

Energieforschungsprogramm

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

30/06/2022

GeoTief EXPLORE (3D)

Projektnummer: 865009

Energieforschungsprogramm - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Ausschreibung	4. Ausschreibung Energieforschungsprogramm
Projektstart	01/10/2018
Projektende	31/03/2022
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	42 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	Wien Energie GmbH
AnsprechpartnerIn	Rusbeh Rezania
Postadresse	Thomas-Klestil-Platz 14, 1030 Wien
Telefon	+43 (0) 644 623 7913
Fax	
E-mail	Rusbeh.rezania@wienenergie.at
Website	www.wienenergie.at

GeoTief EXPLORE (3D)

Grundlegende Arbeitsabläufe zur systematischen Erschließung der Tiefen Hydrogeothermie in Österreich

AutorInnen je Projektpartner:

Austrian Institute of Technology

Edith Haslinger, Albrecht Leis, Robin Friedrich, Anna Novotny

Geo5 GmbH

Marcellus Schreilechner, Heinz Binder, Jürgen Schön, Godfrid Wessely, Hanns Sperl, Markus Jud, Christoph Eichkitz, Christina Neuhold, Maha Hasni, Catherine Jara

Geologische Bundesanstalt:

Gregor Götzl, Clemens Porpaczy, Jakob Kulich, Doris Rupprecht

GFZ Potsdam

Sven Fuchs, Ben Norden, Andrea Förster

Heinemann Oil GmbH

Gabor Heinemann, Bernhard Gschaider, Christian Wohlmutter

RAG Austria AG

Karoline Zwicklhuber

Wien Energie

Rusbeh Rezania, Peter Keglovic, Gregor Gadermaier, Helene Eckerstorfer

Universität Salzburg und Montanuniversität Leoben

Bianca Heberer, Bernhard Salcher, Reinhard F. Sachsenhofer

Universität Wien

Kurt Decker, Helene Bauer, Nicola Levi, Lisa Oppenauer, Michael Weissl, Mariella Wolfmayr-Penz

Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik

Maria-Theresia Apoloner, Wolfgang Lenhardt, Stefan Weginger

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	4
2	Einleitung	6
3	Inhaltliche Darstellung, Ergebnisse und Schlussfolgerungen	9
3.1	Hydrogeothermie: Technologie und Status in Österreich	9
3.1.1	Tiefe hydrothermale Geothermie (Hydrogeothermie)	9
3.1.2	Geothermische Voraussetzungen in Österreich	9
3.1.3	Hydrogeothermale Potenziale	10
3.1.4	Historische Entwicklung	11
3.2	Strategien für die Exploration und Erschließung der Hydrogeothermie.....	12
3.2.1	Abgeleitete Prämisse des Projekts GeoTief EXPLORE.....	14
3.3	Wesentliche Arbeitsabläufe und Erkundungsphasen.....	15
3.4	Phase 1 - Regionalstudie zu öffentlichen Daten	18
3.4.1	Einleitung	19
3.4.2	Geometrie & strukturgeologische Bewertung	19
3.4.3	Hydraulische Reservoirbewertung.....	22
3.4.4	Geothermische Bewertung	24
3.4.5	Hydrochemische Bewertung.....	26
3.4.6	Geomechanische Bewertung	27
3.4.7	Technische und ökonomische Bewertung	28
3.4.8	Conclusio Phase 1	31
3.5	Phase 2 - Regionalstudie – Nicht-öffentliche Daten.....	32
3.5.1	Einleitung	33
3.5.2	Geometrie & strukturgeologische Bewertung	34
3.5.3	Hydraulische Reservoirbewertung.....	35
3.5.4	Geothermische Bewertung	38
3.5.5	Hydrochemische Bewertung.....	39
3.5.6	Geomechanische Bewertung	40
3.5.7	Technische und ökonomische Bewertung	41
3.5.8	Conclusio Phase 2	41
3.6	Phase 3 - Regionalstudie – Exploration.....	42
3.6.1	Einleitung	43
3.6.2	Geometrie und strukturgeologische Bewertung	44
3.6.3	Hydraulische Reservoirbewertung.....	46
3.6.4	Geothermische Bewertung	48
3.6.5	Hydrochemische Bewertung.....	49
3.6.6	Geomechanische Bewertung	50
3.6.7	Phase 3 - Conclusio	51
3.7	Phase 4 - Lokalstudie – Konkrete Standortentwicklung.....	52
3.7.1	Einleitung	53

Energieforschungsprogramm - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

3.7.2	Standortauswahl	53
3.7.3	Standortbeurteilung	54
3.7.4	Geomechanische Bewertung	57
3.7.5	Technische und ökonomische Bewertung	58
3.7.6	Investitions- und Betriebsförderungen	59
3.7.7	Entwicklungsstrategie.....	60
3.8	3D Modell des Explorationsgebiets	63
4	Schlussfolgerungen und Empfehlungen	64
4.1	Öffentlichkeitsarbeit und Stakeholdermanagement	64
4.2	Verbesserung der Datenverfügbarkeit.....	66
4.3	Verbesserung rechtlicher Rahmenbedingungen.....	67
4.4	Förderungen	69
4.5	Beobachtung des geothermischen Weltmarkts	70
5	Ausblick	72
6	Literaturverzeichnis	73
7	Kontaktdaten.....	75

2 Einleitung

Hydrothermale Geothermie kann einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung in Österreich und somit zur Erreichung der nationalen und europäischen Klimaziele leisten. Projekte zur Nutzbarmachung dieser wertvollen Ressource sind jedoch zeit- und kostenintensiv und verlangen eine gute Planungs- sowie Datengrundlage aus verschiedensten Fachdisziplinen v.a. zur Steigerung der Erfolgswahrscheinlichkeit in der Projektplanung und -umsetzung.

Das Forschungsprojekt GeoTief EXPLORE (3D) hat daher grundlegende Arbeitsabläufe zur systematischen Erschließung der tiefen hydrothermalen Geothermie (Hydrogeothermie) in Österreich erarbeitet. Ergänzend zu den meisten, bislang in Europa durchgeführten, Erkundungsprojekten zur Nutzung der Tiefen Geothermie adaptierte das Projektteam etabliertes Wissen der Kohlenwasserstoffexploration und führte dieses zu einer integrativen und interdisziplinären Studie zur Nutzbarmachung dieser erneuerbaren Energieform zusammen. In diesem Bericht sind die wesentlichen Erkenntnisse und allgemeinen Arbeitsabläufe (Workflows) für die Erkundung und Erschließung der Hydrogeothermie auf Basis der Arbeiten des Forschungsprojekts GeoTief EXPLORE (3D) dargestellt.

Im Rahmen des Forschungsprojekts wurde dazu das Potenzial im östlichen Raum Wiens¹ systematisch und umfangreich erkundet sowie hinsichtlich geologischer, technischer und ökonomischer Risiken bewertet.

Dazu gehörten in einem ersten Schritt die Sammlung, Aufbereitung und Bewertung von bestehenden geologischen und geophysikalischen Daten (öffentliche und nicht öffentliche Daten). Auf Basis dieser Analysen erfolgte im Rahmen des Explorationsprogramms die Planung und Umsetzung von reflexionsseismischen Messungen in zwei Phasen. Die sogenannte 2D-Seismik-Messung im Februar/März 2017 eines Vorgängerprojekts (GeoTief BASE (2D)) sowie darauf aufbauend im Oktober/November 2018 eine flächendeckende 3D-Seismik-Messung. Die Messungen fanden ausschließlich an der Erdoberfläche statt und decken das nachfolgend dargestellte Gebiet (vgl. Abbildung 1) im östlichen Raum Wiens und Umgebung ab.

¹ Wien Energie strebt mit diesem Projekt die systematische und langfristige Gebietsentwicklung der geothermischen Heißwasserreservoirs im Osten des Wiener Stadtgebiets zur Versorgung des Fernwärmenetzes an.

Energieforschungsprogramm - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG



Abbildung 1: Überblick zum Messgebiet der 3D-Seismik im Wiener Becken

Im Anschluss an die Messungen wurden die neu generierten Daten geophysikalisch bearbeitet und geologisch interpretiert. Gemeinsam mit den bereits bestehenden geologischen und lagerstättenphysikalischen Daten konnte erstmalig ein hochauflösendes und großflächiges 3D Modell des Wiener Untergrunds erstellt werden. Anhand von thermisch-hydraulischen Simulationen konnten im Modell potenzielle Bereiche für eine geothermische Nutzung eruiert und technisch-ökonomisch bewertet werden. Aus diesen potenziellen Standorten konnte ein Entwicklungsstrategie für die Erschließung der Hydrogeothermie im Großraum Wien abgeleitet werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt die wesentlichen Ziele des Forschungsprojekts GeoTief EXPLORE (3D).

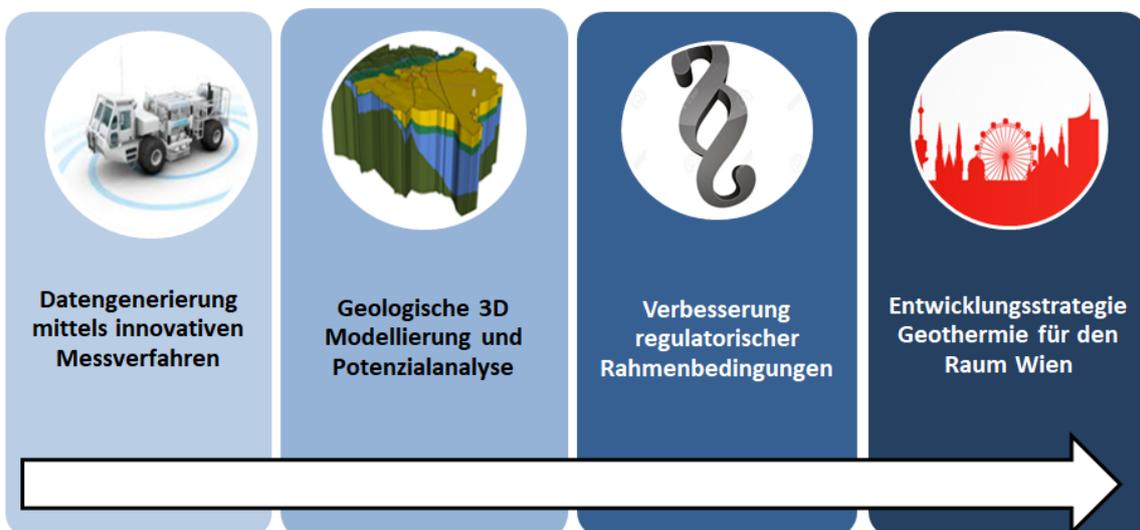


Abbildung 2: Überblick zu den Projektzielen

Energieforschungsprogramm - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

In Abbildung 3 sind die wesentlichen Meilensteine des Gesamtprojekts „GeoTief Wien“ dargestellt. GeoTief EXPLORE (3D) war ein Teilprojekt dieser Projektkette. Die Meilensteine reichen von einer ersten Potenzialstudie im Jahr 2015 bis zum erfolgreichen Fördertest aus dem Reservoir Aderklaaer Konglomerat Ende 2021.

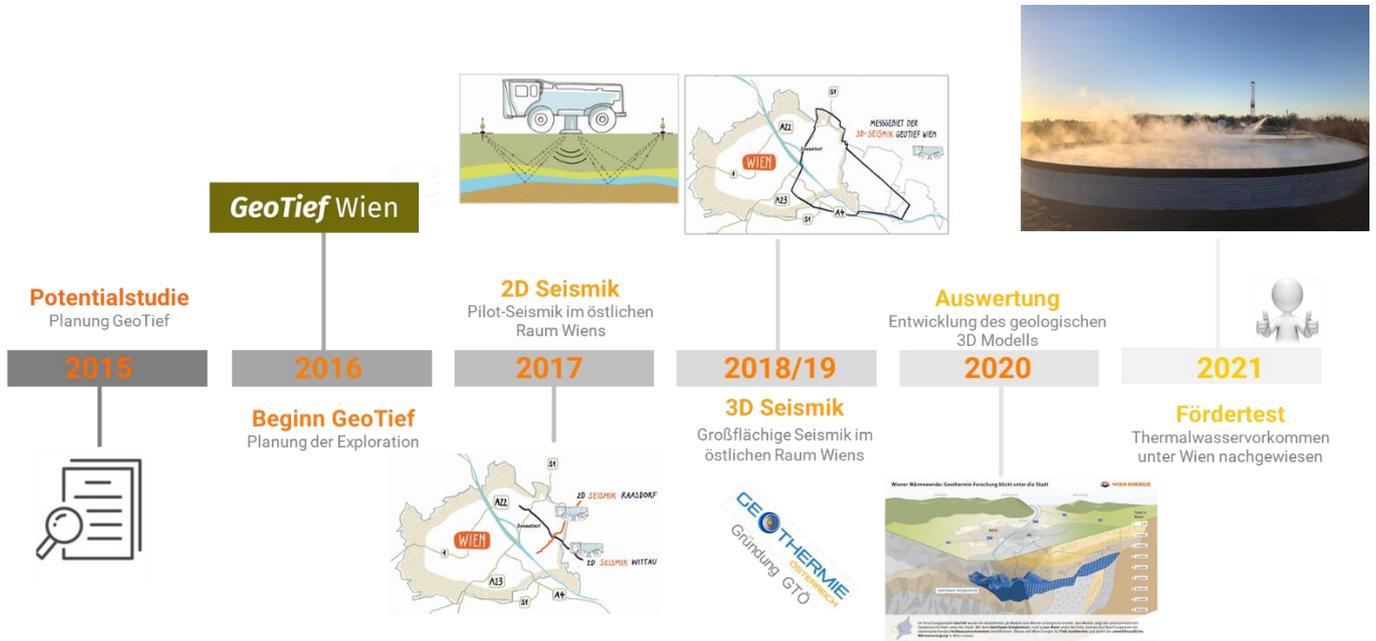


Abbildung 3: Überblick zu den Meilensteinen des Projekts „GeoTief Wien“

Die in diesem Endbericht vorgestellten Arbeitsabläufe wurden auf Basis der Arbeiten und Erkenntnisse aus dem Forschungsprojekt „GeoTief Wien“ abgeleitet und stellen somit für potenzielle Projektentwickler und Investoren auch einen Handlungsleitfaden für die systematische Erschließung der hydrothermalen Geothermie zur Wärmeversorgung in Österreich dar. Der vorliegende Bericht versteht sich dahingehend als Ergänzung bzw. Erweiterung bestehender Regelwerke in Österreich, insbesondere des ÖWAV-Regelblatts 215 „Nutzung und Schutz von Thermalwasservorkommen“ (Erscheinungsjahr 2010). Wo notwendig, wird in diesem Dokument unter Anführung von Quellen auf einschlägige Fachliteratur und Regelwerke verwiesen. Mit den erarbeiteten Workflows und Erkenntnissen aus dem Projekt soll zudem die Grundlage für eine zukünftige Erweiterung bestehender Regelwerke im Hinblick auf eine systematische Erschließung und Nutzbarmachung der Hydrogeothermie in Österreich zur Verfügung gestellt werden.

Kapitel 3 erläutert zu Beginn kurz die Grundlagen der Hydrogeothermie und die aktuelle Lage in Österreich. Anschließend werden die im Forschungsprojekt erarbeiteten Arbeitsabläufe, die verwendeten Daten, Methoden und die resultierenden Ergebnisse zusammengefasst dargestellt. Kapitel 4 leitet aus den gesammelten Erkenntnissen entsprechende Empfehlungen ab. Kapitel 5 dieses Endberichts gibt schließlich einen Ausblick auf die weitere geplante Vorgehensweise zur Entwicklung der Tiefen Geothermie durch die beteiligten Unternehmenspartner.

3 Inhaltliche Darstellung, Ergebnisse und Schlussfolgerungen

3.1 Hydrogeothermie: Technologie und Status in Österreich

3.1.1 Tiefe hydrothermale Geothermie (Hydrogeothermie)

Das Forschungsprojekt GeoTief EXPLORE (3D) beschäftigt sich ausschließlich mit der Nutzbarmachung der tiefen hydrothermalen Geothermie (Hydrogeothermie).

Hydrogeothermie beschreibt die direkte, energetische Nutzung natürlicher warmer (60-100°C) oder heißer (ab 100°C) Thermalwässer mit einer Temperatur über 25°C in einem offenen Bohrlochkreislauf, welcher aus mindestens einer Förder- und einer Injektionsbohrung besteht („geothermische Dublette“). In Abbildung 4 ist eine solche Geothermieanlage schematisch dargestellt.

Abbildung

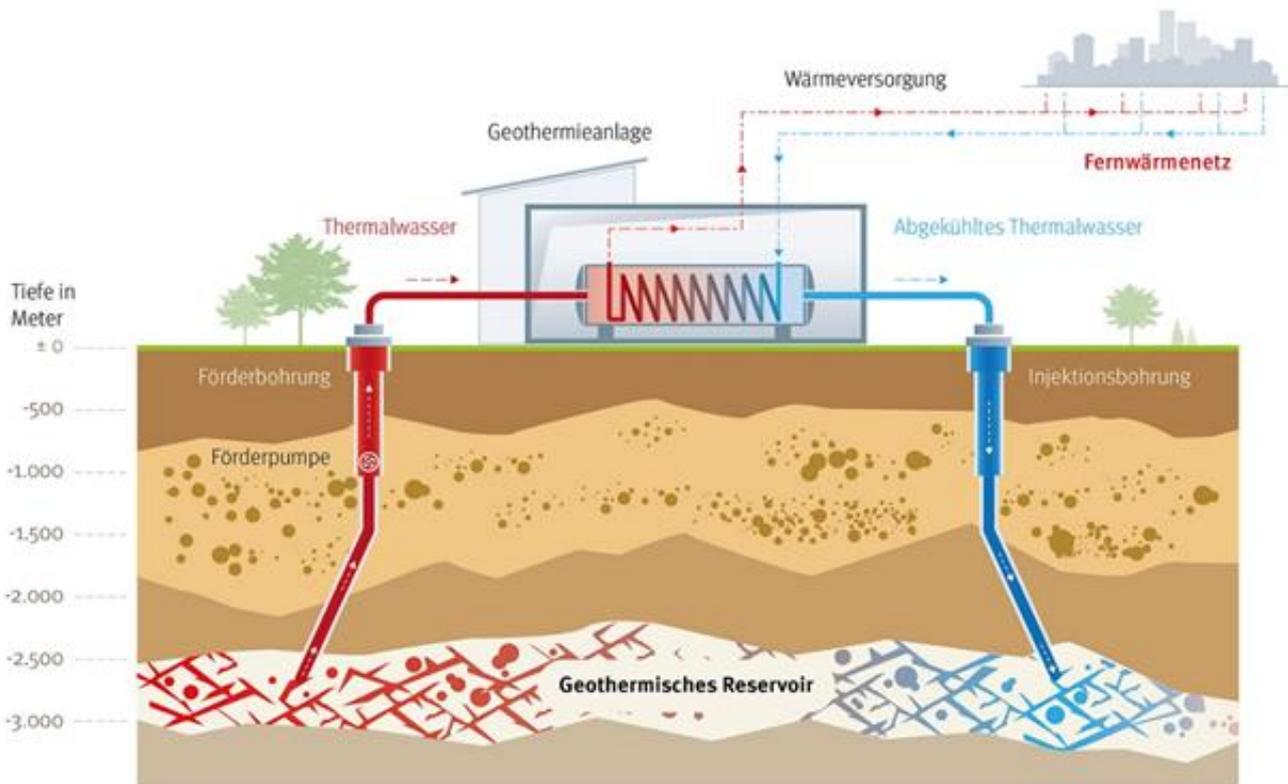


Abbildung 4: Schematische Darstellung einer Geothermieanlage (hydrothermale Dublette) - Quelle: Wien Energie

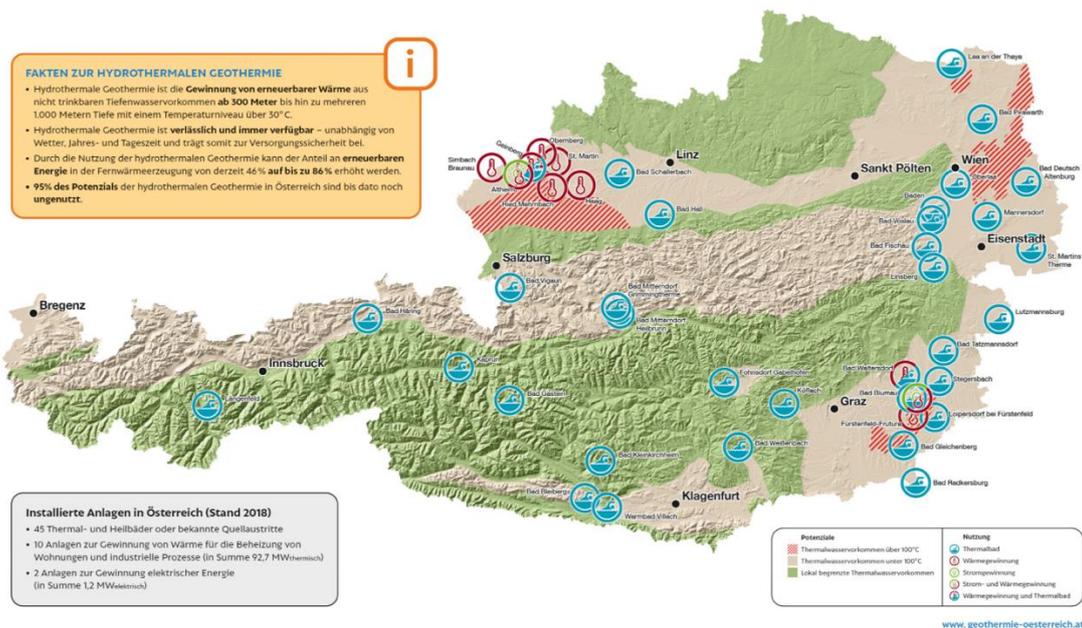
Eine hydrothermale Dublette besteht aus einer Förderbohrung (links) und einer Injektionsbohrung (rechts). Das Thermalwasser aus dem geothermischen Reservoir wird über die Förderbohrung mithilfe einer Förderpumpe an die Oberfläche gepumpt, wo ihm durch Wärmetauscher die Wärmeenergie entzogen wird. Die Wärme dient der Versorgung eines Wärmeabnehmers (z.B. Fernwärmenetz). Das abgekühlte Thermalwasser wird anschließend wieder über die Injektionsbohrung in das Reservoir eingeleitet.

3.1.2 Geothermische Voraussetzungen in Österreich

Im Gegensatz zu Ländern wie Island, Türkei oder Indonesien besitzt Österreich geologisch gesehen keine Gebiete, welche im internationalen Vergleich durch überdurchschnittlich ergiebige und leicht zu entwickelnde hydrothermale Ressourcen in Erscheinung treten würden. Wie in Abbildung 5 ersichtlich, konzentrieren sich die bestehenden Anlagen auf den westlichen Teil des Molassebeckens nördlich der Alpen, dem südlichen Wiener Becken sowie dem östlichen Steirischen Becken. Damit besitzt Österreich drei Regionen mit günstigen Voraussetzungen für Hydrogeothermie. Sollen hydrothermale Ressourcen jedoch für die Wärmeversorgung verwendet werden, so kann ein limitierender Faktor die geographische Nähe zu einer geeignet dimensionierten Abnehmerstruktur sein.

Hydrothermale Geothermie in Österreich

Diese Karte zeigt die bekannten Thermalwasservorkommen in Österreich sowie deren aktuelle Nutzungen in Form von Thermalbädern und Anlagen zur Gewinnung von Strom und Wärme.



Geologische Bundesanstalt

Abbildung 5: Thermalwasserpotenziale und bestehende hydrothermale Nutzungen in Österreich (<https://www.geothermie-oesterreich.at/was-ist-geothermie/tiefe-geothermie/tiefe-geothermie-in-%C3%B6sterreich/>).

3.1.3 Hydrogeothermale Potenziale

Die Voraussetzungen für die Hydrogeothermie in Österreich unterscheiden sich im Wesentlichen zwischen der alpinen Region im Zentrum und Westen des Landes, der Böhmisches Masse im Bereich des Waldviertels im Norden sowie den sedimentären Becken im nördlichen (Molassebecken) und östlichen Teil des Landes (Steirisches- und Wiener Becken). Hierbei bieten das westliche Molassebecken sowie das Steirische Becken die günstigsten Voraussetzungen für hydrogeothermale Nutzungen (Abbildung 5). Dies bezieht sich auf günstige Wärmeflussdichten, Grundwasserkapazitäten und die chemische Zusammensetzung des Thermalwassers. Daher sind diese beiden Regionen bereits sehr stark genutzt. Im Wiener Becken sind bisher nur balneologische Nutzungen realisiert, energetische Nutzungen für die Wärmeversorgung werden jedoch im gegenständlichen Projekt ermittelt. Die alpine Region zeichnet sich

ebenso nur durch balneologische Nutzungen aus, wobei hier einige missglückte Bohrungen aufgrund z.T. mäßiger Vorerkundung der geologischen Verhältnisse gegenüberstehen. Die Böhmisches Masse ist hydrothermal aufgrund des kristallinen Grundgebirges noch komplett unerschlossen.

3.1.4 Historische Entwicklung

Die historische Entwicklung der hydrothermalen Geothermie in Österreich lässt sich anhand der realisierten Projekte in drei Phasen untergliedern (Abbildung 6), deren Hintergründe hier kurz erläutert werden sollen.

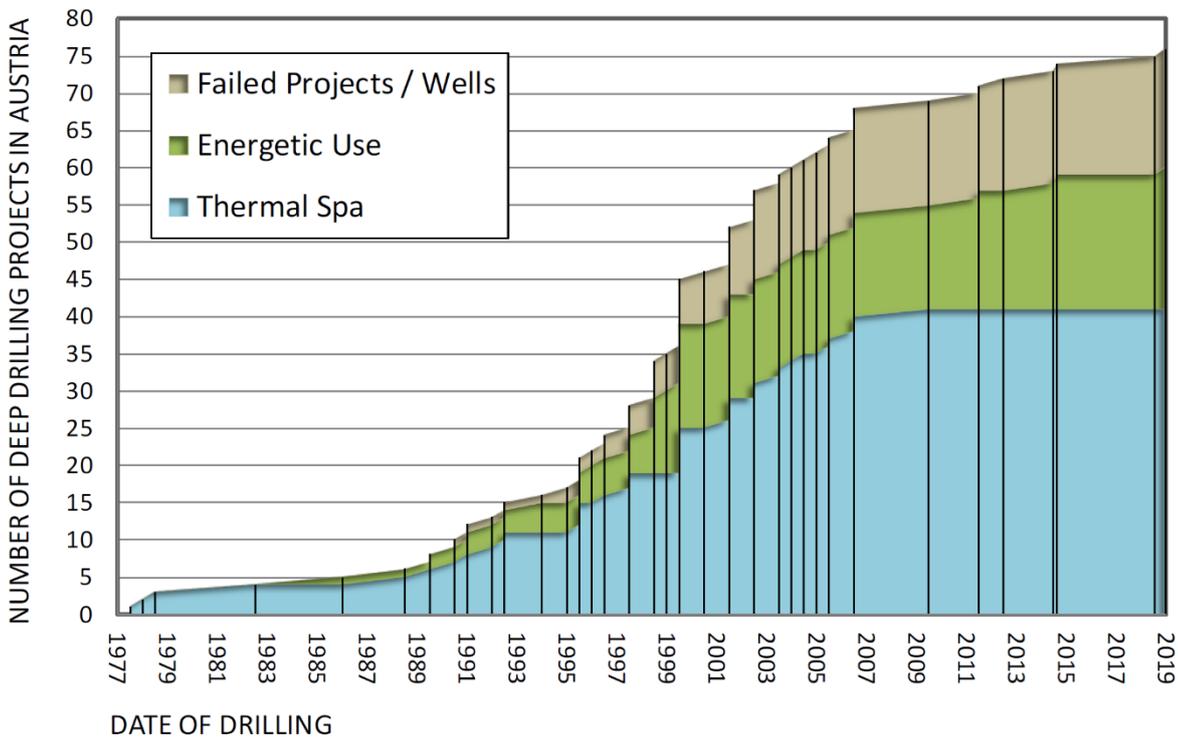


Abbildung 6: Entwicklung der hydrogeothermalen Projekte inkl. balneologische Nutzung im Zeitraum 1977 bis 2019 [Goldbrunner & Götzl 2019]

3.1.4.1 Pionierphase (1977 – 2007)

Der wesentliche Antrieb für die Nutzung der hydrothermalen Geothermie stellte das wirtschaftliche Interesse an der touristischen Nutzung in Form von Thermalbädern in Österreich dar. Im Zeitraum 1995 bis 2003 stellten Förderungen des europäischen Regionalentwicklungsfonds (EFRE) weitere finanzielle Anreize dar. In einigen Fällen lag das primäre Interesse an der Entwicklung von Thermalbädern – die energetische Nutzung wurde nur im Zuge der EU-Förderung errichtet. Die Investoren in dieser Phase waren Gemeinden, Thermenbetreiber und lokale Energieversorger abseits der großen urbanen Räume. Durch die EFRE Förderungen fanden zudem vorrangig Investitionen in den Zielgebieten Oberösterreich und Steiermark bzw. Niederösterreich und Burgenland (beide nur Balneologie) statt. Ein weiteres Merkmal dieser Entwicklungsphase stellte die unmittelbare Nachnutzung von nicht fündigen Bohrungen der Kohlenwasserstoffindustrie für die Hydrogeothermie dar. Sechs von insgesamt acht bis 2007 entwickelte Geothermieprojekte beruhten auf einer nicht fündigen Öl- bzw. Gasbohrung.

3.1.4.2 Phase der Stagnation (2007 - 2014)

Der Bedarf an Thermalbädern war ab dem Jahr 2007 in den klassischen Thermenregionen im Osten Österreichs, die in vielen Fällen auch Explorationsgebiete der Kohlenwasserstoffindustrie darstellten und daher über geologische Informationen verfügten, zusehends gesättigt. Im Gegenzug wuchs der Bedarf an Thermalbädern im inneralpinen Raum, um Touristenattraktionen in schneearmen Perioden anbieten zu können. Da in inneralpinen Gebieten weitaus weniger Exploration stattfand und somit weniger Daten zum Untergrund vorlagen, waren hydrogeothermale Projekte mit weitaus größerem Fündigkeitsrisiko behaftet. Dies führte zu einem massiven Anstieg an nicht erfolgreichen Projekten, insbesondere im Bereich der Balneologie. Durch den zusätzlichen Wegfall der EFRE Förderungen und fehlenden Anreizprogrammen der österreichischen Bundesregierung wurden hydrogeothermale Projekte für kleinere Investoren zusehends unattraktiv, was zu einer Stagnation des Ausbaus der Geothermie führte. Anstelle von Kleininvestoren traten in dieser Phase jedoch auch erstmals finanzkräftigere Energieversorger und Industriebetriebe als Investoren auf. Es fehlte zu diesem Zeitpunkt jedoch noch ein Umdenken hinsichtlich einer langfristigen und systematischen Erkundung und Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen. Großinvestoren operierten zu diesem Zeitpunkt noch oftmals wie die Kleininvestoren der vergangenen Phase, indem auf Investitionen in die Exploration verzichtet und die Entwicklung von Einzelanlagen über die systematische Entwicklung von Regionen und Portfolios gestellt wurde.

3.1.4.3 Phase des Umdenkens in Richtung systematischer Nutzung seit 2014

Mit den geothermischen Anlagen in Ried im Innkreis (OÖ) und Fürstenfeld (Stmk.) sowie mit dem gegenständlichen Projekt findet derzeit ein Umdenkprozess in der Nutzung der Hydrogeothermie in Österreich statt. Neben größeren Anlagen und finanzkräftigeren Investoren werden Gebiete mittlerweile systematisch erkundet, um langfristige Nutzungskonzepte zu entwickeln. Die im letzten Jahrzehnt getätigten Investitionen in die Hydrogeothermie basierten nicht mehr auf der Nachnutzung einer bereits vorhandenen, nichtfündigen Öl/Gas- Bohrung. Durch intensive Explorationsprogramme, wie zum Beispiel die 3D Seismik Kampagne im Großraum Wien, werden in Österreich mittlerweile Standards angewendet, die in anderen europäischen Staaten (z.B. Deutschland und Ungarn) bereits seit den späten 2000er Jahren etabliert sind.

3.2 Strategien für die Exploration und Erschließung der Hydrogeothermie

Bei der Exploration und Produktion von hydrothermalen Ressourcen kann u.a. zwischen zwei unterschiedlichen Strategien unterschieden werden. Zum einen kann mithilfe einer Einzelanlage aus Produktions- und Reinjektionsbohrung ein Heißwasserreservoir genutzt werden, wobei eine möglichst hohe Förderleistung zur maximalen Energiegewinnung für die Anlage angestrebt wird (geothermische Dublette vgl. Abbildung 4).

Andererseits legt eine systematische, mehrjährige Reservoirerschließung den Fokus auf die optimale thermische Nutzung des gesamten Reservoirs durch die mittel- bis langfristige Entwicklung von mehr als einer hydrogeothermalen Anlage bzw. von mehr als einer geothermischen Dublette im Sinne einer regionalen Gebietsentwicklung (Netzwerk aus Produktions- und Reinjektionsbohrungen aus demselben Heißwasserreservoir). Der systematische Nutzungsansatz bedient sich dabei an Methoden, welche sich

in der Kohlenwasserstoffindustrie bei der langjährigen Förderung zur optimalen Reservoirnutzung etabliert haben.

Man kann in diesem Kontext auch vom Aufbau eines geothermischen Portfolios sprechen. Die entscheidenden Vorteile der systematischen Gebietsentwicklung liegen in:

- Einer verbesserten Ausnutzung der vorhandenen geothermischen Ressourcen, da Anlagen abgestimmt aufeinander betrieben und Konkurrenzsituationen vermieden werden können,
- Der Ausnutzung ökonomischer Skaleneffekte im Zuge der Exploration,
- Der Streuung des Investitionsrisikos infolge einer langfristigen wirtschaftlichen Planung sowie der Substitution wirtschaftlich weniger erfolgreicher Bohrprojekte durch Bohrungen, welche die Erwartungen übertroffen haben.

Strategien zur systematischen Gebietsentwicklung werden vorrangig von der bereits vorhandenen Datenlage, insbesondere des direkten Thermalwassernachweises in Explorationsbohrungen beeinflusst und weisen idealerweise folgende Merkmale auf:

- Stufenweise regionale Datenverdichtung (vom hydrogeothermalen Play zum Target),
- Stufenweise Erhöhung der Komplexität sowie des Erfolgsrisikos in der Erschließung hydrogeothemaler Vorkommen – die Erschließung gut bekannter jedoch weniger ergiebiger Reservoirs („Erfolgsnachweis – [„Proof of Concept“]) ist der Erschließung von komplexeren, aber profitableren Gebieten zeitlich voranzustellen.

In den nachfolgenden Abschnitten werden die diesbezüglichen strategischen Grundprinzipien erläutert.

Bei der hydrothermalen, geothermischen Nutzung für die Wärmeversorgung europäischer Metropolen ist in den letzten Jahren genau dieser Paradigmenwechsel, d.h. weg von der Einzelnutzung eines geothermischen Reservoirs, hin zu einer systematischen Gebietsentwicklung zu beobachten, v.a. um die thermische Nutzung bestehender Produktionen zu verlängern (siehe Paris & München).

Die Planungen für die systematische Gebietsentwicklung in GeoTief EXPLORE (3D) haben sich stark an den europäischen Beispielen Paris und München orientiert. Im Großraum Paris wurden bereits seit den 1970er Jahren eine Vielzahl an geothermischen Dubletten errichtet, welche für das jeweilige, städtische Fernwärmenetz bzw. auch für einzelne, umliegende Orte Wärme produzieren. Obwohl sich die geologischen Verhältnisse in diesen Regionen durchaus unterscheiden, liegen beide Städte in günstiger Lage über ausgedehnten Heißwasseraquiferen. Zudem spielt in Strategiepapieren hinsichtlich Klimaschutz (Decarbonisation, Climate Action Plans) der Ausbau der geothermischen Nutzung in beiden Städten eine große Rolle.

Großraum Paris

Die hydrothermale Nutzung aus dem Pariser Becken startete in den 1970er Jahren aufgrund der ersten Ölpreiskrise und der damit verbundenen Suche nach Alternativen zu fossilen Energieträgern. Seit damals wurden insgesamt 55 geothermische Dubletten errichtet, welche aus dem Heißwasseraquifer aus der Epoche des mittleren Jura gefördert haben. Nachdem in den 1980er Jahren Probleme mit Korrosions- und

Ausfällungsprozessen an Betriebsteilen der Obertageanlagen aufgetreten sind, befinden sich heutzutage noch 34 Dubletten in Betrieb. Seit der Jahrtausendwende ist wieder eine verstärkte Exploration und Produktion hinsichtlich hydrothermalen Ressourcen im Großraum Paris zu beobachten (Lopez et al., 2010).

Großraum München

Durch sehr vorteilhafte, geologische Rahmenbedingungen besitzt der Großraum München ideale Voraussetzungen zur hydrothermalen Nutzung. Die Stadt befindet sich im Molassebecken nördlich der Alpen und profitiert von einem ausgedehnten und ergiebigen Heißwasseraquifer aus der Epoche des oberen Jura, welcher von Norden Richtung Süden in die Tiefe abfällt. Alle bisherigen geothermischen Anlagen nutzen dieses Reservoir.

Die erste Phase der geothermischen Nutzung in München erfolgte ab 2000 mit der Errichtung der Anlagen Erding und Straubing. Von 2004 bis zur globalen Finanzkrise 2009 erlebte der hydrothermale Sektor ein starkes Wachstum in der viele neue Geothermieanlagen errichtet wurden. In den darauffolgenden Jahren kam es jedoch zu einigen Diskussionen bezüglich der Explorationsrisiken von Einzelprojekten (Farquahrson 2016). In diesem Zusammenhang wurde das Forschungsprojekt GRAME ins Leben gerufen, um eine systematische Gebietsentwicklung voranzutreiben (**G**anzheitlich optimierte und nachhaltige **R**eservoirerschließung für tiefengeothermische **A**nlagen im bayerischen **M**olassebecken - **E**ntwicklung eines 50 MWel Kraftwerks und **E**rschließung von 400 MWth für die Fernwärme in München). Dieses Projekt unterstützt damit auch direkt das Ziel der Stadt München, den Fernwärmebedarf bis 2040 zu 100% aus erneuerbaren Energien zu decken.

3.2.1 Abgeleitete Prämisse des Projekts GeoTief EXPLORE

„Die systematische, regionale Erschließung hydrogeothermaler Ressourcen bedingt Strategien und Konzepte der Kohlenwasserstoffindustrie, die für die Zwecke und Geschäftsmodelle der tiefen Geothermie anzupassen sind.“

In diesem Sinn behandelte das vorliegende Projekt Erkundungsstrategien und Methoden, zusammengefasst in Workflows, die im Rahmen eines Portfolioansatzes für die systematische Entwicklung von mehr als einer Geothermieanlage in Österreich herangezogen werden können. Der Fokus des Projekts GeoTief EXPLORE (3D) lag dabei auf der Einbindung der tiefen Geothermie in Fernwärmenetze.

Die erarbeiteten Arbeitsabläufe können jedoch auch in folgenden in Verbindung stehenden Anwendungsfälle Anwendung finden:

- Einsatz in urbanen und suburbanen Ballungsräumen Österreichs,
- Industrielle und landwirtschaftliche Wärmenutzungen in Verbundanlagen in ländlichen Regionen,
- Geothermische KWK Anlagen.

3.3 Wesentliche Arbeitsabläufe und Erkundungsphasen

Die Suche, Entwicklung und Nutzbarmachung geothermischer Lagerstätten stellen in der Regel ein mehrjähriges und kostenintensives Unterfangen dar, bei dem eine Vielzahl an Parametern zu beachten sind. Eine Reihe an nationalen und internationalen Fachorganisationen hat daher Handlungsleitfäden bzw. Best Practice Guidelines herausgegeben, welche die notwendigen Arbeitsschritte in Phasen zusammenfassen und grafisch abbilden. Diese sollen Projektentwicklern und Investoren als Hilfestellung dienen, um den Projektaufwand besser abschätzen und planen zu können, sowie Risiken zu minimieren bevor signifikante Kapitalinvestitionen getätigt werden.

Das Projekt "GeoTief EXPLORE (3D)" richtet sich hierbei lose an den achtstufigen "Best Practices Guide for Geothermal Exploration" (IGA, 2014). Dieser bildet alle Projektphasen von der Projektidee bis zu einer operativen, geothermischen Anlage ab.

Zu Beginn des gegenständlichen Projekts wurden daher auf Basis öffentlich verfügbarer Datensätze Regionalstudien zur Grobzonierung hydrothermaler Potentialkörper bzw. geothermischer Plays erstellt. Weitere Studien im Regionalmaßstab basierend auf nicht-öffentlich verfügbaren, privaten Daten der Kohlenwasserstoffindustrie dienten dazu, Wissenslücken über die priorisierten Potentialkörper zu definieren und in weiterer Folge Explorationsmaßnahmen zu planen sowie in die Wege zu leiten. Nach Abschluss der Explorationsphase konnten in Lokalstudien konkrete Anlagenstandorte für die hydrothermale Nutzung identifiziert und hinsichtlich ihrer geologischen & wirtschaftlichen Erfolgswahrscheinlichkeit bewertet werden (geothermisches "Prospect" vgl. dazu Abbildung 7).



Abbildung 7: Workflow in GeoTief EXPLORE (3D) von Vormachbarkeitsstudien (Pre-feasibility Study) bis hin zu Machbarkeitsstudien (Feasibility Study) für ein konkretes Erschließungsprojekt.

Die systematische, räumliche Eingrenzung bei der Exploration von geothermischen Potenzialgebieten ist in Abbildung 8 grafisch dargestellt.

Im Regelfall beginnt die schrittweise Erkundung geothermischer Potenziale in einem regionalen Maßstab basierend auf öffentlichen Daten bzw. -wenn vorhanden- privaten Daten aus abgeschlossenen Explorationstätigkeiten im betreffenden Untersuchungsgebiet. In dieser Phase kann eine erste räumliche Abgrenzung des geothermischen "Plays" erfolgen, welches unter Zuhilfenahme von vergleichbaren Gesteinsparametern als Basis für die Berechnung des theoretischen Wärmeinhalts (Heat in Place) herangezogen werden kann. Dieser sagt jedoch noch nichts darüber aus, welche Wärmemenge entnommen werden kann.

Energieforschungsprogramm - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Durch eine weitere Datenverdichtung lassen sich potenzielle Reservoirkörper geologisch auskartieren. Unter der Annahme, dass das Reservoir durch geothermische Dubletten komplett erschlossen wird, kann der technisch nutzbare Wärmeinhalt berechnet werden (Potential Recoverable Heat).

Durch zusätzliche Daten und Simulationen können mithilfe geostatistischer Verfahren "Targets" im Reservoir identifiziert werden. Dabei handelt es sich um vielversprechende Areale im Reservoir hinsichtlich hydraulischer-, thermischer- und petrophysikalischer Eigenschaften, welche als Bohraufschlagpunkte in Betracht gezogen werden. Für diese Areale kann der wirtschaftlich nutzbare Wärmeinhalt berechnet werden (Recoverable Heat), welche den für diesen Standort benötigten Wärmebedarf in die Analyse einfließen lässt.

Zu guter Letzt bezeichnet der aus der Kohlenwasserstoffindustrie entlehnte Begriff des "Recovery" die Menge des über die gesamte Lebensdauer einer Bohrung förderbaren Heißwassers an. Die produzierbare Wärmemenge (Matched Recoverable Heat) bezieht zusätzlich zu allen vorhergehenden Parametern noch Errichtungskosten der Obertageanlage sowie verschiedene Energienutzungsarten mit ein. Abbildung 8.

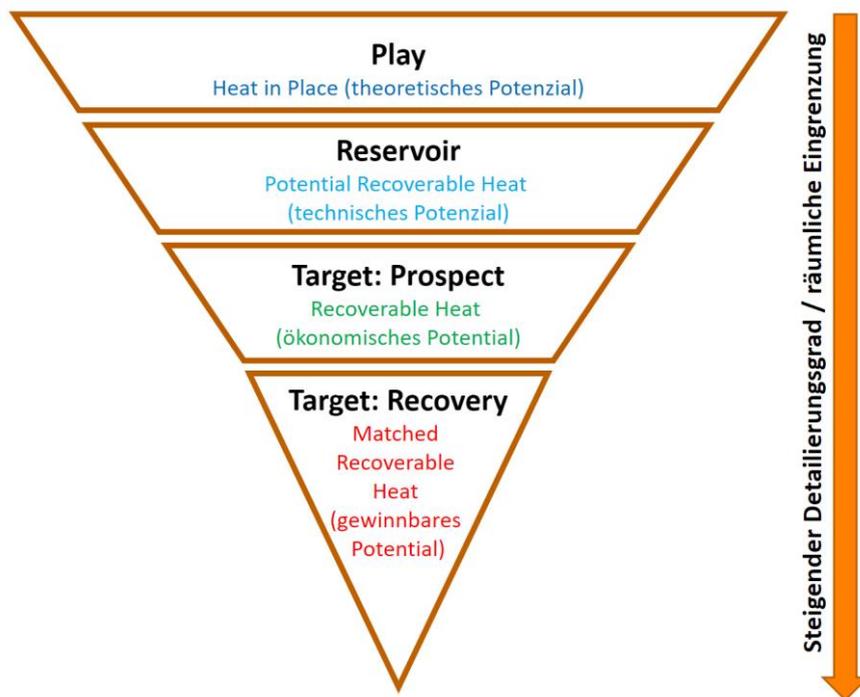


Abbildung 8: Schrittweise Exploration vom Übersichtsmaßstab zum Projektmaßstab

Die folgenden vier Kapitel geben einen Überblick über die im Projekt GeoTief EXPLORE (3D) durchgeführten Arbeitsschritte, angefangen von regionalgeologischen Untersuchungen auf Basis von öffentlich verfügbaren Daten bis hin zur konkreten Standortauswahl für eine geothermische Anlage.

Der Aufbau orientiert sich dabei an dem in Abbildung 7 dargestellten Workflow zur räumlichen Eingrenzung. In jeder einzelnen dieser vier Phasen wird beschrieben, welche Ziele in der jeweiligen Phase verfolgt werden und welche Arbeiten in der jeweils, mit der in dieser Phase verfügbaren Datenlage, durchgeführt werden können. Die Themengebiete / Fachdisziplinen sind dabei in den ersten drei Phasen fast ident und sind wie folgt aufgeteilt:

Energieforschungsprogramm - 4. Ausschreibung

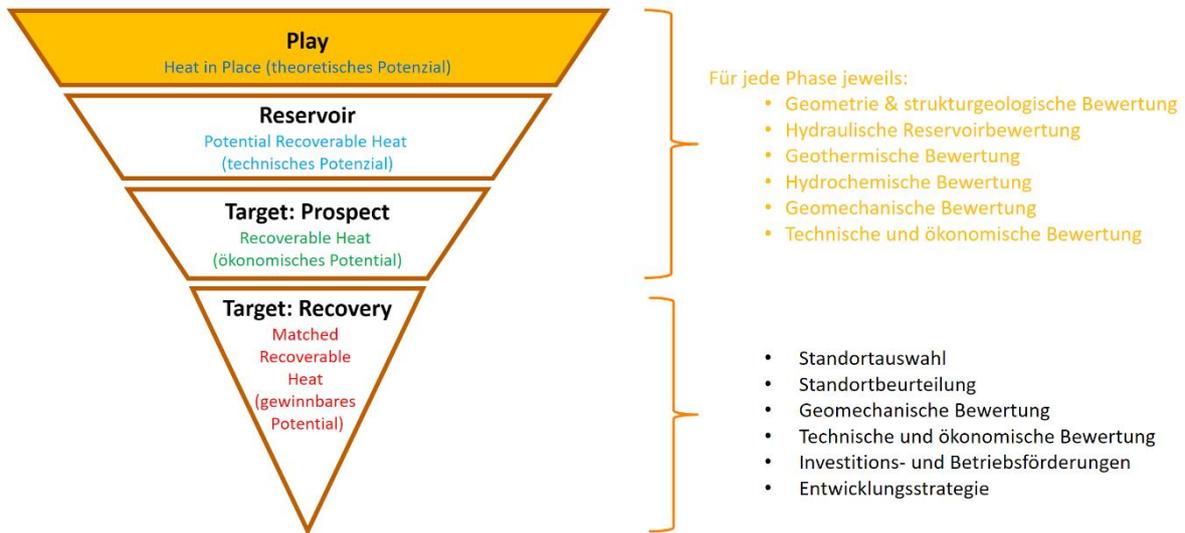
Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

- Geometrie & struktureologische Bewertung,
- Hydraulische Reservoirbewertung,
- Geothermische Bewertung,
- Hydrochemische Bewertung,
- Geomechanische Bewertung,
- Technische und ökonomische Bewertung.

Einzig die vierte Phase (Target: Recovery), wo die konkrete Bewertung eines Standorts durchgeführt wird, ist wie folgt untergliedert:

- Standortauswahl,
- Standortbeurteilung,
- Geomechanische Bewertung,
- Technische und ökonomische Bewertung,
- Investitions- und Betriebsförderungen,
- Entwicklungsstrategie.

3.4 Phase 1 - Regionalstudie zu öffentlichen Daten



Ziele:

- Identifikation und geographische Eingrenzung potenziell nutzbarer, hydrothermalen Potenzialkörper („Plays“),
- Bewertung der Daten hinsichtlich ihrer Qualität sowie Identifikation von Datenlücken,
- Qualitative Bewertung der hydrogeothermalen Strukturen hinsichtlich Lithologie, Geometrie potentieller Speichergesteine (insbesondere ausreichende Mächtigkeiten), Temperaturniveaus, geophysikalische Gesteinseigenschaften (adäquate Porositäts- und Permeabilitätswerte),
- Techno-ökonomische und strategische Erstbewertung (Abnehmerstruktur, Förderungen, Dekarbonisierungspläne, Forschungsförderungen),
- Identifikation möglicher Gewinnungskonflikte zu bestehenden hydrothermalen (Balneologie) bzw. fossilen Nutzungen (Kohlenwasserstoffindustrie).

3.4.1 Einleitung

Regionalstudien können aus öffentlich zugänglichen Daten mit vergleichsweise geringem Aufwand erstellt werden und stehen am Anfang der Erkundung hydrothermalen Ressourcen. Dabei stellen einschlägige Fachzeitschriften und Fachbücher die erste Anlaufstelle dar. Weitere Daten wie Karten, Profile und Datenbanken werden in der Regel von Behörden zur Verfügung gestellt und sind über deren Vertriebskanäle analog, digital oder über einen Webservice bzw. die Open Government Data Plattform verfügbar.

Diese dienen als Hilfestellung, um einen ersten Überblick über geeignete Regionen für hydrothermale Exploration zu erhalten. Für die Vorerkundung hydrothermalen Lagerstätten in Österreich sind eine Vielzahl von Informationen und Kompetenzen aus den Bereichen Geologie, Geophysik, Lagerstättenkunde, Hydrologie, Bohrtechnik, Wasserrecht, Energieplanung etc. zu berücksichtigen. Erste Informationen können aus geologischen Karten und Profilschnitten sowie aus einer umfassenden Recherche publizierter Fachliteratur entnommen werden, damit geothermische Potenzialkörper näherungsweise auskartiert werden können. Mithilfe von Strukturkarten und Mächtigkeitkarten kann die räumliche Lage und Kubatur eines Potenzialkörpers grob abgeschätzt und darauf aufbauend ein erstes 3D-Modell erstellt werden.

Es wird empfohlen, bereits in dieser frühen Projektphase den Risikofaktor induzierte und ausgelöste Seismizität zu beachten. Dazu werden für die Abschätzung der Möglichkeit bzw. Wahrscheinlichkeit von induzierten und ausgelösten Erdbeben Informationen über vorhandene geologische Störungen und deren tektonische und seismische Aktivität im Untersuchungsgebiet benötigt. Die Daten zu geologischen Störungen können aus geologischen Karten entnommen werden. Die Erdbebenaktivität aus dem Erdbebenkatalog, welcher beim österreichischen Erdbebendienst der ZAMG angefragt werden kann.

Ist die Nutzung hydrothermalen Geothermie für die Versorgung eines Fernwärmenetzes anvisiert, sind die Rahmenbedingungen mit dem jeweiligen, kommunalen Netzbetreiber abzuklären.

3.4.2 Geometrie & strukturgeologische Bewertung

Bei der Suche nach hydrothermalen Ressourcen wird der Fokus auf die regionale Identifikation von Potenzialkörpern bzw. geothermischen Plays gelegt. Dabei sind die geologischen Rahmenbedingungen anhand von geologischen Karten, Strukturkarten, Mächtigkeitkarten und Profilschnitten zu ermitteln und eine erste räumliche Abgrenzung hinsichtlich Tiefenlage, interner Strukturen des Plays und Volumen durchzuführen.

3.4.2.1 Tiefenlage, Volumen & geographische Abgrenzung

In einem ersten Schritt sind geeignete geologische Strukturen (hydrogeothermale „Plays“) für die mögliche geothermische Nutzung zu identifizieren und im Rahmen einer Regionalstudie zu bewerten. Informationen dazu können aus geologischen Karten, Profilschnitten, Mächtigkeitkarten sowie aus einer umfassenden Recherche publizierter Fachliteratur entnommen werden. Auf Basis der Abgrenzung und Bewertung der identifizierten Strukturen kann eine Priorisierung der Plays hinsichtlich zukünftiger Erkundungskampagnen erfolgen, wodurch eine Orientierung für die weitere Vorgehensweise hinsichtlich tiefergehender Analysen gegeben ist (Datendichte einzelner Plays, Nähe zu Abnehmerstruktur etc.). Wenn die öffentlich

verfügbaren Daten in ausreichender Qualität und Quantität vorhanden sind, können in dieser Phase schon einzelne Potenzialkörper näherungsweise dreidimensional modelliert werden. Dadurch kann der Volumeninhalt grob abgeschätzt und z. B. für eine erste, geothermische Bewertung herangezogen werden. Eine Visualisierung des Zielreservoirs kann darüber hinaus bei der Kommunikation der Regionalstudienenergebnisse an mögliche Projektentwickler und Investoren hilfreich sein, um geowissenschaftliche Inhalte verständlich zu machen.

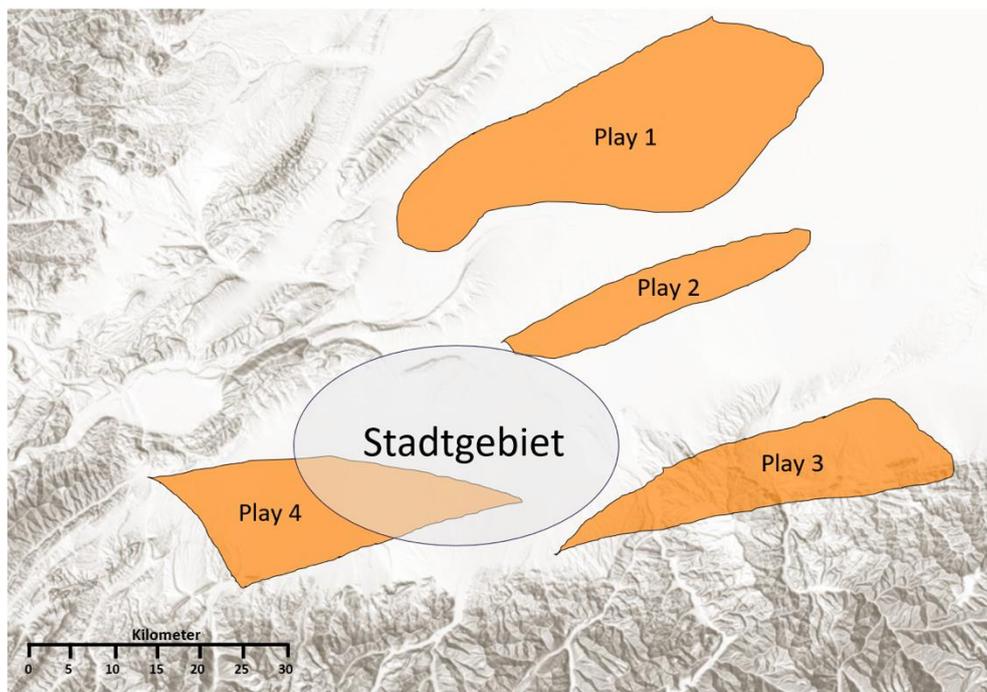


Abbildung 9: Beispielhafte Verteilung hydrothermaler Potenzialkörper im städtischen Umland

3.4.2.2 Relevante interne Strukturen

In diesem Punkt wird der Fokus auf interne Strukturen im identifizierten Potenzialkörper gelegt, welche für die hydrothermale Nutzung von speziellem Interesse sind. Findet die Erkundung in sedimentären Becken statt, so sind speziell Bereiche erhöhter Mächtigkeit relevanter Sedimentkörper von Interesse, welche im Regelfall in Tiefzonen der Morphologie des Beckenuntergrunds anzutreffen sind. Die Erklärung liegt darin, dass in Tiefzonen eine relativ größere Menge an Sediment abgelagert werden muss, um an dieser Stelle das topographische Niveau auszugleichen. Diese bilden mit ihrer potenziell größeren Filterstrecke der Geothermiebohrung gute Voraussetzungen für die hydrothermale Nutzung.

Des Weiteren sind Lage und Geometrien von Störungszonen von Interesse, da diese zu lokal höherer oder geringerer Porosität & Permeabilität des Reservoirs führen können. Die Bewertung von Störungszonen ist auch für die seismische Risikoabschätzung von Bedeutung. Als Informationsquelle für diese Bewertungen dienen publizierte Struktur- und Mächtigkeitskarten (Abbildung 10).

3.4.3 Hydraulische Reservoirbewertung

Die Basis für eine hydraulische Reservoirbewertung bilden die petrophysikalischen Parameter Porosität und Permeabilität, welche das Grundwasserverhalten maßgeblich beeinflussen. Daten zur Porosität und Permeabilität werden in der Identifizierung von Plays zur Bewertung der Eignung der lithologischen Einheiten als geothermisches Reservoir herangezogen. In weiterer Folge bilden diese Daten einen Baustein zur Erstellung von hydrogeologischen Modellen.³

3.4.3.1 Porosität

Die Kenntnis der Eigenschaften des Porenraums sind essenziell für die Erstellung von Lagerstättenmodellen. Da in vielen Fällen Porositätsdaten nicht öffentlich vorhanden sind, kann mit Referenzwerten von vergleichbaren Lithologien aus der Fachliteratur eine erste Einschätzung getroffen werden. Die Bewertung des Porenraums mit Referenzwerten setzt jedoch Kenntnis über die Lithologie und die Entstehungsgeschichte (Ablagerungsbedingungen, Versenkung, tektonische Beanspruchung) der Zielformation voraus sowie eine Beurteilung der zu erwartenden Hohlräume (Matrix, Kluft- und Karstporosität). Es empfiehlt sich eine umfangreiche Recherche zu publizierten Studien der anvisierten Gesteinseinheiten durchzuführen, um den lithologischen Inhalt zu charakterisieren und mit Referenzwerten zu vergleichen (Beispiel für klastische Sedimente, siehe Abbildung 11). Bei diesen Referenzwerten handelt es sich meist um einen Wertebereich der aus durchgeführten Messungen zusammengestellt wurde. Oft werden in diesen Tabellen Gesamtporositäten angegeben, und somit höhere Werte als für eine Reservoirbewertung sinnvoll, da hier die effektive Porosität (Nutzporenraum) betrachtet werden sollte. Weiterhin wird hier darauf hingewiesen, dass es mit zunehmender Tiefe durch die Auflast zu einer Reduktion der Porosität kommen kann. Angegebene Werte beziehen sich aber meist auf die Porosität bei ambienten Druckbedingungen. Nichtsdestotrotz kann die Verwendung von Referenzwerten eine erste Abschätzung der Porosität unterschiedlicher Ziele bieten und somit die Formulierung von "worst-" und "best case" Szenarien ermöglichen.

Ziel einer Bewertung ohne vorhandene Daten soll die Beschreibung der zu erwartenden Hohlräume sein und die Angabe eines Wertebereichs für die Porosität.

³ Ansprechpartner:

www.geologie.ac.at

<http://www.geo-5.at/>

Weiterführende Quellen:

Elster et al., 2016:

https://opac.geologie.ac.at/wwwopacx/wwwopac.ashxcommand=getcontent&server=images&value=Erlaeuterungen_Thermalwaesser.pdf

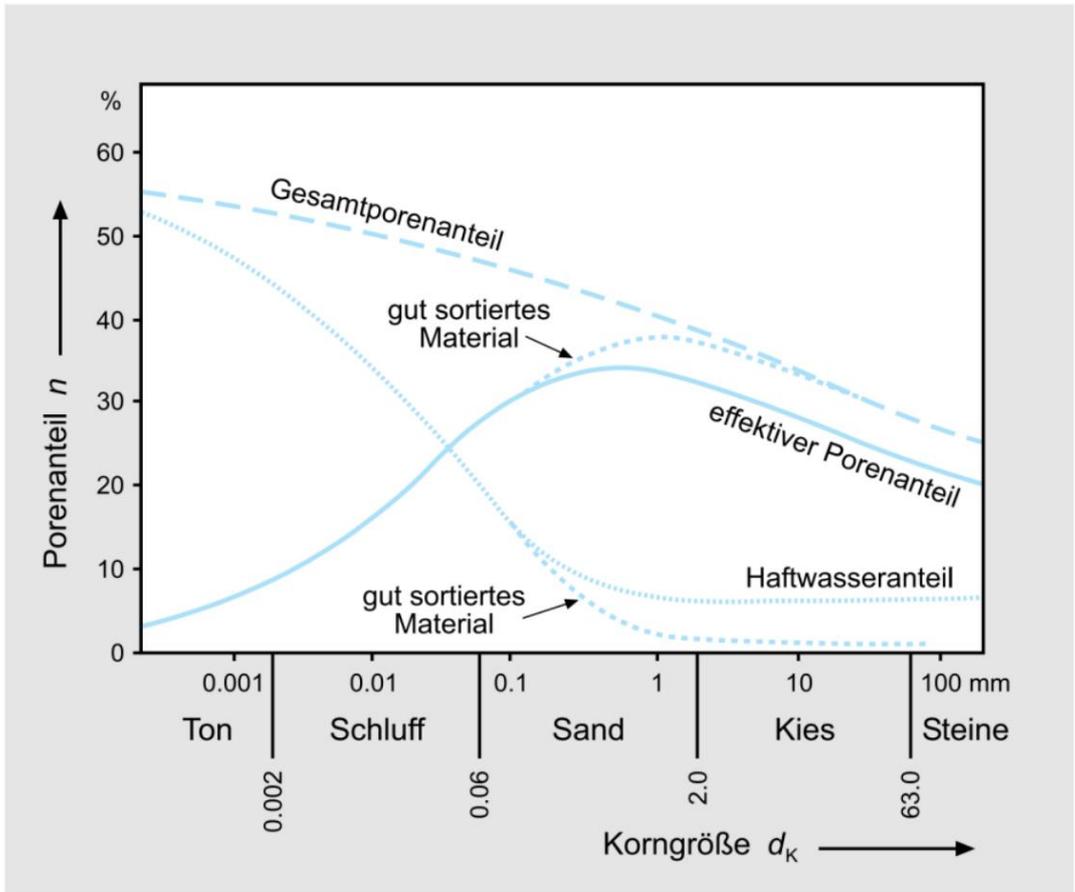


Abbildung 11: Beziehung zwischen Gesamtporen-, Nutzporen- und Haftwasserraum nach Korngröße klastischer Sedimente. T= Ton, U= Schluff, S= Sand, G= Kies, X= Steine; (Hörling und Coldewey, 2009)

3.4.3.2 Permeabilität

Gemeinsam mit der effektiven Porosität bestimmt die Permeabilität die Speichereigenschaften eines Gesteins bzw. dessen Fähigkeit Geofluiden zu transportieren. Diese ist entscheidend, um aussagekräftige Lagerstättenmodelle zu erstellen und Entnahmeraten der Förderbohrung zu berechnen. Die Permeabilität hängt neben der effektiven Porosität maßgeblich von der Form und Größe der Hohlräume sowie vom Fluid selbst ab. Ein Zusammenhang zwischen Porosität und Permeabilität ist für jedes Gestein eigens zu ermitteln, generell kann jedoch eine positive Korrelation erwartet werden. Wie auch bei Porositätsdaten sind Daten zur Permeabilität selten öffentlich zugänglich. Eine Abschätzung kann ebenfalls mit Referenztabelle, unter denselben Voraussetzungen wie für die Porosität erfolgen. Solche Tabellen zeigen oftmals sehr breite Verteilungen im Bereich der Referenzwerte, was eine Abschätzung der Permeabilität im Vergleich zur Porosität erschwert (Abbildung 12).

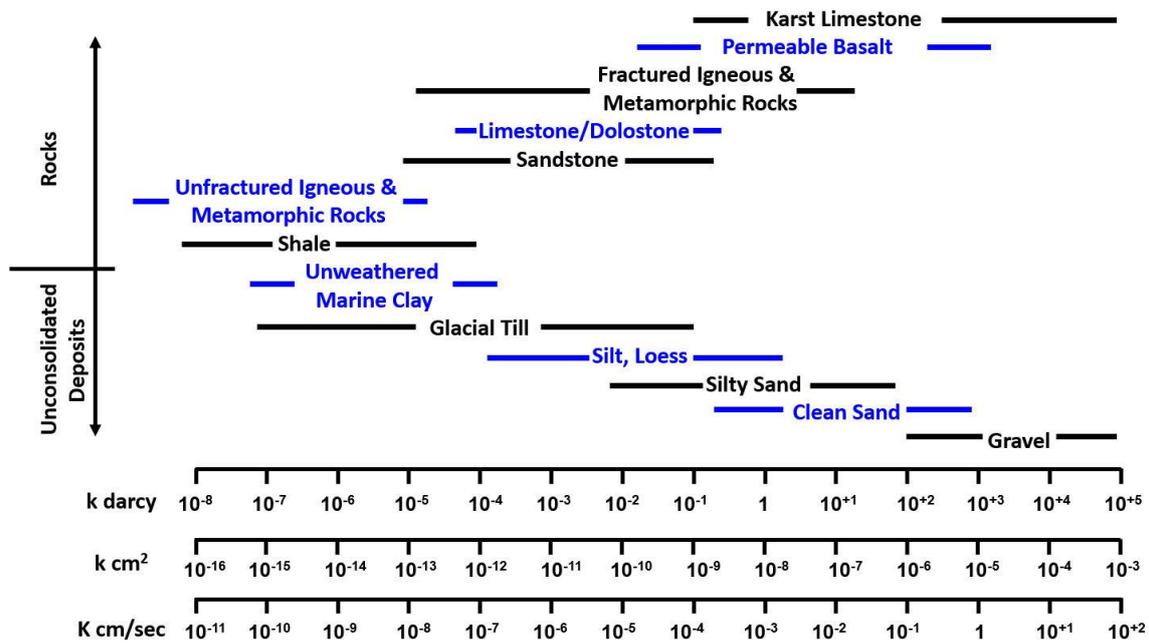


Abbildung 12: Referenzwerte Permeabilität unterschiedlicher Gesteine (übernommen aus Woessner and Poeter, 2020)⁴

3.4.4 Geothermische Bewertung

Eine erste geothermische Bewertung kann bei der regionalen Gebietsbetrachtung durch die Berechnung des theoretischen Wärmeinhalts erfolgen (Heat in Place). Dieser Parameter gibt den gesamten Wärmeinhalt eines Reservoirs bei einer konstanten Reinjektionstemperatur an, sagt jedoch noch nichts über die tatsächlich nutzbare Wärmemenge aus. Der Wärmeinhalt wird je nach regionaler Untersuchungsgröße in der Einheit GJ/m² oder PJ/km² angegeben (Abbildung 13).

Die Berechnung setzt eine räumliche Abgrenzung eines Zielreservoirkörpers voraus (siehe vorangegangene Abschnitte) sowie Kenntnisse über die Lithologie. Zudem werden Referenzwerte zu Dichte, Porosität, Wärmekapazität der lithologischen Einheiten und Durchschnittstemperatur benötigt. Wenn aus öffentlich zugänglichen Quellen keine Messwerte für die vorliegenden Gesteine im Ziel ermittelt werden können, besteht die Möglichkeit für diese Referenzwerte heranzuziehen. Da die Dichte zu den wichtigsten Werkstoffeigenschaften eines Gesteins zählt, können diese Werte für unterschiedliche Gesteine leicht aus öffentlichen Daten (z.B. Werkstofftabellen) abgeleitet werden.

⁴ Ansprechpartner:

www.geologie.ac.at

<https://geologie.univie.ac.at/>

Weiterführende Quellen:

Diverse Fachliteratur für Geothermie oder Gesteinskunde, Normen aus den Bereichen Wasserwirtschaft und Geothermie

(Woessner & Poeter, 2020)

(Hölting & Coldewey, 2019)

Energieforschungsprogramm - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Die Ermittlung der Wärmekapazität kann in diesem Projektstadium ebenfalls über Referenztabellen erfolgen. Die Durchschnittstemperatur kann ohne gemessene Daten aus der Annäherung des durchschnittlichen Gradienten von 1°C pro 33 Meter angenommen werden.⁵

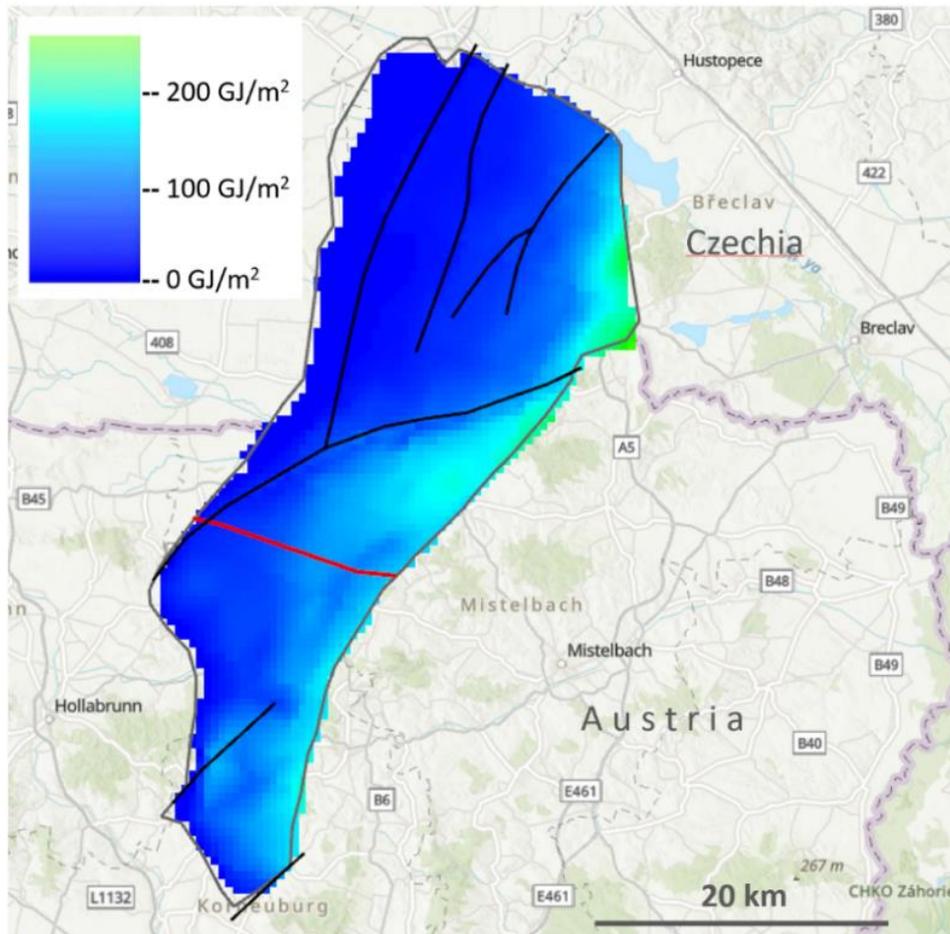


Abbildung 13: Berechneter Heat in Place mit 18°C Reinjektionstemperatur für einen grenzüberschreitenden Karbonatkörper zwischen Österreich & Tschechien aus dem EU-Projekt Hotlime (schwarz: Störungslinien; rot: Profilschnittlinie)

⁵ Ansprechpartner:

www.geologie.ac.at

Weiterführende Quellen:

EU Interreg Projekt Transenergy <http://transenergy-eu.geologie.ac.at/>

EU-Projekt GeoERA Hotlime <https://geoera.eu/projects/hotlime6/>

EU Interreg Projekt GeoERA GeoMol <https://www.geomol.eu/home/index.html>

<https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/w/waermekapazitaet.html>

<https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/d/dichte.html>

Muffler & Cataldi, 1978

3.4.5 Hydrochemische Bewertung

Während der Förderung des Thermalwassers aus großer Tiefe kann es durch Druck- und Temperaturänderungen, sowie Entgasungen zu einer Reihe hydrochemischer Folgereaktionen wie Lösungs- und Fällungsprozessen (Scaling) oder auch Korrosionsvorgängen kommen. Im Gegensatz zu oberflächennahen Grundwässern, weisen Tiefengrundwässer eine deutlich höhere Mineralisierung auf und beinhalten einen erheblichen Anteil an gelösten Gasen wie z.B. CO₂, H₂S oder Methan. Diese als geothermalen Fluide bezeichneten Stoffe können deshalb in der Thermalbohrung selbst sowie in den angebotenen Betriebsteilen der obertägigen Geothermieanlage äußerst problematisch sein (Abbildung 14).

Im Bohrungsabschnitt durch das Reservoir können Ausfällungen auch zu einer Änderung der Porosität und Permeabilität des Aquifers führen. Wenn vorhanden, können regionsbezogene, hydrochemische Daten aus der Fachliteratur sowie Betriebserfahrungen aus bestehenden Anlagen dabei helfen, die zu erwarteten Ausfällungsreaktionen in einer geplanten Geothermieanlage abzuschätzen.

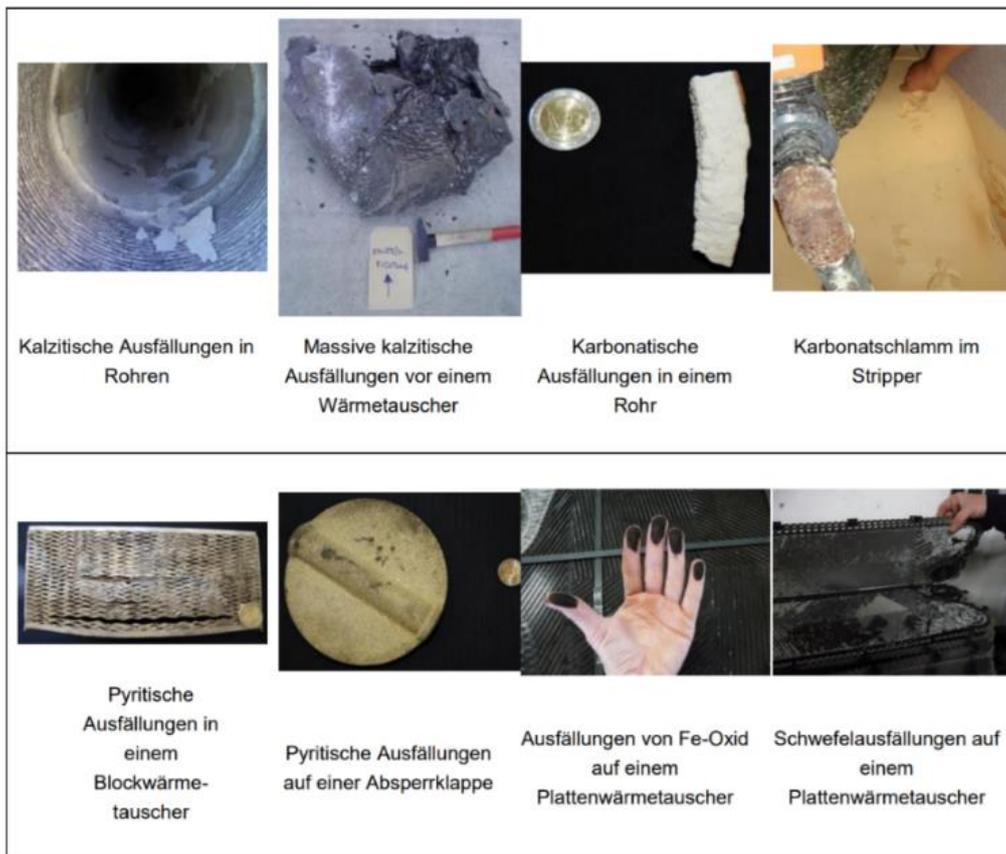


Abbildung 14: Ausfällungsprozesse von Thermalwasser an verschiedenen Betriebsteilen einer Geothermieanlage (Haslinger et al., 2016)⁶

⁶ **Ansprechpartner:**

<https://www.ait.ac.at/en/research-topics/integrated-energy-systems>

Weiterführende Quellen:

Haslinger et al, 2016

<https://energieforschung.at/wp-content/uploads/sites/11/2020/12/NoScale-843827-Publizierbarer-Endbericht-final.pdf>

3.4.6 Geomechanische Bewertung

Ziel der geomechanischen Bewertung ist der Ausschluss oder die Minimierung von Projektrisiken durch induzierte und ausgelöste Seismizität.

Es wird empfohlen, bereits in einer frühen Projektphase Informationen über die möglichen seismotektonischen Eigenschaften von regionalen Störungen im geothermischen Potenzialgebiet zu sammeln. Ziel ist die Identifizierung von möglicherweise aktiven Störungen, die durch die geothermische Energiegewinnung beeinflusst werden können. Störungen sind als „aktiv“ einzustufen, wenn sie nachweislich instrumentell aufgezeichnete Erdbeben ausgelöst haben und/oder sich in der jüngsten geologischen Vergangenheit (Quartär, < 2,6 mio. Jahre) bewegt haben. Das erstgenannte Kriterium kann durch Erdbebenkataloge bzw. lokale seismische Messungen, das zweite durch geologische Methoden (tektonische Geomorphologie, Paläoseismologie) bewertet werden.

Mittels öffentlich verfügbarer Daten wie dem Erdbebenkatalog der natürlichen Seismizität, publizierten Störungskarten, hochpräzisen, lasergestützten Geländemodellen und Quartärmächtigkeitskarten werden Störungen identifiziert, die weitere Untersuchungen erfordern. Die präzise Identifikation des Störungsverlaufs an der Erdoberfläche sowie deren räumliche Fortsetzung in den Untergrund, deren Bewegungsrichtung und historische Aktivität sind ausschlaggebend, um den geomechanischen Einfluss auf das Zielreservoir bezüglich vorhandener und zukünftiger Seismizität in Störungszonen abzuschätzen. In dieser Phase muss auch die Qualität der vorhandenen Daten bewertet werden (z.B. Lagegenauigkeit der Störungen und Erdbeben, regionale Detektionsgrenzen des Erdbebenkataloges), damit zusätzlich notwendige Messungen wie etwa die Errichtung von seismischen Messstationen zeitgerecht eingeplant werden.

Die Kinematik (Bewegungsrichtung) von Störungen und das regionale Spannungsfeld können mit veröffentlichten Herdflächenlösungen von Erdbeben (Fault Plane Solutions aus Fachpublikationen) und Daten der World Stress Map bewertet werden (<http://www.world-stress-map.org>).⁷

⁷ Ansprechpartner:

<https://geologie.univie.ac.at/>

<https://www.zamg.ac.at/cms/de/geophysik/erdbeben/erdbebendienst>

Weiterführende Quellen:

Hinsch, Decker, & Wagreich, 2005

Veröffentlichungen (Fachzeitschriften, Fachbücher etc.)

<https://geoera.eu/projects/hike10/faultdatabase/>

<http://www.world-stress-map.org>

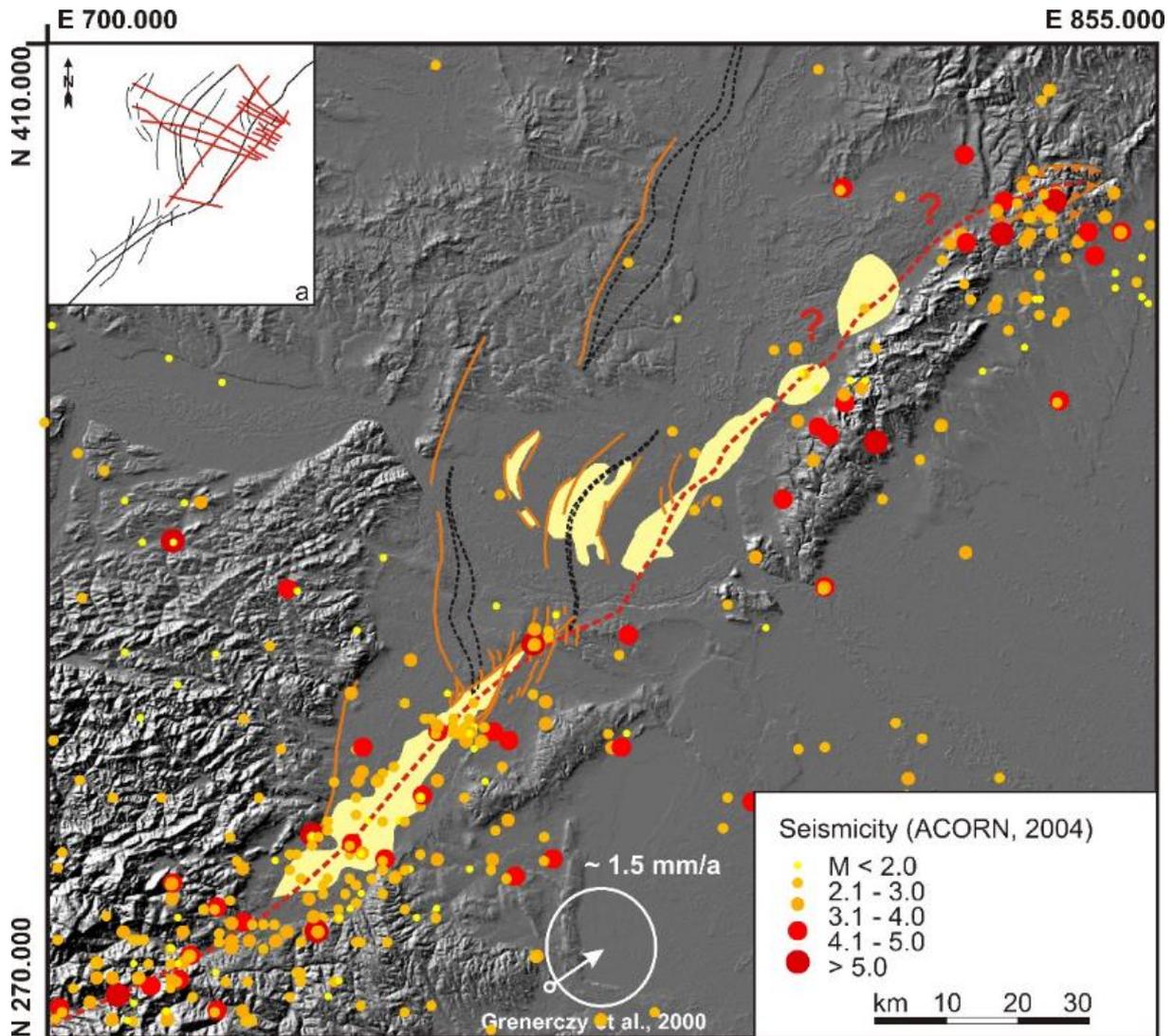


Abbildung 15: Seismotektonisch aktive Störungslinien an der Erdoberfläche und Dicke der Quartärbedeckung im südlichen Wiener Becken (Hinsch, Decker & Wagreich, 2005)

3.4.7 Technische und ökonomische Bewertung

Neben den geologischen Voruntersuchungen und Studien sollte in diesem Projektstadium auch eine erste grobe technische, ökonomische und strategische Bewertung der möglichen Geothermienutzungen erfolgen. Dies ermöglicht eine grobe Abschätzung, ob ein wirtschaftlicher und technisch sinnvoller Betrieb der Geothermieanlage(n) im Untersuchungsgebiet möglich ist. Wichtige Informationen dafür liefern die in den vorangegangenen Kapiteln erarbeiteten bzw. daraus abgeleiteten Daten:

- Bandbreite für die Reservoirtemperatur (bzw. nutzbare Fördertemperatur an der Oberfläche),
- Bandbreite für die Schüttung (in l/s) bzw. Fördermassenstrom (in kg/s),
- Chemismus des Thermalwassers (grobe Abschätzung hinsichtlich Werkstoffe, Inhibitoren, etc.).

Aus der prognostizierten Fördertemperatur und der Rücklauf­temperatur der Wärmenutzung (Fernwärmenetz, etc.) kann gemeinsam mit der Schüttung die thermische Leistung einer Anlage errechnet werden (MWth).

Mithilfe von nationalen und internationalen Erfahrungswerten von Anlagenbetreibern, ExpertInnen, Fachverbänden, Literatur, etc. können folgende notwendige Inputs für eine Wirtschaftlichkeitsrechnung grob abgeschätzt werden:

- Notwendige Investitionen für die Bohrungen, Anlage, Infrastruktur, etc. (CAPEX),
- Wärmeanschlussleitung vom Anlagenstandort zur Wärmenutzung (CAPEX),
- Zu erwartende Betriebskosten (OPEX),
- Energie-Preisszenarien (Strom, Gas, CO₂, etc.),
- Revisionsintervalle,
- Reinvestitionen,
- Etc.

Eine weitere Komponente, die in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einfließen kann, sind Förderungen. Hierbei existieren Förderungen sowohl für die Explorationsphase, als auch in der Umsetzung einer Pilotanlage.

Mithilfe dieser Daten können die Wärmegestehungskosten (EUR / MWh) der möglichen Wärmenutzung aus tiefer Geothermie grob abgeschätzt und ggf. mit anderen Technologien verglichen werden.

Für die Berechnung der Wärmegestehungskosten wurde im Projekt GeoTief EXPLORE (3D) ein Bewertungstool entwickelt, um für die vielversprechendsten, in Phase 1 definierten Potenzialkörper, eine erste techno-ökonomische Simulation durchzuführen. Dafür werden Kennwerte des hydrothermalen Potenzialkörpers, der Bohrung sowie der Obertageanlage verarbeitet, um eine erste numerische Abschätzung der Wärmegestehungskosten zu erhalten (Abbildung 16)

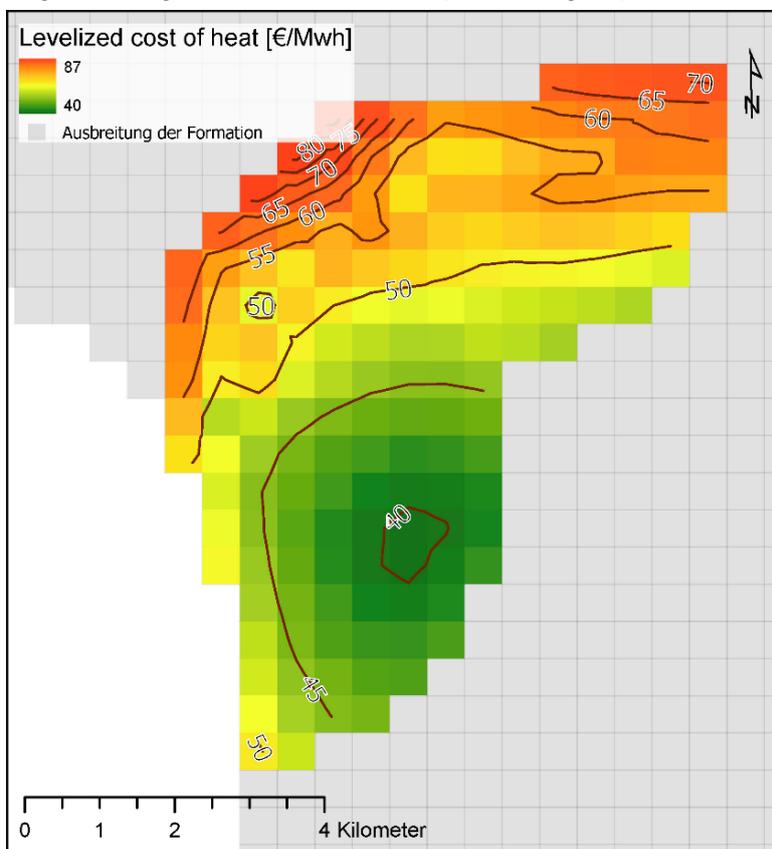


Abbildung 16: Verteilung der Wärmegestehungskosten für einen definierten Zielhorizont. Erstellt mithilfe eines im Projekt GeoTief EXPLORE (3D) entwickelten techno-ökonomischen Bewertungstools.

Die zweite wichtige Komponente für die Wirtschaftlichkeitsrechnung ist die angestrebte Wärmenutzung durch ein bestehendes bzw. neu zu errichtendes Fernwärmenetz, industrielle Wärmenutzung, Gewächshäuser, etc. In einem ersten Schritt muss der benötigte Wärmebedarf im Jahresgang bzw. zukünftige Entwicklungen des Wärmebedarfs eruiert/abgeschätzt werden. Essenziell ist auch das benötigte Temperaturniveau der Wärmenutzung, um den möglichen Bedarf einer möglicherweise notwendigen Nachheizung zur Temperaturanhebung durch einen anderen Wärmeerzeuger abzuschätzen zu können. Einige allgemeine Informationen zu Fernwärme in Österreich sind im nachfolgenden Unterkapitel angeführt.

Die Verschneidung des Wärmebedarfs (MWh bzw. GWh) mit der möglichen Leistung der Geothermieanlage (MWth) ergibt schließlich die tatsächlich nutzbare Wärme (Nutzungsgrad) der Geothermieanlage bzw. die jährlichen Volllaststunden.

In der Wirtschaftlichkeitsrechnung sollten Sensitivitätsanalysen der wichtigsten Einflussparameter durchgeführt werden (Fördertemperatur, Schüttung, CAPEX, Wärmebedarf, etc.). Dies ermöglicht die Abschätzung der Mindestwerte dieser Parameter für die geforderte Wirtschaftlichkeit. Zudem kann aufgrund dieser Mindestanforderungen die Eingrenzung des Untersuchungsgebietes (z.B. aufgrund der Tiefenlage des Reservoirs, Permeabilität, etc.) erfolgen.

Ist aufgrund der Analysen eine technische und ökonomische Machbarkeit gegeben, sollten weitere Schritte der Exploration und ggf. eine Priorisierung gewisser Bereiche/Gebiete innerhalb des Potenzialgebietes erfolgen⁸ (siehe nächste Kapitel).

3.4.7.1 Fernwärme-Infrastruktur und Abnehmersituation

Hydrothermale Nutzungen zur Wärmeversorgung sind stark auf die Nähe zu verdichteten Ballungsräumen und Fernwärmenetzen angewiesen, da aufgrund von Wärmeverlusten die Distanz zwischen Geothermieanlage und Fernwärmenetz begrenzt ist. Naturgemäß bedingen größere Ballungsräume mehr Abnehmer sowie größere Fernwärmenetze. Derzeit existieren in Österreich ca. 939 Fern- und Nahwärmenetze mit mindestens 3 angeschlossenen Haushalten (<https://austrian-heatmap.gv.at/karte/>, siehe Abbildung 17). Bei einem Großteil der Fernwärmenetze handelt es sich um kleinere Systeme, bei denen die Wärmeversorgung mittels Biomasse erfolgt. Bei größeren Fernwärmenetzen für die städtische Versorgung erfolgt die Wärmeversorgung hingegen überwiegend durch KWK-Anlagen mittels thermischer Abfallverwertung und Erdgas sowie untergeordnet Erdöl.

⁸ **Ansprechpartner:**

<https://eeg.tuwien.ac.at/>

www.geologie.ac.at

www.wienenergie.at

Energieforschungsprogramm - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

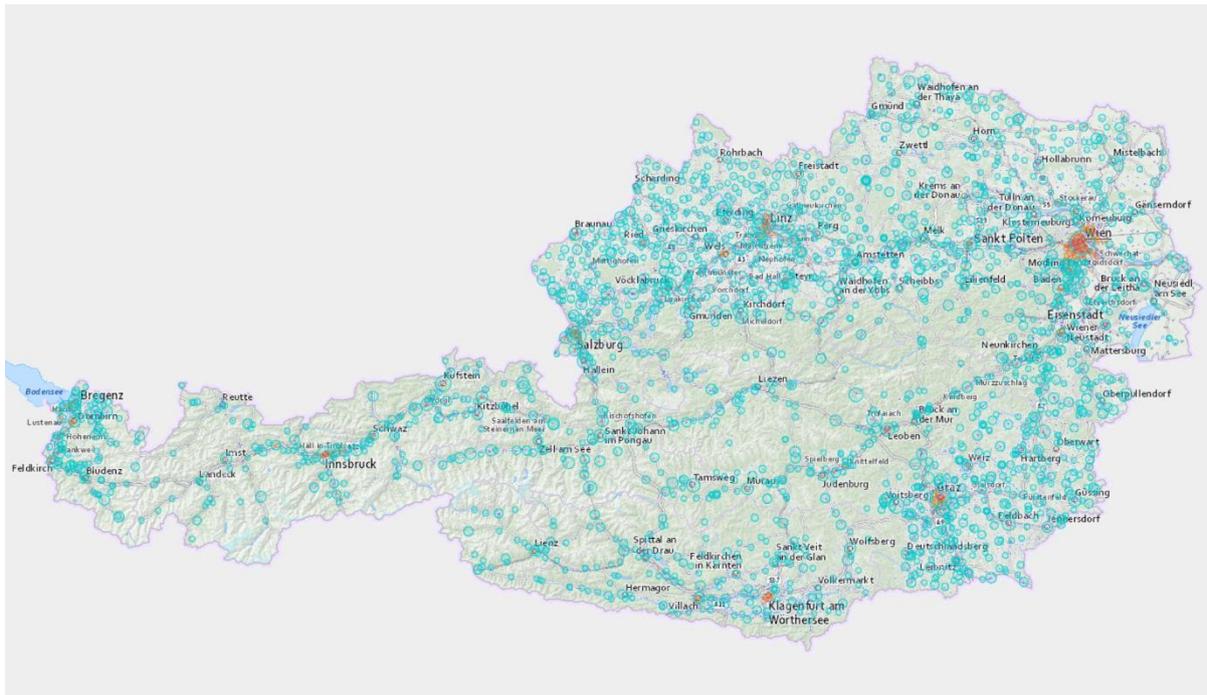


Abbildung 17: Geographische Verteilung der Fern- und Nahwärmenetze in Österreich (<https://austrian-heatmap.gv.at/karte/>).

3.4.7.2 Forschungsförderungen

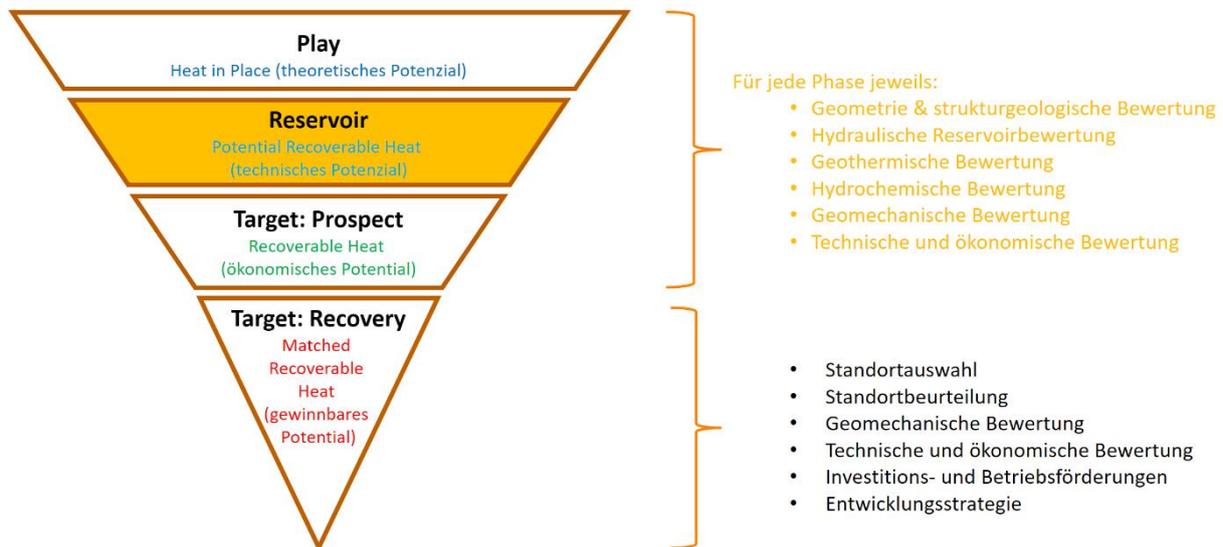
Im Zuge der Regionalstudie erscheinen für die Erkundung des tiefen Geothermiepotentials zwei Fördermöglichkeiten wesentlich (Stand 04/2022):

- Nationale Forschungsförderung durch den Klima- und Energiefonds
Der Klima- und Energiefonds unterstützt die Umsetzung der Ziele der heimischen Klimapolitik und die Entwicklung hin zu einem zukunftsfähigen Energiesystem. Die Förderprogramme umfassen dabei die Forschung, Entwicklung sowie die Marktdurchdringung.
- Europaweite Forschungsförderung durch Horizon Europe (2021-2027)
Horizon Europe ist das Rahmenprogramm der Europäischen Union für Forschung und Innovation.

3.4.8 Conclusio Phase 1

Die in Phase 1 näherungsweise abgegrenzten Plays sollten - wenn im Untersuchungsgebiet vorhanden – mit Untergrunddaten validiert werden, welche im Zuge der privatwirtschaftlichen Tätigkeiten der Kohlenwasserstoffindustrie bzw. von Thermenbetreibern erstellt wurden. Daher wird die Kontaktaufnahme mit den jeweiligen Datenurhebern empfohlen, um Produktionsdaten zu den vielversprechendsten Plays zu erheben. Diese Daten helfen der weiteren Charakterisierung der hydrothermalen Ressourcen und unterstützen daher die Risikominimierung.

3.5 Phase 2 - Regionalstudie – Nicht-öffentliche Daten



Ziele:

- Möglichst vollständige Basis an Bestandsdaten für die geothermische Charakterisierung des Untersuchungsgebiets (inkl. Nicht-öffentlicher Daten),
- Neubewertung nicht-öffentlicher Daten im Hinblick auf Zielreservoirkörper (z.B. Reprocessing von Seismikdaten),
- Identifikation des Informationsbedarfs, welcher nicht durch Bestandsdaten abgedeckt wird,
- Abgrenzung geeigneter Reservoirs in den zuvor identifizierten Plays,
- Fundierte Planungsgrundlage für Explorationsaktivitäten.

3.5.1 Einleitung

Im Anschluss an die im vorherigen Kapitel beschriebenen Arbeiten (Regionalstudie - öffentliche Daten) müssen weitere Daten erhoben werden, um die einzelnen Plays genauer bewerten zu können. Bevor eigene Daten neu erhoben werden, sollte jedoch überprüft werden, ob nicht öffentliche Bestandsdaten von privaten Unternehmen vorhanden sind. Der Erwerb dieser kann kostengünstiger sein und verhindert redundante Datengenerierung. Nicht öffentliche Bestandsdaten können dabei helfen vorhandene Datenlücken teilweise zu schließen. So sind etwa zahlreiche Bohrdaten von bestehenden geothermischen Nutzungen (Balneologie & energetisch) sowie der Kohlenwasserstoffexploration in den Beckenregionen Österreichs vorhanden.

Bohrlochdaten geben einen sehr engräumigen, jedoch äußerst detaillierten Einblick in den Untergrund. Sondenmappen können gegebenenfalls von den Urhebern entgeltlich erworben werden (z.B.: OMV AG und RAG AG).

Bei Bohrlochtests, wie etwa einem DST oder RFT, wird die großräumige Permeabilität durch Pumpversuche ermittelt. Diese hat gegenüber Messungen im Labormaßstab (typischerweise an Bohrkernen) den Vorteil, dass der Einfluss von großräumigen Zerrüttungszonen berücksichtigt wird. Weiters werden im Zuge dieser Tests oftmals auch Formationstemperaturen gemessen.

Im Zuge von Loggings (Bohrlochmessungen aus Tiefbohrungen) wird der Untergrund auf verschiedene strukturelle und lithologische Merkmale untersucht. Hierfür stehen hauptsächlich aus der Erdölindustrie eine Vielzahl an unterschiedlichen Methoden zur Verfügung (siehe zum Beispiel [LOG Übersicht Deutscher Bundesverband Geothermie](#)). Diese werden verwendet, um durchlässige von nicht-durchlässigen Gesteinsschichten zu unterscheiden, Porositätswerte zu ermitteln, Aussagen über die Art der Thermalwässer zu treffen, Spannungsverhältnisse im Untergrund zu bestimmen, Störungen im Untergrund zu identifizieren, die Mineralogie der durchbohrten Gesteinsschichten zu bestimmen oder die Qualität von Bohrungen zu überprüfen.

Wie auch Loggings, sind großflächige 2D und 3D Seismikmessungen in der Vergangenheit nur von der Kohlenwasserstoffindustrie in Auftrag gegeben worden und auf die Explorationsgebiete dieser beschränkt. Seismische Daten helfen dabei die offenen Datenlücken zwischen den Bohrlöchern zu schließen. Diese dienen auch als Grundlage für spätere Modellierungen des Untergrundes. Seismikdaten haben zwar eine geringere Auflösung als Bohrlochdaten, sie können jedoch flächenmäßig (im Fall von 3D Seismiken) das gesamte Interessensgebiet abdecken. Seismische Bestandsdaten können als 2D Seismiklinien oder flächige 3D Seismiken vorhanden sein und müssen eventuell neu interpretiert werden, da der Fokus in der Vergangenheit auf der Exploration von Öl & Gas und nicht auf geothermischen Lagerstätten lag.

Nach Zusammenführung aller vorhandenen Daten, sollten die in diversen Vorstudien ermittelten Plays neu bewertet und die vorhandenen Datenlücken identifiziert werden. Gegebenenfalls können weitere Studien beauftragt werden, um abzuklären welche Daten neu erhoben werden sollen. Die wichtigsten Bestandsdaten sind in diesem Zusammenhang vorhandene Bohrlochtests aus dem anvisierten, geothermischen Zielreservoir sowie hochauflösende 3D Seismikmessungen zur detaillierten Kartierung der begrenzenden Horizonte.

3.5.2 Geometrie & strukturgeologische Bewertung

3.5.2.1 Tiefenlage, Volumen & geographische Abgrenzung

Die Kenntnis der räumlichen Lage, die Erstreckung und Tiefenlage eines potentiellen Zielgebiets sind von mehrfacher Bedeutung. Einerseits ist es wichtig, um die gewünschten Bohrziele nicht zu verfehlen (laterale Abweichung) andererseits ist die Tiefenlage ein wichtiger Faktor, um die Bohrkosten abzuschätzen. Aus geothermischer Sicht ist die Tiefenlage zudem ein entscheidender Faktor für die zu erwartenden Temperaturen.

Bohrlochmessdaten in Form von Sondenmappen, Logs, Geologischen Profilen und sonstigen geophysikalischen Erkundungsdaten liefern punktuell sehr detaillierte Informationen. Sie können direkte Tiefenangaben enthalten oder aus Logs abgeleitet werden. So stellen sie quasi "Fixpunkte" in der geologischen Interpretation dar.

Karten von gravimetrischen Untersuchungen, strukturgeologischen Karten und ähnliches können benutzt werden, die Bohrlochinformationen in den dreidimensionalen Raum zu erweitern, wenn sie Informationen zum Zielgebiet enthalten.

Sollten im Untersuchungsgebiet Ergebnisse aus früheren seismischen Untersuchungen zur Verfügung stehen, können diese direkt erworben und genutzt werden, oder können als Rohdaten von 2D & 3D Seismikmessungen gekauft und neu prozessiert werden. Verbesserte Methoden wie das Ausrichten des Prozessings auf aktuelle Zielreservoire können das seismische Bild im Interessensgebiet wesentlich erhöhen und so die Interpretierbarkeit verbessern.

Mit speziellen Interpretations-Softwarepaketen werden die seismischen Daten in weiterer Folge geologisch interpretiert.

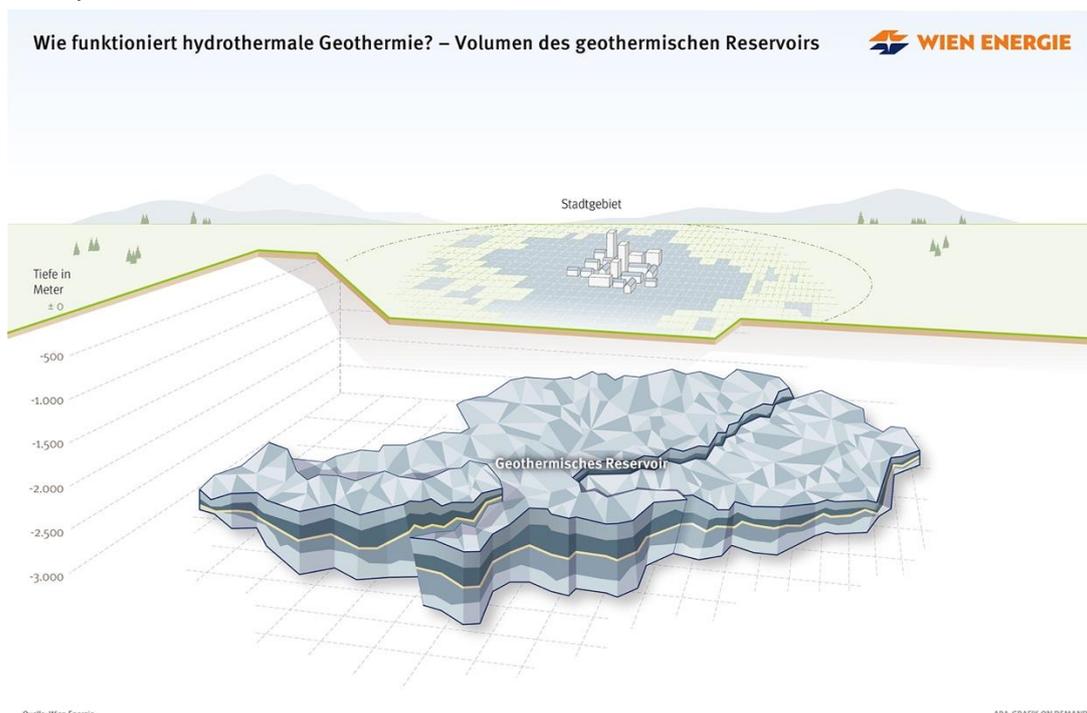


Abbildung 18: Lateral und Vertikal abgegrenzter geothermischer Reservoirkörper.

3.5.2.2 Relevante interne Strukturen

Die Kenntnis interner Strukturen hilft Änderungen relevanter Reservoireigenschaften wie Porosität und Permeabilität abzugrenzen. Diese sind durch die geologischen Gegebenheiten zumeist anisotrop verteilt. So können Bereiche identifiziert werden, die sich für die geothermische Nutzung besser eignen als andere. Weiters ist die Kenntnis des Störungsmusters im Untergrund von essenzieller Bedeutung, da Störungszonen nicht nur aus geomechanischer Sicht von großer Bedeutung sind, sondern auch die hydrogeologischen Eigenschaften eines Reservoirs maßgeblich beeinflussen (Abbildung 19)⁹.

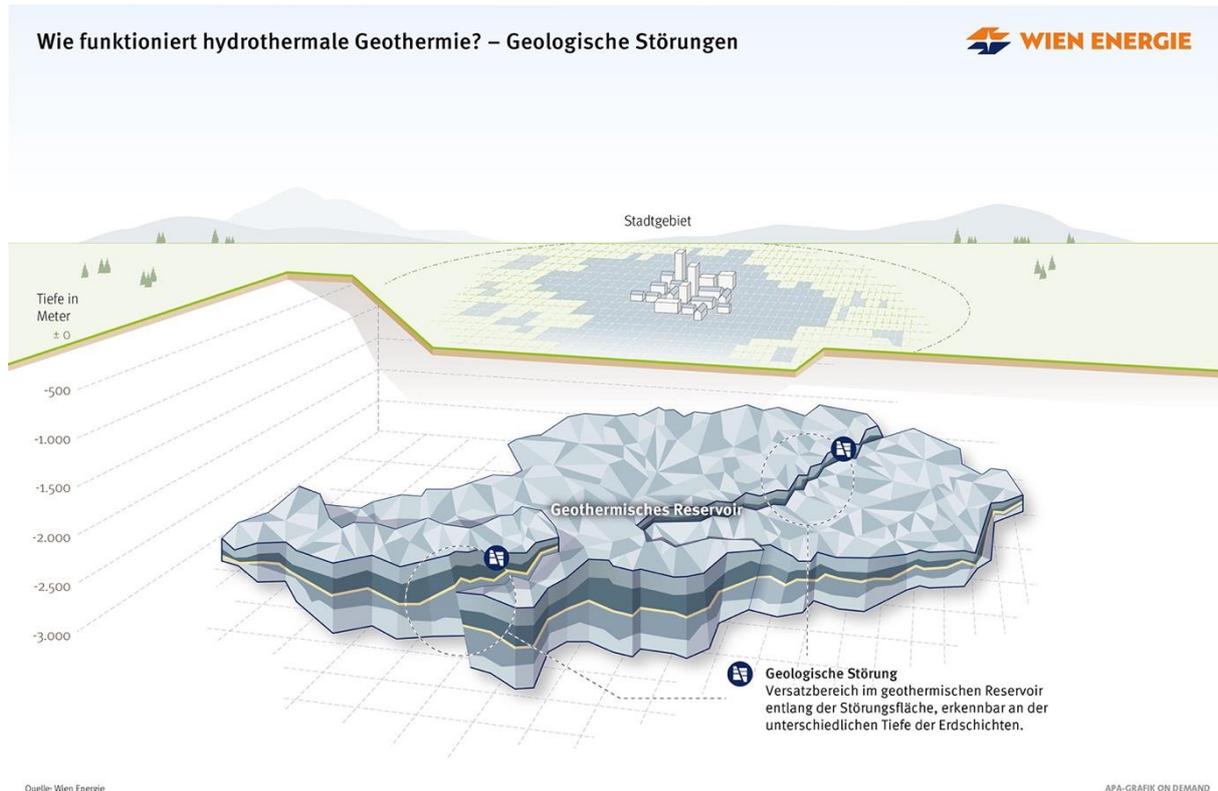


Abbildung 19: Störungsmuster in zwei unterschiedlichen, geologischen Schichten.

3.5.3 Hydraulische Reservoirbewertung

Ziel der hydraulischen Reservoirbewertung ist eine weitere Gebietseingrenzung und Identifikation von Prospects. Je genauer die hydraulischen Kennwerte eines Reservoirs bekannt sind, desto genauer lassen sich die zu erwartende Fluidvolumen oder der gewinnbare Wärmeinhalt abschätzen. Die Verwendung von Porosität und Permeabilität aus der Fachliteratur ist für eine Eingrenzung des identifizierten Reservoirs nicht ausreichend. Genauere Informationen liefern Daten aus vorhandenen Bohrungen wie geophysikalische Bohrlochmessungen (Logs), Untersuchungen an Bohrkernen oder Bohrlochtests (z.B. DST). Bohrlochdaten (Logs, Untersuchungen an Bohrkernen) geben einen punktuellen, jedoch detaillierten Einblick in den Untergrund. Dagegen bieten Bohrlochtests testbedingt Einblicke in einen größeren Bereich des Reservoirs.

⁹ Ansprechpartner:

<http://www.geo-5.at/>

Für Österreich wird eine umfangreiche Datenbank zu Bohrungen von der Geologischen Bundesanstalt zur Verfügung gestellt. Auch von Seiten der Bundesländer werden Informationen zu Bohrungen auf diversen Onlineservices angeboten. Diese beinhalten jedoch meist keine Bohrungen, die im Zuge der Kohlenwasserstoffexploration oder anderen privaten Vorhaben ermittelt wurden.¹⁰

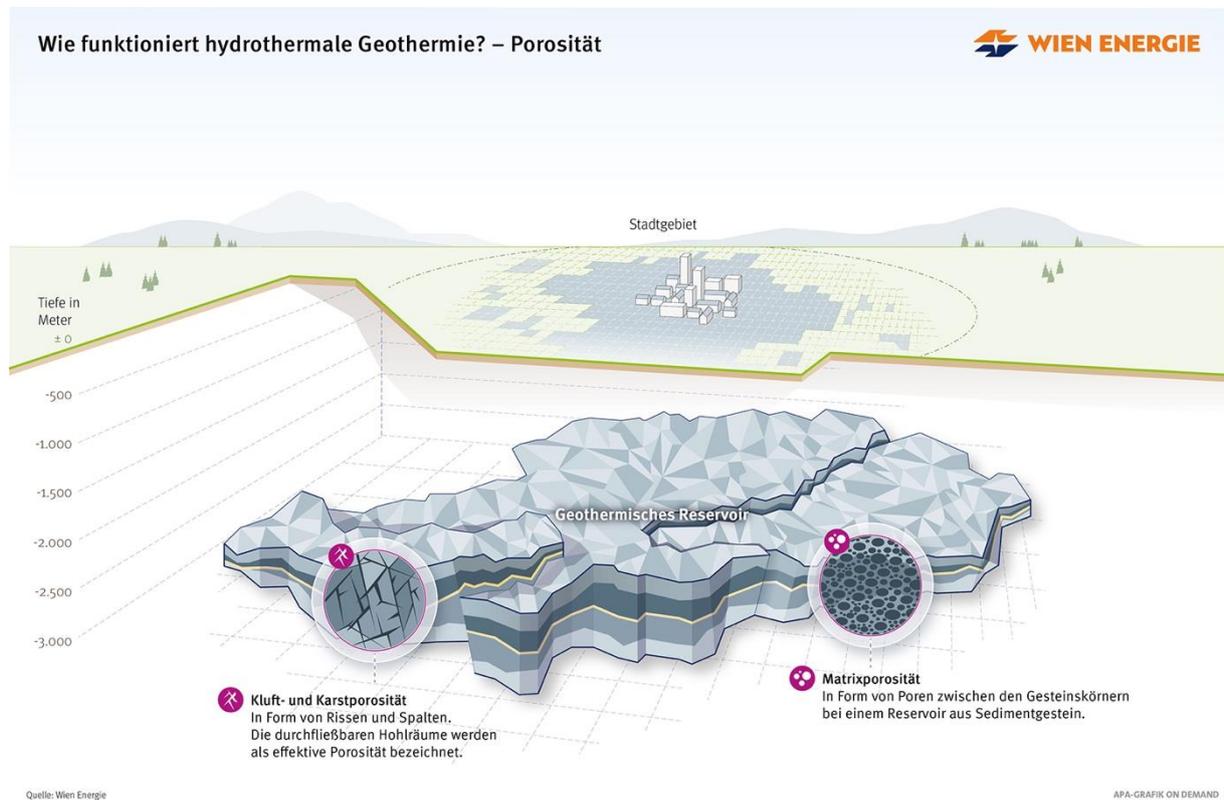


Abbildung 20: Darstellung der zwei Arten von Porositäten welche in einem geothermischen Reservoir vorkommen können.

3.5.3.1 Porosität

Porositätsdaten können aus Messungen an Bohrkernen im Labor (Eigenschaft der Gesteinmatrix an einem bestimmten Punkt) oder durch die Auswertung von geophysikalischen Verfahren (Aufnahme von Bohrlogs über einen Tiefenbereich, siehe Abbildung 21) und unter Umständen aus Pumpversuchen bestimmt werden (Eigenschaften des Gebirges). Dabei erhöht sich das Volumen des beprobten Gesteins von Bohrkern zu Pumpversuchen. Je mehr Daten aus unterschiedlichen Bohrungen vorhanden sind, desto genauer kann ein Reservoir beschrieben werden. Die Datenqualität (Alter des Bohrlogs, Informationen bei der Aufnahme) muss geprüft und bewertet werden und die unterschiedlichen Daten sind in der Folge miteinander und mit geologischen Erkenntnissen (Faziesausprägung, Heterogenität) abzugleichen.

¹⁰ Ansprechpartner:

<https://geologie.univie.ac.at/>

www.geologie.ac.at

Weiterführende Informationen:

https://gisgba.geologie.ac.at/gbaviewer/?url=https://gisgba.geologie.ac.at/ArcGIS/rest/services/AT_GBA_BOHRKERNE/MapServer

Bei Laboruntersuchungen muss zudem berücksichtigt werden, dass Proben aus Bohrkernen durch die Druckentlastung bei der Gewinnung nicht den originalen Zustand im Reservoir widerspiegeln.

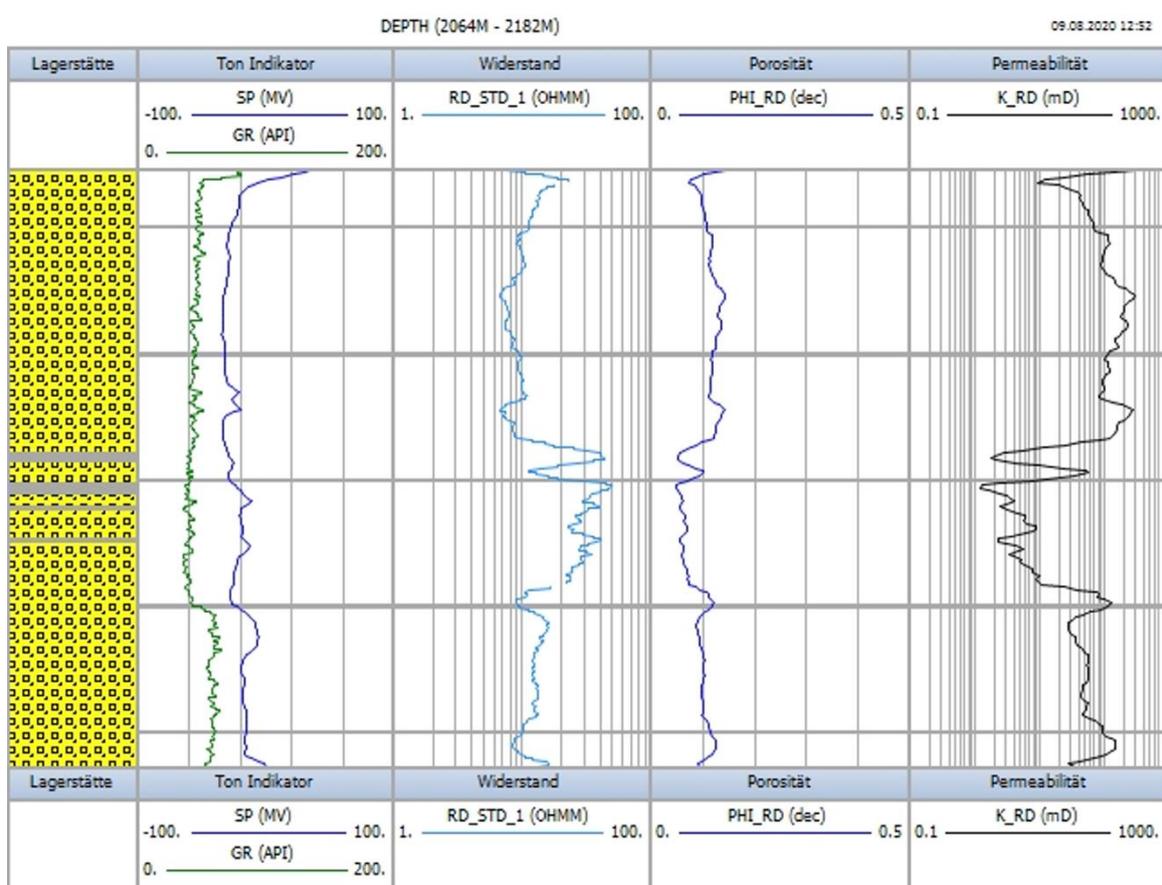


Abbildung 21: Darstellung eines Logs mit Ergebnissen aus unterschiedlichen, geophysikalischen Messverfahren für einen Tiefenabschnitt, sowie die daraus abgeleiteten Porositäts- und Permeabilitätswertebereiche.

3.5.3.2 Permeabilität

Ähnlich wie die Porosität kann die Permeabilität aus Messungen an Bohrkernen im Labor, durch Ableitung aus Bohrlochmessungen (Abbildung Log) sowie durch die Auswertung von Pump- und Injektionstests erhalten werden. Auch hier gilt, je größer das beprobte Reservoirvolumen, desto besser kann die Gesamtcharakteristik der Zielformation beschrieben werden.¹¹

¹¹ Ansprechpartner:

<https://geologie.univie.ac.at/>

www.geologie.ac.at

3.5.4 Geothermische Bewertung

Um ein potenzielles Reservoir geothermisch bewerten zu können, kann die Abschätzung des Fündigkeitsrisikos erste Anhaltspunkte liefern. Das initiale Fündigkeitsrisiko (oder auch „Fündigkeitswahrscheinlichkeit“) ist das Risiko, das Reservoir mit den geplanten Bohrungen in nicht ausreichender „Quantität“ (thermische Leistung) zu erschließen. Die thermische Leistung ist abhängig von der Fördertemperatur und Förderrate:

- Die erzielbare Fördertemperatur hängt grundsätzlich von dem geothermischen Temperaturgradienten und der Tiefenlagen bzw. Mächtigkeit des Reservoirs ab.
- Die erzielbare Förderrate hängt grundsätzlich von den hydraulischen Parametern (Porosität, Permeabilität) und der Mächtigkeit des Reservoirs ab. Der Produktivitätsindex (PI) beschreibt die Förderrate in Abhängigkeit von der Druckabsenkung.

Die tatsächliche Projektförderrate und –temperatur kann nur durch einen konkreten Pumpversuch in der Bohrung nachgewiesen werden.

3.5.4.1 Probability of Success – Temperatur

Die Temperatur im Untergrund ist abhängig von der durchschnittlichen Oberflächentemperatur (T_0), der Messtiefe unter der Geländeoberkante (z) und dem geothermischen Gradienten ($gradT$). Des Weiteren müssen Temperaturverluste (T_v) vom Reservoir bis zum Einspeisepunkt in die Fernwärmeleitung berücksichtigt werden. Somit ergibt sich folgende Formel für die Temperatur an dem Fernwärme-Einspeisepunkt (T_{FW}):

$$T_{FW} = T_0 + z \cdot \frac{gradT}{100} - T_v$$

Das langjährige durchschnittliche Mittel der Oberflächentemperatur im Bereich der geplanten Förderbohrung kann etwa mit Hilfe von Satellitendaten ermittelt werden. Die zwei unabhängigen Parameter Tiefe und Temperaturgradient sind die zwei entscheidenden Faktoren, um die Reservoir-Temperatur abschätzen zu können.

Für die Abschätzung des Gradienten können Temperaturmesswerte aus ehemaligen und nahegelegenen Kohlenwasserstoffbohrungen herangezogen werden. So zum Beispiel Messwerte aus DST (Drill-Stem-Tests) und BHT (Bottom-Hole-Temperature) Messungen. Letztere haben eine deutlich höhere Fehlerbreite und sollten immer korrigiert werden, um die thermischen Einwirkungen der im Bohrloch zirkulierenden Bohrspülung auf die Messwerte zu kompensieren. Schlecht dokumentierte Messwerte, bei denen die Korrektur nicht möglich ist, sollten für eine POS-Abschätzung (probability of success) nicht herangezogen werden. Nach Auftragung der Messwerte in einem CDF plot (cumulated density plot) können die P10, P50 und P90 Werte abgelesen werden, siehe Abbildung 22.

Je nach Bohrung, Reservoir und Anlagenaufbau (Wärmetauschertechnologie) ist mit einem Temperaturverlust hin zum Einspeisepunkt ins Fernwärmenetz zu rechnen.

Analog zu diesem Vorgang kann eine erste Grobabschätzung für zu erwartende Produktivitäts- und Injektivitätsindex aus Permeabilitätsmessungen und Reservoirmächtigkeiten abgeleitet werden.

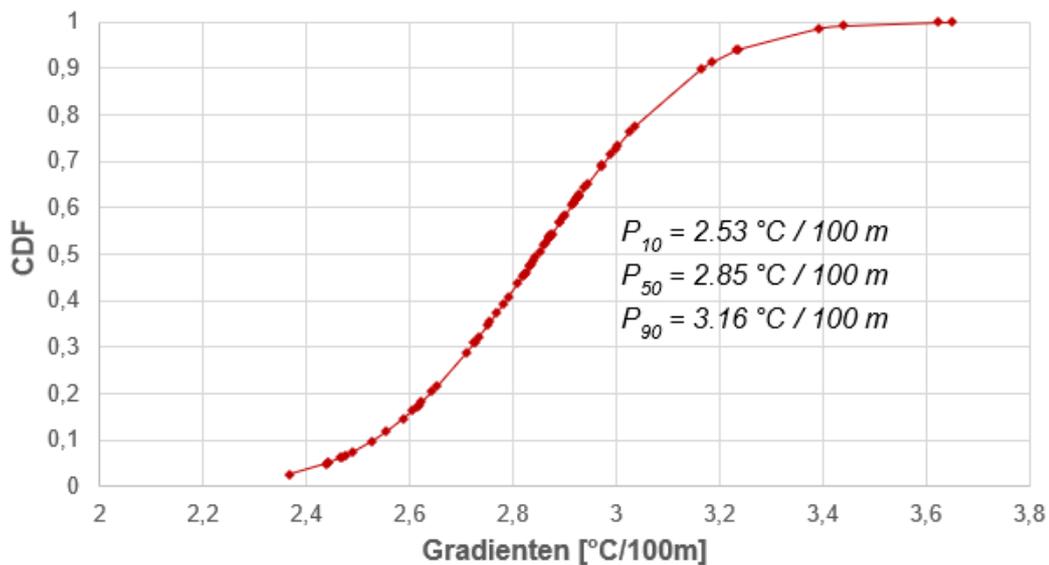


Abbildung 22: Ermittelte Temperaturgradienten aus KW-Bohrungen¹²

3.5.5 Hydrochemische Bewertung

Ergebnisse zu hydrochemischen Messungen aus dem Zielreservoir können aus Bohrungsdatenblättern der Kohlenwasserstoffindustrie entnommen werden. Eine weitere Datengrundlage können Betriebsdaten von Thermenbetreibern im Untersuchungsgebiet darstellen, sofern diese hydrochemische Messungen durchführen. Diese Daten bilden die Grundlage, um in weiterer Folge hydrochemische Modellierungen mittels entsprechender Computersoftware durchzuführen. Dies dient dem Zweck, die untersuchten Thermalwässer basierend auf ihrer hydrochemischen Signatur zu klassifizieren und dadurch systematische Unterschiede und Gemeinsamkeiten ablesen zu können. Eine Darstellungsart der Ergebnisse einer hydrochemischen Modellierung von Thermalwässern ist das für Grundwässer übliche trilineare Piper-Diagramm (Abbildung 23).

Mit den entsprechenden Daten kann in dieser Projektphase das Korrosions- und Ausfällungspotential der Thermalwässer auf regionaler Ebene charakterisiert werden. Für eine abschließende hydrochemische Bewertung für die Umsetzung einer Geothermieanlage sind jedoch in-situ Daten notwendig, welche nur im Zuge eines Fördertests aus dem Zielreservoir gewonnen werden können.¹³

¹² **Ansprechpartner:**

<http://www.geo-5.at/>
www.heinemannoil.com
www.geologie.ac.at

¹³ **Ansprechpartner:**

<https://www.ait.ac.at/en/research-topics/integrated-energy-systems>

Weiterführende Quellen:

Haslinger et al, 2016

<https://energieforschung.at/wp-content/uploads/sites/11/2020/12/NoScale-843827-Publizierbarer-Endbericht-final.pdf>

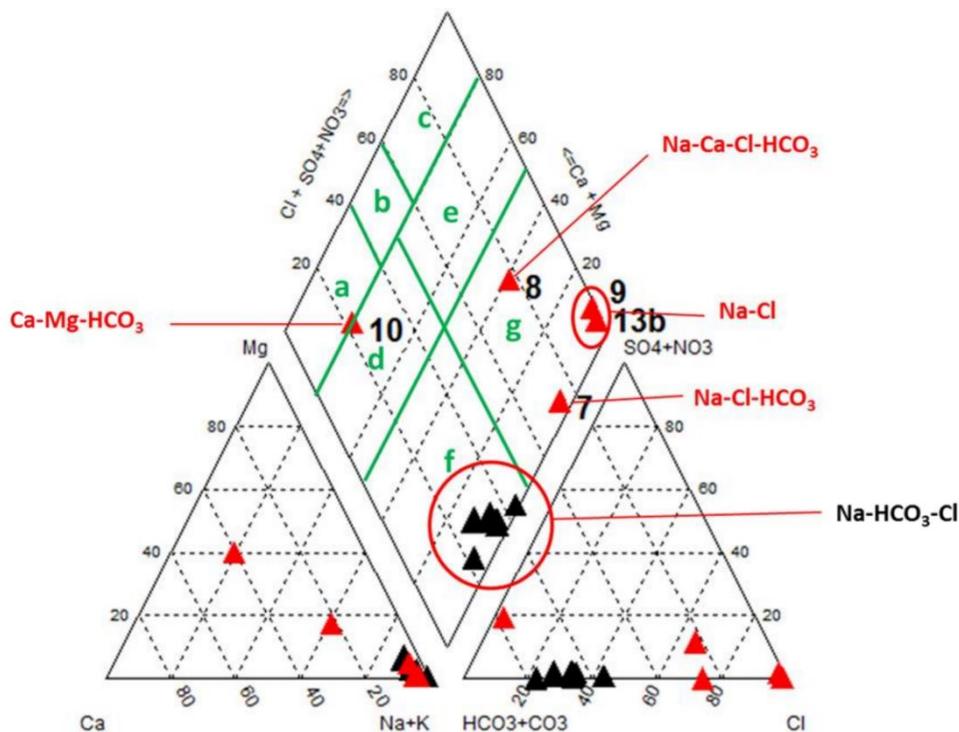


Abbildung 23: Piper Diagramm zur hydrochemischen Klassifizierung von Thermalwässern (Haslinger et al., 2016)

3.5.6 Geomechanische Bewertung

In dieser zweiten Projektphase soll eine hinreichend genaue Bewertung von Störungen erreicht werden, um folgende Entscheidungen zu ermöglichen:

- Können Risiken durch ausgelöste Seismizität durch einen ausreichenden Abstand des Explorationsgebiets zu seismotektonisch aktiven Störungen vermieden werden?
- Welche zusätzlichen Untersuchungen sind notwendig, um verbleibendes oder in Kauf genommenes Risiko zu bewerten, wenn ausreichende Abstände nicht möglich sind?

Voraussetzung für die Entscheidung ist eine Erweiterung der Datengrundlage. Der öffentlich verfügbare Erdbebenkatalog kann durch Kombination mit anderen lokalen Erdbebenkatalogen sowie zusätzliche seismische Messdaten anderer Stationsbetreiber aus Forschung und Industrie verbessert werden. Speziell durch zusätzliche Messdaten von lokalen Messstationen können regional Erdbeben mit kleiner Magnitude detektiert und präziser lokalisiert werden. Aus den Daten können auch Herdflächenlösungen, die Aufschluss über die Verschiebungsrichtung der erdbebenauslösenden Störung geben, gewonnen werden.

In Projektgebieten, die Explorationsziele für Kohlenwasserstoff waren oder in denen Öl/Gas produziert wird, sollten bohrlochbezogene Daten zur Charakterisierung des rezenten Spannungszustands erhoben werden. Auswertungen von FMI, UBI oder Caliper-Logs führen zur Bestimmung der Orientierung von Rezentenspannungen durch die Auswertung von Bohrlochbreakouts und bohrungsinduzierten Brüchen. Weitere Logs (Full-Wave Sonnic, Gamma, Dichte, elektrische Logs etc.), bohrtechnische Angaben (Spülungsverluste, Spülungsgewicht) und Bohrlochversuche (Formation Integrity Tests, Hydrofrac-Tests)

können für die Berechnung von eindimensionalen Spannungsmodellen verwendet werden. Solche Modelle beschreiben das Spannungsregime, die Orientierung und die absolute Größe der Spannungen in Abhängigkeit von der Tiefe entlang des analysierten Bohrlochs.¹⁴

3.5.7 Technische und ökonomische Bewertung

Auf Basis der Untersuchungen anhand nicht-öffentlicher Daten (siehe vorangegangene Kapitel) und den sich daraus abgeleiteten Informationen, können die Annahmen für die erste grobe wirtschaftliche Bewertung (siehe Kapitel 3.4.7) verifiziert und gegebenenfalls angepasst werden. Dies ermöglicht eine neuerliche, etwas detailliertere wirtschaftliche Bewertung und liefert ggf. wichtigen Input für den Umfang und die Priorisierung der Explorationstätigkeiten.

3.5.8 Conclusio Phase 2

Nachdem alle Bestandsdaten aus öffentlichen und nicht-öffentlichen Quellen erhoben und eingehend für das Projektvorhaben analysiert wurden, lassen sich darauf aufbauend die Detailplanungen für aktive Explorationsmaßnahmen durchführen. Diese können beinhalten:

- 3D Seismik-Messungen nach dem neuesten Stand der Technik.,
- Processing und geologische Interpretation zur Ermittlung der Reservoirgeometrien,
- Fördertests anhand einer eventuell vorhandenen Bestandsbohrung oder einer neu zu errichtenden Testbohrung zur Bestimmung hydraulischer und hydrochemischer Parameter für die Reservoirbewirtschaftung,
- Labormessungen an Gesteinsproben aus Aufschlussäquivalenten des Zielreservoirs zur Bestimmung thermisch relevanter Eigenschaften,
- Felduntersuchungen von Störungen an der Oberfläche zur Abschätzung deren seismotektonischer Aktivität.

¹⁴ **Ansprechpartner:**

<https://geologie.univie.ac.at/>

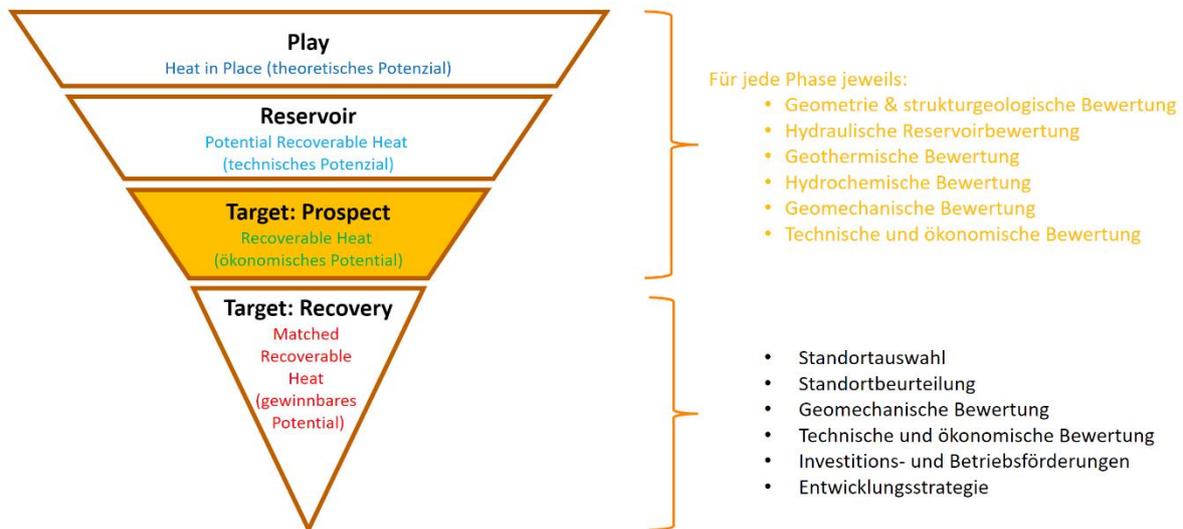
<https://www.zamg.ac.at/cms/de/geophysik/erdbeben/erdbebendienst>

www.omv.com

Weiterführende Quellen:

Gaucher et al., 2015

3.6 Phase 3 - Regionalstudie – Exploration



Ziele:

- Erhebung bzw. Generierung aller Informationen, welche für die fundierte Planung konkreter Umsetzungsprojekte zur hydrothermalen Nutzung benötigt werden,
- Strukturgeologisches Untergrundmodell der geothermisch relevanten Einheiten sowie des Störungsnetzwerks basierend auf Explorationsergebnissen,
- Charakterisierung der Reservoirgesteine durch Labor- und Feldmessungen.

3.6.1 Einleitung

Stellt sich nach der Bewertung öffentlich und nicht-öffentlich zugänglicher Daten heraus, dass das Zielreservoir nicht ausreichend charakterisiert werden kann, steht eine Vielzahl an Methoden zur weiteren Untersuchung zur Verfügung, um eine vollständige Datengrundlage für die Reservoirmodellierung & Simulation zu erhalten. Die wichtigste Methode stellen in der Regel 2D und 3D Seismikmessungen als bildgebendes Verfahren für den tiefen Untergrund dar, welche seit Jahrzehnten als Standardwerkzeuge der Kohlenwasserstoffindustrie zur Exploration neuer Lagerstätten etabliert wurden. Diese Messungen sind jedoch sehr kostenintensiv und setzen die Befahrbarkeit mit schweren Vibrotrucks als seismische Signalquelle voraus, wodurch Flurschäden entstehen können. Des Weiteren müssen Geophone als seismische Empfänger großflächig über das Zielreservoir ausgelegt werden, um ein vollständiges Abbild des Untergrunds zu erhalten. Neben Informationen über Tiefenlage und Verteilung von geologischen Einheiten im Untergrund, bilden Seismikmessungen auch das Störungssystem im Untergrund ab.

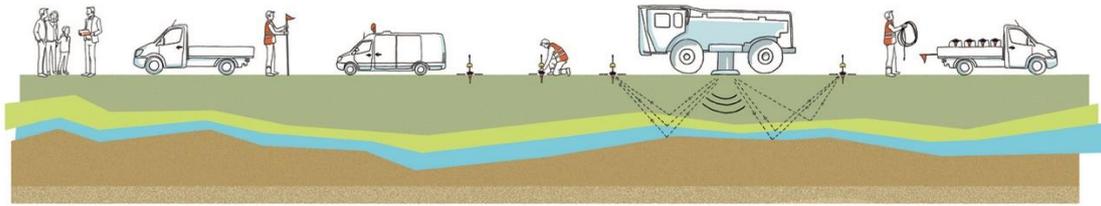


Abbildung 24: Überblick zum Ablauf von Seismikmessungen (© Andrea Krizmanich / carolineseidler.com)

Die Reflexionsseismik ist ein Verfahren, das zur Beschreibung der Geometrien und Tiefenlagen von geologischen Schichtgrenzen im Erdinneren eingesetzt wird. Bei reflexionsseismischen Messungen werden elastische Wellen mit Hilfe von Vibrationen (durch Impulsfahrzeuge) im Untergrund erzeugt. Die Wellen laufen durch die verschiedenen Gesteinsschichten, werden an Schichtgrenzen oder Inhomogenitäten reflektiert, refraktiert und transmittiert und an der Erdoberfläche von Geophonen registriert. Diese wurden im Projekt GeoTief EXPLORE (3D) im Messgebiet (vgl. Abbildung 1) vorgenommen.

Die Ergebnisse von Seismikmessungen sind ausschlaggebend für die Identifizierung von Störungen an der Erdoberfläche, welche mithilfe von Bodenradar- und Geoelektrikmessungen genauer eingegrenzt werden können, um in weiterer Folge direkt im Gelände deren jüngste Aktivität zu bestimmen. Seismisches Monitoring zur Messung der natürlichen Seismizität und Bodenunruhe ist in diesem Zusammenhang ein wichtiger Baustein für das Risikomanagement hinsichtlich Gefährdung durch assoziierte Seismizität, da so die Aktivität von Störungen vor, in und nach der gesamten Explorationsphase aufgezeichnet wird. Neben diesen geophysikalischen Messverfahren bieten Labor- und Geländeuntersuchungen eine weitere Möglichkeit zur Reservoircharakterisierung. Sollten dafür keine Gesteinsproben des Zielreservoirs aus Bestandsbohrungen der Kohlenwasserstoffindustrie vorhanden sein, so können Aufschlussäquivalente als Probenmaterial herangezogen werden. Dabei handelt es sich um Gesteine des Zielreservoirs, welche meist außerhalb des direkten Untersuchungsgebiets an der Erdoberfläche zutage treten.

3.6.2 Geometrie und struktureologische Bewertung

Heutzutage stellt die Methode der 3D Seismik das Standardwerkzeug zur geometrischen und struktureologischen Abgrenzung von Zielreservoirien im Untergrund dar. Hier ist im Vorfeld eine detaillierte Umsetzungsplanung durchzuführen, bei welcher eine Vielzahl an Faktoren an der Erdoberfläche (Besiedlungsdichte, naturräumliche Schutzzonen & Schutzzeiten, Befahrbarkeit mit Vibrotrucks) als auch im Untergrund (vermutete, räumliche Lage des Zielreservoirs hinsichtlich Tiefe und Schichteinfallen) zu berücksichtigen sind. Nach Aufnahme der seismischen Rohdaten müssen diese noch in einem langen Verfahren prozessiert werden, um zu einem aussagekräftigen 3D Abbild des Untergrunds zu gelangen (Bereinigung von Artefakten, Geschwindigkeitsanalyse, Zeit-Tiefen Konvertierung). Das Ergebnis ist ein räumlicher 3D Seismikblock, welcher mit entsprechenden Softwareprogrammen durch ExpertInnen geologisch interpretiert werden kann.

3.6.2.1 Tiefenlage & geographische Abgrenzung

Die Tiefe und Ausbreitung des Zielreservoirs sowie das angestrebte, geothermische Nutzungsgebiet unter der Erdoberfläche hängt direkt mit der Ausdehnung des Messgebiets der 3D Seismik an der Erdoberfläche zusammen. Je tiefer das betreffende Zielreservoir vorhanden ist, desto größer muss das Feld an Geophonen zur Aufnahme des Antwortsignals ausgelegt werden. Zudem muss die Energieanregung und Frequenz des seismischen Signals entsprechend angepasst werden. Sollte das Zielreservoir geneigt vorhanden sein, ist das Messgebiets sogar noch zu vergrößern, um die durch die Neigung verursachte Streuung des seismische Antwortsignals ausreichend zu empfangen (vgl. Abbildung 25).

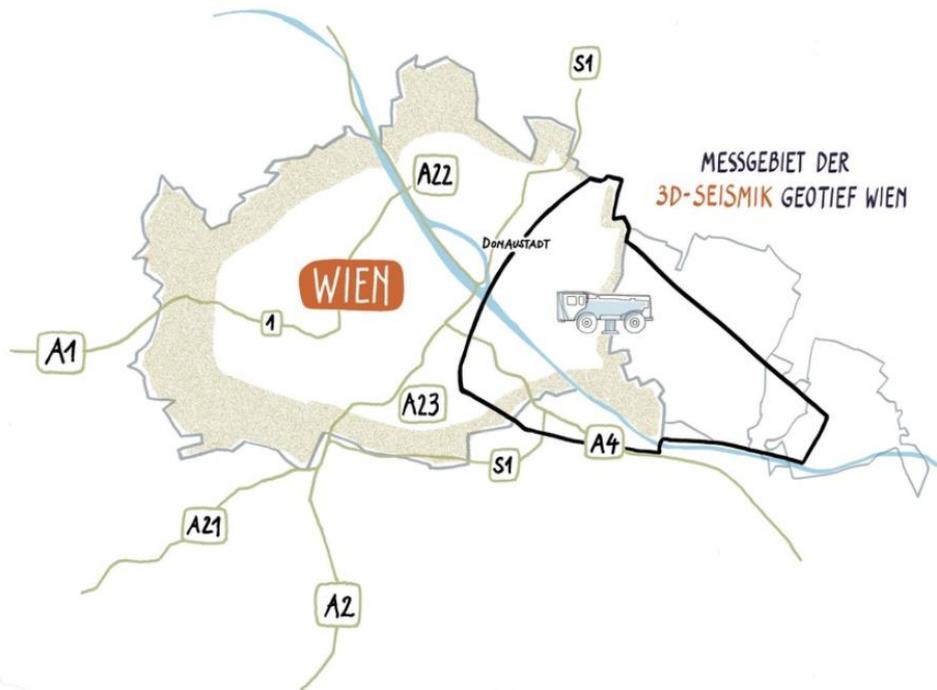


Abbildung 25: Messgebiet 3D Seismik in Wien. Die starke Ausdehnung des Messgebiets nördlich der Donau Richtung Osten resultiert aus der südöstlichen Neigung des Zielreservoirs in der Tiefe

3.6.2.2 Relevante interne Strukturen

Nachdem die seismischen Daten aufgenommen und technisch bearbeitet wurden (Processing), werden diese nach strukturgeologischen Kriterien interpretiert. Dabei fließt neben Informationen aus eventuell bestehenden Bohrungen im Messgebiet die umfassende, regionalgeologische Expertise von mit dem umliegenden Gebiet vertrauten GeologInnen ein. Dabei handelt es sich um einen iterativen Prozess, um schlussendlich zu einem allgemein akzeptierten Interpretationsbild zu kommen, in dem alle geologischen Störungen und Schichtgrenzen vorhanden sind. Somit soll das Zielreservoir möglichst genau abgegrenzt werden können.

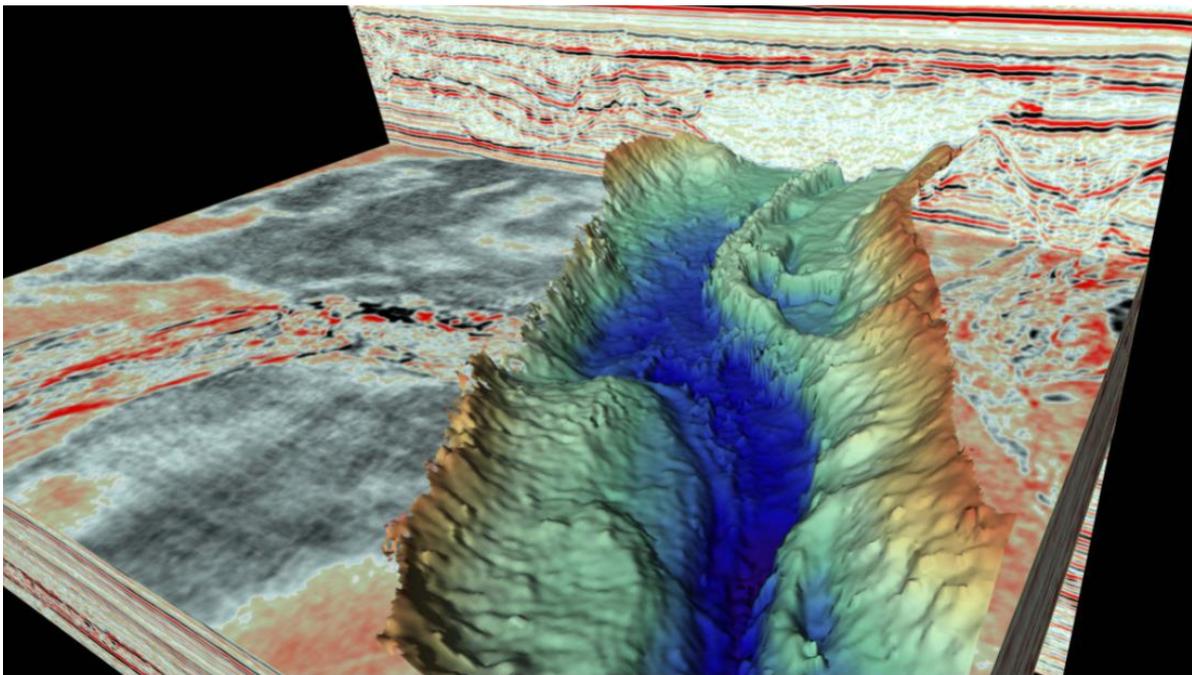


Abbildung 26: Strukturgeologische Interpretation einer geologischen Schichtgrenze aus einem 3D Seismikblock (Kirkham, et al., 2021)

3.6.2.3 Volumetrische Bewertung

Das aufgrund der strukturgeologischen Interpretation abgegrenzte Zielreservoir wird in weiterer Folge in einen voxelbasierten Modellkörper umgewandelt. Dabei handelt es sich um ein aus quaderförmigen Zellen aufgebauten, digitalen Körper, welcher zur Inhaltsberechnung des Reservoirs genutzt wird und die unterschiedlichen Eigenschaften und geostatistische Kennwerte für weitere Berechnungen zugewiesen werden können (Simulation von Spannungszuständen, petrophysikalische Eigenschaften etc. vgl. Abbildung 27). Dieses Modell stellt die geologische Ausgangsbasis für Simulationen dar, welche das Reservoirverhalten aufgrund unterschiedlich dimensionierter, hydrothermalen Nutzungsszenarien näherungsweise berechnen können.

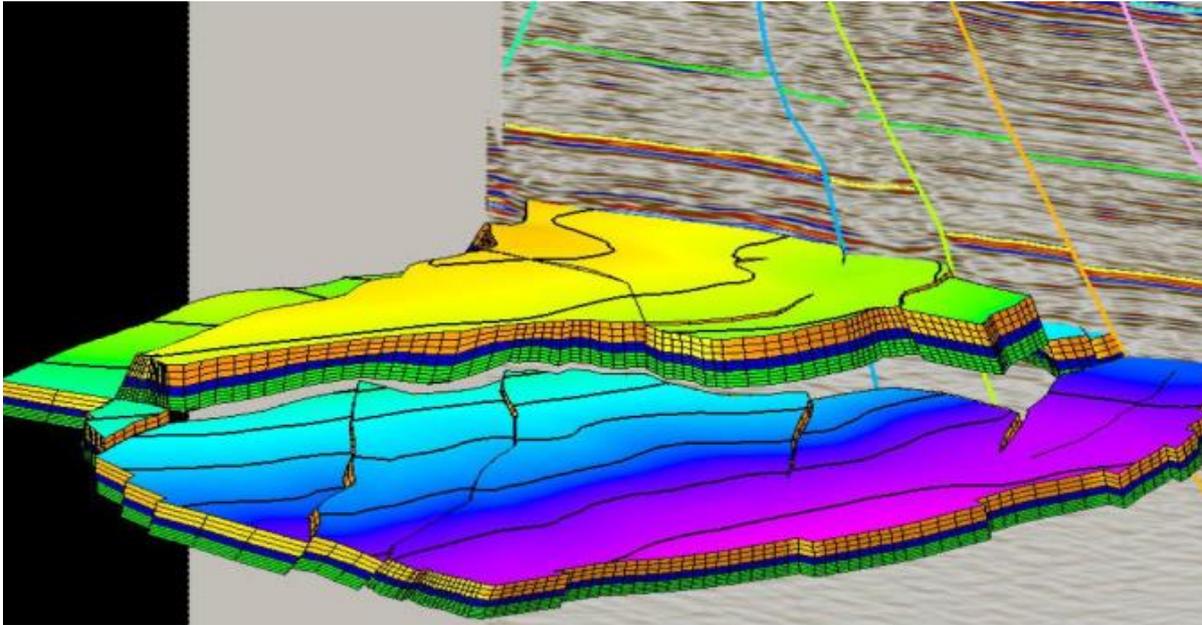


Abbildung 27: Voxelbasiertes Volumenmodell basierend auf strukturell geologisch interpretierten Seismikdaten (Quelle: Geo5)¹⁵

3.6.3 Hydraulische Reservoirbewertung

Die Erhöhung der Datendichte von hydraulischen Kennwerten ermöglicht eine bessere Vorstellung des Reservoirs bzw. Prospects in Bezug auf dessen Heterogenität. Zudem können durch gezielte Beprobung, einzelne Bereiche (z.B. Störungszonen) charakterisiert werden. Um Daten zu den hydraulischen Eigenschaften aus dem Zielreservoir zu erhalten, stehen prinzipiell zwei Möglichkeiten zur Verfügung:

- Labor- und Feldmessungen an Aufschlussäquivalenten des Zielreservoirs,
- In situ Fördertest des Formationswassers aus dem Zielreservoir an einer eventuell vorhandenen Bestandsbohrung oder einer neuen Testbohrung.

3.6.3.1 Porosität

Proben für Porositätsmessungen können einerseits aus einem dem Zielreservoir entsprechenden Gesteinsaufschluss an der Erdoberfläche entnommen werden (Abbildung 28) oder aus einer Testbohrung welche das Zielreservoir im Untergrund direkt ansteuert. Weiters können Kluftporositäten (Zählung Klüfte/Meter für jede identifizierte Klufrichtung) und Kluftöffnungen (z.B. TinyPerm, NER Inc.) an Äquivalentaufschlüssen im Gelände bestimmt werden.

Die Porosität kann anschließend mit Labormessungen wie der Wägemethode nach dem archimedischen Prinzip oder mittels einem Porosimeter (z.B. Vinci Coreval) bestimmt werden. Beide Messungen erlauben auch gleichzeitig die Bestimmung der Gesteinsdichte. Vorteil der Wägemethode ist die Bestimmung der

¹⁵ Ansprechpartner:

<http://www.geo-5.at/>

Weiterführende Quellen:

Bacon, Simm, & Redshaw, 2013

Porosität an größeren Gesteinsvolumen mit Wasser als Fluid. Die Verwendung von modernen Porosimetern ermöglicht hingegen die Messung der Proben unter unterschiedlichen Auflastdrücken und somit eine Annäherung an die Reservoirbedingungen. Da Porosimeter mit Gas als Arbeitsfluid arbeiten, sollten die Werte anschließend umgerechnet werden, um die Porosität für die Speicherung von Wasser zu bestimmen.



Abbildung 28: Links: Probennahme für Labormessungen und Kluftdichtemessung an einem Äquivalentaufschluss, Rechts: Probenplug für die Porositätsbestimmung im Labor mittels Permeameter

3.6.3.2 Permeabilität

Die Bestimmung der Permeabilität der Proben erfolgt im Labor mittels Permeametern (z.B. Vinci Coreval oder tragbare Luftpermeameter wie TinyPerm von NER Inc). Wie schon bei der Porosität erwähnt, bieten diese die Möglichkeit der Messung unter Auflast (Vinci Coreval) und somit eine Messung angenähert an die realen Reservoirbedingungen in großen Tiefen. Generell gilt, je größer das beprobte Volumen desto aussagekräftiger sind die Werte für eine Reservoirbeschreibung. Laborproben bieten jedoch den Vorteil gezielt unterschiedliche Bereiche (z.B. Störungszonen) zu charakterisieren, um die Heterogenität eines Reservoirs zu verstehen.

Für die Bestimmung der Permeabilität bieten sich auch modifizierte Open-End-Test an Äquivalentaufschlüssen an. Open-End-Test ermöglichen dabei eine Steigerung des untersuchten Probenvolumens und die Untersuchung von stark geklüfteten Gesteinen, bei denen keine Probennahme für Laboruntersuchungen möglich ist bzw. die Erfassung von Bereichen mit größeren Kluftabständen die bei Handstücken nicht abgebildet werden können. Dazu wird bei Open-End-Test ein definiertes Volumen von Wasser direkt im Gelände im Gestein versickert (Abbildung 29).



Abbildung 29: Permeabilitätsmessungen mittels Open-End-Test im Aufschluss

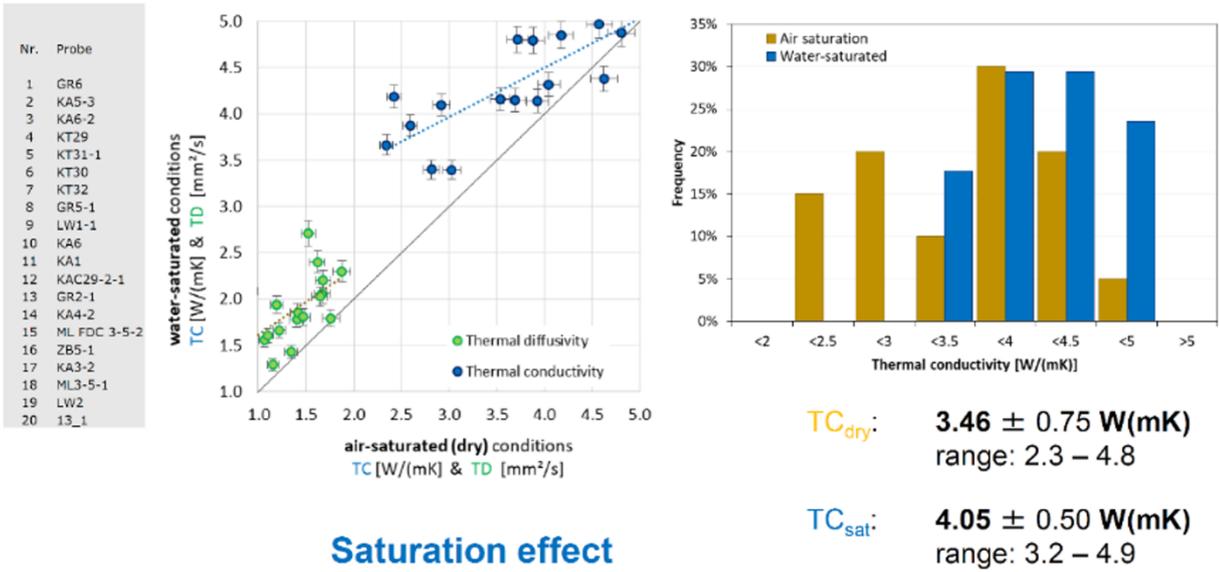
3.6.4 Geothermische Bewertung

Die Bestimmung von thermophysikalischen Gesteinseigenschaften von Gesteinsproben aus Aufschlüssen oder Bohrkernen bietet die Möglichkeit der Datenverdichtung und somit zur Erhöhung des thermischen Verständnisses des angestrebten Zielreservoirs.

Für die Bestimmung von thermophysikalischen Parametern stehen unterschiedliche Methoden zu Verfügung. Gängige Methoden stellen hier z.B. die Optical Scanning Methode oder die Nutzung einer Halbraumlinienquelle dar (Abbildung 30). Die thermischen Parameter, Wärmeleitfähigkeit, Temperaturleitfähigkeit und Wärmekapazität sollten unabhängig von der Messmethode für alle Proben im trockenen und gesättigten Zustand ermittelt werden. Dies bietet zudem die Möglichkeit die Dichte und Porosität der Probe zu berechnen.

Energieforschungsprogramm - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG



Saturation effect



Abbildung 30: Oben: Laborergebnisse aus der Untersuchung von Aufschlussproben im trockenen und wassergesättigten Zustand zur Bestimmung der Wärmeleitfähigkeit am Geoforschungszentrum Potsdam. Unten links: Messanordnung mit dem ISOMET 2114 an der Geologischen Bundesanstalt. Rechts: schematisches Messprinzip der Halbraumlinienquelle (www.te-ka.de)¹⁶

3.6.5 Hydrochemische Bewertung

Eine endgültige Bewertung der hydrochemischen Verhältnisse des Thermalwassers bietet nur ein Fördertest des Formationswassers aus dem Zielreservoir (Abbildung 31). Dafür ist entweder eine zugängliche Bestandsbohrung aus einer früheren Explorationsphase der Kohlenwasserstoffindustrie oder Geothermie notwendig, oder es muss eine geeignete Probebohrung errichtet werden. Nachdem zu Beginn eines Fördertests verunreinigtes Formationswasser aus dem Bohrloch ausgefördert wird, werden anschließend in regelmäßigen Abständen Wasserproben für die Vollanalyse einer Vielzahl chemischer (Spurenelemente, Isotope, Gase), mikrobiologischer und physikalischer (Dichte, Druck, Viskosität, Temperatur) Parameter entnommen. Die gewonnenen Proben und Ergebnisse dienen in weiterer Folge

¹⁶ **Ansprechpartner:**
www.geologie.ac.at
<https://www.gfz-potsdam.de/sektion/geoenergie/ueberblick/>
<https://geologie.univie.ac.at/>

als Grundlage um Wasser-Material-Interaktionen im Labor testen zu können sowie die Detailplanung der zukünftigen Geothermieanlage hinsichtlich Materialauswahl bestmöglich zu unterstützen. Auch nach Errichtung einer Geothermieanlage sollte ein hydrochemisches Langzeitmonitoring im laufenden Betrieb umgesetzt werden, um mögliche Veränderungen des Thermalwassers zeitgerecht zu erkennen und allfällige Gegenmaßnahmen einleiten zu können.¹⁷



Abbildung 31: Fördertest aus einer bestehenden Bohrung. Die Becken im Vordergrund dienen der Zwischenspeicherung des geförderten Thermalwassers aus dem Zielreservoir (Quelle: Wien Energie).

3.6.6 Geomechanische Bewertung

In der Explorationsphase erfolgt eine detaillierte Charakterisierung aller Störungen im Umfeld der als möglich erachteten Dubletten- oder Multipletten-Standorte. Die Untersuchungen sollen folgende Störungseigenschaften beschreiben:

- Exakte Lage, Dimension, Geometrie und Versatz der im 2D/3D-Seismikdatensatz abgebildeten Störungen. Daten, die sich auf die Störungsabschnitte im Zielhorizont beschränken, sind nicht ausreichend.
- Lage der Oberflächenausbisse der in den Seismikdaten kartierten Störungen.
- Klassifizierungen der Störungen als seismotektonisch „aktiv“ oder „inaktiv“¹⁸

¹⁷ Ansprechpartner:

<https://www.ait.ac.at/en/research-topics/integrated-energy-systems>

Weiterführende Quellen:

Karlsdottir, 2012

¹⁸ Störungen sind als „aktiv“ einzustufen, wenn sie nachweislich instrumentell aufgezeichnete Erdbeben ausgelöst haben und/oder sich in der jüngsten geologischen Vergangenheit (Quartär, < 2,6 mio. Jahre) bewegt haben.

- Für seismotektonisch aktive Störungen: Abschätzung des Erdbebenpotentials (stärkstes mögliches Erdbeben, Wiederholungsrate von Erdbeben)
- Abschätzungen der erwarteten Störungseigenschaften in Bezug auf ihre hydraulische Leitfähigkeit (dicht oder durchlässig) im Reservoir.

Ziel der Untersuchungen ist eine exakter 3D-Störungsdatensatz für die Standortauswahl und die Vermeidung von Standorten, für die nicht tolerierbare Risiken durch induzierte und insbesondere ausgelöste Seismizität erwartet werden müssen.

Geländehöhenmodelle (LIDAR-Daten), geologische Daten zur Verteilung quartärer Sedimente und hochauflösende geophysikalische Messungen (Bodenradar, Geoelektrik, hochauflösende Flachseismik) können für die Kartierung von oberflächennahen Störungen herangezogen werden. Abschätzungen des Erdbebenpotentials verwenden Daten aus Erdbebenkatalogen und paläoseismologische Daten. Aus Schurfgräben können die Häufigkeit und Stärke prähistorischer Erdbeben aus dem Alter und dem Versatz von quartären Ablagerungen bestimmt werden.

In dieser Phase wird mit dem Monitoring der regionalen Seismizität begonnen, um die potentielle Veränderung der Seismizität durch den Betrieb der Geothermieanlage(n) zu dokumentieren (Beweissicherung). Dazu müssen Beben unterhalb der Wahrnehmungsgrenze detektiert und genau lokalisiert werden können (Details siehe Schweizer Erdbebendienst Guide & FKPE Positionspapier in der folgenden Fußnote). Aus den so entstehenden Messdaten kann zusätzlich die Bodenunruhe abgeschätzt werden, welche für die Messnetzplanung benötigt wird.¹⁹

3.6.7 Phase 3 - Conclusio

Mit Abschluss von Phase 3 ist die gesamte Datenerhebung für die Festlegung eines hydrothermalen Produktionsstandorts abgeschlossen. Die nachfolgenden Arbeitsschritte bis hin zum Start der Bohrungsarbeiten befassen sich daher mit Simulations- und Planungstätigkeiten sowie der Akzeptanzforschung und Anrainerinformation im Gebiet der geplanten hydrothermalen Nutzungen.

¹⁹ **Ansprechpartner:**

<https://geologie.univie.ac.at/>

<https://www.zamg.ac.at/cms/de/geophysik/erdbeben/erdbebendienst>

Weiterführende Quellen:

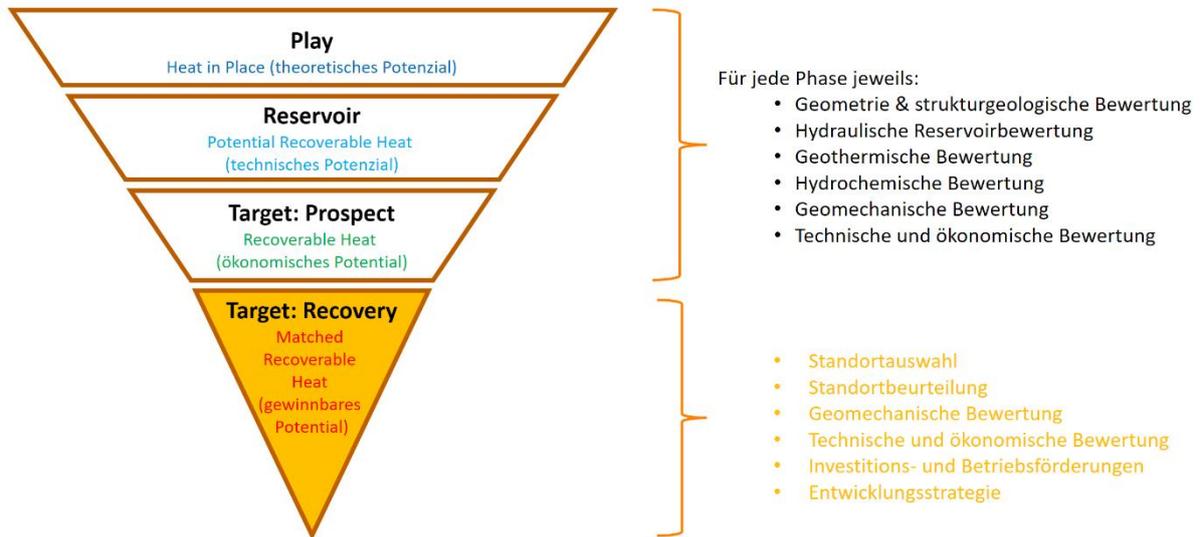
Schweizer Erdbebendienst: Practice Guide for Managing Induced Seismicity in Deep Geothermal Energy Projects in Switzerland (Version 2)

<https://www.research-collection.ethz.ch/handle/20.500.11850/453228>

Forschungskollegium Physik des Erdkörpers - Positionspapier:

https://www.fkpe.org/fileadmin/user_upload/Microsite_FKPE/dokumente/Induzierte_Seismizitaet/fkpe_in_d_seis_monitor_120709_final.pdf

3.7 Phase 4 - Lokalstudie – Konkrete Standortentwicklung



Ziele:

- Identifizierung und Bewertung eines oder mehrerer Anlagenstandorte,
- Festlegung der Landepunkte im Untergrund,
- Festlegung der Standorte für Förder- und Injektionsbohrung des ersten Umsetzungsprojekts,
- Bohrplanung und Anlagenkonzept (inkl. Kostenschätzungen),
- Techno-ökonomische Bewertung des ersten Umsetzungsprojekts und Risikoanalyse.

3.7.1 Einleitung

Die Analyse und Auswertung der Daten ermöglicht die Erstellung einer Vielzahl an Modellen aus den Bereichen Geologie, Geophysik, Geochemie, Geomechanik etc., welche unter anderem Aussagen über den nutzbaren Wärmeinhalt, hydraulische Eigenschaften, Porositäts- und Permeabilitätsverteilungen sowie die geomechanischen Verhältnisse im Zielreservoir liefern. Diese Modelle stellen eine digitale Synthese aus allen zuvor erhobenen Bestands- und Neudaten dar, wodurch sich diese räumlich gegenüberstellen lassen und Kernaussagen über das Reservoir getroffen werden können. Modelle stellen somit auch das Bindeglied zwischen der gesamten Datenerhebung und allen Arbeiten der konkreten Projektstandort betreffend dar. Diese Modelle sind unabdingbar, um mögliche Anlagestandorte zu identifizieren und nach geologischen/technischen und wirtschaftlichen Kriterien sowie Risiken zu bewerten. In diesem Untersuchungsschritt werden nicht nur die Anlagenstandorte an der Erdoberfläche, sondern auch die Bohrungstargets definiert. Dabei handelt es sich um den Aufschlagpunkt des Bohrkopfes in vielversprechenden Gebieten des Zielreservoirs. Die heutige Bohrtechnik erlaubt die Ablenkung des Bohrpfad im Untergrund sowie die Aufteilung in mehrere Sekundärbohrpfade aus einer Bohrung heraus. Dadurch lassen sich von einem Bohrturm mehrere Targets ansteuern, welche horizontal hunderte von Metern vom Bohrturm entfernt sein können. Zudem wird in dieser Projektphase die Wirtschaftlichkeit potentieller Standorte anhand verschiedener Kostenparameter vorab berechnet sowie eine Entwicklungsstrategie für das geothermische Play erarbeitet.

3.7.2 Standortauswahl

Die Standortauswahl für eine Obertageanlage zur Wärmeabgewinnung aus Geothermie ist in dieser Phase hauptsächlich von zwei Faktoren abhängig:

- Lage und Ausdehnung der vielversprechendsten Areale des Zielreservoirs hinsichtlich Schüttung und Temperaturniveau, welche mithilfe geostatistischer Reservoirmodelle und dynamischen Simulationen errechnet werden. Alle erhobenen thermischen, hydraulischen, geochemischen und geophysikalischen Daten aus den Phasen 1 bis 3 fließen als Eingangsparameter in diese Berechnungen mit ein.
- Geeignete und verfügbare Grundstücke an der Oberfläche für die Durchführung von Bohrungen und die Errichtung und dem späteren Betrieb einer Anlage.

Aufgrund dieser Faktoren ergeben sich meist mehrere potenzielle Standorte, die einer Bewertung unterzogen werden (vgl. Abbildung 32).²⁰

²⁰ **Ansprechpartner:**

<http://www.wienenergie.at/>

<https://www.heinemannoil.com/>

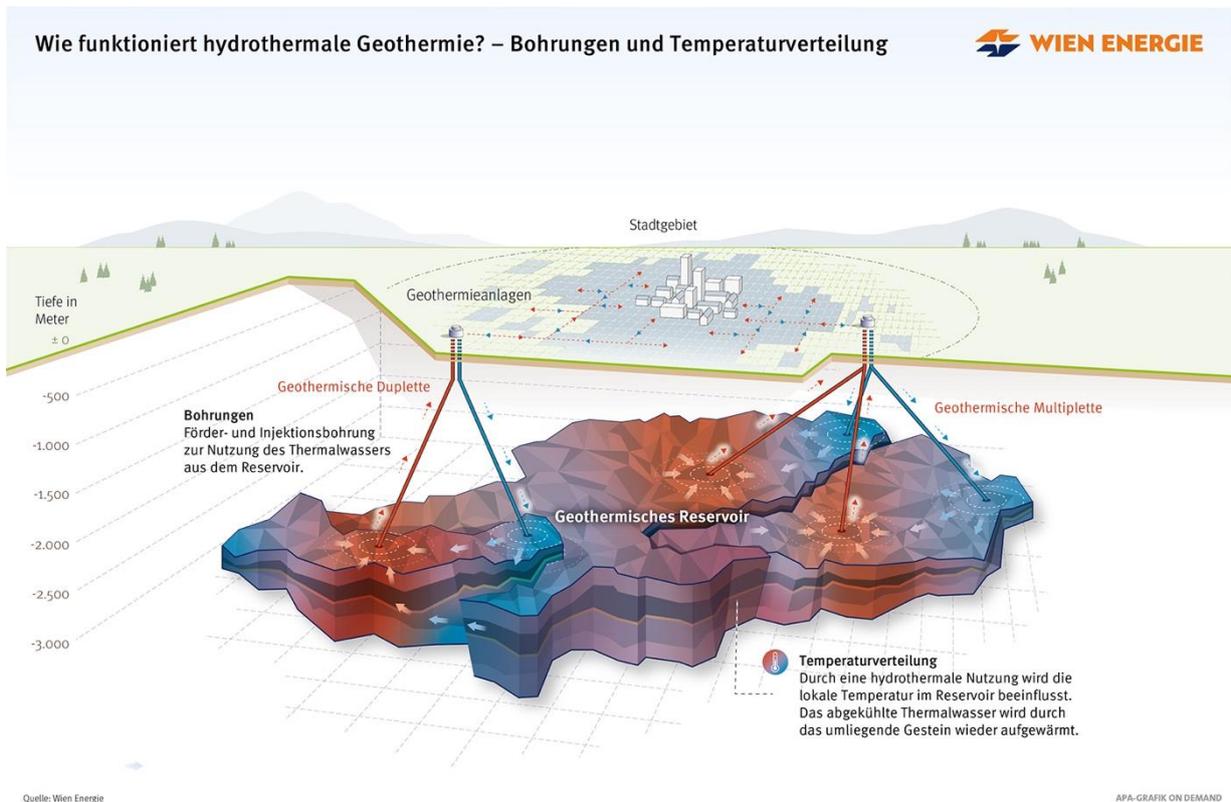


Abbildung 32: Mögliche Anordnung eines Anlagenportfolios zur mehrjährigen Erschließung eines geothermischen Reservoirs

3.7.3 Standortbeurteilung

Für die einzelnen geothermischen Dubletten an den potenziellen Standorten können mithilfe der generierten Raster- und Voxelmolelle des Zielreservoirs verschiedene Nutzungsszenarien in einem Simulationsmodell berechnet werden. Als Eingangsparameter dienen hierbei z.B. Porosität, Permeabilität, Temperaturniveau, Druck bzw. Schüttungsmenge des Heißwassers aus der Explorationsphase.

Simulationsmodell

Das Simulationsmodell ist ein numerisches Lagerstättenmodell, welches direkt aus dem geologischen Modell sowie vorhandenen PVT (pressure-volume-temperature)- und Bohrkerndaten erstellt wird. Die folgende Abbildung zeigt den schematischen Workflow.

Thermisch-hydraulische Simulation einer geothermischen Lagerstätte

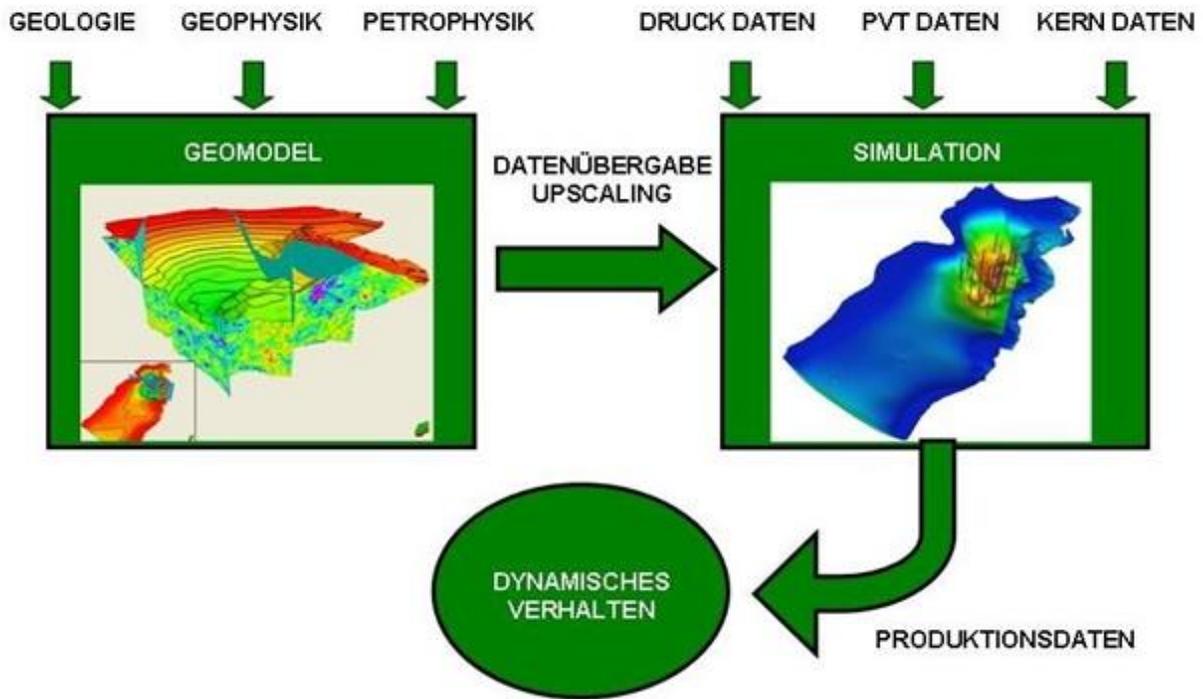


Abbildung 33: Workflow von statischem, geologischen Modell zu Simulationsmodell und dynamischem Verhalten des Reservoirs.

Unter Simulation versteht man im Allgemeinen die numerische Berechnung von verschiedenen physikalischen Eigenschaften, wie z.B. im Fall der Lagerstätten- oder Aquifersimulation die Bestimmung von Fließvorgängen aber auch Temperaturverteilungen bzw. Energiebilanzen. Dabei ist es wesentlich, ob die Berechnungen auch mittels dynamischer Daten wie etwa Druckverläufen, Produktionsgeschichte, Temperaturverläufen, etc. kalibriert werden können. Eine derartige Kalibrierung erhöht die Voraussagekraft der Simulation wesentlich.

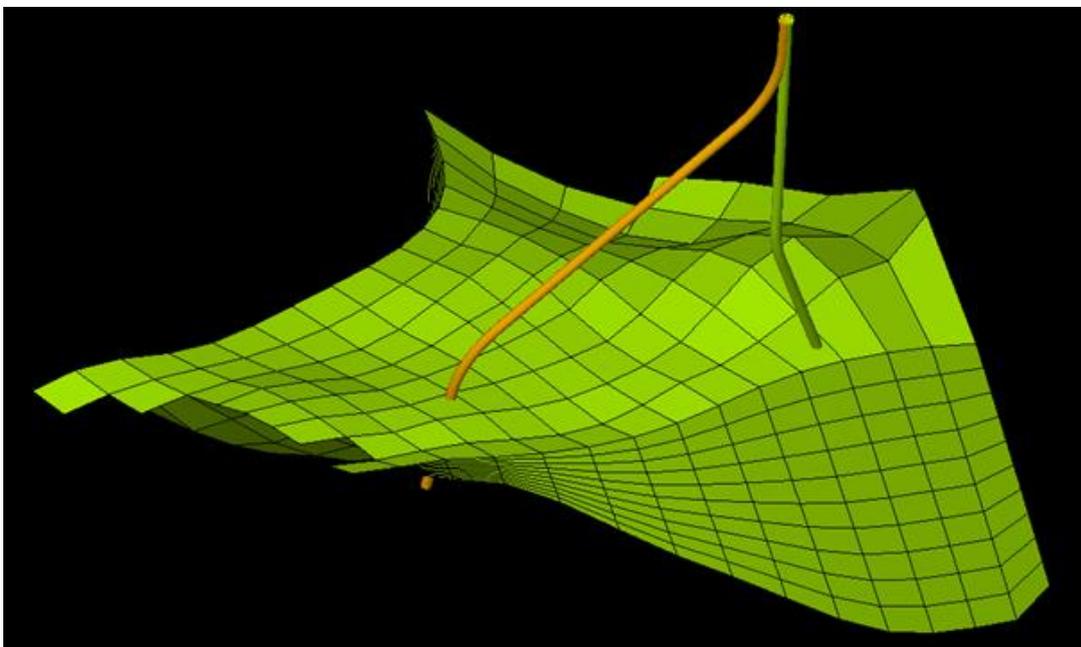
Im Falle einer thermisch-hydraulischen Simulation eines „neuen“ Projektes spricht man von einer direkten Simulation, d.h. die Berechnungsergebnisse können nicht a priori validiert werden. Das bedeutet wiederum, dass die schon im geologischen Modell vorhandenen Unsicherheiten durch die Berechnung nicht eingegrenzt werden können. Das Simulationsergebnis beschreibt hiermit das dynamische Verhalten des Geomodells (also einer Modellvorstellung) und nicht die Wirklichkeit. Um relevante Ergebnisse zu erhalten, muss die Varianz der wesentlichen Inputparameter bekannt sein, welche dann in den Simulationsworkflow als Parameterstudie einfließen.

Gemäß der obigen Abbildung sind typischerweise folgende Arbeitsschritte durchzuführen:

- Das in einer Modellierungssoftware fertig gestellte, geologische Modell muss für die Simulation aufbereitet werden. Es ist wünschenswert, allerdings nicht immer möglich, das geologische Modell direkt in die Simulation zu übernehmen, da die Modellierung der Gesteinsparameter (Porosität und Permeabilität) mittels geostatistischer Methoden durchgeführt wird und verschiedene geologische Realisationen gerechnet werden. Lässt die Größe (Anzahl der Simulationszellen) eine Simulation

nicht zu, so wird das geologische Modell mittels „Upscaling“ (das Rechengitter wird gröber) verkleinert und für die Simulation exportiert. Dabei muss beachtet werden, dass nicht nur das wasserführende Gestein, sondern auch angrenzende u. U. aus hydrodynamischer Sicht „dichte“ Formationen für die Wärmeleitung berücksichtigt werden müssen.

- Aufbereitung der PVT-Daten des Aquiferwassers für die Simulation. Aufbereitung von zusätzlichen Inputparametern, wie z.B. Wärmekapazität und –leitfähigkeit des Gesteins, sofern diese im geologischen Modell nicht berücksichtigt wurden.
- Rahmenbedingungen des Simulationsmodells müssen festgelegt werden.
- Wasserzufluss an den Grenzen des Simulationsmodells.
- Wärmezufuhr an der Oberfläche des Simulationsmodells.
- Modellierung der hydraulischen Anbindung der Geothermiebohrung bzw. deren spezifischen Komplettierungen zum Gestein in der Simulation. Diese ist notwendig, um den Zu- bzw. Abfluss (Produktivität und Injektivität) einer Dublette korrekt darzustellen.
- Definition der Grundvarianten und deren Sensitivitäten für die Simulation. Mittels Parameterstudien erfolgt die Bestimmung der Verteilung und Reichweite der Beeinflussungen innerhalb/außerhalb des Erlaubnisfeldes (Mindestabstände, Kälte durchbruch, etc.). Da das geologische Modell mit einer gewissen Unsicherheit behaftet ist, werden mehrere geologische Realisationen berechnet.
- Durchführung aller Simulationsläufe für einen Zeitraum von zumindest 50 Jahren und deren Auswertung.
- Dokumentation und Präsentation der Ergebnisse (vgl. folgende Abbildung)



Energieforschungsprogramm - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

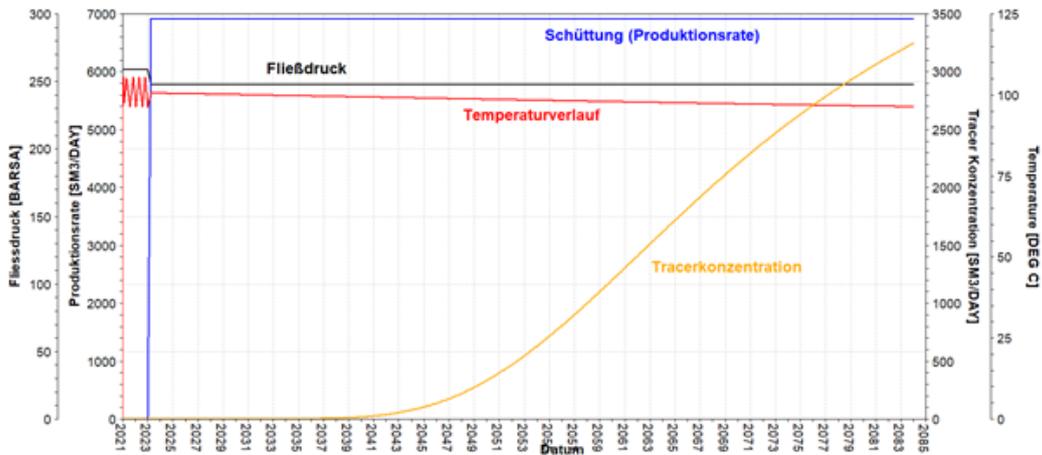


Abbildung 34: Dynamisches Modell (oben) mit Simulationsergebnis (unten)

3.7.4 Geomechanische Bewertung

Es wird empfohlen, Simulationsmodelle auch für geomechanische Fragestellungen zu verwenden. Die Simulation sollte in diesem Zusammenhang die Veränderungen der Spannungszustände an Störungen im Bereich der möglichen Standorte darstellen. Ziel der Modelle ist die Abschätzung, ob Änderungen der Spannungszustände im Bereich der möglichen Standorte durch die geothermische Energiegewinnung zur Bewegung der Störungen und ausgelöster Seismizität führen können oder nicht.

Grundlagen für geomechanische Simulationen sind Reservoirmodelle mit der angenommenen Verteilung von Porosität und Permeabilität und Daten oder Modellvorstellungen zu den In-Situ-Spannungen im Bereich des Reservoirs aus den vorangehenden Untersuchungsschritten. Daraus können die erwarteten Druckänderungen im Reservoir in der Umgebung der Produktions- und Reinjektionsbohrungen sowie die damit verbundenen Spannungsänderungen an Störungen abgeschätzt werden. Wenn im Aufsuchungsgebiet keine Daten aus tiefen Bohrungen vorliegen, werden die Eingangsparameter für die Modellierung nur auf Schätzungen beruhen können. Die Modellierung wird dennoch empfohlen, da auch aus konzeptionellen geomechanischen Modellen Erkenntnisse für die weitere Projektplanung gewonnen werden können. Bei der weiteren Projektdurchführung können diese konzeptionellen Modelle außerdem rasch durch aktuelle Daten aus den abgeteufte Bohrungen angepasst werden. Dies ist vor allem in behördlichen Verfahren, bei denen die Unbedenklichkeit des Projekts in Bezug auf seismische Risiken nachzuweisen ist, vorteilhaft.²¹

²¹ Ansprechpartner:

<https://www.heinemannoil.com/>

<https://geologie.univie.ac.at/>

3.7.5 Technische und ökonomische Bewertung

Mit den Ergebnissen aus der hydraulischen Simulation kann nun für jeden potenziellen Standort eine detaillierte technische und ökonomische Bewertung durchgeführt werden. Als Basis können die zuvor erarbeiteten Inhalte der Phase 1 und 2 sowie die grobe Wirtschaftlichkeitsrechnung herangezogen werden. Die dort beschriebenen Inputdaten werden auf Basis der neuen Erkenntnisse und Ergebnisse nochmals präzisiert und aktualisiert sowie für die einzelnen Standorte festgelegt. Dafür notwendige Inputs sind:

Betriebsdauer

- Durch die hydraulischen Simulationen kann die mögliche Betriebsdauer einer geothermischen Anlage aus Sicht des Reservoirs bestimmt werden (thermischer Durchbruch).

Bohrplanung

- Eine grobe Bohrfadplanung auf Basis der geologischen Landepunkte im Untergrund und des Grundstücks an der Oberfläche,
- Konzept für die Komplettierung der Bohrungen (Durchmesser, Abschnitte, etc.)
- Kostenschätzung für die Errichtung der Bohrungen.

Obertageanlage

- Anlagenkonzept mit grober Dimensionierung der Hauptkomponenten (Förderpumpe, Wärmetauscher, Anlagenbau, Gebäude, elektrische Anlagen, Leittechnik, HKL, etc.) inkl. Kostenschätzung,
- Infrastrukturkosten (Grundstück, Stromanbindung, etc.),
- Konzept für die Wärmeanbindungsleitung vom Grundstück des jeweiligen Anlagenstandorts zum Wärmeverbraucher inkl. grober Dimensionierung und Kostenschätzung.

Betriebskosten

- Wartung und Instandhaltung,
- Stromkosten (v.a. Förderpumpe),
- Revisionen.

Reinvestitionen

- Identifizierung der notwendigen Reinvestitionen im Rahmen der Betriebsdauer der Anlage (Förderpumpe, Anlagenbau, Gebäude, etc.).

Wärmenutzung

Sofern vorhanden: Detailliertere Informationen der geplanten Wärmenutzung. Für ein bestehendes Fernwärmenetz können z.B. folgende Aspekte relevant sein:

- **Messwerte und Lastkurven (Wärmebedarf, Temperaturen, etc.):**
 - Lastkurven des Wärmebedarfs des gesamten Fernwärmenetzes bzw. für einzelne Netzgebiete (Dauerlinie),
 - Vorlauf- und Rücklauftemperaturen des Fernwärmenetzes, Leistung, Durchfluss, etc.,
 - Simulation der prognostizierten Volllaststunden der Geothermieanlage.
- **Betriebsparameter Fernwärme-Netz:**
 - Technische Richtlinien für den Betrieb des Fernwärme-Netzes (Temperaturen (Vorlauf/Rücklauf), Druck, max. Druckverlust, Wasserqualität, etc.) als Vorgaben für die Auslegung und den Betrieb der Obertageanlage (Rohrleitungen, Wärmetauscher, etc.),
 - Berechnung der eventuellen Nachheizung aufgrund der notwendigen Fernwärme-Vorlauftemperaturen.

- **Zukünftiger Wärmebedarf (z.B. Fernwärmeausbau Stadtentwicklungsgebiete)**
 - Karten und Daten über den Zubau/Ausbau des FW-Netzes (mögliche Direktversorgung von Stadtentwicklungsgebieten mit Niedertemperaturnetzen).

Die Bewertung der einzelnen potenziellen Projektstandorte ermöglicht einen direkten Vergleich hinsichtlich technischer Machbarkeit, Wirtschaftlichkeit²² und Risiken. Auf Basis dieser Gegenüberstellung kann der am besten geeignete Standort für die Entwicklung und Umsetzung eines konkreten Geothermie-Projektes ausgewählt werden. Ist die Umsetzung mehrerer Anlagen geplant, kann eine Entwicklungsstrategie für das gesamte Reservoir entwickelt werden.

3.7.6 Investitions- und Betriebsförderungen

Im Zuge der konkreten Standortentwicklung gibt es verschiedene finanzielle Förderprogramme mit unterschiedlichen Förderhöhen für Geothermieprojekte. Zum einen bieten die Programme die Möglichkeit, dass Förderungen für CAPEX (Investitionsausgaben) und / oder OPEX (Betriebsausgaben) beantragt werden können.

Tabelle 1 bietet einen Überblick über die Förderprogramme, -budget und -höhe für Geothermieprojekte. Diese Förderungen beziehen sich auf nationale sowie europäische Förderungen (Stand 04/2022).

Förderprogramm	Förderhöhe
EU-Innovationfund	Bis zu 60% der Investitionsmehrkosten (OPEX und CAPEX)
EFRE Europäischer Fonds für regionale Entwicklung	Bis zu 40% der Investitionen
ELENA-EIB, Europäische Investmentbank	Bis 90% immaterieller Leistung (intern und extern) Ab erfolgreicher Erkundungsbohrung
UFI (KPC) Geothermieanlagen Investitionsförderung	Max. 4,5 Mio. EUR/Projekt bzw. 1.800€/eingesparte Tonne CO ₂
UFI (KPC) Klimafreundliche Fernwärme Investitionsförderung	Bis zu 25% der Investitionen der Wärme-Infrastruktur

Tabelle 1: Übersicht zu den möglichen finanziellen Förderungen

3.7.6.1 Europäische Förderprogramme (Stand 04/2022)

EU-Innovationfund

Der EU-Innovationfund unterstützt Projekte mit hoch innovativen Technologien, Verfahren oder Produkten, die zur Verringerung von Treibhausgasemissionen beitragen. Im Rahmen der „Large-Scale“ Projekte, sind nur Projekte mit einem Gesamtinvestitionsaufwand von über EUR 7,5 Millionen förderfähig.

²² Es empfiehlt sich, die jeweils gegebenen nationale und internationale Fördermöglichkeiten in der Bewertung zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 3.7.6).

Kleinere Projekte können in der Programmschiene „small scale-Projects“ eingereicht werden. Eine jährliche Ausschreibung erfolgt bis 2030.

Europäischer Fonds für regionale Entwicklung (EFRE)

Der Europäische Fond für regionale Entwicklung dient u.a. zur Stärkung der regionalen Wettbewerbsfähigkeit durch Forschung, technologische Entwicklung und Innovationen sowie zur Verringerung der CO₂-Emissionen in allen Branchen der Wirtschaft.

European Local Energy Assistance – Europäische Investmentbank (ELENA – EIB)

ELENA wird von der Europäischen Investitionsbank im Rahmen einer Vereinbarung mit der Europäischen Kommission durchgeführt. Im Allgemeinen bietet ELENA Unterstützung für drei verschiedene Sektoren (Nachhaltige Energie, Nachhaltiger Wohnungsbau, Nachhaltiger Verkehr). Über ELENA werden in der Regel Investitionsprogramme mit Projektkosten von mehr als 30 Millionen Euro unterstützt. Bei Investitionsprogrammen für "Nachhaltige Energie" muss der Gesamtinvestitionsbetrag mindestens das 20-fache des ELENA-Zuschusses betragen.

3.7.6.2 Nationale Förderprogramme (Stand 04/2022)

Umweltförderung im Inland - Geothermieranlagen (UFI)

Gefördert werden Geothermieranlagen mit Tiefenbohrungen zur Versorgung von Einzelabnehmern und Nahwärmenetze zur Versorgung mehrerer Abnehmer. Neben einer Erkundungsbohrung zum Nachweis der technischen Verwertbarkeit des geothermischen Potenzials ist auch die „Wiederverpressung“ des Thermalwassers in das Reservoir sowie eine Abnahmeprüfung des Gesamtsystems Voraussetzung. Die Förderungsbasis sind die Investitionsmehrkosten im Vergleich zu einer fossilen Anlage.

Umweltförderung im Inland – klimafreundliche Fernwärme (UFI)

Durch die in diesem Bundesgesetz vorgesehenen Förderungen, soll das bestehende Energie- und CO₂-Einsparungspotential unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit und eines ausgeglichenen Energiemixes genutzt werden. Die Förderung bezieht sich auf Investitionen in die Fernwärmeinfrastruktur.

3.7.7 Entwicklungsstrategie

Das Ziel der Entwicklungsstrategie ist die Festlegung von Bohrstandorten und Bohrtargets im Hinblick auf eine langfristige, hydrogeothermale Erschließung eines Plays bzw. Reservoirs

Die Ausarbeitung einer Entwicklungsstrategie für ein in den vorangegangenen Entwicklungsphasen identifiziertes und charakterisiertes Play bzw. der darin enthaltenen Targets beinhaltet folgende Planungsaspekte:

- Verfügbarkeit von Bohrungsstandorten,
- Vorgesehener Entwicklungszeitraum bzw. geforderte minimale Lebensdauer der geplanten Nutzungen,
- Benötigte minimale Leistung über die geplante Lebensdauer,
- Optimale Erschließung eines hydrogeothermalen Plays,
- Risikomanagement Plan für die Initial- und gesamte Produktionsphase während der Erschließung des Prospects bzw. Plays – hier gilt zu bedenken, dass der Planungszeitraum die Lebensdauer einer Einzelbohrung bzw. Einzelanlage überschreiten kann.

3.7.7.1 Planungsaspekt Bohrungsstandorte

Gemäß dem gegenwärtigen Stand der Bohrtechnik sind mit der Errichtung abgelenkter Bohrungen (Richtbohrungen) keine signifikanten Mehrkosten gegenüber Vertikalbohrungen verbunden. Dies führt zu der Errichtung von Bündel an Richtbohrungen an einem gemeinsamen Bohrplatz. Ein weiterer Vorteil eines gemeinsamen Bohrplatzes liegt in der Möglichkeit zusätzliche Bohrungen zu einem späteren Zeitpunkt errichten, etwa zum Zwecke der Kapazitätserweiterung oder der Errichtung einer Multipletten Anordnung. Dies ist in der Bohrplatzplanung jedoch zu berücksichtigen.

3.7.7.2 Planungsaspekt Entwicklungszeitraum und minimale Lebensdauer

Die wirtschaftliche Planung sollte grundsätzlich den gesamten Entwicklungszeitraum einer systematischen Gebietserschließung unter Vorgabe eines langfristigen Ausbauziels umfassen, wobei Einzelanlagen (z.B. Bohrungsdubletten) als wirtschaftliche Teilmodule anzusehen sind. Sollte der Ausbau von Versorgungskapazitäten, z.B. infolge erwarteter zukünftiger Anwendungserweiterungen schrittweise erfolgen, können initial isolierte Dubletten errichtet werden, die zu einem späteren Zeitpunkt zu echten Mutipletten oder kommunizierende Dubletten zu erweitern sind. Grundsätzlich ist die Errichtung von Multipletten aus Sicht der Energieeffizienz (Erhöhung des Wärmegewinnungsfaktors) sowie unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit gegenüber der Errichtung von Dubletten zu bevorzugen.

Die Errichtung von Tripletten stellt einen Sonderfall der systematischen Gebietsentwicklung dar und kann in folgenden Fällen angewendet werden:

- 1) Erweiterung einer ursprünglich als Dublette vorgesehenen Anlage, falls eine der beiden initialen Bohrungen nicht die erwartete hydraulische Produktivität besitzt,
- 2) Verlängerung der Lebenszeit einer Dubletten Anordnung durch Erweiterung der Anlage durch eine zusätzliche Produktionsbohrung.

Grundsätzlich besteht die errichtete Triplette meist in beiden zuvor erwähnten Fällen aus einer Produktionsbohrung und zwei Injektionsbohrungen.

Zusammenfassend kann hierzu festgehalten werden, dass Investitionsentscheidungen hinsichtlich der Errichtung von Bohrungen stets auf das langfristige Entwicklungsziel eines Plays und nicht auf Einzelanlagen ausgelegt werden sollten.

3.7.7.3 Planungsaspekt Optimale Erschließung eines hydrogeothermalen Plays

Sollten keine abnehmerseitigen oder infrastrukturellen Einschränkungen gegeben sein, ist aus Nachhaltigkeitsüberlegungen stets der möglichst vollständigen Erschließung eines Plays Vorzug gegenüber der gleichzeitigen Erschließung verschiedener Plays zu geben. Insbesondere sollte im Rahmen der wirtschaftlichen Gesamtplanung die Einbindung benachbarter Versorgungsgebiete oder Energieabnehmer mittels Stichleitung gegenüber einer nur lückenhaften Erschließung benachbarter Plays zu bewerten. Der entscheidende Vorteil liegt in der Vermeidung der Blockade (Herstellung von nicht nutzbaren Totbereichen eines Plays oder Prospects) durch die Errichtung isolierter Geothermie- Anlagen.

3.7.7.4 Planungsaspekt Risikomanagement

Risikomanagement sollte im Sinne der systematischen Gebietserschließung stets in Kombination mit Portfolio Management betrieben werden. Neben der Bewertung individueller Geothermieranlagen (Einzelmodule) sind hierfür Skalierungseffekte durch den Aufbau eines hydrogeothermalen Portfolios in der Risikobewertung zu berücksichtigen (z.B. Kompensationseffekte teilfündiger Bohrungen durch besonders erfolgreiche Bohrungen). Ein wesentlicher Bestandteil des integrativen Risikomanagements besteht in einer laufenden ex-post Bewertung des bereits bestehenden Portfolios durch Anwendung verschiedener Key Performance Factors (KPIs).²³

²³ **Ansprechpartner:**

<http://www.wienenergie.at/>

www.geologie.ac.at

Bergbaubehörde im Bundesministerium Landwirtschaft, Regionen und Tourismus:

<https://www.bmlrt.gv.at/ministerium/aufgaben-struktur/sektion-iv---telekommunikation-post-und-bergbau.html>

3.8 3D Modell des Explorationsgebiets

Als weiteres zentrales Projektergebnis liegt ein umfassendes und öffentlich zugängliches 3D-Modell vor, welches die Sedimentkörper und die Kalkalpen des Wiener Beckens darstellt. In rund 3.000 Metern Tiefe liegt ein vielversprechendes Heißwasservorkommen für die Tiefe Geothermie, das sogenannte Aderklaaer Konglomerat.

Mithilfe der Web Applikation „3D Viewer“ lässt sich dieses Untergrundmodell interaktiv erkunden und soll Interessierten einen geologischen Überblick über das Untersuchungsgebiet von GeoTief Wien bieten (vgl. folgende Abbildung).

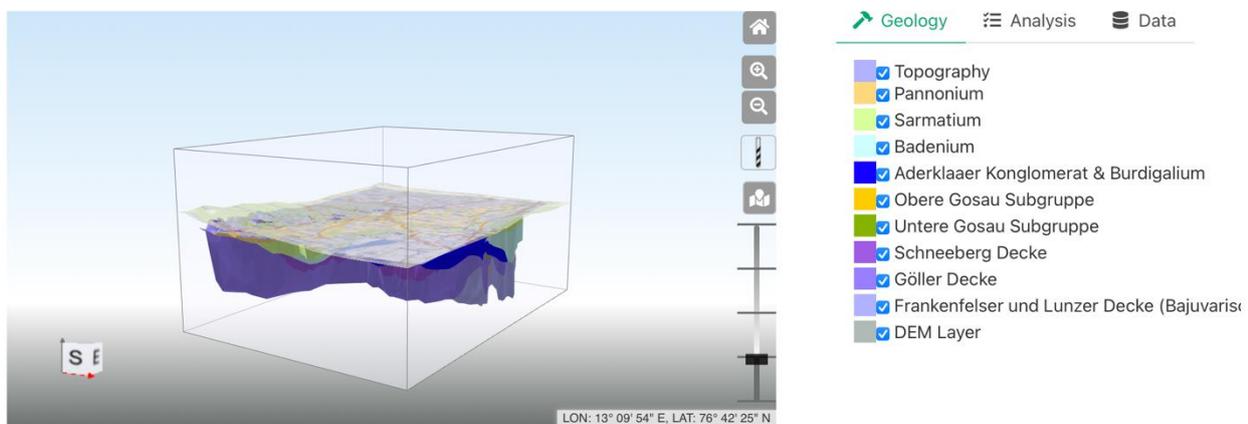


Abbildung 35: 3D-Modell des Wiener Untergrunds (<https://www.geotiefwien.at/3d-modell>)²⁴

Das Aderklaaer Konglomerat mit dem darunterliegenden Untermiozän bildet die älteste Modelleinheit der Sedimentkörper des Wiener Beckens und ist blau dargestellt. Verschiedene Vorkommen von Hauptdolomit befinden sich hingegen in den kalkalpinen Einheiten der Göller Decke sowie der Frankenfelser und Lunzer Decke (Violettöne).

²⁴ Ansprechpartner:

<http://www.wienenergie.at/>

www.geologie.ac.at

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Neben den in Kapitel 3 beschriebenen Phasen wurde im Projekt GeoTief auch erkannt, dass die gesellschaftlichen und rechtlichen Aspekte bei der Aufsuchung und Nutzung geothermischer Ressourcen von entscheidender Bedeutung sind. Neben den rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist daher die Akzeptanz der lokalen AnwohnerInnen gegenüber einer potentiellen Geothermieanlage bzw. die Unterstützung durch Stakeholder für den Projekterfolg essentiell. Auch gezielte Förderungen zur Absicherung von Risiken bei der Aufsuchung und Erschließung von geothermischen Vorkommen würden der Technologie einen wesentlichen Entwicklungsschub verleihen. Die folgenden Kapitel fassen daher die zentralen Projektempfehlungen zusammen.

4.1 Öffentlichkeitsarbeit und Stakeholdermanagement

Gerade bei der hydrothermalen Nutzung für die Wärmeversorgung ist die geographische Nähe zu einer dicht besiedelten Wärmeabnehmerstruktur wichtig, v.a. um Wärmeverluste durch lange Transportleitungen zu vermeiden. Die möglichen Ängste und Sorgen von AnwohnerInnen gegenüber einem Geothermieprojekt sind in der Kommunikationsarbeit des Projektentwicklers früh zu berücksichtigen.

Erfahrungen aus Deutschland und anderen Ländern zeigten z.T. eine zwiespältige Haltung gegenüber Projekten der tiefen Geothermie durch die unmittelbar angrenzende Lokalbevölkerung (Benighaus & Bleicher, 2019). Neben dem unidirektionalen Informationsfluss vom Projektentwickler hin zur lokalen Bevölkerung mittels Presseaussendungen, Ausstellungen, Erläuterungsvideos und Informationsplattformen (siehe Abbildung 36), sind Bürgerforen notwendig, bei denen auf Fragen, Ängste und Sorgen der Bevölkerung durch Experten eingegangen werden kann. Die Erfahrungen aus anderen Geothermieprojekten rund um den Globus zeigen auch, dass dieser Prozess über die gesamte Projektlaufzeit zu betreiben ist (Manzella, Allansdottir, & Pellizzone, 2019). Ein regulatorischer Rahmen für die sozialwissenschaftliche Einbindung der Lokalbevölkerung kann in diesem Zusammenhang für beide Seiten von Vorteil sein. In dieser Hinsicht nehmen Neuseeland sowie die Philippinen eine Vorreiterrolle ein, da diese Länder aufgrund günstiger geothermischer Bedingungen eine lange Tradition bei der Umsetzung hydrothermalen Projekte besitzen sowie durch diverse, lokale Bevölkerungsstrukturen charakterisiert sind.

Die öffentliche Akzeptanz eines Projekts trägt maßgeblich zu einem reibungslosen Gelingen bei. Im worst case-Szenario können Bauprojekte aufgrund fehlender Akzeptanz sogar gänzlich scheitern. Die Sicherstellung der öffentlichen Akzeptanz ist deshalb ein wesentlicher Pfeiler des Projektmanagements. Zu beachten sind dabei unterschiedliche Zielgruppen wie Medien und die breite Öffentlichkeit, politische Stakeholder und unmittelbare AnwohnerInnen. Transparente, frühzeitige und umfassende Kommunikation in alle Richtungen sind daher entscheidend.

Bei der Akzeptanz der AnwohnerInnen sowie lokalen Stakeholder gibt es unterschiedliche Projektphasen, deren kommunikative Begleitung für die Akzeptanz entscheidend sind: Projektanfangsphase (z.B.

Energieforschungsprogramm - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Zustimmung der Grundstückseigentümer), Bau- und Errichtungsphase (Einschränkungen durch Licht- und Schallemissionen, Baustellenverkehr, Fragen bzgl. Risiko der Bohrung, etc.), Betriebsphase (Aufklärung bzgl. „Erdbebengefahr“ u. Ä.)

Wiener Wärmeschatz: Geothermie-Forschung blickt unter die Stadt

WIEN ENERGIE

GeoTief Wien

Was mit den Ergebnissen passiert

Im Forschungsprojekt GeoTief wurde ein detailliertes 3D-Modell von Wiener Untergrund erstellt. Das Modell zeigt die unterschiedlichen Gesteinsschichten unter der Stadt. Mit dem Aderklaaer Konglomerat, rund 3.000 Meter unter der Erde, konnte das Forschungsteam ein vielversprechendes Heißwasservorkommen identifizieren. Dieses will Wien Energie für Tiefe Geothermie und damit die umweltfreundliche Wärmeversorgung in Wien nutzen.

Im Rahmen der Messung wurde mit moderner Bohrtechnik und dem Fachwissen von Experten wissenschaftlich gearbeitet.

Arbeitsfeld werden die aufbereiteten Daten geostatistisch analysiert, um bisher unbekanntes (z.B. Daten von Bohrungen in einer Tiefe, Temperaturprofil und von Sedimenten) genau zu verstehen.

Abbildung der Gesteinsschichten

Ziel ist die Erstellung von geostatistischen 3D-Modellen, die die räumliche Verteilung von Gesteinsschichten und deren physikalischen Eigenschaften (z.B. Porosität, Permeabilität, etc.) darstellt.

Wir wissen dann, ob es in heißen Wasser-Rain-Phänomene für gleiche Wärme aus Geothermie gibt und können auf diese Basis Entscheidungen, die helfen, Investitionen in Geothermie zu optimieren, basierend auf den Daten der nachfolgenden Wärmeversorgung über zu entwickeln.

Abbildung 36: Projektinhalte wurden über verschiedene Kommunikationskanäle der Öffentlichkeit zugänglich gemacht. Von links oben im Uhrzeigersinn: Presseausendung vom 24.11.2021, Plakat Wanderausstellung (28. September 2018), Web App 3D Viewer mit Rahmenmodell auf der Projektwebsite (Release November 2021), Erläuterungsvideo (Veröffentlichung November 2021).

Im Projekt GeoTief EXPLORE (3D) setzte sich Wien Energie mithilfe eines Subauftragnehmers im gegenständlichen Projekt stark in der Akzeptanzforschung mittels Umfragen (quantitative Methoden) und Workshops mit AnwohnerInnen in Fokusgruppen (qualitative Methoden) ein.²⁵

Entsprechend wird ein rechtzeitiger und intensiver Austausch mit Anwohnerinnen, welcher vom Projektentwickler durch Akzeptanzworkshops und niederschwellige Kommunikation der Projektinhalte aktiv zu führen ist, empfohlen.

²⁵ Ansprechpartner:

<http://www.wienenergie.at/>

Weiterführende Quellen:

www.geotiefwien.at

<https://positionen.wienenergie.at/projekte/waerme-kalte/geotief/>

4.2 Verbesserung der Datenverfügbarkeit

Die Verfügbarkeit von Untergrunddaten in ausreichender Qualität sowie Quantität stellt eine der größten Hürden bei der Erforschung hydrothormaler Ressourcen dar. Befindet sich das Untersuchungsgebiet in einer Region, in der die Kohlenwasserstoffindustrie in der Vergangenheit aktiv Exploration betrieben hat, so ist prinzipiell eine gute Basis an Bestandsdaten vorhanden. Eine relativ restriktive Geodateninformationspolitik verhindert jedoch den niederschweligen Zugang zu diesen Datenquellen sowohl für öffentliche Behörden, als auch in weiterer Folge für Privatpersonen und Projektentwickler. Dies hat zur Folge, dass staatliche Serviceleistungen in diesem Bereich für Projektentwickler nicht bestmöglich umgesetzt werden können und somit die Nutzbarmachung hydrothormaler Ressourcen erheblich erschweren. Einerseits fehlt der zuständigen Behörde die Möglichkeit, Rohdaten an Projektentwickler herauszugeben; andererseits ist eine umfangreiche, nationale Untergrunddatenbasis die Voraussetzung, um digitale Informationssysteme zu entwickeln, welche detaillierte Abfragen hinsichtlich des geothermischen Potentials für verschiedene Regionen in Österreich erlauben. Kurzbeispiele aus Deutschland sowie den Niederlanden sollen hier als Alternativen angeführt werden.

Beispiel Deutschland:

Eine bessere Datenverfügbarkeit für Untergrunddaten in Deutschland hat dazu geführt, dass staatliche Forschungsinstitutionen webbasierte, geographische Informationssysteme entwickeln konnten. 2004 wurde für Bayern der Geothermische Atlas veröffentlicht:

https://www.umweltatlas.bayern.de/mapapps/resources/apps/lfu_angewandte_geologie_ftz/index.html?lang=de

Dieser wird allgemein - neben wirtschaftlichen Anreizen - als eine der Hauptursachen für den starken Anstieg der hydrothermalen Projekte gegen Ende der 2000er Jahre in Bayern gesehen (Farquharson, Schubert, & Steiner, 2016).

Eine zweite Webanwendung "GeoTIS" wurde ab 2006 vom Leibniz Institut für angewandte Geophysik (LIAG) entwickelt, welche seither im Rahmen verschiedener Projekte weiterentwickelt wurde. Dabei handelt es sich um ein Informationssystem für tiefe Geothermie für das gesamte Bundesgebiet.²⁶

Da jedoch auch in Deutschland die wachsende Bedeutung geologischer Daten für Anwendungen in den Bereichen Energie, Umweltschutz, Infrastruktur etc. erkannt wurde, regelt in diesem Zusammenhang ein neues Gesetz den Zugang sowie die Veröffentlichung dieser Daten (Geologiedatengesetz - GeolDG 2020).

Beispiel Niederlande:

Mit ihrer liberalen Datenpolitik nehmen die Niederlande eine Vorreiterrolle in Europa ein. Dies zeigt sich auch im Hinblick auf die Verfügbarkeit von Untergrunddaten aller Art. So müssen in etwa alle Explorationsdaten der Kohlenwasserstoffindustrie (Bohrungsdaten, 2D & 3D Seismik etc.) an den dortigen

²⁶ <https://www.geotis.de/geotisapp/geotis.php>

Geologischen Dienst übermittelt werden und sind nach einem Embargo von 5 Jahren nach Erstellung zur öffentlichen Nutzung freigegeben. Diese rechtlichen Rahmenbedingungen erwiesen sich als hauptverantwortlich für die Vielzahl an hydrothermalen Geothermieprojekten, welche in den Niederlanden in den letzten Jahren realisiert wurden. Weiters liegt diese umfassende Datenbasis einem der fundiertesten, geographischen Informationssysteme im Bereich tiefer Geothermie zugrunde, welche sich als wichtige Entscheidungshilfe für Projektentwickler etabliert hat.²⁷

Es wird daher eine liberalere Dateninformationspolitik im Bereich geologischer Daten für Österreich nach deutschem Vorbild (siehe Geologiedatengesetz GeoIDG 2020) bzw. eine Annäherung an die niederländische Rechtslage empfohlen.

4.3 Verbesserung rechtlicher Rahmenbedingungen

Aufgrund des Nischendaseins im Energie- und Wärmemarkt ist die hydrothermale, geothermische Nutzung hierzulande rechtlich schlecht abgebildet und hat mit einer Reihe an Benachteiligungen gegenüber anderen Energiequellen zu kämpfen. Dies betrifft einerseits die rechtliche Definition und rohstoffrechtliche Klassifikation, als auch Regelungen hinsichtlich Exploration, Produktion und Vertrieb geothermischer Energie.

Derzeit ist die Gewinnung von tiefer Geothermie im Gegensatz zu anderen Rohstoffen in Österreich nicht eindeutig geregelt und auf mehrere Gesetze zersplittert (Bergrecht, Wasserrecht, Gewerberecht etc.) – Umfangreiche Genehmigungsverfahren und mangelhafte Rechtssicherheit stellen wesentliche Barrieren für Investoren dar (95% des Potenzials der Tiefen Geothermie in Österreich sind bis dato noch ungenutzt!). Um eine erfolgreiche Entwicklung dieser erneuerbaren Energie im Sinne des Klimaschutzes zu fördern, ist eine Verbesserung der Rechtslage notwendig (siehe Beispiel Deutschland).

Durch die Novellierung des Mineralrohstoffgesetzes hinsichtlich der Aufsuchung und Gewinnung der tiefen Geothermie in Anlehnung an die Regelung von „bundeseigenen bzw. bergfreien mineralischen Rohstoffen“ – könnte hier ein wichtiger Impuls für die Gewinnung der tiefen Geothermie gegeben werden. In diesem Zusammenhang könnte ein Konzessionswesen zur Regelung von Nutzungsansprüchen an geothermischen Ressourcen ähnlich wie in der Kohlenwasserstoffindustrie in Österreich von Vorteil sein, welche in anderen Ländern schon besteht. Damit einhergehend wäre auch eine Verwaltungsvereinfachung hinsichtlich eines einfacheren Genehmigungsverfahrens für Projektwerber zu begrüßen („One Stop Shop“ Prozess).

Auch wenn einige Länder Europas in dieser Hinsicht eine Pionierrolle einnehmen (siehe Beispiele), so ist auch hier noch Verbesserungspotenzial vorhanden. Auch in anderen Ländern wurde dieser Umstand erkannt. So geht in etwa in den USA eine Schätzung des amerikanischen Energieministeriums davon aus, dass eine Rationalisierung der regulatorischen Rahmenbedingungen und Genehmigungsverfahren die Projektlaufzeit zur Errichtung von Geothermieanlagen um 4-5 Jahre vermindert werden könnte!

²⁷ <https://www.thermogis.nl/en/map-viewer>

Eine weitere Maßnahme zu Verbesserung der rechtlichen Rahmenbedingungen betrifft den Bereich der Förderungen und steuerlichen Anreize, welche u. A. etwa garantierte Einspeisetarife bzw. Prämiensysteme für geothermische Wärme beinhalten können oder auch Ausfallssicherungen bei der Explorationsphase, welche in einige Ländern in Europa zur Anwendung kommen.

Beispiel Frankreich:

Durch ein 2008 verabschiedetes Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien wurden drei Maßnahmen gesetzt, welche die Nutzung hydrothermalen Geothermie unterstützen:

- Reduzierte Umsatzsteuer auf Wärmekosten für den Endabnehmer von Fernwärmeunternehmen, deren Wärmebedarf zu mehr als 60% durch saubere Energieformen bereitgestellt wird (inkl. Geothermie)
- Fördertopf für erneuerbare Heiz- und Kühlanwendungen für Büro- und Kommunalgebäude sowie landwirtschaftliche und industrielle Prozesse. Dadurch sollen Wärmekosten um mindestens 5% unter konventionelle Wärmekosten reduziert werden.
- Versicherungsmodelle für geologisches Risiko. Diese beinhalten einerseits eine Fündigkeitsversicherung für die Erreichung eines Schwellenwerts für Temperatur und Schüttung (basierend auf einer detaillierten technisch, ökonomischen und finanziellen Machbarkeitsstudie des Projektwerbers), sowie ein Langzeitversicherung für das Betriebsverhalten des Reservoirs über mehrere Jahre (Lopez et al., 2010).

Beispiel Deutschland:

Heißwasser aus tiefer Geothermie gilt in Deutschland als bergfreier Bodenschatz, der dem Eigentum an Grund und Boden entzogen ist. Projektwerber müssen daher Konzessionsgebiete (Claims) bei der zuständigen Behörde beantragen, um Exploration (lizenzierter) bzw. Produktion (autorisiert) geothermischer Ressourcen durchführen zu können. Diese sind an Auflagen hinsichtlich Sicherheit, Umweltschutz, & öffentlicher Teilhabe gekoppelt (Abb.). Dies erleichtert die Planbarkeit für den Projektentwickler erheblich, da Rechtssicherheit für das eingesetzte Kapital gegeben ist und bei der Erschließung der geothermischen Ressourcen die zuständige Behörde als einziger Ansprechpartner fungiert.

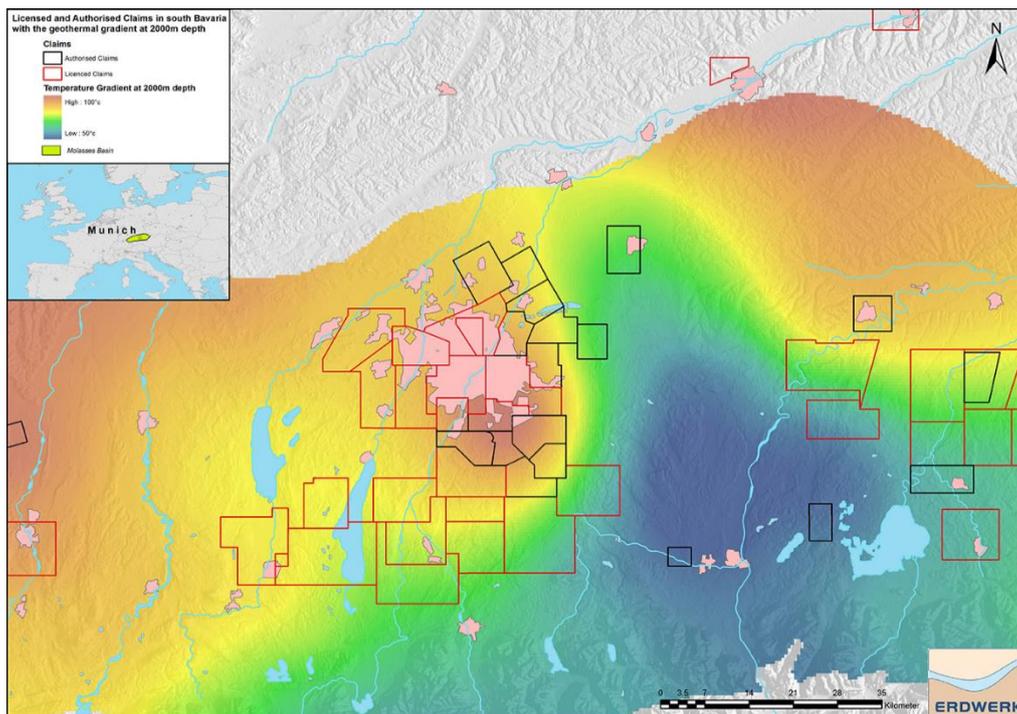


Abbildung 37: Autorisierte (Produktion, schwarz) & lizenzierte (Exploration, rot), geothermische Konzessionsgebiete (Claims) in Südbayern in der Nähe von München (Farquahrson et al, 2016). Die hinterlegte Karte entstammt dem Geothermischen Atlas von Bayern und zeigt die Untergrundtemperatur zwischen 100°C und 50 °C in einer Tiefe von 2000 m unter der Erdoberfläche.

Es wird daher empfohlen:

- **Klassifizierung von hydrothermalen Ressourcen als bundeseigen bzw. bergfrei und Etablierung eines Konzessionswesens in Anlehnung an die Kohlenwasserstoffindustrie bzw. Deutschland,**
- **Etablierung eines One-Stop-Shop Genehmigungsverfahren,**
- **Ein Ausbau der Förderungen bzw. steuerliche Anreize für geothermische Nutzungen.**

4.4 Förderungen

Die Hydrogeothermie ist aufgrund der kostenintensiven Explorations- und Erschließungsphase mit hohen Anfangsinvestitionen verbunden, v.a. die Bohrkosten stellen den größten Teil der Investitionen dar. Die Erschließung und Nutzung dieser Energieform ist jedoch in dieser Projektphase noch mit einigen wesentlichen Risiken verbunden:

- **technische Unsicherheiten** (*geologische Risiken, insbesondere die „Fündigkeit“ einer Bohrung*),
- **hohe Investitionen** (*ein erheblicher Teil der Investitionen wird bereits getätigt, bevor die Fündigkeit und somit der wirtschaftliche Erfolg nachgewiesen wird*),
- **lange Entwicklungszeiten** (*Geothermieprojekte benötigen von der Planung bis zur Inbetriebnahme der Anlage meist 4-8 Jahre*).

Derzeit gibt es keine Risikoabsicherung von öffentlicher Seite, um das wirtschaftliche Risiko abzufedern.

Die Rolle des Staats sollte die Schaffung von optimalen Rahmenbedingungen sein, damit private Investitionen in diese Technologie stimuliert werden. Risiken in der Technik und Ökonomie sollen mittels einer Reihe von Maßnahmen reduziert und somit der Einstieg in die Technologie und deren Nutzbarmachung gefördert werden.

Spezifische Förderinstrumente für die systematische, geothermische Gebietsentwicklung können eine oder mehrere der nachfolgenden Mechanismen umfassen:

- Gezielte F&E Förderungen mit Geothermie-Schwerpunkt,
- Förderungen und Zuschüsse zur Gebietserkundung / Exploration (z.B. Seismik-Messungen; weiterführende Forschung bei nicht erfolgreichen Bohrungen),
- Investitionszuschüsse und Kostenbeteiligungen für die Erschließung und Errichtung geothermischer Anlagen, die einen signifikanten Anteil der relevanten Mehrkosten infolge der geothermischen Nutzung decken (z.B. in Form von Public-Private-Partnerships),
- Risikominderungsprogramme in Form von Ausfallhaftungen oder sonstigen, staatlich gestützten Absicherungsmodellen,
- Betriebsabhängige Förderprogramme zur Kompensation von Mehrkosten der spezifischen Wärmegestehungskosten in Form von staatlich geförderten Wärmetarifen oder steuerlichen Erleichterungen.

Anreize in diesen Bereichen würden maßgeblich zur ökonomischen Attraktivität und somit zur Umsetzung von Geothermie -Projekten führen und somit wesentlich zur Dekarbonisierung der Energiesysteme führen.

4.5 Beobachtung des geothermischen Weltmarkts

Ausgelöst durch die erste Ölpreiskrise in den 1970 Jahren haben in den letzten Jahrzehnten auf europäischer und globaler Ebene mehr und mehr Staaten damit begonnen, geothermische Anlagen zur Strom- und Wärmeversorgung zu errichten (vgl. Abbildung 38). Parallel dazu entstanden in dieser Zeit auch die ersten geothermischen Interessensvereinigungen (z. B. Geothermal Resources Council, 1972). Der Ausbau sowie die Planungen für neue Anlagen zur hydrothermalen Nutzung haben in den letzten Jahren wieder vermehrt zugenommen. Als Gründe werden dafür neben politischen Fördermaßnahmen und rechtlichen Verbesserungen auch die Dekarbonisierungsziele im Zuge der Klimawandelanpassung vermutet. Es wird erwartet, dass sich diese Entwicklung in den nächsten 20 Jahren aus einer Reihe von Gründen sogar noch verstärken wird, welche hier kurz erläutert werden sollen:

Industrie Tiefe Geothermie

Durch zuneigehende fossile Lagerstätten und unsichere Aussichten sind in den letzten Jahren mehrere Geothermie-Startups von ehemaligen MitarbeiterInnen der Kohlenwasserstoffindustrie, vorwiegend in Nordamerika, gegründet worden (Eavor, Sage Geosystems, Fervo Energy, Greenloop, Quaise Energy etc.). Diese profitieren in großem Umfang vom jahrzehntelangen Know-how, welches die Kohlenwasserstoffindustrie erworben hat (Bohrtechnik, Lagerstättentechnik, Exploration etc.). Zusätzlich wurden in den letzten Jahren durch den Shale Gas Boom in Nordamerika große Fortschritte in der

Energieforschungsprogramm - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Bohrtechnik verzeichnet, wodurch die Bohrkosten insgesamt stark gefallen sind. Dies kommt auch der tiefen Geothermie zugute, da die Errichtung einer Tiefbohrung den größten Kostenpunkt bei einem Geothermieprojekt darstellt.

Klimaziele

Um die Auswirkungen des Klimawandels zu mindern, wurden in den letzten Jahren globale, europäische und nationale Klimaziele definiert. Bei deren Umsetzung spielen vor allem CO₂-Bepreisungsmaßnahmen eine große Rolle, welche dazu führen würden, dass der Preis für fossile Energieträger steigen wird. Dadurch wären verbrennungsfreie Energieformen wie Geothermie automatisch attraktiver.

Regionale Wertschöpfung & Unabhängigkeit

Neben der Grundlastfähigkeit bietet Energie aus geothermischen Quellen auch Vorteile für die hiesige Energiewirtschaft, da die Wertschöpfung in der Region verbleibt und nicht für Energieimporte aus Öl & Gas produzierenden Nationen aufgewendet wird. Dadurch wird die Abhängigkeit von diesen Produzenten vermindert und weiters stehen regional mehr Mittel für Innovationen und Investitionen zu Verfügung, welche für Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung aufgewendet werden können.

Dekarbonisierung Fernwärme

Vor allem in Europa, Russland und China haben viele Städte bestehende Fernwärmenetze, welche z.T. noch stark mit Wärmeenergie aus fossilen Energieträgern versorgt werden. Aufgrund der Dekarbonisierungsstrategien im Rahmen der Klimaziele arbeiten gerade in Europa die kommunalen und städtischen Fernwärmenetzbetreiber daran, CO₂ freie Alternativen in ihren Wärmemix zu integrieren. Dabei wird vor allem der tiefen Geothermie ein großes Potential zugesagt.



Abbildung 38: Staaten mit geothermischen Anlagen zur Wärme- und Stromerzeugung 2015 (www.geothermal-energy.org)

Es wird daher empfohlen die weitere Entwicklung des globalen geothermischen Markts in den nächsten Jahren inkl. der bedeutendsten Akteure Unternehmen sowie neuer Technologien zur Gewinnung geothermischer Energie- und Wärme zu beobachten.

5 Ausblick

Ergänzend und aufbauend auf den Erkenntnissen aus dem gegenständlichen Forschungsförderprojekt, wurde im Winter 2021/2022 ein Fördertest in einer Bestandsbohrung aus einem potenziellen geothermischen Reservoir durchgeführt (Aderklaaer Konglomerat). Durch diesen Fördertest konnte das untersuchte Thermalwasservorkommen tatsächlich nachgewiesen werden. Die Ergebnisse des Tests waren bereits sehr vielversprechend. Dementsprechend bilden die Projektergebnisse von GeoTief EXPLORE (3D) die Grundlage für die weitere Entwicklung der tiefen Geothermie im Großraum Wien (Fokus Aderklaaer Konglomerat). Konkret wird derzeit an einem systematischen Entwicklungsprogramm für dieses Reservoir und die Planung für ein erstes konkretes Pilotprojekt gearbeitet. Dazu werden aktuell auch am GeoForschungsZentrum - GFZ Potsdam weitere Daten für einen methodischen Vergleich von Wärmeleitfähigkeitsmessdaten generiert, um die aktuellen Projektergebnisse zu erweitern.

Die Erfüllung der Projektvorgaben hat auch auf der Seite der Heinemann Oil GmbH sowie auch Geo5 GmbH die Entwicklung von neuen Modellen, Workflows sowie Software notwendig gemacht. Unter Verwendung bestehender Technologien sowie Neuentwicklungen wurde zudem eine bislang in Österreich einzigartige Möglichkeit geschaffen, thermisch-hydraulische Simulationen mit Geomechanik zu koppeln. In weiterer Folge kann diese Technologie auch Dritten zur Verfügung gestellt werden, wobei auf den hohen Lerneffekt durch die intensive Zusammenarbeit des Projektkonsortiums verwiesen werden darf.

Für die Geologische Bundesanstalt haben die im Projekt erworbenen Kenntnisse die Kapazitäten im Bereich der geologischen Modellierung des tiefen Untergrunds sowie bei der interaktiven, webbasierten Verbreitung von Modellinhalten entscheidend erweitert. Diese helfen, geologische Informationen in Zukunft vermehrt digital und interaktiv über Webanwendungen der Allgemeinheit zur Verfügung zu stellen.

Darüber hinaus sind weiterführende Forschungsarbeiten auf dem Gebiet der aktiven Tektonik und Erdbebengefährdung im Raum Wien und Umgebung vorgesehen, die auch in akademische Abschlussarbeiten an der Universität Wien (derzeit zwei Masterarbeiten und eine Dissertation) einfließen werden. Für die Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik liefert das Projekt eine unmittelbare Verbesserung des Erdbebenkatalogs im und um das Projektgebiet. Entsprechende Bodenunruhemessungen können künftig auch als Grundlage für die Planung von Überwachungsnetzen dienen.

Für die Universität Salzburg und Montanuniversität Leoben haben die Ergebnisse neue und relevante Erkenntnisse zur Hebungs- und Erosionsgeschichte der östlichen Ostalpen und Umrahmung des Wiener Beckens gebracht. Aktuell werden weitere Daten generiert, um die Resultate dieses Projektes zu erweitern. Geplant sind 1-3 Publikationen in internationalen, wissenschaftlichen Journalen. Auch am Austrian Institute of Technology können die gesammelten Daten und Projekterkenntnisse für weiterführende Arbeiten im Bereich der Geofluide verwendet werden.

Für die RAG Austria AG sind neben dem Zuwachs an Wissen im gegenständlichen Projekt und das gemeinsame Erarbeiten eines Ziels zukunftsweisende strategische Partnerschaften sowie interessante neue Geschäftsfelder im Bereich der Dekarbonisierung des Wärmesektors entstanden.

6 Literaturverzeichnis

- Bacon, M., Simm, R., & Redshaw, T. (2013). 3-D Seismic Interpretation. Cambridge University Press.
doi:<https://doi.org/10.1017/CBO9780511802416>
- Benighaus, C., & Bleicher, A. (2019). Neither risky technology nor renewable electricity: Contested frames in the development of geothermal energy in Germany. *Energy Research & Social Science*.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.08.022>
- Elster, D., Goldbrunner, J., Wessely, G., Niederbacher, P., Schubert, G., Berka, R., . . . Hörhan, T. (2016). Erläuterungen zur geologischen Themenkarte Thermalwässer in Österreich 1:500.000. Wien: Geologische Bundesanstalt.
- Farquharson, N., Schubert, A., & Steiner, U. (2016). Geothermal Energy in Munich (and Beyond). A Geothermal City Case Study. *GRC Transactions*, S. 8.
- Gaucher, E., Schoenball, M., Heidbach, O., Zang, A., Fokker, P. A., van Wees, J.-D., & Kohl, T. (2015). Induced seismicity in geothermal reservoirs: A review of forecasting approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Goldbrunner, J., & Götzl, G. (2019). Geothermal Energy Use, Country Update for Austria. (S. 10). Den Haag: European Geothermal Congress.
- Haslinger, E., Goldbrunner, J., Dietzel, M., Leis, A., Boch, R., Elster, D., . . . Wyhidal, S. (2016). No Scale. Charakterisierung von thermalen Tiefengrundwässern zur Verhinderung von Ausfällungen und Korrosionen bei Geothermieanlagen. Wien: Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG).
- Hinsch, R., Decker, K., & Wagreich, M. (2005). 3D mapping of segmented active faults in the southern Vienna Basin. *Quaternary Science Reviews*.
- Hölting, B., & Coldewey, W. G. (2019). *Hydrogeologie*. Berlin: Springer.
- IGA. (2014). *Best Practices Guide for Geothermal Exploration*. Bochum: Association, International Geothermal.
- Karlsdottir, S. (2012). Corrosion, Scaling and Material Selection in Geothermal Power Production. In A. Sayigh, *Comprehensive Renewable Energy*. doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-08-087872-0.00706-X>
- Kirkham, J. D., Hogan, K. A., Larter, R. D., Self, E., Games, K., Huuse, M., . . . Dowdeswell, J. A. (2021). Tunnel valley infill and genesis revealed by high-resolution 3-D seismic data. *Geology*, S. 12.
doi:<https://doi.org/10.1130/G49048.1>
- Lopez, S., Hamm, V., Le Brun, M., Schaper, L., Boissier, F., Cotiche, C., & Giuglaris, E. (2010). 40 years of Dogger aquifer management in Ile-de-France, Paris Basin, France. *Geothermics*.
- Manzella, A., Allansdottir, A., & Pellizzone, A. (2019). *Geothermal Energy and Society*. Springer.
doi:<https://doi.org/10.1007/978-3-319-78286-7>

- Muffler, P., & Cataldi, R. (1978). Methods for regional assessment of geothermal resources. Geothermics.
- ÖWAV. (2010). Regelblatt 215: Nutzung und Schutz von Thermalwasservorkommen. Wien: Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaftsverband.
- Wessely, G. (2006). Geologie der österreichischen Bundesländer - Niederösterreich. Wien: Geologische Bundesanstalt.
- Woessner, W. W., & Poeter, E. P. (2020). Hydrogeologic Properties of Earth Materials and Principles of Groundwater Flow. Guelph, Ontario: The Groundwater Project.

Weiterführende Literatur

- Admiraal Admiraal, H., & Cornaro, A. (2016). Why underground space should be included in urban planning policy – And how this will enhance an urban underground future. Tunnelling and Underground Space Technology. doi:<https://doi.org/10.1016/j.tust.2015.11.013>
- Baden-Württemberg, U. (2005). Leitfaden zur Nutzung von Erdwärme mit Erdwärmesonden.
- Bracke, R., Huegenges, E., Acksel, D., Amann, F., Bremer, J., Bruhn, D., . . . Will, H. (2022). Roadmap tiefe Geothermie für Deutschland.
- Davis, S., & De Wiest, R. (1966). Hydrogeology. New York: Wiley.
- Geheringer, M., & Loksha, V. (2012). Geothermal Handbook: Planning and financing power generation. ESMAP.
- Götzl, G., Bottig, M., & Wessely, G. (2014). Projekt WC-34: Qualitative Zonierung der tiefen Geothermie (Hydrogeothermie) im Großraum Wien. Unveröffentlichter Endbericht. Wien: Geologische Bundesanstalt.
- Götzl, G., Hoyer, S., Fuchsluger, M., Weilbold, J., Lipiarski, P., Ramberger, R., & Zekiri, F. (2012). OMV Thermal Modul 2. unveröffentlichter Teilbericht. Wien: Geologische Bundesanstalt.
- Gringarten, A. (1978). Reservoir Lifetime and Heat Recovery Factor on Geothermal Aquifers used for Urban Heating. Pure and Applied Geophysics.
- Moeck, I. (September 2014). Catalog of geothermal play types based on geologic controls. Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- Porpaczy, C., Götzl, G., & Decker, K. (2017). GeoTief Aspern: Geologische Voruntersuchungen im Raum Aspern – Essling zwecks Bewertung der hydrothermalen Nutzungsmöglichkeiten. Wien: Geologische Bundesanstalt.
- Zekiri, F. (2011). Erstellung von Temperaturkarten in verschiedenen Tiefen im südlichen Wiener Becken. Diplomarbeit. Wien: Universität Wien.

7 Kontaktdaten

Projektkoordination

DI Rusbeh Rezania

Wien Energie GmbH

Thomas-Klestil-Platz 14, 1030 Wien

Tel.: +43 (0) 644 623 7913

www.geotiefwien.at

Projektpartner

Austrian Institute of Technology (www.ait.ac.at)

Geo5 GmbH (www.geo-5.at)

Helmholtz Zentrum Potsdam – Deutsches GeoForschungsZentrum - GFZ Potsdam

(www.gfz-potsdam.de)

Geologische Bundesanstalt – GBA (www.geologie.ac.at)

RAG Austria AG (www.rag-austria.at)

Heinemann Oil GmbH (www.heinemannoil.com)

Montanuniversität Leoben (<https://erdoelgeologie.unileoben.ac.at>)

Universität Wien - Institut für Geologie (<https://geologie.univie.ac.at>)

Universität Salzburg (<http://geologie.sbg.ac.at>)

Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik – ZAMG (www.zamg.ac.at)