wasser, wobei der Weg von der Wärmezentrale zur Verbraucherin/zum Verbraucher als Vorlauf, der Weg zurück als Rücklauf bezeichnet wird. Wärmeverluste innerhalb von Wärmenetzen sind selbst über große Distanzen relativ gering, weil Wasser Wärme gut speichert und die Rohrdämmung Verluste stark verringert.

29 | Vgl. Arpagaus et al. 2019.

Historisch gesehen entstanden die ersten dampfbetriebenen Fernwärmenetze im späten 19. Jahrhundert und wurden nach und nach von Fernwärmenetzen der zweiten Generation abgelöst, die mit unter Druck stehendem Wasser von über 100 Grad Celsius betrieben werden. Heute sind die Fernwärmenetze der dritten Generation die häufigste Variante – sie wurden ab den 1970er Jahren in Betrieb genommen und haben eine Vorlauftemperatur von 80 bis 120 Grad Celsius. Die vierte Generation zeichnet sich durch niedrigere Vorlauftemperaturen aus. Das macht Fernwärmesysteme aufgrund geringerer Wärmeverluste effizienter, gleichzeitig können erneuerbare Wärmequellen einfacher und kostengünstiger integriert werden.³⁰ Sogenannte kalte Nahwärmenetze, die mit 10 bis 25 Grad Celsius arbeiten, zählen zur sogenannten fünften Generation und erlauben die simultane Bereitstellung von Wärme und Kälte.

Diese Netze können durch eine Vielzahl regenerativer Energien gespeist werden, auch aus oberflächennaher Geothermie. Darüber hinaus ermöglichen Kältemaschinen (Wärmepumpen, die die Wärme dem Wasser entziehen und im Boden speichern) die Kühlung von Gebäuden über die gelieferte Fernwärme. Nahwärmenetze der fünften Generation sind flexibel und ermöglichen eine einfache und kurzfristige Umstellung von bisher fossil geprägter Wärmeerzeugung auf CO₂-ärmere Technologien. Dabei kann die Geothermie die Grundlast abdecken. Voraussetzung ist jedoch ein technisch-ökologischer Strukturwandel in der Fernwärmewirtschaft³¹, der auch die Optimierung der Verteilsysteme und Kundenanlagen mit einschließt.

30 | Vgl. Pehnt et al. 2017.

31 | Vgl. Fraunhofer IWES/IBP 2017.



4 Chancen und Potenziale der Geothermie

4.1 Geothermie in urbanen Regionen

Das größte Nutzungspotenzial für geothermische Systeme liegt in den urbanen Ballungszentren (siehe Abbildung 11). Der Wärmebedarf ist dort groß, die Abnahmedichte hoch, und es gibt häufig bereits Wärmeverteilnetze. Unter fast allen Ballungszentren Deutschlands liegen für Geothermie geeignete Untergrundverhältnisse vor. Je nach Gegebenheiten können dabei oberflächennahe, mitteltiefe und tiefe Geothermie gleichzeitig betrieben und „stockwerksweise“ genutzt werden, ohne sich wechselseitig zu beeinflussen. Die oberflächennahe geothermische Energie ist weitgehend unabhängig von der Geologie und daher fast flächendeckend möglich. Ähnlich vielfältig sind die Nutzungsoptionen im Bereich der mitteltiefen Geothermie.

Mit ihren hohen Temperaturen bieten Aquifere im tiefen Untergrund das größte Potenzial, um ganze Kommunen, aber auch Großstädte teilweise oder vollständig mit Wärme über Fernwärmenetze zu versorgen.³² Entscheidend für den wirtschaftlichen Betrieb von Heizwerken ist neben der Temperatur der geförderterten Tiefenwässer vor allem die Förderrate. Bisher galten für eine sinnvolle Nutzung eine Temperaturuntergrenze von etwa 60 Grad Celsius und eine Mindestfördermenge von etwa 100 Kubikmetern pro Stunde. Während die Mindesttemperatur mit tieferen Bohrungen immer zu erreichen ist, schränkt eine zu geringe Förderrate die Zahl möglicher Standorte ein. Die Erfahrungen der vergangenen Jahre und die inzwischen verfügbaren neuen Technologien wie Groß- oder Hochtemperatur-Wärmepumpen reduzieren diese Standortbegrenzungen in vielen Fällen jedoch erheblich.

Abbildung 11 zeigt die regionale Verbreitung Warm- und Heißwasser führender Aquifere im tieferen Untergrund und damit mögliche Einsatzgebiete für die hydrothermale tiefe Geothermie.

Die größten nachgewiesenen Potenziale liegen im Süddeutschen Molassebecken, im Oberrheingraben und im Norddeutschen Becken. Im Süddeutschen Molassebecken, mit dem Großraum München als wichtigstem Markt, wird heißes Tiefenwasser aus gut wasserleitenden, verkarsteten Kalksteinschichten genutzt. Diese Gesteine sind regional weit verbreitet und lassen sich mit relativ geringem Fündigkeitsrisiko³³ erschließen. Aus Tiefen von bis zu 4 Kilometern und mehr kann Heißwasser mit Temperaturen von bis zu 140 Grad Celsius und Fließraten von bis zu 500 Kubikmetern pro Stunde gefördert werden. Jede Anlage kann eine Wärmeleistung von bis zu vierzig Megawatt erreichen – einige produzieren darüber hinaus auch Strom (siehe Kapitel 6.1).

Geothermisch nutzbare Aquifere im Oberrheingraben befinden sich insbesondere im Buntsandstein und im Muschelkalk. Hier liegen die Förderraten bei etwa 100 bis 250 Kubikmeter pro Stunde und sind geologisch bedingt geringer als im Molassebecken. Wegen der für den Oberrheingraben typischen Temperaturanomalien sind die Thermalwässer bei vergleichbarer Tiefe jedoch heißer. Die Wärmeleistungen je Anlage liegen im unteren zweistelligen Megawattbereich (siehe Kapitel 6.4).

Als Energiequellen im Norddeutschen Becken kommen Sandsteinschichten infrage. Laufende Projekte nutzen Sandsteine in Tiefen von etwa 1,2 bis 2,5 Kilometern mit Temperaturen von 50 bis 100 Grad Celsius. Die erzielten Fließraten sind mit 50 bis 200 Kubikmetern pro Stunde geringer als in den beiden vorgenannten Gebieten und erreichen Wärmeleistungen im einstelligen Megawattbereich. Ob Bohrungen in die tieferen Sandsteinschichten in 3 bis 5 Kilometer Tiefe mit Temperaturen von etwa 160 Grad Celsius Erfolg versprechen, wird derzeit evaluiert. Bei konventioneller Erschließung werden Fließraten von hundert Kubikmetern pro Stunde erwartet (siehe Kapitel 6.3).

Neben den drei geologisch-tektonischen Großstrukturen gibt es weitere Gebiete im Westen Deutschlands, in denen mit hydrothermalen tiefer Geothermie nutzbare Heißwasserreservoirs zu erwarten sind. Dazu gehören Massenkalk, Kohlenkalk, Kreidekarbonate und Sandsteinschichten in der Rhein-Ruhr-Region.³⁴ Im benachbarten Belgien³⁵ und in den Niederlanden³⁶ wird das geothermische Potenzial dieser Formationen bereits sehr erfolgreich genutzt (siehe Kapitel 6.2).

32 | Vgl. Sandrock et al. 2020.

33 | Das Risiko, einen Aquifer mit nicht ausreichender Fließrate anzutreffen.

34 | Vgl. Bracke et al. 2016.

35 | Vgl. Provoost et al. 2019.

36 | Vgl. Lagrou et al. 2019.

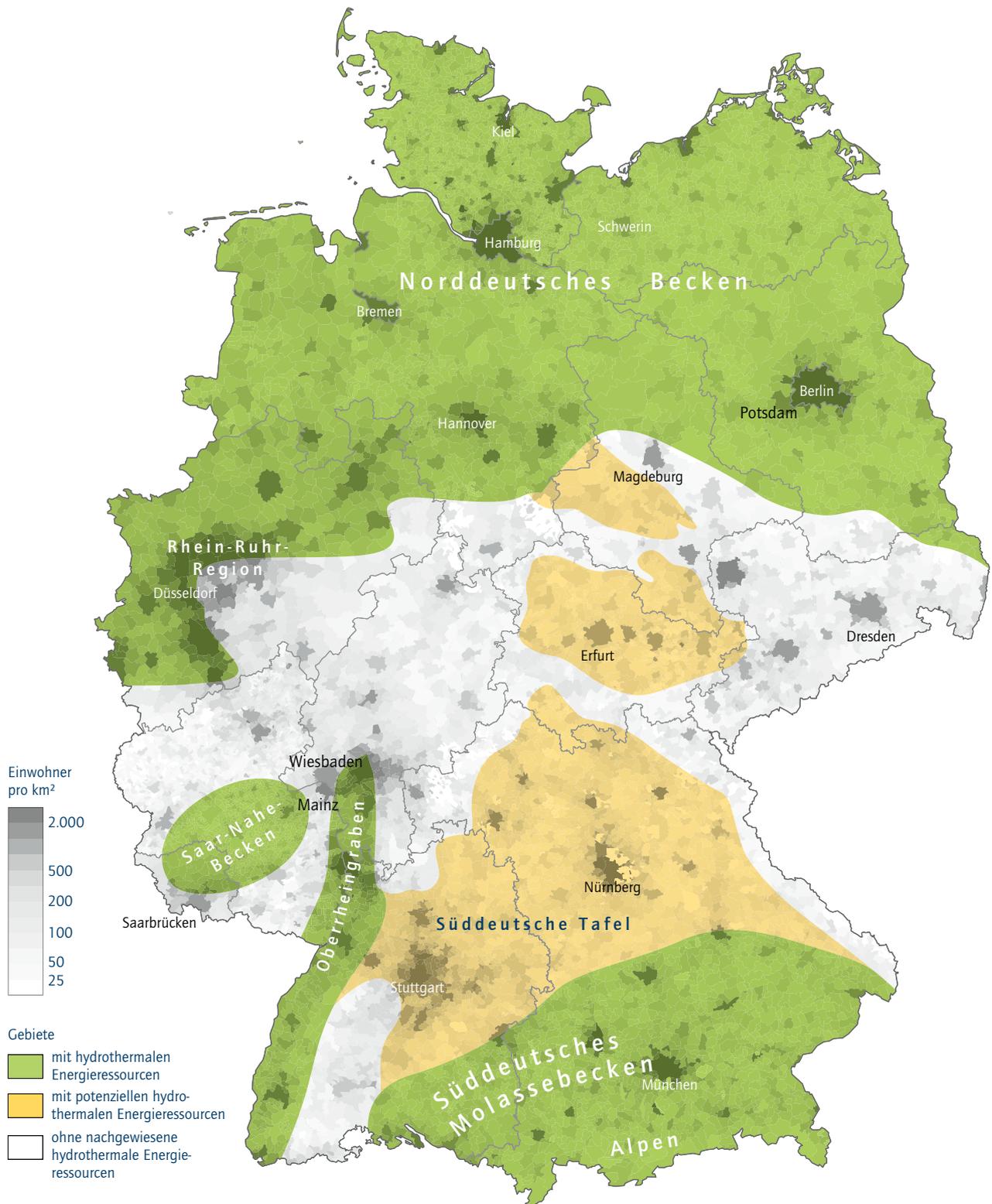


Abbildung 11: Bevölkerungsdichte und schematische Darstellung der Gebiete mit hydrothermalen Energieressourcen in Deutschland (Quellen: eigene Darstellung nach: BiB 2022, Kayser et al. 1998)



Eine relevante Erhöhung der Förderraten versprechen Schräg- bis hin zu Horizontalbohrungen sowie Multilateralbohrungen, die sich unterirdisch verzweigen. Sie vergrößern die Bohrstrecke innerhalb des zu erschließenden Reservoirs und erhöhen so das Volumen der förderbaren Fluide. Im Pariser Becken verlaufen die jüngsten Geothermiebohrungen (siehe Kapitel 6.5) über eine Distanz von bis zu einem Kilometer horizontal und verdreifachen so den Volumenfluss auf jeweils circa 500 Kubikmeter pro Stunde. Bei dem von den Stadtwerken München realisierten Einsatz von schräg- und horizontal verlaufenden Bohrungen (siehe Kapitel 6.1) werden Produktions- und Injektionsraten von bis zu 540 Kubikmetern pro Stunde erreicht.

4.2 Das Potenzial der Geothermie

In Deutschland ist das natürliche Potenzial für geothermische Wärmegegewinnung größer als der momentane Endenergieverbrauch für Wärme im Niedrigtemperaturbereich. Dieser liegt aktuell bei circa 800 Terawattstunden pro Jahr und macht vom Gesamtwärmeverbrauch von etwa 1.400 Terawattstunden pro Jahr in Deutschland knapp 60 Prozent aus. Derzeit werden in Deutschland nur etwa zehn Terawattstunden pro Jahr geothermisch bereitgestellt.^{37,38} Davon liefern oberflächennahe Erdwärmesysteme etwa 85 Prozent; den Rest tragen Anlagen der hydrothermalen tiefen Geothermie bei. Das Potenzial der tiefen Geothermie ist in Deutschland bisher noch weitgehend unerschlossen.

Bis zu 45 Prozent des Bedarfs an Niedrigtemperaturwärme oder gut 350 Terawattstunden pro Jahr können oberflächennahe Technologien mit den heute bekannten geothermischen Ressourcen in Deutschland nach Schätzungen des Bundesverbands für erneuerbare Energien decken (Tabelle 1). Ein weiterer Ausbau von erdgekoppelten Wärmesonden von circa 10 Prozent pro Jahr könnte bis 2050 laut einer Studie des Umweltbundesamts³⁹ (UBA) zu einer Steigerung auf 116 bis 186 Terawattstunden Wärme pro Jahr führen. Derzeit sind circa 440.000 oberflächennahe Erdwärmesonden in Betrieb, deren Zuwachs im Jahr 2021 in der Größenordnung von 27.000 Einzelanlagen lag.

Bereits heute werden etwa 8,4 Terawattstunden pro Jahr durch erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen bereitgestellt.

Die mitteltiefe und die tiefe Geothermie können einen erheblichen Beitrag zur Wärmebereitstellung sowie zur saisonalen Wärme- und Kältespeicherung leisten, auch wenn hier noch keine belastbaren Zahlen vorliegen. Insbesondere die Nutzung von Grubenwässern in ehemaligen Bergbaugebieten ist vielversprechend: Nach einer Studie des Umweltbundesamts⁴⁰ könnte im Norddeutschen Becken, im Oberrheingraben und im Süddeutschen Molassebecken mit hydrothermalen Energiegewinnung Wärmeenergie von 138 bis 279 Terawattstunden jährlich bereitgestellt werden. Der Beitrag in der Rhein-Ruhr-Region wird auf 120 bis 150 Terawattstunden jährlich geschätzt.⁴¹ Zusammengefasst sind das etwa 30 bis 50 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland für Wärme im Niedrigtemperaturbereich.

Die tiefe hydrothermale Geothermie in Deutschland hat im Jahr 2021 für den Wärmemarkt nur etwa 1,4 Terawattstunden beigetragen. Die Prognosen für diesen Bereich gehen weit auseinander, denn für bedeutende Regionen Deutschlands liegen noch wenige Daten zum tieferen Untergrund vor.⁴² Szenarien des Bundesverbands Erneuerbare Energien (2014) ergeben für das Jahr 2050 einen möglichen Beitrag von 15 bis 36 Terawattstunden jährlich; diese Größenordnung hat auch das Wuppertal-Institut ermittelt.⁴³ Nach Szenarien des Leibniz-Instituts für Angewandte Geophysik (LIAG) (2018) ist 2050 eine Wärmebereitstellung von bis zu hundert Terawattstunden pro Jahr möglich.⁴⁴ Die „Roadmap Tiefe Geothermie für Deutschland“ (2022) von sechs Instituten der Fraunhofer-Gesellschaft und der Helmholtz-Gemeinschaft berücksichtigt darüber hinaus die von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) als wenig exploriert ausgewiesenen Regionen Deutschlands und kommt auf ein Ausbaupotenzial von dreihundert Terawattstunden pro Jahr.⁴⁵

Großes Potenzial hat die von der geologischen Untergrundsituation weitgehend unabhängige petrothermale tiefe Geothermie. Nach Schätzungen des Büros für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (2003) könnte diese Quelle Wärmeenergie von circa 3.000 Terawattstunden jährlich

37 | Vgl. Bundesverband Geothermie 2022b.

38 | Vgl. BMWK 2020.

39 | Vgl. Sandrock et al. 2020.

40 | Vgl. ebd.

41 | Vgl. Bracke et al. 2016.

42 | Vgl. BGR 2014.

43 | Vgl. ebd.

44 | Vgl. Agemar et al. 2018.

45 | Vgl. Bracke et al. 2022.

oder das 2,5-Fache des heutigen Wärmebedarfs abdecken.⁴⁶ Davon wären etwa siebenhundert Terawattstunden pro Jahr über Verteilnetze nutzbar. Die bereits zitierte Studie des UBA sieht das Potenzial der petrothermalen tiefen Geothermie bei bis zu

478 Terawattstunden pro Jahr und damit bei gut 35 Prozent des gesamten Wärmebedarfs in Deutschland. Insgesamt ergibt sich somit nach heutigem Wissensstand das in Tabelle 1 zusammengefasste Gesamtbild.

Wirtschaftsraum	Potenzial Gesamt	Bereitstellung heute	Bereitstellung 2045	Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte in Deutschland 2020 ⁴⁷
Oberflächennahe Geothermie	350	8,4	116–186	~1349
Hydrothermale mitteltiefe und tiefe Geothermie	258–429	1,4	20–100	
Petrothermale tiefe Geothermie ⁴⁸	478–700	–	Offen	

Tabelle 1: Wärmebereitstellungspotenzial und derzeitige Wärmebereitstellung sowie konservative Prognose für 2045^{49,50,51,52}. Angaben in Terawattstunden pro Jahr

Die verfügbaren geothermischen Wärmepotenziale könnten somit zusammen einen bedeutenden Anteil des Gesamtwärmebedarfs in Deutschland – insbesondere des Bedarfs an Raumwärme und Warmwasser – decken sowie zusätzlich zur Klimatisierung von Gebäuden beitragen.

Die künftige Entwicklung des Anteils der Geothermie am gesamten Endenergieverbrauch hängt von vielen Faktoren ab. Neben den Maßnahmen zur Erhöhung der Effizienz sowie der künftigen Entwicklung des Preisniveaus ist es vor allem die Bereitschaft, innovative, auch komplexe Technologien einzusetzen, ganzheitlich größere Bau- oder Umbauvorhaben anzugehen sowie den Einsatz von geothermischen Nutzungssystemen rechtzeitig unter Einbindung der Genehmigungsbehörden einzuplanen.

Ein nachhaltiges Energiesystem der Zukunft benötigt zudem geeignete Speichertechnologien. Dazu kann die Geothermie erheblich beitragen. Insbesondere die mitteltiefe Geothermie bietet die Möglichkeit, in großen Mengen Wärme oder Kälte im Untergrund zu speichern, über die Jahreszeiten hinweg verfügbar zu machen und in bestehende Wärmeversorgungssysteme einzuspeisen. Die Speicherung kann sehr unterschiedliche Temperaturbereiche und verschiedene Tiefen umfassen. Es erscheint machbar, geothermisch Wärme und Kälte mit jährlichen Arbeitsleistungen von

bis zu 50 Gigawattstunden mit Temperaturen im Bereich von 5 bis über 100 Grad Celsius zu speichern.

Oberflächennahe Systeme sind zudem saisonal nutzbar: Im Winter nehmen sie die Kälte auf und geben sie im Sommer wieder ab. Das gewinnt in Anbetracht der zu erwartenden steigenden Temperaturen im Sommer und der damit benötigten Kühlung besonders in Städten an Bedeutung.

4.3 Defossilisierung der Wärmeversorgung

Deutschland verwendet mehr als die Hälfte seiner Primärenergie für Wärmezwecke – im Jahr 2019 gut 3.500 Terawattstunden – und nur gut 40 Prozent für die Erzeugung von Strom und mechanischer Energie. Im Gegensatz zum Stromsektor ist der Anteil der erneuerbaren Energien im Wärmesektor mit 16,5 Prozent jedoch noch sehr gering.⁵³ Somit liegt im Sektor Wärme ein wichtiger Hebel für die Energiewende.

Große Verbraucher von Energie und auch Wärme sind die 81 deutschen Großstädte und Metropolregionen mit ihren

46 | Vgl. Paschen et al. 2003.

47 | Vgl. UBA 2022.

48 | Vgl. Paschen et al. 2003.

49 | Vgl. Nitsch 2016.

50 | Vgl. Prognos AG et al. 2020.

51 | Vgl. Sandrock et al. 2020.

52 | Vgl. Bracke et al. 2022.

53 | Vgl. BMWK 2020.



industriellen Kernen. Sie haben einen überproportional hohen CO₂-Fußabdruck, wobei der stationäre Energieverbrauch den größten Anteil an den urbanen Emissionen hat. Von den 80.700 Gigawattstunden jährlich in deutsche Fernwärmenetze eingespeister Wärme beanspruchen allein die Verbundnetze der Rhein-Ruhr-Region jährlich circa 15.000 Gigawattstunden thermische Energie. Der überwiegende Teil dieser Wärmemengen stammt aus zentralen Heiz- und Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen (67 Prozent) sowie aus der Abfallverbrennung (13 Prozent).⁵⁴

Vor dem Hintergrund der deutschen Beschlüsse zur Reduktion der CO₂-Emissionen auf dem Weg zur Klimaneutralität⁵⁵ ist eine Defossilisierung nötig (siehe Kapitel 1). Der Ausstieg aus Stein- und Braunkohle, perspektivisch aus Erdgas bei einer verstärkten Kreislaufwirtschaft mit weniger Abfällen, macht eine Transformation und Defossilisierung der Wärmeversorgung durch Umstellung auf erneuerbare Energien notwendig. Denn allein weniger Wärme zu verbrauchen – zum Beispiel durch die bessere Isolierung von Neubauten oder die energetische Sanierung von Bestandsgebäuden –, genügt nicht. Die meisten Prognosen gehen von Sanierungsraten von deutlich über einem Prozent pro Jahr aus. Dieser Zielwert wurde bisher aber nicht erreicht. Bei erneuerbaren Energien für die Wärmeversorgung liegt der Schwerpunkt derzeit auf der nur begrenzt verfügbaren Biomasse, deren Ausbau vielfältige technologische und regulatorische Hemmnisse entgegenstehen. Im Gegensatz dazu sind die Solarthermie und insbesondere die Geothermie als erneuerbare Wärmequellen noch stark ausbaufähig. Wasserstoff, der unter Einsatz von „Grünstrom“ hergestellt wird, ist als energiewirtschaftlicher Hoffnungsträger langfristig wohl keine Option für die Wärmeversorgung. Grüner Wasserstoff ist absehbar nur begrenzt verfügbar und wird deshalb in der Breite im Nieder-temperaturbereich kaum eine Rolle spielen. Die Wärmeerzeugung mithilfe elektrischer Wärmepumpen ist deutlich effizienter, wobei die erdgebundenen Wärmepumpen erheblich effizienter sind als die Luftwärmepumpen. Direkt genutzte erneuerbare Energien allein oder in Kombination mit Wärmepumpen können aller Voraussicht nach einen Großteil der Versorgung übernehmen.

Energiewirtschaftlich stellt der Einsatz von Großwärmepumpen, von grüner Kraft-Wärme-Erzeugung sowie von thermischen Speichern und Netzen eine ideale Schnittstelle zwischen den Wärme- und den Stromsystemen dar. Wärmenetzgebundene Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung wie zum Beispiel Geothermiekraftwerke können hier durch den stromgeführten Betrieb eine wichtige Komponente der komplementären Stromerzeugung zu

den volatilen, wetterabhängigen Quellen Wind und Sonne sein. Eine damit verbundene Digitalisierung mit effizienter Sektorkopplung sowie bidirektionales Lastmanagement bringen zugleich die benötigte Flexibilität in das Energiesystem.

Netzgebundene Wärmesysteme werden zum wichtigsten Infrastrukturelement der zukünftigen Wärmeversorgung in Ballungsräumen. Denn sie können räumlich wie zeitlich Wärmeerzeugung und Nachfrage in einem technisch und wirtschaftlich optimierten System über angepasste Vor- und Rücklauftemperaturen und Wärmespeicher ausgleichen. Das heißt, Wärmenetze werden zu einem Schlüsselement für ein intelligentes, vernetztes urbanes Energiemanagement.

Das Potenzial der Wärmenetze lässt sich aus der Abnehmerstruktur, der ausreichenden Wärmeabnahme und den Temperaturanforderungen der Nutzerinnen und Nutzer ermitteln. Diese liegen bei den innerstädtischen Bestandsnetzen zur Wärmeverteilung mit 90 bis 110 Grad Celsius deutlich höher als bei neuen Nieder- oder Mitteltemperaturnetzen von 40 bis 70 Grad Celsius oder bei kalter Nahwärme mit weniger als 30 Grad Celsius. Eine Temperaturabsenkung steigert die Effizienz von Bestandsnetzen. Niedrigere Vorlauftemperaturen erlauben es, in bestehende wie neue Wärmenetze der vierten Generation erneuerbare Wärmequellen wie die hydrothermale Geothermie einzubinden. Die Nutzung von hydrothormaler Geothermie und von Abwärme kann überall dort zum Einsatz kommen, wo lokal keine höheren Anforderungen an Prozesswärme von Industrie oder Gewerbe vorliegen. In allen Fällen ermöglicht der Einsatz von (Hochtemperatur-)Wärmepumpen eine Steigerung der Netzvorlauf-temperatur um 30 bis über 60 Grad Celsius. Dies eröffnet auf der Nutzerseite erhebliche Spielräume für technische Anwendungen.

Geothermie ist nicht nur grundlastfähig, sie besitzt nach dem derzeitigen Wissensstand unter den erneuerbaren Energieträgern auch das größte Potenzial, um fossile Energieträger bei der Wärmeerzeugung ersetzen zu können. Insbesondere in den Großstädten bieten gerade mitteltiefe und tiefe Geothermie große Chancen, weil auf vergleichsweise kleiner Fläche ausreichend Wärme bereitgestellt werden kann.

Wie in Kapitel 4.2 aufgezeigt, kann Geothermie erhebliche Anteile des Wärmebedarfs decken. Insbesondere die hydrothermale Geothermie birgt großes Potenzial. Die Betrachtung des geothermischen Wirtschaftsraums in Kapitel 2 zeigt, dass

54 | Vgl. Bracke et al. 2022.

55 | Vgl. KSG 2019.

Deutschland vielerorts über geeignete geologische Formationen verfügt. Daher sollten nun potenzielle Reservoirs besser erkundet und im Hinblick auf die geothermale Produktion besser charakterisiert werden. Hier wären Explorationsprogramme von Bund und Ländern wünschenswert.

Da Wärme nicht gleichmäßig erzeugt und verbraucht wird, sind Speicher in verschiedenen Größenskalen nötig. Wasser speichert Wärme im Vergleich mit anderen Stoffen sehr gut, es verfügt über

eine hohe spezifische Wärmekapazität. Daher eignen sich neben Übertagespeichern auch entsprechend nutzbare Grundwasserleiter oder wassererfüllte Hohlraumstrukturen im Untergrund in hohem Maße als saisonales Puffersystem. Neben Aquifer- und Erdwärmesondenspeichern besitzen die Grubenwässer des Bergbaus ein erhebliches Speicherpotenzial. Letztere liegen noch dazu industriegeschichtlich bedingt in der Regel in unmittelbarer Nähe zu den großen Verbrauchern in den Metropolen (siehe Kapitel 3.1 Geothermische Speicher).



5 Wettbewerbsfähigkeit und Akzeptanz

Der zukünftige Energiemix Deutschlands im Strom- und Wärmesektor wird insbesondere von dem 2022 überarbeiteten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), dem Kohle- und Atomausstieg, dem CO₂-Preis und der Lebensdauer des konventionellen Erzeugungsparks geprägt. Während der Strommarkt bereits einem großen Wandel unterliegt, rückt die Wärme als integraler Bestandteil einer Energieversorgung zunehmend in den Vordergrund, besonders verstärkt durch den Ukrainekrieg und dessen Folgen für die Versorgung mit Erdgas und Erdöl. Mittelfristig kann die Geothermie neben Solarthermie und „Power to Heat“ ein wichtiger Faktor für eine nachhaltige und sichere Wärmeversorgung sein. Oberflächennahe Erdwärmearbeiten profitieren von ihrer Dezentralität, während die hydrothermale Geothermie mit ihrer Anlagenleistung und dem Temperaturniveau vor allem in Wärmeverteilnetzen punkten kann.

5.1 Hydrothermale Geothermie

Die hydrothermale Geothermie ist, außer für industrielle Zwecke, aufgrund der Anlagenleistung im unteren zweistelligen Megawattbereich für Wärme in der Regel an entsprechende Fernwärmenetze gebunden. Damit bietet sich ihr Einsatz in dichter besiedelten Gebieten – mit entsprechender Abnehmerzahl und Infrastruktur – an. Hier steht sie heute vor allem in Konkurrenz zu fossil befeuerten Heiz- und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Steigende CO₂-Preise und der beschlossene Kohleausstieg werden den Energiemix in der Fernwärme jedoch stark verändern.

Die Preisgestaltung im Fernwärmesektor basiert auf einer Vielzahl von Faktoren (Anlagenparks, vorhandene Infrastruktur, Anschlussleistung etc.). Im aktuellen Erzeugungsmix, den vornehmlich Erdgas und Kohle prägen, lag der mittlere Fernwärmepreis zwischen 65 und 90 Euro pro Megawattstunde⁵⁶, kann aber auch deutlich davon abweichen. Um sinnvoll hydrothermale Geothermie zum schrittweisen Ersatz von Anlagen mit fossilen Energieträgern in ein Wärmenetz zu integrieren, muss die Wirtschaftlichkeit für das Gesamtsystem aus Netz und Erzeugungspark gegeben sein. Das ist beispielsweise der Fall, wenn die CO₂-Preise wie zu erwarten ansteigen.

Die ökonomische Bewertung hydrothormaler Geothermie ist gegenüber fossilen Energieträgern deutlich stärker von Investitionskosten als von Betriebskosten abhängig. Erstere haben einen Anteil von bis zu 70 Prozent an den Wärmegestehungskosten, denn für die Erschließung und Nutzung (ohne Verteilnetz) sind Investitionen von etwa 2 bis 2,5 Millionen Euro pro Megawatt zu veranschlagen. In den ersten Phasen eines Projekts – während der Erkundung und der ersten Bohrung – fallen rund vierzig Prozent dieser Kosten an. Die weiteren Kosten entstehen dann für die zweite Bohrung sowie die Planung und den Bau der übertägigen Anlage. Jedes Projekt birgt ein Risiko, welches darin besteht, dass die erwarteten Förderraten nicht erreicht werden können. Eine Entscheidung zur Weiterführung oder zum Abbruch des Projekts erfolgt nach der ersten Phase.⁵⁷

Die Kosten eines geothermischen Heizwerks in einem Fernwärmesystem ergeben sich somit im Wesentlichen aus den Abschreibungen und den angesetzten Volllaststunden, also der aufsummierten Zeitspanne pro Jahr, während der die Anlage bei Nennleistung betrieben werden kann.

Verschiedene Untersuchungen zeigen, dass die Kosten typischer Anlagen sowohl mit konventioneller fossiler Erzeugung als auch mit anderen erneuerbaren Energietechnologien vergleichbar sind. Dies gilt insbesondere für die in größere Wärmenetze integrierten Systeme, die mit höheren Volllaststunden genutzt werden können.

5.2 Sektorkopplung und Speicherkapazitäten

In Wärmenetzen kann eine Vielzahl von Wärmequellen integriert werden. Geothermie erweist sich mit 7.000 Volllaststunden und einer Unabhängigkeit gegenüber den Jahreszeiten und dem Wetter als ein verlässlicher Wärmelieferant. Sie lässt sich mit Beiträgen anderer flexibler Energiequellen komplementieren. Für eine solche Kopplung im Wärmenetz eignen sich saisonal gespeicherte Wärme, andere erneuerbare Energien sowie Erdgas, dessen Einsatz als bei Bedarf schnell verwendbares System meist ohnehin als Rückfalloption offengehalten wird. Eine Voraussetzung hierfür stellt jedoch der Ausbau der Wärmenetze dar.

Zusätzlich lassen sich die verschiedenen in ein Netz integrierten Systeme im Sinne der Sektorkopplung nutzen.⁵⁸ Wärme

56 | Vgl. AGFW 2020.

57 | Vgl. Bracke et al. 2022.

58 | Vgl. Ausfelder et al. 2017.

als „Überschusswärme“, beispielsweise aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, Müllverbrennungsanlagen und Klimatisierung, kann über das Netz in den Untergrundspeicher fließen, um sie in kühleren Phasen dann wieder zu nutzen. Die Speicherung der Wärme ist in geothermischen Systemen ohne große Änderungen möglich, und 60 bis 90 Prozent der gespeicherten Wärme sind rückholbar. Die durch geothermische Technologien verfügbaren Speicherkapazitäten sind beträchtlich (siehe Kapitel 3.1 Geothermische Speicher).

Gleiches gilt für die Kopplung von stromgeführten Blockheizkraftwerken oder industrieller Abwärme mit Aquiferwärmespeichern oder geeigneten Untergrundspeichern. Mit Energie aus Biomasse-Heizkraftwerken oder großen Solarthermieanlagen können vollständig regenerative Anlagenkonzepte realisiert werden. Geothermische Speicher können einen signifikanten Beitrag zur Flexibilisierung des Energieversorgungssystems leisten.

Bei einer Sektorkopplung mit Strom könnte darüber hinaus überschüssiger Strom in Wärme umgewandelt (Power2Heat) und im Untergrund gespeichert werden, was ebenfalls zur Stromnetzstabilität beiträgt. Um Geothermie gut zu integrieren, müssen neben technologischen Entwicklungen und Weiterentwicklungen digitaler automatisierter Systemsteuerungen auch entsprechende Geschäftsmodelle etabliert werden.

Geothermie kann Resilienz, Effizienz und Wirtschaftlichkeit der urbanen Wärmeversorgung steigern, weil

- sie grundlastfähig ist,
- sie als heimische Energieform dauerhaft und stabil Wärme liefert,
- sie mit anderen Wärmeerzeugungssystemen gekoppelt werden kann, falls nötig unter Einsatz von Groß- oder Hochtemperatur-Wärmepumpen,
- sie Überschusswärme saisonal speichern kann und
- ihre Leistungsfähigkeit beispielsweise durch Kaskadennutzung (hintereinander geschaltete Nutzung auf unterschiedlichen Temperaturniveaus) erhöht wird und zu höheren Betriebs- und Volllaststunden führt.

5.3 Deutschland als Akteur im Geothermiemarkt

Rund siebenzig Prozent des Energieaufkommens in Deutschland stammt derzeit aus Importen verschiedener Energieträger.⁵⁹ Im Jahr 2018 kosteten diese 63 Milliarden Euro oder 1,9 Prozent des Bruttoinlandsprodukts.

Gewinnung und Nutzung heimischer Erdwärme sind ein interdisziplinäres Arbeitsfeld. In Deutschland gibt es eine Vielzahl leistungsfähiger Unternehmen, die die Arbeitsschritte verknüpfen und gleichzeitig bei jedem einzelnen eine Wertsteigerung erarbeiten. Die Produkte und Dienstleistungen, die mit der Erschließung und Nutzung von Erdwärme verbunden sind, umfassen unterschiedliche Anwendungen, beispielsweise beim Heizen, Kühlen oder bei der Stromerzeugung, sowie verschiedene Leistungsbereiche von der Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses bis zu kommunalen Großanlagen mit thermischen und/oder elektrischen Leistungen im Megawattbereich mit der zugehörigen Fernwärmeinfrastruktur.

Der Geothermiemarkt kann in zwölf Sektoren untergliedert werden (Abbildung 12). Diese decken in ihrer Gesamtheit alle Branchen und Leistungen ab, die beim Bau und Betrieb von Geothermieanlagen benötigt werden.⁶⁰

Die wachsende Geothermiebranche schafft Arbeitsplätze in Deutschland sowohl für die Errichtung als auch für den Betrieb der Anlagen unter Tage und an der Oberfläche. Die Wertschöpfung erfolgt häufig vor Ort – von der Planung über die Installation bis zum Betrieb. Allein im Ruhrgebiet sind mindestens 300 Unternehmen mit etwa 4.000 bis 5.000 Beschäftigten am Geothermiemarkt tätig. Bundesweit waren es 2021 etwa 40.000 Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer.⁶¹

Die geothermische Industrie hat sich in Deutschland seit der Jahrtausendwende vornehmlich auf zwei Säulen entwickelt: Zum einen sind junge Unternehmen aktiv, die für diesen neuen Markt gegründet wurden, zum anderen etablierte Firmen der Geo-, Bergbau- und Energietechnik. Letztere haben ihr Portfolio aufgrund des sich wandelnden Bedarfs weg von großen, zentralen Erzeugern auf Basis fossiler Brennstoffe hin zu kleineren, dezentralen Anlagen angepasst. Sie haben ihr Geschäftsfeld um geothermische Produkte, zum Beispiel aus dem Bohr- und

59 | Vgl. BMWK 2021.

60 | Vgl. Bracke 2018.

61 | Vgl. ebd.

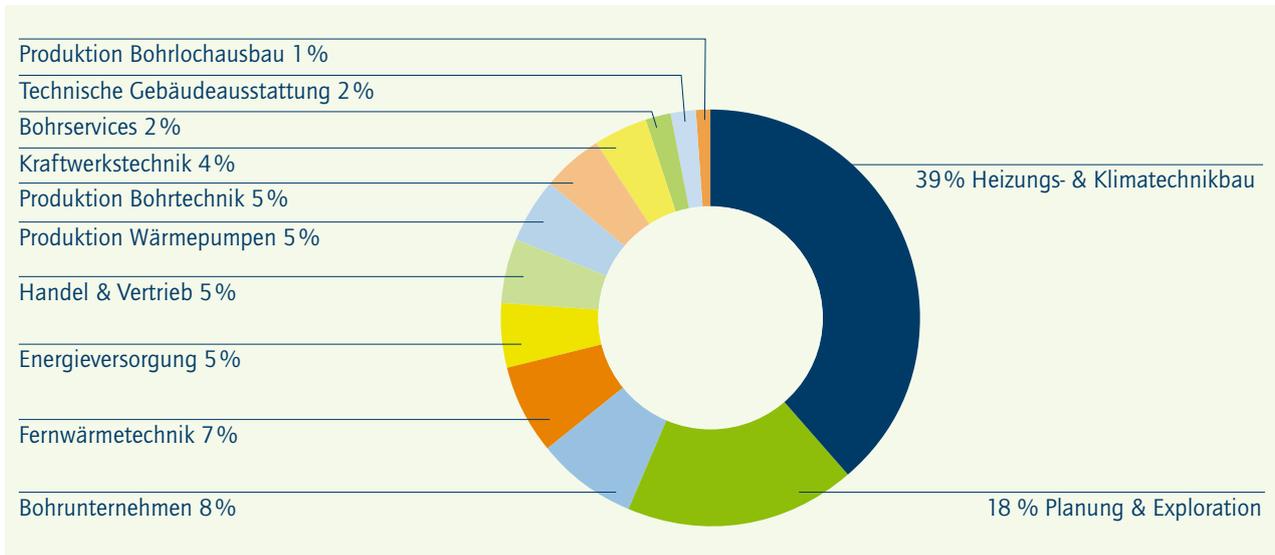


Abbildung 12: Anteil der Unternehmen am Geothermiemarkt, Beispiel Rhein-Ruhr-Region (Quelle: eigene Darstellung nach Bracke 2018)

pumpentechnischen Maschinenbau oder der Fernwärme- und Kraftwerkstechnik, erweitert.

Aufgrund einer Zunahme von circa 25.000 erdgekoppelten Wärmepumpensystemen pro Jahr⁶² in Deutschland nimmt der Sektor des Anlagenbaus für Heizungs- und Klimatechnik mit 39 Prozent derzeit den größten Anteil ein. Es folgen Ingenieur-, Planungs- und Explorationsfirmen mit 18 Prozent, während die übrigen 8 Sektoren einstellige Prozentanteile ausmachen (siehe Abbildung 12).

Die Art der erbrachten Leistungen ist abhängig von dem Nutzungssystem der geothermischen Energie und vom Leistungsbereich, der von der Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses bis hin zu kommunalen Großanlagen reicht. Diese Heterogenität und Komplexität des Markts bietet Unternehmen vielfältige Chancen, da es nicht die eine Schlüsseltechnologie gibt. Mit ihrer oft regional verankerten sowie zugleich breiten und tiefen Wertschöpfungskette kann sich die Branche relativ gut auf dem Markt behaupten.

Auch die Größenstruktur der geothermischen Industrie ist heterogen: Etwa 15 bis 20 Prozent machen weltweit tätige Unternehmen mit Dienstleistungen und Produkten für Wärme-, Kälte-, Kraftwerks- und Bergbautechnologien aus. Einige von ihnen zählen zu den Weltmarktführern, wie in der Kühlungstechnik von Geothermiekraftwerken. Die Mehrzahl der Marktteilnehmer ist jedoch eher klein- bis mittelständisch geprägt. Etwa die Hälfte der Unternehmen erzielt derzeit mit je knapp 20 Mitarbeitenden

einen Jahresumsatz von bis zu 5 Millionen Euro auf dem Geothermiemarkt.

Geothermische Anlagen können auch industrielle Anwendungen mit Kälte, Warmwasser und Prozesswärme beliefern. Hierzu zählen Produktionsprozesse von Möbeln, Leder, Zucker, Gummi, organischen Chemikalien, pharmazeutischen Produkten, Biokraftstoffen und Baustoffen sowie die Milchverarbeitung, die Pasteurisierung, Brauereien, Metallbearbeitung, die Großkühlung und viele andere mehr. Die dafür erforderliche Wärmeenergie lässt sich bei geeigneter Reservoirtemperatur entweder direkt nutzen oder sehr gezielt über Wärmepumpen erzeugen. Für Prozessdampf aus erneuerbaren Quellen bietet es sich an, den geothermalen Beitrag mit zusätzlicher Wärme beispielsweise aus Biobrennstoffen zu ergänzen.

Von technischer und technologischer Seite steht dem weiteren Ausbau der Geothermie nichts im Weg. Es gibt Hersteller für ausreichend leistungsstarke Bohranlagen, das Gleiche gilt für die notwendigen Materialien, Wärmepumpen sowie die technischen Kraftwerks- und Heizungsanlagen. Heimische Hersteller sind in der Lage, bei entsprechender Nachfrage mit geringer Anlaufzeit hohe Stückzahlen zu liefern.

Einen Engpass könnte es möglicherweise bei gut ausgebildetem Personal in der Bohrindustrie sowie der Heizungs- und Klimatechnikbranche geben. Hier ist eine Neustrukturierung des bestehenden Ausbildungssystems empfehlenswert. Ebenso könnten

62 | Vgl. BWP 2022.

die in jüngster Zeit aufgetretenen Energieengpässe im Zuge des Konflikts zwischen Russland und der Ukraine sowie der unter anderem dadurch hervorgerufenen beschleunigten Umstellung von fossilen auf erneuerbare Energieträger zu Engpässen auch im technischen Sektor führen.

5.4 Akzeptanz der Geothermie

Mit dem Wort „Geothermie“ assoziieren viele die in Kapitel 2.3 genannten Beben in Basel und Landau (Pfalz) sowie den Schadensfall in Staufen (Baden-Württemberg). Diese Reaktion kennzeichnet einen wichtigen Faktor für die Nutzung der Geothermie: die Akzeptanz in Politik und Bevölkerung. Tatsächlich ist es in der Vergangenheit bei einigen wenigen Geothermieprojekten zu Zwischenfällen (ausnahmslos ohne Personenschäden) und einer damit einhergehenden negativen Medienberichterstattung gekommen. Die Vorfälle sind jedoch in den meisten Fällen auf unzureichende geowissenschaftliche Vorbereitung und technische Sorgfalt zurückzuführen.

In Staufen wurden 2007 sieben Erdwärmesonden mit einer Tiefe von jeweils circa 140 Metern für das Beheizen des Rathauses installiert. Bereits wenige Wochen danach hob sich der Boden im zentralen Bereich um über fünfzig Zentimeter. Das führte zu teilweise erheblichen Schäden an Gebäuden. Grund dafür war, dass der Raum zwischen den Sonden und dem umgebenden Gestein nicht sachgerecht abgedichtet worden war, sodass Grundwasser aus einer tiefer gelegenen Schicht aufsteigen konnte. In einer darüber liegenden Gesteinsschicht traf das aufsteigende Wasser auf Anhydrit, der dadurch in Gips umgewandelt wurde. Dieser Vorgang führte zu einer erheblichen Volumenvergrößerung, sodass sich der Boden hob.⁶³

Der Vorgang der Gipsbildung und Gesteinsquellung ist seit Jahrzehnten beim Straßen-, Brunnen- und Tunnelbau gut bekannt. Es gibt bewährte technische Vorgehensweisen, um solche Vorkommnisse zu verhindern. In Staufen wurden die erforderlichen Sanierungsmaßnahmen allerdings viel zu spät eingeleitet.

Aufgrund dieses bisher mit Abstand größten im Rahmen der Nutzung von Geothermie in Deutschland aufgetretenen Schadensfalls folgten Verbesserungen bei der geologischen Vorerkundung, der Qualitätssicherung sowie der Versicherungsregelung geothermischer Vorhaben. Die Branche hat aus dem Vorfall gelernt, solche Vorkommnisse zu verhindern.

Im Zusammenhang mit Projekten der tiefen Geothermie wird oft auf ein mögliches „Erdbebenrisiko“ hingewiesen. Dabei werden im deutschsprachigen Raum immer wieder die Bohrungen in Basel und Landau genannt, die beide ins kristalline Grundgebirge reichen. In Basel, einer Region mit erheblicher natürlicher Erdbebentätigkeit, verursachte 2006 ein Versuch der petrothermalen Geothermie ein Erdbeben der Stärke 3,4. Hier reagierte die Erde infolge einer massiven Injektion von Wasser in heiße, gering durchlässige kristalline Grundgebirgsgesteine in 4,3 bis 5 Kilometer Tiefe. Dieses Ereignis war zwar an der Erdoberfläche hör- und spürbar, hat aber nur geringfügige materielle Schäden verursacht.⁶⁴

Der zweite Fall ist das Geothermieheizkraftwerk Landau, dessen Bohrungen ebenfalls ins Grundgebirge reichen. Hier hat es im Jahr 2009 eine Reihe von Erderschütterungen der nur mit Spezialinstrumenten messbaren Stärke 1 bis zu leicht spürbaren Beben (2,4) gegeben. Diese wurden mit dem Kraftwerksbetrieb und erhöhten Drücken während der Injektionsbohrung in Verbindung gebracht. Dabei kam es zwar nicht zu nennenswerten Schäden, dennoch wurden rasch Konsequenzen gezogen: Das Heizkraftwerk Landau wird seit 2010 permanent seismologisch überwacht und wurde inzwischen quasi als „Forschungslabor“ zur Untersuchung nicht natürlicher Erschütterungen messtechnisch ausgebaut. Seit der Umsetzung dieser Maßnahmen, dem Einsatz eines neu entwickelten seismischen Monitoringsystems (Kapitel 2.3) und einer kontrollierten Reduzierung der Injektionsrate konnten Häufigkeit und Stärke seismischer Ereignisse erheblich reduziert werden. Es gab auch keinerlei Überschreitungen mehr der nach DIN 4150 vorgegebenen Bodenbewegungen.

Aus diesen Fehlern wurde gelernt. So gibt es heute etablierte Best-Practice-Methoden, mit denen die genannten Zwischenfälle hätten vermieden werden können. Dank neuer Entwicklungen bei den Bohrtechniken, den Messtechnologien, der Modellierung des Untergrunds sowie in der strategischen Planung und Durchführung von Geothermieprojekten verfügt man heute über umfangreiche Möglichkeiten, derartige Schadensfälle zu vermeiden.

Für die Akzeptanz geothermischer Projekte ist es extrem wichtig, dass sie keine Schäden für Mensch und Umwelt verursachen. Dies regeln Gesetze, die entsprechend hohe Vorgaben und Anforderungen stellen. Alle mit der Erschließung und Nutzung von Erdwärme verbundenen technischen Maßnahmen unterliegen einem verwaltungsrechtlichen Genehmigungsprozess. Dabei gelten neben dem Bergrecht insbesondere die Vorgaben des Wasserhaushaltsgesetzes des Bundes und der Wassergesetze der Länder (siehe Kapitel 2).

63 | Vgl. Grimm et al. 2014.

64 | Vgl. Bönnemann et al. 2010.



Das Prozedere hängt dabei von der Technologie ab. Für oberflächennahe Erdwärmesonden erfolgt, abhängig von der Tiefe und den örtlichen geologischen Gegebenheiten, nach einer Anzeige bei der Unteren Verwaltungsbehörde sowie gegebenenfalls der Bergbehörde die wasser- und eventuell auch bergrechtliche Erlaubnis für das Vorhaben. Unabhängig davon ist es stets erforderlich, alle verfügbaren geologischen und hydrogeologischen Daten und Informationen über den lokalen Untergrund zusammenzustellen.

Bohrungen für mitteltiefe und tiefe Geothermie unterliegen dem Bergrecht und damit grundsätzlich einem mehrstufigen Betriebsplanverfahren. Dieses verpflichtet das Unternehmen, alle Belange der Arbeitssicherheit sowie des Gesundheits- und Umweltschutzes in technisch, organisatorisch und personell bestmöglicher Weise zu berücksichtigen. Der Betriebsplan umfasst alle Projektphasen von der Errichtung über die Förderung bis hin zur Einstellung des Betriebs. Die Genehmigungen müssen für die einzelnen Phasen separat beantragt werden. Gegebenenfalls ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung nötig. An dem Zulassungsverfahren sind alle zuständigen Behörden und auch die Öffentlichkeit beteiligt. Dadurch finden Belange des Naturschutzes wie die Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie Eingang in die Nebenbestimmungen zur Umsetzung des Betriebsplans.⁶⁵

Dieses Vorgehen stellt sicher, dass mögliche negative Einflüsse von Geothermieprojekten auf die Umwelt und auf die unmittelbare Umgebung bereits im Vorfeld identifiziert, untersucht und weitgehend vermieden werden müssen – nur dann erfolgen die Genehmigungen im Zuge des Projektfortschritts. Um den Prozess zu beobachten, werden üblicherweise bereits in der Vorphase Anforderungen an Monitoring und Überwachung festgelegt, die auch während der Erschließung und im laufenden Betrieb der Anlage gelten. Typische Anforderungen sind:

- ein seismologisches Monitoring, das Ereignisse auch weit unterhalb der Fühlbarkeitsgrenze durchgehend aufzeichnet und Gegenmaßnahmen ermöglicht,
- die Messung der Bodenschwinggeschwindigkeit,
- ein permanentes Monitoring zur Überprüfung der Wasserqualität oberflächennaher Grundwasserschichten,
- die Überwachung der Hydraulik und der Eigenschaften der Wasser aus der Tiefbohrung,

- Betriebsüberwachung und -schutz, Lärmmessungen, Überwachung der Transporte etc., sowie
- der Nachweis, dass die Bohrungen dauerhaft dicht und intakt sind.

Eine Innovation ist es, mit Glasfaserkabeln wichtige Untergrundparameter wie Temperatur, Druck, Seismik/Akustik oder Dehnung in Tiefbohrungen permanent aufzuzeichnen (vgl. Kapitel 3.2). So kann die Bohrung auch hinsichtlich der Bohrlochintegrität kontinuierlich überwacht werden. Erste Versuche mit dieser Technik gab es bereits in Tiefbohrungen der Stadtwerke München.

Die Überwachung der Zusammensetzung der geförderten Fluide (Wasser, gelöste Feststoffe und Gas) sowie von Druck und Förderate ist Standard. Zusammen mit seismischen und anderen geophysikalischen Messungen sind Prognosen über das Verhalten des Untergrunds während des Betriebs geothermischer Anlagen möglich. Dies verbessert auch die Betriebssicherheit weiter.

Neben der kontinuierlichen Weiterentwicklung der Technologien und Verfahren sowie der Einhaltung der strengen gesetzlichen Vorgaben ist eine ständige Kommunikation mit der Bevölkerung erforderlich. Der stetige Austausch mit Bürgerinnen und Bürgern sowie eine adäquate Öffentlichkeitsarbeit auch unter Nutzung digitaler Möglichkeiten sind hierbei von zentraler Bedeutung. Eine transparente Informationspolitik während der gesamten Projektlaufzeit und die Einbeziehung der Anwohnerinnen und Anwohner in Entscheidungsprozesse ermöglichen es den Betroffenen, sich selbst ein Bild zu machen und auf Augenhöhe auch kritische Aspekte mitzudiskutieren.^{66,67,68,69}

Ausgangspunkt für jede Kommunikation sind von Beginn an korrekte, sachliche und regelmäßige Informationen mit größtmöglicher Transparenz.⁷⁰ Nur so kann das Vertrauen in ein Projekt und auch in die Nutzung der Geothermie insgesamt gesichert werden. Dabei ist festzuhalten, dass die Risiken durch sorgfältige Vorbereitung, Vorerkundung, Planung und Umsetzung grundsätzlich beherrschbar sind. Kenntnisse und Fähigkeiten auf den entscheidenden Feldern sind in Deutschland vorhanden und etabliert. Zudem machen etliche Beispiele deutlich, wie Bürgerinnen und Bürger sicher von Geothermie profitieren können.

65 | Vgl. LFZG 2017.

66 | Vgl. Borg et al. 2015.

67 | Vgl. LFZG 2017.

68 | Vgl. VDI 2015.

69 | Vgl. VDI 2014.

70 | Vgl. BINE 2016.

6 Geothermie in Ballungsräumen – Beispiele und Strategien

Besonders urbane Ballungsräume bieten sich für die Nutzung der Geothermie zur Defossilisierung der Wärmeversorgung an (siehe Kapitel 4.1). Kommunale Versorger haben vielfältige und neuartige Initiativen für eine Umstellung der Wärmeversorgung und der Nutzung der Geothermie ergriffen. Der süddeutsche Raum, besonders die Stadt München und die Umlandgemeinden sind mit der Umsetzung am weitesten fortgeschritten und erfahren eine sich dynamisch entwickelnde geothermische Wärmenutzung. Vor großen Herausforderungen der Defossilisierung steht die Rhein-Ruhr-Region, wobei die Geothermie hier eine wichtige Rolle übernehmen kann. Ausgewählte Beispiele aus dem Norddeutschen

Becken und dem Oberrheingraben zeigen Strategien, wie Geothermie in die Wärmeversorgung eingebunden werden kann. Darüber hinaus führt das Beispiel der Metropolregion Paris, die schon seit Mitte der 1980er Jahre diese Entwicklung vorantreibt, die internationale Bedeutung der Geothermie vor Augen. Dort zeigen sich auch die Langlebigkeit der Anlagen und die Möglichkeiten des „Repowerings“.

6.1 Großraum München

Die Stadtwerke München (SWM) planen als erstes kommunales Unternehmen in Deutschland, ab 2025 den Stromverbrauch der Stadt München durch Ökostrom aus eigenen Anlagen zu decken. Bis 2040 soll darüber hinaus die Fernwärme vollständig CO₂-neutral geliefert werden. Dieses Ziel soll insbesondere mithilfe der hydrothermalen tiefen Geothermie erreicht werden, was neben ökologischen auch ökonomische Gründe hat: Nach Auswertung der Betriebsdaten unterschiedlicher Energieerzeugungsanlagen

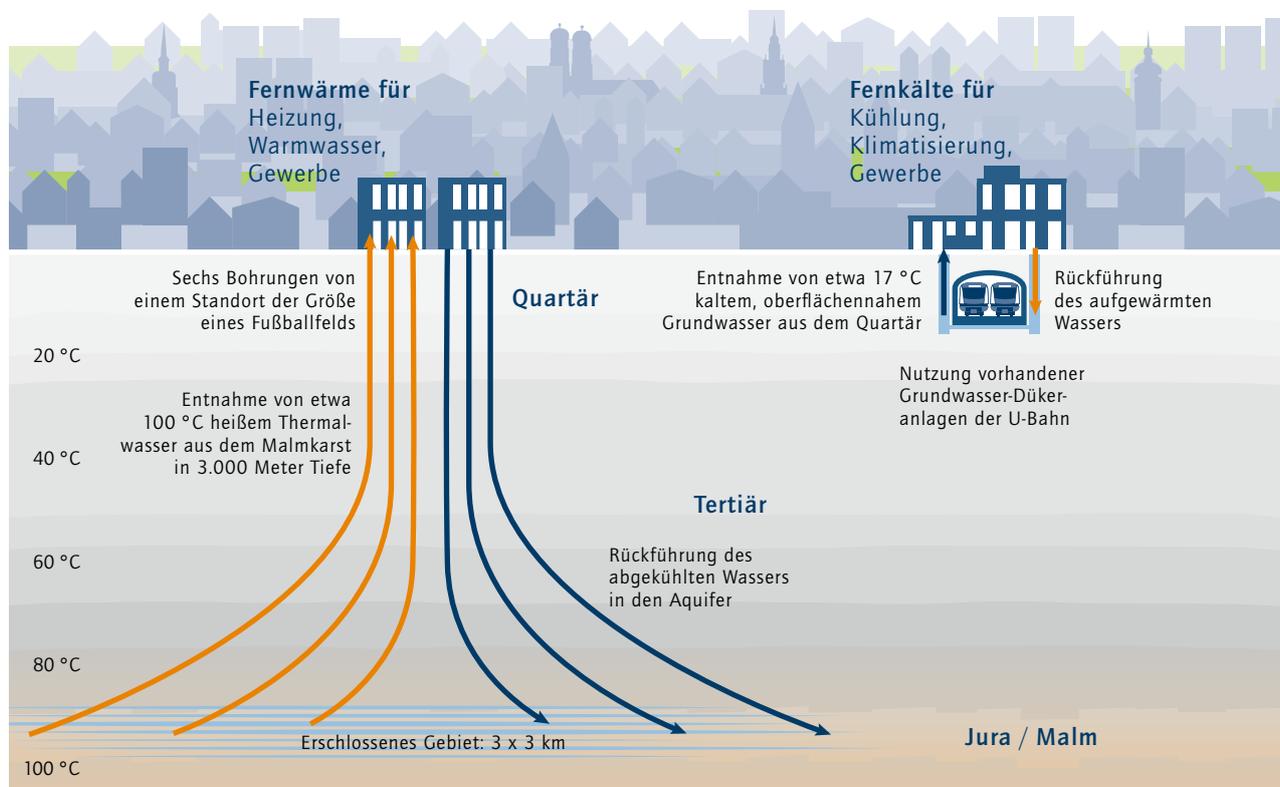


Abbildung 13: Schematische Darstellung der Nutzungsarten von Untergrundwässern in München zur Bereitstellung von Fernwärme (links) und Fernkälte (rechts) (Quelle: eigene Darstellung nach SWM 2019)

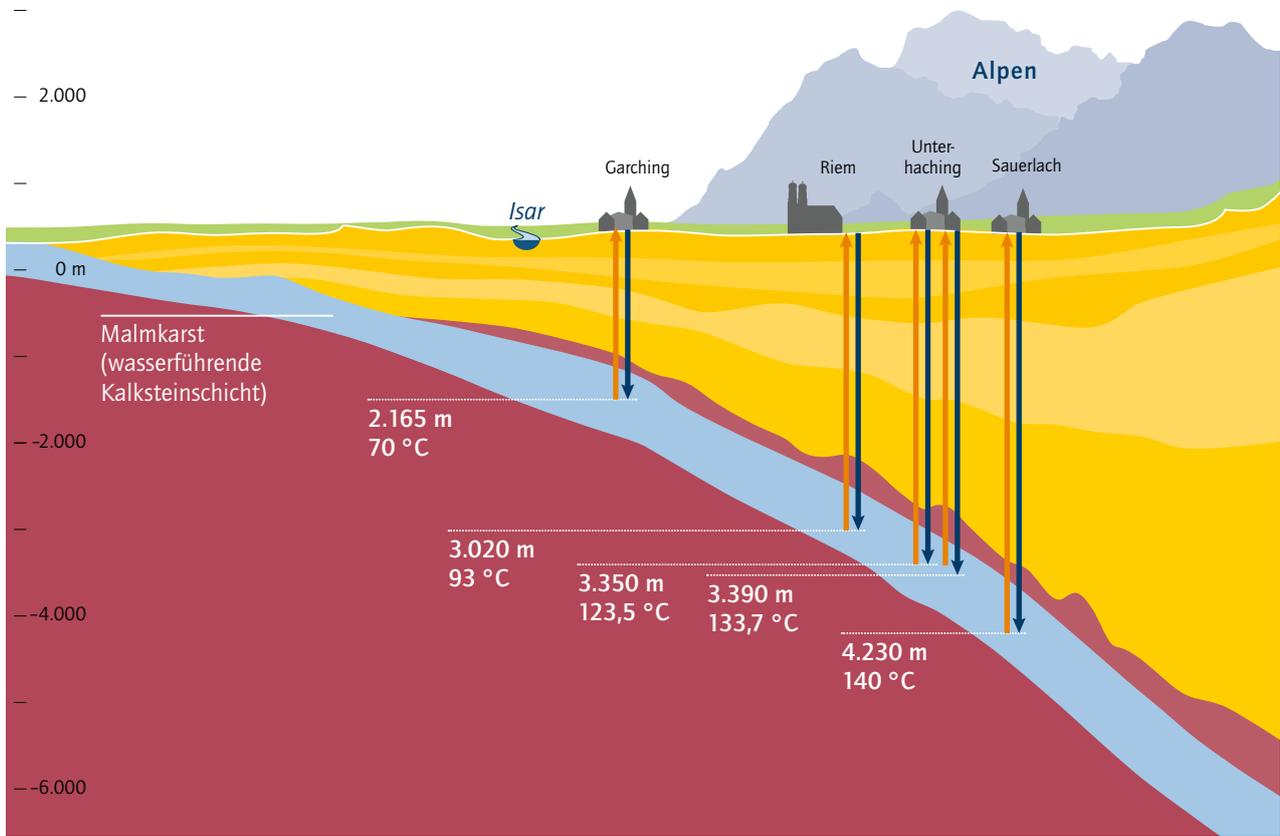


Abbildung 14: Schematischer geologischer Nord-Süd-Schnitt durch das süddeutsche Molassebecken. Für die Geothermie relevant ist der Malmkarst, eine wasserführende Kalksteinschicht im oberen Jura (Quelle: eigene Darstellung nach Rödl & Partner 2024).

ist die tiefe Geothermie die günstigste klimafreundliche regenerative Erzeugungsart für Fernwärme.⁷¹

München ist auch die erste Großstadt in Deutschland mit einem eigenen Kältenetz für Gebäudekühlung, das primär aus dem oberflächennahen Grundwasservorkommen unterhalb der Stadt gespeist wird und das in den kommenden Jahren weiter ausgebaut werden soll. Außerdem ist vorgesehen, diesen Grundwasserleiter verstärkt für eine kombinierte thermische Nutzung (Heizen und Kühlen) zu verwenden. Damit verfügt die Metropole über geothermische Nutzungen in unterschiedlichen Stockwerken (siehe Abbildung 13).

Der unmittelbare Untergrund von München besteht aus sehr durchlässigen Kiesen mit einem oberflächennahen, gut erschließbaren Grundwasservorkommen, das für die Trinkwassergewinnung und bereits für energetische Zwecke wie Heizen oder Kühlen von Gebäuden genutzt wird. Der Kreislauf der Fernkälte funktioniert analog zu dem der Fernwärme. Das Wasser des

Fernkältenetzes wird in einer zentralen Anlage abgekühlt und über eine Rohrleitung an die Kundschaft geliefert. Dort nimmt es die Abwärme aus der Gebäudeklimatisierung auf und wird über eine zweite Leitung wieder zurückgeführt (Abbildung 13, rechts). Zur Erschließung des Grundwassers für Kühlzwecke werden neben konventionellen Förder- und Schluckbrunnen auch einige Dükeranlagen der U-Bahn genutzt, die anströmendes Grundwasser sammeln und unter der U-Bahn durchleiten. Dieses System kann den Bedarf an elektrischer Energie für die Kälteerzeugung um bis zu neunzig Prozent reduzieren. Stand 2021 sind in München bereits 6 solcher Fernkältenetze realisiert worden, 2 befinden sich noch in der Umsetzung. Die Fernkälteleistung dieser Anlagen beträgt aktuell 13 Megawatt und soll innerhalb des nächsten Jahrzehnts auf über 100 Megawatt ausgebaut werden.

Das sehr viel größere Potenzial der Geothermie liegt im Großraum München allerdings im tiefen Untergrund. In Tiefen von 2 Kilometern an der nördlichen Stadtgrenze bis über 3 Kilometern im Süden befinden sich ergiebige Heißwasservorkommen im

71 | Vgl. SWM 2022.

oberen Jura (Malm) mit Temperaturen zwischen 80 Grad Celsius im Norden und über 125 Grad Celsius im Süden. Damit besitzt München einen riesigen Schatz dieser Energie (siehe Kapitel 4.1).

Nach Erstellung eines Gesamtkonzepts aus technischer, ökologischer und wirtschaftlicher Sicht für die Stadt München untersuchte eine 3D-Seismikkampagne im Münchner Süden, in einer überwiegend urbanen Umgebung, auf einer Fläche von 170 Quadratkilometern den geologischen Untergrund. Auf Basis der Ergebnisse entstand ein sehr detailliertes geologisches Modell. Es zeigte unter anderem, wie die Reservoireigenschaften verteilt sind, wobei die natürlichen Rissysteme in geologischen Störungszonen für die geothermische Nutzung von besonderer Bedeutung sind. Dieses Modell ist eine ausgezeichnete Grundlage, um geeignete Standorte für die ortsnahe Erschließung und Nutzung der tiefen Geothermie zu finden.

Anfang 2021 betrieben die Stadtwerke München bereits 5 Geothermieanlagen in Riem, Freiham, Sauerlach, Dürnhaar und Kirchstockach mit insgesamt 30 Megawatt thermischer und 17 Megawatt elektrischer Leistung. Die sechste Anlage wurde 2021 auf Grundlage des Modells am ehemaligen Heizkraftwerk (HKW) Süd in Sendling erstellt. Sie verfügt über 6 Tiefbohrungen, 3 Förder- und 3 Injektionsbohrungen mit Längen zwischen 3.700 und 4.400 Metern. Alle Tiefbohrungen gehen von einem gemeinsamen Bohrplatz aus in verschiedene Richtungen und sind im Bereich des Aquifers stark geneigt ausgeführt. Die 3 Förderbohrungen liefern nach den hydraulischen Tests in Summe etwa 300 Liter pro Sekunde mit einer Temperatur von knapp über 100 Grad Celsius, sodass am Standort HKW Süd mehr als 60 Megawatt thermische Leistung installiert werden können. Zum erweiterten Energienutzungskonzept an diesem Standort gehört auch der Neubau eines großen Wärmespeichers von etwa 250 Megawatt und einer Kälteanlage.

Parallel zur weiteren, schrittweisen Erschließung des tiefeingeothermischen Potenzials beabsichtigen die Stadtwerke München den Aus- und Umbau des Fernwärmenetzes, um die Geothermie optimal einzubinden. Ein weiterer Bestandteil soll künftig die saisonale Speicherung werden.

Die Stadtwerke München wollen bis 2040 eine Leistung von weiteren vierhundert Megawatt aus einem Heißwasseraquifer für die regionale Fernwärmeversorgung nutzen. Wie zuverlässig dies

gelingen kann, zeigen die Leistungsdaten der schon bestehenden Heiz(kraft)werke im Bayerischen Molassebecken. Die installierte Leistung beträgt derzeit thermisch etwa 325 Megawatt und rund 40 Megawatt elektrisch, die von 23 zwischen 1998 und 2021 realisierten Anlagen bereitgestellt werden.⁷² Dabei setzte die Inbetriebnahme der Pilotanlage in Unterhaching südlich von München 2009 den entscheidenden Meilenstein.⁷³ Vier weitere Projekte befinden sich zurzeit in der Konstruktionsphase. Die meisten Projekte konzentrieren sich dabei auf den Großraum München und den östlichen Teil des zentralen Molassebeckens (Abbildung 14). Hier haben sich die geologischen Bedingungen in Kombination mit der Wärmeabnahmestruktur als besonders günstig herausgestellt. Nachweislich sind alle Geothermiebohrungen im Großraum München, die für die Wärmeversorgung geplant wurden, fündig geworden und werden genutzt.

Das von der Geothermie-Allianz Bayern (GAB) berechnete technische Potenzial der hydrothermalen tiefen Geothermie für Temperaturen über 90 Grad Celsius beträgt in der Region über 7.500 Megawatt. Um die Wärmenachfrage der südbayerischen Städte im Bereich des Molassebeckens zu decken, sind über zweihundert weitere Förder- und Injektionsbohrungen erforderlich. Die geothermische Versorgung der Fernwärmebedarfsgebiete kann durch Verbundleitungen gesichert werden, die aus technologischer, ökonomischer und ökologischer Perspektive eine attraktive Möglichkeit darstellen, die hohe Verfügbarkeit der tiefen Geothermie optimal zu nutzen.⁷⁴

6.2 Rhein-Ruhr-Region

Die Metropolregion Rhein-Ruhr (RRR)^{75,76} gehört mit etwa zehn Millionen Einwohnern neben Paris und London zu den größten Ballungsräumen Europas. In der erweiterten RRR befinden sich 30 der 82 deutschen Großstädte mit mehr als 100.000 Einwohnerinnen und Einwohnern. Zur Nutzung der Abwärme der Großindustrie sind in den vergangenen Jahrzehnten einzigartige, miteinander vernetzte Wärmeverbundsysteme entstanden. Allein das nördliche Fernwärmenetz in der Ruhrschiene liefert jährlich 6.500 Gigawattstunden bei einer installierten Leistung von 2.310 Megawatt; die wesentlichen Wärmeerzeuger sind fossil befeuerte Anlagen (Kohle, Erdgas), Müllverbrennung und Industrieanlagen (zum Beispiel Stahlproduktion) mit entsprechend hohen CO₂-Emissionen. Dieses Netz hat eine Länge von über

72 | Vgl. Agemar et al. 2014.

73 | Vgl. Geothermie Unterhaching 2022.

74 | Vgl. Loewer et al. 2020.

75 | Vgl. Bracke 2018.

76 | Vgl. Bracke 2023.



2.000 Kilometern, bestehend aus einem Primär- (180 Grad Celsius) und 25 Sekundärnetzen (70 bis 130 Grad Celsius).

Ein großer Teil der Städte in Nordrhein-Westfalen erwägt aktuell die Einbindung der Tiefengeothermie in die kommunale Fernwärmeinfrastruktur und in die industrielle Produktion, insbesondere nach dem Abschalten der Braunkohlekraftwerke im Rheinland sowie der Steinkohlekraftwerke im Ruhrgebiet. Eine Vielzahl von Industrieunternehmen hat einen hohen Wärmebedarf, der zukünftig aus nicht fossilen Quellen bereitzustellen ist. Nicht zuletzt deshalb hat das Land Nordrhein-Westfalen die Gründung eines Fraunhofer-Instituts für Energieinfrastrukturen und Geothermie (IEG) mitinitiiert, um die Nutzungsoptionen der tiefen Geothermie systematisch zu erforschen. Die Aktivitäten in der Rhein-Ruhr-Region konzentrieren sich auf drei übergeordnete Themenfelder:

- Einbindung der hydrothermalen tiefen Geothermie und Nutzung von Aquiferen in Gesteinen des paläozoischen Grundgebirges und mesozoischen Deckgebirges (siehe Kapitel 2)
- Mitteltiefe Reservoirs in Bergwerken zur Grubenwassernutzung und als Wärmespeicher
- Konversion der Fernwärmesysteme mit dem Ersatz von fossilen Kraftwerken durch effiziente Erneuerbare-Energie-Anlagen

Damit dies gelingt, müssen die Vorlauftemperaturen in den Fernwärmenetzen schrittweise abgesenkt sowie „Power-to-Heat“-Sektorkopplung durch Hochtemperatur-Wärmepumpen und saisonale Wärmespeicher etabliert werden.

Zur geothermischen Nutzung bietet sich in Nordrhein-Westfalen eines der größten hydrothermalen Reservoirs Europas in verkarsteten Kalk- und Dolomitgesteinen (Karbonatgesteine) sowie geklüfteten Sandsteinen des paläozoischen Grundgebirges an (Kapitel 2.1). Auch in Belgien und in den Niederlanden werden diese Gesteine bereits für energetische Zwecke genutzt (Kapitel 4.1). Mit dem 2,5 Kilometer langen Nahwärmenetz Burtscheid nutzt Aachen seit 2018 hydrothermale Wässer aus Karbonatgesteinen für die netzgebundene Wärmeversorgung. Im Bereich des nahe gelegenen Braunkohlekraftwerks Weisweiler entsteht das Fraunhofer-Reallabor Tiefengeothermie Rheinland mit einem Forschungskraftwerk, das nach dem Abschalten des Kohlekraftwerks ab 2029 die Kommunen im südlichen Rheinland (unter anderem Aachen) mit geothermischer Fernwärme versorgen soll.

Aktuelle Untersuchungen konzentrieren sich auf konventionelle hydrothermale Reservoirs unterhalb des kohleführenden Karbon

(Kapitel 2), die in der Rhein-Ruhr-Region in Gesteinsformationen des tieferen Karbon und Devon in Tiefen von etwa 3 bis 5 Kilometern erwartet werden. Das theoretisch erschließbare hydrothermale Potenzial dieser Formationen wurde allein für das erweiterte Ruhrgebiet auf über hundert Terawattstunden jährlich eingeschätzt. Das übersteigt die benötigte Wärmemenge der regionalen Fernwärmenetze je nach Ausbauszenario um ein Vielfaches.

Die geothermischen Reallabore in Weisweiler/Rheinland und in Bochum sollen die geowissenschaftlichen und energie-technischen Entscheidungsgrundlagen für die Energiewirtschaft bei der Umstellung kommunaler Wärmesysteme legen und eine Entwicklungsplattform für Technologieanbieter bei der Umstellung ihrer Produkte von Dampf- auf Thermalwasserprozesse schaffen. Exemplarisch für das Ruhrgebiet soll zunächst das bestehende Wärmenetz Bochum-Süd (115 Megawatt) teilweise auf Tiefengeothermie umgestellt werden. Das TRUDI (Metropolitan Laboratory for Underground Technologies and Energy Systems Integration) ermöglicht in Bochum innerhalb des bergrechtlichen Bewilligungsfelds „Zukunftsenergie“ innerstädtisch auf circa 50 Quadratkilometern (etwa 7 mal 7 Kilometer) die Umsetzung von geothermischen Großprojekten unter Realbedingungen. Exemplarisch für das gesamte Ruhrgebiet werden hier Technologien zur Nutzung der oberflächennahen, mitteltiefen und tiefen Geothermie entwickelt, getestet und in kommunale Versorgungsinfrastrukturen integriert. Im TRUDI befinden sich auch mittlerweile geflutete Steinkohlenbergwerke.

Das Land Nordrhein-Westfalen plant, die tiefe Geothermie auf Grundlage eines Masterplans systematisch auszubauen. Neben Projekten der Stadtwerke Aachen, Bochum und RWE wird neuerdings eine Vielzahl von Versorgungsoptionen untersucht, unter anderem für die Stadtgebiete von Bielefeld, Düsseldorf, Düren, Duisburg, Köln, Oberhausen, Essen und Münster, für Gewächshäuser am Niederrhein sowie für Industrieprojekte in Dortmund und für die Papierfabrikation in Hagen.

Der Westen Deutschlands ist durch intensive bergbauliche Aktivitäten geprägt. Mit dem Steinkohlenbergbau im Aachener Revier, im Ibbenbürener Revier und besonders im Ruhrgebiet entstand unmittelbar unter den Großstädten in den gefluteten Schächten, Strecken und Abbaubereichen des Steinkohlengebirges ein gigantisches ingenieurtechnisch angelegtes unterirdisches Wasserreservoir mit einer West-Ost-Ausdehnung von weit über hundert Kilometern. Darüber sind etwa zehn Prozent der gesamtdeutschen Bevölkerung und ein Großteil der wärmeintensiven Industrie angesiedelt.

Nach dem Auslaufen des Steinkohlenbergbaus wurden die Sumpfungmaßnahmen eingestellt. Das seither aus tief liegenden geologischen Schichten in die Bergwerke eindringende Grundwasser ist nicht nur besonders salzhaltig, sondern auch warm. Zur Nutzung dieses Potenzials stehen unterschiedliche Ansätze zur Verfügung, welche abhängig von den lokalen Umständen angewandt werden können. Die sieben Standorte der Grubenwasserhaltung in Nordrhein-Westfalen (sechs im Ruhrgebiet, einer im Ibbenbürener Revier) bieten die Möglichkeit, das zur Regulierung des Grubenwasserstands gepumpte Grubenwasser thermisch zu nutzen. Das als sogenannte Ewigkeitslast geförderte Grubenwasser könnte so einen konstanten Anteil an der Wärmeversorgung der ehemaligen Kohleregionen beitragen. Unter Annahme einer durch die Grubenwasserhaltung geförderten Menge von 100 Millionen Kubikmetern und einem Temperaturunterschied von 17 °C lässt sich ein technisches Nutzungspotenzial für die Wasserhaltungsstandorte von 1,3 Terawattstunden pro Jahr bestimmen.

In erheblich größerem Umfang kann Grubenwasser über bereits vorhandene Schächte oder von der Erdoberfläche ausgehende Tiefbohrungen in die Grubengebäude genutzt werden. So wurden bereits an mehreren Standorten tiefe Erdwärmesonden in Schachtanlagen eingebaut (Energeticon Alsdorf, Auguste-Victoria Marl) sowie offene hydrothermale Systeme erstellt. Warmes Grubenwasser kann auf diese Weise zu Tage gefördert, die Wärme entzogen und das abgekühlte Medium anschließend wieder zurück in das Grubengebäude eingeleitet werden (MARK 51°7, Bochum). Dieser Prozess kann aufgrund der unterschiedlichen Temperaturen in den Abbausohlen ebenfalls für die Kühlung verwendet werden.

Bergwerke können mit offenen und geschlossenen Systemen energetisch genutzt werden. Offene Systeme fördern das Grubenwasser über Dublettenbohrungen. Offene Schächte oder Richtbohrungen, die die wassergefüllten Strecken erschließen, erhalten Tiefpumpensysteme. Geschlossene Systeme erschließen das Bergwerk indirekt. Dazu werden Wärmetauscher beziehungsweise Erdwärmesondensysteme in verfüllte oder offene Schächte des Grubengebäudes eingebracht (Abbildung 15).

Das Grubenwasser kann – je nach Tiefenlage der Sohle – zum Heizen oder zum Kühlen genutzt werden. Grubenwässer aus etwa einem Kilometer Tiefe sind bis zu 40 Grad Celsius warm und liefern in Kombination mit Großwärmepumpen die nötige Energie für Niedertemperaturwärmenetze. Das Grubenwasserpotenzial für Nordrhein-Westfalen liegt bei wenigstens 17 Terawattstunden pro Jahr. Unberücksichtigt bleiben dabei die gefluteten

Resthohlräume in den Abbaukonzessionen der Steinkohle, das heißt das sogenannte „verritzte Gebirge“.

Darüber hinaus lässt sich die Effizienz signifikant steigern, wenn die Grubenwassertemperatur durch saisonale Einspeicherung von Abwärme stark erhöht wird. Schächte und untertägige Strecken bieten gute infrastrukturelle Voraussetzungen für die Einrichtung derartiger Wärmespeicher. Aufgrund der großen Ausdehnungen von 10 bis über 150 Quadratkilometern pro Zeche, Tiefen von bis zu über 1,2 Kilometern sowie Gebirgstemperaturen von bis zu 45 Grad Celsius haben die Zechen ein erhebliches Wasser- und Speichervolumen von zum Teil mehreren Hunderttausend oder zuweilen sogar Millionen Kubikmetern. Die umgebenden kohleführenden Gesteine sind zugleich gute thermische Isolatoren. Dadurch kann Grubenwasser zyklisch um wenigstens dreißig Grad Celsius erwärmt werden. Wenn nur 1 Prozent dieser Bereiche für die Wärmespeicherung in einer vertikalen Ausdehnung von 100 Metern genutzt wird, kann ein größeres Bergwerk etwa 100 Gigawattstunden mit jedem Grad Celsius Temperatursteigerung speichern.

Das Fraunhofer IEG verfolgt im TRUDI eigene Grubenwasser- und Speicherprojekte zu Forschungszwecken, zur Technologieentwicklung und zur Fernwärmeintegration. Untersucht wird unter anderem der Ausbau von Grubengebäuden zu Hochtemperaturspeichern in Kombination mit Großwärmepumpen, indem Grubenwasser solarthermisch (Kleinzeche Markgraf) oder durch Abwärme aus Rechenzentren (Bergwerk Mansfeld) von 15 Grad Celsius auf 60 bis 70 Grad Celsius aufgeladen und anschließend mittels Hochtemperatur-Wärmepumpen auf Netztemperatur gebracht wird. Im Sommer 2023 hat Fraunhofer die erste geothermische Hochtemperatur-Wärmepumpe zu Forschungszwecken in ein Fernwärmenetz integriert. Ziel ist die Umstellung der Wärmeversorgung der Ruhr-Universität, der Hochschule Bochum und der südlichen Stadtteile von Bochum von fossiler Fernwärme auf Geothermie und Speicherwärme. Nach dem Abschalten der Kohlekraftwerke soll dieses Konzept auf viele andere Fernwärmestandorte in der Rhein-Ruhr-Region übertragen werden.

Dazu befinden sich bereits eine Reihe von Grubenwasserprojekten in der wirtschaftlichen Umsetzung. Zu diesen gehören unter anderem die Projekte im Stadtteil MARK 51°7 der Stadtwerke Bochum mit dem ersten geothermischen Wärme- und Kältenetz der 5. Generation in Deutschland, die Versorgung des Welterbes Zeche Zollverein in Essen, des Signal Iduna Parks durch BVB Borussia Dortmund und RWE sowie des Stadtteils Richtericher Dell/Kohlscheid bei Aachen der STAWAG.

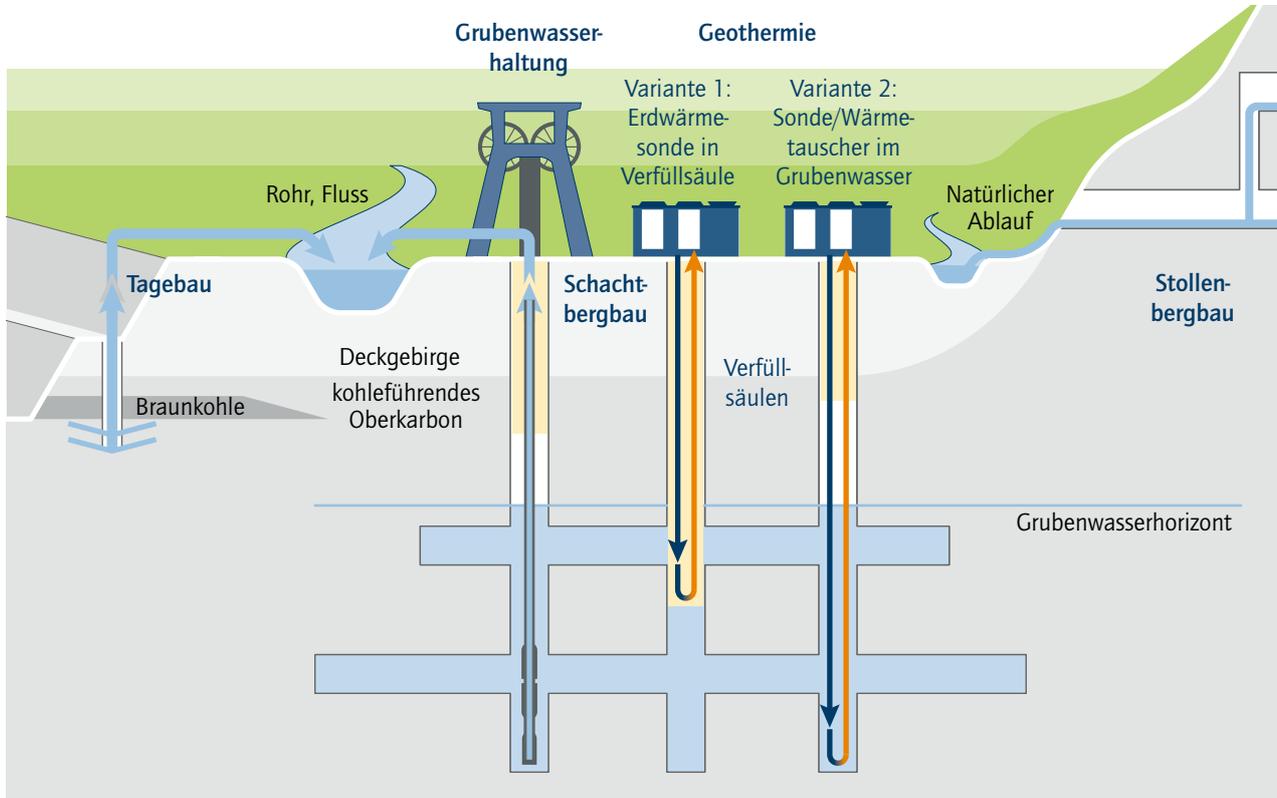


Abbildung 15: Darstellung der Varianten zur Nutzung von Grubenwässern (Quelle: eigene Darstellung nach Lanuv NRW 2018)

6.3 Norddeutsches Becken

Das Norddeutsche Becken, das mehr als ein Viertel der Fläche Deutschlands einnimmt, ist das größte Teilbecken des Mitteleuropäischen Senkungsgebiets, zu dem weitere Becken, etwa das Pariser Becken, gehören. Darin befinden sich mehrere Aquifere, die geothermisch genutzt werden können (Abbildung 16). Hinzu kommen geothermische Potenziale in tektonischen Störungszonen, die häufig mit erhöhten Wegsamkeiten für temperiertes Schichtwasser einhergehen, sowie Salzstrukturen, die wegen ihrer hohen Wärmeleitfähigkeit regelrechte „Wärmedome“ darstellen und weit verbreitet sind.

Das Norddeutsche Becken ist durch eine Vielzahl von Tiefbohrungen und seismischen Untersuchungen umfangreich erkundet worden, sodass Tiefenlage und räumliche Ausdehnung der potenziellen Nutzhorizonte gut bekannt sind. Dank der weiten

regionalen Verbreitung und der Vielzahl potenzieller Aquifere bietet das Norddeutsche Becken insgesamt betrachtet das mit Abstand größte geothermische Potenzial Deutschlands.

Die Erdwärmenutzung im Norddeutschen Becken startete bereits 1986 in der DDR mit der Inbetriebnahme des Geothermischen Heizwerks Waren (Müritze) in Mecklenburg, das auch heute noch in Betrieb ist und zeitweise um eine Stromgewinnungsanlage ergänzt wurde. 1987 nahm die geothermische Heizzentrale Neubrandenburg, die seit 2004 als Wärmespeicher genutzt wird, ihren Betrieb auf. Seit 1994 ist in der Stadt Prenzlau (Uckermark) eine tiefe Erdwärmesonde in Betrieb, die eine circa 2,7 Kilometer tiefe Bohrung nachnutzt.

Die nachfolgenden Abschnitte beschreiben die Strategien in ausgewählten Ballungsräumen im Gebiet des Norddeutschen Beckens.

Schwerin

In Schwerin stehen dank seiner Lage zwischen dem nördlichen Beckenrand und der zentralen Beckenachse des Norddeutschen Beckens mehrere Aquifere zur Auswahl. Die Stadt hat sich deshalb mit ihren Partnern von der Geothermie Neubrandenburg GmbH (GTN) für ein Erfolg versprechendes, innovatives und zudem risikominimiertes Projekt entschieden. Nicht die maximale Temperatur, sondern die beste Förderrate war das entscheidende Kriterium für dieses Projekt.⁷⁷ Fortschritte in der Wärmepumpentechnologie ermöglichen diese Nutzungsstrategie. Sie können Temperaturen aus weniger tiefen und damit geringer temperierten Nutzhorizonten auf das gewünschte Temperaturniveau für die Wärmeversorgung anheben. Ein weiterer Vorteil ist, dass näher an der Oberfläche gelegene Aquifere einfacher, kostengünstiger und mit geringerem Risiko zu erschließen sind.

Das Geothermieheizwerk Schwerin-Lankow ging im April 2023 ans Netz. Genutzt wird der sogenannte Posterasandstein des Keupers, der zur Nummer 3 in Abbildung 16 gehört und bereits durch mehrere Bohrungen vorkundet war. Dieser Sandsteinaquifer ist zwar wegen seiner Tiefenlage von lediglich 1,2 Kilometern nur 56 Grad Celsius warm, weist jedoch eine hervorragende Förderrate auf. Diese Sandsteine wurden als ausgedehnte Schwemmfächer gebildet. Derartige Sandablagerungen sind wegen ihrer hohen Porosität und Durchlässigkeit besonders zur geothermischen Nutzung geeignet. Die optimalen Standorte für die Bohrungen wurden auf Grundlage der guten geologischen Kenntnisse über die Bildung dieser Schwemmfächer gefunden, beruhend auf alten Bohrungsergebnissen und geophysikalischen Untersuchungen. Diese Sandsteinaquifere werden deshalb das Ziel für die weitere geothermische Exploration im Norddeutschen Becken sein.

Hamburg

Neue Erzeugungs- und Speichertechnologien, intelligente Sektorkopplung und innovative Geschäftsmodelle bieten die Grundlage für eine nachhaltige Transformation der Wärme- und Kälteversorgung. Am Beispiel von Hamburg-Wilhelmsburg, einem stark wachsenden Stadtquartier, soll dies mit dem Reallabor „Integrierte WärmeWendeWilhelmsburg“ (IW³)⁷⁸ demonstriert werden, wobei die Geothermie eine zentrale Rolle innehat.

„Integrierte WärmeWendeWilhelmsburg“ gehört zu den zwanzig „Reallaboren der Energiewende“, die das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) seit 2020 fördert. Das Verbundvorhaben führt ein Konsortium norddeutscher Unternehmen

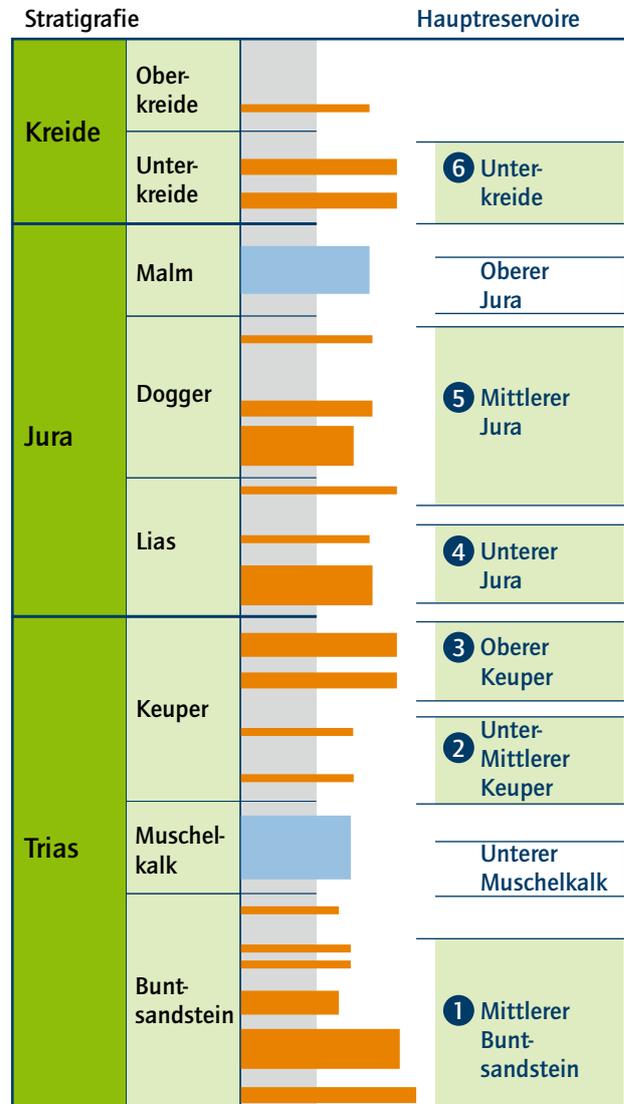


Abbildung 16: Die geothermischen Hauptreservoir des Norddeutschen Beckens. Orange: Sandsteinaquifere, blau: Karbonatgesteinsaquifere, grau: sehr gering durchlässige Formationen (Quelle: eigene Darstellung nach Feldrappe et al. 2008).

und Institutionen mit der Hamburger Energiewerke GmbH als Konsortialführer durch. In den Reallaboren werden zukunftsweisende Projekte im industriellen Maßstab umgesetzt. Sie sollen als Förderformat den Praxistransfer von innovativen Technologien und Verfahren für die Energiewende unterstützen und den Umbau des deutschen Energiesystems beschleunigen. So soll „Integrierte WärmeWendeWilhelmsburg“ als Leuchtturmprojekt

77 | Vgl. Wolfgramm et al. 2019.
78 | Vgl. Hamburg Energie 2022.



für einen nachhaltigen Umbau eines urbanen Raums hin zu einer defossilisierten Wärme- und Energieversorgung Strahlkraft über Hamburg hinaus entwickeln. Die angewandten Technologien und Verfahren können in Zukunft als Blaupause für Quartiere und Städte nicht nur im Norddeutschen Becken herangezogen werden. Künftige Projekte sollen mit den gewonnenen Erkenntnissen zuverlässiger geplant, schneller gebohrt und sicherer umgesetzt werden können.

Die Erzeugung und Verteilung regenerativer Wärme in urbanen Räumen ist aufgrund der hohen Kosten für die benötigten Flächen, Infrastrukturen und Anlagentechnik bislang nur schwer umsetzbar. Hier setzt „Integrierte WärmeWendeWilhelmsburg“ mit einem integrativen Konzept an. Die zugrunde liegende Idee, ein städtisches Wärmesystem nachhaltig zu transformieren, wird ganzheitlich betrachtet. Erzeugungsseite, Systemintegration und Marktseite, verbunden in einem innovativen Wärmemarktplatz, werden untersucht und auf ihre Kombinationsfähigkeiten überprüft. Zentraler Bestandteil von „Integrierte WärmeWendeWilhelmsburg“ sind Installation und Betrieb einer Anlage der hydrothermalen Geothermie, mit der geothermische Energie aus einem Thermalwasserhorizont gewonnen und in das Nahwärmenetz eingespeist werden soll.

Ursprünglich war das Projekt auf den in rund 3.200 Meter Tiefe erwarteten Thermalwasserhorizont der Rhät-Sandsteine (Nummer 3 in Abbildung 16) ausgerichtet. In der ersten Erkundungsbohrung wurde dieser Horizont etwas höher als erwartet, aber in zu geringer Mächtigkeit angetroffen. Ergänzend wurden weitere potenziell Thermalwasser führende Horizonte untersucht und Zuflüsse aus mitteltiefen Tertiärsandsteinen (Eozän, Glinde-Formation) festgestellt. Über einen Sidetrack aus der vertikalen Erkundungsbohrung wurde dieser Horizont erschlossen, getestet und zufriedenstellende Zuflüsse gefunden. Mittlerweile ist der in einer Tiefe von gut 1.300 Metern gelegene Horizont über eine Dublette erschlossen, die aus einer abgelenkten Förderbohrung und einer in die entgegengesetzte Richtung abgelenkten Injektionsbohrung besteht. Obertägig sind die beiden Bohrungen circa 7 Meter voneinander entfernt, im Förderhorizont etwa 1,1 Kilometer. Durch den gewählten Abstand der Bohrungen im Förderhorizont kann für den unterirdischen Teil des Wärmekreislaufs eine über die vorgesehene Betriebszeit von mindestens 40 Jahren gleichbleibende Temperatur erreicht werden. Ein Fördertest bestätigte die erwartete Thermalwassertemperatur von rund 48 Grad Celsius. Es ist geplant, die geothermische Wärme über eine Wärmepumpenkaskade in einem Heizhaus bis auf das für das Fernwärmenetz benötigte Temperaturniveau zu bringen.

Berlin

Das Land Berlin hat sich mit dem Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm 2030 (BEK 2030) das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 zu einer klimaneutralen Region zu werden. Zudem sollen die Emissionen von Kohlenstoffdioxid, Feinstaub, Schwefeldioxid und Schwermetallen nachhaltig reduziert werden. Dazu muss die bisher überwiegend auf fossilen Brennstoffen basierende Wärmeversorgung umgestellt werden. Berlin verfügt über das längste Fernwärmenetz in Norddeutschland. Jede dritte Wohnung ist schon heute an das 1.840 Kilometer lange Netz angeschlossen. Damit ist eine große Integrationsplattform für Geothermie und andere regenerative Wärme vorhanden.

Der geologische Untergrund in Berlin ist für oberflächennahe und mitteltiefe Nutzungen durch Bohrungen und geophysikalische Messkampagnen im Detail bekannt und in 3D-Untergrundmodellen verfügbar. Darauf aufbauend sind Potenzialstudien und Konzepte zur Nutzung von geothermischer Energie erarbeitet worden. Bereits heute gibt es erfolgreich umgesetzte Anwendungen.

Besonders hervorzuheben sind die Wärme- und Kältespeicher für den Reichstag und die Parlamentsbauten, die seit dem Jahr 2000 in Gesteinen des Unteren Jura (Nummer 4 in Abbildung 16) betrieben werden.⁷⁹ Um den Ausbau dieser Technologie voranzutreiben, entwickelt das Deutsche GeoForschungsZentrum Potsdam (GFZ) in Kooperation mit der BTB, einem Betreiber von Blockheizkraftwerken mit Wärmenetzen, saisonale Speicherkonzepte, um sie in die vorhandene Fernwärmeversorgung Berlins zu integrieren. Eine 2021 begonnene Erkundungsbohrung in Berlin Adlershof soll entsprechende Untersuchungen zur Entwicklung des Hettang-Aquifers (Nummer 4 in Abbildung 16) als Speicher ermöglichen.

Die Tiefenlage der geothermisch relevanten Sandsteinformationen und die Temperaturverteilung variieren in Berlin erheblich (siehe Abbildung 16). Ursache dafür sind mehrere Salzkissen, die den Strukturbau der darüber liegenden Gesteinsschichten bestimmen und den Wärmefluss steuern. Für die hydrothermale Wärmegewinnung gibt es mehrere Sandsteinaquifere des Jura und der Trias. Temperaturbereiche zwischen 50 und 70 Grad Celsius können zum Beispiel in der Dethfurtformation aus dem Mittleren Buntsandstein (Nummer 1 in Abbildung 16) in 1,5 bis 2,5 Kilometer Tiefe erschlossen werden. In dieser Formation liegt auch der Berliner Erdgasspeicher. Dieser Porengasspeicher im Grunewald ist in einer Tiefe von circa 800 Metern mit 18 Bohrungen erschlossen. Schüttungsraten von mehr als hundert

79 | Vgl. Huenges 2011.

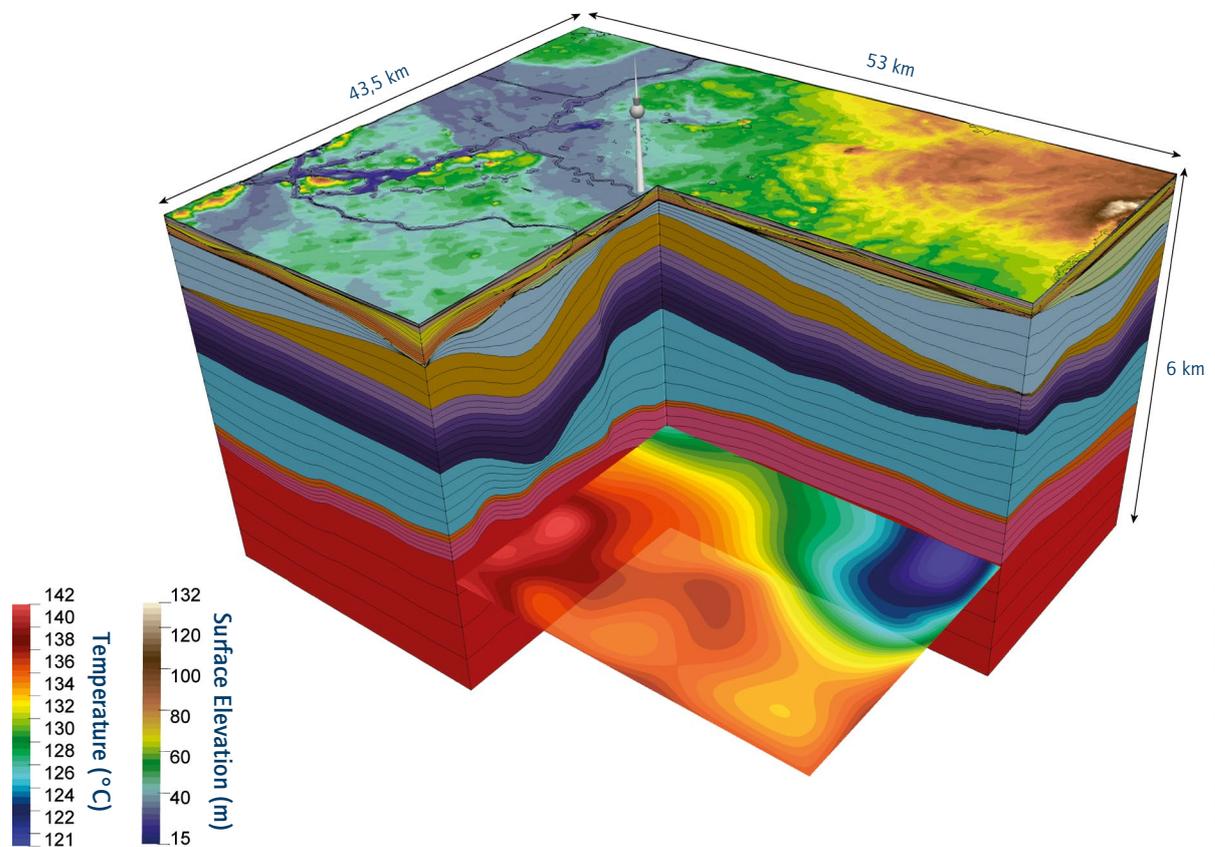


Abbildung 17: Detailliertes 3D-Untergrundmodell Berlins. Farblich dargestellt sind die Oberflächentopographie sowie die modellierten stratigraphischen Einheiten im Untergrund. Die wie eine Schublade herausgezogene Karte zeigt die modellierte laterale Variation der Temperatur (siehe Skala) in einer Tiefenstufe (Quelle: GFZ Potsdam 2022).

Kubikmetern pro Stunde sind nachgewiesen. Der Speicher war für rund 1,1 Milliarden Kubikmeter Erdgas zugelassen und wird derzeit zurückgebaut. Gegenwärtig wird untersucht, ob und welche anderen Nutzungen, beispielsweise als Wärmespeicher, möglich sind.

Großraum Hannover

Das Gebiet um Hannover und Celle bietet für eine hydrothermale Wärmegegewinnung und Wärmespeicherung in 1 bis 1,8 Kilometer Tiefe mehrere Sandsteinaquifere im Wealden (Unterkreide) mit Thermalwasser, das überdurchschnittlich hohe Temperaturwerte von 60 bis 90 Grad Celsius aufweist. Deshalb und wegen seiner hydraulischen Eigenschaften könnte sich der Wealdensandstein auch zur saisonalen Speicherung eignen.

Zusätzlich verfügt die Region auch über geeignete Abnehmerstrukturen. Es existiert ein beträchtlicher Wärmemarkt, der in der Stadt Hannover bereits durch ein Fernwärmenetz mit 315 Kilometer Länge zum Teil erschlossen ist. Der städtische Energieversorger beabsichtigt, die zurzeit ausschließlich fossil erzeugte Wärme von circa 1.300 Gigawattstunden bis zum Jahr 2035 zur Hälfte aus erneuerbaren Energien bereitzustellen. Ein erster, 2020 vollzogener Schritt ist der Anschluss der Müllverbrennungsanlage im Osten von Hannover an das Wärmenetz, um die dort anfallende Abwärme von dreihundert Gigawattstunden jährlich zu nutzen. Der Absatz der anfallenden Wärme in voller Höhe ist jedoch nur in der kälteren Jahreszeit möglich, da die Wärmeleistung der Anlage höher ist als der Sommerbedarf. Dies bietet ein Potenzial für die Wärmespeicherung. Die für 2022 geplante Inbetriebnahme einer Klärschlammverbrennungsanlage käme noch hinzu. Die Speicherung



der überschüssigen Sommerwärme würde zu einer Erhöhung der Reservoirtemperatur führen, sodass im Winter Wärme mit circa 80 bis 110 Grad Celsius zur Verfügung gestellt werden könnte.

Sowohl die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) als auch die TU Clausthal führen im Rahmen ihrer geothermischen Erlaubnisfelder in der Region Untersuchungen durch, um ein skalierbares Konzept zur Gewinnung und Speicherung von Erdwärme zu entwickeln und wissenschaftlich abzusichern. Für das Erlaubnisfeld Burgwedel der TU Clausthal ist dabei ein konkretes Bohrprojekt geplant, das in der nächsten Phase von einem Investor realisiert werden soll.

6.4 Oberrheingraben

Der Oberrheingraben mit seinen vergleichsweise hohen Untergrundtemperaturen und verschiedenen tief liegenden Aquiferen bietet grundsätzlich hervorragende und gut bekannte Bedingungen für eine hydrothermale Nutzung (siehe Kapitel 2). Grundlage dafür sind umfangreiche Explorationstätigkeiten der Kohlenwasserstoffindustrie in der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts, Untersuchungen im Zuge von Thermalwassererschließungen für balneologische Zwecke sowie die in jüngster Zeit verstärkten geothermischen Erkundungsarbeiten.

Die wichtigsten Aquifere liegen im Buntsandstein und Muschelkalk zwischen Basel und Mannheim. Hinzu kommen der Haupttrogenstein im Dogger zwischen Basel und Straßburg sowie die sandigen Abfolgen der mächtigen tertiären Ablagerungen im nördlichen Graben. Unterhalb der sedimentären Gesteinsabfolgen ist das kristalline Grundgebirge in den obersten zweistelligen Metern Tiefe meist stark aufgelockert und bietet dann entsprechend erhöhte Wasserwegsamkeiten. Charakteristisch für den Oberrheingraben sind die ins Grundgebirge reichenden tektonischen Störungszonen mit zum Teil hervorragenden Wegsamkeiten.⁸⁰

Im Oberrheingraben existieren bereits mehrere Geothermieanlagen, die Wärme und/oder Strom produzieren:

- Heizanlage Riehen (bei Basel, CH) seit 1994
- Heizanlage mit balneologischer Nutzung Weinheim (circa 15 Kilometer nördlich von Heidelberg) seit 2009
- industrielle Wärmegewinnungsanlage (Trocknungsanlage) Rittershoffen (circa sechs Kilometer südöstlich von Soultz-sous-Forêts, F) seit 2016
- Heizkraftwerk Bruchsal (dreißig Kilometer nördlich von Karlsruhe) seit 2009

- die Kraftwerke Landau und Insheim (circa 25 Kilometer nordwestlich von Karlsruhe) seit 2007 beziehungsweise 2012
- Die Geothermieanlage „Soultz-sous-Forêts“ (EU-Projekt; 1987–2012) liegt etwa 40 Kilometer nördlich von Straßburg am Westrand des Oberrheingrabens. Bei der Einrichtung des Wärmetauschers in 5 Kilometer Tiefe (200 Grad Celsius) im Granit des Grundgebirges trat zunächst eine spürbare induzierte Seismizität auf, die sich aber mittlerweile als beherrschbar erwiesen hat. Die Anlage haben 2016 zwei Energieversorgungsunternehmen, es aus Frankreich und EnBW aus Deutschland, übernommen. Sie dient nach entsprechendem Umbau als EGS-Anlage (Enhanced Geothermal System, EGS) der kommerziellen Stromerzeugung.

Die Eurometropole Straßburg verfolgt als erste Großstadt im Oberrheingraben das strategische Ziel der Wärme- und Stromerzeugung aus der tiefen Geothermie. Zur detaillierten Erkundung des geologischen Untergrunds erfolgte 2018 eine großflächige 3D-Seismik-Kampagne auf 180 Quadratkilometern, gefolgt von Planungen für Standorte von zunächst drei tiefen Geothermiebohrungen (Eckbolsheim, Vendenheim und Illkirch). Damit wird der Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtverbrauch von Straßburg von 16 Prozent auf 20 Prozent gesteigert. Bis 2030 soll dieser Anteil, vorwiegend aus Geothermie, auf 30 Prozent ansteigen und bis 2050 100 Prozent erreichen. Stromerzeugung erfordert den Einsatz von EGS-Technologien im heißen Grundgebirge. Angestrebt werden dafür Temperaturen von 200 Grad Celsius und Förderraten von 80 Litern pro Sekunde.

Im nördlichen Oberrheingraben entwickeln die MWV Energie AG aus Mannheim und die EnBW-Gruppe derzeit ein geothermisches Wärmeversorgungs-konzept. Im südlichen Oberrheingraben wurde im Auftrag der badenova aus Freiburg eine erste 3D-Explorationskampagne erfolgreich durchgeführt.

6.5 Metropolregion Paris

Das älteste und eindrucksvollste Beispiel zur geothermischen Wärmeversorgung einer Metropole in Mitteleuropa ist die Region Paris. Die ersten und noch heute in Betrieb befindlichen von Tiefbohrungen gespeisten Fernwärmenetze gingen bereits Ende der 1960er Jahre in Betrieb. Die meisten Bohrungen wurden als Folge des starken Ölpreisanstiegs in den Jahren 1980 bis 1987 abgeteuft. 95 Prozent der Bohrungen waren erfolgreich. Sie erschlossen Temperaturen von 55 bis 85 Grad Celsius und Fördermengen von 25 bis 80 Litern pro Sekunde. Das reichte aus, um die Fernwärmenetze wirtschaftlich betreiben zu können.

80 | Vgl. Stober/Bucher 2015.

Seit 2010 wird auch der Flughafen Paris-Orly mit einer geothermischen Dublette (installierte Leistung 10 Megawatt) beheizt, die etwa 40 Prozent des Wärmebedarfs abdeckt. Heute versorgen circa 50 Wärmenetze über eine Viertelmillion Haushalte mit Heizwärme und Warmwasser. Weitere Anlagen befinden sich in der Bau- beziehungsweise Planungsphase. Erforderlichenfalls erzeugen Wärmepumpen höhere Vorlauftemperaturen, und Gasturbinen decken die Spitzenlast. Neben Fernwärmenetzen verfügt Paris auch über geothermische Kältenetze, die zunehmend an Bedeutung gewinnen. Betreiber sind größere Privatunternehmen und öffentlich-private Gemeinschaftsunternehmen.

Gespeist werden die Bohrungen durch Tiefenwässer aus verschiedenen Aquiferen, besonders aus Dogger-Kalksteinen (Jura), in 1,5 bis 2 Kilometer Tiefe des Pariser Beckens. Momentan werden im Westen auch tiefer liegende Reservoirs der Triaszeit erkundet. Das Pariser Becken ist eine große Einsenkungsstruktur, die nach der variszischen Gebirgsbildung im Perm entstand und mit permomesozoischen Deckgesteinsschichten aufgefüllt wurde (siehe Abbildung 18).⁸¹ Die Aquifere sind vergleichbar mit denen im Norddeutschen Becken und im Oberrheingraben.

Die geothermische Wärmeversorgung im Großraum Paris sowie die damit verbundenen Verfahren und Methoden wurden stetig weiterentwickelt. Von Anfang an kamen Dublettenbohrungen zum Einsatz, da die geförderten Wässer stark mit Salz und Mineralen angereichert sind und zurück in den Untergrund gelangen sollen. Zunächst verliefen die Bohrungen klassisch senkrecht, später folgten Schrägbohrungen. In den vergangenen Jahren verfolgte Paris das Konzept von Schräg-, Horizontal- und Multilateralbohrungen. Horizontale Bohrungen von bis zu tausend Kilometer Länge konnten die Förderrate bereits verdreifachen (siehe Kapitel 3.2 Bohrtechnologien).

Der hohe Salzgehalt der Wässer von 10 bis 40 Gramm pro Liter führte zunächst zu Korrosions- und Ausfällungsproblemen, die aber mithilfe von technologischen Entwicklungen gelöst werden konnten. Ein Ressourcenmanagement dient heute der optimalen, nachhaltigen Bewirtschaftung. Das verlängert die Lebensdauer der Geothermieanlagen, die auf mindestens dreißig Jahre ausgelegt ist, schließt eine gegenseitige Beeinflussung der Dubletten untereinander aus und hilft, die abgekühlten Untergrundbereiche besser zu regenerieren.

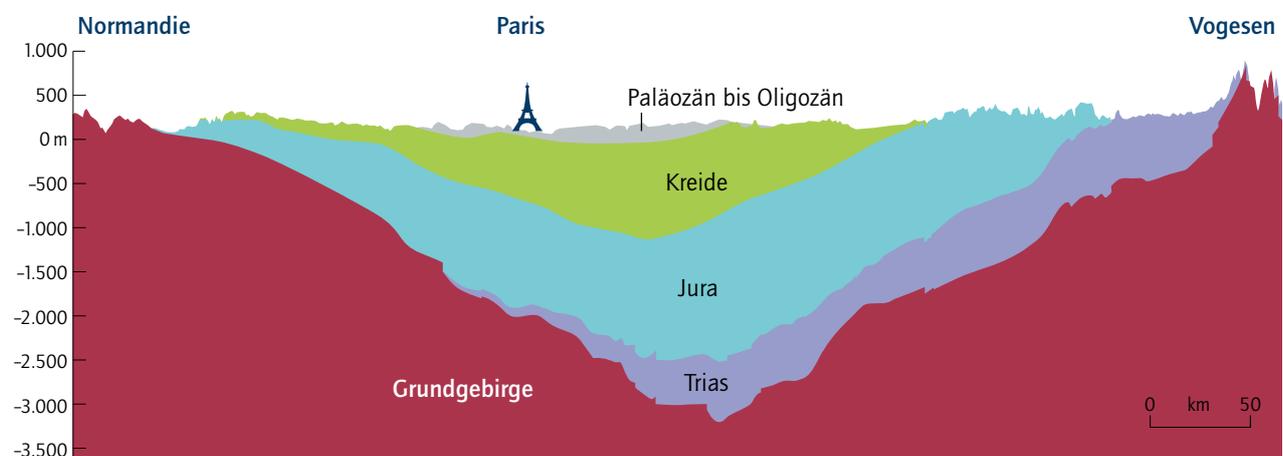


Abbildung 18: West-Ost-Schnitt durch das Pariser Becken (Quelle: eigene Darstellung nach AGBP 2014)



7 Fazit und Empfehlungen

Die Energiewende erfordert die Umstellung auf klimaneutrale Energieträger in allen Sektoren. Die Wärmeversorgung nimmt dabei eine besonders wichtige Rolle ein, da sie zu etwa der Hälfte der Treibhausgasemissionen beiträgt. Das im Wärmeplanungsgesetz von 2023 formulierte Ziel der Bundesregierung, den Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmeversorgung von 16,5 Prozent im Jahr 2021⁸² auf 50 Prozent im Jahr 2030 zu steigern, ist ambitioniert und erfordert schnelles Handeln. Diese Defossilisierung der Wärmeversorgung erreicht idealerweise zugleich, Abhängigkeiten von Energielieferanten außerhalb der EU zu reduzieren, welche zu Turbulenzen führen können, wie der Ukrainekrieg zeigt. In beiderlei Hinsicht ist die Geothermie eine Schlüsseltechnologie, denn sie bietet konstante und CO₂-neutrale Versorgungssicherheit aus heimischen Ressourcen – ohne Importrisiken, zu stabilen Preisen und mit Wertschöpfungspotenzialen. Weitere Vorteile sind der geringe ökologische Fußabdruck, insbesondere ein geringer Flächenverbrauch und die große Einsatzbreite bei der Nutzung der Geothermie.

In Deutschland zeigen bereits heute einige Kommunen, wie zum Beispiel die Stadt München, dass geothermische Technologien einen wesentlichen Beitrag zur Wärmewende leisten können. Geothermie ist aber nicht nur dort, sondern in weiten Teilen Deutschlands nutzbar. Zudem sind Deutschlands Wissenschaft und Industrie führend in geothermischen Technologien, und es existiert bereits eine Vielzahl an sicher betriebenen Anlagen. Diese Ausgangslage ermöglicht grundsätzlich auch kurzfristig einen schnellen Ausbau der geothermischen Nutzung für die Wärmeversorgung. Zugleich bedarf es in geothermisch noch nicht ausreichend explorierten Regionen einer beschleunigten Erkundung des Untergrunds, um die zum Teil erheblichen theoretischen Potenziale abzusichern.

Der Einsatz geothermischer Technologien bietet maßgeschneiderte Lösungen für ganz unterschiedliche Verbraucherstrukturen – Einzelgebäude, städtische Quartiere oder Industrie. Dabei können sie durch ihre vielfältigen Nutzungsarten sowohl zur Defossilisierung der Wärmeversorgung und Gebäudeklimatisierung als auch zur Sektorkopplung beitragen:

- Geothermie kann wesentlich zur Defossilisierung der Wärmeversorgung beitragen. Ihre Nutzung bietet sich, auch angesichts des geringen Flächenverbrauchs für Bohrungen,

vor allem in urbanen Regionen mit vorhandenen Fernwärmenetzen oder Quartierentwicklungen mit einer hohen Abnehmerdichte an. Bislang werden nur acht Prozent der Wärme über Netze bereitgestellt. Der Ausbau insbesondere der Niedrigtemperaturwärmenetze (Wärmenetze 4.0) ist für eine erfolgreiche Wärmewende mit Solarthermie, Biomasse, Abwärme und einer grundlastfähigen Geothermie bedeutend. Den Anschluss an existierende Wärmenetze ermöglichen Groß- und Hochtemperatur-Wärmepumpen, falls hohe Vorlauftemperaturen dies notwendig machen.

- Hydrothermale Reservoirs können ebenso wie oberflächennahe und mitteltiefe SONDENSYSTEME als Speicher für Wärme oder Kälte dienen und damit die Flexibilität in der Sektorkopplung des zukünftigen Energiesystems deutlich erhöhen. Die Speicherung von Energie aus volatilen erneuerbaren Energien ist eine zentrale Aufgabe bei der Umsetzung der Energiewende. Die Technik für oberflächennahe und mitteltiefe Speicher für Wärme und Kälte ist vorhanden, wird bisher aber noch wenig genutzt. Geothermische Wärmespeicher können aufgrund der geologischen Bedingungen an vielen Standorten in Deutschland realisiert werden.
- Die effiziente Umwandlung von Strom in Wärme mittels erdgekoppelter Wärmepumpen ist Stand der Technik. Erdwärmesonden, Erdkollektoren, Energiepfähle oder Brunnen-systeme werden für die direkte Gebäudeheizung eingesetzt. Bei entsprechender Auslegung können sie darüber hinaus für die Raumkühlung wie auch für die Wärmespeicherung genutzt werden.
- Geothermie kann zudem zur Kälteversorgung besonders in urbanen Räumen beitragen. Mit ihren Speicherkapazitäten kann sie Wärme- und Kälteversorgung wirksam verbinden: Im Sommer wird die bei der Kühlung anfallende Wärme im Untergrund gespeichert, die wiederum die Wärmezeugung im Winter effizienter macht. Klimaneutrale Lösungen der Kälteversorgung werden angesichts der Effekte des Klimawandels auch in Deutschland erheblich an Bedeutung gewinnen.
- Weitere Ansätze wie die Nutzung von Grubenwässern in ehemaligen Bergbaugebieten erschließen zusätzliche Wärmepotenziale. Da Grubenwässer ohnehin abgepumpt werden müssen, sind sie für die Wärmeversorgung oder die saisonale Speicherung von Überschusswärme unterschiedlicher Energieträger eine zusätzliche Option. Gerade in den urbanen Gebieten des ehemaligen Kohlenbergbaus kann dadurch ein wesentlicher Beitrag zur Wärmewende geleistet werden.

Forschung und technische Weiterentwicklungen haben sich intensiv mit den Herausforderungen der hydrothermalen

Geothermie auseinandergesetzt: Die in der Vergangenheit hohen, teilweise risikobehafteten Investitionskosten bei geothermischen Bohrungen fallen heute durch erprobte, aber auch neuartige Erkundungsstrategien des Untergrunds und Bohrtechniken deutlich geringer als früher aus. Dies reduziert das Finanzierungsrisiko, wie viele erfolgreiche Bohrungen zeigen, und erhöht damit die wirtschaftliche Planbarkeit geothermischer Vorhaben.

Grundsätzlich ist das seismische Risiko bei der Nutzung der hydrothermalen Geothermie als äußerst gering einzustufen, da gut durchlässige, wasserführende Schichten genutzt werden, die nicht mit hohen Drücken beaufschlagt werden müssen. Zusätzlich sichern die guten geologischen Kenntnisse und erprobten Bohrtechniken zusammen mit ausgereifter Sensortechnik beim Monitoring einen sicheren Betrieb der Anlagen. Die oft angeführten wenigen Negativbeispiele beruhen auf der nicht fachgerechten Durchführung einzelner Projekte (siehe Kapitel 5.4). Wie sicher die Geothermienutzung ist, zeigen die vielen im Betrieb befindlichen Anlagen.

Zur guten Praxis gehört auch eine adäquate Öffentlichkeitsbeteiligung: Das Einbeziehen der Bevölkerung schon bei Planungsbeginn ist ein zentraler Erfolgsfaktor für die Akzeptanz aller Technologien der Energiewende. Es gilt hier, bewährte Verfahren einzusetzen und laufend weiterzuentwickeln.

Um Geothermie stärker in die Wärmewende einzubeziehen, sind verschiedene Handlungsfelder relevant. Für eine rasche Umsetzung geothermischer Projekte ist die Zusammenarbeit verschiedener Akteure entscheidend. Dazu gehören alle staatlichen Ebenen, die Kommunen, die Bundesländer und der Bund sowie Wissenschaft, Energie- und Wohnungswirtschaft ebenso wie Umweltschutzorganisationen.

Um das Potenzial der Geothermie rasch und langfristig zur Senkung der CO₂-Emissionen im Wärmesektor und zur Erhöhung der Resilienz der Wärmeversorgung in puncto Versorgungssicherheit zu nutzen, sollten von politischer Seite entsprechende Anreize und Strukturen geschaffen werden. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz hat Ende 2022 mit seinem „Eckpunktepapier für eine Erdwärmekampagne“⁸³ Rahmenbedingungen für die strategische Weiterentwicklung der geothermischen Wärmebereitstellung vorgestellt. Mit dieser Strategie für die mitteltiefe und tiefe Geothermie, teilweise in Kombination mit Großwärmepumpen und Speichern, zielt es speziell auf Fernwärmesysteme, die für die urbane Wärmeversorgung von herausragender Bedeutung sind. In Kombination mit der geothermischen Wärmespeicherung ermöglicht dies kostengünstige

Flexibilität für das Energiesystem. Mit diesem systemischen Ansatz soll im Bereich der Geothermie ein Paradigmenwechsel erreicht und ein Grundstein für die klimaneutrale Wärmebereitstellung der Zukunft gelegt werden. Das Eckpunktepapier sieht acht Handlungsfelder vor:

- Starten eines Dialogprozesses mit allen relevanten Akteuren
- Datenkampagne zum Abbau von Informationsdefiziten: zügiger Aufbau einer bundeseinheitlichen Datenbank zu geothermischen Potenzialen
- Explorationskampagne für mindestens hundert Standorte der mitteltiefen und tiefen Geothermie
- Beschleunigung von Genehmigungsverfahren
- Förderprogramme: Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) sowie für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW; Aufnahme der Geothermie als Förder-technologie bei Defossilisierung von Prozesswärme)
- Prüfung von flankierenden Instrumenten zur Abfederung von Fündigkeitsrisiken
- Fachkräfte und Verfügbarkeit von Mess- und Bohranlagen
- Akzeptanz mit Betonung der Bedeutung der Geothermie

Zusätzlich zu den im Eckpunktepapier genannten acht Handlungsfeldern werden weitere Elemente einer nationalen Geothermiestrategie vorgeschlagen:

- Die CO₂-Bepreisung und ihre kontinuierliche Erhöhung sind auch für die Geothermie bedeutend. Denn in dem Maße, wie Steuern und Abgaben die Klimaschutzwirkung der unterschiedlichen Technologien abbilden, wird die Nutzung von Erdwärme attraktiver.
- Die im Wärmeplanungsgesetz verabschiedete bundesweite Verpflichtung zur kommunalen Wärmeplanung bis spätestens 30.06.2028 stellt einen wichtigen Schritt für die Erschließung der Geothermiepotenziale dar. Eine strategische Planung der Kommunen unterstützt die vorausschauende Entwicklung der Wärmeversorgung. Dazu muss entsprechend auch Expertise zu geothermischen Technologien und deren Systemintegration bereitgestellt werden. Gerade lokale oder regionale Wärmeversorger ohne spezifische Kenntnisse können von diesen Angeboten profitieren.
- Bei der Förderung erdgekoppelter Wärmepumpen und anderer oberflächennaher geothermischer Technologien sollte insbesondere deren hohe Effizienz bei der Umwandlung von Elektrizität in Wärme sowie der Wärmespeicherung berücksichtigt werden.
- Die Bewirtschaftung des Untergrunds ist für die Geothermie essenziell. Daher sollte eine spezifische Erkundung des



geothermischen Wirtschaftsraums gefördert werden. Obwohl die Kenntnisse über die Untergrundstrukturen wesentlich umfangreicher sind als allgemein angenommen, müssen in einigen Regionen noch systematische Erkundungen mithilfe öffentlicher Programme erfolgen, um detailliertere Informationen bereitzustellen. Das ermöglicht den Kommunen und der Energiewirtschaft eine schnelle wirtschaftliche Nutzung der tiefen und mitteltiefen Geothermie.

- Um kommunale und private Investoren für den Ausbau und die Transformation der Wärmenetze zu gewinnen, sind entsprechende Fördermaßnahmen von Bedeutung. Diese umfassen den Ausbau der Wärmenetze mit allen technischen Bestandteilen, insbesondere jedoch die Abdeckung des Fündigkeitsrisikos, denn trotz aller Kenntnisse des Untergrunds bleibt dieses bei Projekten der mitteltiefen und tiefen Geothermie in einem gewissen Umfang bestehen. Das Fündigkeitsrisiko stellt vor allem in weniger gut explorierten Regionen Deutschlands ein Investitionshemmnis dar, da es von Geothermieunternehmen, kommunalen Energieversorgern, Energie- und Fernwärmeunternehmen oder auch

wärmeintensiven Industriebetrieben, unter Beteiligung von Investoren, Versicherern und Banken, nicht übernommen werden kann. Es wird deshalb empfohlen, geeignete staatliche Risikoabsicherungsinstrumente zu implementieren, zum Beispiel Absicherungen durch die KfW, Versicherungen, Bürgschaften oder revolvingende Fonds.

Mit den „Eckpunkten für eine Erdwärmekampagne“⁸⁴ hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz einen Strategieprozess initiiert und viele wichtige Aspekte bereits genannt. Eine zeitnah zu verabschiedende nationale Geothermiestrategie ist der nächste Schritt, um Geothermie in die übergreifenden Planungen zur Wärmewende zu integrieren. Die Strategie sollte die oben genannten Punkte bündeln und von allen Stakeholdern getragen werden, um eine geeignete und schnelle Umsetzung in die Praxis zu gewährleisten. So kann die Nutzung geothermischer Technologien zu einem Schlüssel für eine beschleunigte Wärmewende, für Versorgungssicherheit und zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen werden.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Geologisch-tektonische Übersichtskarte Deutschlands	10
Abbildung 2:	Geologischer Nord-Süd-Schnitt durch das Nordostdeutsche Becken	11
Abbildung 3:	Geologischer Nordwest-Südost-Schnitt vom Saarland bis an den Alpennordrand	12
Abbildung 4:	Natürliche und induzierte seismische Ereignisse in Deutschland über den Zeitraum der Jahre 1000 bis 2017	13
Abbildung 5:	Grundwasser-Stockwerksgliederung in der Münsterländer Oberkreidemulde in einem Nord-Süd-Schnitt	15
Abbildung 6:	Temperaturverteilung in Deutschland in 1.000 Meter Tiefe (links) und in 3.000 Meter Tiefe (rechts). Die Farbskala in Grad Celsius ist für beide Karten unterschiedlich.	16
Abbildung 7:	Die wichtigsten Systeme zur Nutzung des geothermischen Wirtschaftsraums in der oberflächennahen Geothermie bis circa 20 Grad Celsius, der mitteltiefen Geothermie bis circa 60 Grad Celsius und der tiefen Geothermie	17
Abbildung 8:	Multibohrungen in der tiefen Geothermie mit Heizkraftwerk und nachgeschalteter Fernwärmeversorgung	19
Abbildung 9:	Moderne Tiefbohranlage (InnovaRig) in einem urbanen Umfeld in Hannover	22
Abbildung 10:	Die Verrohrung eines Bohrlochs	24
Abbildung 11:	Bevölkerungsdichte und schematische Darstellung der Gebiete mit hydrothermalen Energieressourcen in Deutschland	27
Abbildung 12:	Anteil der Unternehmen am Geothermiemarkt, Beispiel Rhein-Ruhr-Region	34
Abbildung 13:	Schematische Darstellung der Nutzungsarten von Untergrundwässern in München zur Bereitstellung von Fernwärme (links) und Fernkälte (rechts)	37
Abbildung 14:	Schematischer geologischer Nord-Süd-Schnitt durch das süddeutsche Molassebecken. Für die Geothermie relevant ist der Malmkarst, eine wasserführende Kalksteinschicht im oberen Jura (Quelle: eigene Darstellung nach Rödl & Partner 2024).	38
Abbildung 15:	Darstellung der Varianten zur Nutzung von Grubenwässern	42
Abbildung 16:	Die geothermischen Hauptreservoirs des Norddeutschen Beckens. Orange: Sandsteinaquifere, blau: Karbonatgesteinsaquifere, grau: sehr gering durchlässige Formationen.	43
Abbildung 17:	Detailliertes 3D-Untergrundmodell Berlins. Farblich dargestellt sind die Oberflächentopografie sowie die modellierten stratigrafischen Einheiten im Untergrund. Die wie eine Schublade herausgezogene Karte zeigt die modellierte laterale Variation der Temperatur (siehe Skala) in einer Tiefenstufe.	45
Abbildung 18:	West-Ost-Schnitt durch das Pariser Becken	47



Literatur

AGBP 2014

Gély, J.-P./Hanot, F.: *Le Bassin Parisien – un Nouveau Regard sur la Geologie*, Paris 2014.

Agemar et al. 2012

Agemar, T./Schellschmidt, R./Schulz, R.: „Subsurface Temperature Distribution in Germany“. In: *Geothermics*, 44, 2012, S. 65–77.

Agemar et al. 2014

Agemar, T./Alten, J.-A./Ganz, B./Kuder, J./Kühne, K./Schumacher, S./Schulz, R.: „The Geothermal Information System for Germany–GeotIS“. In: *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, 2014, S. 129–144.

Agemar et al. 2018

Agemar, T./Suchi, E./Moeck, I.: *Die Rolle der tiefen Geothermie bei der Wärmewende. Wie Deutschland 60% erneuerbare Wärme bis 2050 schaffen könnte*, Hannover 2018.

AGFW 2020

AGFW, Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.: *Statistik Fernwärme Preisübersicht 2020*, Frankfurt am Main 2020.

agora Energiewende 2021

agora Energiewende: *Klimaneutrales Deutschland 2045*, Berlin 2021.

Arpagaus et al. 2019

Arpagaus, C./Kuster, R./Prinzing, M./Bless, F./Uhlmann, M./Büchel, E./Frei, S./Bertsch, S. S./Buchs, N. T./Schiffmann, J.: „High Temperature Heat Pump Using HFO and HCFO Refrigerantssystem Design and Experimental Results“, S. 4239–4247.

Ausfelder et al. 2017

Ausfelder, F./Drake, F. D./Erlach, B./Fischedick, M./Henning, H. M./Kost, C./Münch, W./Pittel, K./Rehtanz, C./Sauer, J./Schätzler, K./Stephanos, C./Themann, M./Umbach, E./Wagemann, K./Wagner, H.-J./Wagner, U.: *Sektorkopplung. Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines Integrierten Energiesystems (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft)*, München 2017.

BCG 2021

Boston Consulting Group: *Klimapfade 2.0*, 2021.

BGR 2014

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: *Der tiefere geologische Untergrund von Deutschland – Kurzübersicht über Verteilung und Dichte geowissenschaftlicher Daten und Informationen. Vorlage für die Kommission „Lagerung hoch radioaktiver Abfallstoffe“*, Hannover 2014.

BiB 2022

Bundesinstitut für Bevölkerungsforschung: *Bevölkerungsdichte*, 2022. URL: <https://www.demografie-portal.de/DE/Fakten/bevoelkerungsdichte.html> [Stand: 15.03.2024].

BINE 2016

BINE Informationsdienst: *Kommunikationskonzept Tiefe Geothermie* (17), Bonn 2016.

BMWK 2020

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: *Erneuerbare Energien*, 2020. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html> [Stand: 15.03.2024].

BMWK 2021

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: *Energieeffizienz in Zahlen*, Berlin 2021.

BMWK 2022

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: *Eckpunkte für eine Erdwärmekampagne*, Berlin 2022.

Boissavy et al. 2014

Boissavy, C./Grière, O.: „New Geothermal Targets in the Paris Basin“. In: *GRC Transactions*, 38, 2014.

Bönnemann et al. 2010

Bönnemann, C./Schmidt, B./Ritter, J./Gestermann, N./Plenefisch, T./Wegler, U./Schulz, R./Heidbach, O./Erbas, K./Baisch, S.: *Das seismische Ereignis bei Landau vom 15 August 2009. Abschlussbericht der Expertengruppe Seismisches Risiko bei hydrothormaler Geothermie*, Hannover 2010.

Borg et al. 2015

Borg, A./Kluge, J./Schwendemann, S./Trevisan, B./van Douwe, A.: *Frühzeitig, transparent und umfassend: Wie Kommunikation die Akzeptanz Tiefer Geothermie verbessern kann* (Der Geothermie-Kongress, S. 10), Essen 2015.

Born et al. 2022

Born, H./Bracke, R./Eicker, T./Rath, M.: *Roadmap Oberflächennahe Geothermie. Erdwärmepumpen für die Energiewende – Potenziale, Hemmnisse und Handlungsempfehlungen*, Bochum 2022.

Bracke 2018

Bracke, R.: *Wärmepotentiale nutzen – Einsatz der Geothermie erleichtern. Stellungnahme zur Sitzung des Ausschusses für Wirtschaft, Energie und Landesplanung* (Stellungnahme Landtag NRW – Ausschuss für Wirtschaft, Energie und Landesplanung, Drucksache 17/2562), Bochum 2018.

Bracke 2023

Bracke, R.: *Drucksache 18/3658 Klimafreundliche Energie für Nordrhein-Westfalen: Nutzung der Tiefengeothermie jetzt in die Breite bringen! und Drucksache 18/4129 Den schlafenden Riesen Geothermie wecken – kommunale und industrielle Wärmewende in Nordrhein-Westfalen voranbringen*, Aachen und Bochum 2023.

Bracke et al. 2016

Bracke, R./Bussmann, G./Knutzen, L./Ignacy, R./Eicker, T./Hahn, F.: *Potentiale der Tiefen Geothermie in NRW* (Geothermische Energie – Sonderheft Geothermie 2030 S. 34–35), Berlin 2016.

Bracke et al. 2022

Bracke, R./Huenges, E./Acksel, D./Amann, F./Bremer, J./Bruhn, D./Budt, M./Bussmann, G./Görke, J.-U./Grün, G.: *Roadmap Tiefe Geothermie für Deutschland. Handlungsempfehlungen für Politik, Wirtschaft und Wissenschaft für eine erfolgreiche Wärmewende*, Potsdam 2022.

Bundesverband Geothermie 2022a

Bundesverband Geothermie: *Verrohrung der Geothermiebohrung Geretsried*, 2022. URL: <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/v/verrohrung-bohrtechnik> [Stand: 15.03.2024].

Bundesverband Geothermie 2022b

Bundesverband Geothermie: *Geothermie in Zahlen*, 2022.

BWP 2022

Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V.: „Starkes Wachstum im Wärmepumpenmarkt“ (Pressemitteilung vom 20.01.2022). URL: <https://www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/starkes-wachstum-im-waermepumpenmarkt/#content> [Stand: 30.01.2024].

dena 2021

Deutsche Energie Agentur GmbH: *Abschlussbericht: dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*, Berlin 2021.

Emmermann et al. 1997

Emmermann, R./Lauterjung, J.: „The German Continental Deep Drilling Program KTB: Overview and Major Results“. In: *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 102, B8, 1997, S. 18179–18201.

ExxonMobil 2022

ExxonMobil: *Der Querschnitt der Rohrtour zeigt die Zementierung der äußeren Hülle des Bohrlochs sowie die Zementfüllungen der inneren Ringräume*, 2022. URL: <https://corporate.exxonmobil.de/Energie-und-Umwelt/Erdoel/Wie-ist-eine-Erdoel-Bohrung-aufgebaut> [Stand: 14.03.2024].

Feldrappe et al. 2008

Feldrappe, H./Obst, K./Wolfgramm, M.: „Die mesozoischen Sandsteinaquifere des Norddeutschen Beckens und ihr Potential für die geothermische Nutzung“. In: *Geol. Wiss*, 36, 2008, S. 199–222.

Fleuchaus et al. 2018

Fleuchaus, P./Godschalk, B./Stober, I./Blum, P.: „Worldwide Application of Aquifer Thermal Energy Storage – A Review“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94, 2018, S. 861–876.

Fraunhofer IWES/IBP 2017

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik/Fraunhofer-Institut für Bauphysik: *Wärmewende 2030*, Kassel 2017.

GeolDG 2020

Gesetz zur staatlichen geologischen Landesaufnahme sowie zur Übermittlung, Sicherung und öffentlichen Bereitstellung geologischer Daten und zur Zurverfügungstellung geologischer Daten zur Erfüllung öffentlicher Aufgaben (Geologiedatengesetz – GeolDG) (GeolDG) 19.06.2020.

Geologischer Dienst NRW 2021

Geologischer Dienst NRW: *Die geologische Entwicklungsgeschichte des Münsterlandes*, 2021. URL: <https://www.seismikmuensterland.nrw/die-geologische-entwicklungsgeschichte-des-muensterlandes> [Stand: 15.03.2024].

Geothermie Unterhaching 2022

Geothermie Unterhaching GmbH und Co KG: *Die Geothermie Unterhaching*, 2022. URL: https://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/id/pa_home.html [Stand: 14.03.2024].

GFZ 2022

Helmholtz-Zentrum Potsdam - Deutsches Geoforschungszentrum GFZ: *Erdwärme für urbane Räume am Beispiel Berlin*, 2022. URL: <https://www.gfz-potsdam.de/sektion/untergrundprozessmodellierung/projekte/erdwaerme-fuer-urbane-raeume-am-beispiel-berlin> [Stand: 11.06.2024].



GFZ 2023

Helmholtz-Zentrum Potsdam - Deutsches Geoforschungszentrum
GFZ: *Geothermie – Regenerative Wärme aus der Erde*, 2023.
URL: https://www.gfz-potsdam.de/fileadmin/user_upload/Faktenblatt_Geothermie.pdf [Stand: 11.06.2024].

Grimm et al. 2014

Grimm, M./Stober, I./Kohl, T./Blum, P.: „Schadensfallanalyse von Erdwärmesondenbohrungen in Baden-Württemberg“. In: *Grundwasser*, 19, 4, 2014, S. 275–286.

Grünthal et al. 2018

Grünthal, G./Stromeyer, D./Bosse, C./Cotton, F./Bindi, D.: „Neueinschätzung der Erdbebengefährdung Deutschlands – Version 2016 – für DIN EN 1998-1/NA“. In: *Bautechnik*, 95, 5, 2018, S. 371–384.

H. Anger's-Söhne 2009

H. Anger's-Söhne – Bohr- und Brunnenbaugesellschaft mbH:
Geothermie Tiefbohrungen, Hessisch Lichtenau 2020.

Hamburg Energie 2022

Hamburg Energie Geothermie GmbH: *IW³ – Integrierte Wärme Wende Wilhelmsburg*, 2022. URL: <https://www.geothermie-wilhelmsburg.de/iw3/> [Stand: 13.03.2024].

Huenges 2011

Huenges, E.: „Thermische Untergrundspeicher in Energiesystemen: Optimierung der Einbindung der Aquiferspeicher in die Wärme- und Kälteversorgung der Parlamentsbauten im Berliner Spreebogen“. In: *Helmholtz-Zentrum Potsdam – Deutsches Geoforschungszentrum GFZ*, Potsdam 2011.

Huenges/Ledru 2011

Huenges, E./Ledru, P.: *Geothermal Energy Systems: Exploration, Development, and Utilization*: John Wiley & Sons 2011.

Hüttner/Schreiner 1989

Hüttner, R./Schreiner, A.: „Geologische Übersichtskarte von Baden-Württemberg“. In: *Maßstab*, 1, 1989, S. 500000.

Krawczyk 2021

Krawczyk, C. M.: „Wie Glasfaserkabel als Geosensoren zur Erkundung und Überwachung des Untergrunds genutzt werden können. Anwendung und Potenzial von ortsverteilten akustischen Dehnungsmessungen (How fibre optic cables can be used as geosensors to explore and monitor the subsurface – application and potential of distributed acoustic sensing)“. In: *Brandenburgische Geowissenschaftliche Beiträge*, 28, 1/2, 2021, S. 15–28.

KSG 2019

Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften, 12.12.2019.

Lagrou et al. 2019

Lagrou, D./Petitclerc, E./Hoes, H./Dupont, N./Laenen, B.: „Geothermal Energy Use, Country Update for Belgium“, *Proceedings of the European Geothermal Congress*, Den Haag 2019.

Lanuv NRW 2018

Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen: *Potenzialstudie Warmes Grubenwasser* (S. 17), Recklinghausen 2018.

LFZG 2017

Landesforschungszentrum Geothermie Baden-Württemberg: *Handlungsleitfaden Tiefe Geothermie Baden-Württemberg*, Karlsruhe 2017.

Loewer et al. 2020

Loewer, M./Keim, M./Molar-Cruz, A./Schifflechner, C./Zosseder, K./Drews, M.: „Ausbau der Tiefengeothermie in Bayern: Optimierung durch Wärmeverbundleitungen“. In: *Geothermische Energie*, 97, 2020.

Luderer et al. 2021

Luderer, G./Günther, C./Sörgel, D./Kost, C./Benke, F./Auer, C./Koller, F./Herbst, A./Reder, K./Böttger, D./Ueckerdt, F./Pfluger, B./Wrede, D./Strefler, J./Merfort, A./Rauner, S./Siala, K./Schlichenmaier, S.: *Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045* (Ariadne-Report), Potsdam 2021.

Müller et al. 2016

Müller, C./Jähne-Klingberg, F./Goerne, G. von/Binot, F./Röhling, H.-G.: „Vom Geotektonischen Atlas („Kockel-Atlas“) zu einem 3D-Gesamtmodell des Norddeutschen Beckens: Basisinformationen zum tieferen Untergrund von Norddeutschland“. In: *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, 167, 2016, S. 65–106.

Nitsch 2016

Nitsch, J.: *Die Energiewende nach COP 21. Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung*, Stuttgart 2016.

Paschen et al. 2003

Paschen, H./Oertel, D./Grünwald, R.: *Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Sachstandsbericht*, 2003.

Pehnt et al. 2017

Pehnt, M./Nast, M./Götz, C./Blömer, S./Barckhausen, A./Schröder, D./Miljes, R./Porrbäcker, C./Breier, H./Nabe, C./Lindner, S./Dannemann, B.: *Wärmenetzsysteme 4.0*, Endbericht – Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen“, 2017.

Prognos AG et al. 2020

Prognos AG/Öko-Institut e.V./Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie: *Klimaneutrales Deutschland*, Berlin 2020.

Provoost et al. 2019

Provoost, M./Albeda, L./Godschalk, B./van der Werff, B./, Schoof, F.: „Geothermal Energy Use, Country Update for The Netherlands“, Proceedings of the European Geothermal Congress, Den Haag 2019. URL: <https://europeangeothermalcongress.eu/wp-content/uploads/2019/07/CUR-19-Netherlands.pdf> [Stand: 13.03.2024].

Reinicke et al. 2014

Reinicke, K. M./Hueni, G./Liermann, N./Oppelt, J./Reichetseder, P./Unverhaun, W.: *Oil and Gas, 3. Exploration for Oil and Gas. Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Wiley Online Library*, 2014.

Richter 2017

Richter, M.: „Report: Summary of New Drilling Technologies“. In: *IEA Geothermal. Jülich, Germany*, 2017.

Rottluff 1998

Rottluff, F.: „Neue Wärmepumpenanlage im Besucherbergwerk Zinngrube Ehrenfriedersdorf“. In: *Geothermische Energie*, 21, 1998, S. 811.

Sandrock et al. 2020

Sandrock, M./Maaß, C./Weisleder, S./Westholm, H./Schulz, W./Löschan, G./Baisch, C./Kreuter, H./Reyer, D./Mangold, D./Riegger, M./Köhler, C.: *Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefengeothermischer Ressourcen* (Climate Change 31/2020), 2020.

Schwab 1985

Schwab, G.: *Paläomobilität der Norddeutsch-Polnischen Senke, Akademie der Wissenschaften der DDR: Dissertation B*, Berlin, 1–196, 1985.

Solites 2018

Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme: *Solare Nah- und Fernwärme - Fallbeispiel Crailsheim Hirtenwiesen*, Crailsheim 2018.

Stackebrandt 2010

Stackebrandt, W.: *Atlas zur Geologie von Brandenburg*, S. 157, Cottbus 2010.

Stober/Bucher 2015

Stober, I./Bucher, K.: „Hydraulic and Hydrochemical Properties of Deep Sedimentary Reservoirs of the Upper Rhine Graben, Europe, 04“. In: *Geofluids*, 15, 3, 2015, S. 464–482.

SWM 2019

Stadtwerke München: *Geothermie für die Wärme- und Kälteversorgung* (S. 17), München 2019.

SWM 2022

Stadtwerke München: *Unsere Anlagen für erneuerbare Energie*, 2022. URL: <https://www.swm.de/energiewende/oekostrom-erzeugung#geothermie> [Stand: 13.03.2024].

SWM Service GmbH 2020

Bauer, K.: *Geothermie in der Region Münchner Südosten*, München 2020.

UBA 2022

Umweltbundesamt: *Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2021*, 2022.

UBA 2024

Umweltbundesamt: *Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme*, 2024. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme> [Stand: 02.02.2024].

VDI 2010

VDI: *Thermische Nutzung des Untergrunds – Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte* (VDI 4640), Düsseldorf 2010.

VDI 2014

VDI: *Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung bei Planung und Bau von Infrastrukturprojekten* (VDI 7001), Düsseldorf 2014.

VDI 2015

VDI: *Frühe Öffentlichkeitsbeteiligung bei Industrie- und Infrastrukturprojekten* (VDI 7000), Düsseldorf 2015.

von Hartmann et al. 2015

Hartmann, H. von/Beilecke, T./Buness, H./Musmann, P./Schulz, R.: „Seismische Exploration für tiefe Geothermie“. In: *Geol. Jb.*, 104, 2015.

Wolfgramm et al. 2019

Wolfgramm, M./Thiem, S./Buse, C./Hoffmann, F./Tilsen, R./Rüdiger, R./Franz, M.: *Geothermie Schwerin-Lankow – ein Leuchtturmprojekt*, 2019.





Über acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften

acatech berät Politik und Gesellschaft, unterstützt die innovationspolitische Willensbildung und vertritt die Technikwissenschaften international. Ihren von Bund und Ländern erteilten Beratungsauftrag erfüllt die Akademie unabhängig, wissenschaftsbasiert und gemeinwohlorientiert. acatech verdeutlicht Chancen und Risiken technologischer Entwicklungen und setzt sich dafür ein, dass aus Ideen Innovationen und aus Innovationen Wohlstand, Wohlfahrt und Lebensqualität erwachsen. acatech bringt Wissenschaft und Wirtschaft zusammen. Die Mitglieder der Akademie sind herausragende Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus den Ingenieur- und den Naturwissenschaften, der Medizin sowie aus den Geistes- und Sozialwissenschaften. Die Senatorinnen und Senatoren sind Persönlichkeiten aus technologieorientierten Unternehmen und Vereinigungen sowie den großen Wissenschaftsorganisationen. Neben dem acatech FORUM in München als Hauptsitz unterhält acatech Büros in Berlin und Brüssel.

Weitere Informationen unter www.acatech.de.



Autorenteam:

Rolf Bracke

Fraunhofer-Einrichtung für
Energieinfrastrukturen
und Geothermie
Am Hochschulcampus 1
44801 Bochum

Hans-Martin Henning

Fraunhofer Institut für Solare
Energiesysteme/Albert-Ludwigs-
Universität Freiburg
Heidenhofstraße 2
Freiburg im Breisgau

Jörn Lauterjung

Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches
GeoForschungsZentrum GFZ
Telegrafenberg
14473 Potsdam

Ingo Sass

Technische Universität Darmstadt
Institut für Angewandte
Geowissenschaften
Schnittspahnstraße 9
64287 Darmstadt

Friedemann Wenzel

Karlsruher Institut für Technologie
Hertzstraße 16
76187 Karlsruhe

Claus Chur

Öffentlich bestellter und vereidigter
Sachverständiger
Suddenweg 28
48531 Nordhorn

Erwin Knapik

Bundesverband Geothermie
Albrechtstraße 22
10117 Berlin

Waldemar Müller-Ruhe

H. Anger's Söhne GmbH
Gutenbergstraße 33
37235 Hessisch Lichtenau

Rüdiger Schulz

ehem. Leibniz-Institut für Angewandte
Geophysik LIAG, Hannover
Seidelstraße 6
30163 Hannover

Rolf Emmermann

ehem. Helmholtz-Zentrum Potsdam –
Deutsches GeoForschungsZentrum
GFZ
Dortustraße 36
14467 Potsdam

Charlotte Krawczyk

Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches
GeoForschungsZentrum GFZ
Telegrafenberg
14473 Potsdam

Kurt M. Reinicke

Technische Universität Clausthal –
Institute of Subsurface Energy Systems
Agricolastraße 10
38678 Clausthal-Zellerfeld

Ingrid Stober

Albert-Ludwigs-Universität Freiburg
Albertstraße 23b
79104 Freiburg im Breisgau

Reihenherausgeber:

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, 2024

Geschäftsstelle
Karolinenplatz 4
80333 München
T +49 (0)89/52 03 09-0

Hauptstadtbüro
Georgenstraße 25
10117 Berlin
T +49 (0)30/2 06 30 96-0

Brüssel-Büro
Rue d'Egmont/Egmontstraat 13
1000 Brüssel | Belgien
T +32 (0)2/2 13 81-80

info@acatech.de

acatech folgen: @ X | LinkedIn | Instagram

Geschäftsführendes Gremium des Präsidiums: Prof. Dr. Ann-Kristin Achleitner, Prof. Dr. Ursula Gather, Dr. Stefan Oschmann, Manfred Rauhmeier, Prof. Dr. Christoph M. Schmidt, Prof. Dr.-Ing. Thomas Weber, Prof. Dr.-Ing. Johann-Dietrich Wörner

Registergericht AG München VR 20 20 21

Vorstand i.S.v. § 26 BGB: Prof. Dr.-Ing. Johann-Dietrich Wörner, Prof. Dr.-Ing. Thomas Weber, Manfred Rauhmeier

Empfohlene Zitierweise:

Emmermann, R./Schulz, R./Stober, I./Wenzel, F./Lauterjung, J./Bracke, R./Henning, H.-M./Chur, C./Müller-Ruhe, W./Sass, I./Reinicke, K. M./Knapek, E./Krawczyk, Ch.: *Geothermische Technologien in Ballungsräumen. Ein Beitrag zur Wärmewende und zum Klimaschutz* (acatech STUDIE), München 2024. DOI: https://doi.org/10.48669/aca_2024-6

ISSN 2193-8962

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Nachdrucks, der Entnahme von Abbildungen, der Wiedergabe auf fotomechanischem oder ähnlichem Wege und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen bleiben – auch bei nur auszugsweiser Verwendung – vorbehalten.

Copyright © acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften • 2024

Koordination: Dr. Johannes Simböck

Lektorat: Lektorat Berlin

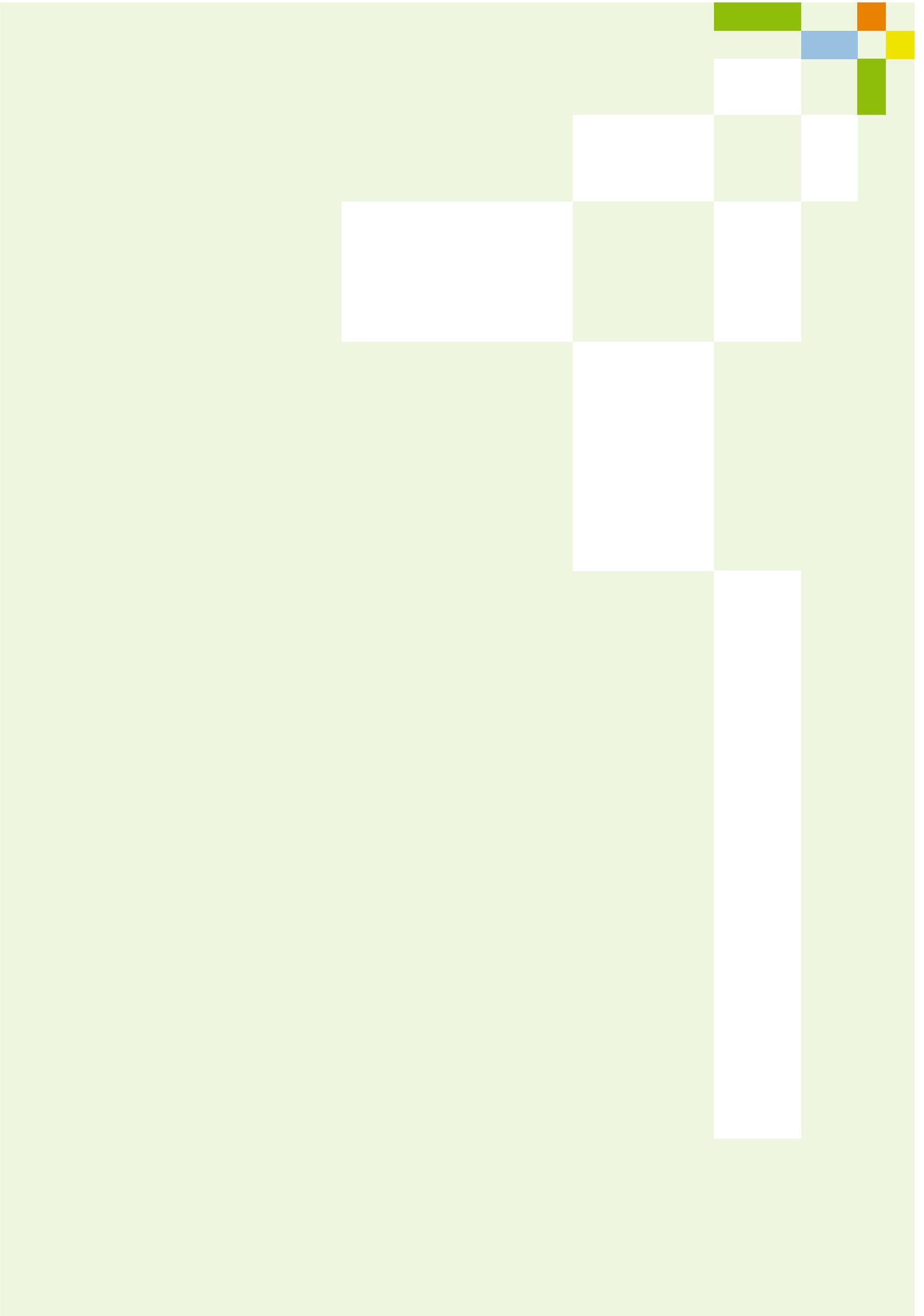
Layout-Konzeption: Groothuis, Hamburg

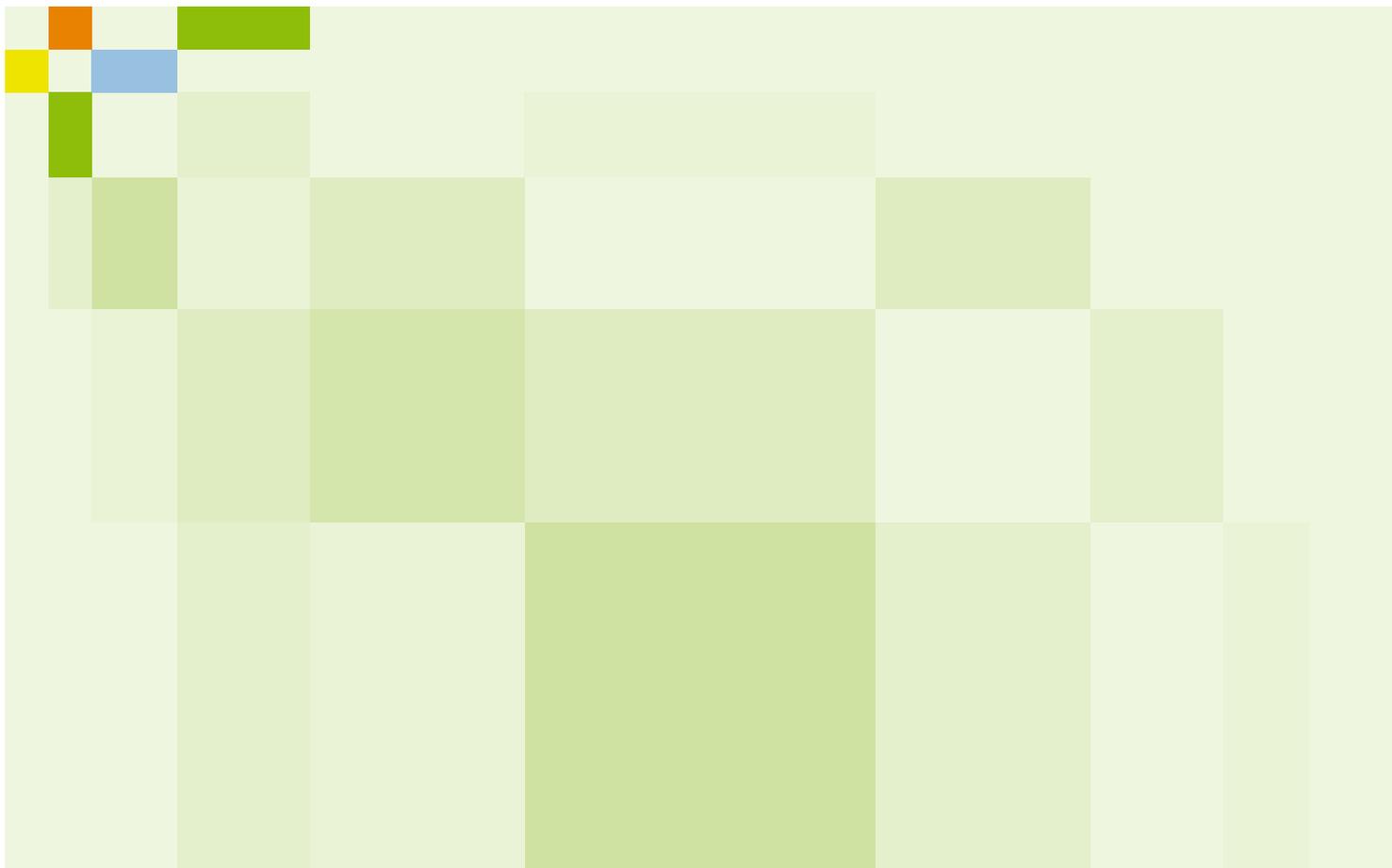
Titelfoto: © H. Anger's Söhne

Konvertierung und Satz: Heilmeyer und Sernau Gestaltung

Die Originalfassung der Publikation ist verfügbar auf www.acatech.de.







Die Geothermie kann einen bedeutenden Beitrag zur Defossilisierung der Wärmeerzeugung in Deutschland leisten, die noch immer zu rund zwei Drittel auf fossilen Energieträgern basiert. Die vorliegende STUDIE nimmt die Geothermie im Kontext der Wärmeversorgung in urbanen Räumen in den Blick und betrachtet deren Voraussetzungen und Möglichkeiten, aber auch Herausforderungen und Vorbehalte in der Öffentlichkeit. Die unterschiedlichen Nutzungsoptionen und der Untergrund als Energiequelle bilden zusammen mit den bisherigen Erfahrungen bei der Umsetzung geothermischer Projekte die Grundlage für die Potenziale der Geothermie für die Defossilisierung der Wärmeversorgung. Nationale und internationale Beispiele für die Nutzung geothermischer Technologien in Ballungsräumen illustrieren deren erhebliche Potenziale. Entlang dieser Themen zeichnen sich eine Reihe von politischen Handlungsfeldern ab, die für einen maßgeblichen Beitrag der Geothermie zur Energiewende von wesentlicher Bedeutung sind.