

Publizierbarer Endbericht

Modul 1 und 2 – Grundlegende Vorstudien und Machbarkeitsstudien

A) Angaben zur Studie

Allgemeines zur Studie	
Studientitel:	Machbarkeit Tiefengeothermie WEIZplus
Modul (Modul 1 Grundlegende Vorstudien oder Modul 2 Machbarkeitsstudien)	<i>Modul 2: Machbarkeitsstudie</i>
Antragsteller:in	EnergieZukunft WEIZplus eGen.
Kontaktperson Name:	Ewald Selvicka
Kontaktperson Adresse:	Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf
Kontaktperson Telefon:	03112 5886-113
Kontaktperson E-Mail:	e.selvicka@weizplus.at
Projekt- / Kooperationspartner:in/ Planer:in:	Geo5 GmbH HYDRO GmbH AEE INTEC
Geplanter Standort der Geothermieranlage:	Raum Weiz-Gleisdorf
Fördersumme:	€ 98.750,00
Start und Fertigstellung der Studie:	01.11.2024 bis 31.07.2025
Erstellt am:	19.12.2025

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

B) Studieninhalt

1 Kurzfassung

Die Region WEIZplus umfasst 41 Gemeinden mit rund 120.000 Einwohner:innen und etwa 5.000 Betrieben. Der jährliche Gesamtenergieverbrauch beträgt ca. 3,9 TWh, wovon rund 35 % erneuerbar sind. Der Wärmeanteil liegt bei etwa 1,85 TWh, davon werden aktuell rund 60 % fossil bereitgestellt. Die Fernwärme stellt in dicht besiedelten Bereichen und in Industrie-/Gewerbebezonen ein zentrales Instrument der Wärmewende dar.

Die vorliegende Studie untersuchte die Möglichkeiten und Potenziale der Nutzung von Tiefengeothermie zur nachhaltigen Wärmeversorgung in der Region Weiz–Gleisdorf. Ziel ist es, geothermische Wärme als grundlastfähige, erneuerbare Quelle in bestehende und geplante Fernwärmenetze zu integrieren und damit einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung der regionalen Energieversorgung zu leisten. Die Analyse stützt sich auf bestehende Untersuchungen im Rahmen von Projekten wie Fossilfree4Industry und WEIZplus und umfasst technische, wirtschaftliche und rechtliche Aspekte sowie die Bewertung von Systemeffizienz und Versorgungssicherheit.

Die Region entlang der Achse Weiz–Gleisdorf zeichnet sich durch eine hohe Dichte an Fernwärmenetzen, industrielle Struktur und Dank einem starken wirtschaftlichen Wachstum auch Anstieg der Energiebedarfe aus. Im Zentrum der Betrachtung steht die Verbindung dieser lokalen Wärmenetze zu einem interkommunalen Wärmenetzverbund (IKW), der die gemeinsame Nutzung erneuerbarer Quellen, Abwärme und Speicher ermöglicht. Die Tiefengeothermie soll in diesem Kontext als stabile, emissionsfreie Grundlastquelle etabliert werden.

Als potenzielles Thermalwasserreservoir kommen paläozische Karbonate in Frage, die in der Kohlenwasserstoffbohrung Arnwiesen 1 (RAG) von 1984 angetroffen wurden. Vorhandene geologische Informationen aus Bohrungen und seismische Daten wurden ausgewertet und in einem geologischen 3D-Konzeptmodell zusammengeführt. Aus hydraulischen Daten wurde ein unter günstigen Bedingungen (z.B. ausreichende Mächtigkeit, gezielte Bohrung in Störungszonen, Säuerungsmaßnahmen) potenziell erzielbarer Volumenstrom von 50 l/s abgeleitet. Die Untergrundtemperatur wird, mit einem geothermischen Gradienten von 4 K/100 m, mit ca. 70 °C in 1.500 m Tiefe geschätzt. Unter diesen Voraussetzungen ist pro geothermischen Dublette mit einer theoretischen thermischen Leistung von rund 7 MW zu rechnen, steigerbar durch eine größere Tiefe der Bohrung oder den zusätzlichen Einsatz von Wärmepumpen.

Neben der geologischen Potenzialanalyse wurde die regionale Wärmeversorgung detailliert untersucht. Fünf bestehende Fernwärmenetze (Weiz, Gleisdorf, St. Rupprecht, Wollsdorf, Unterfladnitz) wurden analysiert und Szenarien bis 2040 simuliert. Der künftige Gesamtwärmeabsatz wird auf rund 200 GWh/a steigen. Durch die geplante Kopplung der Netze zu einem interkommunalen Wärmenetzverbund (IKW) könnten geothermische Quellen 25-50 % der regionalen Grundlast decken. Simulationsrechnungen zeigen, dass die Integration einer Geothermieranlage mit 10-20 MW Leistung fossile Restanteile weitgehend ersetzen könnte.

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

Die rechtliche Analyse ergab, dass im Untersuchungsgebiet keine relevanten Nutzungskonflikte bestehen würden. Allerdings sind Genehmigungen nach Wasserrecht und Bergrecht für die Tiefbohrungen erforderlich sowie weitere Genehmigungsverfahren für die oberirdischen Anlagenteile.

Da die Verbreitung des potenziellen Grundwasserleiters sowie der tatsächlich daraus förderbare Volumenstrom anhand der Datenlage noch als unsicher eingeschätzt werden müssen, werden für eine belastbare Bewertung folgende Schritte empfohlen:

- Durchführung von ergänzender 2D-Seismik zur Verfeinerung des geologischen Modells und um bestehende räumliche Lücken mit Informationen aufzufüllen
- Niederbringung einer Pilotbohrung zur Überprüfung der Fündigkeit und Temperatur
- Bei positiver Beurteilung Planung zur Komplettierung einer geothermischen Dublette (zweite Bohrung)
- Schrittweise Integration in den Wärmenetzverbund

2 Recherche und technische Analyse

a) Ausgangslage und Aufgabenstellung

Ziel dieser Studie war die Beurteilung der Machbarkeit von Tiefengeothermie zur Versorgung des Wärmenetzes in der Region WEIZplus. Es sollten Abschätzungen über Tiefenlage und Temperatur eines möglichen Reservoirs abgegeben werden und Datenlücken aufgezeigt, sowie Empfehlungen für die Akquisition neuer Daten und das weitere Vorgehen, bis hin zu einer möglichen geothermischen Dublette, abgegeben werden. Auch die rechtliche Situation wurde beleuchtet.

Aufbauend auf einer Vorstudie, die im Rahmen des Projektes Fossilfree4Industry (Reallabor, FGF-Projekt 904562) von den Projektpartnern Geo5 GmbH, HYDRO GmbH und AEE INTEC erstellt wurde, wurden Literatur- und Datenrecherchen über vorangegangene geologische Untersuchungen durchgeführt. Der Fokus lag vor allem auf der Recherche nach Bohrungsdaten, geologischen Schnitten und geophysikalischen Messungen in Bohrungen und an der Oberfläche (Seismik). Ausschlaggebend für die Vermutung, dass ein geothermisches Potenzial vorhanden ist, war die ehemalige Kohlenwasserstoff-Explorationsbohrung Arnwiesen 1 von 1984, die von der RAG Austria AG niedergebracht wurde. An der Basis dieser 951,7 m tiefen Bohrung wurde damals Thermalwasser angetroffen. Die Daten dieser Bohrung wurden für das Projekt angekauft und ausgewertet. Daneben wurden seismische Profile, ebenfalls von der RAG Austria AG, beschafft, neu prozessiert und geologisch interpretiert. Zusammen mit bereits publizierten Seismikprofilen bildeten diese Daten die Grundlage für ein geologisch-strukturelles 3D-Modell.

b) Geologie

Das Untersuchungsgebiet liegt im Randbereich des Steirischen Beckens, genauer am nordwestlichen Rand des Oststeirischen Beckens, am nördlichen Rand des Gnas-Subbeckens. Beim Steirischen Becken

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

handelt es sich um ein tektonisch Ost-West-gestrecktes Vorlandbecken, das mit neogenen Sedimenten gefüllt ist. Das Steirische Becken wird in ein Ost- und ein Weststeirisches Becken untergliedert, die von einer Hochzone, der Mittelsteirischen Schwelle, voneinander getrennt werden. Diese beiden Becken weisen ihrerseits mehrere Subbecken auf, wie das Gnaser- und das Fürstenfelder Becken im Oststeirischen Becken. Das Gnaser Becken als tiefster Bereich des Oststeirischen Beckens ist bis über 4.000 m tief (Dax. et al., 2024).

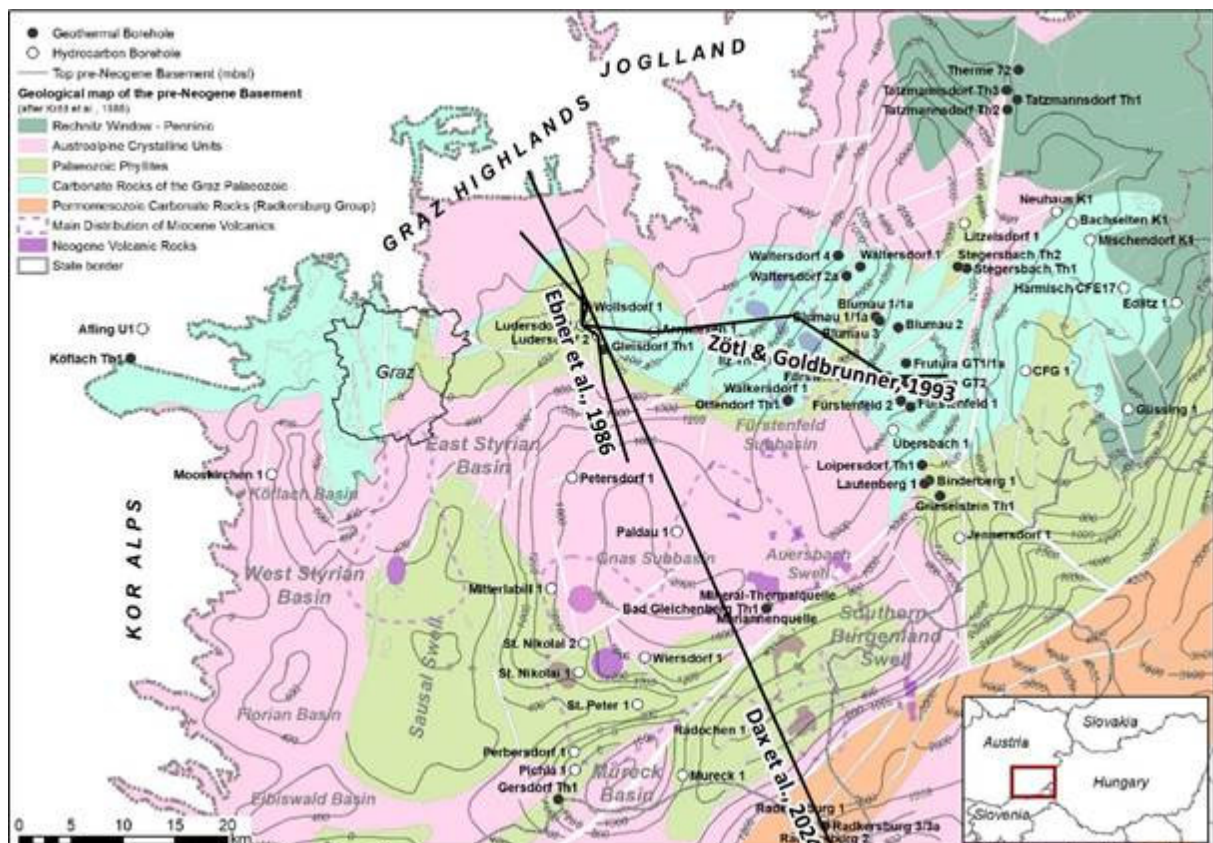


Abbildung 1: Geologische Untergrundkarte des Steirischen Beckens mit Tiefbohrungen und Profilinien (ergänzt nach Schreilechner et al., 2024).

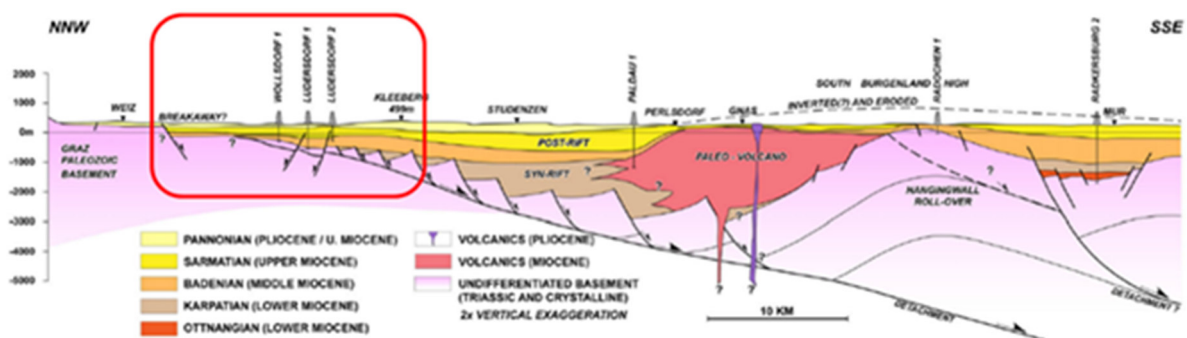


Abbildung 2: Konzeptioneller NNW-SSE-Schnitt durch das nördliche Oststeirische Becken (Dax et al., 2024). Das Projektgebiet ist mit einem roten Polygon hervorgehoben. Die Profilinie (des nördlichen Abschnitts) ist in Abbildung 1 dargestellt.

Das präneogene Basement (Grundgebirge) besteht aus Austroalpinem Kristallin, das lokal von paläozoischen Sedimentgesteinen überlagert wird (Abbildung 3). Diese paläozoischen Gesteine im

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

Untergrund werden mit dem Grazer Paläozoikum korreliert (z.B. Kröll et al., 1988), welches den westlichen und nordwestlichen Rand des Oststeirischen Beckens bildet. Das Grazer Paläozoikum ist Teil des Drauzug-Gurktal-Deckensystems des Oberostalpinen Deckensystems (Schmid et al., 2004) und besteht hauptsächlich aus niedrigmetamorphen Karbonaten, Schiefern und Metavulkaniten (z.B. Gasser et al., 2010).

Die Untergrundkarte basiert hauptsächlich auf gravimetrischen Untersuchungen, die durch seismische Daten und punktuell durch Tiefbohrungen aus der Kohlenwasserstoff- und Geothermie-Exploration ergänzt wurden. Spätere Bohrungen (z.B. im Raum Stegersbach, Gnaser Becken, siehe z.B. Schreilechner et al., 2024) und die Neubewertung geophysikalischer Daten (z.B. Dax, 2021) haben jedoch gezeigt, dass die Karte in einigen Bereichen Ungenauigkeiten aufweist, beziehungsweise die räumliche Verbreitung der paläozoischen Gesteine nur teilweise mit Bohrungen bestätigt ist.

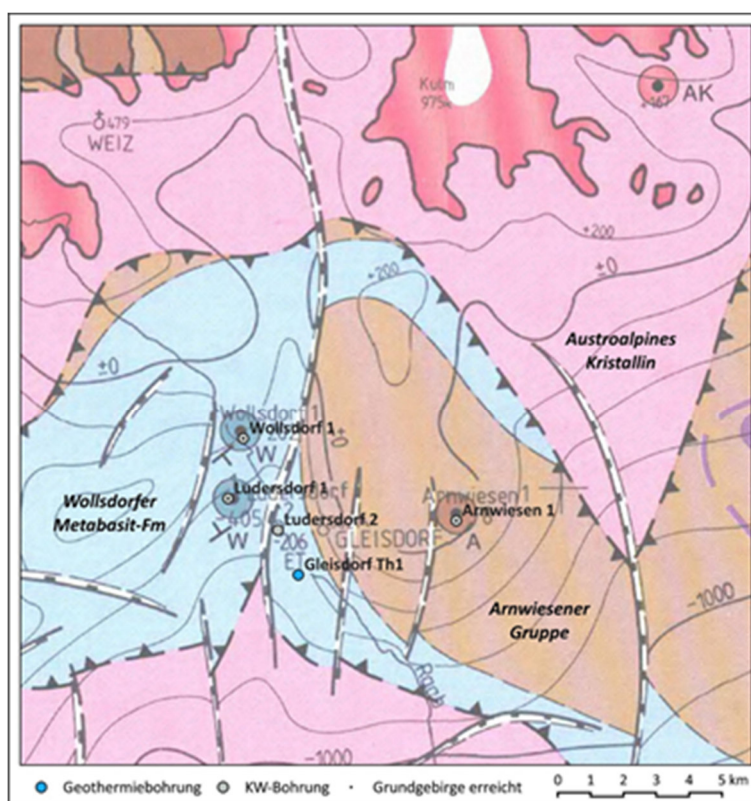


Abbildung 3: Geologische Karte des Beckenuntergrundes im Untersuchungsgebiet (Flügel et al., 1988) mit Tiefbohrungen.

Im Projektgebiet wurden Daten von fünf Tiefbohrungen recherchiert und in das Modell integriert (Tabelle 1, Lage siehe Abbildung 3). In den 1980er Jahren wurden vier Kohlenwasserstoff-Explorationsbohrungen niedergebracht. Die Bohrungen Ludersdorf 1, Ludersdorf 2 und Wollsdorf 1 westlich von Gleisdorf wurden 1982 – 1983 von der damaligen OMV AG durchgeführt. Diese drei Bohrungen waren zwar gasföndig, jedoch nicht wirtschaftlich, weswegen sie liquidiert (verschlossen) wurden. Östlich von Gleisdorf wurde 1984 von der damaligen Rohöl-Aufsuchungs-AG (RAG) die Bohrung Arnwiesen 1 niedergebracht. Im Jahr 1990 wurde mit der Bohrung Gleisdorf Th1 eine Bohrung zur Thermalwassererkundung abgeteuft die in den neogenen Sedimenten fündig war, bis heute jedoch nicht genutzt wurde.

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

Tabelle 1: Übersicht über die Tiefbohrungen im Projektgebiet (aus Dax et al., 2022).

Bohrung	Auftraggeber	Jahr	Tiefe (m u. GOK)	Zweck/Nutzung
Ludersdorf 1	OMV	1982	1.148	unwirtschaftlich gasfündig, liquidiert
Ludersdorf 2	OMV	1983	557,5	unwirtschaftlich gasfündig, liquidiert
Wollsdorf 1	OMV	1983	800	unwirtschaftlich gasfündig, liquidiert
Arnwiesen 1	RAG	1984	951	nicht KW-fündig, liquidiert
Gleisdorf Th1	Stadtwerke Gleisdorf	1990	700	Geothermiebohrung, fündig, derzeit ungenutzt

Im östlichen Teil des Projektgebiets befinden sich paläozoische Karbonate, die in der Bohrung Arnwiesen 1 (RAG) in einer Tiefe von 340 m unter Gelände angetroffen wurden. Die Struktur, auf der diese Karbonate liegen, das sogenannte Arnwiesener Hoch, ist der nördliche Teil der Auersbacher Schwelle und lässt sich weiter nach Südosten verfolgen, wo sie das Gnaser Becken im Westen vom Fürstenfeld Becken im Osten trennt. Westlich dieses Hochs sind Metabasite eingezeichnet, die in den Bohrungen Wollsdorf 1 und Ludersdorf 1 in Form von karbonathaltigen Grün- und Chloritschiefern angetroffen wurden. In diesem Bereich liegt der Untergrund des Beckens 230 bis 440 Meter tiefer als in der Bohrung Arnwiesen 1.

Die in den Bohrungen Arnwiesen 1, Ludersdorf 1 und Wollsdorf 1 erbohrten Basement-Gesteine werden dem Grazer Paläozoikum zugeordnet. In der Untergrundkarte sind diese Gesteine in zwei Einheiten gegliedert, die Karbonate und Tonschiefer von Arnwiesen 1 zur „Arnwiesener Gruppe“ und die Grüngesteine von Ludersdorf 1 und Wollsdorf 1 zur „Wollsdorfer Metabasit-Formation.“

Besonders bedeutend für die Studie ist die Bohrung Arnwiesen 1. Diese Kohlenwasserstoff-Explorationsbohrung wurde 1984 von der RAG (heute RAG Austria AG) etwa 4 km östlich der Stadt Gleisdorf niedergebracht. Da keine Anzeichen für Kohlenwasserstoffe gefunden wurden, wurde die Bohrung in einer Tiefe von 952 m unter der Geländeoberfläche aufgegeben und verfüllt. Die paläozoische Abfolge der Bohrung Arnwiesen 1 beginnt bei 340,6 m Tiefe mit Flaserkalken (bis 409 m), gefolgt von graphitischen Tonschiefern (bis 497,2 m). Im Liegenden bis zur Endteufe in 951,7 m befinden sich Dolomite und untergeordnet Kalk mit mind. 454,4 m Mächtigkeit, die Bohrung wurde jedoch eingestellt, bevor die Basis dieser Karbonatgesteine erreicht wurde (Ebner, 1988). Da die Karbonate nicht vollständig durchbohrt wurden, bleibt ihre tatsächliche Mächtigkeit ungewiss. Von der Bohrfirma wurde die Basis der Karbonate auf etwa 200 m tiefer geschätzt (RAG, 1985).

Hydraulische Parameter des Grundwasserleiters

Die Bohrung Arnwiesen 1 wurde 1984 mit Packer Tests in zwei Abschnitten auf Kohlenwasserstoffe untersucht: Dem badenischen Leithakalk und den paläozoischen Karbonaten am Bohrlochgrund, im Tiefenbereich von ca. 920 bis 951 m. In beiden Horizonten wurde Wasserführung festgestellt, in letzterem wurde eine Temperatur von 48 °C gemessen.

Die hydraulischen Eigenschaften dieses potenziellen karbonatischen Grundwasserleiters wurden durch Auswertung der in der Bohrung Arnwiesen 1 durchgeführten Untersuchungen ermittelt.

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

Zudem wurden die geophysikalischen Bohrlochmessungen, die 1984 durchgeführt wurden, ausgewertet. Die Kombination des Packer-Tests mit den geophysikalischen Bohrlochmessungen ermöglichte eine Validierung und Kalibrierung der gewonnenen Daten über Porosität, Sättigung und Kluftverteilung.

Hydraulische Auswertung

Während dem Packer-Test wurden in zwei Entnahmephase über insgesamt 50 Minuten ca. 2.750 Liter Fluid gefördert, der mittlere Volumenstrom entspricht ca. 0,9 l/s. Auch der initiale Formationsdruck und der erholte Druck in den Schließphasen wurde gemessen. Aus dem Wiederanstieg wurde die Transmissivität nach Theis, 1935 ermittelt:

- $T = 9,6 \times 10^{-7}$ bis $3,3 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$
- daraus ergibt sich, bei 31 m Schichtmächtigkeit, eine hydraulische Durchlässigkeit von $k_f = 0,3$ bis $1,1 \times 10^{-7} \text{ m/s}$

Diese Informationen sind von großer Bedeutung für die Charakterisierung des Untergrundes und die Bewertung des Reservoirs, da sie Aufschluss über die Produktivität des Aquifers und die Notwendigkeit von Stimulationsmaßnahmen geben.

Petrophysikalische Auswertung (Bohrlochgeophysik)

Die Bohrlochlogs (Abbildung 4) erfassen grundlegende physikalische Gesteinsparameter wie den elektrischen Widerstand, Eigenpotenzial, Dichte, akustische Laufzeiten und Bohrlochdurchmesser (Kaliber). Aus diesen Parametern konnten Aussagen über die Porosität, Lithologie und die räumliche Verteilung potenzieller Fließwege abgeleitet werden. Karbonatische Gesteine, wie sie im getesteten Bohrlochabschnitt angetroffen wurden, besitzen üblicherweise eine geringe Primärporosität, was mit den Logs bestätigt wurde.

Die Fluidführung bzw. Wasserwegigkeit kommt daher vor allem durch sekundäre Porositäten zustande, entweder Verkarstung oder Klüftung. Anhand der Auswertung konnten potenzielle Zonen erhöhter Durchlässigkeit identifiziert und deren vertikale Ausdehnung bestimmt werden.

Wesentliche Erkenntnisse der Auswertung sind:

- Das Dichtelog weist eine markante Anomalie bei ca. 924 m Tiefe auf, dies deutet auf eine Zone mit erhöhter Porosität (scheinbar bis ~19 %).
- In den Widerstandslogs (Shallow und Deep Laterolog) sind deutliche Hinweise auf horizontale Kluftstrukturen bei 935,5 m, 942,5 m und 945,5 m Tiefe zu erkennen und eine vertikale Kluftzone im Bereich 926,0 – 929,5 m Tiefe (Abbildung 5). Die Separation der beiden Logs bestätigt Fluidaktivität in der unmittelbaren Bohrlochnähe.
- Das Sonic-Log (akustische Laufzeiten) zeigt lokal erhöhte scheinbare Porositäten (bis 21 %) bei 925,0 m, 929,7 m und 935,9 m Tiefe.
- Das Caliper-Log zeigt Bohrlochaufweitungen bei 924,0 und 928,5 m Tiefe und bestätigt damit diese Kluftzonen.

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

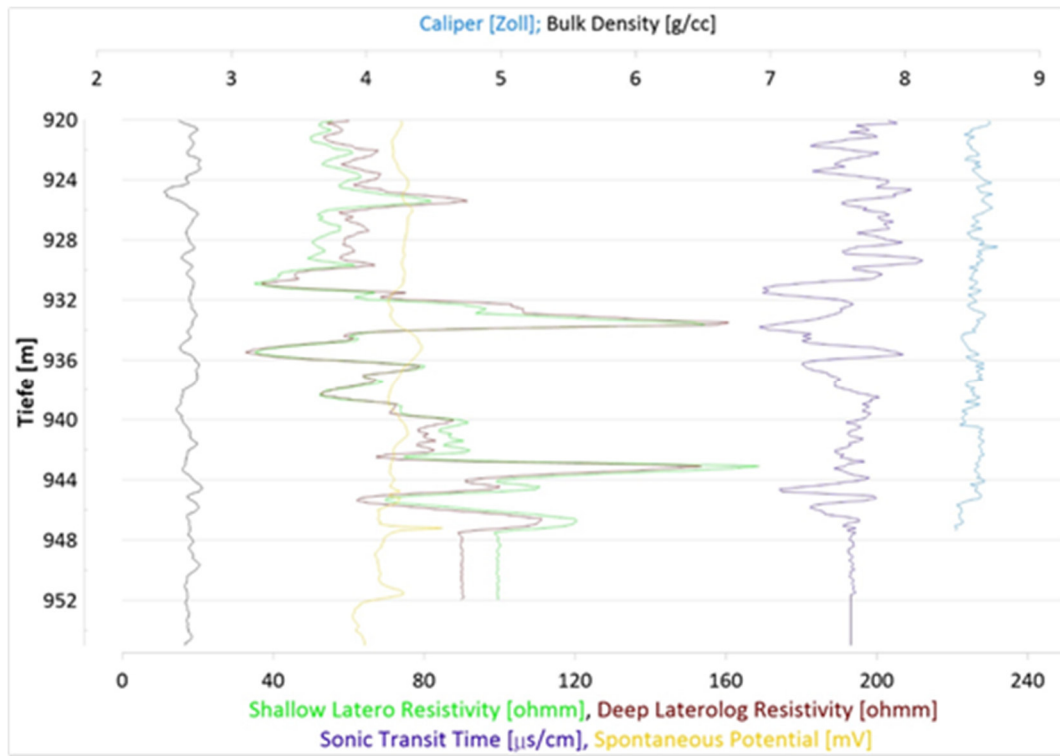


Abbildung 4: Arnwiesen 1 – im hydraulisch getesteten, untersten Bohrlochabschnitt (Paläozoikum) durchgeführte geophysikalische Bohrlochmessungen.

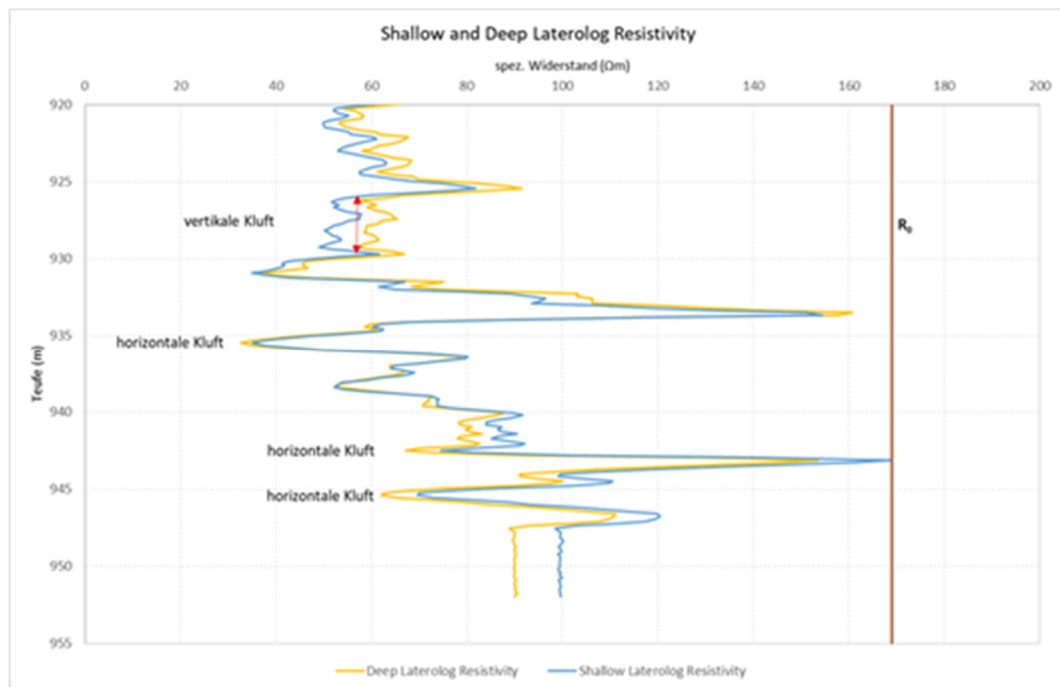


Abbildung 5: Arnwiesen 1 – Shallow und Deep Laterolog mit Abgrenzung von vertikalen und horizontalen Klüften

Zusammengefasst ist kompaktes, dichtes Karbonatgestein vorliegend, das von offenen Klüften durchzogen ist.

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

Hydrochemie

Es liegt eine Analyse des Wassers aus den paläozoischen Karbonaten vor, welches 1984, während dem Open Hole Test aus dem Intervall 920 – 951 m, gefördert wurde. Allerdings handelte es sich dabei um eine Mischung aus Wasser des Aquifers und Spülungsfiltrat der Bohrung. Die Spülung (Süßwasser-Polymerspülung) verfälscht das Ergebnis der Analyse, eine Auswertung in Bezug auf chemische Prozesse im Aquifer ist daher nicht möglich. Anhand der vorliegenden Werte wäre das Wasser als Natrium-Hydrogenkarbonat-Chlorid-Typ zu charakterisieren, was allerdings aufgrund der Mischung mit der Spülung nur als erster Anhaltspunkt dienen kann. Die Gesamtmineralisation dieses Gemisches betrug 11.089 mg/l, das Aussehen wurde als grau und trüb beschrieben. Es wurden 422 mg/l freies CO₂ gemessen.

Interpretation der Auswertungen und Abschätzung Potenzial

Die petrophysikalische und hydraulische Auswertung der Daten der Bohrung Arnwiesen 1 zeigt das Vorhandensein von Thermalwasser in paläozoischen Karbonaten im Untergrund des Projektgebietes. Das geothermische Potenzial erscheint auf den ersten Blick aufgrund der ausgewerteten Parameter begrenzt, allerdings müssen einige Faktoren berücksichtigt werden.

Die Bohrung Arnwiesen 1 wurde nicht zur geothermischen Exploration niedergebracht. Es handelte sich um eine Kohlenwasserstoffbohrung, die in einer strukturellen Hochzone abgeteuft wurde, was typisch für eine derartige Exploration ist. Eine gezielte geothermische Bohrung würde hingegen tiefere Bereiche anpeilen und bevorzugt eine Störungszone erschließen, in der aufgrund der tektonischen Zerlegung des Gesteins mit Bereichen größerer Durchlässigkeiten zu rechnen ist.

In Karbonatgesteinen besteht zusätzlich die Möglichkeit einer Säurestimulation, um das bestehende Kluftsystem zu erweitern und damit den Zufluss von Thermalwasser in das Bohrloch zu verbessern.

Mit der aus dem hydraulischen Test ermittelten Durchlässigkeit (kf) von 1×10^{-7} m/s könnte in der Bohrung Arnwiesen, unter Annahme einer Mächtigkeit des Grundwasserleiters von 500 m und einer Absenkung der Wassersäule im Bohrloch von 300 m, ein stationärer Thermalwasservolumenstrom von 9 l/s produziert werden. Unter den oben genannten günstigeren Voraussetzungen (gezielte Bohrung auf Störungszonen, Säuerungsmaßnahmen) erscheint ein erzielbarer Volumenstrom von etwa 50 l/s realistisch.

Die Untergrundtemperatur kann aus dem in der Bohrung Arnwiesen 1 bestimmten Gradienten von 4 K/100 m abgeleitet werden. In einer Tiefe von 1.500 m wäre demnach mit einer Temperatur von etwa 70 °C zu rechnen.

Ausgehend von einer Temperaturdifferenz von 35 K (gegebenenfalls auch höher möglich), einem Volumenstrom von 50 l/s und einer Untergrundtemperatur von 70 °C ergibt sich für eine geothermische Dublette eine theoretisch nutzbare thermische Leistung von rund 7,3 MW. Mit zunehmender Tiefe ist zudem von höheren Temperaturen auszugehen, was die potenzielle Leistung weiter steigern würde.

Ergänzend können Wärmepumpen eingesetzt werden, um das Temperaturniveau beispielsweise von 70 °C auf 90-100 °C anzuheben, wodurch sich der Nutzen für den Fernwärmeeinsatz zusätzlich erhöhen lässt. Da geothermische Energie grundlastfähig ist, könnte sie einen wesentlichen Beitrag zur nachhaltigen Versorgung des Fernwärmenetzes in der Region WEIZplus leisten.

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

Reflexionsseismik

Bei der 2D-Reflexionsseismik handelt es sich um eine geophysikalische Methode, die Schallwellen nutzt, um ein zweidimensionales Abbild des Untergrunds zu erstellen. Eine künstliche seismische Quelle (Vibro-Truck oder Sprengstoff) sendet Schallwellen aus, die an geologischen Schichtgrenzen reflektiert und von Geophonen entlang einer Linie aufgezeichnet werden. Diese aufgezeichneten Signale werden durch umfangreiche Berechnungen (seismisches Processing) analysiert, um Schichtgrenzen, Strukturen und mögliche Lagerstätten wie Erdöl, Erdgas oder Geothermie zu identifizieren und so geologische Strukturen darzustellen.

Im gegenständlichen Projekt wurden bereits veröffentlichte 2D-Seismikprofile der RAG und OMV verwendet, sowie 3 Seismikprofile bei der RAG zugekauft (Abbildung 6).

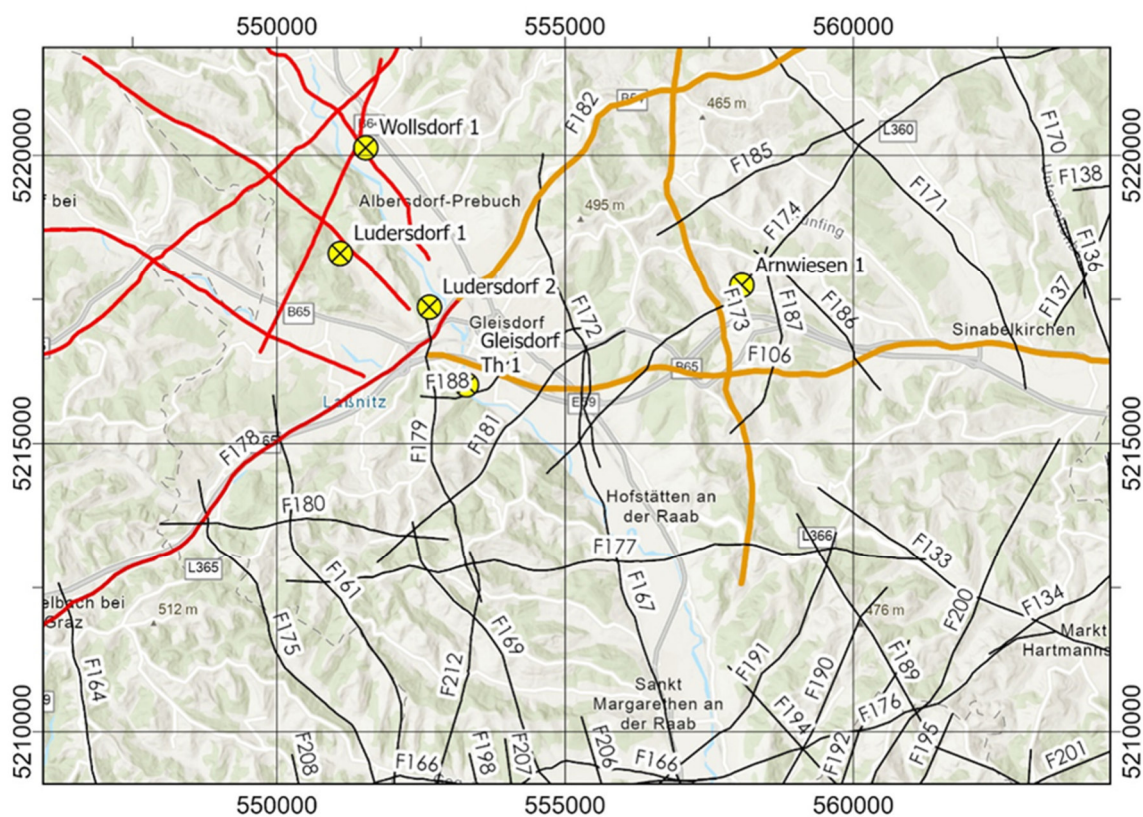


Abbildung 6: Reflexionsseismikprofile im Projektgebiet: Rot: publizierte Seismikprofile (Dax et al., 2024). Braun: RAG Seismikprofile aus dem Projekt FossilFree4Industry. Schwarz: RAG Seismikprofile die für eine weiterführende Auswertung angefragt werden können.

Drei Profile der RAG wurden im Zuge einer Vorstudie, im Rahmen des Projektes Fossilfree4Industry (Reallabor, FFG-Projekt 904562), als essenzielle Datengrundlage ausgewählt. Diese Daten stammen aus Kohlenwasserstoff-Explorationstätigkeiten in den 1980ern. Es wurde versucht das Untersuchungsgebiet, zusammen mit bereits veröffentlichten Daten (vgl. Kap. 3.4.2), räumlich bestmöglich abzudecken und vorhandene Bohrungsinformationen gut einarbeiten zu können. Diese Seismikdaten wurden von der Geo5 GmbH im Vorfeld neu processiert um die Aussagekraft für die Interpretation zu erhöhen.

Diese Seismikprofile sind namentlich F 106, F 173 und F 152 und bilden ein Dreieck im Bereich der Bohrung Arnwiesen 1 (vgl. Abbildung 6).

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

Publizierte Reflexionsseismikprofile

Im Projektgebiet wurden von Dax 2021 folgende Seismikprofile publiziert (vgl. Abbildung 7 bis Abbildung 12), diese dienen als Stütze für die Erstellung des Konzeptmodells. Diese Seismikprofile liegen als Bilddateien und nicht als digitale Datensätze vor. Durch die fehlende Möglichkeit der genauen Georeferenzierung konnten diese Daten nur als grobe Orientierung verwendet werden.

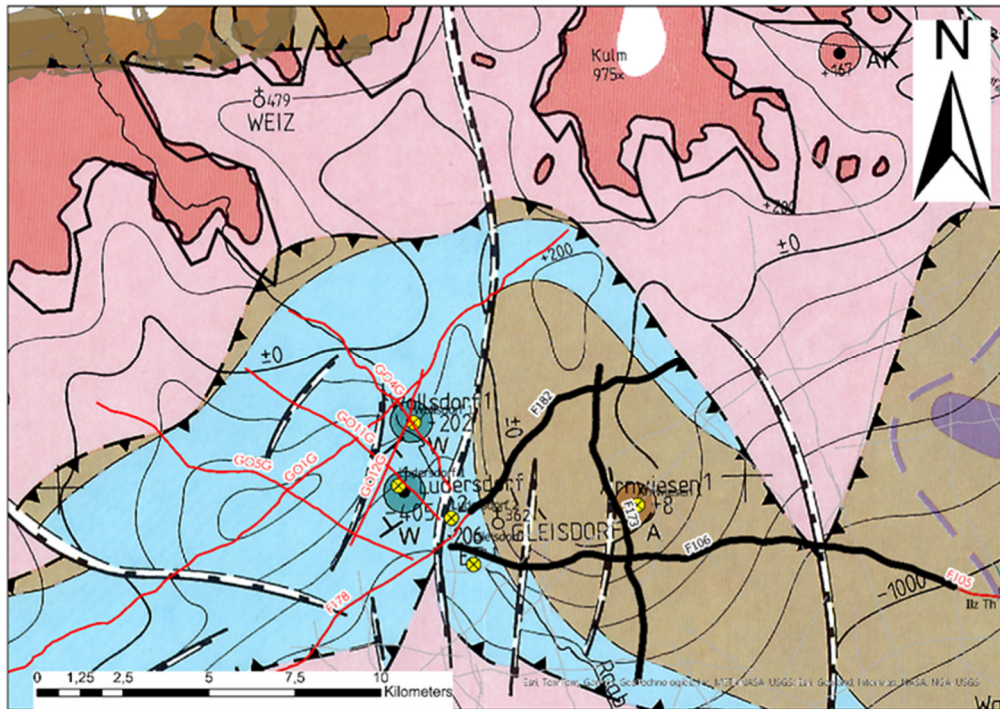


Abbildung 7: Publizierte Seismikprofile im Projektgebiet sind rot dargestellt. Im Hintergrund ist die geologische Karte des prätertiären Untergrundes nach Flügel, 1988, dargestellt.

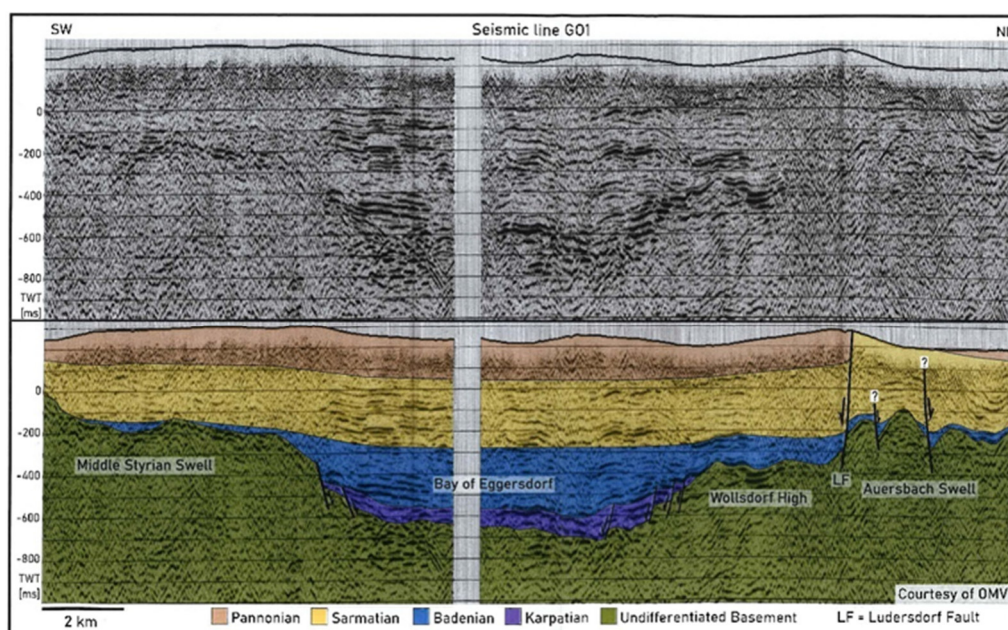


Abbildung 8: Seismikprofil GO1(OMV) aus Dax 2021.

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

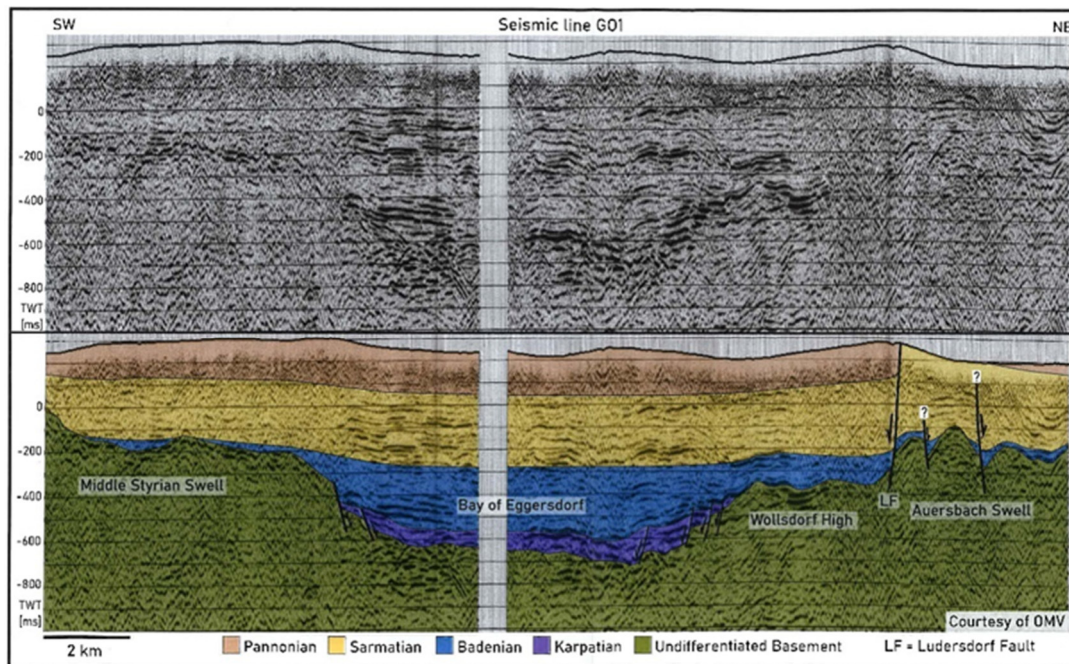


Abbildung 9: Seismikprofil G04 (OMV) aus Dax 2021.

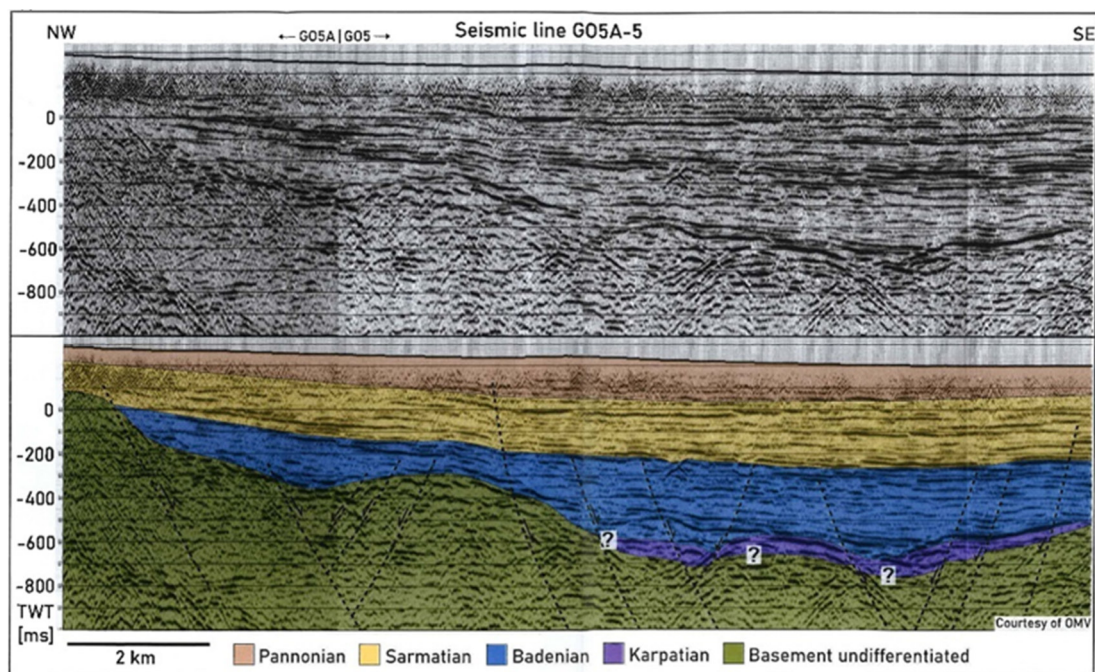


Abbildung 10: Seismikprofil G05A-5 (OMV) aus Dax 2021.

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

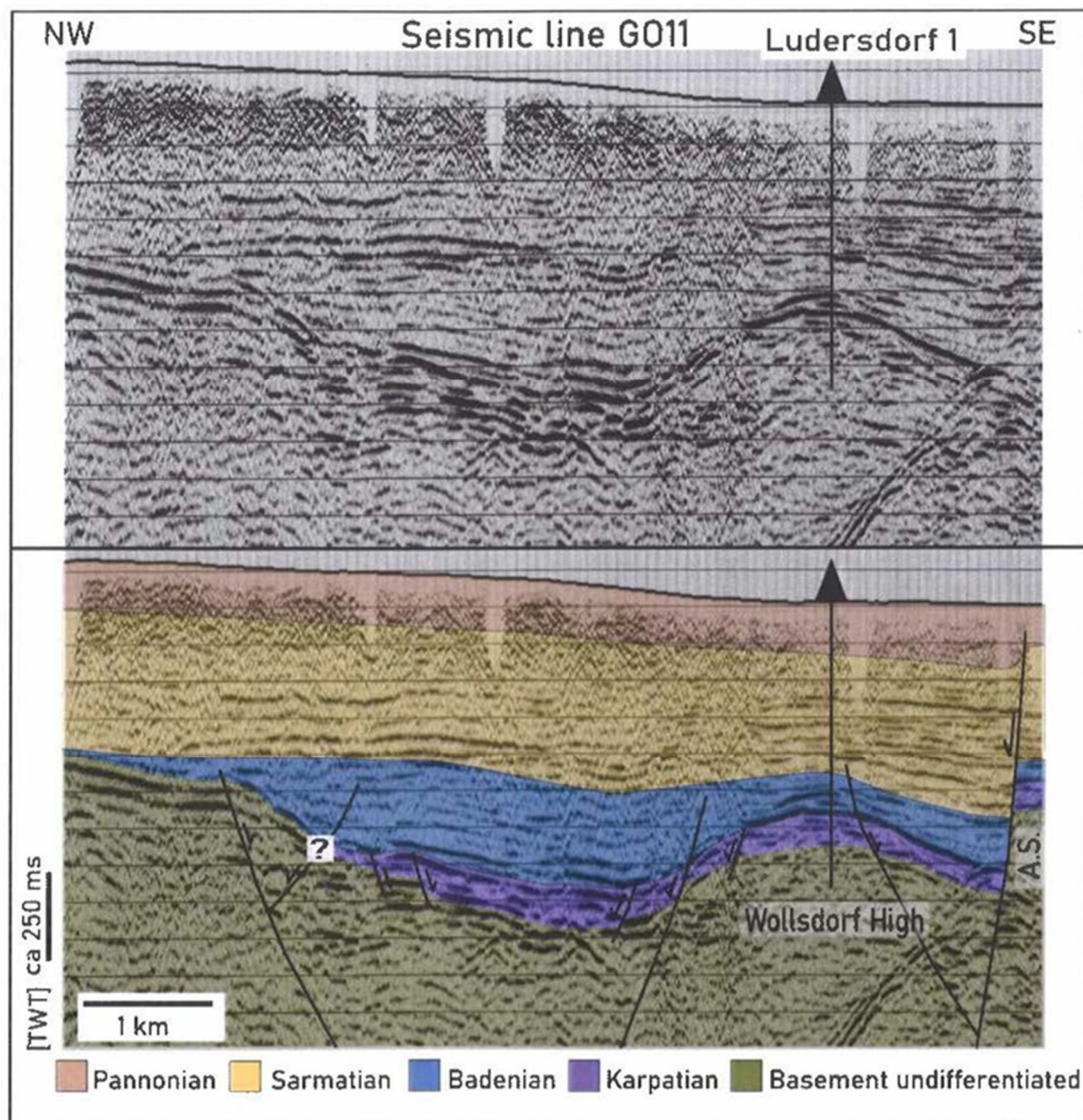


Abbildung 11: Seismikprofil G011(OMV) aus Dax 2021.

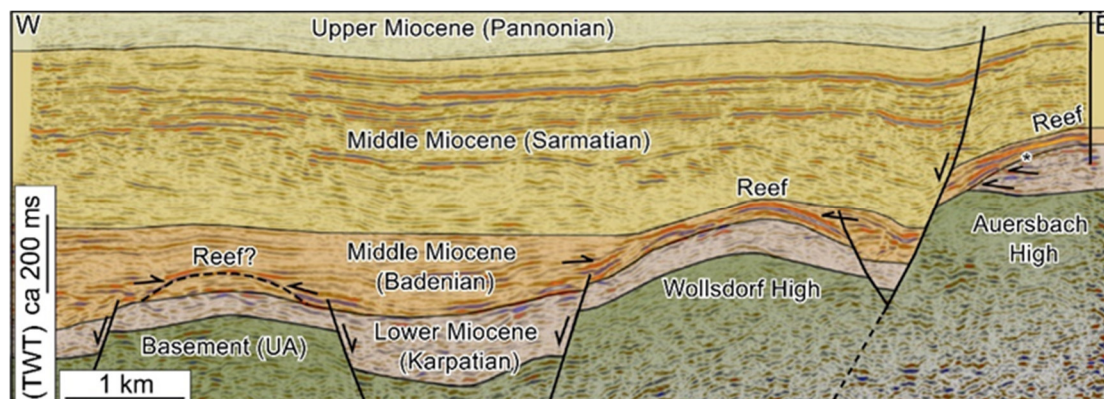


Abbildung 12: Seismikprofil F178 (RAG) aus Dax et al., 2024.

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

Geologisches Modell

Als Datengrundlage für die Erstellung eines ersten konzeptionellen Modells standen die Seismikprofile der Vorstudie, die publizierten Seismikprofile aus Dax, 2021, und Dax et al., 2024, die Bohrungsinformationen sowie die Geologie und das Höhenmodell des anstehenden Grundgebirges im Norden des Projektgebietes zur Verfügung.

Bei der Modellerstellung wurde versucht die Informationen der Oberflächengeologie mit Hilfe der Bohrungen und Seismik in den Untergrund zu erweitern. Dies gilt vor allem für die paläozoischen Karbonatkörper, die im Norden des Projektgebietes aufgeschlossen sind (Abbildung 13). Weiters wurde auf die neogenen Karbonate des Badeniums (Leithakalk) besonderes Augenmerk gelegt. Diese Leithakalke können als potenzielles Speichergestein für eine ATES-Nutzung in Betracht gezogen werden. Die Unterkante ist im Modell (Abbildung 14 bis Abbildung 15) in Gelb dargestellt. Bemerkenswert ist das strukturelle Hoch, auf dem die Bohrung Arnwiesen 1 sitzt und als paläozoisches Riff interpretiert wird.

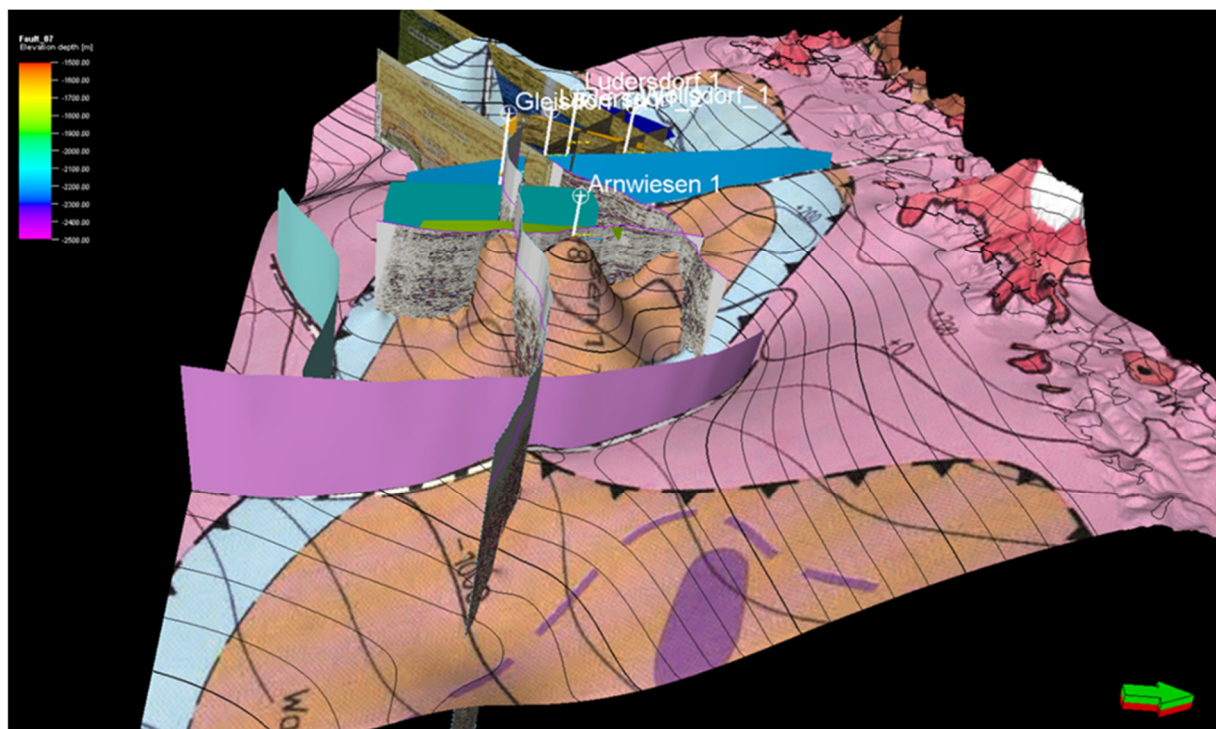


Abbildung 13: Grundlagedaten für die Modellerstellung. Die paläozoischen Karbonate sind in Braun dargestellt. Große Störungssysteme sind als steilstehende Flächen (lavendel, hellblau, mint, grün) dargestellt.

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

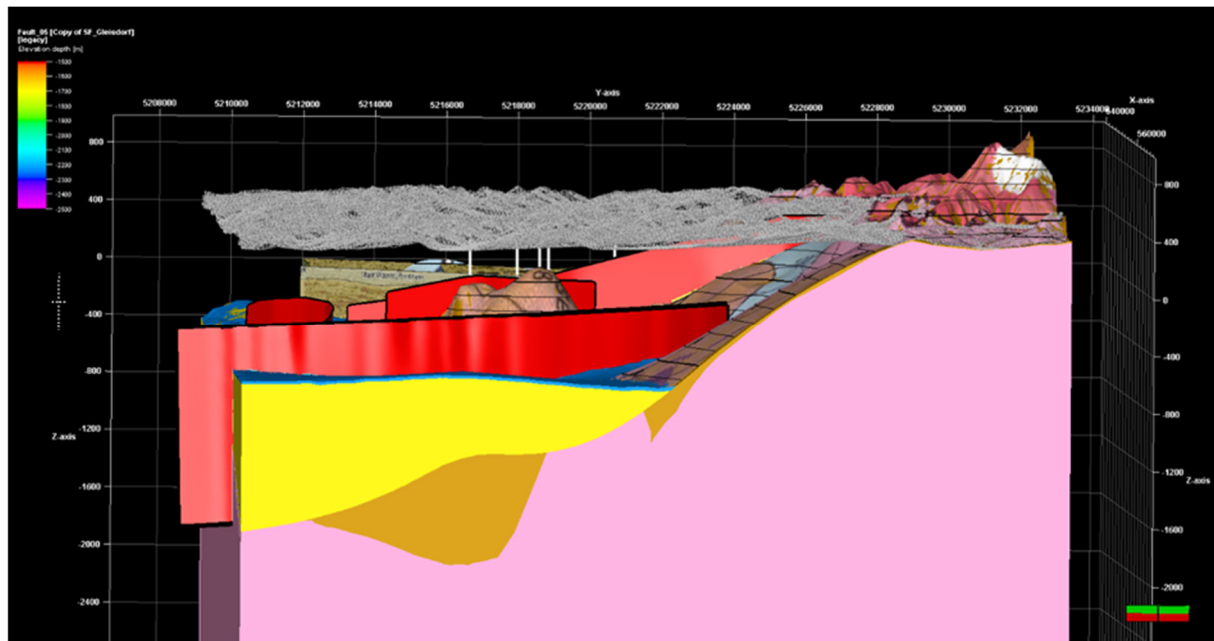


Abbildung 14: Geologisches Konzeptmodell. Rot=Störungen, Blau=Leithakalk, Gelb=unteres Baden, Braun=devonische Karbonate, Rosa=Kristallin und Paläozoikum undifferenziert.

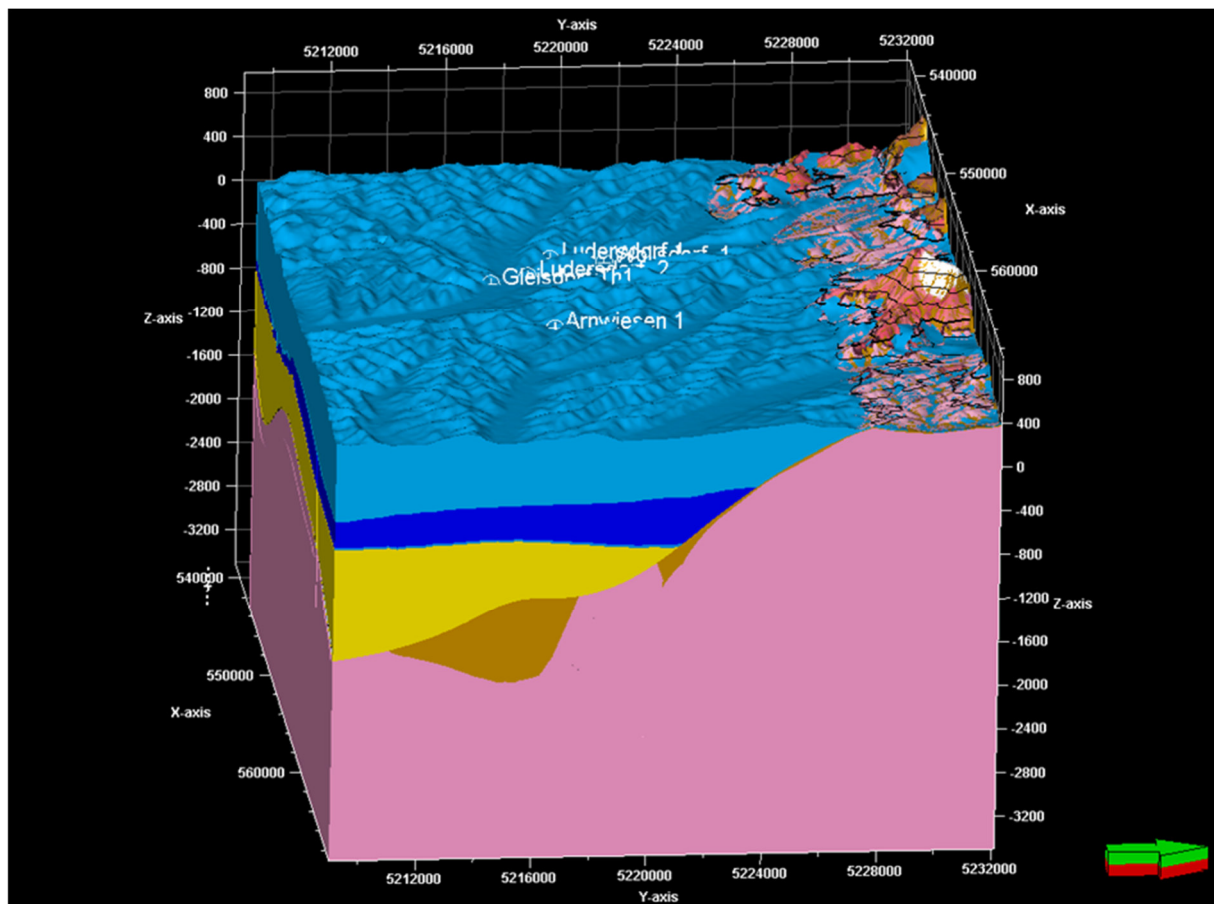


Abbildung 15: Geologisches Konzeptmodell. Hellblau=Postbadenische Beckenfüllung, Dunkelblau=oberes Baden, Blau=Leithakalk, Gelb=unteres Baden, Braun=devonische Karbonate, Rosa=Kristallin und Paläozoikum undifferenziert.

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

Das Modell hat eine Größe von 23 x 26 km. Die “Z-Achse” des Modells erstreckt sich von rund 900 m.ü.A. bis 3500 m.u.A und reicht damit weit in die paläozoischen Einheiten und liegenden Kristallineinheiten des steirischen Beckens hinein. In den Abbildungen, die das Modell zeigen, wird aus Gründen der Übersicht nicht die vollständige Tiefe gezeigt.

Bei der Modellerstellung wurde das Augenmerk auf die Abgrenzung der devonischen Karbonate und des Leithakalks gelegt, die als potenzielle Geothermiereservoirs angesehen werden.

Die Leithakalke befinden sich im Modellgebiet in einer Tiefe von -237 bis -801 m u.A. und besitzen grundsätzlich eine Mächtigkeit von rund 30 m. In strukturell tiefen Bereichen kann die Mächtigkeit erhöht sein und erreicht zwischen Arnwiesen und Sinabelkirchen einen Maximalwert von 60 m. Diese modellierte Mächtigkeit scheint für eine geothermische Nutzung möglicherweise etwas gering zu sein. Unter Umständen bilden neu generierte Seismikdaten (vgl. Kap. 3.7.2) räumliche Bereiche mit einer höheren Mächtigkeit ab.

Die Oberkante der devonischen Karbonate befindet sich im Modellgebiet in einer Tiefe von 284 m ü.A. bis -1601 m u. A. Die Mächtigkeit schwankt auf Grund der Tektonik stark und erreicht einen Maximalwert von rund 1150 m. Die Bohrung Arnwiesen 1 liegt vermutlich auf einem devonischen Riffkörper.

Ausblick

Zur Erhöhung der Modellgenauigkeit und zum Auffüllen von räumlichen Datenlücken wird die Neuaufnahme von modernen hochauflösenden Seismikdaten dringend empfohlen. Was Bohrungen betrifft, gibt es kaum neue und verfügbare Daten. Es gibt allerdings noch Seismikdaten die von ihrer Qualität und Lage einen Informationsgewinn bieten können. Im Projektgebiet wurden 14 bestehende Seismikprofile identifiziert, die für ein Reprocessing und Interpretation in Frage kommen, um das Modell zu stützen. Weiters wird die Neuaufnahme von 3 modernen 2D Seismikprofilen empfohlen (vgl. Abb. 16). Diese sollen “Lücken” schließen, Bohrungen verbinden und ermöglichen, auf Grund der modernen Aufnahmemöglichkeiten, ein “schärferes” Bild des Untergrundes zu erhalten.

Sind diese neuen Informationen in das Modell eingearbeitet, kann eine Explorationsbohrung die Modellvorstellung prüfen und wertvolle Informationen liefern.

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

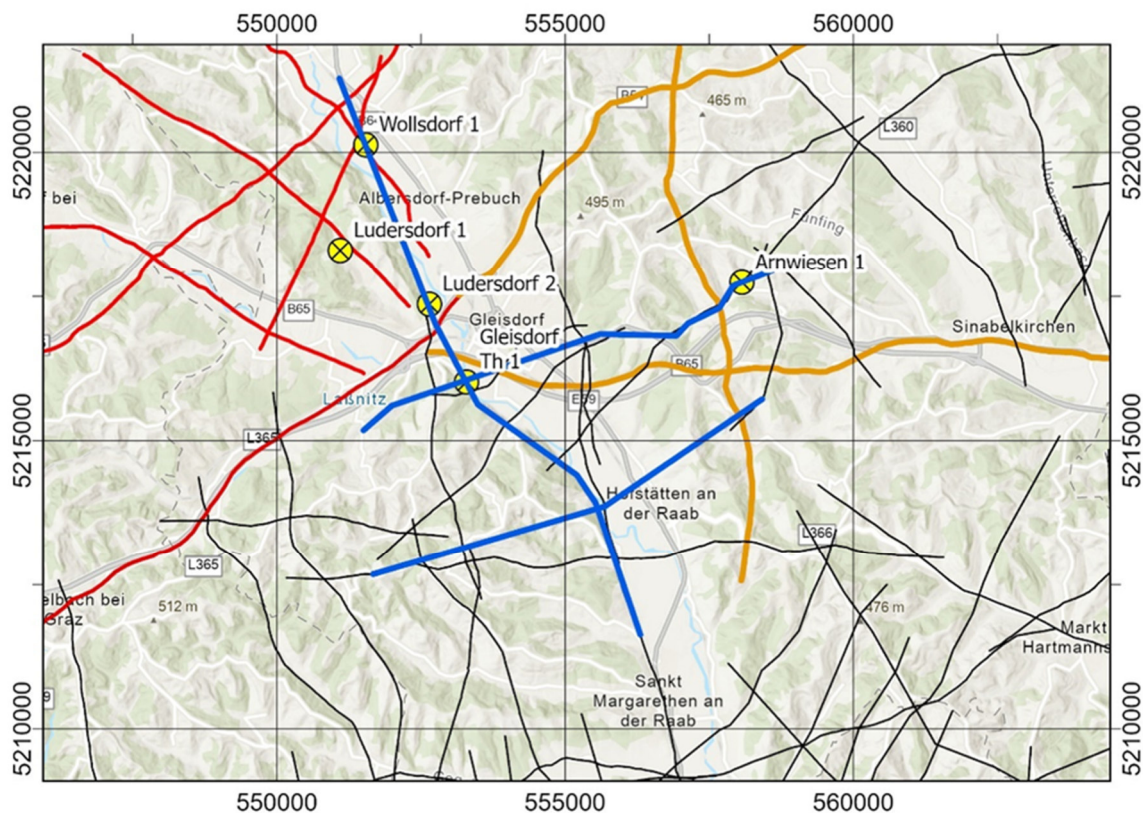


Abbildung 16: Empfohlene Seismikprofile (blaue Linien) sowie mögliche Profile für ein Reprocessing (schwarz)

3 Angaben zur Tiefengeothermieranlage

Beschreibung des Untersuchungsgebietes

Die Grenzen des geologischen Untersuchungsgebietes decken sich mit jenen des geologischen Modells. Die Grenzen sind so gewählt, dass es einerseits nicht zu groß ist, andererseits alle relevanten Informationen enthält (vgl. Abb. 17). Aus geothermischer Sicht liegt der Fokus auf dem Südosten des Untersuchungsgebietes, da hier die höchsten Temperaturen zu erwarten sind. Dennoch wurde es in den Norden erweitert, um die Informationen der Oberflächengeologie einbeziehen zu können. Aus Sicht der Anwendbarkeit liegt der Fokus auf den Bereich des Raabtals, da lange Versorgungsleitungen wohl zu teuer sind und zu großen Wärmeenergieverlusten führen würden.

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

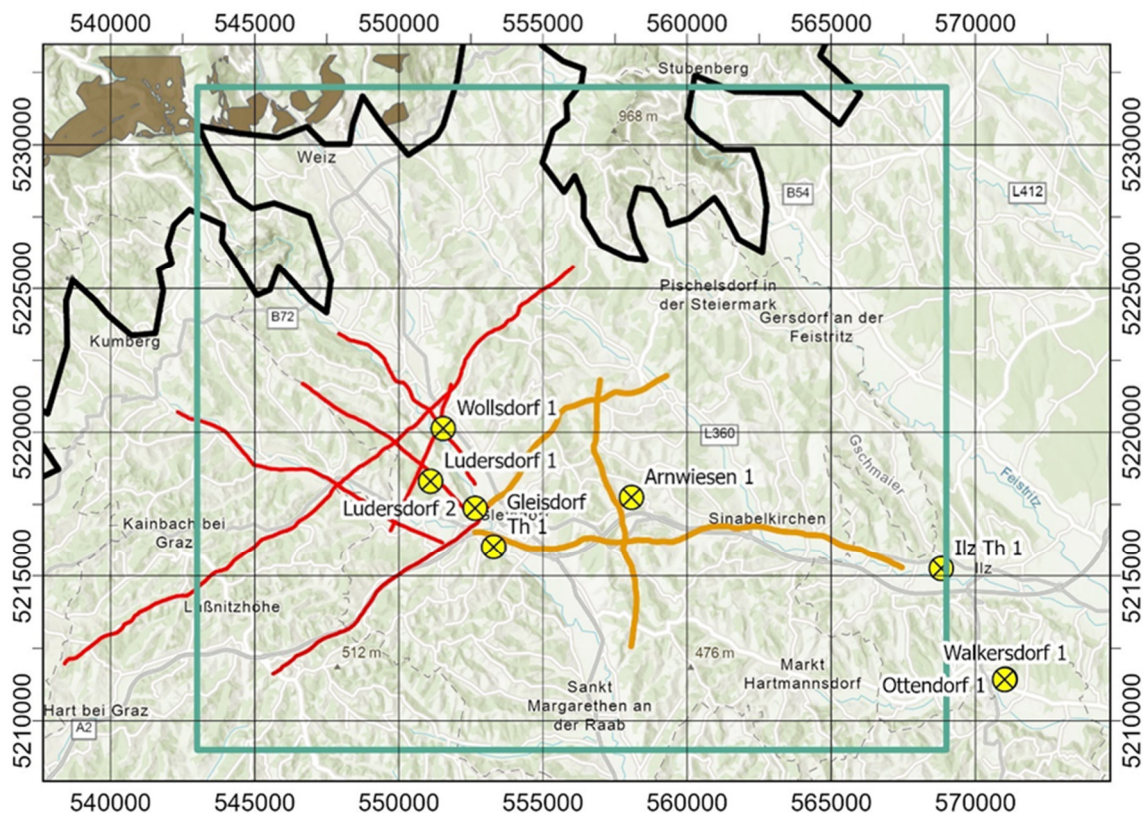


Abbildung 17: Datengrundlage und Abgrenzung des Konzeptmodells (grün). Die paläozoischen Karbonate an der Geländeoberfläche sind in Braun dargestellt. Die schwarze Linie repräsentiert den Rand des Steirischen Beckens.

Lokale Versorgungssituation

Die Arbeiten zur lokalen Versorgungssituation verknüpfte Status-quo-Erhebungen, Wärmebedarfsanalysen, thermohydraulische und energetische Simulationen sowie eine erste techno-ökonomische und rechtliche Bewertung. Sie stützt sich auf Daten der Netzbetreiber (Basisjahr 2023) sowie GIS-Analysen (ENERGIEatlas).

Es wurden die Potenziale, Integrationspfade und Auswirkungen der Tiefengeothermie auf die regionale Wärmeversorgung entlang der Achse Weiz–Gleisdorf systematisch untersucht. Ausgangspunkt ist die bestehende, jedoch bislang hydraulisch unverbundene Fernwärmeinfrastruktur in den Gemeinden Weiz, Gleisdorf, St. Ruprecht an der Raab, Wollsdorf und Unterfladnitz. Ziel ist die Einbindung geothermischer Wärme als grundlastfähige, CO₂-freie Quelle in einen künftig interkommunal gekoppelten Wärmenetzverbund (IKW), flankiert von Abwärme, Solarthermie, Biomasse und Großwärmepumpen.

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

Regionale Ausgangssituation

Entlang der Achse Gleisdorf–Weiz existieren mehrere lokale Fernwärmenetze, die derzeit unabhängig voneinander betrieben werden. Diese gewährleisten die Versorgung der jeweiligen Gemeindegebiete (Weiz, Unterfladnitz, St. Ruprecht, Wollsdorf und Gleisdorf), verfügen jedoch über keine hydraulische Verbindung. Der Zusammenschluss dieser Systeme zu einem interkommunalen Wärmenetzverbund wird im Leitprojekt Fossilfree4Industry untersucht und zielt darauf ab, die Wärmeerzeugung auf über 200 GWh pro Jahr zu erhöhen. Damit soll eine nachhaltige, fossilfreie Energieversorgung für Wohngebiete und Industrie entlang der Achse geschaffen werden.

Bereits heute ist ein kooperativer Ausbauplan erneuerbarer Erzeugungs- und Speicheranlagen in Arbeit. Zentrale Akteure sind die regionalen Wärmenetzbetreiber, die als Partner an der Entwicklung und Umsetzung beteiligt sind. Absichtserklärungen zur Kooperation liegen vor. Die Einbindung lokaler erneuerbarer Quellen wie Biomasse, Solarthermie, Abwärme und insbesondere Geothermie stellt dabei einen zentralen Baustein für die künftige Energieversorgung dar.

Wärmebedarf und -versorgung

Die Wärmebedarfsanalyse basiert auf Betriebsdaten aus dem Jahr 2023, ergänzt durch GIS-gestützte Informationen und Gebäudedaten. Insgesamt wurden 9.578 Gebäude erfasst. Der jährliche Heizenergiebedarf beträgt rund 351 GWh, die Gesamtheizlast etwa 165 MW. Die Energieträgerverteilung zeigt einen hohen fossilen Anteil: Erdgas (33 %) und Heizöl (13 %) dominieren, während Fernwärme (24 %) und Biomasse (20 %) bereits einen wichtigen Beitrag leisten. Stromdirektheizungen machen etwa 6 % aus. Insgesamt liegt der fossile Anteil bei 46 %, was ein erhebliches Dekarbonisierungspotenzial verdeutlicht.

Die Analyse auf Gemeindeebene zeigt deutliche Unterschiede. In Weiz besteht mit etwa 50 % Fernwärmeanteil bereits eine stark zentralisierte Versorgung, während in Gleisdorf und Albersdorf-Prebuch noch hohe fossile Anteile dominieren. Die Gemeinden St. Ruprecht und Ludersdorf-Wilfersdorf verfügen über ausgewogene Strukturen mit gemischten Energieträgern. Bis 2040 wird eine Verdopplung des Wärmeabsatzes auf etwa 200 GWh/a erwartet. Dies entspricht einer Netzeinspeisung von rund 228 GWh/a, unter Berücksichtigung der Netzverluste.

Analyse der Energieversorgungs- und Bedarfssituation

Von den fünf unabhängig voneinander betriebenen Fernwärmenetzen sind Weiz und Gleisdorf die größten Systeme mit hoher Anschlussdichte und einem Erneuerbarenanteil von über 75 %. Kleinere Netze wie Unterfladnitz und St. Ruprecht weisen Optimierungspotenziale hinsichtlich Netzausbau und Speicherintegration auf. Die Gesamtwärmeerzeugung im Jahr 2023 lag bei 111 GWh, wovon rund 89 GWh verkauft wurden. Der durchschnittliche Verteilverlust beträgt rund 10 %.

Die Netztemperaturen bewegen sich im Bereich von 75–95 °C Vorlauf und 45–60 °C Rücklauf. Eine Absenkung dieser Temperaturbänder wird als zentrale Voraussetzung für die Integration niedertemperaturbasierter Erzeugungssysteme wie Geothermie oder Wärmepumpen gesehen. Weiz betreibt ein besonders umfangreiches Biomassenetz, während Gleisdorf bereits über eine 800-kW-Abwasserwärmepumpe verfügt – die erste ihrer Art in Österreich.

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

Definition des Wärmeversorgungsgebiets

Das definierte Wärmeversorgungsgebiet umfasst somit die Gemeinden Weiz, Gleisdorf, St. Ruprecht an der Raab, Albersdorf-Prebuch und Ludersdorf-Wilfersdorf. Entscheidend für die Abgrenzung waren Anschlussdichte, Wärmebedarf und bestehende Infrastruktur. Das Gebiet umfasst rund 9.500 Gebäude, davon 24 % mit bestehendem Fernwärmeanschluss. Bei Umsetzung des IKW und Vollerschließung aller identifizierten Areas of Interest (AOIs) wird ein Gesamtwärmeabsatz von ≈ 200 GWh/a erwartet. Der zusätzliche Bedarf ergibt sich aus AOI-Erschließung (≈ 51 GWh/a) und Neubauzuwachs (≈ 60 GWh/a). Unter Annahme typischer Verteilverluste ergibt sich ein erforderlicher IKW-Netzeinspeisebedarf von ≈ 228 GWh/a. Bis 2040 wird somit eine Verdopplung des notwendigen Wärmeabsatzes erwartet.

Erstes geothermisches Nutzungskonzept aus Sicht der Fernwärme

Das geothermische Nutzungskonzept orientiert sich an der Wärmesenke, also den bestehenden und geplanten Wärmenetzen. Ziel ist es, Geothermie als grundlastfähige, erneuerbare Wärmequelle in das System einzubinden. Vorgesehen ist eine geothermische Dublette mit einer thermischen Leistung von 10–20 MW. Die gewonnene Wärme wird direkt oder über Großwärmepumpen auf das erforderliche Temperaturniveau (75–95 °C) angehoben und in das Netz eingespeist. Pufferspeicher und/oder saisonale Speicher sorgen für eine ausgeglichene ganzjährige Nutzung der Geothermie-Wärme. In Simulationen mit 10 MW bzw. 20 MW Einspeisung zeigt sich eine deutliche Entlastung der Biomasse- und Spitzenlastkessel; fossile Restanteile können vollständig substituiert werden.

Möglichkeiten der Gesamtsystemoptimierung

Die Optimierung des Gesamtsystems basiert auf vier Ansätzen: (1) Kopplung bestehender Netze, (2) Integration industrieller und kommunaler Abwärme, (3) Diversifizierung erneuerbarer Quellen und (4) Effizienzsteigerung auf Erzeuger- und Verbraucherseite.

Durch die hydraulische Verbindung der Netze entsteht ein interkommunaler Wärmenetzverbund, der eine Lastverschiebung zwischen Gemeinden ermöglicht. Überschüssige Wärme kann bidirektional übertragen und Spitzenlasten können gemeinsam gedeckt werden. Dadurch reduziert sich der Bedarf an redundanten Kesseln, und die Auslastung der Anlagen verbessert sich.

Ein weiteres Potenzial liegt in der Nutzung von Abwärme aus Industrie und Gewerbe. In Weiz und Gleisdorf existieren mehrere Betriebe mit ungenutzten Abwärmeströmen, die über Wärmetauscher und Wärmepumpen in das Netz integriert werden können. Die Kombination aus Solarthermie, Biomasse, Abwärme und Geothermie ermöglicht eine vollständig erneuerbare Wärmeversorgung. Ergänzend sind Maßnahmen zur Rücklauftemperaturabsenkung und zur Erhöhung der Anschlussdichte vorgesehen.

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

4 Wirtschaftliche Situation

Die Kosten für das Abteufen von Geothermiebohrungen variieren sehr stark und hängen von unterschiedlichen Parametern ab:

- Bohrtiefe (Mit zunehmender Tiefe steigt auch der spezifische Preis pro Meter)
- Geologie
- Ablenkung des Bohrpfades
- Ausbau der Bohrung

Aufgrund der sehr geringen Datenbasis ist eine Planung von einzelnen Bohrungsszenarien mit unterschiedlichen Ablenkungen und Ablenkstrecken aus technischer Sicht noch nicht seriös. Es werden daher Kostenabschätzungen für unterschiedliche Tiefen und geothermische Gradienten, basierend auf aktuellen internationalen Bohrkosten, erstellt (Tabelle 2). Bei den angegebenen Kosten handelt es sich um eine einzelne Bohrung (Pilotbohrung), für eine Dublette ist eine zusätzliche Bohrung zu errichten. Dabei ist eine mögliche Ablenkung der Bohrung und eine dadurch größere Bohrstrecke in Betracht zu ziehen.

Tabelle 2: Kostenabschätzungen für Bohrungen verschiedener Szenarien.

		Temp. Grad.	Temp. Grad.	€ pro m	€ pro m
		4°C/100 m	3,6°C/100 m	3000	3500
Szenario	Tiefe [m]	Temperatur [°C]	Temperatur [°C]	Kosten [€]	Kosten [€]
1	1200	57	53	3,6 Mio	4,2 Mio.
2	1600	72	68	4,8 Mio	5,6 Mio.
3	2000	90	82	6,0 Mio	7,0 Mio

Weitere Kosten fallen für die oberirdische Anlagentechnik (wenn notwendig Wärmepumpen, Wärmetauscher, Wasseraufbereitung, Speicher) und die Netzanbindung (Transportleitung) an, die in ihrer Höhe aktuell noch schwer abschätzbar sind. Die Kosten für die Transportleitung wird vor allem von der deren Länge (abhängig vom Standort der Geothermieanlage) bestimmt, grob kann jedoch mit Kosten pro Trassenmeter zwischen ca. € 1.000 – 1.200 gerechnet werden.

Auf der Betriebskostenseite dominieren Stromkosten und Personalkosten für den Betrieb der Anlagen, wobei die bei Geothermieanlagen weniger ins Gewicht fallen als die Investitionskosten und allfällig lukrierbare Investitionsförderungen.

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

Auf Basis der geschätzten Kosten für die Bohrungen, die oberirdischen Anlagen (ohne Wärmepumpe und Transportleitung) sowie angenommener Betriebskosten wurde eine grobe Abschätzung der Wärmegestehungskosten durchgeführt.

Anlagenleistung	10	10	7,5	7,5	MWth
Seismik	1 000 000	1 500 000	1 000 000	1 500 000	€
Bohrkosten	12 000 000	18 000 000	12 000 000	18 000 000	€
Oberirdische Investitionen	3 000 000	5 000 000	3 000 000	5 000 000	€
Gesamtinvestitionskosten	16 000 000	24 500 000	16 000 000	24 500 000	€
Förderquote	25%	15%	25%	15%	%
Förderung	4 000 000	3 675 000	4 000 000	3 675 000	€
Investkosten nach Förderung	12 000 000	20 825 000	12 000 000	20 825 000	€
Betriebskosten Personal pro Jahr	300 000	460 000	300 000	460 000	€
Betriebskosten (Strom, Chemie, etc.)	200 000	200 000	200 000	200 000	€
Volllaststunden/Jahr	7 500	7 500	7 500	7 500	h
Jährliche Wärmeerzeugung	75 000	75 000	56 250	56 250	MWth
Zinssatz	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	%
Laufzeit	30	30	30	30	Jahre
Annuitätenfaktor	0,065	0,065	0,065	0,065	-
Annuität (Kapitaldienst/Jahr)	780 617	1 354 696	780 617	1 354 696	€
Gesamtkosten pro Jahr	1 280 617	2 014 696	1 280 617	2 014 696	€
Wärmegestehungskosten (LCOH)	17,07	26,86	22,77	35,82	€/MWth

Aus den Ergebnissen ist ersichtlich, dass die Kosten pro MWh Wärme hauptsächlich von den Investitionskosten bzw. möglichen Förderungen abhängig sind, bzw. kann mit einer größeren Leistung (größerer Massenstrom und höhere Temperaturen aus dem Erdreich) die Wirtschaftlichkeit erheblich gesteigert werden. Deshalb ist eine detaillierte Vorplanung und Analyse, um einen optimalen Bohrpunkt zu finden, ganz wesentlich. Am Ende sind Wärmegestehungskosten zwischen 17 und 36 € pro MWh Wärme erzielbar.

5 Rechtliche Analyse

In Österreich sind für geothermische Erschließungen Genehmigungen in zwei getrennten Verfahren erforderlich, nach dem Wasserrechtsgesetz und dem Mineralrohstoffgesetz (Bergrecht). Beide Verfahren werden zweiphasig abgewickelt, mit Bewilligungen für die Herstellung (Errichtung) und den späteren Betrieb (Nutzung) der Anlage. Das Projekt wird bei der jeweils zuständigen Behörde eingereicht. Die Bearbeitungsdauer beträgt erfahrungsgemäß mindestens 6 bis 12 Monate ab vollständiger Einreichung. Kommt es zu Einwendungen oder ergänzenden Gutachten, kann sich die Verfahrensdauer um mehrere Monate verlängern. Nach Errichtung der Anlage ist eine Nutzungsbewilligung einzuholen, die im Normalfall weitere 6 bis 12 Monate beansprucht.

Für die obertägigen Anlagenkomponenten (z.B. Heizzentrale, Verbindungsleitungen) sind zusätzlich bau-, gewerbe-, naturschutz- und gegebenenfalls forstrechtliche Bewilligungen erforderlich, die

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

teilweise in kombinierten Verfahren abgewickelt werden können. Weiters sind Leitungsrechte/Servitute und betriebsanlagenrechtliche Bewilligungen zu sichern. Netzseitig sind Einspeise- und Betriebsvereinbarungen (Temperaturband, Druck, Regel- und Schutzkonzepte) sowie gegebenenfalls Netznutzungsentgelte zu regeln. Bei Verbundbetrieb sind zudem vertragliche Regelwerke für Lastverschiebung, Bilanzierung und Erlösaufteilung vorzubereiten.

Eine UVP-Pflicht ist derzeit nicht gegeben, vergleichbare Projekte in der Steiermark wurden als nicht UVP-pflichtig beurteilt.

Bestehende Thermalwassernutzungen in Bad Waltersdorf, Bad Blumau und Fürstenfeld (Fruturna), die Wasser aus paläozoischen Karbonaten beziehen, liegen mehr als 20 km vom Untersuchungsgebiet entfernt. Aufgrund geologischer Barrieren (Brüche, unterschiedliche Tiefenlagen) ist eine hydraulische Verbindung mit den Karbonaten des Projektgebietes ausgeschlossen. Daher sind keine Nutzungskonflikte zu erwarten.

Brunnen in quartären, oberflächennahen oder höheren neogenen Grundwasserhorizonten werden im Zuge eines wasserrechtlichen Einreichprojektes erhoben. Dafür wird üblicherweise ein bestimmter Umkreis um den vorgesehenen Bohrplatz herangezogen, in dem Brunnen erfasst werden. Da eine Explorationsbohrung bis zum Entnahmehorizont vollständig verrohrt wird, sind jedoch keine Auswirkungen auf Bestandsbrunnen zu erwarten.

Ein baubegleitendes Monitoring benachbarter Brunnen in höheren Grundwasserhorizonten kann behördlich vorgeschrieben werden. Zur Absicherung gegen eventuelle Ansprüche ist ein Monitoring auch aus Eigeninteresse des Antragstellers zu empfehlen.

6 Projektentwicklungspfad „Roadmap“

Die Untersuchungen zeigen, dass die Region Weiz–Gleisdorf über hervorragende Voraussetzungen für den Ausbau eines erneuerbaren Wärmenetzsystems verfügt. Durch die Kombination aus Geothermie, Biomasse, Solarthermie und Abwärmennutzung kann der fossile Anteil langfristig vollständig ersetzt werden. Die hydraulische Kopplung der Netze erhöht die Versorgungssicherheit und Systemeffizienz, während die Integration von Großwärmepumpen und Speichern die Flexibilität des Gesamtsystems stärkt.

Empfohlen wird die Umsetzung eines Pilotprojekts für eine geothermische Dublette, begleitet von detaillierten Simulationen, den rechtlichen Bewilligungsverfahren und wirtschaftlicher Bewertung. Parallel dazu sollen die Rücklauftemperaturen gesenkt, Netzerweiterungen priorisiert und Abwärmepotenziale erschlossen werden. Langfristig kann so ein robustes, CO₂-neutrales Wärmesystem mit hoher regionaler Wertschöpfung entstehen.

Aufgrund der beschriebenen Datenlage wird empfohlen, neue seismische Messungen in einem definierten Untersuchungsgebiet durchzuführen sowie weitere Seismikprofile bei der Kohlenwasserstoffindustrie (RAG) anzukaufen, auf deren Basis eine Pilotbohrung abgeteuft werden kann. Die Pilotbohrung dient zur geologischen Korrelierung mit den Seismik-Ergebnissen und zur Durchführung von hydraulischen Tests zur Bestimmung des möglichen Thermalwasservolumenstroms. Auf Basis dieser Daten kann eine geothermische Dublette geplant werden, bei der die

Tiefengeothermie

Ein Programm des Klima- und Energiefonds – managed by Kommunalkredit Public Consulting

Pilotbohrung nach Möglichkeit, bei entsprechendem Ausbau des Bohrlochs, entweder als Entnahme- oder Reinjektionssonde verwendet werden kann.

Die Zeitdauer bis zur Niederbringung einer Pilotbohrung zur Erkundung der Untergrundverhältnisse inkl. Auswertung der Testdaten wird auf ca. 4 Jahre geschätzt. Die einzelnen Arbeitsschritte sind in Abbildung 6 angeführt, wobei die absoluten Jahreszahlen nur als Beispiel dienen. Bei einem Beginn der Arbeiten für die zusätzlichen seismischen Untersuchungen Anfang des Jahres 2026 und einem reibungslosen Ablauf ohne größere Verzögerungen, könnte die Pilotbohrung somit bis Ende 2030 errichtet und ausgewertet sein. Für die Komplettierung der geothermischen Dublette mit einer zweiten Bohrung ist mit einer Dauer von mind. 2 weiteren Jahren zu rechnen.

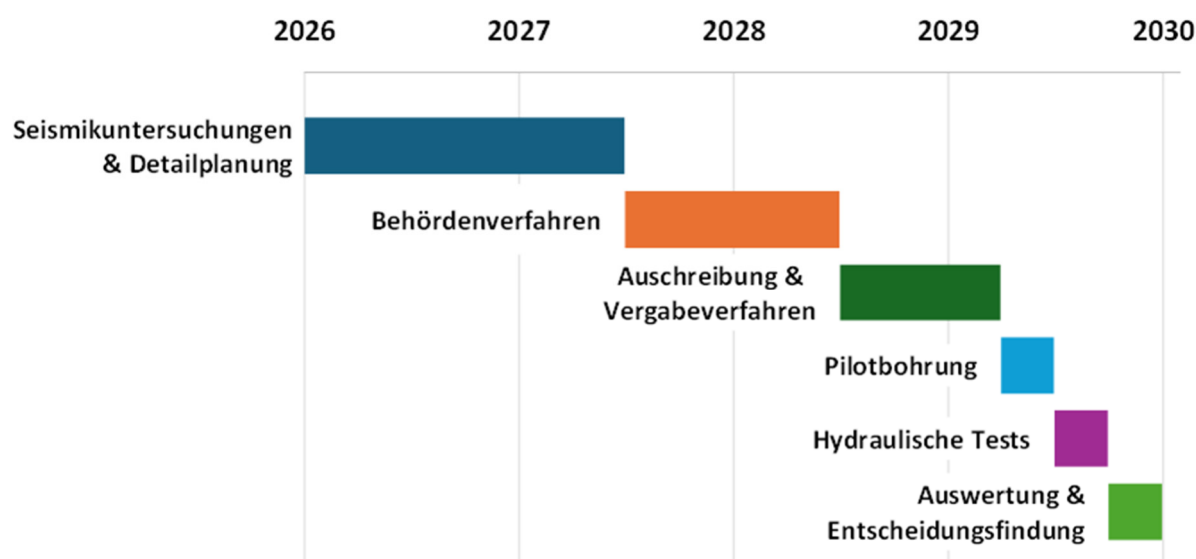


Abbildung 6: Schema eines Zeitplans bis zur Errichtung einer Pilotbohrung inkl. Auswertung der Ergebnisse.