

Tiefengeothermisches Wärmepotential der Metropolregion München



Geothermie-Allianz Bayern

Technische
Universität
München



FRIEDRICH-ALEXANDER
UNIVERSITÄT
ERLANGEN-NÜRNBERG



UNIVERSITÄT
BAYREUTH



TIEFENGEOTHERMISCHES WÄRMEPOTENTIAL DER METROPOLREGION MÜNCHEN

Ferdinand Flechtner¹, Markus Loewer¹, Anahi Molar-Cruz¹, Maximilian Keim¹

¹Technische Universität München, Geothermie-Allianz Bayern, Munich School of Engineering,
Lichtenbergstraße 4a, 85748 Garching b. München

Stichworte: Wärmepotential, Tiefengeothermie, Metropolregion München, Molassebecken, Südbayern, Fernwärme, Wärmebedarf

1. EINLEITUNG

Bislang wird in Deutschland die Energiewende zumeist durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) im Stromsektor vorangetrieben. Im Wärme- oder Verkehrssektor fallen die Fortschritte vergleichsweise ernüchternd aus. So stagniert der Anteil der EE im Wärmesektor in den letzten Jahren bei etwa 14 % und im Verkehrssektor bei etwa 5 % [1]. Die Tiefengeothermie weist ihr größtes Potential bei der direkten Wärmeversorgung auf - so könnten laut Schätzungen bis 2050 allein die hydrothermalen Ressourcen 17 % des gesamten Wärmebedarfs in Deutschland decken [2]. Bei der hydrothermalen Geothermie werden tiefe thermalwasserleitende Schichten erbohrt, die in Deutschland aufgrund der Geologie auf nur wenige Gebiete beschränkt sind. Die geologischen Verhältnisse im südbayerischen Molassebecken sind dabei besonders prädestiniert. In Südbayern gibt es zurzeit 22 operative Tiefengeothermie-Anlagen und drei Projekte, die sich in der Konstruktionsphase befinden. Von den laufenden Anlagen sind 16 reine Wärmeprojekte, 2 reine Stromprojekte und 4 kombinierte Wärme- und Stromprojekte. Die installierte tiefengeothermische Leistung in Bayern beträgt für Wärme ca. 296 MW_{th} und für Strom 34 MW_{el} [3]. Für 2017 lagen in Bayern die Anteile erzeugter geothermischer Energie an der Wärmeerzeugung bei 0,5 % und bei der Stromerzeugung bei 0,16 % [4].

Für eine erfolgreiche Energiewende ist die Nutzung und das Zusammenspiel aller vorhandenen erneuerbaren Energien essenziell. Dazu muss verstanden werden, welche Potentiale die einzelnen Technologien einschließen. Für Abschätzungen des tiefengeothermischen Potentials müssen häufig Annahmen mit großem Unsicherheitsfaktor, wie beispielsweise hinsichtlich der zu erwartender Thermalwassermengen getroffen werden. Zudem steht das Wärmepotential nicht in Bezug auf den tatsächlichen Wärmebedarf an der Oberfläche. In Südbayern sind die Untergrundgegebenheiten, wie Gesteinsdurchlässigkeit, Schichtmächtigkeit und Temperatur aufgrund verhältnismäßig vieler Tiefengeothermie-Projekte und Daten aus der Erdölindustrie bekannt, wodurch eine Extrapolation in die Fläche sinnvoll erscheint. Es muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass Geothermie-Projekte von Prognosen stark abweichen können, da insbesondere die hydraulische Durchlässigkeit des Reservoirs lokal unterschiedlichen tektonischen, diagenetischen und geochemischen Einflüssen unterliegt. Generelle Trends sind jedoch auch daraus abzuleiten.

Ziel dieser Studie ist es eine erste Potentialabschätzung zur Wärmeversorgung durchzuführen. Entsprechend unterscheidet sich der gewählte Ansatz von den gängigen volumetrischen Ansätzen, welche möglichst detaillierte Kenntnisse der Reservoir-Eigenschaften voraussetzen. Konkret wird die Metropolregion München als Studiengebiet gewählt, welche rund 40 % der Gesamtfläche Bayerns (den größten Teil des Süddeutschen Molassebeckens) und 45 % der Einwohner Bayerns abdeckt (Abbildung 1). Weiterhin wurden die Potentiale mit Hinblick auf Verbraucher sowie Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeitsaspekte miteinbezogen.

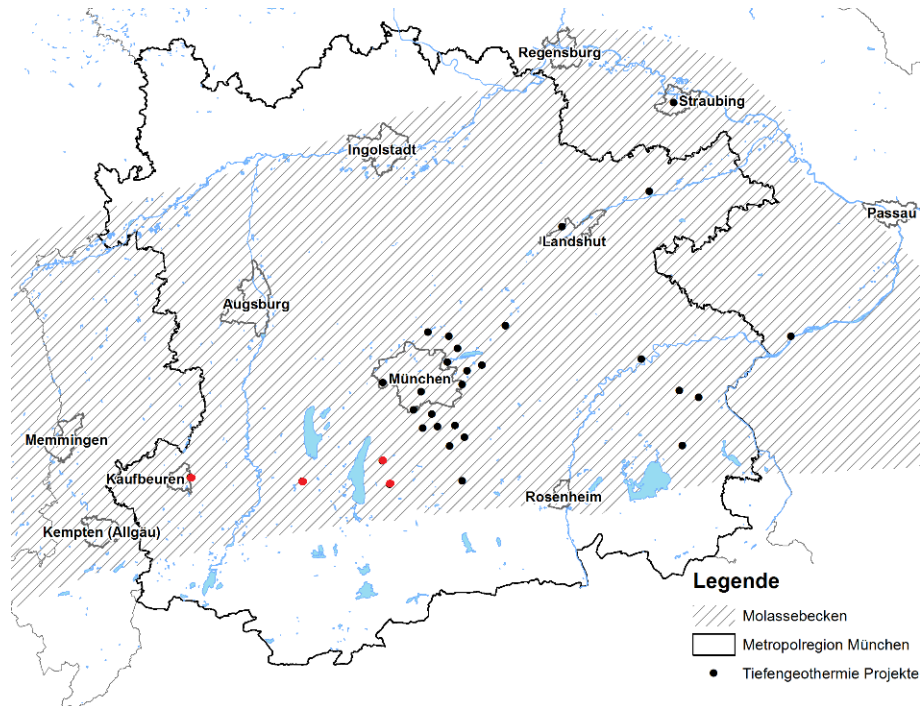


Abbildung 1: Übersichtskarte der Metropolregion München (schwarze Umrandung), des Molassebeckens (schraffierte Bereiche) und im Betrieb befindlicher (schwarze Punkte), sowie nicht-fündiger Tiefengeothermie-Projekte (rote Punkte).

2. METHODIK

Für die Berechnungen der Wärmepotentiale und der Bearbeitung von Geodaten wurde das Softwarepaket ArcGis von ESRI verwendet. Die Programmbasisversion wurde durch den *Spatial Analyst* erweitert. Verwendete Geodaten, wie z. B. Gemeindegrenzen oder Standorte der Tiefengeothermie-Bohrungen, stammen vom *Open Data Portal* des Freistaates Bayerns [5].

Das Wärmepotential wird über einen dreistufigen Prozess bestimmt:

- Wärmebedarf an der Oberfläche
- Tiefengeothermisches Wärmepotential im Untergrund unter Berücksichtigung der Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit
- Abgleich des Wärmebedarfs mit dem Angebot und Bestimmung des Wärmepotentials

2.1 Wärmebedarf

Anhand von OpenStreetMap-Daten wurde mit Hilfe von Gebäudetypologien im Open-Source Programm *UrbanHeatPro* [6] eine statistische Wärmebedarfskarte für Bayern mit einer Rastergröße von 1x1 km entwickelt [7] (Abbildung 2). Der Wärmebedarf beschränkt sich hierbei auf Raumheizung und Warmwasser für Wohn- bzw. GHD-Gebäude. Wärmebedarfsdaten für die Industrie sowie von öffentlichen Einrichtungen und Gebäuden lagen für die Studie nicht vor. Für die Metropolregion München ergibt sich ein Wärmebedarf für Haushalte von 72,5 TWh. Zum Vergleich: Im Energie-Atlas Bayern [8] wird der gesamte Wärmebedarf für die Metropolregion München, inklusive Industrie, mit 97,3 TWh angegeben. Somit entfällt auf die Industrie und öffentliche Gebäude rund ein Viertel des Wärmebedarfs.

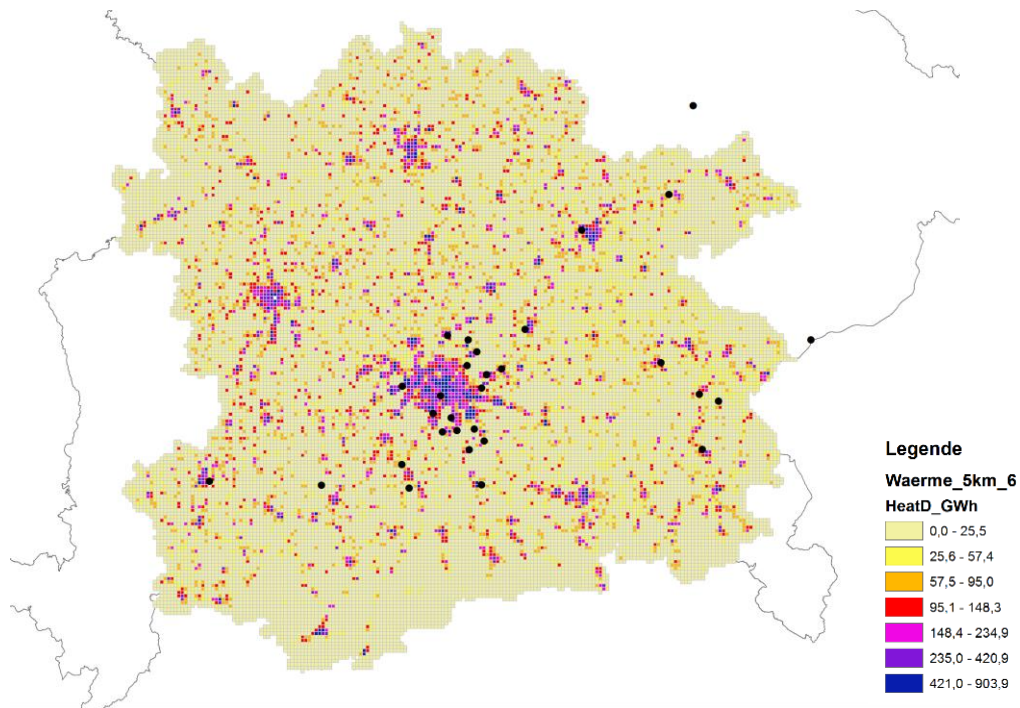


Abbildung 2: Darstellung des Wärmebedarfs der Metropolregion München im 1x1 km² Raster mit den Tiefengeothermie-Projekten (schwarze Punkte).

2.2 Wärmepotential aus Tiefengeothermie

Die Wärmeleistung und damit das Wärmepotential, welches aus dem Tiefengrundwasser entnommen werden kann, ergibt sich wie folgt:

$$P = Q * \rho_f * c_f * \Delta T,$$

mit

P :	Leistung (W)
Q :	Förderrate (L/s)
ρ_w :	Dichte des Fluids (kg/m ³)
c_w :	Wärmekapazität des Fluids (J/kg K)
ΔT :	Temperaturpreizung (K): Produktionstemperatur – Injektionstemperatur.

Für die Dichte und Wärmekapazität des Thermalwassers wurde mit 996 kg/m³, bzw. 4203 J/(kg K) gerechnet. Die nutzbare Wärmeenergie ergibt sich aus dem Zusammenhang zwischen Wärmeleistung und Volllaststunden:

$$E = P * VLS/a,$$

mit

E :	Energie (kWh/a)
VLS/a :	Volllaststunden pro Jahr (h).

Die Annahmen, die für die Variablen der Produktions- und Injektionstemperatur, Förderrate und Volllaststunden, sowie die Rastergröße für die Wärmepotentialberechnung getroffen wurden, werden im Folgenden genauer beschrieben.

Festlegung der Rastergröße für Wärmepotentialberechnung

Die durchgeführten Wärmepotentialberechnungen beziehen sich auf Raster mit einer Größe von 5x5 km². Es wurde angenommen, dass sich in den 5x5 km² Rasterflächen jeweils eine Dublette befindet, wodurch eine Bewirtschaftung von mindestens 100 Jahren ermöglicht wird, ohne dass ein thermischer Durchbruch wahrscheinlich ist. Basis dieser Annahme ist die Analyse von Auskühlungsfronten, welche in Wärmebergbaupmodellen im Molassebecken berechnet wurden ([9], [10]). Wie in Abbildung 3 und 4 zu sehen, betragen die Durchmesser der Auskühlungsfronten nach 50 Jahren etwa 1,0 km und nach 125 Jahren etwa 2 km.

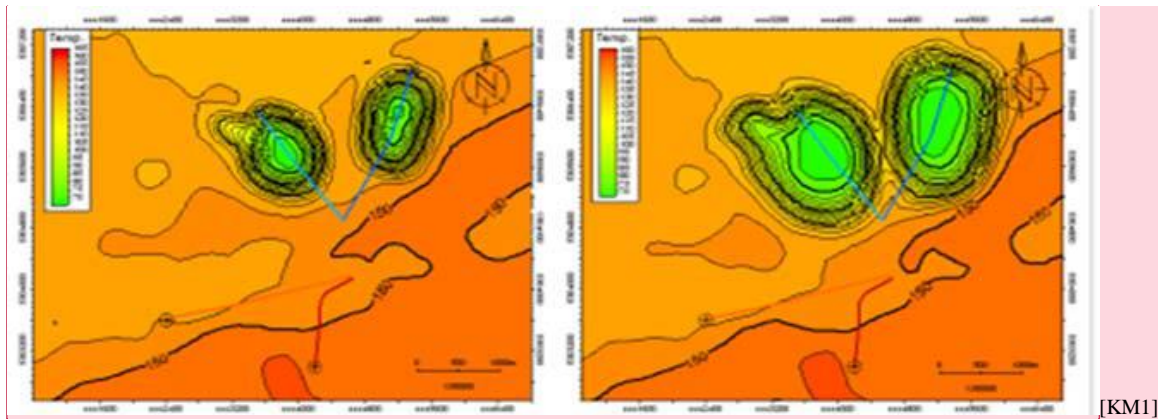


Abbildung 3: Auskühlungsfronten nach 50 Jahren (links) und 125 Jahren (rechts). [3]

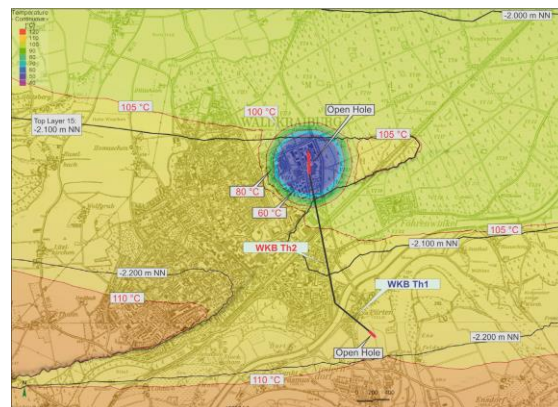


Abbildung 4: Auskühlungsfront nach 50 Jahren für das Geothermieprojekt Walkreiburg. Der Durchmesser der Abkühlungsfront beträgt etwa 500 m [4]

Die Feldgröße ist damit kleiner als die vorhandenen, bereits bewirtschafteten Erlaubnisfelder, die im Mittel etwa 10x10 km² groß sind, jedoch häufig für mehrere Doubletten ausgelegt sind. Gemäß dieser Berechnung betragen die Durchmesser der Auskühlungsfronten nach 50 Jahren etwa 1 km und nach 125 Jahren etwa 2 km, was innerhalb unserer angenommenen Feldgröße liegt.

Es ist anzumerken, dass dies nur zwei Datenpunkte in einem weitläufigen und heterogenen Reservoir sind und Projektparameter wie Temperaturspreizung und Förderrate sehr unterschiedlich ausfallen können. Deshalb ist die Annahme über die Ausdehnung der Auskühlungsfront mit Unsicherheiten behaftet. Nichts desto trotz, ist die Auswahl von 5x5 km² Rasterflächen mit jeweils einer Dublette, mit der Annahme dass nach 125 Jahren die Auskühlungsfront etwa 2 km betragen könnte, als realistisch anzusehen. Für ambitioniertere Szenarien könnte man in Zukunft Berechnungen für zwei Dubletten pro 5x5 km² Rasterfläche durchführen.

Produktionstemperatur

Für die Einschätzung der Produktionstemperatur, also der Temperatur im Reservoir (genauer der Malm-Oberfläche „Top-Malm“), ist die Datenlage relativ gut. Es wurden hierfür Temperaturdaten aus dem geothermischen Online-Informationssystem GeotIS [2] herangezogen. Diese Daten basieren im Wesentlichen auf Bohrlochtemperaturmessungen aus zahlreichen Erdölbohrungen und Geothermiebohrungen, welche in die Fläche extrapoliert wurden. Die Extrapolation erfolgte mittels Temperaturisolines in einer Staffelung von 20 °C. In ArcGIS wurde die entsprechende Produktionstemperatur jedem 5x5 km² Feld zugeordnet (Abbildung 5). Lagen die 5x5 km² Felder zwischen zwei Temperaturbereichen, so wurde dem Feld die Temperatur aus dem größeren Teilbereich zugeordnet. Dabei beschränkten sich die Temperaturen von 30 °C bis 160 °C. Temperaturen unter 30 °C wurden nicht berücksichtigt. Feldern außerhalb des Molassebeckens (in grau) wurde aufgrund der nicht vorhandenen thermalwasserleitenden Schicht ebenfalls keine Temperatur zugeordnet.

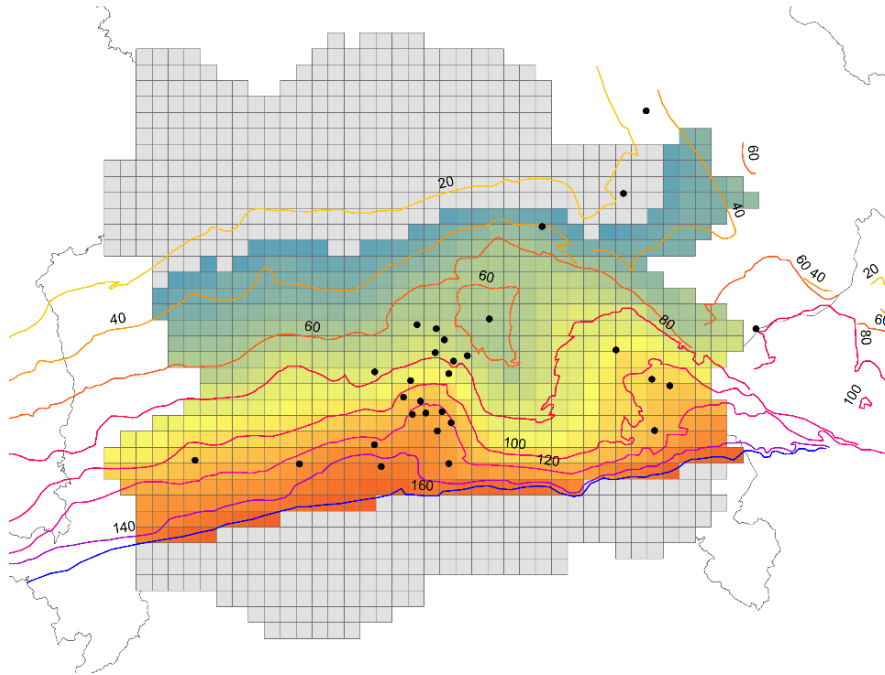


Abbildung 5: Temperaturverteilung am Top Malm basierend auf den Daten des geotIS [2]. Tiefengeothermie-Projekte (schwarze Punkte).

Injektionstemperatur

Die angenommenen Reinjektionstemperaturen orientieren sich an Werten von Bestandsanlagen. Folgende Annahmen wurden getroffen:

- Produktionstemperatur <89 °C; Reinjektionstemperatur = 50 °C
- Produktionstemperatur zwischen 49 und 89 °C; Reinjektionstemperatur = 30 °C
- Produktionstemperatur >49 °C; Reinjektionstemperatur = 12 °C

Es ist anzumerken, dass die Injektionstemperaturen in zukünftigen Szenarien niedriger ausfallen können, sofern mehr Niedertemperatur-Abnehmer (z. B. energieeffiziente Neubaugebiete, Gewächshäuser, Fischzucht, etc.) am Fernwärmenetz als Verbraucher angeschlossen werden. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass niedrigere Reinjektionstemperaturen einen möglichen thermischen Durchbruch beschleunigen könnten. Weiterhin ändert sich mit Temperaturabsenkung das chemische Auflösungsverhalten des Thermalwassers gegenüber des Malmreservoirs [11].

Förderrate

Die Förderrate ist eine Variable mit erhöhter Unsicherheit. Als Vereinfachung und aufgrund der verfügbaren Daten wurden die errechneten Durchlässigkeitszonen des Malms als Grundlage herangezogen (Abbildung 4). Diese basieren auf der Auswertung von zahlreichen Pumptests und sind in geotIS veröffentlicht [2]. Für die vier Durchlässigkeitszonen wurde jeweils das Maximum, Minimum und Mittel der Förderrate der in den Zonen im Betrieb befindlichen Anlagen ermittelt. Den Autoren ist bewusst, dass dies nur eine grobe Abschätzung der Förderrate darstellt, welche mit hohen Fehlern behaftet ist jedoch einer ersten Abschätzung dient. Dem Südwesten des Molassebeckens (Rot umrandeter Bereich in Abbildung 6) wurde keine Gebirgsdurchlässigkeit zugeordnet. Der Grund dafür sind vier nicht-fündige Geothermie-Bohrungen in diesem Bereich. Für die Abschätzung des Wärmepotentials in dieser Studie wurde dieser Bereich entsprechend nicht berücksichtigt.

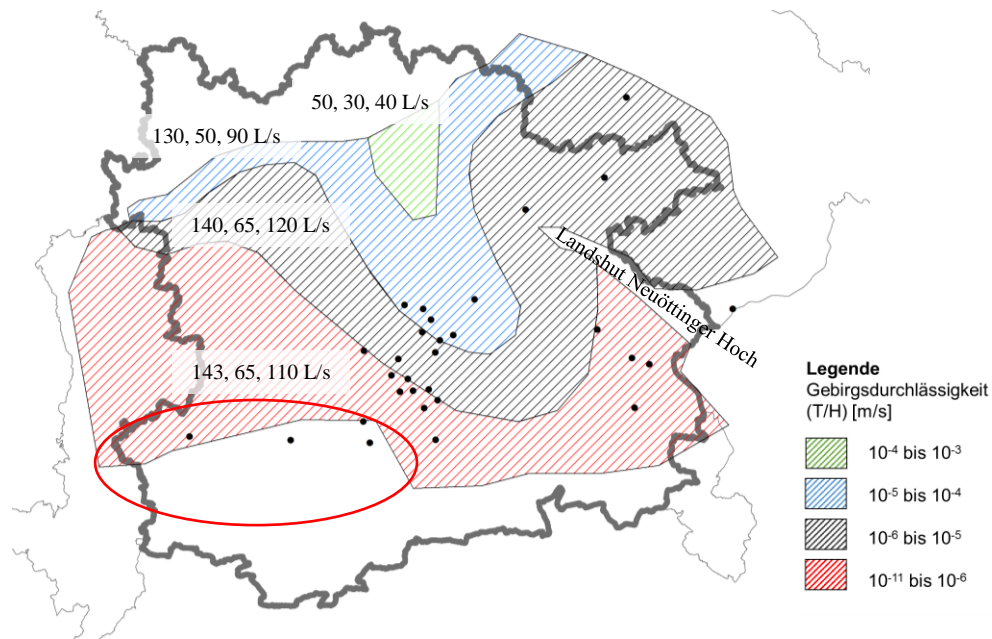


Abbildung 6: Darstellung der Durchlässigkeitszonen (schraffierte Bereiche) aus geotIS [2] und den durchschnittlichen Förderraten (*max*, *min*, *mean*) aus Produktionsbohrungen, die innerhalb der jeweiligen Zone liegen. Schwarze Punkte bezeichnen Tiefengeothermie-Projekte. Die rote Umrandung kennzeichnet Projekte, die nicht fündig waren und nicht berücksichtigt wurde.

Volllaststunden

Im Gegensatz zur Stromproduktion, die nahezu das ganz Jahr über konstant laufen kann, hängt die Wärmeproduktion vom jahreszeitlich unterschiedlichen Wärmebedarf ab. Die typischen Volllaststunden einer Wärmeanlage liegen deshalb, mit etwa 2.700 Stunden, weit unter denen einer über das Jahr konstant durchlaufenden Geothermie-Kraftwerks mit maximal 8.760 Stunden.

Für die Volllaststunden wurden drei Szenarien ausgewählt:

- 2.700 Volllaststunden als realistisches Szenario, basierend auf Daten von laufenden Anlagen.
- 4.400 Volllaststunden als zukünftiges Szenario, mit etwaigen Niedertemperaturabnehmern, wie Gewächshäuser oder Trocknungsanlagen, die auch im Sommer Wärme abnehmen können.
- 6.100 Volllaststunden als ambitioniertes Szenario, mit eine starken Ausbau von Niedertemperaturabnehmern.
- 7.800 Volllaststunden als sehr ambitioniertes Szenario mit zusätzlicher Kälteabnahme aus Tiefengeothermie für die Sommermonate.

3. ERGEBNISSE

3.1 Gesamtwärmpotential

Aus den beschriebenen Annahmen ergeben sich folgende Gesamtpotentiale für die Metropolregion München (Tabelle 1 und Abbildung 7).

Tabelle 1: Gesamtwärmpotential der Metropolregion München

Förder- rate	2.700 Volllaststunden		4.400 Volllaststunden		6.100 Volllaststunden		7.800 Volllaststunden	
	Energie (TWh/a)	Abdeckung* Wärmebedarf	Energie (TWh/a)	Abdeckung* Wärmebedarf	Energie (TWh/a)	Abdeckung* Wärmebedarf	Energie (TWh/a)	Abdeckung* Wärmebedarf
Max.	38,7	53 %	63,0	87 %	87,3	120 %	111,7	154 %
Min.	17,5	24 %	28,5	39 %	39,6	55 %	50,6	70 %
Mittl.	30,7	42 %	50,0	69 %	69,3	96 %	88,7	122 %

* Bezogen auf den Wärmebedarf der Metropolregion München, der 72,5 TWh/a beträgt [6].

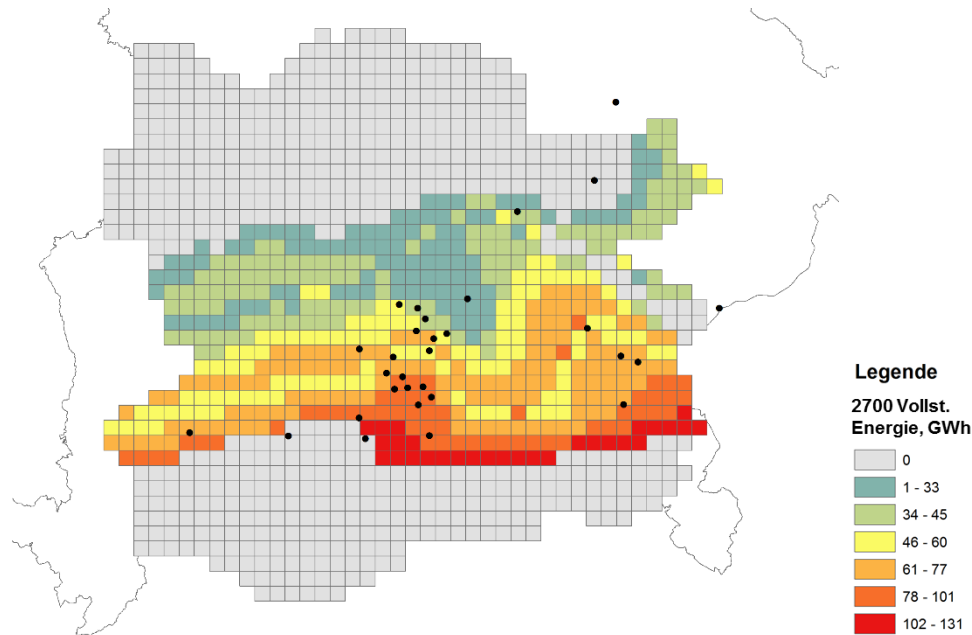


Abbildung 7: Darstellung des Wärmepotentials pro 5x5 km Feld. Graue Flächen haben kein hydrothermales Potential, da Sie außerhalb des Molassebeckens liegen oder die Förderraten oder Temperaturen für eine geothermische Nutzung zu gering ausfallen. Tiefengeothermie-Projekte (schwarze Punkte).

3.2. Wirtschaftliches Potential, Felder > 5.000 Einwohner

Grundlage für eine wirtschaftliche Wärmenutzung aus Tiefengeothermie ist die Anzahl an Wärmeabnehmern. Um dies darzustellen, wurden für die Ermittlung des wirtschaftlichen Potentials nur 5x5 km²Felder ausgewählt, die in ihrer Fläche mehr als 5.000 Einwohner zählen (Abbildung 8). Dies begründet sich aus der durchschnittlichen Anzahl versorgter Haushalte pro Bestandsanlage von 1750 Haushalten pro Anlage (pers. Auskunft von Betreibern) und der Annahme eines im Mittel zweiköpfigen Haushalts. Daraus errechnet sich pro Anlage eine versorgte Personenzahl von ca. 3.500 Einwohnern. Hier sind jedoch nicht die Versorgung von Industrieunternehmen mit einberechnet. Auf Basis dessen wurde angenommen, dass etwa eine Einwohnerzahl von 5.000 nötig ist, um eine Fernwärmeversorgung mit Tiefengeothermie wirtschaftlich zu betreiben. Es gibt dazu auch Ausnahmen, wie z. B. Projekte mit angeschlossenem Gewächshäuserbetrieb zeigen.

Die Ergebnisse der Wärmepotentialanalyse für Felder mit mehr als 5.000 Einwohnern sind in Tabelle 2 aufgeführt.

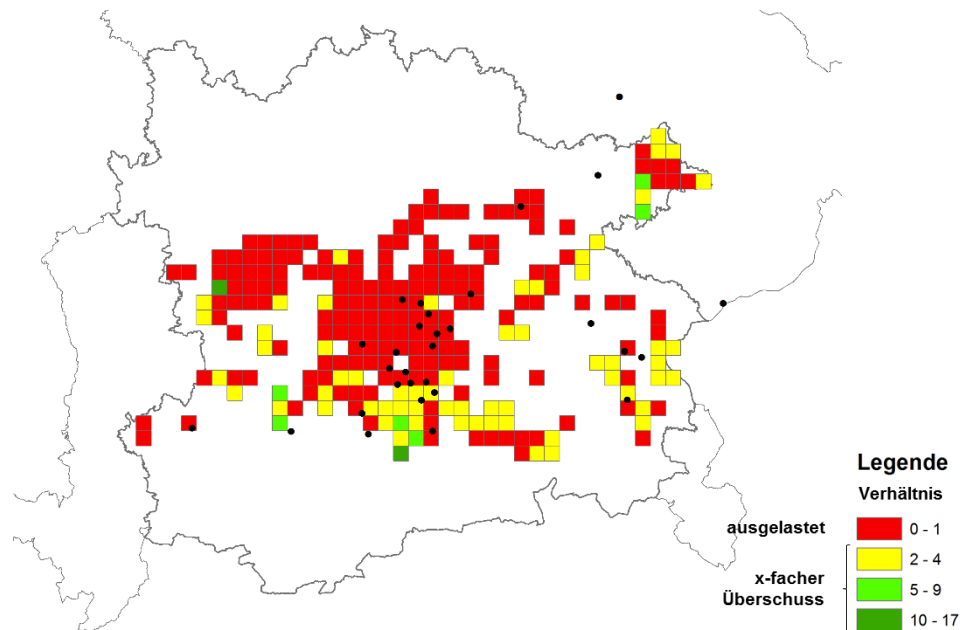


Abbildung 8: Darstellung der 5x5 km² Felder mit mehr als 5.000 Einwohnern. Die Farbdarstellung zeigt das Verhältnis von Wärmepotential zu Wärmebedarf. Für Werte kleiner 1 wird der Wärmebedarf des Feldes nicht durch das Wärmepotential aus Tiefengeothermie abgedeckt. Für Werte größer 1 (hier in gelb und grün dargestellt) übersteigt das Wärmepotential den Wärmebedarf um den x-fachen Wert. Tiefengeothermie-Projekte (schwarze Punkte).

Abbildung 8 zeigt auf, dass in Regionen mit hoher Wärmebedarfsdichte, wie z. B. im Stadtgebiet München oder Augsburg, die Tiefengeothermie ausgelastet ist (unter der Annahme von 2.700 Volllaststunden und einer Doublette pro Feld) und den Wärmebedarf nicht decken kann. Im Mittel kann die Geothermie in diesem Szenario 10 % des gesamten Wärmebedarfs in der Metropolregion abdecken (Tabelle 2). In Regionen hingegen, die weniger dicht besiedelt sind, wie im Süden von München, und welche durch die hohen Temperaturen im Reservoir viel Wärmeenergie zur Verfügung haben, kann die Tiefengeothermie den gesamten Wärmebedarf decken und darüber hinaus noch weitere Energie zur Verfügung stellen. Der abdeckbare Wärmebedarf erhöht sich deutlich, sofern eine größere Anzahl von Volllaststunden vorausgesetzt werden kann (Tabelle 2). Insgesamt müsste man für dieses Szenario 243 Dubletten abteufen.

Tabelle 2: Wärmepotential der Regionen mit über 5.000 Einwohnern innerhalb der Metropolregion München entspräche insgesamt 243 Dubletten.

Förder- rate	2.700 Volllaststunden		4.400 Volllaststunden		6.100 Volllaststunden		7.800 Volllaststunden	
	Energie (TWh/a)	Abdeckung* Wärmebedarf	Energie (TWh/a)	Abdeckung* Wärmebedarf	Energie (TWh/a)	Abdeckung* Wärmebedarf	Energie (TWh/a)	Abdeckung* Wärmebedarf
Max.	16,9	23 %	27,5	38 %	38,1	53 %	48,7	67 %
Min.	7,6	11 %	12,4	17 %	17,2	24 %	22,0	30 %
Mittl.	13,4	19 %	21,8	30 %	30,3	42 %	38,7	53 %

* Bezogen auf den Wärmebedarf der Metropolregion München, der 72,5 TWh/a beträgt [6].

3.3 Wirtschaftliches Potential, Regionen > 10.000 Einwohner

Für ein konservativeres Szenario, wurden auch Potentiale für Regionen mit über 10.000 Einwohnern berechnet (Abbildung 9). Insgesamt müsste man für dieses Szenario 134 Dubletten abteufen.

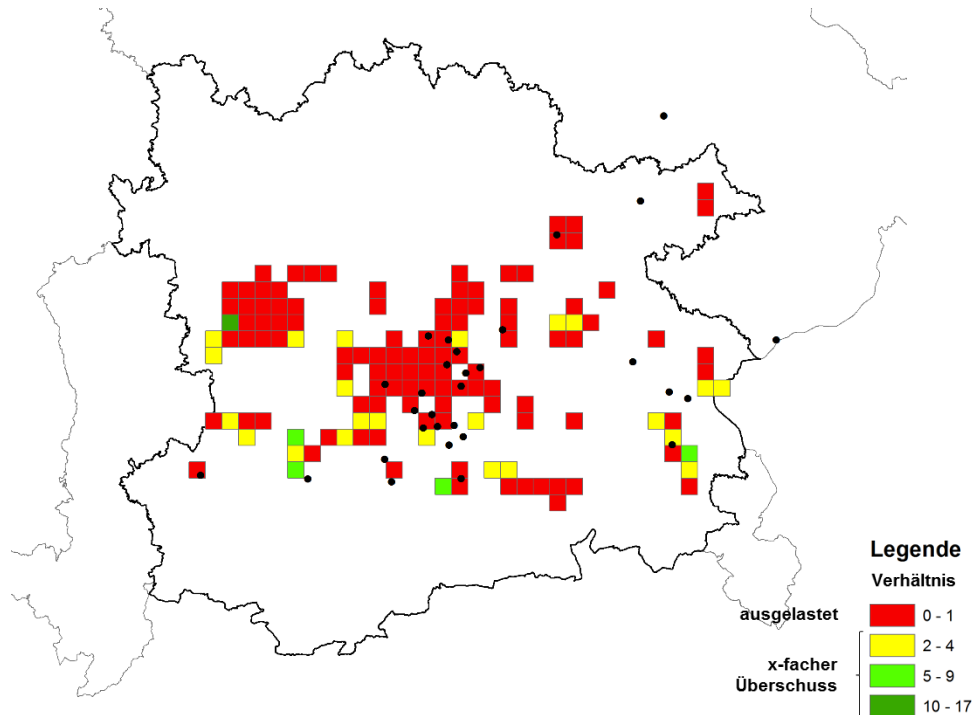


Abbildung 5: Darstellung der 5x5 km Felder mit mehr als 10.000 Einwohnern. Die Farbdarstellung zeigt das Verhältnis von Wärmepotential zu Wärmebedarf. Für Werte kleiner 1 wird der Wärmebedarf des Feldes nicht durch das Wärmepotential aus Tiefengeothermie abgedeckt. Für Werte größer 1 (hier in gelb und grün dargestellt) übersteigt das Wärmepotential aus Tiefengeothermie den Wärmebedarf um den x-fachen Wert.

Die Ergebnisse für das Wärmepotential für Regionen mit mehr als 10.000 Einwohnern sind in Tabelle 3 aufgeführt.

Tabelle 2: Wärmepotential der Regionen mit über 10.000 Einwohnern innerhalb der Metropolregion München. Entspräche insgesamt 134 Dubletten

Förder- rate	2.700 Volllaststunden		4.400 Volllaststunden		6.100 Volllaststunden		7.800 Volllaststunden	
	Energie (TWh/a)	Abdeckung* Wärmebedarf	Energie (TWh/a)	Abdeckung* Wärmebedarf	Energie (TWh/a)	Abdeckung* Wärmebedarf	Energie (TWh/a)	Abdeckung* Wärmebedarf
Max.	9,6	13 %	15,6	22 %	21,6	30 %	27,6	38 %
Min.	4,3	6 %	7,1	10 %	9,8	13 %	12,5	17 %
Mittl.	7,6	10 %	12,4	17 %	17,2	24 %	22,0	30 %

* Bezogen auf den Wärmebedarf der Metropolregion München, der 72,5 TWh/a beträgt (Molar-Cruz).

3.4 Nutzung von angrenzenden Feldern > 5.000 Einwohnern

Mit der Überlegung, dass man Wärme hin zu Wärmebedarfssenken transportieren könnte wurde folgendes Szenario durchgerechnet.

Die Anzahl der roten Felder in Abbildung 10 zeigt, dass der Wärmebedarf vieler Regionen nicht komplett durch Tiefengeothermie abgedeckt werden kann. Man könnte jedoch die Wärme aus benachbarten Feldern mit Hilfe von Transportleitungen zu den Feldern transportieren, die ihren Wärmebedarf nicht durch Tiefengeothermie decken können. Dafür wurden alle Nachbarfelder die an rote Felder angrenzen ausgewählt und mit in die Wärmepotentialberechnung einbezogen (Abbildung 10). Insgesamt erhöht sich dadurch die Menge an Dubletten von 243 auf 404.

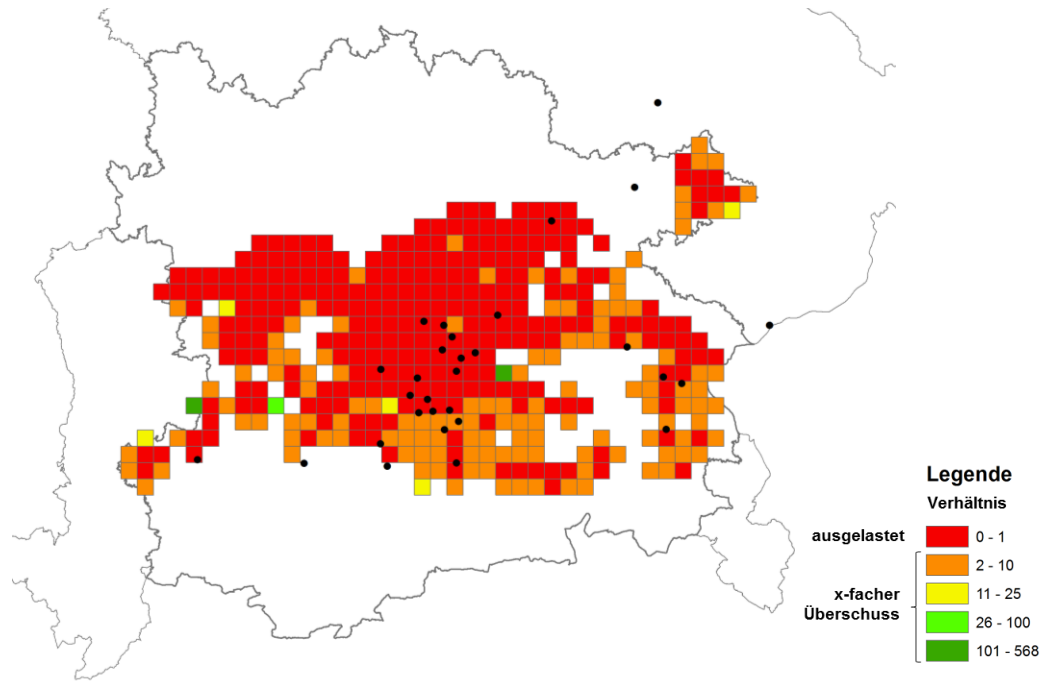


Abbildung 10: Darstellung der 5x5 km Felder mit mehr als 5.000 Einwohnern und den Nachbarsfeldern die an Felder angrenzen deren Wärmebedarf nicht komplett durch Tiefengeothermie abgedeckt werden kann. Tiefengeothermie-Projekte (schwarze Punkte).

Die Ergebnisse für das Wärmepotential für Regionen mit mehr als 5.000 Einwohnern und durch Transportleitungen verbundene Nachbarsfelder sind in Tabelle 4 aufgeführt.

Tabelle 4: Wärmepotential der Regionen mit über 5.000 Einwohnern mit Nachbarfeldern innerhalb der Metropolregion München (insgesamt 404 Dubletten).

Förder- rate	2.700 Volllaststunden		4.400 Volllaststunden		6.100 Volllaststunden		7.800 Volllaststunden	
	Energie (TWh/a)	Abdeckung* Wärmebedarf	Energie (TWh/a)	Abdeckung* Wärmebedarf	Energie (TWh/a)	Abdeckung* Wärmebedarf	Energie (TWh/a)	Abdeckung* Wärmebedarf
Max.	27,8	38 %	45,3	62 %	62,7	87 %	80,2	111 %
Min.	12,5	17 %	20,4	28 %	28,3	39 %	36,2	50 %
Mittl.	22,0	30 %	35,9	50 %	49,8	69 %	63,6	88 %

* Bezogen auf den Wärmebedarf der Metropolregion München, der 72,5 TWh/a beträgt [6].

6. ZUSAMMENFASSUNG UND DISKUSSION

Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass Tiefengeothermie einen bedeutsamen Beitrag zur Wärmewende und somit zur Energiewende und zum Erreichen der Klimaziele für die Metropolregion München beitragen kann. Je nach Szenario könnten 11 bis 67 % des Wärmebedarfs der Metropolregion München durch Tiefengeothermie gedeckt werden.

Ein Ausbauplan für Tiefengeothermie als Wärmelieferant könnte wie folgt aussehen:

- Bau von Geothermieanlagen in Regionen mit über 5.000 Einwohnern, um den Wärmebedarf durch Fernwärme wirtschaftlich zu decken. Insgesamt wären dies 243 mögliche Anlagen. In der Vergangenheit wurden bereits 6 Anlagen in einem Jahr gebaut. Mit dieser Annahme könnte man bei einem jährlichen Zuwachs von 6 Anlagen bis 2050 180 neue Anlagen hinzufügen. Um bis 2050 alle 243 möglichen Anlagen zu errichten, müsste man 8 Anlagen pro Jahr bauen.
- Zusätzlich zu den Regionen mit 5.000 Einwohnern könnte man auch Regionen mit weniger als 5.000 Einwohnern erschließen. Die dort produzierte Wärme könnte dann in Ballungsräume mit entsprechend erhöhter Anzahl an Wärmeabnehmern transportiert werden.

Aufgrund der Datenlage sind die Ergebnisse noch mit Unsicherheiten behaftet. Zu erwähnen ist hier vor allem die prognostizierten Förderraten, welche im Molassebecken nicht alleine von der Gesteinsdurchlässigkeit, sondern auch von Störungszonen und klassifizierten Bereichen abhängt. Diese konnten bei der Projektion der Förderraten in die Fläche und im Rahmen dieser Arbeit noch nicht berücksichtigt werden. Bezüglich der Produktionstemperaturen sind Unsicherheiten von etwa plus minus 10 °C anzunehmen.

Obwohl die Absenkung der Injektionstemperaturen energetisch erstrebenswert sind, können mögliche Langzeit-Auswirkungen, z.B. durch temperaturbedingte Volumenverringerng auf das Spannungsfeld oder chemische Lösungsvorgänge und Mineralisationsprozesse nicht hinreichend prognostiziert werden. Entsprechend sind alle damit verbundenen potentiellen Risiken und Fragen hinsichtlich der Nachhaltigkeit wichtiger Gegenstand zukünftiger wissenschaftlicher Untersuchungen.

REFERENZEN

- [1] AGEE-Stat, " Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2018", Hintergrundpapier, Hrsg. Umweltbundesamt, März 2019.
- [2] T. Agemar, J. Alten, B. Ganz, J. Kuder, K. Kühne, S. Schumacher und R. Schulz, „The Geothermal Information System for Germany - GeotIS“, *ZDGG Band 165 Heft 2*, pp. 129-144, 2014.
- [3] BVG, „Geothermie in Zahlen“, Bundesverband für Geothermie, [Online]. Verfügbar: <https://www.geothermie.de/geothermie/geothermie-in-zahlen.html>. [Zugriff am 18.07.2019]
- [4] Monitoringbericht, zum Umbau der Energieversorgung Bayerns, Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, Juni 2019.
- [5] Open Data Portal des Freistaats Bayern, Bayerische Staatsregierung, [Online]. Verfügbar: <https://opendata.bayern.de/?5>. [Zugriff am 02 05 2019].
- [6] A. Molar-Cruz, UrbanHeatPro: A Bottom-up model for the simulation of heat demand profiles of urban areas. Zugriff im November 2019. <https://github.com/tum-ens/urban-heat-pro>.
- [7] A. Molar-Cruz, K. Siala, M. Loewer und F. Flechtner, Hydrothermal Favorability Map for Heat and Power Generation in the Bavarian Molase Basin, *Proceedings of the World Geothermal Congress WGC 2020*, Iceland, submitted.
- [8] „Energie-Atlas Bayern“, Bayerische Staatsregierung, [Online]. Verfügbar: https://geoportal.bayern.de/energieatlas-karten/?wicket-crypt=_21tI-r_GDQ. [Zugriff am 24 04 2019].
- [9] A. Savvatis und T. Reif, „Monte Carlo und Projektwirtschaftlichkeit“, *4. GGSC Erfahrungsaustausch*, 2013.
- [10] J. Goldbrunner und V. Vasvari, „Hydrogeology and geothermic simulation of the geothermal doublet at Waldkraiburg (Bavaria)“, *Austrian Journal of Earth Sciences*, 2016.
- [11] T. Baumann, B. Köhl und M. Herbrich, „Reasons for scalings in the geothermal cycle“, *Praxisforum Geothermie.Bayern*, 12.9.2017, Münchn, 2017.