



ROADMAP TIEFE GEOTHERMIE FÜR DEUTSCHLAND

Handlungsempfehlungen für Politik, Wirtschaft und
Wissenschaft für eine erfolgreiche Wärmewende

ROADMAP TIEFE GEOTHERMIE FÜR DEUTSCHLAND

Handlungsempfehlungen für Politik, Wirtschaft und
Wissenschaft für eine erfolgreiche Wärmewende

Strategiepapier von sechs Einrichtungen der Fraunhofer-
Gesellschaft und der Helmholtz-Gemeinschaft

Autoren

Herausgeber:

Bracke, R.¹ ; Huenges, E.⁴

Co-Autoren:

Acksel, D.⁴; Amann, F.¹; Bremer, J.⁵; Bruhn, D.¹; Budt, M.²; Bussmann, G.¹; Görke, J.-U.⁶; Grün, G.³;
Hahn, F.¹; Hanßke, A.¹; Kohl, T.⁵; Kolditz, O.⁶; Regenspurg, S.⁴; Reinsch, T.¹; Rink, K.⁶; Sass, I.⁴; Schill, E.⁵;
Schneider, C.¹; Shao, H.⁶; Teza, D.¹; Thien, L.¹; Utri, M.¹ und Will, H.³.

<https://doi.org/10.24406/ieg-n-645792>

1 Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie (IEG)
2 Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT)
3 Fraunhofer-Institut für Bauphysik (IBP)
4 Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum (GFZ)
5 Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
6 Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UFZ)

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	8
2. Geothermische Quellen	11
3. Wärmebedarf	14
3.1 Regionaler und sektoraler Bedarf	14
3.2 Wärmeverteilung	15
3.3 Wärmebedarf bei Industrie und Nahrungsmittelerzeugung	17
4. Lösungen zur Deckung des Wärmebedarfs	19
4.1 Strategien	19
4.2 Wärme- und Kälteerzeuger	19
4.3 Sektorenübergreifende Aspekte	20
4.4 Ausbau der Netzinfrastruktur	20
4.5 Wärmespeicherung im Untergrund	20
4.6 Erschließung regionaler geothermischer Ressourcen	21
5. Wertschöpfung und Exportpotenzial	23
6. Herausforderungen des Ausbaus geothermischer Nutzung	25
6.1 Politik	25
6.2 Markt	27
6.3 Innovation und Technologie	29
6.4 Transfer, Kapazität und Akzeptanz	33
6.5 Regionale Unterschiede für den Ausbau der Geothermie	34
7. Roadmap	36



Roadmap mit fünf Empfehlungen zum Ausbau der Tiefen Geothermie in Deutschland

Zusammenfassung und Empfehlungen

Die Dekarbonisierung des Wärmesektors erfordert einen **disruptiven Transformationsprozess**, da die klimapolitischen Ziele der nächsten zwei Jahrzehnte hoch sind und ein enormer Bedarf an erneuerbaren Energieträgern absehbar ist. Dieser Prozess betrifft neben der Bereitstellung innovativer Technologien und Kapazitätenbildung für die Industrie auch die Ebenen der Verwaltung, der Marktregulierung und -anreize, der Finanz- und Energiewirtschaft sowie der Innovation und Akzeptanzschaffung.

Der **Wärmesektor** macht 56 % des nationalen Energiebedarfs aus, womit die energie- und volkswirtschaftliche Bedeutung des anstehenden Transformationsprozesses unterstrichen wird. Lediglich 15 % der Wärme sind regenerativ, der Anteil stagniert seit Jahren. Während Wasserstoff und Bioenergien zukünftig in erster Linie den Hochtemperatur-Bedarf der energieintensiven Grundstoffindustrie decken müssen, stehen für Niedertemperatur-Nutzungen unter 200 °C insbesondere solarthermische und geothermische Optionen zur Verfügung. Die Vorteile der Geothermie liegen dabei in der Grundlastfähigkeit und dem geringen Platzbedarf auch unter beengten städtischen Verhältnissen mit hoher Nutzungskonkurrenz. Zusätzlich bietet der Untergrund ein hohes Speicherpotenzial u.a. für Wärme.

Das Strategiepapier diskutiert den möglichen Beitrag der Geothermie zu diesem Transformationsprozess. Ein Schwerpunkt liegt auf den **hydrothermalen Reservoiren**, d.h. thermalwasserführenden Gesteinen in Tiefenlagen zwischen 400 m und 5.000 m. Tiefbrunnen erschließen geothermale Wässer mit Temperaturen zwischen 15 °C und 180 °C. Diese sind Jahres- und Tageszeiten-unabhängig verfügbar und lassen sich insbesondere für die Bereiche **kommunale Wärmeversorgung, Fernwärme, Wohnungswirtschaft** und die Bereitstellung **industrieller Prozesstemperaturen** nutzen. Hydrothermale Systeme sind, wie auch andere geothermische Systeme, dabei ohne Einschränkung grundlastfähig. Die Technologie ist ausgereift und kommt seit Jahrzehnten in einigen europäischen Städten zur Anwendung.

Das **Marktpotenzial** in Deutschland eröffnet Ausbauziele von weit **über 300 TWh Jahresarbeit** bzw. **70 GW installierte Leistung** (ca. **25 % des Gesamtwärmebedarfs**). Dies gilt zunächst für die vorgenannten Bereiche mit heutigen oder absehbar verfügbaren hydrothermalen Technologien zur tiefengeothermischen Direktnutzung alleine oder in Kombination mit Großwärmepumpen. Hinzu kommen die Potenziale der petrothermalen Geothermie, der großen saisonalen **Untergrundwärmespeicher** (> 500 TWh/a) sowie der Oberflächengeothermie zur Gebäudebeheizung und -kühlung im Bauwesen und in der Wohnungswirtschaft.

Zum Aufbau einer tiefengeothermalen Erzeugungsinfrastruktur und zur Anbindung an kommunale Verteilungsinfrastrukturen für Wärme werden in den kommenden 10 Jahren **Investitionen** in Höhe von ca. **2,0 bis 2,5 Mrd. Euro je GW** installierter Leistung aus öffentlichen und privaten Haushalten benötigt. Damit lassen sich **wettbewerbsfähige Wärmegestellungskosten** von < 30 EUR/MWh erzielen.

Für die Integration der Geothermie in den Energiemix kommen auf die **Akteure** aus Wirtschaft, Wissenschaft, Politik und Verwaltung komplexe Umsetzungsaufgaben zu. Dabei besitzen die Kommunen eine exponierte Bedeutung. Neue Unterstützungsinstrumente für Städte und Gemeinden müssen an verschiedenen Stellen geschaffen werden. Dieses Strategiepapier soll für alle Akteure die notwendigen Informationen zum geothermischen Wärmeangebot, zur Vielseitigkeit des Wärmemarktes, zur technologischen Realisierung der Wärmewende mit ihren Herausforderungen und vernetzten Handlungsoptionen bereitstellen.



Geothermie gehört als ein fester Bestandteil zur Energiesystemintegration in Deutschland und ergänzt die fluktuierenden Energiequellen insbesondere im Wärmemarkt.«

Zum Ausbau der Geothermie gibt das Strategiepapier fünf Empfehlungen:

1. Die **Politik** muss klare **Ausbauziele** formulieren und der Gesetzgeber muss diese regulativ untersetzen. **Beschleunigte Genehmigungsverfahren** mit Konzentrationswirkung gehören ebenso dazu wie die Überprüfung einer Anpassung von Gesetzen (etwa BBergG, WHG, BauGB, UVPG, GEG) sowie die **Ausweisung von Vorzugsflächen** in den Raumordnungsplänen der Länder und in den kommunalen Flächennutzungsplänen. Zugleich müssen durch die Politik **CO₂-Vermeidungskosten zum Leitwerkzeug** der Regulation erhoben und das Entgelt- und Umlagesystem für kommunale und industrielle Erzeuger und Betreiber nivelliert und vereinfacht werden.
2. Kurzfristig benötigt werden wirksame **Instrumente zur Fündigkeitsrisikominderung**: Wirtschaftlich sind dies finanztechnische Werkzeuge und eine spürbare Erhöhung des jährlichen Fördervolumens der »Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)« auf deutlich über 1 Mrd. Euro. Technisch gehören dazu geophysikalische Untersuchungen in Ballungsräumen im Rahmen der geologischen Landesaufnahmen und ein Explorationsbohrprogramm, um das Fündigkeitsrisiko zu senken, sowie Demonstrations- und Pilotanlagen mit enger wissenschaftlicher Begleitung.
3. Investitionen in 10-Jahres-**Schlüsseltechnologien** für den Ausbau auf einen großindustriellen Maßstab durch die Industrie und flankierende staatliche Förderprogramme; z.B. in Bohr- und Reservoirtechnologien (inkl. Engineered Geothermal Systems), Bohrlochpumpen, Hochtemperatur-Wärmepumpen, Entwicklung von Großwärmespeichern, der Ausbau von transkommunalen Wärmenetzen und die sektorübergreifende Systemintegration. Dabei muss eine umfassende Digitalisierung zur Grundlage der Analyse, Planung, Integration, Steuerung und Kontrolle komplexer Energiesysteme werden.
4. Aktivierung des hohen **Wertschöpfungs- und Arbeitsmarktpotenzials** von 5 bis 10 Personen je MW installierter Leistung entlang der Wertschöpfungskette von Forschung und Entwicklung, Komponentenproduktion, Verwaltung, Anlagenbau und -betrieb durch innovations- und wirtschaftsfördernde Maßnahmen. Flankierende bildungspolitische Maßnahmen (Curricula, Weiterbildungen, überbetriebliche Ausbildungszentren, Anwerberprogramme) werden zur Beseitigung von mangelnden personellen Kapazitäten benötigt.
5. Eine **breite Öffentlichkeitsarbeit** muss initiiert und politisch proaktiv begleitet werden. Die Förderung einer positiven Antizipation und Akzeptanz in der Gesellschaft erfordert insbesondere auf kommunaler Ebene eine zielgerichtete Strategie zur Interaktion mit Bürger*innen und Stakeholder*innen, die partizipative Möglichkeiten schafft.

1. Einleitung

Rückblick

Thermalwässer liefern bereits seit Jahrtausenden Energie, nicht nur für Thermalbäder, sondern auch zur Beheizung von Gebäuden (Aachen, 64 n.Chr.). Die erste Ölkrise in den 1970er Jahren führte zu einer Verbreitung und einer Neubewertung der Geothermie für Heizzwecke und z.B. zum Ausbau der Geothermie-basierten Heiznetze in den Vorstädten von Paris. Eine wesentliche Bedeutung für die nationale Energieversorgung spielt die Geothermie aber bisher hauptsächlich in Regionen der Erde mit vulkanischer Aktivität, d.h. dort, wo heiße Wässer auch oberflächennah vorkommen. So deckt das weltweit größte geothermische betriebene Wärmenetz den Bedarf der Hauptstadt Islands Reykjavík zu 99 %. In Deutschland wurden vor allem in der DDR in den 1980er Jahren geothermische Heizzentralen errichtet, so z.B. in Neubrandenburg oder Waren, in denen die thermische Energie des Lagerstättenwassers in Wärmenetzen genutzt wurde. Im Oberrheingraben wurden gleichzeitig eine Reihe von Bohrungen niedergebracht, von denen die Anlage im schweizerischen Riehen bis heute auch zur Versorgung eines Wärmenetzes in Baden-Württemberg beiträgt.

Elektrizität wird aus Geothermie seit 1913 gewonnen, als in Larderello in Italien das erste Kraftwerk in Betrieb genommen wurde. Seither sind weltweit ca. 16 GWel. installierte Leistung hinzugekommen, auch hier wieder primär in Gegenden mit vulkanischer Aktivität, so z.B. in Kalifornien, Indonesien oder Neuseeland. Das erste Kraftwerk zur Stromerzeugung in Deutschland entstand 2003 in Neustadt-Glewe.

Der Deutsche Bundestag hatte bereits 2004 ein Maßnahmenbündel zum Ausbau der Geothermie empfohlen und dabei u.a. das 1-GW-Ziel bei der Stromerzeugung innerhalb einer Dekade ausgerufen¹. Mit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und einer garantierten Einspeisevergütung zunächst für geothermischen Strom hat sich in einigen Teilen Deutschlands Interesse an Geothermie entwickelt, insbesondere in Oberbayern, aber auch entlang des Oberrheins (zunächst im französischen Elsass, später auch in Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz und schließlich in Südhessen. Auch in anderen Gebieten wie Nordrhein-Westfalen, Mecklenburg, Hamburg oder Niedersachsen werden Thermalwässer aus dem Untergrund für Nahwärmeprojekte genutzt. Insgesamt bleibt die Geothermie auf nationaler Ebene bis heute aber noch weit hinter dem Potenzial, insbesondere für den Wärmesektor, zurück.

¹ Deutscher Bundestag (29.03.2004): (Drucksache 15/2729).

Beitrag der Geothermie zur Wärmewende

Das Ziel einer Dekarbonisierung des Wärmemarktes kann Deutschland nur über die Umstellung auf erneuerbare Energieträger erreichen. Bei konsequenter Umstellung von Kohle und Erdgas auf die weitgehend CO₂-freien solar-, bio- oder geothermischen Quellen fallen die heutigen CO₂-Emissionen auf unter 10 % des heutigen Wertes². Der niederländische Masterplan Geothermal Energy³ (2018) skizziert exemplarisch den Weg zur Dekarbonisierung einer erdgasbasierten Energiewirtschaft. In urbanen Regionen kommt der Geothermie dabei eine besondere Rolle zu, da dieser Energieträger ohne großen Flächenbedarf (wie Wind- oder Solarparks) oder verstärkten Transport (wie Biomasse) auskommt. Das Potenzial in Deutschland ist von bemerkenswerter Größe und eröffnet folgende Ausbauziele: über 300 TWh/a, d.h. ein Viertel des deutschen Wärmebedarfs, könnten theoretisch über tiefe geothermische Energiesysteme zzgl. Hochtemperatur-Speicherung und Grubenwasser-Nutzung abgedeckt werden⁴. Hinzu kommen die Systeme der oberflächennahen Geothermie zum Heizen und Kühlen im Neubaubereich, so dass ein Ausbauziel von etwa 500 TWh pro Jahr aus Geothermie realistisch erscheint. Werden langfristig die Potenziale petrothermaler Systeme hinzugezählt, liegt der Beitrag noch einmal deutlich darüber.

Geothermische Technologien

Die Nutzung geothermischer Ressourcen erfordert an einem Standort mindestens eine Förder- und eine Verpressbohrung, die über eine thermalwasserführende Gesteinsschicht verbunden sind. Aus dem geförderten Wasser wird Übertage (d.h. an der Erdoberfläche) die Energie an den jeweiligen Abnehmer weitergegeben und das abgekühlte Wasser über die Verpressbohrung in die Lagerstätte zurückgeführt. Ein solcher Thermalwasserkreislauf kann sowohl die natürlichen Temperaturverhältnisse im Untergrund oder die erhöhten Speichertemperaturen durch künstlich eingespeiste thermische Energie (s.u.) nutzen. Im Vergleich zu geschlossenen Systemen, i.W. Erdwärmesonden und -kollektoren und Sondenspeicher,

² IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, 2011.

³ Master Plan Geothermal Energy in the Netherlands – A broad foundation for sustainable heat supply (05/2018).

⁴ RED II-Bericht der BRD an die EU-Kommission 2018/2001 zum Potenzial der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. 2020.

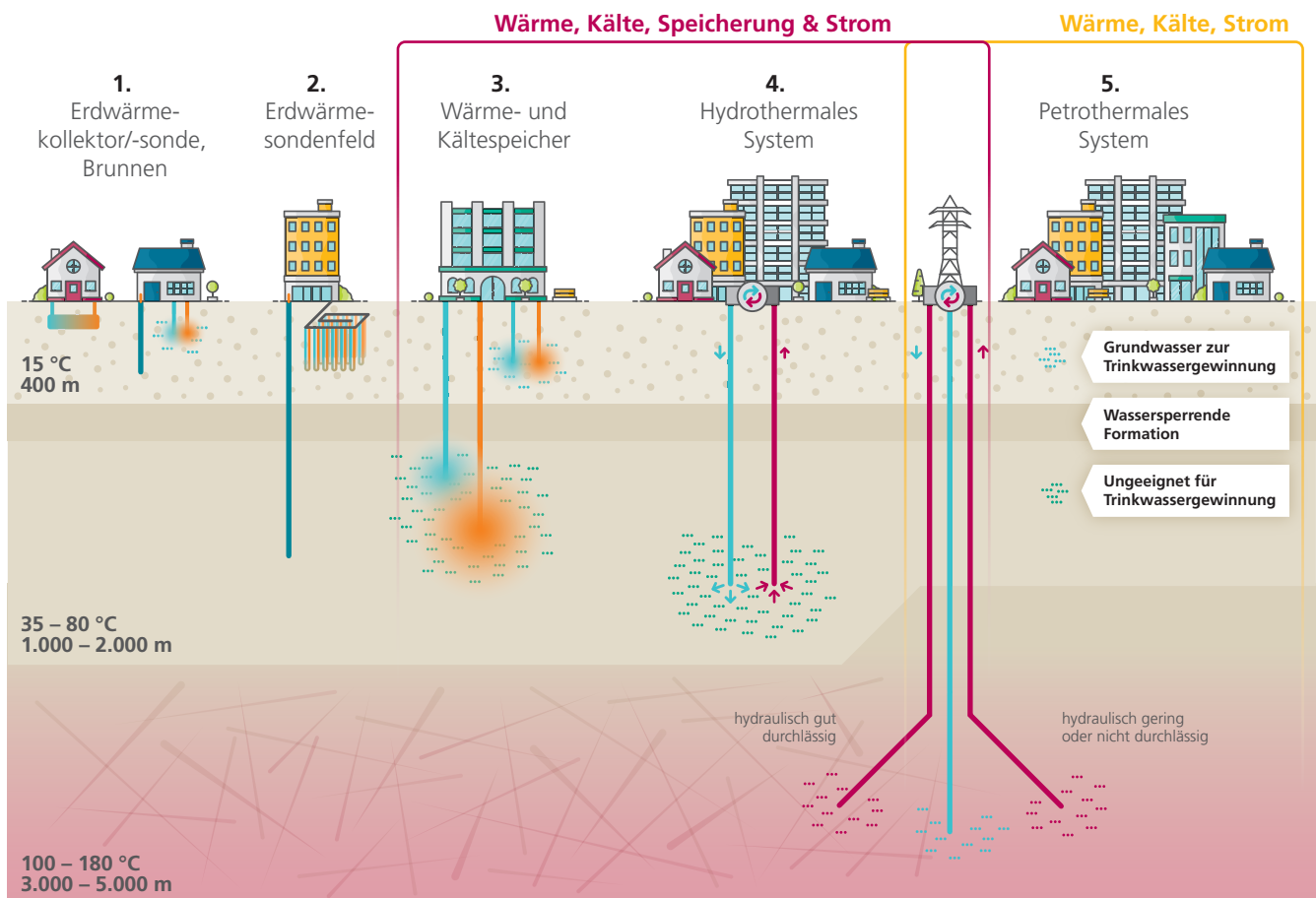


Abbildung 1:

Geothermische Systeme zur Speicherung und Bereitstellung von Wärme sowie Kälte und Strom. Oberflächennahe Technologien (links) sind flächendeckend marktverfügbar. Die rote Umrandung stellt den Geltungsbereich der im Rahmen des Strategiepapiers behandelten hydrothermalen Systeme und Speicher dar; die gelbe Umrandung zeigt petrothermale Systeme.

die Wärme rein konduktiv übertragen, ermöglichen offene Systeme durch die Zirkulation des Lagerstättenwassers eine deutlich höhere Wärmeleistung pro Bohrung. Abbildung 1 zeigt vereinfacht geschlossene (Beispiel 1 und 2) und offene Systeme (Beispiele 3 bis 5).

Hydrothermale Geothermie

Hydrothermale Geothermie basiert auf der Nutzung heißer Thermalwasser, die sich auf natürlichen Poren-, Kluft- und Bruchsystemen also durch Hohlräume im Untergrund bewegen. Sie werden analog zur Trinkwasserwirtschaft mittels Tiefbrunnen erschlossen. Die Bäderwirtschaft nutzt Thermalwasser seit vielen Jahrhunderten in Mitteleuropa und weltweit. Seit dem vergangenen Jahrhundert findet daneben eine vermehrte Nutzung auch für energetische Zwecke statt. Zur Erreichung höherer Wassertemperaturen für Wärmenetze reichen diese Brunnen in der Regel auch tiefer. Hydrothermale Systeme sind Stand der Technik und kommen in München, Paris und vielen anderen Standorten weltweit bereits erfolgreich kommerziell zum Einsatz.

Petrothermale Systeme

Petrothermale Systeme dagegen sind an hydraulisch leitfähige Kluftstrukturen im kristallinen Untergrund gebunden. Sie nutzen die in großen Tiefen vorhandene Wärme (z.B. 200 °C in 5 km Tiefe) und bringen Wasser als Wärmeleitmedium von der Oberfläche ein. Es stehen dazu Technologien zur Verfügung, welche die Durchlässigkeit von Kluftnetzwerken erhöhen und umweltschonend erschließen⁵ (z.B. Bohrtechnologien, hydraulische Stimulation oder Säurebehandlung). Forschung und Entwicklung haben in letzter Zeit in dem Kontext ingenieurtechnischer Maßnahmen weitere umweltfreundliche Technologien bereitgestellt. So liegen einige der Lagerstätten im Oberrheingraben am Übergangsbereich von hydro- zu petrothermalen Systemen nun im Bereich der wirtschaftlichen Nutzung⁶⁷. Es ist davon auszugehen, dass die geologischen Verhältnisse in vielen Regionen Deutschlands petrothermale Systeme zuließen.

5 Huenges E. (2014) in Geothermie-Vorhaben Tiefe Geothermie: Recht, Technik und Finanzierung Jörg Böttcher (Hrsg.), 151-164.

6 Bracke, R. (2014): Handbuch Tiefe Geothermie 245-272.

7 Held, S. et al.: E Geothermics 51 (2014), 270-280.

Untergroundspeicher

Der städtische Untergrund bietet die Möglichkeit der Wärme- und Kältespeicherung, welche – angesichts des zunehmenden Einsatzes fluktuierender Energieträger – die Energieversorgung saisonal stabilisiert⁸. Das Prinzip sieht vor, überschüssige Wärme aus dem Sommer (etwa aus Solarthermie oder Abwärme) in einem Aquifer, einer wasserführenden Schicht im geologischen Untergrund, zu speichern und als Heizwärme im Winter zu nutzen. Auch geflutete Bergwerksstollen oder kiesgefüllte Becken können als Speicher dienen. Die Machbarkeit solcher Speicher wird in Deutschland bisher in wenigen Projekten demonstriert. In benachbarten Ländern, beispielsweise in den Niederlanden, kommt in über 2000 Projekten die Aquiferspeicherung zur Gebäudekühlung und -beheizung routinemäßig zum Einsatz, meist in geringen Tiefen⁹.

Deutschlandweit bietet der tiefere Untergrund ein hohes Potenzial für eine Hochtemperatur-Speicherung großer Wärmemengen in vielen Ballungsräumen. Dieser könnte einen großen Teil des lokalen Wärmebedarfs und fast den gesamten Bedarf an Gebäudekühlung abdecken, welcher als Folge des Klimawandels absehbar steigen wird. Auch die Integration von saisonalen Wärmespeichern für die Wärmeversorgung von Stadtquartieren gewinnt zunehmend an Bedeutung. Geothermische Wärmequellen und saisonale thermische Speicher wirken netzdienlich und können zukünftig wesentlich beitragen zu einer verlässlichen Wärmeversorgung und lassen sich mit anderen Energieträgern kombinieren. Dort wo Aquiferspeichersysteme nicht einsetzbar sind, sind Erdwärmesondenspeicher eine wirtschaftliche und breit einsetzbare Alternative^{10,11,12}. Dabei wird saisonale oder industrielle Überschusswärme in tief angelegten Erdwärmesondenspeichern eingespeist und in den Zeiten hoher Nachfrage im umgekehrten Betrieb wieder entzogen. Solche Demonstrationssysteme befinden sich bereits im Betrieb.

Transformationsprozess

Mit einem multidisziplinären Ansatz entwickelt die Geothermieforschung derzeit neue Wege zur Erkundung und Nutzung des Untergrundes in urbanen Räumen¹³. Die anteilige Umstellung der Wärmeversorgung im Großraum von München auf Geothermie zeigt vorbildlich den Weg zu einem gesellschaftlich breit getragenen Transformationsprozess auf. Die Gewinnung von Erdwärme ist im Vergleich zu konventionellen Ressourcen (Erdgas, Erdöl, Kohle, Kernbrennstoffe) der sicherste geologische Energieträger. Dennoch existieren zuweilen Sorgen im Zusammenhang mit der Nutzung des Untergrundes hinsichtlich seismischer Erschütterungen und sicherer Trinkwassergewinnung. Hier tragen wissenschaftlich begleitete Demonstrationsprojekte und Forschung in Infrastrukturen (z.B. GeoLaB, Reallabor Weisweiler) zur Versachlichung der Diskussion bei und minimieren Bedenken. Den gesellschaftlichen Transformationsprozess sollten auch gesellschaftswissenschaftliche Untersuchungen begleiten, um so den Akteuren eine fundierte Basis für Dialog und Bürger*innen-Beteiligung zu geben.

Kompensation von Marktversagen

Deutschland sollte den Ausbau der Geothermie als Ersatz für fossile Energieträger erheblich beschleunigen, um bei der Wärmeversorgung eine zügige CO₂-Minderung zu erreichen. In Deutschland stellen ca. 440.000 Anlagen insgesamt 4.400 MW installierte Wärmeleistung aus oberflächennahen Quellen von unter 400 m Tiefe bereit¹⁴. Dagegen konnte sich für die Tiefe Geothermie (TGT) trotz hoher Potenziale im Wettbewerb mit den fossilen Energieträgern Kohle und Erdgas bislang noch kein umfassender Markt entwickeln. Bundesweit liefern 42 Anlagen 359 MW installierte Wärmeleistung und 45 MW elektrische Leistung¹⁵ (2020). Um das politische Ziel von 50 % kommunaler Wärme aus klimaneutralen Quellen bis 2030¹⁶ zu erreichen, müssen die Rahmenbedingungen zum Ausbau der Kapazitäten durch ein Bündel von Maßnahmen erheblich verbessert werden.

⁸ Kranz, S., et al. (2015): Urban Design, 1, 1, 19-20.

⁹ Fleuchaus, P. et al. (2018): WRenew Sustain. Energy Rev. 94, 861–876.

¹⁰ Sass, I. et al. (2012): Tagungsband Der Geothermiekongress 2012. Karlsruhe, Germany.

¹¹ Bär, K., et al. (2015): Energy Procedia, 76, 351-360.

¹² Welsch, B. et al. (2018): Applied Energy 216, 73-90.

¹³ Huenges 2010 Geothermal Energy Systems, Wiley, 1-486.

¹⁴ BAFA, BVG, BWP / BDH-Absatzstatistik Wärmepumpen.

¹⁵ Zeitenreihe EE des Statistischen Bundesamtes, Geotis, BVG.

¹⁶ Koalitionsvertrag 2021-2025 zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP.

2. Geothermische Quellen

Aufgrund zunehmender Temperaturen mit zunehmender Tiefe ergibt sich generell die Möglichkeit, das Wärmepotenzial durch geothermische Anlagen zu nutzen. Grundsätzlich sind zwei Voraussetzungen für die energetische Nutzung geothermischer Ressourcen notwendig: zum einen muss die Thermalwassertemperatur alleine oder in Kombination mit Wärmepumpen hoch genug für die vorhergesehene Nutzung sein, zum anderen muss die hydraulische Durchlässigkeit des Gesteins hoch genug sein, damit das heiße Wasser in großen Mengen bzw. in geeigneten Fließraten zur Oberfläche gelangen kann.

Geeignete geologische Formationen für geothermale Nutzungen in Deutschland finden sich z.B. in Sedimentgesteinen in Süddeutschland, entlang des Oberrheingrabens zwischen Basel und Frankfurt a.M. und im gesamten Westdeutschen und Norddeutschen Raum zwischen den Niederlanden und Polen¹⁷. Alleine in der wärmeintensiven Rhein-Ruhr-Region liegt das theoretisch erschließbare geothermische Potenzial für

hydrothermale Systeme um den Faktor 20 über dem aktuellen Wärmebedarf¹⁸. Nicht alle Regionen Deutschlands sind jedoch gleichermaßen gut für die Nutzung von tiefer Geothermie geeignet. Viele potenzielle Lagerstätten sind noch unzureichend erkundet und im Hinblick auf die geothermale Produktion nicht im nötigen Umfang charakterisiert. Hierfür bestand in den vergangenen Jahrzehnten kein hinreichendes energiewirtschaftliches und politisches Interesse, und den Geologischen Diensten der Bundesländer fehlten die Mittel zur Erfüllung der Aufgaben der Landeserkundung. Deutschland ist daher geothermisch unterexploriert. Es muss hier festgehalten werden, dass eine gute geowissenschaftliche Datengrundlage unerlässlich für eine ingenieurtechnische Planung ist.

Die bekannten **Regionen**¹⁹ mit bestehender tiefergeothermischer Nutzung in Deutschland werden auf den Folgeseiten mit den dort vorkommenden geologischen Formationen²⁰ kurz charakterisiert.

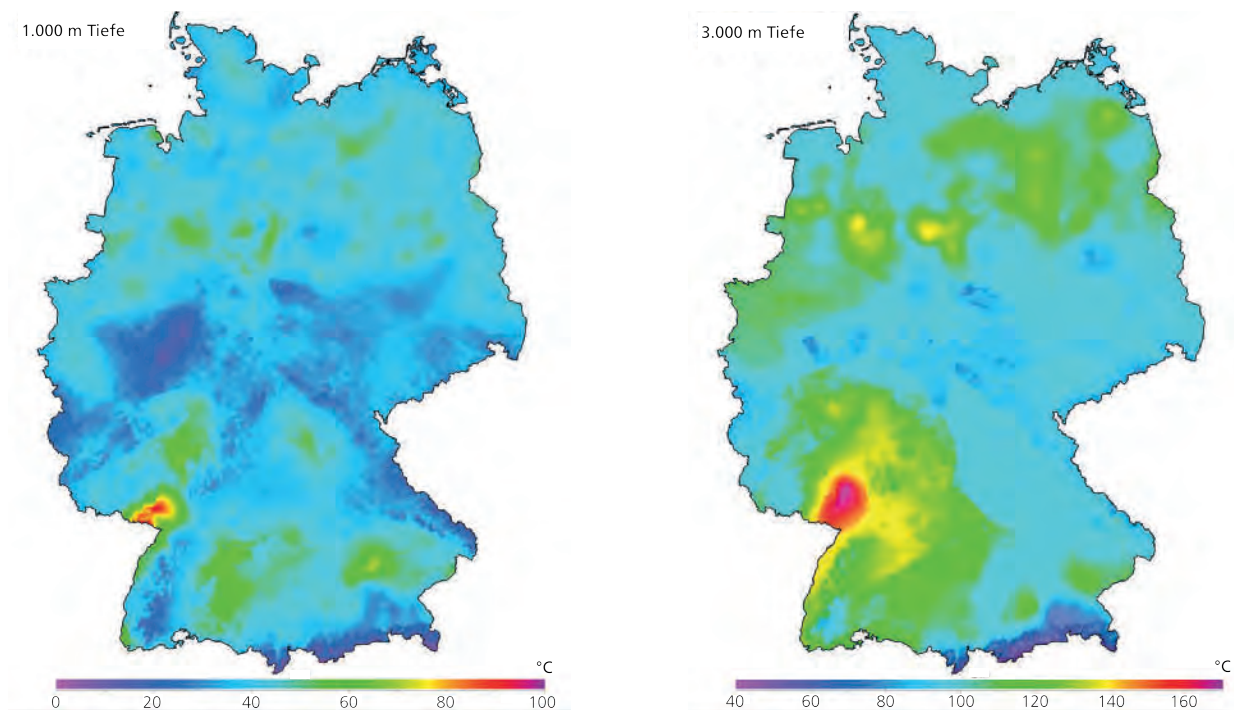


Abbildung 2: Temperatur in Deutschland in 1 und 3 km Tiefe auf Basis von Bohrdaten (© Agemar, LIAG).

¹⁷ Geothermischen Informationssystem (GeotIS): <https://www.leibniz-liag.de/forschung/methoden/informationssysteme/geotis.html>

¹⁸ Bracke, R. et al. (2016): Geothermische Energie, Heft 84, 2016/2, 34-35.

¹⁹ Umweltbundesamt (2020): ... tiefengeothermischer Ressourcen Abschlussbericht (31/2020).

²⁰ Stober I. und Huenges E. (2013): Technologien und Systeme, in VBI Leitfaden Tiefe Geothermie, 8-12.



Süddeutsches Molassebecken (SMB): Die Region im Alpenvorland, die den Verwitterungsschutt des aufsteigenden Gebirges aufgenommen hat, wird als »Molassebecken« bezeichnet²¹. Das SMB erstreckt sich von der Schweiz über Baden-Württemberg nach Bayern und Österreich. Die Beckenbasis bilden Gneise und Granite, die von maximal 8 bis 10 km mächtigen Sedimentgesteinen überlagert sind. Insbesondere die jurassischen Karbonate werden für die Geothermie genutzt, da diese Gesteine durch Verkarstung (teilweise Auflösung des Gesteins) eine besonders hohe Ergiebigkeit aufweisen. Temperaturen zwischen 100 und 155 °C bei entsprechend hohen Permeabilitäten sind etwa südlich von München und im Bereich des Chiemsees mit Fließraten bis z. T. über 300 m³/h möglich und nachgewiesen²². Nach Westen hin werden die hydraulischen Eigenschaften ungünstiger.

Oberrheingraben (ORG): Der Oberrheingraben erstreckt sich entlang des Rheins zwischen dem schweizerischen Jura im Süden und dem Taunus im Norden. In vergleichbaren Tiefen weist der Oberrheingraben deutschlandweit

die höchsten bisher gemessenen Untergrundtemperaturen auf, z.B. über 170 °C in 3 km Tiefe unterhalb des Karlsruher Instituts für Technologie²³. Im ORG weisen auch geklüftete Bereiche des Grundgebirges teilweise hervorragende Reservoirereigenschaften auf²⁴. Die heutigen sechs Anlagen, die kommerziell betrieben werden, produzieren vorwiegend aus den darüberliegenden Sedimentgesteinen und aus den Übergangshorizonten in das Grundgebirge von 130 bis 180 °C heißes Thermalwasser und besitzen ein Potenzial als Rohstofflieferant (z.B. Lithium). Ein hohes Speicherpotenzial von 10 TWh a⁻¹ wurde für die ehemaligen Kohlenwasserstoff-Reservoirs des Oberrheingrabens ermittelt²⁵.

Norddeutsches Becken (NDB): Das Norddeutsche Becken erstreckt sich von Süd-Niedersachsen bis unter die Nord- und Ostsee. Die Beckenfüllung besteht aus einer bis zu 5.000 m mächtigen Gesteinsabfolge, deren Basis Vulkangesteine bilden auf denen unterschiedliche Sedimentgesteine lagern.

²¹ Keim et al (2020): Tiefengeothermie in Bayern – Forschungsprojekt Geothermie-Allianz Bayern (mediaTUM).

²² <https://www.geothermie.de/geothermie/geothermie-in-zahlen.html>

²³ Baillieux, P. et al. (2013): International Geology Review 55 (14), 1744–1762.

²⁴ Bächler, D. et al. (2003): Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C 28 (9), 431-441.

²⁵ Stricker, K. et al. (2020): Energies 13 (24), S. 6510. DOI: 10.3390/en13246510.



Wo Thermalwässer natürlicherweise an die Oberfläche kommen, nutzt der Mensch sie schon seit vielen Jahrhunderten, etwa in der Bäderwirtschaft. Doch auch anderenorts kann man diese Ressource in der Tiefe finden und mittels Tiefbrunnen für die nachhaltige Energieversorgung nutzbar machen.

In 4.000 bis 5.000 m Tiefe herrschen hier Temperaturen zwischen 130 und 160 °C. Für eine Geothermienutzung kommen insbesondere Konglomerate und Sandsteine in Frage, die in unterschiedlichen Teufen vorkommen. Die Thermalwässer in einigen dieser Sedimentschichten weisen einen sehr hohen Gehalt an mineralischen Rohstoffen auf (z.B. Lithium mit > 200 mg/Liter, wie in Fluiden des Rotliegend nachgewiesen).

Rhein-Ruhr-Region (RRR)²⁶: Als hydrothermale Reservoir kommen in der RRR insbesondere verkarstete Kalksteine und Dolomite, geklüftete Sandsteine (Ostwestfalen) und Vulkanite (Eifel) des Grundgebirges in Betracht. Mit den Massen- und Riffkalken findet man bedeutende und zum Teil sehr mächtige hydrothermale Reservoirs in 2 bis 5 km Tiefe mit 70 bis 170 °C heißen Thermalwässern in weiträumiger Verbreitung von Westfalen und dem Sauerland über das Rheinland bis weit westlich jenseits der deutschen Grenze aus, mit einer Reihe von Nutzungen in den Niederlanden und in Belgien.

Hinzu kommen die großen Potenziale einer thermischen Nutzung von Grubenwässern aus dem Steinkohlen- und Erzbergbau in Nordrhein-Westfalen²⁷, dem Saarland und in Sachsen.

Grundgebirge (GG): Die älteren Gesteine unter den Sedimentgesteinen werden als Grundgebirge bezeichnet. Das Grundgebirge in tieferen Bereichen der Regionen, die für hydrothermale Systeme geeignet sind, zuzüglich weiterer Regionen bildet etwa 95 % des geothermischen Energiepotenzials. Im norddeutschen Becken lagern in einer Tiefe größer 5.000 m dichte Sedimentgesteine, die die Basis des Norddeutschen Beckens bilden. Zwischen dem Norddeutschen Becken und der Süddeutschen Senke liegen die Mittelgebirge, die neben sehr alten Sedimentgesteinen aus undurchlässigen Gneisen und Graniten aufgebaut werden.

²⁶ Bracke, R. et al. (2016): Geothermische Energie, Heft 84, 34-35.

²⁷ Bracke, R. et al. (2018): Potenzialstudie Warmes Grubenwasser. LANUV-NRW, Fachbericht 90.

3. Wärmebedarf

Der weitaus größte Teil des Endenergiebedarfs von ca. 2.500 TWh/a in Deutschland entfällt auf die Metropolregionen mit ihren industriellen Kernen, d.h. insbesondere auf die 80 deutschen Großstädte. Davon liegen – neben den Stadtstaaten Berlin, Hamburg und Bremen – 38 % in NRW, 11 % in Baden-Württemberg, je 10 % in Bayern und Niedersachsen und 6 % in Hessen.

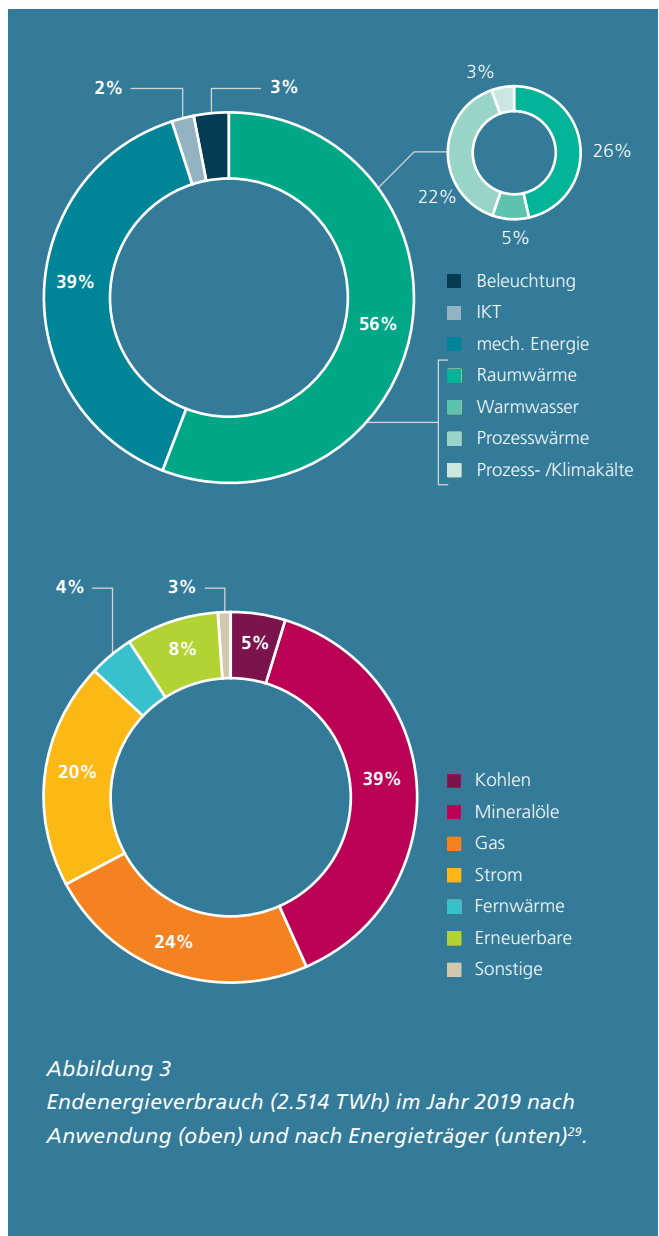
Bedarf lässt sich mittels Tiefer Geothermie bzw. durch deren Kombination mit bspw. Wärmepumpen adressieren. Auf nochmals deutlich höheren Temperaturniveaus wird Prozesswärme vor allem in energieintensiven Industrien, wie der Stahl-, Zement- und Glaserzeugung sowie in der chemischen Industrie benötigt.

3.1 Regionaler und sektoraler Bedarf

Wärmesektoren

Wärme bildet mit 56 % bzw. ca. 1.400 TWh/a (2019) den überwiegenden Anteil am Endenergiebedarf. Der Wärmeverbrauch lässt sich untergliedern in Raumwärme (658 TWh/a), Warmwasser (130 TWh/a), Prozesswärme (541 TWh/a) und Klima-/Prozesskälte (63 TWh/a). Die wichtigsten Wärmequellen sind gegenwärtig Mineralöl und Erdgas (Abb. 3). Somit existiert eine starke Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen im Endenergieverbrauch mit 67 %. Bei der Fernwärme liegt der Anteil an fossiler Wärmebereitstellung sogar bei 80 %²⁸.

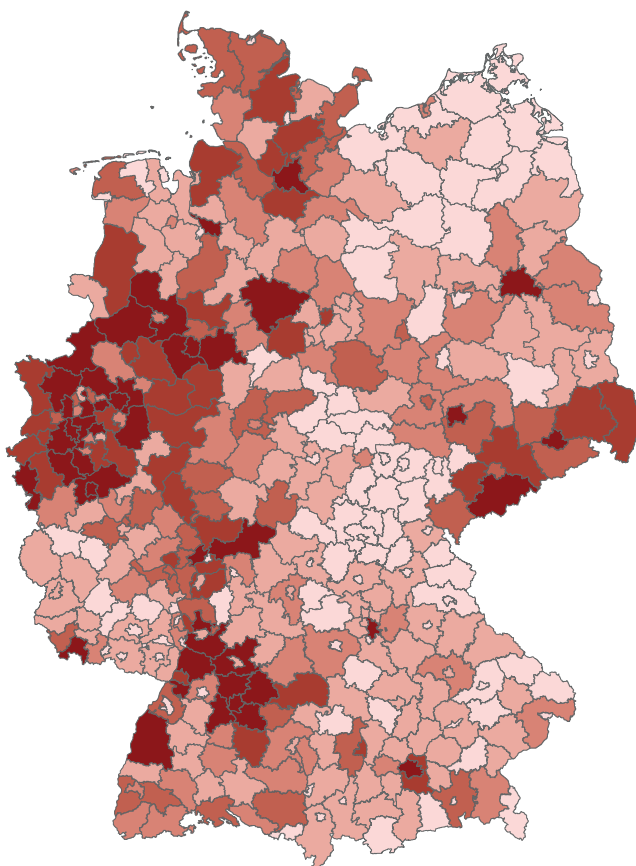
Der größte Teil der Wärme wird in dicht besiedelten Regionen benötigt. Dies betrifft für die Raumwärme und private Haushalte sowie für Gewerbe, Handel und Dienstleistungen insbesondere große Gebiete von Nordrhein-Westfalen, sowie die Großräume der Städte Hannover, Braunschweig, Göttingen, Bremen, Hamburg, Kiel, Berlin, in Hessen die Rhein-Main-Region, in Baden-Württemberg das Gebiet Rhein-Neckar, München-Augsburg-Nürnberg und Teile von Sachsen (Abb. 4). 60 % des Wärmebedarfs erfordern Temperaturen von unter 180 °C und liegen damit im geothermalen Temperaturfenster. Dazu gehört der Wärmebedarf von **privaten Haushalten, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen** sowie industrielle Niedertemperatur-Prozesswärme. In diesem Temperaturfenster werden auch die kommunalen **netzgebundenen Wärmesysteme** betrieben (90-130 °C). Von den 290.000 TJ bzw. 80,7 TWh jährlich eingespeister Wärme in deutsche Verbundnetze beanspruchen alleine die Fernwärmenetze der Rhein-Ruhr-Region ca. 15 TWh/a. In der landwirtschaftlichen **Nahrungsmittelerzeugung und der Industrie** besteht ein großer Prozesswärmebedarf im Temperaturfenster zwischen 50 °C und 200 °C. Auch dieser



28 BMWi, 2020.

29 BMWi, 2019.

Mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung und dem damit verbundenen Wegfall der Wärmeauskopplung sind unmittelbar Auswirkungen auf die Versorgung mit Fernwärme verbunden. In Summe sind etwa 13,3 GW an gesicherter Wärmeengpassleistung direkt betroffen. Diese Anlagen speisen rund 40 TWh/a in öffentliche Fernwärmenetze ein, die durch alternative Wärmequellen ersetzt werden müssen. In diesem Zusammenhang ist es unabdingbar, die Systemintegration von neuen Wärmequellen, Netzen, Speichern sowie die Kopplung der Wärmeversorgung mit den Sektoren Strom, Kälte, sowie ggf. Verkehr zu berücksichtigen, um den Transformationsprozess der Energiewende voranzutreiben.



Nutzwärmebedarf der Sektoren PHH und GHD (TWh/a)

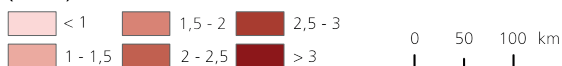


Abbildung 4:
Regionale Verteilung des Nutzwärmebedarfs in Deutschland (2014) für private Haushalte (PHH) und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD); ohne industrielle Prozesswärme (© Eikmeier, Fraunhofer IFAM)³⁰.

³⁰ Eikmeier, B. (2014): Potentiale für Nah- und Fernwärme auf KWK-Basis.- Fraunhofer IFAM.

Der besonders wärmeintensive **Gebäudesektor** hat auf Grundlage des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG 2021) die Aufgabe seine CO₂-Emissionen sukzessive von 2020 bis 2030 um 43 % zu senken³¹. Damit kommt der Umstellung der Energieversorgung von Bestandsimmobilien und dem Neubau von Quartieren der Wohnungswirtschaft eine Schlüsselrolle bei der Wärmewende zu. Die Bedarfstemperatur liegt zwischen 30 °C und 70 °C und lässt sich durch geothermische Anlagen in der Regel gut abdecken.

3.2 Wärmeverteilung

Niedertemperatur-Wärmenetze

Niedertemperatur-Wärmenetze (NT-Netze) – auch kalte Netze – bei Temperaturen zwischen 15 °C und 60 °C können die Wärmeversorgung wesentlich effizienter betreiben als konventionelle Wärmenetze und erleichtern zudem die Einbindung von erneuerbaren Energiequellen. In Deutschland finden NT-Netze bislang zu wenig Anwendung. Sie stellen jedoch eine wichtige Option für die Wohnungswirtschaft dar. Bei der Bereitstellung von NT-Netzen können erheblich wirtschaftlichere Nah- und Fernwärmeleitungsinfrastrukturen errichtet werden als bei Netzen mit höheren Betriebstemperaturen.

Low-Ex Netze

Eine Erweiterung der NT-Netze ist die Entwicklung von Niedrig-Exergie-Wärmenetzen, sogenannte Low-Ex-Netze. Diese erlauben es Konsumenten gleichzeitig Verbraucher und Erzeuger von Wärme und Kälte zu sein (Prosumer). Die Netze können unterschiedliche Nutzer mit deren bedarfsgerechter Temperatur versorgen, aber ggfs. weitere dezentrale Wärmeerzeuger einbinden, wie zum Beispiel über Solarthermie, Geothermie, Abwärme oder Prozesswärme³².

Konventionelle Wärmenetze

Die überwiegende Mehrheit der Bestandswärmenetze in den Städten wird auf höheren Temperaturniveaus betrieben und eine großflächige Umstellung auf Low-ex-Netze oder NT-Netze ist aufgrund der höchst unterschiedlichen kommunalen

³¹ Erstes Gesetz zur Änderung des Klimaschutzgesetzes vom 18.08.2021 (BGBl. I S. 3905).

³² Stănișteanu 2017.

Abnehmerstruktur sehr unwahrscheinlich³³. Konventionelle Nah- und Fernwärmenetze heizen mit Temperaturen von 70 °C bis zu 130 °C mit einer Wärmeleistung von 1 MW bis 1 GW. Zurzeit findet vereinzelt die Transformation zur vierten Fernwärmegeneration statt³⁴. Diese beinhaltet die Absenkung der Versorgungstemperatur auf unter 60 °C, so dass Niedertemperaturwärmequellen, insbesondere regenerative Energien, eingebunden werden können. Der Großteil der in Deutschland betriebenen Fernwärmenetze weist diese technischen Randbedingungen jedoch nicht auf und wird zu über 80 % aus fossilen Brennstoffen versorgt³⁵. Da eine wesentliche Absenkung der Betriebstemperaturen dieser Netze aufgrund von Lieferverpflichtungen und gewachsenen sowie heterogenen Abnehmerstrukturen in den meisten Städten nicht machbar ist, besteht die Herausforderung in der Umstellung der Quellenseite von zentralen fossilen auf viele dezentrale EE-Erzeuger und in einem geänderten Lastmanagement.

Städte

Fernwärmenetze werden heute in ca. 95 % der deutschen Großstädte (80 Orte über 100.000 EW) betrieben, um dort sowohl Gebäudewärme (ca. 50 %), als auch industrielle Prozesswärme bereitzustellen. Es ist zu erwarten, dass bis

2030 alle deutschen Großstädte Fernwärme nutzen und diese bis 2050 von 88 TWh/a auf 114 TWh/a Jahresarbeit ausbauen (Abb. 5). In Mittelstädten (ca. 620 Orte mit 20.000-100.000 EW) wird ein Anstieg von 20 TWh/a auf 42 TWh/a erwartet. Des Weiteren wird eine Steigerung des Anteils an Mittelstädten mit Fernwärmeversorgung von 50 % auf 80 % bis 2050 prognostiziert. Eine ähnliche Entwicklung wird in den ca. 1.390 Kleinstädten (< 20.000 EW) vorhergesagt, wo der Anteil der Gemeinden mit Fernwärmeversorgung auf insgesamt 60 % steigen soll.

Industrie

Der Anteil industrieller Prozesse am Fernwärmebedarf liegt bei 50 TWh/a (44 %). Dieser wird voraussichtlich deutlich geringfügiger steigen als die Wohnungswärme, da viele Unternehmen eigene Erzeugungsanlagen für Prozessdampf, Wärme oder Elektrizität betreiben, diese modernisieren und die Effizienzsteigerungen im Industriesektor höher sind als im Gebäudesektor. Allerdings sollten die Erzeugung von Prozessdampf aus Geothermie und die Einspeisung von industrieller Abwärme in kommunale Wärmesysteme in Zukunft an Bedeutung gewinnen, wenn eine infrastrukturelle Anbindung der Erzeuger erfolgt.

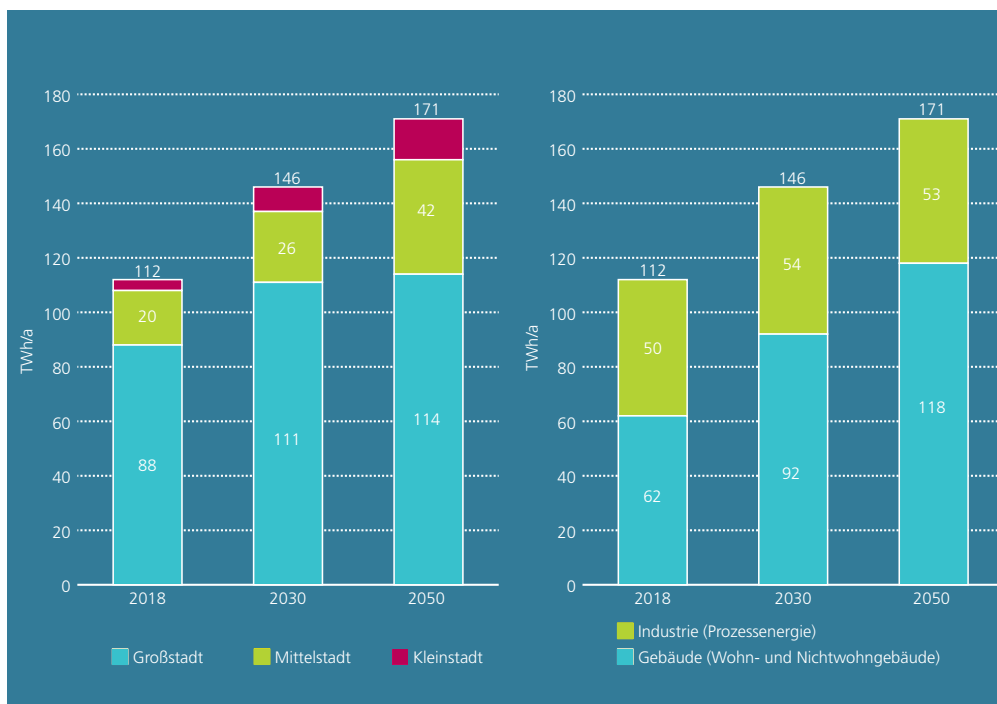


Abbildung 5: Zukünftiger Fernwärmebedarf in Groß-, Mittel- und Kleinstädten für die Jahre 2018, 2030 und 2050 prognostiziert³⁶.

³³ Nussbaumer et al. 2018; Biedermann und Kolb 2014.

³⁴ Huenges E., et al. (2014): FVEE-Jahrestagung 2014, 96-101.

³⁵ BMWi, 2020.

³⁶ Thamling et al. (2020): Gutachten Perspektive der Fernwärme Maßnahmenprogramm 2030.

Ländlicher Raum

Etwa ein Viertel der deutschen Bevölkerung wohnt in dörflichen Strukturen. Dort existiert in der Regel keine netzgebundene Wärmeversorgung. Meist ist die Wärmeversorgung dezentral auf der Basis von Öl und Gas organisiert. Deshalb kommt dem politisch angestrebten Ausbau der »Bürgerenergie« insbesondere in kleineren Gemeinden oder Ortsteilen eine große Bedeutung zu. Ähnlich den Modellen beim Betrieb von Wind- und Solarparks im Stromsektor könnte die netzgebundene Wärmeversorgung durch – z.B. genossenschaftlich betriebene – Geothermie-Anlagen erheblich zur Dekarbonisierung im ländlichen Raum beitragen.

3.3 Wärmebedarf bei Industrie und Nahrungsmittelerzeugung

In der deutschen Industrie entfällt der größte Wärme- und Kältebedarf von zusammengenommen 604 TWh/a (2019) auf die Bereiche Metallerzeugung, Grundstoffchemie, Papierproduktion, Verarbeitung von Steinen und Erden sowie den Bereich Ernährung. Die benötigte thermische Energie muss prozessbedingt in bestimmten Temperaturfenstern dargeboten werden (Abb. 6). Die energieintensive Grundstoffindustrie benötigt den größten

Teil der Wärme bei Temperaturen von weit über 500 °C. Diese ist über geothermische Quellen nicht zu erzeugen.

Lokal können geothermisch in ganz Deutschland Temperaturen bis zu 140 °C bereitgestellt werden. Reicht dieses nicht aus, ist in der Zukunft die Erhöhung der Temperatur möglich z.B. in Kombination mit Hochtemperatur-Großwärmepumpen oder anderen Verfahren. Perspektivisch sind in solchen Verfahrenskombinationen Prozesswärme- und Prozessdampferzeugungen bis in das Temperaturfenster 200 bis 500 °C (Abb. 6) hinein denkbar. Darüber hinaus haben alle Branchen einen Grundbedarf an Raumwärme, Warmwasser und Niedertemperaturprozesswärme, der ohnehin geothermisch abgedeckt werden kann. Insgesamt kann das technische geothermische Potenzial daher grob geschätzt 500 bis 600 PJ (130 bis 150 TWh) bzw. bis zu einem Viertel des industriellen Nutzwärmebedarfs decken.

Mögliche Zielbranchen für die Umstellung der Prozesswärme- und Prozessdampfbereitstellung auf geothermische Quellen sind die Textil- und Papierherstellung, die Holzverarbeitung und Bauindustrie, die chemische, metallverarbeitende und sonstige Niedertemperatur-intensive Industrien, ebenso die (Unterglas-)Landwirtschaft sowie die Herstellung und Verarbeitung von Nahrungsmitteln und Getränken. In diese Auswahl sind die Erwartungen an die zukünftige Entwicklung der Endenergieverbräuche bereits mit einbezogen.

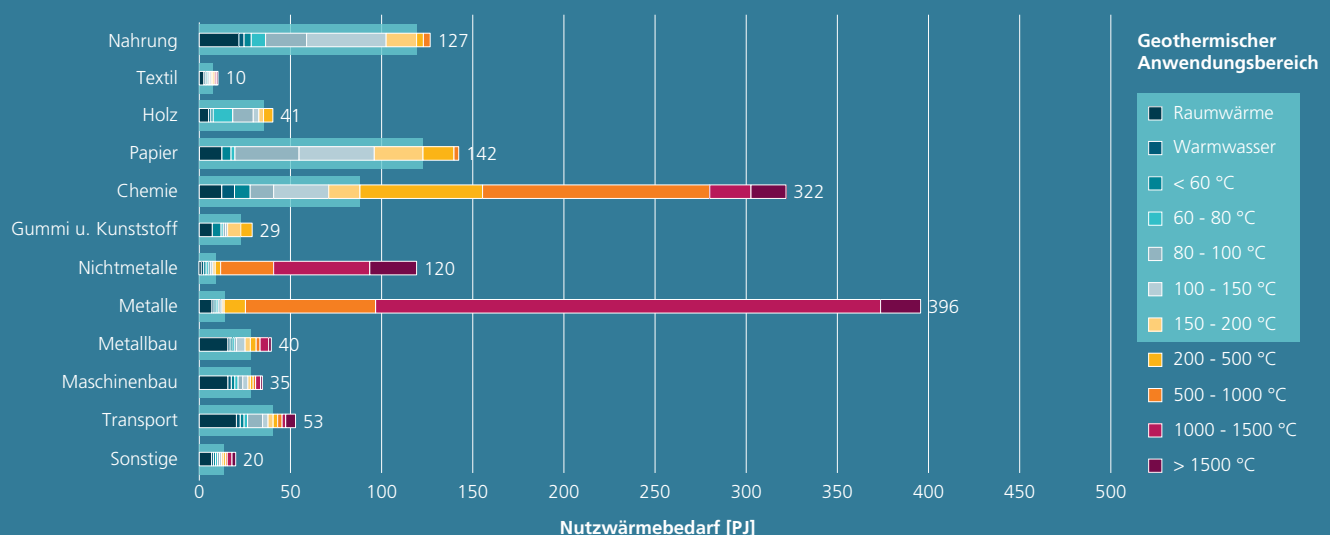


Abbildung 6: Branchenspezifische Aufschlüsselung des Nutzwärmebedarfs nach Anwendung und Temperaturniveau (3,6 PJ = 1 TWh)³⁷. Geothermische Quellen in Direktnutzung oder in Kombination mit Großwärmepumpen können den Bedarf an Nutzwärme bis 150 °C und mittelfristig (bis 2030) bis 200 °C abdecken.



Die Industrie in Deutschland hat einen Grundbedarf an Niedertemperaturprozesswärme im geothermischen Fenster bis 200 °C. Geeignete thermodynamische Wandler kombiniert mit geothermalen Reservoiren könnten ungefähr ein Viertel des industriellen Nutzwärmebedarfs von 500 bis 600 PJ decken.

Die Bedarfe der Branchen im Einzelnen stellen sich wie folgt dar:

Bauindustrie, Zellstoff- und Papierherstellung, Holzverarbeitung

Die Herstellung zementbasierter Grundstoffe für die Bauindustrie ist außerordentlich energieintensiv. Dieser Bedarf lässt sich – mit Ausnahme von Trocknungsprozessen – auf absehbare Zeit nicht aus geothermischen Energiequellen bedienen. Allerdings könnte die Integration zellulose- und holzbasierter Baustoffe die Emission von Treibhausgasen reduzieren. Bei deren Herstellungsprozessen bestünden erhöhte Potenziale für die Geothermie.

Die **Papierindustrie** zählt zu den fünf energieintensivsten Branchen in Deutschland³⁸. Unabhängig von der Papiersorte stellt die Trocknung bis Restfeuchten von ca. 5 % den energieintensivsten Schritt der Papierherstellung dar. Weiterhin wird Energie für Wassermanagement, Abwasseraufbereitung sowie Reststoff- und Schlammbehandlung benötigt. In ersten Vorhaben der Papierindustrie in Hagen (NRW) wird bereits eine Umstellung dieser Prozesse auf Geothermie geplant.

In der **Holzverarbeitung** entfallen aktuell bis zur Hälfte des Energiebedarfs auf den Trocknungsprozess. Hinzu kommt die Hallenbeheizung von Lackieranlagen sowie Wärmebedarf bei der Lackierung und für das Pressen von Holz. Letzteres benötigt Wärme bei Temperaturen zwischen 120 bis 270 °C.

Chemische und metallverarbeitende Industrien

Die **chemischen und metallverarbeitenden Industrien** basieren auf Hochtemperaturprozessen, beinhalten aber auch

wichtige Produktionsschritte bis 150 °C. Für den Einsatz von Wärme aus geothermischen Quellen eignet sich die Granulat-Trocknung in der Kunststoffbranche sowie andere, branchenübergreifend immer wiederkehrende Aufgaben wie das Kochen, Eindampfen und Destillieren bei niedrigen Temperaturen bis 150 °C.

In der **metallverarbeitenden Industrie** laufen eine Vielzahl von Prozessen bei Temperaturen deutlich unter 150 °C ab: Beizen, Entfettung, Galvanisierung, Phosphatierung, Aushärten, Waschen und Trocknen, also vielfältige Anwendungsoptionen für geothermische Wärmebereitstellung im Grundlastbereich.

Nahrungsmittelerzeugung und -verarbeitung

Die industrielle Produktion von Blumen, Obst und Gemüse in Gewächshäusern bedarf großer Wärmemengen für Heizzwecke auf einem relativ niedrigen Temperaturniveau von 20 bis 40 °C. In diesem Segment hat sich im vergangenen Jahrzehnt insbesondere in den Niederlanden eine sehr erfolgreiche Industrie entwickelt, die ihre Wärmeversorgung von fossilen Quellen auf Geothermie umgestellt hat.

Auch die **Lebensmittelindustrie** hat einen hohen Wärmebedarf. Die Bereiche Milchverarbeitung, Brauwesen, Fleischverarbeitung, Teigherstellung und Bäckerei verbrauchen die Hälfte der Energie aller Lebensmittelbetriebe. In der Herstellung und Verarbeitung von Lebensmitteln wird Wärme im geothermischen Temperaturfenster in verschiedensten Produktionsschritten benötigt. Beispielhaft genannt seien die Aufgaben: Waschen, Trocknen, Erhitzen, Garen, Pasteurisieren, Sterilisieren, Konservieren, Destillieren sowie Hygiene.

38 www.umweltbundesamt.de

4. Lösungen zur Deckung des Wärmebedarfs

4.1 Strategien

Nahezu alle wissenschaftlichen Modelle zu den Energiesystemen der Zukunft gehen von einem starken Anstieg der Verfügbarkeit von Strom aus und prognostizieren eine zunehmende Wärmeversorgung über Wärmenetze mit dem gegebenen Bedarf an Hilfsenergie³⁹. Dadurch ergibt sich für Power-to-Heat (PtX)-Lösungen ein hoher Stellwert innerhalb Europas⁴⁰. Zukünftig sollen Wärmenetze 50 % der kommunalen Versorgung ermöglichen. Die grundlastfähige Geothermie kann die Stabilisierung der Versorgung sicherstellen.

Hier kommt der saisonalen Speicherung im Untergrund eine Schlüsselrolle in der sektorengesetzten Energieversorgung mit PtX zu. Weitere Flexibilität bringen Kurzzeitspeicher und das Wärmenetz selbst. Die Heat Roadmap Europe⁴¹ zeigt, dass insbesondere der Ausbau von Wärmenetzen und die Nutzung von erneuerbaren Energien – insbesondere von Geothermie – zur Deckung der kommunalen und industriellen Wärmebedarfe eine nachhaltige Lösung zur Dekarbonisierung des Wärmesektors bietet.

Die strategisch ausgerichteten Forschungsprogramme und -infrastrukturen der Fraunhofer-Gesellschaft und der Helmholtz-Gemeinschaft adressieren diese Themen und stellen Grundlagen zur Transformation des Wärmesektors bereit.

Hohe Prozesstemperaturen von > 200 °C in der Industrie müssen voraussichtlich durch Technologien gedeckt werden, die auf der Verbrennung von grünem Wasserstoff oder Biomassen/-gasen basieren, während der Niedertemperatur- bzw. Gebäudesektor kurz- und mittelfristig keinen relevanten Wasserstoffbedarf generiert⁴². Deshalb müssen die erneuerbaren Energien zur Strom- und Wärmeerzeugung in Kombination mit Wärmepumpen den industriellen und kommunalen Niedertemperaturbereich von < 200 °C langfristig bedienen⁴³. Nicht zuletzt wegen ihrer Grundlastfähigkeit kommt der Geothermie dabei eine entscheidende Rolle zu.

³⁹ Pfluger, B. et. al.: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html>

⁴⁰ EC, 2021a.: »Fit für 55«: auf dem Weg zur Klimaneutralität – Umsetzung des EU-Klimaziels für 2030. COM/2021/550 EU Commission.

⁴¹ Heat Roadmap Europe: <https://heatroadmap.eu>

⁴² Fraunhofer (10/2019): Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland.

⁴³ In4Climate.NRW (2021): Industriewärme Klimaneutral: Strategien und Voraussetzungen für die Transformation.

4.2 Wärme- und Kälteerzeuger

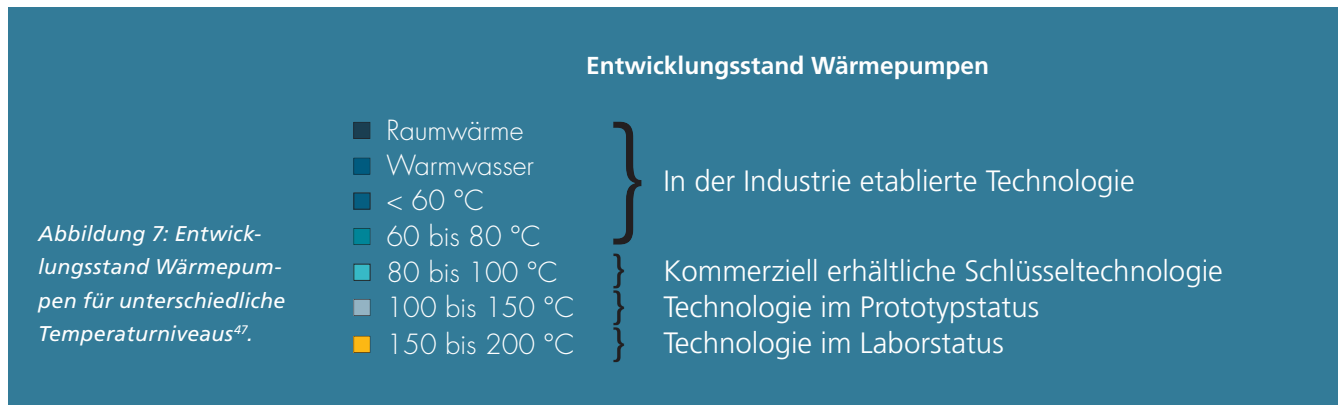
Geothermale Wässer können entweder direkt genutzt werden oder – sofern das Reservoir nicht die Bedarfstemperatur bereitstellen kann – mittels thermodynamischer Wandler auf Nutzttemperatur gebracht werden. Im PtX-Sektor wird Wärmepumpen der größte Beitrag für die Bereitstellung von Wärme zugeordnet⁴⁴. In Kombination mit oberflächennahen Erdwärmesonden (bis max. 400 m Tiefe) stellen sie heute den Stand der Technik für die Beheizung und passive Kühlung von Wohngebäuden dar⁴⁵. Wärmepumpen können mit geringen Mengen hochwertiger Antriebsenergie, wie z.B. elektrischem Strom, Wärme von einem niedrigen auf ein höheres Temperaturniveau übertragen. Mit dem elektrischen Strom wird dabei ein vorher durch Umweltwärme verdampftes Arbeitsmittel so komprimiert, dass es mit einer Kondensation latente Wärme auf den heißeren Kreislauf übergibt. Neben Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung können Absorptions- und Adsorptionsaggregate auf Basis geothermischer Wärme von > 80 °C Kälte bereitstellen, welche für großtechnische Kühlzwecke eingesetzt werden kann.

Der Einsatz von Wärmepumpen in der Bau- und Wohnungswirtschaft beschränkt sich in Deutschland bisher weitgehend auf Gebäude und Nahwärmenetze mit Temperaturen unter 80 °C. Wärmepumpen in diesem Bereich sind kommerziell verfügbar und liegen in allen Leistungsklassen vor. Sie können somit Raumwärme, Warmwasser und auch teilweise Prozesswärme – siehe Temperaturbereich in Abb. 6 – erzeugen⁴⁶. Im Industriesektor sind Aggregate bis 100 °C Standard und Prototypen erzeugen bereits einen Temperaturhub auf bis zu 140 °C (Abb. 7). Als Wärmequelle wird industrielle Abwärme oder Wärme aus der Luft oder aus dem Untergrund genutzt. Oberflächennahe erdgekoppelte Systeme benötigen 1 kWh Strom für eine Wärmepumpe zur Bereitstellung von ca. 4 kWh Wärme (Wirkungsgrad COP = 4). Systeme aus tiefegeothermischen Quellen liefern wegen höherer Temperaturen mit dem Einsatz von 1 kWh Strom je nach Standort bis zu 20 bis 50 kWh Wärme.

⁴⁴ Paardekooper et al. 2018.

⁴⁵ Born, H. et al. (2017): Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes – Bestandsaufnahme und Trends 2017.

⁴⁶ Arpagaus et al. 2018.



Entwicklungsseitig müssen in den kommenden Jahren vor allem Hochtemperaturwärmepumpen bis 200 °C und mit Leistungen bis zu 50 MW marktverfügbar gemacht werden. Damit ließen sich dann auf Basis geothermischer Wärme weite Teile des Wärmespektrums der Kommunen, der Energiewirtschaft und der Industrie abdecken. Bei Prozesstemperaturen von 200 bis 300 °C und ähnlicher Güte der Arbeitsmaschinen werden ähnliche Vorteile in der Systemeffizienz erreicht wie bei bekannten Wärmepumpen. Dies kann aber nur erreicht werden durch die Weiterentwicklung von Wärmepumpen und der Verwendung von neuen alternativen Kreislaufmedien.

Wärmeversorgung betrachtet⁴⁸. Laut Klimaschutzprogramm 2030 sollen erneuerbare Energien und Abwärme stärker in Wärmenetzen genutzt werden. Neben der geothermalen Wärmeerzeugung muss die erforderliche Infrastruktur für die Wärmeverteilung vielerorts noch bereitgestellt oder modernen Standards (dezentrale Einspeisung, multidirektionales Lastmanagement) und dem zukünftigen Bedarf angepasst werden. Der Ausbau der Netzinfrastruktur muss sich mit der Wohnungswirtschaft abgestimmt und sich an der Nachfrage nach Kälte sowie an der zuvor genannten Möglichkeit der Sektorkopplung orientieren.

4.3 Sektorenübergreifende Aspekte

Die Nutzung von EE-Strom kann durch die Verknüpfung von Strom für den Antrieb von thermodynamischen Wandlern zur Wärme- oder Kälteerzeugung und geothermaler Wärme einen nachhaltigen Beitrag für die Wärmewende leisten. Des Weiteren kann deren optimierte Systemintegration, auch unter Einbindung von thermischen Kurzzeit- und Langzeitspeichern, effektiv zur Stromnetzstabilität beitragen. Für Power-to-Heat Technologien – d.h. Wärmepumpen, Stromdirektheizungen, Speicherheizungen, Elektrodenkessel, elektrische Industrieöfen und großtechnische Durchlauferhitzer (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 2020) – ist es unverzichtbar, den Einsatz an elektrischer Hilfsenergie zur Bereitstellung der Wärme zu minimieren und zugleich möglichst große Mengen an Umweltwärme ins System zu integrieren.

4.5 Wärmespeicherung im Untergrund

Um zeitlichen und räumlichen Disparitäten von Verbrauch und thermischer Energieerzeugung entgegenzutreten, müssen kurzfristige und saisonale Speichermöglichkeiten für Wärme und Kälte auf mehreren Größenskalen geschaffen werden⁴⁹. Die Kombination aus saisonaler Wärmespeicherung und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) verbessert die Wirtschaftlichkeit bedarfsgerechter Strombereitstellung eines Energiesystems. Durch das Einspeichern von Überschusswärme in Zeiten geringer Wärmenachfrage können KWK-Anlagen ganzjährig stromgeführt betrieben werden. Die in der warmen Jahreszeit eingespeicherte Überschusswärme wird in der Heizperiode bei hoher Wärmenachfrage genutzt. Die Kapazität aller Fernwärmespeicher (drucklos, druckbehaftet, 2-Zonen-Speicher) in Deutschland beträgt ca. 570.000 m³ Speichervolumen bzw. 0,022 TWh Kapazität⁵⁰. Neben der technischen Entwicklung und infrastrukturellen Einbindung sollen Energiespeicher zukünftig als rechtlich eigenständige Säule des Energiesystems etabliert werden.

4.4 Ausbau der Netzinfrastruktur

Der Ausbau der Wärmenetze in Verbindung mit der Erschließung von Abwärme- und Umweltwärmepotenzialen wird als wichtiger Baustein der Dekarbonisierung der

⁴⁷ Arpagaus et al. [12], [14].

⁴⁸ Paardekooper et al. 2018.

⁴⁹ Blöcher, G. et al. (2019): System Erde, 9, 1, 6-13. <https://doi.org/10.2312/GFZ.syserde.09.01.1>.

⁵⁰ Kühne, J. (2020): Wärmespeicher aus Sicht der Fernwärmebranche.- AGFW AK Langzeitwärmespeicher.

Aquifere

Neben den vorgenannten Übertagespeichern sind grundwasserleitende Schichten eine vielversprechende Option für die Speicherung von Wärme und Kälte im Bereich großer industrieller und kommunaler Abnehmerstrukturen. Für Wärme, die in der Sommersaison anfällt, sowohl durch die Bereitstellung aus industrieller Überschusswärme aus erneuerbaren Energiequellen als auch durch die Gebäudekühlung, eignen sich natürliche Untergrundspeicher besonders wegen ihres großen nutzbaren Volumens. Die Aquiferspeicherung für Wärme und Kälte über Grundwasserbrunnen an den Parlamentsbauten in Berlin sind seit dem Jahr 2000 in Betrieb⁵¹.

Untergrundspeicher lassen sich als hocheffiziente, aufladbare thermische Batterie betrachten, deren Wirkungsgrad im Laufe der Jahre zunimmt: Werden anfangs 70 % der eingespeicherten Wärme dem Energieversorgungssystem wieder zugeführt, sind dies nach dem 10. Zyklus bereits über 80 %. Ein Ausbau der Hochtemperatur-Aquifer-Speicher (HT-ATES) in größeren Tiefen bietet viele Vorteile: Sie sind an vielen Orten einsetzbar, sie haben keine Auswirkung auf Trinkwasser-Horizonte und können ein bedarfsgerechtes Temperaturniveau im Speicher aufweisen. Bereits heute besitzt die Speicherung in Verbindung mit oberflächennahen Erdwärmesonden (< 200 m) für Einzelobjekte und Quartiere eine große Verbreitung. Aktuell sind mehrere Projekte in der Umsetzung, u.a. das DeepStor Projekt am KIT-CN. Attraktiv kann auch – sofern infrastrukturell und räumlich anbindbar – die Nutzung von ausgeförderten Gas- und Öllagerstätten sein, wegen der prinzipiell günstigen Porositäts- und Permeabilitätssituation als auch aufgrund des bestehenden Untergrund-Datenbestands.

Moderne (Hammer-)Bohrverfahren ermöglichen das wirtschaftliche Abteufen von geothermischen Bohrungen auf über 2.000 m Tiefe. Damit können mitteltiefe Erdwärmesondenspeicher (BTES) gebaut werden, die sich jedoch im Gegensatz zu oberflächennahen geothermischen Speichern aus einer geringeren Anzahl und dafür tieferen Erdwärmesonden zusammensetzen. Dadurch verringert sich der Platzbedarf an der Oberfläche, was diese Technologie insbesondere für den Einsatz im dicht bebauten urbanen Raum attraktiv macht.

Grubenwärmespeicher

Großtechnisch besitzen geflutete Gruben des Bergbaus ein erhebliches Speichervolumen und -potenzial. Letztere liegen noch dazu industriegeschichtlich bedingt in der Regel in unmittelbarer Nähe zu den großen Verbrauchern in den Metropolen.

⁵¹ Huenges, E. Thermische Untergrundspeicher in Energiesystemen: Optimierung der Einbindung der Aquiferspeicher in die Wärme- und Kälteversorgung der Parlamentsbauten im Berliner Spreebogen: Abschlussbericht; Berichtszeitraum 01.09.2005 – 31.10.2011. Potsdam: Helmholtz-Zentrum Potsdam GFZ Deutsches Geoforschungszentrum; 2011.



Am Weltkulturerbe Zeche Zollverein in Essen bezieht ein Quartier warmes Grubenwasser zum Heizen aus dem ehemaligen Bergwerk. Wassergefüllte Bergwerke können auch als große saisonale Wärmespeicher unter den Ballungsräumen dienen.

In den Niederlanden, dem Aachener Steinkohlenrevier und im Ruhrgebiet werden kommunale Speicherprojekte bereits erfolgreich in ehemaligen Bergwerken betrieben (Mining Thermal Energy Storage – MTES). Der Bochumer Grubenwärmespeicher TRUDI wird aktuell solarthermisch auf 60 ° bis 70 °C aufgeladen um anschließend mittels Hochtemperatur-Wärmepumpen exemplarisch für die RRR in das bestehende Bochumer Fernwärmenetz einzuspeisen.

Ähnliche Potenziale könnten im Saarland und in Sachsen erschlossen werden. Unter der Annahme von nur 10 % Resthohlraumvolumen in den gefluteten Bergwerksinfrastrukturen des Steinkohlebergbaus könnte in Grubenwässern bei einem ΔT von 50 K eine Wärmemenge von ca. 500 TWh/a eingespeichert werden.

4.6 Erschließung regionaler geothermischer Ressourcen

Die regionale Verteilung von möglichen hydrothermalen Reservoiren im Norddeutschen Becken (NDB), der Rhein-Ruhr-Region (RRR), dem Oberrheingraben (ORG) und dem Süddeutschen Molassebecken (SMB) mit erhöhten Temperaturen einerseits sowie den Kommunen und Landkreisen mit großen Wärmeverbräuchen andererseits ist weitgehend deckungsgleich (Abb. 8). Damit kommt den hydrothermalen Potenzialen

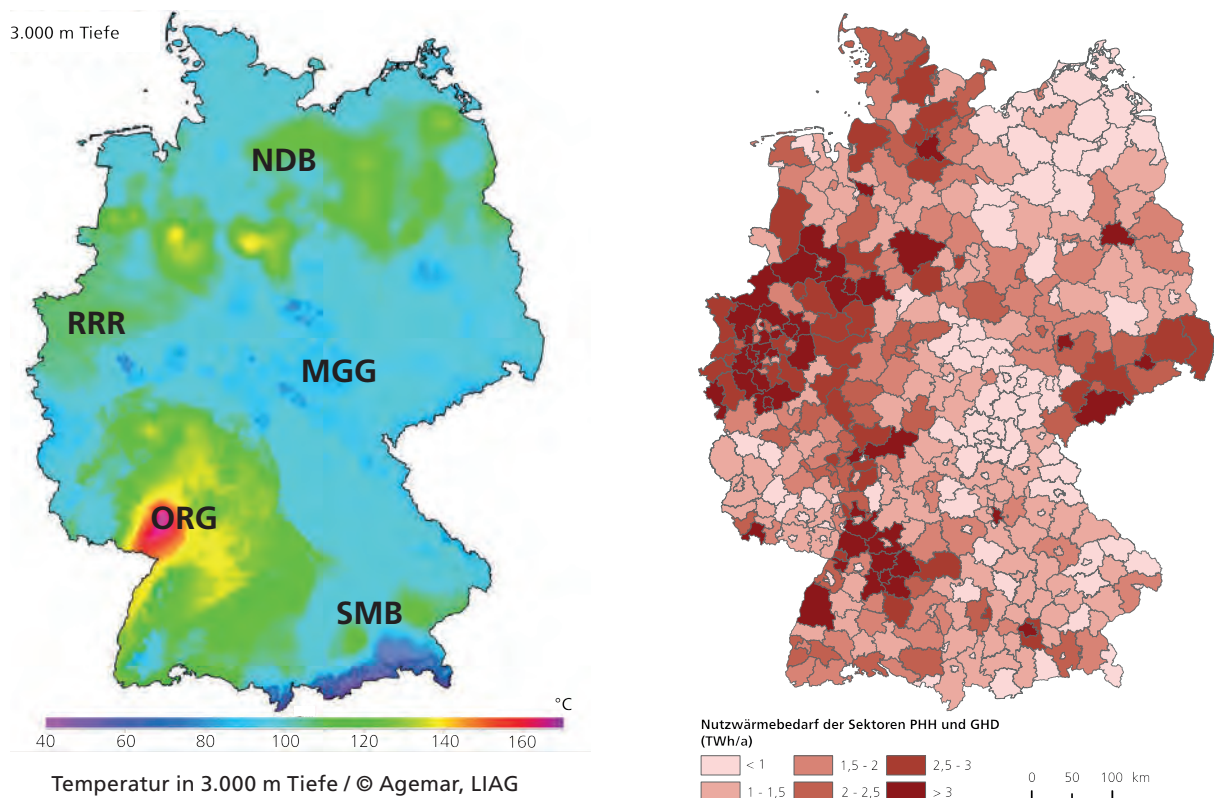


Abbildung 8: Gegenüberstellung des geothermalen Angebots mit Temperaturen in 3.000 m Tiefe (links: verändert nach Agemar / LIAG) und des regionalen Wärmebedarfs in Deutschland (rechts: Eikmeier / Fraunhofer IFAM). Linkes Bild: Temperaturen [°C]; NDB = Norddeutsches Becken, RRR = Rhein-Ruhr-Region, ORG = Oberheingraben, SMB = Süddeutsches Molassebecken, MGG = Mitteldeutsches Grundgebirge. Rechtes Bild: PHH = Private Haushalte / Wohnungswirtschaft, GHD = Gewerbe / Handel / Dienstleistungen.

in Metropolregionen und in urbanen Räumen mit hohem Nutzwärmebedarf und industrieller Prozesswärmefrage eine besondere Bedeutung zu.

Die technischen Angebotspotenziale für eine Stromerzeugung⁵² und Wärmebereitstellung aus hydrothermalen Geothermie wurden bisher ermittelt für die Regionen NDB, RRR, ORG und SDM⁵³. Das Umweltbundesamt hat die Potenziale für vier verschiedene Szenarien in den Regionen NDB + ORG + SMB untersuchen lassen. Die vier Szenarien unterscheiden dort je zwei verschiedene Reservoir-Temperaturen ($T_1=65\text{ °C}$ / $T_2=35\text{ °C}$) und Qualitäten von Ausschlussflächen des Natur- und Landschaftsschutzes unter der Annahme von 2.500 Jahres-Volllaststunden je Heizwerk. Die beiden Extremszenarien schwanken zwischen 96 TWh/a und 279 TWh/a; davon befinden sich 57 % im NDB, 8 % im ORG und 35 % im SMB⁵⁴. Für industrielle Prozesswärme und die Warmwasserbereitstellung (je 8.600 h/a) wären diese Annahmen allerdings prozentual zu erhöhen.

52 Geothermie-Allianz Bayern (2017): Potential der hydrothermalen Geothermie zur Stromerzeugung in Deutschland.

53 Agemar et al (2014): Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften Band 165 Heft 2, 129 – 144.

54 Umweltbundesamt (2020): »...tiefegeothermischer Ressourcen. Abschlussbericht (31/2020).

Wenn man die UBA-Szenarien um die erheblichen Potenziale aus den Sedimentgesteinen in Westdeutschland / Nordrhein-Westfalen ergänzt, kommen im Ruhrgebiet noch einmal ca. 92 TWh/a hinzu. Für die erweiterte RRR – d.h. einschließlich Rheinland, Münsterland und Ostwestfalen – erscheinen Potenziale von 120 bis 150 TWh/a nicht unrealistisch^{55,56}.

Damit können für die Tiefe Geothermie in den hydrothermalen Vorzugsregionen NDB, RRR, ORG und SDM Ausbauziele zwischen konservativ 220 TWh/a und ambitioniert 430 TWh/a formuliert werden. Konservative Annahmen vorausgesetzt, beträgt das anzunehmende technische **Gesamtpotenzial in Deutschland 300 TWh/a** allein für die hydrothermalen Lagerstätten. Hinzu kommen die petrothermalen Potenziale im Grundgebirge (MGG), sowie die erheblichen Wärmepotenziale aus den Grubenwässern des Bergbaus und den großen Untergrundspeichern. In der Summe wäre somit wenigstens ein Viertel des deutschen Wärmebedarfs tiefegeothermisch abzudecken.

55 Bracke, R. (2018): »Wärmepotenziale nutzen – Einsatz der Geothermie erleichtern«. Drucksache 17/256.

56 Geologischer Dienst NRW (2018): »... Geothermie erleichtern« Drucksache 17/256.

5. Wertschöpfung und Exportpotenzial

Heimische Wertschöpfung

Rund 71 % des Energieaufkommens in Deutschland wird durch Importe verschiedener Energieträger gedeckt⁵⁷. Im Jahr 2018 waren das 63 Milliarden Euro bzw. 1,9 % des Bruttoinlandsprodukts⁵⁸. Die Gewinnung und Nutzung von heimischer Erdwärme beinhalten mehr als andere regenerative Energieträger, interdisziplinäre Arbeitsfelder. In diesem Markt erbringt eine Vielzahl von Unternehmen Leistungen mit großer Tiefe und Breite der Wertschöpfung. Die Wertschöpfungskette stellt eine Verknüpfung her zwischen den einzelnen Arbeitsschritten, die zur Herstellung eines Produktes erforderlich sind, und erfasst die auf den einzelnen Produktionsstufen erfolgende Wertsteigerung. Beim Endprodukt einer Wertschöpfungskette kann es sich sowohl um eine gegenständliche Ware als auch um eine Dienstleistung handeln. Die Produkte und Dienstleistungen, die mit der Erschließung und Nutzung des Energieträgers Erdwärme verbunden sind, lassen sich in Form von Wertschöpfungsketten für den Untertage- und Übertagesektor sowie für die Oberflächennahe und die Tiefe Geothermie darstellen⁵⁹. Diese umfassen unterschiedliche Anwendungen, z.B. in den Bereichen Heizen, Kühlen oder Stromerzeugung, sowie unterschiedliche Leistungsbereiche von der Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses bis hin zu kommunalen Großanlagen mit thermischen und / oder elektrischen Leistungen im MW-Bereich mit der zugehörigen Fernwärmeinfrastruktur⁶⁰. Insgesamt führen die Ausgaben für Bau und Betrieb geothermischer Anlagen zu vielseitiger heimischer Wertschöpfung, die auch den lokalen Marktteilnehmern zugutekommt. Der Geothermiemarkt kann in 12 Sektoren untergliedert werden (Abb. 9). Diese decken in ihrer Gesamtheit alle Branchen und Leistungen ab, die beim Bau und Betrieb von Geothermie-Anlagen benötigt werden.

⁵⁷ UBA (2021): Primärenergiegewinnung und -importe auf Basis AG Energiebilanzen.

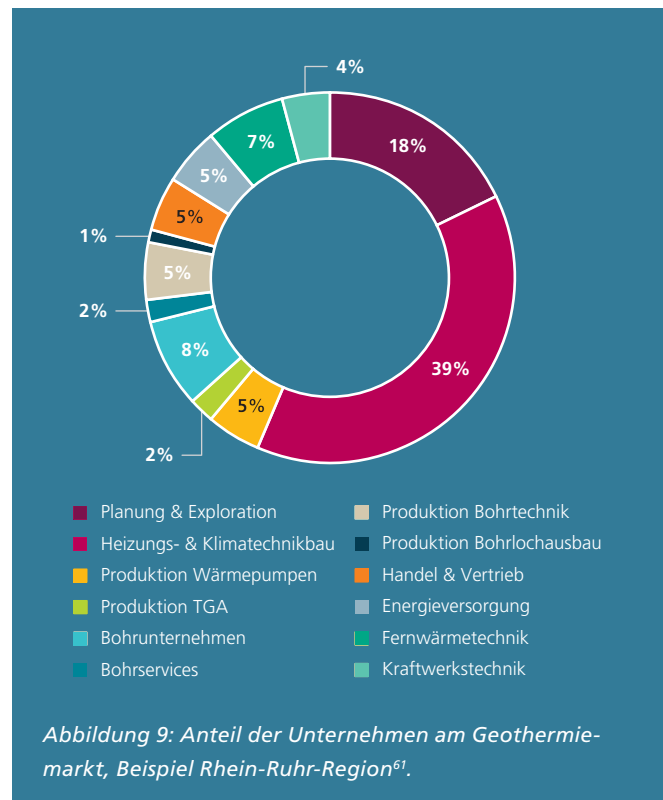
⁵⁸ UBA (2021): Primärenergiegewinnung und -importe auf Basis AG Energiebilanzen.

⁵⁹ Bracke et al (2008): Abschlussbericht im Auftrag der Wirtschaftsförderung Metropole Ruhr und der Stadt Bochum.

⁶⁰ Modifiziert von Heumann A., Huenges E. (2018): Technologiebericht TF 1.2 T, Technologien für die Energiewende, 85-134.

Arbeitsmarkt

Die wachsende Geothermie-Branche schafft Arbeitsplätze in Deutschland sowohl für die Technologieentwicklung und Produktion als auch für die Errichtung sowie für den Betrieb der Anlagen Untertage und Übertage. Dabei entsteht ein Arbeitsmarkt von ca. 5 bis 10 Vollzeitäquivalentstellen je MW installierter Leistung. Die Wertschöpfung erfolgt häufig regional von der Planung über die Installation bis hin zum Betrieb. Allein im Ruhrgebiet kann man bereits heute von mindestens 300 am Geothermie-Markt tätigen Unternehmen mit ca. 4.000 bis 5.000 Mitarbeitenden ausgehen. Bundesweit waren es etwa 20.300 Arbeitnehmende (2016) und ca. 1,3 Mrd. Euro Investitionen (2017).



⁶¹ Bracke, R. (2018): Landtag Nordrhein-Westfalen, Drucksache 17/2562 Wärmepotentiale nutzen – Einsatz der Geothermie erleichtern.



Die Transformation und Vernetzung des Energiesystems eröffnet Anbietern von Energie-, Bergbau- und Kohlenwasserstoff-Technologien neue Märkte. Heimische Industriekompetenz kann so unmittelbar vom Strukturwandel profitieren.

Marktstruktur

Die geothermische Industrie hat sich in Deutschland erst seit der Jahrtausendwende wahrnehmbar auf zwei Säulen entwickelt. Dies sind zum einen junge Unternehmen, die explizit für den neuen Markt gegründet wurden, zum anderen etablierte Firmen der Geo-, Bergbau- und Energietechnik. Letztere haben ihr Portfolio einem sich wandelnden Bedarf bei der Abkehr von großen, zentralen Erzeugern auf Basis fossiler Brennstoffe hin zu kleineren, dezentralen Anlagen angepasst. Dadurch haben sie ihr Geschäftsfeld um geothermische Produkte z.B. aus dem Bohr- und pumpentechnischen Maschinenbau (10 %), der Fernwärme- (7 %) und der Kraftwerkstechnik (4 %) erweitert. Aufgrund eines Marktzuwachses von ca. 20.000 erdgekoppelten Wärmepumpensystemen pro Jahr (2019; BWP) nimmt der Sektor des Anlagenbaus für Heizungs- und Klimatechnik mit 39 % derzeit den größten Anteil ein. Es folgen Ingenieur-, Planungs- und Explorationsfirmen mit 18 %, während die übrigen 8 Sektoren einstellige Prozentanteile ausmachen (Abb. 9).

Die Art der in den Sektoren erbrachten Leistungen ist abhängig von der Anwendung geothermischer Energie und vom Leistungsbereich, der von der Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses bis hin zu kommunalen Großanlagen reicht. In der Heterogenität und Komplexität des Marktes sehen viele Teilnehmer auch eine besondere Chance, da es nicht die eine Schlüsseltechnologie gibt. Mit ihrer oft regional verankerten und zugleich breiten und tiefen Wertschöpfungskette vermag sich die Branche relativ gut auf dem Markt zu behaupten.

Auch die Größenstruktur der geothermischen Industrie ist heterogen: Etwa 15 bis 20 % sind weltweit tätige Unternehmen mit Dienstleistungen und Produkten für Wärme-, Kälte-, Kraftwerks- und Bergbautechnologien. Einige von ihnen zählen zu den Weltmarktführern, wie z.B. in der Kühlungstechnik von Geothermiekraftwerken. Die Mehrzahl der Marktteilnehmer ist jedoch eher klein- bis mittelständisch geprägt. Etwa die Hälfte der Unternehmen erzielt derzeit mit bis zu 20 Mitarbeitenden einen Jahresumsatz auf dem Geothermiekraftmarkt von bis zu 5 Mio. Euro.

6. Herausforderungen des Ausbaus geothermischer Nutzung

Marktreife Standardtechnologie

Die Erschließung und Nutzung tiefer geothermaler Lagerstätten ist seit vielen Jahren eine Standardtechnologie in Europa und in Deutschland. Alleine in Deutschland werden 42 Anlagen mit 359 MW installierter Wärmeleistung und 45 MW elektrischer Leistung (2020) sicher betrieben.

Wärmegestehungskosten

Tiefe Geothermie ist wettbewerbsfähig. Unter der Annahme einer Schüttung von 100 kg/s je Produktionsbohrung und einer Leistung von ca. 20 bis 22 MWth je Dublette nach Übertragungsnetzverlusten auf 5 km Transportweg bis zur Übergabe in ein Fernwärmenetz ergibt sich ein Wärmeabsatz von 160.000 bis 170.000 MWh/a bei einem Eigenstrombedarf von ca. 10.000 MWh je Heizwerk. Die Herstellungskosten betragen in Abhängigkeit von der erforderlichen Bohrtiefe z. Z. ca. 1,8 bis 2,2 Mio. EUR/MW installierter Leistung. Eine Kostenverteilung von 60 % kapitalgebundenen Kosten, 10 % bedarfsgebundenen Kosten und 30 % betriebsgebundenen Kosten vorausgesetzt, liegen die Wärmegestehungskosten aktuell bei 25 bis 30 EUR/MWh⁶². Unabdingbar für die Verbesserung der Wärmegestehungskosten ist jedoch einerseits eine Minderung des Fündigkeitsrisikos in der Frühphase von Projekten, d.h. eine Investitionsförderung von aktuell ca. 40 % sowie andererseits vergleichbare Betriebskosten-Konditionen (OPEX) zu fossilen und anderen regenerativen Erzeugungsarten. Zugleich liegt ein wichtiger Hebel in der Skalierung der Anlagengröße: d.h. hin zu einer Vielzahl von Bohrungen je Heizwerk, in der Erhöhung der Schüttungs- bzw. Produktionsraten von Tiefbohrungen durch ingenieur- und bohrtechnische Maßnahmen und schließlich in der regionalen Clusterung von Geothermie-Anlagen in Verbundnetzen zur Erhöhung der anlagenspezifischen Jahresvollaststunden.

Skalierung auf industriellen Maßstab

Um die Nutzung von Tiefer Geothermie in den kommenden 10 bis 20 Jahren von den regional begrenzten Anwendungen

im Süden Deutschlands auf einen überregionalen industriellen Maßstab im deutlich zweistelligen Gigawatt-Bereich auszurollen (d.h. 100er-Faktor gegenüber Bestand), ist ein disruptiver Ansatz notwendig. Vorhandene und benötigte Technologien können nicht in jeder Region Deutschlands mit Erfolgsgarantie eingesetzt werden. Daher besteht auf einigen Gebieten noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Zugleich existiert eine entscheidende Lücke bei der Erhebung und Verfügbarkeit von geologischen Daten, die zwar in einigen Landesteilen in großer Menge und Qualität vorhanden sind, bisher aber für die Entwicklung von Geothermieprojekten nicht zugänglich waren. Diese Lücke wurde kürzlich durch die Einführung des Geologie-Datengesetzes (GeolDG) geschlossen, welches die Voraussetzung für die dauerhafte Bereitstellung geologischer Daten für Aufgaben des Bundes und der Länder schafft und zugleich den Zugang für Investoren regelt. In Regionen mit unzureichender geologischer Datenlage müssen diese jedoch noch schnellstmöglich durch die geologischen Landesaufnahmen erhoben und unmittelbar verfügbar gemacht werden.

Die komplexen Herausforderungen für die Akteure der Wärmewende mittels Geothermie müssen mit einem Bündel von untereinander vernetzten Aktivitäten angegangen werden.

6.1 Politik

Ausbauziele

Das Wärmepotenzial aus Tiefer Geothermie in Deutschland beträgt deutlich über 300 TWh/a. Davon entfallen auf die Raumwärme mindestens 150 TWh/a, auf Warmwasserbereitstellung ca. 20 TWh/a, auf industriellen Prozesswärme ca. 120 TWh/a und auf Klima- und Prozesskälte von ca. 10 TWh/a. Um die für die Wärmewende benötigten flankierenden Programme und Aktivitäten auszulösen, sollte die Politik schnellstmöglich ambitionierte Ausbauziele für den Zeitraum 2025, 2030 und 2040 vorgeben. Zum Erreichen des 50-%-Ziels der klimaneutralen kommunalen Wärme (d.h. ca. 400 TWh/a), wird empfohlen bis 2030 wenigstens 100 TWh/a aus Tiefer Geothermie abzudecken und die Rahmenbedingungen für 20 bis 25 GW installierter Leistung zu schaffen. Bis 2040 sollte das Ausbauziel von 300 TWh/a (70 GW) angestrebt werden.

⁶² Alle Angaben zu Kosten und Leistungen basieren auf persönlichen Informationen und Daten von Betreibern geothermischer Heizwerke im Süddeutschen Molassebecken.

Regulierung

Bei der Erschließung des Untergrundes von Ballungsräumen sind neben technischen Herausforderungen organisatorische und vor allem auch rechtliche Fragestellungen zu lösen. Die Vorgaben zum Umwelt- und Grundwasserschutz und zu verschiedenen Nutzungen des Untergrunds haben gegenwärtig eine hemmende Wirkung. Es ist unverzichtbar, den Schutz der Menschen, Güter und Umwelt zu gewährleisten. Nichtsdestotrotz muss das Ordnungsrecht grundlegend angepasst werden. Zur Schaffung geeigneter regulativer Rahmenbedingungen gehören

- a. inhaltliche Abgrenzungen (z.B. Trinkwasserschutz versus energetische Nutzung salzhaltiger Grundwässer),
- b. beschleunigte Genehmigungsverfahren mit Konzentrationswirkung (z.B. Einrichtung einer behördlichen Genehmigungssteuerung, zeitlicher Genehmigungsanspruch z.B. analog zum Baurecht, Entfall von Zwischengenehmigungen, Ressourcen-Nutzungsberechtigung mit Investitionszwang nach erteilter Bewilligung), ebenso wie
- c. die Anpassung von z.T. konkurrierenden Gesetzen (z.B. Raumordnung, Bodenrecht, Wasserrecht, sowie BBergG, BauGB, UVPG, GEG, WärmelieferVO) einschließlich
- d. der Ausweisung von Vorzugsflächen in der Flächennutzungsplanung und die Einführung einer verbindlichen kommunalen Wärmeplanung⁶³.

Auch für den Aufbau und den dauerhaften Betrieb von thermischen Untergrundspeichern muss ein geeigneter Rechtsrahmen geschaffen werden. Bürgerenergiemodelle für die Entwicklung geothermischer Nahwärmeprojekte können insbesondere im Neubaubereich und im ländlichen Raum eine große Bedeutung erlangen und sollten regulativ verankert und mit einer Förderkulisse untersetzt werden.

Verwaltung

Die Geologischen Dienste sollten unverzüglich vorhandene Untergrunddaten digital bereitstellen. In urbanen Räumen sollten sie zudem bei unzulänglicher Datenlage mit gezielten geophysikalischen Explorationsprogrammen im Rahmen der geologischen Landesaufnahme beauftragt werden. Den Landesbehörden sollte aufgegeben werden, Vorzugsflächen für Geothermie mit besonderer Beachtung des Arten- und Naturschutzes in der Raumordnungsplanung der Länder auszuweisen⁶⁴. Dabei muss darauf hingewiesen werden, dass

⁶³ Sandrock et al. 2020.

⁶⁴ <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/4369.pdf>


in einem Gebiet mit hohen geothermalen Potenzialen die lokalen hydraulischen Eigenschaften und damit die Ergiebigkeit der wasserführenden Schichten nur schwer eingeschätzt werden können.

Für die kommunale Flächennutzungsplanung (BauGB §5 Abs. 1 Nummer 2b) ist die Aufstellung von Bebauungsplänen (BauGB §9 Abs. 1 Nummer 12) z.B. mit Sondergebiet Geothermie zu priorisieren. Genehmigungsrechtlich sind ausreichende Abstände zwischen Geothermiebohrungen zu berücksichtigen um bei benachbarten Bergbauberechtigten eine gegenseitige Beeinträchtigung zu verhindern. Zugleich ist sicherzustellen, dass mehrere benachbarte Heizwerke Zugang zu den gleichen Wärmenetzen erhalten können. Neben der Nutzung des Untergrundes muss dazu der Leitungsbau über kommunale Grenzen hinweg genehmigungsrechtlich vereinfacht werden. Außerdem müssen Verwaltungsstrukturen inklusive der geologischen Dienste den politischen Zielen angepasst werden: Der massive Ausbau tiefengeothermischer Nutzungen in die Fläche bedarf eines erheblichen Aufbaus personeller Ressourcen bei den Genehmigungs- und Überwachungsbehörden. Hierbei sollte neben den Kapazitäten auch die fachliche Konzentration im Vordergrund stehen.

Marktanreize

Der CO₂-Preis muss zum Leitwerkzeug des Marktanreizes werden. Die Wärmegestehungskosten von 25 bis 30 EUR/MWh liegen für die Geothermie – wie für die meisten anderen erneuerbaren Wärmeerzeuger – voraussichtlich auch nach 2030 oberhalb des fossilen (Erdgas-)Fernwärmepreises. Somit bedarf es trotz der Einführung der CO₂-Bepreisung einer Förderung. Beispiel könnte der Betrieb von Geothermieanlagen mit einer CO₂-verminderungsorientierten Verrechnung der Betriebskosten sein (anrechenbare CO₂-Vermeidungspotenziale).

Zugleich haben geothermische Projekte in der Anfangsphase oft erhebliche Fündigkeitsrisiken. Diese sind für die kommunalen und privaten Versorgungsunternehmen nicht alleine tragbar. Daher ist die Einführung von Finanzinstrumenten zur Reduktion des wirtschaftlichen Risikos und zur Verhinderung eines Marktversagens unabdingbar. Geeignete Mittel könnten z.B. Versicherungslösungen oder ein revolvingender Geothermischer Entwicklungsfonds sein. Beide würden das Risiko der Exploration und der Erstbohrung(en) tragen und bei vorab definierter Fündigkeit mit einer Rückführung verbunden sein. Dieses Finanzinstrument kommt seit einigen Jahren mit substantieller deutscher Beteiligung (KfW) in Ostafrika und in Lateinamerika erfolgreich zum Tragen (Geothermal Development Fund /GDF).



Voraussetzung für die Skalierung der Tiefen Geothermie auf einen industriellen Maßstab sind ambitionierte Ausbauziele. Daneben sind Instrumente zur Minderung des Fündigkeitsrisikos, genehmigungsrechtliche Konzentrationen, ein besserer regulatorischer Rahmen, Industrieeinbindung und Fachkräftebildung maßgeblich für den Erfolg der Tiefen Geothermie und damit der Wärmewende.

Um innerhalb von 10 Jahren ca. 25 GW und in 20 Jahren ca. 70 GW geothermische Wärmeleistung zu installieren und nutzungsseitig anzubinden, sind erhebliche Investitionen vonnöten. Ein Gigawatt (GW) installierter thermischer Leistung erfordert den Bau von bis zu 100 Tiefbohrungen. Rechnet man überschlägig mit kapitalgebundenen Kosten von 2,0 bis 2,5 Mrd. Euro je GW für die Wärmeerzeugung, ohne die Verteilungsinfrastruktur, sind mittelfristig ca. 60 Mrd. Euro und langfristig ca. 170 Mrd. Euro zu mobilisieren. Dafür sollte u.a. die Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW-Programm) kurzfristig erheblich aufgestockt werden auf ein Jahresfördevolumen von erheblich über 1 Mrd. Euro mit der Option diese bei Ansprüngen des Marktes weiter auszubauen.

Der angestrebte Ausbau der Fernwärmenetze bis 2030 erfordert in Summe Investitionen von etwa 33 Milliarden Euro. Etwa die Hälfte entfällt dabei auf den Ausbau bzw. die Erweiterung von Wärmenetzen, 11,1 Milliarden Euro auf weitere Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Wärme und der Nutzbarmachung von Abwärme und etwa 4,3 Milliarden Euro auf den Anschluss neuer Wärmequellen an bestehende Netze⁶⁵. Der Förderbedarf für erneuerbare Fernwärmeerzeugung wird nach 2030 abhängig von der Entwicklung der zukünftigen Rahmenbedingungen – insbesondere der erwartbar erheblich ansteigenden CO₂-Bepreisung im Wärmemarkt und im EU-Emissionshandel (ETS) – voraussichtlich deutlich sinken.

⁶⁵ Thamling et al. 2020.

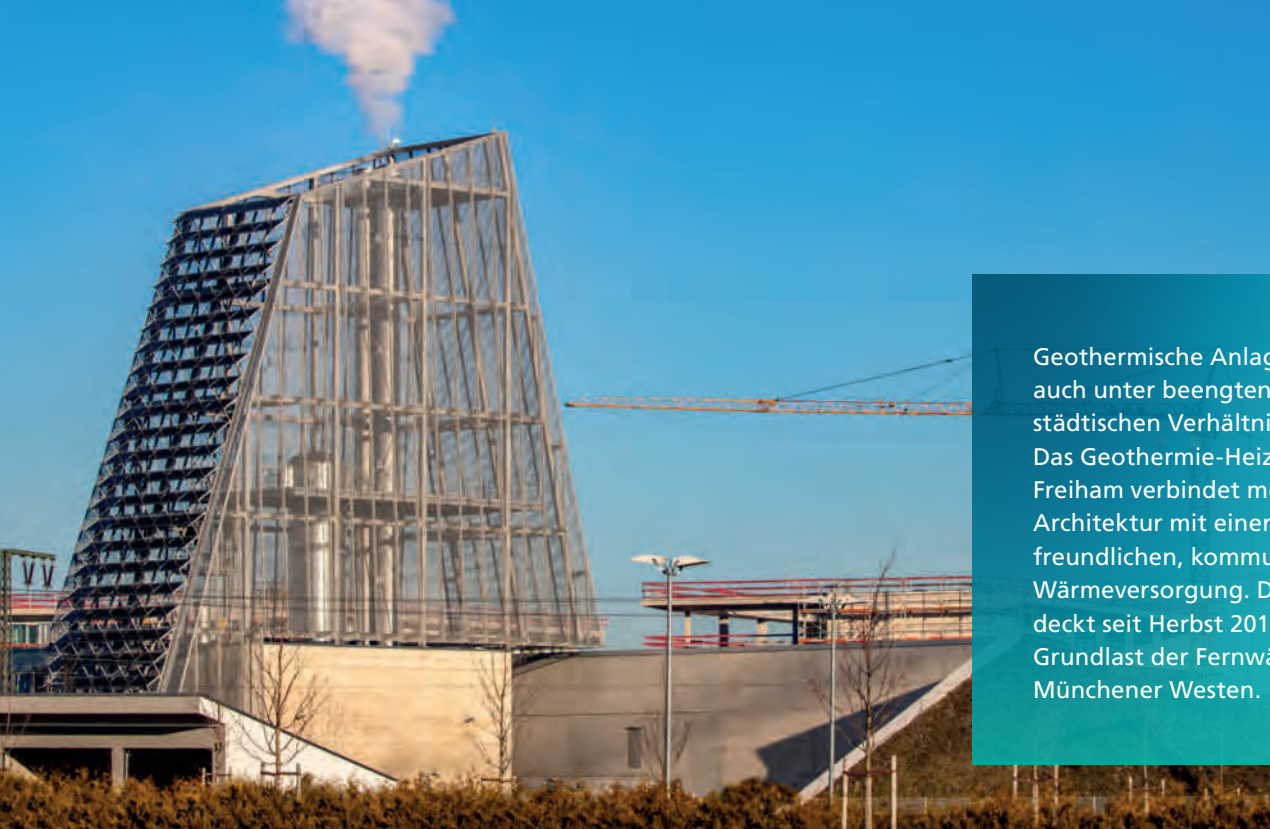
6.2 Markt

Netzbetreiber

Kommunale und überregionale Energieversorgungsunternehmen (EVU) stehen vor großen Herausforderungen bei der Transformation und dem Ausbau ihrer Netze. Aufgrund des geringen innerstädtischen Flächenbedarfs kann Geothermie einen großen Anteil auf der Erzeugungsseite abdecken: Bis 2030 kann Tiefe Geothermie in wenigstens 20 % der Fernwärmenetze einspeisen und zusammen mit der Oberflächengeothermie mindestens 20 bis 30 % des kommunalen Wärmebedarfs decken. Jedoch erfordern die mehrjährigen Vorlaufzeiten zur Integration geothermischer Heizwerke in die kommunale Wärmeversorgung (z. Z. 5 bis 7 Jahre) frühestmöglich verbindliche kommunale und Unternehmensstrategien, sowie die Durchführung von standortspezifischen Machbarkeitsuntersuchungen und die bergrechtliche Sicherung der Ressource. Die Gefahr einer Blockade durch konkurrierende Antragsteller ist dabei real und sollte durch geeigneten Zuschnitt der Erlaubnisfelder regulativ berücksichtigt werden.

Insbesondere der Ausbau und die Vernetzung von geothermischen Wärmeinfrastrukturen über kommunale Grenzen hinweg kann die jährlichen Volllaststunden von 30 % auf 70 % und die Betriebsstunden von Heizwerken von gut 2.000 h auf 4.000 bis 6.000 h oder darüber erhöhen⁶⁶. Mit der Puffer-

⁶⁶ Keim, M. (2020): Praxisforum Geothermie Bayern 14.10.2020.



Geothermische Anlagen haben auch unter beengten innerstädtischen Verhältnissen Platz. Das Geothermie-Heizwerk Freiham verbindet moderne Architektur mit einer klimafreundlichen, kommunalen Wärmeversorgung. Die Anlage deckt seit Herbst 2016 die Grundlast der Fernwärme im Münchener Westen.

wirkung des Netzes steigt zugleich die Auslastung jedes angeschlossenen geothermischen Heizwerks (i.S.v. erzeugte Energiemenge je Produktionsbohrung) und damit dessen Wirtschaftlichkeit aufgrund sinkender Wärmegestehungskosten. Hierzu führt auch die Steigerung des Anschlussgrades in verdichteten urbanen Quartieren und die Absenkung der Netztemperaturen auf 60 bis 80 °C.

Die Schaffung von saisonalen unterirdischen Speicherkapazitäten im Netzgebiet und die Entwicklung von Geschäftsmodellen zur Sektorenkopplung zwischen der Wärmeverteilung, Wärmespeicherung (bidirektionales Lastmanagement) und der Stromseite (Großwärmepumpen) sind zugleich für die Energiewirtschaft unerlässlich. Kommunale Aktivitäten zu Transformation und Ausbau von Wärmenetzen sollten an dieser Stelle ansetzen. Trotz des geringen Flächenbedarfs einer Geothermieanlage werden in vielen Regionen und Kommunen nicht die nötige Anzahl an geothermischen Heizwerken innerstädtisch errichtet werden können. Neben der kommunalen Gewinnung sollten EVU auch die Anbindung geothermischer Heizwerke aus der Peripherie prüfen und Transporttrassen in die Innenstädte vorsehen.

Bau- und Wohnungswirtschaft

Der Gebäudesektor muss bis 2030 gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz 2021 seine CO₂-Emissionen um 43 % gegenüber den Jahresemissionsmengen von 2020 senken. Im Neubaubereich besitzt die Geothermie bereits jetzt zweistellige Marktanteile. Es ist zu erwarten, dass dort die Wärmebereitstellung für Quartiere durch den Bau von Niedertemperatur-Wärmenetze (NT-Netze) mit geothermischen Quellen weiter forciert wird. Dagegen steht die Wohnungswirtschaft bei der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung

von Bestandsimmobilien vor der Herausforderung, die notwendigen Investitionen sowohl in das Bauwerk (Effizienzsteigerung auf Mindeststandards durch Gebäudesanierung) als auch in die Umstellung in klimaneutrale Versorgungstechnik zu lenken. Insbesondere bei Bestandsgebäuden im sozialen Wohnungsbau ist zu evaluieren, welche der Optionen jeweils zur größeren Kostendämpfung führen. So kann es sein, dass die Verteilsysteme der Heizungsanlagen beibehalten und die Erzeugerseite von fossilen auf EE-Quellen mit Nahwärmenetzen umgestellt werden können. In Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden nutzbaren Temperatur aus Nahwärmenetzen belegen vielfältige Erfahrungen bei der energetischen Sanierung des Gebäudebestandes, dass die energetische Sanierung von geeigneten Gebäudealtersklassen kosteneffizient durchgeführt werden kann und gegenüber (Teil-)Abriss und Neubau sinnvoll ist. Insbesondere leicht durchzuführende Maßnahmen wie Fensteraustausch und Dämmung der untersten und obersten Geschosdecke helfen dabei, den Temperaturbedarf in Gebäuden substantiell zu senken. Das nutzbare Potenzial von Geothermie ließe sich durch Senkung der Energiebedarfe signifikant erhöhen.

Bis 2025 kann die Wohnungswirtschaft 10 % der Bestandsgebäude auf Tiefe Geothermie umstellen und im Neubaubereich eine Quote von 30 % erreichen. Etwa die Hälfte der geforderten Treibhausgasreduktion kann die Branche bis 2030 aus Tiefer Geothermie erzielen. Langfristig lassen sich mindestens 30 bis 40 % des Gebäudebestandes geothermisch klimatisieren.

Industrie, Gewerbe und Nahrungsmittelproduktion

Viele Unternehmen aus Industrie und Gewerbe, Rechenzentren sowie landwirtschaftliche Erzeuger und Nahrungsmittelhersteller benötigen für dampf-, wärme- und kältebasierte

Prozesse Temperaturen zwischen minus 10 °C und plus 200 °C. Bis 2025 sollte die exemplarische Einkopplung von Geothermie in Prozesse von Schlüsselbranchen erfolgen (z.B. Papier-, Nahrungsmittel-, Chemikalienherstellung) und zur Bewirkung von Nachahmer-Effekten branchenspezifisch bekanntgemacht werden. Bis 2030 sind 0,5 bis 2 GW installierter Leistung in diesen Branchen denkbar. Bis 2040 könnte die geothermische Erzeugungskapazität für Prozesswärme und Prozessdampf dann auf 10 bis 14 GW und für Kälte auf 1 GW ausgebaut werden. Schlüsseltechnologie hierbei sind die Hochtemperatur-Wärmepumpen oder andere Verfahren zur Aufwertung des Temperaturniveaus bis auf ca. 200 °C und Leistungsklassen von bis zu 50 MW.

Finanzwirtschaft

Der Umbau der Wärmeversorgung auf erneuerbare Quellen muss zum größten Teil über die Finanzwirtschaft finanziert werden. Dafür sind Angebote für Projekte und Infrastrukturen der Tiefen Geothermie über mehrere Entwicklungsphasen zu entwickeln. Insbesondere das erhöhte Risiko bis zur Erstbohrung ist zu berücksichtigen. Wenn bis 2025 eine spürbare Anzahl von Projekten initiiert werden soll, müssen bis spätestens 2023 derartige Instrumente (Risikominderungsfonds und Versicherungsangebote) realisiert und vom Markt angenommen sein.

6.3 Innovation und Technologie

Schlüsseltechnologien

Konsequenzen des Ausbaus geothermischer Nutzungen auf einen überregionalen, großindustriellen Maßstab sind die skalenbasierte und organisatorische Minderung von Projektrisiken sowie die technologiegestützte Verbesserung der Wirtschaftlichkeit. Bau und Betrieb geothermischer Anlagen erfordern eine geologisch-geophysikalische Exploration, die geeignet ist, die Reservoireigenschaften mit Kennwerten zu beschreiben, die Vordimensionierung geothermischer Systeme ermöglichen. Mit den Explorationsergebnissen sind auch die Fachfragen zur Bohrtechnik, Bergsicherheit und Umweltauswirkungen zu beantworten. Die Exploration ist so auszurichten, dass die Projektinvestitionen in dieser Phase hohen Risikos (Abb. 10) geringgehalten werden. Eine Test- oder Erstbohrung, die zugleich so aufwendig dimensioniert wird, dass sie zur Produktion herangezogen werden könnte, verschiebt einen großen Teil der hohen Projektkosten in die Phase hohen Risikos⁶⁷.

Abbildung 10 fasst die Projektrisiken und Projektkosten entlang der Lebenskurve einer geothermischen Anlage zusammen. Innovationsbedarf und die Disponibilität von Schlüsseltechnologien für die kommende Dekade besteht insbesondere für die Projektphasen der Erkundung und Erschließung des Reservoirs sowie der Erzeugung und der Speicherung von Wärmeenergie.

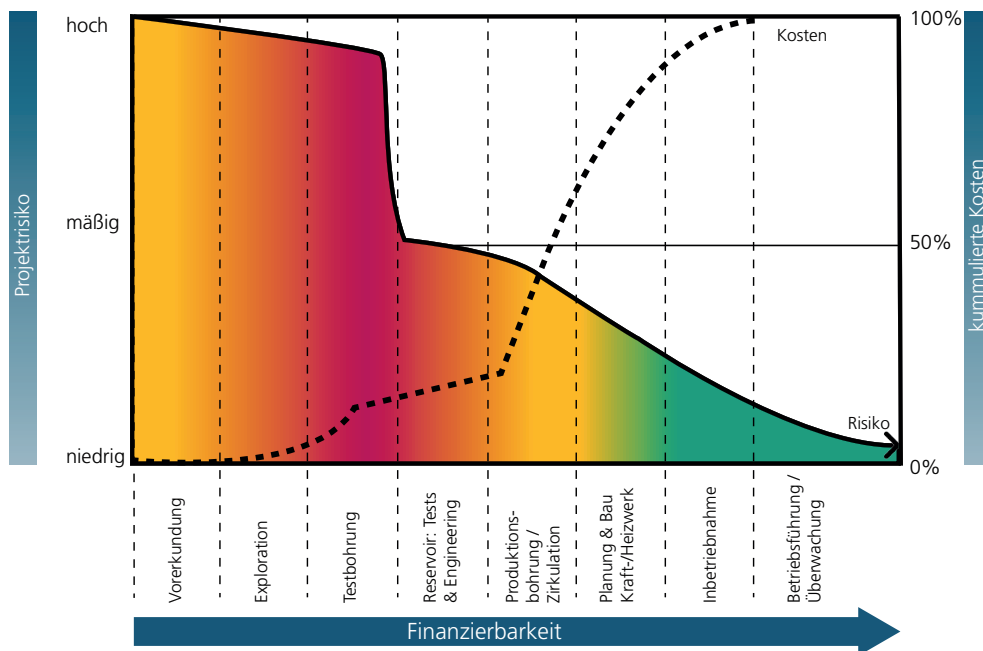


Abbildung 10: Entwicklungsphasen einer geothermischen Wärmeanlage mit Verlauf der Kosten und Projektrisiken (verändert nach ESMAP, Technical Report 002/12)⁶⁸.

67 Sass, I., et al. (2017): Swiss Bulletin für angewandte Geologie 21, 57-65.

68 Gehringer & Loksha (2012): Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation. ESMAP, Technical Report 2012.

Schlüsseltechnologien adressieren insbesondere die Bereiche a) der Untertageteknik, b) der Thermodynamischen Wandler, c) der Energieinfrastrukturen und d) der Energiespeicher. Zur Entwicklung von »10-Jahres-Schlüsseltechnologien« leitet sich ein Investitions- und Förderbedarf für folgende Bereiche ab:

Demonstrationsprojekte

Zum überregionalen Ausbauen von Schlüsseltechnologien ist die Entwicklung von Demonstratoren wichtig, da sichtbare und erfolgreiche Demonstrationsprojekte Vorbehalte abbauen und eine wertvolle Informationsbasis für weitere Projekte schaffen können. Hierfür werden bis 2030 die Einrichtung und der Betrieb von ca. 20 Reallaboren in Regionen mit hohem Wärmebedarf und möglichst breiten kommunalen und industriellen Anwendungen empfohlen. Zusätzlich müssen größere Forschungsinfrastrukturen zur Entwicklung von Schlüsseltechnologien eingerichtet werden, damit die regionalen Lernkurven beschleunigt und unterschiedlicher Kenntnisstand der geologischen Gegebenheiten schnellstmöglich ausgeglichen wird.

Forschungsinfrastrukturen

Das Untertagesystem mit seinen verzweigten Fließwegen und den physikalisch-chemischen Auswirkungen ist für den Erfolg eines Geothermie-Systems von zentraler Bedeutung. Nur wenn die Prozesse im unterirdischen Wärmetauscher in einzelnen geologischen Strukturen identifiziert sind, kann ein effizientes und sicheres Management der Lagerstätte mit umweltfreundlichen Strategien gewährleistet und z.B. Seismizität und Umweltbelastungen noch besser als bisher vermieden werden. In diesem Sinne besitzen Untertage-Forschungslabore (Underground Research Lab, URL) eine zentrale Bedeutung, weil sie auf das grundlegende physikalisch-chemisch-biologische Verständnis für Standorte mit ähnlichen geologischen Eigenschaften beleuchten. Insbesondere ermöglichen die GeoLaB Initiative^{69,70} von KIT, GFZ und UFZ die Überbrückung der Untersuchungslücke zwischen Labor- und Reservoir-Skala sowie das Metropolenlabor TRUDI der Fraunhofer-Gesellschaft das Prozessverständnis zwischen dem Reservoir und integrierten Energieinfrastrukturen. Des Weiteren erlauben diese Untersuchungen medienwirksam wissenschaftliche Fragen mit Sozialforschung in Bezug auf Partizipation und öffentlicher Akzeptanz zu kombinieren.

Digitalisierung

Die Datenerfassung und Datensynthese, Prozesssimulationen (Prognose), Systemoptimierung bis hin zu einer holistischen Energiesystemanalyse mit Anbindung an weitere Energiesektoren (Sektorenkopplung, Digitalisierung der Verteilnetze, intelligente Verknüpfung mit dem Stromnetz) muss im Gesamtprozess eine herausragende Rolle einnehmen. Digitalisierungsprozesse in der Geothermie erzwingen die enge interdisziplinäre und zielorientierte Zusammenarbeit von Natur-, Ingenieur- und Informationswissenschaften.

Wichtige Rahmenbedingungen bilden dabei die FAIR-Prinzipien⁷¹ sowie eine enge Anbindung an die Nationalen Forschungsdateninfrastrukturen (NFDI, insbesondere Geoinformationssysteme) mit dem Ziel einer Standardisierung von geothermischen Informationssystemen, welche die o.g. kompletten Systemanalyse-Abläufe abbilden. Sie gestatten damit eine quantitative Bewertung der Effekte unterschiedlicher Entscheidungsalternativen und bilden die Struktur sowie das Verhalten komplexer Systeme mit den Bereichen Untergrund und damit gekoppelter, integrierter Energieinfrastrukturen (z.B. Anlagen- und Haustechnik, intelligente Verteilnetze) zielgerichtet ab. Gleichzeitig sind diese in der Lage, mögliche Abhängigkeiten sowie Wechselwirkungen zwischen den Bereichen zu identifizieren und darzustellen. Digitale Systeme im Bereich der geothermischen Nutzung des geologischen Raums sind, in Zusammenhang mit modernen und effizienten Erkundungs- und Monitoringmaßnahmen (intelligente Messsysteme, Internet-of-Things), die einzig wirksamen Instrumente zur Analyse der Potenziale dieser Nutzungsform mit dem Ziel einer nachhaltigen Energieversorgung im Strom- und Wärmebereich^{72,73}.

Erkundung

Um das flächenhafte Ausbauen geothermischer Anlagen voranzutreiben, wird die belastbare Prognose der geologischen Gegebenheiten (lokale Geologie, chemische und physikalische Fluideigenschaften sowie mechanisch-hydraulische Gebirgseigenschaften) für eine große Anzahl von überregionalen Standorten und speziell für urbane Räume benötigt. Eine verlässliche Prognose beinhaltet dabei notwendigerweise seismische Erkundungsmethoden – flankiert durch ein

⁶⁹ Schill, E. et al. (2016): Geotherm Energy 4 (1), 1.

⁷⁰ Schätzler, K. et al. (2020): Mining Report - Glückauf 156 (6).

⁷¹ Wilkinson et al. (2016): The FAIR Guiding Principles for scientific data management and stewardship. Scientific Data 3: 160018.

⁷² Rink et al. (2022): An Environmental Information System for the Exploration of Energy Systems. Geothermal Energy.

⁷³ Signorelli, S. et al. (2004): 29th Stanford Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Bd. 29.



Eine geophysikalische Erkundung des Untergrundes, wie hier für eine Papierfabrik in Hagen, ist die Grundlage für alle nachfolgenden Planungsprozesse zur Auffindung und Nutzung Tiefer Geothermie – idealerweise unterstützt durch eine bohrtechnische Exploration.

wissenschaftliches Bohrprogramm – und numerische Modellierungswerkzeuge (z.B. aus der E&P-Industrie) sowie die Einbindung bereits vorhandener Geo-Informationen. Bis 2025 sollten Machbarkeitsstudien und geophysikalische Erkundungsprogramme für Reservoir in 20 % der Großstädte und Städte angelaufen sein und bis 2030 müssen die Potenziale der hydrothermalen Tiefen Geothermie flächendeckend erkundet und die Daten digital verfügbar sein. Bis 2040 sollte dann auch die Erkundung petrothormaler Systeme im Grundgebirge und in tektonisch aktiven Zonen in Regionen mit großen Wärmesenken abgeschlossen sein.

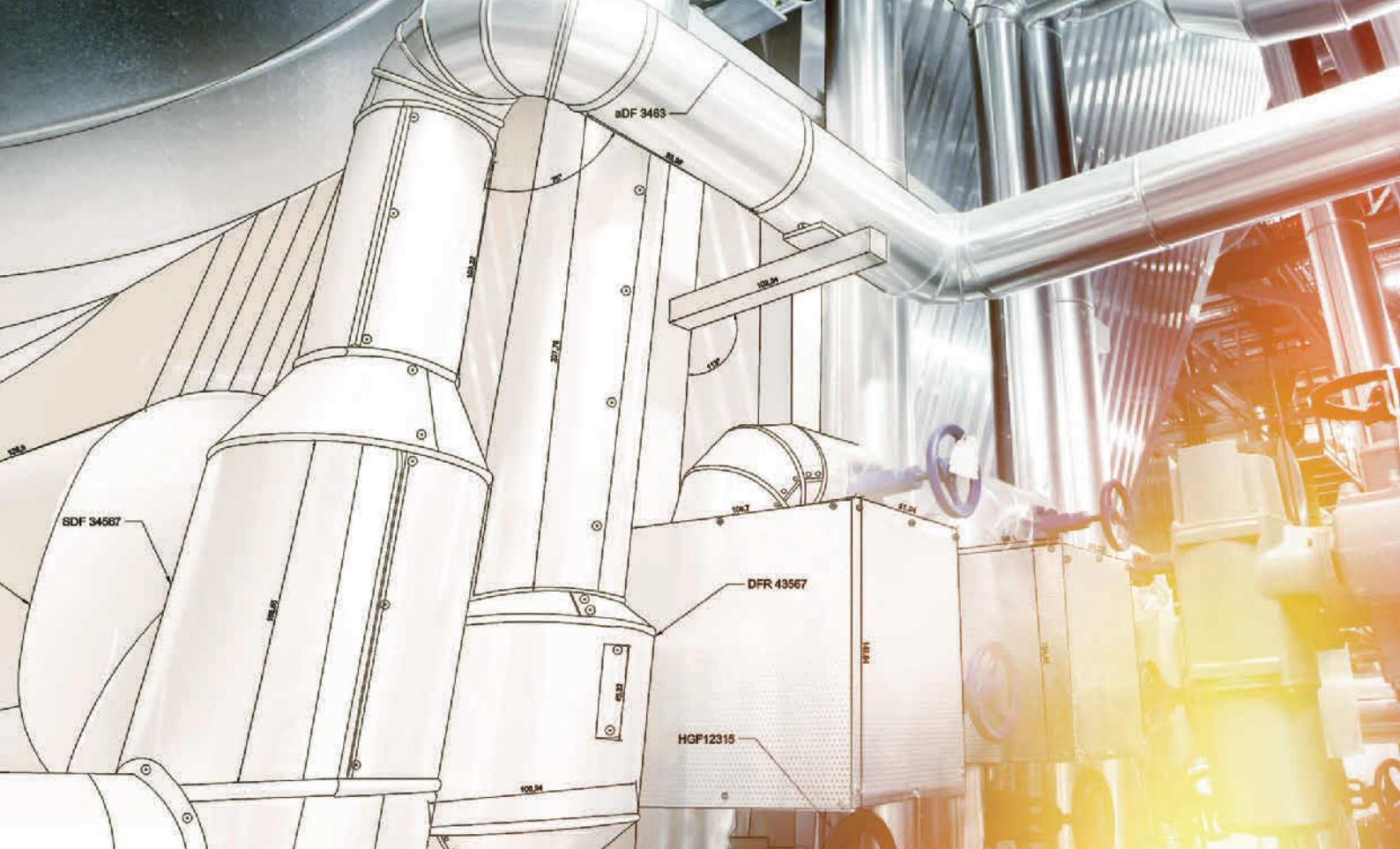
Erschließung

Bohrungen machen den Großteil der Investitionskosten tiefengeothermischer Systeme aus. Aufgrund von Weiterentwicklungen und Anpassungen in der Bohrtechnik selber, in den Bohrlochdesigns und der Bohrablaufplanung können neben erheblichen Zeit- und Kosteneinsparungen auch erhöhte Produktionsraten erzielt werden. Bis 2025 müssten Ansätze aus der Kohlenwasserstoff-Technologie geprüft und ggf. modifiziert auf Geothermie-Anwendungen im Rahmen von Forschungsprojekten übertragen werden (z.B. gesteuerte Horizontalbohrungen zur Erhöhung der Produktionsstranganzahl und -fläche). Mittelgroße, emissionsarme Bohranlagen (z.B. 100 bis 150 t Klasse) sollten für innerstädtische Bohrungen entwickelt und marktverfügbar sein. Innovative Sensorik sollte die Reservoir-Erschließung standardisiert überwachen (z.B. Faseroptik-basierte Methoden, passive

Seismik). Bis 2030 dürften dann die neuen Erschließungsverfahren bereits zur deutlichen Kostenreduktion gegenüber dem Stand der Technik führen.

Neben dem Bohrausbau sind neue technologische Konzepte im Untertagesystem notwendig. So stellen geothermische Fluide aufgrund ihrer zum Teil komplexen chemischen Zusammensetzung und mitgeführter Gasgehalte oft hohe Anforderungen an die Materialwahl, die Anlagengestaltung und Betriebsführung. Zur Verhinderung dieser Betriebsrisiken gehören die Identifizierung geeigneter Materialien und Beschichtungen zum Schutz vor Korrosionen, die Entwicklung von Inhibitoren und operativen Strategien zur Vermeidung von Ausfällungen sowie die Entwicklung von Additiven und Betriebsstrategien zur kontrollierten Mineralausfällung. Auch für den Anlagenbetrieb ist die Weiterentwicklung von Monitoringkonzepten von Bedeutung. Die Beobachtung der Reservoir- und Betriebskennwerte ist wichtig, um frühzeitig regulierende Maßnahmen einleiten zu können.

Zur Verbesserung der Anlagentechnik hin zu höherer Effizienz sind insbesondere Weiterentwicklungen der zur Fluidförderung genutzten Tiefpumpen erforderlich. Technische Entwicklungen zeigen, dass es möglich ist, Tiefpumpen hinsichtlich Materialwahl, Lagergestaltung und Sensorik auf die speziellen Anforderungen in geothermischen Anwendungen anzupassen. Es müssen verlässliche und effiziente Pumpen für verschiedene Standort-Randbedingungen zur Verfügung gestellt werden. Produktionsseitig muss bis 2030 ein Wettbewerbermarkt für umweltverträgliche Tauchmotor- und Schaft-Pumpen etabliert werden.



Erzeugung und Speicherung

Bei der Integration von Tiefer Geothermie in das Energiesystem werden in den kommenden fünf Jahren Lösungen zur Sektorenkopplung und Speicherung sowie Modelle für integrierte Energieinfrastrukturen und digitalisierte Betreiberlösungen für die Quartiersversorgung benötigt. Der Betrieb der Energiezentralen verursacht in der Regel den größten Anteil der Systemkosten. Benötigt werden modellbasierte Strategien für den Neubau von dezentralen Nieder temperatur-Wärmenetzen und Kältenetzen und für die dynamische Transformation von Bestandsnetzen von zentralen hin zu multiplen, dezentralen (u.a. geothermischen) Erzeugern einschließlich der damit verbundenen Druck-, Volumenstrom- und Temperaturveränderungen. Sofern technisch möglich, sollten Bestandsnetze mit niedrigeren Temperaturen betrieben werden. Ist dies in der Hauptverteilung nicht möglich, sollte die Möglichkeit der Abkopplung von Unterverteilsystemen geprüft werden. Gleiches gilt für die Einbindung von Untergrundspeichern, die mit Überschusswärme aus KWK, Industrieprozessen oder EE gespeist werden.


Für den breiten Einsatz der Tiefer Geothermie zur Wärme- und Kältebereitstellung sind thermodynamische Wandler unterschiedlicher Bauarten von entscheidender Bedeutung⁷⁴. Für die Nutzung der Geothermie zur Heizwärmeversorgung über Wärmenetze werden vor allem Großwärmepumpen benötigt, was die Entwicklung von klassischen Wärmepumpenprozessen hin zu größeren Anlagenleistungen und deren Demonstration

erfordert. Parallel dazu sind für bestehende Fernwärmenetze mit höheren Betriebstemperaturen und vor allem für die Bereitstellung von Prozesswärme weitere Entwicklungen im Bereich der Hochtemperatur-Wärmepumpen bzw. alternativer Verfahren zur Temperaturaufwertung auf deutlich über 120 °C erforderlich. Speziell für den industriellen Prozesswärmebedarf sind diese Systeme dahingehend zu entwickeln und zu erproben, dass direkt der industriell benötigte Prozessdampf in der erforderlichen Güte erzeugt werden kann. Bis 2025 sollten Wärmepumpen für 180 bis 200 °C im Nullserienmaßstab entwickelt werden. Anschließend sollte bis 2030 die industrielle Fertigung solcher Wärmepumpen in der Leistungsklasse bis 50 MW anlaufen. Innovationen bei thermodynamischen Wandlern werden benötigt im Bereich der Komponenten (Verdichter, Expansionsorgane), Großwärmepumpen (Kältemittel, Absorptionsanlagen, COP-Optimierung), Systemhybridisierung (Abwärmennutzung, Kopplung mit anderen Erzeugern für regenerative Wärme) und der Anlagenflexibilisierung (Leistungselektronik, Betriebsweisen, Integration in Wärme- und Kältespeicherung). Neben der Entwicklung und Optimierung entsprechender Wärmepumpen ist zudem die Effizienzsteigerung von Technologien zur Stromerzeugung aus geothermaler Wärme sowie die Weiterentwicklung von Technologien zur Bereitstellung von Kälte aus geothermaler Wärme mit niedrigeren Quellentemperaturen erforderlich.

Ein besonderes Potenzial der Geothermie liegt in den Speichereigenschaften des Gebirges. Oberflächennahe Systeme wurden bereits mehrfach als Erdwärmespeicherspeicher⁷⁵

⁷⁴ Kranz, S.; Frick, S. (2013): Applied Energy, 109, 321-327.

⁷⁵ Bauer et al. (2013): Environ. Earth Sci. 70 (8), 3935 - 3943.



Bis 2030 müssen Großwärmepumpen für die geothermisch gestützte Erzeugung von Prozesswärme bis zu 200 °C in der Leistungsklasse bis 50 MW im Industriemaßstab marktvorbereitbar sein.

realisiert und es gibt hinreichend Erfahrung in Bemessung und Betrieb, wobei jegliche Auswirkungen auf die Trinkwasservorkommen zu vermeiden sind. Mitteltiefe saisonale Speicherung von Wärme in tieferen Wasser-führenden Schichten (ATES) sind eine Lösung, da die salzigen Aquifere sonst nicht genutzt werden können^{76,77}. Außerdem ist dort ein wesentlich höheres Temperaturniveau für die Einspeicherung realisierbar, wodurch zusammen mit den geringeren hydraulischen Leitfähigkeiten der Schichten geringere Verluste möglich werden.

Bis 2025 sollte die Integration von Energiespeichern im Untergrund in den Rechtsrahmen des Energiesystems umgesetzt sein. Die Schaffung dieses Rechtsrahmens ist Grundlage für den Aufbau und dauerhaften ökonomischen Betrieb von Untergrundspeichern einschließlich der Wärmenetzintegration. Begleitende Forschungen behandeln bereits die Fluid-Gesteinswechselwirkungen, Speicherintegrität und Grundwassermikrobiologie. Verfahrens- und materialkundliche Forschungsaspekte liegen im Bereich der Korrosion, der wärmetechnischen und thermo-mechanischen Auslegung, der Fertigungstechnik und der Systemintegration von Wärmespeichern.

6.4 Transfer, Kapazität und Akzeptanz

Technologietransfer und Kapazitätenbildung

Innovationen und Technologieentwicklung müssen schnell aus der Forschung in die industrielle Umsetzung transferiert werden. Zugleich erfordert der benötigte disruptive Prozess für die Wärmewende eine erhebliche Kapazitätenzunahme geothermaler Technologien im Markt. Der hierfür notwendige Aufwuchs muss mit Hilfe flankierender Maßnahmen der Struktur- und Wirtschaftsförderung innerhalb sehr kurzer Zeit geschaffen werden.

Die Verknüpfung von Untertage-, Übertage- und Speichertechnik zur geothermischen Bereitstellung von ca. 150 TWh/a (54 GW) Raumwärme (75 %), 20 TWh/a (3 GW) Warmwasser (4 %), ca. 120 TWh/a (ca. 14 GW) industrielle Prozesswärme (20 %) und 10 TWh/a (1 GW) Prozesskälte (1 %) erfordert eine Vielzahl neuer Bohrungen. Je GW installierter Leistung werden bis zu 100 Tiefbohrungen benötigt (Annahme: 15 bis 25 MWth je Dublette, d.h. Produktionsbohrung und Reinjektionsbohrung): d.h. bis 2030 müssten ca. 2.000 Bohrungen und bis 2040 etwa 7.000 bis 10.000 Bohrungen erstellt werden. Hierfür fehlt aktuell selbst europaweit schlicht die Kapazität an Tiefbohranlagen und Betriebspersonal.

Gleichzeitig befindet sich die Kohlenwasserstoffindustrie in Europa in einem tiefgreifenden Strukturwandel. Für die Kapazitätenbildung sollten die Standardisierungen von Arbeitsabläufen sowie die technologischen Kompetenzen und fachlichen Erfahrungen dieser Branche bei der Erschließung des Untergrundes im industriellen Maßstab frühestmöglich berücksichtigt werden.

Im Bereich des Maschinen- und Anlagenbaus kommt ein Zuwachs von Wärme- oder Kälteerzeugungsanlagen hinzu. Unter der Annahme, dass ein Großteil der neu zu errichtenden Kapazitäten in der 5 bis 20 MW-Leistungsklasse benötigt wird, müssten 3.500 bis 14.000 geothermische Heizwerke oder sonstige Anlagen zur thermodynamischen Wandlung gebaut werden.

Um- und Neubau von Wärmenetzen

Die Transformation der Nah- und Fernwärmenetze geht einher weitgehenden technischen Anpassungen (Einspeisepunkten, Volumenströmen, Druckhaltungen und Temperaturniveaus etc.). Der überwiegende Teil der Bestandsnetze muss in der Betriebsführung und der technischen Ausrüstung umgestellt werden. In Deutschland gibt es 450 Fernwärmenetzbetreiber und über 1.300 Einzelnetze mit einer Netzgesamtlänge von

⁷⁶ Schulte, D.O. et al. (2018): bbr Leitungsbau | Brunnenbau | Geothermie 69, 70-75.

⁷⁷ Welsch, B. et al. (2016): International Journal of Energy Research, 40(13), 1855-1868.

rund 25.000 km (BDEW); d.h. ein Fernwärmeausbau von 112 TWh/a auf 171 TWh/a erfordert mehr als 10.000 km neuer Fernwärmenetzkapazität. Dies bedeutet, dass in den kommenden Jahren 30.000 bis 40.000 km Fernwärmenetze zu errichten oder umzustellen sind. Über 25 bis 30 % davon können geothermal versorgte Netze sein. In der Wohnungswirtschaft ist eine große Anzahl lokaler Netze (Nahwärme, Nahkälte) ebenfalls von der Transformation betroffen: von den 36,9 Mio. Wohnungen in Deutschland werden 5,2 Mio. über Fernwärme und 25,5 Mio. über Block- und Zentralheizungen und dabei überwiegend mit Erdgas versorgt⁷⁸.

Regionale Cluster wie bei der Geothermie-Allianz Bayern, eingebettet in die jeweilige Innovationsstrategie der Länder, können den Transferprozess flankierend stärken und die Akteure vor Ort zusammenbringen.

Personalbedarf

Um die vorgeschlagenen Ziele erreichen zu können, ist ein wesentlicher Personalaufwuchs in allen Bereichen notwendig. Je MW installierter Leistungen werden wenigstens 5 bis 10 Personen entlang der gesamten Wertschöpfungskette von FuE, Aus- und Weiterbildung, Verwaltung und Behörden, Produktion von Über- und Untertagetechnik, Anlagenbau, Leitungsbau bis hin zu Betrieb und Wartung und Services benötigt. Mittelfristig bedeutet dieses die Schaffung von 50.000 neuen Arbeitsplätzen im akademischen und im technischen Bereich. Langfristig ist ein Aufwuchs auf mehrere Hunderttausend Arbeitsplätze in der Wertschöpfungskette unabdingbar.

Bildungsprogramme

Aus- und Weiterbildung ist für alle Sektoren der Geothermieindustrie erheblich zu stärken. Zur Umsetzung der skizzierten Ausbauszenarien müssen Aus- und Weiterbildungsprogramme für 10.000 bis 20.000 Personen pro Jahr etabliert sein. Die Entwicklung und Akkreditierung neuer Ausbildungsformate («Geothermie-Techniker*innen») wird nicht als zielführend angesehen. Vielmehr sollen bestehende Programme inhaltlich ergänzt und vernetzt werden. Gemeinsam mit den Bildungsträgern und Kammern müssten bestehende Curricula angepasst werden. Zur Umsetzung bieten sich u.a. überbetriebliche Ausbildungszentren an. Ebenso müssen die Kapazitäten in Hochschulen ausgebaut werden. Absehbar wird es erforderlich sein, verstärkt Recruiting auch im Ausland durchzuführen, um den Fachkräftebedarf zu decken.

Akzeptanz

In der deutschen Gesetzgebung sind hohe Ansprüche an Nachhaltigkeit und Umweltverträglichkeit geregelt. Dies ermöglicht den rechtlichen Umgang mit Nutzungskonflikten und Risiken. Auch jeder Eingriff in den Untergrund birgt Risiken: Im Vergleich zur Gewinnung und Nutzung von Erdöl, Erdgas, Kohle sowie von Kernbrennstoffen sind diese in der Geothermie jedoch als besonders gering einzustufen. Dennoch erfordert die kommunale Wärmewende ein sichtbares Engagement der Kommunen bei der Akzeptanzvermittlung. Dafür sollten kommunale Programme zur Förderung von gesellschaftlicher Akzeptabilität umgesetzt werden. Dabei sollten Chancen und Risiken der Geothermie wissensbasiert, offen und transparent thematisiert und gegenüber den Versorgungsalternativen eingeordnet werden. Das beinhaltet explizit die Auswirkungen auf den Arbeitsmarkt und die Umwelt. In verschiedenen Projekten wird bereits gezeigt, wie ein konstruktiver Dialog mit der lokalen Bevölkerung gestaltet werden kann. Eine weiter gefasste Akzeptanzanalyse, welche neben der Bevölkerung auch öffentliche und private Entscheidungsträger einbindet, und die Entwicklung geeigneter Kommunikationsstrategien unter Einbeziehung der öffentlich-rechtlichen Medien erscheint daher zwingend notwendig.

6.5 Regionale Unterschiede für den Ausbau der Geothermie

Für alle Regionen gilt mehr oder weniger, dass Anreize projektabhängig entweder zur Unterstützung von Investitionen oder durch feste Vergütungssätze für die bereitgestellte Energie gegeben werden sollten. Neben dem oben aufgeführten Forschungsbedarf gibt es die Notwendigkeit, dass regional spezifische Entwicklungen angestoßen werden sollten.

Tiefengeothermische Anlagen im **Süddeutschen Molassebecken** haben bereits eine hohe Marktreife erreicht, so dass hier der Schwerpunkt auf projektbegleitende Maßnahmen zur Langzeitbeobachtung, Betriebsoptimierung und Kostenreduktion sowie der überregionalen Vernetzung (Ausbau von Leitungen über kommunale Grenzen hinweg zu größeren Wärmeverbundsystemen) gelegt werden sollte. Insbesondere die Anreize durch das MAP haben wesentlich zur Entwicklung beigetragen und ist eine wichtige Voraussetzung für die Entwicklung weiterer Projekte. Andererseits sollten die Potenziale zur Effizienzsteigerung der Geothermiesysteme untersucht und deren technische Umsetzung weiterentwickelt werden.

⁷⁸ Statistisches Bundesamt 2021.

Die Entwicklung tiefengeothermischer Anlagen im **Oberrhein-graben** ist geprägt von einer Reihe von Prototypen, die eine zeitnahe Marktreife andeuten. Dringendstes Forschungsthema insbesondere im Hinblick auf die Wärmeversorgung in urbanen Gebieten ist hier die Vermeidung induzierter Seismizität. Auf Basis des hohen Salzgehaltes der Wässer im ORG ergeben sich Herausforderungen in der Beherrschung des Thermalwasserkreislaufes, wie mineralische Ablagerungen und Korrosion, aber auch die Nutzung weiterer Potenziale wie die Abscheidung von Rohstoffen, wie beispielsweise Lithium.

Tiefengeothermische Anlagen im **Norddeutschen Becken** sind bisher an einzelnen Standorten realisiert. Für eine weiträumige Entwicklung des Norddeutschen Beckens sind besondere Ansätze zu wählen und mit Demonstration an geeigneten Anlagen zu unterstützen. Es sind u.a. mehrere Reservoir-Horizonte bekannt, die in der Fläche exploriert werden sollen. In den Ländern Brandenburg, Berlin, Sachsen-Anhalt und Mecklenburg-Vorpommern sind Fernwärmenetze als Integrationsplattform für geothermische Wärme weit verbreitet.

In der **Rhein-Ruhr-Region** wird die Tiefe Geothermie erst in jüngster Zeit systematisch erkundet und genutzt. In

Nordrhein-Westfalen und dem nördlichen Rheinland-Pfalz liegen 35 der 81 deutschen Großstädte, der Schwerpunkt der energieintensiven Industrien und damit die größten Wärmeverbraucher und Wärmeverbundsysteme Deutschlands. Handlungsbedarf ergibt sich insbesondere bei der Konzentration der geologischen Landesaufnahme (2D/3D-Seismik-Programme) auf diese Regionen und in der Umsetzung von großskaligen Demonstrationsvorhaben, ggf. auch im Verbund über Stadtgrenzen hinweg. Für die vielen produzierenden Unternehmen der Bergbau- und Energiebranche sollten wirtschaftsfördernde Maßnahmen zur Anpassung des Produktportfolios und zum Kapazitätsaufbau initiiert werden.

Tiefengeothermische Anlagen im **Grundgebirge** nutzen zwar die weitaus größte Wärmeressource, sind bisher aber nur an einzelnen Standorten im Oberrheingraben in Betrieb bzw. bei bekannter Geologie geplant. Für eine flächendeckende Entwicklung der in Deutschland fast überall erbohrbaren Reservoirs des Grundgebirges sind Antworten auf grundlegende Forschungsfragen erforderlich. Ein wichtiger Eckpfeiler für eine weitere Erschließung dieser Systeme stellt die GeoLaB-Initiative zum Aufbau eines Untertagelabors der Helmholtz-Gemeinschaft dar.

Die komplexen Herausforderungen der Wärmewende mit Hilfe der Tiefen Geothermie lösen Akteure aus Politik, Markt, Wissenschaft und Kommunen nur gemeinsam.



7. Roadmaps

Sektor	Roadmap für ...	Aktivität / Indikator	2025	2030	2040+
Politik	Ausbauziele (TWh / GW)	Jahresarbeit / installierte Leistung für tiefe geothermische Wärmeerzeugung (TGT)		100 TWh / 24 GW	300 TWh / 72 GW
	Verwaltung	Genehmigungspraxis verschlanken, Aufbau Fachpersonal der Behörden	Digitalisierter Zugang zu Geodaten; Ausweisung von Vorzugsflächen Genehmigungspraxis mit Konzentrationswirkung	Vereinfachte Genehmigung, transkommunale Wärmenetze	
	Marktanreize	Einführung eines Instruments zur Minimierung von Fündigkeitsrisiken (RMF)	RMF in Operation Fonds / Versicherung Bohrprogramm Erhöhung des jährlichen BEW-Fördervolumens	Kohleausstieg, Bevorzugung erneuerbare Wärmequellen (50 % Kommunale Wärme)	
	Regulierung	Reform der berg- und wasserrechtlichen Genehmigung / Einspeisetarife / WärmelieferVO / Netzdienlichkeit	CO₂-Vermeidungskosten als Leitwerkzeug der Regulation, Rechtsrahmen zum Aufbau und der dauerhaften Nutzung von Untergrundspeichern	Förderprogramm Bürgerenergiemodelle	Transporttrassen für Wärme von den Peripherien in die Innenstädte
Markt	Energie-wirtschaft	Transformation Fernwärmenetze	Geschäftsmodelle entwickelt; Transformationsstudien berücksichtigen TGT; Ausbau Niedertemperaturnetze	TGT speist in 20 % der Fernwärmenetze ein	Temperaturabsenkung auf 60 bis 80 °C von 30 % in den Bestandsnetzen
		Kommunale Wärme	Hybride Systeme (Quellen komplementärer Temperaturen, Nutzung netzbezogener Quellen (Gas))	Geothermie (TGT + ONG) deckt 20 bis 30 % des kommunalen Wärmebedarfs	30–40 % Geothermie; Kopplung mit Stromsektor
	Industrie und Nahrungsmittelproduktion	Industrieprozesse < 200 °C/ Agrarindustrie < 50 °C	Modellhafte Einkopplung von TGT in Industrieprozesse	0,5 bis 2 GW installierte Leistung (z.B. jeweils in Papier, Nahrungsmittel, Chemie etc.)	10 bis 14 GW Erzeugungskapazität für Prozesswärme und ca. 1 GW für Kälte aus TGT installiert
	Bau- und Wohnungswirtschaft	Wärmebereitstellung für Quartiere, Neubau und Gebäudesanierung / Bau und Transformation NT-Wärmenetze auf TGT	10 % Bestand auf TGT umgestellt; 30 % im Neubau	20 % THG-Reduktion durch TGT	30 bis 40 % des Gebäudebestandes geothermisch klimatisiert
	Finanzwirtschaft	Finanzierung TGT über mehrere Investitionsphasen	RMF		

Sektor	Roadmap für ...	Aktivität / Indikator	2025	2030	2040+
Innovation & Technologie	Erkundung	Explorationstechnik / Geophysik / Datenmanagement	Integrierte modellbasierte Planungsinstrumente, Erkundungsprogramm Reservoir in Ballungsräumen	TGT hydrothermal flächendeckend erkundet	Erkundung petrothermaler Systeme
	Erschließung	Innovative Bohr- und Reservoirtechnologien	»Stadt-Bohrsysteme (100 bis 150 t)«, Bohrprogramm, Monitorsysteme, 3D-Abbildung des nutzbaren Untergrundes	Kostenreduktion durch Innovationen in Bohrungstechnologien (standardisierte multilaterale Bohrungen), Reservoir-engineering (multi-stage Stimulation)	
		Monitoring, Betrieb Untertage / Übertage	Automatisierung und Digitalisierung	Wettbewerbermarkt für Bohrlochpumpen etabliert	
	Erzeugung & Speicherung	Systemlösungen durch Sektorenkopplung und Untergrundspeicher	integrierte, digitalisierte Betreiberlösungen für urbane Räume	20 Reallabore in Regionen mit hohem Wärmebedarf in Betrieb	
		Großwärmepumpen für kommunale und industrielle Bedarfe	Protoypenentwicklung 180 bis 200 °C Wärmepumpen	Industrielle Fertigung von hT-Wärmepumpen 10 bis 50 MW	
Kapazität & Akzeptanz	Technologie	Untertage / Übertage	Aufbau von Bohr- und Netzkapazität	> 2.000 Dubletten à 10 MWth)	7.200 bis 10.000 Dubletten
	Personal	Bereitstellung von Personal für FuE / Technologie / Produktion / Bau / Betrieb	ca. 50.000 Personen werden technisch & akademisch ausgebildet	Bildungsprogramme für mehr als 10.000 Personen pro Jahr etabliert	mehrere 100.000 Arbeitsplätze
	Bildungsprogramme	Curricula für Handwerks-, Technik- und akademische Berufe	Anpassung Aus- und Weiterbildungsprogramme		
	Akzeptanz	Management standortspezifischer Faktoren (Kommunikation, Akzeptanz, Finanzen, Betriebssicherheit, Infrastrukturen)	Kommunale Programme zur Förderung gesellschaftlicher Partizipation und positives Marketing	Bürgerenergiemodelle für geothermische Wärme auf kommunaler Ebene etabliert	

Impressum

Herausgeber

Prof. Dr. Rolf Bracke
Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen
und Geothermie (IEG)
www.ieg.fraunhofer.de

Prof. Dr. Ernst Huenges
Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches
GeoForschungsZentrum (GFZ)
www.gfz-potsdam.de

unter Beteiligung von

Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und
Energietechnik (UMSICHT)
www.umsicht.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für Bauphysik (IBP)
www.ibp.fraunhofer.de

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
www.kit.edu

Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UFZ)
www.ufz.de

Februar 2022

Bildquellen

S. 1 Titelbild: Fraunhofer IEG / Bohrsimulator Bochum
S. 4: iStock/MF3d; S. 12: iStock/Ajith Kumar;
S. 18: iStock/Nostal6ie; S. 21: iStock/cruphoto;
S. 24: iStock/metamorworks; S. 27: iStock/MicroStockHub;
S. 28: iStock/wWeiss Lichtspiele; S. 31: IEG;
S. 32: iStock/Nostal6ie; S. 35: iStock/MicroStockHub
S. 40 Rückseite: Stadtwerke München

Copyright

Alle Inhalte dieser Publikation sind urheberrechtlich geschützt.
Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheber-
rechtsgesetzes ist ohne Zustimmung der Herausgeber unzulässig
und strafbar.

Satz & Layout

con|energy agentur gmbh, Essen
www.conenergy-agentur.de

Dr. Meral Fero, Fraunhofer IEG
meral.fero@ieg.fraunhofer.de
Marcus Mollwitz, Fraunhofer IEG

Korrektorat

Cornelia Lutter, Martina Dörenthal,
Melanie Henke, Kosta Schinarakis