

Tiefengeothermie

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

Publizierbarer Endbericht

Modul 3 und 4 – Erkundung / Exploration und Pilotbohrung

A) Angaben zum Projekt

Allgemeines zum Projekt	
Projekttitel:	Aufschlussbohrung "Wetterstein Dolomit"
Modul (Modul 3 Erkundung und Exploration oder Modul 4 Pilotbohrung)	Modul 3
Antragsteller:in	EVN Wärme GmbH
Kontaktperson Name:	Mag. Gregor Götzl
Kontaktperson Adresse:	EVN Platz 1
Kontaktperson Telefon:	2344 Maria Enzersdorf
Kontaktperson E-Mail:	gregor.goetzl@evn.at
Projekt- / Kooperationspartner:in/ Planer:in:	Universität Wien, Department für Geologie
Geplanter Standort der Geothermieranlage:	Guntramsdorf, Achau, Tattendorf
Fördersumme:	74.184,25
Zeitplan zur Umsetzung der beantragten Maßnahmen:	Start: 01.12.2025 01.10.2026: 2D Überblicksseismik Kampagne südliches Wiener Becken - Ab 01.10.2027: Pilotbohrung an noch festzulegenden Standort

Tiefengeothermie

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

Allgemeines zum Projekt	
	<i>Bis 31.12.2029: Abschluss der Bohrarbeiten und wasserwirtschaftlichen Versuchen</i> Ende: 01.01.2030 – Beginn Testbetrieb
Erstellt am:	18.12.2025

B) Projektübersicht

Hintergrund zu Modul 3 und 4

Um das Fündigkeitsrisiko von geothermischer Nutzung zu minimieren werden Maßnahmen zur Exploration und Erkundung (Modul 3) an einem konkreten Standort geplant und durchgeführt. Sie bestehen aus verschiedenen standortspezifischen Geländemethoden, hydro-/geochemischen Untersuchungen oder geophysikalischen Erhebungen sowie, falls notwendig, aus einem finalen Aufschluss durch Erkundungsbohrungen. Erkundungsbohrungen dienen der Erkundung geothermischer Potenziale und Anwendungen und sind mit geringerem Bohrkaliber in der Endstufe ausgebaut. Eine Nachnutzung z.B. für Überwachungszwecke ist möglich. Eine wirtschaftliche Nachnutzung dieser Bohrung ist nicht vorgesehen. Erkundungsbohrungen unterscheiden sich dahingehend von Pilotbohrungen, welche im Modul 4 gefördert werden. Für Maßnahmen in Modul 3 wird vorausgesetzt, dass die Informationen gemäß den Anforderungen aus den Modulen 1 und 2 bereits vorhanden sind.

Tiefengeothermie

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

1 Kurzfassung

Das Industrieviertel soll zum „Geothermie Viertel“ werden: Die EVN Wärme GmbH betreibt in der „Thermenregion“ (südliches Wiener Becken) das größte Naturwärme Verbundnetz Österreichs. In einem ca. 150 km langen Wärmenetz, welches zwischen Perchtoldsdorf und Tribuswinkel 13 Gemeinden verbindet, werden derzeit über 35 0000 Kunden mit umweltfreundlicher Wärme versorgt, die zu etwa 80% aus biogener Wärme bereitgestellt wird. Es wird erwartet, dass das Verbundnetz in den kommenden Jahren signifikant wachsen wird und bis 2035 der Zusammenschluss mit den Netzen in der Region Wiener Neustadt erfolgt. Um den künftig erwarteten Netzabsatz decken zu können und Biomasse Versorgungspotenziale für jene Regionen freizusetzen, in denen keine nennenswerte Geothermie Potenziale erwartet werden, möchte die EVN Wärme GmbH bis 2035 zwei Tiefen-Geothermie Anlagen mit einer jährlichen Wärmeproduktion von insgesamt 200 GWh bis 300 GWh im südlichen Wiener Becken entwickeln. Die erste Pilotanlage soll hierbei ab 2030 in den Probetrieb gehen. Die Wirtschaftlichkeit der hydrothermalen Wärmeproduktion aus tiefen Reservoirs hängt in sehr hohem Maße von der Rate ab, mit der heißes Wasser gefördert und nach dem Wärmeentzug wieder in den Untergrund rückgeführt werden kann. Für einen wirtschaftlichen Betrieb sind Raten in der Größenordnung von 60 bis 100 Litern pro Sekunde nötig. Die Anforderungen an die hydraulische Durchlässigkeit des Reservoirs und damit das Risiko, ein geeignetes Reservoir in den Tiefbohrungen einer geothermischen Doublette/Multiplette anzutreffen, ist dadurch sehr hoch.

Aufschlussbohrung Wetterstein Dolomit – eine kostengünstige Maßnahme zur Bemessung des Erfolgsrisikos: Das übergeordnete Ziel des Projekts ist eine kostengünstige Charakterisierung der Reservoirseigenschaften von Dolomiten der Wetterstein- und Raming Formation, die im südlichen Wiener Becken tiefe geothermische Reservoirs bilden können. Die Charakterisierung der Permeabilität und Porosität der genannten Formationen erfolgte durch (1) Durchführung und Auswertung von zwei seichten Forschungsbohrungen und (2) die Analyse von Oberflächenaufschlüssen (Dolomitabbau Ottersböck, Lindkogel). Bohrungen und Aufschlüsse liegen in der Göller Decke der Nördlichen Kalkalpen, die in den Untergrund des Wiener Beckens weiterstreicht und dort potenzielle geothermische Reservoirs enthält. Die an der Oberfläche untersuchten Einheiten sind aufgrund ihrer Stratigraphie, Lithologie, tektonischen Stellung und Deformationsgeschichte Analoga der zu explorierenden Einheiten im Beckenuntergrund.

(1) Die Kernbohrungen EVN RO-1 und EVN RO-2 mit 64,5 und 25,0 m Tiefe durchörtern Schichtfolgen von intensiv bis extrem geklüfteten Dolomiten und Dolomitbrekzien der Raming Fm. In beiden Bohrungen wurden geophysikalische Bohrlochmessungen (Kaliber, ABI, DFEL, Full Wave Sonic- und Spectral Gamma Log) und Permeabilitätsmessungen mit unterschiedlichen Methoden (Packer- bzw. Wasserabpressversuche, Slug Tests, Pumpversuch) ausgeführt. Auswertungen der Logs ergeben Porositäten von ca. 2 %, die Packerversuche charakterisieren ein sehr heterogenes Reservoir mit Durchlässigkeiten, die

Tiefengeothermie

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

über 2 Größenordnungen von etwa 0,13 mD bis 385 mD variieren. Ausschlaggebend für die große Variabilität sind Unterschiede der Kluftdichte und des Tongehalts der Dolomite. Die Ergebnisse der Packertests werden durch einen Falling Head Slug Test in EVN-RO-1 bestätigt.

(2) Parallel zu den Bohrungen wurden geologische Profile im Dolomitabbau Ottersböck und am Hohen Lindkogel aufgenommen, beprobt und hinsichtlich der folgenden geothermisch relevanten petrophysikalischen Parameter analysiert: Porosität, Permeabilität (Messungen an Plugs und mit Mini Slug Tests), Quantifizierung der Abnahme von Porosität/Permeabilität mit zunehmendem Umlagerungsdruck/Lagerstättentiefe, Wärmeleitfähigkeit, Wärmekapazität, sowie Kluft- bzw. Trennflächendichte. Die gemessenen durchschnittlichen Porositäten liegen zwischen 1,40 % (Profil Lindkogel) und 4,02 % (Dolomitabbau Ottersböck), die an Plugs gemessenen Permeabilitäten bei 0,66 und 6,23 mD (Lindkogel bzw. Ottersböck). Die durchschnittliche Wärmeleitfähigkeit wurde mit 4,21 bzw. 5,45 W/mK, durchschnittliche volumetrische Wärmekapazität mit 2,38 bzw. 2,98 J/m³K bestimmt (Werte für trockene / wassergesättigte Dolomite). Außerdem wurden Korrelationen zwischen den genannten Parametern hergestellt, um wechselseitige Abhängigkeiten zu erkennen. Ein wesentliches Ergebnis sind ϕ/K -Korrelationen in Form eines Potenzgesetzes. Die Korrelationen wurden für drei Datensätze, die durch Permeabilitätsmessungen an verschiedenen Probenvolumina gewonnen wurden, berechnet (Plugs < 50 cm³, Mini Slug Tests 10.000 cm³, Packertests im Bohrloch). Alle ϕ/K -Korrelationen zeigen sehr hohe Streuungen, ungewöhnlich kleine Werte für den Exponent b der empirisch definierten Korrelationskurven (b zwischen 0,28 und 1,36) und Korrelationskoeffizienten, die durchwegs kleiner als 0,1 sind. Die hohe Streuung und die geringen b -Werte sind möglicherweise auf den teilweise bedeutenden Anteil von geschlossenen und isolierten Poren an der Gesamtporosität zurückzuführen. Im Unterschied zu Kluftporosität tragen die isolierten Poren nicht oder nur sehr wenig zur Permeabilität bei.

In einem zusätzlichen Arbeitspaket wurde die Faziesverteilung der Wetterstein- und Raming Formation in den tirolischen und juvavischen Deckensystemen der Nördlichen Kalkalpen untersucht, um zukünftige Vorhersagen der Faziesverteilung im Untergrund des Wiener Beckens zu unterstützen. Hintergrund der Projektausweitung ist der Umstand, dass die Reservoireigenschaften der Formationen in höchstem Maße von der Fazies (Karbonatplattform, Becken) und Lithologie (Kalk, Dolomit) abhängen. Ziele der geothermischen Exploration sind lagunäre Dolomite und Riffdolomite der Wetterstein Fm., sowie Dolomite der Raming Fm. Die Kalke und Karbonate der anderen Fazies/Lithologien weisen sehr geringe Permeabilitäten auf und kommen daher nicht als geothermische Reservoire in Frage.

Weitere Aufschlussbohrung ab 2026 geplant: Die Ergebnisse der gegenständlichen Aufschlussbohrung lassen für diesen Faziestyp der mitteltriassischen Karbonate gute Reservoireigenschaften erwarten. In einer weiteren Aufschlussbohrung mit einer maximalen Bohrlochlänge von 70 Meter soll der lagunäre Faziestyp des Dolomits untersucht werden, um Vergleichswerte der hydraulischen Durchlässigkeit in für die Geothermie voraussichtlich ungünstigeren Bedingungen zu erheben.

Tiefengeothermie

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

2 Ausgangslage

a) *Potenzielle Standorte im Zusammenhang mit der vorliegenden Explorationsstudie*

Die EVN Wärme GmbH setzt sich zum Ziel, bis 2035 zwei Geothermie Anlagen im Leistungsbereich von jeweils 15 MWt bis 20 MWt zur Versorgung des Naturwärme Verbundnetzes „Thermenregion“ mit einer Bandlast Wärme im Umfang von 200 GWh/Jahr bis 300 GWh/Jahr zu entwickeln. Aufgrund der Topologie des Verbundnetzes, welches sich aus verschiedenen Segmenten zusammensetzt, sind zwei unterschiedliche Anlagenstandorte mit unterschiedlichen Netzeinspeisepunkten vorgesehen (siehe Abbildung 2). Die geplanten Geothermie Standorte sind Bestandteil der zukünftigen Netzausbaustrategie und sollen Brückenköpfe“ für einen weiteren Zusammenschluss von bislang noch nicht eingebundenen südlichen und östlichen Netzabschnitten darstellen.

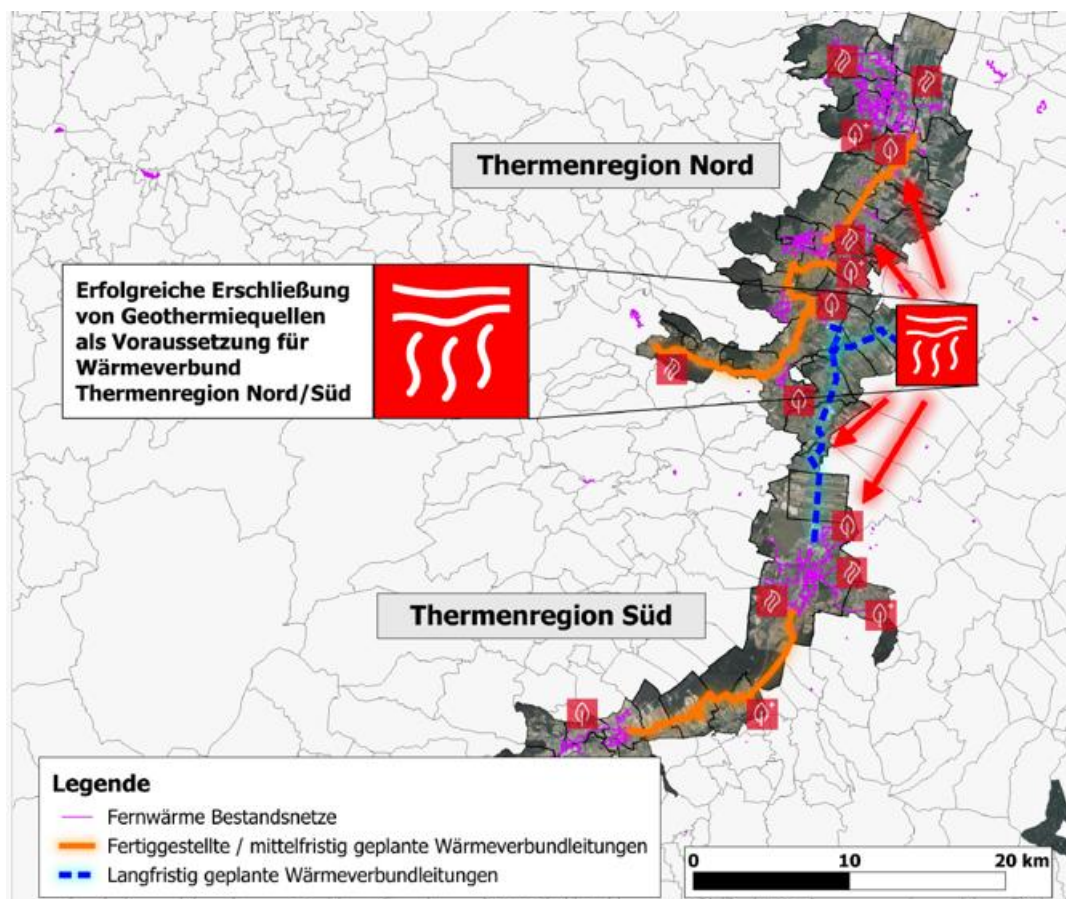


Abbildung 1: Übersichtslageplan des Naturwärme Verbundnetzes „Thermenregion“ zwischen Perchtoldsdorf und Tribuswinkel, kombiniert mit der geplanten Ausbaustufe zur Eingliederung des Netzsegments Leobersdorf / Triestingtal.

Tiefengeothermie

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

Im Zuge regionaler Vorstudien wurde das geothermische Aufsuchungsgebiet „südliches Wiener Becken“ in nachfolgende übergeordnete „Plays“ gegliedert, welche unterschiedliche geologische Erschließungsziele aufweisen (siehe auch Abbildung 2):

- **Play „Westrand Scholle“:** Dieses Gebiet umfasst die Hochzonen des südlichen Wiener Beckens mit geringer bis moderater Beckentiefe. Als primäres geothermisches Target werden Karbonatgesteine des Mitteltrias und Obertrias in den Strukturen „Badener Antiklinale“ (Mitteltrias – Wetterstein Serie) sowie, untergeordnet, „Laxenburger Mulde“ (Obertrias – Hauptdolomit und Mitteltrias – Wetterstein Serie) betrachtet (siehe auch Abbildung 3);
- **Play „Schwechat Tief“:** Dieses Gebiet umfasst die Tiefscholle des südlichen Wiener Beckens im Bereich der Schwechat Depression. Das primäre Target stellt die miozäne Aderklaa-/Rothneusiedl Formation dar, die sich aus kalkalpinen und kristallinen Konglomeraten zusammensetzt. Am Südostrand des Schwechat Tief stellen zudem mitteltriassische Karbonate der Wetterstein Serie primäre geothermische Targets dar;
- **Play Ostrand Scholle & Wiener Neustadt Tief:** Dieses Play umfasst die Hochzonen am Ostrand des südlichen Wiener Beckens sowie die Tiefzonen der Wiener Neustädter Depression und Mittendorfer Senke. Primäre geothermische Targets bilden mitteltriassische Karbonate sowie untertriassische Quarzite des Unterostalpins sowie miozäne Konglomerate und Basisbrekzien im Bereich des Wiener Neustädter Tiefs.

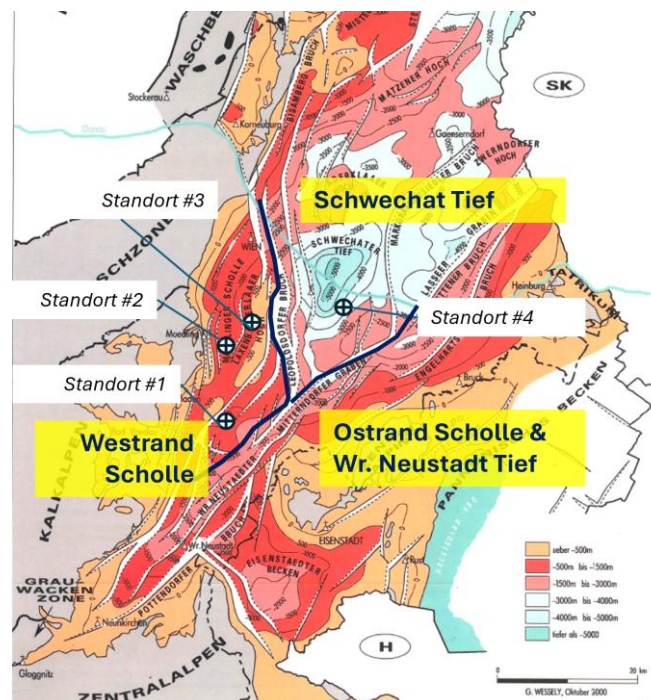


Abbildung 2: Übersicht der derzeit geprüften Geothermie Standorte in Kombination mit den hydrogeothermalen Plays im südlichen Wiener Becken. Im Hintergrund ist eine Tiefenkarte der prä-miozänen Beckenbasis gezeigt (aus Wessely 2006, verändert).

Tiefengeothermie

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

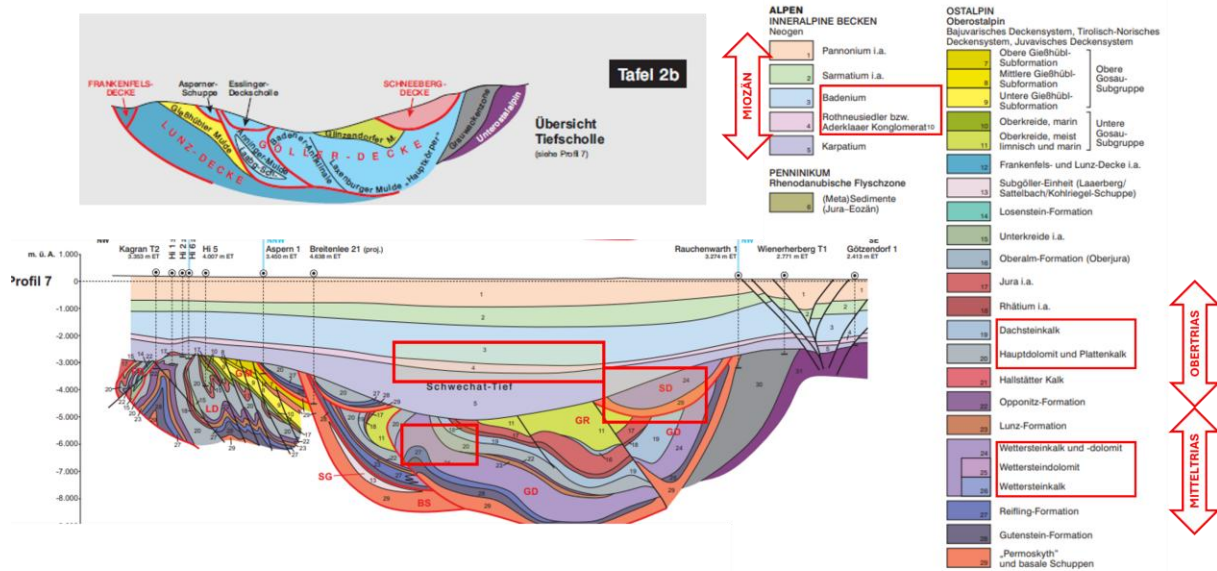


Abbildung 3: Übersicht der potenziellen geothermischen Targets der EVN Wärme GmbH im südlichen Wiener Becken, dargestellt auf einem repräsentativen Schnitt durch das Schwechat Tief (aus Elster 2016). Rot berandet sind Formationen und Strukturen mit potenzieller Thermalwasserführung.

Die gegenständliche Explorationsstudie konzentrierte sich auf potenzielle Geothermie Anlagenstandorte im Zusammenhang mit der Erschließung und Nutzung der Karbonate der Wetterstein Serie. Die Standorte #1 bis #3 befinden sich im Play Westrand Scholle und fokussieren auf die Strukturelemente „Badener Antiklinale“, „Laxenburger Mulde“ der Göller Decke sowie auf die „Südrandzone“ im Überschiebungsbereich der Schneeberg Decke und der Göller Decke (siehe auch Abbildung 3, oben). Standort #4 befindet sich im Play Schwechat Tief, besitzt jedoch auch die Wetterstein Serie der Schneeberg Decke.

b) Geologische, hydraulische, thermische, chemische Untergrundinformationen und Kenntnisstand

Die Wirtschaftlichkeit der hydrothermalen Wärmeproduktion aus tiefen Reservoirien hängt in hohem Maße von der Rate ab, mit der Heißwasser gefördert und nach dem Wärmeentzug wieder in den Untergrund rückgeführt werden kann. Für einen wirtschaftlichen Betrieb sind Raten in der Größenordnung von 60 bis 100 Litern pro Sekunde nötig. Die Anforderungen an die hydraulische Durchlässigkeit und das Reservoirrisiko sind dadurch sehr hoch. Ein zusätzliches Risiko für die Exploration im südlichen Wiener Becken ergibt sich aus dem Umstand, dass mit der Wetterstein Serie eine völlig neue geothermische Lagerstätte ohne nachgewiesene Reservoirigenschaften erschlossen werden muss.

Das übergeordnete Ziel des Projekts Wetterstein RESERVOIR ist daher die Charakterisierung der Eigenschaften von Gesteinen, die im südlichen Wiener Becken tiefe, geothermische Reservoirs bilden können.

Die vielversprechendsten Lagerstätten im Untergrund des südlichen Wiener Beckens sind

Tiefengeothermie

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

geklüftete und gestörte Dolomite, deren Durchlässigkeit in erster Linie von Klüften, Brüchen und Störungen und weniger von der Matrix der Karbonate abhängt. Längen und Abstände der durchlässigen Strukturen reichen über mehrere Größenordnungen von Millimetern bis zu Kilometern. Die Ergebnisse von Permeabilitätsmessungen und in geringerem Maße Porositätsmessungen sind daher volumenabhängig und mit dem Problem verbunden, dass die Messungen ein repräsentatives Elementarvolumen (REV) abdecken müssen (siehe Abbildung 4). Ein REV ist das kleinste Volumen, über das Messungen durchgeführt werden können, die einen für das Ganze repräsentativen Wert ergeben. In der Kohlenwasserstoffindustrie sind Produktionstests in Tiefbohrungen Stand der Technik zur Messung der Permeabilität von REVs und darüberhinausgehender Volumina. Solche Tests sind jedoch nur in aufwändigen Tiefbohrungen möglich. Außerdem unterscheiden solche Produktionstests nicht zwischen den verschiedenen Strukturen, die zur Permeabilität beitragen, obwohl frühere Studien zu geklüfteten und gestörten Reservoirs klar gezeigt haben, dass dicht geklüftete Gesteine, entweder in den Zerrüttungszonen von Verwerfungen oder in schichtparallelen Abfolgen, äußerst wichtig für die räumliche Verteilung der Durchlässigkeit im Gestein sind und die Ergiebigkeit des Reservoirs maßgeblich bestimmen. Trotz ihrer bekannten Bedeutung liegen für solche Teile der Lagerstätten keine verlässlichen Durchlässigkeitsdaten vor.

Projekthalt des gegenständlichen Projekts war deshalb die Bestimmung physikalischer Gesteinsparameter zur Vorhersage der hydrothermalen Reservoireigenschaften von Gesteinen unterhalb des miozänen Wiener Beckens. Dazu gehören die Parameter Porosität, Permeabilität, Wärmeleitfähigkeit und andere petrophysikalische Parameter, aber auch struktureologische Eigenschaften wie die Kluftdichte und die Eigenschaften von Störungen, die sich auf die Qualität des Reservoirs auswirken. Zu diesem Zweck wurden Messungen an Proben mit einer Größe von Zentimetern (1,5"-Plugs; PoroPerm-Lab des Instituts für Geologie, Universität Wien), In-situ-Messungen an Aufschlüssen im Meterbereich und Messungen in zwei Forschungsbohrungen durchgeführt. Die Messungen wurden so konzipiert, dass (i) einzelne Strukturen unterschiedlicher Dimensionen, wie verschieden dicht geklüftete Gesteine, separat gemessen und (ii) die Durchlässigkeit des Reservoirs als Ganzes bestimmt werden konnte.

Tiefengeothermie

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

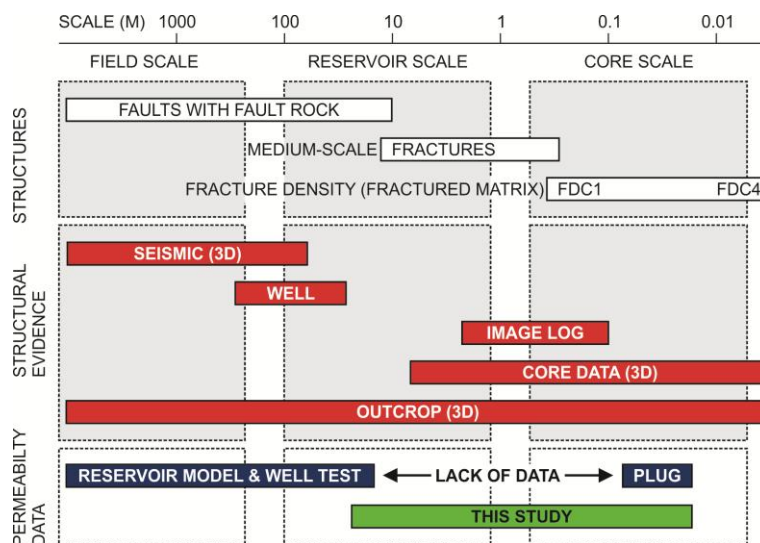


Abbildung 4: Schematische Darstellung der Größenordnung von Strukturen, die zur Porosität und Durchlässigkeit eines geklüfteten und gestörten Reservoirs beitragen (oben) und verfügbarer Methoden zur Bestimmung ihrer Eigenschaften (Mitte). Das aktuelle Projekt soll die Lücke zwischen cm-Maßstab (Plug-Proben) und Bohrlochtests (unten) schließen.

Gegenstand der Untersuchungen sind die mitteltriassische Wetterstein Formation und die zeitlich äquivalente lithostratigraphische Einheit der Raming Formation (Fm.) der tirolischen Göller Decke (Abbildung 5). Die Gesteine sind westlich des Wiener Beckens an der Oberfläche aufgeschlossen und bilden im Untergrund des Beckens, in Tiefen bis etwa 5 000 m, potenzielle Reservoirgesteine für die tiefe geothermische Energiegewinnung (siehe Abbildung 6).

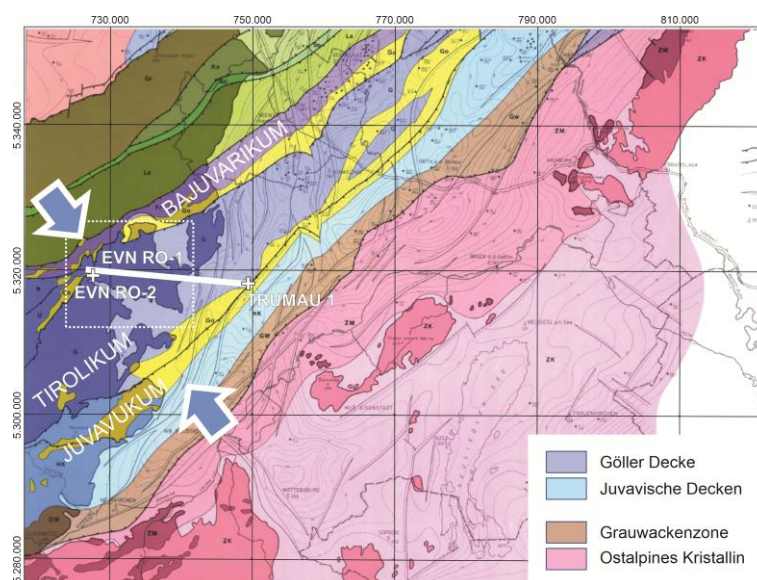


Abbildung 5: Lage des Untersuchungsgebiets in der Göller Decke, sowie der Forschungsbohrungen EVN RO-1 und EVN RO-2. Pfeil markiert die Lage des Profilschnitts in Abbildung 3 (Kartengrundlage: Wessely et al., 1993).

Tiefengeothermie

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

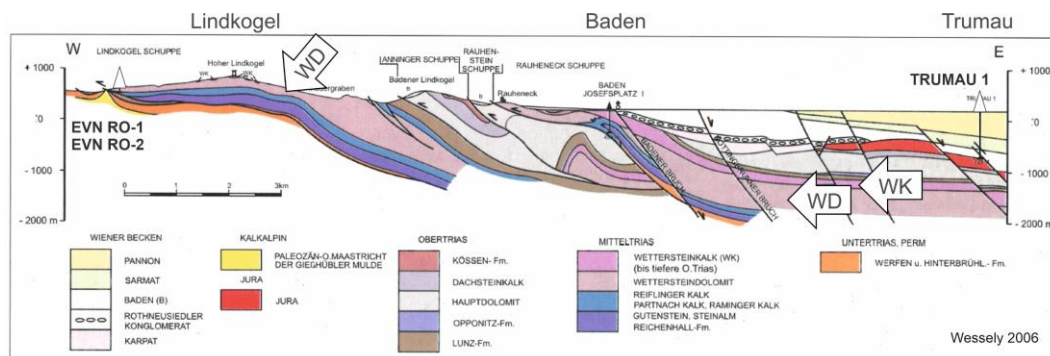


Abbildung 6: Profilschnitt durch die Göller Decke am Westrand des Wiener Beckens und das angrenzende Wiener Becken (Wessely, 2006). WK (Wettersteinkalk) und WD (Wettersteindolomit) markiert die potenziellen Reservoirgesteine der Wetterstein Formation und der zeitäquivalenten Raming Formation.

c) Umfang bisheriger Recherchen (ggf. mit Referenzprojekten)

Die Vorerkundung zur Erschließung des geothermischen Potenzials im südlichen Wiener Becken wurden auf Seiten der EVN Wärme GmbH im Jahr 2022 mit einer grundsätzlichen Potenzialstudie zur Ausweisung von Höffigkeitsgebieten begonnen. Ab 2023 wurden nachfolgend skizzierte regionale Potenzialstudien in Kooperation mit wissenschaftlichen Partnern durchgeführt:

- GIS basierte Potenzialstudie südliches Wiener Becken (Kooperationspartner GeoSphere Austria, 2023 - 2025): Ziel dieser Studie war der Aufbau einer digitalen, GIS basierten Datensynthese und, daraus begleitet, Potenzialabschätzungen auf der Skala hydrogeothermaler Plays;
- SEISMOS – Erhebung des Potenzials der induzierten Seismizität (Kooperationspartner GeoSphere Austria, 2024-2025): Das südliche Wiener stellt eine aktive Erdbebenzone infolge der noch aktiven Beckenbildung dar. Insbesondere die als „Vienna Basin Transform Fault“ (VBTF) bezeichnete zentrale Blattverschiebung und die damit in Verbindung stehenden konjugierten Randbrüche (Abschiebungen) und Blattverschiebungen stellen ein potenzielles Risiko für die Begünstigung wahrnehmbarer Erdbeben dar. Im Rahmen von SEISMOS wurde die Geometrie bekannter Störungszonen zusammengefasst und einer kinematischen sowie seismologischen Bewertung unterzogen, um potenziell risikobehaftete Störungszonen zu identifizieren;
- Regionale Hydrochemie Studie südliches Wiener Becken (Kooperationspartner Hydro GmbH in Kooperation mit TU Graz und GeoSphere Austria, seit 2025): Im Rahmen dieser Regionalstudie wurde eine Beprobungskampagne an allen wesentlichen Thermalwassernutzungen im südlichen Wiener Becken durchgeführt, um das von Wessely (1983) publizierte Zirkulationsmodell der Thermalwässer an den westlichen und östlichen Randschollen des südlichen Wiener Beckens durch moderne hydrochemische und isopenchemische Analysen kritisch zu hinterfragen. Diese Studie stellt die Ausgangsbasis für spätere Überwachungsmaßnahmen zum Schutz der bestehenden Thermalwassernutzungen dar;

Tiefengeothermie

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

- Pilotvorhaben Bewertung des seismologischen Risikos auf Grundlage der „InStrike“ Methode (Fa. Nimbuc, 2024-2025): Der im Rahmen eines FFG-Forschungsprojekts erarbeitete „InStrike“ Algorithmus schätzt die Wahrscheinlichkeit für das Auslösen von Erdbeben der Magnitude >2 infolge einer geothermischen Nutzung für vorgegebene Standorte ab. Dies erfolgt auf Basis eines Interrogationsmodells durch den Vergleich geogener und produktionsbedingter Parameter mit einer weltweiten Sammlung von vorangegangenen Geothermie Projekten und kann eine kostengünstige Methode zur Bewertung der Standortsicherung darstellen. Die erarbeitete Methode wurde in einem Pilotvorhaben an einem Standort im Play „Schwechat Tief“ getestet.

Abseits regionaler Desktop Studien wurde im Jahr 2024 auch eine erste Explorationskampagne in wissenschaftlicher Kooperation mit der Universität Wien, Institut für Geophysik, durchgeführt. Hierbei handelte es sich um eine Kartierung tiefliegender Strukturen am Südrand des Wiener Beckens (Raum Neunkirchen bis Tattendorf – Ebreichsdorf) mittels der Methode der „passiven seismischen Tomographie“ (ANT-Ambient Noise Tomography). In einem etwa 230 km² großen Areal wurden im Frühjahr 2024 zwei Messkampagnen zur Erfassung und Auswertung des natürlichen seismischen Rauschens der Erde an insgesamt 190 Messtationen durchgeführt. Die Motivation dieser Untersuchung bestand in Kartierung des prä-miozänen Beckenuntergrunds sowie in der räumlichen Eingrenzung wesentlicher tektonischer Strukturen, die hydraulische Barrieren darstellen (z.B. Grauwackenzone, Gosau Mulden). Für diesen Bereich des Wiener Beckens, der das Play „Ostrand Scholle & Wr. Neustadt Tief“ bildet, liegen keine modernen seismischen Messdaten oder tiefreichende Erkundungsbohrungen vor.

Abseits der kooperativen Erkundungsprojekte führte die EVN Wärme GmbH auch interne Studien durch, die sich mit der Bewertung von Potenzialen auf Play- und Standortebeve befassen.

Im Herbst 2024 wurde eine volumetrische Bemessung des maximal technischen Potenzials für die Gewinnung geothermischer Wärme für die Versorgung von Fernwärmenetzen für alle drei übergeordneten Plays im südlichen Wiener Becken durchgeführt. Die volumetrische Bewertung basiert auf einem abgeschätzten Volumen der potenziell wasserführenden Schichten (V in m³), und einem technischen Gewinnungsfaktor (G), welcher den prozentuellen Anteil der technisch erschließbaren Wärme des porösen Gesteinsvolumens angibt. In der Literatur wird der technische Gewinnungsfaktor in einem Wertebereich von <5% (Singletten Nutzung ohne Wiedereinleitung) und ≤50% (Multipletten Nutzung) angeführt. Für die durchgeführten Berechnungen wurde eine konservative Annahme von $G = 10\%$ getroffen.

Der technisch maximal nutzbare Wärmeinhalt H (in Joule) ergibt sich aus der erzielbaren Temperaturspreizung ΔT (in °C) und der volumetrischen Wärmekapazität c_v des porösen Gesteinsvolumens (Annahme einer effektiven Wärmekapazität von 2,5 MJ/m³):

$$H = V \cdot \Delta T \cdot c_v \cdot G \quad (\text{GL-1})$$

Das Volumen der verschiedenen Gesteinskörper wurde aus publizierten geologischen Schnitten und Karten abgeschätzt. Die technisch nutzbare Temperaturspreizung (ΔT) wurde aus der Differenz zwischen der gemittelten Formationstemperatur und einer

Tiefengeothermie

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

Injektionstemperatur von 70°C gebildet. Hieraus folgt, dass Gebirgskörper mit einer mittleren Formationstemperatur unter 70°C kein Potenzial aufweisen. Zur Abgrenzung technisch kaum erreichbarer tiefliegender Schichten wurde eine maximale vertikale Tiefe von 5.000 Meter unter Gelände festgelegt. Die mittlere Formationstemperatur entspricht der mittleren Tiefe eines Gesteinskörpers unter Vorgabe eines geothermischen Gradienten, der aus Unterlagen der zuvor durchgeführten GIS-basierten Potenzialstudie der GeoSphere Austria entnommen wurde.

In einem letzten Schritt wurde der technisch maximal erschließbare Wärmehalt (H) in eine mittlere jährliche Wärmearbeitsleistung (W in Wh) durch Vorgabe eines maximalen Nutzungszeitraums (hier 60 Jahre) und einer maximalen jährlichen Stundenlast (hier 8.500 Vollaststunden) umgerechnet. Dies erfolgte für alle zuvor in diesem Bericht aufgelisteten geothermischen Targets in allen drei Plays und ergab ein technisch maximal nutzbares Potenzial von 8 TWh bis 10 TWh / Jahr, wobei über 80% des Potenzials unter diesen Annahmen auf Karbonatgesteine des Beckenuntergrunds entfallen.

Abseits regionaler Potenzialbewertungen wurden auch standortspezifische Potenzialbewertungen für alle potenzielle Standorte mit Hilfe probabilistischer Methoden durchgeführt. Diese basierten eingangs auf ausschließlich öffentlich verfügbaren Informationen (z.B. geologische Karten und Profilschnitte, Bohrlochtemperaturen, Verteilungsstatistiken hydraulischer und thermischer Gesteinsparameter).

d) Wissens- und Datenlücken

Im Gegensatz zu dem zentralen Wiener Becken im Marchfeld wurden im südlichen Wiener Becken in der Vergangenheit kaum nennenswerte Erdöl- und Erdgas Lagerstätten entdeckt. Als Konsequenz fehlen im Industrieviertel moderne Erkundungsdaten aus der Erdölindustrie in Form von Tiefbohrungsaufschlüssen oder seismischen Untersuchungen. Aus vorangegangenen Recherchen und Anfragen an die OMV AG wurden in dem ca. 1.000 km² großen Erkundungsgebiet der EVN im südlichen Wiener Becken 17 Tiefbohrungen, hergestellt in dem Zeitraum 1956 bis 1988, sowie 2D Seismik Erkundungslinien mit einer Gesamtlänge von rund 290 km identifiziert, die größtenteils in den 1980er Jahren gemessen wurden und für die Erkundung geothermischer Potenziale aufgrund des damaligen Stands der Technik nur bedingt geeignet sind.

Bislang konnte aber bislang keine Einigung zwischen der OMV AG und der EVN Wärme GmbH hinsichtlich des Preises für den Erwerb einer temporären Datennutzungsgenehmigung hergestellt werden. Dies betrifft auch die Erfüllung der Zielsetzungen der gegenständlichen Explorationsstudie, wie in einem späteren Teil dieses Berichts noch erläutert wird.

Die Bewertung der geothermischen Fündigkeitswahrscheinlichkeit ist im wesentlichen Maße von Verteilungsmodellen der hydraulischen Durchlässigkeit potenziell wasserführender Gebirgsschichten abhängig. Für den Fall der mitteltriassischen Karbonate des Ober- und Unterostalpins wird von einer kluft- und karstgebundenen Durchlässigkeit ausgegangen. Diese kann wiederum durch die Genese / Fazies des jeweiligen Karbonattyps begünstigt werden. Aus Literaturquellen liegen bislang jedoch nur wenige Kennwerte zur Durchlässigkeit von mitteltriassischen Karbonaten vor. Es liegen aus Sicht des Verfassers keine veröffentlichten

Tiefengeothermie

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

Berichte zu Korrelationen der hydraulischen Durchlässigkeit mit faziellen Subtypen oder detaillierte Störungszonen Umfeldanalysen für diese Karbonatserien vor. Für eine vorläufige Bewertung des Fündigkeitsrisikos wurde zum Beispiel auf eine stark verallgemeinerte Durchlässigkeitsverteilung aus Goetzl et al. (2010) zurückgegriffen (siehe Abbildung 7). Die zu Grunde liegenden Bohrlochinformationen aus Erkundungsbohrungen der Erdöl- und Erdgasindustrie waren von Bohrkernmessungen dominiert, wodurch Maskierungseffekte angenommen werden müssen¹, die zu einer pessimistischen Bewertung der hydraulischen Durchlässigkeit des Reservoirs führen.

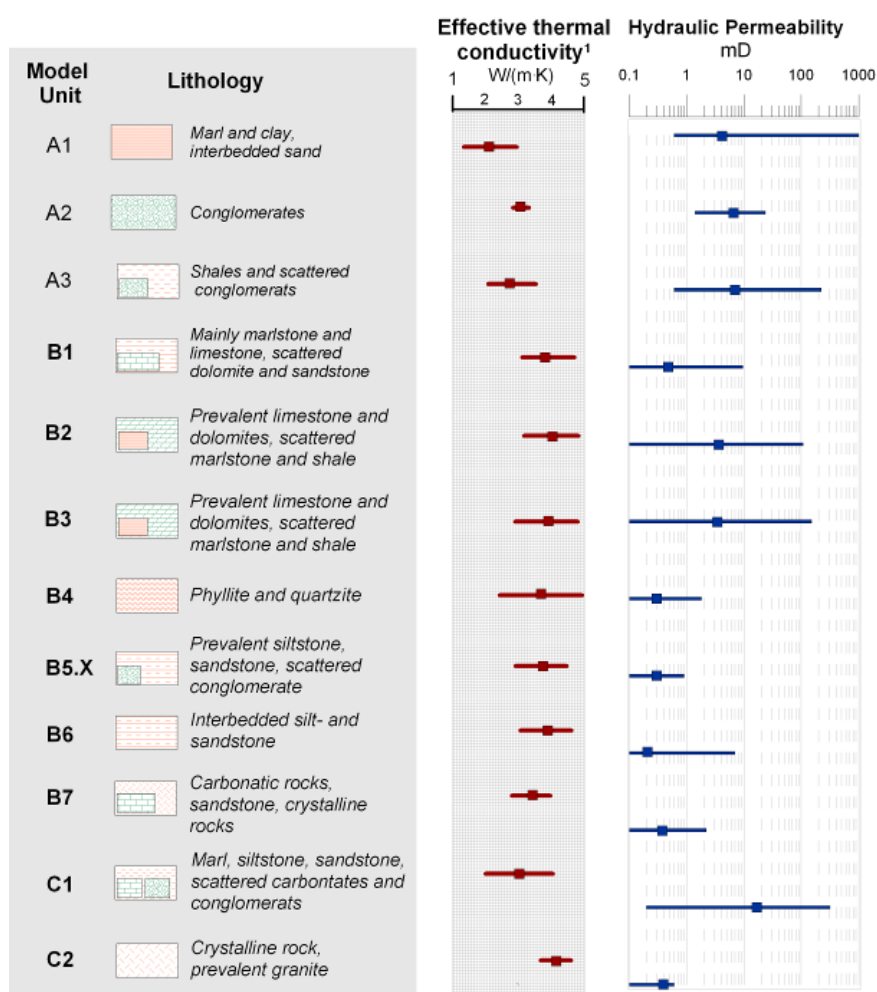


Abbildung 7: Übersicht der thermischen und hydraulischen Eigenschaften von geologischen Großeinheiten im südlichen Wiener Becken auf Grundlage von Bohrlochuntersuchungen (entnommen aus Goetzl et al., 2010).

Auf Basis der zuvor angeführten Durchlässigkeitsstatistiken wurden vor Abschluss der gegenständlichen Explorationsstudie homogene synthetische Verteilungskurven der hydraulischen Gesteinspermeabilität für alle Standorte abgeleitet, die mitteltriassische

¹ Bohrkernre repräsentieren das vorrangig gering geklüftete Gebirge und geben keine Aufschlüsse über hydraulisch gut leitfähige Kluft- und Karstzonen im Gebirge.

Tiefengeothermie

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

Karbonate als wesentliches geothermisches Ziel aufweisen. Diese auf doppellogarithmischen Verteilungen basierenden Eingangsfunktionen konnten mit Hilfe der gegenständlichen Studie erstmals kalibriert werden.

e) Umsetzungsabsicht

Am 21. Oktober 2025 fand ein gemeinsames Pressegespräch von Landeshauptfrau Mikl-Leitner, Landeshauptfrau Stellvertreter Pernkopf und den EVN AG Vorständen Szyszkowitz und Stallinger zum Tiefen-Geothermie Vorhaben der EVN im Industrieviertel statt, in dessen Rahmen die Zielsetzung in der Errichtung von zwei Pilotanlagen bis 2035 bekräftigt und ein Investitionsvolumen von 100 Mio. EUR berichtet wurde. Die Zusammenfassung dieses Pressegesprächs wurde in verschiedenen österreichischen Medien veröffentlicht.



Abbildung 8: Präsentation der Ergebnisse der Aufschlussbohrung Rohrbach im Rahmen des Pressegesprächs zur Tiefen-Geothermie in Niederösterreich am 21. Oktober 2025. Von link nach rechts: Götzl (Projektleitung, EVN Wärme GmbH), Stallinger (Vorstand, EVN AG), Mikl-Leitner (Landeshauptfrau Niederösterreich), Pernkopf (Landeshauptfrau Stellvertreter Niederösterreich), Szyszkowitz (Vorstand, EVN AG), Freunschlag (Geschäftsführer, EVN Wärme GmbH).

Tiefengeothermie

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

f) *Projektbeteiligte*

An der gegenständlichen Studie waren beteiligt:

EVN Wärme GmbH: Leitung

- Auftrag 1: Wissenschaftliche Begleitung und Auswertung sowie Interpretation der Ergebnisse – Universität Wien, Institut für Geologie im Rahmen eines Kooperationsvertrags
- Auftrag 2: Herstellung Kernbohrung und Durchführung hydraulischer Tests (ZÜBLIN SPEZIALTIEFBAU GES.M.B.H.)
- Auftrag 3: Durchführung Bohrlochgeophysik (Fugro)
- Auftrag 4: Computertomographie Bohrkerne (Montanuniversität Leoben)
- Auftrag 5: Bestimmung der thermischen Gesteinseigenschaften der Bohrkerne (Montanuniversität Leoben)
- Auftrag 6: Datenankauf OMV – Bohrlochmappen sowie elektronische Bohrlochlogs aus ca. 10 Bohrungen, die im Wiener Becken den Wetterstein Dolomit angetroffen haben (wurde nicht umgesetzt).

Tiefengeothermie

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

3 Untersuchungsmethoden und Analysen

a) *Vorgesehener Arbeitsplan der Studie*

Die gegenständliche Studie setzte sich folgende **Ziele**:

- Herstellung eines Analogaufschlusses zur Untersuchung des Reservoirs „Wetterstein Serie“ in der räumlichen Mesoskala von einigen Meter bis 10^1 Meter;
- Korrelation des neu geschaffenen Aufschlusses mit Bestandsdaten aus der Erdölindustrie zur Ableitung konzeptioneller Reservoirmodelle (lithologischer Schichtaufbau, Klüftigkeit des Gebirges, hydraulische Durchlässigkeit);

Zu Erfüllung der oben genannten Ziele wurde folgendes **Arbeitsprogramm** definiert

- AP1 - Planung und Durchführung der Aufschlussbohrung im Steinbruch Rohrbach: Herstellung einer ca. 70 Meter langen Kernbohrung inkl. geologischer Aufnahme;
- AP2 - Durchführung hydraulischer Versuche in der Aufschlussbohrung: Durchführung von Wasserabpressversuchen (WAPs) und optionaler Pumpversuche;
- AP3 - Durchführung bohrlochgeophysikalischer Messungen in der Aufschlussbohrung;
- AP4 - Begleitende geologische Kartierung an Oberflächenaufschlüssen zur Erhebung von Probenkörper, Erstellung von Faziesverbreitungskarten und Durchführung hydraulischer Versuche (Mini Slug Tests);
- AP5 – Bohrkern und Probenanalysen zur Bestimmung der hydraulischen, geochemischen und thermischen Eigenschaften der Gesteinsmatrix inkl. Mikrofrakturen und Porenräumen;
- AP 6 – Datenauswertung und Interpretation, wobei folgende Daten und Ergebnisse angestrebt wurden

Messung von Permeabilitätsdaten mittels verschiedener Methoden (WAPs, Mini Slug Tests an Bohrkernen und im Gelände), Porositätsdaten aus bohrlochgeophysikalischen Messungen und Bohrkernanalysen sowie Messung der thermischen Gesteinseigenschaften (Wärmeleitfähigkeit und spezifische Wärmekapazität) an Probenkörper;

Ableitung von Beziehungen zwischen der Porosität und Permeabilität (Poro-Perm) sowie Feststellung der Tiefenabhängigkeit der Poro-Perm Daten;

Erfassung und hydraulische Bewertung von angetroffenen Störzonen und Kluftkörper in der Aufschlussbohrung und Gegenüberstellung mit Kluftzonenaufnahmen an Oberflächenaufschlüssen;

Projektion der erzielten Ergebnisse auf der räumlichen Mikro- und Mesoskala auf eine Makroskala durch Korrelation mit Bohrlochdaten aus der Erdölindustrie.

b) *Durchgeführte Arbeiten und Untersuchungen unter Bezugnahme auf den Arbeitsplan*

Im Rahmen des Projekts „Aufschlussbohrung Wettersteindolomit“ wurden folgende Arbeiten, gegliedert in Arbeitspakete (AP) 1-5, im Rahmen eines kooperativen Forschungsprojekts von EVNW und dem Institut für Geologie der Universität Wien (UNIVIE) durchgeführt:

Tiefengeothermie

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

AP1a: Geologische Planung der Forschungsbohrung, Bohrplatzauswahl, Planung der Bohrlochmessungen und Versuche im Bohrloch, Procurement und Auftragsvergabe für Bohrungen und geophysikalische Bohrlochmessungen.

AP1b: Wissenschaftliche Betreuung der Kernbohrungen, geophysikalischen Bohrlochmessungen und hydrogeologischen Bohrlochversuche

AP2a: Geologische Geländeaufnahmen, Probenahme und Durchführung von hydrogeologischen Feldversuchen im Umfeld der Forschungsbohrungen (Steinbruch Ottersböck) und am Profil Lindkogel

AP2b: Bohrkernbeschreibung und -analyse

AP3a: Petrophysikalische Analyse der Geländeproben (Porosität, Permeabilität, Wärmekapazität, Wärmeleitfähigkeit), Ergebnisinterpretation

AB3b: Interpretation der petrophysikalischen Daten aus Bohrkernen, Auswertung der geophysikalischen Bohrlochmessungen und hydrogeologischen Bohrlochversuche

AP4: Berichtlegung (UNIVIE): Zusammenfassung der Ergebnisse, Empfehlung weiterführende Untersuchungen

AP5: EVNW: Pressemeldungen und Informationsmaterial zu der Messkampagne, den zu Grunde liegenden Methoden und daraus abgeleiteten Ergebnissen; UNIVIE: Publikation der Ergebnisse in Fachzeitschriften und Masterarbeiten.

Abbildung 9 enthält den Zeitplan der beschriebenen Arbeitspakete.

AP	Aufschlussbohrung "Wetterstein Dolomit"	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
		2024						2025											
		7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1a	Planung und Procurement Forschungsbohrung																		
1b	QC der Forschungsbohrung und Bohrlochmessungen																		
2a	Geologische Geländeaufnahmen																		
2b	Bohrkernanalyse und Analyse Geländedaten																		
3a	Interpretation Aufschlussproben, Geländemessungen																		
3b	Interpretation Bohrkern, Bohrlochmessungen																		
4	Schlussfolgerungen und Empfehlungen																		
5	Dissemination und Publikation																		

Abbildung 9. Arbeitsschritte und Zeitplan des Projekts Aufschlussbohrung "Wetterstein Dolomit"

Tiefengeothermie

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

c) Erzielte Ergebnisse

(a) Forschungsbohrungen EVN RO-1 und RO-2 sowie Analysen von Oberflächenaufschlüssen

Die beiden 64,5 m und 25 m tiefen Forschungsbohrungen wurden in faziell unterschiedlichen Dolomiten der Raming Fm. abgeteuft. Die Bohrungen wurden als Kernbohrungen ausgeführt und für umfangreiche geophysikalische Bohrlochmessungen (Kaliber, ABI, DFEL, Full Wave Sonic- und Spectral Gamma Log) und Permeabilitätsmessungen mit unterschiedlichen Methoden (Packer- bzw. Wasserabpressversuche, Slug Tests, Pumpversuch) verwendet. Die technischen Daten der Bohrungen sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Aus logistischen Gründen wurden beide Bohrungen im Dolomitabbau der Ottersböck Ges.m.b.H., 2565 Rohrbach, durchgeführt. Parallel zu den Bohrungen wurden geologische Profile im Dolomitabbau und am Hohen Lindkogel (Profil Lindkogel) analysiert und beprobt (Abbildung 10).

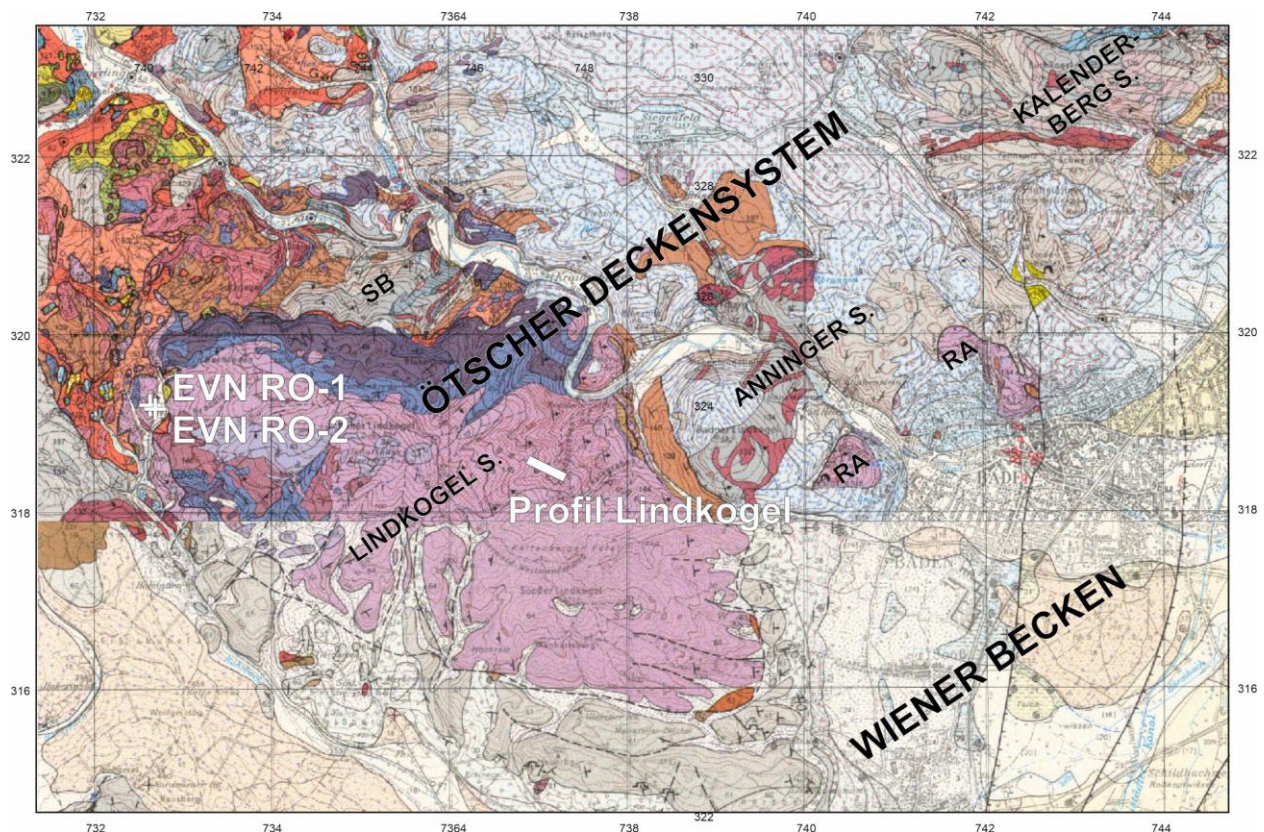


Abbildung 10. Geologische Karte mit Lage der Bohrungen EVN RO-1 und EVN RO-2 sowie des Profils Lindkogel. Die tektonischen Einheiten der Sattelbach- (SA), Lindkogel-, Kalenderberg-, Anninger- und Rauheneck Schuppe (RA) sind Teil des Ötscher Deckensystems. Kartengrundlage: Geologische Karte 1:50.000, Blatt 58 und 76 (GeoSphere Austria).

Tiefengeothermie

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

Bohrung	EVN RO-1
Lage	Dolomitabbau Ottersböck Ges.m.b.H., 2565 Rohrbach, Hauptstraße 1
E BMN M34	732 576,16
N BMNM34	319 432,92
E GK M34	-17 423,84
N GK M34	5 319 432,92
Höhe [m ü. A.]	554,5
Tiefe [m]	64,50
Endtiefe [m.ü.A.]	490,00
Kernmärsche [N]	42
Kerngewinn	38,39 m / 59,52%
davon kompakt	33,24 m / 51,53%
zerbrochen	5,15 m / 7,99%
Bohrlochmessungen	Kaliber
	Bohrlochverlauf
	Akustischer Bohrlochscan
	DFEL (Widerstand)
	Spectral Gamma
	Full Wave Sonic
Messungen Spülungsverlust [N]	106
Wasserdruckversuche [N]	27
Sonstige Versuche	Falling head slug test
Geologisches Profil [m Tiefe]	
0,00 - 53,32	(Raming Fm.: Dolomitbrekzie
53,32 – 58,90	Reifling Fm.: Dunkler Kalk, Katakasit
58,90 - 60,50	Toniger Fault Gouge
60,50 - 64,50	Roter Tonstein, Fault Gouge (Werfen Fm.)
Bohrung	EVN RO-2
Lage	Dolomitabbau Ottersböck Ges.m.b.H., 2565 Rohrbach, Hauptstraße 1
E BMN M34	732 714,97
N BMNM34	319 348,48
E GK M34	-17 285,03
N GK M34	5 319 348,48
Höhe [m ü. A.]	519,00
Tiefe [m]	25,02
Endtiefe [m.ü.A.]	493,98
Kernmärsche [N]	19
Kerngewinn	6,94 m / 27,74%
davon kompakt	4,60 m / 18,38%
zerbrochen	2,34 m / 9,36%
Bohrlochmessungen	Kaliber
	Bohrlochverlauf
	Akustischer Bohrlochscan
	DFEL (Widerstand)
	Spectral Gamma
	Full Wave Sonic
Messungen Spülungsverlust [N]	40
Wasserdruckversuche [N]	13
Sonstige Versuche	Pumpversuche im ausgebauten Pegel
Geologisches Profil [m Tiefe]	
0,00 - 20,17	Dolomit (Raming Fm.)
20,17 - 21,88	Katakasit
21,88 - 23,60	Roter Tonstein, Fault Gouge (Werfen Fm.)
23,60 - 25,05	Katakasit, Störungsgestein

Tabelle 1. Technische Daten der Kernbohrungen EVN RO-1 und EVN RO-2.

Tiefengeothermie

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

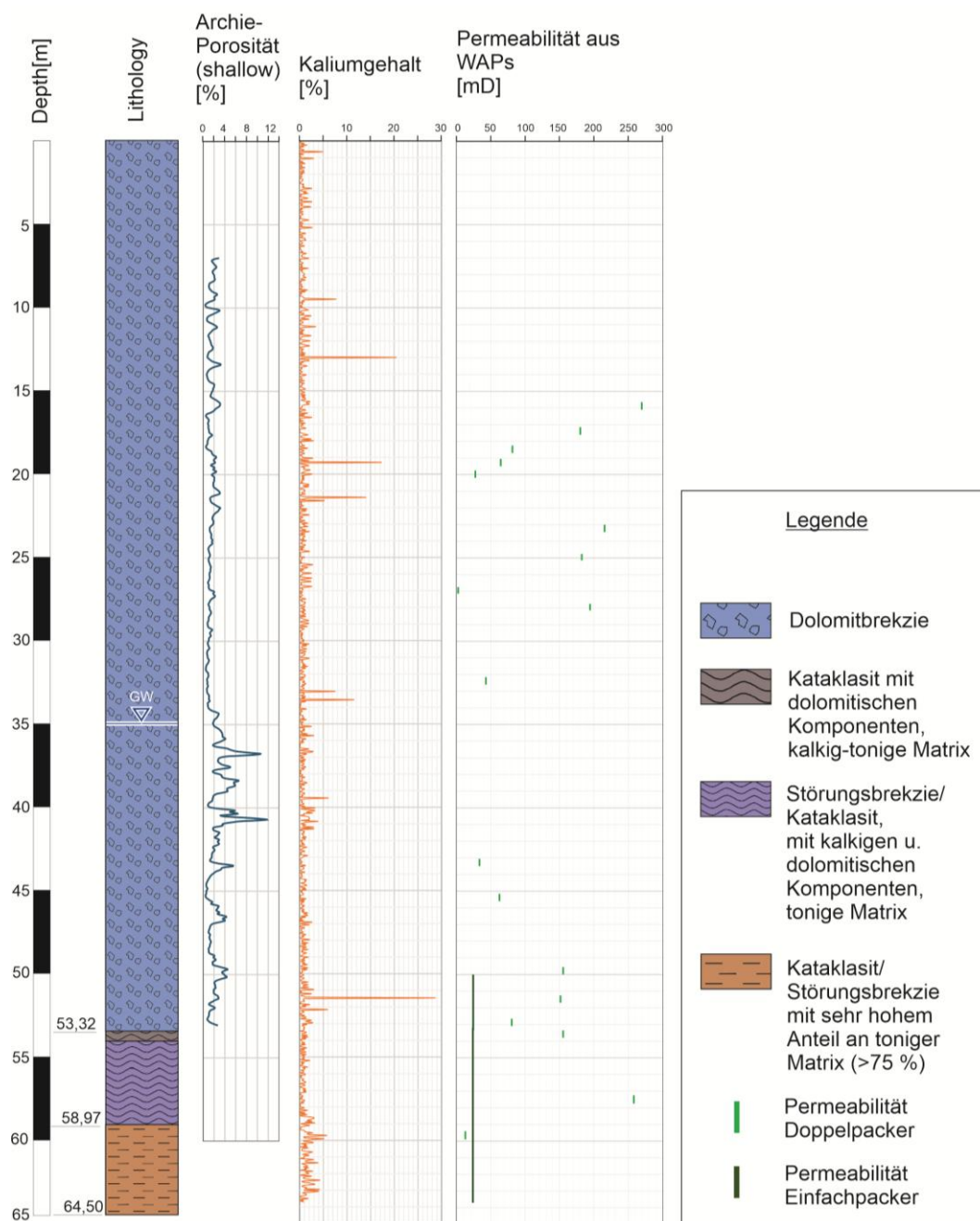


Abbildung 11. Übersichtprofil der Bohrung EVN RO-1: Profil, Porosität aus DFEL (shallow) Log, Ka-Gehalt aus Spectral Gamma Log und Permeabilität aus Wasserabpressversuchen (WAPs).

Tiefengeothermie

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

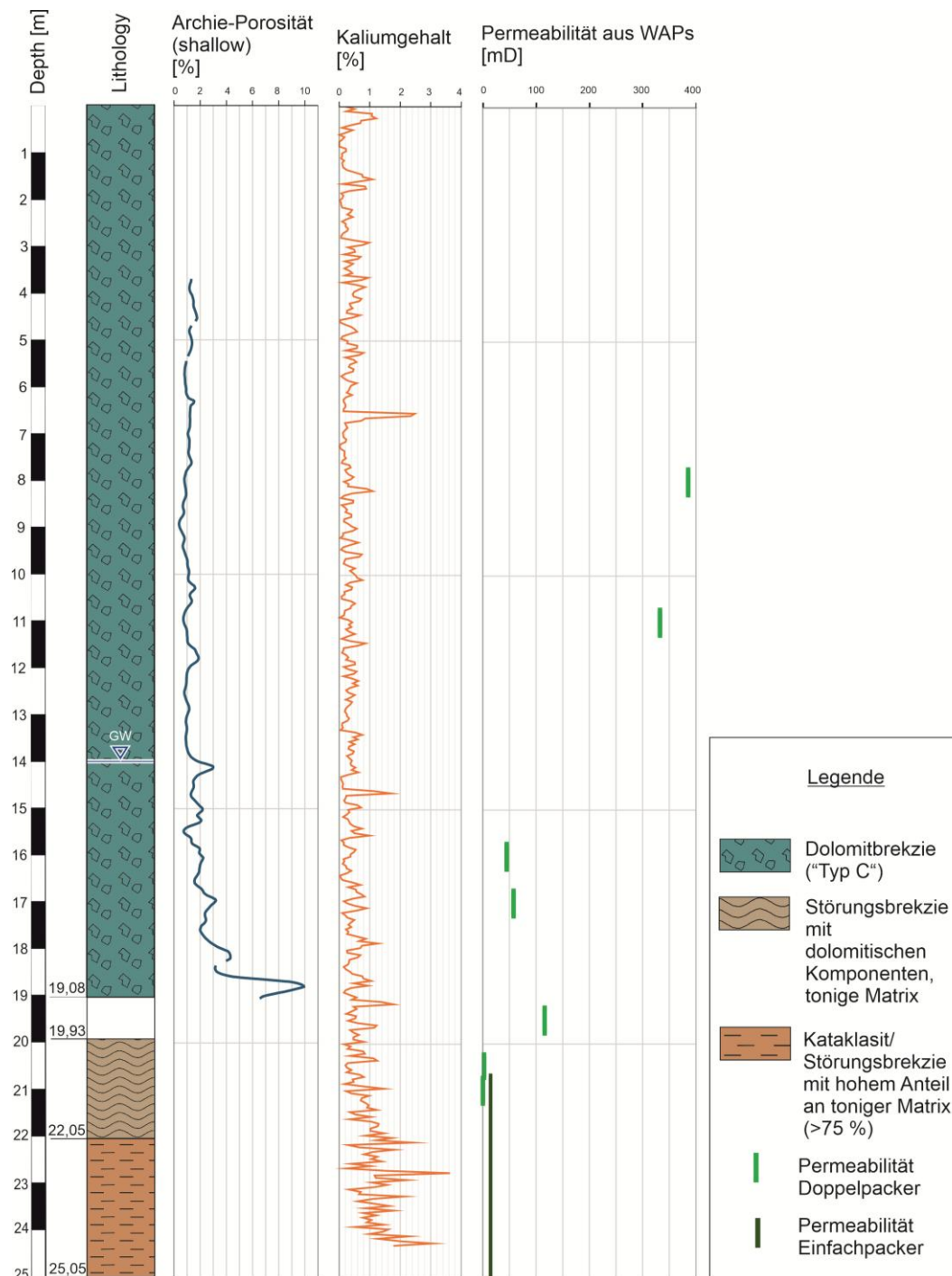


Abbildung 12. Übersichtsprofil der Bohrung EVN RO-2: Lithologisches Profil, Porosität aus DFEL (shallow) Log, Ka-Gehalt aus Spectral Gamma Log und Permeabilität aus Wasserabpressversuchen (WAPs).

Tiefengeothermie

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

(b) Permeabilitätsdaten für Gesteinsvolumina von Plug- bis Bohrlochgröße (Zentimeter bis Zehnermeter) zur Hochskalierung der Durchlässigkeitswerte

Messungen an 1,5“ (3,1 cm) Plugs: Aus Oberflächenproben vom Dolomitabbau Ottersböck und dem Profil Lindkogel wurden 58 bzw. 18 Plugs für die Messung von Porosität und Permeabilität mit einem Gasporosi- und Permeameter (Coreval 700) hergestellt und gemessen (Abbildung 13). Die Permeabilitäten (Klinkenberg) liegen zwischen 0,0002 und 120 mD mit Medianwerten von 0,38 mD (Ottersböck) bzw. 0,08 mD (Profil Lindkogel). Die Messwerte charakterisieren Gesteinsvolumina mit ca. 15 bis 50 cm³. Diese Volumina sind kleiner als die REV's für die geklüfteten Dolomite und repräsentieren im Wesentlichen die Matrixdurchlässigkeit der Gesteine, ohne Klüfte und andere Trennflächen einzubeziehen, die in Skalen auftreten, die größer als die bemessenen Volumina sind.

Messungen mit Mini Slug Tests: Im Profil Lindkogel wurden Mini Slug Tests in 17 Bohrlöchern mit 0,5 - 1 m Länge und 1 cm Durchmesser durchgeführt. Die Längen der Versickerungslöcher decken ein Mehrfaches der durchschnittlichen Trennflächenabstände kleinmaßstäblicher Klüfte ab. Die durch die Versuche charakterisierten Gesteinsvolumina von einigen 10.000 cm³ sind etwa um 3 Größenordnungen größer als die Volumina von Plugs. Die Ergebnisse zeigen, dass die Durchlässigkeit positiv mit der Kluftdichte korreliert. Dabei wird die Kluftdichte semiquantitativ durch ein Klassifizierungsschema (FDC; Fracture Density Class) angegeben wobei FDC1 die Klasse der geringsten Kluftdichte ist.

Wasserabpressversuche (WAPs) in den Bohrungen EVN RO-1 und EVN-RO2: In beiden Kernbohrungen wurde eine Serie von 27 bzw. 11 Packer-Tests mit Einfach- und Doppelpackern durchgeführt, um die Durchlässigkeit von Testintervallen mit 0,5 m (Doppelpacker) und 3,5 – 14,5 m Länge (Einfachpacker) zu bestimmen. Bohrlochdurchmesser für alle Versuche ist 146 mm. Die WAP-Tests charakterisieren ein sehr heterogenes Reservoir mit Durchlässigkeiten, die über mehrere Größenordnungen von etwa 0,13 mD bis 385 mD variieren. Vergleiche der im Bohrloch bestimmten Durchlässigkeiten mit Bohrkernen aus EVN RO-1 zeigen, dass Unterschiede der Kluftdichte und des Tongehalts der Dolomite für die Variabilität ausschlaggebend sind. Für EVN RO-2 ist aufgrund der hohen Kernverluste keine weitere Interpretation möglich.

Falling Head Slug Tests in EVN RO-1. Nach Abschluss aller Bohrlochmessungen wurde in EVN RO-1 ein Falling Head Slug Test über die gesamte Bohrstrecke durchgeführt. Die daraus berechneten Durchlässigkeiten liegen etwa zwischen 20 und 239 mD und bestätigen die Heterogenität des Reservoirs. Die Werte sind gut mit den Ergebnissen der Abpressversuche vergleichbar.

(c) Porositätsdaten aus Laboranalysen und geophysikalischen Bohrlochmessungen

Labormessungen an 1,5“ (3,1 cm) Plugs und nach ÖNORM EN 1936: Porositätsmessungen wurden an Plugs mit dem Gasporosimeter und an Proben mit ca. 1-3 kg Masse, mit der Immersionsmethode (ÖNORM EN 1936), durchgeführt. Die Ergebnisse für Proben aus dem Dolomitabbau Ottersböck und dem Profil Lindkogel zeigen relativ geringe Porositäten mit Mittelwerten von 1,4 % bis 1,8 % für beide Messmethoden. Ein Vergleich der Gas- und Immersionsporositäten der Proben Ottersböck zeigt jedoch signifikant Unterschiede. Die

Tiefengeothermie

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

Immersionsmethode ergibt systematisch niedrigere Werte als die Gasporosimetrie. Die nach ÖNORM gemessenen Porositäten sind etwa 50 % kleiner. Die Unterschiede sind durch große, aber nicht miteinander verbundene Poren erklärbar, die bei der Wassersättigung nach ÖNORM EN 1936 aufgrund der sehr geringen Permeabilität der Dolomite nicht oder nicht vollständig gefüllt werden und daher bei der Messung nicht oder nicht vollständig berücksichtigt werden (Abbildung 8). Aus dem gleichen Grund liefert die Immersionsmethode geringfügig, aber signifikant geringere Rohdichtewerte als die Gasporosimetrie. Die durchschnittliche Reindichte aus Gasporosimetrie ($2,84 \text{ g/cm}^3$) entspricht der Dichte von Dolomit (Mineral), während die Reindichte nach ÖNORM ($2,73 \text{ g/cm}^3$) deutlich darunter liegt. Wir schließen aus den Ergebnissen, dass die Gasporosimetrie die Gesamtporosität verlässlicher beschreibt, während die Immersionsmethode eine bessere Abschätzung der von verbundenen Poren getragenen effektiven Porosität erlaubt.

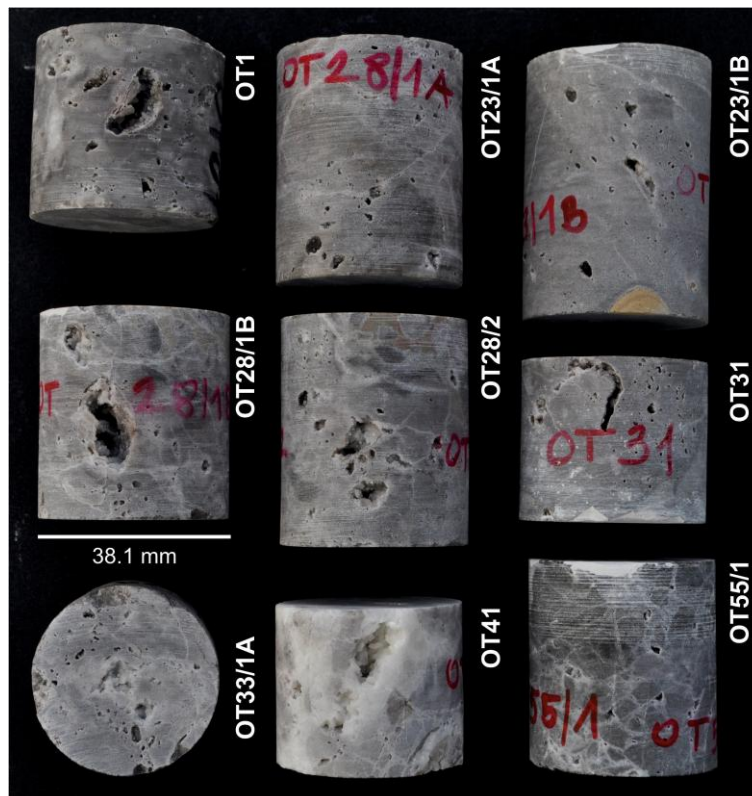


Abbildung 13. Plugs aus der Raming Fm. mit häufigen offenen, randlich zementierten isolierten Poren, Steinbruch Ottersböck.

Porosität aus Bohrlochmessungen (DFEL und Sonic Log): Der mit dem DFEL (shallow) gemessene Formationswiderstand liegt im Bereich der Dolomitbrekzie im Mittel bei $1268 \Omega\text{m}$ (EVN RO-1) bzw. bei $909 \Omega\text{m}$ (EVN RO-2). Die nach Archie (1942) errechnete Porosität der Dolomitbrekzie in EVN RO-1 schwankt bei einer angenommenen Wassersättigung von 100 % (DFEL shallow) zwischen 12,39 - 0,45 %, im Mittel beträgt sie 2,11 %. Bei EVN RO-2 liegen die Porositätswerte der Dolomitbrekzie zwischen 11,18 % und 0,52 %, mit einem Durchschnittswert von 2,12 %.

Tiefengeothermie

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

Der mit dem DFEL (deep) gemessene Formationswiderstand der Dolomitbrekzie liegt im Mittel bei 1404 Ω m (EVN RO-1) bzw. bei 1024 Ω m (EVN RO-2). In beiden Bohrungen ist der DFEL (deep) Widerstand systematisch höher als der von DFEL (shallow) gemessene Wert. In EVN RO-1 beträgt die Porosität für DFEL (deep) bei einer Wassersättigung von 95,5 % oberhalb des Grundwassers (0-35 m) und bei einer Wassersättigung von 100 % innerhalb des Grundwassers im Mittel 1,96 % (mit Werten zwischen 11,29 % - 0,42 %).

Für EVN RO-2 beträgt die Porosität für DFEL (deep) bei einer Wassersättigung von 93,6 % oberhalb des Grundwassers (0-14 m) und einer Wassersättigung von 100 % unterhalb des Grundwassers im Mittel 1,96 % (mit Werten zwischen 9,50 % - 0,53 %).

Die aus dem DFEL (shallow) berechneten Porositätswerte gelten als die repräsentativen. Dies liegt darin begründet, dass die Berechnungen der Porosität aus den DFEL (deep) Messungen auf angenommenen bzw. wiederum selbst berechneten Parametern beruhen, wie etwa dem Sättigungsgrad (oberhalb des Grundwassers nicht gleich 1) und dem Sättigungsexponenten n , der bei unvollständiger Sättigung einen zusätzlichen Einfluss hat. Zudem ist unklar, in welchem Maß der vom DFEL (deep) erfasste Bereich durch Bohrspülung beeinflusst wird und in welchem Ausmaß er tatsächlich grundwassergesättigt ist. Aus diesen Gründen sind die Porositätswerte aus den DFEL (shallow) Resistivitätsdaten als die verlässlichsten bzw. mit den geringsten Unsicherheiten behafteten zu betrachten.

Bei der Auswertung der Sonic Log-Daten zeigt sich unter Berücksichtigung der verfügbaren petrophysikalischen Daten, dass die Berechnung der Wyllie-Porosität und einer Korrektur mit dem Kompaktionsfaktor etwas höhere Werte liefert als die Porositätsmessungen an Aufschlussproben. Für EVN RO-1 ergibt sich im Bereich der Dolomitbrekzie (bis Teufe 53,32 m) ein durchschnittlicher Porositätswert von 7,3 %, für EVN RO-2 ein durchschnittlicher Wert von 6,7 %. Zur Verbesserung der Genauigkeit der Porositätswerte werden noch laborgestützte Schalllaufzeitmessungen an Proben aus dem Steinbruch Ottersböck abgewartet.

(d) Quantifizierung der Abnahme von Porosität/Permeabilität mit zunehmendem Umlagerungsdruck/Lagerstättentiefe, abgeleitet von Messungen an Plugs

Porosität und Permeabilität von Gesteinsproben in Pluggröße (1,5 Zoll) wurden im Poro-Perm Labor des Instituts für Geologie bei Umlagerungsdrücken von 400 – 6500 psi gemessen. Die hohen Drücke simulieren den Überlagerungsdruck, dem ein geothermisches Reservoir in ca. 3000 bis 3500 m Tiefe ausgesetzt ist. Dabei verringern hohe Umlagerungsdrücke die Öffnungsweiten von porositäts- und permeabilitätstragenden Klüften und durch die elastische Deformation der Gesteine das Volumen sphärischer Poren. Die meisten Proben aus dem Dolomitabbau Ottersböck und Profil Lindkogel wiesen zu niedrige Permeabilitäten auf, um Wiederholungstests unter steigenden Umlagerungsdrücken zu rechtfertigen. Gemessen wurden daher nur Proben mit Permeabilitäten von mehr als etwa 1 mD (400 psi). Die Ergebnisse zeigen eine Reduktion der Permeabilität um durchschnittlich 95 % bei einem Druck von 6500 psi. Die Porosität nimmt bei gleicher Druckzunahme um durchschnittlich 73 % ab.

(e) Wärmeleitfähigkeit

Wärmeleitfähigkeit λ (W/mK) und Volumenwärmekapazität c (J/m³K) wurden an 22 Proben

Tiefengeothermie

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

aus dem Dolomitabbau Ottersböck in trockenem und wassergesättigtem Zustand gemessen. Da die Messungen eine möglichst planare Probenoberfläche erfordern, um einen flächigen Kontakt zwischen Messgerät und Probe zu gewährleisten, wurde eine Serie von Referenzmessungen an denselben, aber unterschiedlich vorbereiteten Proben durchgeführt. Die zuverlässigsten Messergebnisse lieferten geschnittene und polierte Proben. Probenkörper wurden daher mit demselben Standard vorbereitet.

Die Messergebnisse für die Wärmeleitfähigkeit λ liegen zwischen 2,83 und 4,85 bzw. 3,93 und 6,10 W/mK für trockene und wassergesättigte Dolomite. Die Volumenwärmekapazität c variiert zwischen 1,98 und 2,57 MJ/m³/K (trocken) bzw. 2,70 und 3,33 MJ/m³/K (gesättigt).

(f) Kluft- bzw. Trennflächendichte

Die Quantifizierung der Kluftintensität eines Gesteinsvolumens erfolgt durch den P32 Wert (Dershowitz & Herda, 1992), der als das beste quantitative Maß zur Darstellung von Systemen mit einer großen Anzahl unterschiedlich orientierter Klüfte gilt. Der P32 Wert gibt ein quantitatives Maß der Summe aller Kluftflächen in einem Gesteinsvolumen an. Der Wert hat die Einheit [m²/m³] und entspricht P32. Exakte Messungen von P32 sind aufwändig, brauchen ein größeres Gesteinsvolumen und eignen sich daher nicht für die Beschreibung von Bohrkernen.

Die Kluftdichte wird daher durch ein semiquantitatives Klassifikationsverfahren beschrieben, das für die Beschreibung von Karbonatformationen entwickelt wurde (Decker, 2007). Dabei werden vier Kluftdichteklassen (Fracture Density Classes, FDC) unterschieden, die sich aus der Anzahl der verschiedenen Kluftsets, dem durchschnittlichen Abstand zwischen den subparallelen Klüften eines Sets und der Größe der durch Klüfte begrenzten Gesteinsbruchstücke ergeben (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Die Dichteklassen entsprechen etwa folgenden P32-Werten: FDC1: < 50 m²/m³; FDC2: 50 – 100 m²/m³; FDC3: 100 - 300 m²/m³; FDC4: > 300 m²/m³. Die FDC-Klassifizierung wurde sowohl in der strukturgeologischen Voruntersuchung als auch in der Beschreibung der Bohrkernne angewendet. Die entsprechende Farbkodierung (Abbildung 10) ist für alle Profile und Darstellungen gültig.

(g) Korrelationen zwischen den petrophysikalischen Parametern Porosität, Permeabilität, Kluftdichte und Wärmeleitfähigkeit

Porosität vs. Permeabilität: Zur Ableitung der empirischen Porositäts-Permeabilitäts-Beziehung wurde ein Potenzgesetz der Form:

$$K = a \cdot \phi^b$$

K	Permeabilität (mD)
ϕ	Porosität (%)
a, b	empirisch definierte Parameter

angenommen (Lucia, 2007). Die für die Korrelation empirisch bestimmten Funktionen sind den folgenden Abbildungen zu entnehmen.

ϕ/K aus Plugmessungen: Die Abbildung 14 zeigt die ϕ/K -Korrelationen auf Grundlage der Poro-Perm-Daten von Plugs aus dem Dolomitabbau Ottersböck und dem Profil Lindkogel. Die

Tiefengeothermie

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

Korrelation ist in beiden Fällen mit großer Streuung und nicht-signifikanten Korrelationskoeffizienten positiv.

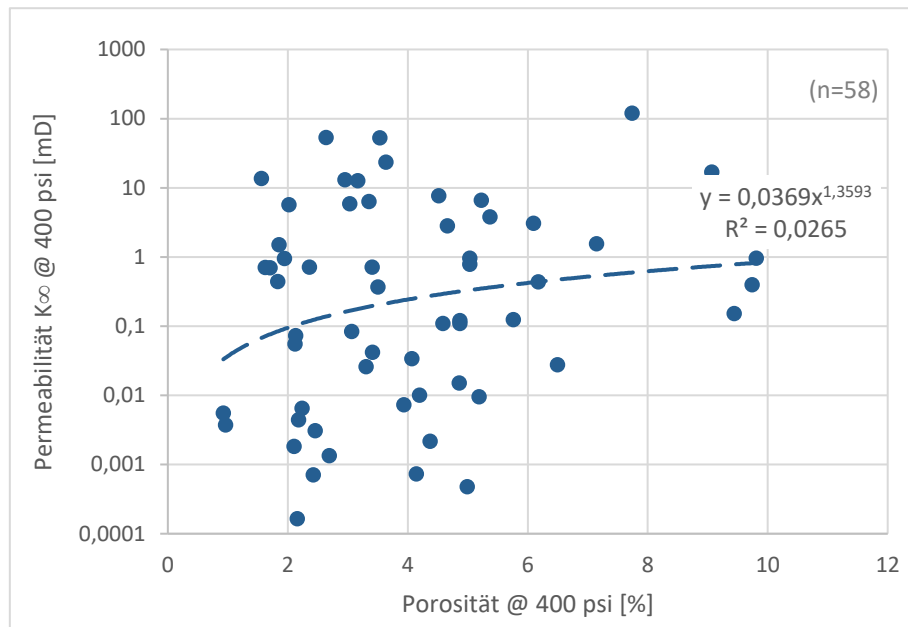


Abbildung 14. ϕ/K Korrelation aus Plugmessungen, Dolomite der Raming Fm., Dolomitabbau Ottersböck.

ϕ/K aus Mini Slug Tests: Die Gegenüberstellung von Durchlässigkeitsdaten aus Mini Slug Tests im Profil Lindkogel mit Porositätsmessungen nach ÖNORM EN 1936 zeigt keine signifikante Korrelation ($R^2=0,003$).

ϕ/K aus DFEL und WAP Tests: Eine ähnlich nicht signifikante positive Korrelation ergibt sich beim Vergleich der Porosität aus DFEL (shallow) mit der Permeabilität aus Wasserabpressversuchen im selben Intervall der Bohrungen EVN RO-1. Die ϕ/K Korrelation verwendet die Permeabilität aus den WAP-Versuchen (15 Daten) und die aus dem DFEL (shallow) für das entsprechende Testintervall gemittelte Porosität in der Bohrung EVN RO-1.

Alle ϕ/K -Korrelationen zeigen sehr hohe Streuung, ungewöhnlich kleine Werte für den Exponent (b) der empirisch definierten Korrelationskurven (b zwischen 0,28 und 1,36) und Korrelationskoeffizienten, die durchwegs kleiner als 0,1 sind. Die b-Werte sind deutlich kleiner als die Kurvenparameter, die für geklüftete Reservoirs der Hauptdolomit Fm. bestimmt wurden ($b=2,34$ und $b=2,46$; Penz-Wolfmayr et al., 2022; Bauer et al., 2023). Die hohe Streuung und die geringen b-Werte sind möglicherweise auf den teilweise bedeutenden Anteil von geschlossenen und isolierten Poren an der Gesamtporosität zurückzuführen. Im Unterschied zu Kluftporosität tragen die isolierten Poren nicht oder nur sehr wenig Permeabilität bei.

Porosität und Permeabilität vs. Kluftdichte: Daten aus dem Profil Lindkogel zeigen eine deutliche Zunahme von Porosität und Permeabilität mit höherer Kluftdichte von 0,1 % / 0,65 mD (FDC1) zu 0,13 % / 1,11 mD (FDC2) und 1,11 % / 1,23 mD (FDC3).

Wärmeleitfähigkeit vs Porosität: Die Wärmeleitfähigkeit λ (W/mK) korreliert mit der

Tiefengeothermie

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

Porosität negativ. Dies gilt für trockene und wassergesättigte Dolomitproben aus dem Dolomitabbau Ottersböck.

Wärmekapazität vs Porosität: Eine ebenfalls negative Korrelation wurde für die Volumenwärmekapazität c ($\text{J/m}^3\text{K}$) und der Porosität festgestellt. Dies gilt ebenfalls für trockene und wassergesättigte Dolomite.

(h) Faziesverteilung der Wetterstein- und Raming Formation

Die Karbonate der Mitteltrias liegen in den tirolischen und juvavischen Decken der Nördlichen Kalkalpen, die im Untergrund des Wiener Beckens exploriert werden sollen, in verschiedenen Fazien und Lithologien vor (Abbildung 15). Die Fazien enthalten Karbonatplattformen (Lagune und Riff; Wetterstein Fm.), Vorriff- und Hangsedimente (Raming Fm., Grafensteig Fm.) sowie Beckensedimente (Reifling Fm. und Beckensedimente in Hallstatt-Fazies). In den genannten Faziesbereichen, insbesondere in den Karbonatplattformen, treten sowohl Dolomite und Kalke auf, wobei Dolomite aufgrund ihrer Rheologie meist deutlich höhere Kluftintensität, Porosität und Permeabilität aufweisen als Kalke. Ziele der geothermischen Exploration sind daher vor allem lagunäre Dolomite und Riffdolomite der Wetterstein Fm. sowie Dolomite der Raming Fm. Die Kalke und Karbonate der anderen Fazien weisen im Allgemeinen sehr geringe Permeabilitäten auf und kommen daher nicht als geothermische Reservoir in Frage.

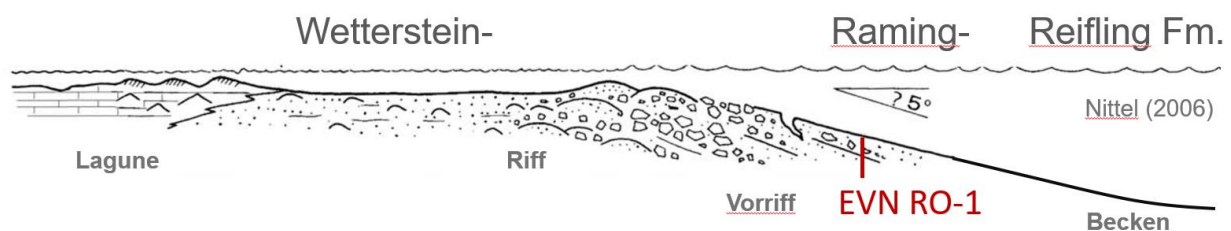


Abbildung 15. Schematisches Faziesdiagramm der Wetterstein Fm. sowie der zeitgleich abgelagerten Karbonate im Vorriff, Hang und Becken.

Im Rahmen des vorliegenden Projekts wurde eine Serie von lithostratigraphischen Profilen erstellt, um die Verbreitung und Mächtigkeit potenzieller dolomitischer Reservoir in den tirolischen Decken zu erfassen (Abbildung 16). Ein Vergleich der Profile zeigt das fazielle Reservoirrisiko deutlich. In den Profilen 3 (Unterberg-Decke - Furth) und 4 (Peilstein-Decke) liegt die Mitteltrias nicht in Karbonatplattformfazies vor, potenzielle Reservoir fehlen in diesen Profilen. Die Profile 1 (Reisalpen-Decke), 6 (Muggendorfer Deckscholle) und 8 (Schneeberg-Decke) enthalten mächtige Karbonatplattformen, die jedoch fast gänzlich aus Kalke bestehen, Dolomite fehlen weitgehend. Nur die Profile 2 (Unterberg-Decke – Trafelberg), 5 (Lindkogel-Decke) und 7 (Göller Decke – Gutenstein) enthalten mehrere hundert Meter mächtige Platfordolomite, die als Reservoir in Betracht kommen.

Tiefengeothermie

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

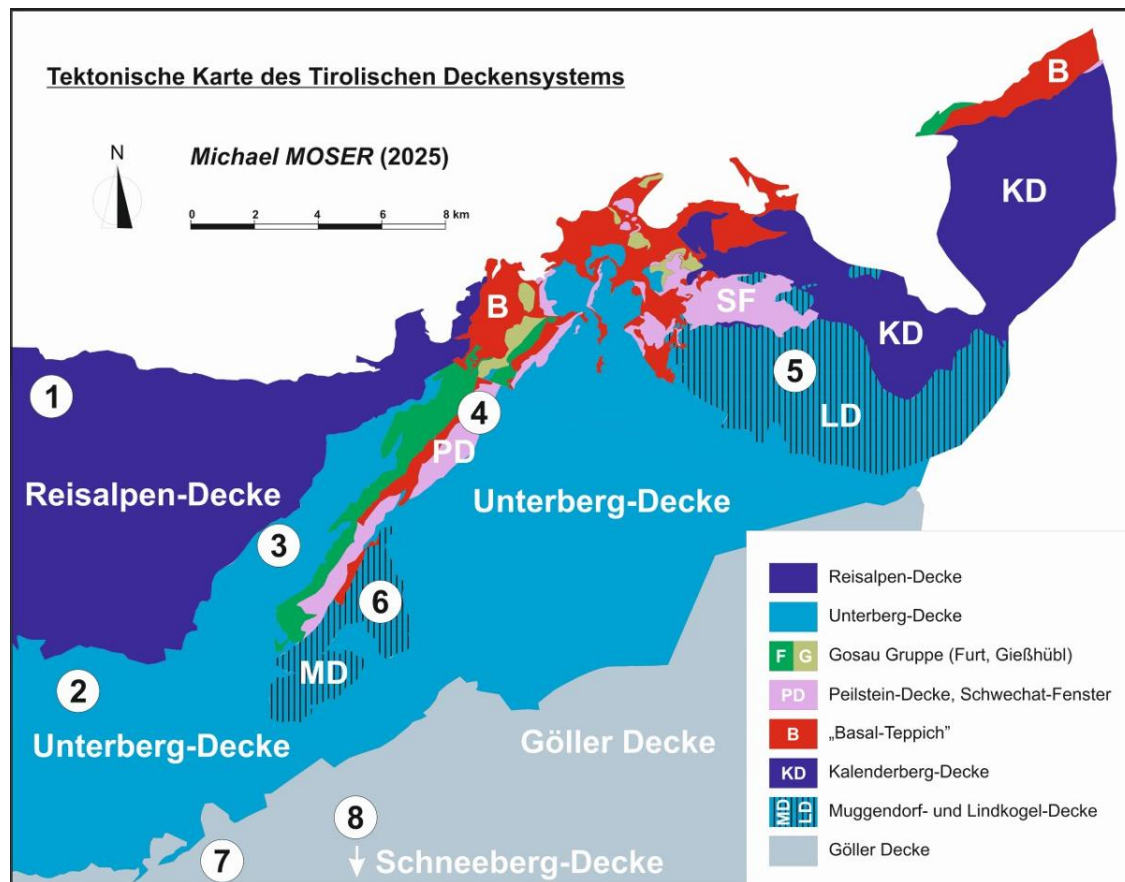


Abbildung 16. Tektonische Karte der tirolischen Decken in den östlichen Kalkalpen (kompiliert von M. Moser, 2025).

d) Wesentliche Schlussfolgerungen aus den erzielten Ergebnissen

Die Wirtschaftlichkeit der hydrothermalen Wärmeproduktion aus tiefen Reservoiren hängt von der Rate ab, mit der heißes Wasser gefördert und nach dem Wärmeentzug wieder in den Untergrund rückgeführt werden kann. Für einen wirtschaftlichen Betrieb sind Raten von etwa 60 bis 100 Litern pro Sekunde nötig. Die Anforderungen an die hydraulische Durchlässigkeit des Reservoirs und damit das Risiko, ein geeignetes Reservoir in den Tiefbohrungen einer geothermischen Doublette/Multiplette anzutreffen, ist dadurch hoch. Das vorliegende Projekt analysiert daher die Reservoireigenschaften von Dolomiten der Wetterstein- und Raming Formation, die im südlichen Wiener Becken geothermische Reservoire bilden können. Die Permeabilität und Porosität der Formationen wird durch (1) zwei Forschungsbohrungen und (2) die Analyse von Oberflächenaufschlüssen bestimmt.

(1) Die Bohrungen EVN RO-1 und EVN RO-2 durchörtern intensiv bis extrem geklüftete Dolomite. Die in beiden Bohrungen durchgeführten geophysikalischen Bohrlochmessungen und Permeabilitätsmessungen ergeben Porositäten von ca. 2%, die Permeabilitätswerte charakterisieren ein sehr heterogenes Reservoir mit Durchlässigkeiten, die über 2 Größenordnungen von etwa 0,13 mD bis 385 mD variieren.

(2) Parallel zu den Bohrungen wurden Dolomit-Profile hinsichtlich der geothermisch relevanten Parameter Porosität, Permeabilität, Wärmeleitfähigkeit, Wärmekapazität und

Tiefengeothermie

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

Trennflächendichte analysiert. Die durchschnittlichen Porositäten liegen zwischen 1,40 % und 4,02 %, die Permeabilitäten zwischen 0,66 und 6,23 mD. Die Wärmeleitfähigkeit wurde mit 4,21-5,45 W/mK, die Volumenwärmekapazität mit 2,38-2,98 J/m³K bestimmt.

In einem zusätzlichen Arbeitspaket wurde die Faziesverteilung der Wetterstein- und Raming Formation in den Deckensystemen der Nördlichen Kalkalpen untersucht, um Vorhersagen für den Untergrund des Wiener Beckens zu unterstützen. Hintergrund der Projektausweitung ist der Umstand, dass die Reservoireigenschaften der Formationen von der Fazies (Karbonatplattform, Becken) und Lithologie (Kalk, Dolomit) abhängen.

Die Projektergebnisse in Bezug auf die Charakterisierung der Reservoireigenschaften von Dolomiten der Wetterstein- und Raming Formation sind wie folgt zusammenzufassen:

- Die Dolomite sind hinsichtlich ihrer Permeabilität extrem heterogen mit einer Bandbreite von 0,6 mD (für geothermische Energieproduktion ungeeignet) bis ca. 180 mD (voraussichtlich gut geeignet). Bei der Bewertung der Reservoireigenschaften müssen Skaleneffekte und Tiefenabhängigkeit der Permeabilität berücksichtigt werden.
- Hinsichtlich der thermischen Gesteinseigenschaften (Wärmeleitfähigkeit und Wärmekapazität) weist das Wetterstein-Reservoir bessere Qualität auf als etwa die Malm-Kalke Bayerns und Oberösterreichs.
- Ein Explorationsrisiko ergibt sich aus der Faziesverteilung der Wetterstein Formation bzw. der stratigraphisch äquivalenten Gesteine, die als Dolomit oder Kalk vorliegen können. Für die geothermische Energiegewinnung kommen aufgrund ihrer höheren Permeabilität praktisch nur Dolomite in Frage.

Mit Hilfe der erzielten Ergebnisse aus den beschriebenen Untersuchungen konnten die bereits bestehenden Wirtschaftlichkeitsbewertungen der vier möglichen Geothermie Standorte überarbeitet und weiter präzisiert werden – siehe hierzu Kapitel 5. Die in Abbildung 17 angeführten Verteilungskurven weisen deutlich günstigere Durchlässigkeitsverteilungen gegenüber den aus Literaturquellen abgeleitete Verteilungskurven auf und heben die Bedeutung der untersuchten Faziestypen als Reservoirgestein für zukünftige geothermische Nutzungen hervor. Es ist einschränkend jedoch hervorzuheben, dass der Anteil dieser Dolomittypen am Gebirgsaufbau und somit die Wahrscheinlichkeit diese Situation in einer Tiefbohrung im Becken anzutreffen erst durch einen Vergleich mit Bohrungsdaten aus bestehenden Tiefbohrungen im Wiener Becken möglich wird. Da der Erwerb von Datennutzungslizenzen derzeit noch ungewiss ist, ist eine weitere Aufschlussbohrung im Bereich des Lindkogels im Bereich einer als weniger geeignet eingestuften Faziesentwicklung im Jahr 2026 vorgesehen.

Tiefengeothermie

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

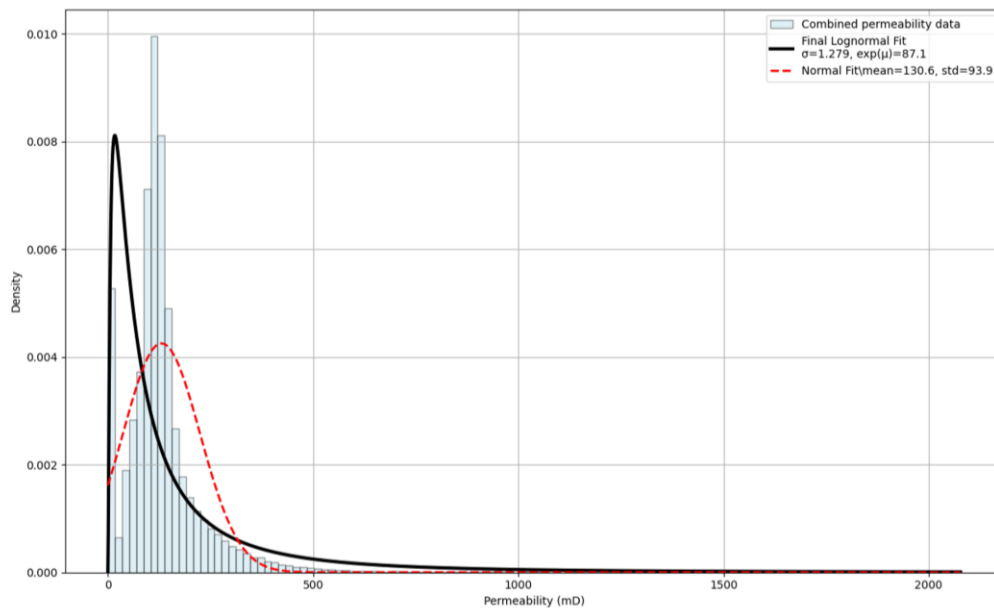


Abbildung 17: Permeabilitätsdaten aus den im gegenständlichen Projekt angewendeten Messverfahren (Laborversuche, Pumpversuche und Slug-Tests) in Kombination mit zuvor benutzten Literaturwerten. Dargestellt sind log-normale Anpassungskurven (oben) sowie ein kombinierter Permeabilitätsdatensatz mit Normal- und log-normaler Anpassung (unten).

Gegenüber dem ursprünglich vorgesehenen Arbeitsplan traten in der Durchführung der Studie folgende **Änderungen** auf:

- AP1 - Planung und Durchführung der Aufschlussbohrung im Steinbruch Rohrbach: Im Steinbruch Rohrbach wurde an Stelle des gebankten Wetterstein Dolomits Ramingerkalk in brekziöser Dolomitausbildung angetroffen, welcher ebenfalls ausgezeichnete Reservoireigenschaften aufweist und ein potenzielles geothermisches Erschließungsziel darstellt. Neben der geplanten 64,5 Meter langen Kernbohrung wurde eine zweite 25 m lange Kernbohrung in einem faziell unterschiedlichen Subtyp des Reiflinger Kalk durchgeführt.
- AP4 - Begleitende geologische Kartierung an Oberflächenaufschlüssen: Neben der vorgesehenen Kartierung verschiedener Faziestypen am Areal des Steinbruch Ottersböck und Lindkogel wurde im Rahmen eines Erweiterungsauftrags an die Universität Wien eine regionale Kartierung und Kompilation der karbonatischen Subdeckeneinheiten im Bereich des Lindkogels durchgeführt, die in Abbildung 16 abgebildet ist und mit stratigrafischen Ablagerungssäulen ergänzt wurde.
- AP6 – Datenauswertung und Interpretation: Die Interpretation auf Mikro- und Mesoskala (Aufschlussbohrungen) konnte wie geplant durchgeführt werden. Da der Erwerb von Datenlizenzen an Tiefbohrungen der OMV AG nicht erfolgreich abgeschlossen werden konnte, wurde die Einordnung der Daten auf eine Makroskala (Reservoiraufschluss in bestehenden Tiefbohrungen) bislang noch nicht abgeschlossen.

Tiefengeothermie

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

Literatur

Archie, G. (1942). The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. Transactions of AIME, 146, 54-62

Bauer, H., Bandic, I. & Kurt Decker, K. (2023). Hochskalierung der Speichergesteinseigenschaften der Hauptdolomit Formation: Permeabilität. 2. Teilbericht / Endbericht. Unveröffentlichter Bericht an Wien Energie GmbH

Decker, K. (2007a). Dolomite Fracture and Fault Analysis, Outcrop Study Steinbruch Gaaden. Unpublished report to OMV AG, Vienna, 2007.

Dershowitz, W. S. & Herda, H.H. (1992). Interpretation of fracture spacing and intensity. Proceedings of the 32nd US Symposium on Rock Mechanics (USRMS), Santa Fe, New Mexico, 757-766 (American Rock Mechanics Association).

Elster, D., Goldbrunner, H., Wessely, G., Niederbacher, P., Schubert, G., Berka, R., Philippitsch, R. & Hörhan, T. (2016). Erläuterungen zur geologischen Themenkarte Thermalwässer in Österreich 1:500.000. Wien (Geologische Bundesanstalt), 301pp.

Götzl G., Faber R., Janda C., Schubert G. & Zekiri F. (2010). Coupled Geothermal - Hydraulic 3D Modeling of the Southern Vienna Basin. A State of the Art Decision Planning Tool for Sustainable Hydrothermal Exploitation Inside an Environment of Sensitive Hydraulic Circulation Systems. Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali Indonesia 25 – 29 April 2010.

Nittel, P. (2006). Beitrag zur Stratigraphie und Mikropaläontologie der Mitteltrias der Innsbrucker Nordkette (Nördliche Kalkalpen, Austria). Geo.Alp, 3: 93-145.

Penz-Wolfmayr, M., Bauer, H., Rupprecht, D. & Decker, K. (2022). Analyse von Aufschlussäquivalenten der Speichergesteine – Hauptdolomit Formation. GeoTief EXPLORE (3D), Endbericht Task 2.2.2, 14.01.2022.

Wessely, G. (2006). Niederösterreich. – 416 S., Geologische Bundesanstalt, Wien.

Wessely, G., Kröll, A., Jiricek, R. & Nemec, F. (1993). Geologische Einheiten des präneogenen Beckenuntergrundes. Geologische Themenkarte der Republik Österreich 1 : 200.000, Wiener Becken und angrenzende Gebiete, Wien (Geol. B.-A.)

Wessely, G. (1983): Zur Geologie und Hydrodynamik im südlichen Wiener Becken und seiner Randzone. – Mitteilungen der Österreichischen Geologischen Gesellschaft, 76, 27–56, Wien.

Tiefengeothermie

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

4 Energieversorgungs- und -bedarfssituation

Auf die Energiebedarfssituation und die Anforderungen an die zukünftigen geothermischen Anlagen wurde bereits in Kapitel 2 eingegangen. Aufgrund der Größe und des beabsichtigten Ausbaus des Verbundwärmenetzes ist der Absatz der vorgesehenen Produktionsmenge von insgesamt 200 GWh bis 300 GWh pro Jahr in den beiden geothermischen Anlagen als gesichert zu betrachten. Obgleich die finale Festlegung der Anlagenstandorte erst nach Auswertung einer für 2026 vorgesehen 2D Überblicksseismik erfolgen kann, wird die Versorgung des Netzabschnitt Nords derzeit als prioritär angesehen. Dies ist grundsätzlich von allen 4 derzeit in Betracht gezogenen Bohrlokalationen aus möglich, jedoch mit unterschiedlichen wirtschaftlichen Aufwänden und Erfolgsrisiken verbunden (siehe hierzu nachfolgende Kapitel).

Derzeit wird neben der geologischen Erkundung auch besonderes Augenmerk auf geeignete Einbindungskonzepte der geothermisch erzeugten Wärme gelegt – hierzu ist im ersten Quartal 2026 ein technisch – ökonomische Szenarien- und Machbarkeitsstudie vorgesehen. Grundsätzlich sollen die geothermischen Anlagen in einem möglichst gleichmäßigen Bandlastbetrieb gefahren werden und den Einsatz von Biomasse während der Sommergrundlast für eine Winterbevorratung ersetzen. Je nach Einspeisepunkt in das Verbundnetz ergibt sich hieraus Fündigkeitsvorgabe an die geothermischen Anlagen von 95°C bis 105°C am Eingang in den Wärmetauscher in der obertägigen Anlage, um einen weiteren Nachheizvorgang im Sommer durch einen Verbrennungsprozess zu vermeiden. Des Weiteren sollen entlang der Wärmetransportleitungen neue Fernwärmeversorgungen erschlossen werden. Wenn möglich sollen diese Sekundärnetze über den Rücklauf aus dem Verbundnetz in die Geothermie Anlage versorgt werden, um die Produktivität der Anlage durch Rücklauftemperatursenkung zu erhöhen. Die Rücklauftemperatur schwankt saisonal zwischen 60°C und 75°C, was für eine Versorgung moderner Kleinwärmenetze (Generation 4) grundsätzlich ausreichend wäre. Bei Bedarf werden modular aufgebaute Nachheizvorrichtungen auf Grundlage biogener Energie (Biomasse, Biogas) in den Kleinwärmenetzen installiert, um den Spitzenlastbetrieb zu ermöglichen. Die Nachheizung zur Versorgung des Verbundwärmenetzes im Trapez- und Spitzenlastbetrieb soll einerseits mit den bestehenden überregionalen Biomasseheizwerken, andererseits mit zusätzlich installierten Nachheizkesseln erfolgen. Die Platzierung dieser Nachheizvorrichtungen ist Gegenstand der für 2026 vorgesehenen Machbarkeitsstudie.

Ein weiterer wesentlicher Aspekt der Geothermie Einbindungskonzepte stellen mögliche Überschüsse aus der geothermischen Anlage während des Grundlastbetriebs im Sommer dar. Dies hängt von der tatsächlich vor Ort vorhandenen Produktivität des geothermischen

Tiefengeothermie

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

Reservoirs ab und kann mit folgenden grundsätzlichen Strategien begegnet werden:

Strategie 1 – Einsatz saisonaler Wärmespeicher: Aus derzeitiger Sicht kommen hierfür Erdbeckenspeicher (PTES) oder Aquiferspeicher (ATES) in Frage, die zur Effizienzsteigerung mit dem Einsatz von Hochtemperatur Wärmepumpen kombiniert werden. Eine grundsätzliche Bewertung der Anwendung von saisonalen Speichern im Verbundwärmenetz Thermenregion wurde bereits in verschiedenen Grundlagenstudien seit 2023 durchgeführt. Der Vorteil läge in der Gewährleistung eines gleichmäßigen Betriebs der geothermischen Dublette (höhere Lebensdauer der Unterwassermotorpumpe in der Förderbohrung) sowie in der Einsparung von Biomasse im Trapezbetrieb durch Entladung der Speicher. Dem entgegen stehen zusätzliche Investitionskosten, ein zusätzliches Investitionsrisiko (ATES) sowie höhere Betriebskosten infolge des Antriebs der Wärmepumpen. Aus derzeitiger Sicht wäre der Einsatz von saisonalen Speichern verfolgungswert, wenn der Einsatz von Wärmepumpen infolge zu geringer Reservoirtemperaturen auch in den Sommermonaten notwendig wäre und sich hieraus ohnehin schon Investitionsbedarf in eine wesentliche Komponente des Speichers ergibt.

Strategie 2 – Drosselung des Anlagenbetriebs: Die aus derzeitiger Sicht wirtschaftlich sinnvollere Variante stellt die Drosselung der Anlagenleistung bei Wärmeüberschüssen in den Sommermonaten dar. Zur Schonung von Unterwassermotorpumpen soll dies jedoch sanft modulierend erfolgen. Dies kann jedoch zu kurzfristigen bzw. temporären Wärmeüberschüssen oder Defizite im Verbundnetz führen, die zu einer Reduktion der Effizienz der geothermischen Anlage und zum Einsatz von Verbrennungsprozessen während der Grundlastperiode führen.

Die finale Bewertung des Umgangs mit Wärmeüberschüssen kann jedoch erst bei Vorliegen der geothermischen Produktivität der erschlossenen Reservoirs erfolgen.

Tiefengeothermie

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

5 Risikoanalyse

a) Bewertung geologische Risiken

Die Bewertung des geologischen Risikos erfolgte für alle potenziellen Bohrstandorten auf Grundlage der Merkmale *Erschließungsrisiken* und *Betriebsrisiken*.

Die *Erschließungsrisiken* stehen im Zusammenhang mit der erfolgreichen Umsetzung der Bohrungen und dem Erreichen der Fündigkeitsvorgaben (Inbetriebnahme der Anlage). Jene für eine vergleichende Standortbewertungen (siehe Tabelle 2) in Betracht gezogenen, relevanten Risiken werden nachfolgend kurz erläutert:

- Vorhandensein des Reservoirs im erwarteten Tiefenbereich sowie im erwarteten Umfang (Gebirgsvolumen): Aus Mangel an geophysikalischen Erkundungsdaten oder Aufschlussbohrungen wurde eingangs von der Hypothese ausgegangen, dass publizierte geologische Schnitte abseits einer generellen räumlichen Unschärfe (Annahme Tiefenfehler der Vertices ± 200 Meter) generell korrekt sind. Befinden sich publizierte geologische Schnitte und Bohraufschlüsse im Nahbereich eines potenziellen Standorts, die das geologische Target im gewünschten Tiefenbereich angetroffen haben, wurde das geologische Aufschlussrisiko als geringer eingestuft. Gleiches gilt, wenn an einem Standort mehr als ein potenzielles Reservoir im benötigten Tiefenbereich zu erwarten ist.
- Kaltwasserzonen an den Rändern des südlichen Wiener Beckens: Aufgrund der speziellen hydrogeologischen Rahmenbedingungen können in den Randbereichen des südlichen Wiener Beckens aktive Thermalwasserzirkulationssystem auftreten, die zu lokalen positiven und negativen thermischen Anomalien führen. Die bisher vorliegenden publizierten Bohrungsinformationen lassen den Schluss zu, dass die Zirkulationstiefen von Kaltwasserzonen in Tiefen von mehreren Kilometern reichen können. Positive Temperaturanomalien, die mit Exfiltrationsbereichen dieser Thermalwasserzirkulationsmechanismen in Verbindung stehen, scheinen wiederum auf Tiefen von maximal 1 000 Meter begrenzt zu sein. In der Fachliteratur (z.B. Wessely 1983 oder Elster et al. 2016) werden den Randbrüchen des südlichen Wiener Beckens eine entscheidende Rolle in der räumlichen Begrenzung von vertikalen Zirkulationssystemen eingeräumt. Standorte im Nahbereich des Beckenrands ohne Vorhandensein von Referenzbohrungen in einer maximalen Distanz von 5 km wurden daher mit einem größeren Risiko bewertet.
- Güte des Reservoirs: Dieser Begriff umfasst die hydraulische Produktivität (Wasserwegigkeit) des Reservoirs. Da im Zuge der gegenständlichen Studie keine Archivdaten der OMV AG aus Tiefbohrungen zur Verfügung gestanden sind, wurde

Tiefengeothermie

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

das Standortrisiko über das Vorhandensein publizierter Thermalwasserzutritte in bestehenden Tiefbohrungen im Nahbereich bis zu 5 km Distanz bewertet.

Zu den geologisch bedingten *Betriebsrisiken* zählen:

- Thermische, hydraulische oder chemische Beeinflussung bestehender Thermalwassernutzungen: Der Betrieb einer tiefen-geothermischen Anlage kann zu ungewünschten Beeinflussungen bestehender Nutzungen führen und wird erst im Betrieb sichtbar, zumal die Auswirkung von Kurzzeitfördertests vermutlich nicht ausreichen, um eine mögliche Auswirkung sichtbar zu machen. Die qualitative Bewertung Risikos erfolgte über die räumliche und geologische Nähe zu bestehenden Thermalwasserbohrungen und Quellen und besitzt lediglich indikativen Charakter. Es wird jedoch betont, dass im Zuge der Bohrplanung an einem möglicherweise Risikobehafteten Standort gekoppelt thermisch – hydraulisch – chemische Lagerstättensimulationen zur Quantifizierung des Risikos vorgesehen sind, die periodisch nach Vorliegen neuer Daten (z.B. Fördertests) aktualisiert werden.
- Induzierte oder getriggerte Seismizität: Das südliche Wiener Becken stellt eine aktive Erdbebenregion dar. Die Verpressung der thermisch genutzter Thermalwässer kann durch Änderung der Druckverhältnisse, der Temperaturverhältnisse oder chemischen Verhältnisse (Lösungsprozesse im Reservoir) unmittelbar nach Inbetriebnahme der Anlage aber auch erst nach einigen Betriebsjahren spürbare Kleinerdbeben hervorrufen. Im Rahmen der von der EVN beauftragten Studie SEISMOS (2024 – 2025) wurde eine Bewertung des publizierten Störungszoneninventars im südlichen Wiener Becken durchgeführt, die für die qualitative Bewertung des Risikos herangezogen wurde.

Die Bewertung des Betriebsrisikos „vorzeitiger thermischer Durchbruch“ in der Dublette wurde in der Standortbewertung vernachlässigt, da hierfür noch zu wenig Reservoirdaten zur Verfügung stehen. Die nachfolgende Tabelle 2 zeigt eine vergleichende, derzeit noch indikative Bewertung der 4 möglichen Bohrstandorte:

	Standort #1	Standort #2	Standort #3	Standort #4
Erschließungsrisiken				
Reservoiraufschluss	+	++	+	++
Reservoirgüte	+	++	+	+
Kaltwasserzone	+	++	o	o
P-Fündigkeit (%)	55-60	55-60	55-60	90-95
P-Nichtfündigkeit (%)	0-5	20-25	25-30	0-5
Betriebsrisiken				
Beeinflussung bestehender Nutzungen	+	++	+	o
Induzierte Seismizität	++	+	+	+

Tiefengeothermie

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

Erläuterungen

O... Risiko vernachlässigbar

+... moderates Risiko

++... erhöhtes Risiko

Tabelle 2: Vergleichende Risikobewertung der möglichen Geothermie Bohrstandorte im südlichen Wiener Becken.

Die quantitative Abschätzung der Fündigkeit (P-Fündigkeit) und des Risikos eines totalen Kapitalausfalls (P-Nichtfündigkeit) basiert auf publizierte Verteilungskurven hydraulischer Gesteinseigenschaften, auf veröffentlichten Temperaturdaten im südlichen Wiener Becken (Zekiri 2011) sowie auf geologischen Schnitten. Bei Letzteren wurde die Annahme getroffen, dass sie grundsätzlich korrekt sind und eine Ungenauigkeit der Vertices in der Höhe von ± 200 Meter aufweisen. Die Fündigkeit setzt sich aus den Teilfündigkeiten „Erreichen der benötigten Reservoirtemperatur“ (thermische Produktivität) sowie „Erreichen der benötigten Schüttung bei vorgegebenem maximalen Pumpaufwand“ (hydraulische Produktivität) zusammen und wurde mittels probabilistischen Ansatzes auf Grundlage voneinander unabhängiger Verteilungsfunktionen der wesentlichen Eingangsparameter berechnet. Die Abschätzung des vollen wirtschaftlichen Erfolgs ergibt derzeit noch sehr ähnliche Ergebnisse für alle Standorte abseits Standort #4, der als einziger zwei mögliche Targets im angestrebten Tiefenbereich anbietet. Das Risiko eines Kapitalausfalls (keine wirtschaftliche Nutzung der Anlage möglich) variiert aufgrund der verschiedenen Standortvoraussetzungen deutlicher, ist aber mit maximalen Risiken unter 30% aus derzeitiger Sicht an allen Standorten vertretbar.

b) Bewertung technischer Risiken

Die bewerteten technischen Risiken beschränkten sich auf die Errichtung eines Bohrplatzes auf den vorgegebenen Grundstücken. Dies wurde im Rahmen von Machbarkeitsstudien durch einschlägige Fachfirmen für alle potenziellen Standorte bestätigt. Weitere Risiken, wie etwa technische Bohrrisiken wurden mangels detaillierter Untergrunddaten noch nicht bewertet. Auch die Errichtung von Wärmetransportleitungen zu den späteren Anlagenstandorten wurden noch nicht bewertet, da es sich hierbei um einen von der Errichtung der Geothermie Anlagen unabhängigen Standardprozess der EVN Wärme GmbH handelt. Es sei jedoch an dieser Stelle erwähnt, dass die Planung möglicher Leitungstrassen nach Abschluss der technisch-ökonomischen Machbarkeitsstudie für die Einbindung der Geothermie in das Verbundwärmenetz im ersten Quartal 2026 starten wird, um eine rechtzeitige Einbindung der Geothermie zu gewährleisten.

c) Bewertung wirtschaftlicher Risiken

Für die Bewertung der wirtschaftlichen Risiken sei einerseits auf Tabelle 2 sowie auf das nachfolgende Kapitel 6 verwiesen.

d) Bewertung rechtlicher Risiken

Im Zusammenhang mit der Entwicklung geothermischer Anlagen an den vier untersuchten möglichen Bohrstandorten wurden folgende rechtlichen Risiken bis Abschluss des Bohr- und Testprogramms identifiziert:

Tiefengeothermie

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

- Verzögerungen in der Bewilligung eines wasserwirtschaftlichen Versuchs (§103 WRG): Die Standorte #1 bis #3 befinden sich in verschiedenen Schongebieten bestehender Thermalwassernutzungen sowie in einem Trinkwasserschongebiet. Verzögerungen infolge von Einsprüchen von Wasserrechtinhabern können sind derzeitigen Zeitpunkt noch nicht einschätzbar. Es ist auch nicht auszuschließen, dass die zuständige Behörde zu Planungs- und Absicherungszwecken den Aufbau eines regionalen Thermalwassersmodells für den Westrand des südlichen Wiener Beckens (Play „Westrandscholle“) durch eine unabhängige Stelle vorschreibt, was ebenfalls zu Verzögerungen in der Bewilligung des wasserwirtschaftlichen Versuchs und somit des geplanten Bohrbeginns führen kann. Im Rahmen des Stakeholder Managements wurde bereits 2025 Kontakt mit den Thermalwassernutzern in der Region hergestellt. Zudem wurde im Herbst 2025 eine behördliche Task Force unter Leitung der Umweltschutzbehörde für Koordination der behördlichen Bewilligungsprozesse gegründet.
- Verpflichtende Umweltverträglichkeitsprüfung für die Errichtung und den Betrieb des Bohrplatzes und der späteren Anlage (Anhang 1, Z33 lit. b, UVP-G 2006): Sinngemäß gilt für die Neuerrichtung von Anlagen für Tiefbohrungen im Zusammenhang mit einer Wasserversorgung ab 1 000 m Teufe auf einer obertägigen Gesamtfläche von mindestens 1,5 ha UVP-Pflicht im vereinfachten Verfahren in schutzwürdigen Gebieten der Kategorie A und C. Sollten Geothermie Anlagen in erweiterten Sinn als Wasserversorgungsanlagen oder einer Wasserversorgung ähnliche Anlagen betrachtet werden, könnte dies zu einer UVP- Pflicht für alle betrachteten Standorte führen. Dieses Risiko wird jedoch als gering eingeschätzt, da in einem ähnlichen Vorhaben im steirischen Becken kürzlich keine die UVP-Pflicht festgestellt wurde. Zur Absicherung ist aber ein UVP – Pflicht Feststellungsverfahren für Standort #1 im Jahr 2026 vorgesehen.
- Privatrechtliche Dienstbarkeiten und Erlaubnisse: Für alle potenziellen Bohrungsstandorte liegen mittlerweile Erlaubnisse oder Kaufoptionsverträge vor, sodass die behördlichen Bewilligungsverfahren jederzeit gestartet werden können. Ein gewisses Risiko ist mit Dienstbarkeiten für die Errichtung von Transportleitungen verbunden. Die Planung der Trassenführung wird aber erst im Jahr 2026 gestartet.

Tiefengeothermie

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

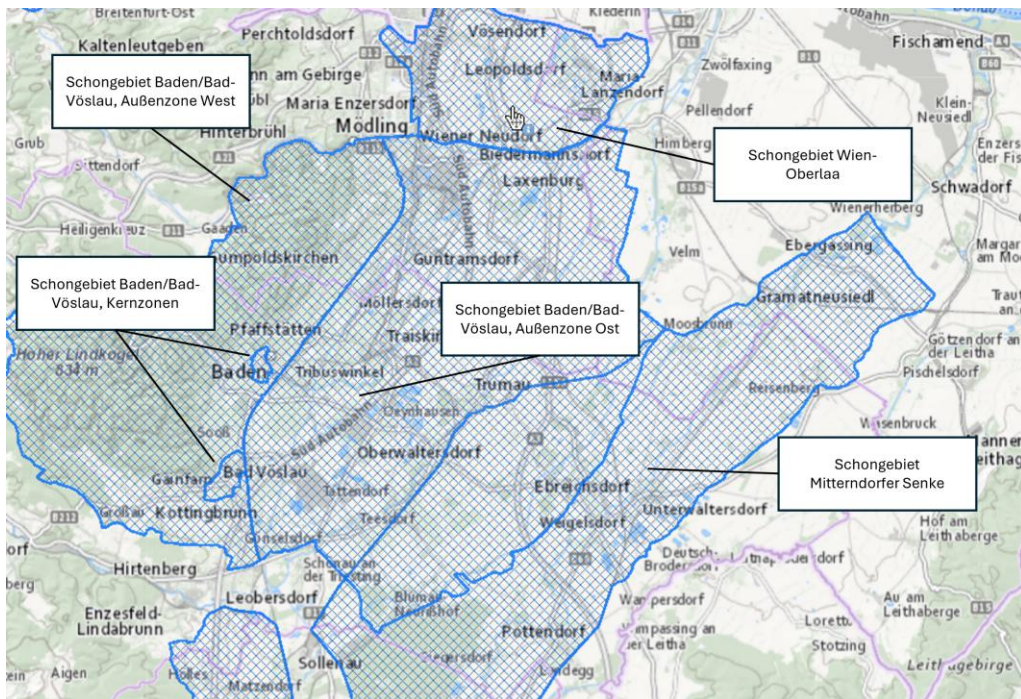


Abbildung 18: Übersicht für die Geothermie Entwicklung relevanten Schongebiete im südlichen Wiener Becken (Abfrage https://atlas.noee.gv.at/atlas/portal/noee-atlas/map/Wasser/Wasserrecht_vom_26.11.2025).

Aus gegenwärtiger Sicht kann folgender grober Zeitplan zur Klärung der rechtlichen Rahmenbedingungen bis zum Start der ersten Pilotbohrung angeführt werden:

- Seit Q4/2025: Durchführung einer naturschutzfachlichen Vorstudie über die möglichen Auswirkungen und damit einhergehenden naturschutzrechtlichen Konsequenzen im Zusammenhang mit der geplanten seismischen Messkampagne.
- Q4/2025: Konstituierung der „Task Force“ auf Seiten des Landes Niederösterreich.
- Q4/2025 bis Q1/2026: Durchführung eines exemplarischen UVP-Pflicht Feststellungsverfahrens für den Standort #1.
- Q2/2026: Beginn der wegerechtlichen Erlaubnisse sowie straßenrechtlichen Bewilligungen für die Durchführung der seismischen Messkampagne im Q4/2026.
- Q1/2026 bis Q2/2026: Klärung der Zuständigkeiten und formale Start der wasserrechtlichen Bewilligungsverfahren (§103, WRG 1959) für sämtliche Standorte.

Literaturquellen

F. Zekiri; 2011: Erstellung von Temperaturkarten in verschiedenen Tiefen im südlichen Wiener Becken; Diplomarbeit Universität Wien, Wien.

Tiefengeothermie

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

6 Wirtschaftliche Situation

a) Kostenschätzung für die geplanten Geothermieranlagen

Für die Entwicklung der beiden geothermischen Anlagen im südlichen Wiener Becken bis 2035 wurde ein Gesamtbudget inkl. obertägiger Infrastruktur für die Wärmeaufbereitung, Transport und Einspeisung von derzeit 114 Mio. EUR veranschlagt, wovon ein erheblicher Anteil auf die Errichtung und den Ausbau von 4 Tiefbohrungen mit einer mittleren Bohrlänge von 4.500 Meter entfällt (siehe Abbildung 19) – eine genaue Prognose der Bohrkosten ist aufgrund des derzeit beschränkten Kenntnisstand des Untergrunds sowie des volatilen Anbietermarkts derzeit noch nicht möglich. Die Errichtung der obertägigen Anlagen (2 Stück inkl. 1 Stück Nachheizwerk für den Winterbetrieb sowie die Errichtung von Wärmetransportleitungen von der Anlage in den Einspeisepunkten (derzeit angenommene Summe 20 km) umfassen etwa 32% des gesamten Investitionsrahmens. Auf den Bereich Exploration entfallen etwa 13%, was unwesentlich über dem typischen Anteil von 10% ist. Im Gegenzug stehen nach Abschluss der Messkampagnen Daten sowie die daraus abgeleiteten neuen Kenntnisse über das gesamte südliche Wiener Becken zur Verfügung und bieten die Basis für weitere Geothermie Vorhaben oder andere Nutzungen des tiefen Untergrunds nach Abschluss des aktuellen Vorhabens der EVN bis 2035.

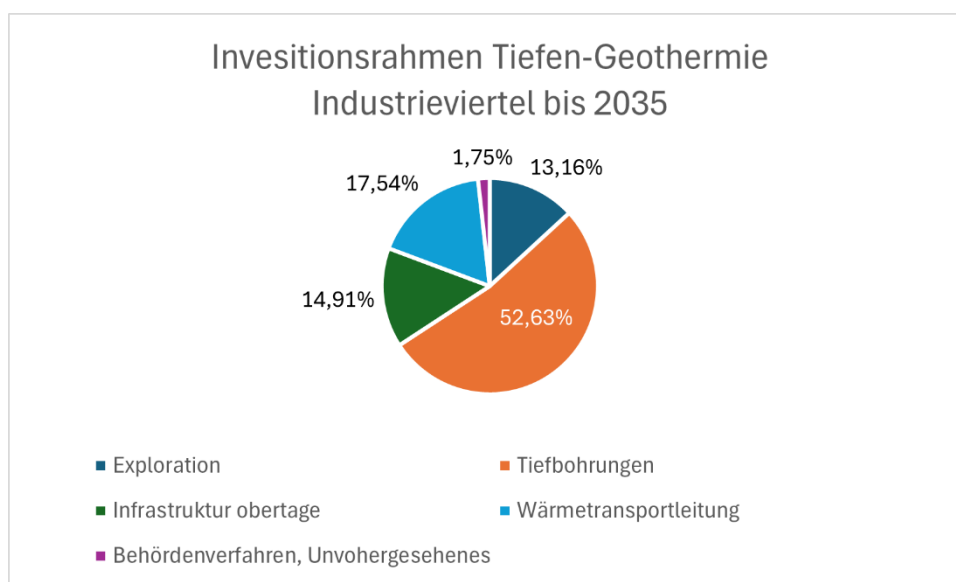


Abbildung 19: Übersicht des Investitionsrahmens bis 2035 für die Entwicklung von zwei Tiefen-Geothermie Anlagen im südlichen Wiener Becken.

b) Abschätzung des Wärmeabsatzes

Geothermie stellt für die EVN Wärme GmbH ein wichtiges Instrument in der Dekarbonisierungsstrategie der netzgebundenen Wärmeaufbringung bis 2035 dar. Unter Berücksichtigung aller Wärmenetze inkl. jener Lokalnetze außerhalb der geothermischen

Tiefengeothermie

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

Potenzialgebiete im südlichen Wiener Becken beträgt der angestrebte zukünftige Anteil der Geothermie etwa 15% bis 25% der Wärmeaufbringung (siehe Abbildung 20), der auch einen Absatzzuwachs von etwa 25% bezogen auf das Jahr 2024 vorsieht.

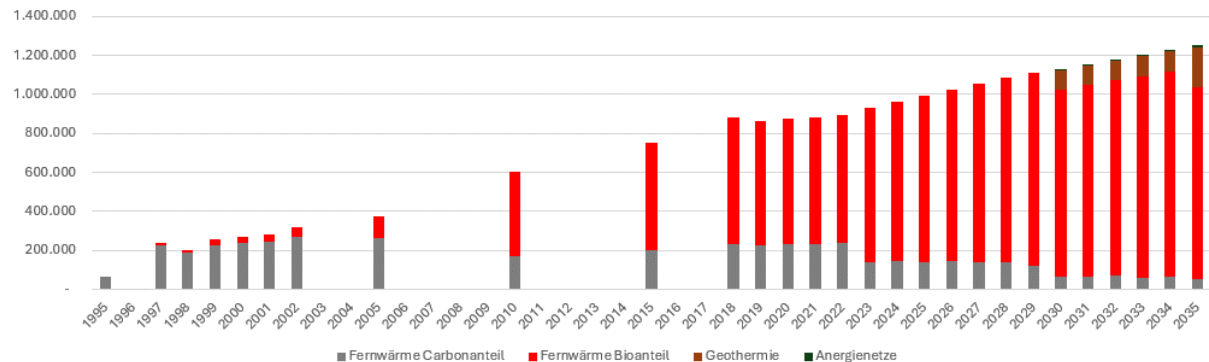


Abbildung 20: Angestrebter Dekarbonisierungspfad der EVN Wärme GmbH in der netzgebundenen Wärmeaufbringung (Stand 2025, inkl. Nahwärmenetze, © EVN Wärme GmbH).

Im Kerngebiet des Naturwärmeverbundnetzes „Thermenregion“ wird zum Zeitpunkt der Überführung der beiden Geothermie Anlagen im Jahr 2035 von einem jährlichen Gesamtabsatz in der Höhe von etwa 400 GWh ausgegangen. Durch den Zusammenschluss mit den südlichen und östlichen Lokalnetzen erhöht sich der jährliche Absatz auf etwa 550 GWh bis 600 GWh. Im zukünftigen Netzversorgungsbetrieb übernimmt die Geothermie die Bandlastversorgung von den Biomasse KWK Anlagen in der Region und deckt, je nach Produktivität der geothermischen Reservoirs, etwa 40% bis 60% der Wärmeaufbringung im zukünftigen Verbundwärmenetz.

c) Vergleichende Wirtschaftlichkeit der untersuchten Projektstandorte

Die im Rahmen der gegenständlichen Studie untersuchten Geothermie Standorte wurden einer vergleichenden Wirtschaftlichkeitsbewertung unterzogen, die folgende Kostenkomponenten berücksichtigte:

- i. Investitionskosten (CAPEX)
 - Grundstückskauf inkl. Aufschlusskosten
 - Errichtung der Dublette inkl. untertägige Pumpe
 - Errichtung obertägiger Infrastruktur inkl. Energieversorgung und Anlagenteile
 - Errichtung der Transportleitung
 - Errichtung optionaler Nachheizinfrastruktur auf Basis eines Kessels inkl. Gebäude
- ii. Betriebskosten (OPEX)
 - Energieverbrauch und Kosten Nachheizung
 - Energieverbrauch und Kosten elektrische Versorgung der Geothermie Anlage inklusive untertägige Pumpe

Tiefengeothermie

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

- Allgemeine Betriebskosten für die Wartung der Anlage inkl. Nachheizvorrichtung.

Reinvestitionskosten in untertägige Pumpen wurden in dieser vergleichenden Bewertung nicht explizit angeführt, können aber einen relevanten betrieblichen Kostenfaktor darstellen. Dies gilt insbesondere für den Fall einer verkürzten Lebensdauer der Pumpe. Grundsätzlich wird jedoch eine Lebensdauer von mindestens 5 Jahren angestrebt.

Den Kosten wurden die aus der standortbezogenen Fündigkeitsbewertung mittels Monte Carlo Methode ermittelten, jährlichen Wärmeproduktionsmengen zu den erwarteten Produktionstemperaturen sowie der mittels Nachheizvorrichtung produzierten Wärmemenge gegenübergestellt. Als vergleichende Bewertungskennzahl wurden die spezifischen Wärmegestehungskosten (EUR/MWh) für eine Lebensdauer der Anlage von 50 Jahren gegenübergestellt. In einem abschließenden Bewertungsschritt wurde die spezifischen Gestehungskosten in einem Streudiagramm der erwarteten produzierten Gesamtwärmemenge inkl. Nachheizung als Relativwerte dargestellt (siehe Abbildung 21).

Nach derzeitigem Kenntnisstand der geologischen Verhältnisse variieren die leistungsspezifischen Investitionskosten (EUR/kW) zwischen 1 850 und 5 000 EUR/kW Gesamtleistung. Hierbei stellen die Errichtungskosten für Leitungen sowie die derzeit erwartete thermische Leistung der Geothermie Anlage die wesentlichen Einflussfaktoren dar. Die spezifischen Wärmegestehungskosten (EUR/MWh) variieren zwischen 30 und 75 EUR/MWh. Der erwartete Gesamtabatz inkl. Anteil der Nachheizung zur Versorgung des jeweiligen Netzsegments variieren zwischen 55 GWh und 120 GWh. Dies hängt neben den geologisch-geothermischen Standortvoraussetzungen auch vom jeweils zugeordneten Einspeisepunkt in das Verbundwärmenetz ab, so ist etwa an einem Standort gar kein Nachheizbedarf vorhanden. Generell ist der Anteil der mittels Nachheizanlage produzierten Wärme mit maximal 10% der Gesamtproduktion gering.

a) Durchgeführten Maßnahmen und Analysen zum Finanzierungskonzept und Businessplan

Für die Durchführung der weiterführenden Explorationsmaßnahmen wurde von Seiten der EVN AG bereits ein Investitionsbudget freigegeben. Nach Abschluss der Standortauswahl ist der Investitionsbeschluss für die zweite Phase der Entwicklung inkl. Bohrungen und Errichtung der Transportwärmeleitungen vorgesehen. Zur Präzisierung der Wirtschaftlichkeitsbewertung werden im Rahmen einer Variantenstudie verschiedenen obertägige hydraulische und thermische Einbindungskonzepte exemplarisch an dem derzeit am günstigsten bewerteten Geothermie Standorte durchgeführt. Dies wird im ersten Halbjahr 2026 umgesetzt.

Tiefengeothermie

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

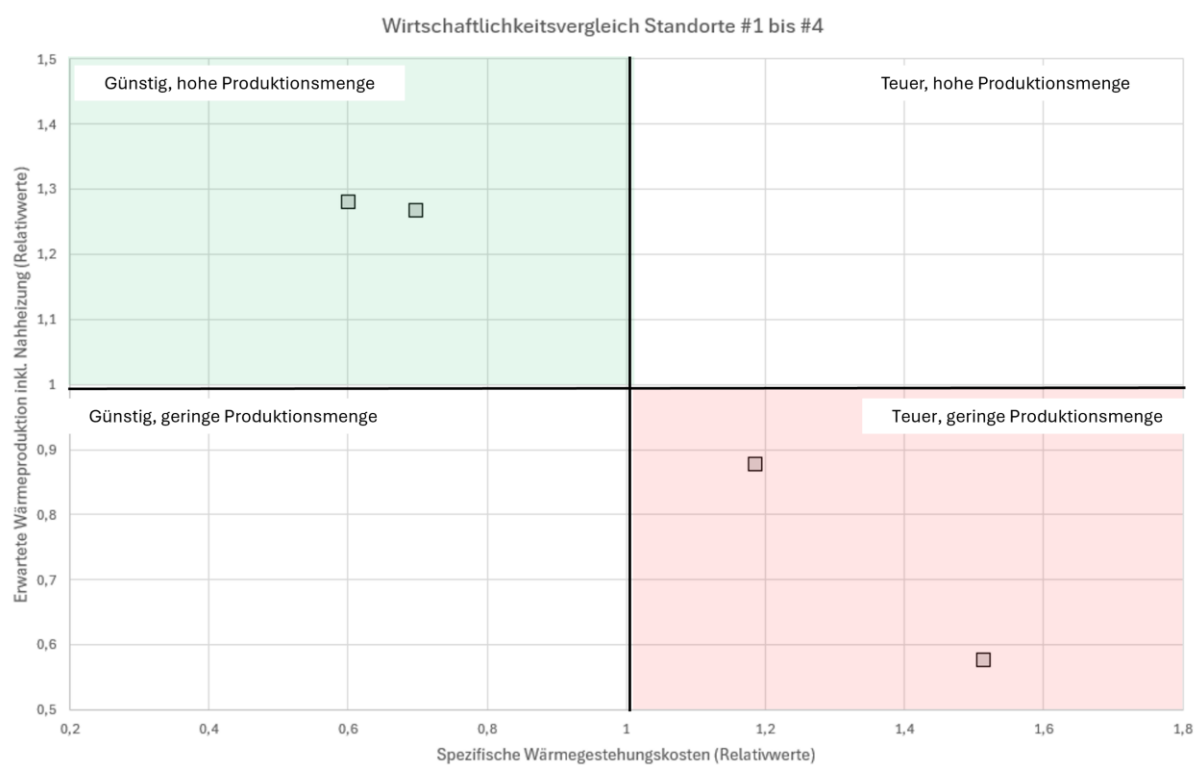


Abbildung 21: Vergleichende Wirtschaftlichkeitsbewertung der Standorte #1 bis #4. Auf eine explizite Ausweisung der Standorte wurde aus betrieblichen Gründen verzichtet.

Tiefengeothermie

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

7 Projektentwicklungspfad „Roadmap“

Das übergeordnete Ziel der EVN Wärme GmbH besteht in der Entwicklung von zwei Geothermie Anlagen bis 2035 zur Bandlastversorgung des Naturwärme Verbundnetzes „Thermenregion“ im südlichen Wiener Becken im Umfang von 200 GWh bis 300 GWh pro Jahr. Aus gegenwärtiger Sicht werden die Anlagen an zwei unterschiedlichen Standorten entwickelt, um verschiedene Wärmeeinspeisepunkte in das Netz zu ermöglichen. Sollte sich ein Standort als sehr produktiv erweisen, werden Maßnahmen für eine spätere Erweiterung des Anlagenbestands nach 2035 vorbereitet. Diese umfassen die vorsorgliche Errichtung zusätzlicher Sondenkeller (maximal 6 Slots) sowie eine optimierte Bohrpfadplanung, die eine Erweiterung auf maximal 6 Bohrungen zulässt.

Der Entwicklungspfad der Geothermie im südlichen Wiener Becken bis 2035 wurde in nachfolgende Phasen unterteilt:

- (1) *Vorerkundungsphase* (seit 2022): Fokus auf Desktop- und Literaturstudien mit regionalem Charakter zur Erfassung von Potenzialen und Eingrenzung möglicher Standorte.
- (2) *Explorationsphase 1* (2024 – 2027): Grundlegende Erkundungsarbeiten, Datenverdichtung durch optionalen Erwerb von Industriedaten. Erstellung von Reservoir Modellen (Auswertung/Kartierung von bereits bestehenden geologischen Background Daten) Durchführung von geophysikalischen Erkundungskampagnen mit regionalem Charakter (neue 2D Seismik inklusive Processing);
- (3) *Explorationsphase 2* (2027 – 2030): Auswertung/Kartierung von neuer 2D Seismik, Festlegung der Bohrprojekte und Durchführung von Pilotbohrungen zum Zweck des Nachweises des geothermischen Potenzials an dem Erststandort. Optional finden auch verdichtende lokale bis regionale geophysikalische Messkampagnen, z.B. eine verdichtende Seismik (2D oder 3D) statt.
- (4) *Pilotphase* (2028 – 2035): Errichtung der obertägigen Infrastruktur und Inbetriebnahme der Geothermie am ersten Anlagen Standort sowie dessen Überführung in einen Pilotbetrieb. Durchführung der Bohrungen, Errichtung der obertägigen Infrastruktur am zweiten Standort auf Basis der bislang erhobenen Daten und Auswertungen. Optional finden weitere verdichtende lokale bis regionale geophysikalische Messkampagnen statt.

Die wesentlichen Projektmeilensteine werden nachfolgend exemplarisch für den Erststandort in Tabelle 3 aus gegenwärtiger Planungssicht angeführt.

Tiefengeothermie

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

#	Titel	Zeitziel (Quartal-Jahr)	Verifizierung
1	Gründung der Task Force Geothermie auf Seiten des Landes Niederösterreich	Q4-2025	Konstituierende Sitzung und Festlegung der Schnittstellen zwischen der EVN Wärme GmbH und der Task Force
2	Sicherung der bereits identifizierten Standorte	Q1-2026	Abschluss der Grundstückssicherungen
3	Start der behördlichen Genehmigungsverfahren	Q2-2026	Festlegung der Zuständigkeiten und Feststellung möglicher Auflagen aus Sicht des Wasserrechts, Naturschutzes und der UVP-Pflicht
4	Abschluss der 2D Überblicksseismik	Q1-2027	Abschluss der Akquisitionsarbeiten, Demobilisierung und Schadensabwicklung
5	Festlegung Erststandort	Q3-2027	Priorisierung der Standorte auf Grundlage der Ergebnisse der Überblicksseismik und Klärung der rechtlichen Rahmenbedingungen sowie infrastrukturellen Voraussetzungen zur Einspeisung in das Wärmenetz
6	Thermalwassernachweis	Q4-2028	Errichtung der Pilotbohrung am ersten Standort und erfolgreicher Abschluss eines Kurzpumpversuchs zur Ermittlung der Reservoireigenschaften
7	Kick-Off Errichtung obertägigen Infrastruktur	Q1-2029	Beginn der Bauarbeiten zur Errichtung der Transportleitungen zwischen dem Anlagenstandort und dem Einspeisepunkt in das Verbundwärmenetz
8	Potenzialnachweis	Q1-2030	Abschluss der Komplettierbohrung und des Langzeitpumpversuchs (Loop Test) zur Feststellung der Produktivität des Reservoirs
9	Start Pilotbetrieb	Q4-2030	Bauabschluss der obertägigen Infrastruktur (Transportleitung, Anlage sowie hydraulische und thermische Einbindungskomponenten) und Inbetriebnahme der Anlage
10	Überführung in den Regelbetrieb	Q4-2033	Abschluss der Anlagenoptimierung (Thermalwasserkreislauf-Pumpe, Wasseraufbereitung, hydraulische Einbindung und Wärmeübertragung sowie optionale Nachheizvorrichtungen)

Tabelle 3 Roadmap für die Errichtung der ersten Geothermie Anlage im südlichen Wiener Becken.

Tiefengeothermie

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

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass diese Roadmap den gegenwärtigen Wissensstand widerspiegelt. Nach Abschluss der Meilensteine #1 und #3 erfolgt die nächste Revision der Roadmap. Dies kann unter Umständen ein Vorziehen der Pilotbohrung (Meilenstein #6) um bis zu 6 Monate mit sich führen, um eine mögliche Beeinflussung der bestehenden Thermalwassernutzungen am Westrand des südlichen Wiener Beckens zu untersuchen. Zudem ist nicht ausgeschlossen, dass nach Abschluss und Auswertung der 2D Überblicksseismik zusätzliche Standorte mit vermuteten günstigen geologischen Voraussetzungen akquiriert werden (Meilenstein #5).

Tiefengeothermie

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

8 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Die Ergebnisse der gegenwärtigen Studie wurden auf folgenden Fachveranstaltungen präsentiert:

- Brunnenmeister Tag 2025, 31.10.2025, Grödig (Salzburg): Vortrag durch Gregor Götzl (EVN Wärme GmbH).
- Wissenschaftsworkshop Geothermie Symposium 2025, 5.11.2025, Salzburg (Salzburg): Vortrag durch Sophia Binder (Universität Wien).

Diese Projektbeschreibung wurde von der Fördernehmerin/dem Fördernehmer erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte sowie die barrierefreie Gestaltung der Projektbeschreibung, übernimmt der Klima- und Energiefonds keine Haftung.

Die Fördernehmerin/der Fördernehmer erklärt mit Übermittlung der Projektbeschreibung ausdrücklich über die Rechte am bereitgestellten Bildmaterial frei zu verfügen und dem Klima- und Energiefonds das unentgeltliche, nicht exklusive, zeitlich und örtlich unbeschränkte sowie unwiderrufliche Recht einräumen zu können, das Bildmaterial auf jede bekannte und zukünftig bekanntwerdende Verwertungsart zu nutzen. Für den Fall einer Inanspruchnahme des Klima- und Energiefonds durch Dritte, die die Rechteinhaberschaft am Bildmaterial behaupten, verpflichtet sich die Fördernehmerin/der Fördernehmer den Klima- und Energiefonds vollumfänglich schad- und klaglos zu halten.