

Vorabklärungen zur Tiefengeothermie

Kanton Zug

Bericht

Frauenfeld, 3. April 2013

Auftraggeber: Baudirektion
 Amt für Umweltschutz
 Aabachstrasse 6
 6300 Zug

INHALT

1	EINLEITUNG	9
1.1	Ausgangslage	9
1.2	Auftrag und Zielsetzung	10
1.3	Projektorganisation	10
TEIL I		11
2	GEOLOGIE UND TEKTONIK	11
2.1	Einführung	11
2.2	Datengrundlagen	11
2.2.1	Einführung	11
2.2.2	Oberflächenaufschlüsse	12
2.2.3	Tiefbohrungen	12
2.2.4	Seismische Profile	13
2.3	Geologischer und tektonischer Überblick	14
2.3.1	Der geologische Bau des Kantons Zug	14
2.4	Beschreibung der Gesteinsabfolge	15
2.4.1	Einleitung	15
2.4.2	Kristallines Grundgebirge (Sockel)	16
2.4.3	Permokarbontröge	17
2.4.4	Mesozoikum (Erdmittelalter)	18
2.4.5	Tertiär (Erdneuzeit)	20
2.5	Störungszonen	21
2.6	Potenzielle hydrothermale Ressourcen	22
2.6.1	Einführung	22
2.6.2	Geothermisch relevante Gesteinscharakteristiken	22
2.6.3	Temperaturen	25
2.6.4	Tiefenlage der potenziellen Aquifere	26
2.6.5	Thermische Entzugsleistungen	26
2.7	Potenzielle petrothermale Ressourcen	28
2.8	Eignung des Untergrunds im Kanton Zug zur Stromproduktion	28
2.9	Zusammenfassung	28
TEIL II		30
3	ZUSAMMENFASSUNG DER TECHNISCHEN RAHMENBEDINGUNGEN, POTENZIALDIFFERENZIERUNG	30
3.1	Zusammenfassung der technologischen Rahmenbedingungen (<i>Anhang 1</i>)	30
3.2	Potenzialbetrachtung hydrothermalen Anlagen	32
3.3	Potenzialbetrachtung petrothermalen Anlagen	32
3.3.1	Theoretisches und technisch nutzbares Potenzial	32
3.3.2	Umweltfreundlich und wirtschaftlich nutzbares Potenzial	33
3.3.3	Erwartetes Potenzial	33
3.3.4	Zusammenfassung	33

4	GEGENWÄRTIGE RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN	35
4.1	Nationale Grundlagen	35
4.2	Kantonale Grundlagen	35
4.2.1	Einleitung	35
4.2.2	Hoheit Untergrund, Regal «Erdwärme»	35
4.2.3	Öffentliches Gewässer	37
4.2.4	Gewässernutzung	37
4.2.5	Gewässerschutz	38
4.2.6	Bewilligungspflicht von Erdwärmesonden	38
4.2.7	Umwelt, Natur- und Heimatschutz	38
4.2.8	Umweltverträglichkeitsprüfung	38
4.2.9	Raumplanung	39
4.3	Zusammenfassung	40
5	GEGENWÄRTIGES FÖRDERSYSTEM	41
5.1	Nationales Fördersystem	41
5.2	Energiestrategie 2050: Vorgeschlagene Massnahmen	41
5.3	Fördersystem im Kanton Zug	42
5.4	Zusammenfassung	43
6	WÄRMEABNEHMERPOTENZIALE, INFRASTRUKTUREN, NUTZUNGSKONFLIKTE	44
6.1	Wärmeabnehmerpotenziale	44
6.1.1	Einleitung	44
6.1.2	Wärmebedarf im Kanton Zug	45
6.1.3	Wärmeabnehmerpotenziale im Kanton Zug	45
6.2	Infrastrukturen / Anlagen	46
6.3	Abwägungen, Nutzungskonflikte	47
6.4	Zusammenfassung	48
7	WIRTSCHAFTLICHKEIT, BEITRAG ZUR BEDARFSDECKUNG, VERGLEICH	50
7.1	Faktoren der Wirtschaftlichkeit	50
7.2	Wirtschaftlichkeitsberechnung für eine Beispielanlage	50
7.2.1	Auswahl der Technologie	50
7.2.2	Standortwahl	50
7.2.3	Randbedingungen	51
7.2.4	Aufbau der Modellanlage	51
7.2.5	Förderrate und Entzugsleistungen	52
7.2.6	Wärme- und Stromproduktion	53
7.2.7	Kosten für Bohrung und Ausbau	54
7.2.8	Investitions- und Stromgestehungskosten für die Modellanlage	54
7.2.9	Abschätzung Wirtschaftlichkeit Modellanlage	57
7.3	Ausblick Wirtschaftlichkeit	57
7.3.1	Gesamtkosten Tiefengeothermie Schweiz	57
7.3.2	Kostenevolution Stromgestehungskosten Tiefengeothermie	57
7.3.3	Ausblick Wirtschaftlichkeit im Kanton Zug	58
7.4	Energiebedarf und Bedarfsdeckung im Kanton Zug	59
7.4.1	Energiebedarf	59

7.4.2	Beitrag zur Wärme- und Strom-Bedarfsdeckung	59
7.4.3	Vergleich Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien	62
7.5	Zusammenfassung	63
TEIL III		65
8	FAZIT	65
9	HANDLUNGSFELDER UND EMPFEHLUNGEN	68
9.1	Recht, Verfahren, Raumplanung, Nutzungskonflikte, Ansprechperson, Öffentlichkeitsarbeit	68
9.2	Schritte zur Forcierung der Tiefengeothermie	71
10	UNTERLAGEN	73

FIGUREN UND TABELLEN

Figur 1:	Datengrundlage im und um den Kanton Zug (siehe <i>Beilage 1</i>).	12
Figur 2:	Die geologisch-tektonischen Einheiten im schematischen Profilschnitt durch den Molassetrog vom Nordrand des Juragebirges bis in die Zentralalpen mit der Lage des Kantons Zug.	15
Figur 3:	Sammelprofil Ostjura.	16
Figur 4:	Sammelprofil Autochthon, Parautochthon, Allochthon.	16
Figur 5:	Thermische Entzugsleistungen des Oberen Muschelkalks (oben) und des Oberen Malms (unten) bei Modellannahme.	27
Figur 6:	Hydrothermale Anlagen (a) nutzen in der Tiefe vorhandene natürliche Wasservorkommen, von denen petrothermale Anlagen (b) unabhängig sind.	30
Figur 7:	Wärmenutzung auf verschiedenen Temperaturniveaus.	45
Figur 8:	Abnehmersituation im Kanton Zug (siehe <i>Beilage 18</i>).	46
Figur 9:	Potenzielle Nutzungskonflikte im Untergrund.	48
Figur 10:	Prinzipschema der Modellanlage.	52
Figur 11:	Mögliche Kostenevolution petrothermaler Anlagen.	58
Figur 12:	Hydrothermale Anlagen (a) nutzen in der Tiefe vorhandene natürliche Wasservorkommen, von denen petrothermale Anlagen (b) unabhängig sind.	3
Figur 13:	Reservoir der petrothermalen Anlage in Soultz-sous-Forêts, Frankreich.	4
Figur 14:	Fliessender Übergang von hydro- und petrothermalen Systemen.	5
Figur 15:	Aufbau eines strukturellen 3D-Reservoirmodells auf Grundlage von 3D-Seismik.	6
Figur 16:	Optimierung des Verfahrens zur Erstellung petrothermaler Anlagen.	7
Figur 17:	Petrothermale Anlage in Landau, Deutschland.	8
Figur 18:	Teilweise fertig gestellter Bohrplatz in St.Gallen (gelbe Markierung).	9
Figur 19:	Geothermie-Kraftwerk Unterhaching, Südbayern.	9
Figur 20:	Brunnenkopf des Geothermie-Kraftwerks Unterhaching, Südbayern.	10
Figur 21:	Kühlanlage des Geothermie-Kraftwerks Unterhaching, Südbayern.	10

Figur 22:	Tiefengeothermie-Kraftwerk (Kalina-Prozess).	11
Figur 23:	Typischer Verfahrensablauf eines Tiefengeothermie-Projekts.	13
Figur 24:	Raumsparend installierte Luftkühlung über dem Geothermie-Kraftwerk Sauerlach, die derzeit grösste Anlage in Deutschland.	15
Figur 25:	Gegenüberstellung lokaler Umweltbeeinflussung durch allfällige Kühlsysteme.	16
Figur 26:	Risikomanagement Induzierte Seismizität.	18
Figur 27:	Hydraulische Leitfähigkeiten im Kristallin der Nordostschweiz, dargestellt als Funktion der Tiefe unter der kristallinen Oberkante und der Länge des Testintervalls (Logarithmische Skala, nach Signorelli & Kohl, 2006).	1
Figur 28:	Hydraulische Leitfähigkeiten im Oberen Muschelkalk, dargestellt als Funktion der Bohrtiefe und der Länge des Testintervalls.	1
Tabelle 1:	Randbedingungen der Beispielanlage: Wichtigste Parameter.	51
Tabelle 2:	Parameter für die Berechnung der thermischen Leistung des Dublettensystems.	53
Tabelle 3:	Konstante Betriebsparameter für die Berechnung der thermischen und elektrischen Leistung der Modellanlage.	53
Tabelle 4:	Thermische und elektrische Leistung und jährlich produzierte Strom und Wärmemenge für den Betrieb der Modellanlage.	54
Tabelle 5:	Zusammensetzung der Bohrkosten für die Modellanlage.	54
Tabelle 6:	Konstante Betriebsparameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen.	55
Tabelle 7:	Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der verschiedenen Szenarien bezüglich Wärme.	56
Tabelle 8:	Investitions- und Stromgestehungskosten für die Modellanlage.	56
Tabelle 9:	Energie-, Wärme- und Strombedarf im Kanton Zug (Jahr 2009).	59
Tabelle 10:	Erneuerbare Energien im Kanton Zug, ohne Tiefengeothermie, für die Wärmebedarfsdeckung: Heutige Nutzung und ökologisches Potenzial im Vergleich.	60
Tabelle 11:	Erneuerbare Energien, ohne Tiefengeothermie, im Kanton Zug für die Strombedarfsdeckung: Heutige Nutzung und ökologisches Potenzial im Vergleich.	61

Tabelle 12:	Vergleich heutiger KEV-Vergütungen für Referenzanlagen verschiedener Erneuerbarer Energien.	62
Tabelle 13:	Die wichtigsten Tiefbohrungen in der weiteren Umgebung des Kantons Zug.	2
Tabelle 14:	Die seismischen Reflexionslinien im Kanton Zug.	2
Tabelle 15:	Wichtige Tiefbohrungen in den angrenzenden Gebieten des Kantons Zug bis ins Grundgebirge (Kristallin und Permokarbon).	3
Tabelle 16:	Der Obere Muschelkalk in den wichtigsten Tiefbohrungen in den angrenzenden Gebieten des Kantons Zug.	3
Tabelle 17:	Der Obere Malm in den wichtigsten Tiefbohrungen in den angrenzenden Gebieten des Kantons Zug.	4
Tabelle 18:	Zusammenstellung der hydrogeologischen Verhältnisse mit Angabe typischer k -Werte in verschiedenen geologischen Horizonten.	4
Tabelle 19:	Übersicht und Prognose zu den potenziellen Aquiferen.	5
Tabelle 20:	Geothermische Gradienten sowie Messart und Qualität der Temperaturmessungen in den Tiefbohrungen der weiteren Umgebung des Kantons Zug.	6
Tabelle 21:	Verlauf der Temperaturen in den Tiefbohrungen der weiteren Umgebung des Kantons Zug.	7

BEILAGEN

Beilage 1:	Tiefbohrungen und Seismik in der weiteren Umgebung des Kantons Zug, Situation 1:500'000
Beilage 2:	Tektonische Karte, Situation 1:250'000
Beilage 3:	Aufschlussverhältnisse der potenziellen Aquifere und Seismiklinien, Situation 1:400'000
Beilage 4:	Permokarbonvorkommen im Grundgebirge, Situation 1:600'000
Beilage 5:	Geologisches Profil, Situation 1:200'000
Beilage 6:	Bruchstrukturen Oberer Malm, Situation 1:150'0000
Beilage 7:	Tiefenlage Top Grundgebirge bezüglich Meeresspiegel, Situation 1:150'0000
Beilage 8:	Tiefenlage Top Oberer Muschelkalk bezüglich Meeresspiegel, Situation 1:150'0000
Beilage 9:	Tiefenlage Oberer Malm bezüglich Meeresspiegel, Situation 1:150'0000

- Beilage 10: Tiefenlage Top Grundgebirge unter Terrain, Situation 1:150'0000
- Beilage 11: Tiefenlage Oberer Muschelkalk unter Terrain, Situation 1:150'0000
- Beilage 12: Tiefenlage Oberer Malm unter Terrain, Situation 1:150'0000
- Beilage 13: Temperatur Oberes Grundgebirge, Situation 1:150'0000
- Beilage 14: Temperatur Oberer Muschelkalk, Situation 1:150'0000
- Beilage 15: Temperatur Oberer Malm, Situation 1:150'0000
- Beilage 16: Thermische Entzugsleistungen Oberer Muschelkalk bei Modellannahme, Situation 1:150'0000
- Beilage 17: Thermische Entzugsleistungen Oberer Malm bei Modellannahme, Situation 1:150'0000
- Beilage 18: Abnehmersituation, Situation 1:80'0000

ANHANG

- Anhang 1: Technische Rahmenbedingungen der Tiefengeothermie
- Anhang 2: Geologie und Tektonik: Zusammenstellung von Figuren und Tabellen
- Anhang 3: Factsheet «Tiefengeothermie und Erdbeben»
- Anhang 4: Glossar
- Anhang 5: Verfahren: Übersicht über die verschiedenen Bewilligungen

1 EINLEITUNG

1.1 Ausgangslage

Die Förderung erneuerbarer Energien ist zentrales Ziel des Energieleitbildes des Kantons Zug. Eine im Auftrag der Baudirektion durchgeführte Studie zum Potenzial erneuerbarer Energien (Econcept, 2011) evaluierte, in welchem Umfang die im Kanton Zug vorhanden erneuerbaren Energiequellen zur zukünftigen Deckung des Wärme- und Strombedarfs beitragen können. Die Studie kommt zum Schluss, dass der Wärmebedarf im Kanton Zug bereits heute und ohne Tiefengeothermie vollständig mit erneuerbaren Energiequellen (z. B. Erdwärme, Wärme aus Grund-/Seewasser, Solarthermie) gedeckt werden könnte. Zudem wird er, trotz des voraussichtlichen Wachstums des Kantons, in den nächsten Jahren abnehmen. Anders stellt sich die Situation bei der Stromproduktion dar. Nur gerade 30% des heutigen Bedarfs könnten mit lokalen, erneuerbaren Quellen gedeckt werden. Im Gegensatz zum Wärmebedarf ist beim Strombedarf eine Zunahme wahrscheinlich. Diese Tendenz wird durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen noch verstärkt. Das Potenzial der Tiefengeothermie für die Strom- und Wärmeproduktion wird aufgrund fehlender Kenntnisse über den tiefen Untergrund nicht abgeschätzt. Gemäss Studie sind vertiefte Abklärungen u. a. hinsichtlich geeigneter Standorte, Technologien, Vorgehen und Kosten notwendig.

Für die Erarbeitung eines hydrogeologischen Untergrundmodells in Tiefen >3 km stehen im Kanton Zug nur wenige Informationen zur Verfügung. Dies sind Daten aus acht seismischen Linien und aus den Tiefbohrungen Hünenberg-1 und Eichhof. Es wurde darauf basierend ein geologisches Prognoseprofil für den Standort der Stadt Zug erarbeitet (Wyssling 2012).

Im Zuge der aktuellen energiepolitischen Entwicklung hat die Förderung erneuerbarer Energien an Dringlichkeit gewonnen. Dies bezeugen auch zahlreiche Vorstösse im Kanton Zug, die im Jahr 2012 auf politischer Ebene eingereicht worden sind (Vorlagen Nr. 2164.1–14110, Nr. 2179.1–14153 sowie Nr. 2187.1–14167).

Der Kanton Zug möchte sich daher mehr Klarheit über das grundsätzliche Potenzial von Tiefengeothermie zur Wärme- und Stromerzeugung im Kanton Zug verschaffen. Er möchte zudem wissen, welche Massnahmen von Seiten der öffentlichen Hand notwendig sind, um geeignete Rahmenbedingungen zu schaffen. Diese sollen die Evaluierung der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit und im weiteren Verlauf die Etablierung der Technologie im Kanton Zug unterstützen bzw. ermöglichen.

1.2 Auftrag und Zielsetzung

Es ist ein Bericht «Vorabklärungen zur Tiefengeothermie» zu erarbeiten, welcher sich auf Projekte zur Stromproduktion konzentriert.

Einen Teil des Berichts soll eine Potenzialstudie darstellen, welche nicht nur die geothermischen Untergrundgrundverhältnisse, sondern auch die infrastrukturellen Rahmenbedingungen berücksichtigt.

Basierend auf den Anforderungen sowie den ingenieurtechnischen Möglichkeiten der Tiefengeothermie (*Kapitel 3, Anhang 1*) sollen die spezifischen geologischen, rechtlichen, raumplanerischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Kanton Zug (*Kapitel 2 und 4–7*) analysiert und die offenen Punkte bezüglich der Tiefengeothermie identifiziert werden. Die entsprechenden Folgerungen sollen gezogen und die Handlungsfelder der öffentlichen Hand aufgezeigt werden (*Kapitel 9*).

Der Bericht und speziell das dargestellte Fazit und die Handlungsfelder sollen als Grundlage für das zukünftige energiepolitische Vorgehen hinsichtlich der allfälligen Etablierung der Tiefengeothermie im Kanton Zug dienen. Der Bericht steht zudem möglichen Investoren als Informationsquelle offen.

1.3 Projektorganisation

Der Auftraggeber war das Amt für Umweltschutz. Die Arbeiten wurden durch ein Projektteam begleitet.

Mitglieder des Projektteams:

Beatrice Bochsler	Baudirektion / Amt für Umweltschutz Projektleiterin
Dr. jur. Max Gisler	Baudirektion / Direktionssekretariat Generalsekretär, Leiter Energiefachstelle
René Hutter	Amt für Raumplanung / Amt für Raumplanung, Amtsleiter
Rainer Kistler	Baudirektion / Amt für Umweltschutz Amtsleiter
Christoph Steiner	Baudirektion / Amt für Umweltschutz Projektleiter Erdwärme/Grundwasser

Auftragnehmer

Auftragnehmer war das geologische Beratungsunternehmen Dr. Roland Wyss GmbH, Frauenfeld. Dieses erarbeitete den Bericht «Vorabklärungen zur Tiefengeothermie» im Zeitraum November 2012 bis März 2013.

TEIL I

2 GEOLOGIE UND TEKTONIK

2.1 Einführung

Die Tiefengeothermie hat das Ziel, die im tieferen Untergrund gespeicherte Wärme nutzbar zu machen, indem Wasser mittels Bohrungen durchs Gestein zirkuliert wird. Die Kenntnisse über die Art und die räumliche Verteilung der Gesteine sind massgebende Faktoren, welche die Technik und die Nutzungsmöglichkeiten bestimmen. Während petrothermale Anlagen weniger standortabhängig sind und vor allem auf das tiefere Kristallin abzielen, sind für hydrothermale Anlagen die Kenntnisse über wasserdurchlässige Gesteine (Aquifere) von zentraler Bedeutung (für die Nutzungsmöglichkeiten siehe *Anhang 1*).

**Bedeutung der
Geologie für die
Geothermie**

Die folgenden zumindest in der nördlichen Schweiz bekannten Aquifere sind auch im Kanton Zug im tieferen Untergrund zu erwarten und potenziell für die hydrothermale Wärme- und Stromproduktion nutzbar:

Tiefenaquifere

- Die Kalke des Oberen Malms,
- die Kalke und Dolomite des Oberen Muschelkalks,
- das oberste, zerklüftete und verwitterte Kristallin.

Die folgenden Ausführungen konzentrieren sich auf diese Schichtreihen. Die Obere Meeresmolasse (OMM), welche in der Nordschweiz durch verschiedene Bohrungen genutzt wird, weist im Kanton Zug mit erwarteten Temperaturen unter 50 °C zu geringe Temperaturen, als dass sie für die Stromproduktion in Frage kommen würde und wird daher nicht näher betrachtet.

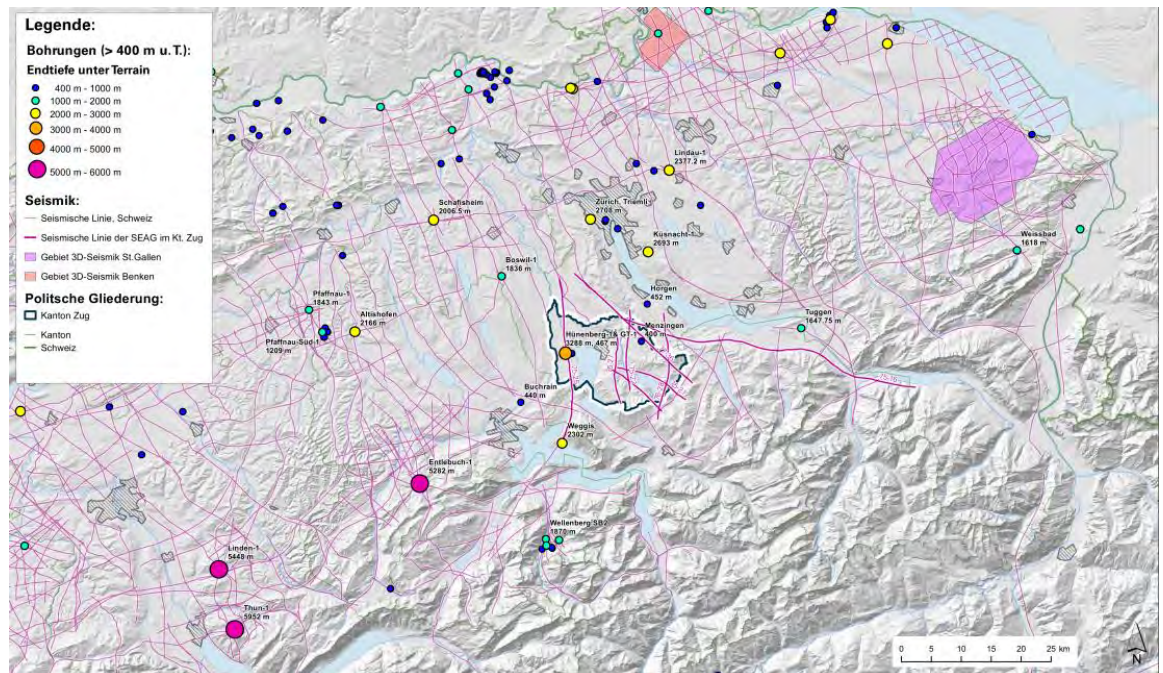
2.2 Datengrundlagen

2.2.1 Einführung

Um sich ein Bild über den tieferen geologischen Untergrund im Kanton Zug machen zu können, muss auf Daten im weiteren Umkreis zurückgegriffen werden. Folgende Datensätze liefern wichtige Informationen über die Untergrundverhältnisse im Untersuchungsgebiet:

Datensätze

- Bestehende Tiefbohrungen und untiefe Bohrungen im und um den Kanton Zug.
- Seismikdaten der SEAG.
- Daten der oberflächennahen Geologie (geologische Karten etc.) insbesondere aus dem Autochthon der Alpen.



Figur 1: Datengrundlage im und um den Kanton Zug (siehe *Beilage 1*).

2.2.2 Oberflächenaufschlüsse

Art und Verbreitung der oberflächennahen Festgesteine sind in zahlreichen geologischen Karten und deren Erläuterungen dokumentiert (Geologischer Atlas der Schweiz). Sie geben auf Kantonsgebiet kaum direkt verwertbare Informationen über den Aufbau und die Struktur des tiefen Untergrundes. Die potenziellen Aquifere sind jedoch in einiger Entfernung einerseits in den Höhenzügen des Juras und zum anderen in den Alpen aufgeschlossen. Im Norden tauchen die mesozoischen Schichten in rund 25 km Distanz zum Kanton Zug an den östlichen Juraausläufern an der Lägern und am Chestenberg bei Wildegg aus dem Molassetrog empor. Im Süden steigt auf der anderen Seite des Molassetrogs das mesozoische Deckgebirge im Autochthon des Aar-Massivs ebenfalls rund 25 km von der Kantonsgrenze entfernt wieder aus dem Molassetrog empor. Die ursprüngliche Distanz, welche dieses mesozoische Autochthon jedoch zum potenziell nutzbaren Mesozoikum im Gebiet des Kantons Zug hatte, betrug vermutlich mehrere Dutzend Kilometer und ist davon abhängig wie weit das Aar-Massiv mit der Alpenfaltung nach Norden geschoben wurde (vgl. das geologische Profil in *Beilage 5*).

**Verbreitung der
Oberflächenauf-
schlüsse**

2.2.3 Tiefbohrungen

Als Tiefbohrung gelten Bohrungen, welche mindestens 400 m tief abgeteuft wurden. Sie stellen die wichtigste Informationsquelle über den tieferen Untergrund dar. Dies weil sie die direkte Einsicht in die Tiefe ermöglichen und dabei Aufschluss über Formations-Mächtigkeiten, Ausprägung und Tiefenlage der interessierenden Schichten sowie zu

Einführung

den geophysikalischen Parametern (Durchlässigkeit, Porosität, Dichte, Temperatur, seismische Geschwindigkeiten etc.) geben.

Die meisten im Molassebecken abgeteuften Tiefbohrungen wurden für die Erdöl- und Gasexploration durchgeführt. Hinzu kommen Erkundungsbohrungen der Nagra für die Endlagerung von radioaktiven Abfällen in der Nordschweiz und am Wellenberg im Engelbergertal sowie die in jüngerer Zeit abgeteuften Tiefbohrungen zur Nutzung der Geothermie (siehe *Tabelle 13, Beilage 1*).

Zweck der Tiefbohrungen

Im Kanton Zug sind mit Hünenberg-1, Hünenberg-GT1 und Menzingen drei Tiefbohrungen bekannt (siehe *Beilage 1* und *Tabelle 13*). Davon hat einzig die Tiefbohrung Hünenberg-1 mit 3288 m unter Terrain eine grössere Tiefe erreicht. Mit dem Oberen Malm erreichte sie den obersten Bereich des potenziellen Aquifers. Die Tiefbohrungen Menzingen und Hünenberg-GT1 mit 400 m resp. 467 m Tiefe haben nur die Obere Meeresmolasse (OMM) erreicht und haben daher kaum verwertbare Daten für grössere Tiefen geliefert.

Tiefbohrungen im Kanton Zug

Ein Blick in die weitere Umgebung des Kantons zeigt, dass mit Boswil-1 und Küsnacht-1 erst in rund 10 km Entfernung zum Kanton Zug Bohrungen bestehen, welche ebenfalls den obersten Bereich des Oberen Malm erbohrt haben. Das tiefere Mesozoikum und das Grundgebirge wurde in den nächstgelegenen Bohrungen Zürich-Triemli, Lindau-1, Schafisheim erbohrt im nördlichen Bereich des Molassebeckens erbohrt. Der mit knapp 30 km WSW des Kantons Zug abgeteuften Bohrung Entlebuch-1 in Finsterwald kommt eine besondere Bedeutung zu, da sie aufgrund ihrer Lage am Alpennordrand das Grundgebirge (Permokarbon) in einer zum Kanton Zug vergleichbaren Tiefe erreicht hat.

Tiefbohrungen in der Umgebung des Kantons Zug

2.2.4 Seismische Profile

Die seismischen Profile stellen den einzigen vorhandenen Datensatz dar, welcher im Kanton Zug Aufschluss über tiefliegende Strukturen im Mesozoikum und dem Grundgebirge geben können.

Bedeutung

Das Mittelland ist von zahlreichen seismischen Profilen durchzogen. Diese wurden in den 60er bis in die 80er Jahre vor allem von der SEAG, der «Aktiengesellschaft für schweizerisches Erdöl», für die Erdöl- und Erdgas-Exploration vorangetrieben (*Beilage 1, Tabelle 14 in Anhang 2*). In der Nordschweiz wurden sie durch Profilsuren der Nagra auf der Suche nach einem Endlager für die Entsorgung radioaktiver Abfälle ergänzt. Diese seismischen Profile sind jedoch für den Kanton Zug höchstens als nördliche Anknüpfungspunkte von Bedeutung.

Alter und Zweck

Für den vorliegenden Bericht wurden die uns zur Verfügung gestellten Unterlagen der SEAG studiert. Im Kanton Zug liegen die seismischen Profile in einem vergleichsweise grossen Abstand zueinander, sodass grosse Lücken bestehend. Entsprechend schwer ist die Korrelation von tektonischen Strukturen zwischen den einzelnen Profilen (vgl. *Beilage 6*).

Seismische Profile im Kanton Zug

Verwerfungen

Die Lage von Brüchen ist zwar in seismischen Profilen erkennbar, ob es sich jedoch um Flexuren mit einer entsprechend zu erwartenden erhöhten Klüftung, Bruchscharen oder um diskrete Brüche handelt, ist kaum zu bestimmen.

Über die Verbreitung des Permokarbons liegen nur punktuell gesicherte Angaben im Bereich abgeteufter Bohrungen vor. Aus bestehender Seismik sind aufgrund zu geringer Auflösungskontraste keine verwertbaren Informationen zu gewinnen. Publizierte Karten mit vermuteten Vorkommen unter dem Mesozoikum sind mit Vorbehalt zu betrachten (siehe *Beilage 4*, basierend auf dem Nagra-Bericht NTB 08-04).

Permokarbon in der Seismik

Für das Niveau Top Malm (respektive Basis Tertiär) besteht eine detaillierte Karte inklusive Bruchtektonik, welche auf Basis der Seismikdaten der SEAG erstellt wurde (Prakla Seism 1980: SEAG 1974-77, Zeitplan Horizont B (etwa Tertiärbasis), SW-Teil, siehe *Beilage 5*). Eine neuere, zwar weniger detaillierte dafür auf neuer Tiefenmigration basierende Auswertung, wurde Ende 2012 im «Seismic Atlas of the Swiss Molasse Basin» (Sommaruga et al.) publiziert. Die Tiefenlage der potenziellen Aquifere wurde auf Basis dieser Karten abgeschätzt (*Beilagen 7–9*).

Auswertung der SEAG-Seismik

2.3 Geologischer und tektonischer Überblick

2.3.1 Der geologische Bau des Kantons Zug

Der Kanton Zug liegt nördlich der Alpen im Bereich der im Norden flachliegenden und im zentralen Bereich gefalteten und steilgestellten mittelländischen Molasse sowie im Süden im Bereich der Subalpinen Molasse (siehe *Beilage 2*).

Tektonische Einheiten an der Oberfläche

Im NW–SE-Profileschnitt (*Figur 2* und *Beilage 5*) ist erkennbar, dass unter den Molassesedimenten das sog. mesozoische Deckgebirge folgt, mit dem Oberen Muschelkalk und dem Oberen Malm als potenzielle Aquifere. Dieses Deckgebirge mit dem Top Malm zuoberst taucht von rund -1900 m ü. M. im NNW auf rund -4100 m ü. M. im SSE des Kantons mit rund 2° bis 5° ab. Im Durchschnitt ist die mesozoische Gesteinsabfolge etwa 800 m mächtig. Sie treten im Juragebirge im Norden und im sog. Autochthon der Alpen an der Oberfläche zum Vorschein (vgl. *Beilage 3*).

Mesozoisches Deckgebirge

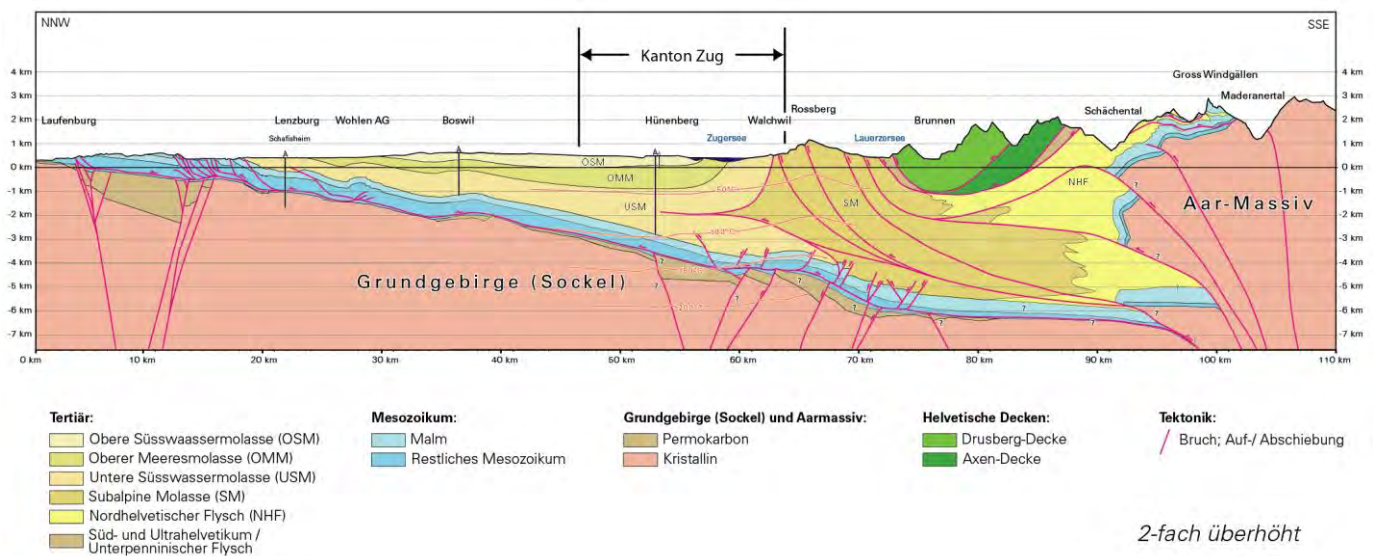
Unter den mesozoischen Sedimenten befindet sich das Grundgebirge, auch Sockel genannt. Dieses besteht aus kristallinen Gneisen und Graniten in welche verbreitet Sedimente des Perms und des Karbons eingelagert sind, welche zusammenfassend als Permokarbon bezeichnet werden. Das Permokarbon ist vor allem in Grabenstrukturen erhalten geblieben.

Grundgebirge, Kristallin, Permokarbon

Der Sockel mit der mesozoischen Sedimentbedeckung wird im Süden durch das Aar-Massiv abgelöst, welches als Externmassiv durch den Schub der Alpen erfasst, bis an die Oberfläche aufgewölbt und nach Norden überschoben wurde. Wie gross der Überschiebungsbetrag des Aar-Massivs ist und wie weit der Sockel der europäischen Plattform erfasst wurde ist unklar. Immerhin kann festgehalten werden, dass in

Aar-Massiv, Jura-Hauptüberschiebung

Zusammenhang mit der Überschiebung des Aar-Massivs, mit Ausnahme des nordöstlichsten Bereichs, der gesamte Schweizer Molassetrog erfasst und entlang der Jura-Hauptüberschiebung nach Norden geschoben wurde. Dabei folgte die Überschiebungsfläche den Salzlagen in der unteren Trias des mesozoischen Deckgebirges. Während es dadurch im Bereich der mittelländischen Molasse infolge der grossen Mächtigkeit kaum Verfaltungen gab, wurde im Norden durch Überschiebungen und Auffaltungen das Juragebirge gebildet. Der Überschiebungsbetrag nimmt nach Westen zu und erreicht in der Westschweiz rund 25 km. Im Bereich des Kantons Zug dürfte er einige Kilometer betragen.



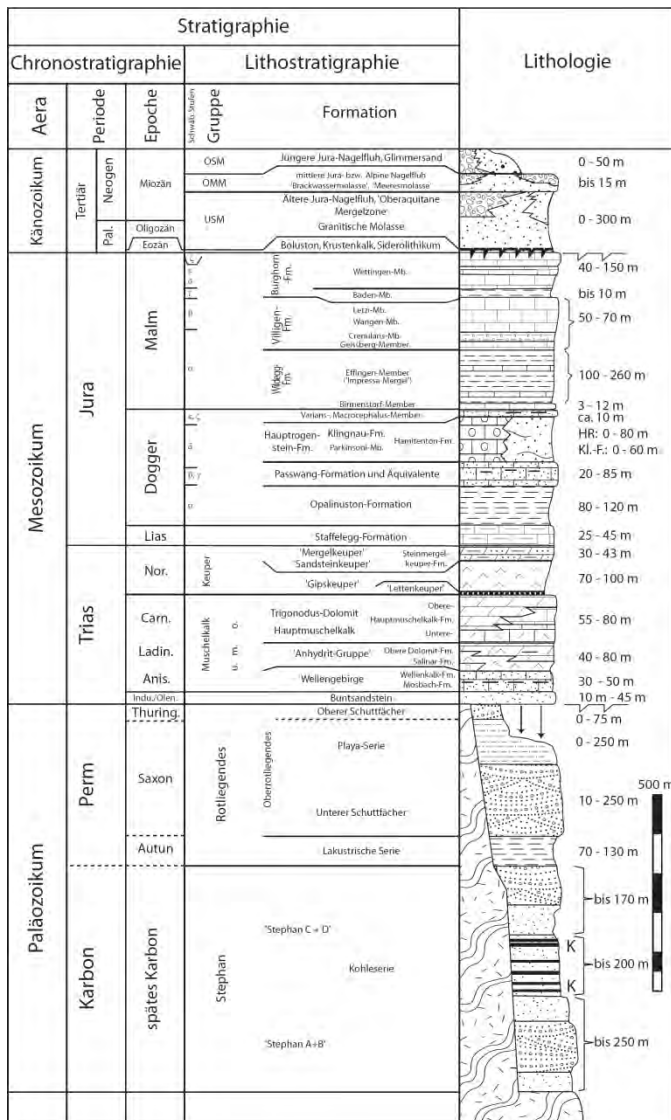
Figur 2: Die geologisch-tektonischen Einheiten im schematischen Profilschnitt durch den Molassetrog vom Nordrand des Juragebirges bis in die Zentralalpen mit der Lage des Kantons Zug. Das Profil ist zweifach überhöht. Für das nicht überhöhte Profil im Massstab 1:200'000 für den Bereich zwischen ca. Wohlen AG und dem Maderanertal (siehe *Beilage 5*).

2.4 Beschreibung der Gesteinsabfolge

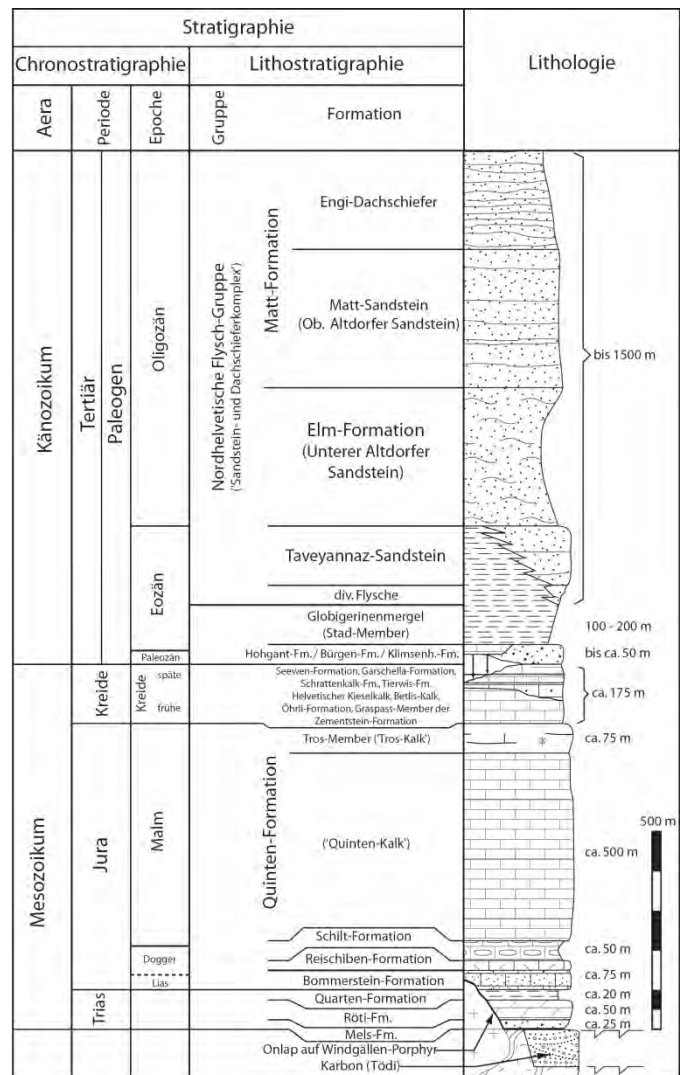
2.4.1 Einleitung

Nachfolgend werden die im Untergrund des Kantons Zug zu erwartenden Gesteinsabfolgen beschrieben und zwar entsprechend ihrem Alter von alt nach jung resp. von unten nach oben. Da direkte Aufschlüsse fehlen werden die Gesteine gegenübergestellt, wie sie einerseits in den Oberflächenaufschlüssen im Juragebirge und den Tiefbohrungen und andererseits im Süden in Autochthon der Alpen in Erscheinung treten (siehe auch *Figur 3* und *Figur 4*).

Einführung



Figur 3: Sammelprofil Ostjura.
(Aus Nagra NTB 08-04, Beilage 4.2 -1/3,
nach Jordan 2007).



Figur 4: Sammelprofil Autochthon, Parautochthon, Allochthon.
(Aus Nagra NTB 08-04, Beilage 4.2 -1/3, nach Jordan 2007).

2.4.2 Kristallines Grundgebirge (Sockel)

Das Grundgebirge, oft auch als Sockel bezeichnet, umfasst sowohl kristalline Gesteine, welche aus Gneisen und Graniten bestehen, sowie darin eingelagerte Sedimente der Perm- und Karbonzeit (siehe Kapitel 2.4.3) und allenfalls Vulkanite.

Die nächsten Aufschlussbohrungen, welche das kristalline Grundgebirge erreicht haben, sind die Tiefbohrungen Schafisheim, Zürich-Triemli und Lindau-1 nördlich des Kantons Zug (vgl. Beilage 3). Sowohl in der Bohrung Schafisheim als auch in der Bohrung Lindau wurde ein Biotit-Granit angetroffen, auf welchen in der Bohrung Lindau-1 im unteren Teil Syenite, Monzonite und Diorite folgten (Nagra NTB 88-22). Die Resultate der Bohrung Zürich-Triemli sind noch nicht im Detail publik.

Aufbau

Das Kristallin in Tiefbohrungen

Vergleiche mit den Kristallinstrecken der weiteren Nordschweizer Bohrungen sowie mit den Gneisen und Graniten des Schwarzwaldes lassen vermuten, dass das kristalline Grundgebirge der Nordostschweiz während und nach der vorletzten (= variskischen) Gebirgsbildung im späten Paläozoikum vor rund 350 bis 300 Millionen Jahren eine gemeinsame Deformationsgeschichte und nachträgliche Überprägung durch die Zirkulation heisser Tiefenwässer erfahren hat (Mazurek & Peters 1992; Thury et al. 1994). Dabei bildeten sich zahlreiche Störungszonen, die teilweise auch im Mesozoikum und weiter im Süden in Richtung Alpen und damit dem Kanton Zug durch den Fernschub der Alpen reaktiviert wurden. Dadurch entstanden zumindest teilweise neue Wegsamkeiten für die Zirkulation von Tiefenwässern, welche für eine geothermische Nutzung interessant sein könnte. Es ist wahrscheinlich, dass es im Sockel bedeutende Störungszonen gibt, die aber mit den bisherigen Untersuchungen noch nicht ermittelt werden konnten.

**Umwandlungen
und Deformationen
im Kristallin**

Im Süden gelangt das Kristallin im Aar-Massiv der Alpen an die Oberfläche. Dieses wird einerseits durch das Altkristallin und andererseits durch darin eingelagerte, mächtige variskische Granitkörper und Vulkanite (z. B. Windgällenporphyr) aufgebaut. Der Erstfelder-Gneis als Teil des Altkristallins stellt den nördlichsten Kristallinkomplex dar, welcher noch aufgeschlossen ist. Westlich von Engelberg wird er in dieser Lage durch das Innertkirchner Kristallin abgelöst, welcher durch die teilweise Aufschmelzung des Erstfelder-Gneises während der kaledonischen Gebirgsbildung entstanden ist, wobei sich Migmatite gebildet haben (Spillmann et al. 2011). Gut ersichtlich ist, wie dies auch in den nördlichen Tiefbohrungen zu sehen ist, verbreitet die permische Verwitterung der obersten Meter bis Dekameter unterhalb der mesozoischen Bedeckung.

**Das Kristallin in
Aar-Massiv**

2.4.3 Permokarbontröge

Als Ende des Paläozoikums war das Grundgebirge durch erosive Vorgänge weitgehend freigelegt worden. Terrestrische Sedimente des Perms und des Karbons sind nur in Senken erhalten geblieben. In tiefen Grabenstrukturen können sie jedoch Mächtigkeiten bis zu mehr als einem Kilometer erreichen. Bekanntestes Beispiel ist der Nordschweizer Permokarbontrög (NPT), welcher die Nordschweiz von West nach Ost durchzieht (siehe *Beilage 4* und *Figur 2* ganz links).

**Bildungs-
bedingungen**

Permokarbon wurde in der weiteren Umgebung des Kantons Zug einzig in der rund 30 km entfernten Bohrung Entlebuch-1 (Finsterwald) sowie der rund 40 km entfernten Bohrung Pfaffnau-1 erbohrt. Während in Pfaffnau-1 nur 12 m Perm-Sedimente angetroffen wurde, erbohrte Entlebuch-1 198 m Permokarbon, ohne dass das Kristallin erreicht worden ist (siehe *Beilage 3*).

**Permokarbon in
Tiefbohrungen**

Aufgrund der ähnlichen seismischen Geschwindigkeit der permokarbonen Grabenfüllungen und des kristallinen Grundgebirges sind die Grabenstrukturen in der Seismik nur schwer erkennbar. Daher herrschen über ihre Verbreitung und damit die effektive Tiefenlage des kristalli-

**Unsicherheiten
bezüglich vor-
kommen**

nen Grundgebirges grosse Unsicherheiten. Eine Interpretation liefert Leu (2008) ab (siehe *Beilage 4*).

2.4.4 Mesozoikum (Erdmittelalter)

Über dem Grundgebirge folgt die Gesteinsserie des rund 800 m mächtigen Mesozoikums (= Erdmittelalter), welches zusammenfassend auch als mesozoisches Deckgebirge bezeichnet wird. Das Mesozoikum begann vor rund 250 Mio. Jahren und umfasst eine lange Zeit von ca. 180 Mio. Jahren Dauer mit vergleichsweise ruhigen Verhältnissen im Gebiet der europäischen Plattform. **Ablagerungszeit**

Das Mesozoikum wird von alt nach jung (bzw. unten nach oben) in drei grosse Zeitabschnitte – Trias, Jura und Kreide – eingeteilt und umfasst zahlreiche Formationen. Deren Mächtigkeiten betragen wenige Dekameter bis zu einigen hundert Meter und sind von einer typischen Ausbildung, die jeweils über grössere Distanzen lateral verfolgt (korreliert) werden können. **Einteilung**

Trias-Zeit

Während der frühen Trias vor ca. 245 Mio. Jahren war das kristalline Grundgebirge weitgehend eingeebnet. Bei warm-aridem Klima beherrschten Wüsten die damalige Landoberfläche. **Trias**

In der Nordschweiz wird das Grundgebirge vom **Buntsandstein** überlagert. Während dieser in Südwestdeutschland bis weit über 100 m mächtig ist, wird er gegen Süden immer dünner. In der Bohrung Zürich-Triemli weist er noch 10 m und in der Bohrung Schafisheim noch 12 m Mächtigkeit auf, während er in Entlebuch-1 gänzlich zu fehlen scheint. Im Autochthon der Alpen bilden oft bis zu 4 m mächtige, weisse bis hellgraue **Sandsteine der Mels-Formation** die mesozoische Basis über dem Kristallin (Spillmann et al. 2011). Diese basalen Sandsteine entsprechen vermutlich jedoch eher dem Basissandstein des Mittleren Muschelkalkes in der Nordschweiz. Es ist daher gut möglich, dass der Buntsandstein im Kanton Zug fehlt oder zumindest sehr geringmächtig ist. **Buntsandstein**

Im Laufe der mittleren Trias, der Zeit des **Muschelkalks**, wurde das Land in der Nordschweiz sukzessive durch ein sich von N nach S ausbreitendes Flachmeer überflutet (Germanisches Meer). Der **Untere und Mittlere Muschelkalk** umfasst Küsten- und Lagunenablagerungen mit sogenannten Evaporiten (Gips und Steinsalz), in welcher die basale Überschiebung des Juragebirges verläuft. Zur Zeit des **Oberen Muschelkalks** befand sich die Schweiz am Südrand eines offenen germanischen Schelfmeeres, wobei sich sowohl in der Nordschweiz als auch im helvetischen Ablagerungsraum Dolomite, welche typisch für subtropische Küstensedimente aus ariden Klimazonen sind, abgelagert wurden. Im der Nordschweiz umfasst der Obere Muschelkalk den **Hauptmuschelkalk**, der überwiegend als gebankter Kalkstein vorliegt und den überlagernden, teilweise stark porösen (feinkavernösen) **Trigonodus-Dolomit**. In den Alpen stellen die Dolomite der **Röti-Formation** das Äquivalent dar. Diese sind meist 5–20 m, stellenweise auch bis zu 60 m mächtig und stechen oft als auffällig hellgelb bis gelborange **Muschelkalk**

anwitterndes Gestein ins Auge (Heim 1921, Spillmann et al. 2011). Im Bereich der Windgällen fehlt die Trias und damit auch der Obere Muschelkalk vollständig.

Die obere Trias, der **Keuper**, wird im germanischen Raum der Nordschweiz von evaporitisch-kontinentalen Ablagerungen dominiert. Im Gebiet der heutigen Alpen etablierte sich irgendwann ab dem Keuper das vindelizische Land, sodass hier bis in den Dogger hinein eine Schichtlücke vorliegt. Die Verwitterungsprodukte dieser Landmasse wurden in der Nordschweiz in einer weiten Fluss- und Schwemmlandebene abgelagert, wo sie heute als ausgeprägte Sandsteinzonen die Schichtabfolge des höheren Keuper durchsetzen (Wedelsandstein-, Stubensandstein- und Schilfsandsteinformation).

Keuper

Jura-Zeit

Während der Zeit des Juras wurde die Nordostschweiz für einen Zeitraum von ca. 65 Mio. Jahren von einem flachen Meer bedeckt. In den Gesteinsformationen des **Lias und Doggers** (früher und mittlerer Jura) zeugen wiederholt auftretende, sandreiche Ablagerungen von der Existenz naher Landmassen oder Inseln, was zeigt, dass immer noch Teile des Grundgebirges aus dem Meer ragten und der Erosion ausgesetzt waren. Wie bereits erwähnt, bildete zu dieser Zeit bis in den Dogger hinein das vindelizische Land im Bereich des Aar-Massivs eine Hochzone aus, sodass hier aus der Zeit des Lias keine Ablagerungen vorhanden sind. In der Nordschweiz wird der untere Dogger durch den meist über 100 m mächtigen Opalinuston ausgebildet, welcher von den vorwiegend sandig-mergeligen Serien der Passwang-Formation überlagert wird. Im Oberen Dogger bildete sich in der Ostschweiz eine untiefe Flachwasserplattform, in welcher der oolithische Hauptrogenstein abgelagert wurde. In der Bohrung Schafisheim erreicht er eine Mächtigkeit von 73 m. Es wird angenommen, dass er gegen Süden auskeilt.

Lias und Dogger

Der Ablagerungen des Doggers im Autochthon des Aar-Massivs sind bis 40 m mächtig (Heim 1921) und bestehen unten aus schwarzen Tonschiefern (Mols-Member der Bommerstein-Formation), welche von einem kieseligen Echinodermenkalk (Reischiben-Formation) überlagert werden. Der Abschluss bildet der auffällig rostbraun anwitternde Kondensationshorizont des Blegi-Eisenooliths.

Im **Malm** (später Jura) etablierte sich im ganzen Raum der Schweiz ein seichtes, nach Süden tiefer werdende marine Plattform. Während im Unteren Malm noch eher mergelige Serien zur Ablagerung kamen (Wildeggen-Formation in der Nordschweiz und Schilt-Formation in den Alpen), bildete sich im Oberen Malm durchgängig eine mächtige Kalkabfolge. In der Nordschweiz liegt diese in der schwäbischen Fazies vor, welche durch das Vorkommen von gebankten Kalken und untergeordnet Dolomiten (Felsenkalke und Bankkalke) sowie Bereichen mit massigen Kalken und z. T. Riffkalken (Schwammkalkfazies, Massenkalk) charakterisiert ist. In Autochthon der Alpen wurde zur Zeit des Oberen Malms dagegen die mikritischen Kalke der Quinten-Formation in einem relativ tiefen, Sauerstoff armen Meeresbecken ab-

Malm

gelagert (helvetische Fazies). Aufgrund des vergleichsweise hohen organischen Anteils sind diese Kalke im frischen Bruch meist relativ dunkel. Im späten Malm wurden die Wassertiefen geringer, sodass schlussendlich mit dem Troskalk als Oberstes Glied der Quinten-Formation sogar helle, massige Riffkalke gebildet wurden.

Die Grenze zwischen der schwäbischen und der helvetischen Fazies des Malms verläuft aufgrund der Bohrdaten vermutlich SW-NE verlaufend mitten durch den Molassetrog, sodass der Kanton Zug vermutlich im Übergangsbereich von der schwäbischen zum helvetisch geprägten Ablagerungsbereich liegt.

Fazies des Oberen Malms

Kreide-Zeit

Aus der Kreidezeit sind im Norden der Schweiz östlich von Biel keine Sedimente erhalten geblieben. Allenfalls einmal abgelagerte Kreidesedimente wurden schon vor der Molassezeit wieder erodiert. Bis zum Beginn der Molassesedimentation verstrich die sehr lange Zeit von rund 100 Mio. Jahren, von welcher nur die in Karstspalten und in lokalen Senken erhaltenen Verwitterungsprodukte mesozoischer Karbonatgesteine zeugen (Boluston-Formation, Bohnerz). Selbst der Obere Malm wurde dabei lokal fast gänzlich erodiert (z. B. evtl. im Bereich der Bohrung Küsnacht-1). Auch im Bereich des Aar-Massivs fehlen Ablagerungen der Kreide weitgehend. Einzig die obersten Elemente der Quinten-Formation (Troskalk) besitzen Kreidealter.

Kreide

2.4.5 Tertiär (Erdneuzeit)

Ab dem mittleren Tertiär erfolgte die Bildung des Molassetrogs am Nordrand der Alpen mit der Ablagerung der entsprechenden Molassesedimente, welche den Abtragungsschutt der Alpen darstellen. Im Kanton Zug werden sie im Norden durch die flachliegenden Gesteinsserien der mittelländischen Molasse gebildet, welche SW von Zug in dieaufgerichtete und gefaltete und schliesslich in die subalpine Molasse übergeht.

Tertiär

Wie erwähnt fehlen Abfolgen aus dem frühen Tertiär (Eozän) weitgehend. Die Molassesedimente wurden im Zeitraum von etwa 30 bis 10 Mio. Jahren (Oligo- und Miozän) durch ausgedehnte Schuttfächersysteme im Alpenvorland abgelagert. Der Kanton Zug befindet sich dabei im Bereich zwischen den für lange Zeit aktiven Napf- und Hörnli-Schüttungsfächern (zusammenfassende Darstellungen in: Keller 2000).

Molasse

Nach dem jeweils dominierenden Entstehungsmilieu der Sedimente wird die mittelländische Molasse in vier Einheiten gegliedert: **Molasse-Einheiten**

- Die Obere Süsswassermolasse (OSM, im nördlichen Bereich des Kantons aufgeschlossen)
- Die Oberer Meeresmolasse (OMM, erscheint in der aufgerichteten Molasse an der Oberfläche)
- Die Untere Süsswassermolasse (USM, erscheint in der aufgerichteten Molasse an der Oberfläche) und
- die Untere Meeresmolasse (UMM, im Kt. Zug nicht aufgeschlossen)

Entsprechend ihrer Entstehung als Füllung der alpinen Vorlandsenke sind diese Einheiten am Alpenrand sehr mächtig, werden nach NW sukzessive geringmächtiger und keilen im Bereich des Juras ganz aus («Molassekeil»). **Mächtigkeit**

In der Subalpinen Molasse im SE wurden die Molassesedimente von den helvetischen Decken überfahren, wobei die Schichten verschuppt und steilgestellt wurden. **Subalpine Molasse**

2.5 Störungszonen

Störungszonen weisen oft eine erhöhte Durchlässigkeit auf und sind deshalb für hydrothermale geothermische Nutzungen besonders interessant. **Bedeutung**

Hinweise auf Strukturen im Bereich des Mesozoikums können aus Oberflächenaufschlüssen keine erhalten werden. Informationen zu Störzonen in Mesozoikum und dem Grundgebirge beruhen entsprechend ausschliesslich auf den seismischen Befunden der SEAG. **Datengrundlage**

Im Bereich des Top Malm wurden mit der SEAG-Seismik zahlreiche Störungen identifiziert (Siehe *Beilage 6*). Deren lateraler Verlauf ist jedoch in der Regel unsicher und bei der Interpretation besteht viel Freiraum, insbesondere wenn es um die Verbindung der Strukturen zwischen den einzelnen seismischen Profilen geht. Auch ob es sich um Flexuren mit entsprechender erhöhter Klüftung und damit Durchlässigkeit handelt oder um eine Schar von Brüchen oder um diskrete Brüche handelt, ist nicht genau zu beurteilen.

Verschuppungs- und Auffaltungszonen im mesozoischen Deckgebirge lassen sich vermutlich meist mit Permokarbontrögen korrelieren, da der Fernschub der Alpen die Randstörungen, welche diese Tröge begrenzen, als präexistierende Schwächezonen reaktiviert hat. Die Bohrungen Entlebuch-1 und vermutlich auch Linden-1 wurden in auf diese Weise entstandene Antiklinalstrukturen abgeteuft. **Bedeutung Permokarbon**

Eine detaillierte Auswertung der in den seismischen Profilen erkennbaren Störungszonen wurde nicht durchgeführt. Aufgrund der vorhandenen Interpretationen (siehe *Beilage 6* und Sommaruga et al. 2012) zeigen sich für das Mesozoikum im NW, bis zu einer Linie Rotkreuz – Zug – Baar, relativ ungestörte Verhältnisse, während SE dieser Linie

davon zahlreiche Störungszonen vermutet werden, welche mit der zunehmenden Nähe zu den Alpen erklärt werden können.

Die Zunahme von Störungen im Mesozoikum scheint ungefähr mit dem Nordrand der aufgerichteten und gefalteten Molasse zu korrelieren. Deren Bildung wird auf die Unterschiebung durch einen Molassekeil zurückgeführt, welche im Übergangsbereich zur Subalpinen Zone zu einem Wechsel von nach NNW zu SSE einfallenden Strukturen geführt hat (sog. Triangelzone, siehe *Beilage 5*). Die Molassesedimente scheinen durch die damit zusammenhängenden tektonischen Beanspruchung und der ausgebildeten Überschiebungen keine deutlich besseren Durchlässigkeiten erreicht zu haben.

**Verteilung der
Störungen im
Mesozoikum**

2.6 Potenzielle hydrothermale Ressourcen

2.6.1 Einführung

Die hydrothermale Technologie stellt die «klassische» etablierte Nutzungsform dar (*Kapitel 3.1*). Die geothermischen Ressourcen sind vor allem durch die Tiefenlage, die geothermisch relevante Gesteinscharakteristik (Durchlässigkeit und Mächtigkeit) und die Temperatur der Gesteine charakterisiert, aus welchen eine geothermische Nutzung erfolgen soll. Durch die Kenntnisse, resp. durch die Abschätzung dieser Parameter kann die thermische Entzugsleistung abgeschätzt werden, welche durch eine Tiefengeothermianlage aus einer bestimmten Tiefeneinheit (Aquifer) gewonnen werden kann.

**Charakterisierung
Geothermische
Ressource**

2.6.2 Geothermisch relevante Gesteinscharakteristiken

Einführung

Charakterisiert wird die Gesteinsdurchlässigkeit durch die hydraulische Leitfähigkeit (auch Durchlässigkeitsbeiwert k_f genannt) sowie durch die Transmissivität T , welche als Produkt aus k_f und der Mächtigkeit M einer wasserwegsam Schicht den Schlüsselparameter darstellt.

**Hydraulische
Leitfähigkeit,
Mächtigkeit,
Transmissivität**

Hydraulische Leitfähigkeit

Die verschiedenen hydrogeologischen Einheiten weisen aufgrund bestehender Messungen in der Nordschweiz grosse Unterschiede auf (*Tabelle 18* in *Anhang 2*). Aufgrund der bisherigen Kenntnisse werden folgende lithostratigraphischen Abschnitte im Kanton Zug als nutzbare regionale Felsaquifere in Betracht gezogen werden (siehe auch *Tabelle 19* in *Anhang 2* und Signorelli et al. 2005):

**Hydraulische
Leitfähigkeit**

- Die Kalksteine des Oberen Malms (Quinten-Formation)
- Die Kalksteine und Dolomite des Oberen Muschelkalks (Dolomit der Röti-Formation)
- Verwitterte und geklüftete Zonen des kristallinen Grundgebirges, falls vorhanden zusammen mit dem Buntsandstein

Folgende weiteren Gesteinsformationen können in Lagen oft geringer Mächtigkeit oder räumlich in sehr heterogener Form ebenfalls nutzba-

res Felsgrundwasser führen: Untere Süsswassermolasse sowie einzelne Schichten der Doggers und des Keupers (Wedelsandstein-, Stubensandstein- und Schilfsandsteinformation). Diese Lithologien werden im Rahmen der vorliegenden Arbeit jedoch nicht berücksichtigt, da einerseits ihre Bedeutung als Aquifere, soweit bekannt, eher gering ist. Im Autochthon der Alpen sind diese Formationen zudem nicht mehr vorzufinden.

Grundsätzlich kann die hydraulische Durchlässigkeit im Bereich von tektonischen Störungen durch Klüfte erhöht sein (sogenannte Kluft-aquifere). Deshalb werden Störungszonen als primäre Zielbereiche innerhalb von potenziellen Aquiferen angesehen (*siehe Beilage 6*). Diesen Grundsatz verfolgt das derzeit geplante Geothermieprojekt St. Gallen, welches eine Bruchzone im Oberen Malm anvisiert, zu deren Lokalisierung vorgängig eine 3D-Seismik durchgeführt wurde.

Die Kenntnisse über die hydrogeologischen Bedingungen im **Kristallin** sind relativ gering. Das kristalline Grundgebirge der Nordostschweiz wurde von der Nagra in 6 Bohrungen untersucht. Insgesamt liegen 253 Messwerte über die hydrogeologische Eignung (Transmissivitäten) aus den NAGRA-Bohrungen Böttstein, Kaisten, Leuggern, Weiach, und Schafisheim sowie aus der Thermalbohrung Zurzach vor (Nagra, 1985; Nagra, 1989; Nagra, 1991a, Nagra, 1991b, Nagra, 1992a; Nagra, 1992b; Neff, 1980; Thury et al., 1994).

Hydraulische
Leitfähigkeit des
Kristallins: Daten

Die in hydraulische Leitfähigkeiten umgerechneten Werte dieser Messungen weisen eine grosse Schwankungsbreite auf, es könnte eine Korrelation mit der Lage unter der Kristallinoberfläche vorliegen (*Figur 27 in Anhang 2*). Die Werte schwanken zwischen 10^{-13} m/s und 10^{-5} m/s. Der Mittelwert liegt bei 10^{-9} m/s. Eine allgemein gültige Abschätzung der hydraulischen Leitfähigkeit ist insofern schwierig, als sich die Wasserführung im Kristallin auf zahlreiche diskrete Wasserseintrittsstellen entlang offener Klüfte oder Störungszonen konzentriert. Entlang dieser Klüfte und im verwitterten, oberen Kristallin sind die Werte normalerweise erhöht. Der Mittelwert der hydraulischen Leitfähigkeiten im Kristallin der Nordostschweiz entspricht den Verhältnissen im ungestörten Untergrund in 3.5 km beim europäischen EGS Projekt in Soultz-sous-Forêts (Kohl et al., 2000).

Schwankungs-
bereich

Das Kristallin stellt voraussichtlich nur in Störzonen ein potenzielles Ziel für ein hydrothermales Projekt dar, wobei vermutlich eine Stimulation zur Verbesserung der Durchlässigkeit von Beginn an ins Auge gefasst werden muss.

Stimulation des
Kristallins

Ein bekanntes Beispiel für die geothermische Nutzung des **Oberen Muschelkalks** ist die Anlage Riehen, Basel-Stadt (Hauber, 1993), mit der seit 1989 Erdwärme in grösserem Stil für die Beheizung von 160 Liegenschaften genutzt wird. Zudem entstammen alle Thermalquellen entlang der Jurahauptüberschiebung diesem Aquifer. Mehrere Bohrungen wurden hier mit dem Ziel abgeteuft, den Oberen Muschelkalk als potenziellen Thermalwasser-Aquifer zu erschliessen (Schinznach S2, Hausen, Müllingen, Birmensdorf BT3 und BT4; siehe NEFF 1980). Zudem wurden in den NAGRA-Bohrungen Benken (Müller et al. 2001), Böttstein (NAGRA, 1985), Leuggern (NAGRA, 1991b), Riniken

Hydraulische
Leitfähigkeit des
Oberen
Muschelkalks

(NAGRA, 1990), Schafisheim (NAGRA, 1992a), Siblingen (NAGRA, 1992b) und Weiach (NAGRA, 1989) Einpressversuche durchgeführt. Diese Tests zeigen unterschiedliche Eigenschaften, je nach Zerklüftungsgrad des Oberen Muschelkalks. So variiert im Gebiet Schinznach Bad – Baden die Durchlässigkeit im Zusammenhang mit strukturellen Faktoren lateral stark und nimmt mit der Tiefe generell ab.

Die hydraulische Leitfähigkeit im Oberen Muschelkalk der Nordschweiz zeigt stark unterschiedliche Werte und ist durch die Tiefenlage beeinflusst (*Figur 28*). Der Mittelwert der hydraulischen Leitfähigkeiten liegt bei 6×10^{-6} m/s. Dieser Wert ist jedoch wesentlich von den hohen Leitfähigkeiten in Schinznach und Riehen beeinflusst. Es ist anzunehmen, dass die hydraulische Durchlässigkeit gegen Süden und damit gegen den Kanton Zug hin abnimmt und daher mit deutlich geringeren Durchlässigkeiten gerechnet werden muss.

In der Nordschweiz stellen die Kalke des **Oberen Malms** einen grossräumigen Aquifer dar. Die Kalke liegen hier in der schwäbischen Fazies vor. In dieser sind die Malmkalk-Formationen charakterisiert durch das Vorkommen von gebankten Kalken und untergeordnet Dolomiten (Felsenkalke und Bankkalke) sowie Bereichen mit massigen Kalken, z. T. Riffkalken (Schwammkalkfazies, Massenkalk). Die Grundwasserführung ist in der Regel an geklüftete Zonen und/oder eine intensive Verkarstung gebunden. Für eine Nutzung interessant sind hier in erster Linie die Massenkalk mit dolomitisierten und grobkörnig rekristallisierten Bereichen (sog. Lochfels) sowie die wohlgeschichteten Kalke.

Hydraulische
Leitfähigkeit des
Oberen Malms

Der Malm im Bereich des Kantons Zug liegt demgegenüber vermutlich in der helvetischen Fazies vor, ist entsprechend mikritisch ausgebildet und besitzt eine sehr geringe primäre Mikroporosität. Die Bohrung Entlebuch-1 hat jedoch aufgezeigt, dass besonders im Paläokarst zuoberst in der Formation gute Durchlässigkeiten vorhanden sein können. Immerhin wurde hier von 1985 bis 1994 75 Millionen Kubikmeter Erdgas gefördert. Bereits während des Bohrvorgangs war ein Spülungsverlust im Malm von 1365 m³ festgestellt worden. Von Bedeutung für den Kanton Zug ist dies insofern, als dass die Position der Bohrung in Bezug zu den Alpen in etwa derjenigen des Kantons Zug entspricht (siehe *Beilagen 2 und 3*). Die Tiefenlage des Top Malm in der Bohrung Entlebuch-1 ist vergleichbar mit derjenigen in der nördlichen Region von Walchwil und des Ägerisees.

Fazies und Ana-
logum
Entlebuch-1

Im Oberen Malm des Kantons Zug sind, wie z. B. beim Geothermieprojekt St.Gallen, vor allem Grossklüfte und tektonische Störungen (Kluftaquifere) als potenziell wasserführende Zonen zu betrachten.

Mächtigkeiten

Die potenziell besser durchlässigen Bereiche im **Kristallin** konzentrieren sich gemäss den beschränkten Erfahrungen aus Bohrungen aus der Nordschweiz auf die obersten 300–500 m aufgrund von Verwitterungsvorgängen Ende des Perms und evtl. dem Vorhandensein von geringmächtigem Buntsandstein. Mit diesem kann das Kristallin bei fehlendem Permokarbon einen gemeinsamen Grundwasserleiter darstellen.

Nutzbare Mäch-
tigkeit Kristallin

Der **Obere Muschelkalk** ist in der Nordschweiz rund 60–70 m mächtig, nimmt nach Süden jedoch tendenziell ab und ist in Zürich noch 56 m mächtig. Im Süden ist der Dolomit der Röti-Formation meist 5–20 m (stellenweise auch bis zu 60 m) mächtig. Für den Bereich von Zug gehen wir von einer Mächtigkeit von 30–40 m aus.

Mächtigkeit
Oberer Muschel-
kalk

Die Mächtigkeit des **Oberen Malms** liegt im Kanton Zug voraussichtlich im Bereich zwischen 100 und 300 m. Ob dabei die koralligene Fazies des Troskalks, wie sie aus dem Autochthon bekannt ist, bis in den Bereich des Kantons Zug hinein ausgebildet und auch nicht erodiert ist, kann nicht abgeschätzt werden. Der Troskalk besitzt möglicherweise das Potenzial, je nach Ausprägung der Zementation, eine gewisse Porosität aufzuweisen und entsprechend nicht nur als Kluftsondern auch als Porenwasserleiter zu wirken.

Mächtigkeit
Oberer Malm

2.6.3 Temperaturen

Die in der Schweiz verfügbaren Temperaturmessdaten sind von Schärli und Kohl (2002) zusammengestellt worden (vgl. *Tabelle 20* und *Tabelle 21* in *Anhang 2*). Darin ist auch die Datenqualität beurteilt, wobei festzustellen ist, dass es sich meist um Bohrlochsolenmessungen (Bottom Hole Temperature, BHT) handelt, welche korrigiert werden müssen, um Werte zu erhalten, die der tatsächlichen Gebirgstemperatur entsprechen. Oftmals sind solche Korrekturen jedoch nicht dokumentiert, was bedeutet, dass die Werte entsprechend ungenau und wohl oftmals zu hoch sind. Die Daten stammen aus dem NAGRA-Sondierprogramm, dem SEAG-Archiv oder von Geothermie-Bohrungen.

Datengrundlage
Temperaturen

Um die Temperatur in einer gewissen Tiefe abschätzen zu können, muss der geothermische Gradient, also die Zunahme der Temperatur mit der Tiefe, bekannt sein. Der mittlere thermische Gradient beträgt in der Schweiz rund 30°C/km. Die in den Tiefbohrungen der weiteren Umgebung des Kantons Zug durchgeführten Temperaturmessungen ergeben geothermische Gradienten zwischen 26 und 40 °C/km (vgl. *Tabelle 20* und *Tabelle 21* in *Anhang 2*). Der geothermische Gradient wird in erster Linie durch den basalen Wärmefluss vom Erdmantel, der radiogenen Wärmeproduktion innerhalb des Grundgebirges, die Wärmeleitfähigkeit der Gesteine sowie lokal durch den Wärmetransport durch Fluide beeinflusst.

Geothermischer
Gradient

In Hünenberg-1, der einzigen Tiefbohrung, welche im Kanton Zug das Mesozoikum erreicht hat, wurde ein geothermischer Gradient bis in 3288 m Tiefe von rund 26°C ermittelt. Die Datenqualität ist unsicher, ein präziser Temperaturwert war zum Zeitpunkt der Messung nicht von Interesse. Zudem haben Temperaturdaten grundsätzlich nur punktuell Gültigkeit. Je dichter das Netz an Informationen, umso genauer werden die Temperaturinterpolationen. Es wird daher angenommen, dass dieser vergleichsweise tiefe Wert nicht repräsentativ für den gesamten Kanton ist. Zur Abschätzung der Temperaturen in den potenziellen Aquiferen wurde mit Ausnahme der Region um Hünenberg-1 ein geothermischer Gradient von 30°C/km angenommen.

Die auf Grundlage der (ausgeglätteten) Tiefenlage der potenziellen Aquifere ermittelten Temperaturen bewegen sich für das Oberste Kris-

tallin (Referenz 150 m unter Top Grundgebirge, kein Permokarbon) zwischen rund 130–220°C (*Beilage 13*), für den Oberen Muschelkalk zwischen rund 100–190°C (*Beilage 14*) und für den Oberen Malm zwischen rund 80–170°C (*Beilage 15*).

2.6.4 Tiefenlage der potenziellen Aquifere

Die Grundgebirgsoberfläche befindet sich gemäss Seismikauswertung bezogen auf eine Höhe von 500 m ü. M. in einer Tiefenlage von rund 3200–5500 m u. T. (siehe *Beilagen 7 + 10*) Wie mächtig evtl. vorhandenes Permokarbon ist, kann höchstens grob abgeschätzt werden. Aufgrund der grossen Unsicherheiten wurde darauf verzichtet, sodass mit dem Top Grundgebirge nur die minimale Tiefe abgeschätzt worden ist, in welcher mit Kristallin gerechnet werden kann.

Tiefenlage Top
Kristallin

Es kann angenommen werden, dass der **Obere Muschelkalk** sich im Kanton Zug in der Regel rund 600 m unterhalb des Tops Oberer Malm befindet. Bezogen auf eine Höhe an der Oberfläche von 500 m ü. M. wird er in einer Tiefenlage von rund 3'000–5'200 m u. T. erwartet (siehe *Beilagen 8 und 11*).

Tiefenlage Oberer
Muschelkalk

Top **Oberer Malm** wird bezogen auf eine Höhe von 500 m ü. M. in einer Tiefenlage von rund 2'400–4'600 m u. T. vermutet (siehe *Beilagen 9 und 12*).

Tiefenlage
Oberer Malm

2.6.5 Thermische Entzugsleistungen

Die thermische Entzugsleistung wird durch die Durchlässigkeit (standortspezifisch sehr variabel) und die Temperatur beeinflusst. Informationen über die Verhältnisse in den potenziellen Aquifere im Kanton Zug liegen keine vor (*Beilage 3*), sodass im Folgenden für die Einschätzung der thermischen Entzugsleistungen theoretische Überlegungen gemacht werden müssen.

Vorgehen,
Annahmen

Unter der Annahme, dass eine bestimmte Förderrate erreicht wird, kann auf der Grundlage der zu erwartenden Fördertemperatur und der Annahme einer mittleren Rückgabetemperatur abgeschätzt werden, welche Entzugsleistungen aus den potenziellen Aquifere möglich sind. Gleichzeitig kann abgeschätzt werden, welche Transmissivitäten und unter Annahme der Mächtigkeit auch welche mittlere hydraulischen Leitfähigkeit hierzu notwendig sind.

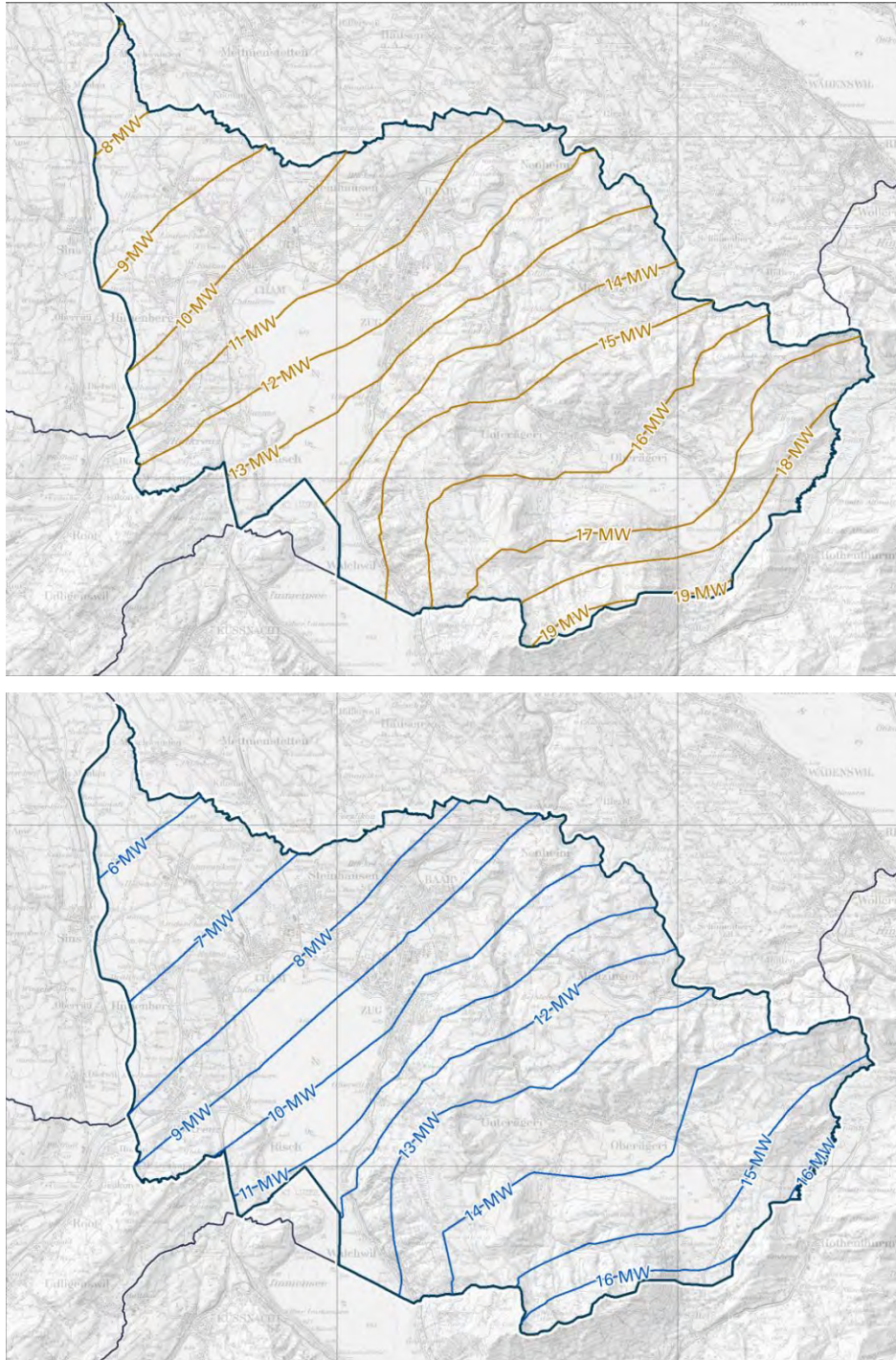
Für den Oberen Muschelkalk und den Oberen Malm wurde hierzu die Annahme gemacht, dass 30 l/s erreicht werden und eine Wärmenutzung bis zu einer Rückgabetemperatur von 40 °C erzielt wird. Daraus ergibt sich für den Oberen Muschelkalk eine thermische Entzugsleistung, welche von NW nach SE von rund 7 MW_{th} auf rund 19 MW_{th} zunimmt (siehe *Beilage 16*). Für den Oberen Malm ergeben sich bei denselben Annahmen thermische Entzugsleistungen zwischen rund 5 und 16 MW_{th}. (siehe *Beilage 17*).

Thermische
Entzugsleistungen
Oberer
Malm und
Oberer Muschel-
kalk

Für den Oberen Muschelkalk bedingen diese Annahmen eine Transmissivität von rund $2.4 \times 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$. Bei einer Mächtigkeit von 200 m ergibt dies eine durchschnittliche hydraulische Leitfähigkeit von rund $7.9 \times 10^{-6} \text{ m/s}$, welche erreicht werden muss. Für den Oberen Malm

Transmissivität,
Mächtigkeit,
hydr. Leitfähigkeit

beträgt die entsprechende Transmissivität rund $3 \times 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$. Bei einer Mächtigkeit von 200 m ergibt dies eine durchschnittliche hydraulische Leitfähigkeit von rund $2.2 \times 10^{-6} \text{ m/s}$.



Figur 5: Thermische Entzugsleistungen des Oberen Muschelkalks (oben) und des Oberen Malms (unten) bei Modellannahme. Die tatsächlich möglichen Entzugsleistungen sind unbekannt (siehe auch *Beilage 16* und *Beilage 17*).

2.7 Potenzielle petrothermale Ressourcen

Als potenzielle petrothermale Ressource gilt zum heutigen Zeitpunkt das Kristallin. Es wird angestrebt, zukünftig in verschiedensten Gesteinstypen petrothermale Anlagen erstellen zu können. Das Potenzial würde sich dadurch entsprechend auf weitere geologische Einheiten erweitern. In Norddeutschland wurde z. B. bereits erfolgreich ein petrothermales Projekt im Permokarbon durchgeführt.

Das Kristallin wurde im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung eines petrothermalen Projekts für die Stromerzeugung betrachtet (*Kapitel 7.2*).

2.8 Eignung des Untergrunds im Kanton Zug zur Stromproduktion

Grundsätzlich sind beim heutigen Stand der Technik Temperaturen von mindestens 120 °C für einen akzeptablen Wirkungsgrad bei der Stromproduktion notwendig. Noch besser sind Temperaturen von mindestens 150 °C.

**Temperatur-
anforderungen**

Unter der Annahme eines geothermischen Gradienten von 30 °C sind im SE des Kantons Zugs prinzipiell alle potenziellen Aquifere für hydrothermale Stromanlagen geeignet (*Beilagen 13–15*). Im NW ist eine tiefengeothermische Stromproduktion aktuell nur im Kristallin möglich. Das möglicherweise nutzbare Gebiet des Oberen Muschelkalks erstreckt sich aufgrund der grösseren Tiefenlage weiter in Richtung NW als dasjenige des Oberen Malms.

**Aktuelle
Situation**

Je nach Entwicklung der Reservoirerstellung bei petrothermalen Anlagen könnten zukünftig Gesteinsschichten für die tiefengeothermische Stromproduktion erschlossen werden, welche zum heutigen Zeitpunkt nicht in Betracht gezogen werden.

**Zukunft
petrothermale
Anlagen**

Weiter- und/oder Neuentwicklungen bezüglich der Kraftwerkstechnologie oder die Implementierung neuer Energiekonversionsverfahren könnten (in naher Zukunft) eine Umwandlung von Wärme in Strom bei deutlich geringeren Temperaturen ermöglichen. Dadurch wären auch im Nordwesten des Kantons Zug die mesozoischen Aquifere potenziell für die Stromproduktion geeignet.

**Zukünftige
Entwicklungen**

2.9 Zusammenfassung

Im Kanton Zug liegen 4 geologische Haupteinheiten vor. Zuoberst liegen die Sedimente der mittelländischen Molasse, deren Mächtigkeit von Nordwesten nach Südosten von etwa 2.4 auf rund 5 km zunimmt. Darunter folgt das rund 800 m mächtige Mesozoikum mit den potenziellen Aquiferen Oberer Malm (Tiefenlage siehe *Beilage 12*) und Oberer Muschelkalk (Tiefenlage siehe *Beilage 11*). Die Oberfläche des Grundgebirges steht im Nordwesten in rund 3.2 km und im Südosten in etwa 5.5 km Tiefe an (*Beilage 10*). Über die Verbreitung der Permokarbontröge können auf Grundlage der alten Seismik keine verlässli-

chen Aussagen gemacht werden. Das Modell der Nagra ist mit sehr grossen Unsicherheiten behaftet (*Beilage 4*).

Die oberste Zone des Grundgebirges ist ebenfalls ein potenzieller Aquifer. Zusätzlich werden im aktuellen, auf Seismik basierenden Untergrundmodell der SEAG mehrere Störungen innerhalb des Kantonsgebietes angenommen. Die an die Störungen angrenzenden Zonen stellen interessante Ziele für hydrothermale Anlagen dar, da sie aufgrund von Klüften potenziell hoch durchlässig sein können und im Idealfall entlang der Störungen heisse Wässer aus der Tiefe aufsteigen.

Bei Annahme eines geothermischen Gradienten von 30 °C/km können die Temperaturen der potenziell für hydrothermale Anlagen nutzbaren Aquifere aus deren Tiefenlage abgeschätzt werden (*Beilagen 13–15*).

Die Temperaturen erreichen im Nordwesten für den Oberen Malm 80 °C, für den Oberen Muschelkalk knapp 100 °C und für das Top Grundgebirge ca. 130 °C. Im äussersten Südosten des Kantons Zug erreichen die Temperaturen Werte von 170 °C für den Oberen Malm, 190 °C für den Oberen Muschelkalk und gute 220 °C für das oberste Kristallin.

Beim aktuellen Stand der Kraftwerkstechnik müssen die Temperaturen im Untergrund für eine Stromproduktion mindestens 120, besser 150°C betragen. Daraus ergibt sich, dass in der Nordwesthälfte des Kantons für hydrothermale Anlagen eher die potenziellen Aquifere Oberer Muschelkalk und evtl. Top Kristallin geeignet sein könnten. Neben der Temperatur ist auch die Durchlässigkeit der Aquifere entscheidend. Diese kann kleinräumig stark schwanken und kann von nahezu wasserundurchlässig bis sehr gut durchlässig im stark geklüfteten und allenfalls verkarsteten Bereich bei Störungen reichen. Diesbezügliche Aussagen sind ohne (Explorations-)Bohrungen nicht möglich.

Für petrothermale Anlagen ist grundsätzlich im gesamten Kanton Zug ein Potenzial gegeben. Beim heutigen Stand der Technik ist das Kristallin Zielgebiet. In der nordwestlichen Kantonshälfte ist das Potenzial wegen der im Vergleich geringeren Tiefenlage der Grundgebirgsoberfläche grösser. Der südöstliche Kantonsteil ist aufgrund der mächtigen Sedimentärüberdeckung und damit grossen Bohrtiefen zum heutigen Zeitpunkt weniger wirtschaftlich.

In Abhängigkeit der Entwicklung der Erschliessungs- und der Kraftwerkstechnologien wird sich das Potenzial der verschiedenen geologischen Einheiten in der Zukunft verändern bzw. erhöhen.

TEIL II

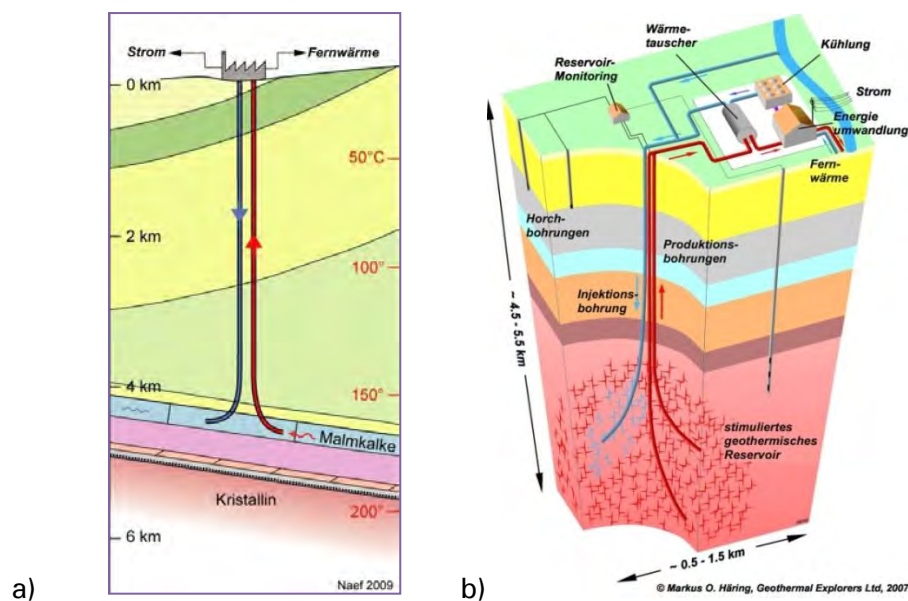
3 ZUSAMMENFASSUNG DER TECHNISCHEN RAHMENBEDINGUNGEN, POTENZIALDIFFERENZIERUNG

3.1 Zusammenfassung der technologischen Rahmenbedingungen (*Anhang 1*)

Die Wärme möglichst effizient aus grosser Tiefe zu gewinnen und an die Erdoberfläche zu bringen, ist der Schlüssel zur Tiefengeothermie.

Bei der Tiefengeothermie wird zwischen hydro- und petrothermalen Systemen unterschieden.

Herausforderung: Wärme aus dem Untergrund bringen



Figur 6: Hydrothermale Anlagen (a) nutzen in der Tiefe vorhandene natürliche Wasservorkommen, von denen petrothermale Anlagen (b) unabhängig sind.
(Quellen: a) Naef, 2009, b) Häring, 2007).

Hydrothermale Anlagen nutzen Wasser, welches in der Tiefe von Natur aus vorkommen kann, falls offene Hohlräume vorhanden sind. Hydrothermale Anlagen sind bereits etabliert und auch in der Schweiz verwirklicht. Nicht nur die Anlage in Riehen, auch verschiedene Thermalbäder/Spas stellen hydrothermale Anlagensysteme dar.

Hydrothermale Anlagen von Geologie abhängig

Petrothermale Anlagen sind unabhängig von Tiefenwasser und offenen Hohlräumen im Untergrund. Hier wird Wasser über eine Bohrung mit Druck in die tiefen Gesteinsschichten gepresst. Dies, um dort Mikrorisse zu öffnen bzw. zu vergrössern und Fliesswege zwischen den beiden Bohrungen zu schaffen (Kapitel 1.3.2 in *Anhang 1*). Mittel- bis langfristig liegt der Fokus in weiten Teilen der Welt auf dieser Technologie.

Petrothermale Anlagen (zukünftig) von Geologie unabhängig

Mit chemischer und hydraulischer Stimulation können natürliche Fliessraten erhöht oder neue Wärmetauscher im Untergrund erstellt werden (Kapitel 1.1.4 in *Anhang 1*).

Der Erkundung des Untergrunds mittels indirekter und direkter Erkundung erhöht die Wahrscheinlichkeit eines Projekterfolgs enorm (Kapitel 1.2 in *Anhang 1*).

Tiefbohrungen stellen den grössten Kostenfaktor eines tiefengeothermischen Stromprojektes dar (Kapitel 1.3 in *Anhang 1*). Eine sehr gute Planung einschliesslich der Modellierung des Untergrundes und der Simulation der Betriebsprozesse sind essentiell. Das Kostensenkungspotenzial von Tiefbohrungen ist gross (Kapitel 1.4.1 in *Anhang 1*).

Hauptkostenfaktor: Bohrung

Geothermie-Kraftwerke sind im Vergleich zum Flächenverbrauch eher klein (ca. Dreifachturnhalle) und können architektonisch gestaltet werden. Sie sind gut in den Siedlungsraum zu integrieren. Nutzungskonflikte sollten erkannt und mittels Prioritätenliste gelöst werden (Kapitel 6.3).

Raumplanerische Aspekte

Bei der Standortwahl steht primär die geologische Eignung des Untergrundes im Vordergrund. Es sind jedoch auch weitere Faktoren wie das Wärmeabnehmerpotenzial entscheidend. Die ersten Pilot- und Demonstrationsanlagen petrothermaler Systeme werden ausserhalb von Ballungszentren errichtet werden.

Standortwahl

Bei Stromprojekten ist die anfallende Restwärme soweit wie möglich zu nutzen (Kapitel 1.9 in *Anhang 1 und 7.1 und 7.2*). Die darüber hinaus allfällig notwendige Rückkühlung erfolgt mittels Luft oder, wegen des deutlich besseren Wirkungsgrades, bevorzugt mittels Wasser, welches aus Oberflächengewässern oder untiefen Grundwasservorkommen entnommen werden könnte. Kühltürme heutiger Generation sind wesentlich niedriger als diejenigen konventioneller Bauart und bestehen aus einer Reihe von Einzeltürmen welche sich harmonischer in die Landschaft einfügen.

Gleichzeitige Wärmenutzung, Rückkühlung

Die Lebensdauer eines Geothermie-Kraftwerks wird auf 20–50 Jahre ausgelegt. Langzeiterfahrungen bestehen noch nicht. Bei petrothermalen Anlagen erhöhen natürliche Wasserzuflüsse die Lebensdauer.

Anlagenlebensdauer

Die bei der Erkundung des tiefen Untergrundes gewonnenen Daten sind komplex. Nur eine kantonsübergreifende Zusammenführung ergibt ein geeignetes Modell für die Bewirtschaftung. Eine Zusammenarbeit mit swisstopo ist empfehlenswert.

Untergrunddaten

Die Tiefengeothermie hat viele Vorteile, es bestehen aber auch Herausforderungen unterschiedlichster Art, die vor einer Etablierung gelöst werden müssen.

Vor- und Nachteile

Hinsichtlich der Umwelt sind keine irreversiblen, mittel- oder langfristigen Schadwirkungen zu erwarten (BMU, 2009).

3.2 Potenzialbetrachtung hydrothermaler Anlagen

Da hydrothermale Systeme von grösseren Wasservorkommen in der gewünschten Mindestdiefe abhängen, ist deren Anteil an der Gewinnung des technischen Potenzials für die Stromproduktion sehr begrenzt. **Hydrothermales Potenzial im Vergleich klein**

Welche thermischen Entzugsleistungen in den potenziellen Aquiferen möglich wären, wenn bestimmte Modellannahmen zuträfen, wurde in einem vorangehenden Kapitel dargelegt (*Kapitel 2.6.5, Beilage 16, Beilage 17*).

3.3 Potenzialbetrachtung petrothermaler Anlagen

3.3.1 Theoretisches und technisch nutzbares Potenzial

Eine Studie des Paul Scherrer Instituts PSI (Hirschberg et al., 2005) schätzte, dass in der Schweiz im Gestein zwischen 3 und 7 km Tiefe rund 15'900'000 TWh_{th} Wärme gespeichert ist («Heat in Place»). **Theoretisches Potenzial**

Bei einer Gesamtgrösse der Schweiz von 41'280 km² und einer Fläche des Kantons Zug von 239 km² ergibt sich ein Flächenanteil des Kantons Zug von 0.58 Prozent der Gesamtfläche. Damit sind gemäss PSI-Studie im Untergrund des Kantons Zug zwischen 3 und 7 km Tiefe gut 92'000 TWh_{th} Wärme gespeichert.

Petrothermale Systeme sind unabhängig von Tiefenwasser und können daher die im «trockenen» Festgestein gespeicherte Wärme erschliessen. Technisch nutzbar ist aus heutiger Sicht nur ein kleiner Anteil der in der Erde gespeicherten Wärme. Im Kanton Zug könnte mit der Wärme aus 3–7 km Tiefe bei einem Wärmegewinnungsfaktor von 4 Prozent (d. h. ca. 4 Prozent der in der Erde gespeicherten Wärme kann mit der heutigen Technik entzogen werden) und einem Wirkungsgrad der Energiekonversion von 10–13 Prozent, je nach Temperatur, rund 479'000 GWh Strom erzeugt werden. Der jährliche Stromverbrauch des Kantons Zug liegt zum Vergleich bei 714 GWh. **Technisches Potenzial**

3.3.2 Umweltfreundlich und wirtschaftlich nutzbares Potenzial

Das gesamte Gesteinsvolumen zwischen 3 und 7 km Tiefe technisch zu nutzen ist beim heutigen Stand der Technik weder umweltfreundlich noch finanziell zu bewerkstelligen. Zu welchem Grad dieses technische Potenzial wirtschaftlich und umweltfreundlich gewonnen werden kann, ist aufgrund fehlender Anlagen in der Schweiz und damit auch im Kanton Zug noch nicht zu beurteilen. Welche Schritte der Kanton Zug ergreifen kann, damit dieses evaluiert werden kann, ist eines der Ziele dieser Studie.

Umweltfreundlich und wirtschaftlich nutzbares Potenzial

Das zukünftig wirtschaftlich und umweltverträglich gewinnbare Potenzial hängt primär von der Entwicklung der petrothermalen Technologie ab. Mittel- bis langfristig (ca. 2035–2050) wird angestrebt, standortflexibel petrothermale Anlagen verwirklichen zu können. Des Weiteren zielt die angewandte Forschung darauf ab, petrothermale Anlagen mehr oder weniger «beliebig» erweitern zu können.

3.3.3 Erwartetes Potenzial

Das erwartete Potenzial der Tiefengeothermie ist die Schnittmenge des technischen, wirtschaftlichen, ökologischen und sozial akzeptierten Potenzials. In der Schweiz sind die Potenziale noch nicht zuverlässig einzuschätzen.

Erwartetes Potenzial

Das angenommene Potenzial wird nicht durch die geothermische Ressource bestimmt, sondern durch den gewollten Zuwachs von Anlagen. Seitens des Kantons Zug ist noch kein angenommenes Potenzial kommuniziert. Der Bund strebt für die gesamte Schweiz bis 2050 eine installierte Leistung von knapp 550 MW_{el} an. Damit könnten rund 4'400 GWh Strom erzeugt werden. Umgerechnet auf die Fläche des Kantons Zug erwartet der Bund daher eine installierte Leistung von gut 3.2 MW_{el} bzw. eine Stromproduktion von knapp 26 GWh im Jahr 2050. Die Geo-Energie Suisse AG rechnet für ihre Pilot- und Demonstrationsanlagen (für 4–5 Projekte laufen aktuell die Bewilligungsverfahren an) mit einer installierten Leistung von 3–5 MW_{el}, welche nach 2020 zu Grosskraftwerken ausgebaut werden könnten.

Angenommenes Potenzial BFE

3.3.4 Zusammenfassung

In der Erde ist eine unermesslich grosse Wärmemenge gespeichert (theoretisches Potenzial). Für deren lokale partielle Gewinnung stehen zwei verschiedene Technologien zur Verfügung (technisches Potenzial). Liegen geeignete Tiefenwasservorkommen vor, stellen diese ideale Ressourcen für etablierte hydrothermale Anlagen dar. Mittels hydrothermalen Anlagen kann jedoch nur ein kleiner Bruchteil des technischen Gesamtpotenzials gewonnen werden. Um unabhängig von Tiefenwasser Wärme aus dem «dichten» Festgestein zu entziehen, können petrothermale Anlagen eingesetzt werden. Diese befinden sich aktuell im Pilot- und Demonstrationsstadium. Die mittel- bis langfristigen Ziele sind die weitgehende Standortflexibilität und der Ausbau zu bzw. der Neubau von Grosskraftwerken.

Theoretisches Potenzial technisch gewinnen

Welcher Anteil des theoretischen Potenzials für die Stromversorgung in Zukunft genutzt werden kann, hängt damit weniger vom Untergrund und der Grösse der geothermischen Ressource an sich, sondern vielmehr von den technologischen Entwicklungen ab. Die zukünftige technische, wirtschaftliche, umweltverträgliche und gesellschaftlich akzeptierte Machbarkeit petrothermaler Anlagen ist für die verschiedenen Regionen der Schweiz, und auch für den Kanton Zug, noch zu evaluieren.

Potenziale sind zu evaluieren

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 rechnet der Bund, unter Annahme einer ambitionierten jährlichen Zuwachsrate von 10 Prozent an Anlagen, im Jahr 2050 mit einer installierten elektrischen Leistung von 550 MW_{el} für die gesamte Schweiz. Umgerechnet auf die Fläche des Kantons Zug sind dies gut 3.2 MW_{el} bzw. eine Stromproduktion von knapp 26 GWh im Jahr 2050. Dies wird zum heutigen Zeitpunkt als untere Leistungsgrenze für ein einzelnes petrothermales Kraftwerk angesehen.

Entwicklung gemäss Energiestrategie 2050 des Bundes

4 GEGENWÄRTIGE RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

4.1 Nationale Grundlagen

Verschiedene bestehende Bundesgesetze und Verordnungen sind den- **Nationale**
noch für die Tiefengeothermie relevant. Diese beziehen sich auf den **gesetzliche**
Wasserkreislauf sowie auf die Untergrundbereiche, die in Interaktion **Vorgaben**
mit dem oberflächennahen Grundwasser stehen.

Folgende nationale Regelungen haben eine besondere Bedeutung für die Nutzung der Geothermie:

- Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer (Gewässerschutzgesetz, GSchG) vom 24. Januar 1991 (Stand am 1. Januar 2011), SR 814.20.
- Gewässerschutzverordnung (GSchV) vom 28. Oktober 1998 (Stand 1. August 2011), SR 814.201.
- Bundesgesetz über den Umweltschutz (Umweltschutzgesetz, USG) vom 7. Oktober 1983 (Stand am 1. August 2010), SR 814.01.
- Bundesgesetz über die Raumplanung (Raumplanungsgesetz, RPG) vom 22. Juni 1979 (Stand am 1. Juli 2011), SR 700.

4.2 Kantonale Grundlagen

4.2.1 Einleitung

Bei der Tiefengeothermie ist nicht nur deren Erkundung, Erschliessung und Nutzung zu regeln, sondern es werden verschiedenste Rechtsbereiche tangiert. Dazu gehören der Umwelt- und der Gewässerschutz, der Natur- und Heimatschutz, die ober- und unterirdische Raumplanung sowie das Planungs- und Baugesetz.

Das Bau und der Betrieb des Kraftwerksgebäudes ist durch das bestehende Gesetz und insbesondere das Planungs- und Baugesetz geregelt (PBG, BGS 721.11)

4.2.2 Hoheit Untergrund, Regal «Erdwärme»

Die Hoheit über den Untergrund wird in der Bundesverfassung nicht dem Bund zugesprochen und steht damit grundsätzlich den Kantonen zu. Dieses Hoheitsrecht umfasst insbesondere die Nutzung der darin enthaltenen Bodenschätze sowie der Erdwärme. Die Kantone können ihr Recht am Regal der Erdwärme und/oder der Bodenschätze beanspruchen, neu einführen oder darauf verzichten und die Bodenschätze bzw. Erdwärme dem Grundeigentum zuschreiben. In der Schweiz existieren 26 unterschiedliche kantonale Handhabungen, welche vom Regalverzicht bis zur klaren Regelung in Form einer Berggesetzgebung reichen. **Kantonale Hoheit an der Nutzung des Untergrunds**

Auch wenn per Gesetz dem Kanton nicht das Regalrecht zugewiesen wird, kann nicht beliebig über nicht-regale Bodenschätze oder Erdwärme verfügt werden. Dies, da auch in diesen Fällen Bewilligungen notwendig sind. Die Bewilligungspflicht ist z. B. in den Gesetzen zum Gewässerschutz, zur Gewässernutzung und zum Umweltschutz sowie im Planungs- und Baugesetz verankert.

**Keine beliebige
Verfügbarkeit**

Der Kanton Zug kennt das Bergwerkregal, welches sämtliche gewerblich verwertbaren Mineralien umfasst. Das Regal ist nicht in der Verfassung verankert, sondern wird sachenrechtlich im Zivilgesetzbuch geregelt (EG ZGB, §89, Abs. 1, BGS 211.1). Für öffentliche Sachen können, wie bei öffentlichen Gewässern, Konzessionen erhoben und per Verordnung geregelt werden (EG ZGB, §90, BGS 211.1). Erdwärme ist im Moment im Kanton Zug keine öffentliche Sache.

Bergwerkregal

Gemäss Schweizerischem Zivilrecht gehören einem Eigentümer der Luftraum und das Erdreich, soweit für die Ausübung des Eigentums ein Interesse besteht (ZGB, Art. 667, SR 210). Besteht kein Eigentumsinteresse, ist der Untergrund herrenlos. Die herrenlosen Sachen stehen wie die öffentlichen unter der Hoheit der Kantone (ZGB, Art. 664, SR 210). Die vertikale Tiefenbegrenzung des privaten Grundeigentums wird individuell je nach schutzwürdigem Interesse festgelegt.

**Eigentumsfrage
am Untergrund**

Theoretisch steht dem Grundeigentümer aktuell das Recht zu, die Erdwärme unter seinem Grundstück nicht nur für Erdwärmesonden, sondern auch in grossen Tiefen für die Wärme- und Stromproduktion zu nutzen. Dies, soweit er ein Interesse daran hat und die Rechtsordnung dies zulässt.

**Nutzungsrecht
aktuell beim
Eigentümer**

Der Regierungsrat des Kantons Zug ist gegenwärtig (Stand März 2013) per Motion gefordert, dem Kantonsrat eine Gesetzesvorlage zu unterbreiten, welche die Nutzung des tiefen Untergrunds (Geothermie) regelt, um Rechts- und Investitionssicherheit herzustellen (Vorlage Nr. 2187.1. Die Beantwortung steht kurz bevor. Die Motion wird vermutlich für erheblich erklärt.

**Motion
Gesetz über die
Nutzung des
Untergrunds**

Folgende Punkte sollen gemäss Motion mindestens geklärt werden:

- Voraussetzungen für die Erteilung von Bewilligungen
- Erlöschen von Bewilligungen und Konzessionen
- Regelung der Verfahren für Bohrungen und Nutzung
- Inanspruchnahme von öffentlichen Leitungen wie Wasser-, Strom- und Gasleitungen
- Sicherheitsleistungen und Abgaben und deren Bemessungsgrundlagen
- Risikoanalyse und Risikotragung (Haftung)
- Nutzung von Sondierbohrungsergebnissen
- Dokumentation und Vermessung der Bohrungen
- Gewinnung von Bodenschätzen

4.2.3 Öffentliches Gewässer

Als öffentliche Gewässer gelten im Kanton Zug die seit unvordenklicher Zeit als Gemeingut geltenden Gewässer, die im Verfahren der Öffentlicherklärung dem Gemeingut gewidmeten Gewässer sowie alle Grundwasservorkommen unter Gewahrung des Quelleneigentums. Der Kanton Zug verfügt über die genannten öffentlichen Gewässer (GewG, §7, Abs. 1 und 3, BGS 731.1). Die nicht per Gesetz als öffentlich klassierten Gewässer sind private Gewässer.

Öffentliches Wasser im Kanton Zug

Unter Grundwasservorkommen werden die vergleichsweise oberflächennah vorhandenen Ressourcen mit Süsswasserqualität verstanden. Tiefenwasser ist im Vergleich höher temperiert und durch eine mehr oder weniger hohe Salinität charakterisiert. Dies hängt vom Herkunftsgebiet und/oder Alter der Wässer ab. Tiefenwasser und Grundwasser sind folglich verschiedene Typen von Wasser.

Grundwasser ≠ Tiefenwasser

Tiefenwasser ist im Kanton Zug damit im Sinne des aktuellen Rechts kein öffentliches, sondern privates Wasser, über das der Kanton nicht verfügen kann.

Tiefenwasser Privateigentum

Alle Regelungen des Gesetzes über die Gewässer (GewG, BGS 731.1) gelten für sämtliche unterirdischen Gewässer, unabhängig davon, ob öffentlich oder privat, und damit auch für Tiefenwasser (GewG, §2, BGS 731.1).

Regelungen für Tiefenwasser

4.2.4 Gewässernutzung

Die Nutzung von Tiefenwasser zur Energiegewinnung ist im Kanton Zug gegenwärtig nicht konzessions-, sondern nur bewilligungspflichtig, da Tiefenwasser als privates Gewässer gilt (GewG, §36, BGS 731.1).

Nutzung von Tiefenwasser bewilligungspflichtig

Der Wasserbezug aus Grundwasservorkommen, die öffentliches Gewässer darstellen (siehe oben), sowie jede erhebliche Inanspruchnahme öffentlicher Gewässer ist hingegen konzessionspflichtig (GewG, §38, BGS 731.1). Dies könnte bei Wasserentnahmen für einer Durchlaufkühlung im Geothermiekraftwerk relevant sein (vgl. Kapitel 1.9 in *Anhang 1*).

Konzessionsgebühren können für die Tiefenwassernutzung daher aktuell nicht erhoben werden.

Das Bewilligungs- als auch das Konzessionsverfahren richtet sich nach dem Baubewilligungsverfahren (GewG, §37 bzw. 39, BGS 731.1).

Insbesondere bei Vorliegen von Uneinigkeiten zwischen Kantonen hinsichtlich der Rechte an interkantonalen Wasservorkommen kann der Bund entscheiden (BV, Art. 76, SR 101). Dies bedarf Anpassungen der entsprechenden Artikel im Wasserrechtsgesetz (WRG, Art. 6, 38 und 61, SR 721.80).

Bundesrecht bei kantonalen Uneinigkeiten an Wasservorkommen

4.2.5 Gewässerschutz

Beim Gewässerschutz gibt, wie bei der Gewässernutzung, der Bund vor (GSchG, SR 814.20). Die kantonale Einführung erfolgt über das Gesetz über die Gewässer (GewG, BGS 731.1).

Nationale Vorgaben beim Gewässerschutz

Als ökologisches Ziel für ober- und unterirdische Gewässer ist u. a. definiert, dass deren Temperaturverhältnisse naturnah sein müssen. Für Stoffe, die Gewässer verunreinigen können und die durch menschliche Tätigkeit ins Grundwasser gelangen können, sind Grenzwerte einzuhalten. Falls die Stoffe natürlich vorkommen, müssen die Stoffkonzentrationen im Gewässer nach der Einleitung im Bereich der natürlichen Konzentration oder andernfalls im Bereich nahe bei Null liegen (GSchV, SR 814.201, Anhang 1). Dies ist z. B. für den Betrieb einer Singlette oder die Einleitung von «warmem» Kühlwasser relevant.

Ökologische Ziele für oberirdisches Wasser und Grundwasser

Anforderungen an die Einleitung von Abwasser

Als Verunreinigungen gelten chemische, biologische und physikalische Veränderungen des Wassers (GSchG, Art. 4, Punkt d, SR 814.20). Werden durch die Einleitung von Abwasser Temperaturänderungen in Gewässern erzeugt, gilt dies aufgrund deren physikalischen Veränderung als Verunreinigung (GSchG, Art. 4, Punkt h).

Anforderungen an die Einleitung von Abwasser

Im Zusammenhang mit der Einleitung von Kühlwasser aus thermischen Kraftwerken (und dazu gehören auch Geothermiekraftwerke) mit Durchlaufkühlung hat der Bundesrat die Rahmenbedingungen im Detail festgelegt (Anhang 3.3, 21 des GSchV, SR 814.201).

Kühlwassereinleitung

Jede Einleitung von verschmutztem oder unverschmutztem Abwasser in einen Vorfluter unterliegt im Kanton Zug einer kantonalen Bewilligungspflicht (GewG, BGS 731.1). Soll Kühlwasser in ein privates Gewässer eingeleitet werden, wird eine Bewilligung des Amts für Umweltschutz benötigt. Erfolgt die Einleitung in ein öffentliches Gewässer, wird dafür eine Konzession durch die Baudirektion erforderlich (Baudirektion des Kantons Zug, 2012).

Bewilligungspflicht für Abwasser

4.2.6 Bewilligungspflicht von Erdwärmesonden

Zum Schutz der Gewässer benötigen der Bau oder die Änderung von Erdwärmesonden eine kantonale Bewilligung (GewG, §71, BGS 731.1).

4.2.7 Umwelt, Natur- und Heimatschutz

Der Umwelt-, Natur und Heimatschutz wird im Kanton Zug geregelt (EG USG, BGS 811.1, Gesetz über den Natur- und Landschaftsschutz, BGS 432.1). Schutzzonen werden im kantonalen Richtplan ausgewiesen (*Kapitel 4.2.9*). Der Untergrund ist nicht berücksichtigt.

4.2.8 Umweltverträglichkeitsprüfung

Gemäss nationaler Vorgaben besteht für Geothermieranlagen ab einer Leistung von mehr als 5 MW_{th} die Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP). Das massgebliche Verfahren ist

durch den Kanton zu bestimmen (Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPV), Anhang 41, Art. 2, Nr. 21.4). Im Kanton Zug besteht keine explizite Verfahrensregelung bezüglich der UVP von Geothermieranlagen.

4.2.9 Raumplanung

Nationale Vorgaben

Die Rahmenbedingungen zur Raumplanung gibt der Bund vor (Raumplanungsgesetz, RPG, SR 700). Die Nutzung des Untergrundes wird nicht berücksichtigt, ist jedoch zunehmend zu koordinieren und zu ordnen. Der Bund hat diese Aufgabe erkannt. Im Rahmen der 2. Teilrevision soll die Raumplanung auf den Untergrund ausgedehnt werden.

**Hoheit der
Raumplanung
beim Bund**

Raumplanung mittels kantonalem Richtplan

Der kantonale Richtplan legt in den Grundzügen fest, wie sich der Kanton und die Gemeinden langfristig räumlich entwickeln sollen (PBG, §8, BGS 721.11). Dabei geht es um die Zukunft des Natur-, Landwirtschafts-, Siedlungs-, Wirtschafts- und Erholungsraums. Da sich die unterschiedlichen Ansprüche an die begrenzte Ressource Boden teilweise widersprechen, ist oftmals eine Interessenabwägung erforderlich.

**Kantonaler
Richtplan**

Die (Tiefen-)Geothermie wird im aktuell gültigen Richtplan (Stand August 2012) nicht explizit behandelt. Es existiert ein Kapitel Energieproduktion, welches Wasser- und Windkraftwerke anspricht.

**(Tiefen-)
Geothermie
nicht behandelt**

Bei Bedarf kann der kantonale Richtplan angepasst werden. Kleine Richtplananpassungen beschliesst der Regierungsrat, grössere werden vom Kantonsrat beschlossen und müssen während 60 Tagen öffentlich aufgelegt werden.

**Richtplan-
anpassungen**

Bauten und Anlagen ausserhalb der Bauzone sind im Kanton Zug grundsätzlich nicht erwünscht, in Ausnahmefällen jedoch möglich. Diese benötigen die Zustimmung des Kantons und die anschliessende Bewilligung des betroffenen Gemeinderats (PBG, § 10, Abs. 1, BGS 721.11).

**Standorte aus-
serhalb Bauzone**

Tiefengeothermie und Raumplanung

Das Errichten geothermischer Kraftwerke ist eine sogenannte raumwirksame Tätigkeit und bedarf einer raumplanerischen Abstimmung. Behördenverbindliches Planungsinstrument ist der kantonale Richtplan.

**Raumwirksame
Tätigkeiten**

Fragen bezüglich der allfälligen Standorte von Kraftwerksanlagen müssen erörtert werden. Hierbei ist abzuklären, welche Planungsanweisungen allenfalls im Richtplan dargestellt werden sollen. Bei petrothermalen Anlagen ist die räumliche Flexibilität tendenziell hoch, die raumplanerische Reservierung von Zonen erscheint daher weniger notwendig. Bei hydrothermalen Anlagen kann hingegen eine raumplanerische Sicherung der aus geologischer Sicht potenziell geeigneten Gebiete sinnvoll sein.

**Offene Fragen
und Grad der
Standort-
gebundenheit**

Das obertägige Kraftwerk wäre in einer Bauzone (Definition siehe PBG, § 18, Abs. 1a, BGS 721.11) oder in einer übrigen Zone mit speziellen Vorschriften möglich. Letztgenannte dienen Zwecken, welche im Zonenplan eigens vermerkt sind und sich in der Regel anderswo nicht verwirklichen lassen (PBG, § 27, Abs. 1a, BGS 721.11). Eine Um- oder Neueinzonung für ein Tiefengeothermiekraftwerk ist grundsätzlich möglich (s.o.).

Bauzonen

Tiefengeothermie-Anlagen benötigen weniger an der Erdoberfläche als insbesondere im Untergrund sehr viel Raum. Dies ist raumplanerisch ebenfalls abzuklären. Dabei sind zum einen Konflikte mit allfälligen anderen Nutzungen relevant. Zum anderen müssen wechselseitige Beeinflussungen von verschiedenen Tiefengeothermie-Projekten ausgeschlossen sein. Aufgrund des grossen Raumbedarfs im Untergrund sind kantonsübergreifende unterirdische Tiefengeothermiereservoirs möglich, welche raumplanerische Absprachen mit den angrenzenden Kantonen bedingen.

Offene Fragen

Raumplanung

Untergrund

4.3 Zusammenfassung

Bei der Tiefengeothermie sind verschiedenste Rechtsbereiche tangiert. Dazu gehören der Umwelt- und Gewässerschutz, der Natur- und Heimatschutz sowie die Planungs- und Baugesetzgebung. Alle diese Bereiche sind rechtlich geregelt, jedoch wird die Tiefengeothermie nicht explizit berücksichtigt. Dazu gehört, Tiefenwasser als öffentliches Wasser zu klassieren und gegebenenfalls abzuändern, dass nicht alle Bestimmungen des Gesetzes über die Gewässer (GewG, BGS 731.1) auch für Tiefenwasser gelten. Nutzungskonflikte sind im Kanton Zug Ober- und Untertage möglich und noch nicht geklärt. Bei der Raumplanung bzw. dem kantonalen Richtplan ist die Tiefengeothermie aktuell nicht berücksichtigt.

Die Erkundung, Erschliessung und Nutzung der Tiefengeothermie ist nicht geregelt. Die Hoheit an der Erdwärme liegt gegenwärtig nicht beim Kanton Zug.

5 GEGENWÄRTIGES FÖRDESYSTEM

5.1 Nationales Fördersystem

Die derzeitige nationale Förderpolitik zielt praktisch ausschliesslich auf Tiefengeothermie-Projekte zur Stromproduktion. Zum einen kann eine Risikogarantie für eine Reduktion der Investitionsverluste gesprochen werden. Dies für den Fall, dass im Reservoir nicht die projektspezifisch definierten Mindestwerte bezüglich der Temperatur und/oder der Förderate erreicht werden und die geplante Anlagenleistung kleiner als erwartet ist. Die Risikogarantie deckt im Fall der Nichtfündigkeit maximal 50 Prozent der Kosten für die Bohr- und Testarbeiten ab. Es stehen gegenwärtig max. 150 Mio. CHF zur Verfügung.

**Risikodeckung
Stromprojekte**

Zum anderen wird eine spätere Stromproduktion mittels kostendeckender Vergütung (KEV) gefördert. Die Höhe der Stromvergütung richtet sich nach der elektrischen Nennleistung des Kraftwerks. Bis max. 5 MW_{el} werden 40 Rp./kWh ausbezahlt. Bei höheren Nennleistungen reduziert sich die Leistung anteilmässig bis auf minimal 22.7 Rp./kWh bei mehr als 20 MW_{el}. Die Schweizer Vergütung ist im europäischen Vergleich ein Spitzenreiter. Die KEV ist jedoch durch einen Gesamt- sowie durch einen technologiespezifischen Teildeckel begrenzt.

KEV

5.2 Energiestrategie 2050: Vorgeschlagene Massnahmen

Um bis 2050 das Ziel von knapp 900 MW_{el} installierter Leistung zu erreichen, muss die Realisierung von Anlagen zügig beginnen und voranschreiten. Verschiedenste Massnahmen wurden daher seitens des Bundes entwickelt, welche in den Bereichen Technologie, Ökonomie sowie Gesellschaft und Politik ansetzen. Die Vorlage zur Energiestrategie 2050 war bis zum 31. Januar 2013 in der Vernehmlassung. Welche der vorgeschlagenen und im Folgenden dargestellten Massnahmen umgesetzt werden, kann zum heutigen Zeitpunkt nicht abgesehen werden.

Nationale Förderung, da grosses Potenzial

Grundsätzlich sollen sowohl der Gesamtdeckel als auch die technologiespezifischen Teildeckel bei der KEV aufgehoben werden. Die KEV für Tiefengeothermie soll weiterhin 40 Rp./kWh über einen Zeitraum von 20 Jahren betragen, jedoch für petrothermale Anlagen ein Technologiebonus von 7.5 Rp./kWh eingeführt werden. Die Vergütungshöhe soll zukünftig rascher angepasst und Ausnahmeregelungen eingeführt werden.

KEV: Technologiebonus für Hoffnungsträger

Die Risikogarantie soll zukünftig nicht nur die Bohr- und Testkosten berücksichtigen, sondern soll auf Feldarbeiten wie z. B. Seismik ausgedehnt werden. Zusätzlich sollen 60 anstelle von 50 Prozent der anrechenbaren Kosten abgesichert sein. Der dafür zur Verfügung stehende Fonds soll gemäss Vernehmlassungsvorlage von 150 auf ca. 300 Mio. aufgestockt werden.

Risikodeckung aufstocken und ausdehnen

F&E

Die Zinserträge aus dem Kapital des geäußerten Fonds zur Deckung der Risikogarantie sollen zukünftig der Forschung und Entwicklung zu Gute kommen.

Im Rahmen des «Aktionsplans koordinierte Energieforschung» sollen die Finanzmittel für die Grundlagenforschung und den Kapazitätsaufbau im Bereich Tiefengeothermie und speziell petrothermale Systeme aufgestockt werden. Forschungsschwerpunkte sind die Exploration, die Erzeugung und die Überwachung eines Reservoirs sowie eine effizientere Energieumwandlung. An der ETH Zürich wurden zusätzlich zum Lehrstuhl an der Universität von Neuchâtel zwei Geothermie-Professuren neu geschaffen und werden aktuell besetzt.

**Forschungs-
schwerpunkt
petrothermale
Systeme**

Für die Tiefengeothermie wird insbesondere eine angewandte Forschung mit Pilot- und Demonstrationsanlagen angestrebt, um die bestehenden Technologien unter «wahren» Bedingungen einzusetzen, zu testen und zu optimieren. Zu diesem Zweck wird erwartet, dass dem BFE durch eine Erhöhung der Budgets zukünftig mehr Mittel für Pilot- und Demonstrationsprojekte zur Verfügung stehen werden. Pilot- und Demonstrationsprojekte haben eine Scharnierfunktion zwischen Forschung und Entwicklung und der Bereitstellung von marktreifen Technologien.

Eine Anschubfinanzierung des Bundes beispielsweise in Form rückzahlbarer Finanzhilfen ist bis heute nicht geplant, wenn auch dem Bund deren Bedeutung bekannt ist. Möglich wären grundsätzlich auch Barzuschussäquivalente oder Steuerzuschüsse für die Stromproduktion.

**Keine Anschub-
finanzierung**

Gute Kenntnisse über den tiefen Untergrund sind notwendig, um tiefengeothermische Anlagen planen und das Fündigkeitsrisiko reduzieren zu können. Bestehende und zukünftige Daten über den tiefen Untergrund sollen daher in einem gesamtschweizer Informationssystem zusammengeführt, bedarfsorientiert aufbereitet und öffentlich zugänglich gemacht werden.

**Informations-
system**

Die Realisierung von Projekten bedarf einer breiten Akzeptanz und des notwendigen Know-hows der zuständigen Behörden. Daher wird eine verstärkte Kommunikation forciert. Die zusätzlichen Mittel sollen ab Beginn 2014 zur Verfügung stehen.

**Kommunikation
ausbauen**

Der Bund sieht sich zudem in der Verantwortung, sich für möglichst klare und einheitliche Regelungen und Normen sowie für beschleunigte Bewilligungsverfahren einzusetzen.

**Geeignete Rege-
lungen und
Verfahren**

5.3 Fördersystem im Kanton Zug

Aktuell wird die Tiefengeothermie im Kanton Zug nicht gefördert. Gemäss Antwort des Regierungsrats auf die Interpellationen betreffend Geothermie (Vorlagen Nrn. 2164.2/2179.2) ist dieser jedoch grundsätzlich bereit, private Bohrungen finanziell zu unterstützen, wenn ein konkreter Nutzen wahrscheinlich ist (Kanton Zug, 2012).

5.4 Zusammenfassung

Zur Förderung der Tiefengeothermie stehen aktuell nationale Förderinstrumente zur Verfügung.

Eine nationale Förderung erhalten Stromprojekte mit der KEV und der teilweisen Risikodeckung.

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 soll die Förderung der Tiefengeothermie aufgrund ihres grossen Potenzials ausgebaut werden. Dazu gehören insbesondere die Ausdehnung und Aufstockung der Risikogarantie sowie die Erhöhung des dafür notwendigen Fonds. Bei der KEV soll ein Bonus für petrothermale Anlagen eingeführt werden. Für die wichtigen Pilot- und Demonstrationsanlagen werden mehr Fördergelder zur Verfügung gestellt. Ein geothermisches Informationssystem soll auf Bundesebene eingerichtet werden (Swisstopo). GEOTHERMIE.CH soll gestärkt und eine Kommunikationsoffensive geführt werden. Des Weiteren will sich der Bund für klare Regelungen und Normen, einheitliche und beschleunigte Bewilligungsverfahren sowie für eine Gebietsauscheidung für Anlagen zur Stromproduktion mit erneuerbaren Energien einsetzen.

Im Rahmen des «Aktionsplans koordinierte Energieforschung» wird die Grundlagenforschung und der Kapazitätsaufbau bezüglich der Tiefengeothermie vorangetrieben.

Auf kantonaler Ebene existiert aktuell kein auf die Tiefengeothermie ausgerichtetes Fördersystem. Der Regierungsrat des Kantons Zug ist grundsätzlich bereit, private Bohrungen betreffend die Tiefengeothermie finanziell zu unterstützen, falls ein konkreter Nutzen wahrscheinlich ist.

6 WÄRMEABNEHMERPOTENZIALE, INFRASTRUKTUREN, NUTZUNGSKONFLIKTE

6.1 Wärmeabnehmerpotenziale

6.1.1 Einleitung

Bei tiefengeothermischen Stromerzeugungsanlagen kann nur ein Teil der aus der Tiefe geförderten Wärme in Strom umgewandelt werden. Es sind daher die Möglichkeiten einer wirtschaftlich sinnvollen Nutzung der im Tiefenwasser verbliebenen Wärme zu prüfen.

Potenzielle Abnehmer tiefengeothermischer Wärme können in drei Grundtypen unterteilt werden:

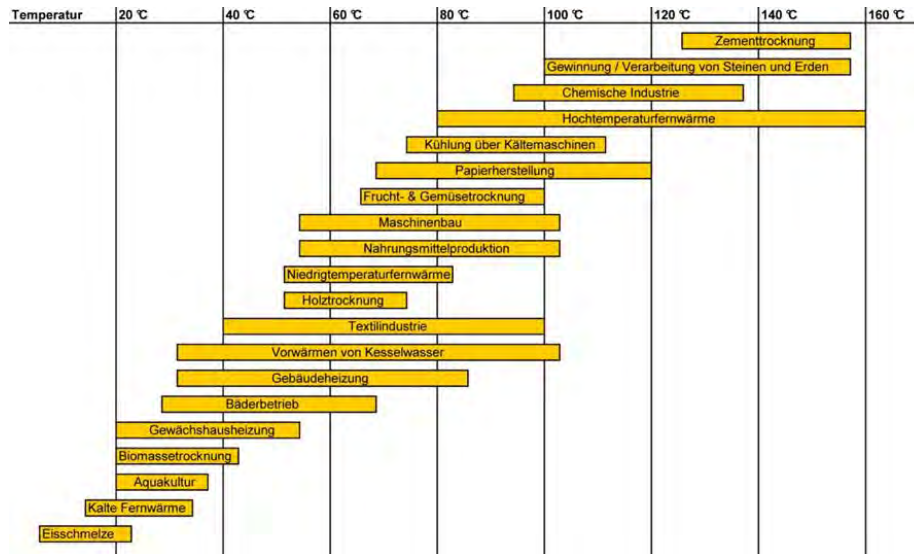
- Dicht bebaute Siedlungsgebiete (Gebäudeheizung und Warmwasserbereitung).
- Prozesswärme in gewerblichen oder industriellen Prozessen.
- Solennutzung in einem Thermalbad.

**Grundtypen von
Wärmeabnehmern**

Bei der Tiefengeothermie kann zwischen reiner Wärmeversorgung, reiner Stromerzeugung und einer kombinierten Wärme- und Stromproduktion unterschieden werden. Die reine Stromproduktion hat den Vorteil, dass der Standort des Kraftwerks weitgehend unabhängig vom Verbraucher ist. Im Gegensatz dazu setzt die Wärmeproduktion ein nahe gelegenes Abnehmerpotenzial voraus. Selbst wenn das vorrangige Ziel der Tiefengeothermie-Nutzung die Stromproduktion ist, macht es aus wirtschaftlichen und ökologischen Gründen Sinn, mögliche Wärmeabsatzpotenziale genau abzuklären.

**Kenntnisse über
Wärmeabnehmerpotenziale
entscheidend**

Im besten Fall erfolgt eine Kaskadennutzung. Dabei wird die Wärme für verschiedene Zwecke (*Figur 7*) mit unterschiedlichen Temperaturanforderungen nacheinander genutzt und damit der Gesamtwirkungsgrad der Anlage nochmals gesteigert. Gleichzeitig wird der Einfluss auf die Umwelt infolge der abgegebenen Wärme minimiert.



Figur 7: Wärmenutzung auf verschiedenen Temperaturniveaus.
(Quelle: Dr. Roland Wyss GmbH, 2011).

Im Gegensatz zur Stromproduktion, die unabhängig von einem konkreten Bedarfsprofil geplant werden kann, müssen bei der Planung der Wärmeproduktion das Wärmeabnahmepotenzial und die unterschiedlichen Anforderungen der Wärmeabnehmer berücksichtigt werden. Diese Anforderungen können je nach Abnehmerstruktur relativ komplex werden, da die einzelnen Abnehmer zu unterschiedlichen Zeiten unterschiedliche Wärmemengen auf unterschiedlichen Temperaturniveaus benötigen. Idealerweise ergänzen sich die Verbraucher und nutzen die Wärme kaskadenartig vom höchsten bis zum tiefsten Temperaturniveau.

**Spezifische
Bedarfsprofile**

6.1.2 Wärmebedarf im Kanton Zug

Der Wärmebedarf des Kantons Zug betrug im Jahr 2009 1'600 GWh (*Kapitel 7.4.1*). Wärme wird für Heizwecke und Warmwasserbereitstellung (Fernwärmeversorgung von Quartieren) sowie von Industrie und Gewerbe benötigt. Genaue Zahlen über die Anteile der Verbrauchergruppen am Endenergieverbrauch werden im Kanton Zug nicht erhoben (Econcept, 2011).

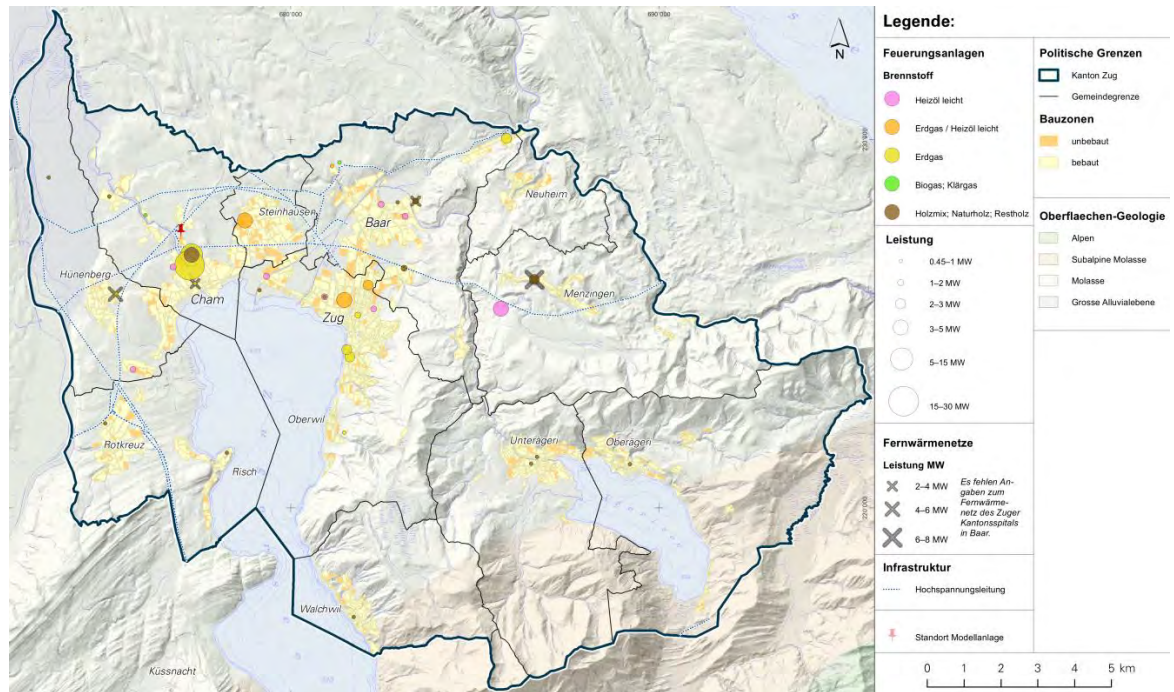
**Fernwärme und
Wärmebedarf in
Industrie /
Gewerbe**

6.1.3 Wärmeabnehmerpotenziale im Kanton Zug

Tiefengeothermie ist ideal für die Versorgung von ganzen Quartieren. Dies auch bei älterer Bausubstanz und höherem Wärmebedarf. Die gesamten Bauzonen sind daher als bestehende bzw. zukünftige potenzielle Wärmeabnehmer zu klassieren. Die Bauzonen finden sich im Kanton Zug räumlich konzentriert vor allem in den Städten Zug, Baar, Steinhausen, Cham, Rotkreuz und Unterägeri (*Beilage 18*). Der Hauptteil des potenziellen Fernwärmebedarfs ist damit am Nordende des Zugersees lokalisiert.

Bauzonen

Idealerweise ist bereits ein Wärmenetz installiert, welches ausgebaut werden kann. In den Städten Zug, Cham, Baar und Menzingen sind bereits Fernwärmenetze mit Leistungen von 2.3–7.4 MW_{th} vorhanden (Beilage 18).



Figur 8: Abnehmersituation im Kanton Zug (siehe Beilage 18).

Potenzielle bestehende Wärmegrossabnehmer wurden mittels der Bewilligungspflicht für Grossfeuerungsanlagen ermittelt (Beilage 18). Die benötigten Einzelleistungen reichen von knapp 0.5 bis über 15 MW_{th}. Diese befinden sich überwiegend in den Städten Cham und Zug, am Nordufer des Zugersees gelegen.

Wärmegrossabnehmer

Inwieweit für diese die Tiefengeothermie als Wärmequelle relevant sein kann, hängt vom Temperaturniveau ab, auf welchem die Wärme spezifisch benötigt wird. Diese Daten müssten bei der Erhebung der Wärmeabnehmerpotenziale mitberücksichtigt werden.

Temperaturniveau wichtig

6.2 Infrastrukturen / Anlagen

In den Bereichen der Bauzonen befinden sich mehrere Hochspannungsleitungen, in welche tiefengeothermisch produzierter Strom eingespeist werden könnte.

Insgesamt ist der nordwestliche Teil des Kantons infrastrukturell gut erschlossen, während im Südwesten aufgrund der ungünstigen Morphologie in grossen Teilen keine Infrastrukturen vorhanden sind.

6.3 Abwägungen, Nutzungskonflikte

Es müssen neue Energiequellen für die zukünftige Versorgung mit Strom gefunden werden. Verschiedene erneuerbare Energien könnten im Kanton Zug mit einem mehr oder weniger grossen Potenzial beitragen. Bei der übrigen Biomasse und der Wasserkraft sind diese Potenziale auch schon in grossen Teilen ausgeschöpft. Sehr grosses Potenzial hat speziell die Photovoltaik (*Kapitel 7.4.2, Tabelle 11*). Jede der erneuerbaren Energien hat Vor- und Nachteile, die vom Kanton Zug abgewogen werden müssen. Da die erneuerbaren Energien eher durch kleine Einzelanlagen charakterisiert sind und keine allein den Strombedarf im Kanton Zug decken kann, sind sie weniger Konkurrenz, als vielmehr eine Chance, zusammen als erneuerbarer Energien-Mix die Stromversorgung abzudecken. Als grösste Konkurrenz zur Tiefengeothermie und den anderen einheimischen erneuerbaren Energien ist daher der Stromimport aus anderen Kantonen und dem Ausland anzusehen.

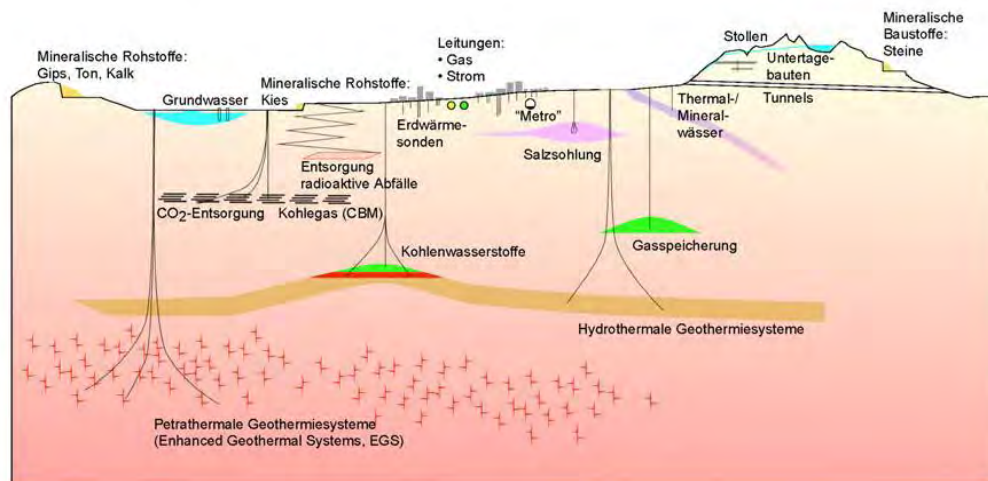
**Abwägung
Stromquelle**

Bei der Wahl der Wärmequelle müssen verschiedene Interessen abgewogen werden. Aus energetischer Sicht ist Erdwärme, wenn sie mit dem benötigten Temperaturniveau zur Verfügung gestellt werden kann, ideal als Wärmequelle geeignet. Dies, da die Wärme direkt als solche bereitgestellt wird (sogenannte direkte Energienutzung) und keine Verbrennungsprozesse oder sonstige Energiekonversionen stattfinden müssen. Andererseits ist die Verwendung vorhandener Ressourcen wie Biogas und Biomasse sehr effizient und umweltfreundlich und daher empfehlenswert, zumindest solange sie als Abfallprodukte anfallen. Auch allfällig anfallende Restholzbestände sollten sinnvollerweise zuerst verwendet werden. Ideal ist, dass die verschiedenen Wärmequellen gemeinsam genutzt und den Bedarf der an ein Wärmenetz angeschlossenen Verbraucher abdecken können. Allfällig bestehende dezentrale Fernwärmenetze, die durch Gas-Blockheizkraftwerke versorgt werden, können ebenfalls mit einer tiefengeothermischen Wärmeversorgung in Konkurrenz treten. Tiefengeothermie könnte die Gasanlagen mittel- bis langfristig ersetzen. Biomasse bzw. Gas-Blockheizkraftwerke können jedoch auch wertvolle Synergien bilden.

**Abwägung
Wärmequelle**

Jede raumplanerische Nutzung der Erdoberfläche und des Untergrunds kann in Widerspruch mit weiteren Interessen stehen. Bei der Tiefengeothermie sind oberflächliche sowie insbesondere auch unterirdische Nutzungskonflikte möglich (*Figur 9*).

**Abwägung
Raumnutzung**



Figur 9: Potenzielle Nutzungskonflikte im Untergrund.
(Nicht massstäblich, Quelle: Häring, Geothermal Explorers Ltd.)

An der Erdoberfläche werden speziell im Kanton Zug anderweitige Nutzungsformen der Bodenfläche durch Industrie, Gewerbe oder Landwirtschaft sicher Nutzungskonflikte hervorrufen. Des Weiteren muss auch der Natur- und Landschaftsschutz bei der Entscheidung für oder gegen ein Geo-thermiekraftwerk berücksichtigt werden.

Im Untergrund sind grundsätzlich Nutzungskonflikte möglich (Figur 9). Für den Kanton Zug wären insbesondere unterirdische Infrastrukturen sowie die Erdöl- und Erdgasexploration, die Erdgasspeicherung, die CO₂-Sequestrierung und die Thermal- bzw. Mineralwassergewinnung als allfällige zukünftige Nutzungskonkurrenz zu sehen.

6.4 Zusammenfassung

Aus ökonomischer und ökologischer Sicht ist bei der Stromproduktion die Nutzung der Wärme anzuraten. Es gibt drei Grundtypen von Wärmeabnehmern. Dicht bebaute Siedlungsgebiete für die Gebäudeheizung und die Warmwasserbereitung, Prozesswärme in Gewerbe und Industrie oder für balneologische Zwecke. Im Idealfall erfolgt eine Kaskadennutzung.

**Grundtypen
Wärmeabnehmer**

Neben der benötigten thermischen Leistung und dem Jahresgang des Bedarfs ist das Temperaturniveau, auf dem die Wärme benötigt wird, zu berücksichtigen.

**Relevante
Parameter**

Im Kanton Zug wurde im Jahr 2009 1'600 GWh für Heizwecke und die Warmwasserbereitstellung (Fernwärmeversorgung von Quartieren) sowie von Industrie und Gewerbe benötigt. Eine erste grobe Einschätzung des Wärmeabnehmerpotenzials im Kanton Zug ergibt sich aus der Lokalisierung der Bauzonen sowie der bewilligten Grossfeuerungsanlagen mit einer Leistung von mehr als 0.45 MW.

**Wärmeabnehmer-Potenzial
Kanton Zug**

Der Nordwesten des Kantons Zug ist infrastrukturell gut erschlossen und mehrere Hochspannungsleitungen liegen vor.

Bei der Wahl der zukünftigen Energiequellen für die Stromproduktion sind verschiedene erneuerbare Energien zu berücksichtigen.

Bei der Wahl der Wärmequelle müssen verschiedene Interessen abgewogen werden. Aus energetischer Sicht ist Erdwärme, wenn sie mit dem benötigten Temperaturniveau zur Verfügung gestellt werden kann, ideal. Jedoch kann die Nutzung von Biogas, Biomasse oder Holz allenfalls vorzuziehen sein, falls diese als Abfallprodukte vorliegen sollten. Auch bei bestehenden dezentralen Gasblockheizkraftwerken können allfällige Interessenskonflikte, aber auch Synergien auftreten.

**Interessens-
abwägung**

Bei jeder Art von Raumnutzung sind in der Regel verschiedene Interessen abzuwägen. Bei der Tiefengeothermie betrifft dies den Standort des Kraftwerkgebäudes an der Erdoberfläche sowie den Untergrund.

7 WIRTSCHAFTLICHKEIT, BEITRAG ZUR BEDARFSDECKUNG, VERGLEICH

7.1 Faktoren der Wirtschaftlichkeit

Die entscheidenden Parameter für die Wirtschaftlichkeit einer tiefen-geothermischen Anlage sind seitens des Reservoirs die Förderrate, die Temperatur im Zielhorizont sowie die chemische Zusammensetzung der Tiefenwässer. **Temperatur und langfristig erzielbare Förderrate**

Neben den geologisch-hydrogeologischen Faktoren ist auch der Grad der Wärmenutzung durch Wärmeabnehmer sowie die Anwesenheit von existierenden Fernwärmenetzen (*Kapitel 6.1*) sowie insbesondere die Kraftwerkstechnik (*Kapitel 1.5 in Anhang 1*) entscheidend für die Wirtschaftlichkeit. **Wärmenutzung und Kraftwerkstechnik**

7.2 Wirtschaftlichkeitsberechnung für eine Beispielanlage

7.2.1 Auswahl der Technologie

Im Kanton Zug sind grundsätzlich hydro- als auch petrothermale Systeme möglich. Aufgrund ihrer begrenzten Möglichkeiten stellen hydrothermale Anlagen jedoch nur eine Übergangslösung dar. Die Technologie der Zukunft sind petrothermale Anlagen. Sie bilden daher einen der Schwerpunkte der Schweizer Energieforschung. Da die energiepolitischen Überlegungen des Kantons Zug auf die Zukunft ausgerichtet sind, wurde als Beispielanlage eine petrothermale Anlage ausgewählt, wobei die Leistung der Anlage sehr klein gewählt wurde, da die weiterentwickelte Technologie (*Kapitel 1.3.2 in Anhang 1*) noch nicht eingesetzt wurde. **Wahl der Technologie**

7.2.2 Standortwahl

Als Modellanlage wurde eine petrothermale Anlage im Kristallin ausgewählt, da diese unabhängig von natürlichen Gesteinsdurchlässigkeiten ist. Bei der Wahl eines Standortes sind verschiedene Faktoren relevant (*Kapitel 1.8 in Anhang 1*). Die Modellanlage für die Wirtschaftlichkeitsberechnung des vorliegenden Berichts steht im NW der Stadt Cham (*Beilage 18*). Folgende Aspekte waren entscheidend: **Wahl des Standorts**

- Die Kristallinoberfläche liegt in relativ geringer Tiefe
- Wärmeabnehmerpotenzial gross (Grossabnehmer sowie Fernwärme möglich)
- Unbebaute Bauzone (Industriegebiet)
- Hochspannungsleitung unmittelbar angrenzend

7.2.3 Randbedingungen

Als hydrothermische Randbedingungen für den Geothermiekreis der Modellanlage wurden eine Fördertemperatur von 150°C, eine mittlere Förderrate von 40 l/s und ein geothermischer Gradient von 30 °C/km vorgegeben. Aus der angenommenen mittleren Oberflächentemperatur von 10°C ergibt sich eine erforderliche Bohrtiefe von 4'670 m (*Tabelle 1*).

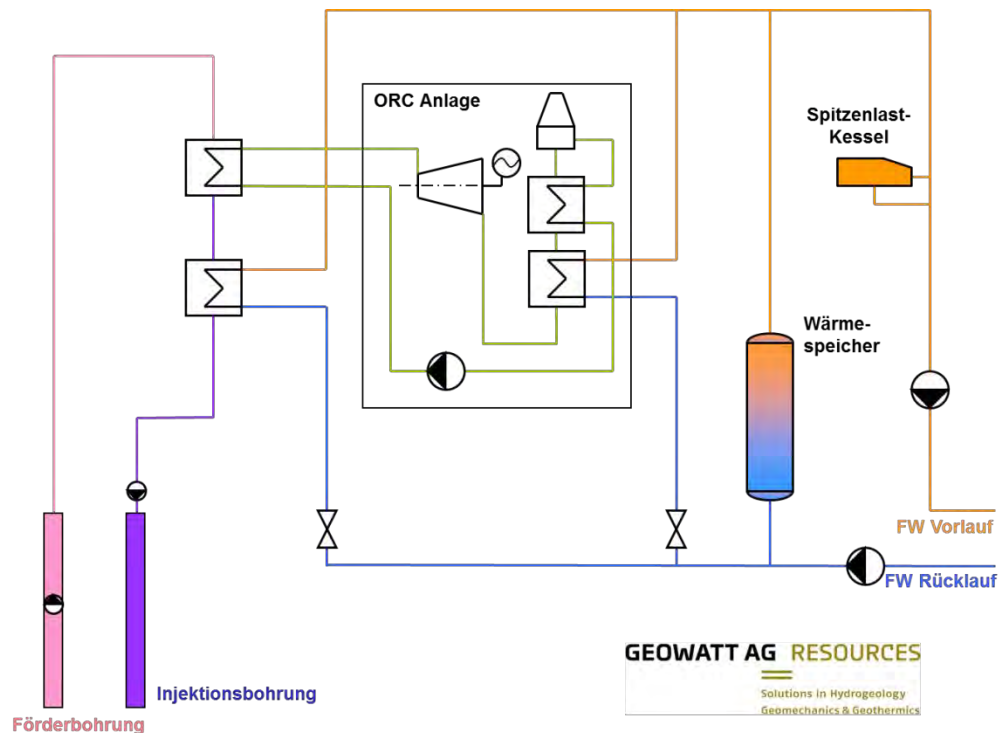
Parameter	Wert	Einheit
Fördertemperatur	150	°C
Förderrate	40	l/s
Geothermischer Gradient	30	°C/km
Oberflächentemperatur	10	°C
Bohrtiefe	4670	m

Tabelle 1: Randbedingungen der Beispielanlage: Wichtigste Parameter.

7.2.4 Aufbau der Modellanlage

Bei der vorgegebenen Fördertemperatur von 150°C sind verschiedene Nutzungsmöglichkeiten denkbar. Dazu gehört die reine Wärmenutzung, die reine Stromproduktion und die kombinierte Wärme- und Stromgewinnung. Für die Modellanlage wurde ein Hybridsystem ausgewählt, das eine kombinierte Wärme- und Stromgewinnung erlaubt. Basis dieses Hybridsystems ist eine Dublettenanlage. Diese besteht aus 2 Bohrungen, der Förder- und der Injektionsbohrung, sowie weiteren Anlagenteilen. Zu diesen Anlagenteilen gehören unter anderem Wärmetauscher (WT), Pumpen, Turbinen und ein Kühlturm (*Figur 10*).

Das grobe Funktionsprinzip kann anhand von zwei Funktionsschritten erläutert werden. In einem ersten Schritt erwärmt das heisse Tiefenwasser über einen Wärmetauscher das Arbeitsmittel im Kraftwerk, welches zur Stromerzeugung über die Turbine geführt wird. Im zweiten Schritt wird über einen nachgeschalteten Wärmetauscher die verbleibende Wärme des Tiefenwassers an den Heizkreislauf übergeben. Gemeinsam mit der «Abwärme» aus dem Stromerzeugungsprozess wird damit das Fernwärmenetz versorgt. In diesem System ist keine Wärmepumpe erforderlich.



Figur 10: Prinzipschema der Modellanlage.

7.2.5 Förderrate und Entzugsleistungen

Der Geothermie-Kreis der Modellanlage besteht im Wesentlichen aus einem Dubletten-System. **Dublette**

Die thermische Leistung einer Dublette ist gegeben durch:

**Thermische
Nutzung**

$$P = \rho_w c_w \cdot Q \cdot (T_{prod} - T_{reinj})$$

mit:

P	=	Thermische Leistung [W]
ρ_w	=	Dichte des Fluids [kg/m ³]
c_w	=	Wärmekapazität des Fluids [J/ m ³ K]
Q	=	Förderrate [m ³ /s]
T_{prod}	=	Temperatur des geförderten Fluids [K]
T_{reinj}	=	Temperatur des reinjizierten Fluids [K]

Den Berechnungen liegt die Annahme zugrunde, dass die Fördertemperatur 150°, die Reinjektionstemperatur 55°C und die Förderrate 40 l/s beträgt (siehe *Tabelle 2*). **Paramter-
festlegung**

Eine Kaskadennutzung mit weiteren Wärmenutzern, welche zu niedrigeren Injektionstemperaturen führen würde, ist nicht vorgesehen. Die Fliessrate und die thermische Leistung sind direkt von der Durchlässigkeit bzw. der Transmissivität der genutzten Gesteinszone sowie der Fördertemperatur abhängig. Die erforderliche Transmissivität für eine Förderrate von 40 l/s liegt bei etwa $2.6 \times 10^{-4} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$. **Keine Kaska-
dennutzung**

Parameter	Wert	Einheit
Wärmekapazität des Fluids	4.2×10^6	J/ m ³ K
Fördertemperatur	150	°C
Reinjektionstemperatur	55	°C
Förderrate	40	l/s

Tabelle 2: Parameter für die Berechnung der thermischen Leistung des Dublettensystems.

7.2.6 Wärme- und Stromproduktion

Die Wärme- und Strommenge, die mit der Modellanlage im Kanton Zug produziert werden kann, hängt von vielen Faktoren ab.

Die thermische Leistung der Dublette (d. h. der Untergrundressource) **Einflussfaktoren** hängt, wie vorangehend beschrieben, von der Temperaturspreizung des Tiefenwassers (Differenz Fördertemperatur-Injektionstemperatur) sowie der langfristig erzielbaren Förderrate ab, welche von der Transmissivität bestimmt wird. Die Wärmekapazität ist für die verschiedenen Tiefenwässer vergleichsweise ähnlich.

Für die Höhe der Wärme und Stromproduktion sind weitere Faktoren wie z. B. die jährliche Betriebszeit massgebend (*Tabelle 3*).

	Parameter	Wert	Einheit
Zeitlich	Jährliche Betriebszeit Strom	8000	Stunden
	Jährliche Betriebszeit Wärme	3000	Stunden
	Nutzungsdauer	30	Jahre
Thermisch	Fördertemperatur	150	°C
	Reinjektionstemperatur	55	°C
	FW-Vorlauftemperatur	80	°C
	Spezifische Wärmekapazität des Fluids	4.2	J / (m ³ K)
Hydraulisch	Maximale Druckabsenkung im Bohrloch	200	m
	Bohrlochradius	0.1	m

Tabelle 3: Konstante Betriebsparameter für die Berechnung der thermischen und elektrischen Leistung der Modellanlage.

Basierend auf den Betriebsparametern (*Tabelle 3*) wurden die thermische und elektrische Leistung sowie die jährlich produzierten Energiemengen berechnet (*Tabelle 4*). Die Ergebnisse dieser Berechnungen bilden die Grundlage für die weiteren Wirtschaftlichkeitsberechnungen.

Parameter	Wert	Einheit
Förderrate	40	l/s
Transmissivität	2.62×10^{-4}	m^2s^{-1}
Thermische Leistung Fernwärme	4'680	kW_{th}
Elektrische Leistung	1'572	kW_{el}
Jährliche Wärmeproduktion Fernwärme	14.0	$\text{GWh}_{\text{th}}/\text{Jahr}$
Jährliche Stromproduktion	12.6	$\text{GWh}_{\text{el}}/\text{Jahr}$

Tabelle 4: Thermische und elektrische Leistung und jährlich produzierte Strom und Wärmemenge für den Betrieb der Modellanlage.

7.2.7 Kosten für Bohrung und Ausbau

Die Kosten für die Bohrungen setzen sich aus folgenden Komponenten **Kostenfaktoren** zusammen:

- Vorbereitung des Bohrplatzes.
- Abteufen der Bohrungen.
- Durchführung von Bohrloch- und Durchlässigkeitsmessungen (Logging und Testing).
- Verschiebung der Bohranlage von der Injektionsbohrung zur Förderbohrung.

Die Kosten für die zweite Bohrung liegen üblicherweise unter denen der ersten Bohrung, da auf Erfahrungen bei der ersten Bohrung zurückgegriffen werden kann (*Tabelle 5*). Bei der Kostenabschätzung wurde angenommen, dass die Kosten der zweiten Bohrung 20% unter denen der ersten Bohrung liegen.

	Wert	Einheit
Erste Bohrung	13'000'000	CHF
Zweite Bohrung	10'400'000	CHF
Zusatzarbeiten Logging, Testing, Bewegung des Bohrturms	4'600'000	CHF
Total	28'000'000	CHF

Tabelle 5: Zusammensetzung der Bohrkosten für die Modellanlage.

7.2.8 Investitions- und Stromgestehungskosten für die Modellanlage

Bei der kombinierten Strom- und Wärmegewinnung sind verschiedene Kostenfaktoren zu berücksichtigen (*Tabelle 8*).

Die grössten Kostenfaktoren sind die beiden Bohrungen sowie die Erstellung des Fernwärmenetzes. Die Bohrkosten sind dabei in erster Linie von der Bohrtiefe bzw. der angestrebten Fördertemperatur abhängig. Die Kosten für das Fernwärmenetz werden vor allem durch die **Grösste Kostenfaktoren: Bohrung und Fernwärmenetz**

jährliche Wärmemenge und die Wärmeabsatzdichte (Wärmeabsatz pro Laufmeter Fernwärmeleitung) bestimmt.

Weitere Kostenfaktoren entstehen durch die Infrastruktur der Bohrung (Elektroerschliessung, Infrastruktur Bohrplatz), den Geokreislauf (Förder- und Injektionspumpe, Wärmetauscher, Rohrleitungen, Filter), das Kraftwerk (Turbine, Generator, Gebäude, Kühlturm) sowie die Infrastruktur des Fernwärmenetzes (Verrohrung, Übergabestationen, Elektroverteilung) zu berücksichtigen. Diese Kosten sind vor allem abhängig von der Fördertemperatur, der Förderrate und der Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes.

Die Betriebsparameter, die als Grundlage für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit herangezogen werden, werden als konstant angenommen (*Tabelle 6*). **Betriebsparameter**

Parameter	Wert	Einheit
Stromkosten für Pumpenbetrieb	0.15	CHF/kWh _{el}
Wärmeverkaufserlös	0.15	CHF/kWh _{th}
Zinssatz	4%	
Finanzierungsdauer	25	Jahre

Tabelle 6: Konstante Betriebsparameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen.

Durch die Festlegung des Wärmeverkaufspreises (*Tabelle 6*) und der Annahme, dass die gesamte produzierte Fernwärme verkauft werden kann, ist es möglich, aus den produzierten Energiemengen für Wärme und Strom, die Stromgestehungskosten zu berechnen. Hierzu werden mittels der Finanzierungsannahmen (Finanzierungsdauer, Zinssatz) zunächst die jährlichen Investitionskosten bestimmt. Zu diesen jährlichen Investitionskosten werden die Betriebskosten (Pumpen, Verwaltung, Nebenkosten, etc.) addiert und mit den Einnahmen aus dem Wärmeverkauf verrechnet. Die Stromgestehungskosten berechnen sich aus dem Verhältnis der verbleibenden jährlichen Kosten zu der jährlich produzierten Strommenge.

Stromgestehungskosten

Die notwendigen Investitionen für die Modellanlage und die darauf basierenden Stromgestehungskosten werden für die definierte mittlere Förderrate berechnet (*Tabelle 8*). Als Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung ergeben sich für eine Förderrate von 40 l/s Stromgestehungskosten von 37 Rp./kWh. **Stromgestehungskosten Modellanlage 0.37 CHF/kWh**

Die Stromgestehungskosten wurden für die Annahme berechnet, dass die produzierte Wärme ausschliesslich über ein Fernwärmenetz abgesetzt wird und dass dieses Fernwärmenetz komplett neu aufgebaut werden muss. Bezüglich der Wärmeabsatzdichten, die den Preis des Fernwärmenetzes stark beeinflussen, wurde von einer mittleren Wärmeabsatzdichte ausgegangen. **Berechnungsannahme Fernwärmenetz**

Wären Betriebe mit einem geeigneten Wärmebedarf direkt vor Ort vorhanden bzw. könnten angesiedelt werden, würden die Stromgestehungskosten sinken. Für den Fall, dass sich die Kosten des Fernwärmenetzes aufgrund lokaler Wärmeabnehmer auf die Hälfte reduzieren, ergeben sich berechnete Stromgestehungskosten von 30 Rp./kWh.

**Stromgestehungskosten
Modellanlage
0.3 CHF/kWh**

Wird auf eine Nutzung der Wärme verzichtet, fallen einerseits die Investitionen für das Fernwärmenetz weg, andererseits können keine Erlöse aus dem Wärmeverkauf verzeichnet werden. Insgesamt würden die Stromgestehungskosten bei einer reinen Stromerzeugung und den oben aufgeführten Annahmen bei rund 40 Rp./kWh liegen.

	Fernwärmenetz Neubau	Fernwärmenetz vorhanden	Ohne Wärmenutzung
Stromgestehungskosten	37 Rp./kWh	30 Rp./kWh	40 Rp./kWh

Tabelle 7: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der verschiedenen Szenarien bezüglich Wärme.

	Parameter	Wert	Einheit
	Förderrate	40	l/s
Investitionen			
Infrastruktur (Bohrung)	Elektroerschliessung	190'000	CHF
	Infrastruktur Bohrplatz	1'870'000	CHF
	Bohrungen (Dublette)	27'890'000	CHF
Geokreis	Pumpen	1'290'000	CHF
	WT / Rohrleitung / Filter	560'000	CHF
Kraftwerk	Turbine / Generator	4'340'000	CHF
	Gebäude	2'620'000	CHF
	Kühlturm	960'000	CHF
Infrastruktur (Netz)	Wärmeteil / Verrohrung	690'000	CHF
	Elektroverteilung	620'000	CHF
	Fernwärmenetz	17'700'000	CHF
Sonstiges	Honorar / Nebenkosten	12%	
	Unvorhergesehenes	15%	
Total		75.6	Mio. CHF
Stromgestehungskosten			
Kosten pro kWh Strom		0.37	CHF

Tabelle 8: Investitions- und Stromgestehungskosten für die Modellanlage.

7.2.9 Abschätzung Wirtschaftlichkeit Modellanlage

Tiefengeothermisch produzierter Strom wird aktuell mit 40 Rp./kWh über einen Zeitraum von 20 Jahren vergütet. Werden die angedachten Massnahmen der Energiestrategie 2050 umgesetzt, erhöht sich für petrothermale Anlagen die KEV durch einen Technologiebonus auf 47.5 Rp./kWh. Nach Ablauf der Vergütungsdauer wird der Strom zum Marktpreis verkauft werden müssen. Studien prognostizieren, dass der Marktpreis für Strom zukünftig eher steigen wird.

Insgesamt würde die KEV für alle betrachteten Szenarien der Modellanlage die Stromgestehungskosten abdecken (vgl. *Tabelle 6*).

7.3 Ausblick Wirtschaftlichkeit

7.3.1 Gesamtkosten Tiefengeothermie Schweiz

Um den mit der Energiestrategie 2050 angestrebten Wandel, hin zu einer zukunftsfähigen und auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung realisieren zu können, müssen Innovationen gefördert und in den Bau von Anlagen erneuerbarer Energien investiert werden. Für die Tiefengeothermie bedeutet dies, dass unter Annahme gleichbleibend hoher Kosten und dem Bau von 110 petrothermalen Anlagen mit einer Leistung von je 5 MW bis ins Jahr 2050 ungefähr 15.4 Mia. CHF aufzubringen sind. Eine massive Reduktion der Gesamtkosten auf geschätzte 3.85 Mia. CHF ergibt sich, falls das Optimierungspotenzial der Kosten umgesetzt und grössere Anlagen, d. h. 55 petrothermale Anlagen à 10 MW, gebaut würden.

**Gesamtkosten
Tiefengeothermie bis 2050**

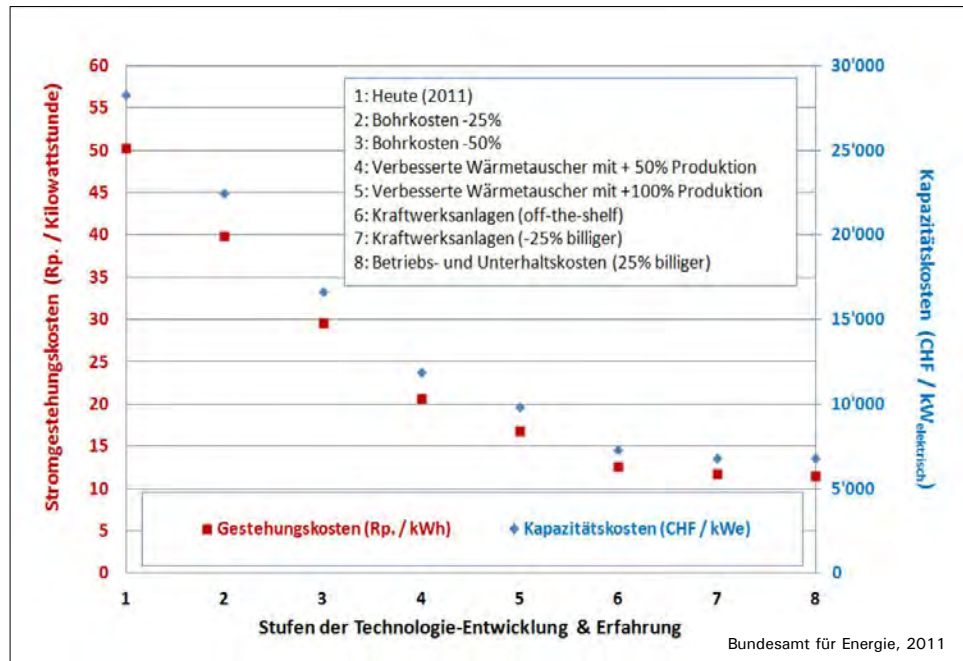
Um die Ziele der Energiestrategie 2050 erreichen zu können, sind ausser dem Engagement von Unternehmen insbesondere auch Aktivitäten auf Bundesebene notwendig. Jedoch müssen auch die Kantone mit ihrem Beitrag an der Energiewende mitwirken.

Alle gefordert

7.3.2 Kostenevolution Stromgestehungskosten Tiefengeothermie

Für eine hydrothermale Referenzanlage, als Dublette errichtet, 5'000 m tief und mit 17 MW_{th} und 3 MW_{el} rechnet das BFE aktuell mit Kosten von ungefähr 48 Mio. CHF. Dies ergibt Stromgestehungskosten von ca. 40 Rp./kWh, welche gegenwärtig als kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) definiert sind. Infolge der zusätzlich erforderlichen Kosten für die Erstellung des Wärmetauschers, sind die Stromgestehungskosten petrothermalen Anlagen gegenwärtig mit rund 50 Rp./kWh höher (*Figur 11*). Dies soll zukünftig durch einen Technologie-Bonus bei der KEV berücksichtigt werden. Bis 2050 sinken die prognostizierten Stromgestehungskosten beider Technologien bis auf ungefähr 12 Rp./kWh ab.

**Stromgestehungskosten:
Enormes
Kostensenkungspotenzial**



Figur 11: Mögliche Kostenevolution petrothormaler Anlagen.
(Quelle: Bundesamt für Energie).

Die Kapazitätskosten sinken gemäss BFE-Prognose von rund 20'000 CHF/kW_{el} (hydrothermal) bzw. 27'000 CHF/kW_{el} (petrothermal) auf rund 7'500 CHF/kW_{el} für hydrothermale bzw. 7'000 CHF/kW_{el} für petrothermale Anlagen im Jahr 2050.

Aufgrund der fast ganzjährigen Verfügbarkeit tiefengeothermischer Kraftwerke (Annahme 8'000 Betriebsstunden) sind nur die Stromgestehungskosten, nicht jedoch die Kapazitätskosten für einen Vergleich mit stochastischen erneuerbaren Energien (Sonne, Wind) geeignet.

**Tiefen-
geothermie ist
Bandenergie**

Die prognostizierte Kostensenkung beruht auf einer Reduktion der Bohrkosten, der Verbesserung und Verbilligung der Kraftwerksanlagen sowie der Absenkung der Betriebs- und Unterhaltskosten (Figur 11). Bei petrothermalen Anlagen wird zusätzlich durch die Verbesserung der Reservoir-Erschliessung, d. h. durch die Erstellung effizienterer Wärmetauscher, eine Erhöhung der Strom-Produktion erreicht.

7.3.3 Ausblick Wirtschaftlichkeit im Kanton Zug

Die aktuelle Wirtschaftlichkeit einschliesslich der Stromgestehungskosten einer Beispielanlage heutiger Technik im Kanton Zug wurde berechnet (Kapitel 7.1). Gemäss Prognose des BFE bestehen enorme Kostensenkungspotenziale, sodass petrothermale Anlagen mittel- bis langfristig eine wirtschaftlich attraktive erneuerbare Energiequelle mit sehr grossem Potenzial auch für den Kanton Zug darstellt.

**Wirtschaftlich-
keit möglich**

7.4 Energiebedarf und Bedarfsdeckung im Kanton Zug

7.4.1 Energiebedarf

Der jährliche Energieverbrauch des Kantons Zug betrug im Jahr rund 4'200 GWh, was einem jährlichen Pro-Kopf-Verbrauch von rund 38 MWh entspricht (Econcept, 2011, *Tabelle 9*). **Energiebedarf**

	Gesamt/Jahr	Pro Kopf/Jahr*	Pro Haushalt/Jahr	Prozentual von Gesamtenergie
Energie	4'200 GWh	38 MWh	80 MWh	100 %
Strom	714 GWh	6.5 MWh	14 MWh	17 %
Wärme	1'600 GWh	14.4 MWh	30 MWh	38 %

*Annahme 110'500 Einwohner

**Annahme 52'000 Haushalte; daraus ergeben sich 2.1 Personen pro Haushalt

Tabelle 9: Energie-, Wärme- und Strombedarf im Kanton Zug (Jahr 2009).
(Nach Baudirektion des Kantons Zug, 2011 und Econcept, 2011).

Gemäss Stromkennzeichnung WWZ 2009 sind rund 13% der gesamten Elektrizitätsproduktion aus Wasserkraft, rund 86% aus Kernenergie und knapp 1% aus mit KEV geförderten Anlagen erzeugt worden (Econcept, 2011).

7.4.2 Beitrag zur Wärme- und Strom-Bedarfsdeckung

Deckung des Wärmebedarfs

Im Kanton Zug kommt der Umweltwärme, und zwar insbesondere Erdwärmesonden und Grundwasser, die grösste Bedeutung für die Deckung des Wärmebedarfs zu (Econcept, 2011, vgl. auch *Tabelle 10*). Tiefengeothermie wird nicht berücksichtigt. Bei dieser kann ab einer Temperatur von ca. 90 °C die Wärmeversorgung ohne den Einsatz einer Strom verbrauchenden Wärmepumpe erfolgen.

**Deckung
Wärmebedarf**

Geothermie könnte theoretisch den gesamten Bedarf an Wärme im Kanton Zug abdecken (Kanton Zug, 2012). Hier ist zusätzlich das Temperaturniveau zu berücksichtigen. Es kann beim heutigen Stand der Technik Prozesswärme bis ca. 160 bis 200 °C abgedeckt werden. Um höhere Temperaturen zu erreichen, müsste tiefer gebohrt werden (ca. 1 km für ein Plus von 30 °C), was aufgrund der heutigen Bohrkosten nicht mehr wirtschaftlich wäre.

Die berechnete petrothermale Modellanlage mit 4.7 MW_{th} erzeugt jährlich rund 14 GWh Wärme (*Tabelle 4*). Damit könnten ca. 470 Haushalte versorgt bzw. 0.9 % vom jährlichen Gesamtbedarf in Höhe von 1'600 GWh abgedeckt werden.

**Strom- und
Wärmedeckung
durch
Modellanlage**

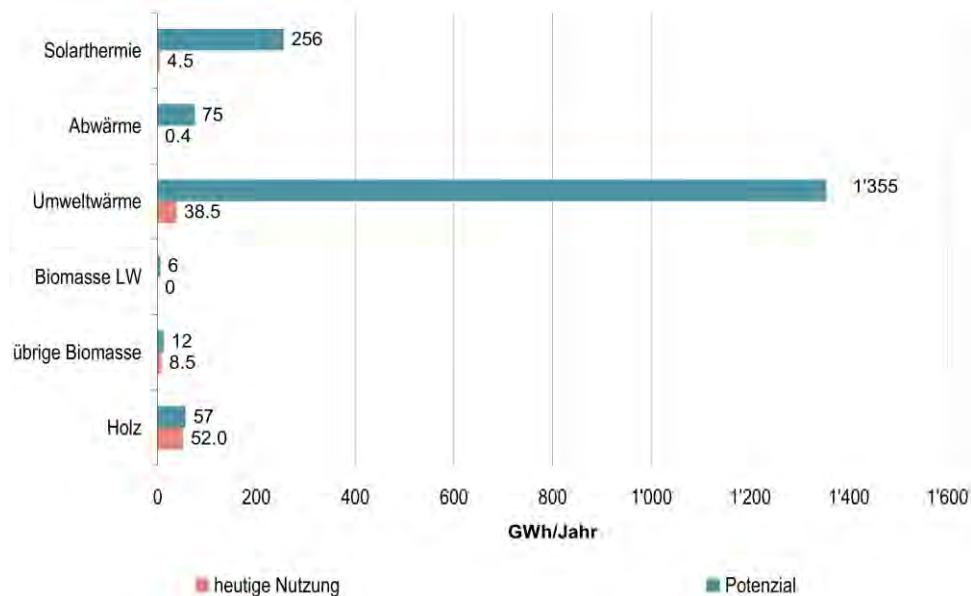


Tabelle 10: Erneuerbare Energien im Kanton Zug, ohne Tiefengeothermie, für die Wärmebedarfsdeckung: Heutige Nutzung und ökologisches Potenzial im Vergleich.
(Econcept, 2011).

Deckung des Strombedarfs

2009 wurden gerade 1 % des Stroms mit KEV geförderten Anlagen, d. h. mit Erneuerbaren Energien betriebenen Anlagen, produziert (Econcept, 2011). Die Potenziale der Erneuerbaren Energien sind im Kanton Zug begrenzt und teilweise fast ausgeschöpft (*Tabelle 10*).

**Deckung
Strombedarf**

Insbesondere die Photovoltaik und begrenzt auch die Biomasse können zur Deckung des Strombedarfs im Kanton Zug beitragen (*Tabelle 11*). Mit ca. 175 GWh/Jahr könnte Photovoltaik damit maximal 24.5 % des jährlichen Strombedarfs im Kanton Zug abdecken (Econcept, 2011).

Das Potenzial hydrothermalen Anlagen ist bei heutiger Technik begrenzt. Dasjenige der petrothermalen Tiefengeothermie ist theoretisch sehr gross. Entscheidend ist jedoch das technisch und wirtschaftlich gewinnbare Potenzial. Dieses hängt in erster Linie von der ingenieurtechnischen Weiterentwicklung der Verfahren sowie den Kraftwerkstechnologien und nicht vom eigentlichen Potenzial der Tiefengeothermie ab. Die Möglichkeiten der Tiefengeothermie zur Deckung des Strombedarfs können daher für die Zukunft gross sein.

**Zukünftiges
Potenzial abhän-
gig von ingeni-
eurtechnischen
Aspekten**

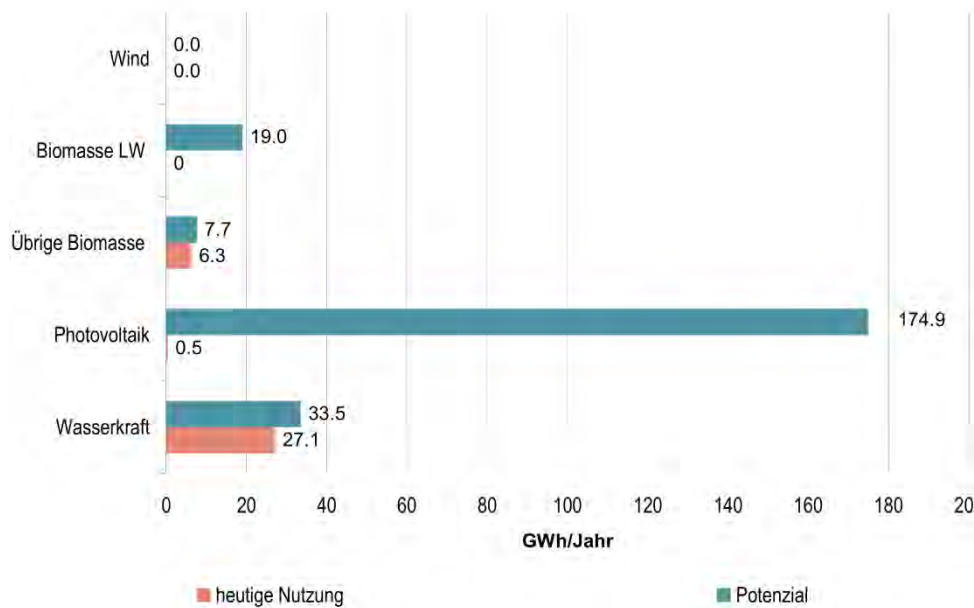


Tabelle 11: Erneuerbare Energien, ohne Tiefengeothermie, im Kanton Zug für die Strombedarfsdeckung: Heutige Nutzung und ökologisches Potenzial im Vergleich.
(Econcept, 2011).

Wie oben beschrieben, ist aus heutiger Sicht das wirtschaftlich-technische Potenzial der Tiefengeothermie zur Abdeckung des Strombedarfs nicht abzuschätzen. Daher wird nur der Beitrag der berechneten Beispielanlage dargestellt.

Die berechnete petrothermale Modellanlage mit 1.6 MW_{el} erzeugt jährlich rund 12.6 GWh Strom (*Tabelle 4*). Damit könnten 900 Haushalte versorgt bzw. 1.8 Prozent vom jährlichen Gesamtbedarf an Strom im Kanton Zug in Höhe von 714 GWh abgedeckt werden.

Die in Betrieb befindlichen Anlagen in Deutschland haben ca. 3–5 MW_{el}. Dies wird auch für die petrothermalen Pilot- und Demonstrationsanlagen in der Schweiz angestrebt. Dies entspricht einer jährlichen Stromproduktion von 24–40 GWh. Zukünftig werden Grosskraftwerke mit über 20 MW_{el} erhofft. Die in der Schweizer Energieverordnung geregelte KEV ist bereits darauf ausgelegt. Da die petrothermale Technologie in der Schweiz aber noch nicht eingesetzt wurde, ist die installierte elektrische Leistung der Beispielanlage kleiner gewählt worden.

Um den heutigen Strombedarf im Kanton Zug ausschliesslich durch Tiefengeothermie abzudecken, müssten ca. 90 MW_{el} installiert sein.

7.4.3 Vergleich Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien

Die heutigen Stromgestehungskosten sind in der Grössenordnung mit denen der anderen Erneuerbaren Energien vergleichbar (*Tabelle 12*).

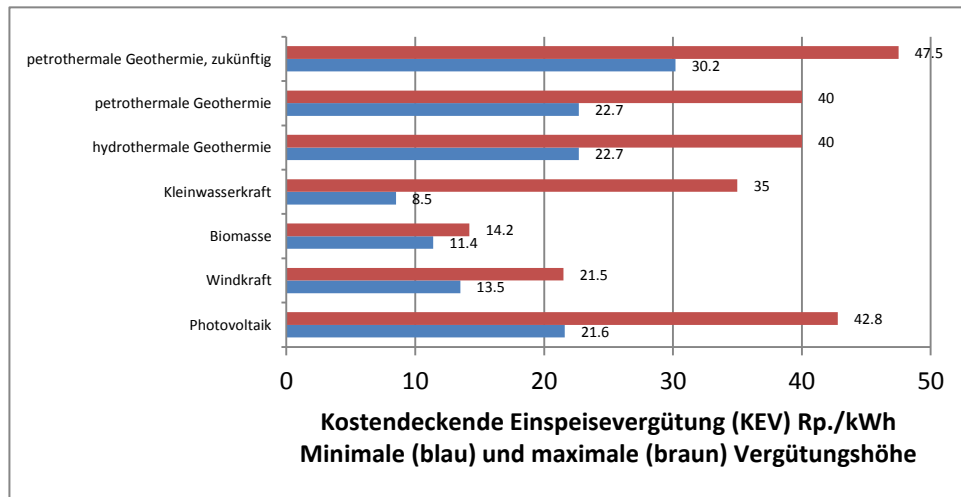


Tabelle 12: Vergleich heutiger KEV-Vergütungen für Referenzanlagen verschiedener Erneuerbarer Energien.

Die KEV entspricht den heutigen Stromgestehungskosten (Zahlen gemäss UVEK, 2011).

Bei den externen Kosten schneidet die Tiefengeothermie im Vergleich mit anderen Energieträgern, inklusive anderer erneuerbarer Energien, gut ab. Bei hydrothermalen Anlagen liegen sie nach einer Studie des PSI (2005) bei 0.2–0.5 €/MWh_{el}. Zum Vergleich, Windkraft weist gemäss der PSI-Studie externe Kosten von 0.5–2.6, Photovoltaik von 1.4–3.3 und Biomasse von 2–50 €/MWh_{el} auf.

Externe Kosten
sehr niedrig

Die Höhe der mittel- und langfristig anfallenden Gestehungskosten bei der Tiefengeothermie wird im Besonderen von der Entwicklung der Technologie und der damit verbundenen Ausnutzung des geothermischen Potenzials bestimmt (*Kapitel 7.1*). Das Kostensenkungspotenzial ist enorm, sodass Stromgestehungskosten von 12 Rp./kWh für möglich erachtet werden (*Kapitel 7.3.2*), wobei die günstigen externen Kosten noch nicht berücksichtigt sind. Die petrothermale Geothermie ist daher auch im Vergleich mit anderen erneuerbaren Energien eine wirtschaftlich attraktive alternative Energiequelle der Zukunft. Um diese mögliche zukünftige Wirtschaftlichkeit zu erreichen, müssen jedoch wie bei den meisten Massnahmen zur Energiestrategie 2050 zunächst nicht unerhebliche Investitionen getätigt werden (*Kapitel 7.3.1*).

Tiefengeothermie:
12 Rp./kWh_{el}
prognostiziert

7.5 Zusammenfassung

Die entscheidenden Parameter für die Wirtschaftlichkeit einer tiefengeothermischen Anlage sind seitens des Reservoirs die Förderrate, die Temperatur im Zielhorizont sowie die chemische Zusammensetzung der Tiefenwässer. Neben den geologisch-hydrogeologischen Faktoren ist auch der Grad der Wärmenutzung durch Wärmeabnehmer sowie die Anwesenheit von existierenden Fernwärmenetzen (<i>Kapitel 6.1</i>) sowie die Kraftwerkstechnik (<i>Kapitel 1.5 in Anhang 1</i>) entscheidend für die Wirtschaftlichkeit.	Faktoren für die Wirtschaftlichkeit
Für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit im Kanton Zug wurde eine petrothermale Modellanlage definiert. Aufgrund seiner Eignung wurde ein Standort in Cham ausgewählt (<i>Beilage 18</i>). Im Kraftwerk selbst kann neben der Stromproduktion auch die Wärme genutzt werden.	Standort Modellanlage
Verschiedenste Parameter wurden für die Berechnung definiert. Für das geothermische Reservoir wurde eine Temperatur von 150 °C gewählt. Bei einem Gradienten von 30 °C/km ergibt das eine Bohrtiefe von 4'670 m. Die Förderrate wurde mit 40 l/s festgelegt. Für die Bohrung und die weiteren Investitionen (Kraftwerk, Pumpen, Wärmenetz) wurden die Kosten abgeschätzt.	Wichtigste Randbedingungen
Dient die Anlage der Strom- und Wärmeversorgung und ist ein Fernwärmenetz bzw. ein Wärmegrossabnehmer vor Ort vorhanden, betragen die Stromgestehungskosten etwa 30 Rp./kWh. Muss das Fernwärmenetz erstellt werden, steigen die Gestehungskosten für die Kilowattstunde auf 37 Rp. Wird auf eine Nutzung der Abwärme verzichtet, können einerseits keine Einnahmen aus deren Verkauf verzeichnet werden, andererseits entfallen jedoch die Kosten für ein Wärmeverteilsystem. Im vorliegenden Fall der Modellanlage würden die Stromgestehungskosten auf rund 40 Rp./kWh steigen.	Stromgestehungskosten
Das Kostensenkungspotenzial der Tiefengeothermie ist gross. Wird dieses umgesetzt, prognostiziert das BFE zukünftige Stromgestehungskosten von 12 Rp./kWh im Jahr 2050. Da die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Modellanlage auf den aktuell hohen Kosten für petrothermale Anlagen beruht, sind auch im Kanton Zug in Zukunft geringere Stromgestehungskosten anzunehmen.	Kostensenkungspotenzial gross
Der jährliche Energiebedarf im Kanton Zug beträgt 4'200 GWh. Davon entfallen 1'600 GWh auf den Wärme- und 714 GWh auf den Stromsektor.	Energiebedarf Kanton Zug
Geothermie könnte theoretisch den gesamten Bedarf an Wärme im Kanton Zug abdecken (Kanton Zug, 2012). Hier ist zusätzlich das Temperaturniveau zu berücksichtigen. Die berechnete petrothermale Modellanlage mit 4.7 MW _{th} erzeugt jährlich rund 14 GWh Wärme. Damit könnten ca. 470 Haushalte versorgt bzw. 0.9 Prozent vom jährlichen Gesamtbedarf in Höhe von 1'600 GWh abgedeckt werden.	Deckung Wärmebedarf
Die Möglichkeiten der Tiefengeothermie zur Deckung des Strombedarfs können für die Zukunft gross sein. Gegenwärtig ist das wirtschaftlich-technische Potenzial der Tiefengeothermie zur Abdeckung des Strombedarfs jedoch nicht abzuschätzen. Daher wird nur der Bei-	Deckung Strombedarf

trag der berechneten Beispielanlage dargestellt. Die berechnete petrothermale Modellanlage mit 1.6 MW_{el} erzeugt jährlich rund 12.6 GWh Strom. Damit könnten 900 Haushalte versorgt bzw. 1.8 Prozent vom jährlichen Gesamtbedarf an Strom im Kanton Zug in Höhe von 714 GWh abgedeckt werden.

TEIL III

8 FAZIT

Im Kanton Zug besitzt die Tiefengeothermie grundsätzlich ein Potenzial für die Strom- und Wärmeproduktion (*Kapitel 2.7*). Eine wirtschaftliche Nutzung ist möglich (*Kapitel 7*).

Potenzial vorhanden

Hydrothermale Anlagen sind etabliert und die Technologie ist weltweit im Einsatz. Auch in der Schweiz sind solche Anlagen für Thermalbäder bzw. die Fernwärmeversorgung (Anlage in Riehen bei Basel) verwirklicht. Dies ist eine grosse Chance. Andererseits sind die hydrothermalen Anlagen von geeigneten Wasservorkommen in grosser Tiefe abhängig. Über deren Existenz sind im Kanton Zug aktuell keine zuverlässigen Vorhersagen möglich, da nur Bohrungen Informationen liefern könnten. Das Risiko der sogenannten Nichtfündigkeit ist daher im Kanton Zug aktuell sehr hoch und wäre möglicherweise nicht privatwirtschaftlich versicherbar. Der Bund würde daher bei Bohrungen 50 bzw. zukünftig möglicherweise 60 Prozent der Kosten absichern. Hydrothermale Anlagen werden als Übergangslösung angesehen, bis sich die petrothermale Technologie etabliert hat.

Hydrothermale Anlagen

Das Potenzial der petrothermalen Anlagen ist im Kanton Zug grundsätzlich gross. Zielgestein petrothermalen Anlagen ist in der Schweiz aktuell das Kristallin. Der Aufbau des Grundgebirges im Kanton Zug ist wenig bekannt, sodass permokarbone Trogstrukturen vorliegen können. Sollte sich im gesamten Kantonsgebiet kilometermächtiges Permokarbon im Untergrund befinden, käme zum heutigen Zeitpunkt eine petrothermale Anlage aus technischen Gründen wahrscheinlich noch nicht in Frage. Die Eignung der Sedimente im Kanton Zug zur Erschliessung als Wärmetauscher müsste geklärt werden. Die angewandte Forschung zielt darauf ab, mittel- bis langfristig in jeder Art von Gestein petrothermale Grosskraftwerke errichten zu können. Die petrothermale Technologie wäre damit unabhängig von der Geologie und Tektonik. Theoretisch könnte ein bedeutender Teil der Stromversorgung im Kanton Zug abgedeckt werden. Die Technologie befindet sich jedoch noch in einem Innovationsstadium. Daher müssen zunächst grössere Summen in Pilot- und Demonstrationsanlagen investiert werden, ohne aktuell absehen zu können, ob, und wenn ja in welchem Masse die grossen Hoffnungen erfüllt werden.

Petrothermale Anlagen

Insgesamt wird die Höhe des wirtschaftlich nutzbaren technischen Potenzials nicht durch die Menge der in der Erde gespeicherten Energie bestimmt, sondern durch ingenieurtechnische Aspekte begrenzt.

Technologieentwicklung entscheidend

Im Nordwesten des Kantons Zug finden sich die für ein tiefengeothermisches Kraftwerk notwendigen Infrastrukturen (Strassen, Hochspannungsleitungen etc.) sowie auch der grösste Teil des Wärmeabnehmerpotenzials.

Nordwesten des Kantons Zug als Standort

Beim aktuellen Stand der Technik zur Erschliessung der geothermischen Ressource bzw. der Energieumwandlung im Kraftwerk ist der Nordwesten des Kantons Zug grundsätzlich für petrothermale Anlagen geeignet. Hydrothermale Anlagen sind hingegen, bei Annahme, dass keine lokalen positiven Wärmeanomalien um Störungen vorliegen, nur im zentralen und vor allem südöstlichen Kantonsteil potenziell möglich.	Aktuell im Nordwesten eher petrothermale Anlagen
Zukünftige Weiter- bzw. Neuentwicklungen im Bereich der geothermischen Reservoirerzeugung sowie der Energieumwandlung können das Potenzial der verschiedenen Gesteinstypen sowohl hinsichtlich hydrothormaler als auch petrothormaler Anlagen erhöhen. Hinsichtlich hydrothormaler Anlagen könnten zukünftig z. B. Aquifere mit deutlich niedrigerer natürlicher Durchlässigkeit und/oder niedrigeren Temperaturen als Ressource für die Stromproduktion in Frage kommen. Der Nordwesten des Kantons Zug würde dadurch auch für hydrothermale Anlagen interessant.	Zukünftiges Potenzial
Die «obertägige Eignung» des nordwestlichen Teils des Kantons Zug entspricht derjenigen von vergleichbar gut erschlossenen Gebieten (Strassen, Hochspannungsleitungen etc.) im Mittelland bzw. den Alpentälern.	Vergleich «obertägige Eignung»
Bezüglich der Eignung des Untergrundes im Kanton Zug im Vergleich mit derjenigen in der übrigen Schweiz sind aktuell aufgrund der zu geringen Datenbasis noch keine genauen Aussagen möglich. Für hydrothermale Anlagen ist der Kanton Zug potenziell besser geeignet als die alpenferneren Kantone, da die allfälligen Aquifere (Oberer Malm, Oberer Muschelkalk) mit zunehmender Entfernung zum Alpenkörper in immer geringerer Tiefe vorliegen und damit einhergehend die Temperaturen unter die Mindestanforderungen für Stromanlagen sinken. Für petrothermale Anlagen sind innerschweizer Vergleiche zum heutigen Zeitpunkt schwierig, da deren technische und wirtschaftliche Machbarkeit für die verschiedenen Regionen der Schweiz erst noch mittels Pilot- und Demonstrationsanlagen evaluiert werden muss.	Vergleich Eignung des Untergrundes
Das Wissen über den tiefen Untergrund ist Grundvoraussetzung für die Planung, Durchführung und den Erfolg von Tiefengeothermie-Projekten. Die öffentliche Zugänglichkeit zu solchen Daten ist ein positiver Effekt für die Entwicklung der Tiefengeothermie. Die Daten aus der tiefen Untergrunderkundung sind komplex und schwierig zu verwalten. Swisstopo baut gegenwärtig ein Informationssystem auf.	Untergrunddaten
Die Standorte von tiefengeothermischen Kraftwerken müssen verschiedene Kriterien erfüllen (Kapitel 1.8 in <i>Anhang 1</i>). Petrothermale Anlagen sind von der Geologie unabhängiger als hydrothermale Anlagen (Kapitel 1.3.2 in <i>Anhang 1</i>).	Standortkriterien
Bei einer Stromproduktion fällt ein grosser Teil Wärme an. Idealerweise wird die Wärme soweit möglich genutzt (<i>Kapitel 6.1</i>). Kenntnisse über die Wärmeabnehmerpotenziale im Kanton Zug sind daher essentiell. Neben der Leistung und dem Jahresgang des Wärmeverbrauchs ist auch das Temperaturniveau relevant bei der Beurteilung der Wärmeabnehmerpotenziale.	Wärmeabnehmerpotenzial wichtig

Bei der Tiefengeothermie können an der Erdoberfläche sowie Untertage Interessenskonflikte bezüglich der Raumnutzung auftreten (*Kapitel 6.3*). **Abwägung Interessen**

Im Kanton Zug gibt es keine spezifischen Regelungen für die Tiefengeothermie. Erdwärme ist im Kanton Zug kein Regal. Auch ist Tiefenwasser kein öffentliches Wasser (*Kapitel 4.2.2 und 4.2.3*). Für die wirtschaftliche Nutzung der Tiefengeothermie sind der Rechtsschutz und die Investitionssicherheit zu schaffen. Hierfür werden klare gesetzliche Regelungen sowie koordinierte Verfahren benötigt. **Recht**

Der Bau der obertägigen Anlage sowie die Belange des Gewässer-, Umwelt-, Natur-, und Heimatschutzes sowie des Schutzes vor Baulärm werden ausreichend durch das bestehende Recht gesichert (*Kapitel 4.2*). Für die Bohrung und Reservoirerstellung fehlen teilweise noch Regelungen hinsichtlich von allfällig auftretenden Mikroerschütterungen (induzierte Seismizität) sowie teilweise dem Einsatz von Hilfsstoffen (*Kapitel 1.11.2 und 1.12 in Anhang 1*).

In der Raumplanung ist die Tiefengeothermie noch nicht berücksichtigt. Hier wäre ein Kapitel Geothermie einzufügen, welches auch Planungsanweisungen hinsichtlich des Standorts enthält (*Kapitel 4.2.9*). **Raumplanung**

Bezüglich Förderung und teilweise Absicherung des Fündigkeitsrisikos gibt es Instrumente des Bundes. Die Risikogarantie kommt nur bei Bohrprojekten, welche die Stromproduktion zum Ziel haben, zum Tragen und die KEV wird erst dann ausbezahlt, wenn Strom produziert wird (*Kapitel 5.1*). **Förderprogramm**

Mit der Energiestrategie 2050 will der Bund die Fördermassnahmen ausbauen (*Kapitel 5.2*). Die Erkundung (z. B. durch Seismik) oder Wärmeprojekte sollen gemäss Vernehmlassungsvorlage zur Energiestrategie 2050 nicht explizit finanziell unterstützt werden. Der Untergrund im Kanton Zug ist wenig bis nicht bekannt, hier besteht daher eine grosse Lücke.

Tiefengeothermie-Projekte zur reinen Wärmenutzung können einen wichtigen Beitrag zur rationellen Wärmeversorgung leisten und liefern zusätzlich wichtige Erkenntnisse über den Untergrund. Gleichzeitig kann wertvolles Know-how in den Bereichen Tiefenerkundung und Untergrunderschliessung gewonnen werden.

Der Erfolg eines Tiefengeothermie-Projekts wird einerseits durch geologisch-technische Faktoren (*Kapitel 3.1, Anhang 1*), andererseits durch rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen (*Kapitel 4 und 7*) sowie allfällige Nutzungskonflikte bestimmt (*Kapitel 6.3*). Letztendlich entscheidend ist jedoch die gesellschaftliche Akzeptanz. Dies gelingt, wie in St.Gallen demonstriert, mittels geeigneter Kommunikations- und Informationsmassnahmen. National im Bereich Öffentlichkeitsarbeit tätig ist seit Beginn der 90er Jahre GEOTHERMIE.CH. Auf kantonaler Ebene ist im August 2012 die Sektion Zug des Vereins geothermische Kraftwerke Schweiz gegründet worden. **Ohne Akzeptanz keine Tiefengeothermie**

9 HANDLUNGSFELDER UND EMPFEHLUNGEN

Die Analyse der heutigen Rahmenbedingungen sowie das daraus gezogene Fazit ergeben, dass hinsichtlich der Tiefengeothermie vielschichtige Aspekte relevant sind und Handlungsbedarf seitens der öffentlichen Hand besteht.

Für die Umsetzung von Projekten sind Energieversorgungsunternehmen sowie private Investoren verantwortlich. Jedoch sind der Kantons- und Regierungsrat sowie verschiedene Direktionen bzw. Behörden des Kantons Zug gefordert, bei der Gestaltung geeigneter Rahmenbedingungen mitzuwirken. Ziel der im Folgenden empfohlenen Massnahmen ist, den Energieversorgungsunternehmen und privaten Investoren Anreize zu setzen, Projekte zu realisieren, damit sich die Tiefengeothermie im Kanton Zug etablieren kann. Voraussetzung hierfür sind die Rechts- und Investitionssicherheit durch geeignete Gesetze und Verfahren sowie zielgerichtete, effiziente Fördermassnahmen. Diese sind idealerweise auf die nationalen Förderinstrumente abzustimmen und sollten die offenen Bedürfnisse im Kanton Zug abdecken. Letztendlich entscheidend für den Erfolg der Tiefengeothermie ist die Akzeptanz der Tiefengeothermie durch die Politiker, die eigenen kantonalen Behörden sowie die Bevölkerung des Kantons Zug.

Im Einzelnen kann dieser Bedarf in zwei Handlungsfelder unterteilt werden.

9.1 Recht, Verfahren, Raumplanung, Nutzungskonflikte, Ansprechperson, Öffentlichkeitsarbeit

Die folgenden Aspekte «Recht, Verfahren, Raumplanung, Nutzungskonflikte, Ansprechperson, Öffentlichkeitsarbeit» sind aus unserer Sicht zu regeln bzw. in Angriff zu nehmen, um Rechts- und Investitionssicherheit zu gewährleisten und die notwendige Akzeptanz zu gewinnen.

Recht	
Damit der Kanton über das Regal Erdwärme verfügen kann, ist dieses Recht gesetzlich zu verankern. Die bestehenden Gesetze sind auf allfällige Anpassungen zu überprüfen. Tiefenwasser ist z. B. als öffentliches Wasser zu klassieren. Die Erkundung, Erschliessung und Nutzung der Tiefengeothermie ist zu regeln. Die Motion von Leonie Winter, Thimo Hächler und Oliver Wandfluh fordert vom Regierungsrat, dem Kantonsrat eine Gesetzesvorlage zu unterbreiten, welche die Nutzung des tiefen Untergrunds (Geothermie) regelt, um Rechts- und Investitionssicherheit herzustellen.	Kanton Zug, Rechtsdienst

Aufgeführt sind verschiedene Aspekte, welche thematisiert werden müssten. Die Beantwortung steht kurz bevor und die Motion wird vermutlich für erheblich erklärt (Stand März 2013). Interkantonale Regelungen sollten mitberücksichtigt werden. Dies, da sich die geothermischen Reservoirs einer Anlage horizontal über Kilometer hinweg erstrecken können. Drei der vier forcierten Ostschweizer Tiefengeothermie-Projekte sind z. B. voraussichtlich im Untergrund kantonsübergreifend. Im Kanton Luzern wurde im Januar 2013 ein Gesetzentwurf vorgelegt, welcher Anhaltspunkte für die rechtliche Regelung im Kanton Zug liefern könnte. Wird eine Regelung ohne spezielles Untergrundgesetz angestrebt, könnte ein fachlicher Austausch mit den Kantonen Thurgau oder St.Gallen wertvolle Hinweise für eine alternative Regelung ohne spezielles Untergrundgesetz liefern. Gemäss Neuer Zürcher Zeitung vom 14. März 2013 hat der Kanton Zug gemeinsam mit den anderen acht Kantonen des «Erdöl-Konkordats» bei einem privaten Büro ein Mustergesetz für die Nutzung des Untergrundes in Auftrag gegeben. Klare Regelungen bezüglich einer allfällig induzierten Seismizität sowie dem Einsatz von Hilfsstoffen beim Bohrvorgang und der Reservoir-Entwicklung sind ebenfalls wichtig. Der Schweizerische Erdbebendienst SED erarbeitet im Rahmen des Projekts «GEOBEST» u. a. einen Leitfaden für die seismische Gefährdungs- und Risikoabschätzung von Tiefengeothermie-Projekten, welcher auch Vorschläge für Richtwerte für maximal zulässige Magnituden und Bodengeschwindigkeiten oder probabilistische Erwartungswerte dieser Grössen enthalten wird. Dies in Abstimmung mit dem Betreiber, den Kantonen, dem Bund sowie den zuständigen Stellen im benachbarten Ausland. Dieser Leitfaden wäre für den Kanton Zug als Richtlinie empfehlenswert.	SED, Betreiber, Bund, Kantone, Kanton Zug
Verfahren	
In den einzelnen Phasen eines Tiefengeothermie-Projektes sind verschiedenste Bewilligungen einzuholen (<i>Anhang 5</i>). Koordinierte Verfahren sind daher notwendig, um eine Investitionssicherheit zu gewährleisten und damit Energieversorgungsunternehmen und private Investoren im Kanton Zug Tiefengeothermie-Projekte lancieren. Es könnten Analogieschlüsse	Kanton Zug

aus dem Verfahren zur Wasserkraft oder aus ersten, bereits für die Tiefengeothermie entwickelten Verfahren gezogen werden (z. B. Kanton Luzern in Zusammenarbeit mit Geo-Energie Suisse AG).	
Raumplanung, Nutzungskonflikte	
Bezüglich der Raumplanung wäre im kantonalen Richtplan die Tiefengeothermie zu berücksichtigen und ein entsprechendes Kapitel Geothermie unter Beachtung der technologiespezifischen (Standort-) Anforderungen einzufügen (Kapitel 1.1.2, 1.1.3, 1.8 in <i>Anhang 1</i>). Ein Kraftwerk ist wie ein Industriebetrieb zu behandeln. Grundsätzlich wäre eine Positiv- als auch Negativplanung möglich. Die Diskussion und Festlegung eines Standorts bzw. von Standorten ist zum heutigen Zeitpunkt weniger sinnvoll und erst im Verlauf eines konkreten Projekts bei verbesserten Untergrundkenntnissen anzuraten. Die Ausdehnung auf den Untergrund ist im Zusammenhang mit der 2. Teilrevision des Raumplanungsgesetzes vorgesehen. Zur Klärung potenzieller Nutzungskonflikte ist es empfehlenswert, eine Prioritätenliste zu definieren. Hinsichtlich der Tiefengeothermie sind deren Stärken und Schwächen als auch die bestehenden Chancen und Risiken abzuwägen.	Kanton Zug, Amt für Raumplanung, Bund Kanton Zug
Ansprechperson	
Kantonales Know-how und eine zentrale Anlaufstelle für interessierte Projektanten sind für die Etablierung der Tiefengeothermie empfehlenswert.	Kanton Zug, Energiefachstelle
Öffentlichkeitsarbeit	
Die Realisierung und der Erfolg von Tiefengeothermie-Projekten hängen letzten Endes nicht nur von den zu berücksichtigenden geologisch-technischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Faktoren, sondern insbesondere von der Akzeptanz in der Politik, den Behörden und der Zuger Bevölkerung ab. Eine umfassende Kommunikation zum Thema zukünftige Energieversorgung und speziell der Tiefengeothermie ist daher notwendig. Es sollte die Technologie mit ihren zahlreichen Stärken vorgestellt, aber auch die bestehenden Herausforderungen angesprochen werden. Inhaltlich wären daher	Kanton Zug

z. B. die allfällige induzierte Seismizität, die Grösse der Kraftwerke sowie die verschiedenen Umweltaspekte zu berücksichtigen. Zielgruppen sollten Politiker des Kantons, eigene Behörden, Städte und Kommunen, Umweltverbände und Organisationen sowie insbesondere die Zuger Bevölkerung sein.	
--	--

9.2 Schritte zur Forcierung der Tiefengeothermie

Gegenwärtig sind die Investitionsrisiken für Tiefengeothermie-Projekte noch hoch. Damit Energieversorgungsunternehmen bzw. private Investoren Tiefengeothermie-Projekte im Kanton Zug lancieren, könnten seitens öffentlicher Hand Anreize gesetzt werden. Die im Folgenden vorgeschlagenen Empfehlungen sind mögliche Schritte, die die Rahmenbedingungen verbessern können.

Aufbereitung bestehender Untergrunddaten
Ohne Untergrundkenntnisse können Tiefengeothermie-Projekte nicht realisiert werden. Empfehlenswert ist daher eine Verbesserung der Informationsgrundlage. Dafür müssten die bestehenden Seismik-Daten durch Projektanten reprozessiert werden. Die Qualität des Untergrundmodells kann sich dadurch erhöhen. Finanzielle Beiträge des Kantons Zug würden Anreize zur Durchführung setzen. Des Weiteren wäre sinnvoll, dass der Kanton Zug die Rechte an den Daten wahrnimmt und die Daten öffentlich zugänglich macht. Eine Zusammenarbeit mit swisstopo zum Aufbau eines nationalen Informationssystems ist empfehlenswert.
Untergrunderkundung
Die standortspezifische Detailerkundung des Untergrunds durch Projektanten ist für die Planung eines Tiefengeothermie-Projekts und speziell hydrothermalen Anlagen essentiell. Finanzielle Beiträge würden eine grosse Lücke beim nationalen Förderprogramm schliessen und wertvolle Anreize setzen. Dies wäre daher ein empfehlenswerter Schritt des Kantons Zug. Im Sinne der Motion von Gutzwiller hat der Bund grundsätzlich signalisiert, dass auf Anfrage der Kantone gezielt geplante Erkundungsmassnahmen gemeinsam mit dem Kanton gefördert werden könnten. Die neuen Daten sollten idealerweise vom Kanton Zug eingefordert und öffentlich zugänglich gemacht werden.

Risikodeckung
Tiefengeothermische Wärmeprojekte stellen eine rationelle Energiequelle dar. Die gewonnenen Untergrundinformationen sowie die Kenntnisse hinsichtlich des Bohrverhaltens der verschiedenen Gesteinseinheiten wirken sich prinzipiell kostensenkend auf Stromprojekte aus. Eine teilweise Risikogarantie durch den Kanton Zug bzw. ein Zuschuss für eine privatwirtschaftliche Versicherung wäre ein effizientes Instrument, den Einsatz von fossilen Energieträgern und damit den CO₂-Ausstoss zu senken und darüber hinaus Stromprojekte indirekt zu fördern. Die Aufstockung der nationalen Risikogarantie für Stromprojekte auf beispielsweise 80 Prozent würde eine grosse finanzielle Motivation für Energieversorgungsunternehmen und Investoren darstellen.
Angewandte Forschung
Finanzbeiträge für die angewandte Forschung beschleunigen Innovationen. Der Kanton Zug könnte in Hinblick auf die Sicherung einer zukunftsfähigen Energieversorgung mit erneuerbaren Energien seinen Beitrag zu den nationalen Forschungsaktivitäten leisten.
Wärmeabnehmerpotenziale, bestehende Versorgungsstrukturen
Kenntnisse über die Wärmeabnehmerpotenziale sind essentiell, um die aus der Tiefe geförderte Wärme möglichst effizient zu nutzen und damit gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage zu erhöhen. Neben der Leistung, sind der Jahresgang des Verbrauchs sowie das Temperaturniveau relevant. Eine Erhebung dieser Daten wäre daher ein empfehlenswerter allfälliger Schritt des Kantons Zug. Wissen über bestehende Versorgungssysteme (z. B. Gas-BHKW oder Biomasseanlagen) ist ebenfalls relevant, da sich einerseits wertvolle Synergien, andererseits aber auch Nutzungskonflikte ergeben können. Eine Sammlung dieser Informationen wäre daher ebenfalls sinnvoll.

10 UNTERLAGEN

PUBLIZIERTE UNTERLAGEN

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2009: Bericht der Bundesregierung über ein Konzept zur Förderung, Entwicklung und Markteinführung von geothermischer Stromerzeugung und Wärmenutzung.

Hirschberg, S., Bauer, C., Burgherr, P., Biollaz, S., Durisch, W., Foskolos, K., Hardegger, P., Meier, A., Schenler, W., Schulz, T., Stucki, S. & Vogel, F. (2005): Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen (GaBE) – Neue erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen: Potenziale und Kosten. – PSI Bericht Nr. 05–04, Villigen Mai 2005, 433 S.

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) und Institut für Technische Thermodynamik (Nitsch, J., Krewitt, W., Nast, M., Viebahn, P.), Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu; Gärtner, S., Pehnt, M., Reinhardt, G., Schmidt, R., Uihlein, A., Scheurlen, K. (IUS Potsdam), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie (Barthel, C., Fishedick, M., Merten, F.), 2004: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland (Langfassung) – Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, FKZ 901 41 803.

GESETZLICHE UNTERLAGEN DES BUNDES

Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer (Gewässerschutzgesetz, GSchG) vom 24. Oktober 1991 (Stand am 1. Januar 2011, SR 814.20).

Gewässerschutzverordnung (GSchV) vom 28. Oktober (Stand am 1. August 2011, SR 814.201).

Bundesgesetz über die Raumplanung (Raumplanungsgesetz, RPG) vom 22. Juni 1979 (Stand am 1. Juli 2011, SR 700).

Bundesgesetz über den Umweltschutz (Umweltschutzgesetz, USG) vom 7. Oktober 1983 (Stand am 1. August 2010, SR 814.01).

Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz – WRG) vom 22. Dezember 1916 (Stand 1. Januar 2011, SR 721.80).

Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft vom 18. April 1999 (Stand am 1. Januar 2011, SR 101).

Energiegesetz (EnG) vom 26. Juni 1998 (Stand am 1. Juli 2012, SR 730).

Energieverordnung (EnV) vom 7. Dezember 1998 (Stand am 1. Oktober 2011, SR 730.01).

Raumplanungsverordnung (RPV) vom 28. Juni 2000 (Stand am 1. September 2009, SR 700.1).

Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPV) vom 19. Oktober 1988 (Stand am 1. Juni 2012, SR 814.011).

Schweizerisches Zivilgesetzbuch (ZGB) vom 10. Dezember 1907 (Stand am 1. Januar 2013, SR 210).

GESETZLICHE UNTERLAGEN DES KANTONS ZUG

Amt für Raumplanung des Kantons Zug, 2012: Kantonaler Richtplan, Richtplantext, nachgeführte rechtskräftige Beschlüsse bis 30. August 2012.

Baudirektion des Kantons Zug, 2011: Faktenblatt Erneuerbare Energien im Kanton Zug, Beilage zur Medienmitteilung vom 26. Januar 2011.

Baudirektion des Kantons Zug, 2012: Checkliste für die Beurteilung umweltrelevanter Aspekte im Baubewilligungsverfahren (Stand Januar 2012).

Einführungsgesetz zum Bundesgesetz über den Umweltschutz (EG USG) vom 29. Januar 1998 (Stand 1. Januar 2012, BGS 811.1).

Energiegesetz vom 1. Juli 2004 (Stand 11. September 2004, BGS 740.1).

Gesetz betreffend die Einführung des Schweizerischen Zivilgesetzbuches für den Kanton Zug (EG ZGB) vom 17. August 1911 (Stand 1. Januar 2012, BGS 211.1).

Gesetz über die Gewässer (GewG) vom 25. November 1999 (Stand 1. Januar 2012, BGS 731.1).

Gesetz über den Natur- und Landschaftsschutz vom 1. Juli 1993 (Stand 1. Januar 2012, BGS 432.1).

Kanton Zug, 2011: Regierungsratsbeschluss (RRB) vom 21. Juni 2011: Energie im Kanton Zug; Leitbild, Leitsätze, Massnahmen.

Kanton Zug, 2012: Antwort des Regierungsrats (Vorlage Nr. 2164.2/2179.2–14187) vom 13. November 2012 auf die 1. Interpellation von Pirmin Frei betreffend Geothermie vom 22. Juni 2012 (Vorlage Nr. 2164.1–14110) und 2. Interpellation von Karin Andenmatten und Anna Bieri betreffend Nutzung der Geothermie im Kanton Zug vom 3. September 2012 (Vorlage Nr. 2179.1–14153).

Planungs- und Baugesetz (PBG) vom 26. November 1998 (Stand 1. Januar 2013, BGS 721.11)

Verordnung zum Einführungsgesetz zum Bundesgesetz über den Umweltschutz (V EG USG) vom 5. Mai 1998 (Stand 1. September 2012, BGS 811.11).

Verordnung zum Energiegesetz vom 12. Juli 2005 (Stand 1. Juli 2012, BGS 740.11).

Verordnung zum Gesetz über die Gewässer (V GewG) vom 17. April 2000 (Stand 3. März 2012, BGS 731.11).

Verordnung zum Planungs- und Baugesetz (V PBG) vom 16. November 1999 (Stand 1. Juli 2012, BGS 721.111).

Frauenfeld, 3. April 2013

Dr. Roland Wyss GmbH

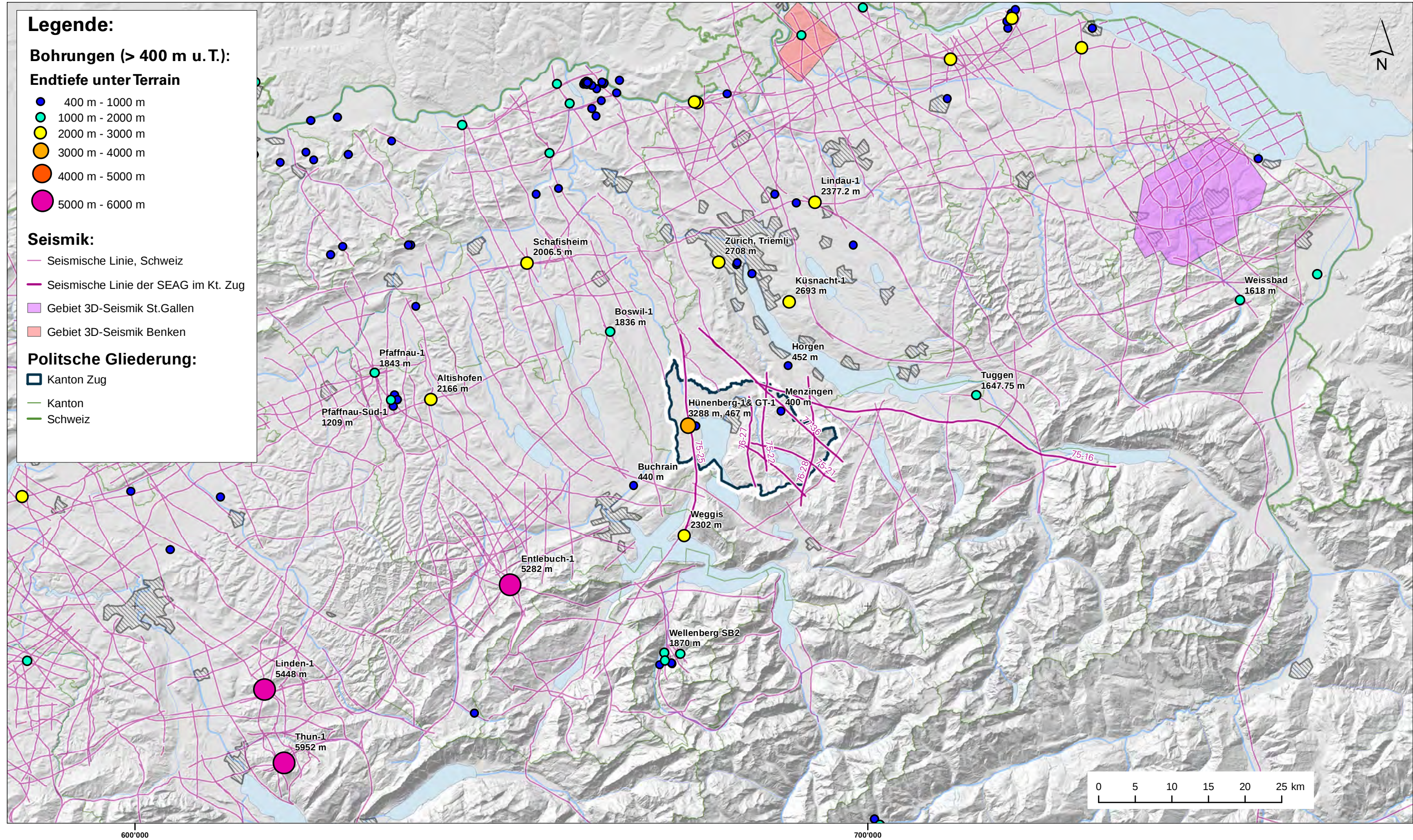
Bearbeitung: Dr. Katharina Link
Andreas Blum
Dr. Roland Wyss

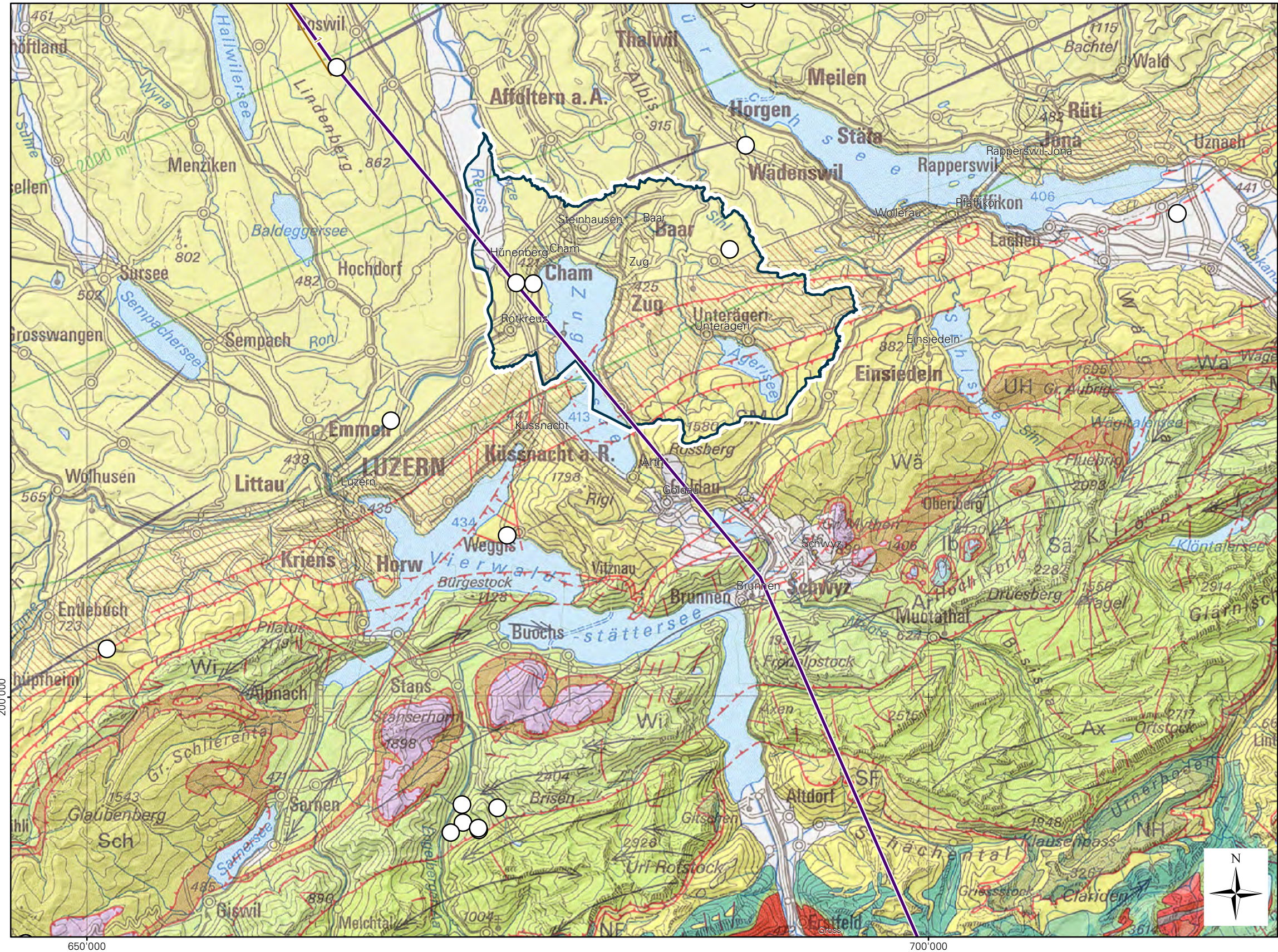
BEILAGEN

- Beilage 1: Tiefbohrungen und Seismik in der weiteren Umgebung des Kantons Zug, Situation 1:500'000
- Beilage 2: Tektonische Karte, Situation 1:250'000
- Beilage 3: Aufschlussverhältnisse der potenziellen Aquifere und Seismiklinien, Situation 1:400'000
- Beilage 4: Permokarbonvorkommen im Grundgebirge, Situation 1:600'000
- Beilage 5: Geologisches Profil, Situation 1:200'000
- Beilage 6: Bruchstrukturen Oberer Malm, Situation 1:150'0000
- Beilage 7: Tiefenlage Top Grundgebirge bezüglich Meeresspiegel, Situation 1:150'0000
- Beilage 8: Tiefenlage Top Oberer Muschelkalk bezüglich Meeresspiegel, Situation 1:150'0000
- Beilage 9: Tiefenlage Oberer Malm bezüglich Meeresspiegel, Situation 1:150'0000
- Beilage 10: Tiefenlage Top Grundgebirge unter Terrain, Situation 1:150'0000
- Beilage 11: Tiefenlage Oberer Muschelkalk unter Terrain, Situation 1:150'0000
- Beilage 12: Tiefenlage Oberer Malm unter Terrain, Situation 1:150'0000
- Beilage 13: Temperatur Oberes Grundgebirge, Situation 1:150'0000
- Beilage 14: Temperatur Oberer Muschelkalk, Situation 1:150'0000
- Beilage 15: Temperatur Oberer Malm, Situation 1:150'0000
- Beilage 16: Thermische Entzugsleistungen Oberer Muschelkalk bei Modellannahme, Situation 1:150'0000
- Beilage 17: Thermische Entzugsleistungen Oberer Malm bei Modellannahme, Situation 1:150'0000
- Beilage 18: Abnehmersituation, Situation 1:80'0000

ANHANG

- Anhang 1: Technische Rahmenbedingungen der Tiefengeothermie
- Anhang 2: Geologie und Tektonik: Zusammenstellung von Figuren und Tabellen
- Anhang 3: Factsheet «Tiefengeothermie und Erdbeben»
- Anhang 4: Glossar
- Anhang 5: Verfahren: Übersicht über die verschiedenen Bewilligungen





Ausschnitt aus der tektonischen Karte der Schweiz
(1:500'000):

- Molassebecken:**
- M Flachliegende mittelländische Molasse
 - Gefaltete und steilgestellte mittelländische Molasse
 - SM Subalpine Molasse
- Tertiäre Flysche:**
- SF Subalpine Flysch-Zone
 - NF Tertiäre Sedimente und nordhelvetischer Flysch

- Autochthon und Kristallin der Externmassive:**
- NH Allochthone Einheiten
 - Autochthones [A] und Paraautochthones [Pa] Mesozoikum
 - Paläozoische Sedimente
 - Variszische Granite und Effusiva
 - Altkristallines Grundgebirge der Externmassive

- Helvetische Decken:**
- Wi Wildhorn-Decke inkl. Randkette
 - Ax Axen-Decke
 - Sä Säntis-Drusberg-Decke
 - Go Schuppenzone Gonzen-Walenstadt
 - Mü Mürtchen-Decke
 - Wa Wageten-Schuppe
 - Gl Glarner Decke
 - V Verrucano der Glarner und der Mürtchen-Decke

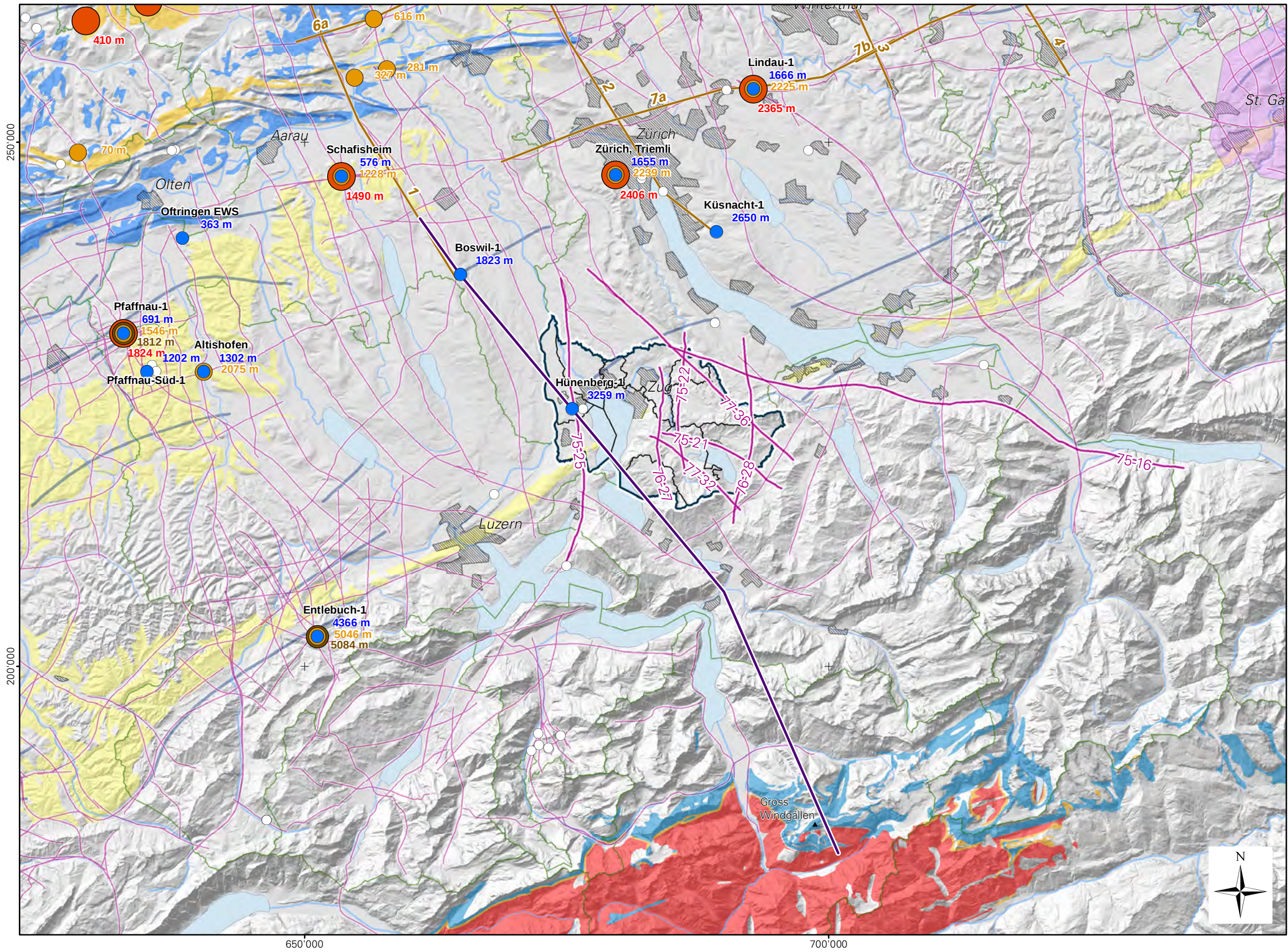
- Penninische Decken:**
- Flysch-Decken
 - Kl Klippen-Decke
 - Aroser Zone [Ar] und Platta-Decke [Pl]

- Ostalpin:**
- Nördliche Kalkalpen

- Tiefbohrung
- Profilsur (siehe Beilage 5)

0 5 10 km





Legende:

Aufschlüsse potenzieller Aquifere:

Faltenjura und Molassebecken:

- Malm (inkl. Oberem Malm)
- Muschelkalk (inkl. Oberem Muschelkalk)
- Oberer Meeresmolasse

Autochthon und Parautochthon:

- Malm
- Trias (inkl. Röti-Formation)
- Kristallin des Aar-Massivs

In Bohrungen aufgeschlossen (mit Tiefe):

- Oberer Malm
- Oberer Muschelkalk
- Permokarbon
- Kristallin
- Mesozoikum/Grundgebirge nicht erreicht

Seismik:

- Seismische Linie
- Seismische Linie der SEAG im Kanton Zug
- Gebiet 3D-Seismik St.Gallen

Sonstiges:

- Profilschur
- Profilschur Nagra, NTB 02-03 (mit Nr.)

Politische Gliederung:

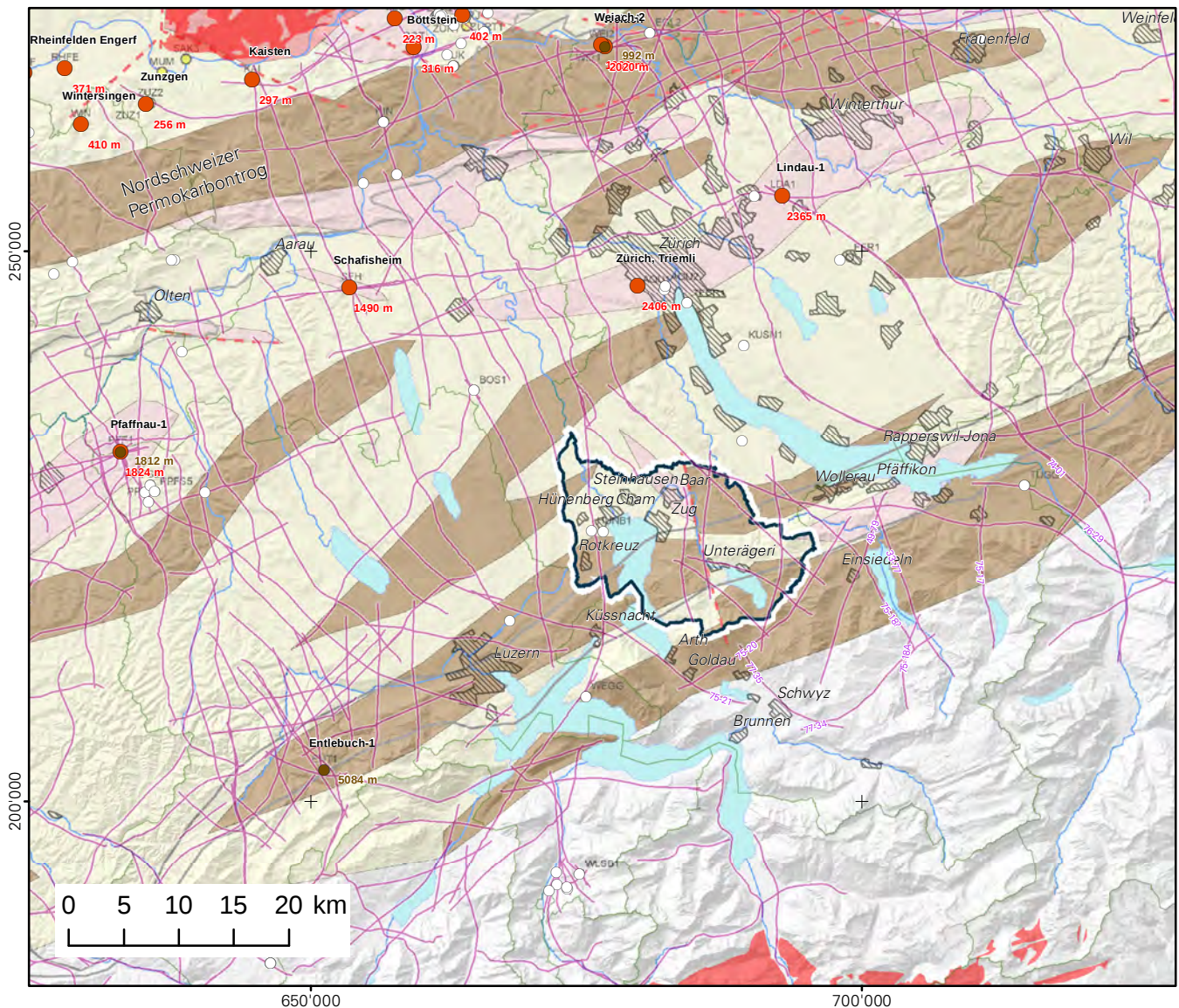
- Kanton Zug
- Kantonsgrenze
- Gemeindegrenze

Datengrundlage Aufschlüsse:
Vektordatensatz GeoKarten500 (GK500), Version 1.1-DE

Permokarbonvorkommen im Grundgebirge

Situation 1:600'000

Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen



Legende:

Bohrungen:

- Permokarbon (mit Tiefe unter Terrain)
- Kristallin (mit Tiefe unter Terrain)
- Grundgebirge nicht erreicht

Seismik:

- Seismische Linie

Oberflächenaufschlüsse:

- Kristallin

Politische Gliederung:

- Kanton Zug

Vermutete Verbreitung des Permokarbons (Skizze):

- Kristallin-Hochzone
- Perm-Schultern
- Permokarbon-Tröge

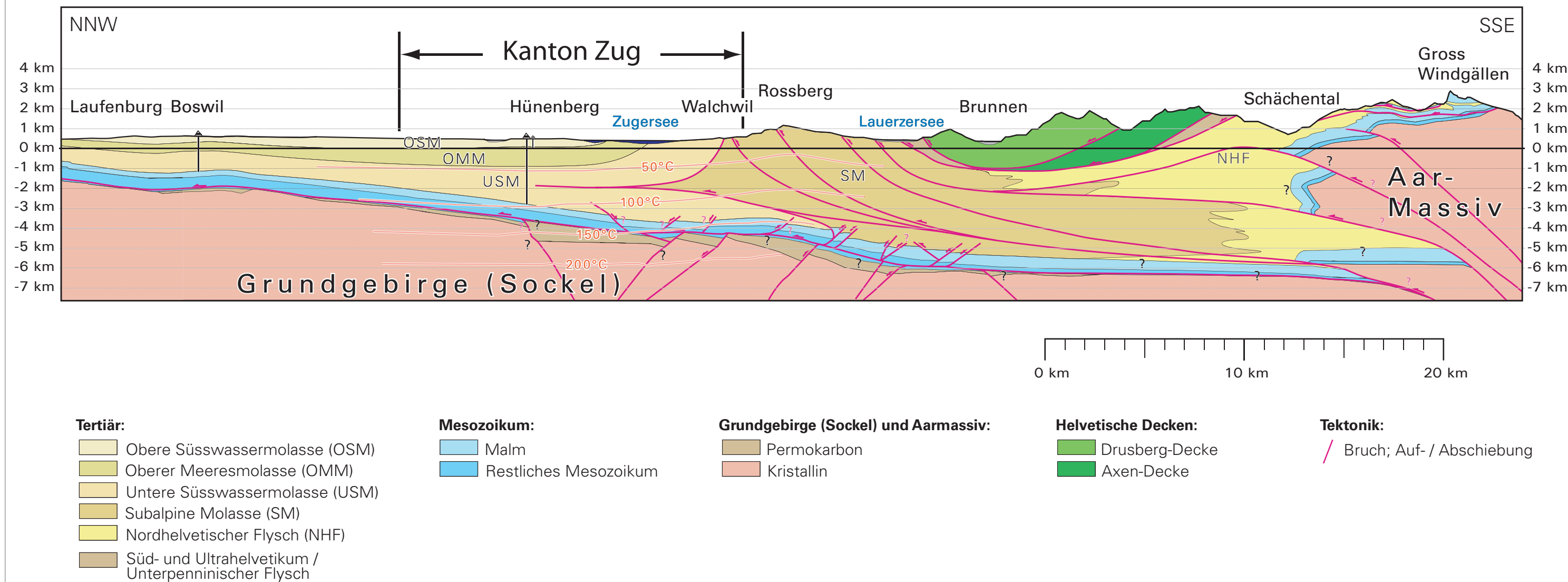
Datengrundlage Permokarbonverbreitung:

Nagra NAB 08-49

Anmerkung: Die Verbreitung des Permokarbons ist abseits der Bohrungen **sehr unsicher**.

Datengrundlage Aufschlüsse:

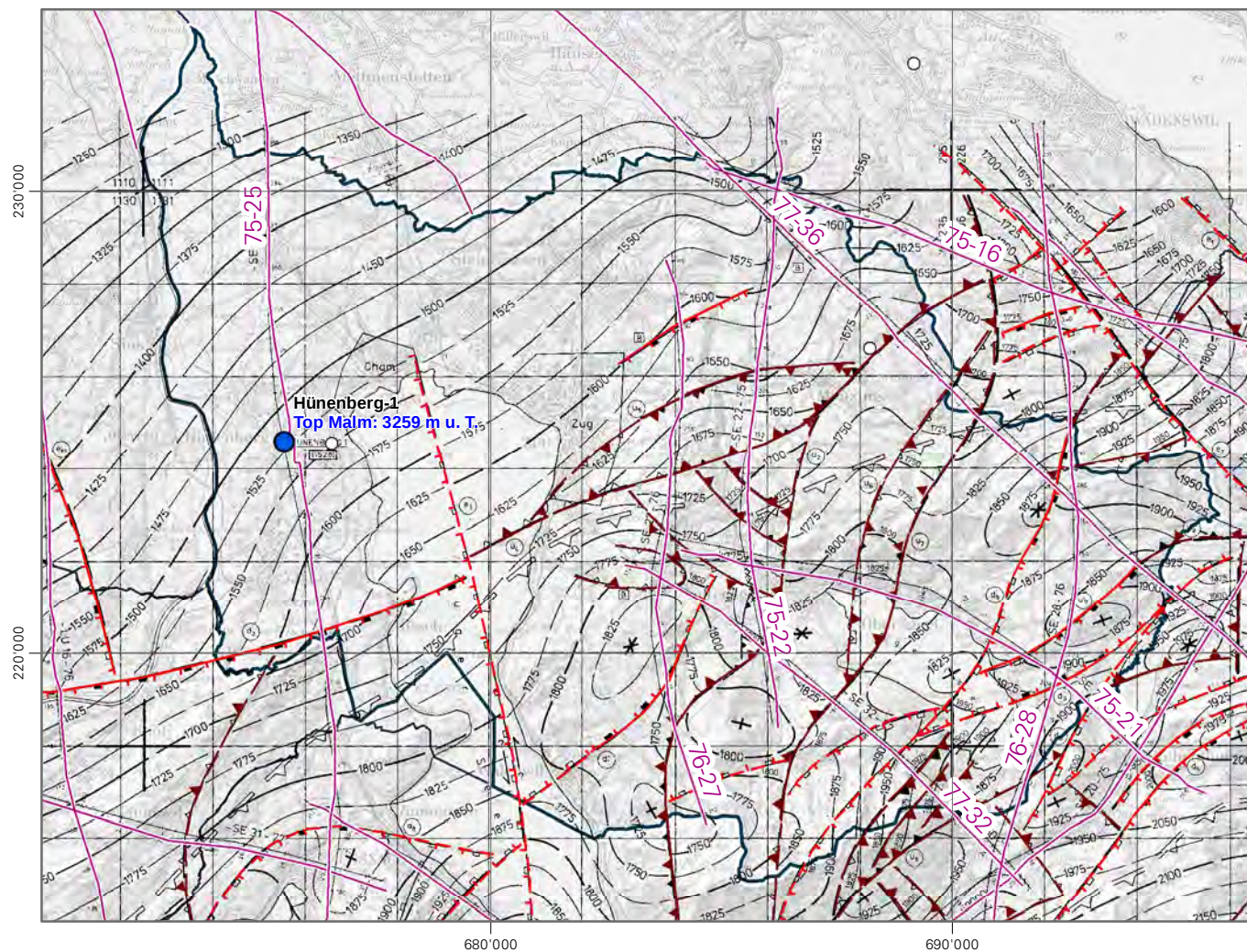
Vektordatensatz GeoKarten500 (GK500), Version 1.1-DE



Bruchstrukturen Oberer Malm

Situation 1:150'000

Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen



Legende:

Bohrungen

Tiefbohrungen

- Top Malm mit Tiefe [m u. T.]
- Top Malm nicht erreicht

Seismik

- Seismische Linie mit SEAG-Nr.

SEAG-Interpretation, 1980:

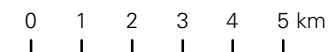
Bruchstrukturen Top Malm

- Abschiebung gut belegt
- - - Abschiebung unsicher
- ▲ Überschiebung gut belegt
- ▲ Überschiebung unsicher

Politische Grenzen

- Kanton Zug

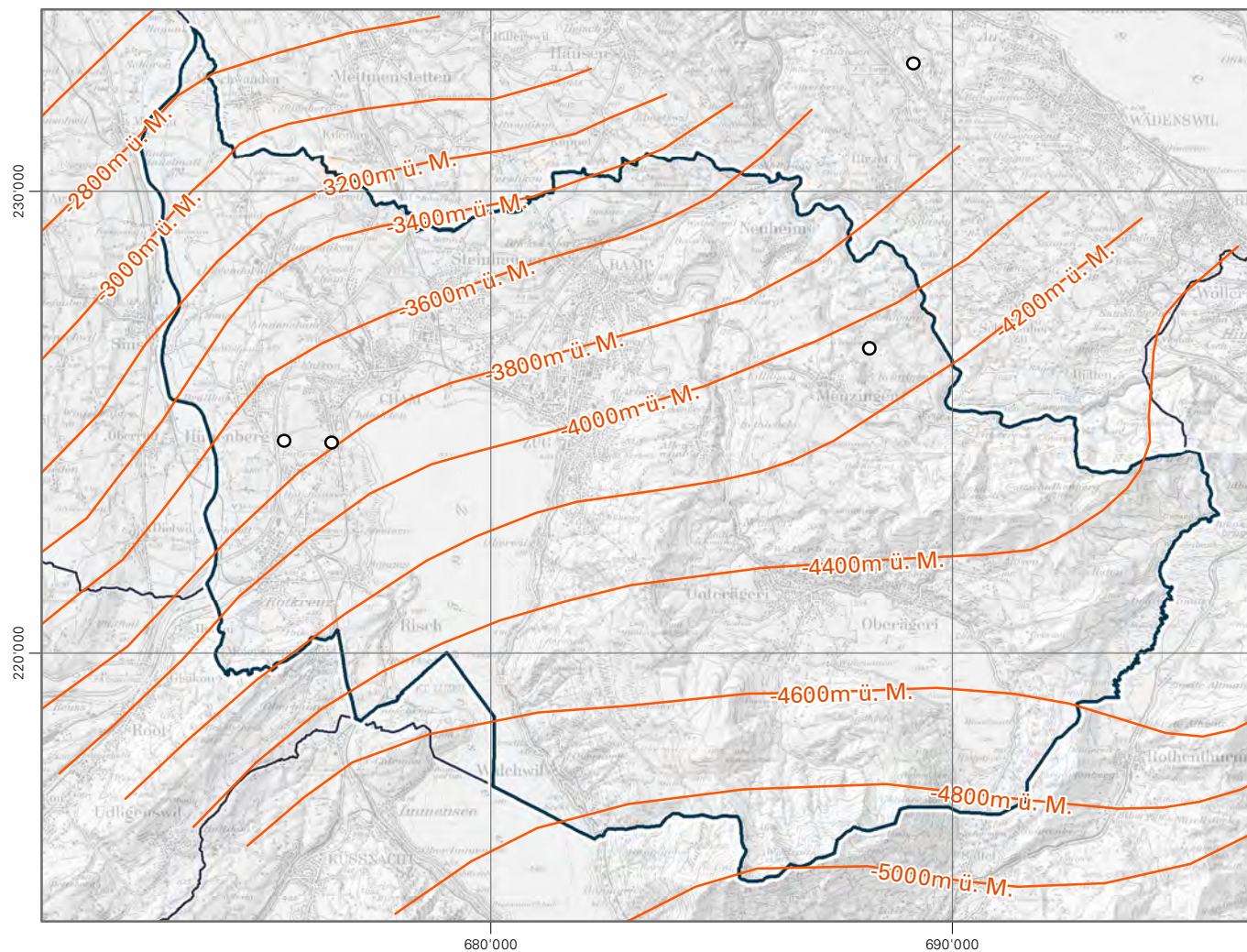
Die Linien stellen Zweiweglaufzeiten bis zum Top Malm dar mit Bezugshöhe 700 m ü. M. Die Interpretation ist aufgrund der Abstände zwischen den Seismiklinien mit grösseren Unsicherheiten verbunden.



Tiefenlage Top Grundgebirge bezüglich Meeresspiegel

Situation 1:150'000

Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen



Legende:

Tiefbohrungen

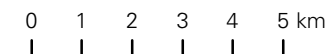
- Grundgebirge nicht erreicht

Höhe Top Grundgebirge

- Isohypse Top Grundgebirge [m ü. M.]

Politische Grenzen

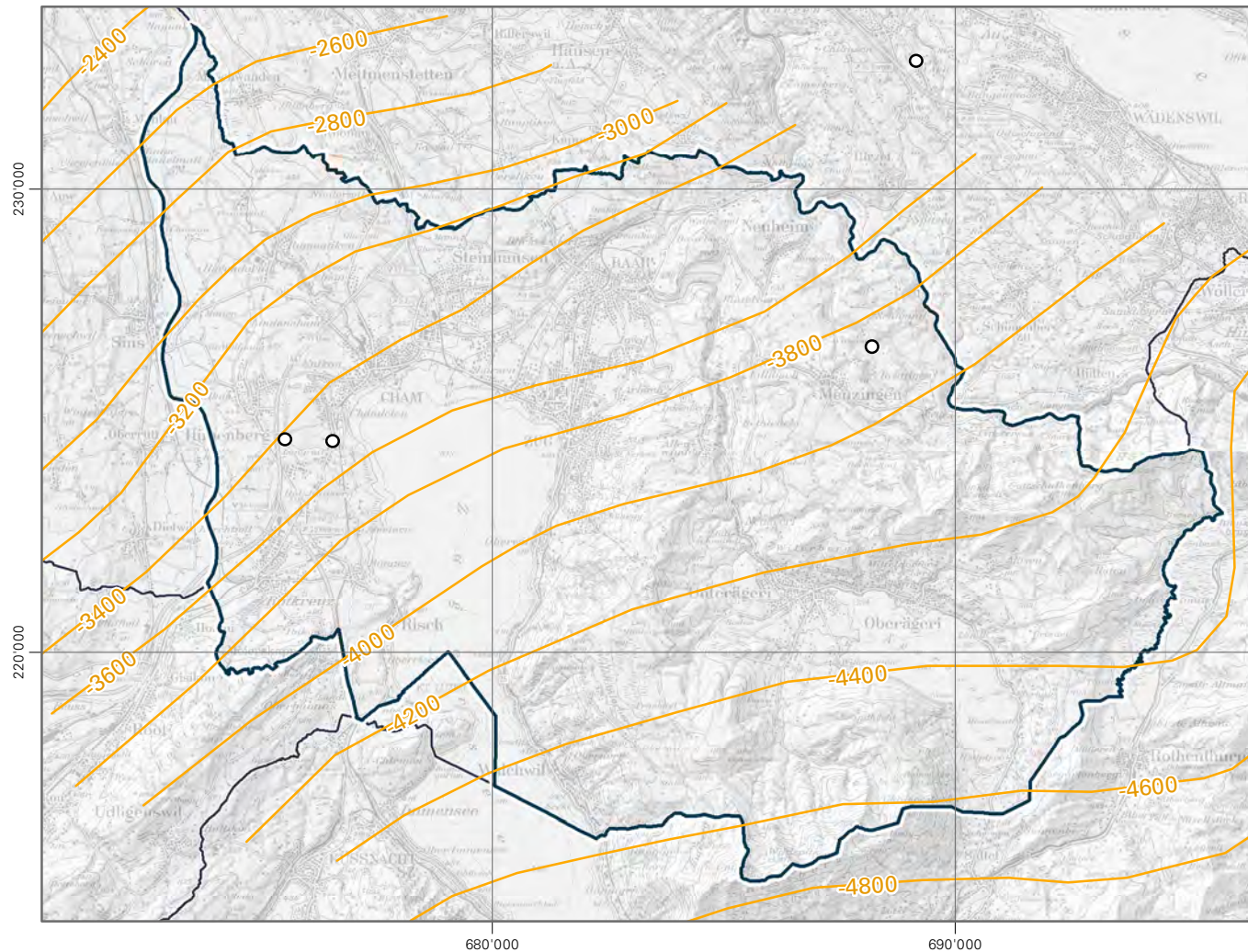
- Kanton Zug



Tiefenlage Top Oberer Muschelkalk bezüglich Meeresspiegel

Situation 1:150'000

Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen



Legende:

Tiefbohrungen

- Oberer Muschelkalk nicht erreicht

Höhe Top Oberer Muschelkalk

- Isohypse Top Oberer Muschelkalk [m ü. M.]

Politische Grenzen

- ▭ Kanton Zug

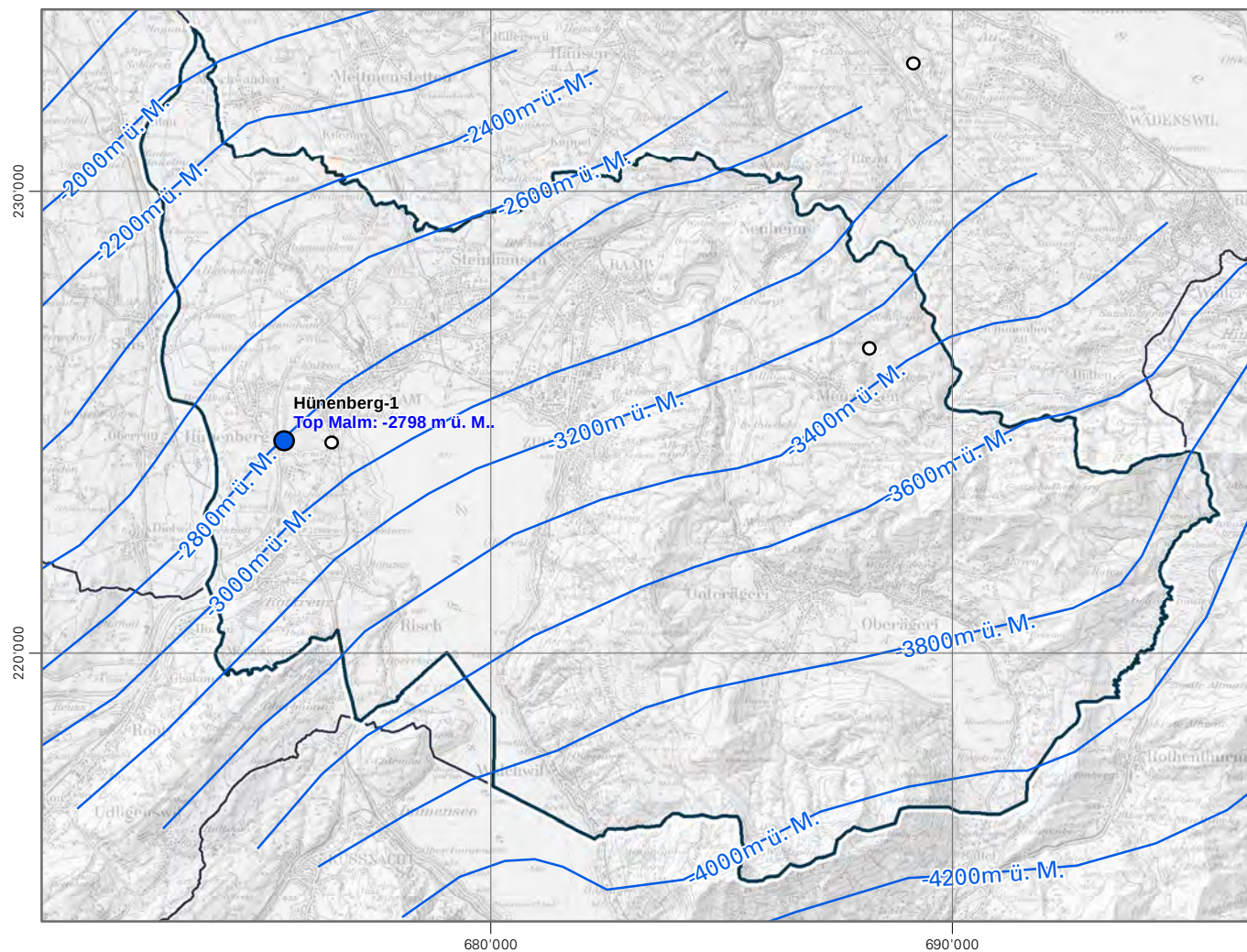


0 1 2 3 4 5 km

Tiefenlage Oberer Malm bezüglich Meeresspiegel

Situation 1:150'000

Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen



Legende:

Tiefbohrungen

- Top Malm mit Höhe [m ü. M.]
- Malm nicht erreicht

Tiefenlage Top Oberer Malm

- Isohypse Top Oberer Malm [m ü. M.]

Politische Grenzen

- Kanton Zug

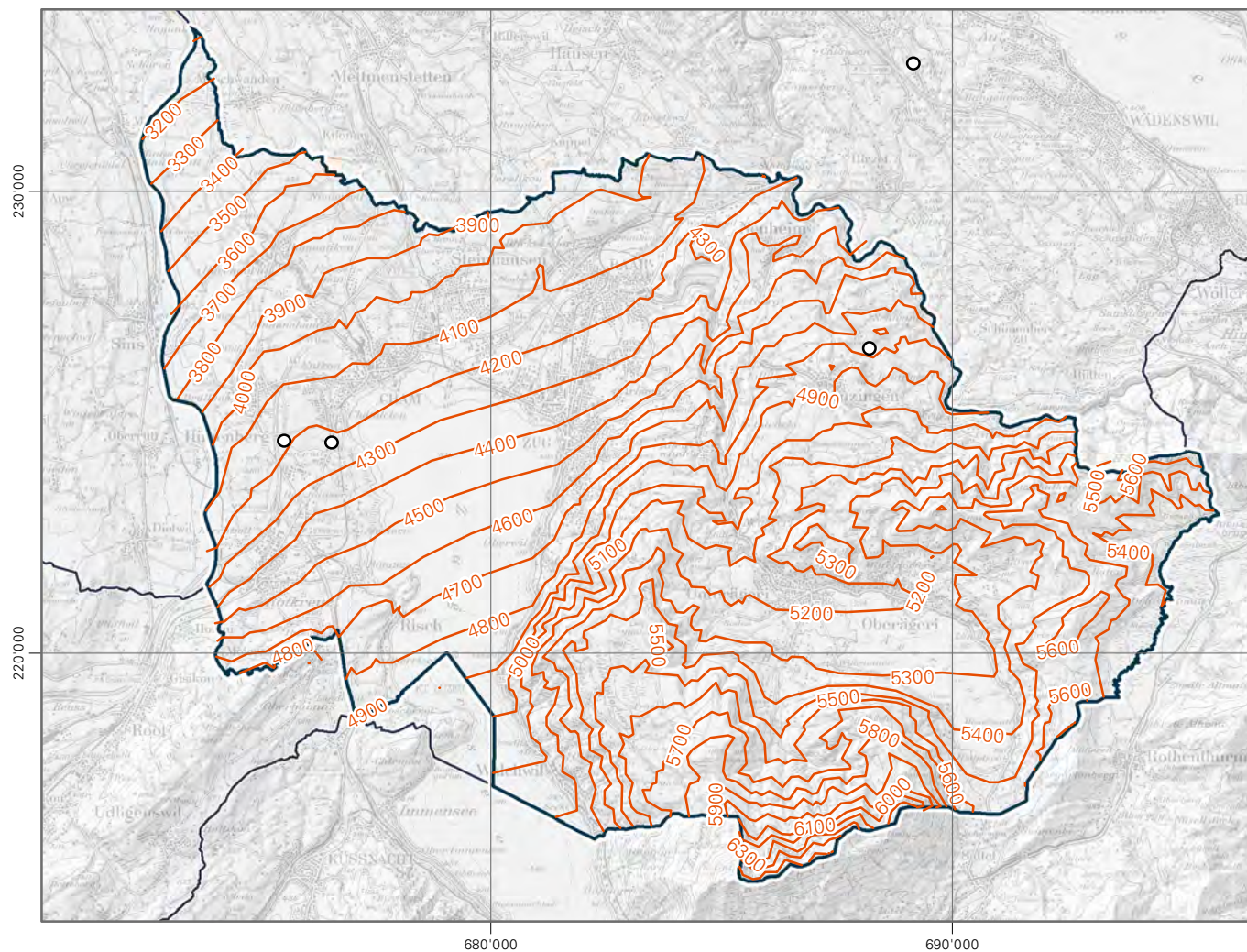


0 1 2 3 4 5 km

Tiefenlage Top Grundgebirge unter Terrain

Situation 1:150'000

Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen



Legende:

Tiefbohrungen

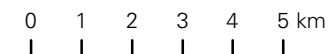
- Grundgebirge nicht erreicht

Tiefenlage Top Grundgebirge

- Tiefe Top Grundgebirge [m u. T.]

Politische Grenzen

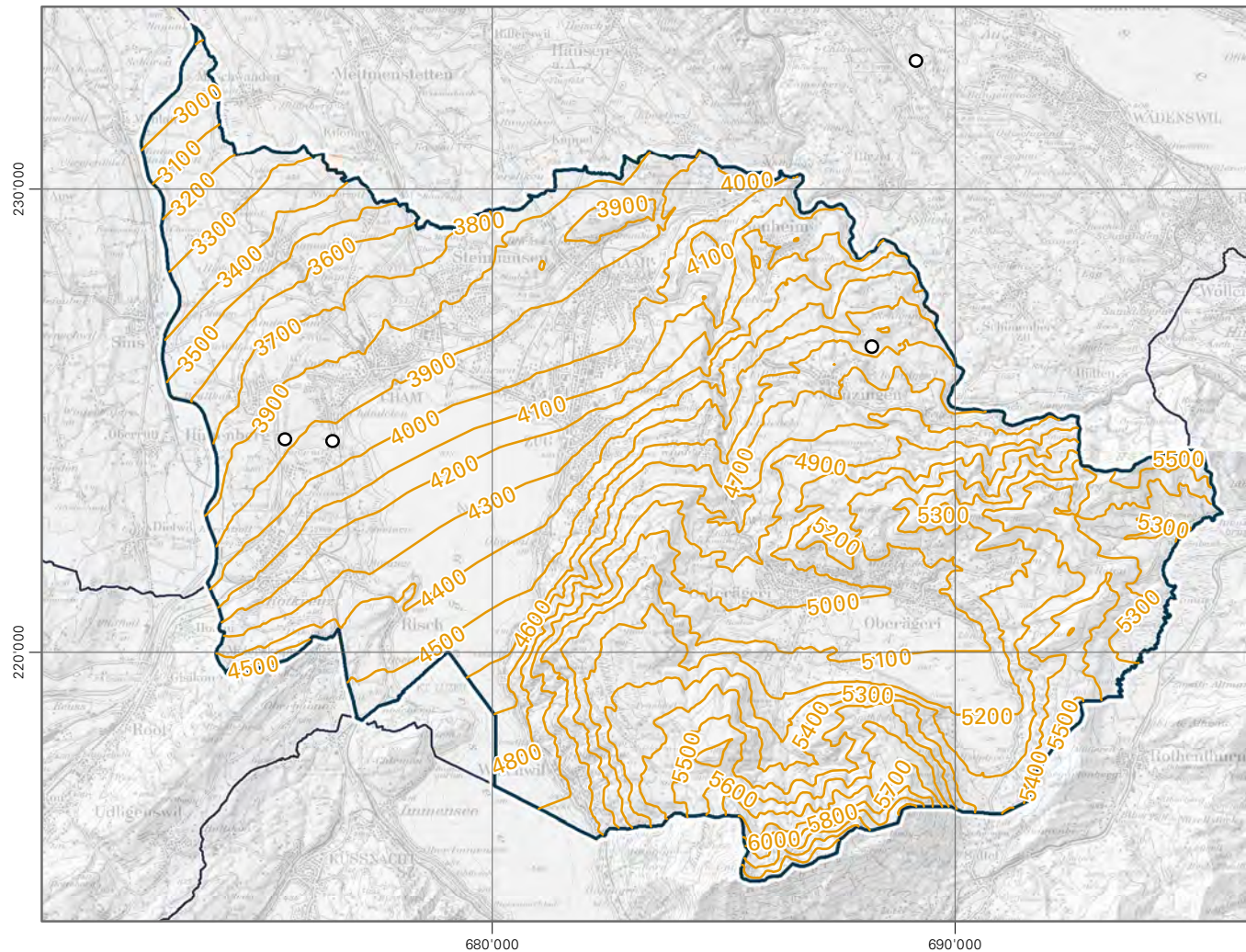
- Kanton Zug



Tiefenlage Oberer Muschelkalk unter Terrain

Situation 1:150'000

Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen



Legende:

Tiefbohrungen

- Oberer Muschelkalk nicht erreicht

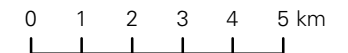
Tiefenlage Top Oberer Muschelkalk

- Top Oberer Muschelkalk [m u. T.]

Politische Grenzen

- Kanton Zug

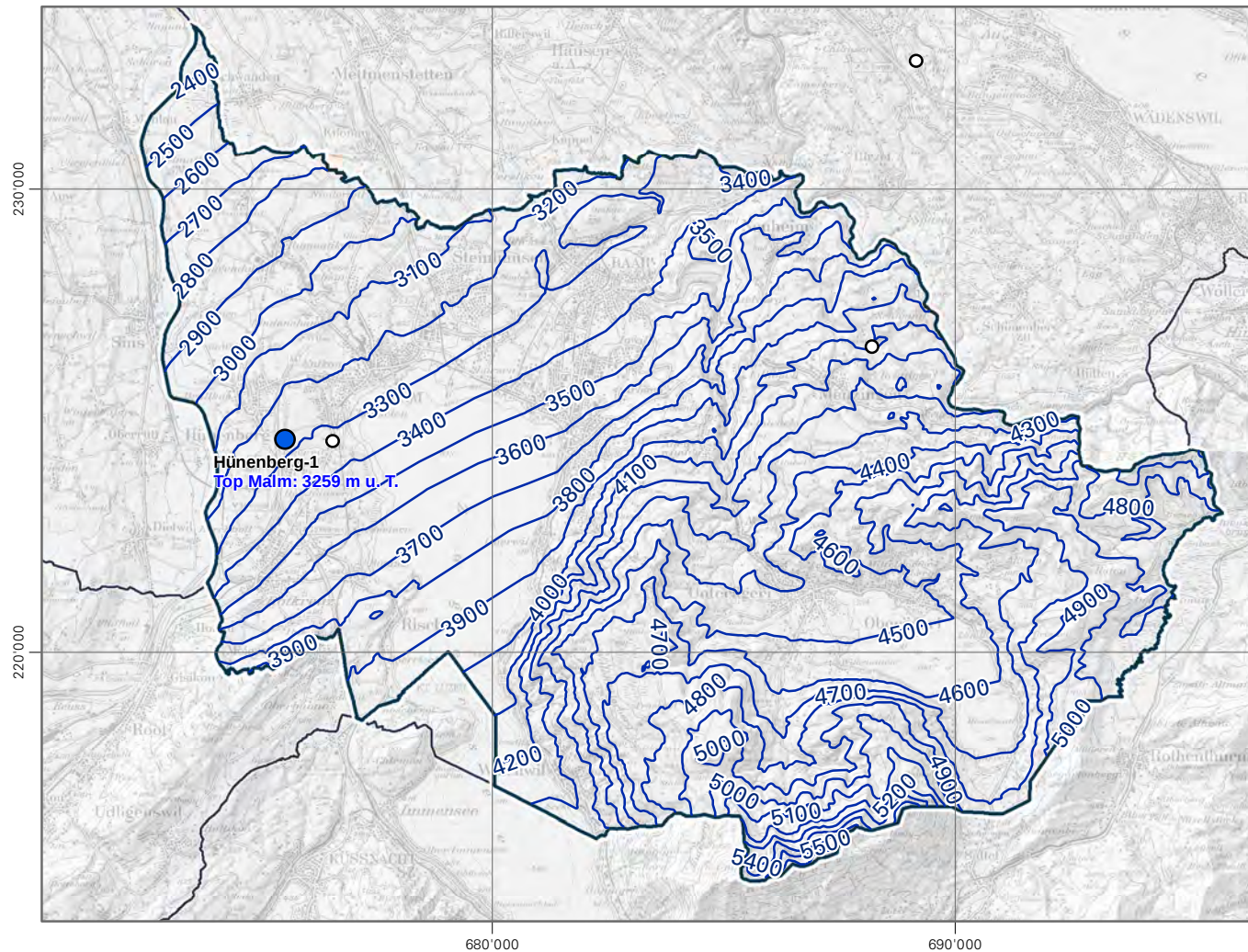
Die Temperaturen beziehen sich auf einen Temperaturgradienten von rund 30°C/km (im Bereich der Bohrung Hüenberg etwas tiefer), Die Werte werden als Fördertemperaturen angesehen.



Tiefenlage Oberer Malm unter Terrain

Situation 1:150'000

Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen



Legende:

Tiefbohrungen

- Top Malm mit Tiefe [m u. T.]
- Oberer Malm nicht erreicht
- Top Oberer Malm [m u. T.]

Politische Grenzen

- Kanton Zug

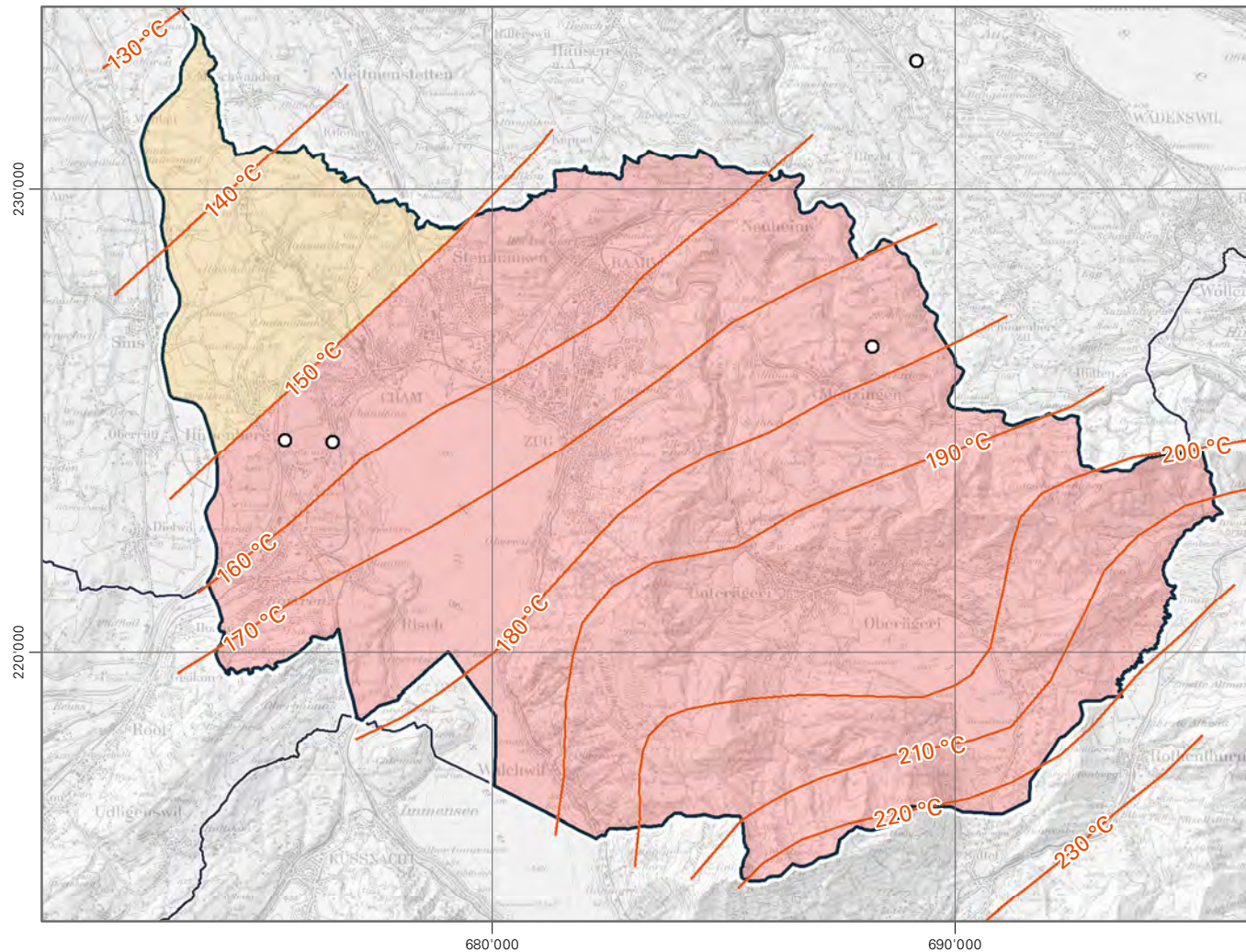


0 1 2 3 4 5 km

Temperatur Oberes Grundgebirge

Situation 1:150'000

Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen



Legende:

Tiefbohrungen

- Grundgebirge nicht erreicht

Temperatur

- Linie gleicher Temperatur 150m u. Top Grundgebirge

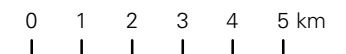
Eignung für die Stromproduktion (heutige Technik):

- gut
- bedingt

Politische Grenzen

- Kanton Zug

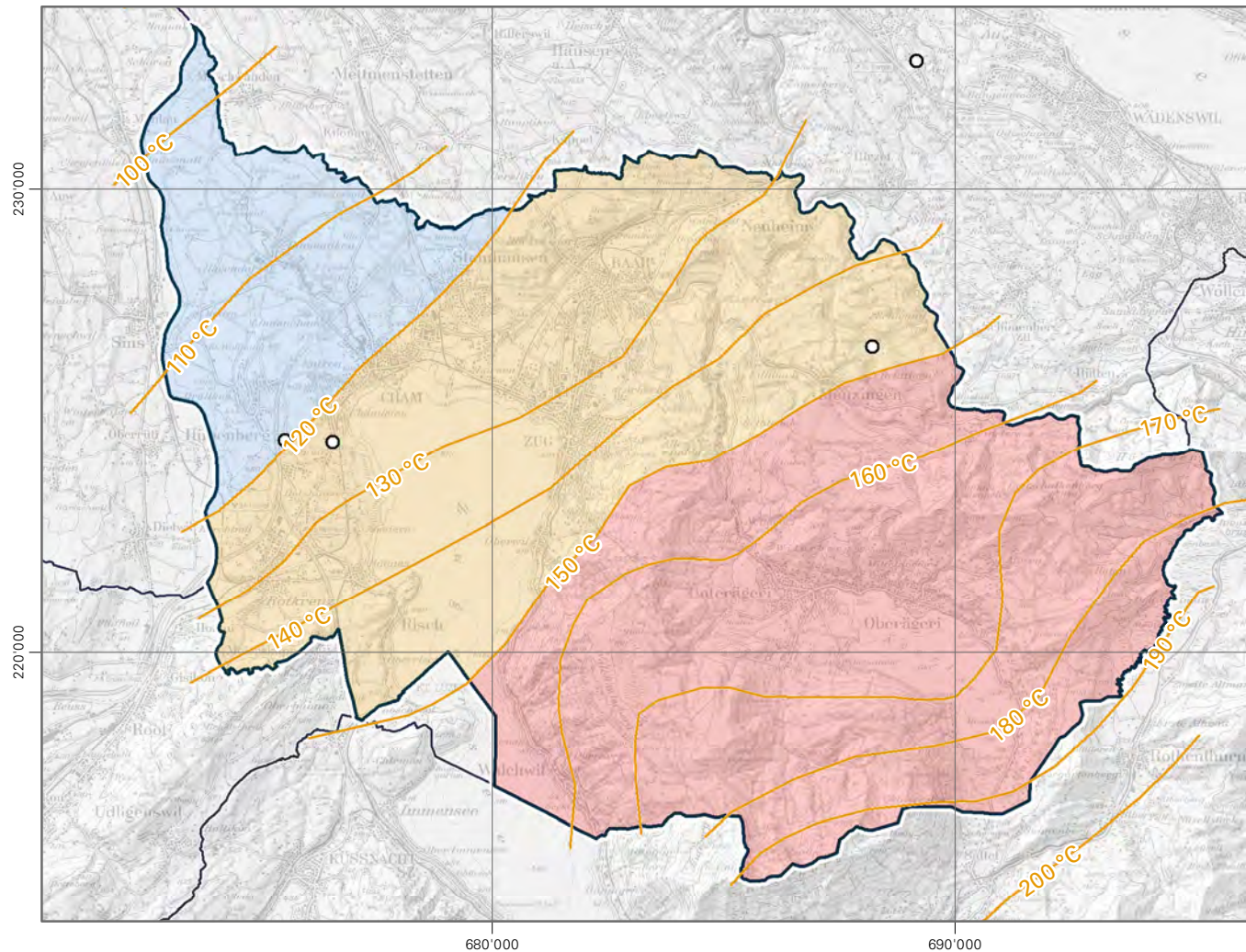
Die Temperaturen beziehen sich auf einen Temperaturgradienten von rund 30°C/km. Als Referenztiefe diente eine Tiefenlage von 150 m unter Top Grundgebirge. Die Werte werden als Förder-temperaturen angesehen, welche durch die Nutzung des Oberen Kristallins erzielt werden können. Annahme: Kein Permokarbon vorhanden. Eine petrothermale System (EGS) kann auch das tiefere Kristallin mit entsprechend höheren Temperaturen nutzen.



Temperatur Oberer Muschelkalk

Situation 1:150'000

Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen



Legende:

Tiefbohrungen

- Oberer Muschelkalk nicht erreicht

Temperatur

- Linie gleicher Temperatur Oberer Muschelkalk

Eignung für die Stromproduktion (heutige Technik):

- gut
- bedingt
- kaum

Politische Grenzen

- Kanton Zug

Die Temperaturen beziehen sich auf einen Temperaturgradienten von rund 30°C/km (im Bereich der Bohrung Hünenberg etwas tiefer), Die Werte werden als Fördertemperaturen angesehen.

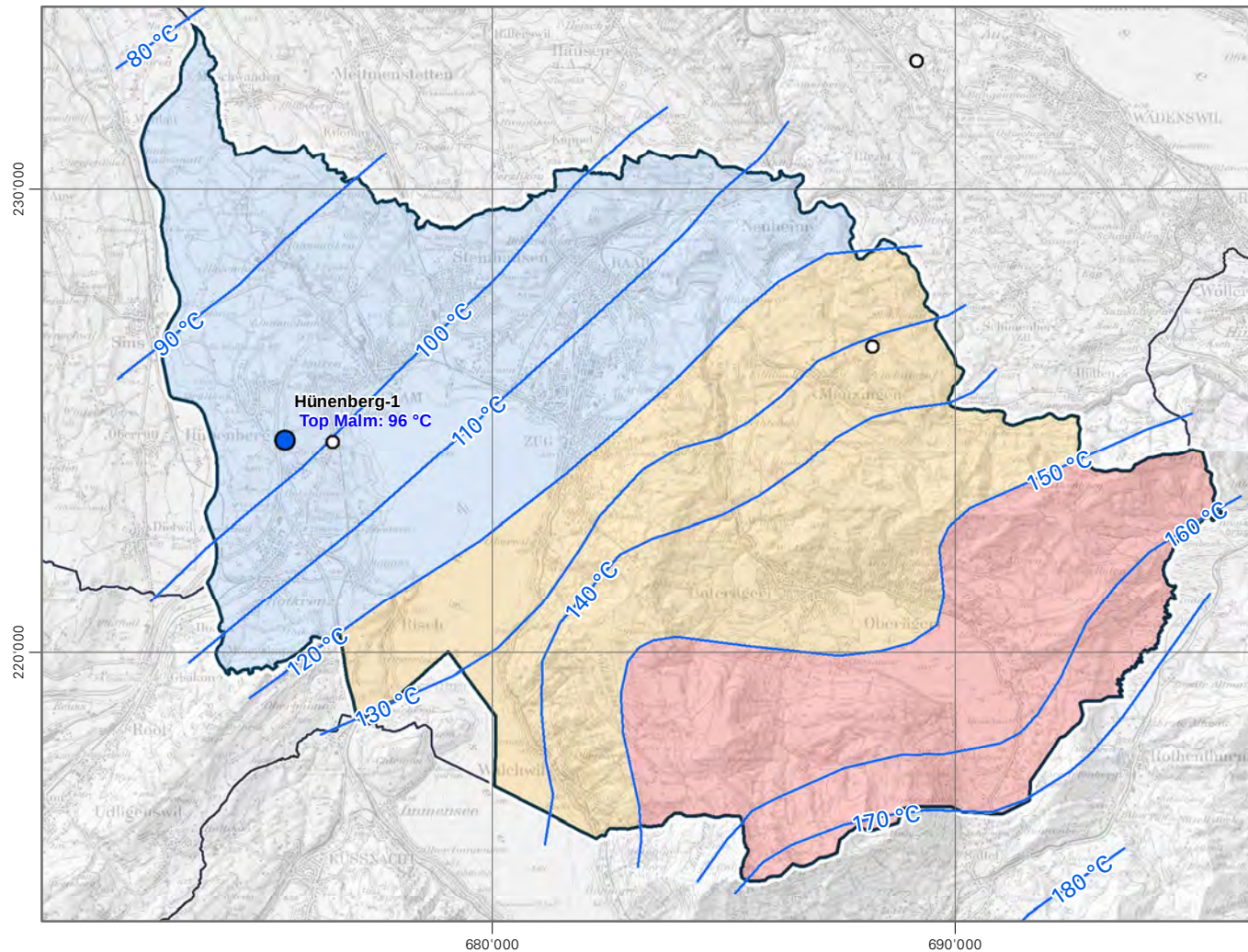


0 1 2 3 4 5 km

Temperatur Oberer Malm

Situation 1:150'000

Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen



Legende:

Tiefbohrungen

- Top Malm mit gemessener Temperatur
- Oberer Malm nicht erreicht

Temperatur Oberer Malm

- Linie gleicher Temperatur Oberer Malm

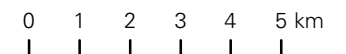
Eignung für die Stromproduktion (heutige Technik):

- gut
- bedingt
- kaum

Politische Grenzen

- Kanton Zug

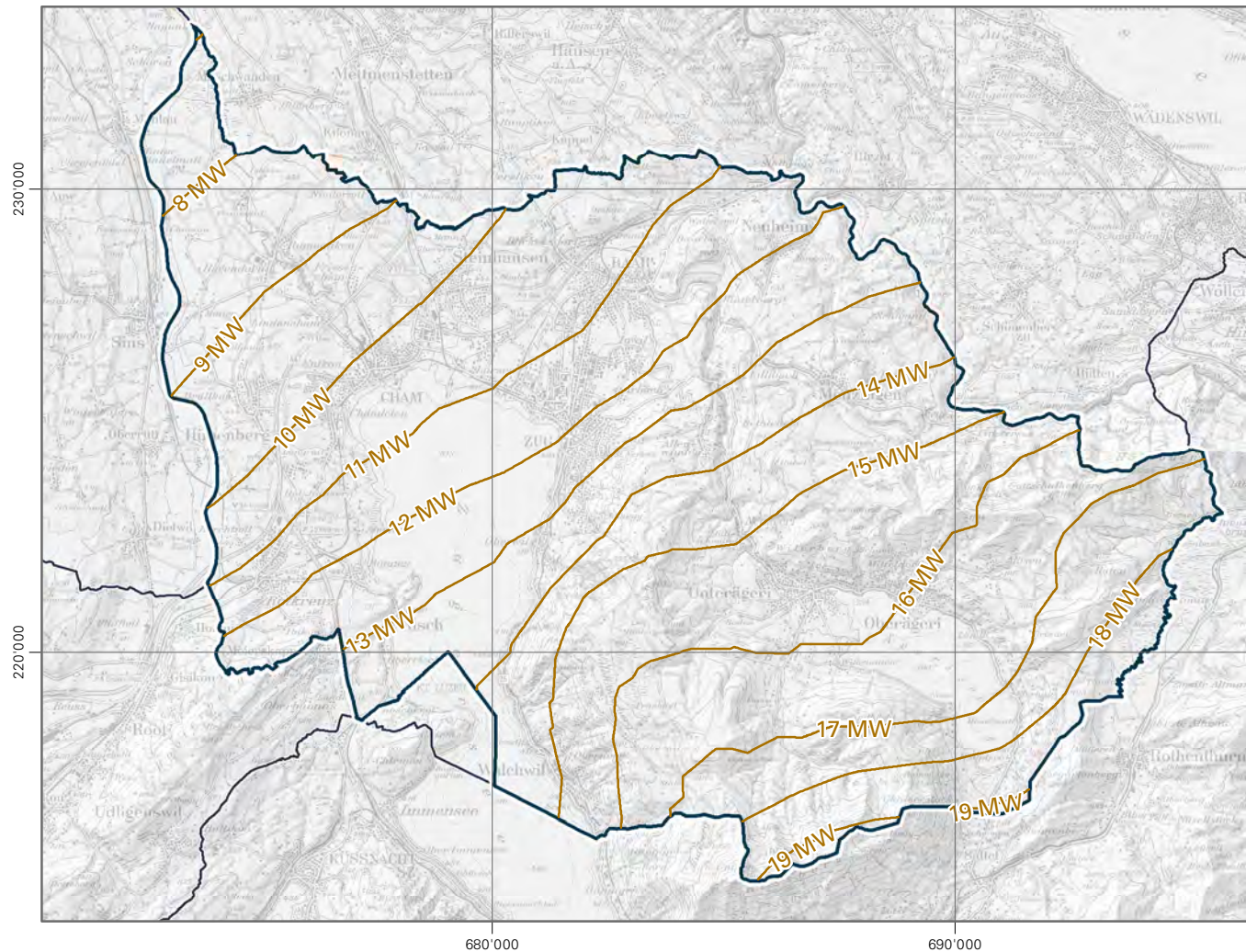
Die Temperaturen beziehen sich auf einen Temperaturgradienten von rund 30°C/km (im Bereich der Bohrung Hünenberg etwas tiefer), Als Referenztiefe diene eine Tiefenlage von 50 m unter Top Malm. Die Werte werden als Förder-temperaturen angesehen.



Thermische Entzugsleistungen Oberer Muschelkalk bei Modellannahme

Situation 1:150'000

Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen



Legende:

Thermische Entzugsleistung bei Modellannahme

— Linie gleicher Entzugsleistung aus dem Oberen Muschelkalk

Politische Grenzen

□ Kanton Zug

Modellannahme:

Die thermischen Entzugsleistungen wurden auf der Grundlage der zu erwartenden Temperatur (siehe Beilage 14), einer **Förderrate von 30 l/s** und einer **Rückgabetemperatur von 40 °C** bestimmt.

Für den Oberen Muschelkalk bedingt dies eine Transmissivität von rund $2.4 \times 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$.

Bei einer Mächtigkeit von 30 m ergibt dies eine durchschnittliche hydraulische Leitfähigkeit von rund $7.9 \times 10^{-6} \text{ m/s}$, welche erreicht werden muss.

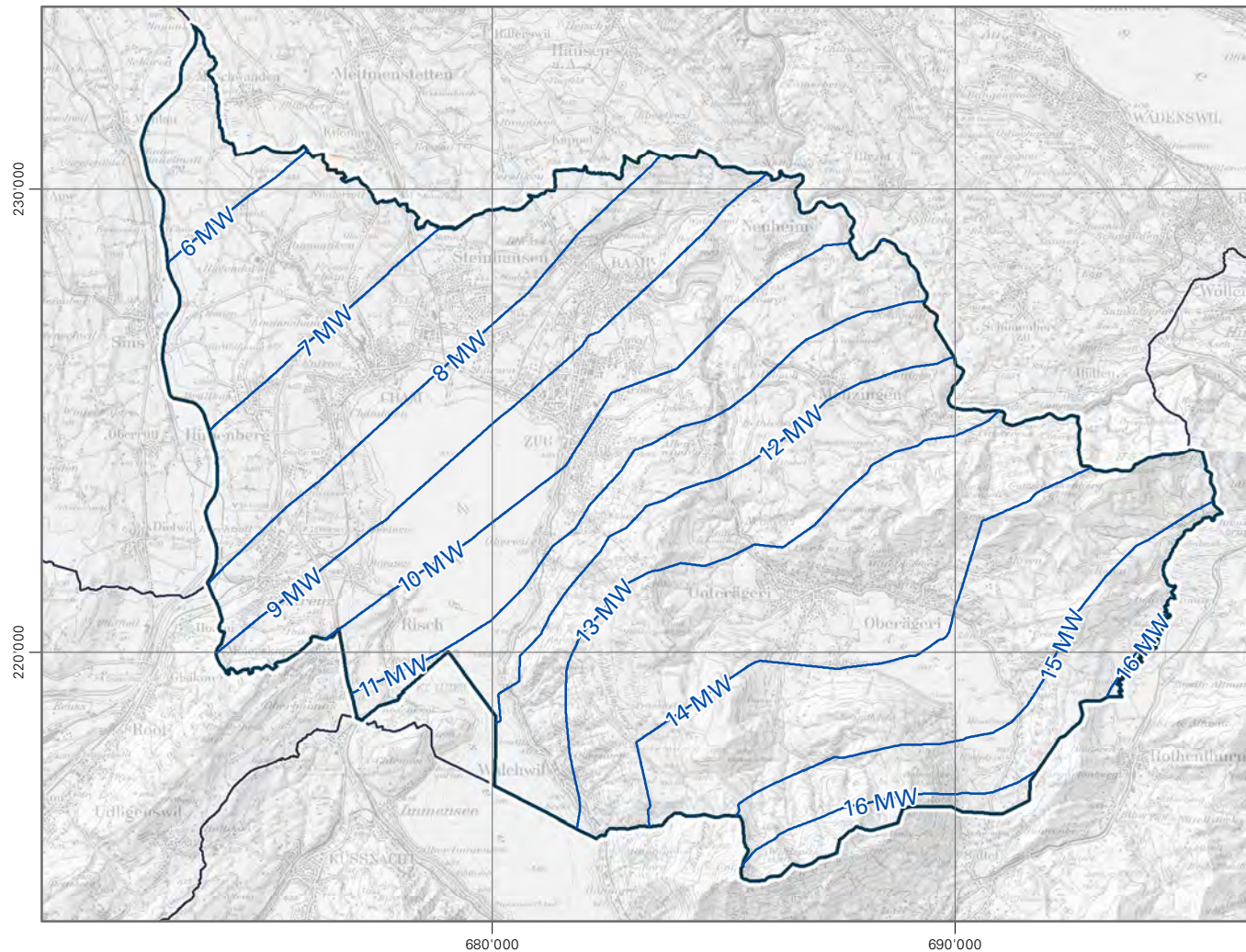


0 1 2 3 4 5 km

Thermische Entzugsleistungen Oberer Malm bei Modellannahme

Situation 1:150'000

Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen



Legende:

Thermische Entzugsleistung bei Modellannahme

— Linie gleicher Entzugsleistung aus dem Oberen Malm

Politische Grenzen

□ Kanton Zug

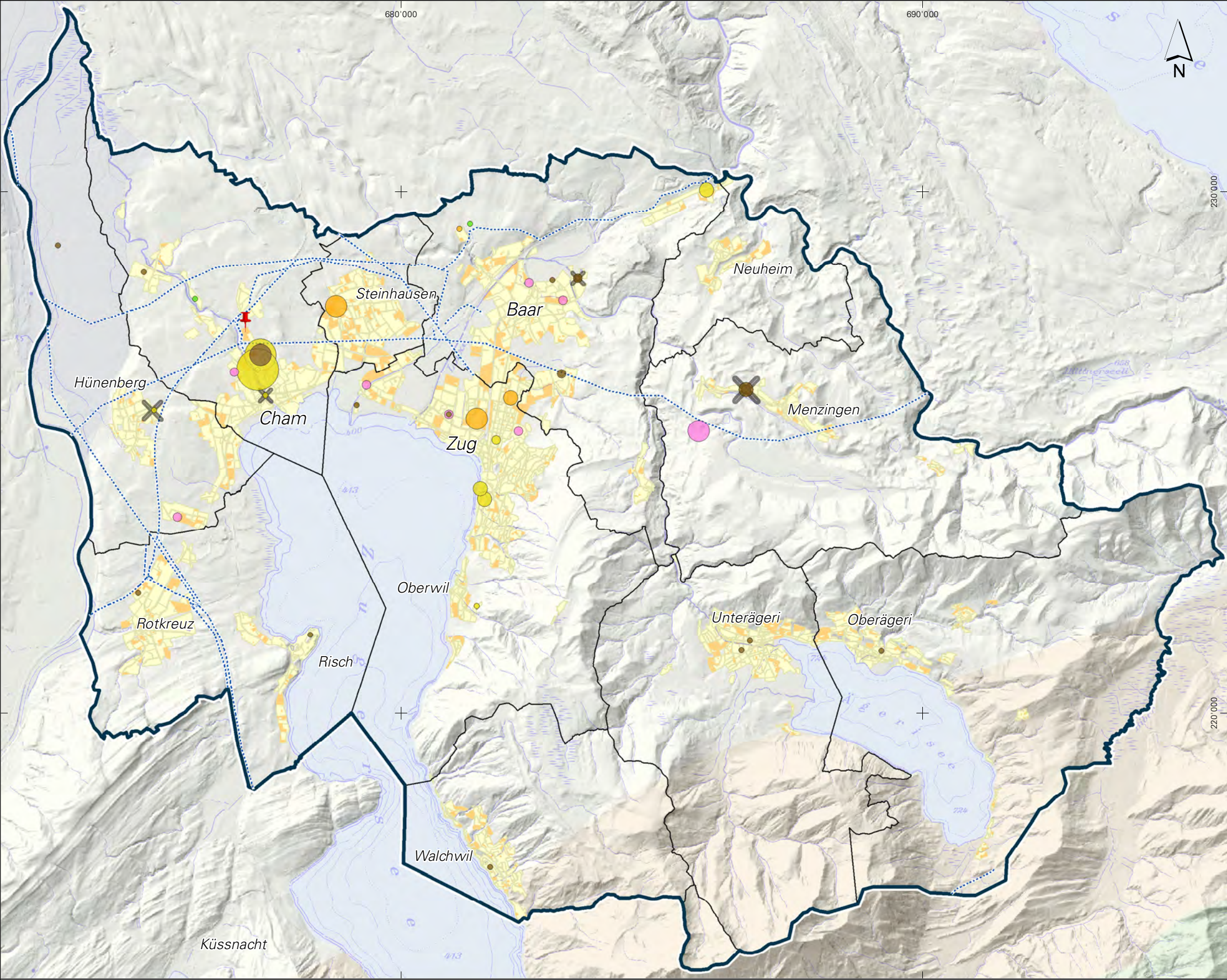
Modellannahme:

Die thermischen Entzugsleistungen wurden auf der Grundlage der zu erwartenden Temperatur (siehe Beilage 15), einer **Förderrate von 30 l/s** und einer **Rückgabetemperatur von 40 °C** bestimmt.

Für den Oberen Malm bedingt dies eine Transmissivität von rund $3 \times 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$. Bei einer Mächtigkeit von 200 m ergibt dies eine durchschnittliche hydraulische Leitfähigkeit von rund $2.2 \times 10^{-6} \text{ m/s}$, welche hierfür erreicht werden muss.



0 1 2 3 4 5 km



Legende:

Feuerungsanlagen

Brennstoff

- Heizöl leicht
- Erdgas / Heizöl leicht
- Erdgas
- Biogas; Klärgas
- Holzmix; Naturholz; Restholz

Leistung

- 0.45–1 MW
- 1–2 MW
- 2–3 MW
- 3–5 MW
- 5–15 MW
- 15–30 MW

Fernwärmenetze

Leistung MW

- 2–4 MW
 - 4–6 MW
 - 6–8 MW
- Es fehlen Angaben zum Fernwärmenetz des Zuger Kantonsspitals in Baar.

Infrastruktur

- Hochspannungsleitung
- Petrothermales Projekt: Standort Modellanlage

Politische Grenzen

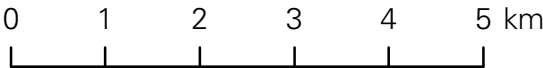
- Kanton Zug
- Gemeindegrenze

Bauzonen

- unbebaut
- bebaut

Oberflächen-Geologie

- Alpen
- Subalpine Molasse
- Molasse
- Grosse Alluvialebene



Technische Rahmenbedingungen der Tiefengeothermie

INHALT

1	TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN DER TIEFENGEOthermie	3
1.1	Stand der Technologie	3
1.1.1	Tiefengeothermische Systeme	3
1.1.2	Hydrothermale Anlagen	4
1.1.3	Petrothermale Anlagen	4
1.1.4	Steigerung der Produktionsrate	5
1.2	Erkundung der tiefengeothermischen Ressource	5
1.3	Erschliessung der tiefengeothermischen Ressource	6
1.3.1	Hydrothermale Anlagen	6
1.3.2	Petrothermale Anlagen	7
1.4	Raumbedarf Bohrplatz bzw. Kraftwerk	8
1.4.1	Kostensenkungspotenziale von Tiefbohrungen	11
1.5	Kraftwerkstechnologien	11
1.5.1	ORC Prozess	12
1.5.2	Kalina Prozess	12
1.5.3	Zukünftige Technologien	12
1.6	Typische Verfahrensabläufe in der Tiefengeothermie	12
1.7	Lebensdauer geothermischer Anlagen	13
1.8	Standortwahl	14
1.9	Rückkühlung	15
1.10	Datenbewirtschaftung tiefer Untergrund-Daten	16
1.11	Stärken und Schwächen der Tiefengeothermie	17
1.11.1	Stärken	17
1.11.2	Schwächen	17
1.12	Umweltaspekte	19

FIGUREN

Figur 12:	Hydrothermale Anlagen (a) nutzen in der Tiefe vorhandene natürliche Wasservorkommen, von denen petrothermale Anlagen (b) unabhängig sind.	3
Figur 13:	Reservoir der petrothermalen Anlage in Soultz-sous-Forêts, Frankreich.	4
Figur 14:	Fliessender Übergang von hydro- und petrothermalen Systemen.	5
Figur 15:	Aufbau eines strukturellen 3D-Reservoirmodells auf Grundlage von 3D-Seismik.	6

Figur 16:	Optimierung des Verfahrens zur Erstellung petrothermaler Anlagen.	7
Figur 17:	Petrothermale Anlage in Landau, Deutschland.	8
Figur 18:	Teilweise fertig gestellter Bohrplatz in St.Gallen (gelbe Markierung).	9
Figur 19:	Geothermie-Kraftwerk Unterhaching, Südbayern.	9
Figur 20:	Brunnenkopf des Geothermie-Kraftwerks Unterhaching, Südbayern.	10
Figur 21:	Kühlanlage des Geothermie-Kraftwerks Unterhaching, Südbayern.	10
Figur 22:	Tiefengeothermie-Kraftwerk (Kalina-Prozess).	11
Figur 23:	Typischer Verfahrensablauf eines Tiefengeothermie-Projekts.	13
Figur 24:	Raumsparend installierte Luftkühlung über dem Geothermie-Kraftwerk Sauerlach, die derzeit grösste Anlage in Deutschland.	15
Figur 25:	Gegenüberstellung lokaler Umweltbeeinflussung durch allfällige Kühlsysteme.	16
Figur 26:	Risikomanagement Induzierte Seismizität.	18

1 TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN DER TIEFENGEOOTHERMIE

1.1 Stand der Technologie

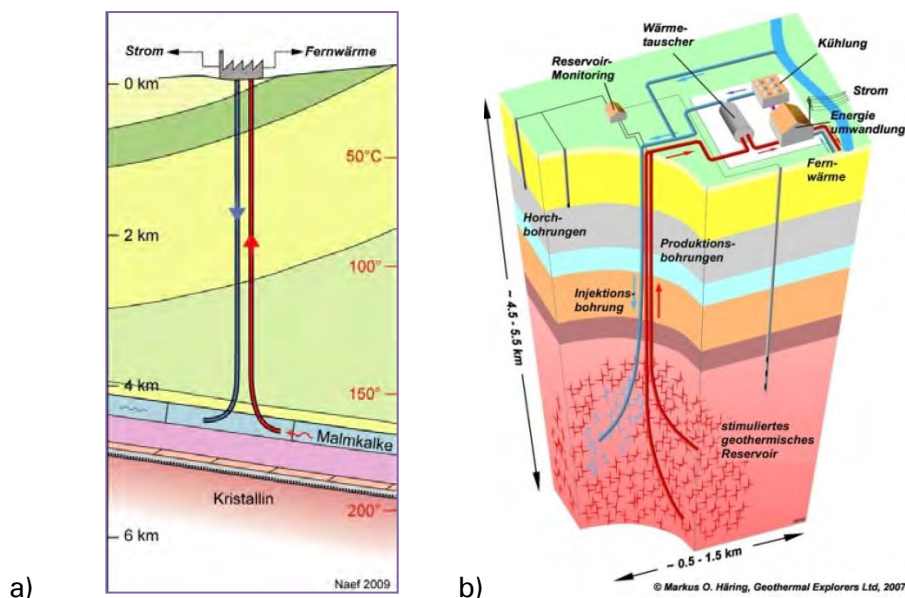
1.1.1 Tiefengeothermische Systeme

Prinzipiell werden zwei Arten von Tiefengeothermie-Systemen unterschieden, bei denen die Wärme mithilfe von Wasser aus dem tiefen Untergrund gewonnen wird. Dies sind die hydrothermalen und petrothermalen Systeme (*Figur 12*). Bei beiden zirkuliert das Wasser zwischen den Tiefbohrungen im Kreislauf. Durch eine oder mehrere Förderbohrungen wird das heisse Wasser an die Erdoberfläche gepumpt, die darin gespeicherte Wärme in einem Kraftwerk in Strom umgewandelt oder in einer Heizzentrale an ein Nah- oder Fernwärmenetz übertragen. Über mindestens eine Injektionsbohrung wird das Wasser nach der Abkühlung wieder in die Tiefe zurückgeführt. Dort fliesst es durch das heisse Gestein hindurch langsam in Richtung Förderbohrung zurück und erwärmt sich dabei wieder. Die Zonen die durch eine Anlage hydraulisch und thermisch beeinflusst werden, stellen das geothermische Reservoir einer Anlage dar. Die Erde fungiert als eine Art überdimensional grosser Durchlauferhitzer mit riesigem Wärmetauscher.

Zwei Arten von Tiefengeothermie-Systemen

Grundsätzlich können Tiefbohrungen auch als geschlossene Erdwärmesonden ausgebaut werden. Aufgrund des schlechten Kosten-Nutzen-Verhältnisses ist eine solche tiefe Erdwärmesonde nur als «Plan B» Lösung empfehlenswert. In der Tiefbohrung Zürich-Triemli wurde, nachdem kein Heisswasser angetroffen wurde, eine solche tiefe Erdwärmesonde eingebaut. Eine Stromproduktion ist nicht möglich.

Tiefe Erdwärmesonden als möglicher «Plan B»



Figur 12: Hydrothermale Anlagen (a) nutzen in der Tiefe vorhandene natürliche Wasservorkommen, von denen petrothermale Anlagen (b) unabhängig sind.
(Quellen: a) Naef, 2009, b) Häring, 2007).

1.1.2 Hydrothermale Anlagen

Hydrothermale Anlagen nutzen Wasser, welches in der Tiefe von Natur aus vorkommen kann, falls offene und vor allem miteinander verbundene Hohlräume vorhanden sind. Diese können Poren, Karst oder Kluft bedingt sein. Klüfte bilden sich in tektonisch beanspruchten Gebieten und sind daher in mehr oder weniger breiten Kontaktzonen zu Störungen vorzufinden. Bei guten geologischen Voraussetzungen können hydrothermale Anlagen lokal und regional sehr ergiebig sein.

Hydrothermale Anlagen standortgebunden

Hydrothermale Systeme sind nur begrenzt zu realisieren. Dies, da zum einen genügend viel Wasser durch den Untergrund zirkulieren muss und zum anderen die Temperaturen ausreichend hoch sein müssen.

Begrenzte Einsatzmöglichkeit

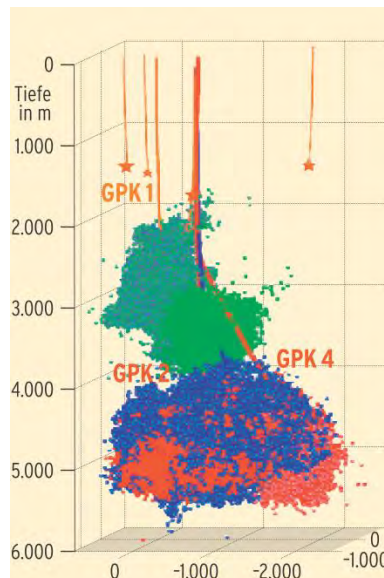
1.1.3 Petrothermale Anlagen

Petrothermale Anlagen kommen zum Einsatz, wenn keine natürlichen Fließwege für Wasser vorhanden sind. Sie sind damit weitgehend standortunabhängig und theoretisch in vielen Gesteinstypen zu verwirklichen. Gegenwärtig ist das Kristallin das Haupterkundungsziel.

Petrothermale Anlagen weitgehend standortflexibel

Für die Erstellung eines petrothermalen Systems wird Wasser über eine Tiefbohrung mit Druck in die tiefen Gesteinsschichten gepresst (hydraulische Stimulation). Dies, um dort Mikrorisse zu öffnen bzw. zu vergrössern und Fließwege zwischen den beiden Bohrungen zu schaffen. Alternative Bezeichnungen sind Enhanced oder Engineered Geothermal Systems (EGS) sowie auch Hot-Dry-Rock (HDR).

In der Praxis sind hydro- und petrothermale Systeme nicht strikt zu trennen.

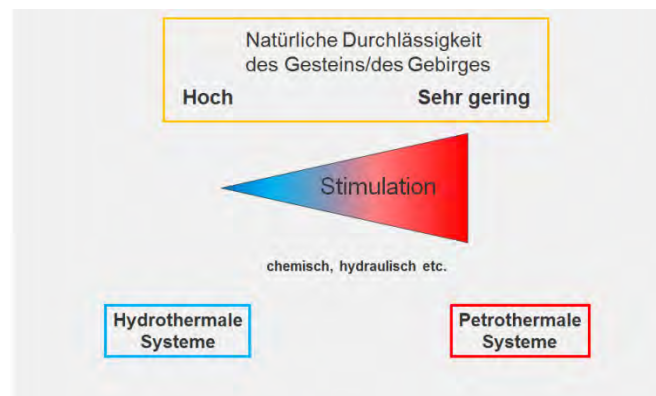


Figur 13: Reservoir der petrothermalen Anlage in Soutz-sous-Forêts, Frankreich. Das untertägig installierte seismische Netzwerk zeichnete mehrere 10'000 seismische Mikroereignisse auf, welche die Entstehung der Reservoir widerspiegeln. Linien: Bohrungen, Sterne: Messstationen (Quelle: GEIE Exploitation Minière de la Chaleur in BMU, 2011).

1.1.4 Steigerung der Produktionsrate

Die natürliche Durchlässigkeit hydrothermaler Anlagen kann mittels Stimulation verbessert werden. In der Regel werden chemische Stimulationen (Salzsäure) eingesetzt. Es ist jedoch auch eine Drucksäuerung oder sogar eine hydraulische Stimulation denkbar. Andererseits kommen petrothermalen Systemen natürliche Wasserwegsamkeiten zugute. Zum einen könnte der Grad der notwendigen hydraulischen Stimulation reduziert werden, und zum anderen würde sich die Lebensdauer der Anlage erhöhen (vgl. Kap. 1.7), da kontinuierlich «rasch» Wärme in das Reservoir nachfliessen würde.

Fließender Übergang zwischen den Systemen



Figur 14: Fließender Übergang von hydro- und petrothermalen Systemen.
(Quelle: GEOTHERMIE.CH).

1.2 Erkundung der tiefergeothermischen Ressource

Zur Erkundung geothermischer Ressourcen werden sowohl direkte als auch indirekte Methoden herangezogen. Bohrungen, als einzige direkte Erkundungsmöglichkeit, liefern genaue Informationen über die geologischen Verhältnisse in der Tiefe. Da diese mit hohen finanziellen Kosten verbunden sind, werden zunächst indirekte, geophysikalische Erkundungsmethoden angewandt. Dazu gehören Seismik, Gravimetrie und Magnetotellurik. Daraus können indirekt Schlussfolgerungen über beispielsweise die Gesteinsart oder die Lagerungsverhältnisse gezogen werden.

Direkte und indirekte Informationen

Eine Verbesserung der Prognosegenauigkeit erreicht man durch eine Kombination verschiedener indirekter Erkundungsverfahren sowie einer Kalibrierung mit vorhandenen Bohrungen. Je detailliertere geologische Informationen bereits im Vorfeld vorhanden sind, umso genauer sind die gewonnenen geophysikalischen Daten zu interpretieren.

Optimale Ergebnisse bei kombinierter direkter und indirekter Erkundung

Zu den indirekten Methoden zählen darüber hinaus geologische Feldaufnahmen, welche durch Extrapolation in die Tiefe wichtige Beiträge liefern können.

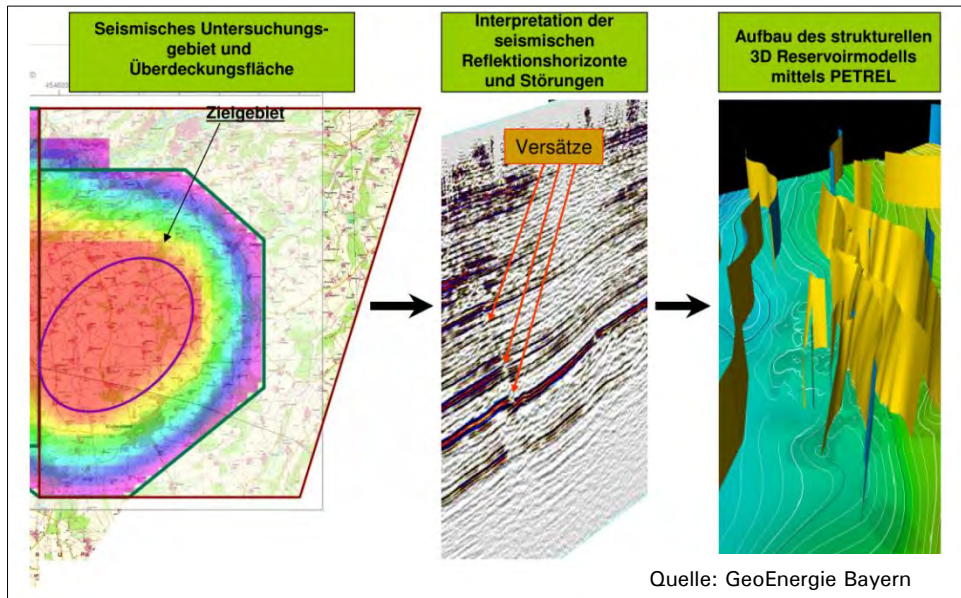
Durch die Kombination direkt gewonnener, eindimensionaler Informationen aus Bohrungen mit den zwei- bzw. dreidimensionalen Ergebnissen indirekter Methoden kann ein dreidimensionales Modell des Untergrundes erstellt werden.

1.3 Erschliessung der tiefengeothermischen Ressource

1.3.1 Hydrothermale Anlagen

Mit der Verfügbarkeit von 3D-Seismik steigt die Qualität des Untergrundmodells enorm, welches auf Basis der zur Verfügung stehenden Informationen aufgebaut wird. Mithilfe dieses Modells werden die Landepunkte der Bohrungen festgelegt und damit die hydrothermale Anlage definiert.

3D-Seismik für bessere Untergrundmodelle



Figur 15: Aufbau eines strukturellen 3D-Reservoirmodells auf Grundlage von 3D-Seismik.

Des Weiteren kann der Projektentwickler dank des Modells bereits im Vorfeld der Projektrealisierung das Langzeitverhalten des geothermischen Reservoirs modellieren. Eine solch hochwertige Simulation ist die Grundlage für ein verbessertes Reservoir-Verständnis und erhöht die Planungssicherheit. Die Methoden sind in der Kohlenwasserstoffindustrie etabliert und kommen zunehmend auch in der Geothermie zum Einsatz.

Modellierung des Reservoir-Langzeitverhaltens

Da sich nur mittels Simulationen das nachhaltige Reservoir-Management und die effiziente Bewirtschaftung bestmöglich umsetzen lassen, sind diese für Investoren und Betreiber essentiell.

Untergrundmodell und Simulationen essentiell

Planung einer Tiefbohrung

Die Durchführung einer Tiefbohrung, einschliesslich Testarbeiten, vorgängiger Erkundung, Reservoir-Modellierung und Simulation des Betriebs ist sehr kostenintensiv. Eine Tiefbohrung ist daher äusserst sorgfältig zu planen. Neben dem angestrebten Ziel sind immer auch Optionen bei der Planung mit zu berücksichtigen, falls das ursprüngliche Ziel nicht erreicht wird. Hierzu gehören der Einsatz von Stimulationsverfahren oder von Side-tracks, bei welchen von der Hauptbohrung aus ein abweichender Bohrpfad in ein neues Zielgebiet gewählt wird.

Sorgfältige Planung der Tiefbohrung Grundvoraussetzung

Je grösser der Bohrlochdurchmesser ist umso teurer ist die Bohrung. Gleichzeitig nehmen jedoch die Reibungsverluste und damit die Energiekosten für die in der Tiefe befindlichen Förderpumpen ab. Die Festlegung des Durchmessers im

Abwägung Bohrlochdurchmesser vs. Betriebskosten

Landepunkt ist daher der erste Schritt und von grosser Bedeutung.

1.3.2 Petrothermale Anlagen

In den letzten Jahren wurde die petrothermale Technologie nicht zuletzt aufgrund der gemachten Erfahrungen in Basel weiterentwickelt. In der Schweiz beschäftigt sich speziell auch die Geo-Energie Suisse AG mit dieser Thematik. Insbesondere das Verfahren zur Erstellung des unterirdischen Wärmetauschers wurde geändert und an die Bedürfnisse angepasst.

Erstellung des tiefengeothermischen Wärmetauschers



Figur 16: Optimierung des Verfahrens zur Erstellung petrothermaler Anlagen. Das Gesamtvolumen der vielzähligen Teilreservoirs (Bild rechts) entspricht derjenigen des grossen Einzelreservoirs (Bild links). (Quelle: Modifiziert nach Geo-Energie Suisse AG).

Ein vielversprechender Ansatz ist das aus der Kohlenwasserstoff-Industrie bekannte horizontale Bohrverfahren mit einem Multi-Reservoirsystem (Figur 16, Bild rechts). Die Vorteile gegenüber dem herkömmlichen und auch in Basel eingesetzten Verfahren sind vielfältig:

Neues Stimulationsverfahren mit vielen Vorteilen

- Die Geometrie des Reservoirs kann besser gesteuert werden.
- Die Reservoirs sind horizontal innerhalb einer Temperaturzone lokalisiert, so dass die gewünschte Fördertemperatur besser kontrolliert werden kann.
- Die maximal mögliche Magnitude der allfällig durch die hydraulische Stimulation induzierten Seismizität (Details *Anhang 1*) kann beeinflusst werden.

Letztgenanntes, da durch das Multi-Reservoirsystem pro «Teil-Reservoir» jeweils wesentlich kleinere Flächen stimuliert werden und die Magnitude von der Grösse der in einem Ereignis bewegten Fläche abhängt. Diese Abhängigkeit der Magnitude von der Grösse der bewegten Fläche spiegelt sich auch gut in der Gegenüberstellung von realen Daten der Reservoirgrösse gegenüber dem Magnitudenwert der induzierten Seismizität wider.

Begrenzung der maximalen Magnitude durch Festlegung der Reservoirgrösse

1.4 Raumbedarf Bohrplatz bzw. Kraftwerk

Hinsichtlich des Raumbedarfs ist zwischen der Erschliessungsphase (Bohrung, *Figur 18*) und dem eigentlichen Betrieb der Anlage (*Figur 19*) zu differenzieren. Die Anlagen für die Bohrung werden nach Abschluss der Arbeiten bis auf den kleindimensionierten Bohrlochkopf vollständig rückgebaut (*Figur 20*). Die Grösse des Bohrplatzes hängt von der verwendeten Bohranlage ab.

Raumbedarf für Bohrung und spätere Anlagen unterschiedlich

Das für den Betrieb notwendige Kraftwerksgebäude hat ungefähr die Grösse einer Dreifachturnhalle und kann architektonisch ansprechend gestaltet werden (*Figur 19*). Eine Kühlanlage ist meistens notwendig. Diese sind heutzutage vergleichsweise klein, wobei insbesondere die direkte Wasserkühlung wenig Fläche benötigt (*Figur 21*). Das Gesamtareal des Beispiels Unterhaching, Südbayern, hat eine Grösse von ca. 50×80 m bzw. $4'000 \text{ m}^2$ (*Figur 19*). Eine Luftkühlanlage benötigt zwar etwas mehr Platz (*Figur 17*), kann bei beengten Verhältnissen schwebend über dem Kraftwerksgebäude errichtet werden, sodass sich der Flächenbedarf weiter minimieren lässt (*Figur 24*).

Grösse des Kraftwerks entspricht etwa Dreifachturnhalle

Für petrothermale Anlagen werden Grundstücke mit einer Grösse von $10'000$ bis $20'000 \text{ m}^2$ angenommen, um entsprechende Reserven für den Kraftwerkszubau zu haben.



Figur 17: Petrothermale Anlage in Landau, Deutschland.
Luftkühlung links und Kraftwerksgebäude Mitte (Quelle: geo X GmbH, Landau).



Figur 18: Teilweise fertig gestellter Bohrplatz in St.Gallen (gelbe Markierung).
Blick Richtung Nord. (Quelle: Sankt Galler Stadtwerke, 2011).



Figur 19: Geothermie-Kraftwerk Unterhaching, Südbayern.



Figur 20: Brunnenkopf des Geothermie-Kraftwerks Unterhaching, Südbayern.
Die Gesamthöhe beträgt ca. 3 m.



Figur 21: Kühlanlage des Geothermie-Kraftwerks Unterhaching, Südbayern.
Blick auf die Westfassade. Im Vordergrund ein Grundwasserbrunnen für die
Kühlwassergewinnung.

1.4.1 Kostensenkungspotenziale von Tiefbohrungen

Auf die Tiefbohrungen entfällt der Hauptkostenanteil einer tiefengeothermischen Anlage. Deren Kostensenkungspotenzial steht daher im Fokus des Interesses. Mehrere Ansätze werden parallel verfolgt. Dazu gehören Genauere Kenntnisse des Untergrundes, ein so einfach wie möglicher Bohrlochverlauf, eine Automatisierung des Bohrvorganges sowie der Einsatz Effizienterer Bohrmethoden.

Bohrkosten können und müssen gesenkt werden

Sehr bedeutend für die Kostensenkung ist auch die Entwicklung von Standards (Finger & Blankenship, 2010).

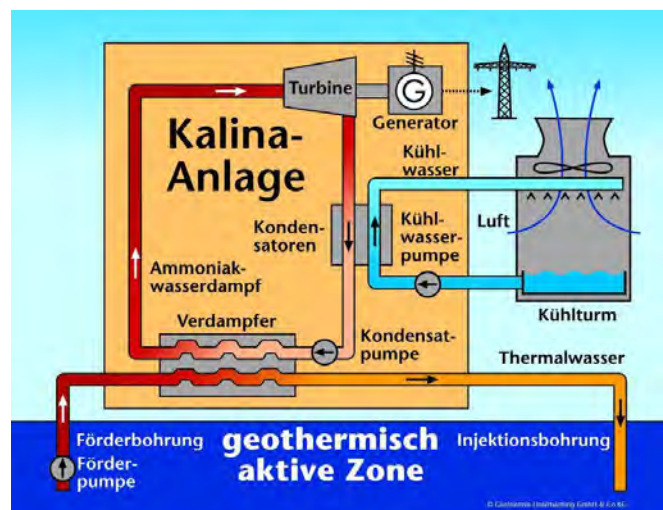
Kostensenkung durch Standards

Um Bohrungen schneller und kostengünstiger durchführen zu können, wird an neuen Bohrtechniken wie das «Spallation Drilling» oder das Schmelzbohrverfahren geforscht. Wie schnell solche Verfahren zu einer industriellen Reife entwickelt werden können ist ungewiss.

Neue Bohrtechnologien

1.5 Kraftwerkstechnologien

Aufgrund der geologischen Randbedingungen werden in der Schweiz, und auch im Kanton Zug, Binär-Kraftwerke benötigt. Bei diesen wird im Kraftwerk ein zweites Kreislauflsystem mit einem Arbeitsmittel eingesetzt. Das Tiefenwasser wird in einem geschlossenen Kreislauf vollständig in den Untergrund zu reinjiziert. Kennzeichen der im binären-Kreislauf eingesetzten Arbeitsmittel ist, dass sie im Vergleich zu Wasser eine deutlich tiefere Siedetemperatur aufweisen. 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 120 °C, wobei sich der Wirkungsgrad mit steigenden Temperaturen stetig erhöht. Ab ca. 180 °C dominieren direkte Dampfprozesse. Momentan liegt der durchschnittliche Wirkungsgrad binärer Kraftwerke bei etwa 10–13 Prozent (PSI, 2005).



Figur 22: Tiefengeothermie-Kraftwerk (Kalina-Prozess).
(Quelle: Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG).

1.5.1 ORC Prozess

Bei ORC-Prozess wird ein organischer Reinstoff als Arbeitsmittel eingesetzt.

Die ORC-Technologie wird nicht nur in der Geothermie, sondern bei vielen Prozessen zur Stromgewinnung eingesetzt, unter anderem bei der Nutzung von Abwärme, Biomasse und Holz. Die Technologie ist ausgereift und betriebssicher.

ORC-Anlagen oft und vielseitig eingesetzt

1.5.2 Kalina Prozess

Das Arbeitsmittel einer Kalina-Anlage ist ein Zweistoffgemisch.

Der Carnot-Wirkungsgrad, also der bestmögliche Prozesswirkungsgrad, ist gegenüber der ORC-Anlage besser.

Gleichzeitig kann durch die Wahl der Gemischzusammensetzung der Prozess spezifisch für die zur Verfügung stehenden Temperaturen der Wärmequelle (Tiefenreservoir) angepasst werden. Für die Anwendung bei einem Geothermie-Projekt ergibt sich die Möglichkeit, gerade im Fall stromoptimierter Varianten, die Wärme aus dem Reservoir besser auszunutzen und die Verpresstemperatur tiefer abzusenken. Dadurch können in einer Kalina-Anlage bei gleichen Randbedingungen theoretisch höhere Wirkungsgrade als beim ORC-Prozess erreicht werden.

Bessere Anlagenauslegung an Wärmequellen-Temperatur

Die einzelnen Komponenten der Kalina-Technologie sind bereits gut erprobt. Aufgrund der geringen Anlagenanzahl ist diese Technologie jedoch noch nicht «ausgereift». Seit 2012 ist eine «New-Kalina»-Anlage auf dem Markt, deren Wirkungsgrade bei niedrigeren Thermalwassertemperaturen noch besser sind als bei der vorangegangenen Generation. Realisiert ist eine solche Anlage bisher (Stand Dezember 2012) noch nicht. Sie könnte in der Zukunft für die Schweiz eine gute Option sein, sodass das Betriebsverhalten erster Anlagen verfolgt werden sollte.

Innovative Technologie

1.5.3 Zukünftige Technologien

Die Forschung und Entwicklung für zukünftige Technologien zur geothermischen Stromgewinnung konzentriert sich hauptsächlich auf die Steigerung der Effizienz bekannter Systeme. Dies betrifft beispielsweise die Bohrtechnik sowie die Kraftwerkssysteme zur Konversion von Wärme in Strom. Ziel der Kraftwerksoptimierung ist jedoch nicht allein die Wirkungsgradverbesserung bei der Energiewandlung, sondern die Erhöhung der Netzanschlussleistung. Daher ist die Fähigkeit eines Kraftwerks, das Arbeitsmittel/Fluid maximal abzukühlen, von zentraler Bedeutung und nicht der thermodynamische Wirkungsgrad des Energiewandlungsprozesses. Durch den Einsatz von Frischwasserkühlung kann die Kraftwerksleistung gegenüber der direkten Luftkühlung beispielsweise um ca. 70 Prozent erhöht werden, da dabei die Differenz der Temperaturen vor und nach der Turbine deutlich grösser wird (Huenges & Winter, 2004).

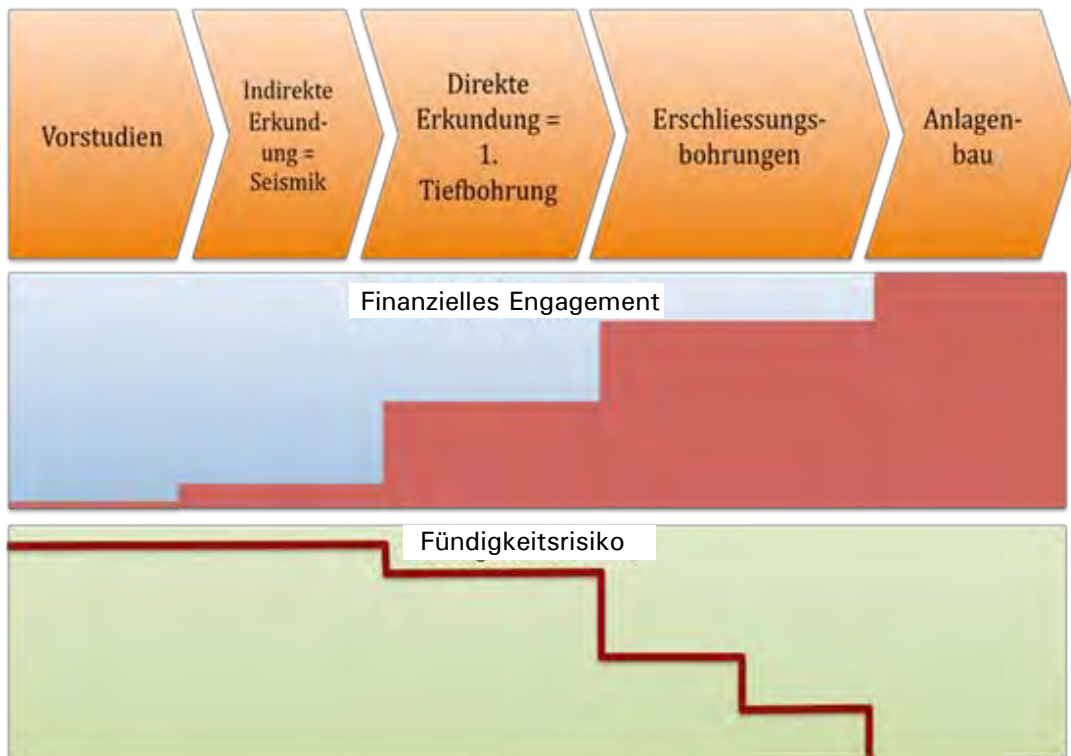
Steigerung der Effizienz bekannter Systeme angestrebt

1.6 Typische Verfahrensabläufe in der Tiefengeothermie

Der typische Verfahrensablauf eines tiefengeothermischen Projekts besteht üblicherweise aus mehreren Phasen (*Figur 23*).

Ab der ersten Bohrung steigen die finanziellen Kosten enorm an. Aus diesem Grund ist eine besonders sorgfältige Vorgehensweise in den ersten beiden Phasen, in welchen die Standortwahl getroffen wird, von ausserordentlicher Wichtigkeit.

Verschiedene Phasen bis zur Projektrealisierung



Figur 23: Typischer Verfahrensablauf eines Tiefengeothermie-Projekts.
(Quelle: Modifiziert nach ARGE Geothermie Espace).

1.7 Lebensdauer geothermischer Anlagen

Geothermische Anlagen werden üblicherweise auf eine Lebensdauer von 20–50 Jahren ausgelegt.

Auslegung für 20–50 Jahre

Die Lebensdauer einer geothermischen Anlage wird im Wesentlichen durch den sogenannten «thermischen Durchbruch» begrenzt, dies ist der Zeitpunkt, an dem die von der Injektionsbohrung ausgehende Abkühlungsfront die Förderbohrung erreicht. Ein thermischer Durchbruch bedeutet nicht das sofortige Ende des Betriebes, die Leistung der Anlage verringert sich jedoch.

Lebensdauer von thermischem Durchbruch abhängig

Der Zeitpunkt des thermischen Durchbruchs ist stark von den lokalen Gegebenheiten, insbesondere der Geologie, dem Strukturinventar, dem Fluidfluss im Untergrund, dem Abstand zwischen Förder- und Injektionsbohrung, dem im Untergrund durch das geothermische System angesprochene Volumen sowie der Förderrate abhängig.

Thermischer Durchbruch von vielen Faktoren beeinflusst

Zur Hinauszögerung oder bestenfalls Vermeidung des thermischen Durchbruchs werden die Bohrlandepunkte von Förder- und Injektionsbohrung ausreichend weit voneinander geplant (meist etwa 1 bis 2.5 km horizontale Entfernung). Des Weiteren wird im Vorfeld einer Bohrung in der Regel ein thermo-hydraulisches numerisches Modell erstellt, welches in der Lage ist, die thermischen und hydraulischen Entwicklungen im Untergrund über den Nutzungszeitraum einer geothermischen Dublette oder Triplette zu simulieren. Aus diesem Modell können erste Abschätzungen zur Lebensdauer einer Anlage gewonnen werden bzw. können Betriebsparameter so angepasst werden, dass eine optimale Nachhaltigkeit der Anlage gewährleistet ist.

Heraus-zögerung bzw. Vermeidung des thermischen Durchbruchs

Die Lebensdauer einer Geothermieranlage wird weiterhin durch die Lebensdauer des Materials (insbesondere Verrohrungen) begrenzt, welches hohen Belastungen ausgesetzt ist. Hier spielen vor allem Korrosion und Mineralablagerungen eine Rolle. Mineralausfällungen können ausserdem die Fliesswege im Untergrund verändern. Der Betrieb der Anlage kann durch die Anpassung der Betriebsparameter (Druckhaltung, Beigabe von Inhibitoren) und durch die bedarfsgerechte Auswechslung von Komponenten aufrechterhalten werden.

Anlagen-Lebensdauer auch von Anlagenkomponenten abhängig

1.8 Standortwahl

Die Standortauswahl hängt von zahlreichen Faktoren ab und erfolgt in mehreren Schritten. Grundsätzlich muss das Gebiet geologisch für die gewünschte Nutzung geeignet sein und es müssen Bewilligungen für die Erkundung und Nutzung der Erdwärme im notwendigen Umfang (d. h. ausreichende dreidimensionale Flächengrösse) verfügbar sein. Bei Wärme- oder gekoppelten Strom- und Wärmeprojekten (z. B. Geothermie St.Gallen) mit hydrothermale System wird versucht, den Standort möglichst nahe an den Wärmeabnehmer zu wählen.

Standortwahl primär von geologischer Eignung abhängig

Bei Stromproduktionsanlagen mit petrothermale System werden für erste Pilot- und Demonstrationsanlagen Gebiete mit niedrigem Risiko, d. h. geringe natürliche Erdbebengefährdung und ausserhalb von Ballungszentren, ausgewählt. Aufgrund hoher Tiefenwassertemperaturen bei der Stromerzeugung sowie der Distanz zu Ballungsgebieten stehen als Wärmeabnehmer industrielle Grosskunden im Vordergrund. Alternativ könnte am Standort ein entsprechender Wärmegrossabnehmer angesiedelt werden. Bei Stromproduktionsanlagen beeinflussen des Weiteren allfällig vorhandene oder geplante Wärmeeerzeugungsanlagen (z. B. Kehrlichtverbrennung) die Standortauswahl für ein geothermisches Kraftwerk, da deren Wärme während der Sommermonate dazu genutzt werden könnte, die Stromproduktion zu erhöhen. Ideal ist des Weiteren die Nähe zu bereits existierenden Hochspannungsnetzen.

Petrothermale Anlagen vorerst in niedrig-Risiko-Gebieten

Bohrungen für hydrothermale Anlagen werden in der Regel von einem Bohrplatz aus abgelenkt abgeteuft. Mit der heutigen Bohrtechnologie können bis zu mehrere Kilometer entfernte Ziele horizontal angefahren werden, wobei dies jedoch die Kosten enorm erhöht, sodass die Lage des Bohrplatzes so ideal wie möglich gewählt wird. Bei petrothermalen Anlagen werden gemäss der angedachten Reservoirschliessungsverfahren im Zielhorizont wenige kilometerlange Horizontalbohrungen durchgeführt.

Abweichungen zum idealen Standort in Grenzen möglich

Die Bohrlochköpfe einer Tiefengeothermieranlage können bis max. 0.5–1 km vom Kraftwerk entfernt gelegen sein.

1.9 Rückkühlung

Tiefengeothermische Kraftwerke benötigen Rückkühlungsanlagen.

Die Rückkühlung kann mittels Wasser oder Luft erfolgen. Die Grobeinteilung der Systeme unterscheidet zwischen:

**Kühlung mittels
Wasser oder Luft**

– Wasserkühlung:

Eine Wasserkühlung erhöht den Gesamtwirkungsgrad der Anlage erheblich. Sie kann erfolgen mittels:

**Wasserkühlung
effizienter**

- Durchlaufkühlung.
- Ablaufkühlung, d. h. Durchlaufkühlung mit Abkühlung (Kühlanlage) des ablaufenden Wassers zur Einhaltung der gesetzlich vorgegebenen Einlauf-temperaturen.
- Kreislaufkühlung mit Kühlanlage.

Eine Durchlauf- bzw. Ablaufkühlung benötigt entsprechende Wassermengen, welche entweder einem Oberflächengewässer oder dem Grundwasser mittels untiefer Bohrungen entnommen werden müssten. Bei der Rückgabe des Kühlwassers in öffentliches Wasser sind die maximal zulässigen Temperaturveränderungen von natürlichen Gewässern einzuhalten.

**Grössere
Wassermengen
benötigt,
Anforderungen
GSchG**

– Luftkühlung:

Luftkühlung erfolgt mittels Betrieb von Ventilatoren. Sie ist im Gegensatz zur Wasserkühlung überall möglich. Sie sind im Betrieb lauter, jedoch bleiben die Geräuschemissionen auch ohne zusätzliche Massnahmen unter den Grenzwerten der TA-Lärm (BMU, 2011), welche mit den Vorschriften in der Schweiz vergleichbar ist. Luftkühlung benötigt mehr Fläche als eine Wasserkühlung.

**Luftkühlung
überall einsetz-
bar**

Luftkühltürme können jedoch insbesondere bei Raumknappheit freischwebend über das Kraftwerkgebäude errichtet werden, wodurch gleichzeitig auch die Prozesswege optimiert werden (*Figur 24*).



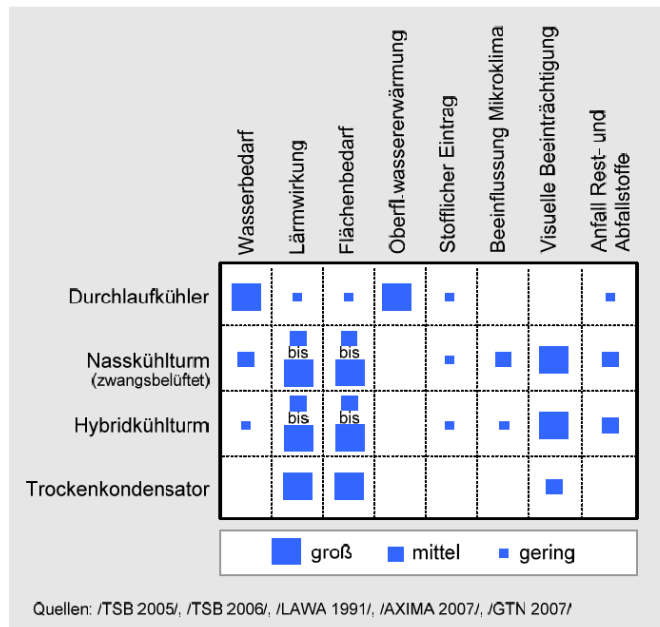
Figur 24: Raumsparend installierte Luftkühlung über dem Geothermie-Kraftwerk Sauerlach, die derzeit grösste Anlage in Deutschland.
Ansicht der Gebäuderückseite (Quelle: SCG Architekten, München).

Kühlanlagen neuester Generation (*Figur 21, Figur 24*) bestehen nicht mehr aus einzelnen, hohen Türmen, sondern aus niedrigen, teilweise mehreren nebeneinander stehenden Kühleinheiten, welche sich harmonischer in die Umgebung eingliedern lassen als Kühltürme konventioneller Bauart.

Neueste Generation von Kühltürmen

Die lokale Umweltbeeinflussung unterscheidet sich zwischen den einzelnen Kühlsystemen (*Figur 25*).

Vergleich der Umwelteinwirkung verschiedener Kühlsysteme



Figur 25: Gegenüberstellung lokaler Umweltbeeinflussung durch allfällige Kühlsysteme. (Quelle: Frick et al., 2007).

1.10 Datenbewirtschaftung tiefer Untergrund-Daten

Die bei der Erkundung der Tiefengeothermie aufgezeichneten Daten, wie z. B. diejenigen aus zwei- und dreidimensionalen Seismik-Kampagnen oder geophysikalische Bohrlochmessungen, unterscheiden sich markant von denjenigen, welche bei der oberflächennahen Geothermie erfasst und verwaltet werden müssen. Unterscheidungsmerkmale sind insbesondere die sehr grosse Datenmenge, deren Komplexität und damit weniger leichte Bewirtschaftung sowie das teilweise überregionale und kantonsübergreifende Datenerfassungsgebiet. Eine Zusammenarbeit mit swisstopo ist empfehlenswert.

Bewirtschaftung tiefer Untergrunddaten notwendig

Die durch oftmals private Unternehmen gewonnen Daten müssen gegenwärtig weder dem Kanton noch anderen Gesellschaften zugänglich gemacht werden.

Für das gesamte Molassebecken wird aktuell ein länderübergreifendes Untergrundmodell erstellt. Swisstopo führt das Teilprojekt GeoMol CH durch. In einem 3D-Höhenmodell werden auf der Basis der vorhandenen Daten insgesamt 12 Horizonte zwischen dem Kontakt Quartär-Fels und der Oberfläche des Grundgebirges dargestellt. Gestützt darauf werden künftig Fragen insbesondere bezüglich Tiefengeothermie, Grundwassernutzung, Ressourcenmanagement, Erdbeben, Infrastrukturplanung etc. zuverlässiger beantwortet. Das Grundgebirge, Zielgebiet von petrothermalen Anlagen zur Stromproduktion im Kanton Zug, wird jedoch im Projekt GeoMol CH nicht explizit berücksichtigt.

GeoMol CH: gemeinsames Modell des Molassebeckens

1.11 Stärken und Schwächen der Tiefengeothermie

1.11.1 Stärken

Die Stärken der Tiefengeothermie sind vielfältig. Sie ist eine einheimische Ressource, besitzt ein enormes Potenzial, ist nachhaltig und umweltfreundlich und es wird wenig CO₂ frei. Darüber hinaus ist die energetische Amortisationsdauer kurz und die obertägige Anlage benötigt wenig Platz und kann in das Siedlungsbild integriert werden. Ein besonderer Vorteil der Tiefengeothermie ist, dass sie unabhängig von der Tages- und Jahreszeit Strom produzieren kann (Bandenergie).

1.11.2 Schwächen

Bei den Schwächen bestehen insbesondere wirtschaftliche Risiken. Dazu gehören das Fündigkeitsrisiko, das bohrtechnische Risiko sowie das Betriebsrisiko für das Kraftwerk und die Pumpen. Für diese werden private Versicherungslösungen angeboten. Das Hauptrisiko der Nichtfündigkeit wird bei Erfüllung der Anforderungskriterien zu 50 bzw. 60 Prozent durch den Bund abgedeckt. der Minimierung des Risikos der induzierten Seismizität wurde und wird seit den Ereignissen in Basel gearbeitet.

Induzierte Seismizität

Eine hydraulische Stimulation des Untergrunds generiert unter Umständen tausende von Mikrobeben, welche teilweise selbst mit Messgeräten kaum wahrnehmbar sind (vgl. *Anhang 3, Figur 13*). Einzelne wenige können jedoch aufgrund der geringen Entstehungstiefe an der Oberfläche wahrgenommen werden. Der Grad der Erschütterung ist gemäss heutigem Wissenstands relativ gering. Die lokale Beeinträchtigung durch Schwerlastverkehr oder Bautätigkeiten (Strassenbau etc.) ist im Vergleich höher.

Induzierte Seismizität durch hydraulische Stimulation

Es wäre wichtig, eine Interessens- und Gefährdungsabwägung durchzuführen und gesetzlich festzulegen (entsprechend z. B. der Baulärm-Richtlinie), welche Beeinträchtigungen tolerabel sind und welche Grenze nicht zu überschreiten ist (vgl. auch *Kapitel 1.3.2*).

Festlegung von Grenzwerten

Aus technischer Sicht wird weltweit an der Optimierung der Schaffung künstlicher Wärmetauscher geforscht. Es wurden bereits mehrere Anlagen realisiert, ohne dass messbare Erschütterungen aufgetreten sind. Die Art des Untergrunds und das verwendete Stimulationsverfahren haben grossen Einfluss auf den Grad der induzierten Seismizität. Die Erforschung des Untergrunds und das Testen der «Reaktion» des Zuger Untergrunds auf das Einpressen von Wasser sind der Schlüssel dazu, nicht nur das petrothermale Potenzial, sondern auch eine allfällig wahrnehmbare Seismizität im Kanton Zug zu evaluieren.

Neue Technologien können den Grad der induzierten Seismizität beeinflussen

Petrothermale Anlagen sind eine sehr junge Technologie, Erfahrungen aus dem Langzeitbetrieb folglich noch nicht vorhanden. Ein ähnliches Betriebsverhalten wie bei hydrothermalen Anlagen wird vermutet.

Strategien im Umgang mit der Thematik «induzierte Erdbeben»

Es ist wichtig, das Erdbeben-Risiko innerhalb der einzelnen Phasen eines Geothermie-Projekts differenziert zu betrachten. Im Verlauf eines Projekts sind durch die fortlaufend gesammelten Daten der Mikrobenen immer präzisere Risiko einschätzungen möglich.

Geeignete Strategien im Umgang ergreifen

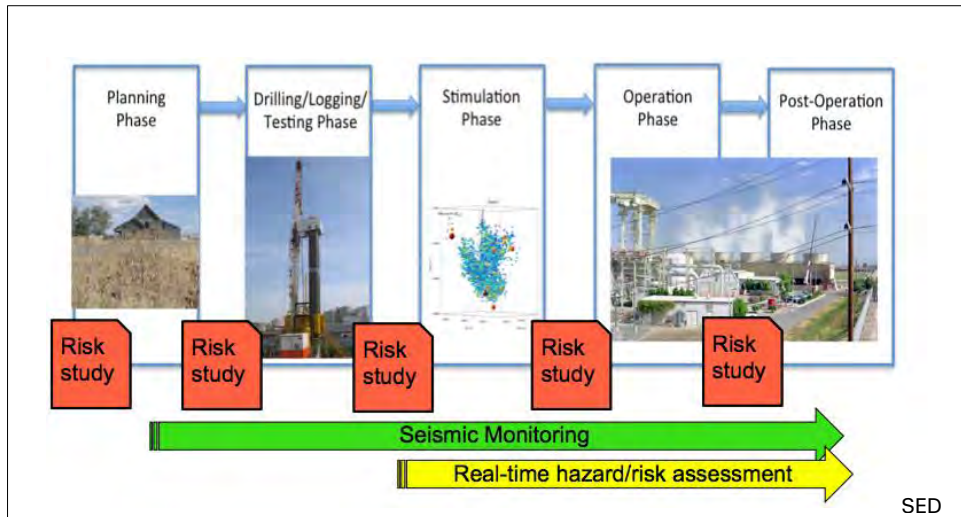


Figure 1: Illustration of the 5 phases of an EGS system. Each phase has specific boundary conditions.

Figur 26: Risikomanagement Induzierte Seismizität.

Kontinuierliche Untersuchung des Risikos, seismische Überwachung und Echt-Zeit Gefährdungs-/Risikobewertung

(Quelle: Schweizerischer Erdbebendienst SED).

Während der Erschliessungsphase müsste als Begleitmassnahme ein seismisches Messnetz installiert und ein Massnahmenplan aufgestellt werden. Sollte ein allfälliges Ansteigen der Erschütterungsintensität aufgezeichnet werden, können dadurch entsprechende Gegenmassnahmen, wie z. B. der Abbruch der Stimulation, eingeleitet werden.

Seismisches Messnetz und Massnahmenplan

Neben allen technischen Vorkehrungen bedarf es unbedingt eines frühzeitigen, offenen Dialogs und Informationsaustausches zwischen den Projektbetreibern und der Bevölkerung. Die «Stiftung Risikodialog St. Gallen» ist beispielsweise eine geeignete Plattform, zu informieren, Fragen zu beantworten, die spezifischen Bedürfnisse zu realisieren oder aber auch auf bestehende Ängste bei der Bevölkerung angemessen einzugehen.

Frühzeitiger offener Dialog mit der Bevölkerung

Haftpflicht-Versicherung

Eine Haftpflichtversicherung mit ausreichender Bergschadensdeckung sollte abgeschlossen werden. Gegenwärtig bietet keine Schweizer Versicherung eine solche an. Aktuell werden Projekte bei ausländischen Anbietern versichert.

Haftpflichtversicherung abschliessen

1.12 Umweltaspekte

Im Bereich geothermischer Anlagen sind für alle Projektphasen (Errichtung, Betrieb und Rückbau der Anlage) keine irreversiblen, mittel- oder langfristigen Schadwirkungen zu identifizieren (BMU, 2009). Die rechtlichen Rahmenbedingungen sind ausreichend, um den Schutz der Umwelt zu gewährleisten.

Keine irreversiblen, mittel- oder langfristigen Schadwirkungen

Bei tiefengeothermischen Anlagen entfallen mehr als 80 Prozent der bilanzierten Umwelteinwirkungen auf die Phase der Reservoir-Erschliessung (Bohr- und Stimulationsphase, BMU, 2009). Diese können im Allgemeinen durch entsprechende Massnahmen vermieden bzw. deutlich reduziert werden.

Arteser und Gasausbrüche

Mögliche artesische Zuflüsse (Aufstieg unter Druck stehender Wässer) können durch angepasste Konditionierung der Spülung sowie durch weitere Sicherheitsmassnahmen beherrscht werden.

Arteser und Gasaustritte beherrschbar

Die Verhinderung eines allfälligen Gasaustritts wird durch den Einsatz einer entsprechend konditionierten Bohrspülung und die Installation eines Blowout-Preventers gewährleistet.

Sicherungsmassnahmen am Bohrplatz

Anfallende Abwässer werden durch eine Ringentwässerung mit eingebautem Ölabscheider in die Kanalisation geleitet.

Einem möglichen stofflichen oder thermischen Eintrag im Bereich des Bohrplatzes durch unsachgemässe Handhabung wird durch entsprechende technische Massnahmen entgegengewirkt, insbesondere durch Bodenabdichtungen.

Bodenabdichtung

Lärm-Emissionen

Zu den Umwelteffekten zählt insbesondere die Lärm-Emission während der Bohrphase. Als Gegenmassnahme müssen für den ausgewählten Bohrplatz Lärm-Stufen berücksichtigt werden. Diese werden den lokalen Bedürfnissen entsprechend festgelegt (urbanes oder ländliches Gebiet). Eine Reduktion des Lärms kann, neben baulichen Massnahmen an der Lärm-Quelle selbst, durch Abschirmung des Bohrplatzes mit Lärmschutzwänden sowie durch eine direkte Stromversorgung der Bohranlage ab Netz erzielt werden.

Bedeutender Umwelteffekt Bohr-Lärm technisch reduzierbar

Die Luftkühler für den späteren Anlagenbetrieb sind je nach Wahl des Systems geräuscharm und erfüllen die Anforderungen des Lärmschutzes.

Radioaktive Ausfällungen

Je nach Herkunftsgestein, können Tiefenwässer radioaktive Elemente wie Radium (Ra) und Blei (Pb) enthalten. Werden innerhalb der obertägigen Anlage Mineralien wie Baryt, Coelestin und Galenit ausgefällt, können diese Ablagerungen mehr oder weniger schwach radioaktiv sein. Sollte dies zutreffen, wären die Anlagenkomponenten regelmässig zu überprüfen und die Teile allenfalls ordnungsgerecht zu entsorgen. Die möglicherweise anfallenden leicht radioaktiven Mineralausfällungen sind vergleichbar mit den Sonderabfällen der Spitäler. Das Handling ist technisch einwandfrei möglich. Dies zeigen auch die Geothermie-Anlagen Soultz-sous-Forêts und Bruchsal im Oberrheintal.

Monitoring Ausfällungen in den Leitungen

Visuelle Aspekte

Die visuelle Beeinträchtigung und der Flächenbedarf werden während der Bohrphase im Besonderen durch den Bohrturm bestimmt. In der Praxis stellen die kurzzeitig stehenden Bohrtürme meist «Anziehungsmagnete» dar, sodass in der Regel «Tage der offenen Tür» angeboten werden. Das spätere geothermische Kraftwerk entspricht von der Grösse her etwa einer Dreifachturnhalle und kann ansprechend gestaltet werden, sodass eine Integration in das Siedlungsbild möglich ist.

**Visuelle
Einflüsse**

Graue Energie

Zur Bestimmung der Grauen Energie tiefengeothermischer Anlagen wird der Energiebedarf für den Bau (hauptsächlich Bohrenergie) und für den Betrieb (hauptsächlich Pumpen) mit der aus den geförderten Tiefenwässern gewonnenen Energie verglichen. Die graue Energie hängt nicht nur von der Fördertemperatur, sondern auch von der Fliessrate des geförderten Wassers ab. Während sie bei einer Fliessrate von 10 l/s bis zu rund 20 Prozent beträgt, sinkt sie mit steigender Fliessrate rasch ab und weisst ab einer Fliessrate von 40 l/s und mehr Werte unter 5 Prozent auf.

**Graue Energie
gering**

Ökobilanz

Die Ökobilanz erfasst und bewertet alle Umwelteinwirkungen, welche von der Rohstoffgewinnung bis zur Entsorgung anfallen.

Die Ökobilanz der Tiefengeothermie entspricht, im Falle reiner Stromerzeugung, in etwa derjenigen der anderen Erneuerbaren Energien (DLR et al., 2004).

**Ökobilanz
insbesondere bei
Strom- und
Wärmeprojekten
sehr gut**

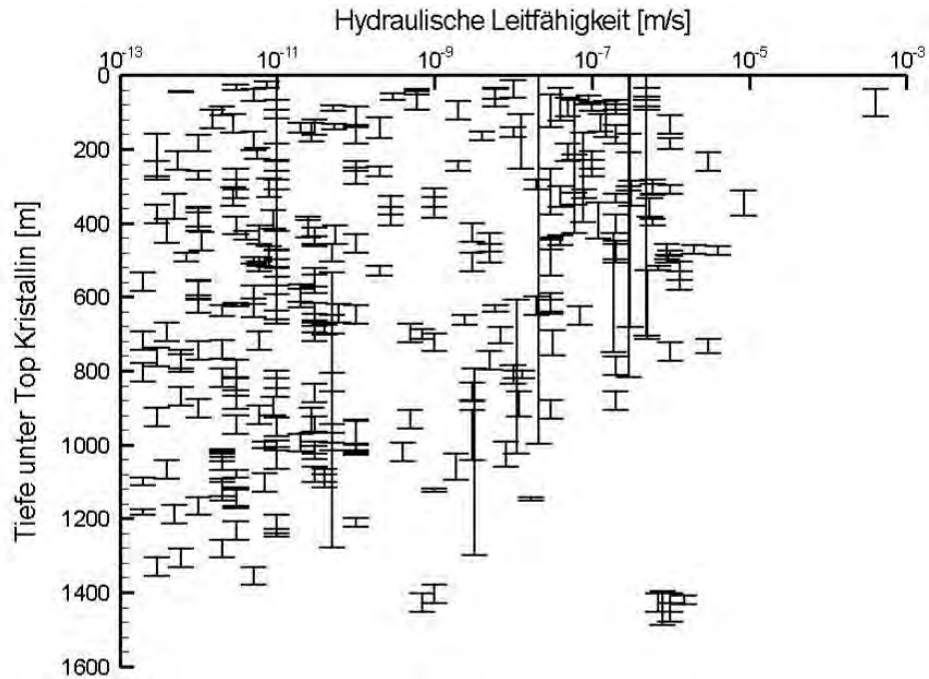
Festlegung von Grenzwerten

Eine umfassende gesetzliche Regelung (Auflagen, Grenzwerte etc.) bezüglich möglicher Umwelteinwirkungen speziell durch den Bau tiefengeothermischer Anlagen existiert in der Schweiz noch nicht. Insbesondere auch hinsichtlich der induzierten Seismizität wäre es sinnvoll, Grenzwerte festzulegen, welche wahrnehmbaren Bodenbewegungen zumutbar sind und welche nicht mehr.

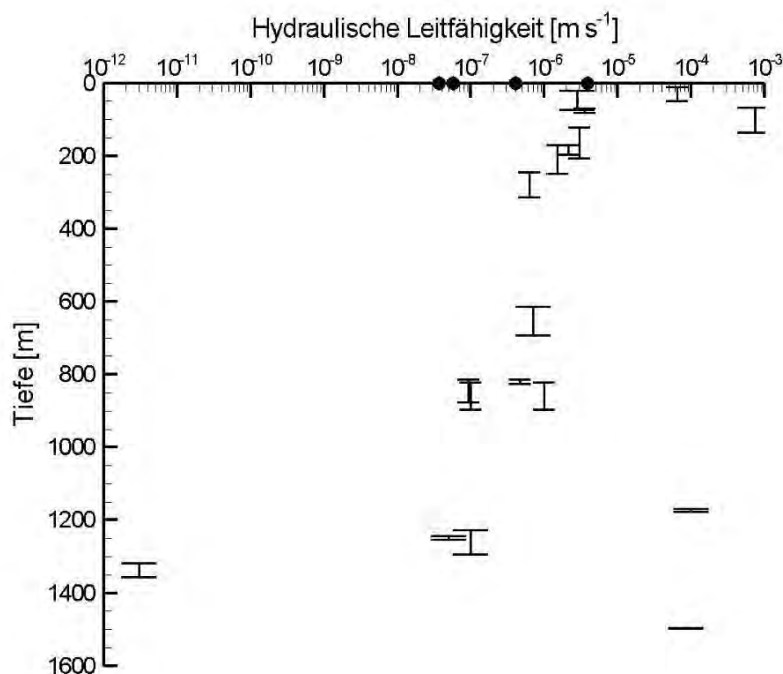
**Zumutbare und
nicht tolerierbare
Umwelteinwir-
kungen unter-
scheiden**

Des Weiteren ist der Einsatz von Hilfsstoffen bei dem Bohrvorgang und bei der Reservoirentwicklung noch nicht klar geregelt.

Geologie und Tektonik: Zusammenstellung von Figuren und Tabellen



Figur 27: Hydraulische Leitfähigkeiten im Kristallin der Nordostschweiz, dargestellt als Funktion der Tiefe unter der kristallinen Oberkante und der Länge des Testintervalls (Logarithmische Skala, nach Signorelli & Kohl, 2006).



Figur 28: Hydraulische Leitfähigkeiten im Oberen Muschelkalk, dargestellt als Funktion der Bohrtiefe und der Länge des Testintervalls.
Aus vier Bohrungen stehen nur einzelne Werte ohne Tiefenangabe zur Verfügung, weshalb sie nur als Punkte an der Oberfläche eingetragen wurden. Mit steigender hydraulischer Leit-

fähigkeit handelt es sich hierbei um die Bohrungen Reinach, Hausen, Lostorf und Birmensdorf. (Logarithmische Skala, nach Signorelli & Kohl, 2006).

	Bohrkote [m.ü.M.]	Endtiefe [m u. T.]	Top Malm [m u. T.] / [m.ü.M.]	Top Oberer Muschelkalk [m u. T.] / [m.ü.M.]	Top Grundgebirge [m u. T.] / [m.ü.M.]	Zweck	Bohr-Ende Jahr	Daten-Quelle
Menzingen	685	400	nicht erreicht	nicht erreicht	nicht erreicht	Grundwasser	1985	Schärli & Kohl 2002
Hünenberg-GT1	430	467	nicht erreicht	nicht erreicht	nicht erreicht	Geothermie	1983	-
Horgen	543	452	nicht erreicht	nicht erreicht	nicht erreicht	Geothermie	1994	-
Tuggen	408	1648	nicht erreicht	nicht erreicht	nicht erreicht	Erdöl/-gas	1928	-
Weggis	457	2302	nicht erreicht	nicht erreicht	nicht erreicht	Geothermie	1993	Greber et al. 1994
Wellenberg SB2	530	1870	nicht erreicht	nicht erreicht	nicht erreicht	Nagra	1993	Nagra 1991 (NTB 90-47)
Küsnacht-1	642	2693	2650 / -2008	nicht erreicht	nicht erreicht	Erdöl/-gas	1960	Büchi et al. 1965
Boswil-1	648	1836	1823 / -1175	nicht erreicht	nicht erreicht	Erdöl/-gas	1965	Lemcke et al. 1968
Hünenberg-1	461	3288	3259 / -2798	nicht erreicht	nicht erreicht	Erdöl/-gas	1965	Lemcke et al. 1968
Pfaffnau Süd-1	616	1209	1202 / -586	nicht erreicht	nicht erreicht	Erdöl/-gas	1964	Lemcke et al. 1968
Lindau-1	516	2377	1666 / -1150	2225 / -1709	2365 / -1849	Erdöl/-gas	1964	Büchi et al. 1965
Entlebuch-1	450	2708	4366 / -3286	5046 / -3966	5084 / -4004	Erdöl/-gas	1980	Vollmayr & Wendt 1987
Pfaffnau-1	500	1843	691 / -191	2239 / -1789	2406 / -1956	Erdöl/-gas	1963	Büchi et al. 1965
Schafisheim	421	2007	576 / -155	1228 / -807	1490 / -1069	Nagra	1984	Nagra 1988 (NTB 86-03)
Zürich, Triemli	450	2708	1655 / -1205	2239 / -1789	2406 / -1956	Geothermie	2010	ewz 2010

Tabelle 13: Die wichtigsten Tiefbohrungen in der weiteren Umgebung des Kantons Zug.
Neben dem Jahr und Zweck der Bohrung sowie der Höhenkote und der Endtiefe sind die Tiefenlagen der erreichten potenziellen Zielaquifere aufgelistet.

Seismische Linie	Streckenanteil auf Kantonsgebiet (ca.)	Auswertung in Sommaruga et. al. 2012
SEAG 75-16	3.1 km	nein
SEAG 75-21	9.6 km	nein
SEAG 75-22	12.0 km	nein
SEAG 75-25	10.7 km	ja
SEAG 75-27	12.3 km	nein
SEAG 75-28	8.6 km	ja
SEAG 75-32	8.9 km	nein
SEAG 75-36	13.2 km	nein
Gesamt	78.4 km	

Tabelle 14: Die seismischen Reflexionslinien im Kanton Zug.
(Lage z. B. publiziert in Sommaruga et al. 2012)

Bohrung	Top Grundgebirge [m u. T.] / [m.ü.M.]	Erbohrte Strecke Grundgebirge	Permo-karbon	Distanz zum Kanton Zug	Ausprägung	Daten-Quelle
Schafisheim	1490 / -1069	519 m	Kein	24 km	Dunkler Biotit-Granit, im unteren Bereich Syenite, Monzonite und Diorite	Büchi et al. 1965
Lindau-1	2365 / -1849	13 m	Kein	26 km	Dunkler Biotit-Granit	Büchi et al. 1965
Zürich, Triemli	2406 / -1956	302 m	Kein	25 km	z. T. verwittertes Kristallin	ewz 2010
Entlebuch-1	5084 / -4004	98 m	Ja, nur angebohrt	29 km	Permokarbon, 198 m erbohrt	Vollmayr & Wendt 1987

Quellen:

*1 = Geologischer Atlas der Schweiz, Blatt Steckborn Kreuzlingen, Erläuterungen (2008)

Tabelle 15: Wichtige Tiefbohrungen in den angrenzenden Gebieten des Kantons Zug bis ins Grundgebirge (Kristallin und Permokarbon).

Aufgeführt sind die Höhenkote der Bohrung, die erreichte Endtiefe sowie die Tiefenlage der Oberfläche der potenziellen Zielaquifere.

	Top Oberer Muschelkalk [m u. T.] / [m.ü.M.]	Mächtigkeit	Daten-Quelle
Schafisheim	1228 / -807	60 m	Nagra NTB 86-03
Lindau-1	2225 / -1709	61 m	Büchi et al. 1965
Zürich, Triemli	2239 / -1789	56 m	ewz 2010
Entlebuch-1	5046 / -3966	30 m	Vollmayr & Wendt 1987

Quellen:

*1 = Geologischer Atlas der Schweiz, Blatt Steckborn Kreuzlingen, Erläuterungen (2008)

Tabelle 16: Der Obere Muschelkalk in den wichtigsten Tiefbohrungen in den angrenzenden Gebieten des Kantons Zug.

	Top Oberer Malm [m u. T.] / [m.ü.M.]	Mächtigkeit Oberer Malm (Kalke)	Bemerkungen, Ausprägung	Daten-Quelle
Küsnacht-1	2650 / -2008	0 m	Malm 8 m erbohrt, Oberer Malm vermutlich fehlend	Büchi et al. 1965
Boswil-1	1823 / -1175	13 m erbohrt	-	Lemcke et al. 1968
Hünenberg-1	3259 / -2798	29 m erbohrt	-	Lemcke et al. 1968
Pfaffnau Süd-1	1202 / -586	6.5 m erbohrt	-	Lemcke et al. 1968
Lindau-1	1666 / -1150	183 m	Schwäbische Fazies mit Massenkalk	Büchi et al. 1965
Entlebuch-1	4366 / -3286	420 m (+ ca. 100 m erosiv gekappt)	Mikritischer Kalk, zuoberst verkarstet (insgesamt 1365 m ³ Spülungsverluste) mit Boluston.	Vollmayr & Wendt 1987
Pfaffnau-1	691 / -191	182 m	Unsichere Grenzziehung nach unten.	Büchi et al. 1965
Schafisheim	576 / -155	34 m	Kalkdominierter Bereich insgesamt 91 m, wobei hiervon 57 m dem Effingen-Member angehören.	Nagra 1988 (NTB 86-03)
Zürich, Triemli	1655 / -1205	193 m	-	ewz 2010

Tabelle 17: Der Obere Malm in den wichtigsten Tiefbohrungen in den angrenzenden Gebieten des Kantons Zug.

Horizont	Hydraulische Leitfähigkeit (k_f-Wert, [m/s])	Bemerkungen
Tertiär	3×10^{-6} bis 3×10^{-9}	Erdölbohrungen, Schafisheim, Weiach (Labor- und Feldtests, Lit. Thury et al., 1994), gegen Süden als Folge verstärkter Zementation abnehmend.
Oberer Malm	1×10^{-4} bis 1×10^{-8}	Vorwiegend ist der Oberste Malm durchlässig (Paläokarst). Im Bereich von Störungszonen potenzieller Kluftaquifer. Grosse Mächtigkeit (mehrere hundert Meter). In Entlebuch-1 Gasspeichergestein.
Oberer Muschelkalk	7×10^{-4} bis 3×10^{-8}	Aquifermächtigkeit im Bereich des Kantons Zug bei vermutlich rund 30–40 m. Mittelwert in der Nordschweiz bei $1 \cdot 10^{-7}$ m/s.
Buntsandstein	1×10^{-7}	In Schafisheim 12 und in Zürich 10 m mächtig. Bei direktem Kontakt mit Kristallin → grossräumiger Aquifer; sonst an Basis abgedichtet. Im Kanton Zug evtl. fehlend.
Permo-Karbon	1×10^{-6} bis 1×10^{-10}	Messungen in Weiach: einzelne Zonen von ca. 40 m Mächtigkeit im oberen Abschnitt mit Durchlässigkeiten von 1×10^{-6} bis 1×10^{-8} m/s. (Lit. Nagra NTB 93-01, 8-5)
Kristallin	1×10^{-5} bis 1×10^{-13}	Mittelwert in der Nordschweiz bei $1 \cdot 10^{-9}$ m/s. Tendenziell bessere Durchlässigkeit in den obersten 300–500 m als Folge permischer Verwitterung, hydrothermalen Umwandlungen und Entlastungsklüftung.

Tabelle 18: Zusammenstellung der hydrogeologischen Verhältnisse mit Angabe typischer k_f -Werte in verschiedenen geologischen Horizonten.
Horizonte mit relevanter Wasserführung sind durch Pfeile gekennzeichnet.

Formation / Einheit	Gestein	Tiefenlage Top unter Terrain (Referenzhöhe 500 m)		Mächtigkeit	Temperatur		Aquifertyp	Bemerkungen zur Durchlässigkeit
		NNW	SSE		NNW	SSE		
Oberer Malm	Kalkstein der Quinten-Formation	2400 m u. T.	4600 m u. T.	Ca. 200 m	80 °C	170 °C	Kluft- und Karstwasser-aquifer.	Stark variierend, je nach Verkarstung / Klüftung.
Oberer Muschelkalk	Dolomit / Kalk	3000 m u. T.	5200 m u. T.	Ca. 30 m	90 °C	190 °C	Teilweise verkarsteter Kluftwasser-aquifer	Stark variierend, je nach Verkarstung / Klüftung.
Kristallin (falls kein Permokarbon vorhanden)	Gneis/Granit evtl. Vulkanite	3200 m u. T.	5500 m u. T.	Kristallin in den obersten Metern verwittert und auf den obersten 300–500 m durch Entlastungsklüftung aufgelockert.	130 °C	220 °C	Kluftwasser-aquifer	Vermutete Wasserführung im obersten verwitterten Bereich und in Störungszonen. Tendenziell erhöhte Durchlässigkeit in den obersten rund 500 m infolge permischer Entlastungsklüftung.

Tabelle 19: Übersicht und Prognose zu den potenziellen Aquiferen.

Die Referenzwerte der beiden Bereiche im NNW und SSE geben die Spannweite innerhalb des Kantons Zug wieder.

Bohrung	Bohrkote [m ü.M.]	Endtiefe [m u.T.]	Messbereich [m u.T.]		Messart	Qualität	Jahr	Original- daten	Zweck	Geothermi- scher Gradient bis Messung unten
			oben [m u.T.]	unten [m u.T.]						
Altishofen-1	480	2166	2166	2166	?	gering	1952	T	E	31 °C/km
Boswil-1	648	1836	1000	1800	BHT*	gering	1965	T	E	26 °C/km
Entelbuch-1	1080	5230	294	5230	BHT	gering	1982	T	E	31 °C/km
Hünenberg-1	461	3288	728	3288	BHT*	gering	1965	T	E	26 °C/km
Küsnacht -1	642	2693	1165	2682	BHT*	gering	1960	T	E	29 °C/km
Lindau-1	516	2377	295	2377	BHT*	gering	1964	T	E	31 °C/km
Linden -1	881	5484	2226	3406	BHT*	gering	1972	T	E	30 °C/km
Pfaffnau-1	500	1834	442	1821	BHT*	gering	1960	T	E	35 °C/km
Pfaffnau-Süd-1	697	1208	358	1208	BHT*	gering	1964	T	E	33 °C/km
Schafisheim	421	2007	558	1995	BHT	gut	1984	T	Nagra	38 °C/km
Thun-1	1077	5952	2005	5469	BHT	gering	1989	T	E	35 °C/km
Tuggen	408	1300	650	1300	?	gering	1928	T	E	27 °C/km
Wellenberg-2	532	1870	0	1698	HRT	sehr gut	1993	T	Nagra	35 °C/km
Weissbad	828	1200	11	1190	HRT	sehr gut	1994	P	G	29 °C/km
Zürich-Triemli	450	2708	?	?	?	?	2010	P	G	37 °C/km

Tabelle 20 Geothermische Gradienten sowie Messart und Qualität der Temperaturmessungen in den Tiefbohrungen der weiteren Umgebung des Kantons Zug.

Daten aus Schärli & Kohl 2002.

Abkürzungen:

- BHT* = Bottom-Hole-Temperatur Messung (*= ohne Korrektur-Dokumentation)
- HRT = High resolution thermometer (temperature log)
- T = Werte aus Tabelle
- W = Werte aus Plot
- E = Erdöl- und/oder Erdgasexploration
- G = Geothermiebohrung

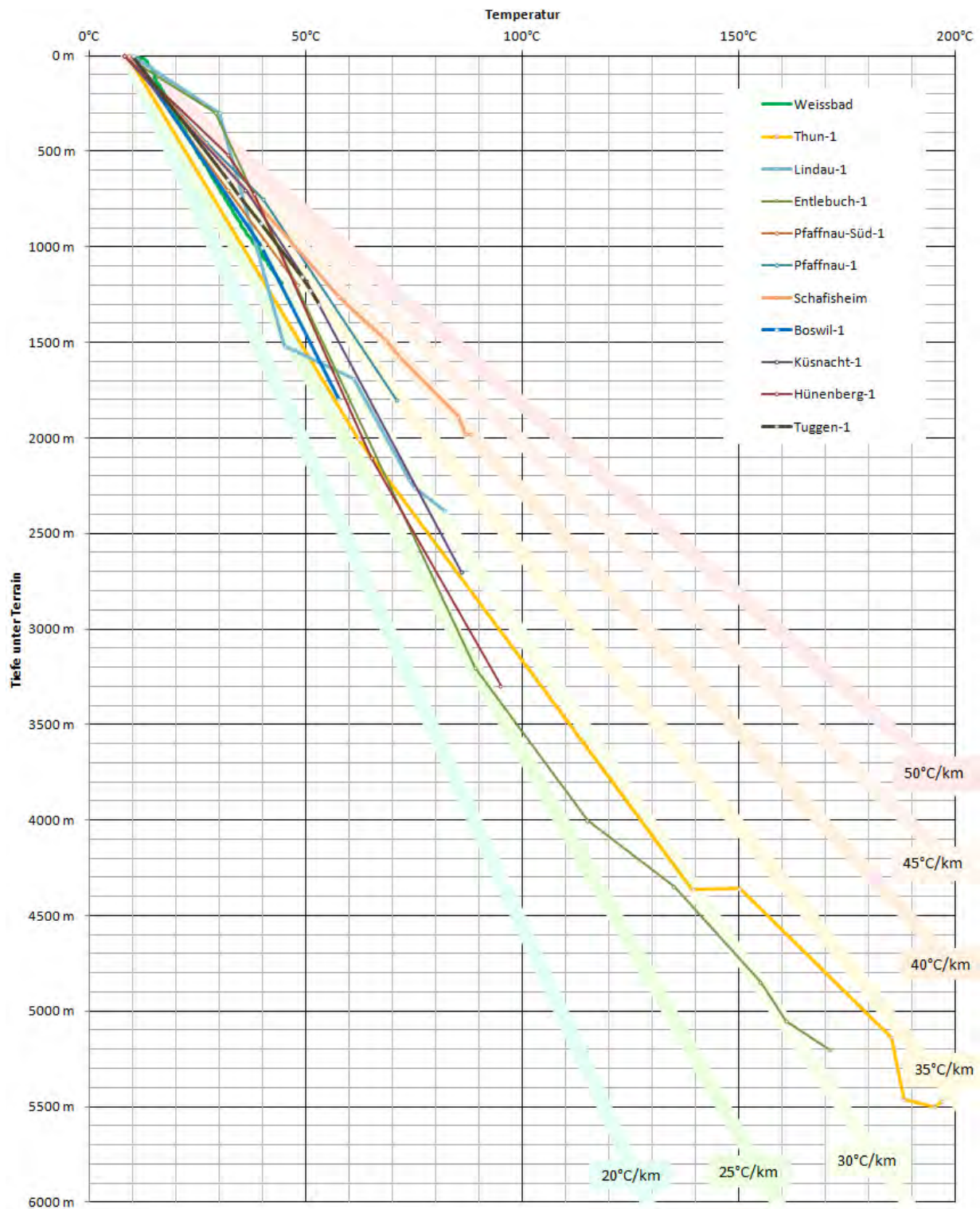


Tabelle 21: Verlauf der Temperaturen in den Tiefbohrungen der weiteren Umgebung des Kantons Zug.

Die Verläufe basieren auf Temperaturmessungen unterschiedlicher Qualität. Zum Vergleich sind die Linien der geothermischen Gradienten zwischen 20 und 50 °C/km eingetragen.

Factsheet «Tiefengeothermie und Erdbeben»

Tiefengeothermie und Erdbeben

Im Jahr 2006 trat in Basel während der Erschliessung des tiefengeothermischen Reservoirs ein Erdbeben der Magnitude 3.4 auf. Es war damit eines der bisher stärksten Beben, welches im Zusammenhang mit einem tiefengeothermischen Projekt registriert wurde. Derartige, durch hydraulische Reservoir-Stimulation induzierte Erdbeben sind daraufhin in den Fokus öffentlichen Interesses gerückt.

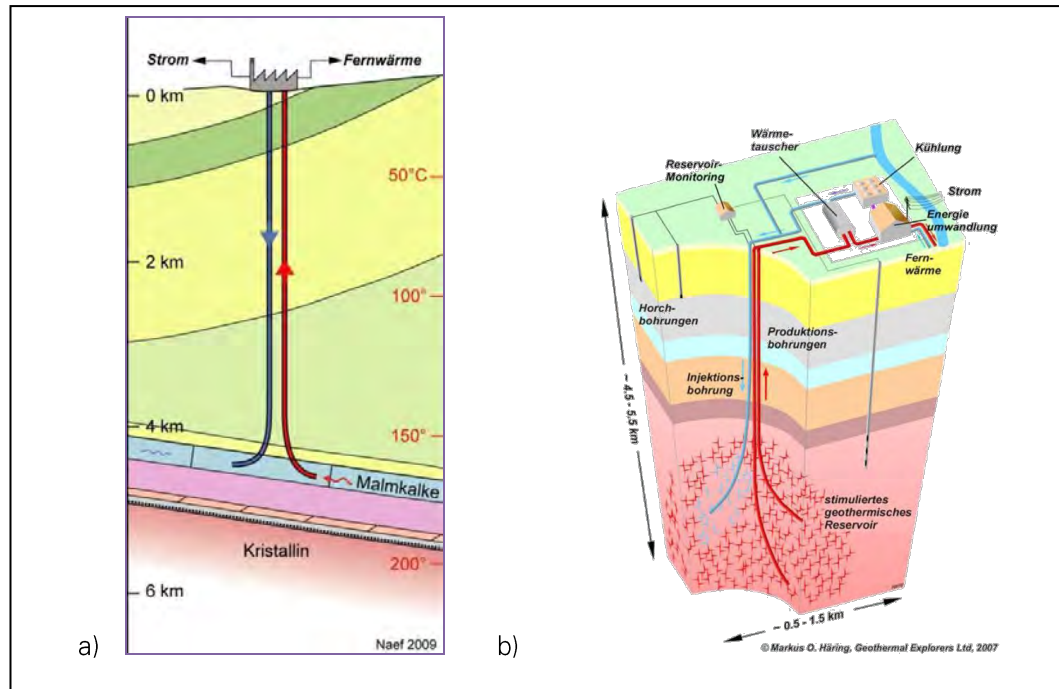
Prinzipiell kann zwischen zwei Arten von Tiefengeothermie-Systemen unterschieden werden. Zum einen sind dies hydrothermale Systeme, welche tief im Untergrund vorkommende, natürlich wasserführende Gesteinsschichten oder Kluftsysteme nutzen. Zum anderen petrothermale Systeme, welche den dichten Untergrund nutzbar machen, indem durch künstlich generierte Wasserfliesswege ein Wärmetauscher erzeugt wird. Insbesondere bei Letzteren besteht die Möglichkeit, dass Erdbeben entstehen, welche als Erschütterungen an der Erdoberfläche wahrgenommen werden können. Eine der zentralen Herausforderungen petrothermaler Systeme ist, dass das Aufbrechen von Gestein und damit das Auslösen von (Mikro-)Beben Grundlage der Methode sind.

Die Faktoren, welche die Stärke eines Bebens beeinflussen, sind vielfältig und ihr Zusammenwirken ist komplex. Um tiefengeothermische Systeme als nahezu unerschöpfliche, einheimische und ressourcenschonende Energiequelle nutzen zu können, muss der Entstehungsmechanismus induzierter Erdbeben im Detail verstanden werden. Hier liegt ein Schwerpunkt gegenwärtiger Forschung. Auf den gewonnenen Erkenntnissen aufbauend, müssen Techniken entwickelt werden, bei denen störende Erdbeben weitgehend ausgeschlossen werden können.

Tiefengeothermie

Bei der Tiefengeothermie wird die in der Erde gespeicherte Wärme für die Strom- bzw. Wärmeversorgung genutzt. Aufgrund der riesigen Menge an Wärme sowie deren ständiger Neuproduktion stellt die Tiefengeothermie grundsätzlich eine nahezu unerschöpfliche Energiequelle dar.

Prinzipiell kann zwischen zwei Arten von Tiefengeothermie-Systemen unterschieden werden (*Figur 1*). Bei beiden wird mithilfe von Wasser Wärme aus der Tiefe an die Erdoberfläche gefördert. Durch eine oder mehrere Förderbohrungen wird aus dem Untergrund heisses Wasser hochgepumpt, die darin gespeicherte Wärme im Kraftwerk entzogen und in Strom umgewandelt bzw. an ein Heizsystem für die Fernwärmeversorgung abgegeben. Über eine Injektionsbohrung wird das Wasser nach der Abkühlung wieder in die Tiefe zurückgeführt. Dort fliesst es durch das heisse Gestein hindurch langsam in Richtung Förderbohrung zurück und erwärmt sich dabei wieder. Die Erde fungiert dabei als eine Art überdimensional grosser Durchlauferhitzer mit riesigen Wärmetauscherflächen.



Figur 1: a) Hydrothermale Systeme, welche tief im Untergrund vorkommende natürliche Tiefenwässer nutzen (Beispiel: Aquifer «Malmkalk») und b) petrothermale Systeme, die den dichten Untergrund erschliessen, indem durch künstlich generierte Wasserfliesswege ein Wärmetauscher erzeugt wird (nicht massstäblich).

Der Unterschied zwischen den beiden Tiefengeothermie-Systemen liegt in der Herkunft des genutzten Wassers. Beim ersten Typ spricht man von hydrothermalen Systemen. Diese nutzen tief im Untergrund vorkommende natürliche Aquifere, das heisst wasserführende Gesteinsschichten (Figur 1a). Wasser kann im Untergrund durch die Gesteine fließen, welche von Natur aus genügend grosse und vor allem miteinander verbundene Hohlräume besitzen (natürlicher Wärmetauscher). Derartige Voraussetzungen finden sich in der Natur nur lokal begrenzt.

Der zweite Typ wird als petrothermales System bezeichnet (Abbildung 1b). Dieses wird angewendet, wenn keine natürlichen Fliesswege im Untergrund vorhanden sind und aus diesem Grund kein nutzbares Wasser vorzufinden ist. Damit Wasser durch das heisse Gestein zirkulieren und sich dabei erwärmen kann, müssen die notwendigen Wasserfliesswege zunächst künstlich erzeugt bzw. erweitert werden. Dafür wird solange Wasser unter hohem Druck in den Untergrund gepresst, bis das Gestein aufbricht (hydraulische Stimulation). Ein künstlicher Wärmetauscher entsteht. In der Literatur werden petrothermale Systeme teilweise auch als Enhanced Geothermal Systems (EGS) bezeichnet. Petrothermale Systeme sind grundsätzlich an jedem Standort anwendbar.

Hydrothermale Systeme werden bereits seit einigen Jahren erfolgreich angewendet. Ein in der Schweiz gelegenes Beispiel ist die seit zirka 15 Jahren betriebene Anlage in

Riehen bei Basel. Die petrothermale Geothermie hingegen ist eine junge und innovative Technologie, welche am Anfang ihrer Entwicklung steht.

Erdbeben – Natürliche Entstehung

Unter den starren Kontinentalplatten befindet sich der weiche Erdmantel. Dort existieren infolge von Dichteunterschieden riesige Zirkulationszellen, welche dazu führen, dass die Platten zerbrechen. Durch die unterschiedliche Bewegungsrichtung und -geschwindigkeit der einzelnen Platten bauen sich enorme Kräfte auf, die Platten stehen unter Spannung. Überschreitet die Spannung an einer Stelle die Schwelle der Gesteinsfestigkeit, bricht das Gestein. Beim Bruchvorgang wird die Spannung durch oftmals ruckartige Bewegungen entlang einzelner Flächen abgebaut. Dieser Vorgang spiegelt sich in einem natürlichen Erdbeben wider. In Bruchzonen, welche oftmals 10er bis mehrere 100 Millionen Jahre alt sind und die Platten nicht nur begrenzen, sondern auch kreuz und quer durchziehen können, ist das Gestein bereits mehr oder weniger stark gestört, wodurch die Gesteinsfestigkeit deutlich herabgesetzt ist. Bezüglich Gesteinsfestigkeit spielt zusätzlich die Anwesenheit von natürlich vorkommendem Wasser (oder allgemein Fluiden, wie auch Gas oder Erdöl) eine sehr wichtige Rolle. Durch dessen Anwesenheit wird ein Druck erzeugt, welcher mit zunehmendem Fluidgehalt ansteigt und die Gesteinsfestigkeit herabsetzt. Bei steigendem Fluiddruck reicht eine immer kleinere Spannung aus, um einen Bruch des Gesteins hervorzurufen. Wasser ist in Klüften und Poren bis in grosse Tiefen in variierender Konzentration vorhanden. Besonders häufig sind grössere Wassermengen in Bruchzonen vorzufinden, da diese natürliche Fließwege für Wasser darstellen. Dies setzt dort die Gesteinsfestigkeit zusätzlich herab.

Aus diesen Gründen bricht der Untergrund in Bruchzonen bereits bei viel geringerer Spannung als in intakten Gesteinsgebieten. Dies bewirkt, dass der Spannungsabbau, und damit die Erdbebenhäufigkeit, je nach Region stark schwanken und sich auf die grossen alten Bruchzonen konzentriert. Dort sind wiederholt schwächere bis mittlere, vereinzelt auch stärkere natürliche Erdbeben zu beobachten. Ein Beispiel einer solchen lokalen Schwächezone innerhalb einer Platte ist der Oberrheingraben, an dessen Südende Basel lokalisiert ist. Dort ereignete sich im Jahr 1356 ein natürliches Erdbeben mit einer geschätzten Magnitude 6.5–7.0, welches die Stadt teilweise zerstörte. Da die Plattengrenzen besonders grosse Rissstrukturen darstellen, sind dort die stärksten natürlichen Erdbeben zu erwarten. Dies ist beispielsweise in Japan oder in Indonesien der Fall. Das Erdbeben in Fukushima, Japan, im März 2011 war so stark, dass dafür keine entsprechende M_L -Magnitude definiert ist (*Tabelle 1*).

Erdbeben können, wie im Sommer 2005 in der Zentralschweiz geschehen, sogar durch länger andauernde Starkregen ausgelöst werden, da der Fluiddruck dadurch oberflächennah kurzfristig stark ansteigen kann. Durch die sehr geringe Tiefe konnten diese Erdbeben trotz einer deutlich unter 3 liegenden Magnitude (M_L) gespürt und als lauter Knall gehört werden.

Erdbeben – Magnitude und Intensität

Die Magnitude eines Erdbebens, z. B. M_L , die Lokal-Magnitude auf der Richter-Skala, ist ein Mass für die Stärke (Energiefreisetzung) eines Erdbebens. Bestimmt wird sie durch die Amplitude, das heisst dem Maximalwert der von seismischen Messgeräten aufgezeichneten Bodenbewegung. Sie ist nicht gleichzusetzen mit der Intensität eines Erdbebens, welche die Auswirkungen auf Menschen, Gebäude und Landschaft

beschreibt. Die Magnitude wird im Besonderen durch die Grösse der Bruchfläche, dem Versatzbetrag (das heisst wie weit Flächen relativ zueinander verschoben werden) sowie der Bewegungsgeschwindigkeit (langsam oder impulsiv) bestimmt. In der Regel verteilt sich die Bewegung auf eine Vielzahl kleiner Bruchflächen, sodass die einzelnen Versatzbeträge gering sind. Es entstehen unzählige, nicht spürbare Mikrobeben. Konzentriert sich die Bewegung hingegen auf eine einzelne grosse Fläche und treten entlang dieser grössere Versatzbeträge auf, sind höhere Magnituden zu erwarten.

Bei der Einschätzung von Erdbeben-Magnituden ist zu beachten, dass deren Skala logarithmisch verläuft. Daher nimmt bei steigender Magnitude die beim Erdbeben freigesetzte Energie exponentiell und nicht linear zu. Bei einem Magnitudenanstieg von beispielsweise 1 nimmt die freigesetzte Energie ungefähr um das 30-fache, die Bodenbewegungen um das 10-fache zu. Steigt die Magnitude hingegen um 4 (etwa von 0.5 auf 4.5), erhöht sich die freigesetzte Energie um einen Faktor von etwa 1 Million. Die Bodenbewegungen verstärken sich um das 10'000-fache. Bei einer Magnitude, welche um 8 höher ist, steigt die freigesetzte Energie um einen Faktor von etwa 1 Billiarde, während die Bodenbewegungen um den Faktor 100 Millionen zunehmen.

Die Intensität eines Erdbebens beschreibt das Ausmass der Erschütterungen an der Erdoberfläche (Vergleich *Tabelle 1*). Diese hängt nicht allein von der Magnitude eines Erdbebens ab. Vielmehr wird sie stark von der horizontalen Entfernung sowie der Tiefe des Erdbebenherds beeinflusst. Die lokale Beschaffenheit des Untergrundes (hartes Kristallin- oder weiches Sedimentgestein) und die Dauer des Bebens spielen ebenfalls eine wesentliche Rolle. Die Intensität eines Erdbebens wird mit einer Skala von I bis XII beschrieben. Das durch das Tiefengeothermie-Projekt in Basel ausgelöste Erdbeben besass eine Intensität von IV–V. Solche Intensitäten können von den meisten Personen, welche sich innerhalb von Gebäuden befinden, wahrgenommen werden. Wer im Freien ist, verspürt sie hingegen seltener.

Der Schweizerische Erdbebendienst (SED) registrierte zwischen 1975 und 2011 in der Schweiz und im angrenzenden Ausland mehr als 11'000 natürliche Erdbeben. Davon erreichten 2778 Erdbeben eine Magnitude (M_L) grösser 2 und 273 Erdbeben eine Magnitude (M_L) grösser 3. Letztere wurden alle von der Bevölkerung wahrgenommen. Das Magnitude 5 Beben vom 20. November 1991 in Vaz, Graubünden war das stärkste natürliche Erdbeben, das in diesem Zeitraum in der Schweiz aufgetreten war.

M_L	EMS	Definition	Beschreibung der maximalen Erdbeben-Wirkung
1–2	I	Nicht fühlbar	Nicht fühlbar.
	II	Kaum bemerkbar	Nur sehr vereinzelt von ruhenden Personen wahrgenommen.
2–3	III	Schwach	Von wenigen Personen innerhalb von Gebäuden wahrgenommen.
3–4	IV	Deutlich	Im Freien vereinzelt, in Gebäuden von vielen Personen wahrgenommen.
	V	Stark	Im Freien von wenigen, in Gebäuden von den meisten Personen wahrgenommen. Hängende Gegenstände pendeln stark.
4–5	VI	Leichte Gebäudeschäden	Viele Personen erschrecken. Einige Gegenstände fallen um. An vielen Häusern, insbesondere mit schlechtem Baustandard, treten leichte Schäden auf.
	VII	Gebäudeschäden	Die meisten Personen erschrecken. Viele Gegenstände fallen aus Regalen. An vielen Gebäuden solider Bauart treten erste Schäden auf wie kleine Mauerrisse, Abfallen von Putz etc. Bei Gebäuden mit schlechterem Baustandard grössere Mauerrisse und Einsturz von Zwischenwänden.
5–6	VIII	Schwere Gebäudeschäden	Viele Personen verlieren das Gleichgewicht. An vielen Gebäuden einfacher Bausubstanz treten schwere Schäden auf (Giebelteile und Dachsimse stürzen ein). Einige Gebäude sehr einfacher Bauart stürzen ein.
	IX	Zerstörend	Allgemeine Panik. Sogar gut gebaute gewöhnliche Bauten zeigen schwere Schäden oder den eilweisen Einsturz tragender Bauteile. Viele schwächere Bauten stürzen ein.
6–7	X	Sehr zerstörend	Viele gut gebaute Häuser werden zerstört oder erleiden schwere Beschädigungen.
	XI	Verwüstend	Die meisten Bauwerke, selbst einige mit guter erdbebengerechter Konstruktion, werden zerstört.
7–8	XII	Vollständig verwüstend	Nahezu alle Konstruktionen werden zerstört.

Tabelle 1: Intensitäten-Skala (EMS), Intensitäten-Definition, Beschreibung maximaler Schäden (Auszug) sowie Korrelation mit der Magnituden-Skala (M_L) (Quellen: Grünthal, G., 1998: European Macroseismic Scale 1998 (EMS–98), Cahiers du Centre Européen de Géodynamique et de Séismologie, Band 15, Luxembourg und Schweizerischer Pool für Erdbebendeckung, 2003: Die Magnitude – Faktenblatt zum Thema «Erdbeben-Begriffe»).

Erdbeben – Risiko

Das Risiko von Erdbeben wird nicht allein von der Wahrscheinlichkeit, dass ein Erdbeben einer bestimmten Magnitude eintritt (die sogenannte seismische Gefährdung), bestimmt. Das Risiko von Erdbeben setzt sich vielmehr aus mehreren, voneinander unabhängigen Faktoren zusammen. Neben der seismischen Gefährdung sind die Beschaffenheit des Untergrundes, die betroffenen Werte (dünnbesiedelte Gebiete oder hochindustrialisierte Städte) sowie die vom Baustandard abhängige Verletzbarkeit der Gebäude Faktoren, welche in die Risikobewertung miteinfließen. Auch die Art der gefährdeten Bauten (z. B. Chemieanlagen oder Kraftwerke) sind risikobestimmende Faktoren.

Insgesamt bedeutet dies, dass in dünnbesiedelten Gebieten, in denen öfter starke Erdbeben auftreten, trotz hoher Erdbebengefahr ein vergleichsweise geringes Erdbebenrisiko besteht, da weder Menschen noch Bauwerke betroffen sind.

Induzierte Erdbeben als Folge tiefengeothermischer Anlagen

Bei beiden Tiefengeothermie-Systemen (hydrothermal und petrothermal) sind Erdbeben nicht auszuschliessen, da beide in die natürlichen Verhältnisse im Untergrund eingreifen. Bei petrothermalen Systemen ist die Wahrscheinlichkeit jedoch aus methodischen Gründen höher (siehe oben und *Figur 1*).

Bezüglich hydrothermaler Systeme deutet der erfolgreiche Betrieb bestehender Anlagen z. B. im Gebiet um München, im Grossraum Paris oder in Riehen bei Basel darauf hin, dass diese wahrscheinlich nur mit vergleichsweise schwachen, nicht störenden Beben verbunden sind. Grundsätzlich sind Mikrobeben jedoch nicht auszuschliessen, da durch die Entnahme von Wasser in die natürlichen Verhältnisse des Untergrundes eingegriffen wird.

Bei petrothermalen Systemen ist die künstliche Generierung von Bruchvorgängen, welche sich in Form von (Mikro-)Beben widerspiegelt, Grundlage der Methodik (siehe *Figur 1b*). Erst durch diese werden die für die Wärmegegewinnung notwendigen Fliesswege für Wasser im Untergrund geschaffen.

Diese hydraulischen Stimulationsmassnahmen wurden weltweit in Pilot- und Demonstrationsanlagen getestet. In der überwiegenden Zahl der Fälle waren die erzeugten Erschütterungen so schwach, dass sie an der Erdoberfläche nur mithilfe von Messinstrumenten aufgezeichnet werden konnten (*Tabelle 2*). In der Tiefbohrung Groß-Schönebeck, Deutschland, traten beispielsweise Mikrobeben auf, welche nur durch Messgeräte aufgezeichnet werden konnten. Beim GeneSys-Projekt Horstberg waren während des künstlichen Aufbrechens des Untergrundes trotz einer in die Erde gepressten Wassermenge von 20'000 m³ keine Erdbeben mit einer Magnitude M_L grösser 0 zu registrieren. Insgesamt legen die durchgeführten Stimulationen nahe, dass die lokalen geologischen Untergrundverhältnisse grossen Einfluss sowohl auf die Häufigkeit als auch auf die Intensität von induzierten Erdbeben haben.

In einzelnen Fällen traten jedoch infolge einer hydraulischen Stimulation Erschütterungen oberhalb der Spürbarkeitsgrenze auf. Das bekannteste Beispiel ist das induzierte Erdbeben von Basel, welches die Bevölkerung verängstigte. Das stärkste bisher bei einer Tiefengeothermie-Anlage aufgetretene Erdbeben trat 2003 am Standort Innamincka «Cooper Basin», Australien auf (M_L 3.7 in Folge hydraulischer Stimulation, Tiefe 4.2 km).

Ort/Land	Tiefe (km)	Gestein	Datum	Injektionsart	Max M _L
Geothermie: Magmatische Gesteine					
Le Mayet/F	0.75	Granit	1987	Stimulation	N-Felt
Soultz/F	3.5	Granit	1993	Stimulation	1.9
Soultz/F	5.0	Granit	2003	Stimulation	2.9
Bad Urach/D	4.3	Gneis	2002	Stimulation	1.8
KTB/D	9.0	Gneis	1994	Injektionstest	1.2
KTB/D	3.0/6.0	Gneis	2000	Injektionstest	0.5
Landau/D	3.0	Granit/ Sandsteine Karbonatite	2007	Zirkulation	2.7
Krafla/IS	2.0	Basalt	2002–2004	Zirkulation	≤2.0
Laugaland/IS	1.8/2.8	Basalt	1997–1999	Zirkulation	<-1
Svartsengi/IS	2.0	Basalt	1993	5-Monate Injektion	<-1
Hellisheidi/IS	2.5	Basalt	2003	Bohren / Stimulation	2.4
Monte Amiata/I	3.0	Metamorphite	1969	Zirkulation	3.5
Fjällbacka/S	0.5	Granit	1989	Stimulation	-0.2
Basel/CH	5.0	Granit	2006	Stimulation	3.4
Rosemanowes/UK	2.5	Granit	1987	Zirkulation	2.0
Geothermie: Sedimentäre Gesteine					
Simbach-Brunau/A	1.9	Karbonatite	2001	Zirkulation	N-Rep
Altheim/A	2.2	Karbonatite	2001	Zirkulation	N-Rep
Geinberg/A	2.1	Karbonatite	1998	Zirkulation	N-Rep
Bad Blumau/A	2.6	Karbonatite	1999	Zirkulation	N-Rep
Thisted/DK	1.25	Sandsteine	2001	Zirkulation	N-Rep
Margrethholm/DK	2.5	Sandsteine	2004	Zirkulation	N-Rep
Paris/F	1.16-1.98	Karbonatite	1971-	Zirkulation	N-Rep
Neustadt-Glewe/D	2.4	Sandsteine	1995	Zirkulation	N-Rep
Waren/D	1.55	Sandsteine	1984	Zirkulation	N-Rep
Neubrandenburg/D	1.25	Sandsteine	1989	Zirkulation	N-Rep
Gross Schönebeck/D	4.0	Sandsteine / Vulkanite	2007	Stimulation	-1.1
Horstberg/D	4.0	Sandsteine	2003	Stimulation	<0
Straubing/D	0.8	Karbonatite	1999	Zirkulation	N-Rep
Munich-Pullach/D	3.4/3.4	Karbonatite	2005	Zirkulation	N-Rep
Munich-Riem/D	2.7/3.0	Karbonatite	2004	Zirkulation	N-Rep
Unterhaching/D	3.6/3.35	Karbonatite	2007	Zirkulation	2.4
Unterschleissheim/D	1.6/1.6	Karbonatite	2003	Zirkulation	N-Rep
Bruchsal/D	2.0/2.5	Sandsteine	2008	Zirkulation	N-Rep
Larderello-Travale/I	2.0	Karbonatite	1977	Zirkulation	3.0

Ort/Land	Tiefe (km)	Gestein	Datum	Injektionsart	Max M _L
Latera/I	1.0	Karbonatite	1984	Injektion	2.9
Torre Alfina/I	2.0	Karbonatite	1977	Injektion	3.0
Cesano/I	2.0	Karbonatite	1978	Injektion	2.0
Bialy-Dunajec/P	2.4	Karbonatite	2001	Zirkulation	N-Rep
Uniejów/P	2.0	Sandsteine	2001	Zirkulation	N-Rep
Riehen/CH	1.25/1.55	Karbonatite	1989	Zirkulation	N-Rep

Tabelle 2: Maximale Erdbeben-Magnituden im Rahmen von Tiefengeothermieprojekten in Europa (nach Evans et al., 2012, Geothermics 41). Bei Angabe von zwei Tiefen bezieht sich erstgenannte auf die Injektionsbohrung. «N-Rep.» bedeutet, dass von den Anwohnern bzw. von dem regionalen/lokalen seismischen Messnetz keine Erdbeben registriert werden konnten. Bei «N-Felt» zeichnete ein lokales seismisches Messnetz Erdbeben unbestimmbarer Magnitude auf, welche vom Menschen jedoch nicht wahrgenommen wurden.

Induzierte Erdbeben als Folge anderer menschlicher Eingriffe in den Untergrund

Erdbeben, welche durch menschliche Eingriffe in den Untergrund erzeugt werden, sind seit Jahrzehnten bekannt. Sie entstehen weltweit unter anderem beim Bergbau, bei der Förderung von Gas und Erdöl, beim Verpressen flüssiger Abfälle in den Untergrund und selbst bei Stauseen (Tabelle 3). Bei Letztgenannten wurden in der Vergangenheit Magnituden (M_L) bis 6.5 verzeichnet. Dabei sinkt nach anfänglich häufigen und teilweise starken Erdbeben deren Anzahl und Schwere in vergleichsweise kurzer Zeit. Dies ist auf die Einstellung eines neuen Gleichgewichts zurückzuführen.

Ort/Land	Tiefe (km)	Datum	Max. M _L	Intensität
Berg- und Tunnelbau				
Völkershäusen, Werra-Revier/D ¹	ca. 0.7-0.9	13.3.1989	5.6	VIII–IX
Sünna, Werra-Revier/D ¹		23.6.1975	5.2	VIII
Krügershall, Saale-Revier/D ¹		24.5.1940	4.9	VII
Teutschenthal, Saale-Revier/D ¹		11.9.1996	4.9	VII
Aschersleben, Nordharz/D ¹		4.4.1971	3.9	VI–VII
Walensee/CH ⁴		22.11.1997	3.8	
Gotthardbasistunnel/CH ⁴		25.3.2006	2.4	
Belchatow/Polen ⁵	1-2	1980	4.6	

Ort/Land	Tiefe (km)	Datum	Max. M _L	Intensität
Stauseen				
Koyna-Stausee/Indien ²	25	11.12.1967	6.5	
Assuan-Staudamm/Ägypten ³		14.11.1981	5.2 (5.3 ⁵)	
Hoover/USA ⁵		1939	5.0	
Hsingfengkiang/China ⁹		19.3.1962	6.1	
Lac de Salanfe/CH ¹⁰		09.1953 *	3.5	
Öl- und Gasgewinnung				
Niederlande ⁶			3.5	
Long Beach/Kanada ⁵		1930er Jahre	5.2	
Gazli/Usbekistan ⁵		1976	~ 7.0	
Lacq/France ⁷		1967–1989	44 × > 3.0 4 × > 4.0	
Fluidinjektion				
Denver/USA ⁵		1960er Jahre	5.3	
Paradox Valley, Colorado/USA ⁸		Mai 2000	4.3	

Tabelle 3: Maximale Magnituden nicht-geothermisch induzierter Erdbeben.

* Zeitraum intensivster Erschütterungen.

Quellen: ¹: Grünthal & Minkley (2005); ²: Housner (1969); ³: Selim et al. (2002),

⁴ Deichmann (2012), ⁵ Majer (2011), ⁶ Kraaijpoel et al., et al. (2009), ⁷ Maury (1992), ⁸ Ake et al. (2005), ⁹ Talwani & Acree (1984/85), ¹⁰ Bianchetti et al. (1992).

Induzierte Erdbeben in der Schweiz

Auch in der Schweiz werden seit langem Erdbeben durch menschliche Eingriffe in die Natur ausgelöst. Sie treten beispielsweise beim Tunnelbau, bei Arbeiten in Steinbrüchen sowie im Zusammenhang mit Stauseen auf. Die Schweizer Fallbeispiele für auf den Menschen zurückzuführende Erdbeben sind zahlreich. Beim Bau des Gotthard-Basistunnels wurden beispielsweise mehrere Erdbeben mit Magnituden (M_L) bis maximal 2.4 gemessen. Der langjährige Gesteinsabbau in einem Steinbruch am Walensee erzeugte 1997 mehrere Erdbeben bis zu einer Magnitude (M_L) von 3.8. Am Lac de Salanfe und an den Stauseen von Emosson und Contra wurden beim Aufstauen bzw. beim Erhöhen der Staukote teilweise starke, für die Bevölkerung beunruhigende Erdbeben registriert.

Mögliche Strategien im Umgang mit der Gefahr von induzierten Erdbeben

Petrothermale Geothermianlagen können in der Schweiz mittel- bis langfristig eine erneuerbare und einheimische Energiequelle darstellen, welche alle Anforderungen an eine zukünftige Wärme- und Stromversorgung erfüllt.

Um das enorme geothermische Energiepotential jedoch nutzen zu können, müssen die komplexen Zusammenhänge, welche zur Auslösung von Erdbeben führen, verstanden werden. Mithilfe dieser gewonnenen Kenntnisse sollen zuverlässigere Erdbebenvorhersagen abgegeben und müssen störende Erschütterungen durch eine angepasste Vorgehensweise bei der Erstellung der Wärmetauscher weitgehend vermieden werden. Hier liegt eine grosse wissenschaftliche und technische Herausforderung.

Im Rahmen des EU-Forschungsprojekts GEISER sowie des GEOTHERM-Programms an der ETH-Zürich wird beispielsweise bereits intensiv an der Optimierung der Tiefengeothermie-Technologie gearbeitet.

Bezüglich seismischer Risikoabschätzung ist es sinnvoll, diese innerhalb der einzelnen Projektphasen (Vorphase, Phase der Erschliessung bzw. Stimulation des Reservoirs sowie Produktionsphase) differenziert zu betrachten. Da zu Beginn des Projekts die lokalen Verhältnisse noch nicht oder erst wenig bekannt sind, basiert die Risikobewertung zu Beginn auf Analogieschlüssen aus anderen Projekten mit ähnlichen Gegebenheiten. Präzisere Risikoeinschätzungen sind erst im weiteren Verlauf des Projektes durch die sukzessiv anfallenden Daten möglich. Aus diesem Grund bedarf es nicht nur einer wiederholten Neubewertung des seismischen Risikos, sondern auch einem früh beginnenden offenen Dialog und Informationsaustausch zwischen Bewilligungsbehörden, Projektbetreibern und Direktbetroffenen, wie z. B. Anwohnern, über die gesamte Projektlaufzeit hinweg. Mithilfe eines Reaktionsplans kann das seismische Risiko weiter begrenzt werden. Dieser stützt sich auf ein hochempfindliches Beobachtungsnetzwerk zur Registrierung auftretender Mikrobeben mit Echt-Zeit-Datenauswertung. So gelingt es, rechtzeitig einen Anstieg der Erdbebenmagnituden im noch nicht spürbaren Bereich zu detektieren und gegebenenfalls Gegenmassnahmen zu ergreifen. Sollten trotz aller Massnahmen allfällige durch induzierte Erdbeben verursachte kleinere Schäden auftreten, haftet der Projektinhaber.

Quellen:

Ake, J., Mahrer, K., O'Connell, D. und Block, L. (2005): Deep-Injection and Closely Monitored Induced Seismicity at Paradox Valley, Colorado. Bulletin of the Seismological Society of America, Vol. 95 (2), S. 664–683.

Bianchetti, G., Roth, P., Vuataz, F.-D. und Vergain, J.: Deep Groundwater circulation in the Alps: Relations between water infiltration, induced seismicity and thermal springs. The case of Val d'Illiez, Wallis, Switzerland.

Deichmann, N. (2012): Earthquakes in Switzerland and surrounding regions 1996–2011–Version 2012.2 vom 21. September 2012.

Evans, K., Zappone, A., Kraft, T., Deichmann, N. und Moia, F. (2012): A survey of the induced seismic responses to fluid injection in geothermal and CO₂ reservoirs in Europe. Geothermics 41, S. 30– 54.

Grünthal, G und Minkley, W. (2005): Bergbauinduzierte seismische Aktivität als Quelle seismischer Belastungen. Bautechnik 82 (8), S. 508–513.

Housner, G.W. (1969): Seismic Events at Koyna Dam. The 11th U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS), June 16–19, 1969, Berkeley, CA. Conference Paper.

Kraaijpoel, D., Goutbeek, F., Sleeman, R. und Dost, B. (2009): Induced seismicity in the gas reservoirs of the Netherlands. Poster: EGU General Assembly 2009, April 20-24, 2009, Vienna.

Majer, E. (2011): Induced Seismicity Associated with Energy Applications – Issues, Status, Challenges, Needs. Presentation made to US National Academy of Sciences on April 26, 2011. (<http://iea-gia.org/category/publications/annex-xi-publications/>).

Maury, V. M. R., Grassob, J.-R., und Wittlinger, G. (1992): Monitoring of subsidence and induced seismicity in the Lacq Gas Field (France): the consequences on gas production and field operation. Engineering Geology, Vol. 32 (3), S. 123–135.

Talwani, P. und Acree, S. (1984/85): Pore Pressure Diffusion and the Mechanism of Reservoir-Induced Seismicity. Pure and Applied Geophysics PAGEOPH, Vol. 122 (6), S. 947-965.

Frauenfeld, 8. Dezember 2012

Bearbeitung: Dr. Roland Wyss und Dr. Katharina Link, GEOTHERMIE.CH

Glossar

GLOSSAR

Arteser / Artesischer Austritt

Liegt ein Grundwasser führender Horizont unterhalb einer undurchlässigen Schicht, kann in diesem ein hoher hydraulischer Überdruck bestehen. Bei einem sogenannten Arteser liegt die Grundwasserdruckfläche über der Geländeoberfläche. Bohrt man einen solchen Arteser an, tritt das Wasser an der Erdoberfläche aus (= artesischer Austritt).

Aquifer

Locker- oder Festgesteinshorizont, welcher wasserdurchlässig ist und somit als Grundwasserleiter wirken kann.

Chemische Stimulation

Diese dient der Verbesserung der Durchlässigkeit natürlicher Aquifere (hydrothermale Systeme) oder künstlich geschaffener Wärmetauscher (petrothermale Systeme) und kann bei karbonatischen Gesteinen bzw. Zementationen verwendet werden.

Dublette

Bei einer Dublette verfügt die tiefengeothermische Anlage über zwei Bohrungen: eine Förder- und eine Injektionsbohrung. Der Tiefenwasserkreislauf ist geschlossen.

Durchlässigkeit

Die Durchlässigkeit eines Gesteins beschreibt die Möglichkeit, ob und wie viel Wasser durch vorhandene Hohlräume das Gestein / das Gebirge durchfliessen kann.

Energie

Es gibt unterschiedlichste Energieformen, z. B. thermische und elektrische Energie. Thermische Energie wird auch als Wärme, elektrische Energie als Strom bezeichnet. Energie kann von einer Form in eine andere wechseln. Wärme kann beispielsweise in Strom umgewandelt werden, wobei die Konvertierung thermodynamisch bedingt nicht vollständig möglich ist. Energie wird mit der Einheit Wh angegeben. In der Geothermie werden meist kWh (= 1000 Wh) oder MWh (= 1 Mio. Wh) verwendet. Für die eindeutige Unterscheidung von elektrischer bzw. thermischer Energie wird beispielsweise kWh_{el} bzw. kWh_{th} verwendet.

Entzugsleistung

Die Entzugsleistung ist die Wärmemenge, die ein technisches System dem Untergrund pro Zeiteinheit entzieht. Sie wird in Watt angegeben.

Erdbebengefährdung

Die Erdbebengefährdung beschreibt die Wahrscheinlichkeit, mit der an einem bestimmten Ort an der Erdoberfläche Erschütterungen einer bestimmten Stärke auftreten.

Erdbebenrisiko

Das Erdbebenrisiko wird nicht nur durch die Erdbebengefährdung, sondern auch durch weitere Faktoren bestimmt. Dies sind insbesondere Besiedlungsdichte, Bauwerkstabilität und vorhandene Vermögenswerte.

Erdwärmeentzug

Der spezifische Wärmeentzug ist die Wärmemenge, welche mittels Erdwärmesonden aus dem Untergrund gewonnen werden kann.

Erdwärmesonde (EWS)

Erdwärmesonden sind vertikal in den Untergrund gebohrte Wärmetauscher von mehreren Dekametern bis ca. 400 Metern Länge. Erdwärmesonden können mit unterschiedlichen Wärmeträgermedien betrieben werden. Am meisten verbreitet sind Doppel-U-Sonden mit Sole (Wasser mit Zusatz von Frostschutzmittel) oder reinem Wasser als Wärmeträger. Erdwärmesonden werden sowohl als Einzelanlagen als auch als Erdwärmesonden-Felder mit 10 bis mehrere Hundert miteinander gekoppelte Erdwärmesonden erstellt.

Erkundung

Unter Erkundung wird die Erforschung der Untergrundverhältnisse verstanden. Es gibt indirekte (geophysikalische Untersuchungen) und direkte Methoden (Bohrungen). Ziel ist es, Informationen über die entscheidenden geologischen Parameter wie z. B. Untergrundaufbau (Tiefenlage Zielhorizont), Durchlässigkeit oder vorhandene Störungen etc. zu erhalten. Die gewonnenen Daten werden interpretiert und darauf basierend Untergrundmodelle erstellt.

Erschliessung

Die Erschliessung umfasst insbesondere den Bohrvorgang. Allfällig durchgeführte Stimulationsmassnahmen und Tests werden ebenfalls dieser Projektphase zugeteilt.

Gewinnung

Bei der Gewinnung wird die im Untergrund gespeicherte Erdwärme durch eine oder mehrere Bohrungen an die Erdoberfläche transportiert. Die gewonnene Wärme stammt entweder aus Tiefenwasser (hydrothermal) oder Festgestein (petrothermal).

Hydraulische Stimulation

Durch das Einpressen von Wasser unter hohem Druck werden Schwächezonen im Gestein so aufgedrückt und gegeneinander bewegt, dass sich die ursprünglich geringe Durchlässigkeit im Untergrund erhöht. Damit können auch

ursprünglich relativ wasserundurchlässige Gesteine als Wärmetauscher für geothermische Anlagen genutzt werden.

Hydrothermale Systeme

Hydrothermale Systeme nutzen im Untergrund vorhandene heisse Tiefenwässer als Wärmequelle. Ist die natürliche Fliessrate im Untergrund für eine wirtschaftliche Nutzung nicht hoch genug, kann zur Verbesserung eine chemische und/oder hydraulische Stimulation durchgeführt werden, um die Fliessrate zu steigern.

Induzierte Seismizität

Induzierte Seismizität ist unmittelbar auf menschliche Tätigkeiten zurückzuführen. Sie kann immer dann auftreten, wenn die natürlichen Spannungszustände im Untergrund durch menschliche Eingriffe verändert werden, wie beispielsweise beim Bergbau, beim Aufstauen künstlicher Seen oder auch bei hydraulischen Stimulationen. Bewirkt eine menschliche Aktivität hingegen das verfrühte Auftreten eines natürlichen Erdbebens, spricht man von getriggelter Seismizität.

KW

Kilowatt. Einheit der thermischen bzw. elektrischen Leistung (siehe «Leistung»).

KWh

Kilowattstunde. Einheit von Energie, wie z. B. Wärme (siehe «Energie»).

Leistung

Die Leistung einer Anlage beschreibt, wie viel thermische bzw. elektrische Energie (Wärme bzw. Strom) pro bestimmte Zeiteinheit erzeugt werden kann. Leistungen werden in Watt [W] angegeben. In der Tiefen Geothermie werden in der Regel MW (= 1 Mio. W) verwendet. Zur eindeutigen Unterscheidung von thermischer und elektrischer Leistung wird auf die Bezeichnung MW_{th} bzw. MW_{el} zurückgegriffen.

Petrothermale Systeme

Bei petrothermalen System wird die Wärme aus dem Festgestein gewonnen. Um diese an die Oberfläche zu fördern, wird Wasser in den tiefen Untergrund gepumpt. Um die Wärme aufnehmen zu können, muss das zugeführte Wasser jedoch durch das Gesten zirkulieren können. Aus diesem Grund erfolgt eine hydraulische Stimulation, welche den künstlichen «Durchlauferhitzer» erzeugt.

Reprocessing

Bei einem Reprocessing werden bestehende seismische Rohdatensätze, welche innerhalb der letzten rund 50 Jahre meist im Zuge der Kohlenwasserstoff-exploration gewonnen wurden, neu bearbeitet. Dies ermöglicht nicht nur Störsignale zu reduzieren bzw. zu eliminieren, sondern gleichzeitig auch die seismischen Signale zu verbessern.

Singlette

Bei einer Singlette verfügt die tiefengeothermische Anlage nur über eine Förderbohrung. Nach dem Wärmeentzug wird das geförderte Tiefenwasser unter Berücksichtigung geltender gewässerschutzrechtlicher Regelungen in ein Oberflächengewässer eingeleitet.

Stimulation

Stimulationsmassnahmen werden durchgeführt, um die natürliche Förderrate aus Aquiferen zu erhöhen oder um einen künstlichen Wärmetauscher zu erzeugen. Es wird zwischen chemischer und hydraulischer Stimulation unterschieden, welche einzeln oder kombiniert eingesetzt werden können.

Thermische Leistung

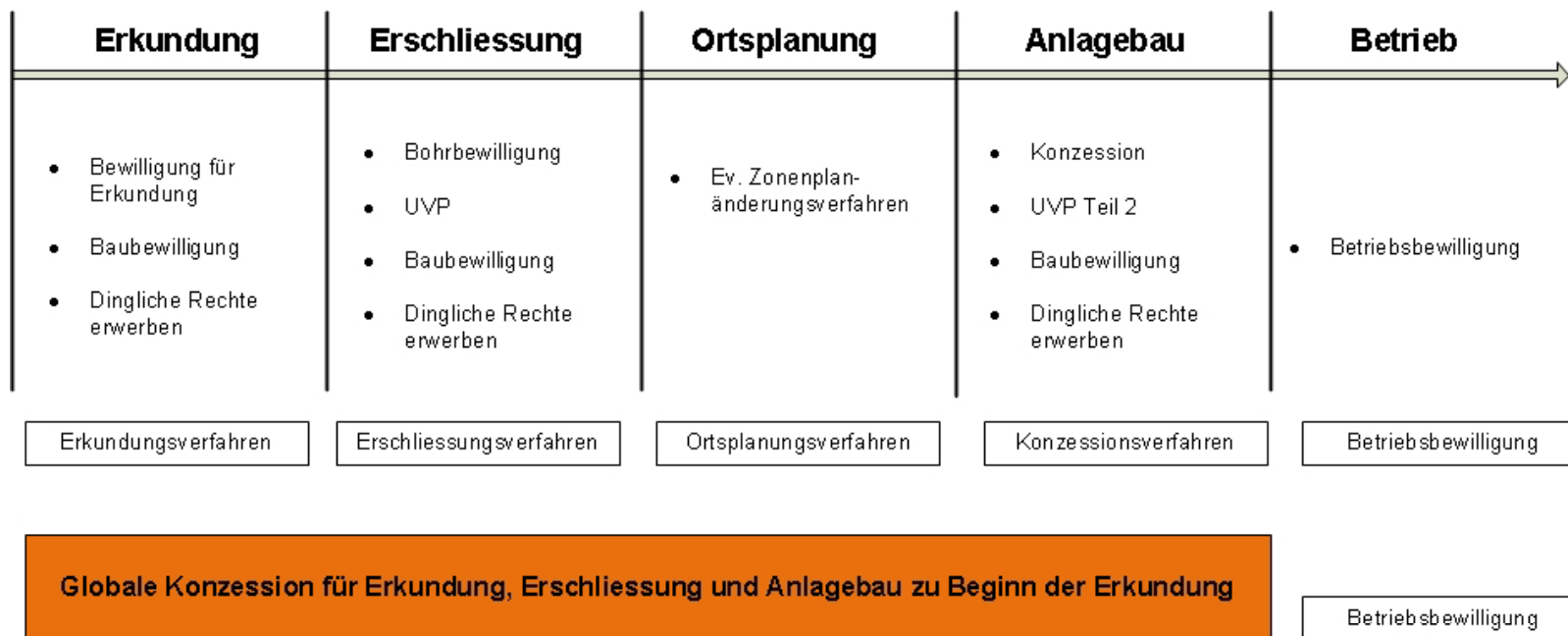
Siehe «Leistung».

Wärme

Thermische Energie (siehe «Energie»).

Verfahren: Übersicht über die verschiedenen Bewilligungen

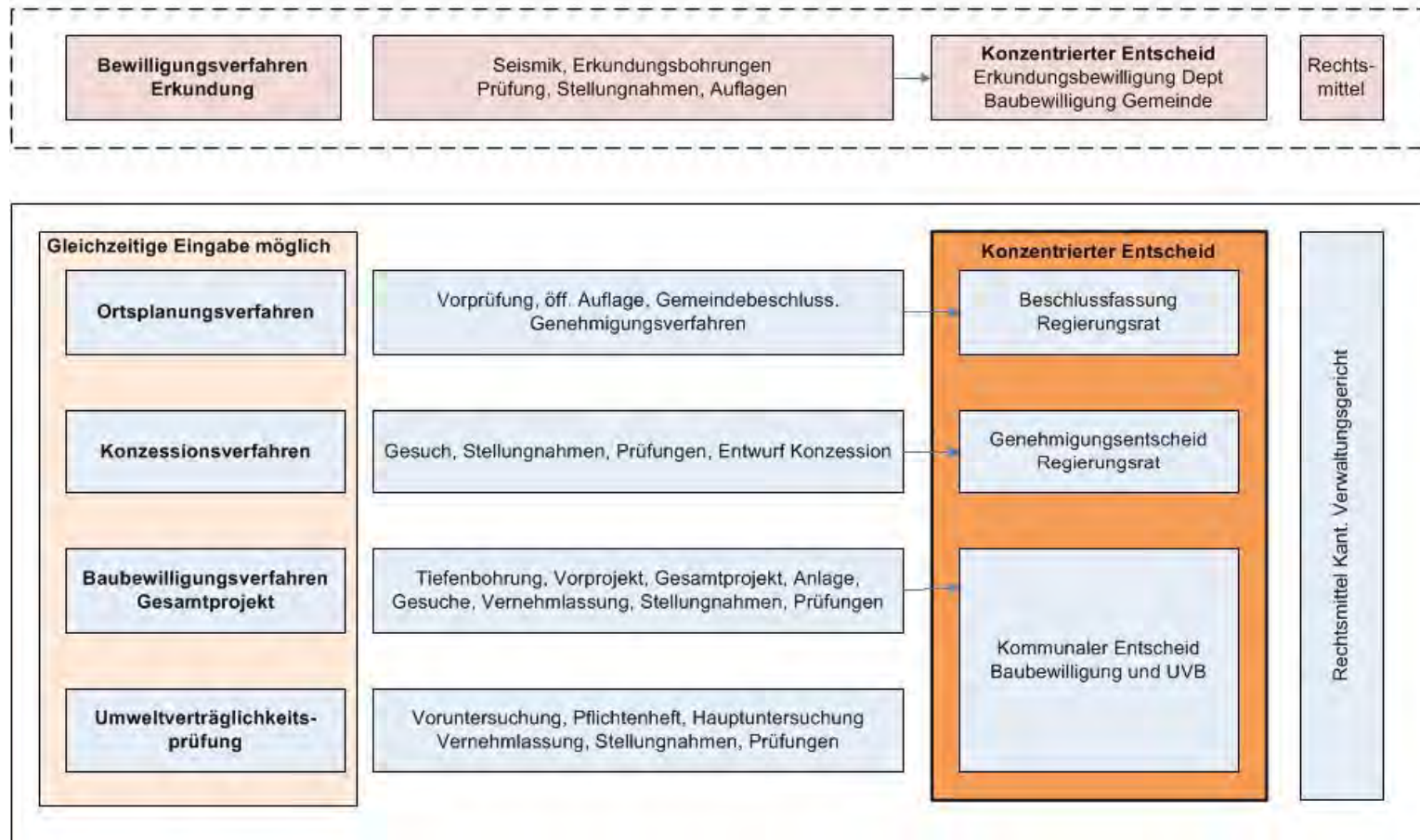
Bewilligungen und Konzession „Globale Konzession“



→ Nicht möglich; Rechtsgrundlagen erneuern

Koordiniertes Gesamtverfahren nach Konzentrationsmodell

Schematische Darstellung des Konzentrationsmodells; enthält keinen Anspruch auf Vollständigkeit



Quelle: Geo-Energie Suisse AG