

Bericht zur Potenzialstudie für die mittel- tiefe Geothermie



Dr. Roland Wyss GmbH

Geologische Beratungen

Zürcherstrasse 105 – 8500 Frauenfeld

Telefon 052 721 79 00 – Fax 052 721 79 01 – info@rwgeo.ch

Herausgeber/ Bezugsquelle

Amt für Energie des Kantons Uri
Klausenstrasse 2
6460 Altdorf
Telefon: 041 875 26 88
E-Mail: energie@ur.ch
www.ur.ch/energie

Autoren

Andreas Blum, Dr. Roland Wyss GmbH
Dr. Katharina Link, Geo-Future GmbH (Kapitel 7 und 8)

Begleitung

Alexander Walker (Amt für Energie)
Simon Walker (Amt für Umwelt)
Stefan Gisler (Amt für Energie)

Titelbild

Falten im Quintnerkalk der Axen-Decke im Grosstal auf der Ostseite des Gross Rismistocks (2'680'870/1'190'560). Der Quintnerkalk stellt vor allem im Autochthon ein mögliches Ziel für eine geothermische Exploration dar.

INHALT

ZUSAMMENFASSUNG		8
1	EINLEITUNG	10
1.1	Ausgangslage	10
1.2	Auftrag	10
2	NUTZUNGSFORMEN UND TECHNOLOGIEN	11
2.1	Nutzungsformen	11
2.2	Erschliessungstechnologien	13
2.3	Hydrothermale Geothermie	14
2.4	Optimierte Systeme	15
2.5	Petrothermale Geothermie	15
2.6	Deep closed-loop geothermal system	18
2.7	Saisonale Wärme- und Kältespeicher	19
2.8	Fazit: Erfolgsfaktoren der geothermischen Nutzungen	20
3	GEOLOGIE UND TEKTONIK	20
3.1	Datengrundlage zum Untergrund	20
3.1.1	Geologische Karten	21
3.1.2	Seismische Profile	21
3.1.3	Tiefbohrungen	23
3.1.4	Tunnelbauwerke	24
3.1.5	Natürliche Erdbeben	24
3.1.6	Erdgas (Indikationen, Gasmessungen)	25
3.2	Geologischer Überblick	26
3.3	Temperaturen	28
3.4	Gegenwärtige Tektonik, Erdbeben	29
4	FÜR POTENZIALABSCHÄTZUNG BETRACHTETE GEOLOGISCHE EINHEITEN	32
4.1	Einleitung	32
4.2	Kristallin und Permokarbon	32
4.3	Mesozoische Sedimentbedeckung des Grundgebirges (Sockel, Aar-Massiv, Gotthard-Decke)	36
4.4	Helvetische Decken (Oberhelvetikum)	38
4.5	Alpine, tertiäre Abtragungssedimente	39
4.6	Quartäre Talfüllungen	40
4.6.1	Reusstal	40
4.6.2	Urserental, Andermatt	42
5	GEOTHERMISCHES POTENZIAL IM KANTON URI	44
5.1	Potenzialbegriffe und Potenzialkriterien	44
5.1.1	Potenzialbegriffe	44
5.1.2	Potenzialkriterien	45

5.2	Potenzialbetrachtung hydrothermaler und optimierter Systeme	45
5.2.1	Erkundungsziele	45
5.2.2	Erkundungsziel EZ1: Raum Flüelen bis Erstfeld	46
5.2.3	Erkundungsziel EZ2: Aar-Massiv, Gotthard-Decke	46
5.2.4	Erkundungsziel EZ3: Helvetische Decken im Westen des Urnersees	47
5.3	Potenzialbetrachtung petrothermaler Systeme	47
5.4	Potenzialbetrachtung von Closed-loop geothermal systems	47
5.5	Potenzialbetrachtung quartäre Talfüllungen zur Wärme-/Kältespeicherung	48
5.6	Entwicklung der technischen Potenziale	48
5.7	Prospektion und Unsicherheiten bezüglich der Potenzialevaluation	49
5.8	Wirtschaftliche Potenziale	50
5.8.1	Kriterien der Standortwahl	50
5.8.2	Wärmeabnehmer und Infrastrukturen	51
6	GROBE WIRTSCHAFTLICHKEITSABSCHÄTZUNG	53
6.1	Faktoren der Wirtschaftlichkeit	53
6.2	Annahmen für eine Modellanlage	53
6.3	Bohr- und Erschliessungskosten	55
6.4	Reine Wärmeproduktion	57
6.4.1	Erzielbare Leistungen und Kosten einer Stromgewinnung	59
6.4.2	Beitrag der Geothermie zur Wärme-Bedarfsdeckung	60
6.5	Fördergelder durch den Bund	60
7	PROJEKTABLAUF EINES GEOTHERMIEPROJEKTS	62
8	RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN	65
8.1	Einleitung	65
8.2	Tangierte Rechtsgebiete im Projektablauf	66
8.3	Fazit aus rechtlichen Rahmenbedingungen	67
9	CHANCEN UND RISIKEN, STÄRKEN UND SCHWÄCHEN	68
9.1	Chancen und Stärken	68
9.2	Schwächen und Risiken	70
9.2.1	Entwicklungen	72
9.3	Beurteilung der Nutzungsarten	72
10	EMPFEHLUNGEN FÜR DIE REALISIERUNG EINES GEOTHERMIEPROJEKTS	73
	VERWENDETE UNTERLAGEN	75

FIGUREN UND TABELLEN

Figur 1:	Nutzungsmöglichkeiten der Geothermie in den unterschiedlichen Tiefenbereichen.	13
Figur 2:	Prinzipskizze «deep closed-loop geothermal system».	19
Figur 3:	Geologische Skizze der Nordfront des Aar-Massivs westlich des Kantons Uri (Bereich Lungern – Brünigpass - Haslital).	22
Figur 4:	Erdgasindikationen im Bereich des Kantons Uri.	25
Figur 5:	Felstemperaturen im Profil des NEAT-Basistunnels.	29
Figur 6:	Seismische Gefährdungskarte der Schweiz (SED).	31
Figur 7:	N-S-Profil mit im Zeitraum von 1991–2024 instrumentell gemessenen Erdbeben in der Schweiz.	31
Figur 8:	Tiefenlage des Grundgebirges (Oberfläche Kristallin / Permokarbon).	32
Figur 9:	Mögliche Verbreitung der im Grundgebirge lokal eingelagerten Permokarbontröge nördlich des Kantons Uri.	33
Figur 10:	Bergwasserführung, Temperatur und Befundprofil der Oströhre des Gotthard-Basistunnels.	35
Figur 11:	Sammelprofil Autochthon, Parautochthon, Allochthon.	37
Figur 12:	Sammelprofil der helvetischen Decken der Ostschweiz.	39
Figur 13:	Mächtigkeit der Lockergesteine im Norden des Kantons Uri.	41
Figur 14:	Interpretiertes seismisches Profil im Bereich des Reussdeltas. Aus [16]. Lage siehe Figur 15.	42
Figur 15:	Karte der Felsisohypsen (m.ü.M.) im Reusstal zwischen Flüelen und Erstfeld.	42
Figur 16:	Querschnitt Göschenen-Andermatt mit dem glazial übertieften Becken von Andermatt.	43
Figur 17:	Isohypsen der Felsoberfläche im Bereich des Beckens von Andermatt.	44
Figur 18:	Typische Projektphasen eines Geothermieprojektes.	62
Figur 19:	Geothermieprojekte tangieren verschiedene Rechtsgebiete, die der Verfahrenskoordination unterliegen.	66
Figur 20:	Effizienzmeister Geothermie.	70
Figur 21:	Potenzielle Nutzungskonflikte im Untergrund.	72

Tabelle 1:	Die seismischen Reflexionslinien im Kanton Uri.	22
Tabelle 2:	Gebäudeenergiebedarf nach Gemeinden und Energiequelle.	52
Tabelle 3:	Basisparameter für die Geothermie-Nutzungsvarianten.	54
Tabelle 4:	Abgeschätzte Förderraten und Entzugsleistungen für zwei Modellanlagen und drei Szenarien.	55
Tabelle 5:	Abgeschätzte Bohrkosten.	57
Tabelle 6:	Abschätzung Kosten Fernwärmenetz.	57
Tabelle 7:	Betriebsparameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen.	58
Tabelle 8:	Gestehungskosten Wärmeproduktion.	59
Tabelle 9:	Allgemeine Einordnung der Risiken geothermischer Nutzungsarten.	73

BEILAGEN

- Beilage 1: Geologischer Profilschnitt östlich des Reusstals mit Temperaturprognose und Erkundungszielen, 1:100'000.
- Beilage 2: Tektonische Übersicht, Situation 1:250'000.
- Beilage 3: Geologische Einheiten, Situation 1:250'000.
- Beilage 4: Tiefbohrungen und Seismik in der Schweiz, Situation 1:1'000'000.
- Beilage 5: Tiefbohrungen, Seismik und Tunnelbauten, Situation 1:250'000.
- Beilage 6: Erdbeben in der Schweiz: Momenten-Magnituden, Herdtiefen, Erdbebenzonen nach SIA 261, Situation 1:1'200'000.
- Beilage 7: Erdbeben im Umkreis des Kantons Uri, Situation 1:250'000.
- Beilage 8: Gebäudeenergie, Situation 1:250'000.
- Beilage 9: Abnehmersituation Heizungsart Raum Seedorf – Attinghausen – Altdorf – Schattdorf – Bürglen, Fernwärme, Situation 1:25'000.
- Beilage 10: Abnehmersituation Zonenplan Raum Seedorf – Attinghausen – Altdorf – Schattdorf – Bürglen, Fernwärme, Situation 1:25'000.
- Beilage 11: Abnehmersituation Heizungsart Raum Erstfeld und Silenen-Amsteg, Fernwärme, Situation 1:25'000.
- Beilage 12: Abnehmersituation Zonenplan Raum Erstfeld und Silenen-Amsteg, Fernwärme, Situation 1:25'000.
- Beilage 13: Abnehmersituation Heizungsart Raum Andermatt, Fernwärme, Situation 1:10'000.
- Beilage 14: Abnehmersituation Zonenplan Raum Andermatt, Fernwärme, Situation 1:10'000.
- Beilage 15: Abnehmersituation Heizungsart Raum Seelisberg, Seedorf, Isenthal, Sisikon und Flüelen, Fernwärme, Situation 1:25'000.
- Beilage 16: Abnehmersituation Zonenplan Raum Seelisberg, Seedorf, Isenthal, Sisikon und Flüelen, Fernwärme, Situation 1:25'000.
- Beilage 17: Bohrtechnologie: Projekte, Entwicklungen

ZUSAMMENFASSUNG

Die Geothermie stellt eine erneuerbare, einheimische und umweltfreundliche Energiequelle dar. Mit der vorliegenden Grundlagenbericht wird erstmals aufgezeigt, welches Potenzial die Geothermie im Kanton Uri aufweist, wie dieses genutzt werden kann, in welchem Bereich die Kosten liegen und wo die Chancen und Risiken liegen. Dabei liegt der Fokus auf der mitteltiefen bis tiefen Geothermie und der saisonalen Wärmespeicherung im Untergrund. Die oberflächennahe Geothermie, welche die Nutzung von Erdwärmesonden und der Grundwasserwärme aus den oberflächennahen Schottern umfasst, ist dagegen nicht Gegenstand der vorliegenden Untersuchungen.

Ziel des Grundlagenberichts

Grundlage der Potenzialabschätzung sind die heutigen Kenntnisse zu den geologischen, hydrogeologischen und tektonischen Verhältnisse im Untergrund. Der Bericht gibt dazu einen Überblick, stellt die Datengrundlagen dar und benennt auch entsprechende Unsicherheiten. Basierend darauf erfolgt eine Abschätzung der Potenziale im Untergrund in Hinblick auf dessen mögliche Erschliessung und Nutzung. Des Weiteren wird ein Überblick über die heutigen und zukünftigen Technologien zur Erschliessung dieser Potenziale gegeben und es wird aufgezeigt, wie die heutigen und zukünftigen nutzbaren Potenziale der Geothermie unter Berücksichtigung der verschiedenen Erschliessungstechnologien sowie der weiteren Rahmenbedingungen (Recht, Wirtschaftlichkeit, etc.) genutzt werden können. Darüber hinaus enthält die Studie eine grobe Abschätzung der Wirtschaftlichkeit anhand von zwei Modellanlagen, eine Skizzierung der rechtlichen Rahmenbedingungen sowie eine Analyse der Stärken und Schwächen bzw. der Chancen und Risiken der Geothermie.

Inhalt

Die Geologie des Kantons Uri ist komplex und durch die alpine Deckenbildung geprägt. Im Verlauf der Alpenfaltung wurden Sedimentpakete aus ursprünglich weiter südlich gelegenen Gebieten nach Norden überschoben und übereinandergestapelt. Die Datenlage zu Aufbau und Struktur des tieferen Untergrund ist für den Bereich des Kantons Uri eher gering, was die Abschätzung der Potenziale erschwert.

Geologie und Datenlage

Trotz der komplexen Geologie und der geringen Datenlage ergeben sich Nutzungsmöglichkeiten für die mitteltiefe bis tiefe Geothermie. Es werden folgende drei Erkundungsziele (EZ) für eine hydrothermale resp. optimierte Nutzung, welche auf natürliche Durchlässigkeiten im Untergrund angewiesen sind, ausgeschieden und bewertet:

Hydrothermale/optimierte Nutzungsmöglichkeiten

- EZ1, Raum Flüelen bis Erstfeld: Insbesondere im Raum rund um Altdorf bestehen Erfolgchancen für ein hydrothermales bzw. optimiertes Tiefengeothermieprojekt. Hier liegt die Stirn des abtauchenden Aar-Massivs mit seiner Sedimentbedeckung. Es wird vermutet, dass sich die Schichten bis in rund 7.5 km Tiefe übereinanderstapeln, wodurch im ganzen Tiefenbereich erhöhte Durchlässigkeiten vorhanden sein können, welche die Förderung von bis zu rund 200°C heissem Wasser ermöglichen könnten.
- EZ2, Aar-Massiv/Gotthard-Decke (Erstfeld bis Andermatt und südlich Urserental): Beim Bau des Gotthard-Basistunnels wurden erheblichen Wasserzuflüsse im Erstfelder-Gneis des Aar-Massivs festgestellt, ansonsten

blieben diese jedoch deutlich unter den Erwartungen. Wasserführende Zonen könnten ein lohnendes Erkundungsziel darstellen, das entsprechende Fündigkeitsrisiko ist insgesamt im Aar-Massiv und in der Gotthard-Decke nach heutigem Wissensstand für ein hydrothermales/optimiertes Projekt jedoch relativ gross, sodass für dieses Erkundungsziel andere Technologien im Zentrum stehen würden (siehe unten).

- EZ3: Helvetische Decken im Westen des Urnersees: Hier besteht vor allem in den Kalken der helvetischen Decken bis in rund 1800 m Tiefe ein erhöhtes Potenzial für Grundwasser führende Schichten und damit für eine geothermische Nutzung. Die Temperaturen liegen hier vermutlich jedoch unter 60°C.

Mit der sog. petrothermalen Tiefengeothermie oder mittels «closed-loop geothermal systems» könnten auch Bereiche im Untergrund erschlossen werden, welche keine natürliche Durchlässigkeiten aufweisen. Bei ersterem wird das Reservoir durch künstlich erzeugte Risse im Untergrund neu geschaffen, beim zweiten wird ein abgeschlossenes Rohrsystem gebohrt, mit welchem dem Untergrund die Wärme entzogen wird. Für beide Technologien könnte sich grundsätzlich der Bereich von EZ2, d.h. die kristallinen Gesteine des Aar-Massivs zwischen Erstfeld und Andermatt und auch diejenigen der Gotthard-Decke südlich des Urserentals eignen. Diese beiden Technologien sind jedoch noch in der Entwicklungsphase.

Petrothermale Tiefengeothermie, "deep Closed-Loop Geothermal Systems"

Betrachtet man die Abnehmersituation, so zeigt sich, dass der weitaus grösste Wärmebedarf im Reusstal rund um Altdorf bis Erstfeld besteht. Dieser deckt sich auch weitgehend mit den potenziell günstigen Untergrundverhältnissen in diesem Bereich bezüglich einer hydrothermalen bzw. optimierten Nutzung. Die Berechnungen für zwei Modellanlagen haben aufgezeigt, dass ein erfolgreiches Geothermieprojekt die gegenwärtig noch nicht durch erneuerbare Energiequellen erzeugte Wärme im Kanton Uri weitgehend ersetzen könnte.

Abnehmersituation, Deckung des Wärmebedarfs

Für die saisonale Speicherung von Wärme im Untergrund oder auch zu Kühlzwecken bestehen im Reusstal zwischen dem Urnersee und Amsteg mit seiner vermutlich bis 500 m, evtl. sogar 600 tiefen Talfüllung potenziell geeignete Verhältnisse. Gleiches gilt für die wesentlich kleinere, rund 270 m tiefe Lockergesteinsbecken direkt unter Andermatt. Die Eignung lässt sich jeweils nur mit spezifischen Untersuchungen besser einschätzen.

Saisonale Speicherung in tiefen Aquiferen

Die mitteltiefe bis tiefe Geothermie hat grundsätzlich ein grosses Potenzial und bietet entsprechend die Chancen langfristig günstige und nachhaltige Wärme zu erschliessen. Bei sehr günstigen Untergrundverhältnissen besteht auch die Möglichkeit, wirtschaftlich Strom zu produzieren. Aufgrund der geringen Datengrundlage bestehen diesbezüglich derzeit jedoch noch beträchtliche wirtschaftliche Risiken. Diese werden durch den Bund, sofern die Voraussetzungen stimmen, derzeit massgeblich reduziert, indem sowohl für die Prospektion (geo-physikalische Untersuchungen) als auch die Exploration (Erschliessung mittels Bohrungen) einen Grossteil der Kosten übernommen werden können. Da im Kanton Uri die Datenbasis zum tieferen Untergrund noch gering ist, bestehen gute Aussichten, dass eine entsprechende Förderung erreicht werden kann.

Wirtschaftlichkeit

1 EINLEITUNG

1.1 Ausgangslage

Mit dem Bericht «Gesamtenergiestrategie Uri 2030» liegt seit dem 20. September 2022 eine Aktualisierung der Gesamtenergiestrategie des Kantons Uri vor. Um die darin formulierten Ziele zu erreichen, könnte die Geothermie einen wichtigen Beitrag leisten. Neben der bereits verbreiteten Nutzung der untiefen Geothermie (Erdwärmesonden (EWS) und oberflächennahes Grundwasser) bietet die Geothermie jedoch auch in Tiefen unterhalb von rund 400 m interessante Optionen zur Nutzung einer erneuerbaren, einheimischen und umweltfreundlichen Energiequelle. Bislang besteht hierzu jedoch kein Grundlagenbericht, welcher aufzeigt, welches Potenzial im Kanton vorliegt und wo die Chancen und Risiken liegen. Diese Lücke soll nun aufgrund einer parlamentarischen, vom Regierungsrat unterstützten Empfehlung unter Berücksichtigung der gegebenen Rahmenbedingungen geschlossen werden.

**Energiestrategie
2050**

Zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele und zur Gewährleistung des Umwelt und Klimaschutz, müssen die einheimischen Ressourcen im Kanton Uri optimal genutzt werden. Neben Wind- und Wasserkraft, Sonnenenergie und Biomasse wird die Geothermie im untiefen Bereich bis ca. 300 m mittels Erdwärmesonden und Grundwasserwärmenutzung unter Zuhilfenahme von Wärmepumpen bereits stark genutzt. Deren Potenzial wurde mit dem «Wärmenutzungskonzept Kanton Uri» [15] bereits näher untersucht und ist daher nicht Teil der vorliegenden Studie. Diese fokussiert auf die tieferen, noch nicht abgeklärten Bereiche des Untergrunds. Das theoretische Potenzial der Geothermie ist für uns Menschen unermesslich gross. Relevant ist jedoch das technische Potenzial, d.h. das Potenzial, das mit heutigen und zukünftigen innovativen Technologien im Untergrund erschlossen und an die Erdoberfläche gefördert werden kann. Für das im Kanton nutzbare Potenzial sind dabei noch weitere Faktoren mitbestimmend. Dazu gehören die Bereiche Recht (u.a. Raumplanung, Gewässerschutz, Umweltschutz, Baurecht), Energieplanung, Interessensabwägungen sowie wirtschaftliche Aspekte.

**Abklärung
eigener
einheimischer
Energie-Res-
sourcen**

1.2 Auftrag

Durch das Amt für Energie des Kantons Uri wurde das Büro Dr. Roland Wyss GmbH mit der Ausarbeitung einer entsprechenden Potenzialstudie auf Basis der Offerte vom 31. Oktober 2023 beauftragt. Beiträge bezüglich Projektablauf sowie den rechtlichen Rahmenbedingungen wurden massgeblich von Dr. Katharina Link, Geo-Future GmbH, verfasst. Seitens Auftraggeber wurden die Arbeiten durch Alexander Walker (Amt für Energie), Simon Walker (Amt für Umwelt) und Stefan Gisler (Amt für Energie) begleitet.

Auftrag

Themenbereich

Im Fokus der vorliegenden Studie liegt die Geothermie und die saisonale Wärmespeicherung. Nicht berücksichtigt wird hierbei die untiefe Geothermie, namentlich die Nutzung von Erdwärmesonden und die oberflächennahe Grundwasserwärmenutzung.

Die vorliegende Potenzialstudie zur geothermischen Nutzung des Untergrunds hat folgende Zielsetzungen: **Ziel**

- Überblick über die geothermischen Nutzungsformen und die heutigen und zukünftigen Technologien, um die Potenziale im Untergrund technisch zu erschliessen (*Kapitel 2*).
- Geologisch-tektonischer Überblick als Grundlage für die Abschätzung der Potenziale im Untergrund in Hinblick auf dessen mögliche Erschliessung und Nutzung (*Kapitel 3 und 4*).
- Aufzeigen der heutigen und zukünftigen nutzbaren Potenziale der Geothermie unter Berücksichtigung der verschiedenen Erschliessungstechnologien. Die mit dem wenig bekannten Untergrund verbundenen Unsicherheiten werden aufgezeigt (*Kapitel 5*).
- Grobe Abschätzung der Wirtschaftlichkeit anhand von zwei Modellanlagen (*Kapitel 6*).
- Aufzeigen der Projektphasen eines Geothermieprojekts (*Kapitel 7*).
- Skizzierung der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Erkundung, Erschliessung und Nutzung der Geothermie (*Kapitel 8*).
- Analyse der Stärken und Schwächen, Chancen-Risiken der Geothermie (*Kapitel 9*).
- Empfehlungen für die Realisierung eines Geothermieprojekts (*Kapitel 10*).

2 NUTZUNGSFORMEN UND TECHNOLOGIEN

2.1 Nutzungsformen

Die im Untergrund gespeicherte, enorme Wärmemenge bietet eine Vielzahl an Nutzungsmöglichkeiten auf unterschiedlichen Temperatur- bzw. Tiefenniveaus:

**Bestehende
Nutzungen CH
und Uri**

- Schon seit jeher werden in der Schweiz in **Thermen** natürlich an die Oberfläche gelangende warme bis heisse Tiefenwässer genutzt (z.B. in Leukerbad, Lavey-les-Bains, Baden, Schinznach oder Vals). Im Kanton Uri sind keine entsprechenden warmen Quellen bekannt. Auch sind keine solchen Wärmereservoirs mittels tiefer Bohrungen erschlossen worden.
- Eine spezielle Form stellt durch Tunnelbauwerke abdrainiertes, vergleichsweise warmes **Tunnelwasser** dar, welches Wärme aus dem Berginnern zu den Portalen führt und dort eine geothermische Nutzung ermöglicht. Entsprechende Nutzungen sind im Kanton Uri

angedacht resp. geplant (Gotthard-Basistunnel in Erstfeld, Furka-Basistunnel in Realp). Auf der Walliser Seite des Furka-Basistunnels sind in Oberwald knapp 2 MW installiert und speisen ein Fernwärmenetz.

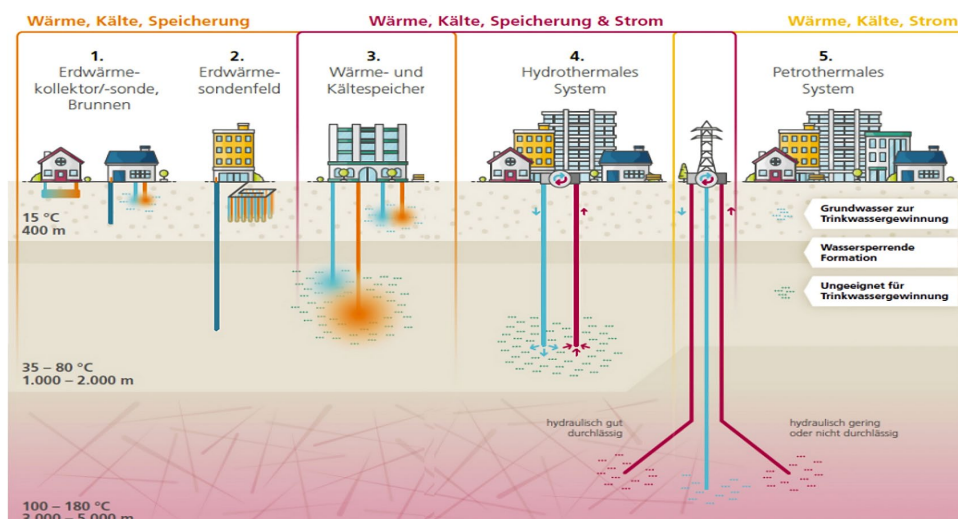
- Zudem liefern in der Schweiz einige **mitteltiefe Geothermianlagen** (Tiefen meist > 300 m) Nah- und Fernwärme. Dies sind Anlagen in Itingen (BL), Seon (AG), Kloten und Bassersdorf (ZH) und Riehen (BS). In Schlattigen (TG) deckt eine rund 1.1 km tiefe Geothermianlage den Wärmebedarf eines Landwirtschaftsbetriebs (Gewächshäuser).

Weit verbreitet sind Geothermianlagen für Ein- und Mehrfamilienhäuser sowie Dienstleistungsgebäude und kleine Nahwärmeverbünde. Etabliert haben sich hierfür Nutzungen aus oberflächennahen Tiefen (Erdwärmesonden, Grundwasser), welche in der Regel mit einer Wärmepumpe (WP) kombiniert sind. Diese Nutzungen profitieren davon, dass der Untergrund meist genügend gut bekannt und die Potenziale kostengünstig mit einfachen Bohrverfahren zu erschliessen sind. Der Markt ist hier entsprechend reif. Jenseits dieser als oberflächennahen bzw. untiefen Geothermie bezeichneten Zone beginnt der Bereich der tiefen Geothermie. Diese Grenze hat keinen technischen Hintergrund und orientiert sich am ehesten am Übergang von Privatrecht zu öffentlichem Recht. So ist als grobe Abschätzung bei rund 400–500 m etwa die Grenze des privaten Nutzungsinteresses anzunehmen, wobei Abweichungen technologieabhängig möglich sind.

Abgrenzung untiefe/tiefe Geothermie

Die Nutzungsmöglichkeiten richten sich vor allem nach dem Temperaturniveau der Wärmequelle und den geologischen/hydrogeologischen Gegebenheiten im Untergrund. Ab einer Tiefe von rund 3 km herrschen verbreitet Temperaturen von über 100°C, was die geothermische Stromproduktion ermöglicht. Die geothermische Wärmege Gewinnung kann dabei grundsätzlich aus offenen oder geschlossenen Systemen erfolgen (vgl. folgendes *Kapitel 2.2*). Mit der Erschliessung geeigneter mitteltiefer Bereiche kann auch saisonal Kälte oder Wärme gespeichert werden (Tiefenbereich primär ca. 200–500 m u. T.).

Nutzungsmöglichkeiten



Figur 1: Nutzungsmöglichkeiten der Geothermie in den unterschiedlichen Tiefenbereichen.
Nicht dargestellt sind «deep closed-loop geothermal systems».
Quelle: Fraunhofer IEG, 2022.

2.2 Erschliessungstechnologien

Die im Untergrund (Festgestein und Grund- bzw. Tiefenwasser) gespeicherte Wärmeenergie ist für menschliches Ermessen unermesslich gross. Entscheidend für eine Nutzung ist, diese gespeicherte Wärme über geeignete Technologien zu erschliessen und an die Erdoberfläche zu transportieren (siehe Potenzialdefinitionen in *Kapitel 5.1*).

Gespeicherte Wärme

Grundsätzlich wird zwischen offenen und geschlossenen Systemen unterschieden:

Offene/geschlossene Systeme

- Bei **offenen Systemen** zirkuliert ein Fluid (Wasser mit gelösten Stoffen) durch das geothermische Reservoir im Untergrund und transportiert die Wärme an die Oberfläche. Die bekannteste Nutzung sind Thermalbäder und oberflächennahe Grundwasseranlagen in durchlässigen Lockergesteinen. Offene Systeme besitzen eine vergleichsweise hohe Effizienz und haben damit grundsätzlich tiefere Gestehungskosten. Andererseits benötigen sie genügend gute Fliesswege im Untergrund. Durch die fehlenden bzw. ungenügenden Untergrundkenntnisse können vor Durchführung der Bohrungen nur Abschätzungen zur natürlichen Durchlässigkeit des Gesteins gemacht werden (hydrothermale Geothermie). Aus diesen Unsicherheiten leitet sich das Fündigkeitsrisiko ab. Um dieses zu reduzieren können innovative Technologien eingesetzt werden, um die natürlichen Fliesswege zu verbessern oder sogar weitestgehend künstlich zu erstellen (petrothermale Geothermie).
- Bei **geschlossenen Systemen** ist der genutzte Kreislauf vom Untergrund getrennt und es erfolgt kein stofflicher Austausch zwischen dem im Bohrloch zirkulierende Fluid und dem Gestein. Die bekannteste Technologie sind die weit verbreiteten Erdwärmesonden. Aber auch Geostrukturen (Energiepfähle) sind in der Schweiz zunehmend anzutreffen. Eine neue Technologie sind die «deep closed-loop systems». Geschlossene Systeme haben eine im Vergleich geringere Effizienz und höhere Gestehungskosten. Der grosse Vorteil sind die sehr gute Planbarkeit und die stärkeren Unabhängigkeit der Fliesswege vom Untergrund (kein Fündigkeitsrisiko).

Für die Erschliessung der mitteltiefen bis tiefen Erdwärme werden i.d.R. zwei Bohrungen abgeteuft (Doublette, siehe *Figur 1*). Nutzungen mit nur einer Bohrung (Singlette) sind seltener, solche mit mehreren Bohrungen (Triplette resp. Multilateral-Bohrungen) sind bisher erst wenig ausgeführt worden (vgl. *Figur 2*). Dabei werden die Bohrungen meist aber einer gewissen Tiefe abgelenkt abgeteuft. Die Entfernung im Aquifer zwischen der Produktions- und der Injektionsbohrung wird

Erschliessung

so gewählt, dass ein hydraulischer Kurzschluss mit sehr kurzen Fliesswegen vermieden wird, so dass das zirkulierende Wasser möglichst viel Gestein durchfliesst und dabei Wärme aufnehmen kann. Die Wärme wird dem Untergrund entzogen, indem das heisse Wasser aus einer Produktionsbohrung gefördert wird. Nach der Nutzung an der Oberfläche wird das abgekühlte Wasser durch eine Injektionsbohrung wieder in den Untergrund gepumpt. So wird ein hydraulischer Ausgleich geschaffen und damit verhindert, dass die hydraulische Druckhöhe im Aquifer/Zielhorizont und damit auch die Nutzungskapazität in der Produktionsbohrung auf die Dauer absinkt. Zudem entfällt damit auch die Entsorgung der meist stark salinen Tiefenwässer an der Oberfläche. Bei einer Singlette können hingegen entsprechende Herausforderungen auftreten.

Für die Wärmenutzung wird dem heissen Tiefenwasser an der Oberfläche die Wärme entzogen und einem Fernwärmenetz bzw. Wärmegrossverbrauchern zugeführt. Dies erfolgt je nach Anforderung direkt über Wärmetauscher oder indirekt mittels Wärmepumpe. Wird einer direkten Nutzung eine Wärmepumpe nachgeschaltet, kann die Wärmegewinnung zusätzlich erhöht werden.

**Wärme-
produktion**

Für die Stromerzeugung erfolgt die Wärmezuführung in ein Kraftwerk unter Verwendung eines Wärmetauschers, der die Wärme des Thermalwassers auf ein sekundäres Arbeitsmittel überträgt (binäres System). Das Arbeitsmittel hat im Vergleich zu Wasser einen deutlich tieferen Siedepunkt und kann deshalb bei deutlich tieferen Temperaturen eine Turbine antreiben. Thermodynamisch sind binäre Anlagen ab einer Reservoirtemperatur von 80°C anwendbar, weisen dann jedoch einen sehr schlechten Wirkungsgrad auf. Ökonomisch sinnvoll und deshalb vorzuziehen sind Temperaturen ab rund 100°C, wobei sich der Wirkungsgrad mit steigenden Temperaturen stetig erhöht. Ab ca. 180°C wäre auch eine Direktnutzung des Tiefenwassers zur Stromproduktion ohne Arbeitsmittel denkbar, was jedoch aufgrund meist hoher Salinität und fehlendem Druckausgleich nicht sinnvoll ist. Momentan liegt der durchschnittliche Wirkungsgrad binärer Kraftwerke bei etwa 8–14 % (Temperaturbereich 100–200°C, Angaben www.geothermie.de). Durch die Nutzung der Abwärme lässt sich der Gesamtwirkungsgrad und damit die Wirtschaftlichkeit eines Geothermiekraftwerks massgeblich verbessern (Kaskadennutzung).

**Strom-
produktion**

2.3 Hydrothermale Geothermie

Die hydrothermale Nutzung der Tiefengeothermie ist auf die Anwesenheit von Natur aus genügend durchlässiger Schichten (Aquifere) angewiesen, durch welche Wasser zirkuliert werden kann.

Nutzung

Potenzielle Aquifere in grösserer Tiefe sind in der Schweiz typischerweise in den im Mesozoikum abgelagerten Kalken und Dolomiten, in porösen Sandsteinen des Tertiärs (im Kanton Uri vermutlich weniger

**Geeignete
Gesteine**

vorhanden) sowie untergeordnet in zerklüfteten Bereichen kristalliner Gesteine (Grundgebirge, Aar-Massiv, Gotthard-Decke) möglich.

In der Schweiz bestehen folgende produzierende hydrothermale Nutzungen: **Bestehende Anlagen**

- In Riehen (BS) wird seit 1994 mittels bis 1'547 m tiefen Bohrungen (Doublette) 67° heisses Wasser aus einem hydrothermalen System der Schinznach-Formation («Oberer Muschelkalk» der Trias) genutzt (5 MW Leistung).
- In Schlattingen (TG) wird aus bis 2'013 m langen, 2011 und 2013 abgeteufte Bohrungen aus einer Tiefe von 1'172 m Wasser mit 5.5 l/s und 62°C aus der Schinznach-Formation («Oberer Muschelkalk» der Trias) zum Beheizen von Gewächshäusern gefördert.
- Verschiedenere kleinere Anlagen mit rund 300–400 m Tiefe sind in den Kantonen ZH, BL und AG in Betrieb. Weitere Anlagen in VD und GE sind im Bau und zahlreiche Anlagen sind in der Planung.

2.4 Optimierte Systeme

Hydrothermale Anlagen sind wirtschaftlich interessant. Sie bedingen jedoch möglichst gute Kenntnisse zum Aufbau der Gesteine im Untergrund, um natürlich vorhandene Heisswasservorkommen in der Tiefe prognostizieren zu können. In vielen Regionen der Schweiz, insbesondere auch im Kanton Uri, bestehen daher grössere Unsicherheiten über die Erfolgswahrscheinlichkeit einer Geothermiebohrung. Es besteht die Aussicht, dass diese Unsicherheiten wie auch die Erschliessungskosten mit verschiedenen innovativen Technologien, welche sich aktuell in unterschiedlichen Entwicklungsphasen befinden, massgeblich reduziert werden können. Eine Reihe dieser Projekte zielt auf die Verbesserung der Erschliessung hydrothermaler Reservoirs ab, um deren Wirtschaftlichkeit zu verbessern. Dazu gehören abgelenkte und horizontale Bohrungen sowie thermische, chemische, hydraulische sowie kombinierte Optimierungsmassnahmen innerhalb von Bohrungen. Ist die natürliche Wegsamkeit im Untergrund gering und muss das Reservoir überwiegend künstlich erzeugt werden, wird dies als petrothermale Geothermie bezeichnet (*Kapitel 2.5*). Zudem bildet die (Weiter-)Entwicklung geschlossener Systeme einen Ansatzpunkt, um geothermische Systeme unabhängig von natürlichen Heisswasservorkommen zu erstellen (*Kapitel 0*). **Optimierte Systeme**

2.5 Petrothermale Geothermie

Bei der petrothermalen Geothermie (Andere Bezeichnungen: Engineered Geothermal System, EGS, oder Hot-Dry-Rock-Verfahren, HDR) wird ein künstlicher Wärmetauscher im Untergrund geschaffen, indem bestehende Risse und Klüfte im Gestein erweitert oder neue Risse erzeugt werden. Mit dieser Technologie lässt sich das riesige Potenzial der Tiefengeothermie theoretisch weitgehend standortunabhängig **Technologie**

nutzen. Im Ausland bereits in einigen Ländern etabliert, ist sie in der Schweiz noch in der Pilotphase.

Für die Entwicklung eines petrothermalen Systems eignen sich primär die kristallinen Gesteine. Diese weisen grundsätzlich eine hohe Wärmeleitfähigkeit auf und sind vergleichsweise spröde und wenig durchlässig, so dass sich künstlich erzeugte Risse, durch welche Wasser zirkuliert werden kann, über längere Strecken ausbreiten können. Zudem reagieren die Mineralien im Kristallin meist nur wenig mit dem zirkulierenden Wasser. Dadurch verstopfen die gebildeten Risse kaum und es bilden sich kaum aggressive Wässer, welche die Verrohrung oder Pumpe angreifen oder zu Ausfällungen führen.

**Geeignete
Gesteine**

Bei der künstlichen Erstellung eines geothermischen Wärmetauschers werden neue Risse und damit Durchlässigkeiten im Reservoirgestein erzeugt. Daher wird die Entwicklung petrothermaler Systeme stets durch zehntausende dabei erzeugte kleinste Erschütterungen (Mikrobeben) begleitet. Sie sind in der Regel viel zu schwach, um von Menschen an der Oberfläche wahrgenommen zu werden. Mittels eigens installierter hochsensibler Monitoringsysteme kann der Schweizerische Erdbebendienst diese Mikrobeben jedoch aufzeichnen und auch lokalisieren. Mit dem Monitoring kann so die Entwicklung der petrothermalen Systems verfolgt werden. Gleichzeitig erlaubt es die Stimulationsmassnahmen so zu dosieren, dass an der Oberfläche als störend wahrnehmbare Erdbeben möglichst verhindert werden können.

**Seismisches
Monitoring**

Petrothermale Projekte wurden in Soultz-sous-Forêts (FR, 12 GWh_{el} Jahresproduktion) oder in Fenton Hill (USA, erstes Projekt, von den frühen 1970er Jahren bis 1995 in Betrieb) bereits vor Jahrzehnten erfolgreich verwirklicht. Nicht zuletzt das petrothermale Projekt in Basel, welches 2008 nach einem bei der Stimulation erzeugten schwachen Erdbeben (Momenten-Magnitude: 3.4) abgebrochen werden musste, zeigte, dass die induzierten Seismizität eine der grossen Herausforderungen dieser Technologie darstellt. Die petrothermale Technologie hat sich seit dem Projekt Basel stark weiterentwickelt. Statt eines grossen Reservoirs, werden heute viele kleine Reservoirs hintereinander erstellt. Mit dem von Geo-Energie Suisse in Haute-Sorne (Kt. Jura) durchgeführten petrothermalen Projekt, soll ein solches optimiertes «Multi-Stage Stimulationssystem» eingesetzt werden. Dabei wird durch möglichst lokale Beeinflussung des Untergrundes das seismische Risiko erheblich reduziert. Im August 2024 wurde eine erste Erkundungsbohrung erfolgreich bis in 4'004 m Tiefe abgeteuft.

**Projekte in der
Schweiz und
der EU**

Aktuell werden petrothermale Multi-Stage Stimulationssysteme in grossem Massstab in den USA realisiert. Neben dem vom US-Departement of Energy finanzierten FORGE Projekt wird in Salt Cove (Utah) gegenwärtig ein Projekt mit 100 MW_{el} realisiert. Das Unternehmen «400C Energy» wird die petrothermalen Reservoirs im Rahmen des FORGE-Projekts und des Geothermiekraftwerks Blundell erschliessen, um CO₂-freien, rund um die Uhr abrufbaren Strom zu erzeugen.

**Projekte im
den USA**

Das Unternehmen Fervo hat 2023 zusammen mit seinem Projektpartner Google seine erste EGS-Anlage mit 3.5 MW_{el} in Betrieb genommen. Bis 2028 sollen 400 MW_{el} ans Netz gehen.

2.6 Deep closed-loop geothermal system

Bei einem «deep closed-loop geothermal system» (tiefes geschlossenes geothermisches Kreislaufsystem, auch: Advanced Geothermal Systems, AGS) wird der Untergrund durchgehend mittels tiefer Bohrungen erschlossen. Es wird ein geschlossenes System gebohrt, in welchem ein Rohrsystem verbaut wird. Darin zirkuliert ein Arbeitsmedium (Wasser oder ein anderes Fluid), welches die Wärme aus dem umgebenden Gestein aufnimmt und an die Oberfläche transportiert. Durch den Dichteunterschied des warmen und des kalten Arbeitsmediums kann das Wasser grundsätzlich selbstständig zirkulieren, so dass Energiekosten und Wartungsaufwand für Pumpen entfallen. Der Wärmeentzug kann reguliert werden. Durch erhöhte Zirkulation, gegebenenfalls unter Einsatz von Pumpen, wird der Wärmebezug gesteigert. Bei geringem Bedarf wird nicht zirkuliert und die Wärme regeneriert sich im Bereich des Rohrsystems. Bei genügender Tiefe der Bohrungen und entsprechend hoher Temperatur ist auch eine Stromproduktion möglich.

Technologie

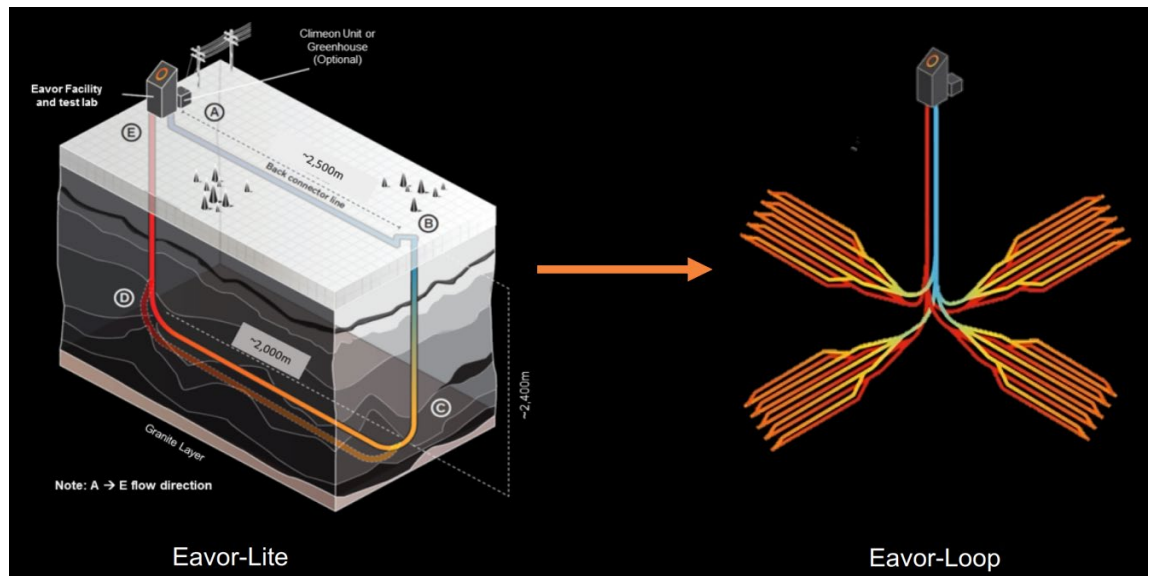
Wesentliche Faktoren bei der Erstellung eines tiefen geschlossenen Systems sind:

Wesentliche Faktoren

- Stabilität des Gesteins: Das Gestein muss standfest sein, sodass die Integrität des Bohrlochs gewährleistet ist. Das Risiko von Bohrlochinstabilitäten oder -einbrüchen wird dadurch minimiert.
- Thermische Leitfähigkeit: Das Gestein sollte eine möglichst hohe thermische Leitfähigkeit aufweisen, um die Wärme effizient an das zirkulierende Arbeitsmedium abgeben zu können. Hierzu eignen sich granitische Gesteine, Gneise, Sandsteine, Dolomit oder Kalkstein. Weniger gut ist die thermische Leitfähigkeit dagegen in Tonsteinen und Mergeln.
- Geothermischer Gradient: Ein rascher Anstieg der Temperatur mit zunehmender Tiefe erhöht die Effizienz des Systems deutlich respektive die Bohrtiefe und damit die Bohrkosten können zum Erreichen der Zieltemperatur massgeblich reduziert werden.
- Wasserführung: Eine starke Wasserführung kann die Effizienz des Systems beeinträchtigen, wenn unerwünschte Wasserzirkulationen zwischen wasserführenden Gesteinsabschnitten entstehen. Dem wird mittels geeigneter Abdichtung begegnet. Andererseits kann eine Wasserführung auch die Effizienz der Anlage erhöhen, indem Wärme aus der weiteren Umgebung dem Bohrloch zugeführt wird.

In Geretsried (D) wurde 2023 eine erste Bohrung bis in ca. 4'500 m Tiefe für einen sog. Eavor-Loop abgeteuft. Derzeit wird ein Kraftwerk gebaut, mit einer angestrebten elektrischen Leistung von ca. 8.2 MW. Die thermische Leistung soll ca. 64 MW erreichen (Quelle: eavor.de).

Projekte



Figur 2: Prinzipskizze «deep closed-loop geothermal system». Links ist eine einfache Erschliessung mittels zwei Bohrungen und rechts eine Erschliessung mittels Multistage-Bohrungen dargestellt. (Quelle: eavor.com).

2.7 Saisonale Wärme- und Kältespeicher

Saisonale Wärme- und Kältespeicher dienen dazu, im Sommer anfallende, überschüssige Wärme im Untergrund zu speichern und im Winter wieder zu nutzen (und umgekehrt). Grundsätzlich bestehen die beiden folgenden Speichermöglichkeiten:

Zweck, Nutzungsarten

- Aquiferspeicher: Ein offenes System, mit welchem in hydraulisch isolierten, gut durchlässigen Gesteinen im Sommer warmes Wasser mittels Bohrungen eingespeist wird. Im Winter lässt sich die Wärme wieder gewinnen. Dieses System kann im Sommer zu Kühlzwecken eingesetzt werden.
- Erdwärmesondenfelder: Ein geschlossenes System, welches in wenig durchlässigen Gesteinen oberflächennah mittels nahe beieinanderliegenden Erdwärmesonden erstellt wird. Als oberflächennahe Nutzung ist diese Technik nicht Thema dieser Studie.

Um die Wärme oder Kälte in einem Aquiferspeicher möglichst effizient speichern zu können, muss der genutzte Aquifer eine ausreichende Durchlässigkeit aufweisen. Gleichzeitig sollte er von wenig durchlässigen Schichten umgeben sein, so dass er hydraulisch möglichst isoliert ist.

Aquiferspeicher

Grundsätzlich wird zwischen Lockergesteins- und Festgesteinsaquiferspeichern unterschieden:

- Lockergesteine: Isolierte Schottervorkommen innerhalb von Lockergesteinsfüllungen tiefer Erosionsrinnen (vgl. Beispiel Zürich Flughafen unten). Dies ist der Hauptanwendungsbereich.

- **Festgesteine:** Isolierte Aquifere können z.B. als linsenförmige, besser durchlässige Schichten in ansonsten wenig durchlässigen Gesteinen bestehen (vgl. Beispiel Bern Forsthaus unten). Durch innovative Technologien kann die Durchlässigkeit verbessert oder auch vollständig erstellt werden.

Ein Projekt zur Nutzung einer Rinne als Wärme- und Kältespeicher wird derzeit für den Flughafen Zürich in Kloten vorangetrieben. 2023 wurden Sondierbohrungen und 2024 ein erster Testbrunnen abgeteuft. Im Erfolgsfall kann der Flughafen Zürich ab 2027 die dann erschlossene Rinne als Wärme- und Kältespeicher nutzen (Quelle: www.flughafen-zuerich.ch). Die Erfolgsaussichten für das Projekt werden als gut angesehen.

**Projekt Zürich
Flughafen**

Das Versorgungsunternehmen «Energie Wasser Bern» plant, die im Sommer nicht nutzbare Abwärme der Kehrichverbrennungsanlage in 200–500 m Tiefe einzuspeichern. Genutzt werden sollen hierzu insgesamt 35 m mächtige Sandsteinlagen der Unteren Süsswassermolasse (Quelle: ewb.ch). Das Projekt dient auch der Innovation neuer Technologien.

**Projekt Bern
Forsthaus**

2.8 Fazit: Erfolgsfaktoren der geothermischen Nutzungen

Unabhängig der Nutzungsform und Technologie (offen, geschlossen) bestimmen primär folgende Faktoren über den Erfolg (d.h. die thermische Leistung) einer geothermischen Anlage:

**Temperatur,
Förderrate**

- **Temperaturniveau**, mit welcher das Wasser aus der Tiefe über die gesamte Betriebsphase hinweg gefördert bzw. wieder zurückgeleitet wird (Temperaturdifferenz ΔT).
- Die langfristig erzielbare **Förderrate**, mit welcher das im Untergrund zirkulierende Wasser an die Oberfläche gelangt.

Reicht die natürlich vorliegende Temperatur nicht für eine thermische Nutzung aus, kann ergänzend mittels Wärmepumpe das Temperaturniveau bis auf eine Niveau von max. ca. 70°C angehoben werden. Ist die Fliessrate zu gering, werden aktuell innovative Technologien in unterschiedlichen Reifegraden entwickelt bzw. umgesetzt, um diese zu erhöhen.

**Möglichkeiten
bei zu geringen
Temperaturen
oder Fliessraten**

3 GEOLOGIE UND TEKTONIK

3.1 Datengrundlage zum Untergrund

Um sich ein Bild über den geologischen Verhältnisse (Aufbau, Strukturen, Spannungs-/Druckverhältnisse) im tieferen Untergrund des Kantons Uri machen zu können, stehen verschiedene Datengrundlagen zu Verfügung:

Datenquellen

- **Geologische Karten** zeigen die Verbreitung der Gesteine an der Oberfläche (*Kapitel 3.1.1, Beilagen 2+3*).
- **Seismische Profile** liefern als indirekte geophysikalische Untersuchungsmethode Informationen aus dem tieferen Untergrund (*Kapitel 0, Beilagen 3 und 4*).
- **Tiefbohrungen** aus dem weiteren Umkreis zeigen als einzige Erkundungsmethode die Untergrundverhältnisse in grösserer Tiefe (*Kapitel 3.1.3, Beilagen 4 und 6*).
- Unterlagen von der Projektierung und Ausführung von **Tunnelbauwerken** liefern umfangreiche Angaben über die geologischen Verhältnisse im Bereich dieser Projekte (*Kapitel 3.1.4, Beilage 5*).
- **Erdbeben**. Hier geben jüngere aufgezeichnete Erdbeben [28] sowie der Erdbebenkatalog des SED der bekannten Erdbeben seit 205 n. Chr. [31] Auskunft über die Häufigkeit, Stärke und Tiefenlage von Erdbebenherden (*Kapitel 3.1.5, Beilagen 6+7*).
- **Erdgas** an der Oberfläche oder aus Bohrungen gibt Hinweise auf das Vorhandensein von Muttergesteinen (Erdgasquellen) und Migrationspfade im Untergrund (*Kapitel 3.1.6*).

3.1.1 Geologische Karten

Geologische Karten zeigen die Aufschlüsse der Gesteine an der Oberfläche. Massgeblich sind hierbei, zusammen mit den jeweiligen Erläuterungen, die Kartenblätter des Geologischen Atlas der Schweiz, welche das Kantonsgebiet aktuell mit Ausnahme des Gebiets um den Uri Rotstock (Kartenblatt Engelberg) abdecken [1][9][12][18][19].

**Oberflächen-
aufschlüsse**

Art und Verbreitung der Festgesteine sind des Weiteren in tektonischen und geologischen Karten und Profilen von wissenschaftlichen Publikationen dokumentiert, wobei folgende hervorzuheben sind:

**wissenschaftli-
che Publikatio-
nen**

- Eine Übersicht liefert die «Geologie des Kantons Uri» aus dem Jahr 2011 [32].
- Die tektonische Entwicklung und die Strukturen im Bereich des Helvetikums werden in Pfiffner et al. (2010) aufgezeigt [26].

Aufgrund der unterschiedlichen tektonischen Entstehungsgeschichte der verschiedenen Sediment-Decken geben tektonische Strukturen an der Oberfläche nur beschränkt Aufschluss über tiefer liegende tektonische Strukturen («Stockwerkstektonik»), insbesondere, wenn die Strukturen flach verlaufen.

Aussagekraft

3.1.2 Seismische Profile

Mittels Reflexionsseismik lässt sich der Untergrund bis in einige Kilometer Tiefe erkunden. Während früher primär Seismik entlang von Linien (2D-Seismik) durchgeführt wurde, wird heute vermehrt Seismik in der Fläche eingesetzt (3D-Seismik). Letztere ist in gebirgigen Regionen jedoch nur beschränkt durchführbar.

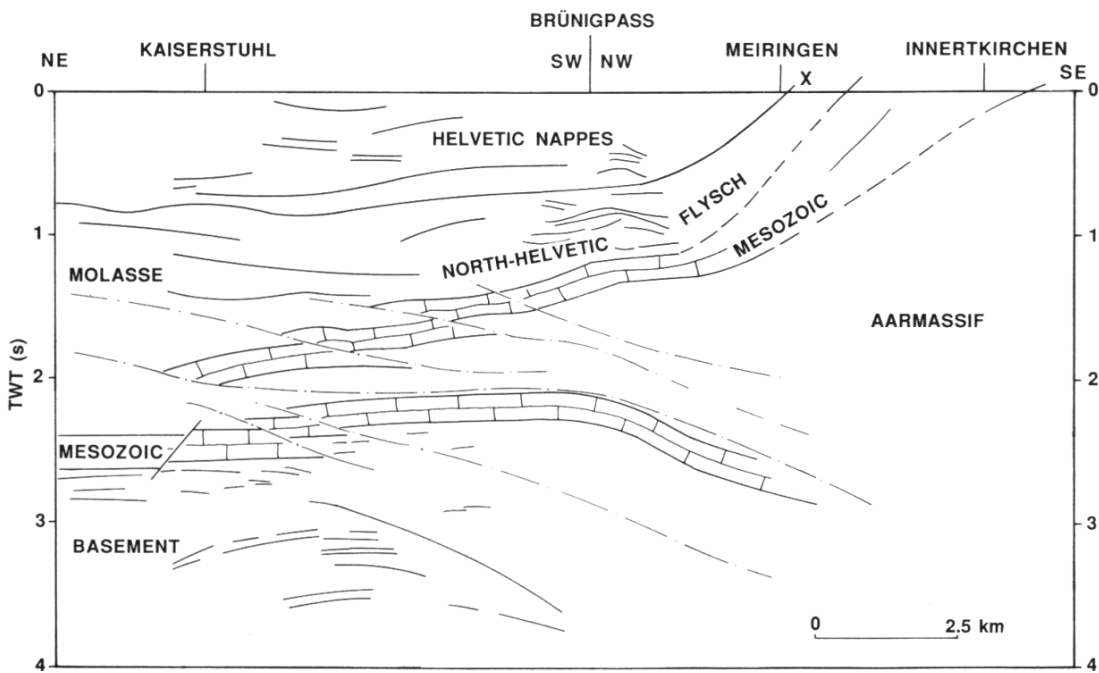
Seismik

Im Vergleich zum Schweizer Mittelland und dem nördlichen Alpenrand ist der inneralpine Bereich deutlich weniger gut seismisch untersucht worden (*Beilage 2*). Im Norden des Kantons Uri wurden 1990 durch das Tiefengas Konsortium TGK insgesamt fünf seismische Linien durchgeführt ([3], siehe *Beilagen 4* und *5* sowie *Tabelle 1*).

Datengrundlage
Kanton

Seismische Linie	Eigentümer	Jahr	Länge	Verlauf	Zugang
90TGK05	Tiefengaskonsortium	1990	9.1 km	W-E: Geissboden - Isenthal - Isleten	unpubliziert
90TGK09	Tiefengaskonsortium	1990	29.7 km (UR: 16.2 km)	W-E: (Engelberg-) Surenenpass - Altdorf - Spiringen	unpubliziert
90TGK10	Tiefengaskonsortium	1990	14.1 km	N-S: Flüelen bis Erstfeld	unpubliziert
90TGK41	Tiefengaskonsortium	1990	17.1 km	N-S: Westufer Urnersee bis Schattdorf	unpubliziert
90TGK42	Tiefengaskonsortium	1990	3.5 km (UR: 2.7 km)	W-E: Seelisberg	unpubliziert

Tabelle 1: Die seismischen Reflexionslinien im Kanton Uri.
Angaben gemäss Unterlagen der Geoform Ltd.



Figur 3: Geologische Skizze der Nordfront des Aar-Massivs westlich des Kantons Uri (Bereich Lungern – Brünigpass - Haslital).
Interpretation der seismischen Linie NFP9001 aus [3]. TWT = Two-Way Travel Time (Zweiweglaufzeit). Lage siehe *Beilage 5*.

Dank der seismischen Untersuchungen ist der Verlauf und die ungefähre Tiefenlage des Grundgebirges sowie der darauf liegenden mesozischen Sedimente im Norden des Kanton Uri bekannt (*Beilage 3*). Gemäss [24] sind die mesozischen Schichtabfolgen als Band mit starken Reflexionen zu erkennen, welches von Abschiebungen unterbrochen wird. Darunter sind zudem vermutete Tröge des Permokarbons zu erkennen, welche Kohleflöze und bituminöse Schiefer mit einem Quellenpotenzial für Öl und Gas aufweisen könnten. Die Primärdaten sind derzeit nicht öffentlich zugänglich und liegen bei der Aktiengesellschaft für Schweizerische Explorationsdaten (SEAG).

Resultate, Zugänglichkeit der Daten

Mit der Linie NFP9001 liegt westlich des Kantons Uri eine publizierte Interpretation einer seismischen Erkundung am Nordrand des Aar-Massivs vor (*Figur 3*). Sie verläuft von Kaiserstuhl über den Brünigpass bis zur Handegg im Haslital und gibt Hinweise zu Strukturen am Nordrand des Aar-Massivs. Diese setzen sich nach Osten bis in den Kanton Uri fort und lassen sich daher in begrenztem Masse auf den Bereich nördlich von Göschenen übertragen.

Daten im Umkreis

3.1.3 Tiefbohrungen

Die beste Auskunft über die Art und Beschaffenheit des tiefen Untergrunds geben, als direkte Erkundungsmethode, Tiefbohrungen. Als Tiefbohrungen werden in der Regel Bohrungen betrachtet, welche mindestens 400 m tief reichen. Sie liefern Informationen über die Gesteine, die Temperaturen, die Wasserführung und die geophysikalischen Eigenschaften des Untergrunds.

Definition, Daten

Innerhalb des Kantonsgebiets von Uri ist uns nur eine Bohrung bekannt, welche tiefer als 400 m reicht: Für den Bau des Gotthard-Strassentunnels wurde in den 1970er Jahren nördlich des Gotthard-Passes der 520 m tiefe Tunnel-Schacht Guspisbach erstellt, welcher geologisch dokumentiert wurde (siehe *Beilage 5*). Damit reichte diese Bohrung jedoch nur in einen Tiefenbereich, welche später vom Gotthard-Strassentunnel durchquert wurde.

Tunnel-Schacht Guspisbach

Weitere tiefe Aufschlüsse/Bohrungen finden sich nur ausserhalb des Kantons, wobei zwei Sondierkampagnen wichtige Informationen lieferten:

Im W: Bohrungen Wellenberg, Kt. NW

- Im Westen des Kantons führte die Nagra in den 1990er Jahren insgesamt sechs tiefe **Sondierbohrungen am Wellenberg** (Engelbergertal, Kt. NW) durch, von denen drei tiefer als 1'000 m reichen [21]. Die tiefste Bohrung SB2 erreichte 1'870 m unter Terrain. Die Bohrungen erschlossen jedoch meist nur die helvetischen Decken oder reichten höchstens knapp in die darunterliegenden ultra- und südhelvetischen Einheiten. Der nordhelvetische Flysch und damit Gesteine unterhalb der helvetischen Decken wurde nur mit der Bohrung SB1 1601 m u. T. erreicht.
- Im SE des Kantons wurden **für den NEAT-Gotthard-Basistunnel** im Gebiet von Sedrun (Aar-Massiv, Tavetsch-Decke) und des Lukmanierpasses (Gotthard-Decke) insgesamt 14 Tiefbohrungen

durchgeführt. Sie reichen bis in maximale Tiefen von 1'622 m (Sedrun) resp. 1'600 m (Gebiet Lukmanierpass).

Für den Kanton Uri und auch die angrenzenden Gebiete liegen damit keine direkten Informationen über die Gesteine im tieferen Untergrund unterhalb der Helvetischen/Infrahelvetischen Decken aus Tiefbohrungen vor. Informationen zu diesen liefern bedingt nur Tiefbohrungen, welche weiter nördlich in den Molasseablagerungen abgeteuft wurden:

**Tiefbohrungen
Weggis und
Entlebuch**

- Geothermiebohrung Weggis, Kt. LU, abgeteuft 1992/1993, 12 km vom Kanton Uri entfernt, 2'302 m tief. Es wurden nur Schichten der subalpinen Molasse erbohrt. Da keine nutzbaren Tiefenwässer mit genügend hoher Schüttung erschlossen werden konnten, wurde die Bohrung als weltweit erste tiefe geschlossene Erdwärmesonde ausgebaut. Diese ist seit 1994 in Betrieb und liefert jährlich eine Wärmemenge von rund 420 MWh aus dem Untergrund (entspricht einer durchschnittlichen Leistung von 48 kW Wärme).
- Erdöl-/Erdgasbohrung Hünenberg, Kt. ZG, abgeteuft 1965: 22 km vom Kanton Uri entfernt, 3'288 m tief, nicht fündig. In der mittelländischen Molasse abgeteuft, erreichte sie den obersten Bereich des Malms (Malmkalk) und damit den mesozischen Schichtstapel über dem Grundgebirge.
- Erdöl-/Erdgasbohrung Entlebuch-1, Kt. LU, abgeteuft 1979/1980: 35 km vom Kanton Uri entfernt, 5'289 m tief. Am Nordrand der subalpinen Molasse angesetzt, wurde die gesamte Sedimentabfolge der Molasse und des mesozoischen Schichtstapels durchbohrt und am Ende das Permokarbon des Grundgebirges erreicht [35].

3.1.4 Tunnelbauwerke

Wichtige Informationen über den Aufbau des Untergrundes lieferten die verschiedenen Tunnelbauwerke, welche im Kanton erstellt wurden (siehe *Beilage 5*). Insbesondere der 2016 fertiggestellte Gotthard-Basistunnel lieferte neben den älteren Gotthard-Strassen und -Eisenbahntunnels beim Bau viele Erkenntnisse im Querschnitt zum Alpenbogen [11]. Daneben hat der 1982 fertiggestellte Furka-Basistunnel Erkenntnisse zum Untergrund ganz im SW des Kantons geliefert.

**Tunnelbau-
werke**

3.1.5 Natürliche Erdbeben

Der Schweizerische Erdbebendienst (SED) erfasst und überwacht die Erdbebenaktivität in der Schweiz. Seit 1975 werden die Erdbeben durch ein instrumentelles Netzwerk erfasst. Insgesamt hat der SED die historischen Erdbeben seit dem Jahr 205 n. Chr. aus den beobachteten und historisch überlieferten Auswirkungen nach Möglichkeit rekonstruiert und im Schweizer Erdbebenkatalog öffentlich zugänglich gemacht (*Beilagen 6 und 7*). Natürliche Erdbeben geben Hinweise auf die rezenten tektonischen Bewegungen (siehe *Kapitel 3.4*).

**Natürliche
Erdbeben**

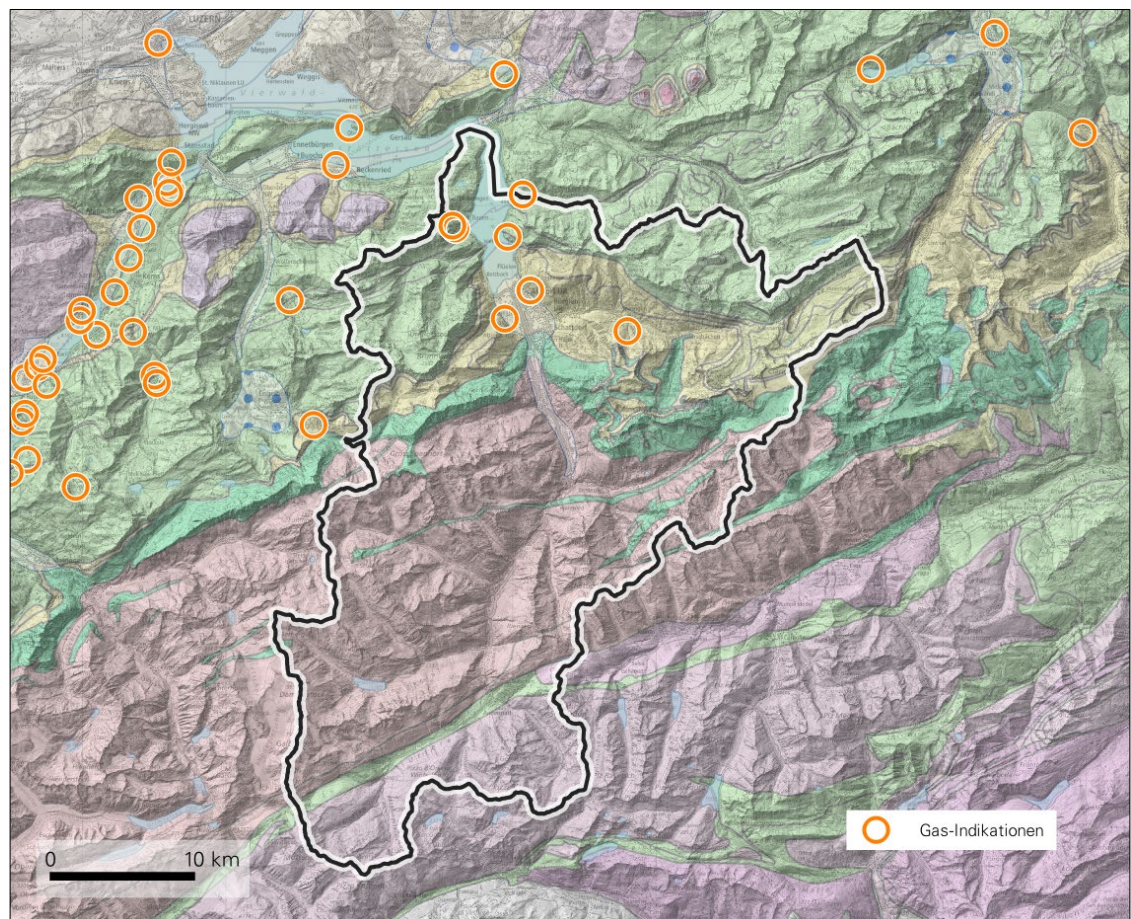
3.1.6 Erdgas (Indikationen, Gasmessungen)

Erdgasindikationen können einerseits auf potenziell vorhandene Fliesswege im Untergrund hindeuten, andererseits sind Gasvorkommen bei der geothermischen Erschliessung sicherheitsrelevant und verlangen entsprechende bohrtechnische Massnahmen (z. B. Blow-out-Preventer, Killstrang, Monitoring).

Relevanz für die Geothermie

Insbesondere im Norden des Kantons Uri sind im Bereich der helvetischen Decken und des nordhelvetischen Flyschs Gasindikationen an der Erdoberfläche, in Tunneln sowie in Erdwärmesondenbohrungen zu beobachten (Figur 4, Wyss, 2001). Es handelt sich primär um Methan. Solches wurde von 1985 bis 1994 in der Tiefbohrung Entlebuch-1 (Kt. LU) gefördert (insgesamt ca. 74 Mio. m³). Auch Flüssigkeitseinschlüsse aus Klüften in den Palfris-Mergeln (Helvetische Decken) zeigten Erdgasindikationen.

Erdgas-indikationen im Kanton Uri



Figur 4: Erdgasindikationen im Bereich des Kantons Uri.
(Quelle: Interne Datenbank. Hintergrund: Tektonische Karte der Schweiz).

1985 führte das Tiefengaskonsortium TGK eine umfassende Untersuchung in den Kantonen Obwalden, Nidwalden und Uri durch. Es wurden rund 5'000 Proben genommen. Die Ergebnisse der chemischen Analysen schlossen eine oberflächennahe biogene Entstehung der Gasproben aus und ordneten ihre Quelle eindeutig der Tiefe zu, wobei

Datensammlung Erdgas, Risiken

der Ursprung in Permokarbon-Trögen des Sockels vermutet wird [24]. Detaillierte Ergebnisse sind nicht veröffentlicht worden.

3.2 Geologischer Überblick

Der Kanton Uri, in der Zentralschweiz gelegen, reicht vom Nordrand der Alpen, bis zum zentralen Hauptkamm im Gebiet des Gotthardpasses im Süden. Die Geologie ist von der alpinen Deckenbildung geprägt. Dabei wurden Gesteinspakete aus ursprünglich weiter südlich gelegenen Gebieten nach Norden überschoben und hier übereinandergestapelt. Im Folgenden werden die tektonischen Einheiten beschrieben, welche als geothermische Ziele in Frage kommen (weitgehend von unten nach oben resp. von alt nach jung, vgl. *Beilagen 1, 2 und 3*).

Übersicht
Geologie

Kristalline Einheiten:

- Grundgebirge der europäischen Plattform (Sockel, Basement): Dieses besteht vorwiegend aus Graniten, Gneisen und Schiefern. Da das Grundgebirge Ende des Karbons und im Perm vor ca. 300–250 Mio. Jahren freigelegt worden war, sind die Gesteine im oberen Bereich z. T. verwittert. In Trögen sind verbreitet Sedimente aus dem Perm und dem Karbon abgelagert und erhalten geblieben (zusammenfassend als «Permokarbon» bezeichnet). Hierbei handelt es sich primär um Konglomerate, Sandsteine und vulkanische Ablagerungen. Unklar ist, wie weit die Gesteine des Sockels von der alpinen Gebirgsbildung erfasst wurden. Der Übergang vom Sockel zum Aar-Massiv im Süden wird in der Tiefe im Bereich von Schattdorf vermutet.
- Aar-Massiv: Es besteht aus kristallinen Gesteinen und lokal aus Permokarbon. Das Aar-Massiv wurde von der alpinen Gebirgsbildung erfasst, entlang von Bruchlinien emporgehoben und nach Norden überschoben. Das Aar-Massiv kann grob in einen von granitischen Gesteinen dominierten Kern (u. a. mit dem zentralen und dem südlichen Aaregranit im Raum Wassen-Schöllenen) sowie dem umhüllenden «Altkristallin» unterteilt werden. Das «Altkristallin» dient als Sammelbegriff für Gneise, Schiefer und Amphibolite, welche sich im Norden im Raum Sustenpass-Erstfeld aus dem Erstfeld-Gneiskomplex und im Raum Sustenhorn-Maderanertal in die Sustenhorn-Zone unterteilen lässt. Zwischen diesen Zonen befindet sich die Färnigen- und Intschi-Zone mit Sedimenten aus dem Permokarbon und eingeschuppten mesozoischen Ablagerungen, welche dem Unterhelvetikum anzurechnen sind. Diese Zone zeigt, dass die Gesteine des Aar-Massivs während der alpinen Gebirgsbildung einer starken internen Verkürzung und Deformation unterworfen waren.
- Gotthard-Decke: Südlich des Urserentales befindet sich die Gotthard-Decke (vormals «Gotthard-Massiv»). Es dominieren Gneise, Granite, Granodiorite und Amphibolite. Die im Osten nördlich der

Gotthard-Decke liegende Tavetsch-Decke (vormals «Tavetsch-Zwischenmassiv») erreicht den Kanton Uri von Osten her nur marginal am Oberalppass und ist entsprechend für diesen nicht von Belang. Die Südgrenze des Aar-Massivs wird, zumindest im Osten, durch die Clavaniev-Zone markiert, einer «Megascherzone», welche stark spröde überprägt ist.

Mesozoische Sedimente

Über den kristallinen Einheiten und dem Permokarbon wurden im Mesozoikum vor rund 100–250 Mio. Jahren im helvetischen Ablagerungsraum marine Sedimente abgelagert (Helvetikum=Ablagerungsbereich im Bereich des Aar-Massivs sowie der Tavetsch- und Gotthard-Decke). Diese Sedimentgesteine wurden während der alpinen Gebirgsbildung grösstenteils abgeschert. Grob wird zwischen dem Unterhelvetikum, dem Oberhelvetikum sowie dem Süd-/Ultraschotikum unterschieden:

- Unterhelvetikum: Die Sedimentgesteine des Unterhelvetikums sind auf dem Aar-Massiv abgelagert worden. Sie wurden teilweise abgeschert und verfaltet (Paraautochthon und Infrahelvetikum, z. T. mit Teilen der kristallinen/permokarbonen Unterlage wie an der Gross Windgällen). Teilweise blieben sie auch auf der kristallinen Unterlage liegen und bilden das sog. Autochthon.
- Oberhelvetikum: Diese helvetischen Sedimente, welche ursprünglich weiter südlich auf der Tavetsch- und dem Gotthard-Decke abgelagert worden sind, sind weitgehend abgeschert und als helvetische Decken über das Aar-Massiv nach Norden transportiert worden. Hier bilden sie heute die Axen- und Drusberg-Decke im nördlichen Kantonsgebiet.
- Mättental Mélange: Sedimente gemischter Zusammensetzung aus der Kreidezeit und dem Tertiär, welche am Südrand des helvetischen Ablagerungsraumes abgelagert worden sind (Süd-/Ultraschotikum). Sie finden sich heute noch reliktsch unter den helvetischen Decken, z. B. im Schächental unter der Axen-Decke und weiter nördlich unter der Drusberg-Decke. Die primär mergligen Gesteine sind tektonisch stark beansprucht worden und beinhalten grosse, eingeschuppte Blöcke aus Kalk und Sandsteinen.

Alpine, tertiäre Abtragungssedimente

Mit der alpinen Gebirgsbildung bildete sich im nördlichen Alpenvorland das Molassebecken, welches durch den Erosionsschutt der Alpen während derer Bildung fortlaufend verfüllt wurde. Dabei wurde diese Beckenfüllung zunehmend selbst in die Gebirgsbildung einbezogen, tektonisch in Schuppen zergliedert und am Ende von den helvetischen Decken überfahren. Unterschieden wird zwischen den folgende Einheiten:

- Nordhelvetischer Flysch: Er besteht hauptsächlich aus Material, welches kaum verfestigt aus untermeerischen Steilhängen abgerutscht ist und daraufhin über grössere Flächen in tieferen,

flacheren Meeresbereichen verteilt abgelagert worden ist. Solche aus marinen Trübestömen gebildeten Sedimente werden auch als turbiditische Ablagerungen bezeichnet. Sie bestehen aus rhythmischen Wechsellagerungen aus Mikrobrekzien, Tonsteinen und Sandsteinen. Sie sind im Raum Altdorf aufgeschlossen und vor ca. 34 bis 23 Millionen Jahren abgelagert worden.

- Subalpine Molasse: Weiter nördlich als der nordhelvetische Flysch wurden, mit fliessendem Übergang, Molassegesteine abgelagert. Zuerst bildete sich in einem flachen Meer die Untere Meeresmolasse, danach in Schuttfächern die Untere Süsswassermolasse. Die Gesteine der Subalpinen Molasse bestehen aus Tonsteinen, Siltsteinen, Mergeln, Konglomeraten (Nagelfluh) und enthalten, v.a. zuunterst, auch Kalksteinlagen.

Quartäre Lockergesteine

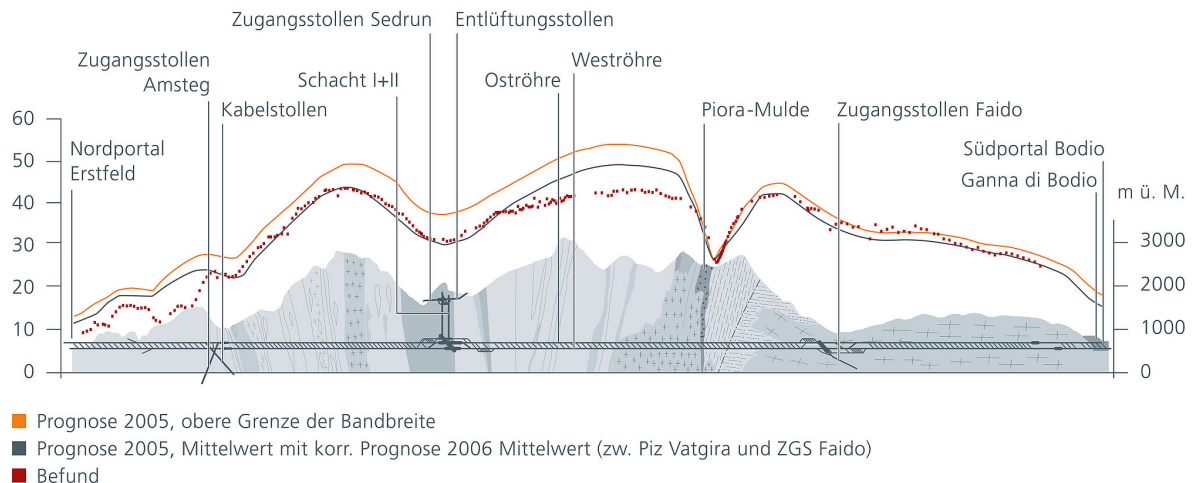
Als jüngste Einheiten finden sich junge quartäre Ablagerungen, welche zum einen in der Talfüllung des Reusstals sowie im Urserental grössere Mächtigkeiten erreichen. Die Talfüllungen bestehen aus Grundwasser führenden Schottern, Schwemmlagerungen, feinkörnigen Stillwasserablagerungen und verbreitet auch aus Moränablagerungen (Gletscherablagerungen). Die Talfüllung dürfte im Bereich Altdorf mit über 500 m am mächtigsten sein und somit bis unter Meeresniveau reichen [4][16]. An den Talflanken bestehen die Lockergesteine vorwiegend aus Moräne, Rutschungsmassen und Hangschuttablagerungen.

3.3 Temperaturen

Über den Temperaturverlauf in den tieferen Untergrund sind nur beschränkt Daten vorhanden, da Tiefbohrungen, welche wesentlich unter das Niveau des Reusstals reichen, fehlen. Die einzigen Anhaltspunkte zum Temperaturverlauf sind:

Temperatur-Daten

- Tiefbohrung Weggis: Hier wurde bis in 2'133 m Tiefe eine Temperatur von 73°C erreicht. Dies entspricht einem Temperatur-Gradienten von rund 30°C/km.
- NEAT-Gotthard-Basistunnel: Beim Bau wurden südlich des Madranertals Felstemperaturen von rund 44°C erreicht (*Figur 5*). Dies bei einer Überdeckung von über 2000 m. Der Temperaturverlauf entlang des Profils zeigt deutlich den Effekt der Überlagerung aber auch von wasserführenden Störzonen. So wurde im Bereich der Piora-Mulde im Tessin eine stark herabgesetzte Temperatur angetroffen. Da die Tunnelröhren in einer Tiefenlage liegen, in welcher der topographische Einfluss noch sehr deutlich ist, kann nur bedingt auf den Temperatur-Gradienten unterhalb der Taleinschnitte bis in grössere Tiefen geschlossen werden. Dies gilt insbesondere für den Talbodenbereich des Reusstals.



Figur 5: Felstemperaturen im Profil des NEAT-Basistunnels.
Quelle: [11]

Auf Grundlage der wenigen verfügbaren Daten, ist grob von einem Temperatur-Gradienten von 30°C/km auszugehen. Zirkulierende Wässer können diesen, je nach Herkunft, lokal stark beeinflussen und sowohl wesentlich senken als auch erhöhen. Dies ist vor allem im Bereich von durchlässigen Schichten (z.B. Karst, Talfüllungen) oder von Störzonen der Fall.

Temperatur-Gradient

Im Bereich des Talbodens zwischen Flüelen und Amsteg ist zu erwarten, dass als Folge der markanten Übertiefung mächtige, z. T. gut durchlässige Lockergesteine den Temperaturgradienten im oberen Bereich markant herabgesetzt haben. Dieser Effekt dürfte jedoch aufgrund seitlich zufließender Wärme bis in einige Kilometer Tiefe weitgehend ausgeglichen worden sein.

Effekt Tal-übertiefung

3.4 Gegenwärtige Tektonik, Erdbeben

Der Kanton Uri liegt nördlich Altdorf in der Erbebenzone 2 nach SIA 261, südlich davon in der Erbebenzone 1b (siehe *Beilagen 6* und *7*). Dies bedeutet, dass die natürliche Erbebengefährdung im Norden als mittel und im Süden als eher gering eingestuft wird.

Erbebenzone

Die Zentralschweizer Alpen gehören in der Schweiz zu den Gebieten mit schwacher bis mittlerer seismischer Aktivität (siehe *Figur 6* und *Beilage 6*). Der Schweizerische Erbebedienst SED hat die Daten über die Erbebenaktivität in der Zentralschweiz interpretiert und bis ins Jahr 2000 für die Zentralschweiz analysiert [22]. In der Vergangenheit wurden im Umkreis des Kantons Uri verschiedene Erdbeben verspürt respektive registriert. Besonders die Erschütterung aus dem Jahr 1774 mit einer geschätzten Magnitude von 5.7 zeigt, dass Erdbeben mit Schadenspotenzial auch im Bereich des Kantons Uri möglich sind (*Beilage 7*). Es ist zu beachten, dass dieses Erdbeben gemäss dem Erbebenkatalog des Schweizerischen Erbebedienstes (2009) nur ungefähr lokalisiert werden kann (Lokalisierungsfehler ≤ 20 km). Dies gilt auch für das Erdbeben aus dem Jahre 1601, welches mit einer

Erdbeben

geschätzten Magnitude von 5.9 das stärkste historische Erdbeben in der Zentralschweiz darstellt und etwas westlich des Kantons Uri im Engelbergertal verortet wird. Der Lokalisierungsfehler ist für dieses Beben jedoch sehr gross (≤ 100 km).

Seit 1991 werden Erdbeben genauer erfasst und lokalisiert [31]. Im Kanton Uri wurden dabei mit acht Ereignissen nur vergleichsweise wenige Epizentren mit Momenten-Magnituden >2.5 auf dem Kantonsgebiet lokalisiert (*Beilage 7*). Das mit Abstand stärkste und als einziges deutlich spürbare Erdbeben ereignete sich dabei mit einer Momenten-Magnitude von 4.6 am 6. März 2017 im Bereich des Urnerbodens in ca. 4 km Tiefe. Es verursachte in der Nähe des Epizentrums vereinzelt kleinere Gebäudeschäden [30].

Im Kanton Uri treten natürliche Erdbebenherde praktisch nur bis in 10 km Tiefe unter Meeresniveau auf (*Figur 7*). Auffallend ist weiter nördlich ein Sprung der maximalen Herdtiefe nach unten, welcher mit dem Übergang von der Molasse ins Helvetikum zusammenfällt, d.h. dem Übergang vom Alpenvorland zum Alpengebirge: Unter dem nördlichen Alpenvorland erstrecken sich die Erdbebenherde bis fast zur Moho (Mohorovic-Diskontinuität=Grenze Erdkruste/Mantel) in rund 30 km Tiefe, während unter den Alpen im Kanton Uri, bei Mächtigkeiten der Erdkruste von 40 bis fast 60 km, die Beben nur in Ausnahmefällen tiefer als 10 km zu lokalisieren sind. Es wird davon ausgegangen, dass der Grund hierfür der Übergang von einem spröden zu einem duktilen («plastischen») Deformationsverhalten des Gesteins ist. Dieser Übergang ist primär von der Temperatur abhängig, daneben spielen jedoch auch die Art der Gesteine und vor allem Porenwasserdrücke (Einfluss von Fluiden und Gasen, Festigkeit-/Reibungswiderstandvermindernd) eine wichtige Rolle. Die Erdbebenverteilung spiegelt gemäss aktuellem Wissenstand die abtauchende europäische Platte unter die Alpen wider. Innerhalb der Alpen hingegen erfolgt die Deformation grösstenteils innerhalb des Gebirgskörpers.

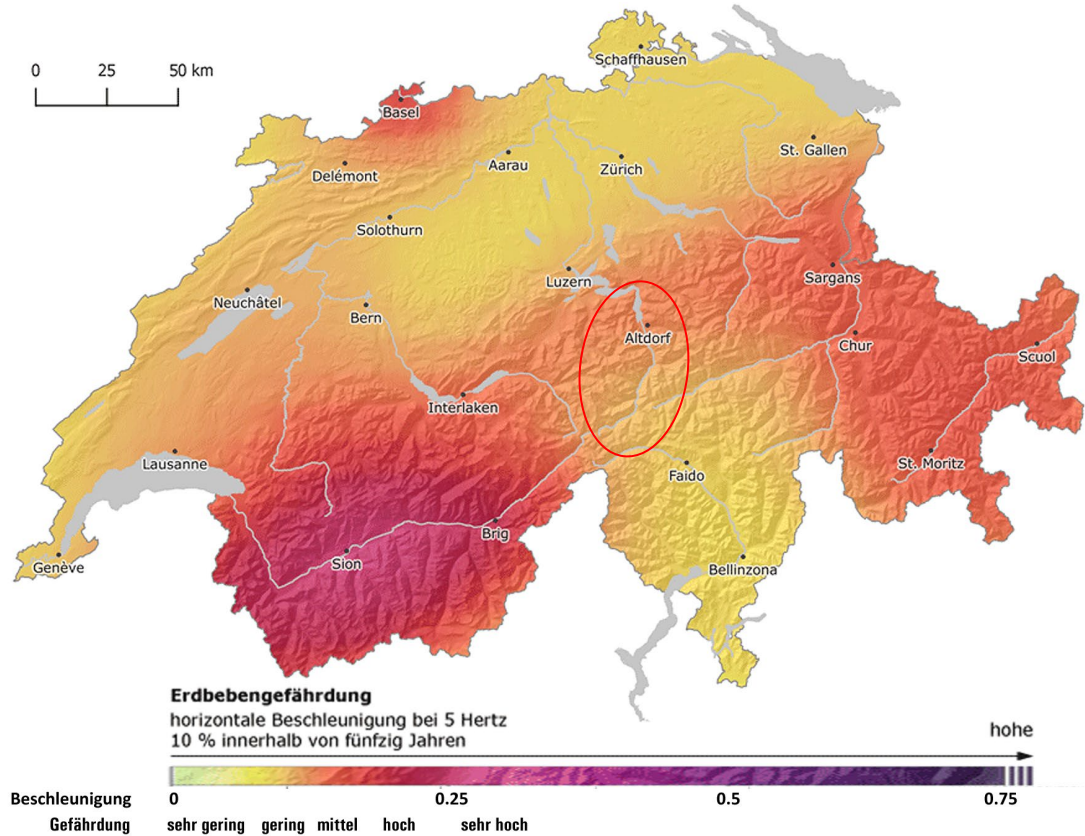
Herdtiefen

Das Erdbebenrisiko hängt nur zum Teil von der natürlichen Erdbebengefährdung ab (*Figur 6*). Weitere Faktoren sind die Beschaffenheit des lokalen Untergrundes (sie beeinflusst, wie stark die Erschütterungen an der Erdoberfläche sind), die Verletzbarkeit der Gebäude und die Anzahl der betroffenen Personen und Werte.

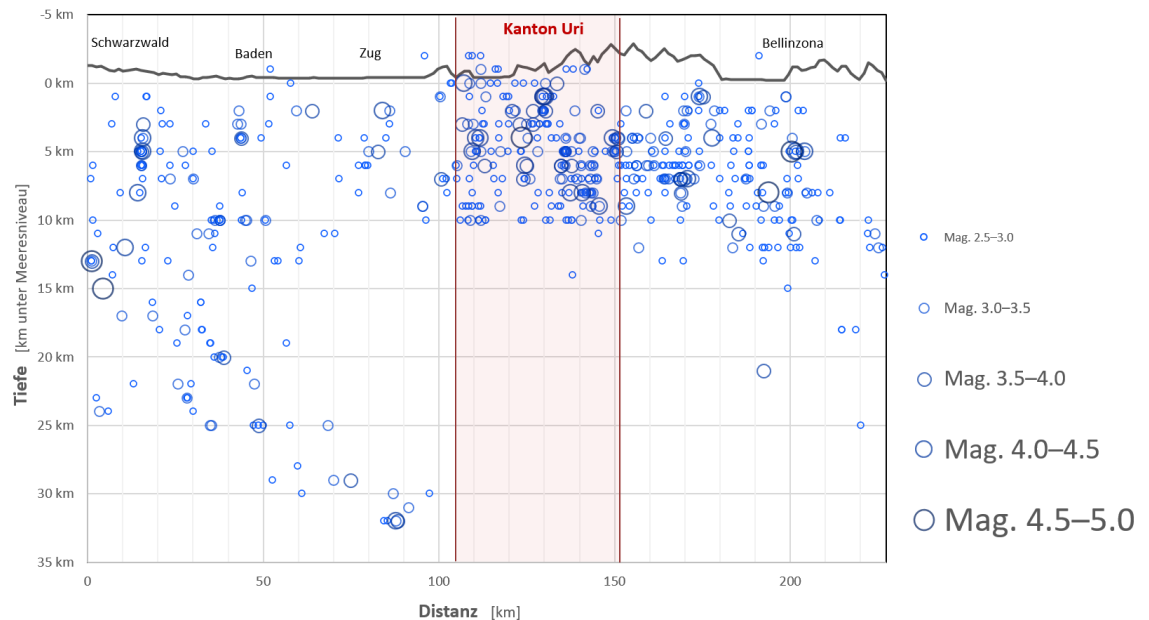
Risiko durch Erdbeben

Um Kenntnisse über die gegenwärtigen Kräfte und Bewegungen im Untergrund zu erhalten, werden neben einer strukturgeologischen Geländekartierung insbesondere auch Herdflächenlösungen von Erdbeben ausgewertet. Sie geben an, welche Bewegung (Abschiebung, Aufschiebung, Blattverschiebung) erfolgt ist. Entsprechende Daten liegen uns nicht vor resp. wurden für die vorliegende Studie nicht berücksichtigt. Zudem können in Tiefbohrungen Messungen und Versuche durchgeführt werden, um lokale Informationen zu erhalten.

Gebirgsspannung



Figur 6: Seismische Gefährdungskarte der Schweiz (SED).
Die Lage des Kantons Uri ist rot markiert. Quelle: www.seismo.ethz.ch, angepasst.



Figur 7: N-S-Profil mit im Zeitraum von 1991–2024 instrumentell gemessenen Erdbeben in der Schweiz.
Dargestellt sind nur Erbeben mit einer Magnitude ≥ 2.5 . Es ist zu beachten, dass die Aktivität in der Zentralschweiz in dieser Periode geringer als in der Zeit davor war (Datenquelle [31]).

4 FÜR POTENZIALABSCHÄTZUNG BETRACHTETE GEOLOGISCHE EINHEITEN

4.1 Einleitung

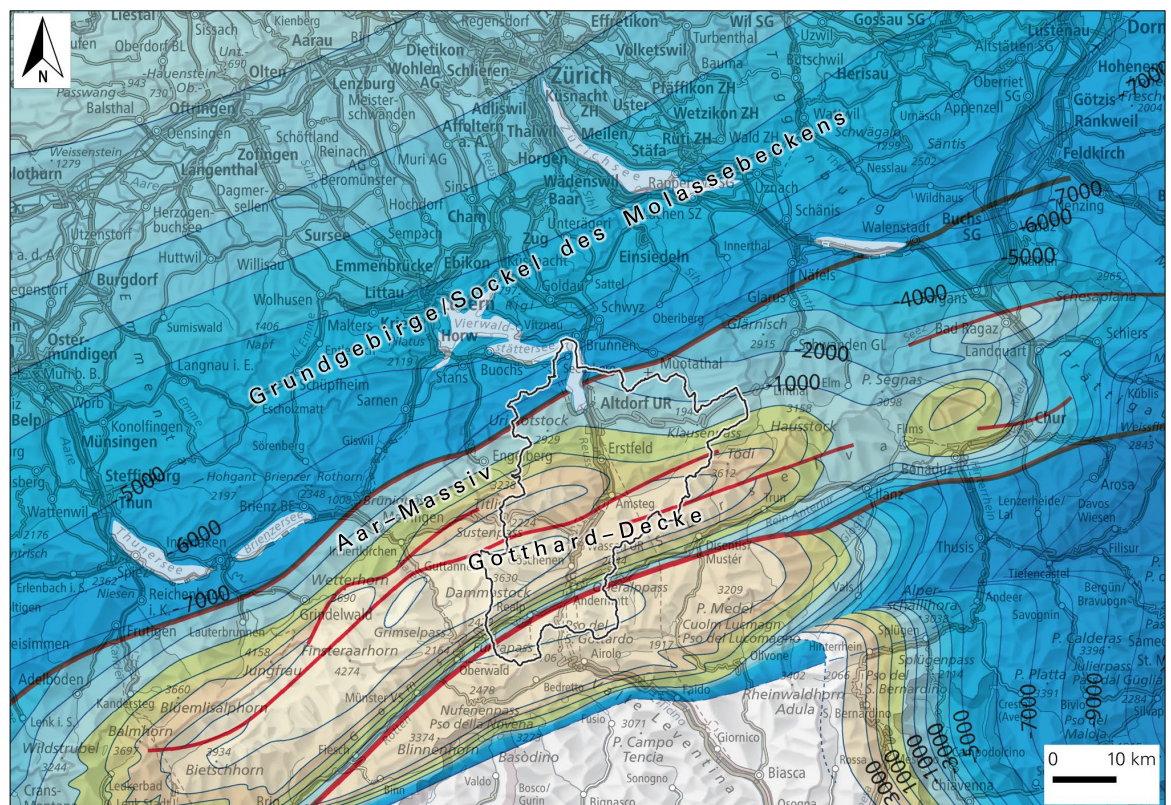
Im Folgenden werden die wichtigsten geologischen Einheiten im Kanton in Hinblick auf die für eine geothermische Nutzung wichtigsten Eigenschaften, insbesondere der Wasserführung, näher erläutert.

Einleitung

4.2 Kristallin und Permokarbon

Das Kristallin bildet zusammen mit dem Permokarbon die tiefste geologische Einheit. Im Norden des Kantons bildet es das Grundgebirge, auch Sockel genannt. Weit im Norden steht es im Schwarzwald und den Vogesen an der Erdoberfläche an. Von hier taucht es flach im Molassebecken des Schweizer Mittellands nach Süden ab. Im Kanton Uri erreicht seine Oberfläche mit etwa 7 km unter Meeresniveau die grösste Tiefenlage (*Figur 8*).

Vorkommen

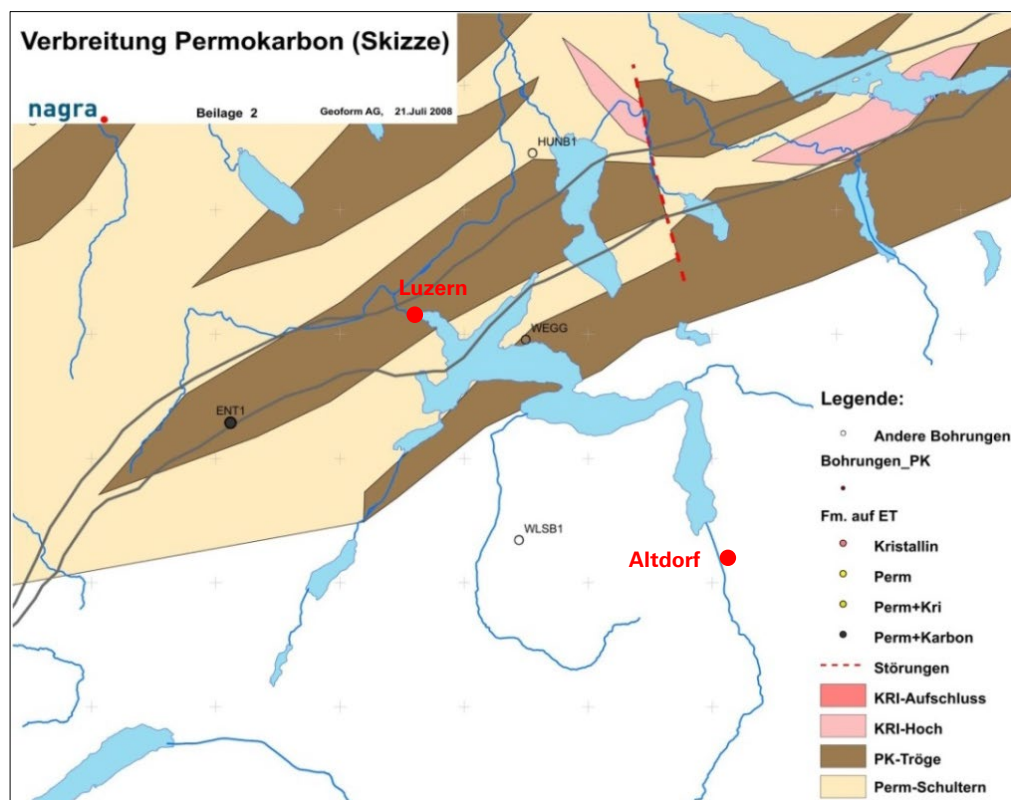


Figur 8: Tiefenlage des Grundgebirges (Oberfläche Kristallin / Permokarbon). Angabe der Tiefenlage über Meeresniveau. Der Nordrand des Aar-Massivs wird hier im Bereich von Flüelen vermutet. Die Umrisse des Kantons Uri sind schwarz eingezeichnet. Datengrundlage: Pfiffner 2011 [26].

Wenig oberhalb der Oberfläche des Grundgebirges verläuft die Basis-überschiebung des Juragebirges. Sie wird gegen Süden steiler und taucht unter den Aar-Massiv ins Kristallin ab. Unter anderem mit dieser Überschiebung wurde das Aar-Massiv um mindestens einige Kilometer nach Norden geschoben und auch emporgehoben. Die Hebung führte dazu, dass das Grundgebirge bei Erstfeld als Kristallin des Aar-Massivs wieder zutage tritt. Es wird angenommen, dass das Grundgebirge resp. der Sockel nördlich von Flüelen nur untergeordnet von der alpinen Gebirgsbildung erfasst worden ist.

Das kristalline Grundgebirge ist im Sockel des Molassebeckens aus kristallinen Gesteinen, d. h. primär aus Gneisen und Graniten, z. T. auch Schiefen aufgebaut. Darin sind verbreitet Trogfüllungen mit Sedimenten aus der Zeit des Karbons und des Perms (vor 360–250 Mio. Jahren) eingelagert (sog. Permokarbon, siehe *Figur 9*). Das Permokarbon kann in ehemaligen Grabenstrukturen grössere Mächtigkeiten erreichen und besteht vor allem aus Sandsteinen sowie Konglomeraten, Brekzien und auch vulkanischen Ablagerungen. Verbreitet sind darin auch Erdgas bildende Muttergesteine aus dem Karbon enthalten (Kohle, Ölschiefer).

Kristallin und Permokarbon im Sockel



Figur 9: Mögliche Verbreitung der im Grundgebirge lokal eingelagerten Permokarbontröge nördlich des Kantons Uri.
(Quelle Nagra NAB 08-49).

Die Gesteine des Aar-Massivs waren vor 34–28 Millionen Jahren von der Alpenbildung erfasst und zunächst durch die darüber nach Norden vorrückenden Decken in die Tiefe versenkt worden [25]. Zwischen ca. 22–17 Millionen Jahren vor heute wurden sie daraufhin in bis 20 km Tiefe metamorph überprägt, bevor sie relativ rasch emporgehoben worden sind. Gleichzeitig erfuhr das Aar-Massiv eine starke N-S-Verkürzung. Dadurch entstanden im Aar-Massiv eine steilstehende, parallel zum Alpenbogen ausgerichtete Schieferung und ausgeprägte Störzonen sowie Faltungen im oberen Bereich (Bsp. Windgällen-Falte). In den Störzonen finden sich lokal erhaltene Ablagerungen aus dem Perm und Karbon, welche aus sedimentären (Tonsteine, Konglomerate) und vulkanischen Gesteinen bestehen. Am bekanntesten ist der Windgällen-Quarzporphyr, welche von der vulkanischen Aktivität zur Zeit der Karbon-Perm-Grenze zeugt.

Kristallin und Permokarbon im Aar-Massiv

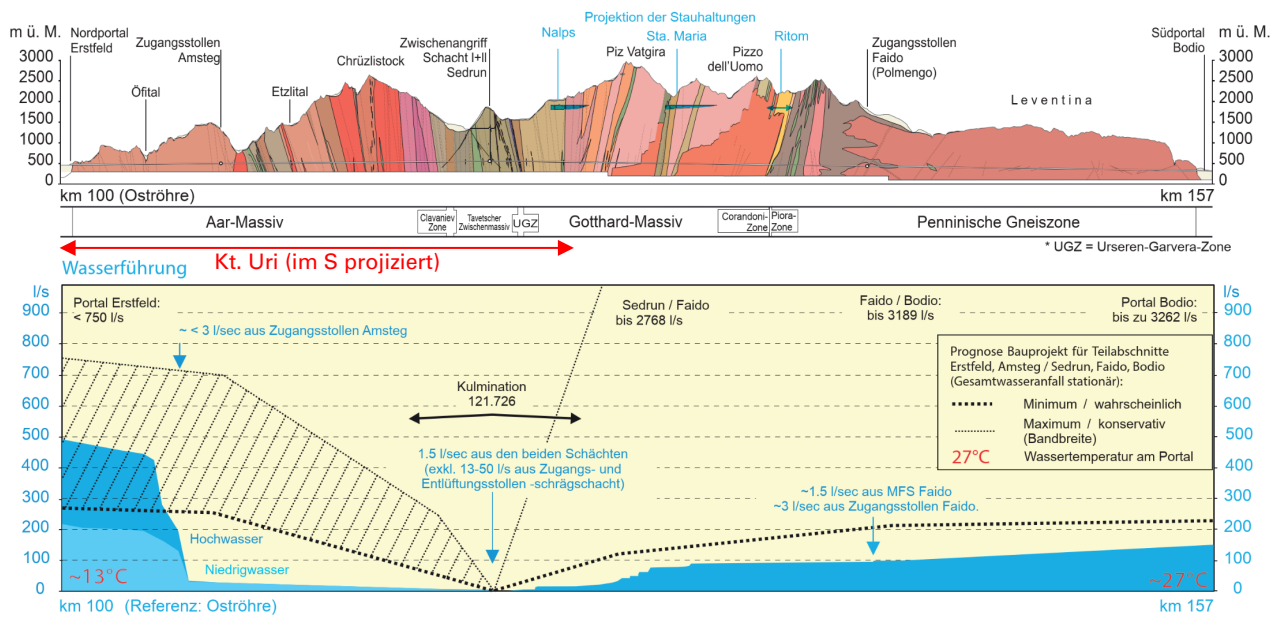
Südlich des Aar-Massivs folgt die Urseren-Garvera-Zone (inkl. der Clavaniev-Zone an deren Nordrand im Osten). Es handelt sich um metamorph überprägte Sedimente, welche dem Permokarbon zugeordnet werden, sich vom Furkapass über Realp nach Andermatt erstrecken und als steilstehende, mehrere hundert Meter mächtige Abfolge auf dem Kristallin der Gotthard-Decke abgelagert worden ist. Dieser Komplex besteht aus klastischen Sedimenten (Konglomerate, Sandsteine/Arkosen, Phyllite mit vulkanischen Einlagerungen), welche für eine geothermische Nutzung kaum von Interesse sein dürften.

Im Norden ist im Bereich des Sockels die Abgrenzung von Gesteinen des Permokarbon und des Kristallins mittels Seismik schwierig und selbst mit einer sehr guten Datenqualität nicht immer möglich. Über die Verteilung des Permokarbon ist in der Schweiz daher nur wenig gesichertes bekannt. Im Schweizer Mittelland konnte das Permokarbon nachgewiesen werden, so z. B. in der Bohrung Entlebuch-1. Die Nagra hat auf Basis der ihr verfügbaren Informationen den groben Verlauf der Tröge im Mittelland skizziert (*Figur 9*). Dieses Muster dürfte sich bis in den nördlichen Bereich des Kantons Uri fortsetzen. Dies ist auch konsistent mit den in dieser Region häufig beobachteten Erdgas-Indikationen. Im Aar-Massiv (Windgällen-Quarzporphyr) und der Gotthard-Decke (Urseren-Garvera-Zone) ist die Abgrenzung an der Oberfläche zwar einfach, aber für die Tiefengeothermie nicht relevant.

Abgrenzung Permokarbon - Kristallin

Die mit den Permokarbontrögen verbundenen älteren Randstörungen und durch die alpine Transpression bewirkten Störungen können im Sockel eine erhöhte Durchlässigkeit aufweisen. Die Störungen können auch im Kristallin zu erhöhten Durchlässigkeiten geführt haben. Dies insbesondere in den obersten Bereichen, wo das Kristallin primär im Perm verbreitet an der Oberfläche lag und dadurch der Verwitterung ausgesetzt war. In der Nordschweiz wurden hier in Bohrungen z. T. erhöhte Durchlässigkeiten festgestellt.

Wasserführung kristallines Grundgebirge/ Sockel



Figur 10: Bergwasserführung, Temperatur und Befundprofil der Oströhre des Gotthard-Basistunnels. Bezüglich Bergwasser sind die Prognose sowie die gemessenen Abflüsse zum Zeitpunkt des Durchschlags im März 2011 dargestellt. Aus [11].

Das Aar-Massiv wurde mit dem Bau des Gotthard-Basistunnel im Kanton Uri östlich des Reusstals praktisch vollständig von Nord nach Süd durchquert. Damit wurden nicht nur viele der darin vorkommenden Gesteinseinheiten, sondern auch zahlreiche Störzonen durchquert, welche primär steilstehend von Ost nach West verlaufen und vor dem Tunnelbau als potenziell als stark wasserführend angesehen wurden. Der während der Durchörterung angetroffene Wasseranfall zeigte, wie durchlässig diese Störzonen zumindest im Bereich der Tunnelröhren sind. Dies Störzonen dürften sich in der Tiefe in vergleichbarer Form und Wasserführung fortsetzen.

**Wasserführung
Aar-Massiv**

Folgende Erkenntnisse wurden zusammenfassend beim Bau des Gotthard-Basistunnels in Bezug auf Wasserführung, Geologie und Störzonen im Aar-Massiv gewonnen (vgl. *Figur 10*):

**Erkenntnisse
vom Bau des
Gotthard-Basistunnels**

- Wesentlich mehr Wasserzutritte als prognostiziert, wurden im nördlichen Bereich des Erstfelder-Gneises angetroffen. Dabei stammten die mit Abstand ergiebigsten Wasserzutritte aus einem rund 1.5 km breiten Bereich östlich der Ortschaften Efibach und Silenen. Wider Erwarten standen die Wasserzutritte hier nicht deutlich in unmittelbarem Zusammenhang mit Störungen, sondern stammten vor allem aus offenen Klüften. Sie zeigten einen ausgeprägten Einfluss der Schneeschmelze im Frühling.
- Wesentlich geringere Wasserzutritte als prognostiziert, waren weiter südlich im Aar-Massiv zu verzeichnen. Der Wasseranfall des Gotthard-Basistunnels im Aar-Massiv zeigt, dass zwar ergiebige Wasserführungen vorhanden sind, diese jedoch nicht zwingend an Störungszonen gebunden und daher auch entsprechend schwer prognostizierbar sind.

4.3 Mesozoische Sedimentbedeckung des Grundgebirges (Sockel, Aar-Massiv, Gotthard-Decke)

Über dem Kristallin resp. dem Permokarbon folgen die aus dem Mesozoikum (Erdmittelalter) stammenden Einheiten (*Figur 11*). Sie wurden während der Trias, des Juras (unterteilt in Lias, Dogger und Malm) und z. T. der unteren Kreide abgelagert (ca. 250–120 Mio. Jahre). Im Norden blieb diese mesozoische Sedimentbedeckung des Grundgebirges (Sockels) während der alpinen Gebirgsbildung weitgehend auf ihrer kristallinen oder permokarbonen Unterlage liegen, wenn auch im Zuge der Bildung des Juragebirges eine gewisse Ablösung und Verschiebung nach Norden stattgefunden haben muss. Auch auf dem Aar-Massiv blieb der mesozoische Schichtstapel weitgehend auf seiner Unterlage liegen und wird daher als «autochthon» bezeichnet. Mesozoische Relikte finden sich innerhalb des Aar-Massivs in der Färnigen-Intschi-Zone.

**Mesozoische
Sediment-
bedeckung**

Das Mesozoikum besteht grösstenteils aus einer Abfolge von Karbonaten (Kalksteine, Dolomite) und Mergeln, die in einem flachmarinen Becken auf dem Grundgebirge abgelagert wurden. Die Karbonate wechsellagern mit siliziklastischen Gesteinen (Sandsteinen) und evtl. Evaporiten. Die für die Tiefengeothermie wichtigen karbonatischen Gesteinseinheiten sind die Malm- und evtl. die darüber folgenden Kreidekalke sowie der hauptsächlich dolomitische Röti-Dolomit aus der Trias.

Karbonate

Röti-Dolomit: Die Trias des Autochthons im Reusstal ist rund 10–25 m mächtig und besteht zum grössten Teil aus dem Dolomit der Röti-Formation [12]. Dieser liegt, z. T. durch eine geringmächtige Schicht aus Sandstein (Mels-Formation) getrennt, oft dem Kristallin (Erstfeld-Gneis) auf. Im nördlichen Molassebecken bilden die hier verschiedenenorts erbohrten Gesteine der Schinznach-Formation («Oberer Muschelkalk») das Äquivalent zum Röti-Dolomit. Diese bestehen aus feinkavernösem Dolomit und Kalksteinen, welche verbreitet eine erhöhte Durchlässigkeit aufweisen, insbesondere bei erhöhter Klüftigkeit infolge tektonischer Beanspruchung. Sie bildet einen grossflächigen regionalen Aquifer, mit einer Mächtigkeit von 50–75 m. Der Übergang von der Schinznach-Formation zum Röti-Dolomit im Molassebecken ist kaum dokumentiert. In der nächstgelegenen Bohrung Entlebuch-1 scheint die Mächtigkeit bereits stark reduziert zu sein, die Spülproben liessen jedoch keine genauere Auswertung zu [35].

Röti-Dolomit

Der Röti-Dolomit kann als Poren- und Kluftaquifer wasserführend sein. Es ist jedoch unklar, wie die Porosität in grösserer Tiefe ausgebildet ist.

Malm-Kalk: Die Malm-Kalke des Autochthons gehören primär zur Quinten-Formation. Zusammen mit den nur teilweise vorhandenen Kreidekalcken darüber (primär Öhrli-Kalk) bildet sie eine rund 450–500 m mächtige Abfolge [12], welche zudem tektonisch oftmals verdickt ist. Über dem Sockel dürfte die Mächtigkeit abnehmen. Im nördlichen Mittelland beträgt sie noch rund 250 m.

Malm-Kalk

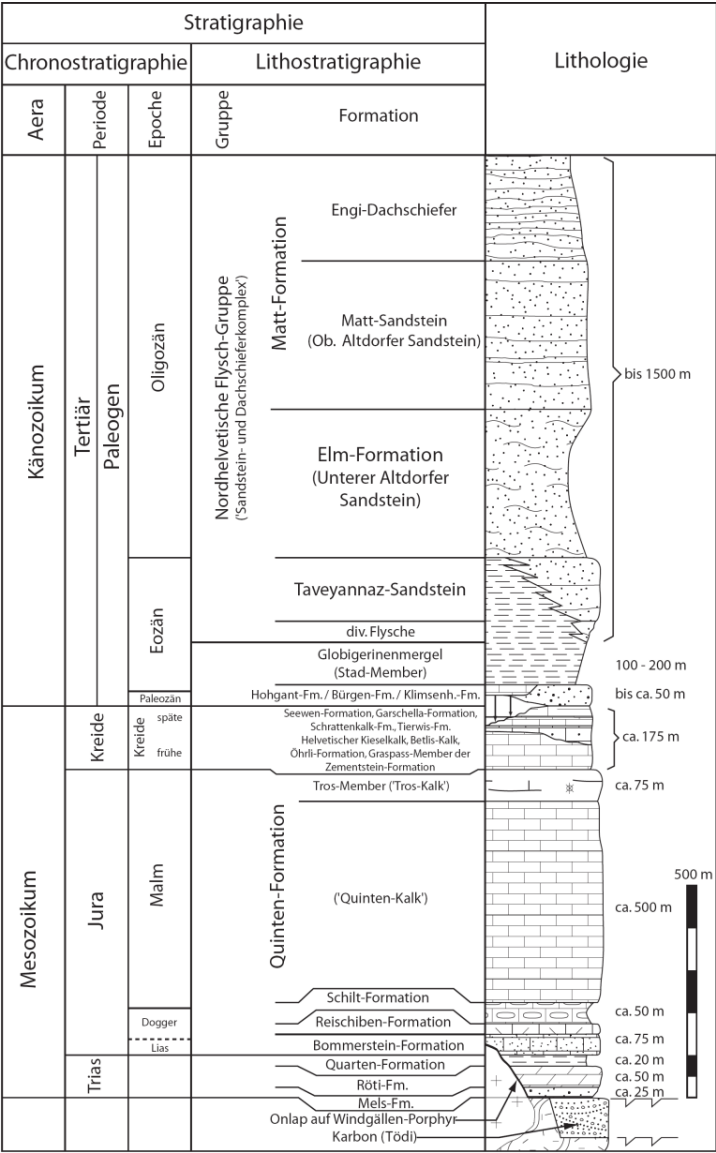
Die Malm-Kalke sind grundsätzlich verkarstungsfähig. Das heisst sie können Hohlräume enthalten, welche wasserführend sind. Zudem sind sie oft stark geklüftet, insbesondere in Störungszonen. Sie können dann einen weiträumigen Kluftaquifer ausbilden.

In der Bohrung Entlebuch-1 (Finsterwald) wurde ein verkarsteter und geklüfteter, Erdgas und Heisswasser führender Malm ab 4341 m Tiefe angebohrt [35].

**Bohrung
Entlebuch-1**

Die mächtigen Malm-Kalke und der Röti-Dolomit (Trias) können im Bereich von Störungen und evtl. Verkarstungen natürliche Wasserwegsamkeiten aufweisen. Dies zeigt nicht zuletzt die Bohrung Entlebuch-1, welche aufgezeigt hat, dass in den Malmkalken bis in grössere Tiefen erhöhte Durchlässigkeiten vorhanden sein können.

**Wasserführung/
Durchlässigkeiten
des Mesozoikums**



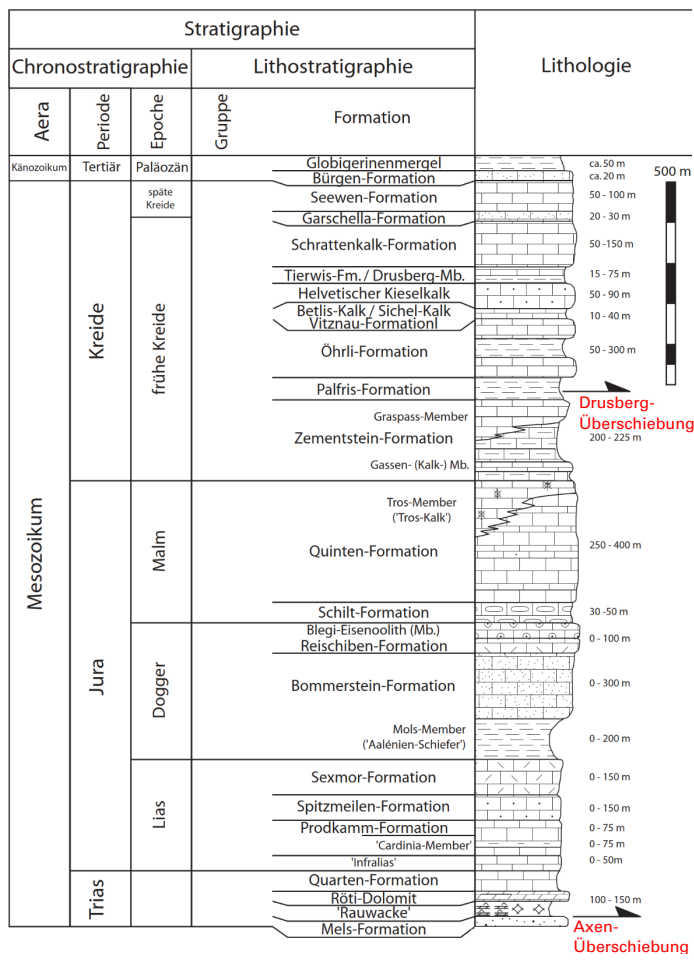
Figur 11: Sammelprofil Autochthon, Parautochthon, Allochthon.
(Aus Nagra NTB 08-04, Beilage 4.2 -1/3, nach Jordan 2007,[13]).

4.4 Helvetische Decken (Oberhelvetikum)

Die helvetischen Decken (Oberhelvetikum) sind im nördlichen Bereich Kantonsbereich anzutreffen. Sie bestehen aus mesozoischen Sedimenten (Kalke, Kieselkalke, Sandsteine, Mergel- und Tonschiefer, siehe *Figur 12*), welche auf der Tavetsch- und der Gotthard-Decke abgelagert und weit nach Norden bis an den Alpenrand geschoben wurden. Sie bilden im Kanton Uri zwei tektonische Einheiten: die Axen- und darüber die Drusberg-Decke: **Helvetische Decken**

- **Axen-Decke:** Die Überschiebung der Axen-Decke entspricht der Basis-Überschiebung der helvetischen Decken, welche die westliche Fortsetzung der berühmten Glarner Hauptüberschiebung darstellt. Sie lässt sich von Surenenpasses im Westen über Flüelen bis zum Klausenpass und den Urnerboden im Westen verfolgen. Die Axen-Decke beinhaltet Gesteine, welche vom Malm bis ins untere Tertiär abgelagert wurden und unter anderem den Felsuntergrund von Isleten und des Gross- und Chlitals inkl. Isenthal bilden.
- **Drusberg-Decke:** Die Drusberg-Überschiebung ist an der Basis der Kreide-Schichten in der Palfris-Formation abgeglitten, wobei z. T. Malm-Kalk-Schuppen im Überschiebungsbereich mitgeschleppt wurden. Die von der Unterkreide bis ins untere Tertiär abgelagerten Sedimentgesteine der Drusberg-Decke entsprechen weitgehend denjenigen der Axen-Decke, wobei sie wesentlich mächtiger ausgebildet sind. Sie sind im Kanton Uri praktisch nur westlich des Urnersees nördlich von Bauen anzutreffen und bilden damit auch den Felsuntergrund in Seelisberg.

Unklar ist, wie weit sich das sehr heterogen ausgebildete im Schächental und auch z. T. im Gitschental unter der Axen-Decke anzutreffende Mättental-Mélange unter der Axen-Decke nach Norden fortsetzt.



Figur 12: Sammelprofil der helvetischen Decken der Ostschweiz.
Aus Nagra NTB 08-04, Beilage 4.2 - 1/12, nach Jordan 2007, angepasst [13].

Besonders die Kalke zeigen aufgrund ihrer Klüftigkeit bei Verkarstung z. T. eine sehr starke Wasserführung. Hierzu gehören u.a. die Quinten-Formation (Malmkalk), der Diphoideskalk, die Schrattenkalk-Formation und die Seewen-Formation.

Die Basis der helvetischen Decken reicht wahrscheinlich in eine Tiefe von maximal rund 1400 m unter dem Urnersee, so dass die zu erwartenden Temperaturen an deren Basis im Bereich des Urnersees rund 50°C erreichen können. Weiter westlich ist die Überlagerung höher und entsprechend sind es vermutlich auch die Temperaturen, so dass im Bereich von Seelisberg oder Isental rund 60–65°C möglich sind. Bestehen gute Wasser-Wegsamkeiten bis an die Oberfläche, besteht jedoch eine erhöhte Wahrscheinlichkeit, dass die Temperaturen merklich tiefer sind, da aufgrund der Trogform der helvetischen Decken primär Wasser aus dem Oberflächenbereich hier zirkulieren kann und dadurch das Gestein tendenziell abgekühlt haben könnte.

4.5 Alpine, tertiäre Abtragungssedimente

Im Raum Altdorf und nördlich davon bildet der nordhelvetische Flysch (Wechsellagerungen aus Mikrobrekzien, Tonsteinen und Sandsteinen) resp. nördlich davon die subalpine Molasse (Tonsteine, Siltsteine, Sandsteine).

Mergel und Konglomerate (Nagelfluh), z. T. mit Kalksteinlagen) bis in rund 6 km Tiefe den Untergrund.

Aufgrund ihres hohen Tonanteils dürften die Durchlässigkeiten im nordhelvetischen Flysch über grössere Distanzen meist vergleichsweise tief sein. Gemessene Erdgasindikationen in den Flyschgesteinen (*Figur 4*) können jedoch einen Hinweis auf zumindest lokal tieferreichende Wasserwegsamkeiten darstellen.

**Wasserführung,
Durchlässig-
keiten**

4.6 Quartäre Talfüllungen

4.6.1 Reusstal

Mächtiger quartäre Lockergesteinsfüllung finden sich vor allem im Reusstal nördlich von Amsteg. Im aus dem Datensatz «Felsoberflächenmodell» der swisstopo abgeleitete Mächtigkeitsmodell («TopFels25», [34]) lässt sich erkennen, dass im Raum Altdorf rund 300–500 m mächtige Lockergesteine abgelagert wurden (siehe *Figur 13*). Diese Talfüllung setzt sich mit abnehmender Mächtigkeit bis Amsteg fort, wobei uns für den Bereich zwischen Erstfeld und Amsteg keine Daten vorliegen.

**Felsoberflächen-
modell**

Im Bereich zwischen Urnersee und Erstfeld wurde 1996 ein Modell der Felsoberfläche erstellt (*Figur 15*). Dieses beruht auf Daten der seismischen Linien 90TGK41, 90TGK09 und 90TGK10 sowie aus publizierten Schweredaten (3 Querprofile) und Bohrrdaten [4]. Das Modell zeigt im Norden im Gebiet rund um Altdorf eine asymmetrische Talfüllung mit dem tiefsten Bereich auf der Westseite des Tales. Demnach reicht sie bis rund 50 m unter den Meeresspiegel und ist gegen 500 m mächtig. Über 500 m Mächtigkeit ergaben 1997 seismische Untersuchungen im Rahmen einer Diplomarbeit im Bereich des Reussdeltas in den Urnersee, wobei eine maximale Mächtigkeit von gegen 600 m vermutet wurde, wobei die tiefste Stelle zentraler in der Talebene liegen müsste ([16] vgl. *Figur 14*).

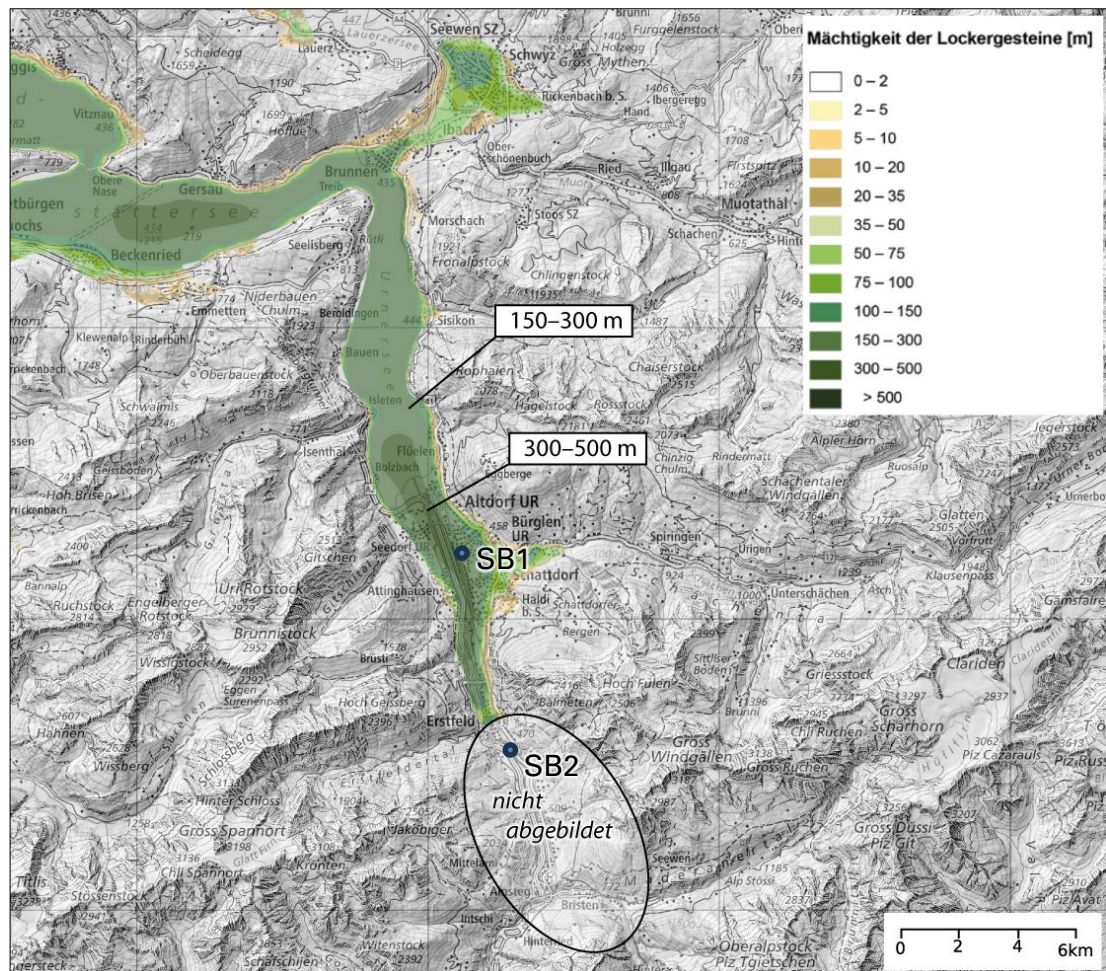
**Mächtigkeit der
Lockergesteins-
füllung im
Reusstal**

Im Urner Reusstal sind Bohrprofile von zwei Bohrungen verfügbar, welche 1987 für das Grundwasser-Beobachtungs-Netz Reusstal jeweils in der Talmitte bei Altdorf und bei Erstfeld bis in jeweils 300 m Tiefe abgeteuft worden sind [28]. Beide Bohrungen erreichten den Felsuntergrund nicht. Die Bohrprofile geben Auskunft über den Aufbau der Talfüllung und Hinweise zu deren Durchlässigkeit. Generalisiert zeigen sie folgenden Aufbau der Talfüllung (Lage siehe *Figur 13*):

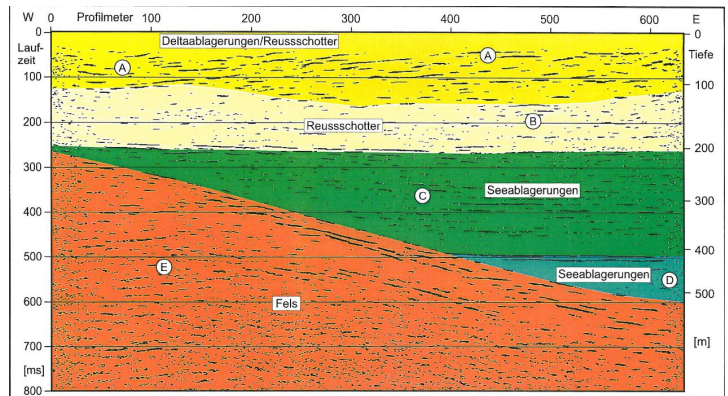
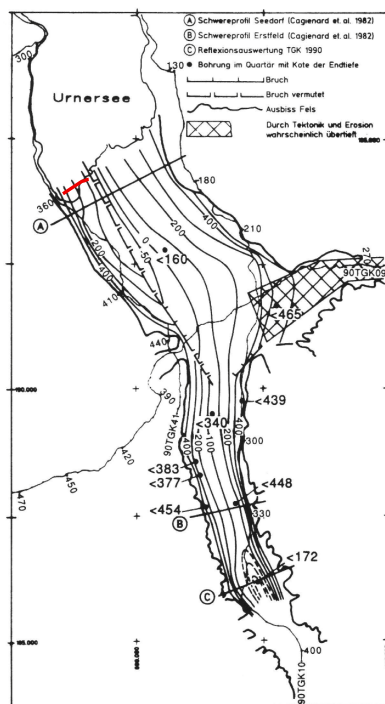
**Grundwasser-
Bohrungen**

- **SB1 bei Altdorf** (2'690'555/1'192'819, 440 m ü. M.):
 - 0–126 m: Reusstal-Schotter (meist gut durchlässig).
 - 126–139 m: Schwemmlagerungen und zuunterst Schotter (schlecht durchlässig).
 - 139–145 m: Schwemmsande (kaum durchlässig).
 - 145–173 m: Reusstal-Schotter (vermutlich meist gut durchlässig).

- 145–298 m: Schwemmlagerungen mit Linsen aus Kies (primär schlecht lokal evtl. gut durchlässig).
 - 298–300 m: Seeablagerungen (kaum durchlässig).
- **SB2 bei Erstfeld (2'692'378/1'186'177, 468 m ü. M.):**
- 0–71 m: Reusstal-Schotter mit Sandlinsen (meist gut durchlässig).
 - 71–105 m: Schwemmlagerungen (schlecht durchlässig).
 - 105–138 m: Reusstal-Schotter mit Sandlinsen (meist gut durchlässig).
 - 138–217 m: Schwemmlagerungen und Reusstal-Schotter (primär schlecht durchlässig).
 - 217–276 m: Reusstal-Schotter mit Sandlinsen (heterogen durchlässig).
 - 284–300 m: Seeablagerungen (kaum durchlässig).



Figur 13: Mächtigkeit der Lockergesteine im Norden des Kantons Uri. Daten aus [34]. SB1 und SB2: Bohrstandorte Grundwasser-Beobachtungs-Netz [28].



Figur 14: Interpretiertes seismisches Profil im Bereich des Reussdeltas.
Aus [16]. Lage siehe Figur 15.

Figur 15: Karte der Felsisohypsen (m.ü.M.) im Reusstal zwischen Flüelen und Erstfeld.
Ergebnisse aus der Seismik (Refraktionsauswertungen) und Schweremessungen. Aus [4]. Rot: Seismisches Profil in Figur 14.

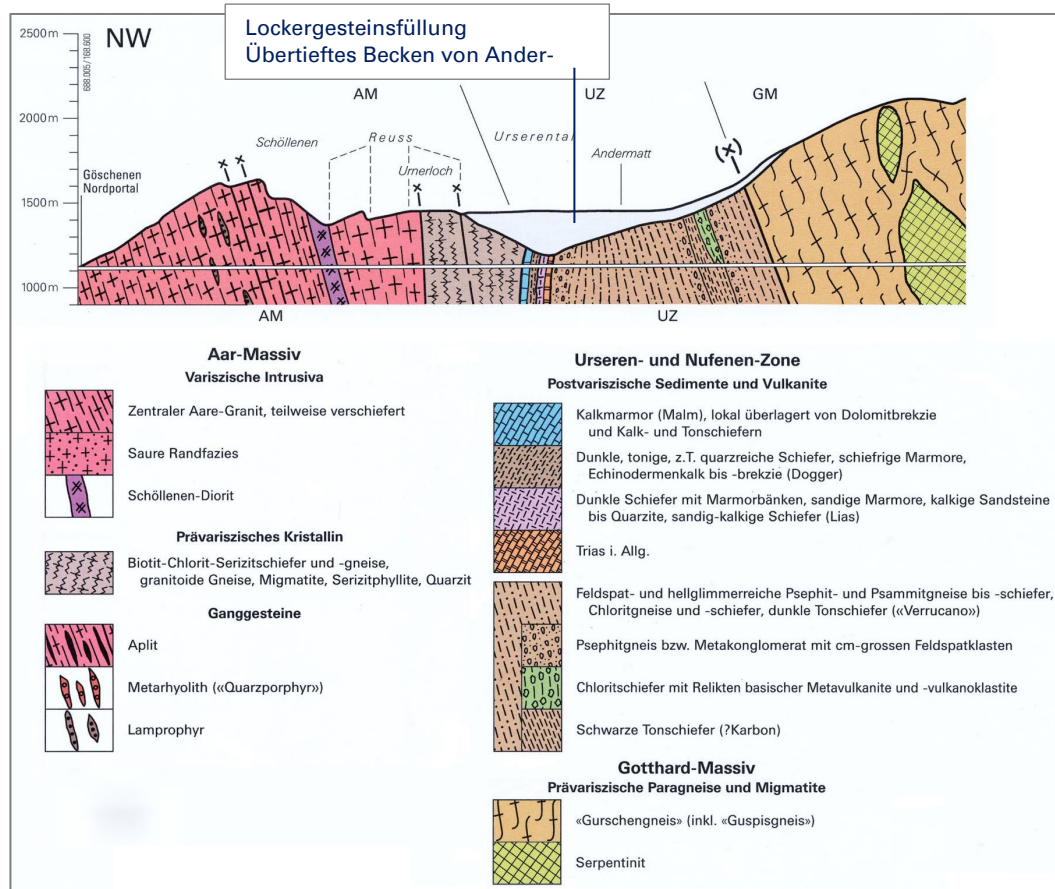
4.6.2 Urserental, Andermatt

Das Urserental wurde im Bereich von Andermatt lokal glazial stark übertieft ([18], *Figur 13* und *Figur 17*). Die tiefste Stelle der Felsoberfläche wurde nordwestlich des Bahnhofs 270 m u. T. nur ca. 30 m über dem Gotthard-Bahntunnel erbohrt. Drei Erdwärmesonden-Erkundungsbohrungen wurden im Jahr 2009 genauer dokumentiert ([8], *Figur 17*):

- **EWS I** (2'688'474/1'165'570, 1438 m ü. M.): Fels ca. 88 m u. T., im SE des Bahnhofs. Schichtabfolge:
 - 0–88 m: Wechsellagerung von nur leicht siltigen, sandig-kiesigen Flussablagerungen.
 - 88–300 m: Fels (v.a. Permokarbon aus Quarz-Chlorit-Gneis)
- **EWS II** (2'688'079/165'819, 1431 m ü. M.): Fels ca. 218 m u. T., im NW des Bahnhofs. Schichtabfolge:
 - 0–12 m: Bodenschicht.
 - 12–55 m: Wechsellagerung aus kiesig-sandigen Flussablagerungen und tonig-kiesigen Seeablagerungen.
 - 55–75 m: Übergang zu Seeablagerungen.
 - 75–165 m: Tonig-kiesigen Seeablagerungen mit Einschaltungen von siltig-sandigen Deltaablagerungen.
 - 165–218 m: Siltig-sandige Deltaablagerungen.
 - 218–242 m: Fels (Chloritschiefer und Malmkalk).
- **EWS III** (2'687'865/166'025, 1431 m ü. M.): Fels ca. 101 m u. T., im NW der Reuss. Schichtabfolge:
 - 0–20 m: Sandig-kiesige Flussablagerungen im Wechsel mit Moränenmaterial.

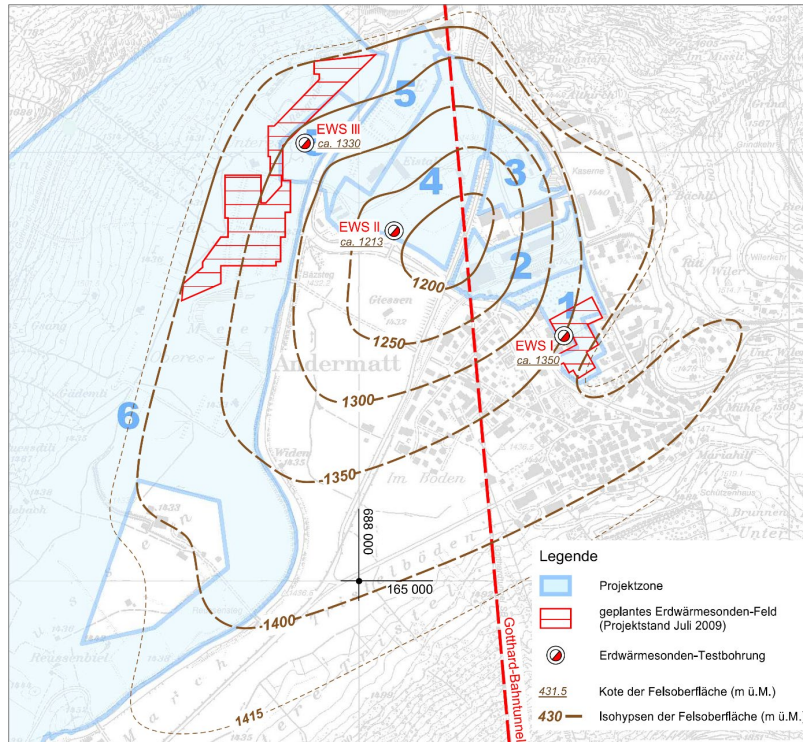
Übertieftes Becken im Urserental bei Andermatt

- 20–94 m: Tonig-siltige Seeablagerungen mit Einschaltungen von siltig-sandigen Deltaablagerungen.



Figur 16: Querschnitt Göschenen-Andermatt mit dem glazial übertieften Becken von Andermatt.

Angepasster Ausschnitt des Profils 6 aus [18] entlang des Gotthard-Bahntunnels (Lage siehe Figur 17 unten).



Figur 17:
Isohypsen der
Felsoberfläche
im Bereich des
Beckens von An-
dermatt.
Angepasst
aus [8].

5 GEOTHERMISCHES POTENZIAL IM KANTON URI

5.1 Potenzialbegriffe und Potenzialkriterien

5.1.1 Potenzialbegriffe

Im Zusammenhang mit der Geothermie existieren verschiedene Po- **Potenzialbe-**
tenzialbegriffe: **griffe**

- Das theoretische Potenzial beschreibt, welches Potenzial seitens der Ressource in der Theorie maximal möglich ist. Die theoretisch im Untergrund gespeicherte Wärmeenergie ist für menschliches Ermessen unermesslich gross. Entscheidend ist jedoch, dass diese Potenziale technisch erschlossen und an der Erdoberfläche genutzt werden können.
- Aussagekräftiger ist das technische Potenzial, welches die Möglichkeiten der zur Verfügung stehenden Technologien (z. B. Bohr- und Erschliessungsverfahren) berücksichtigt.
- Das wirtschaftliche Potenzial spiegelt die Wirtschaftlichkeit eines Potenzials an einem bestimmten Standort wider, welches auch von nicht-geologischen Faktoren bestimmt wird (z. B. geeignete Wärmeabnehmer, bestehende Fernwärmenetze, Marktpreis etc.).
- Das realisierbare Potenzial bezeichnet das tatsächlich nutzbare Potenzial unter Berücksichtigung rechtlicher Vorschriften sowie anderer Einschränkungen wie z.B. fehlender Baugrund für die Realisierung eines Bohrplatzes bzw. den Bau der Heiz-

oder Kraftwerks-zentrale, fehlende Anschlussmöglichkeiten an Infrastrukturen, keine Zugänglichkeit, Naturgefahren oder allfällige Nutzungskonflikte.

Sowohl das technische als auch das wirtschaftliche und realisierbare Potenzial können sich im Verlauf der Zeit infolge technologischer und wirtschaftlicher Entwicklungen oder auch rechtlicher Anpassungen verändern. **Entwicklungen**

5.1.2 Potenzialkriterien

Für die verschiedenen Erschliessungsarten bestehen unterschiedliche Faktoren, welche das realisierbare Potenzial definieren. **Faktoren**

Die entscheidenden Faktoren für die hydrothermale Tiefengeothermie sind genügend hohe Temperaturen sowie ausreichend durchlässige Gesteine. Ferner hat auch der Chemismus des Tiefenwassers Einfluss auf die Potenziale. Mit Verbesserungsmassnahmen wie z. B. dem Einsatz von Säuren können bei hydrothermalen Anlagen die Durchlässigkeiten im Untergrund erhöht und dadurch die Fliessraten gesteigert werden (optimierte Systeme). **Hydrothermale und optimierte Systeme**

Bei der petrothermalen Tiefengeothermie müssen mithilfe von Stimulationsmassnahmen künstliche Reservoirs geschaffen werden. Der aktuelle Stand der Technik ermöglicht die Erzeugung solcher Reservoirs vor allem in kristallinen Gesteinen. Diese Methode kann jedoch auch in mächtigen Karbonatabfolgen eingesetzt werden und findet in der Erdöl- und Gasförderung bereits seit längerer Zeit Anwendung. Allerdings weisen Karbonate eine tendenziell geringere Wärmeleitfähigkeit als kristalline Gesteine wie Granit oder Gneis auf, was die Effizienz der Wärmegewinnung mindert. **Petrothermale Systeme**

Bei einem «deep closed-loop geothermal system» hängt das nutzbare Potenzial primär von den bohrtechnischen Risiken in Bezug auf die zu durchbohrenden Gesteinseinheiten ab. Das erbohrte Gestein sollte möglichst standfest sein, um die Integrität des Bohrlochs sowie des Rohrsystems zu sichern. Zudem ist eine hohe Wärmeleitfähigkeit des Gesteins von Vorteil. **Closed-loop geothermal system**

Bei der Wärmespeicherung sind die Kriterien, die das Potenzial eines Zielhorizonts charakterisieren, massgeblich durch die Geometrie, die Durchlässigkeit, das Speichervolumen sowie die hydraulische Isolation des Aquifers und die Wärmeverluste bestimmt. Weitere entscheidende Faktoren sind das Temperaturniveau, eine möglichst geringe Fließrate und die chemische Beschaffenheit des Wassers. **Wärme-(Kälte)-Speicherung**

5.2 Potenzialbetrachtung hydrothermaler und optimierter Systeme

5.2.1 Erkundungsziele

Hydrothermale resp. optimierte Nutzungen benötigen natürlich vorkommende, erhöhte Wasserwegsamkeiten im Untergrund. Solche

sind in vielen Gesteinen möglich, insbesondere wenn sie tektonisch beansprucht sind. Im Folgenden werden diejenigen drei Bereiche als Erkundungsziele näher betrachtet, welche prioritär als hydrothermale respektive optimierte in Vordergrund stehen (Lage siehe *Beilage 1*).

5.2.2 Erkundungsziel EZ1: Raum Flüelen bis Erstfeld

Im Kanton Uri erreichen das Grundgebirge (Sockel) sowie der Nordrand des Aar-Massivs mit ihrer jeweiligen mesozoischen Sedimentbedeckung nördlich von Erstfeld beträchtliche Tiefen mit entsprechend hohen Temperaturen (Erkundungsziel EZ1 in Profil in *Beilage 1*). Bei einer Tiefenlage von ca. 6.0–7.5 km können im oberen Grundgebirge und dessen Sediment-Bedeckung (v.a. Malmkalk/unterer Kreide, untergeordnet Röti-Dolomit der Trias) mit zu erwartenden Temperaturen von ca. 180–250°C geeignete Verhältnisse für eine Stromproduktion vorliegen. Durch die vermutete starke Verschupung mit vergleichsweise flachen Überschiebungsbahnen am Nordrand des Aar-Massivs mit seiner zum Sockel analogen Sedimentbedeckung dürften hier grundsätzlich bereits darüber zahlreiche potenziell wasserführende Störungen und Schichten bis nahe an die Oberfläche vorhanden sein.

Verhältnisse

Beim Abteufen einer Bohrung im Bereich von EZ1 sind praktisch auf der gesamten Bohrstrecke bis in den Bereich des Sockels/Grundgebirge in rund 7.5 km Tiefe erhöhte Durchlässigkeiten möglich. Entsprechend kann insbesondere der Bereich um Altdorf/Schatt Dorf als potenziell vielversprechend für eine hydrothermale Nutzung respektive ein optimiertes System (z. B. mit Säuerung) angesehen werden. Aufgrund der Datenlage ist eine Quantifizierung des Potenzials derzeit jedoch kaum möglich. Das Potenzial ist insbesondere davon abhängig, inwiefern Klüfte, zerrüttete Zonen und eine Verkarstung in den karbonatischen Gesteinen (Oberer Malm/Unterkreide, Röti-Dolomit) eine erhöhte Durchlässigkeit bewirkt haben und dadurch genügend grosse Förderraten ermöglichen.

Potenzial

5.2.3 Erkundungsziel EZ2: Aar-Massiv, Gotthard-Decke

Die beim Bau des Gotthard-Basistunnels festgestellten erheblichen Wasserzuflüsse im Erstfelder-Gneis des Aar-Massivs zeigen, dass in diesem lokal erhöhte Wasserwegsamkeiten vorhanden sind (vgl. *Figur 10*). Gleichzeitig wurden in Störzonen sowohl im Aar-Massiv, als auch in der Gotthard-Decke wesentlich weniger Wasserzutritte als erwartet angetroffen. Dies zeigt, dass die Prognostizierbarkeit durchlässiger Bereich sehr unsicher ist, so dass es schwierig ist, erfolgsversprechende Erkundungsziele für eine hydrothermale Nutzung zu definieren.

Verhältnisse

Das Potenzial einer hydrothermalen/optimierten Nutzung wird aufgrund der vermutlich nur lokal erhöhten Durchlässigkeiten und der schwierigen Prognostizierbarkeit als eher gering eingestuft.

Potenzial

5.2.4 Erkundungsziel EZ3: Helvetische Decken im Westen des Urnersees

Westlich des Urnersees liegt der Kanton Uri weitgehend im Bereich der Helvetischen Decken (Axen- und Drusberg-Decke). Diese reichen hier vermutlich bis rund 1'400 m unter den Urnersee resp. bis rund 1'800 m unter Seelisberg oder Isental, evtl. unterlagert von heterogen ausgebildetem Mättental-Mélange (siehe *Kapitel 4.4*). Die Durchlässigkeiten in den Karbonatserien können hoch sein, so dass grundsätzlich gute Förderraten erzielt werden können. Bei einem geothermischen Gradienten von rund 30°C/km sind Fördertemperaturen von bis 60°C möglich. Gleichzeitig besteht die Gefahr, dass gute Durchlässigkeiten dazu geführt haben, dass die Temperaturen tiefer ausfallen.

Verhältnisse

Grundsätzlich besteht somit ein Potenzial zur Förderung von bis 60°C warmem Wasser und auch für eine gute Ergiebigkeit. Eine hohe Ergiebigkeit kann jedoch, wie oben beschrieben, auch zu einer Absenkung des Temperaturniveaus führen.

Potenzial

5.3 Potenzialbetrachtung petrothermaler Systeme

Für die Entwicklung eines petrothermalen Systems eignen sich primär die kristallinen Gesteine des Sockels/Grundgebirges resp. des Aar-Massivs (z.B. Erstfelder Gneiskomplex) und der Gotthard-Decke (Granite, Gneise, Schiefer). Diese weisen grundsätzlich eine hohe Wärmeleitfähigkeit auf, sind vergleichsweise spröde und wenig durchlässig, so dass sich künstlich erzeugte Risse über längere Strecken ausbreiten können. Zudem reagieren die Mineralien im Kristallin meist nur wenig mit dem zirkulierenden Wasser, so dass die Risse kaum verstopfen und sich kaum aggressive Wässer bilden, welche die Verrohrung oder die Pumpen angreifen oder zu Ausfällungen führen. Wichtig bei der Standortwahl sind Störzonen und deren Bewertung. Sie bieten einerseits die Chance eine bereits natürlich vorhandene Durchlässigkeit nutzen zu können. Andererseits können bestehende Trennflächen aber auch eine wirksame Bildung neuer Risse durch Stimulation verhindern und dadurch die Erzeugung eines künstlichen Reservoirs negativ beeinflussen.

**Aar-Massiv,
Gotthard-Decke**

5.4 Potenzialbetrachtung von Closed-loop geothermal systems

Closed-loop geothermal systems bedingen Gesteine mit möglichst guter Wärmeleitfähigkeit und ausreichender Festigkeit. Solche sind im Kanton Uri im Kristallin des Aar-Massivs und der Gotthard-Decke zu finden. Nachteilig könnten sich erhöhte Gebirgsspannungen im Untergrund auswirken, da sie die Stabilität des Bohrlochs gefährden und die Installation erschweren könnten.

**Aar-Massiv und
Gotthard-Decke**

Nördlich des Aar-Massivs werden die Verhältnisse aufgrund der mächtigen tertiären Flyschablagerungen mit schlechter Wärmeleitfähigkeit, schlechter Prognostizierbarkeit und geringer Stabilität im

**Nördlicher
Kantonsbereich**

Bohrloch für ein «deep closed-loop geothermal system» als ungünstig angesehen.

Das Potenzial im Kristallin ist nur wirtschaftlich nutzbar, wenn die Bohrkosten und -risiken aufgrund technologischer Fortschritte massgeblich weiter verringert werden können.

**Technologische
Entwicklung**

5.5 Potenzialbetrachtung quartäre Talfüllungen zur Wärme-/Kältespeicherung

Im Reusstal nördlich Amsteg zeigen die beiden dokumentierten Bohrungen (*Kapitel 4.6.1*), dass grundsätzlich ein heterogener Aufbau besteht. Eine Abfolge aus gut und schlecht durchlässigen Schichten reicht in der Bohrung bei Altdorf bis in 298 m und in der Bohrung bei Erstfeld bis in 284 m Tiefe. Darunter wurden bis zum Bohrlochende 2 m respektive 16 m feinkörnige Seeablagerungen erbohrt, welche kaum durchlässig sind. Ob die Seeablagerungen bis zur Felssohle der Rinne reichen oder ob im untersten Teil der Talfüllung weitere Lockergesteine mit ggf. erhöhter Durchlässigkeit auftreten, ist nicht bekannt. Die Datengrundlage reicht somit nicht aus, um abschätzen zu können, ob sich die Talfüllung für die Wärme- oder Kältespeicherung eignet. Aufgrund der anzunehmenden beträchtlichen Mächtigkeit der Lockergesteine im Raum Altdorf von 500 bis 600 m besteht eine erhöhte Wahrscheinlichkeit, dass im unteren Bereich der Talfüllung geeignete, isolierte Grundwasservorkommen vorkommen.

**Reusstal nördlich
Amsteg**

Die verfügbaren Bohrungen im Becken von Andermatt zeigen zwar, dass sowohl abdichtende Seeablagerungen als auch besser durchlässige Flussablagerungen bis in rund 270 m Tiefe vorhanden sind. Seitlich dürfe der Felsuntergrund die Beckenstruktur im unteren Bereich gut abdichten. Ob im unteren Bereich für eine Wärmespeicherung nutzbare, ausreichend durchlässige Schichten vorhanden sind, welche zudem darüber genügend gut abgedichtet sind, lässt sich mit den vorhanden Daten nicht abschliessend beurteilen. Es sind spezifische, weiterführende Untersuchungen notwendig, um das grundsätzlich vorhandene Potenzial besser abschätzen zu können. Bei einer Nutzung wäre zu beachten, dass die für die Trinkwasserversorgung potenziell wichtigen oberen Lockergesteinsschichten nicht nachteilig beeinflusst werden. Zudem wäre aufzuzeigen, dass der nur gut 30 m tiefer hindurchführende Gotthard-Bahntunnel nicht tangiert würde.

**Urserental,
Andermatt**

5.6 Entwicklung der technischen Potenziale

Aus den prognostizierten technologischen Weiterentwicklungen bei der Bohrtechnik und den Erschliessungserfahren resultiert eine deutliche Erhöhung des technischen und nachfolgend auch des wirtschaftlichen Potenzials. Allfällige Weiterentwicklungen bei der Kraftwerkstechnik können das tiefegeothermische Potenzial zusätzlich verbessern. Grundsätzlich kann die Wirtschaftlichkeit erhöht werden, wenn zusätzliche Nutzungen integriert werden können. So besteht im Norden des Kantons grundsätzlich die Möglichkeit auf nutzbare

**Zukünftige
technische
Potenziale**

Gasvorkommen zu stossen oder Lithium-haltige Wässer anzutreffen. Letzteres könnte parallel zur geothermischen Nutzung auch eine Lithiumgewinnung ermöglichen.

Bei der Bohrtechnologie sind fortlaufend Entwicklungen und Verbesserungen zu beobachten. Zahlreiche entsprechende Projekte haben zum Ziel, die Bohrgeschwindigkeit zu erhöhen und die Risiken und Kosten zugeschnitten auf geothermische Projekte zu senken. In *Beilage 17* wurde hierzu eine Liste verschiedener Entwicklungsprojekte im Bereich der Bohrtechnik mit sehr unterschiedlichem Entwicklungsstand zusammengestellt. Mit verschiedenen Ansätzen, wie z. B. der Perforation der Bohrlochumgebung mit kleinkalibrigen Bohrungen zur besseren Erschliessung des Umgebungsgesteins, kann das Fündigkeitsrisiko in Zukunft voraussichtlich wesentlich gesenkt werden.

Bohrtechnologie

5.7 Prospektion und Unsicherheiten bezüglich der Potenzialevaluation

Für die genaue Potenzialevaluation und die Festlegung von Bohrzielen für die Reservoirerschliessung der hydrothermalen Geothermie sind detaillierte, qualitativ hochwertige Daten aus dem tiefen Untergrund erforderlich. Aufgrund der komplexen Geologie und Tektonik im Kanton Uri ist dies jedoch wesentlich schwieriger als im Mittelland, wo die Gesteinsschichten flach gelagert und kaum gestört vorliegen.

Komplexe Geologie bedingt gute Datenbasis

Die bekannteste Prospektionsmethode ist die Reflexionsseismik. Es können zweidimensionale Profilschnitte (2D-Seismik) oder räumliche Modelle (3D-Seismik) erstellt werden. Aufgrund der Topographie sind jedoch wesentliche Einschränkungen gegeben. Zudem ist das seismische Abbild aufgrund der komplexen Strukturen im Untergrund nicht so einfach darstellbar wie im Mittelland. Neben der Seismik stehen weitere Untersuchungsmethoden zur Verfügung, um die Potenziale der Geothermie besser abschätzen und die Bohrziele besser definieren zu können. Hierzu gehören:

Ergänzende Untersuchungsmethoden für die Prospektion

- Nodal Ambient Noise Tomography (NANT): Diese nutzt seismische Umgebungsgeräusche (z. B. durch natürliche Phänomene wie Gezeiten oder Wind erzeugt), um die Geschwindigkeitsstruktur des Untergrunds zu rekonstruieren. Es werden keine künstlichen seismischen Quellen wie Vibrotrucks benötigt, was die Umweltbelastung minimiert.
- Magnetotellurik (MT): Diese Methode misst natürliche elektrische und magnetische Felder, um die elektrische Leitfähigkeit des Untergrunds zu bestimmen. Sie ist besonders nützlich, um tiefere geologische Strukturen zu erkunden.
- Gravimetrie: Diese Methode misst Variationen im Schwerfeld der Erde, um Dichteunterschiede im Untergrund zu erkennen. Sie kann ebenfalls helfen, geologische Strukturen zu identifizieren.
- Geochemische Analysen: Die Untersuchung von Gasen und Fluiden aus dem Untergrund kann Hinweise auf geothermische

Aktivität und die Zusammensetzung potenzieller Reservoirs geben. Hierzu gehören z. B. Heliumisotope, welche als Indikator für geothermische Aktivität im Kristallin gelten.

5.8 Wirtschaftliche Potenziale

Das wirtschaftliche Potenzial ergibt sich aus einer Schnittmenge des technischen Potenzials seitens der Ressource und dem Potenzial zur Nutzung der Ressource an einem bestimmten Oberflächenstandort. Hierbei sind raumplanerische Aspekte, Infrastrukturanlagen und Wärmeabnehmerpotenziale relevant.

Wirtschaftliches Potenzial

5.8.1 Kriterien der Standortwahl

Anlagen für eine hydrothermale Nutzung der Erdwärme sowie für saisonale Wärmespeicherung sind durch die Abhängigkeit von lokalen Verhältnissen im Untergrund vergleichsweise standortgebunden. Durch die Möglichkeit abgelenkter Bohrungen ist jedoch bei der Erschliessung des tieferen Untergrundes ein Radius von ein paar Kilometern möglich.

Standortbindung durch Ressource

Ein Kraft- oder Heizwerk zur Nutzung der Geothermie muss im näheren Umkreis zur Bohrung erstellt werden. Der Standort muss infrastrukturell gut erschlossen resp. erschliessbar sein (Strassen, nahes Stromnetz). Soll Wärme genutzt werden, ist die Nähe zu Wärmeverbrauchern mitentscheidend. Ideal sind dabei bereits bestehende Wärmenetze, die ausgebaut werden können (siehe *Beilage 8*). Neben der Fernwärmeversorgung in Bauzonen eignen sich dabei insbesondere auch Wärmegrossverbraucher. Diese können z. B. aus Industrie, Handel, Gewerbe oder Landwirtschaft stammen.

Standort Kraft- oder Heizwerk

Entscheidend ist, dass der Standort ausreichend gross ist. Für Wärmenutzungen beträgt der Platzbedarf für die Bohrphase ca. 2'000 m². Eine Heizzentrale kann unterirdisch oder auch in ein bestehendes Gebäude (Kellergeschoss) integriert werden. Der Flächenbedarf wäre in diesem Fall im Betrieb kleiner. Bei einem Stromprojekt beträgt der Platzbedarf rund 8'000-10'000 m². Stromkraftwerke haben die Grösse einer Dreifachturnhalle.

Platzbedarf

Als Standort für geothermische Kraftwerke eignen sich insbesondere Industriezonen. Durch die Standortgebundenheit aufgrund der Lage des geologischen Zielbereichs sind unter Umständen für eine Nutzung auch Umzonungen in Betracht zu ziehen.

Geeignete Zonen

Grundwasserschutzzonen sowie von Natur- und Landschaftsschutzgebieten sind bei der Standortwahl zwingend zu berücksichtigen. Zudem ist im Kanton Uri bei einer Standortevaluation auch die Disposition bezüglich Naturgefahren mit einzubeziehen.

Schutzgebiete, Naturgefahren

5.8.2 Wärmeabnehmer und Infrastrukturen

Im Kanton Uri besteht in den Bauzonen entlang dem Talboden von Altdorf bis in den Raum Erstfeld inkl. dem unteren Schächental das grösste Abnehmerpotenzial für Wärme. Ein weiteres grösseres Abnehmerpotenzial besteht im Raum Andermatt. Dies zeigt die Verteilung des Siedlungsraums und der Gebäudeenergiebedarf der Gemeinden deutlich (*Beilage 8*). **Gebiete mit hohem Wärmebedarf**

Gemäss dem «Fokus Gebäudeenergie 2022» beläuft sich der Energieverbrauch von beheizten Gebäuden für Raumwärme und Warmwasser im Kanton Uri auf 372'030 MWh [7]. Dieser wird im Kanton Uri wie folgt abgedeckt (*Tabelle 2*): **Gebäudeenergie**

- 44.4% durch fossile Energieträger (Heizöl).
- 41.9% durch erneuerbare Energiequellen (Holz, Wärmepumpen, Solarthermie und Fernwärme). Hiervon fallen 11.2% auf Fernwärme, welche durch Holzheizkraftwerke erzeugt wird.
- 13.4% durch direkte Elektrizität (Elektroheizungen und Warmwasser). Abhängig vom Strommix ist auch hier ein Anteil erneuerbar, jedoch ineffizient genutzt.
- 0.3% unbekannter Herkunft.

Die Heizungsart gemäss Gebäuderegister sowie die Zonenpläne sind für die grösseren Siedlungsbereich in den *Beilagen 9 bis 16* ersichtlich.

Wärmegrossverbraucher stellen wichtige potenzielle Abnehmer für Wärme aus der Nutzung der Tiefengeothermie dar. Zahlen zur gewerblichen Prozessenergie liegen jedoch nicht vor. Potenziell Grossverbraucher finden sich vor allem in Altdorf, Andermatt, Flüelen, Schattdorf und Seelisberg. **Grossverbraucher, Prozessenergie**

Gemeinde	Energiequelle					Total [MWh]	Anteil Kanton Uri
	Fossil [MWh]	Erneuerbare [MWh]	Fernwärme [MWh]	Elektrizität [MWh]	Andere [MWh]		
Altdorf (UR)	53'004	27'637	8'029	10'430	425	99'525	26.8%
Andermatt	9'816	1'624	6'059	824	0	18'323	4.9%
Attinghausen	5'201	6'428	51	2'103	22	13'805	3.7%
Bürglen (UR)	12'252	14'601	743	5'420	189	33'205	8.9%
Erstfeld	15'594	12'600	792	3'427	0	32'413	8.7%
Flüelen	10'235	6'856	931	2'127	236	20'385	5.5%
Göschenen	3'417	1'216	203	1'627	0	6'463	1.7%
Gurtellen	1'771	4'163	15	1'855	0	7'804	2.1%
Hospental	2'395	466	0	326	0	3'187	0.9%
Isenthal	928	6'170	0	463	0	7'561	2.0%
Realp	1'373	689	0	106	0	2'168	0.6%
Schattdorf	21'480	13'700	1'337	6'722	142	43'381	11.7%
Seedorf (UR)	5'613	6'902	448	2'280	19	15'262	4.1%
Seelisberg	3'325	3'336	0	4'302	0	10'963	2.9%
Silenen	8'096	10'241	4'913	3'110	36	26'396	7.1%
Sisikon	2'671	1'635	0	546	145	4'997	1.3%
Spiringen	2'658	6'008	28	2'137	26	10'857	2.9%
Unterschächen	1'790	5'237	0	1'254	1	8'282	2.2%
Wassen	3'523	2'455	163	920	2	7'063	1.9%
Kanton	165'142	131'964	23'712	49'979	1'243	372'040	100.0%
<i>Anteil Kt. Uri</i>	<i>44.4%</i>	<i>35.5%</i>	<i>6.4%</i>	<i>13.4%</i>	<i>0.3%</i>	<i>100.0%</i>	

Tabelle 2: Gebäudeenergiebedarf nach Gemeinden und Energiequelle.

Prozessenergie ist nicht enthalten.

Quelle: «Fokus Gebäudeenergie 2022» [7].

Es gibt verschiedene kleinere und grössere Fernwärmenetze (inkl. **Fernwärme** Nahwärmenetze), welche mit Holzenergie (resp. Biomasse) betrieben werden. Diese werden fortlaufend ausgebaut und können grundsätzlich mit geothermisch gewonnener Energie ergänzt werden. Derzeit gibt es Fernwärmenetze in den Gemeinden Altdorf, Schattdorf, Erstfeld, Göschenen und Andermatt (siehe *Beilagen 8 bis 16*). Im Realp ist zudem ein Wärmeverbund geplant, welcher das rund 12°C [5], gemäss eigenen Messungen im September 2012 sogar rund 13 bis 14°C warme Tunnelwasser nutzen soll, welches mit rund 73 l/s aus dem Portal fliesst. Es soll mit einem Blockheizkraftwerk kombiniert werden. Aktuell werden bereits fünf Mehrfamilienhäuser in der Nähe des Bahnhofs Realp mit dem Tunnelwasser versorgt. Dieses wird mittels Wärmepumpen zu Heizzwecken und die Warmwassererzeugung genutzt. Auf der Walliser Seite des Furkatunnels wird das dort ausfließende Tunnelwasser bereits seit 1992 teilweise für die Beheizung verwendet (ca. 20 von 70 l/s, ca. 16°C warm).

6 GROBE WIRTSCHAFTLICHKEITSABSCHÄTZUNG

6.1 Faktoren der Wirtschaftlichkeit

Für die Wirtschaftlichkeit eines Tiefengeothermie-Projektes sind folgende Faktoren entscheidend:

**Faktoren der
Wirtschaftlich-
keit**

- Bohr- und Erschliessungskosten.
- Leistung der Ressource (Temperaturverhältnisse, Gesteins-Durchlässigkeit / Ergiebigkeit).
- Chemie/Qualität der Tiefenwässer.
- Wärmeabnehmerpotenziale (Bauzonen, Wärmegrossabnehmer).
- Bestehende Infrastruktur (Fernwärmenetze, Erschliessung).

Im den folgenden Kapiteln werden aufgrund der möglichen Erträge und Kosten die Wirtschaftlichkeit für ein Tiefengeothermie-Projekt auf Grundlage verschiedener Annahmen näher betrachtet.

Bei einem «deep closed-loop geothermal system» fallen die Bohrkosten besonders ins Gewicht, da pro gewonnener Wärmeinheit wesentlich weiter gebohrt werden muss. Aufgrund der sich noch in Entwicklung befindenden Technologie sind zuverlässigen Kostenprognosen für entsprechende Projekte noch nicht möglich. Es ist jedoch klar, dass massgebliche Kostenverringerungen notwendig sind, damit es sich etablieren kann. Beim entsprechenden «Eavor-Loop-Projekt» in Gertsried, Bayern, wird mit einer Gesamtinvestition in Höhe von bis zu 350 Millionen Euro gerechnet. Diese werden zu einem wesentlichen Teil durch verschiedene Zuschüsse, wie dem EU-Innovationsfonds finanziert (Quelle: www.eavor.de). In der folgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird diese Technologie daher nicht weiter betrachtet.

**deep closed-
loop geother-
mal system**

Die Wirtschaftlichkeit der mitteltiefen Wärme- und Kältespeicherung ist stark von den geologischen Gegebenheiten abhängig. Insbesondere die Durchlässigkeit der Gesteine und das Fliessverhalten im Aquifer bestimmen, wie gut die Wärme respektive Kälte eingespeist und saisonal gehalten werden kann. Neben den Erkenntnissen zur Funktionsweise wird das Pilotprojekt am Flughafen Zürich, welches vom Bundesamt für Energie (BFE) mit maximal 1 Million unterstützt wird, auch in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit wichtige Erkenntnisse liefern. Beim heutigen Wissensstand ist eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aber auch hier noch kaum möglich.

**Wärme-/Kälte-
speicherung**

6.2 Annahmen für eine Modellanlage

Für hydrothermale und petrothermale Geothermienutzungen besteht bereits ein grösserer Erfahrungshorizont, so dass für diese im Folgenden, basierend auf verschiedenen Annahmen, Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für zwei Modellanlagen, welche den Untergrund in zwei unterschiedlichen Tiefen zu Heizwecken erschliessen, durchgeführt werden können.

**Erfahrungs-
horizont**

Als Randbedingung für die beiden Modellanlagen wurden verschiedene Annahmen getroffen. Im vorliegenden Fall gehen wir für die beiden betrachteten Projekte von folgenden Erschliessungstiefen aus:

Bohrtiefen

- Modellanlage 1: Bohrung bis in 5.0 km Tiefe: Es wird ein durchlässiger Bereich in 4.6–5.0 km Tiefe erschlossen.
- Modellanlage 2: Bohrung bis in 2.2 km Tiefe: Es wird ein durchlässiger Bereich in 1.8–2.2 km Tiefe erschlossen.

Es wird von einem geothermischen Gradienten von 30°C/km ausgehend von einer Oberflächentemperatur von 10°C ausgegangen. Unter Berücksichtigung von Wärmeverlusten ergibt dies eine mittlere Temperatur im erschlossenen Tiefenbereich von 154°C (Modellanlage 1) resp. 70°C (Modellanlage 2). Unter Berücksichtigung eines Wärmeverlusts von 4°C bis zur Nutzung an der Oberfläche (Kraftwerksanlage oder Fernwärmenetz) ergibt sich eine nutzbare Fördertemperatur von 150°C (5'000 m-Bohrung) resp. von 68°C (2'200 m-Bohrung, siehe *Tabelle 3*). Unter Annahme einer Reinjektionstemperatur von 45°C ergibt sich für eine 5'000 m-Bohrung eine nutzbare Temperaturdifferenz von 105°C. Für die Bohrung bis in 2'200 m wurde eine Reinjektionstemperatur von 20°C angenommen. Dies bedingt die Verwendung einer Wärmepumpe. Für diese wurde ein COP von 5 angenommen, wobei sie eine Temperaturdifferenz von 25°C nutzt. Daraus ergibt sich eine nutzbare Temperaturdifferenz von 48°C (Annahme Anteil direkte Nutzung: 23°C), wobei auch Kosten für die Anschaffung und den Betrieb der Wärmepumpe zu berücksichtigen sind.

Temperaturen

Parameter		Modellanlage 1 Bohrung bis 5'000 m u. T.		Modellanlage 2 Bohrung bis 2'200 m u. T.	
Bohrtiefe	H _{Bohr}	5'000	m u. T.	2'200	m u. T.
Aquifer-Tiefe	H _{Aquifer}	4'600–5'000	m u. T.	2'200–1'800	m u. T.
Oberflächentemperatur	T _{Oberfl}	10	°C	10	°C
Geothermischer Gradient	T _{Grad}	30	°C/km	30	°C/km
→ Aquifer-Temperatur	T _{Aquifer}	154	°C	70	°C
Wärmeverlust bis Nutzung an der Oberfläche	T _{Verl}	4	°C	2	°C
→ Nutzbare Fördertemperatur	T _{Prod}	150	°C	68	°C
Reinjektionstemperatur	T _{Reinj}	45	°C	20	°C
→ Nutzbare Temperaturdifferenz	ΔT	105	°C	48	°C

Tabelle 3: Basisparameter für die Geothermie-Nutzungsvarianten.
Die mit einem Pfeil versehenen Parameter leiten sich ab.

Es wurden jeweils drei Szenarien mit jeweils unterschiedlichen durchschnittlichen Durchlässigkeiten gerechnet. Diese werden als «pessimistisch», «realistisch» und «optimistisch» bezeichnet, mit jeweils um den Faktor 5 erhöhten Durchlässigkeiten im erschlossenen Tiefenbereich (*Tabelle 4*). Die Betrachtungen sind unabhängig davon, ob es sich um ein petrothermales oder eine hydrothermales/optimiertes

**Szenarien,
Petrother-
mal/hydrother-
mal**

Projekt handelt. Um eine möglichst hohe Förderleistung zu erzielen, wird davon ausgegangen, dass zumindest in geringem Umfang eine Stimulation des Reservoirs durchgeführt wird, um dieses zu optimieren resp. künstlich zu schaffen (fortan einfach «Aquifer» genannt). Grundsätzlich sind solche Durchlässigkeiten auch bei einem natürlichen Aquifer vorstellbar (reine hydrothermale Nutzung), jedoch sind die Kenntnisse zum tieferen Untergrund nicht genügend gut, um abschätzen zu können, ob solche Durchlässigkeiten auch tatsächlich natürlich vorliegen können.

Szenario	mittlere hydr. Durchlässigkeit [m/s]	Transmissivität [m/s ²]	Förderrate [l/s]	Jährl. Betriebszeiten Wärme- produktion h	Modellanlage 1 Bohrung bis 5'000 m u. T.		Modellanlage 2 Bohrung bis 2'200 m u. T.	
					Wärme-Entzugs-Leistung MW _{th}	Jährliche Wärmeproduktion MWh _{th}	Wärme-Entzugs-Leistung* MW _{th}	Jährliche Wärmeproduktion* MWh _{th}
Pessimistisches Szenario	6.0×10 ⁻⁸	2.4×10 ⁻⁵	4.1	6'000	1.8	10'867	0.8	4'968
Realistisches Szenario	3.0×10 ⁻⁷	1.2×10 ⁻⁴	18.5	6'000	8.2	48'968	3.7	22'385
Optimistisches Szenario	1.5×10 ⁻⁶	6.4×10 ⁻⁴	84.2	6'000	37.1	222'833	17.0	101'867

Tabelle 4: Abgeschätzte Förderraten und Entzugsleistungen für zwei Modellanlagen und drei Szenarien.

*Anteil Strom für den Betrieb der Wärmepumpe: Ca. 10%.

6.3 Bohr- und Erschliessungskosten

Die Bohrkosten steigen exponentiell mit der Tiefe. Sowohl für die hydrothermale und die petrothermale Tiefengeothermie sind zudem in der Regel mindestens zwei Bohrungen notwendig (Doublette). Die Erschliessungskosten variieren je nach Erschliessungsart stark, entsprechend handelt es sich um grobe Annahmen (*Tabelle 5*). Für die petrothermale Tiefengeothermie (EGS) sind zusätzlich Kosten für die Stimulation zu veranschlagen, welche nachfolgend miteinander berechnet werden. Die Kosten für die Bohrungen setzen sich aus mehreren Komponenten zusammen. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass die Kosten nicht von den gemäss Szenarien möglichen Förderraten abhängen. Neben den Kosten für das Abteufen der Bohrungen entstehen weitere Kosten für die Vorbereitung des Bohrplatzes, die Durchführung von Bohrloch- und Durchlässigkeitsmessungen (Logging und Testing) sowie für die Verschiebung der Bohranlage von der Injektionsbohrung zur Förderbohrung. Nicht berücksichtigt sind Kosten, welche für die Prospektion anfallen, z.B. für seismische Untersuchungen. Es wird angenommen, dass die Bohrungen zumindest teilweise abgelenkt werden. Es werden daher für beide Bohrungen zum Erreichen der Zieltiefe von 5'000 m Bohrlängen von 5'500 m angenommen, wobei für die erste Bohrung mit durchschnittlichen Kosten von CHF 4'000 pro Bohrmeter gerechnet wird. Die Kosten für die zweite Bohrung

Bohrkosten

liegen üblicherweise tiefer, da auf Erfahrungen aus der ersten Bohrung zurückgegriffen werden kann. Bei der Kostenabschätzung wurde angenommen, dass die Kosten der zweiten Bohrung 20% unter jenen der ersten Bohrung liegen.

Parameter	Modellanlage 1 bis 5'000 m u. T.	Modellanlage 2 bis 2'200 m u. T.
Vorarbeiten Öffentlichkeitsarbeit, Bewilligungen, etc.	1.5 Mio. CHF	1.2 Mio. CHF
1. Bohrung	22.0 Mio. CHF	7.5 Mio. CHF
Zusatzarbeiten 1. Bohrung (Stimulation, Logging, Testing, seismische Überwachung)	2.2 Mio. CHF	1.1 Mio. CHF
2. Bohrung	17.6 Mio. CHF	6.0 Mio. CHF
Zusatzarbeiten 2. Bohrung (Bewegung des Bohrturms, Logging, Testing inkl. Zirkulation, seism. Überwachung)	2'6 Mio. CHF	0.9 Mio. CHF
Total Investitionskosten Erschliessung	45.9 Mio. CHF	16.7 Mio. CHF

Tabelle 5: Abgeschätzte Bohrkosten.

6.4 Reine Wärmeproduktion

Wird die mittels Doubletten-Bohrung verfügbar gemachte Wärme nur zum Beheizen genutzt, so entstehen weitere Kosten für das Fernwärmenetz. Um diese abzuschätzen, wird davon ausgegangen, dass genügend Abnehmer verfügbar sind, so dass die Wärme vollständig genutzt werden kann. Die Finanzierung des Fernwärmenetzes wird dabei nicht berücksichtigt (*Tabelle 6*). Dieser vereinfachte Ansatz berücksichtigt auch nicht, dass evtl. ein bestehendes Fernwärmenetz mitbenutzt werden kann und für die Spitzenlast ergänzende Energieträger benötigt werden. Als Ergänzung würde sich die Verwendung von Holz resp. die Anbindung an ein bereits bestehendes Fernwärmenetz anbieten, welches bereits auf diesen nachhaltigen Rohstoff setzt.

Modell-anlage	Szenario	Mittlere beheizte Fläche pro Abnehmer m ²	Wärmebedarf pro Abnehmer kWh/(m ² ×Jahr)	Wärmebedarf pro Abnehmer MWh _{th} /Jahr	Anzahl bedienbarer Abnehmer -	Kosten Fernwärme pro Anschluss CHF	Kosten Erstellung Fernwärmenetz Mio. CHF
1 bis 5'000 m u. T.	Pessimistisch	200	140	28	388	12'000	4.7
	Realistisch	200	140	28	1'749	10'000	17.5
	Optimistisch	200	140	28	7'958	8'000	63.7
2 bis 2'200 m u. T.	Pessimistisch	200	140	28	85	14'000	1.2
	Realistisch	200	140	28	383	12'000	4.6
	Optimistisch	200	140	28	1'743	10'000	17.4

Tabelle 6: Abschätzung Kosten Fernwärmenetz.

Es wird angenommen, dass für die förderbare Wärme jeweils genügend Abnehmer vorhanden sind.

Die Betriebsparameter, die als Grundlage für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit herangezogen werden, werden als konstant angenommen (*Tabelle 7*). **Betriebsparameter**

Parameter	Wert	Einheit
Stromkosten für Pumpenbetrieb	0.20	CHF/kWh _{el}
Absenkhöhe Förderfluid unter Terrain (für Pumpenstrom)	200	m
Zinssatz	4%	
Finanzierungsdauer	15	Jahre
Nutzungsdauer	30	Jahre

Tabelle 7: Betriebsparameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen.

Durch die Festlegung des Wärmeverkaufspreises (*Tabelle 7*) und der Annahme, dass die gesamte produzierte Fernwärme verkauft werden kann, ist es möglich, die Wärmegestehungskosten zu berechnen. Hierzu werden mittels der Finanzierungsannahmen (Finanzierungsdauer, Zinssatz) die jährlichen Amortisations- und Kapitalkosten für die Bohrungen bestimmt. Zu diesen jährlichen Amortisations- und Kapitalkosten werden die Betriebskosten (Pumpen, Verwaltung, Nebenkosten, etc.) sowie die Kosten für das Fernwärmenetz und bei der Modellanlage 2 (Bohrtiefe 2'200 m) die Kosten für den Betrieb und die Anschaffung der Wärmepumpe (inkl. Stromkosten) addiert. **Wärmegestehungskosten**

Die Wärmegestehungskosten werden in den beiden «realistischen» Szenarien auf rund 12 resp. 13 Rp/kWh geschätzt (vgl. *Tabelle 8*). Die Bandbreite der berechneten Szenarien reicht von 4.3 Rp./kWh_{th} (optimistisch, 5'000 m Bohrtiefe) bis 45 Rp./kWh_{th} (pessimistisch, ebenfalls 5'000 m Bohrtiefe). Grundsätzlich könnte auch bei einer Bohrtiefe von 5'000 m eine Wärmepumpe eingesetzt werden, um die Restwärme optimal zu nutzen. Dies wäre insbesondere bei geringen Förderraten interessant und würde die Wärmegestehungskosten in diesem Fall massgeblich senken. **Wärmegestehungskosten**

Der wesentlichste Faktor für die Wärmegestehungskosten ist, vorausgesetzt, die Wärmeabnehmer sind vorhanden, wie gut es gelingt, einen effizienten Wärmetauscher mit erhöhten Durchlässigkeiten im tiefen Untergrund zu erschliessen respektive zu erstellen. Daneben ist aber auch die Abnehmersituation von grosser Bedeutung, wobei grosse Wärmeabnehmer im Nahbereich der geothermischen Nutzung die Kosten für ein Fernwärmenetz wesentlich reduzieren können. Wichtig für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist des Weiteren, inwiefern die Kosten und die Risiken durch Fördergelder und eine Risikoabdeckung durch Bund und/oder Kanton reduziert werden (siehe *Kapitel 6.5*). **Wesentliche Faktoren**

Bei- spiel- an- lage	Szenario	Kosten Bohrungen mit Zinsen über Fi- nanzie- rungs- dauer Mio. CHF	Kosten Fern- wärme Mio. CHF	Summe Fern- wärme + Bohrung (+Wärme- pumpe)* Mio. CHF	laufende Kosten pro Jahr* CHF/Jahr	Gesamt-Kos- ten über Nut- zungs- dauer* Mio. CHF	Kosten pro kWh Wärme* Rp./kWh _{th}
1 bis 5'000 m u. T.	Pessimis- tisch	61.9	4.7	66.6	456'900	80.3	45
	Realistisch	61.9	17.5	79.4	585'300	97'0	12
	Optimistisch	61.9	63.7	125.6	1'173'900	161'8	4.3
2 bis 2'200 m u. T.	Pessimis- tisch	22.5	2.5	25.0	296'700	33.9	40
	Realistisch	22.5	9.6	32.1	793'100	55.9	13
	Optimistisch	22.5	36.4	58.9	3'016'500	149.4	6.8

Tabelle 8: Gesteungskosten Wärmeproduktion.

* Inkl. Kosten für die Wärmepumpe (Anschaffung+Betrieb inkl. Stromkosten)
bei der Modellanlage 2 mit einer Bohrtiefe von 2200 m.

6.4.1 Erzielbare Leistungen und Kosten einer Stromgewinnung

Grundsätzlich kann mit der geothermischen Anlage bei genügend hohem Temperaturniveau auch elektrischer Strom erzeugt werden. Dabei ist zu bedenken, dass die thermische Effizienz, abhängig von Temperaturniveau, derzeit typischerweise bei rund 10% (maximal bei 15%) und damit relativ tief liegt. Für die Modellanlage 1 (5'000 m-Bohrung) ergeben sich bei einem Wirkungsgrad von 12% und bei einer Abkühlung des Tiefenwassers auf 75°C im Kraftwerksprozess elektrische Leistungen von 0.16 MW_{el} (pessimistisch), 0.70 MW_{el} (realistisch) und 3.18 MW_{el} (optimistisch).

**Erzielbare
elektrische
Leistung**

Berücksichtigt man, dass neben dem vergleichsweise geringen Wirkungsgrad noch die Kosten für das Kraftwerkszentrale einzurechnen sind, so ist eine Stromproduktion nur bei einem optimistischen Szenario und bei Vorhandensein von Wärmeabnehmern wirtschaftlich realisierbar, wobei auch dann noch von Stromgestehungskosten von meist >30 Rp/kWh_{el} auszugehen ist. Eine reine Wärmeproduktion ist bei genügend Abnehmern wirtschaftlich stets deutlich interessanter. Da im Sommer durch die Photovoltaik zukünftig voraussichtlich genügend Strom vorhanden sein dürfte, ist eine geothermische Stromproduktion vor allem im Winterhalbjahr interessant, wobei dann auch der Wärmebedarf am grössten ist. Interessant dürfte daher vor allem eine Kombination mit einem z.B. durch Holz betriebenen Blockheizkraftwerk (BHKW) sein, wobei die Geothermie die Grundlast des Wärmebedarfs abdeckt, während das BHKW und ein Spitzenlastkessel den Rest übernimmt.

**Wirtschaftliche
Überlegungen**

6.4.2 Beitrag der Geothermie zur Wärme-Bedarfsdeckung

Vergleicht man die in den Modellanlagen produzierte Wärme mit dem Gebäudeenergiebedarf im Kanton Uri (*Tabelle 2, Beilage 8*), so wird deutlich, dass die Tiefengeothermie einen wesentlichen Beitrag für eine weitgehend CO₂-freie Beheizung und auch für die Abdeckung der Prozesswärme leisten kann. Es gilt, primär die mit fossilen Energieträgern (Heizöl) aber auch die rein elektrisch produzierte Wärme zu ersetzen. Deren Verbrauch machte im Kanton Uri bei der Gebäudeenergie (ohne Prozesswärme) im Jahr 2022 215'121 MWh_{th} aus. Dies entspricht einem Anteil von 57.8% und somit mehr als der Hälfte des Energiebedarfs. Vergleicht man diesen Wert mit den Szenarien der Modellanlagen, wird ersichtlich, dass dies im Bereich des optimistischen Szenarios der Modellanlage 1 liegt (222'833 MWh_{th}). Aber auch die bei einem realistischen (48'968 MWh_{th}) und selbst pessimistischen (10'867 MWh_{th}) Szenario gewonnene Wärme dieser Anlage könnte einen wesentlichen Beitrag für die Dekarbonisierung der Energieversorgung leisten. Dies insbesondere im Talboden des Reusstals, wo in den Gemeinden von Flüelen/Seedorf bis Silenen rund 2/3 des Gebäudeenergiebedarfs des Kantons benötigt wird. Der Verbrauch von Heizöl und Elektrizität zur Wärmeerzeugung für Gebäude betrug in diesen Gemeinden 2022 138'892 MWh_{th}. Ein erfolgreiches grösseres Tiefengeothermieprojekt könnte diese Wärme fast vollständig abdecken. Aber auch ein kleineres Tiefengeothermieprojekt könnte einen Gross- teil dieser Wärme liefern (optimistisches Szenario der Modellanlage 2: 101'867 MWh_{th}).

**Vergleich Mo-
dellanlage Ge-
bäudeenergie-
bedarf**

6.5 Fördergelder durch den Bund

Der Bund erhofft sich durch die Geothermie einen namhaften Beitrag zum Erreichend er Energiewende. Deshalb fördert er Forschungsprogramme und Innovationen und unterstützt Projekte bei der Prospek- tion und Erschliessung des Untergrundes, um die Risiken für Investo- ren zu minimieren.

Ziel

Die Unterstützung von geothermischen Wärmeprojekten läuft über die CO₂-Gesetzgebung des Bundes, basierend auf folgenden Grundlagen:

Grundlagen

- Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Gesetz) vom 23. Dezember 2011 (Stand am 1. Januar 2022), SR 641.71.
- Verordnung über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Verordnung) vom 30. November 2012 (Stand am 1. Januar 2024), SR 641.711.

Die Förderung von Projekten zur geothermischen Stromerzeugung stützt sich primär auf das Energiegesetz (EnG) vom 30. September 2016, SR 730.0, und die dazugehörige Energieverordnung (EnV) vom 1. November 2017, SR 730.01.

In Art. 34 des CO₂-Gesetzes ist festgehalten, dass der Bund zur langfristigen Verminderung der CO₂-Emissionen bei Gebäuden Projekte zur direkten Nutzung der Geothermie für die Wärmebereitstellung unterstützt. Er verwendet hierzu einen Teil des Ertrags aus der CO₂-Abgabe, höchstens aber 30 Millionen Franken pro Jahr. In der CO₂-Verordnung zum CO₂-Gesetz sind in Art. 112-113b inkl. Anhang 12 die Anforderungen an beitragsberechtigende Projekte für die direkte Nutzung der Geothermie für die Wärmebereitstellung definiert:

**Unterstützung
von Wärmepro-
jekten**

- Beiträge decken höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten. Stehen für ein beitragsberechtigendes Projekt keine oder nicht genügend Mittel zur Verfügung, so nimmt das BFE das Projekt in eine Warteliste auf.
- Grundsätzlich sind alle für eine unmittelbar für die wirtschaftliche und zweckmässige Ausführung notwendigen Aufwendungen anrechenbar. Dies beinhaltet Kosten für die Prospektion (Akquisition neuer Geodaten, Analysen und Interpretation der Daten) und die Erschliessung (Aufwendungen im Zusammenhang mit der Sondierbohrung und der Heisswasserförderung). Ausdrücklich nicht dazu gehören jedoch Kosten, die im Rahmen von behördlichen Abläufen im Zusammenhang mit der Prospektion und der Erschliessung anfallen.

Ergänzender Hinweis: Die anrechenbaren Aufwendungen sind fast identisch auch in der Energieverordnung (EnV) vom 1. Nov. 2017 zum Energiegesetz (EnG) vom 30. Sept. 2016 aufgeführt.

Das Energiegesetz und die Energieverordnung bilden die Grundlage für die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, einschliesslich der Geothermie. Die Instrumente zur Förderung von Geothermie-Stromprojekten umfassen insbesondere:

**Förderung
Stromproduk-
tion**

- Einspeisevergütungssystem (EVS): Gemäss Art. 15 ff. des EnG und den entsprechenden Ausführungsbestimmungen in der EnV können Betreiber von Anlagen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, darunter auch geothermische Kraftwerke, eine kostendeckende Einspeisevergütung für den produzierten Strom erhalten. Diese Vergütung soll die Wirtschaftlichkeit der Projekte verbessern und Investitionsanreize schaffen. Die Höhe der Vergütung wird in der EnV festgelegt und kann je nach Technologie und Anlagen-grösse variieren.
- Investitionsbeiträge: Artikel 17 des EnG sieht die Möglichkeit von Investitionsbeiträgen für Produktionsanlagen erneuerbarer Energien vor. Geothermische Stromprojekte können unter bestimmten Voraussetzungen ebenfalls von solchen Beiträgen profitieren. Die genauen Kriterien und die Höhe der Beiträge werden in der EnV geregelt.

Das Gesuch für eine Unterstützung der Prospektion für Wärme- und Stromprojekte muss Auskunft über die technischen, ökonomischen, rechtlichen, sicherheits- und umweltschutzrelevanten sowie organisatorischen Belange des Projekts geben (CO₂-Verordnung, Anhang 12,

**Gesuch für eine
Unterstützung
der Prospektion**

Abschnitt 3.1). Insbesondere muss der aktuelle Wissensstand aufgezeigt werden und welche erdwissenschaftlichen Prospektionen zur Charakterisierung des Geothermie-Reservoirs geplant sind. Das Gesuch wird durch ein vom BFE zur Prüfung bestimmten, vom Projekt unabhängigen Expertengremium geprüft.

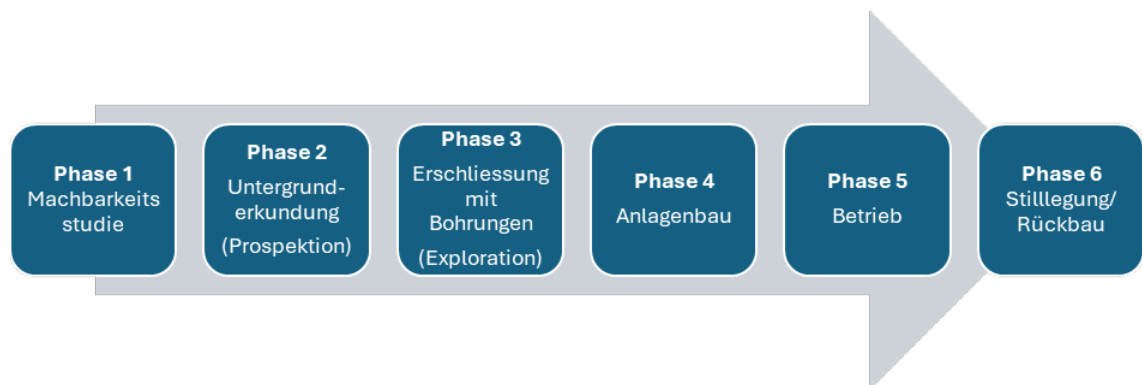
Mit dem Vorliegen eines Prospektionsberichts, welcher die Erfolgchancen des Projekts aufzeigt, kann beim BFE eine Unterstützung für die Erschliessung beantragt werden. Es gelten analoge Anforderungen zum Gesuch für eine Unterstützung der Prospektion, jedoch müssen Vorgehen, Finanzierung und Erschliessung wesentlich detaillierter und konkretisiert ersichtlich sein.

Gesuch für eine Unterstützung der Erschliessung

7 PROJEKTABLAUF EINES GEOTHERMIEPROJEKTS

Geothermieprojekte unterscheiden sich in den ersten Projektphasen massgeblich von «herkömmlichen» Bauprojekten. Grund hierfür ist, dass zunächst erst die für die Planung notwendigen Untergrundinformationen gewonnen werden müssen. Gesicherte Planungsangaben zur thermischen Leistung der Bohrungen liegen gegenwärtig bei offenen Systemen erst nach Abschluss der Bohrungen (Phase 3, siehe unten) vor. Um diese Planungsunsicherheiten und die damit einhergehenden Unsicherheiten eines Projekterfolges zu minimieren, können verschiedene Massnahmen ergriffen werden. Dazu gehören insbesondere ein verbessertes und idealerweise öffentlich zugängliches Untergrundmodell mit Zugänglichkeit zu den Daten (swisstopo), optimierte Verfahren zur Untergrunderkundung sowie innovative Erschliessungs- und Optimierungstechnologien, um die Abhängigkeit vom lokalen und regionalen Untergrund zu minimieren.

Ausgangslage



Figur 18: Typische Projektphasen eines Geothermieprojektes.

Der Projektablauf eines Geothermieprojektes umfasst typischerweise sechs Projektphasen (Figur 18), wobei die rechtlichen Aspekte separat beschrieben werden (siehe Kapitel 8):

Projektablauf mit sechs Phasen

– Phase 1: Machbarkeitsstudie

Ziel der ersten Phase ist eine Machbarkeitsanalyse und erste Konzeptentwicklung. In diesem Zusammenhang werden für die

Projektierung und Planung des Projektes speziell folgende Aspekte behandelt:

- Obertägige Standortanalyse und Standortwahl.
- Geologische Einschätzung anhand vorhandener Informationen (Desktop-Studie ohne neue Datenerhebungen).
- Wahl der Erschliessungstechnologie(n).
- Erste grobe Wirtschaftlichkeitsberechnung und Risikobewertung.
- Prüfung rechtlicher Rahmenbedingungen.
- Erste seismische Risikoabschätzung gemäss SED (GEOBEST2020+[36]).
- Öffentlichkeitsarbeit und Stakeholder-Kommunikation bei Entscheid zur Projektfortführung.

Mögliche Herausforderungen: Ungenügende Datenbasis zum Untergrund, rechtliche Rahmenbedingungen (fehlende Bewilligungsfähigkeit, Einsprachen), Finanzierung.

– **Phase 2: Untergrunderkundung (Prospektion)**

Ziel der zweiten Phase ist, zusätzliche Daten zur lokalen Geologie und Tektonik zu gewinnen. Je nach bereits vorhandener Datenbasis und vorgesehener Technologie wird eine mehr oder weniger umfassende Untergrunderkundung durchgeführt. Die Erkundung des Untergrundes mittels indirekter Methoden von der Erdoberfläche aus umfasst z.B. Reflexionsseismik oder Gravimetrie.

Auf Basis der verbesserten Datengrundlage erfolgt eine konkretisierte Projektplanung, dazu gehören insbesondere der Bohrplatz, die Erschliessungs-Bohrungen sowie eine erste Grobplanung der obertägigen Anlage (Heizzentrale bzw. Heizkraftwerk). Bei sehr gut bekanntem Untergrund kann eine geophysikalische Untergrunderkundung wegfallen. Andererseits ist es auch möglich, Prospektionsbohrungen durchzuführen, um eine zusätzliche direkte Datenbasis für die spätere Planung der Erschliessungsbohrungen zu gewinnen. Bei grösseren Anlagen mit mehr als 5 MW thermischer Leistung ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen.

Mögliche Herausforderungen: Datenakquisition (z.B. fehlende Zugänglichkeit); Unsicherheiten bei der Interpretation der gewonnenen Daten; geothermische Reservoirs können nicht direkt beurteilt werden (weiterhin bestehende Unsicherheiten).

– **Phase 3: Erschliessung mit Bohrungen (Exploration)**

Ziel dieser Phase ist die Erschliessung des geothermischen Reservoirs mit Bohrungen für die vorgesehene Nutzung. Zunächst erfolgt der Aufbau einer seismischen Überwachung und der Bau des Bohrplatzes, im weiteren Verlauf die Abteufung der Bohrungen inklusive geophysikalischer Messungen im Bohrloch sowie der hydraulischen Tests zur Bewertung der thermischen Leistung bei

offenen Systemen. Bei offenen Systemen werden in der Regel zudem mindestens chemische Säuerungen für den verbesserten Anschluss der Bohrungen an das Reservoir durchgeführt. Die oberirdischen Anlagen (Heizzentrale/Heizkraftwerk) werden final geplant.

Mögliche Herausforderungen: Bohrtechnische Herausforderungen; geothermisches Reservoir entspricht nicht den Anforderungen an eine wirtschaftliche Nutzung (ungenügende Durchlässigkeiten oder Temperaturen); induzierte Seismizität.

– **Phase 4: Anlagenbau**

Ziel ist die Errichtung der gesamten notwendigen Infrastruktur und Anlagenkomponenten. Hierfür werden zunächst die oberirdischen Anlagen im Detail geplant. Dies erfolgt erst in dieser Phase, da bei offenen Systemen die thermische resp. elektrische Leistung erst nach Durchführung der hydraulischen Tests am Ende der Phase 3 feststeht. Dies führt dazu, dass im Rahmen der Bewilligungsverfahren typischerweise mit maximalen thermischen Leistungsdaten gearbeitet wird und diese später konkretisiert werden. Je nach Risikobereitschaft des Projektinhabers ist es auch denkbar, dass der Bau der oberirdischen Anlagen parallel zu den Bohrungen erfolgt.

Mögliche Herausforderungen: Marktveränderungen, Zinsentwicklung, Rückzug von Investoren.

– **Phase 5: Betrieb**

Ziel der Betriebsphase ist der (versorgungs-)sichere und effiziente Dauerbetrieb der geothermischen Anlage. Zum Betrieb gehört ein Monitoringsystem in den Bohrungen (Druck, Temperatur, Förder-/Injektionsrate) sowie im allfällig vorhandenen oberflächennahen Grundwasser. Zudem ist ein fixes seismisches Monitoring gemäss Richtlinien des Schweizer Erdbebendienstes SED vorzunehmen. Die Anlagenteile werden regelmässig gewartet und allenfalls optimiert.

Mögliche Herausforderungen: Langzeitveränderungen im Reservoir, wirtschaftliche Schwankungen, technische Defekte (Pumpen, Wärmenetz, etc.).

– **Phase 6: Stilllegung / Rückbau**

Diese Phase dient dem Rückbau der Anlagen und der Abdichtung der Bohrungen am Ende der Betriebszeit.

Eine umfassende Darstellung aller möglichen Herausforderungen und Risiken pro Projektphase ist dem GEORISK Tool [37] zu entnehmen. Die Phasen «Machbarkeitsstudie» und «Untergrunderkundung» wurden hierbei zur besseren Übersichtlichkeit zusammengefasst. Die Ergebnisse einer dazu gehörenden in europäischen Ländern erfolgten Umfrage sind graphisch dargestellt und können gesamthaft oder nach Land (z.B. Schweiz) analysiert werden [38].

**Bewertung von
Risiken**

8 RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

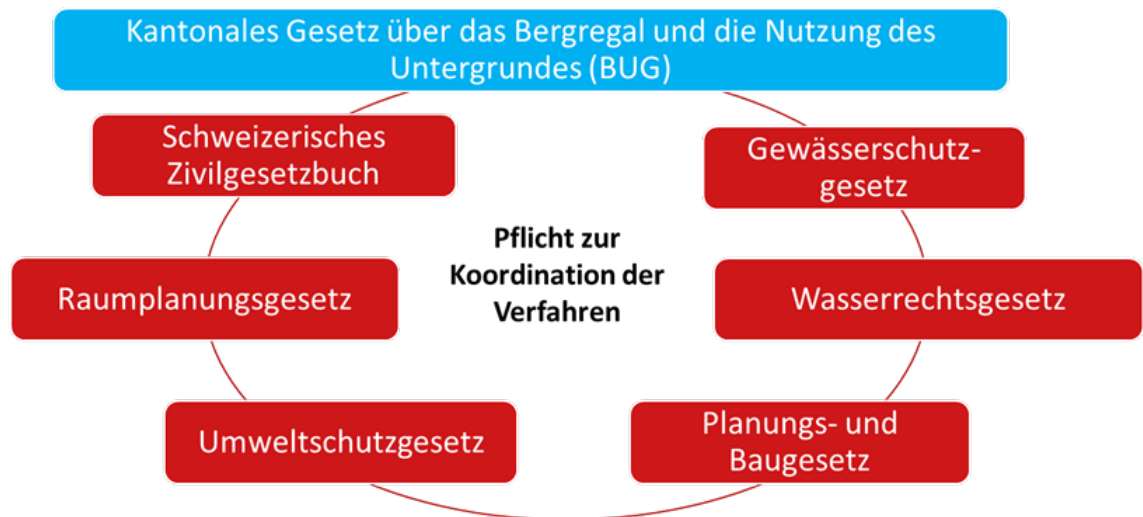
8.1 Einleitung

Geothermieprojekte tangieren in ihren unterschiedlichen Projektphasen verschiedene Rechtsgebiete (*Figur 19*). Bei den meisten Rechtsgebieten handelt es sich um nationales Recht, welches über Einführungsgesetze auf kantonaler Ebene verankert wird. Im Kanton Uri vollzieht das kantonale Umweltgesetz (KUG, RB 40.7011) das nationale Bundesgesetz über den Umweltschutz als auch das Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer. Einzig das Gesetz über das Bergregal und die Nutzung des Untergrundes (BUG, RB 40.5111) ist rein kantonaler Natur.

**Gesetzes-
grundlagen**

Im Kanton Uri sind demzufolge insbesondere zu berücksichtigen:

- Kantonales Umweltgesetz (KUG, RB 40.7011) und Umweltverordnung (KUG, RB 40.7011)
- Kantonales Gesetz über das Bergregal und die Nutzung des Untergrundes (BUG, RB 40.5111)
- Kantonales Gewässernutzungsgesetz (GNG, RB 40.4101) und Gewässernutzungsverordnung (GNV; RB 40.4105)
- Planungs- und Baugesetz (PBG, RB 40.1111) und Reglement zum Planungs- und Baugesetz (RPBG, RB 40.1115)
- Eidgenössische Grundlagen bilden: Schweizerisches Zivilgesetzbuch (SR 210)
- Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer (Gewässerschutzgesetz, GSchG, SR 814.20) und Gewässerschutzverordnung (GSchV, SR 814.201)
- Bundesgesetz über den Umweltschutz (Umweltschutzgesetz, USG, SR 814.01)
- Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPV, SR 814.011)
- Bundesgesetz über die Raumplanung (Raumplanungsgesetz, RPG, SR 700)
- Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz, WRG, SR 721.80)



Figur 19: Geothermieprojekte tangieren verschiedene Rechtsgebiete, die der Verfahrenskoordination unterliegen.
(rot = national; blau = kantonal).

8.2 Tangierte Rechtsgebiete im Projektablauf

Bei der Entwicklung eines Geothermieprojekts werden während den zu durchlaufenden Projektphasen (siehe *Kapitel 7*) verschiedene Rechtsgebiete tangiert:

**Tangierte
Rechtsgebiete
im Projektablauf**

- **Phase 1:** In der ersten Projektphase einer «Machbarkeitsstudie» (u.a. Auswertung bestehender Untergrunddaten, Potenzial- und Wirtschaftlichkeitsabschätzungen) werden keine Rechtsgebiete tangiert.
- **Phase 2:** Die Erkundung des Untergrundes mittels indirekter Methoden von der Erdoberfläche aus (z. B. Reflexionsseismik, Nodal Ambient Noise Tomography etc.) bedarf einer Bewilligung des zuständigen Departements (Baudirektion; Art. 6, Ziff. 3, BUG, RB 40.5111).
- **Phase 3:** Für die Durchführung der Bohr- und Erschliessungsarbeiten werden verschiedene Rechtsgebiete tangiert. Die Erstellung der notwendigen Bauten und Anlagen bedarf einer Baubewilligung. Zudem muss das Projekt zonenkonform sein (Raumplanung). Eine allfällig notwendige Umzonung ist vor Einreichen des Baugesuchs vorzunehmen. Die Erstellung der Bohrung benötigt gemäss BUG (Art. 6, Ziff. 3, RB 40.5111) eine Bewilligung durch die Baudirektion. Allenfalls ist auch eine gewässerschutzrechtliche Bewilligung notwendig. Beträgt die geplante thermische Leistung eines Geothermieprojekts mehr als 5 MW_{th} unterliegt das gesamte Projekt (Bohrung bis Stilllegung) zudem der Pflicht einer Umweltverträglichkeitsprüfung.
- **Phase 4:** Der Bau der oberirdischen Anlagenteile (insbesondere Heizzentrale und/oder Heizkraftwerk) benötigt eine Baubewilligung.

- **Phase 5:** Im Kanton Uri regelt das BUG (RB 40.5111) die Nutzung des Untergrundes. Demgemäss benötigt ein Geothermieprojekt für den Wärmeentzug im Untergrund eine Konzession. Liegt die konzedierte thermische Leistung unter 10 MW, ist der Regierungsrat und bei mehr als 10 MW der Landrat zuständig (Art. 7, BUG, RB 40.5111). Das BUG regelt alle relevanten Aspekte. Nicht im Gesetz geregelte Details (wie zum Beispiel die Projektumsetzung innerhalb einer bestimmten Frist) können über Auflagen und Bedingungen an die Konzession geknüpft werden. Nicht exakt festgelegt ist aktuell die Abgrenzung des BUG zum Privatrecht. Das BUG umfasst den Teil des Untergrundes, der nicht Gegenstand des Bergregals und der Bundeszivilgesetzgebung ist. Gemäss Artikel 667 des Schweizerischen Zivilgesetzbuches (ZGB) erstreckt sich das Grundeigentum in den Luftraum und in den Erdboden, soweit an dessen Ausübung ein Interesse besteht. Diese Abgrenzung entscheidet darüber, ob ein Projekt gemäss den gesetzlichen Rahmenbedingungen von oberflächennahen Erdwärmesonden und Grundwasseranlagen oder aber über das BUG geregelt wird. Damit verbunden ändert sich insbesondere auch die Zuständigkeit.
Es ist zudem zu prüfen, welcher Bewilligungspflicht der Betrieb der Heizzentrale bzw. des Heizkraftwerks unterliegt («Betriebsbewilligung»).
- **Phase 6:** Stilllegung und Rückbau der Anlage erfolgen in der Regel nach mehreren Jahrzehnten. Das BUG regelt, dass mit der Konzession auch Auflagen und Bedingungen definiert werden können, die diese Phase betreffen (Art. 10, BUG, RB 40.5111).

8.3 Fazit aus rechtlichen Rahmenbedingungen

Die rechtliche Zuständigkeit bei Geothermieprojekten liegt bei den Kantonen. Die gesetzlichen Grundlagen für die Bewilligung bzw. Konzessionierung der Geothermie sind im Kanton Uri vorhanden. Bei der untiefen Geothermie (Erdwärmesonden und Grundwasseranlagen) ist der Verfahrensablauf und die Bewilligungspraxis etabliert. Es besteht Know-how bei den Behörden bei der Begleitung und Bewilligung solcher Projekte.

Zuständigkeiten/ Know-how untiefe Geothermie

Bei der Bewilligung bzw. Konzessionierung von Geothermieprojekten mit grösseren Tiefen haben bislang nur einzelne Kantone Erfahrungen gesammelt. Im Kanton Uri gab es bisher noch kein solches Projekt. Daraus abgeleitet ergeben sich auch die grössten Herausforderungen: Die fehlende Erfahrung in den zuständigen Bewilligungsbehörden, der nicht definierte Verfahrensablauf und die ungeklärte Bewilligungspraxis, d.h. die Anwendung der geltenden Rechtsvorschriften auf ein solches Geothermieprojekt.

Zuständigkeiten/ Know-how mittlere und tiefe Geothermie

Im Kanton Uri ist die rechtliche Regelung im BUG (RB 40.5111) weniger detailliert als zum Beispiel im Kanton Zürich. Hier ist abzuklären, ob diese Aspekte auf Gesetzesstufe verankert werden müssen oder mittels Definition des Verfahrensablaufs und der Bewilligungspraxis abgedeckt werden können (z.B. Definition von Standard-Auflagen und -Bedingungen). Das BUG nennt keine spezifische Abgrenzung, ab wann ein Projekt unter die Regelungen des BUG fällt, sondern bezieht sich auf die offen formulierte Tiefenabgrenzung des Schweizerischen Zivilgesetzbuches, welche den Untergrund dem Privateigentum zuordnet, solange ein Interesse an dessen Ausübung besteht. Die Abgrenzung kann über eine Tiefen- und/oder über eine thermische Leistungsgrenze definiert sein. Es ist abzuwägen, ab welcher Projektgrösse ein Projekt im Kanton Uri unter das BUG fallen soll. Im Kanton Thurgau wurde beispielsweise die Grenze nachträglich verschoben hin zu grösseren Anlagen, im Kanton Zürich liegt sie bei 1000 m Tiefe.

Rechtliche Abgrenzung der Anwendung des BUG

Charakteristisch für die «tiefere» Geothermie sind die aufgrund der fehlenden Untergrundkenntnisse in der Regel mehrphasige Potenzialabklärung und -erschliessung und die stark ansteigenden Investitionskosten mit der Tiefe. Für Projektentwickler und Investoren ist daher die Rechtssicherheit der Investitionen unabdingbar. Dies muss der Kanton sicherstellen, um Projekte auf Kantonsgebiet zu ermöglichen. Der Kanton Luzern hat beispielsweise eine Vorabklärung zu Beginn des Projektes eingeführt. Darin wird das Projekt vorgestellt und werden die aktuellen Kenntnisse über den lokalen Untergrund zusammengefasst und sämtliche rechtlichen Aspekte vorabgeklärt. So können bereits in der Frühphase eines Projektes rechtliche Hürden erkannt und entweder gelöst oder aber das Projekt frühzeitig gestoppt werden, bevor grosse Investitionen getätigt werden.

Zu schaffende Rahmenbedingungen durch den Kanton Uri

Der Erfahrungsaustausch zwischen den kantonalen Bewilligungsbehörden ist wichtig, und wird zum Beispiel über den Dachverband Geothermie-Schweiz im Rahmen der «ERFA Gruppe Kantone» ermöglicht.

Kantonaler Erfahrungsaustausch

9 CHANCEN UND RISIKEN, STÄRKEN UND SCHWÄCHEN

9.1 Chancen und Stärken

Die mitteltiefe bis tiefe Geothermie bietet allgemein folgende Stärken und Chancen:

Chancen und Stärken

- Versorgungssicherheit: Alle Nutzungsarten der Geothermie greifen auf eine einheimische Energiequelle zurück. Dadurch kann der Selbstversorgungsgrad bei der Energieproduktion gesteigert und die Abhängigkeit von externen Energiequellen verringert werden.
- Förderung der lokalen Wertschöpfung: Die Geothermienutzung fördert die regionale Wertschöpfungskette und schafft Arbeitsplätze vor Ort.

- Grundlastfähigkeit: Die Tiefengeothermie liefert unabhängig von der Jahreszeit kontinuierlich Bandenergie und ist bis zu einem gewissen Grad regelbar.
- Saisonale Wärmespeicherung und Kühlung: Mit der mitteltiefen Geothermie kann der Untergrund als saisonaler Speicher genutzt werden. Überschüssige Wärme aus dem Sommer kann für den Winter und Frühling bereitgestellt werden, während im Sommer eine Kühlung ermöglicht wird.
- Nachhaltigkeit/Umwelt: Die Tiefengeothermie ist als erneuerbare Energiequelle nachhaltig nutzbar, setzt im Betrieb kein CO₂ frei und weist eine kurze energetische Amortisationsdauer auf. Bei fachgerechter Ausführung sind die Umweltrisiken gering. Lediglich bei einer Singletten-Nutzung ohne Reinjektion des geförderten Tiefenwassers können sie erhöht sein.
- Effiziente Wärmegewinnung: Die Wärmegewinnung aus mitteltiefer und tiefer Geothermie ist äusserst effizient (*Figur 19*). Abgesehen davon, dass so auf fossile Energieträge verzichtet werden kann, ermöglicht dies in der Heizsaison oftmals den Verzicht auf konventionelle Wärmepumpen oder deren besonders stromsparenden Einsatz, was zu einer deutlichen Reduzierung des Stromverbrauchs führen kann. Grundsätzlich kann bei hohen erschlossenen Temperaturen auch direkt Strom erzeugt werden, wobei der Wirkungsgrad jedoch bescheiden ist.
- Geringer Platzbedarf: Die obertägigen Anlagen benötigen wenig Fläche und können unauffällig in die Umgebung integriert werden, ohne das Landschafts- oder Siedlungsbild maßgeblich zu beeinträchtigen.
- Innovative Technologien zur Risikominderung: Neue Verfahren und Technologien, wie die inzwischen bereits hochentwickelte Richtbohrtechnik, ermöglichen die Entwicklung von «deep closed-loop geothermal systems». Fortschritte in Prospektions- und Erschliessungstechnologien reduzieren wirtschaftliche Risiken weiter.



Figur 20: Effizienzmeister Geothermie.
(Quelle: Bundesverband Geothermie, 2021, Klimaneutrale Wärme aus Geothermie 2023 / 2050).

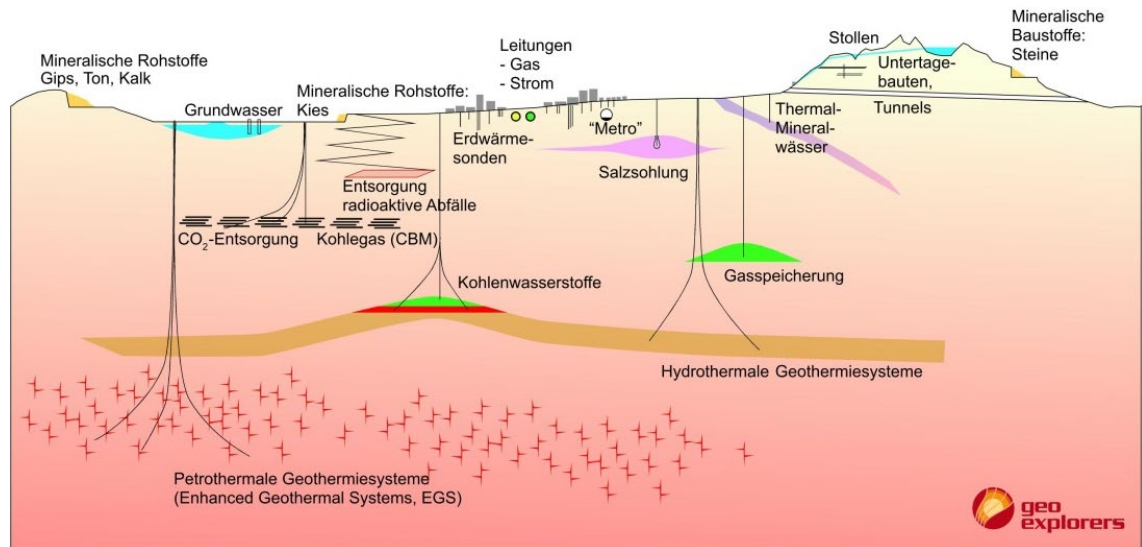
9.2 Schwächen und Risiken

Bei der Nutzung der mitteltiefen bis tiefen Geothermie stehen folgende Schwächen und Risiken im Vordergrund:

- **Wirtschaftliche Risiken:** In Abhängigkeit der geologischen Kenntnisse über den Untergrund bestehen grössere wirtschaftliche Risiken. Diese beinhaltet zum einen die hohen Investitionskosten und Unsicherheiten bei der Rentabilität. Bei geringen Vorkenntnissen über den Untergrund fallen zudem Kosten für die Prospektion an. Insbesondere bei hydrothermalen/optimierten Systemen besteht zudem ein massgebliches Fündigkeitsrisiko. Dies heisst, dass nicht gesichert von den für eine wirtschaftliche Nutzung erforderlichen Temperaturen und/oder Förderraten ausgegangen werden kann. Dieses Hauptrisiko der Nichtfündigkeit wird zu einem wesentlichen Teil durch den Bund durch Förderbeiträge abgedeckt und entsprechend entschärft (siehe *Kapitel 6.5*).
- **Bohrtechnische Risiken:** Bohrtechnische Probleme bei der Erschliessung kann zu Verzögerungen und zusätzlichen Kosten führen. Der Verlust der Bohrspülung kann beispielsweise die Stabilität des Bohrlochs beeinträchtigen. Starke Überdrücke und Gasführung können spezielle Massnahmen erfordern und damit Bohrzeit und Kosten wesentlich erhöhen.

Fündigkeitsrisiko, Bohrtechnisches Risiko

- Induzierte Seismizität: Während der Erschliessung und auch im Betrieb können Druckveränderungen im Untergrund Spannungen im Gestein freisetzen und Erdbeben verursachen. Diese Ereignisse sind in der Regel geringfügig, können aber in seltenen Fällen spürbar sein oder gar geringe Schäden verursachen. Dem kann mit einer seismischen Überwachung, der Festlegung von Grenzwerten bei Mikrobeben und einem Interventionsplan begegnet werden.
- Umweltgefährdung: Eine Gefährdung der Umwelt durch austretende Fluide und Gase im Bereich des Bohrplatzes kann nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Dieser Gefährdung kann jedoch mit sorgfältiger Planung und entsprechenden Auflagen zum Grundwasser- und Gewässerschutz wirksam entgegengewirkt werden.
- Rechtliche Risiken: Änderungen in den Gesetzen und Vorschriften, können die Entwicklung, den Betrieb und die Wirtschaftlichkeit von Geothermieprojekten beeinflussen. Hierzu gehören Anpassungen im Bergrecht oder beim Grundwasser- resp. Umweltschutz. Diese Änderungen können zu Verzögerungen und zusätzlichen Kosten führen oder sogar die Bewilligungsfähigkeit resp. die Erteilung einer Konzession gefährden.
- Akzeptanz: Insbesondere durch fehlendes Wissen und ungenügende Information kann ein Unbehagen in der Bevölkerung bezüglich Geothermieprojekten vorhanden sein. Entsprechend wichtig ist die Öffentlichkeitsarbeit. Mittels Informationsveranstaltungen, informativem Online-Auftritt und einer breit abgestützten Begleitgruppe kann die Öffentlichkeit eingebunden und Akzeptanz geschaffen werden.
- Nutzungskonflikte: Allfällige Nutzungskonflikte im Untergrund und an der Erdoberfläche können ebenfalls Herausforderungen darstellen (vgl. *Figur 21*). Durch Setzen entsprechender Prioritäten kann der Kanton verbesserte Rahmenbedingungen schaffen und dadurch die Planungssicherheit erhöhen und die Gefahr von Nutzungskonflikten verringern.



Figur 21: Potenzielle Nutzungskonflikte im Untergrund.
(Nicht massstäblich, Quelle: Häring, Geo Explorers Ltd.)

9.2.1 Entwicklungen

Die mitteltiefe und tiefe Geothermie ist in steter Entwicklung. Durch Verbesserungen in der Bohrtechnik und der Erkundungsmethoden sowie durch verbesserte Datengrundlagen können zum einen die Erkundungs- und Bohrkosten gesenkt und zum andern die Risiken reduziert werden. Dies verbessert zunehmend die Wirtschaftlichkeit von Geothermie-Projekten.

Bohrtechnik, Erkundungsmethoden, Datengrundlagen

Im Bedretto-Untergrundlabor im Tessin, unweit des Kantons Uri, erforscht die ETH Zürich seit 2020 im Rotondo-Granit Grundlagen und Methoden für neue Technologien und Methoden der tiefen Geothermie. Ziel ist die Gefahr von induzierten Erdbeben durch die Stimulation des Gesteins besser vorherzusagen und zu minimieren und dadurch die Risiken petrothermaler Geothermie-Projekte zu reduzieren. Zudem laufen International zahlreiche Forschungs- und Pilotprojekte, welche die Entwicklung der mittleren und tiefen Geothermie vorantreiben.

Forschung

9.3 Beurteilung der Nutzungsarten

Die verschiedenen Technologien zur geothermischen Nutzung des Untergrunds unterscheiden sich in Bezug auf die notwendigen Eigenschaften des Untergrunds, des Nutzungsziels (Temperaturniveau, Wärme-/Stromproduktion) und der Risiken.

Chancen und Risiken

Die verschiedenen geologischen Einheiten eignen sich in unterschiedlichem Mass für die einzelnen geothermischen Nutzungsarten. In *Tabelle 9* werden die allgemeinen Risiken der geothermischen Nutzungsarten eingeordnet.

Erschliessungsart Risiken	Hydrothermal	Petrothermal (EGS)	Deep closed-loop geothermal system	Saisonaler Speicher
Gefahr induzierter Seismizität	Mit Doublette: Gering bis mittel aufgrund hydraulischer Einwirkungen bei der Reinjektion. <i>(Singlette: Geringes Risiko.)</i>	Erhöhtes Risiko bei der Stimulation, stark abhängig vom Verfahren. Neue Verfahren sollen das Risiko stark reduzieren.	Geringes Risiko.	Keine.
Fündigkeitsrisiko	Abhängig von der Durchlässigkeit des Zielhorizonts. In der Regel mittleres bis hohes Risiko.	Mittleres Risiko. Verfahren sind in Entwicklung, um das Fündigkeitsrisiko zu reduzieren.	Kaum ein Risiko. Einzig die Temperaturen können geringer als prognostiziert sein.	Mittel
Technik	Erschliessung: Verlust von Bohrwerkzeugen, Auftreten unerwarteter geologischer Bedingungen (Erdgas/Überdruck). Betrieb: Wasserchemie (Korrosion, Ablagerungen), Pumpenstrombedarf. Grundsätzlich beherrschbare Risiken.		Erschöpfung der Wärme-ressource, Erdgaszutritte, Verlust der Bohrlochstabilität.	Risiko von Wärmeverlusten.
Umwelt	Doublette/Multi-Stage: Erschliessung: Geringes Risiko durch Verlust der Bohrloch-Integrität und dadurch der möglichen Kontamination von Grundwasserträgern. Im Betrieb sehr geringes Risiko. <i>(Singlette bei hydrothermalen Projekten: Erhöhtes Risiko, da das Tiefenwasser in eine Oberflächengewässer abgeleitet werden muss und dieses erwärmt/kontaminiert werden kann.)</i>			Geringes Risiko.

Tabelle 9: Allgemeine Einordnung der Risiken geothermischer Nutzungsarten.
Orange: erhöhtes Risiko, gelb: mittleres Risiko, grün: geringes/kein Risiko.
Die Einschätzung erfolgte auf Grundlage der gegenwärtigen Technik. Technische Fortschritte und neue Erkenntnisse zum Untergrund können eine abweichende Beurteilung ergeben.

10 EMPFEHLUNGEN FÜR DIE REALISIERUNG EINES GEOTHERMIEPROJEKTS

Wie in *Kapitel 7* aufgezeigt, ist für die Realisierung eines Geothermieprojekts ein schrittweises Vorgehen mit verschiedenen Phasen zu durchlaufen. Die initiale Phase 1 eines Geothermieprojekts ist dabei entscheidend, um dessen grundlegende Machbarkeit zu beurteilen und ein solides Fundament für die nachfolgenden, kapitalintensiveren Projektphasen zu legen. Eine in Phase 1 zu erarbeitende Machbarkeitsstudie muss schwergewichtig darauf ausgerichtet sein, die geologischen Unsicherheiten zu reduzieren, geeignete Bohrstandorte zu evaluieren und die Abnehmersituation inklusive der effektiven Integration einer Wärmenutzung in die bestehenden oder in neue Verteilnetze zu klären.

Schrittweises Vorgehen

Besteht der politische Wille, das geothermische Potenzial im Kanton Uri näher abzuklären und eine möglichst gute Ausgangslage für ein geothermisches Projekt zu schaffen, wird die Bildung einer möglichst breit abgestützten Arbeitsgruppe empfohlen. In dieser sind idealerweise Personen aus Wirtschaft, Politik und der Verwaltung sowie der Geologie und ggf. weitere Spezialisten vertreten. Ihre Aufgabe ist das Abklären der Finanzierung, der politischen und rechtlichen

Bildung einer Arbeitsgruppe

Rahmenbedingungen sowie das Auffinden von Partnern bzw. Investoren für ein Projekt zur Erschliessung des Untergrundes. Die Arbeitsgruppe kann zum Ziel haben, die Bildung einer «Explorationsgesellschaft» vorzubereiten, welche unter Beizug spezialisierter Firmen die weiteren Arbeiten organisiert und ausführt.

Die geringen Kenntnisse zum tieferen Untergrund im Kanton Uri stellen eine beträchtliche Hürde für Investoren in die Geothermie im Kanton Uri dar. Um diese Unsicherheiten zu reduzieren, sind die vorhandenen Kenntnisse zu vertiefen. Für ein hydrothermales Projekt dürfte dabei der Fokus primär auf den Grossraum Altdorf gerichtet sein (Erkundungsziel EZ1), weshalb im Folgenden auf diesen Bereich Bezug genommen wird. Analoge Abklärungen können auch für den Bereich von Seelisberg (Erkundungsziel EZ3) oder andere Gebiete durchgeführt werden.

**Vertiefen der
Untergrund-
kenntnisse**

Im Grossraum Altdorf ist insbesondere die Lage und Struktur des abtauchenden Aar-Massivs und seiner Sedimentbedeckung von Interesse. Um hier die Kenntnisse zu vertiefen, empfehlen wir folgendes Vorgehen:

**Reduzierung der
geologischen
Unsicherheiten**

- Es ist abzuklären ob und zu welchen Konditionen die früher aufgenommen TGK-Seismiklinien, welche durch den Bereich verlaufen, verfügbar sind und welche Qualität sie aufweisen. Dabei ist auch zu beurteilen, ob die Qualität mittels Neuprozessierung signifikant verbessert werden kann.
- Evaluation möglicher Prospektionsmethoden: Mittels geophysikalischer Untersuchungen (v.a. 2D-/3D-Seismik, ggf. auch Passivseismik, Gravimetrie, Magnetotellurik) und geochemischer Analysen können die Kenntnisse über den Untergrund grundsätzlich massgeblich verbessert und damit die Unsicherheiten reduziert werden. Für die einzelnen Methoden sollte eine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt werden, wobei zu berücksichtigen ist, wie die komplexe Geologie und die ausgeprägte Topographie im Kanton Uri deren Aussagekraft beeinflusst.

Mit einer zusätzlichen Datenerhebung zur Wärmeabnehmerstruktur, insbesondere von Grossverbrauchern, kann eine verbesserte Ausgangslage geschaffen werden, um die Abnehmersituation und damit die Wirtschaftlichkeit einer Geothermieanlage besser abschätzen zu können.

**Abnehmer-
situation**

VERWENDETE UNTERLAGEN

- [1] Ambühl, E., Huber, H. M., Niggli, E., Huber, W., Niggli, M. & Flück, W., 2008: Blatt 1232 Oberalppass. – Geol. Atlas Schweiz 1: 25 000, Karte 126.
- [2] Arbeitsgruppe Gasführung im Untergrund, 2002: Grundlagen der Charakterisierung der Erdgasgefährdung bei Untertagebauten. Bull. angew. Geol., Vol. 7, Nr. 1, S. 45–65.
- [3] Bodmer, P., Gunzenhauer, B., 1992: TKG hydrocarbon exploration in Central Switzerland: experience with alpine reflection seismics. Bulletin der Vereinigung Schweiz. Petroleum-Geologen und -Ingenieure, Bd. 59.
- [4] Bodmer, PH., Gunzenhauser, B., Iseli, B-F., Manser, M., 1996: Quartärmächtigkeiten in den Haupttälern der Zentralschweiz. Bull. angew. Geol., Vol.1, Nr.1, S.37–53.
- [5] BVZ Holding AG, 2014: Geschäftsbericht 2014.
- [6] Ebert, A., Genoni, O. & Häring, M., 2013: Structural geology of Central Switzerland – results of seismic campaign in 2011 in cantons Nid- and Obwalden. Swiss Bull. angew. Geol., Vol. 18/1, S. 51-59.
- [7] Ecospeed, Konferenz Kantonaler Energiefachstellen, 2002: Gebäudenergie Gemeinden Kanton Uri.
- [8] Dr. Heinrich Jäckli AG, 2009: ATR Andermatt Tourismus Resort, Erwärmesonden-Testbohrungen, Geologische-hydrogeologische Erkenntnisse, Bericht vom 29. Juli 2009.
- [9] Gisler, C., Huber, W., Niggli, E., Eugster, H. P., Gnos, E., Riesen, D. & Frei, B., 2018: Blatt 1212 Amsteg. – Geol. [12][18][19] Schweiz 1: 25 000, Karte 160, inkl. Erläuterungen (C. Gisler).
- [10] Greber, E., Grünenfelder, T., Keller, B., Wyss, R., 1994: Die Geothermie-Bohrung Weggis, Kanton Luzern; Bull. Schweiz. Ver. Petroleum-Geol. u. -Ing., Vol. 61, Nr. 138, Juni 1994, S. 17-43.
- [11] Guntli, P., Keller, F., Lucchini R., Rust, S.: Gotthard-Basistunnel: Geologie, Geotechnik, Hydrogeologie – zusammenfassender Schlussbericht. 180 S., 5 Tafeln, 2016.
- [12] Hantke, R. & Brückner, W., 2011: Blatt 1192 Schächental mit Beiträgen von R. Oberhänsli, F. Schenker, P. Haldimann und G. Schreurs. – Geol. Atlas Schweiz 1: 25 000, Erläuterungen 83.
- [13] Jordan, P. 2007: Sammelprofile der Sedimentgesteine der verschiedenen geologisch-tektonischen Einheiten der Schweiz. Nagra Arb. Ber. NAB 07-35.
- [14] Kastrup, U., Zoback, M. L., Deichmann, N., Evans, K. & Giardini, D., 2004: Stress field variations in the Swiss Alps and the northern foreland derived from inversion of fault plane solutions. Journal of Geophysical Research, Vol. 109.

- [15] Kanton Uri, Amt für Umweltschutz, 2017: Wärmenutzungskonzept Kanton Uri, 23. Mai 2017.
- [16] Keller, L., 1997: Erkundung der Talfüllung im Reussdelta mit hochauflösender Reflexions-seismik und Georadar, Diplomarbeit ETH.
- [17] Klöckner, A., 1986: Ein Jahr Erdgasförderung in Finsterwald, Bull. Ver. schweiz. Petroleum-Geol. u. -Ing., Vol. 53, Nr. 123, Oktober 1986, S. 19–21.
- [18] Labhart, T., 2012: Blatt 1231 Urseren. – Geol. Atlas Schweiz 1: 25 000, Karte 133. Erläuterungen: Labhart, T. & Renner, F.
- [19] Labhart, T., Gisler, C., Renner, F., Schwizer, B., Schaltegger, U., 2015: Blatt 1211 Meiental. – Geol. Atlas Schweiz 1: 25 000, Karte 146, Erläuterungen.
- [20] Lahusen & Wyss, 1995: Erdöl- und Erdgasexploration in der Schweiz: Ein Rückblick. Bull. Ver. schweiz. Petroleum-Geol. u. -Ing., Vol. 62, Nr. 141, Dezember 1995, S. 43-72.
- [21] Nagra, 1997: Geosynthese Wellenberg 1996, Ergebnisse der Untersuchungsphasen I und II.
- [22] Nagra, 2000: Seismizität der Nord- und Zentralschweiz. Technischer Bericht NTB 00-05, Deichmann, N., Ballarin, D. & Kastrup, U. (Autoren), 93 S. Nagra, Wettingen, Schweiz.
- [23] Nagra, 2014: Geologische Profile Wellenberg 2012. Arbeitsbericht NAB 12-04, Rev.1, Hänni, R. & Pfiffner, O.A. (Autoren), 30 S. Nagra, Wettingen, Schweiz.
- [24] NEFF, 1997: Förderung der Energieforschung, Allgemeiner Rechenschaftsbericht zum Abschluss der Tätigkeit des NEFF 1977-97: Project no. 422 Non-conventional deep gas project in the Central Swiss Alps.
- [25] Nibourel, L., Berger, A., Egli, D., Heuberger, S., Herwegh, M., 2021: Structural and thermal evolution of the eastern Aar Massif: insights from structural field work and Raman thermometry. Swiss Journal of Geosciences 114:9.
- [26] Pfiffner, O. A., Burkhard, M., Hänni, R., Kammer, A., Kligfield, R., Mancktelow, N. S., Menkveld, J. W., Ramsay, J. G., Schmid, S. M. & Zurbruggen, R., 2010: Structural Map of the Helvetic Zone of the Swiss Alps, including Vorarlberg (Austria) and Haute Savoie (France), 1: 100 000. Geological Special Map 128. Incl. Explanatory notes (Pfiffner, O. A.).
- [27] Pietsch, J.S., Wetzels, A., Jordan, P., 2016: A new lithostratigraphic scheme for the Schinznach Formation (upper part of the Muschelkalk Group of northern Switzerland), Swiss J. Geosc. 109/2, S. 285–307.
- [28] Schwarz+Briker, 1987: Profilaufnahmen der Bohrung SB1 (Altdorf, Bohrkart-Nr. 1201-014) und SB2 (Erstfeld, Bohrkart-Nr. 1206-030) als Teil des Grundwasser-Beobachtungs-Netzes Reusstal.

- [29] SED, 2009: Erdbebenkatalog ECOS-09 ((Earthquake Catalog of Switzerland 2009). Zugang: ecos09.seismo.ethz.ch/index.html.
- [30] SED, 2018: Erdbeben in der Schweiz im Jahr 2017: ein Rückblick; Medienmitteilung vom 25. Februar 2018.
- [31] SED, 2024: SED Strong-Motion Portal mit Starkbeben-Ereignisdaten aus Schweiz. Zugang: strongmotionportal.seismo.ethz.ch.
- [32] Spillmann, P., Labhart, T., Brücker, W., Renner, F., Gisler, C. & Zraggen, A., 2011: Geologie des Kantons Uri.
- [33] Swiss Seismological Service – ETH Zürich, 2012, Earthquakes in Switzerland and surrounding regions 1996–2011. Version 2012.2 compiled by Nicolas Deichmann, September 21, 2012.
- [34] Swisstopo, 2021: Felsoberflächenmodell (TopFels25), Modellbeschreibung. Die Daten sind via map.geo.admin.ch zugänglich.
- [35] Vollmayr, Th. & Wendt, A., 1987: Die Erdgasbohrung Entlebuch 1, ein Tiefenaufschluss am Alpennordrand. Bull. Ver. schweiz. Petroleum-Geol. u. -Ing., Vol. 53, Nr. 125, Oktober 1987, S. 67–79.

Die gesetzlichen Grundlage zur geothermischen Nutzung des Untergrundes sind in *Kapitel 8.1* aufgeführt.

Internet-Links *GEOBEST2020+*:

- [36] Seismologische Beratung: <http://www.seismo.ethz.ch/de/knowledge/geothermal-energy-earthquakes/competent-seismological-consulting>
- [37] Herausforderungen und Risiken pro Projektphase: <https://www.georisk-project.eu/georisk-tool>
- [38] Auswertung Risikobewertung nach Länder: <https://www.georisk-project.eu/assessment>

Frauenfeld, 8. August 2025

Dr. Roland Wyss GmbH

T. Stoll

Bearbeitung: Andreas Blum, dipl. Erdw. BENEFRI UniBe, Geologe

BEILAGEN

- Beilage 1: Geologischer Profilschnitt östlich des Reusstals mit Temperaturprognose und Erkundungszielen, 1:100'000.
- Beilage 2: Tektonische Übersicht, Situation 1:250'000.
- Beilage 3: Geologische Einheiten, Situation 1:250'000.
- Beilage 4: Tiefbohrungen und Seismik in der Schweiz, Situation 1:1'000'000.
- Beilage 5: Tiefbohrungen, Seismik und Tunnelbauten, Situation 1:250'000.
- Beilage 6: Erdbeben in der Schweiz: Momenten-Magnituden, Herdtiefen, Erdbebenzonen nach SIA 261, Situation 1:1'200'000.
- Beilage 7: Erdbeben im Umkreis des Kantons Uri, Situation 1:250'000.
- Beilage 8: Gebäudeenergie, Situation 1:250'000.
- Beilage 9: Abnehmersituation Heizungsart Raum Seedorf – Attinghausen – Altdorf – Schattdorf – Bürglen, Fernwärme, Situation 1:25'000.
- Beilage 10: Abnehmersituation Zonenplan Raum Seedorf – Attinghausen – Altdorf – Schattdorf – Bürglen, Fernwärme, Situation 1:25'000.
- Beilage 11: Abnehmersituation Heizungsart Raum Erstfeld und Silenen-Amsteg, Fernwärme, Situation 1:25'000.
- Beilage 12: Abnehmersituation Zonenplan Raum Erstfeld und Silenen-Amsteg, Fernwärme, Situation 1:25'000.
- Beilage 13: Abnehmersituation Heizungsart Raum Andermatt, Fernwärme, Situation 1:10'000.
- Beilage 14: Abnehmersituation Zonenplan Raum Andermatt, Fernwärme, Situation 1:10'000.
- Beilage 15: Abnehmersituation Heizungsart Raum Seelisberg, Seedorf, Isenthal, Sisikon und Flüelen, Fernwärme, Situation 1:25'000.
- Beilage 16: Abnehmersituation Zonenplan Raum Seelisberg, Seedorf, Isenthal, Sisikon und Flüelen, Fernwärme, Situation 1:25'000.
- Beilage 17: Bohrtechnologie: Projekte, Entwicklungen

Bohrtechnologie: Projekte, Entwicklungen

Bohrtechnologie/Projekt	Beschreibung	Vorteile/Ziele	Entwicklungsstand
Thermal Spallation Drilling (Hydrothermale Flamme, Flammenbohrer)	Sauerstoff und Ethanol erzeugen eine über 2000°C heisse Flamme, welche das Gestein durch die ausgeprägten Temperaturunterschiede und die damit verbundene Längenausdehnung zum Bersten bringt. Voraussichtlich ist diese Bohrtechnik nur in Kombination mit mechanischem Bohren erfolgreich (Combined Thermo-Mechanical Drilling, CTMD). Bohren mit hydrothormaler Flamme ist erst ab ca. 3000 m Tiefe effizient.	Kontaktlos und daher kaum Abrieb. Kaum Zunahme der Kosten mit der Tiefe.	Forschungsprojekt an der ETH Zürich. Demonstration der Technik im Feld ist erst geplant.
Plasma-Pulse GeoDrilling (PPGD)	Mit PPGD wird ein Plasma im Gestein gebildet und mit Hochspannungsstössen das Gestein aufgebrochen. Dies wirkt der geringen Zugfestigkeit des Gesteins entgegen. PPGD benötigt keinen Brennstoff, aber für Tiefen von mehr als 300 m ist ein Impulsgenerator im Bohrloch erforderlich.	Die Kosten für PPGD-Bohrungen könnten in Zukunft nur etwa 10% der Kosten für mechanische Drehbohrungen betragen.	Forschungs- und Entwicklungsphase. Numerische Modellierungen und Laborversuche. Labor-, Feld- und numerische Experimente sind geplant/laufend, finanziert durch einen KTI/Innosuisse-Beitrag für GEG/ETHZ und SGP.
Mikro-Bohrturbine (Micro Turbine Drilling, MTD)	Perforation der Bohrlochumgebung mittels Minibohrer in einem Umkreis von etwa 50 m um das Bohrloch um damit benachbarte Risse und Klüfte zu erschliessen. Dies mittels kompakter Mikro-Bohrturbine, die mit einem speziellen Bohrmeißel ausgestattet ist (Länge:10 cm; Breite: 3.6 cm). Ohne das Bohrwerkzeug zu tauschen, kann mit dem MTD in einem Schritt zuerst die Stahlverrohrung und dann das Gestein durchbohrt werden. Mit einem sogenannten Ablenkschuh kann das kompakte Werkzeug in einem Winkel bis 60° aus der Hauptbohrung herausgeführt werden. Vortriebsgeschwindigkeit: 2–3 m/h. Rückwärtige Düsen und drücken das Werkzeug nach vorne ins Gestein und spülen das Bohrmehl heraus. In Zukunft soll die Aufzeichnung und Analyse der Geräusche des MTD es ermöglichen die Gesteinsarten zu erkennen und es soll festgestellt werden können, ob der Bohrer sich in der richtigen Geschwindigkeit dreht, gerade feststeckt oder gar leerläuft.	Senkung des Fündigkeitsrisikos durch Erschliessen von Klüften um das Bohrloch. Im Gegensatz zum ähnlichen «Radial Jet Drilling» (RJD) funktioniert MTD auch in hartem Gestein.	2020 zum Patent angemeldet. Mehrfach im schweizerischen Bedretto Underground Laboratory (BUL) in bis zu 350 m Tiefe getestet.
Bohrroboter "Grabowski"	Grabowski der Winterthurer Firma Botobotics ist weltweit der einzige vollautonome Geothermiebohrer. Er wird von einem Mitarbeiter installiert und gräbt danach automatisch. Tiefe: max. 500 m, d=90 mm. Antrieb: zwei Motoren für Rotation und Hämmern. Bohrdauer: ca. 17 Tage.	Sehr leise und benötigt wenig Platz (4 m², kein Bohrgerät und Gestänge). Strom ab Steckdose.	2017: Start Entwicklung. 2023, 11. Juli: Gründung Borobotics. 2023, Nov.: 20 m Testbohrung.
ThermoDrill, Hybridbohrverfahren	Kombination von rotierendem Bohren mit der Wasserstrahlschneidtechnik. Der Hochdruckwasserstrahl (rund 2.000 bar), der direkt über dem Bohrmeißel platziert wird, schädigt beim Aufprall das Gestein vor. Dadurch kann der Bohrer wesentlich leichter in das Gestein eindringen, wodurch die Gesamteffizienz des Bohrvorgangs erhöht wird.	Steigerung von bis zu 100% der Bohrgeschwindigkeit im Hartgestein. Senkung der Bohrkosten von rund 20 Prozent.	Von der EU im Rahmen des Horizon 2020 Programms gefördertes Projekt, das von 2015 bis 2019 lief. Phase der Markteinführung.
Geo-Drill	Ganzheitlicher Ansatz für die Entwicklung neuartiger und kosteneffizienter Bohrlochausrüstung für geothermische Systeme mit breiter Trägerschaft (Konsortium aus 12 Partnern in Europa, unterstützt von der EU im Rahmen von Horizon 2020). Entwicklung eines neuartigen DTH-Hammers (Down The Hole), der anstelle eines herkömmlichen Ventils einen fluidischen Oszillator nutzt. Er soll wesentlich größere Toleranzen im Schlagmechanismus ermöglichen. Er besitzt daher weniger interne Teil und weist eine geringere Verschleiß-/Ausfallrate und höhere Zuverlässigkeit auf. Kostengünstige 3D-gedruckte Sensoren und Kabel. Verbesserte Überwachungssensoren und Materialtechnik mit dem Einsatz von langlebigen, robusten Beschichtungen auf Graphen-Basis.	Das Gesamtziel des Projekts ist es, die Bohrkosten um bis zu 60 % zu senken.	Das Horizon 2020-Projekt dauerte von 2015 bis 2023. In Österreich wurde ein Prototyp während 10 min erfolgreich eingesetzt.
Directional Steel Shot Drilling (DSSD), DEPLOI project	DEPLOI = DEMonstrate Production enhancement with LOw cost side track drilling (NED, CH, EU). Ziel des Projekts ist, die Leistungsfähigkeit der "Directional Steel Shot Drilling (DSSD) technology" (Richtungsbohren mittels Stahlkugelerosion) zu demonstrieren.	Geringe mechanische Kräfte am Bohrkopf. Kann kurze Drehungen mit hohem Winkel in jede Richtung bohren. Möglichkeit vieler multilateraler Bohrungen. Gute, autonome Richtungskontrolle im Bohrloch. Die Bohrgeschwindigkeit übertrifft konventionelles Bohren.	Erfolgreicher Test im Versuchsstollen Hagerbach im Sommer 2023. Mit der Zugabe von <0.5 Vol.-% 1-mm Stahlschrotpartikeln zur Bohrspülung erhöhte sich die Bohrgeschwindigkeit um das Dreifache. Mit dem Horizontalbohrgerät der Schenk AG Heldswil (Kt. TG), wurden 250 m gebohrt. 2024 war eine erste Tiefbohrung in den Niederlanden geplant (6").
HammerDrum	Automatisierte Bohranlage mit 6 m langem, elektrisch betriebenem drehend-schlagendem Bohrer. Es wird abschnittsweise gebohrt (Batch Drilling) und das Bohrgut gefördert. Der Bohrer wird jeweils mit rund 15 km/h an einem Drahtseil in das Bohrloch hinabgelassen, bevor dieses mittels Gripping-System an der Bohrlochwand verklemmt wird und mit ca. 5 cm/h (72 m/Tag) weiterbohrt. Es sollen Tiefen bis 3'000 m erreicht werden können. Der Bohrplatz ist um den Faktor 100 kleiner als bei herkömmlichen Tiefbohranlagen (ca. Fläche von 2 Parkfeldern). Daher ideal für Tiefbohrungen in städtischen Gebieten.	Durch die Vereinfachung des Prozesses und den hohen Automatisierungsgrad sollen die Kosten für Tiefbohrungen massiv um 80 % gesenkt werden.	Gewinn des ITZ InnovationsTransfer Zentral-schweiz 2021. Markteintritt ist 2025 geplant.
Anchorbit	Technik, bei welcher das Drehmoment durch eine oberhalb des Mud-Antriebs und des Bohrkopfs übernommen wird. Eine mittels Bolzen im Bohrloch arretierte (Anchorbit-)Einheit übernimmt die Kraft des Drehmoments des Bohrkopfs. Dies geschieht jeweils abwechselnd mittels zwei Einheiten, so dass der Bohrstrang immer in Bewegung bleiben kann. Der Druck auf den Bohrkopf erfolgt konventionell mittels Bohrgestänge (Weight on Bit, WOB).	Bis 6 km. 2x schneller als konventionelles Bohren.	