

Standortspezifische Auslegung von tiefen Geothermiebohrungen in Norddeutschland anhand von Geopotential und Wärmebedarfsermittlung

Hagen Bültemeier, Toni Ledig, Patrick Heinrich, Ronny Erler

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Deutschland

Keywords: Norddeutsches Becken, Wärmebedarf, geothermisches Potential, Bohrungsauslegung

Zusammenfassung

Der Geothermie kommt als grundlastfähiger, erneuerbarer Energiequelle eine bedeutende Rolle bei der angestrebten klimaneutralen Wärmeversorgung von Gebäuden zu. Bis 2050 soll in Deutschland der Primärenergiebedarf zur Raumheizung aus fossilen Energieträgern bezogen auf 2008 um 80 % reduziert werden, andererseits der verbleibende Energiebedarf zu 50 % mittels regenerativer Energieträger gedeckt werden.

Die Nutzbarkeit der Tiefen Geothermie zur Wärme- (und Strom-) Gewinnung ist durch das geologische Wärmepotential bedingt und variiert regional sehr stark. Ziele des Projektes „GEOHEAT-N“ (Laufzeit 2016 – 2020) sind die Erhebung des geothermischen Potentials im Norddeutschen Becken (NDB), die Analyse der Wärmebedarfsstruktur (Privathaushalte, Kommunen, Industrie) inkl. der Auslegung von Nahwärmenetze und das Engineering für die Erschließung mittels Tiefbohrungen. Abschließend erfolgen eine Verschneidung des geothermischen Potentials mit den lokal berechneten Wärmebedarfen sowie eine Wirtschaftlichkeitsanalyse für den gesamten Betrieb.

Durch über 10.000 Bohrungen nach Erdgas, Erdöl und Salz ist der geologische Aufbau des NDB sehr gut erforscht. Aus diesem Grund kann auf eine weitreichende Datenbasis zurückgegriffen werden. In Brandenburg kommen als Zielhorizont die permokarbonischen Vulkanite in Frage. Diese Vulkanite sind weit verbreitet und weisen Mächtigkeiten von bis zu 1.600 m auf. Als geothermische Reservoirs kommen verschiedene poröse Sandsteine und Karbonate in Frage, die seit dem Karbon vor ca. 300 Millionen Jahren abgelagert wurden.

Analog zu den geothermischen Potentialen wird der Wärmebedarf verschiedener Abnehmer im NDB modelliert und eine Auslegung von potentiellen Wärmenetzen durchgeführt. Hierdurch soll eine effiziente Verteilung der gewonnenen Energie an eine Vielzahl von Verbrauchern realisiert werden.

Der Projektbereich der bohrungstechnischen Erschließung umfasst die standortspezifische Tiefbohrungsauslegung (u.a. Reservoir, Temperaturen, Wasserfließraten, Salinität). Dabei wird untersucht, mit welchen Förderraten Warmwasser aus geologischen Formationen mittels einer Hydrothermalen Dublette gefördert werden muss, um den Wärmebedarf zu decken. Ebenfalls berücksichtigt wird das notwendige Komplettierungsdesign nach dem WEG Erdöl-/Erdgas-Standard und dem „Modell GeoEnergy“ nach Fichter et al. (2009), sowie der Einbau der Wärmepumpe.

Im Ergebnis des Projekts wird ein Analyse- bzw. Modellierungstool zur geothermischen Standortbewertung im NDB entwickelt, das die Aspekte Geologie, Wärmebedarf und Nahwärmenetze sowie bohrtechnische Erschließung technisch-wirtschaftlich verknüpft. An zwei realen Beispiellokationen wird die Vorgehensweise demonstriert und Ergebnisse vorgestellt.

Das erstellte Tool kann somit als Planungs- und Entscheidungsgrundlage für verschiedene, an der geothermischen Energiegewinnung beteiligte, Akteure dienen. Beispielsweise können die im Projekt entwickelten bohrtechnischen Erschließungskonzepte als Referenz genutzt werden, um die Eignung der geothermischen Nachnutzung von Bestandsbohrungen zu prüfen.

1. Einleitung

Die geothermische Energieerzeugung und speziell die Wärmeversorgung von nahegelegenen Abnehmern kann einen wichtigen Beitrag zur klimaneutralen Wärmeversorgung von Industrie, Gewerbe, Kommunen und Haushalten leisten, und somit helfen die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung zu erreichen. So sollen bis 2050 der Primärenergiebedarf zur Raumheizung aus fossilen Energieträgern gegenüber 2008 um 80 % sinken, sowie der verbleibende Energiebedarf zu 50 % aus Erneuerbaren Energien (EE) gedeckt werden. Im Wärmesektor lag der Anteil der EE 2015 bei ca. 13,2 % [1]. Beim Ausbau dieses Anteils kommt der Tiefen Geothermie aufgrund ihrer Grundlastfähigkeit eine Schlüsselrolle zu.

Die große Mehrheit der in Deutschland bereits umgesetzten Geothermieprojekte entfällt dabei auf Süddeutschland: 25 (plus 4 in Bau / Planung) Projekte in Betrieb in Bayern, Baden Württemberg und Rheinland-Pfalz stehen derzeit 10 (plus 1 in Bau) in Hessen, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Nordrhein-Westfalen gegenüber [2]. Diese verteilen sich in ihrer großen Mehrheit auf den Großraum München: einerseits gibt es einen großen Bedarf und Abnehmerkreis, andererseits zeichnet sich das Bayrische Molassebecken durch hohe Temperaturen in vergleichsweise niedrigen Teufen aus. Beispielsweise herrschen am Standort Dürrnhaar, 25 km südöstlich des Münchner Zentrums, 141 °C in 3926 m Teufe [2], was einem geothermischen Gradienten von 3,59 K/100m entspricht, und damit deutlich über dem Mittelwert von 3 K/100m liegt.

Im Gegensatz dazu betragen im Norddeutschen Becken die Temperaturgradienten nur ca. 3 K/100m, und der Salzgehalt der Formationswässer ist deutlich höher. Pro 100 m Teufe steigt die Salinität des Wassers um ca. 10 g/l. Dennoch demonstrieren einige Projekte wie z.B. Waren, Neustadt-Glewe und Schwerin (in Bau) [2] die Umsetzbarkeit hydrothermaler Geothermie auch in Norddeutschland. Die Besiedelungsdichte Norddeutschlands ist deutlich geringer als in Süddeutschland, dennoch ist auch dieser Beitrag zur Wärmeversorgung aus EE notwendig zur Erreichung der Klimaziele.

Ziel des „Verbundvorhaben GEOHEAT-N“, gefördert mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), ist die flächendeckende Wärmebedarfsermittlung im NDB, sowie die Erhebung des geologisch vorhandenen Wärmepotentials und die bestmögliche Erschließung via Tiefbohrungen. In diesem Projekt soll festgestellt werden, an welchen Standorten sich der Aufbau eines Nah-Wärmeversorgungsnetzes lohnt, das wirtschaftlich per Hydrothermaler Geothermie betrieben werden kann. Dabei wird nahezu das gesamte NDB untersucht und folglich lassen sich Ergebnisse sowohl für (Groß-) Städte als auch kleinere Gemeinden erzielen und Handlungsempfehlungen ableiten. Im Ergebnis wird ein Werkzeug zur Standortbewertung geschaffen, das Entscheidungsträgern das vorhandene geothermische Potential unter Beachtung des Fündigkeitsrisikos aufzeigt und gezielt zu entwickeln hilft. Ferner soll durch die detaillierte Datenbasis und die hochauflösenden räumlichen Ergebnisse eine solide Bewertungs- und Entscheidungsgrundlage geschaffen werden, die dazu beiträgt Transparenz und Akzeptanz bei der Entwicklung von Tiefen Geothermieprojekten bereits in der Planungsphase zu herzustellen.

2. Norddeutsches Becken: Ausgangssituation und Datenbasis

Das Norddeutsche Becken ist ein großes Sedimentationsgebiet. Es wird im Norden durch die Küsten der Nord- und Ostsee, sowie im Süden durch die Mittelgebirgsschwelle (z.B. Harz) begrenzt (s. Abb. 1). Geologische Informationen wurden durch den Projektpartner G.E.O.S Ingenieurgesellschaft mbH ausgewertet und aufbereitet zur Verfügung gestellt. Dabei wurden Informationen zu den Temperaturen im Untergrund und zur hydraulischen Durchlässigkeit aus dem Informationssystem GeotIS des LIAG abgerufen, die vor allem auf Primärdaten der über 10.000 Bohrungen nach Erdöl, Erdgas und Salz in diesem Gebiet beruhen. Diese sind sehr heterogen verteilt, wodurch sich im

Projekt die Notwendigkeit ergab, ausgehend von gut untersuchten Regionen die Modellparametrisierung auf die weniger gut untersuchten Regionen auszuweiten, und so eine einheitliche Parameterbasis zu schaffen. Ergänzt wurden die Daten durch die Ergebnisse des Forschungsprojektes „Sandsteinfazies“ [3], welches die Verbreitung von hydraulisch besonders leitfähigen Rinnen untersuchte, und Informationen zu Mächtigkeiten und Permeabilitäten lieferte.

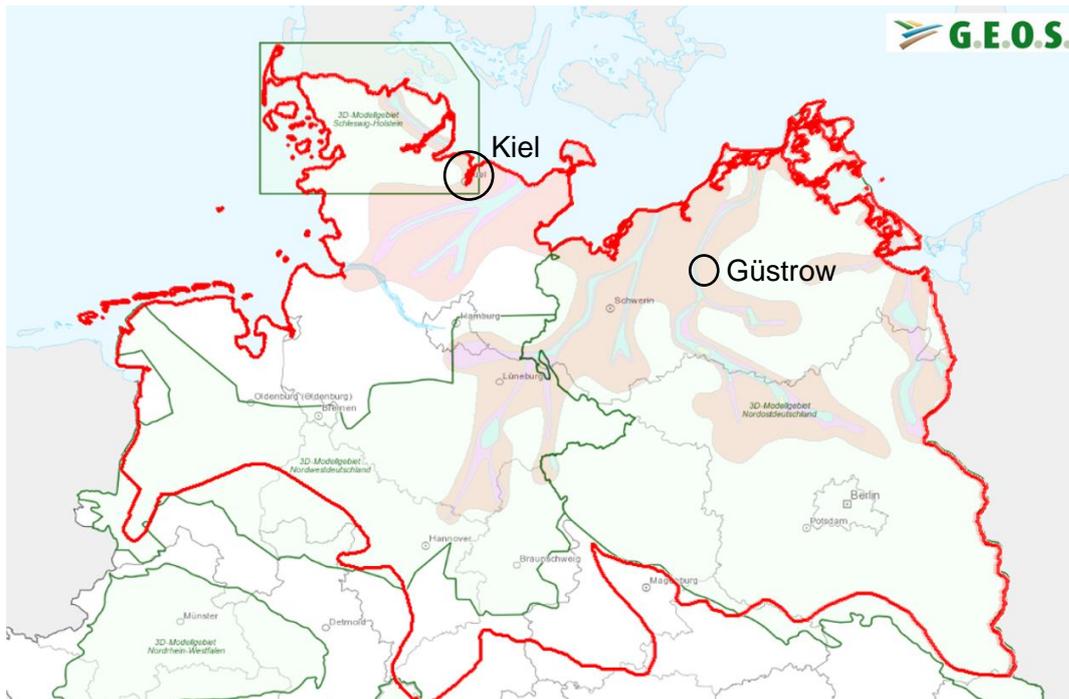


Abb. 1: Gebiet des Norddeutschen Beckens (rot umrandet). Regionen, für die geologische Daten in GeotIS vorliegen (grün umrandet) und Regionen des Forschungsprojektes „Sandsteinfazies“ (rote – türkise Flächen). Schwarz eingekreist sind Kiel und Güstrow, an denen im Folgenden beispielhaft Ergebnisse vorgestellt werden.

Im gesamten Untersuchungsgebiet (rot umrandet, Abb. 1) wurden der Wärmebedarf verschiedener Standorte / Abnehmer / Gemeinden und die Wärmebelegung (absetzbare Jahreswärmemenge pro Meter Leitungslänge) anhand von Gebäudedatensätzen aus dem firmeneigenen Wärmetlas ermittelt. Dieser umfasst insgesamt mehr als 23 Mio. Datensätze und ca. 5,5 Mio. Abnehmer im Norddeutschen Becken und enthält Daten zur Nutzungsart (Wohnhaus, Industrie, öffentliche Einrichtungen), Standardlastprofil und energetischen Kennwerten wie Heizungsalter. Die sich daraus ergebenden unterschiedlichen Mindest-Wärmebelegungen erlauben aussagekräftige Szenarienbetrachtungen eines Gebiets. Die potenziellen Abnehmer wurden in drei Kategorien gegliedert: Mindest-Wärmebelegung 6000 kWh/(a·m), 3000 kWh/(a·m) und 1500 kWh/(a·m). Davon ausgehend wurden wirtschaftlich lukrative Wärmeversorgungsnetze und der Standort der Heizzentrale als Ausgangspunkt der Versorgung mittels der firmeneigenen Software „DBI-GridAnalyst“ ausgelegt. Anhand von umfangreichen GIS-Daten werden u.a. die lokalen Gegebenheiten wie Straßenverläufe, Bahn- oder Flussquerungen, Flächennutzungen, (Natur-) Schutzflächenberücksichtigt, damit Hindernisse möglichst umgangen werden.

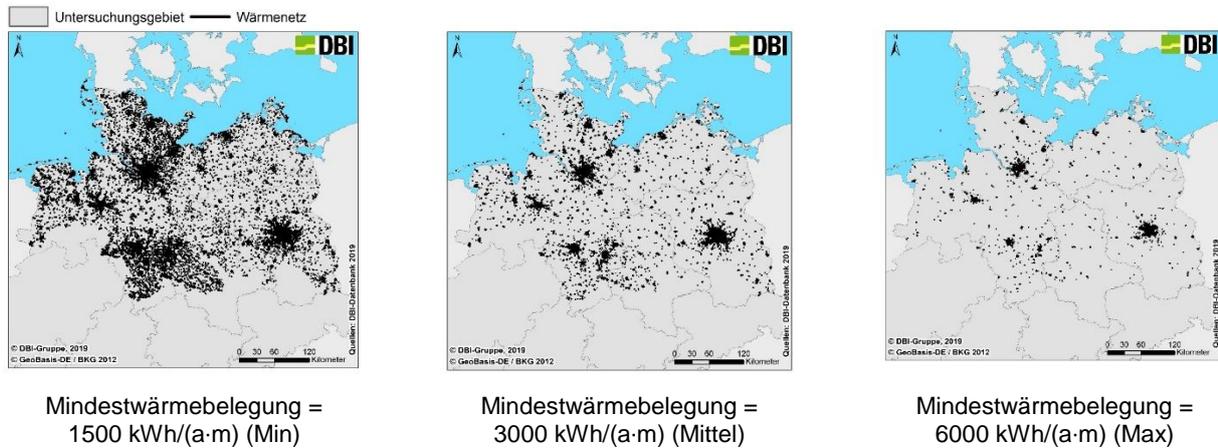


Abb. 2: Identifizierte potentielle Wärmenetze im Untersuchungsgebiet, kategorisiert nach Mindestwärmebelegung

Während sich potentiell lukrative Wärmenetze mit einer Mindestwärmebelegung von 1500 kWh/(a-m) im größten Teil des Norddeutschen Beckens verwirklichen lassen, beschränken sich wirtschaftlich lukrative Wärmenetze für höhere Mindestwärmebelegungen im Wesentlichen auf Ballungszentren wie Berlin, Hamburg, Bremen und Hannover und wurden für kleinere Gemeinden nur noch vereinzelt identifiziert (Abb. 2).

Das Untersuchungsgebiet wurde in 500 x 500 m² Rasterzellen unterteilt, denen verschiedene Kennwerte der Geologie (Formationen und Teufen, Temperatur, Permeabilität, etc.), der Abnehmer (Wärmebedarf, Netzlänge, Vorlauftemperatur, etc.), und im Ergebnis der Tiefbohrungen (benötigter Volumenstrom, Dynamischer Spiegel, Kopftemperatur, etc.) zugeordnet wurden.

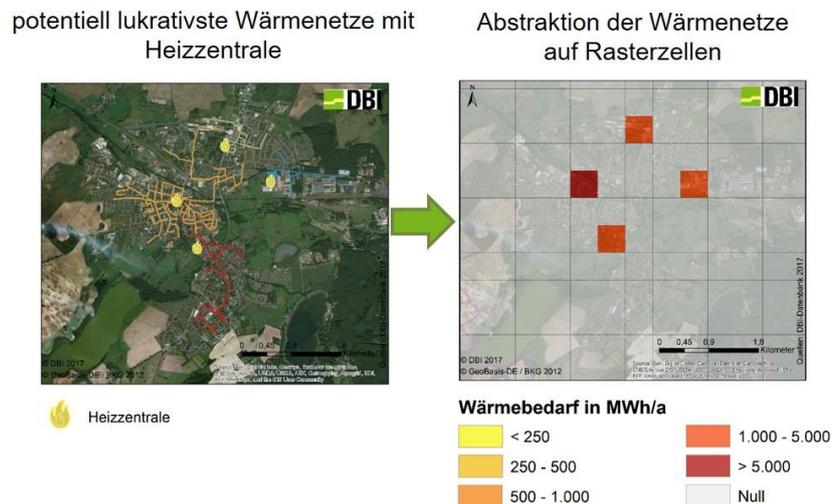


Abb. 3: Beispiel für Abstraktion des Wärmebedarfs in einem Gebiet auf Rasterzellen

Als Zielformationen für die hydrothermale Geothermie kommen prinzipiell alle Schichten in Frage, die hydraulisch leitfähig (bevorzugt Transmissibilität > 4 D-m) sind und eine ausreichend hohe Temperatur (abzüglich der räumlichen Schwankungsbreite) zur Deckung des Wärmebedarfs der

Abnehmer haben. Nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht über die im NDB grundsätzlich anzutreffenden Schichten, wobei die hydraulisch leitfähigen grün markiert sind:

Tab. 1: Im Norddeutschen Becken anzutreffende geologische Schichten. Grün: hydraulisch leitfähige Formationen.

#	Schicht
1	Deckgebirge (Barrieregestein)
2	Unterkreide
3	Malm / Dogger (Barrieregestein 1)
4	Dogger rollig
5	Dogger / Lias (Barrieregestein 2)
6	Lias
7	Lias / Oberer Keuper (Barrieregestein 3)
8	Oberer Keuper
9	Oberer / Mittlerer Keuper (Barrieregestein 4)
10	Mittlerer Keuper
11	Mittlerer / Unterer Keuper * (Barrieregestein 5)
12	Mittlerer Buntsandstein

* Im unteren Keuper selbst lagen keine hydraulischen Leitfähigkeiten vor.

Die genaue Schichtfolge variiert je nach Lokation und die Teufen der einzelnen Formationen weisen teils deutliche Unterschiede auf. Die Formationstemperatur variiert ebenfalls entsprechend (detailliert s. Kapitel 4.1 und 4.2). Weiterhin kommen nicht an jedem Standort alle der in Tab. 1 genannten Schichten vor.

3. Bohrungsdesign

Aufgabe der Bohrung ist neben der Gewährleistung der mechanischen Stabilität, das warme Formationswasser bei möglichst geringen Wärmeverlusten zu fördern, so dass die vom Abnehmer benötigte Wärmemenge und Vorlauftemperatur gewährleistet werden kann. Weiterhin muss die Bohrung aufgrund der Absenkung des dynamischen Spiegels infolge der Reibungsverluste genügend Platz für eine Förderpumpe bieten. Als statischer Spiegel wurde eine Teufe von konstant 150 m angenommen. Diese Annahme ist gerundet und basiert auf den Arbeiten und Erfahrungen in [4].

3.1 Gesamtsystem: Geol – Well – WT – Netz

Das geförderte Warmwasser aus der Bohrung überträgt seine Wärme in einem Wärmeübertrager an das Netz ab (Abb. 4). Diese stoffliche Trennung zwischen Bohrung und Netz bringt im Betrieb mehrere Vorteile: das Netzmedium kommt nicht in Kontakt mit dem Salzwasser, und das in den Bohrungen / Reservoir zirkulierende Wasser kann einen anderen Volumenstrom aufweisen als das Netz. Somit kann der geförderte Volumenstrom einzig anhand der benötigten Wärmeabgabe und Vorlauftemperatur eingestellt werden. Es kann unter Umständen dazu kommen, dass der Bohrungsvolumenstrom sehr viel größer ist, als der Volumenstrom im Netz, da ggf. nur so die Wärmeverluste bei der Förderung ausreichend begrenzt werden können (Abb. 6). Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die Formationstemperatur nur geringfügig über der Vorlauftemperatur liegt.

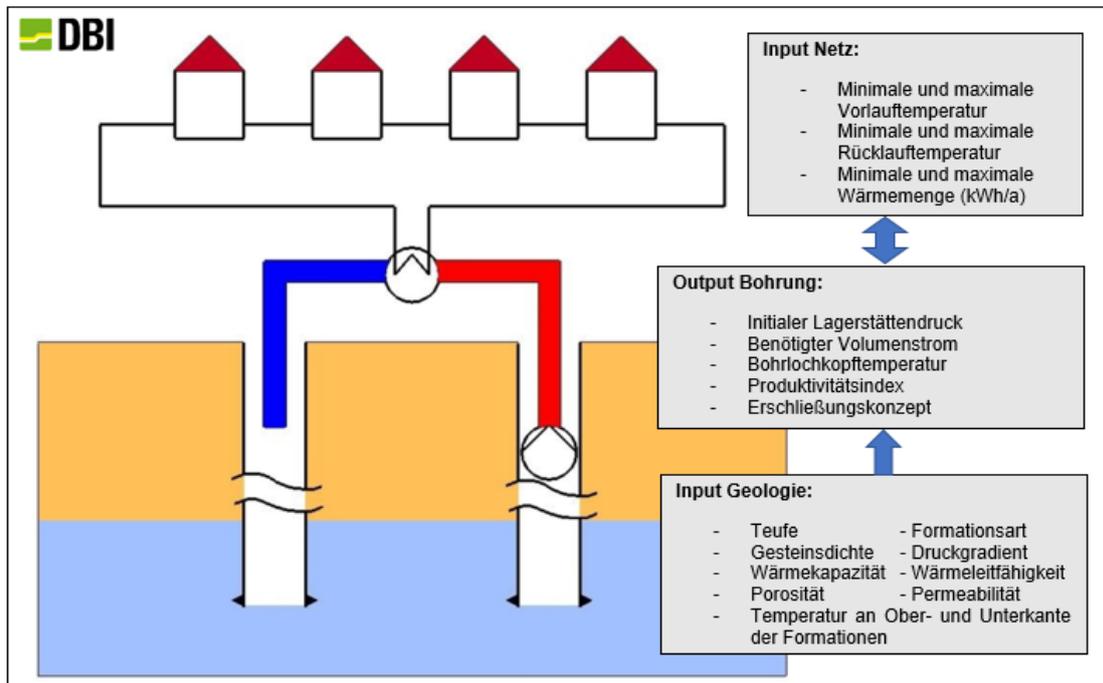


Abb. 4: Prinzipsskizze des Gesamtsystems Geologie – Netz – Bohrung inkl. der jeweiligen Ein- und Ausgabedaten für die Bohrungsauslegung

Zusammengefasst werden folgende Randbedingungen für die Bohrungsauslegung zu Grunde gelegt:

- Zielformation muss hydraulisch leitfähig sein, und seine Temperatur muss (abzüglich der Schwankungsbreite) hoch genug sein, um die benötigte Wärme bereitstellen zu können.
- Geförderter Warmwasservolumenstrom muss groß genug sein, um die nötige Wärme abgeben zu können und die Wärmeverluste bei der Förderung entsprechend zu begrenzen.
- Kopfdruck der Förderbohrung beträgt 10 bar. Dieser Druck wird im Wärmeübertrager konstant gehalten, und ist daher auch der Kopfdruck der Injektionsbohrung.
- Minimale Temperatur für die Re-Injektion ist 30 °C zur Vermeidung von Scales.

3.2 Bohrungsdesign und -Auswahl

Für die Verrohrungsschemen wird auf zwei Konzepte zurückgegriffen: den WEG-Standard für Erdöl- und Erdgasbohrungen und auf das Modell GeoEnergy nach Fichter et. al (2009) [5]. Dieses zeichnet sich im Vergleich zum WEG-Standard in erster Linie durch größere Casing-Durchmesser aus. Erstellt wurde dieses Modell aufgrund der Notwendigkeit höherer Produktionsraten für den Betrieb des obertägigen Kraft-/Heizwerks.

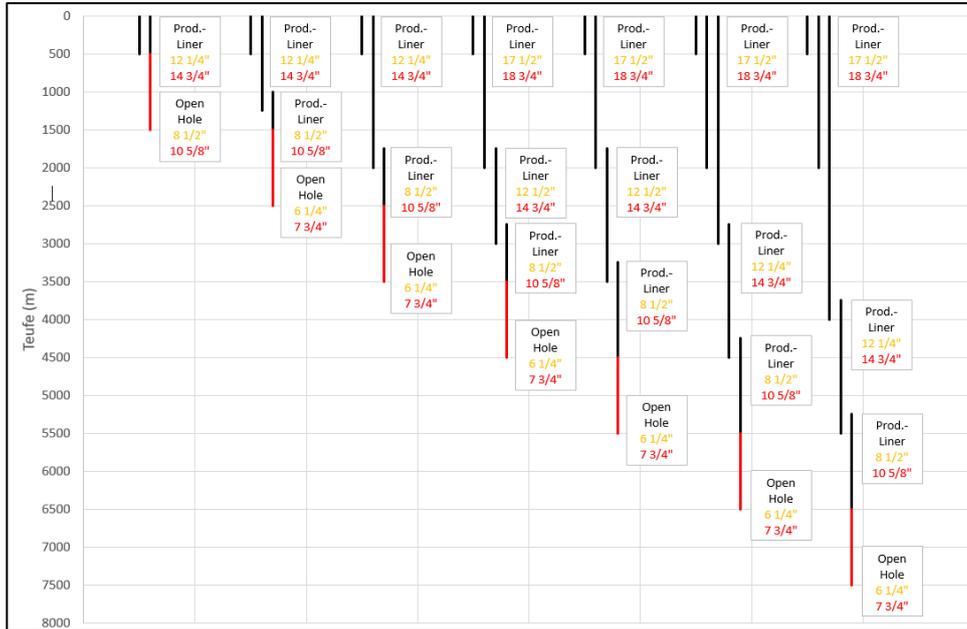


Abb. 5: Verrohrungsschemata nach WEG Erdöl / Erdgas Standard (orange Zahlen) und nach Modell GeoEnergy (rote Zahlen) nach Fichter et. al (2009) [5]. Schwarze Linien sind Casinge / Linier, Rote Linien sind der Open Hole Bereich.

3.3 Thermik und Hydraulik

Der Wärmeverlust bei der Förderung des Warmwassers geschieht im Wesentlichen durch Wärmeleitung. Zur Berechnung der Kopftemperaturen in Abhängigkeit der Tiefe und des Volumenstroms (bzw. Strömungsgeschwindigkeit) wurde für die 14 Komplettierungsschemata (Abb. 5) Modelle in COMSOL Multiphysics erstellt. Auf diese Ergebnisse wird in den weiteren Berechnungen der Stoffeigenschaften und Hydraulik zurückgegriffen.

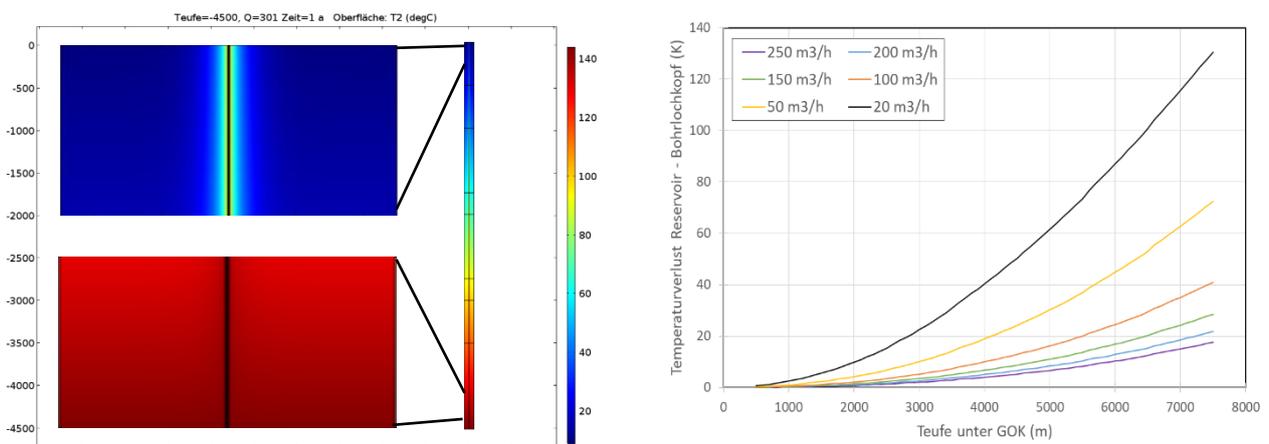


Abb. 6: COMSOL-Modell. Links: Temperaturentwicklung in der Bohrung und im Open Hole Bereich in °C, deutlich zu erkennen ist, dass das Wasser im unteren Bereich die Formationstemperatur angenommen hat, und es im oberen Bohrungsbereich deutliche Unterschiede zwischen der Temperatur des Wassers und dem Umgebungsgestein gibt. Rechts: Temperaturverluste in der Bohrung bei unterschiedlichen Förderraten.

Die Berechnung des dynamischen Fluidspiegels erfolgt anhand der gängigen hydraulischen Formeln für Druck und Reibungsverluste. Für das gesamte Untersuchungsgebiet wurde ein statischer Spiegel von 150 m Teufe angesetzt. Demzufolge ergibt sich in jedem Fall die Notwendigkeit einer Förderpumpe, wobei Modelle der Hersteller ITT, Baker Hughes / Centrilift, Canadian Advanced ESP und Flowserve recherchiert wurden. Die Pumpeneinbauteufe wird anhand des dynamischen Spiegels, des benötigten Pumpeneingangsdrucks und der benötigten Wassersäule über der Pumpe ermittelt. Bei der Berechnung erfolgt weiterhin ein Abgleich des Außendurchmessers der Pumpe mit dem Innendurchmesser des verbauten Casings in der Einbauteufe, wobei sich für einzelne Standorte für bestimmte Formationen zeigte, dass die Komplettierungen nach WEG Erdöl / Erdgas-Standard aufgrund der geringeren Casingdurchmesser nicht anwendbar sind.

Die Stoffeigenschaften von Wasser wie Dichte, Viskosität und spezifische Wärmekapazität werden nach Spivey [6], Driesner [7] und Kestin [8] berechnet, d.h. es wird auch der Salzgehalt des Wassers berücksichtigt. Vereinfachend wurde angenommen, dass der Salzgehalt um 10 g/l pro 100 m Teufe steigt.

4. Exemplarische Ergebnisse der Standorte Kiel und Güstrow

Für jede Rasterzelle an der ein wenigstens ein Wärmenetz mit der Wärmebelegung 1500 kWh/(a·m) anliegt und zu der es belastbare geologische Informationen gibt, wird formell das passende Bohrungsdesign mit den entsprechenden Ausgabewerten (Abb. 4) errechnet. Die Zielformation für die Standorte Güstrow und Kiel ist im Wesentlichen der Mittlere Buntsandstein (Abb. 7). Andere, flachere Formationen kommen an diesen beiden Standorten nicht oder nur in Einzelfällen in Frage und werden hier nicht weiter berücksichtigt.

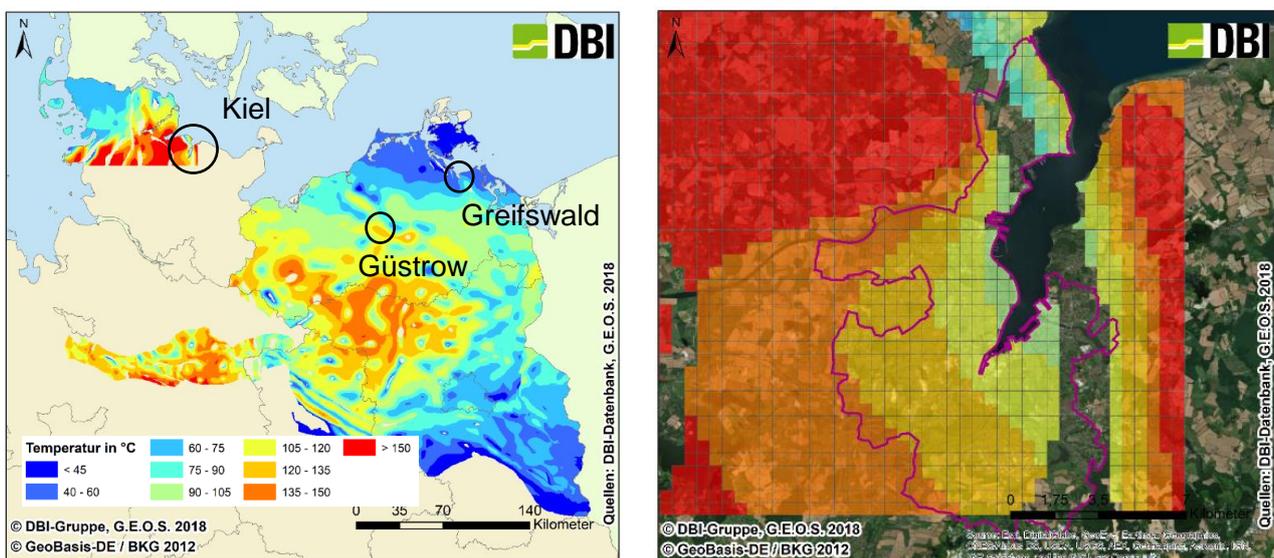


Abb. 7: Links: Temperatur des Mittleren Buntsandsteins im NDB (entsprechend der Datenlage). Rechts: Detailsicht der Temperatur des Mittleren Buntsandsteins im Gebiet um Kiel.

In Kiel liegen die Temperaturen des Mittleren Buntsandsteins bei 90 – 150 °C (Abb. 7 rechts), diese Formation ist hier bei 5500 m und tiefer anzutreffen, im Gebiet um die Gemeinde Güstrow dagegen schon bei ca. 3000 m Teufe mit Temperaturen von 108 °C. Für andere Gebiete, wie z.B. die Gegend

um Greifswald zeigte sich, dass die Temperaturen des Mittleren Buntsandsteins mit knapp 60 °C / Teufe ca. 1500 m zu niedrig für die Tiefe Geothermie sind.

4.1 Güstrow

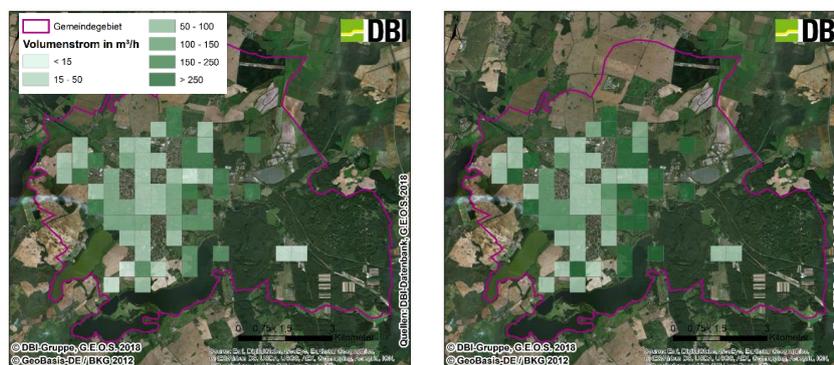
In diesem Kapitel werden die Ergebnisse für die Gemeinde Güstrow in Mecklenburg-Vorpommern vorgestellt, die als exemplarisch für einen Standort im ländlichen Raum die Nutzungsmöglichkeiten der Tiefen Geothermie aufzeigen.

Tab. 2: Schichtfolge und geologische Parameter (Auswahl) in Güstrow

Formation	Oberkante Form. (OK) (m)	Unterkante Form. (UK) (m)	Kum. Mächt. lf. Hor. * (m)	Temp. Oberkante Form. (°C)	Temp. Unterkante Form. (°C)	Schwankungsbreite Temp. (K)	kf (m/s)	Porosität (%)
GOK		15						
Barrieregestein 2	15	-1061						
Lias	-1061	-1325	20	45,5	54,5	5	8,36E-6	26
Barrieregestein 3	-1325	-1326						
Oberer Keuper	-1326	-1487	20	54,5	59,7	6	2,77E-6	23
Barrieregestein 4	-1487	-1838						
Mittlerer Keuper	-1838	-1872	22	72,1	73,2	6	2,00E-5	21
Barrieregestein 5	-1872	-2814						
Mittlerer Buntsandstein	-2814	--3068	254	101,8	108,5	9	2,61E-8	22

* kumulative Mächtigkeit der leitfähigen Horizonte einer Formation

Aus den geologischen Parametern (Tab. 2) ergibt sich, dass zur Deckung des Wärmebedarfs (minimale Vorlauftemperatur 70 °C) praktisch nur der Mittlere Buntsandstein als Zielformation in Frage kommt. Flacher gelegene Formationen wie der Mittlere Keuper kommen nicht in Frage, da die Reservoirtemperatur abzüglich der Schwankungsbreite geringer ist, als die minimal vom Netz benötigte Vorlauftemperatur.



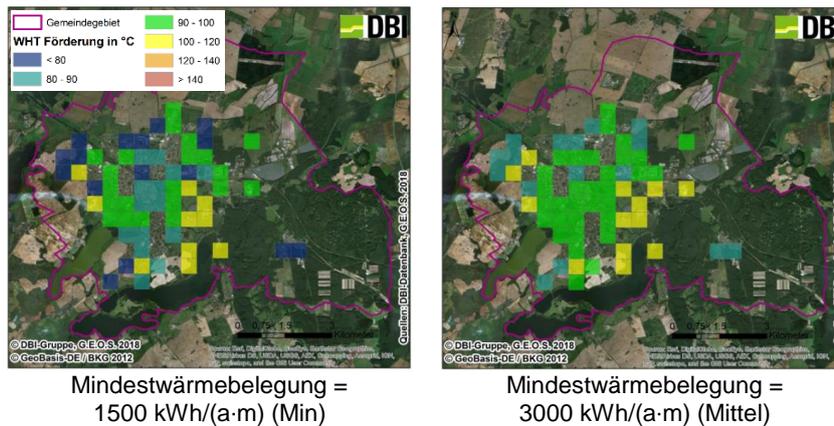


Abb. 8: Oben: Warmwasser-Förderraten in m³/h zur Deckung des Wärmebedarfs. Unten: Entsprechende Bohrlochkopftemperaturen in °C) bei der Förderung.

Die Rasterzellen Abb. 8 zeigen die Standorte, an denen sich sinnvoll Wärmeversorgungsnetze installieren lassen würden. Je nach Wärmebelegung (Minimal- und mittlerer Fall) ergeben sich unterschiedliche Volumenströme, die zur Deckung des Wärmebedarfs nötig sind: Während im Minimalfall von einer Vorlauftemperatur des Netzes von 70 °C ausgegangen wird, sind es im mittleren Fall bereits 85 °C. Dementsprechend müssen dann signifikant höhere Volumenströme gefördert werden, da die Temperaturverluste bei der Förderung begrenzt werden müssen (vgl. Abb. 6). Eine Deckung des maximalen Wärmebedarfs ausschließlich mittels Geothermie ist in Güstrow nur in Einzelfällen möglich: Die Temperatur an der Unterkante des Mittleren Buntsandsteins ist lediglich ca. 8 °C höher als die benötigte Vorlauftemperatur und abzüglich der Schwankungsbreite (s. Tab. 2) sogar geringer. Weiterhin gilt es zu beachten, dass für den Mittleren Buntsandstein angenommen wurde, dass die Mächtigkeit der hydraulisch leitfähigen Horizonte gleich der Gesamtmächtigkeit der Formation (Differenz Oberkante und Unterkante) ist. Diese Annahme musste getroffen werden, da keine gesonderten Informationen zur kumulativen Mächtigkeit der hydraulisch leitfähigen Horizonte vorlagen, und ist als optimistisch zu bewerten: in anderen Formationen oder im Mittleren Buntsandstein an anderen Lokationen unterscheiden sich diese beiden Werteteils deutlich. Dies hat Auswirkungen auf die Fließraten, die das Reservoir liefern kann: sollten diese geringer ausfallen, als der Bedarf an gefördertem Warmwasser, wäre dies ein Ausschlusskriterium für die Tiefe Geothermie an diesem Standort.

4.2 Kiel

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse für die Kiel vorgestellt. Grundsätzliche Unterschiede sind zum einen der viel höhere Wärmebedarf durch die große Besiedelungsdichte im Vergleich zu Güstrow, sowie die Tiefe des Mittleren Buntsandsteins und die damit einhergehenden höheren Temperaturen.

Tab. 3: Schichtfolge und geologische Parameter (Auswahl) in Kiel

Formation	Oberkante Form. (OK) (m)	Unterkante Form. (UK) (m)	Kum. Mächt. lf. Hor. * (m)	Temp. Oberkante Form. (°C)	Temp. Unterkante Form. (°C)	Schwankungsbreite Temp. (K)	kf (m/s)	Porosität (%)
GOK		31						
Barrieregestein 1	31	-2031						

Formation	Oberkante Form. (OK) (m)	Unterkante Form. (UK) (m)	Kum. Mächt. lf. Hor. * (m)	Temp. Oberkante Form. (°C)	Temp. Unterkante Form. (°C)	Schwankungsbreite Temp. (K)	kf (m/s)	Porosität (%)
Dogger Rollig	-2031	-2515	484	70,3	83,6	6,97	4,54E-5	23
Barrieregestein 3	-2515	-3622						
Oberer Keuper	-3622	-3858	50	109,2	115,4	11	1,80E-6	23
Barrieregestein 5	-3858	-4839						
Mittlerer Buntsandstein	-4839	-5550	711	129,3	145,3	11,89	2,00E-5	22

* kumulative Mächtigkeit der leitfähigen Horizonte einer Formation

Tab. 3 zeigt eine exemplarische Schichtfolge für das Gebiet um Kiel. Auch in diesem vergleichsweise kleinen Gebiet variieren die geologischen Eigenschaften teils deutlich (Abb. 7). Der Mittlere Buntsandstein kommt hier grundsätzlich als Zielformation in Betracht, teilweise auch der Obere Keuper (Ergebnisse für diese Formation hier nicht weiter dargestellt). Rechnerisch ist in Einzelfällen auch die Formation des Doggers für den Fall der minimalen Wärmebelegung mit einer Vorlauftemperatur von 70 °C möglich, wobei jedoch zu erwarten ist, dass der Betrieb so nicht wirtschaftlich sein würde. Für die Fälle der minimalen, maximalen und mittleren Wärmebelegung der Netze wurden die erforderlichen Volumenströme und Kopftemperaturen errechnet.

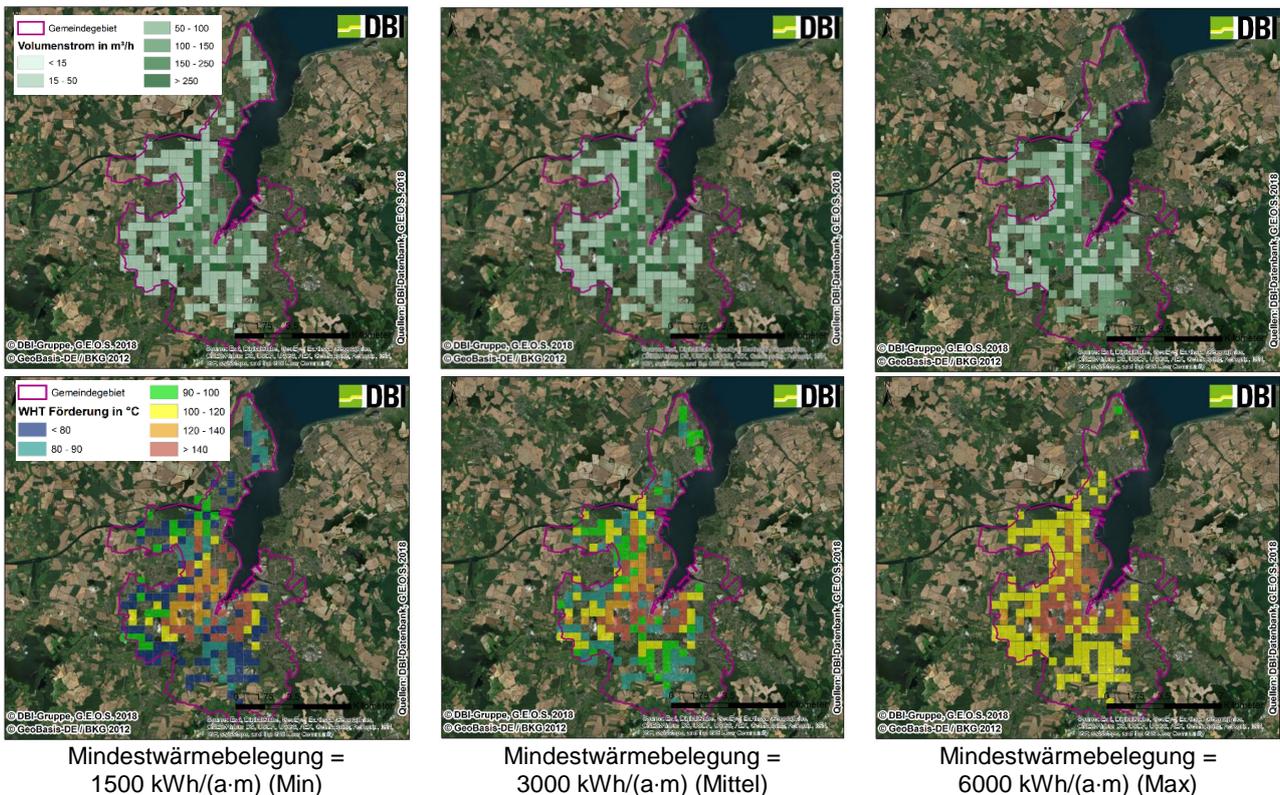


Abb. 9: Oben: Warmwasser-Förderraten in m³/h zur Deckung des Wärmebedarfs. Unten: Entsprechende Bohrlochkopftemperaturen in °C bei der Förderung.

Aus zweierlei Gründen sind in jedem der drei Fälle die Volumenströme im Zentrum von Kiel höher als in den Randbereichen: einerseits ein höherer Wärmebedarf durch die größere Bevölkerungsdichte und andererseits die niedrigeren Temperaturen des Mittleren Buntsandsteins, die höhere Volumenströme rein zur Begrenzung der Wärmeverluste bei der Förderung bedingen. Analog zu Güstrow gilt für den Minimalfall eine Vorlauftemperatur von 70 °C, für den mittleren Fall von 85 °C und für den Maximalfall 100 °C. Die Einschränkungen hinsichtlich der Reservoirmächtigkeit und Fließkapazität gelten ebenso.

5. Ausblick

Das Projekt „GEOHEAT-N“ zeigt lohnenswerte Standorte für die Wärmeversorgung mittels Tiefer Geothermie auf, inkl. dem Design und charakteristischer Produktionsparameter theoretischer Tiefbohrungen. In einem weiteren Schritt werden die Standorte entsprechend der Flächennutzung bewertet, um so Flächen auszuweisen, wo tatsächlich eine Bohrung abgeteuft werden kann, und ggf. eine Verbindungsleitung zum Wärmenetz gelegt werden muss. In

Die Berechnungen werden um eine Wirtschaftlichkeitsanalyse ergänzt, wodurch die lohnenswerten Standorte für eine Wärmeversorgung aus Tiefer Geothermie weiter eingegrenzt werden. Dabei werden die zu erwartende Nutzungsdauer in Abhängigkeit der zu erwartenden Abkühlung des Gebirges ebenso berücksichtigt, wie Scale-Bildung und Workovers, sowie die Kosten für das Abteufen der Bohrungen.

Für Standorte mit hoher Reservoir-Temperatur, aber unzureichenden hydraulischen Eigenschaften (z.B. Fließkapazität des Reservoirs geringer, als der benötigte Volumenstrom um den Netzbedarf zu decken) wird evaluiert, ob das Konzept der Tiefen Erdwärmesonde wirtschaftlich anwendbar ist.

6. Zusammenfassung: Gesamttool, Nutzen und Anwendungsmöglichkeiten

An den Beispiellokationen Kiel und Güstrow wurden Ergebnisse für die potentiell mögliche geothermische Reservoir-Erschließung, sowohl für urbane als auch ländliche Gebiete, aufgezeigt. Es wurden die benötigten Volumenströme und Bohrungskopftemperaturen für theoretische Vertikalbohrungen hochauflösend in einem 500 x 500 m² Raster, in Abhängigkeit von Wärmenetzen unterschiedlicher Größenordnungen und Wärmebelegungen, berechnet. Im Ergebnis steht anwenderfreundliches, anschauliches Kartenmaterial zu den charakteristischen Parametern der geothermischen Wärmeversorgung und Standortevaluierung zur Verfügung: Wärmebedarf, Temperaturen, Volumenströme, Teufen, Reservoirkapazität, Produktivitätsindex (hier nicht gezeigt). Diese Auswertung wird im Projekt analog für das gesamte Norddeutsche Becken durchgeführt, wobei auch andere Formationen als der Mittlere Buntsandstein berücksichtigt werden.

Im Ergebnis ist für den Norddeutschen Raum ein Werkzeug geschaffen worden, das den an der Wärmeversorgung beteiligten Akteuren eine detaillierte Übersicht über das vorhandene Potential liefert, einschließlich der nötigen Erschließungsmaßnahmen. Die identifizierten optimierten Wärmenetze können mit bereits vorhandenen Netzen abgeglichen werden, um so den weiteren Ausbau effizienter zu gestalten. Gleichmaßen kann geprüft werden, ob an bestimmten Standorten bereits Bohrungen vorhanden sind, die für die Geothermie um- oder nachgenutzt werden können, wobei kontrolliert werden kann, ob die Bohrungskomplettierung von den hier hinterlegten Modellen abweicht und sich die Performance (Hydraulik, Thermik) deutlich unterscheiden würde. Gegebenenfalls können so Synergien hinsichtlich der Investitionskosten erzielt werden. Die entwickelte Methodik zur geothermischen Potentialanalyse und –Erschließung kann mit wenig Aufwand auf andere Regionen in Deutschland übertragen werden.

Quellenangaben

- [1] Erneuerbare Energien in Zahlen (Online). Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen>. Zugriff am: 16.10.2019
- [2] Tiefe Geothermie in Deutschland (Online). Verfügbar unter: https://www.geothermie.de/fileadmin/user_upload/Geothermie/Geothermie_in_Zahlen/Projektliste_Tiefe_Geothermie_Januar_2019.pdf. Zugriff am: 16.10.2019
- [3] GeoPoNDD – Geothermische Potenziale Norddeutschlands (Online). Verfügbar unter: <https://www.sandsteinfazies.de>. Zugriff am: 17.10.2019
- [4] Kabus, F., Lenz, G., Wolfgramm, M., Hoffmann, F., Kellner, T. (2003). Studie zu den Möglichkeiten der Stromerzeugung aus hydrothormaler Geothermie in Mecklenburg-Vorpommern. Hrsg.: Geothermie Neubrandenburg GmbH, Neubrandenburg.
- [5] Fichter, C., Teodoriu, K., Wang, Y., & Lotz, U. (2009). Influences and limiting parameters of casing design on the success of hydrogeothermal projects – a new approach for the design of geothermal wells. DerGeothermiekongress2009. Bochum.
- [6] Spivey, J., McCain, W., & North, R. (2004). Estimating Density, Formation Volume Factor, Compressibility, Methane Solubility, and Viscosity for Oilfield Brines at Temperatures From 0 to 275° C, Pressures to 200 MPa, and Salinities to 5.7 mole/kg. Journal of Canadian Petroleum Technology, S. 52-61.
- [7] Driesner, T. (2007). The system H₂O–NaCl. Part I: Correlation formulae for phase relations in temperature–pressure–composition space from 0 to 1000°C, 0 to 5000bar, and 0 to 1 XNaCl. Geochimica et Cosmochimica Acta.
- [8] Kestin, J., Khalifa, E., Abe, Y., Grimes, C., Sookiazian, H., & Wakeham, W. (1978). Effect of Pressure of the Viscosity of Aqueous NaCl Solutions in the Temperature Range 20-150 °C. Journal of Chemical Engineering Data, S. 328-336.

Das dieser Veröffentlichung zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0324209A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Karl-Heine-Straße 109/111, D-04229 Leipzig
Hagen.bueltemeier@dbi-gruppe.de