



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

Schlussbericht September 2010

Tiefe Geothermie Winterthur

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Geothermie
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Kofinanzierung:

Stadtwerk Winterthur
Wärme und Entsorgung
8402 Winterthur

Auftragnehmer:

GGEOWATT AG
Dohlenweg 28
CH-8050 Zürich
www.geowatt.ch

Autor(en):

Dr. T. Kohl (Projektleiter), Kohl@geowatt.ch

BFE-Bereichsleiter: Gunter Siddiqi

BFE-Programmleiter: Rudolf Minder

BFE-Vertrags- und Projektnummer: 154'424 / 103'355

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist/sind ausschliesslich der/die Autor/en dieses Berichts verantwortlich.

Projekt

"Tiefe Geothermie

Winterthur"

Schlussbericht

September 2010

Kontakt:

Dr. T. Kohl
GEOWATT AG
Dohlenweg 28
CH-8050 Zürich

Adressen der Projektpartner:

GEOWATT AG
T. Kohl, C. Baujard und D. Ollinger
Dohlenweg 28
CH-8050 Zürich

Laboratoire Suisse de Géothermie – CREGE
E. Schill, P. Altwegg
CHYN / Univ. de Neuchâtel
11, Rue Emile-Argand
CH-2009 Neuchâtel

Dr. Heinrich Naef, Büro für angewandte Geologie & Kartografie
H. Naef
Vadianstrasse 41a
CH-9000 St. Gallen

Dr. Roland Wyss GmbH
R. Wyss und A. Blum
Zürcherstrasse 105
CH-8500 Frauenfeld

FORALITH Drilling Support AG
St. Berli
Bionstrasse 4
CH-9015 St. Gallen

Gruneko AG
K.H. Schädle
Güterstrasse 137
CH-4002 Basel

INHALTVERZEICHNIS

Zusammenfassung	1
1. Hintergrund	4
1.1 Geothermische Nutzung	5
1.2 Geothermieprojekte in Europa	7
1.3 Geothermie in der Schweiz	10
2. Bewertung der Untergrunddaten und Ressourcenabschätzung (AP1)	13
2.1 Geologie, Hydrogeologie und Neotektonik	13
2.1.1 Geologie: Überblick und Datenlage	13
2.1.2 Hydrogeologie und hydrogeologisch relevante Strukturen: Überblick und Datenlage	21
2.1.3 Petrophysikalische Daten	29
2.2 Erdbeben und Neotektonik.....	30
2.3 Temperatur in der Tiefe und geothermisches Potenzial: Datenlage.....	32
2.4 Neuberechnung Ressourcenabschätzung	34
2.4.1 Erstellung eines neuen geologischen Modells.....	34
2.4.2 Berechnung der Wärmeverteilung	40
2.4.3 Gespeicherte Wärme (Heat in Place)	57
2.4.4 Nutzbares geothermisches Potenzial	62
2.5 Erste Empfehlungen: mögliche Nutzungsszenarien	66
2.6 Zusammenfassung.....	67
2.7 Literatur AP1	69
3. Entwicklung eines geophysikalischen Prospektionskonzeptes (AP2)	71
3.1 Hintergrund.....	71
3.2 Literaturuntersuchung bestehender Daten.....	71
3.2.1 Seismik Daten.....	71

3.2.2	Gravimetrische Daten	73
3.3	Prospektionskonzept für ein Tiefengeothermieprojekt im Stadtgebiet Winterthur ..	73
3.3.1	Voruntersuchungen zur Sensitivität von Gravimetrie	74
3.4	Kosten und Zeitplanung für Untersuchung an Nutzungsstandorten	78
3.5	Zusammenfassung.....	79
3.6	Literatur AP2	79
4.	Bewertung bestehender Infrastruktur und Abschätzung	
	Investitionskosten (AP3).....	80
4.1	Stromproduktion mit Geothermie	80
4.1.1	ORC Prozess	81
4.1.2	Kalina Prozess	81
4.2	Energiesenken und Einspeisebedingungen.....	81
4.2.1	Wärme an Fernwärmenetz Winterthur.....	81
4.2.2	Stromerzeugung	83
4.3	Bohrung.....	84
4.4	Energiequellen und Bohrstandorte.....	85
4.4.1	Standort 1: Oberwinterthur.....	86
4.4.2	Standort 2: Seuzach	91
4.4.3	Standort 3: Freienstein-Dättlikon-Embrach.....	96
4.5	Konzept Energiezentrale.....	102
4.5.1	Standort 1 und 2: Oberwinterthur / Seuzach	102
4.5.2	Standort 3: Freienstein-Dättlikon-Embrach.....	107
4.6	Erschliessbaren Fördermitteln und Vergütungen: Gesetzliche Rahmenbedingungen	110
4.6.1	Förderungsmassnahmen Bund	110
4.6.2	Unterstützung Kanton Zürich	112
4.7	Zusammenfassung.....	113
5.	Weitere Aspekte für den Bau eines Geothermiekraftwerks Winterthur	115
5.1	Graue Energie und Ökobilanz.....	115
5.2	Vergleich unterschiedlicher Energienutzungssysteme unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten	117
5.3	Zeit- und Kostenplanung für den Bau einer Geothermieranlage	121
5.4	Chancen / Risiken des Projekts	125

5.5	Literatur AP4	126
6.	Synthese und Empfehlungen	127
6.1	Synthese	127
6.2	Empfehlung für weiteres Vorgehen.....	129
7.	Anhang.....	131
7.1	Bohrdaten: Vereinfachte geologische Profile	131
7.2	Bohrdaten: Temperaturdaten	135
7.3	Bohrdaten: Hydrogeologie	139
7.4	Bohrdaten: Andere	141
7.5	Profildaten: Seismikprofile.....	142
7.6	Profildaten: Geologieprofile	147

ZUSAMMENFASSUNG

Grundlagen

Die vorliegende Studie wurde von *Stadtwerk Winterthur* beauftragt. Ihr Ziel ist die Abklärung der geothermischen Nutzungsmöglichkeiten im Stadtgebiet und der Umgebung der Stadt Winterthur. Dabei soll neben Fragestellungen betreffend der Eignung des Untergrundes insbesondere für Stromproduktion auch die Einbindung einer geothermischen Nutzung in das bestehende Fernwärmesystem abgeklärt werden. Zusätzlich werden Grundlagen für eine geophysikalische Prospektion im Untersuchungsgebiet erarbeitet. Alternative Energiequellen sind von besonderem Interesse, um die gegenwärtige Abhängigkeit von erschöpflichen Energiequellen zu reduzieren und gleichzeitig die CO₂ Belastung zu reduzieren. In dieser Studie werden umfassende Aspekte der Untergrundnutzung bis zur Abschätzung der Nutzungsmöglichkeiten und der Kostenbelastung behandelt.

Eine mögliche geothermische Nutzung des Untergrunds hängt von der Temperatur und der Lage, Durchlässigkeit und Mächtigkeit der wasserdurchlässigen Gesteinsschichten ("Aquifere") ab. Die Auswertung der verfügbaren Unterlagen zeigt, dass der tiefere Untergrund des Untersuchungsgebietes, den in der Nordschweiz typischen geologischen Aufbau besitzt, in dem die vier potenziellen Aquifere vorhanden sind, welche für eine Nutzung in Frage kommen: 1. Obere Meeresmolasse, 2. Oberer Malm, 3. Oberer Muschelkalk und 4. verwittertes Top-Kristallin. Bei der Auswertung galt das Augenmerk insbesondere den Störungszonen, da in diesen Bereichen mit erhöhter hydraulischen Durchlässigkeit gerechnet werden kann. Im Unterschied zu der von NW nach SE hin geneigten Lagerung der einzelnen Schichten weist das Grundgebirge nördlich des Stadtgebietes Winterthur eine im Grundgebirge eingeschnittene, tiefliegende Schwächezone auf, die auf den Nordschweizer Permokarbondrog zurückzuführen ist.

Die verfügbaren Daten zur Geologie und Hydrogeologie wurden bewertet und in ein neu-erstelltes dreidimensionales geologisches Modell des Untergrunds eingebaut. Mit dem daraus abgeleiteten Rechenmodell wurden die Temperatur, die gespeicherte Wärme und die technisch nutzbare Energie für jeden Aquifer bestimmt.

Bei dem verwendeten Konzept für die Berechnung des technisch nutzbaren Potentials wurde von einer fiktiven Dublettenanlage ausgegangen. Mit einer entsprechenden Berechnungsmethode wurde für jeden Aquifer und jeden Ort die Leistung einer solchen Dublettenanlage bestimmt und grafisch auf der Oberfläche des jeweiligen Aquifers dargestellt. Die Ergebnisse zeigen ein sehr hohes geothermisches Potential für geklüftete Bereiche im kristallinen Untergrund.

Untersuchung von drei Standorten

Auf Basis der ermittelten Informationen und der durchgeführten Ressourcenanalyse wurden drei mögliche Standorte für eine geothermische Nutzung in den tieferen (heissen) Aquifere identifiziert und näher untersucht. Eine besondere Rolle fällt der Oberen Meeresmolasse zu. Hier eröffnet sich die Möglichkeit, auf dem Stadtgebiet Winterthur eine geothermische Nieder-Enthalpienutzung vorzunehmen. Auswahlkriterien für die drei Standorte waren, neben den geothermischen Voraussetzungen, die bestehende Infrastruktur. An folgenden drei Standorten wurden die Untersuchungen vorgenommen:

- S1 "*Oberwinterthur*": Nutzung des Oberen Muschelkalk mit prognostizierter Temperatur von 79°C und thermischer Entnahmeleistung von 2 MW_{th},
- S2 "*Seuzach*" Nutzung einer Störungzone im oberen Kristallin mit prognostizierter Temperatur von 80°C und Entnahmeleistung von 8,7 MW_{th}, und
- S3 "*Freienstein-Dättikon-Embrach*" Nutzung einer Randstörung im Permokarbondrog / Kristallin mit prognostizierter Temperatur von 159°C und Entnahmeleistung von 14,4 MW_{th}.

Der Standort S1 "*Oberwinterthur*" weist keine hydrogeologischen Besonderheiten auf und zeichnet sich nur durch die vorhandene Infrastruktur (FW-Netz, etc.) aus. Die KVA Winterthur wird in der heutigen Konstellation des Fernwärmenetzes als Hauptwärmelieferant verwendet. Etwa 98% der Fernwärme werden heute aus der KVA geliefert. Falls an der Betriebsweise der KVA und des Fernwärmenetzes keine grundlegenden Änderungen geplant sind, würde die Wärme aus einer Geothermieranlage lediglich die Netzspitzenlast abdecken. Damit liesse sich nur eine geringe geothermische Wärmemenge (ca 2'000 - 5'000 MWh/a) nutzen. Hier lässt sich der eigentliche Vorteil der geothermischen Energiegewinnung, nämlich Grundlast zur Verfügung zu stellen, nicht nutzen. Ausserdem wurde an diesem Standort auch nur ein geringes geothermisches Potential identifiziert.

Beim Standort S2 "*Seuzach*" gibt es Hinweise auf ein höheres Potenzial durch eine kleine Störungszone im Mesozoikum (im Bereich des Oberen Malm und Oberen Muschelkalks). Die Ausdehnung dieser Störungszone ist bislang nur unzureichend durch Messungen belegt. Aufgrund der Tiefenlage des Kristallins bleibt die prognostizierte Fördertemperatur unter dem für eine Stromerzeugung notwendigen Wert. Für diesen Standort müsste eine eigenständige Infrastruktur für Wärmeversorgung bereitgestellt werden.

Im Gegensatz zu den Standorten S1 und S2 befindet sich das Top-Kristallin beim Standort S3 "*Freienstein-Dättikon-Embrach*" unter einer Permokarbonüberdeckung am südlichen Rand des Nordschweizer Permokarbondrogs und damit in einer Tiefe, die für eine Stromproduktion geeignet ist. Neben der hohen Fördertemperatur bietet dieser Standort durch die Schwächezone im Bereich des Südrands dieses Permokarbondrogs gute Voraussetzungen für eine erhöhte hydraulische Durchlässigkeit. Die erreichbare Fliessrate beeinflusst entscheidend die Wirtschaftlichkeit einer Geothermieranlage. Aufgrund der wirtschaftlichen Randbedingungen steht eine Nutzung mit reiner Stromproduktion nicht im Zentrum der Untersuchung. Daher wird eine kombinierte Strom- und Wärmenutzung näher untersucht, wobei auch für diesen Standort eine eigenständige Infrastruktur für die Wärmeversorgung bereitgestellt werden müsste. Legt man die nach KEV gültigen Stromeinspeisetarife (0.30 CHF/kWh_e) zugrunde, so ergibt eine erste Kostenschätzung einen Wärmegestehungspreis von 0.09 CHF/kWh bei 60 L/s und von 0.13 CHF/kWh bei 50 L/s. Die geothermisch produzierte Stromenergie würde unter diesen Voraussetzungen mindestens 10 GWh jährlich betragen.

Beurteilung der drei untersuchten Standorte

Unter den aktuellen Rahmenbedingungen ist ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen für die Standorte S1 "*Oberwinterthur*" und S2 "*Seuzach*" nicht möglich. Bei steigenden Wärmekosten oder im Fall steigender Absatzmöglichkeiten könnten sich für den Standort S2 "*Seuzach*" neue Perspektiven ergeben. Aus dieser Arbeit ergibt sich die Empfehlung, zukünftig den Standort S3 "*Freienstein-Dättikon-Embrach*" weiter zu verfolgen, obwohl heute noch keine wirtschaftliche Produktion von Strom und Wärme möglich ist. Er besitzt sowohl das höchste Potenzial als auch eine interessante Abnehmerstruktur und Wärme- und Stromgestehungskosten liegen in Bereichen, die bei geänderten Bedingungen (steigende Preise) bald attraktiv werden können. Die Lage und Eignung dieses Standorts hängt insbesondere von den Untergrund- aber auch der Abnehmerstrukturen ab. Zur weiteren Bewertung wird ein abgestuftes Vorgehen vorgeschlagen. Hierzu sollten parallel zur geophysikalischen Prospektion auch die möglichen Wärmebezügler (z.B. Embraport) hinsichtlich einer alternativen Wärmeversorgung geprüft werden. Der Zeitbedarf für die geophysikalischen Messungen und die Festlegung des Standortes wird auf 1-2 Jahren abgeschätzt. Für die Phase der Projektrealisierung muss mit einem Zeitbedarf von mindestens 6 Jahren gerechnet werden.

Würdigung und Ausblick

Die in dieser Studie gemachten Annahmen basieren auf einer regionalen Datenlage, deren Anwendung auf jeden der hier untersuchten drei Standorte nicht unproblematisch ist. So können die effektiven Wirtschaftlichkeitszahlen selbst bei einer geringen Änderung der hydraulischen Parameter stark variieren. Zur Eingrenzung der Unsicherheit für eine zukünftige Projektentwicklung sind selbst beim am besten geeigneten Standort "*Freienstein-Dättikon-Embrach*" mehrere Massnahmen erforderlich, von denen der Prospektion eine besondere Bedeutung zukommt. Das erarbeitete Prospektionskonzept erlaubt es, die vorhandenen Unsicherheiten in den geologischen Annahmen zu reduzieren. Weitere gravimetrische Messungen und Modellrechnungen werden auf Basis der bereits vorhandenen Daten vorgeschlagen. Die durchgeführten Sensitivitätsrechnungen weisen darauf hin, dass der bestehende Abstand der Messpunkte von 1 km nicht ausreichend ist, um die Tiefenstrukturen ausreichend zu erfassen. In der Folge müssten über weitere Massnahmen zur genauen Erkundung des Standortes wie Seismik entschieden werden. Allerdings wird keine geophysikalische Prospektionsmethode die Fündigkeit einer Bohrung garantieren können. Da die Durchlässigkeit erst nach einer erfolgten Bohrung definitiv bestimmt werden kann, besteht bei einer Geothermiebohrung grundsätzlich ein Fündigkeitsrisiko. Letztlich bleibt die Bohrphase immer noch die riskanteste Phase eines Projekts. Im schlimmsten Fall wird das Bohrziel nicht angetroffen oder die erbohrte Struktur weist nicht die notwendigen hydraulischen Eigenschaften auf.

Die Nutzung der Geothermie zur Stromproduktion ist zum jetzigen Zeitpunkt eine Pioniertätigkeit. In allen bestehenden Projekten werden Erfahrungen gesammelt die durch einen entsprechenden Informationsaustausch zur Erstellung einer Lernkurve beitragen. Mittlerweile werden immer mehr tiefe Projekte realisiert, die vor kurzem als nicht rentabel eingestuft wurden. Daher sollte zum jetzigen Zeitpunkt eine Geothermienutzung in einem grösseren Kontext gesehen werden und darf nicht nur unter rein wirtschaftlichen Aspekten bei heutigen Voraussetzungen betrachtet werden. Insbesondere bietet die Geothermie die Chance, Energiesicherheit und Kostenstabilität über einen langfristigen Zeitraum zu gewährleisten, über den die Kosten der konventionellen Energieträger schwer abschätzbar sind.

1. HINTERGRUND

Unser gegenwärtiges Energiesystem mit seiner starken Abhängigkeit von erschöpflichen Energiequellen ist nicht nachhaltig und belastet aufgrund des Anteils an fossilen Energieträgern das Klima durch CO₂-Emissionen. Durch die verstärkte Nutzung einheimischer, erneuerbarer und CO₂-neutraler Energieträger könnte diese Abhängigkeit verringert werden und ein Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden. Hierbei kann die Nutzung der Geothermie einen wichtigen Platz einnehmen da sie im Gegensatz zu anderen regenerativen Energiequellen wie Windkraft und Sonne grundlastfähig ist und weltweit betrachtet zu den ergiebigsten erneuerbaren Energiequellen zählt.

Die Erdwärme kann aufgrund der vorhandenen Energiemengen als unerschöpflich angesehen werden und die eigentliche Wärmeenergie steht analog zur Wind- und Sonnenenergie kostenlos zur Verfügung. Damit hat die Geothermie das Potential die Gesellschaft kostengünstig mit grossen Mengen an Strom und Wärmeenergie zu versorgen.

Während die Nutzung der Erdwärme zu Heiz- und Kühlzwecken eine ausgereifte Technologie darstellt und schon vielfach angewandt wird, steht die Nutzung der Erdwärme aus grösserer Tiefe zur Stromproduktion in der Schweiz noch am Anfang. Aus Studien geht aber hervor, dass das Potenzial der Geothermie zur Energielieferung enorm gross ist. Es ist jedoch noch unklar, in welchem Mass dieses Potenzial auch tatsächlich erschlossen werden kann.

Zur Abschätzung des vorhandenen geothermischen Potenzials wurden in dem Schweizer Mittelland bereits Untersuchungen durchgeführt und im SGPK-Bericht „Geothermischer Ressourcenatlas der Nordschweiz“ (2006) dokumentiert. Jüngste Beispiele für weitere Studien sind die Potenzialstudie „Geothermische Energie im Kanton Zürich“ (2007) und eine aktuelle Machbarkeitsstudie „Tiefengeothermie Stadt St. Gallen“ (2009).

Die primäre Zielsetzung im Projekt "Tiefe Geothermie Winterthur" ist eine Abschätzung der vorhandenen geothermischen Ressourcen im Stadtgebiet und Umland der Stadt Winterthur. Neben diesem zentralen Bearbeitungspunkt werden weitere Fragestellungen behandelt, wie

- Abklärung der geothermischen Nutzungsmöglichkeiten
- Erarbeitung der Grundlagen von geophysikalischer Prospektion im Untersuchungsgebiet
- Abklärung der Einbindung des bestehenden Fernwärmesystems in eine Geothermische Nutzung
- Erstellung eines groben Zeit- und Kostenplans zur Projektentwicklung

Das Projekt konzentriert sich auf die Quantifizierung der Möglichkeiten von Tiefengeothermie im grossräumigen Bereich des Stadtgebietes Winterthur. Dabei wurden in einem ersten Bearbeitungsschritt die bestehenden Literaturangaben herangezogen und auf Aktualität sowie Konsistenz überprüft. Zusätzlich sollen verbesserte Prognosemodelle erarbeitet werden. Hierzu erfolgt eine Integration aller Daten, die als Basis für eine Neuberechnung der geothermischen Produktivitäten in ausgewählten Aquiferen dient.

Das Projekt wird in einzelne Arbeitspakete (AP's) aufgegliedert, welche von einzelnen Projektpartnern bearbeitet werden:

- AP 1: Bewertung von Untergrunddaten (geologische, thermische, hydrogeologische und felsmechanische Prognose), Neuberechnung der Ressourcenabschätzung und Empfehlungen für mögliche Nutzungsstandorte
- AP 2: Entwicklung eines geophysikalischen Prospektionskonzeptes
- AP 3: Bewertung bestehender Infrastruktur hinsichtlich der Einbindung geothermischer Nutzung und Abschätzung der Investitionskosten für Erstellung eines geothermischen Kraftwerkes
- AP 4: Synthese und Vorschläge für das weitere Vorgehen im Projekt „Tiefe Geothermie Winterthur“ mit Erstellung eines groben Zeit- und Kostenplans auch im Hinblick auf parallele Aktivitäten in der Nordschweiz und dem angrenzenden Ausland.

Zum Arbeitspaket AP 1 wurde optional eine Neuberechnung der Untergrundtemperaturen, der gespeicherten Wärme und des Nutzungspotenzials angeboten. Dieses Option wurde beauftragt und beinhaltet die Diskretisierung eines neu erstellten geologischen Modells, die Kalibration des abgeleiteten numerischen Modells und die darauf basierenden Neuberechnungen. Die Neuberechnung der genannten Grössen wird im Abschnitt 2.4 dargestellt.

1.1 GEOTHERMISCHE NUTZUNG

Geothermische Energie ist die in Form von Wärme gespeicherte Energie unterhalb der Oberfläche der festen Erde. Zur Nutzung dieser Energie stehen eine Reihe unterschiedlicher Verfahren zur Verfügung. Da sich die Verfahren und der technische Aufwand der Erdwärmennutzung in Abhängigkeit von dem genutzten Tiefenbereich unterscheiden, wird zwischen unteiler (oberflächennaher) Geothermie und tiefer Geothermie unterschieden. Zur Abgrenzung der beiden Bereiche wurde eine Tiefe von 400 m unter Terrain festgelegt:

- Untiefe Geothermie < 400 m u. T.
- Tiefe Geothermie > 400 m u. T.

Ausserdem wird bei der Nutzungsart zwischen offenen und geschlossenen Systemen unterschieden. Geschlossene Systeme kommen vorwiegend in der oberflächennahen Geothermienutzung, beispielsweise Erdwärmesonden oder Erdwärmeregistern, zum Einsatz. Offenen Systeme sind in der tiefen Geothermie die Regel. Eine Ausnahme hiervon stellen tiefe Erdwärmesonden dar, deren geschlossener Kreislauf allerdings eine geringe Effizienz aufweist. Dem Vorteil der höheren Effizienz von offenen Systemen steht allerdings der Nachteil des höheren Fündigkeitsrisikos von geeigneten Untergrundverhältnissen gegenüber, die für ein offenes System benötigt werden.

Oberflächennahe Geothermie

In der Oberflächennahen Geothermie gibt es nur wenig offene Systeme. Zwei Beispiele für offene Systeme sind:

- Oberflächennahe Grundwassernutzung
- Tunnelgeothermie

Für geschlossene Systeme gibt es weitaus mehr Nutzungsverfahren:

- Erdwärmesonden (EWS), als Einzelsysteme und EWS-Felder

- Erdregister
- Energiekörbe
- Geostrukturen - Energiepfahlsysteme
- Tiefe Erdwärmesonden (bis 400 m u. T.)

Um das benötigte Temperaturniveau für Heizzwecke zu erreichen, sind diese Systeme meist an eine Wärmepumpe (WP) gekoppelt. Der oberflächennahe Untergrund dient aber nicht nur als Wärmequelle für WP, sondern kann auch als saisonaler Wärme- und Kältespeicher dienen. Je nach Verbrauchsprofil kann der gesamte Kühlbedarf ohne Einsatz der WP direkt über den Untergrund gedeckt werden (Geocooling oder Direkte Kühlung). Ist der Kühlbedarf zu gross oder sind tiefe Kühlttemperaturen nötig (z.B.: Entfeuchtung), werden WP im Sommer zum Kühlen eingesetzt (Forced Cooling oder Aktive Kühlung). In der Schweiz sind hauptsächlich zwei Anlagentypen als Geothermie-Speicher im Einsatz: EWS-Felder und Geostrukturen.

Tiefe Geothermie

In der Tiefen Geothermie sind offene System die Regel. Geschlossene Systeme, wie z. B. eine Tiefe Erdwärmesonde, sind aufgrund der geringen Effizienz die Ausnahme, stellen aber eine mögliche Alternative dar, wenn eine Bohrung nicht fündig ist und die Bohrung als Erdwärmesonde ausgebaut werden kann. Generell können in der Tiefen Geothermie zwei Nutzungsarten für offene Systeme unterschieden werden:

- Hydrothermale Systeme
- EGS ("Enhanced Geothermal System")-Konzepte

Hydrothermale Systeme nutzen vorhandene Tiefenwässer und sind daher auf entsprechende Aquifere angewiesen. Im Gegensatz dazu kommen EGS-Systeme zur Anwendung, wenn kein natürliches Thermalwasser vorhanden ist und die Durchlässigkeit im Untergrund durch entsprechende Massnahmen erhöht werden muss. Beispiel für ein solches EGS-System ist das europäische Geothermieprojekt in Soultz-sous-Forêts.

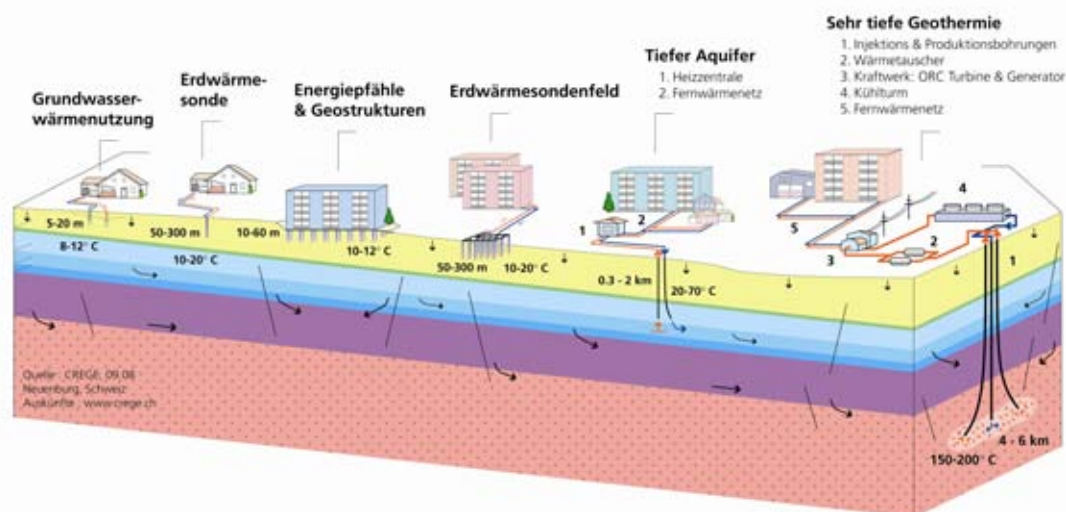


Fig. 1: Verschiedene Nutzungsmöglichkeiten der Erdwärme (Quelle : CREGE 2009)

1.2 GEOTHERMIEPROJEKTE IN EUROPA

Im folgenden wird ein Überblick über die in der Schweiz und im näheren Ausland in Planung oder Realisierung begriffenen Projekte gezeigt. Die Lage der Anlagen wird in Fig. 2 wiedergegeben. Mit einer Ausnahme (Soulz-sous-Forêts) sind alle Projekte hydrothermale Systeme, welche durchlässige tiefe Aquifere nutzen. Die Finanzierung der geothermischen Forschungsprojekte und begleitender wissenschaftlicher Studien wird meist durch staatliche Institutionen unterstützt. Dies waren in der Vergangenheit:

- Bundesamt für Energie, BFE;
- Europäische Union, Brüssel
- "Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU" für die deutschen Anlagen;
- "Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft " für Österreich.
- "Agence Française de l'énergie ADEME" und das "Bureau des Ressources Geologiques et Minières BRGM" für die französischen Anlagen;

Daneben unterstützen mittlerweile auch private oder privatrechtlich geführte Unternehmen (z.B. Elektrizitäts- Finanzindustrie, Stadtwerke, ...) die notwendigen Untersuchungen für die Realisierung von Geothermieprojekten.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick und wichtige Kenndaten für ausgewählte Geothermieranlagen wider.

Tab. 1: Kenndaten der wichtigsten europäischen Geothermieranlagen

Standort	Ausführung Bohrungen [Jahr]	Tiefe [m ab GOK]	Maximale Fliessrate [l/s]	Temperatur Sondenkopf [°C]	Entnommene Leistung [MW]
Neustadt- Glewe	2003	2455 m (Förderbohrung) 2335 m	30	100	230 kW Strom 5.5 MW Wärme
Landau	2005-2006	L1 – 3300 m MD L2 – 3300 m MD	50-80	155	2.9 MW Strom
Bruchsal	1983	B1 – 1870 m B2 – 2540 m	24	128	550 kW Strom 4 MW Wärme
Soultz-sous- Forêts	1990-2005	GPK1 – 2000 m TVD GPK2 – ca. 5000 m TVD GPK3 – ca. 5000 m TVD GPK4 – ca. 5000 m TVD	50	190	1.5 MW Strom
Unterhaching	2004-2006	U1 – 3446 m TVD U2 – 3350 m TVD	150	130	3.36 MW Strom 40 MW Wärme.
Pullach	2004-2005	P1.1 – 3550 m MD P1.2 – 3930 m MD P2 – 4120 m MD	45	102	10.5 MW Wärme
München- Riem	2004	2750 m TVS 3020 m TVD	64	92-94	12 MW Wärme
Simbach- Braunau	1999	BS1 – 1848 m BS2 – 1950 m TVD	74	80	40 MW Wärme
Bad Füssing	1947 1964	1142 m MS 978 m MD 1060 m MD	30	56-59	5 MW Wärme
Obernberg	1993-94 1998	2020 m TVD 1630 m TVD (1977 m MD)	10	83	10 MW Wärme
Altheim	1989 1997	2165 m TVD (3078 m MD) 2300 m TVD	50	104	1 MW Strom
St. Martin	1998-1999	2214 m MD 2143 m TVD	20	90	4 MW Wärme
Bad Blumau	1993	2843 m TVD 2583 m TVD	1.5 17	47 110	250 kW Strom
Riehen	1989-1999	R1 – 1545 m R2 – 1200 m	20.8	62	3.1 MW Wärme
Lardarello- Travale		31 Anlagen, bis 3000 m		> 350°C	>700 MW Strom
Pariser Becken	seit 1975	29 Anlagen, bis 2000 m		50-100°C	> 100 MW Wärme

TVD = True Vertical Depth = vertikale Tiefe, bezogen auf die Seehöhe des Obertage-Ansatzpunktes
MD = Measured depth = Messteufe (Bohrtiefe)

Tab. 2: Überblick über die europäischen Geothermieprojekte

Standort	Ausführung Bohrungen [Jahr]	Tiefe [m ab GOK]	Maximale Fliessrate [l/s]	Temperatur Sondenkopf [°C]	Entnommene Leistung [MW]
Gross Schönebeck	2002-2008	GS 3/90 – 4294 m GS 4 – 4400 m	20	148°C	750 kW Strom
Riedstadt	2009	2300 m (geplant)		140	3 MW Strom (geplant)
Sauerlach	2007-	S1 – 4757 m MD ----- 4230 m	120	140	8 MW Strom (geplant)
Neuried	2009	2500-3000 m (geplant)		120	
Erding	2007	2350 m 3000 m (geplant)	24	65	-
Dürnhaar	2008	3670 m 3720 m	-	140	-
Mauerstetten	2008-	M1 – 4545 m M2 – sistiert	-	153	-
Kirchstockach	2009	3750 m MD 3730 m MD	-	140	
St. Gallen	2010	4500 m (Malmkalke)		150	
Lavey	2010	2300 m		110	1.5 MW Strom (geplant)
Thonex	2011	3500 m		130	
Brig	2011	3000 m		120	
Basel	2005	Basel 1 - sistiert	-	200	-

Die Geothermieranlagen sind in Europa sehr unregelmässig verteilt. Die Verteilung der existierenden Anlagen entspricht einem bestimmten Muster, das durch die unterschiedlichen geothermischen Bedingungen definiert wird. Die wichtigsten Gebiete in Europa, die besonders geeignete Bedingungen für die Nutzung von Tiefengeothermie in Mitteleuropa (in nicht-vulkanischen Gebieten) bieten, sind in Fig. 2 dargestellt:

- Molassebecken (Süddeutschland, Schweiz und Österreich),
- Pariser Becken (Frankreich),
- Norddeutsche Becken (Deutschland und Polen),
- Oberrheingraben (Deutschland, Frankreich und Basel),
- Steirisch-Ungarisches Becken (Österreich)

Das Gebiet im Umfeld der Toscana ist ein bekanntes Hochtemperatur-Feld mit mehreren bestehenden Geothermiefeldern (z.B. Lardarello). Ebenso existieren ausserhalb des Perimeters von Fig. 2 weitere für Geothermienutzung interessante Gebiete (z.B. Aquitanisches Becken im Südwesten von Frankreich).

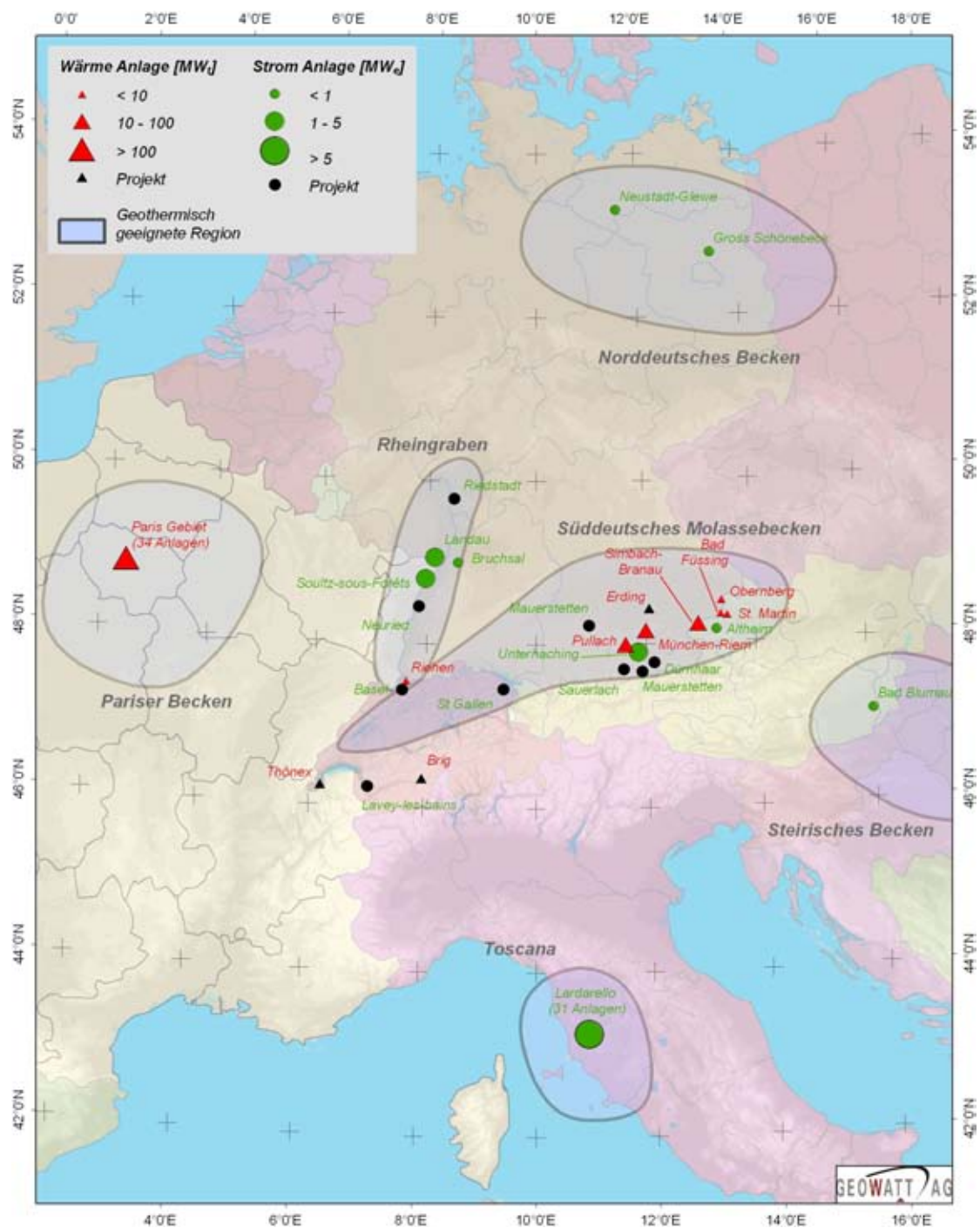


Fig. 2: Lage der ausgewählten Geothermianlagen und –Projekte

1.3 GEOTHERMIE IN DER SCHWEIZ

Obwohl die Schweiz kein klassisches Land für Geothermienutzung ist, hat der Ausbau der Erdwärmesonden einen sehr grossen internationalen Stellenwert erreicht. Fig. 3 zeigt die Verteilung der heute bestehenden Nutzungssysteme. Dies sind neben EWS-Systemen auch Geothermianlagen zur Wärme- und Stromgewinnung. Im Jahr 2008 betrug die gesamte genutzte geothermische Heizenergie über 2'000 GWh. Darin eingeschlossen ist die

elektrische Energie zum Betrieb der Wärmepumpen. Seit 2000 hat sich diese Nutzung nahezu verdoppelt. Der mit Abstand grösste Anteil von 1493 GWh entfällt dabei auf Erdwärmesonden-Anlagen. Mit grossem Abstand folgen danach die Nutzung von Thermalbädern und oberflächennahen Grundwasser mit 290 bez. 210 GWh Heizenergie. Die Produktion der anderen Kategorien liegt jeweils zwischen 22 GWh und 1 GWh.

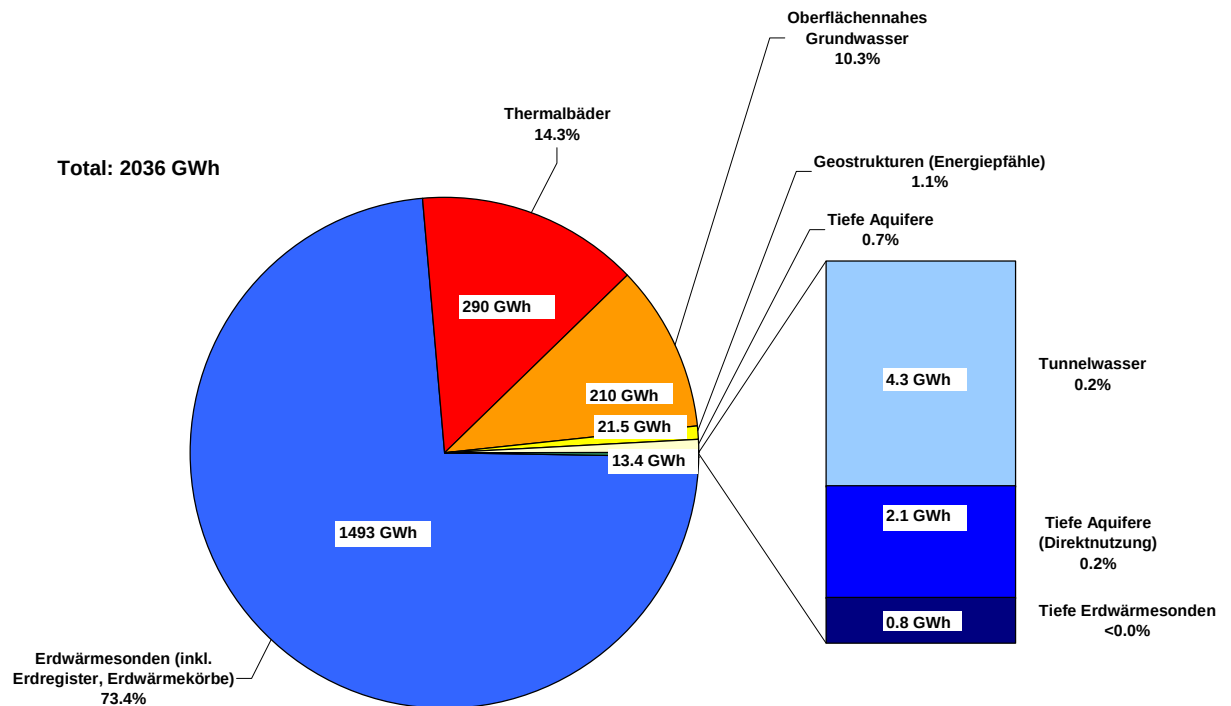


Fig. 3: Diagramm mit Anteilen der Heizenergie aller geothermischen Systeme im Jahr 2008

Aktuell sind mehrere Geothermieprojekte in Bearbeitung (siehe Fig. 4). Der Bearbeitungsstand ist unterschiedlich: für einige Projekte wurden bereits Vor- und Machbarkeitsstudien erstellt; andere Projekte sind noch in der Planungsphase (Vaud, Biel, Horgen, Winterthur, Thurgau/Schaffhausen). Weiter fortgeschrittene Projekte sind:

- Genf, GE: eine 2'700 m tiefe Bohrung besteht bereits (nicht produktiv); weitere geophysikalische Explorationen ist geplant.
- Lavey-les-bains, VS: eine 600 m Bohrung existiert bereits und eine tiefere ist geplant.
- Brig, VS: relativ flache Bohrungen werden zur Zeit abgeteuft und eine 3 km tiefe Bohrung ist geplant.
- Basel: eine 5 km Bohrung existiert und eine Studie über seismische Risiken wurde erstellt
- Riehen, BS: Es existieren zwei 2 km Bohrungen die vor 15 Jahren abgeteuft wurden; eine Erweiterung der Anlage wurde geprüft
- Zürich: Eine 3 km tiefe Bohrung wurde abgeteuft
- St. Gallen: Geophysikalische Messungen (3D Seismik) wurden durchgeführt, Vorplanung abgeschlossen
- Liechtenstein: Geophysikalische Messungen (2D Seismik) wurden durchgeführt

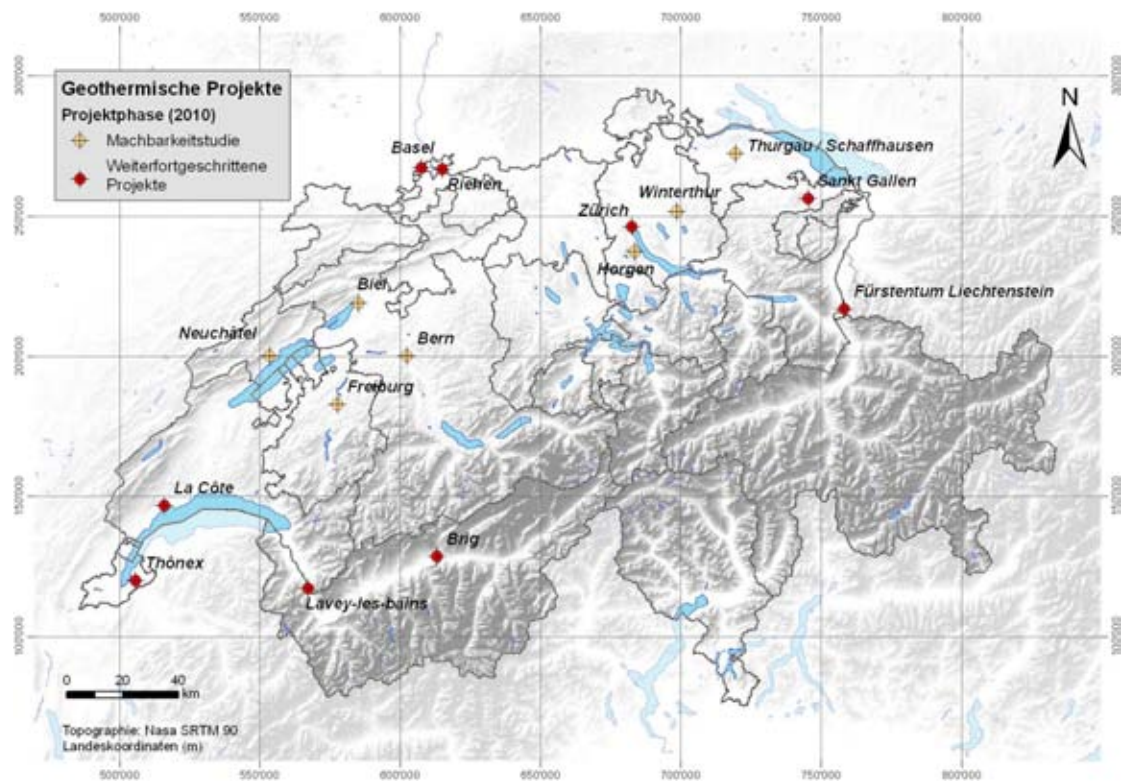


Fig. 4: Zusammenfassung der aktuellen Geothermieprojekte, gegliedert nach der jeweiligen Arbeitsphase.

2. BEWERTUNG DER UNTERGRUNDDATEN UND RESSOURCENABSCHÄTZUNG (AP1)

2.1 GEOLOGIE, HYDROGEOLOGIE UND NEOTEKTONIK

2.1.1 GEOLOGIE: ÜBERBLICK UND DATENLAGE

Die regionale Geologie der zentralen Nordschweiz, insbesondere auch ihres tieferen Untergrundes wurde in zahlreichen Technischen Berichten der Nagra beschrieben und aufwendig dargestellt. Zudem wurden in jüngerer Vergangenheit neue Karten des geologischen Atlas der Schweiz und diverse weitere Fachpublikationen zur regionalen und lokalen Geologie von Winterthur und Umgebung herausgegeben oder sind in Bearbeitung (siehe Literaturverzeichnis).

Oberflächendaten sind für die Tiefengeothermie nur beschränkt von Bedeutung. Für das Folgende sind demnach die im weiteren Umkreis von Winterthur bestehenden Tiefbohrungen Lindau (Erdölbohrung im Südwesten), Benken (Nagra-Bohrung im Nordwesten) und Herdern (Erdöl-Bohrung im Nordosten bei Frauenfeld) sowie die zahlreichen 2D-Seismiklinien der Erdölindustrie und der Nagra massgebend (siehe Figuren). Für die Bearbeitung wurden ein innerer und äusserer Perimeter definiert; letzterer ist v.a. durch die drei Tiefbohrungen definiert (Figur 2).

Die Auswertung der verfügbaren Unterlagen zeigt, dass der tiefere Untergrund des Untersuchungsgebietes geologisch relativ einfach aufgebaut ist (siehe dazu die Isohypsenkarten / Tiefenlinienpläne in den Figuren Fig. 6, Fig. 9, und Fig. 10 sowie die geologischen Profile im Anhang). In erster Näherung kann man von unten nach oben vier geologische Einheiten unterscheiden:

- **Grundgebirge / Sockel** aus kristallinen Gesteinen wie sie in Benken, Herdern und Lindau erbohrt wurden; im NW muss aber auch mit mächtigen Sedimentgesteinen des Nordschweizer Permokarbons gerechnet werden.
- **Mesozoisches Deckgebirge** mit einer ca. 800 m mächtigen Abfolge aus vorwiegend marinen Sedimentgesteinen; sie bestehen aus einem Wechsel von eher dichten, tonreichen Abschnitten mit teilweise reichlich wasserführenden Karbonatformationen
- **Mittelländische Molasse**, eine nach Süden generell mächtiger werdende Abfolge von mehrheitlich feinkörnigen, detritischen Sedimentgesteinen (Mergel, Silt- und Tonsteine), welche durchsetzt ist von fein- bis grobkörnigen Sandsteinen.
- **Quartäre Lockergesteine** als wenige Meter bis mehrere Dekameter mächtige Deckschicht über den Felsgesteinen, die aber projektorientiert nicht von Bedeutung ist.

Die entsprechende Gesteinsabfolge, wie sie für die Region Nordschweiz aus den erwähnten Tiefbohrungen abgeleitet werden kann, ist aus Fig. 5 ersichtlich.

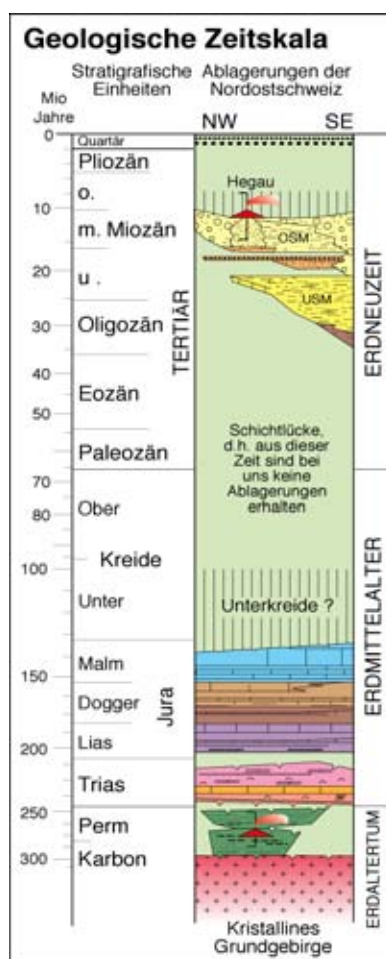


Fig. 5: Geologische Zeitskala für das Gebiet der Nordostschweiz (Schäfli, 1999)

Die Daten im Untersuchungsgebiet stammen aus Programmen der NAGRA, für welche teilweise auch Unterlagen der SEAG (Schweiz. Erdöl AG) benutzt werden konnten. Diese Daten der NAGRA sind öffentlich zugänglich. Im Folgenden sind die aktuellen Ergebnisse der Nagra-Untersuchungen für einzelne Horizonte dargestellt, die für das Projekt in einer GIS Datenbank erfasst wurden.

Sockel

Der Sockel lässt sich in zwei Regionen von unterschiedlicher Beschaffenheit unterteilen. Im Süden besteht er nach heutiger Kenntnis aus kristallinen Gesteinen des Paläozoikums, wie sie in Lindau (Granit) und Herdern (Gneis) erbohrt wurden. Die Oberfläche dieses Sockels, auch als Basis Mesozoikum bezeichnet, ist im Süden weitgehend ungestört, d.h. sie hat dort seit Beginn des Mesozoikums keine tektonischen Deformationen mehr mitgemacht. Im Gegensatz dazu erweist sich das Gebiet des Nordschweizer Permokarbondtiefs (NPT) im Norden als ausgedehnte Schwächezone des Sockels, die bis in jüngste Zeit zumindest leicht deformiert wurde. Hier können deshalb entsprechende Störungszonen im Bereich des Mesozoikums und bis in die Molasse hinein kartiert werden (vergl. geologische Profile im Anhang). Das Abtauchen der Sockeloberfläche (= Basis Mesozoikum) von NW nach SE sowie die wichtigen Strukturen sind aus Fig. 6 ersichtlich.

Für die Geothermie interessant ist vor allem der Südrand des Permokarbondtiefs, welcher nur wenige Kilometer nördlich von Winterthur verläuft. Diese Bruchzone wird als Baden–Irchel–Herdern-Lineament bezeichnet und besteht gemäss Seismik aus mehreren tektonischen

Elementen, die zumindest teilweise über längere Zeit aktiv waren, resp. mehrfach reaktiviert wurden (siehe auch Profile im Anhang). Es ist deshalb zu erwarten, dass hier nachhaltig zerrüttete Gesteine vorliegen, wo unter Umständen wichtige Tiefenwasser-Ströme zirkulieren.

Die genauen Dimensionen sowie die Tiefe des Nordschweizer Permokarbondrogs sind aber nicht bekannt und werden deshalb in der Literatur auch recht unterschiedlich dargestellt (Fig. 7 und Fig. 8).

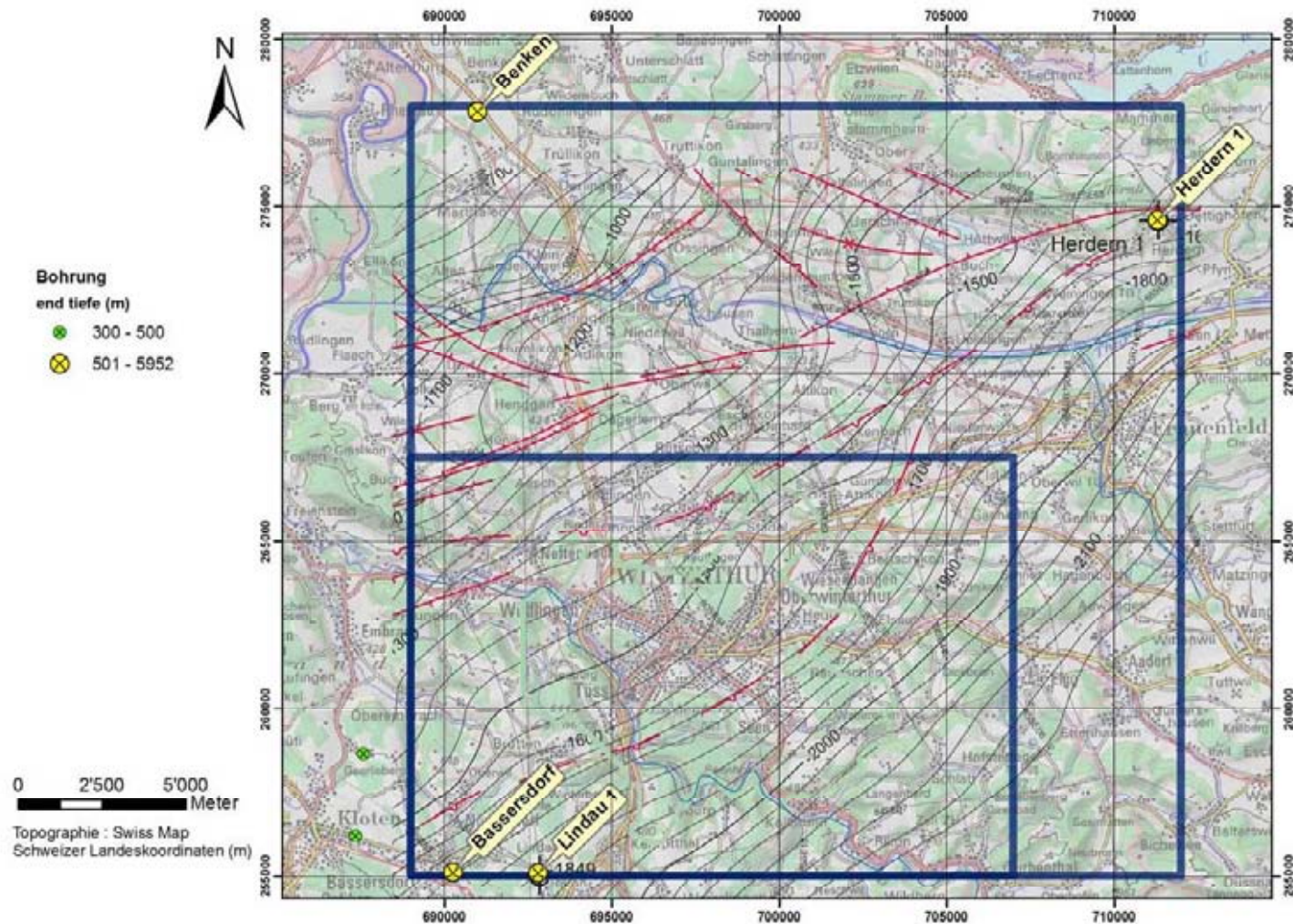


Fig. 6: Isohypsen der Basis Mesozoikum im Untersuchungsgebiet (Tiefenlinien in Meter ab Meeresniveau) mit Tiefbohrungen (gelb) (Naef et al., 1994)

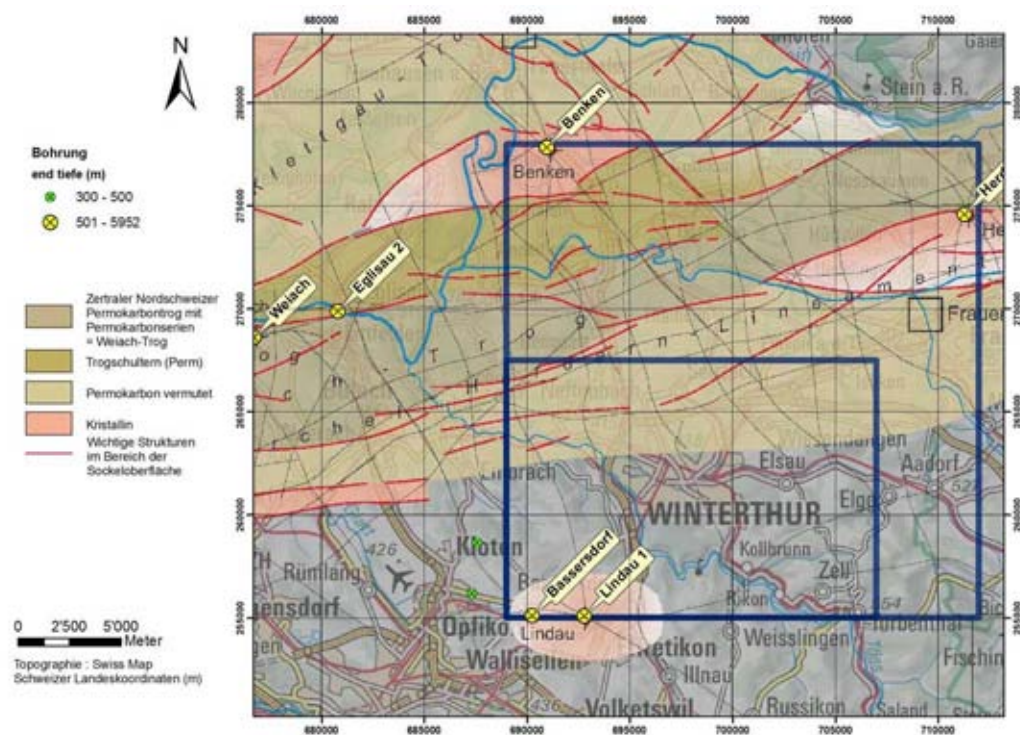


Fig. 7: Verteilung der vermuteten Permokarbontröge nach Müller et al. (2002)

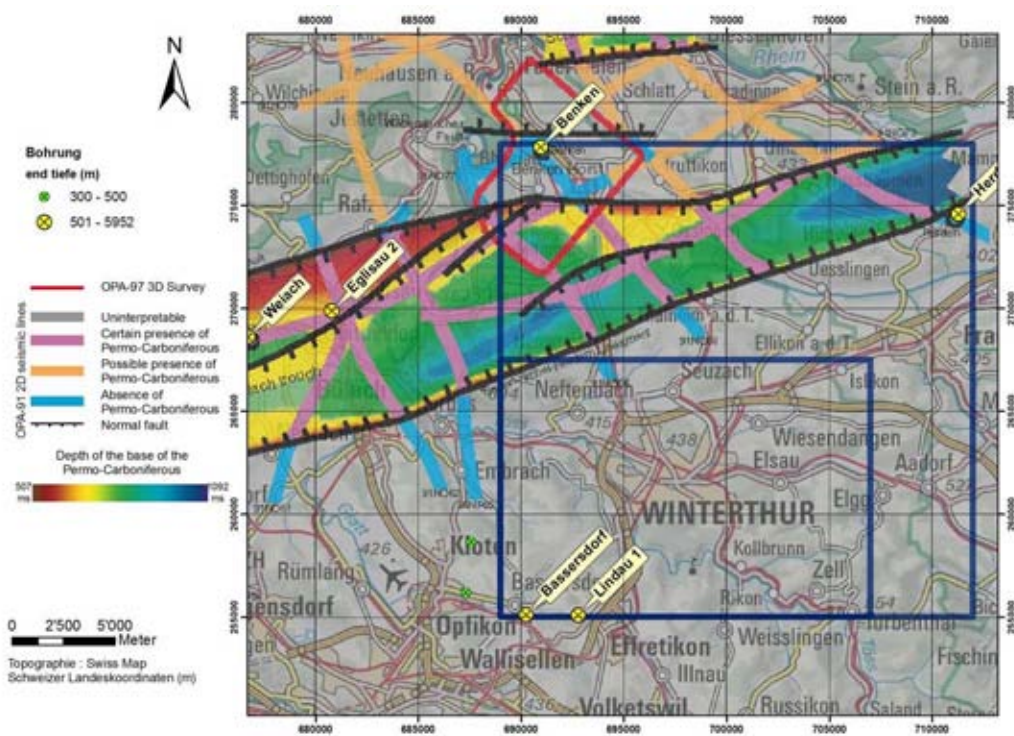


Fig. 8: Verteilung der vermuteten Permokarbontröge nach Marchant et al. (2005)

Mesozoikum

Die Schichtreihe des mesozoischen Deckgebirges enthält zumindest zwei Aquiferzonen von regionaler Bedeutung, welche grundsätzlich ein bedeutendes geothermisches Potenzial besitzen. Ihre Zusammensetzung unter Winterthur dürfte etwa derjenigen der Bohrung Lindau entsprechen, wo sowohl im Malm wie auch im Muschelkalk entsprechend Karst- und kluftfähige Karbonate nachgewiesen sind. Aus den umfangreichen Untersuchungen der Nagra in der Nordschweiz ergibt sich für die Geologie des Mesozoikums ein recht homogenes Bild für das Gebiet. In Kombination mit Störungen ist das Potenzial für eine genügende Wasserführung erhöht, wobei sich wieder die Störungszone über dem NPT-Südrand anbietet.

Die Isohypsenkarten der Oberfläche der Malmkalke (= Basis Tertiär, siehe Fig. 9) sowie des Top Muschelkalk (Fig. 10) zeigen die Tiefenlage und die wichtigsten Strukturen dieser Formationen. Während der Malm unter Winterthur bis in Tiefen von etwa 2'000 m reichen dürfte (siehe auch Anhang, geologische Profile), sind reichen die Karbonate des Muschelkalks bis ca. 2'500 m Tiefe, was bereits ein gewisses Potenzial für Tiefengeothermie erwarten lässt.

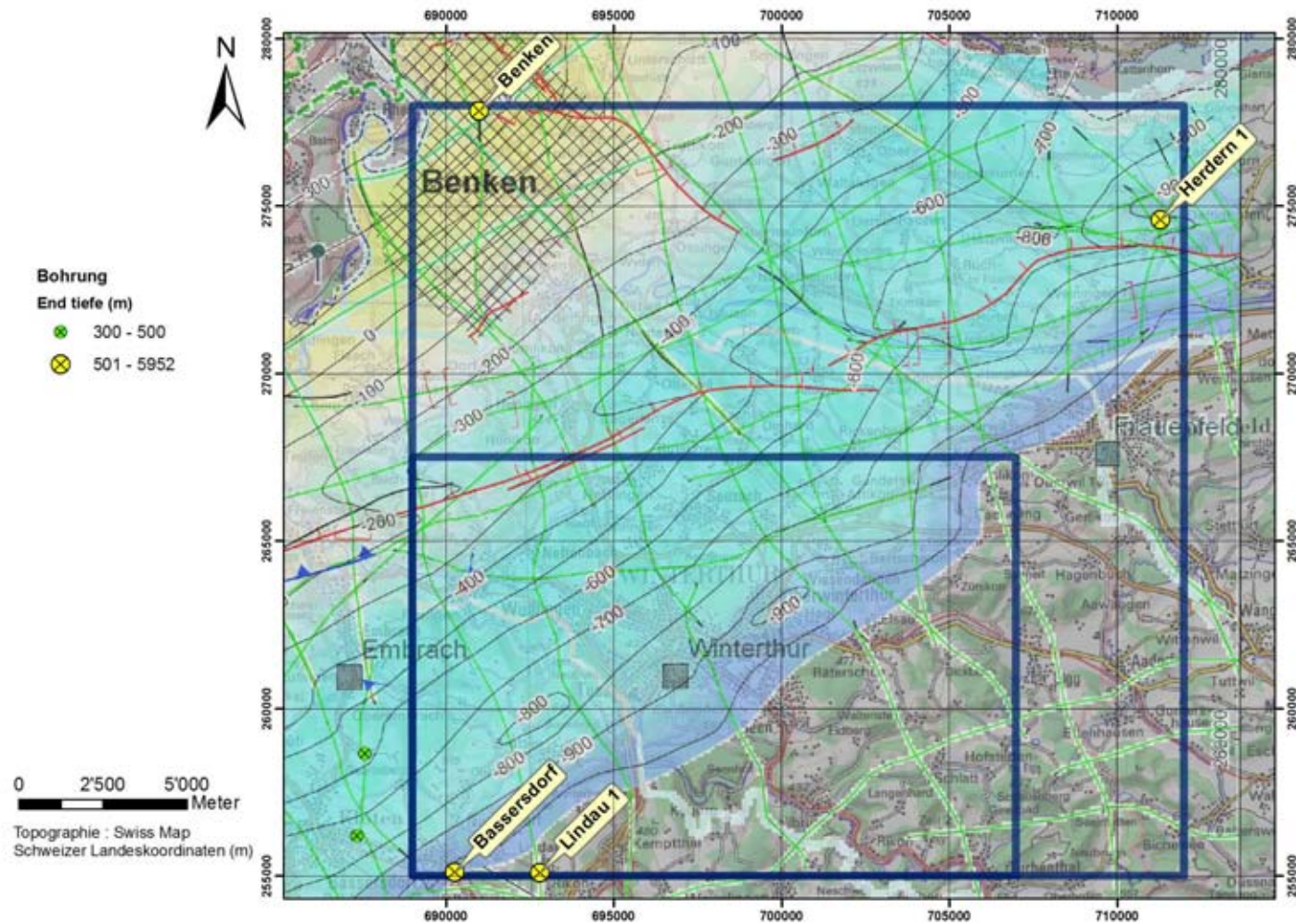


Fig. 9: Isohypsen der Basis Tertiär im Untersuchungsgebiet (in m ü.M.) mit Tiefbohrungen (gelb) und zur Interpretation verwendeten seismischen Profilen (grün) sowie der 3D Seismik Benken (schwarz kariert) (Naef et al., 1994)

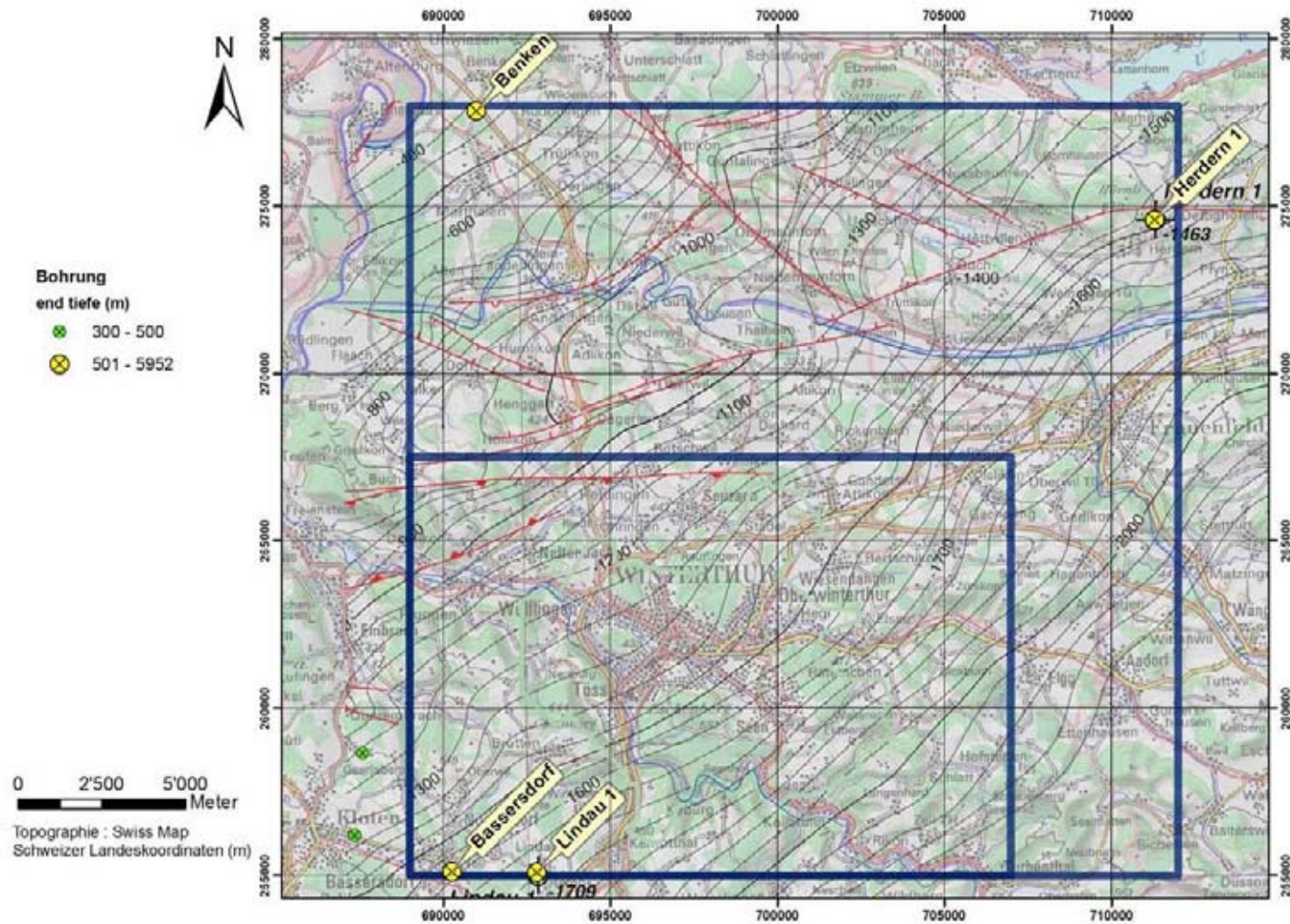


Fig. 10: Isohypsen des Top Muschelkalk im Untersuchungsgebiet (in m ü.M.) mit Tiefbohrungen (gelb) (Naef et al., 1994)

Tertiär

Die Schichten der Molasse als jüngste Festgesteinsformationen erreichen im Raum Winterthur maximale Tiefen von etwa 1'500 m (siehe Profile). Die Untere und die Obere Süsswassermolasse bestehen vorwiegend aus feinkörnigen, wenig durchlässigen Sedimentgesteinen, welche für eine direkte geothermische Nutzung nicht in Frage kommen. Dagegen ist die Obere Meeresmolasse eine bis zu 400 m mächtige Abfolge von mehrheitlich sandreichen Gesteinen und damit ein regional bedeutenden Aquifer. Obwohl diese Schicht für die Tiefe Geothermie nur von marginaler Bedeutung ist, besteht dennoch ein gewisses Nutzungspotenzial, z.B. durch tiefe Erdwärmesonden oder Thermalwasser-Förderung (Geothermiebohrungen Bässersdorf, Augwil, Kloten).

Quartär

Das Quartär ist nur im Zusammenhang auf planerische Fragen für die Wahl eines Standortes an der Oberfläche von Bedeutung.

2.1.2 HYDROGEOLOGIE UND HYDROGEOLOGISCH RELEVANTE STRUKTUREN:

ÜBERBLICK UND DATENLAGE

Die hydraulischen Verhältnisse sind für eine Abschätzung der nutzbaren thermischen Ressourcen von herausragender Bedeutung. Die entsprechenden Daten wurden durch Hydrotests im Rahmen von Bohrlochmessungen ermittelt. Fig. 11 zeigt 18 Bohrungen mit hydraulischen Daten, welche im Umkreis von 50 km um Winterthur erhoben wurden.

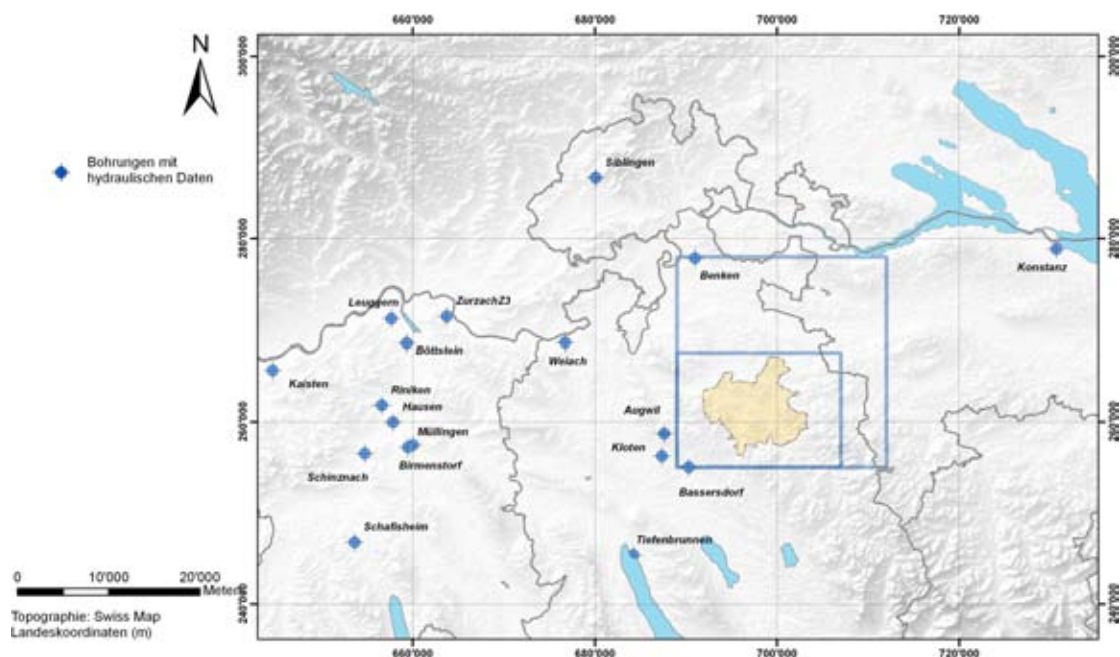


Fig. 11: Hydrogeologische Daten in Raum Winterthur

Die hydraulische Leitfähigkeit des Aquifers ist die wichtigste Grösse im Zusammenhang mit der geothermischen Nutzung. Die hydraulische Leitfähigkeit bestimmt massgeblich die mögliche Förderrate die bei einer bestimmten Wasserabsenkung in der Förderbohrung erzielt

werden kann (siehe Fig. 12). Im Folgenden werden die hydraulischen Leitfähigkeiten der möglichen Aquifere im Raum Winterthur anhand der bestehenden Daten analysiert.

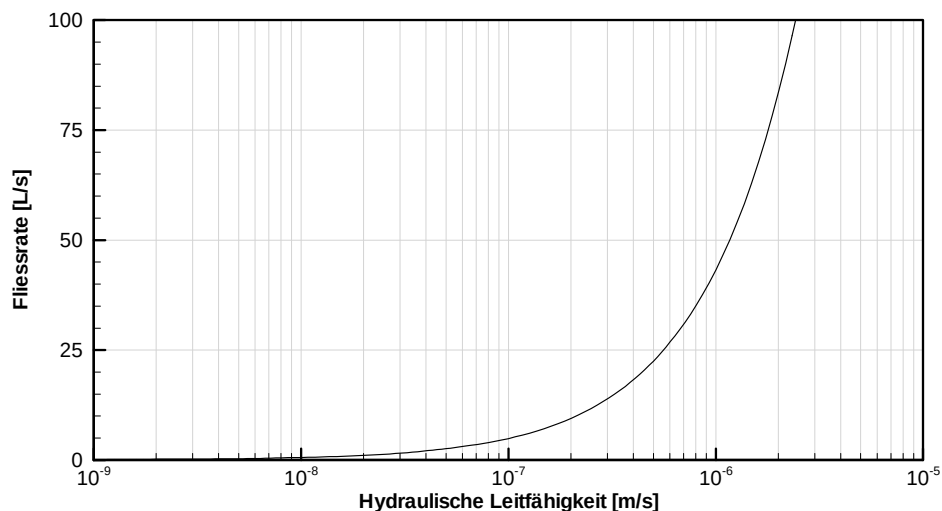


Fig. 12: Mögliche Förderrate in einer Bohrung (Annahmen: Wasserabsenkung 300 m und Aquifermächtigkeit 200 m)

Sockel und Permokarbondrogrand

Die wichtigsten Datenquellen für die hydraulische Leitfähigkeit des Kristallins sind die Bohrlochmessungen und Untersuchungen der NAGRA. Die entsprechenden Bohrungen befinden sich nordwestlich von Winterthur. In Fig. 13 und Fig. 14 sind alle Messwerte als Funktion der Tiefe und der Distanz von Winterthur eingetragen. Man erkennt eine hohe Variabilität der Daten, die auf unterschiedliche Klüftigkeit zurückzuführen ist. Da der Fokus der Nagra-Untersuchungen auf dem ungeklüfteten Gestein lag, dominieren die niedrigen Messwerte für die Leitfähigkeit. Gleichzeitig zeigen die Resultate aber einen sehr durchlässigen Untergrund, welcher keine Tiefenabhängigkeit bis über 2 km Tiefe aufweist.

Die Datenbasis wurde in den SGPK-Berichten „Archivierung und Kompilation geothermischer Daten der Schweiz und angrenzender Gebiete“ (Schärli und Kohl, 2002) und „Geothermischer Ressourcenatlas der Nordschweiz“ (Signorelli und Kohl, 2006) zusammengestellt. Sie beruhen auf folgenden Messungen:

- **Böttstein** (Nagra, 1988),
- **Kaisten** (Nagra, 1991),
- **Leuggern** (Nagra, 1991),
- **Schafisheim** (Nagra, 1992),
- **Siblingen** (Nagra, 1992),
- **Weiach** (Kohl et al., 2003; Nagra, 1989).
- **Zurzach** (NEFF, 1980).

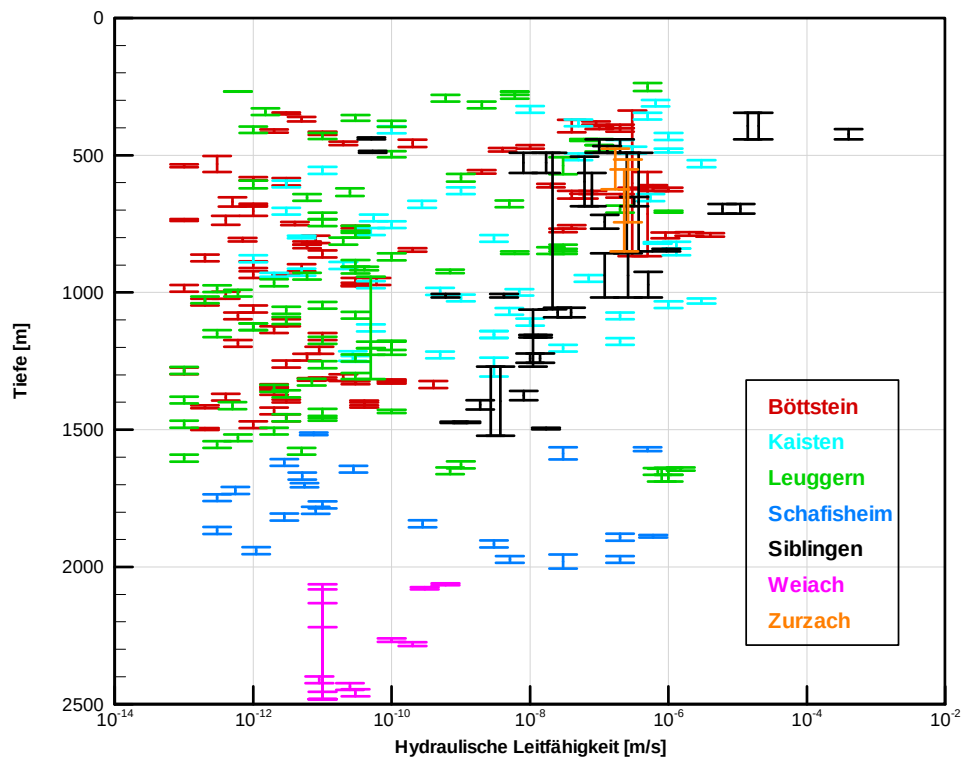


Fig. 13: Hydraulische Leitfähigkeit des Kristallins aus hydraulischen Tests in Nagra Bohrungen (Quelle: siehe Text).

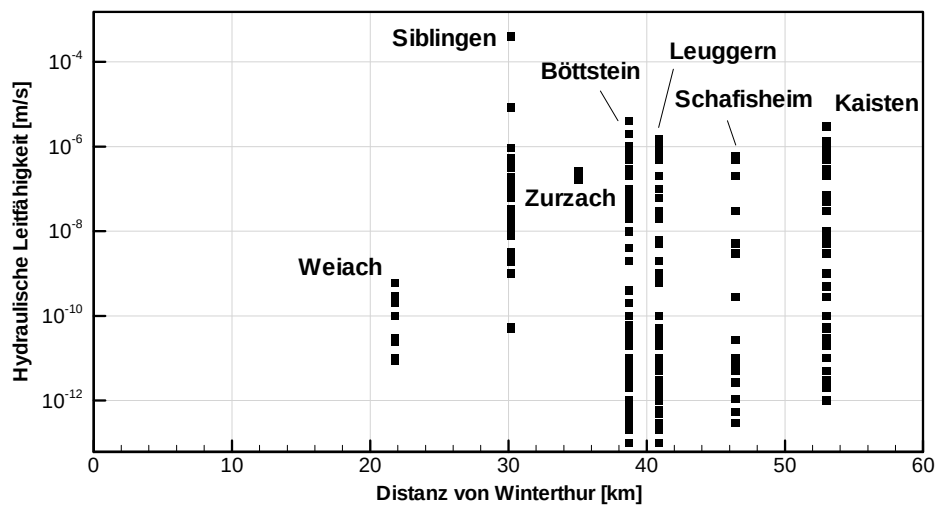


Fig. 14: Hydraulische Leitfähigkeit des Kristallins in der Nordschweiz in Abhängigkeit des Abstands zur Stadt Winterthur.

Die lithologische Vielfalt und der stark unterschiedliche Grad der tektonischen Überprägung ist im kristallinen Grundgebirge so gross, dass sich keine allgemein gültigen Werte für regionale Durchlässigkeiten angeben lassen. Zudem konzentriert sich die Wasserführung im Kristallin auf zahlreiche diskrete Klüfte oder Störungszonen, die als lokale Phänomene aufgefasst und abgeklärt werden müssen. Eine weitergehende statistische Analyse der hydraulischen Leitfähigkeitverteilung zeigt eine mögliche bimodale Verteilung. Diese Verteilung kann als Resultat zweier unabhängiger Kluftnetzwerke im kristallinen Untergrund interpretiert werden (Signorelli und Kohl, 2006).

In Tab. 3 werden die hydraulischen Leitfähigkeiten aufgelistet, die in anderen Potenzialstudien verwendet wurden. Die jeweils verwendeten Daten basieren auf hydraulischen Messungen die von der Nagra durchgeführt wurden (Thury et al., 1994). Die Daten wurden aber je nach Untersuchungsgebiet, Fragestellung und zusätzlich vorhandenen Informationen unterschiedlich interpretiert.

Tab. 3: *Hydraulische Eigenschaften des Kristallins. Vergleich mit anderen Studien (ohne Stimulationsfaktor)*

	Geothermischer Ressourcenatlas der Nordschweiz (2006)	Geothermische Energie im Kanton Zürich (2007)	Geothermie- Potenzialstudie Thurgau- Schaffhausen (2009)	Tiefe Geothermie, Standort Winterthur Geologische Prognose (2005)
Tiefe Top, in Winterthur	2040 m u. T.	2050 m u. T.	2040 m u. T.	2000 m u. T.
Hydraulische Leitfähigkeit [m/s], regional	$5 \cdot 10^{-8}$ (Ungestört) $1 \cdot 10^{-7}$ (Störzone)	$5 \cdot 10^{-8}$ (Ungestört) $1 \cdot 10^{-7}$ (Störzone)	$5 \cdot 10^{-8}$ $1 \cdot 10^{-7}$ (Perm)	-

m u. T.: Meter unter Terrain

Referenz Höhe (Winterthur) = 440 m ü. M.

Die Randstörungen des Permokarbondrogs können eine hohe Leitfähigkeit aufweisen. In den Bohrungen Riniken und Weiach wurden mehrere Zonen mit Kluftwasserführung im oberen Bereich der Perm-Formation lokalisiert. In Kaisten – also im Bereich der Trogschultern – konnte im Perm eine permeable Kluft lokalisiert werden. Die Bohrungen belegen somit die lokale hydrogeologische Bedeutung einzelner Abschnitte des Perms.

Wo kein Permokarbon vorhanden ist, bildet das oberste, gebietsweise tiefgründig verwitterte Kristallin einen gemeinsamen Aquifer mit dem Buntsandstein. Die Druckhöhen weisen in dem Kristallin ein generelles Gefälle von NE (Sibingen, 433 m ü.M.) nach SW (Benken 426 m ü.M.) auf (Nagra, 2002). Für Winterthur liegen keine Daten zur Druckhöhe im Kristallin vor. Aufgrund des Permokarbondrogs gibt es im Kristallin keine hydraulische Verbindung zwischen Benken und Winterthur. Die Werte können daher nicht von Benken nach Winterthur extrapoliert werden.

Im Kristallin ist mit heterogenen Wässern ohne eine gesetzmässige Zunahme der Salinität mit der Tiefe zu rechnen. In den Bohrungen der Nagra der Nordschweiz sind Anzeichen erkennbar, dass die Chemie je nach Durchlässigkeit des Gesteins ändert. Demnach sind in weniger durchlässigen Bereichen tendenziell höher mineralisierte Wässer zu erwarten (Kanz, 1987). In den besser durchlässigen Bereichen sind Mischwässer aus den überliegenden Sedimenten und aus tieferliegenden Bereichen des Kristallins wahrscheinlich. In der Nagra-

Bohrung Weiach wurden in rund 2200–2300 m Tiefe Na-Cl-Gehalte von 6.4 bis 8.0 g/l und in Schafisheim in 1500–1900 m Tiefe 7.9–8.0 g/l gemessen (F.J. Pearson et al., 1989).

Hochsaline Tiefenwässer sind auch aus Tiefbohrungen im Kristallin in Deutschland bekannt. So wurden in der Kontinentalen Tiefbohrung in der Oberpfalz in rund 4 km Tiefe 63 g/l und in Soultz-sous-Forêts 97.6 g/l (145°C) Gesamtmineralisation gemessen.

Im Permokarbon wurden in der Schweiz von der Nagra hochsaline Wässer durchbohrt (36–120 g/l in rund 1100–1420 m Tiefe).

Oberer Muschelkalk

Spricht man von dem Aquifer Oberer Muschelkalk, so ist damit nicht die entsprechende stratigrafische Schicht gemeint sondern eine Reihe von geologischen Einheiten in der stratigrafischen Nachbarschaft dieser Schicht, welchen Aquifereigenschaften zugeordnet werden können. Geologische Einheiten mit potenziellen Aquifereigenschaften die zum Oberen Muschelkalk gezählt werden sind Trigonodusdolomit, Plattenkalk, Lumachellenkalk, Trochitenkalk und Anhydrit-Dolomit. Stratigrafisch gehört der Anhydrit-Dolomit zum Mittleren Muschelkalk. Die hydraulische Leitfähigkeitswerte des Oberen Muschelkalk zeigen eine geringere Variabilität im Vergleich zur Variabilität im Kristallin (siehe Fig. 15). 80% der Messwerte befinden sich in einem Intervall von $5 \cdot 10^{-8}$ m/s bis $5 \cdot 10^{-5}$ m/s.

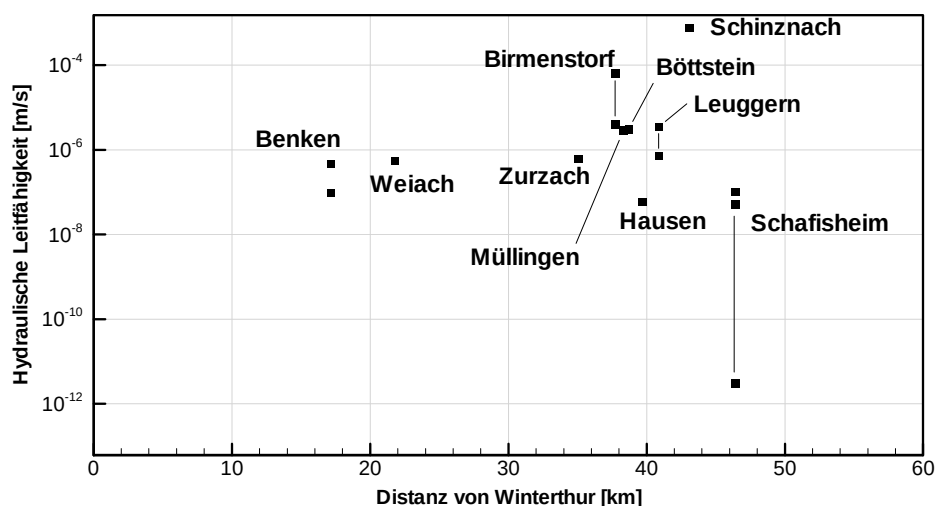


Fig. 15: Hydraulische Leitfähigkeit des Oberen Muschelkalk in der Nordschweiz in Abhängigkeit des Abstands zur Stadt Winterthur.

In Tab. 4 werden hydraulische Leitfähigkeitswerte aus anderen Studien gegenübergestellt. Aus dem Vergleich ergibt sich auch für den Muschelkalk ein recht einheitliches Bild.

Tab. 4: Hydraulische Eigenschaften des oberen Muschelkalks. Vergleich mit anderen Studien (ohne Stimulationsfaktor)

	Geothermischer Ressourcenatlas der Nordschweiz (2006)	Geothermische Energie im Kanton Zürich (2007)	Geothermie- Potenzialstudie Thurgau- Schaffhausen (2009)	Tiefe Geothermie, Standort Winterthur Geologische Prognose (2005)
Tiefe Top, in Winterthur	1890 m u. T.	1900 m u. T.	1840 m u. T.	1800 m u. T.
Mächtigkeit, in Winterthur	70 m	60 m	63 m	70 m
Hydraulische Leitfähigkeit [m/s], regional	$7 \cdot 10^{-7}$ (Ungestört) $1 \cdot 10^{-6}$ (Störzone)	$7 \cdot 10^{-7}$ (Ungestört) $1 \cdot 10^{-6}$ (Störzone) ⁶	$1 \cdot 10^{-6}$ (NW) $7 \cdot 10^{-8}$ (SO)	-

m u. T.: Meter unter Terrain

Referenz Höhe (Winterthur) = 440 m ü. M.

Aus der Druckhöhenverteilung die auf der Basis von Nagra-Untersuchungen (NTB 02-03) erstellt wurde, ergibt sich für Winterthur eine Druckhöhe von etwa 400 m ü.M. im Oberen Muschelkalk.

In Benken wurden im Trigonodus-Dolomit des Oberen Muschelkalkes wurde in 813–826 m Tiefe Wasser vom Ca-Mg-SO₄-(HCO₃)-Typ angetroffen mit einer totalen Mineralisation von rund 2.4 g/l (Nagra NTB 00-01). In seinen Hauptkomponenten ist in Benken das beprobte Wasser typisch für den Muschelkalk-Aquifer und vergleichbar mit anderen Muschelkalkwässern aus der Nordschweiz. Die eher geringe Mineralisation lässt sich durch das vergleichsweise geringe Infiltrationsalter erklären. Es wird angenommen, dass das Wasser am Ende der letzten Eiszeit im Schwarzwald infiltriert ist.

Oberer Malm

Der oberste Teil der Jura Schichten, der so genannte "Obere Malm", ist ein potenzieller Kluft- und Karstaquifer (Kalkstein). Diese Schichten wurden unterschiedlich stark erodiert und die Mächtigkeit der hydraulisch leitfähigen Einheiten weist im Schweizer Mittelland eine hohe Variabilität auf.

Während der Malm in Süddeutschland eine bedeutende Rolle für die Geothermie spielt trifft dies für die Nordschweiz aufgrund der unterschiedlichen Fazies und der geringeren hydraulischen Durchlässigkeiten nur bedingt zu. Da der Obere Malm im Bereich von Winterthur ausserdem eine geringe Tiefenlage und damit geringe Temperatur aufweist ist er für die geothermische Nutzung von geringem Interesse und wird daher an dieser Stelle nur kurz charakterisiert. Ausführlichere Informationen finden sich beispielsweise in (Bertleff et al., 2005) und (Bertleff und Watzel, 2002).

Wasserzirkulation im Oberen Malm kann in den Temperaturprofilen von Benken (200-400 m Tiefe) und Weiach (200-500 m Tiefe) nachgewiesen werden (siehe Kohl et al., 2003). Aus Untersuchungen der Nagra stehen für den Malm drei Messwerte aus 2 Bohrungen für die hydraulische Leitfähigkeit zur Verfügung (siehe Tab. 5).

In Tab. 6 werden ausgewählte Parameter aus anderen Studien gegenübergestellt. Für die Mächtigkeit des Aquifers variieren die Angaben der Autoren: es werden Werte von 230 m und 270 m angegeben.

Tab. 5: Hydraulische Leitfähigkeit des Oberen Malm im Raum Winterthur

Bohrung	Testintervall [m]	Transmissivität [m ² s ⁻¹]	Hydr. Leitfähigkeit [m s ⁻¹]	Referenz
Benken	189.52	$2 \cdot 10^{-6}$	$1 \cdot 10^{-8}$	(Müller et al., 1999)
Weiach	14	$8.4 \cdot 10^{-7}$	$6 \cdot 10^{-8}$	(Nagra, 1989)
	24.1	$7 \cdot 10^{-6}$	$3 \cdot 10^{-7}$	

Tab. 6: Hydraulische Eigenschaften des oberen Malm. Vergleich mit anderen Studien (ohne Stimulationsfaktor)

	Geothermischer Ressourcenatlas der Nordschweiz	Geothermische Energie im Kanton Zürich	Geothermie- Potenzialstudie Thurgau- Schaffhausen	Tiefe Geothermie, Standort Winterthur Geologische Prognose
Tiefe Top, in Winterthur	2090 m u. T.	2050 m u. T.	2040 m u. T..	2000 m u. T.
Mächtigkeit, in Winterthur	230 m	>250 m	270 m	230 m
Hydraulische Leitfähigkeit [m/s], regional	$1 \cdot 10^{-8}$ (Ungestört) $3 \cdot 10^{-7}$ (Störzone)	$1 \cdot 10^{-8}$ (Ungestört) $3 \cdot 10^{-7}$ (Störzone)	$5 \cdot 10^{-7}$ (NW) - $2 \cdot 10^{-8}$ (SO)	-

m u. T.: Meter unter Terrain

Referenz Höhe (Winterthur) = 440 m ü. M.

Aus der Druckhöhenverteilung die auf der Basis von Nagra-Untersuchungen (NTB 02-03) erstellt wurde, ergibt sich für Winterthur eine Druckhöhe von etwa 460 m ü.M. im Oberen Malm.

Untersuchungen zur Mineralisation liegen im Untersuchungsgebiet nur für Benken vor. Dort wurde von der Nagra eine vergleichsweise hohe Stoffkonzentration von 10 g/l an gelösten Stoffen gemessen. Das Wasser im Malm-Aquifer wird dem Na-Cl-Typ zugeordnet da das Na/Cl-Verhältnis in der Nähe von 1 liegt.

Obere Meeresmolasse

Die Obere Meeresmolasse ist ein oberflächennaher Porenaquifer. Wasserführend sind vor allem die Sandsteine des Burdigalien sowie die basale Nagelfluh des Helvétien. Es gibt allgemein eine gute primäre Durchlässigkeit in horizontaler Richtung, in vertikaler Richtung ist

die Heterogenität grösser und somit die hydraulische Leitfähigkeit variabler. Die Mächtigkeit der OMM ist am Alpennordrand maximal und keilt gegen das Jura Gebirge aus.

In der Nordostschweiz konnte in mehreren Bohrungen eine Wasserführung in der OMM nachgewiesen werden, die teilweise auch geothermisch genutzt wird (siehe Fig. 16). Die hydraulischen Leitfähigkeiten liegen zwischen $2 \cdot 10^{-7}$ und 10^{-5} m s^{-1} bei einem Mittelwert von $K = 2 \cdot 10^{-6} \text{ m s}^{-1}$.

In Tab. 7 werden die relevanten hydraulischen Parameter aus anderen Studien gegenübergestellt. Trotz gewisser Unterschiede in der Aquifermächtigkeit zeigt sich auch für diesen Aquifer ein recht einheitliches Bild.

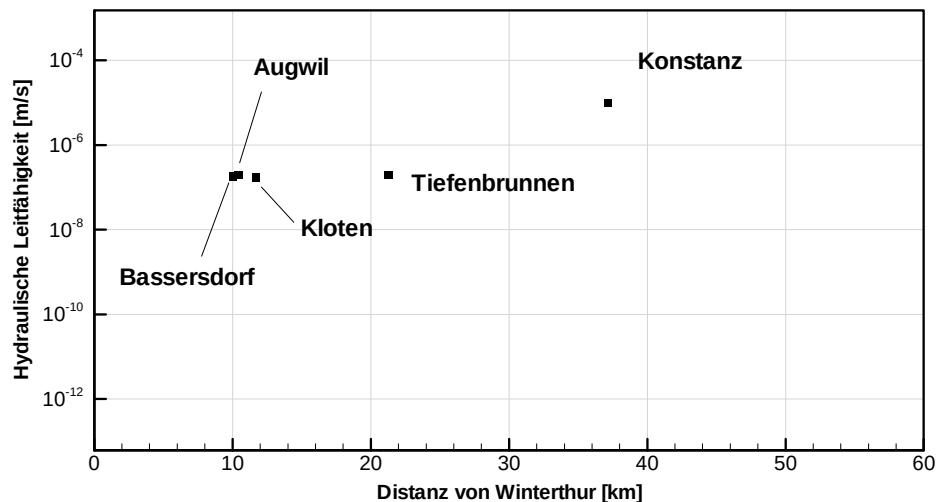


Fig. 16: Hydraulische Leitfähigkeit der Oberen Meeresmolasse in Abhängigkeit des Abstands zur Stadt Winterthur.

Tab. 7: Hydraulische Eigenschaften der oberen Meeresmolasse. Vergleich mit anderen Studien (ohne Stimulationsfaktor)

	Geothermischer Ressourcenatlas der Nordschweiz	Geothermische Energie im Kanton Zürich	Geothermie- Potenzialstudie Thurgau- Schaffhausen	Tiefe Geothermie, Standort Winterthur Geologische Prognose
Tiefe Top, in Winterthur	240 m u. T.	250 m u. T.	240 m u. T.	250 m u. T.
Mächtigkeit, in Winterthur	200 m	>200 m	190 m	160 m
Hydraulische Leitfähigkeit [m/s], regional	$2 \cdot 10^{-7}$	$2 \cdot 10^{-7}$ (Ungestört) $2 \cdot 10^{-6}$ (Störzone)	$3 \cdot 10^{-7}$	-

m u. T.: Meter über Terrain; Referenz Höhe (Winterthur) = 440 m ü. M.

2.1.3 PETROPHYSIKALISCHE DATEN

Die im weiteren durchgeführten Temperaturberechnungen basieren sowohl auf Randbedingungen an den Modellgrenzen als auch auf den thermischen Gesteinseigenschaften innerhalb der Modellgrenzen. Bei den thermischen Gesteinseigenschaften handelt es sich hierbei um die Wärmeleitfähigkeit, die Wärmeproduktion und die spezifische Wärmekapazität. Für diese Grössen sind im Untersuchungsgebiet keine Messwerte vorhanden. Die räumlich am nächsten liegenden Messungen stammen aus den Bohrungen Böttstein, Kaisten, Leuggern, Schafisheim und Weiach und wurden von der Nagra durchgeführt. Diese Daten sind in der SGPK-Datensammlung „Archivierung und Kompilation geothermischer Daten der Schweiz“ (Schärli und Kohl, 2002) enthalten und werden auszugsweise in Fig. 17 und Fig. 18 dargestellt. Die Wärmeleitfähigkeit wurde an Proben mehrmals gemessen. Die Abweichungen der einzelnen Messungen vom Mittelwert betrug dabei in der Regel etwa 5 bis 10%. Die Wärmeleitfähigkeiten wurden z.T. getrennt für Richtungen senkrecht und parallel zur Schichtung bestimmt. In Fig. 17 werden die Mittelwerte der senkrecht zur Schichtung bestimmten Wärmeleitfähigkeiten für das Kristallin dargestellt. Die Messwerte stammen aus 6 Bohrungen der Nagra. Zusätzlich zu den Probenmittelwerten wird der Mittelwert für die jeweilige Bohrung dargestellt. Dieser Darstellung kann man entnehmen, dass einerseits eine relativ hohe Variabilität innerhalb der Bohrungen vorhanden ist und gleichzeitig Unterschiede zwischen den Bohrungen vorhanden sind.

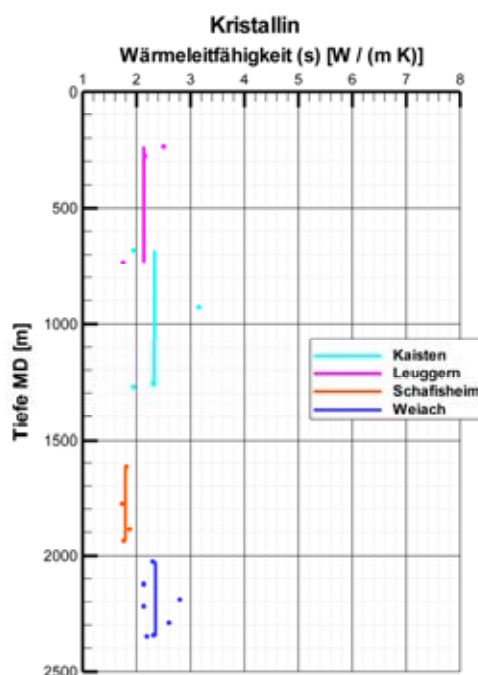


Fig. 17: Wärmeleitfähigkeit im Kristallin in Abhängigkeit von Tiefe und Bohrung (nicht Temperaturkorrigiert; Quelle: (Schärli und Kohl, 2002)).

Die vorhandenen Daten wurden für alle relevanten Gesteinsschichten und Bohrungen getrennt untersucht. Ein Beispiel für die gemessenen Wärmeleitfähigkeiten in einer Bohrung, differenziert nach den im Modell berücksichtigten Gesteinsschichten, wird in Fig. 18 gezeigt.

Fig. 18 kann man, wie bereits zuvor, entnehmen, dass die Variabilität der Probenmittelwerte innerhalb der betrachteten Schichten relativ hoch ist. Gleichzeitig erkennt man deutliche Unterschiede zwischen den Gesamtmittelwerten (senkrechte, farbige Linien) der Gesteinsschichten.

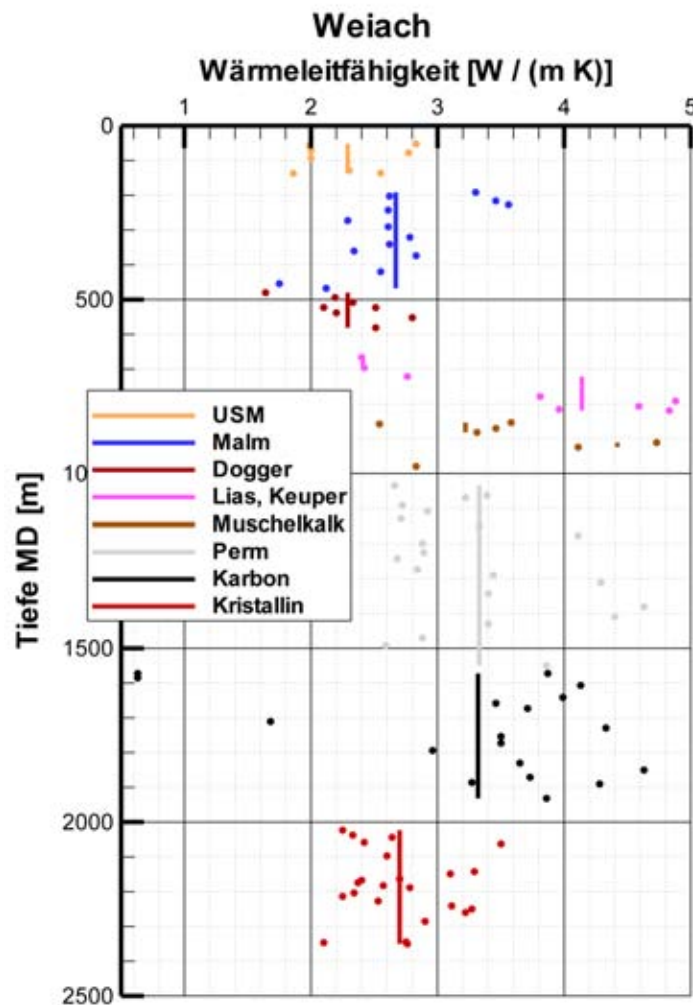


Fig. 18: Wärmeleitfähigkeit in der Bohrung Weiach in Abhängigkeit von der Tiefe und der Geologie (nicht Temperaturkorrigiert; Quelle: (Schärli und Kohl, 2002)).

Zusätzlich zu den hier dargestellten Wärmeleitfähigkeiten wurden die verfügbaren petrophysikalischen Daten (Leu et al., 1999; Schärli und Kohl, 2002) hinsichtlich der Wärmeproduktion und Wärmekapazität analysiert. Auch hier zeigt sich eine vergleichsweise hohe Variabilität, da sich die Messwerte auf einzelne Proben beziehen, die sich in der Zusammensetzung deutlich unterscheiden können. Für die Modellierung des grossräumigen Temperaturfelds sind diese lokalen Schwankungen unerheblich. Die Mittelwerte für die betrachteten Gesteinsschichten und der laterale Trend sind den Messungen nicht direkt zugänglich und können daher nur indirekt durch Modellrechnungen näher abgeschätzt werden. Ausgangspunkt für die in dieser Studie durchgeführten Modellrechnungen und der Modellkalibration sind die vorhandenen Messdaten und die thermischen Gesteinsparameter die im Rahmen anderer Studien ermittelt wurden. Hierbei sind insbesondere der Geothermische Ressourcenatlas der Nordschweiz (Signorelli und Kohl, 2006) und die Machbarkeitsstudie „Tiefengeothermie Stadt St. Gallen“ zu nennen.

2.2 ERDBEBEN UND NEOTEKTONIK

Die Analyse von Erdbebendaten kann wichtige Hinweise zur Aktivität von Störungszonen aber auch für die Gefährdung durch Stimulationsversuche liefern. Ein mittlerweile klassischer

Fall trat bei der Durchführung des DHMA Projektes Basel auf, bei dem in einem der meist erdbebengefährdeten Gebiete der Schweiz ein Beben der Magnitude 3.4 durch hydraulische Stimulationen induziert wurde.

Für eine qualitative Bewertung des Gefährdungsrisikos im Gebiet wurden daher die frei zugänglichen Daten des Schweizerischen Erdbebendienstes herangezogen. Einen Überblick über die Erdbebengefährdung in der gesamten Schweiz wird in Fig. 19 gegeben. Dieser Gefährdungskarte kann man entnehmen, dass in der Region um Winterthur ein vergleichsweise geringes Risiko für starke Beben vorhanden ist. Die horizontalen Beschleunigungen die in einem Zeitraum von 475 Jahren zu erwarten sind liegen in Winterthur bei Werten weit unter 0.6 m/s^2 . Im Wallis liegen die entsprechenden Werte bei etwa 1.5 m/s^2 .

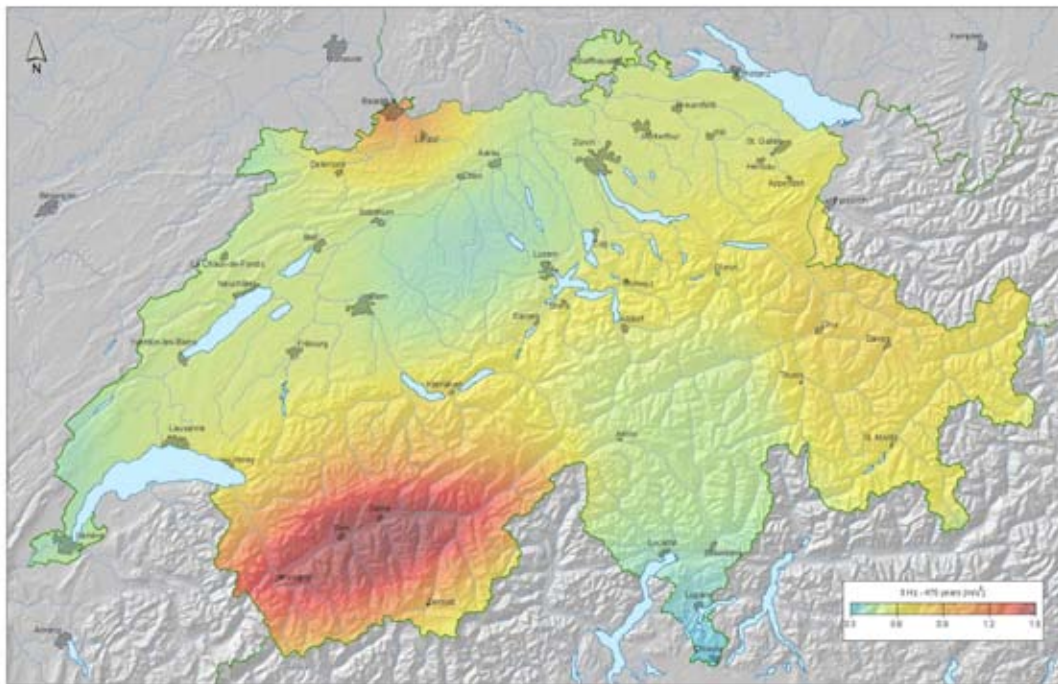


Fig. 19: Erdbebengefährdungskarte für die Schweiz. Dargestellt wird die Stärke der horizontalen Bodenbeschleunigung die in den nächsten 475 Jahren erwartet werden kann (Quelle: SED, Schweizerischer Erdbebendienst)

Zusätzlich zu diesen Informationen wurden die Daten der Epizentren aller zwischen 1900 und 2000 registrierten Beben aus dem Archiv des Schweizerischen Erdbebendienstes im Internet heruntergeladen und analysiert. Aus der vergleichsweise geringen Anzahl und Stärke der seit 1900 registrierten Beben und der vom SED berechneten Gefährdungskarte kann man schliessen, dass für die Region um Winterthur ein relativ geringes Erdbebenrisiko vorhanden ist. Für die geothermischen Untersuchungen bedeutet dies einerseits, dass die Erdbeben keinen Hinweis auf rezente Störungen liefern aber andererseits lassen die Informationen auf ein geringeres Risiko beim Betrieb einer Geothermianlage schliessen.

Ein weiterer Faktor für die Erstellung einer Geothermianlage ist das Spannungsfeld. Die Spannung stammt vom Druck innerhalb des Gesteins. Die Gebirgsspannung besitzt in der Regel eine starke regionale Prägung. Aufgrund der tektonischen Prozesse, welche auch zur Alpenentstehung beigetragen haben, herrscht in Mitteleuropa ein stark N-S ausgerichtetes

Spannungsfeld vor (siehe Fig. 20). Die effektiven Spannungskomponenten (Spannung minus Wasserdruck) unterscheiden sich dabei in jede der drei Raumrichtungen. In der Regel ist jedoch das lokale Spannungsfeld von mehreren Faktoren beeinflusst, so steigt z.B. die vertikale Spannungskomponente mit zunehmender Auflast (abhängig von Gesteinsdichte und Tiefe) an. Bei einer induzierten Wasserzirkulation wird aufgrund des zunehmenden Wasserdrucks die effektive Spannung auf eine Kluftoberfläche abnehmen. Dies kann zu neuen Brüchen oder Scherungen führen. Mikroseismische Ereignisse werden in der Regel ausgelöst, sobald die Scherfestigkeit des Gesteins nicht mehr ausreicht. Dabei verschieben sich die Kluftoberflächen ruckartig gegeneinander und ein Teil der entstehenden Energie wird in Schwingungsenergie (seismischer Wellen) umgewandelt, welche dann an der Erdoberfläche registriert werden.

Da das Spannungsfeld nicht isotrop ist, spielt die Richtung der Störungen eine grosse Rolle: Störungen die parallel zur Hauptspannungsrichtung verlaufen öffnen sich unter Wasserdruck leichter als Störungen die senkrecht zur Hauptspannungsrichtung verlaufen. Daher kann im ersten Fall mit einer höheren Durchlässigkeit gerechnet werden.

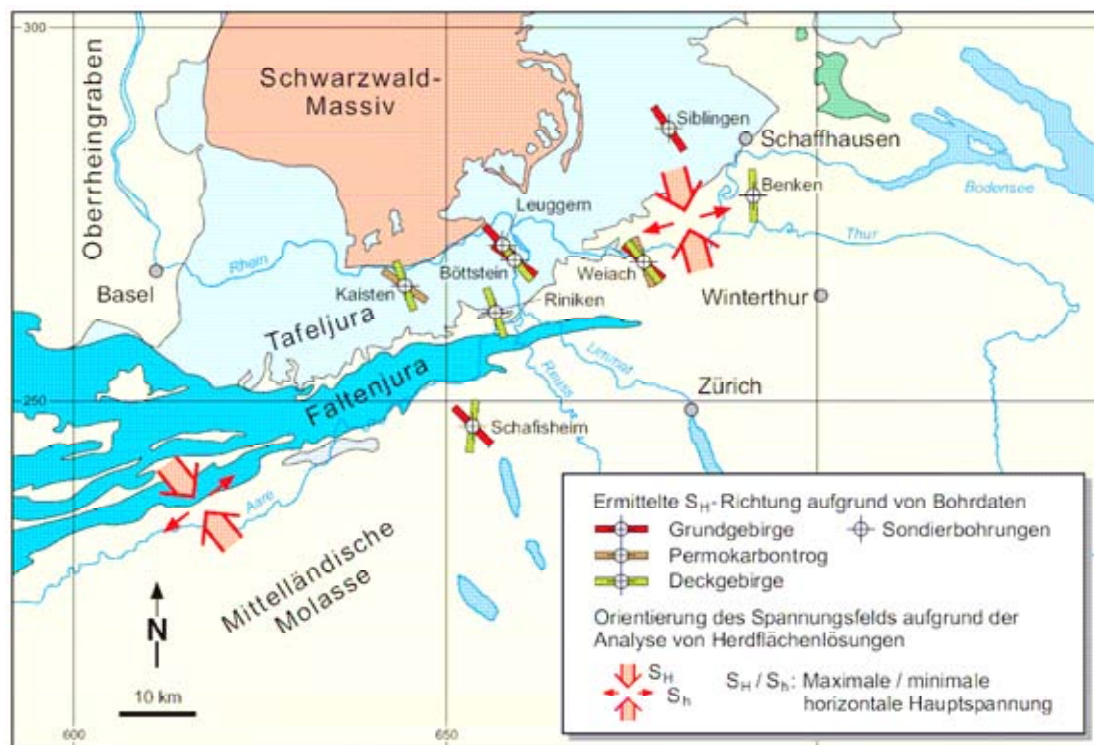


Fig. 20: Überblick über die Orientierung des rezenten Spannungsfelds in der Nordschweiz (Müller et al., 1999)

2.3 TEMPERATUR IN DER TIEFE UND GEOTHERMISCHES POTENZIAL: DATENLAGE

Im Rahmen von regionalen Potenzialstudien wurden bereits Berechnungen zur Abschätzung der Untergrundtemperatur und des geothermischen Potenzials im Bereich von Winterthur durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Studien sind in Tab. 8 bis Tab. 11 dargestellt. Während die Ergebnisse der Studien für die Temperatur sehr ähnlich sind, gibt es deutliche Unterschiede bei dem geothermischen Potenzial. Diese Unterschiede unterstreichen den

Einfluss der angenommenen Berechnungsparameter, wie Aquifermächtigkeit, hydraulische Leitfähigkeit und Referenztemperatur. Von grösster Bedeutung ist die angenommene hydraulische Leitfähigkeit. Beispielsweise kann der Unterschied zwischen den Ergebnissen der Studien „Geothermischer Ressourcenatlas der Nordschweiz“ (Signorelli und Kohl, 2006) und „Geothermie-Potenzialstudie Thurgau-Schaffhausen“, Dr. Roland Wyss GmbH (2009) für den oberen Muschelkalk (10 MW / 3 MW) auf unterschiedliche Werte für die hydraulischen Leitfähigkeit zurückgeführt werden ($7 \cdot 10^{-7}$ m/s versus $7 \cdot 10^{-8}$ m/s).

Tab. 8: Temperatur und geothermisches Potenzial des Kristallins. Vergleich zwischen geothermischen Potenzialstudien

	Geothermischer Ressourcenatlas der Nordschweiz (2006)	Geothermische Energie im Kanton Zürich (2007)	Geothermie- Potenzialstudie Thurgau- Schaffhausen (2009)
Temperatur Top, in Winterthur	88	88	86
Geothermisches Potenzial, in Winterthur	30 MW	30 MW	-

Tab. 9: Temperatur und geothermisches Potenzial des Oberen Muschelkalks. Vergleich zwischen geothermischen Potenzialstudien

	Geothermischer Ressourcenatlas der Nordschweiz (2006)	Geothermische Energie im Kanton Zürich (2007)	Geothermie- Potenzialstudie Thurgau- Schaffhausen (2009)
Temperatur Top, in Winterthur	87	86	82
Geothermisches Potenzial, in Winterthur	11 MW	10 MW	3 MW

Tab. 10: Temperatur und geothermischen Potenzial des Oberen Malm. Vergleich zwischen geothermischen Potenzialstudien

	Geothermischer Ressourcenatlas der Nordschweiz (2006)	Geothermische Energie im Kanton Zürich (2007)	Geothermie- Potenzialstudie Thurgau- Schaffhausen (2009)
Temperatur Top, in Winterthur	87	86	82
Geothermisches Potenzial, in Winterthur	<1	<1	2.9

Tab. 11: Temperatur und geothermischen Potenzial der Oberen Meeresmolasse. Vergleich zwischen geothermischen Potenzialstudien

	Geothermischer Ressourcenatlas der Nordschweiz (2006)	Geothermische Energie im Kanton Zürich (2007)	Geothermie- Potenzialstudie Thurgau- Schaffhausen (2009)
Temperatur Top, in Winterthur	23	24	20
Geothermisches Potenzial, in Winterthur	-	1.8	<1

2.4 NEUBERECHNUNG RESSOURCENABSCHÄTZUNG

2.4.1 ERSTELLUNG EINES NEUEN GEOLOGISCHEN MODELLS

Das geologische 3D-Modell wurde mit dem Softwareprogramm 3D-Geomodeller auf der Basis der recherchierten und erfassten geologischen Informationen erstellt. Der Prototyp entstand am BRGM (Bureau de recherches géologiques et minières) in Frankreich zwischen 1995 und 2000 und wurde danach von Intrepid Geophysics (Australia) unter dem Namen 3D-Geomodeller zu einem kommerziellen Produkt weiterentwickelt. Der Ansatz von 3D-Geomodeller unterscheidet sich bewusst von dem Herangehen bei Anwendungen wie GIS und CAD. Ziel ist es, dem Geologen oder Geophysiker ein Werkzeug zur Verfügung zu stellen, das es erlaubt die gängigen geologischen Datenquellen wie Bohrlochdaten, gezeichnete geologische Profile, interpretierte seismische Profile und geologische Karten zusammen mit Informationen zum Fallen und Streichen der stratigrafischen Schichten, auf

einfache und geologisch sinnvolle Weise zur Erstellung eines geologischen 3D-Modells zu nutzen.

Erster Schritt bei der Erstellung eines 3D-Modells ist zunächst die Festlegung der Modellgrenzen in horizontaler und vertikaler Richtung. Die untere Ausdehnung wurde für das aktuelle Modell auf 10 km Tiefe festgesetzt, die obere Grenze ist durch die topografischen Daten vorgegeben. Die horizontale Ausdehnung ist in Fig. 6 dargestellt (Grosses Gebiet).

In einem nächsten Schritt erfolgt die Festlegung der stratigrafischen Schichten die vom Modell aufgelöst werden sollen. Die Schichten werden immer zu Serien zusammengefasst, wobei die Anzahl in einer Serie beliebig ist. Den Serien können unterschiedliche Eigenschaften zugeordnet werden. Sie können so festgelegt werden, dass sie entweder konkordant auf der darunter liegenden Serie liegen oder dass eine vorangehende, mögliche Erosion der unteren Schicht berücksichtigt werden kann. Die Auswahl und Zusammenfassung der relevanten Schichten und Serien ist abhängig von der zu bearbeitenden Geologie und der geplanten Verwendung. Eine zu hohe Detaillierung erschwert die Erstellung und die weitere Verwendung des Modells. Hier gilt es einen geeigneten Kompromiss zu finden zwischen den verfügbaren geologischen Informationen und der Zweckmässigkeit.

Im vorliegenden Modell wurden 8 Schichten definiert:

- Kristallin
- Permokarbondrog
- Muschelkalk – Buntsandstein
- Lias – Keuper
- Malm
- USM
- OMM
- OSM

Störungen müssen mit 3D-Geomodeller zunächst definiert werden, wobei diesen dann weitere Attribute zugeordnet werden können. So ist es beispielsweise möglich, eine Störungsfläche durch eine andere zu begrenzen indem entsprechende Attribute festgelegt werden. Ausserdem muss festgelegt werden, welche Schichten von der jeweiligen Störung geschnitten werden. In dem vorliegenden Modell wurden 7 Störungen berücksichtigt.

Sind die relevanten Datenstrukturen für die Stratigrafie und Störungen angelegt, können in einem weiteren Schritt die geologischen Daten integriert werden. Die geologischen Quelldaten, Profile, Bohrungen, Oberflächenkarten, werden hierbei dazu verwendet, Kontaktpunkte an den Schichtgrenzen und Flächenorientierungspunkte zu den Grenzflächen festzulegen. Die Berechnung der dreidimensionalen Störungs- und Schichtgrenzflächen erfolgt auf der Basis der definierten Kontakt- und Flächenorientierungspunkte. Die so berechneten Flächen bestimmen das 3D-Modell.

Bei den Schichtgrenzflächen handelt es sich um mathematische Potentialflächen die, unter Berücksichtigung geologischer Zusammenhänge wie z.B. Erosion, möglichst optimal durch die festgelegten Punkte verläuft und die vorgegebenen Flächenorientierungspunkte bei der Berechnung einbeziehen. Zur Festlegung der Kontaktpunkte kann man zwischen 3 Quellen unterscheiden:

- Geologische Karte, gegebenenfalls mit Schichtstreichen und –fallen,
- Geologische Profile
- Bohrlochdaten

Als Hilfsmittel bei der Festlegung der Kontaktpunkte und Flächenorientierungspunkten an der Oberfläche unterstützt 3D-Geomodeller das Einlesen und Georeferenzieren digitaler Karten. Die digitalisierte Karte kann als Hintergrund verwendet werden, wenn die Kontaktpunkte manuell mit Hilfe der Software festgelegt werden. Die Erstellung der Kontakte und Orientierungsinformation entlang der geologischen Profile erfolgt analog. Im Gegensatz zur Oberflächeninformation muss aber zunächst ein entsprechender Schnitt entlang der Profilsur erstellt werden. Das vorliegende Modell stützt sich hierbei auf 5 Schnitte die von Henry Naef erstellt wurden. Basis für die Erstellung waren im Wesentlichen die Interpretationen der seismischen Profile.

Sollen Bohrlochdaten einbezogen werden, müssen die Informationen für 3D-Geomodeller entsprechend aufbereitet werden. Es werden hierfür unterschiedliche Formate unterstützt aber die Daten müssen sich dabei auf die zuvor definierten Schichten bzw. Serien beziehen. In dem vorliegenden Modell wurden die bereits beschriebenen 4 Bohrungen berücksichtigt (Bassersdorf, Benken, Herdern 1 und Lindau 1). Die Störungen wurden mit Hilfe von 4 Strukturkarten von Henry Naef definiert.

Alle Daten, die zur Erstellung des geologischen Modells verwendet wurden, sind im Anhang dokumentiert.

Sind alle Kontaktpunkte und Flächenorientierungspunkte definiert, können die Potentialflächen, die das 3D-Modell bestimmen, in unterschiedlicher räumlicher Auflösung berechnet werden. Fig. 21 bis Fig. 23 zeigen das Ergebnis dieser Modellierung für eine ausgewählte Perspektive in der Volumendarstellung. Es ist aber auch möglich beliebige horizontale und vertikale Schnitte zu visualisieren oder die räumliche Struktur der Grenz- und Störungsflächen darzustellen. Für die weitere Verwendung des 3D-Modells in anderen Anwendungen sind Exportfunktionen für unterschiedliche Formate vorhanden. Dadurch wird insbesondere die Erstellung eines dreidimensionalen numerischen Modells ermöglicht.

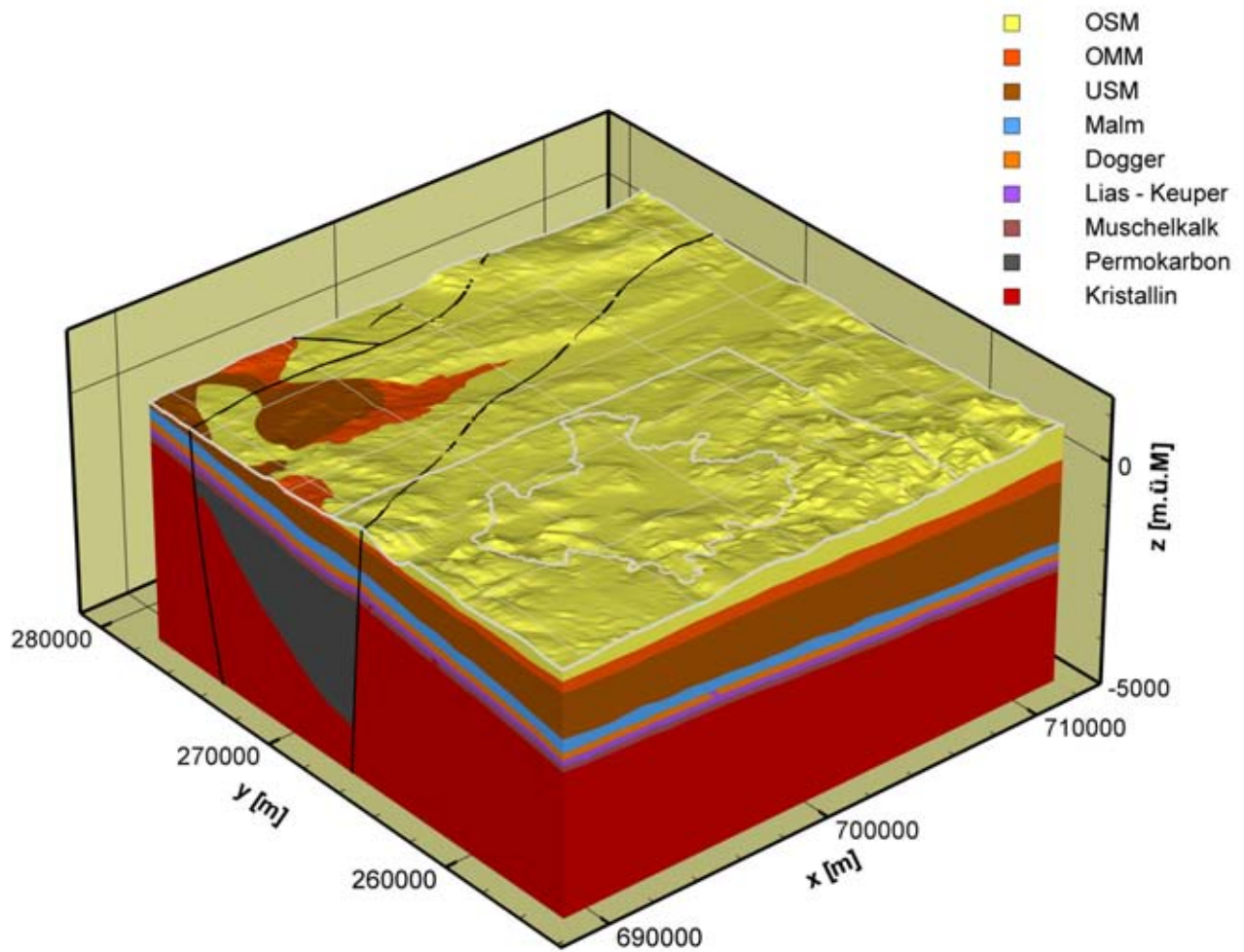


Fig. 21: Darstellung des erarbeiteten 3D geologischen Modells

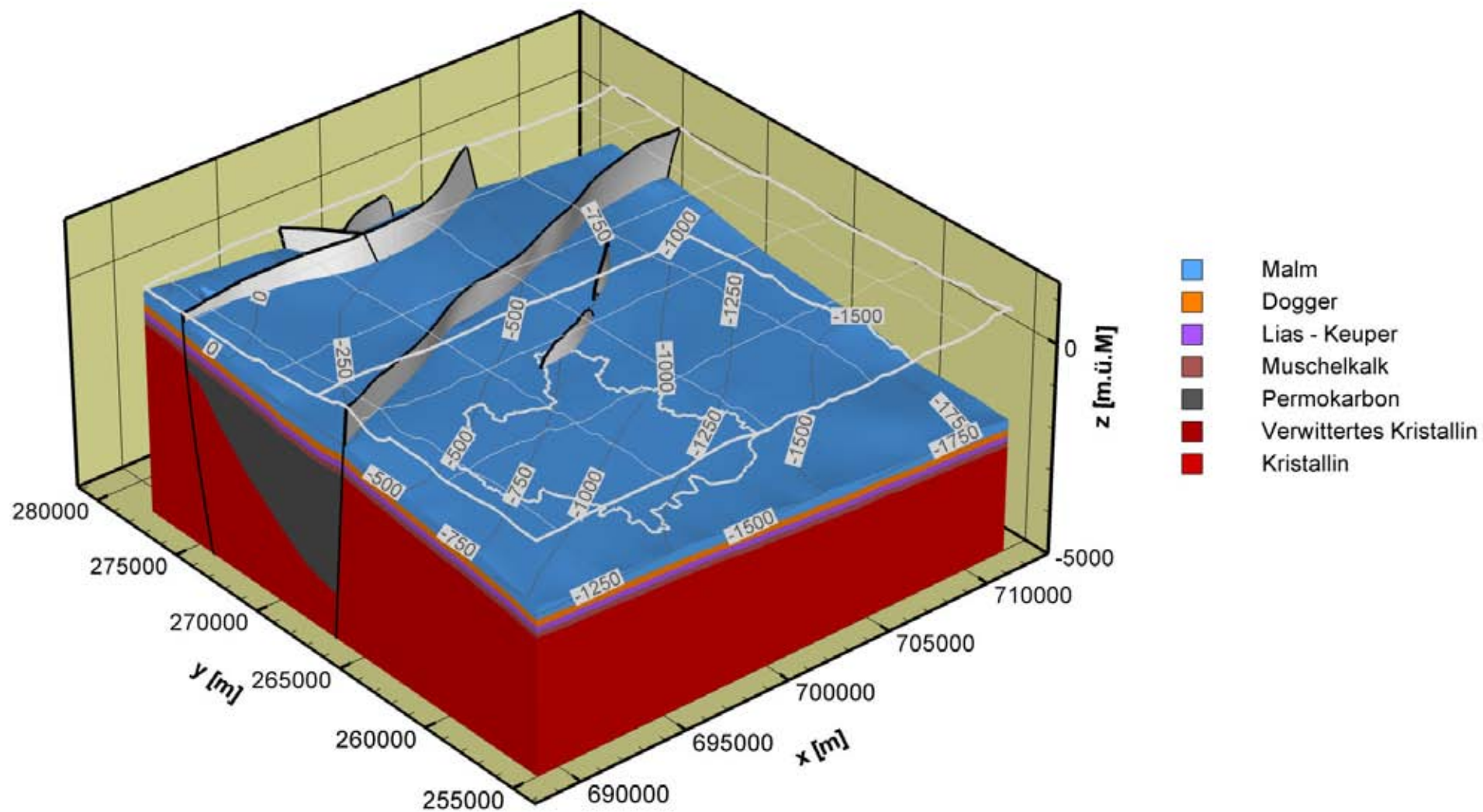


Fig. 22: Geologisches Modell. Ansicht ohne Quartär / Tertiär.

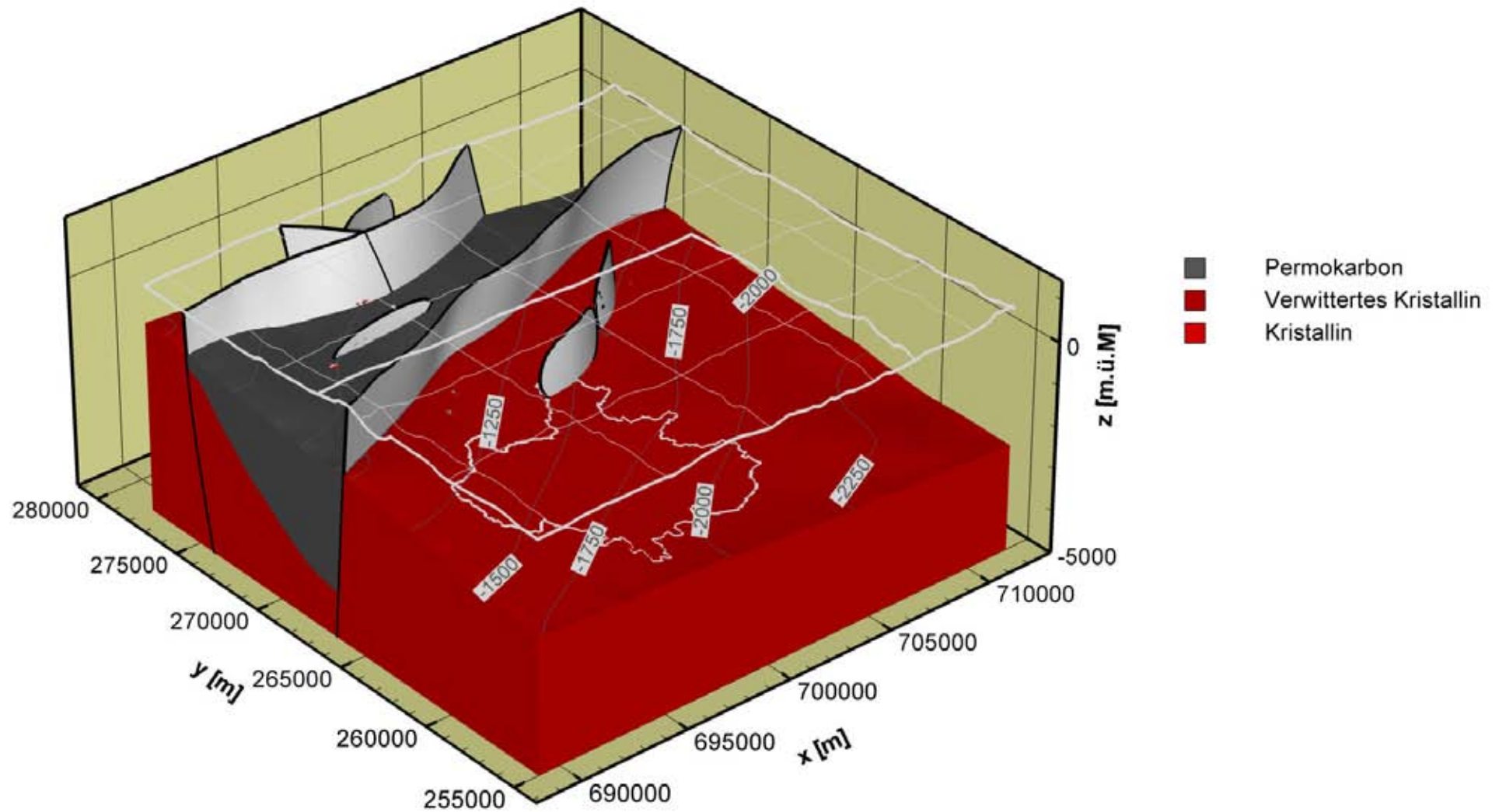


Fig. 23: Ansicht des Permokarbontrogs und des kristallinen Grundgebirges. Die Höhen sind in Meter über Meer angegeben. Die Gemeindegrenze von Winterthur wurde auf die geologischen Einheiten projiziert.

2.4.2 BERECHNUNG DER WÄRMEVERTEILUNG

Das geothermische Potenzial im Untergrund hängt im wesentlichen von der dort vorhandenen Temperatur ab. Da die Temperaturverteilung nur an einzelnen Standorten und nur bis zu begrenzten Tiefen bekannt ist, wird in der Folge ein kalibriertes 3D Temperaturmodell erstellt, um die Temperatur auch in grössere Tiefen und für das gesamte Untersuchungsgebiet vorhersagen zu können. Die gemessenen Temperaturen nehmen mit der Tiefe im Mittel um etwa 37°C pro Kilometer zu. Zwischen einzelnen Standorten kann es allerdings deutliche Unterschiede geben: bei Lindau beträgt der Wert beispielsweise $30^{\circ}\text{C km}^{-1}$, während bei Weiach ein Gradient von $42^{\circ}\text{C km}^{-1}$ vorhanden ist (siehe Daten im Anhang). Eine genaue Kenntnis der lokalen Temperaturverhältnisse ist von grosser Bedeutung, da die erforderliche Bohrtiefe zum Erreichen einer bestimmten Temperatur (z.B. 130°C für die Stromproduktion) stark vom jeweiligen Standort abhängen kann.

Die hier vorgenommene Berechnung erfolgt mittels numerischer Modellierung. Grundlage für die Berechnungen sind einerseits die dreidimensionale Lage der Gesteinsschichten und die thermischen Eigenschaften der Gesteine, und zum anderen der basale Wärmefluss an der unteren Modellbegrenzung und die Oberflächentemperatur. Berücksichtigt wurde ausserdem, dass die Oberflächentemperatur aufgrund der vergangenen Eiszeiten nicht konstant, sondern für lange Zeitperioden deutlich geringer war. Die hierdurch in der Vergangenheit hervorgerufene Temperaturänderung im Untergrund wirkt sich auch auf das aktuelle Temperaturprofil bis über 2500 m Tiefe aus. Das Maximum des eiszeitlichen Temperatursignals liegt in 1000-1500 m Tiefe. Bei den durchgeführten Simulationen wurde der Eiszeiteffekt durch eine transiente Berechnung mit variabler Oberflächentemperatur berücksichtigt (siehe Fig. 24). Dadurch konnte eine genauere Extrapolation der berechneten Temperaturen für tiefere Bereiche erzielt werden.

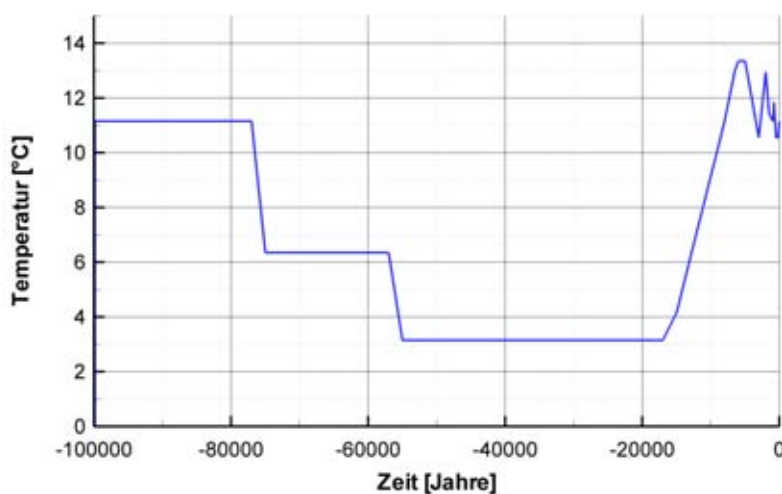


Fig. 24: Oberflächentemperatur während der Eiszeit. Die dargestellte Zeitabhängigkeit wurde als Eingangsfunktion für die numerische Simulation des Temperaturfelds genutzt. Der Simulationszeitraum beträgt 100'000 Jahre.

In der Modellierung wird der lateralen Verteilung der Wärmeleitfähigkeit und der Wärmeproduktion innerhalb einzelner Lithologien eine untergeordnete Bedeutung zugewiesen. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass ein möglicher lateraler Trend in dem relativ kleinen Modellgebiet einen geringen Einfluss auf die Temperaturverteilung hat. Kleinräumige Variabilitäten der thermischen Eigenschaften, wie sie aufgrund der vorhandenen Messdaten aus Bohrungen ermittelt wurden haben dagegen keinen Einfluss auf das grossräumige Temperaturfeld und können daher vernachlässigt werden.

In komplexen Strukturen ist es nicht möglich, auf Basis gemessener Bohrlochtemperaturen, die Temperatur durch Interpolation zwischen den Messstandorten zuverlässig für eine bestehende Gesteinsschicht in unterschiedlichen Tiefen zu bestimmen. Um die Temperaturen für die relevanten Schichten berechnen zu können, wurde auf Grundlage des erstellten regionalen Modells eine räumliche Diskretisierung durchgeführt. Das Finite Element Gitter beinhaltet die im geologischen Modell berücksichtigten Einheiten, wobei für geringe Mächtigkeiten Vereinfachungen vorgenommen wurden. Das numerische 3D-Modell wurde anhand der gemessenen Bohrlochtemperaturen geeicht, bevor die Temperaturen an der Oberfläche der Aquifere berechnet wurden. Diese Methode wurde in der Vergangenheit bereits mehrfach erfolgreich angewendet (Signorelli und Kohl, 2006).

Die Berechnung der Wärmeverteilung erfolgt in mehreren Schritten, welche in der Folge dokumentiert werden:

- **Vermaschung:** das geologische Modell wird in ein Finite Elemente Gitternetz überführt. Dieser Schritt wird durch unterschiedliche numerische Softwaretools realisiert. Das Ziel ist es, ein konsistentes FE Gitter zu erhalten.
- **Berechnung der Temperatur und Modellkalibrierung:** die Temperaturverteilung wurde mit einer Weiterentwicklung des FE Computerprogramms FRACTure (Kohl und Hopkirk, 1995) berechnet. Für die hier präsentierten Ergebnisse werden reine Diffusionsprozesse angenommen unter Beachtung der durch die Eiszeit induzierten Temperatureffekte. Die Randbedingungen und Gesteinsparameter (Wärmefluss und Wärmeleitfähigkeiten der verschiedenen Einheiten) werden anhand der Temperaturdaten kalibriert. Dieser Vorgang erfolgt in einen iterativen Prozess, wobei die berechneten Temperaturen mit den verfügbaren Bohrdaten verglichen werden. Je nach Anpassung werden neue Berechnungen erforderlich.
- **Bewertung der Ergebnisse:** die berechnete Temperatur wird interpoliert und auf beliebig angeordneten Schnitten oder Horizonte dargestellt.

Diskretisierung

Für die Erstellung des numerischen Modells wurden die in Fig. 21 dargestellten geologischen Einheiten verwendet. Als zusätzliche geologische Einheit wurde das verwitterte Kristallin aufgenommen. Dabei wurde angenommen, dass das verwitterte Kristallin eine Mächtigkeit von 500 m aufweist und sich in den geothermischen Eigenschaften vom darunter liegenden Kristallin unterscheidet. Die untere Begrenzung des Modells wurde auf 10 km Tiefe festgesetzt.

Dieses Modell wurde mit unterschiedlichen Softwaretools und mehreren Arbeitsschritten diskretisiert, um ein Finite Elemente Gitternetz zu erstellen. In diesem Schritt bleibt die Topographie der einzelnen Schichten jeweils erhalten. Die Verfeinerung des Modells erfolgt in vertikaler Richtung im Bereich der relativ geringen Mächtigkeiten, in horizontaler Richtung wird zunächst ein regelmässiges Gitter aufgebaut. Es sei darauf hingewiesen, dass mit dem selben Modell eine Verfeinerung um ausgewählte Bohrungen möglich ist. Das Ergebnis dieses Arbeitsschrittes ist ein Gitternetz das dem des vereinfachten geologischen Modells genau entspricht. Die Diskretisierung ist in Fig. 25 dargestellt.

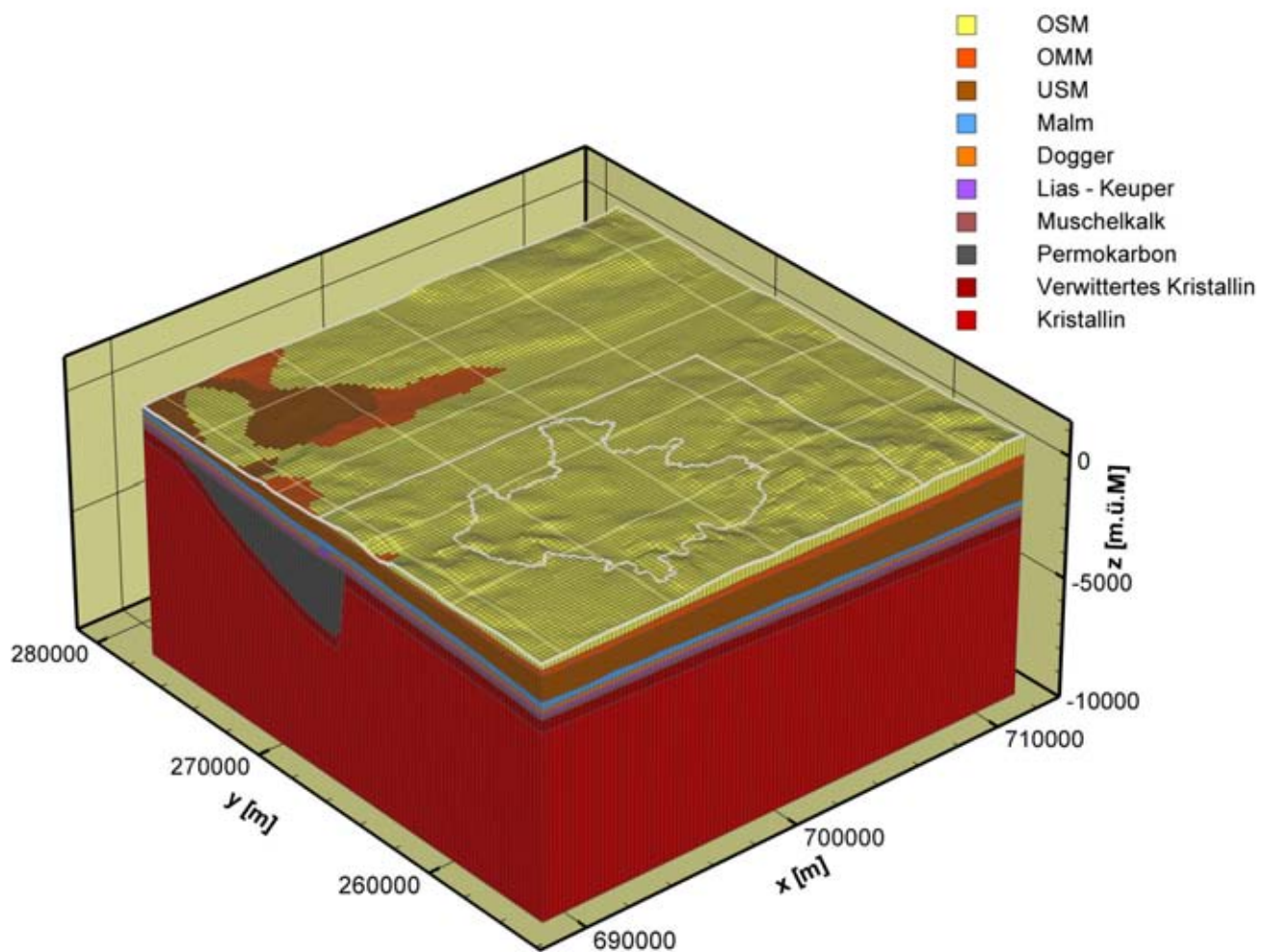


Fig. 25: Finite Elemente Gitternetz des numerischen Modells mit den berücksichtigten Gesteinseinheiten

Berechnungen der Temperatur und Modellkalibrierung

Die thermischen Berechnungen mit dem diskretisierten Modell können erst nach der Definition von Randbedingungen und Materialeigenschaften erfolgen. Hierbei sind insbesondere die folgenden Parameter notwendig, um die Temperatur berechnen zu können:

- Oberflächentemperaturverteilung T_0 ,
- Wärmeleitfähigkeit λ für jede definierte Materialeinheit,
- Wärmeproduktionsrate A für jede definierte Materialeinheit aufgrund radioaktiver Zerfallsprozesse,
- Basaler Wärmefluss q an der unteren Modellbegrenzung, der den Energieeintrag in das Modell aus der tieferen Unterkruste berücksichtigt.

Wie in den früheren Berechnungen wurde zunächst kein advektiver Wärmetransport in dem Modell berücksichtigt. Erst klar identifizierte advektive Signale (durch dichteangetriebene Konvektion oder durch Höhenunterschiede der Grundwasserspiegel erzwungene Wasserbewegung) würden entsprechende Modellansätze benötigen. Ausserdem reicht die bisherige Kenntnislage nicht aus, um einen signifikanten advektiven Wärmetransport zu

postulieren (Peclet Nummer > 2). In Fig. 34 ist ein vereinfachtes Schema dieser Berechnungen dargestellt.

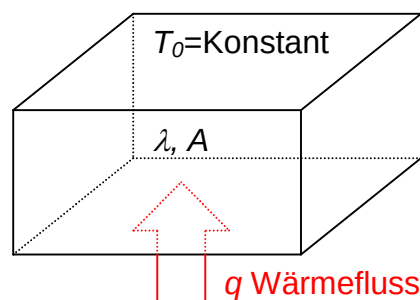


Fig. 26: Berechnungsprinzip der Temperatur

Die Oberflächentemperatur wird in Abhängigkeit von der topografischen Höhe (adiabatische Druck/Temperatur-Beziehung) und der Zeit (Berücksichtigung der Eiszeit) in die Berechnungen aufgenommen. Die Höhenabhängigkeit wurde entsprechend dem für die Schweiz angewandten Ansatz von Signorelli und Kohl vorgegeben (Signorelli und Kohl, 2004). Dadurch ergibt sich für die heutigen Temperaturbedingungen die in Fig. 27 dargestellte Verteilung der Oberflächentemperatur.

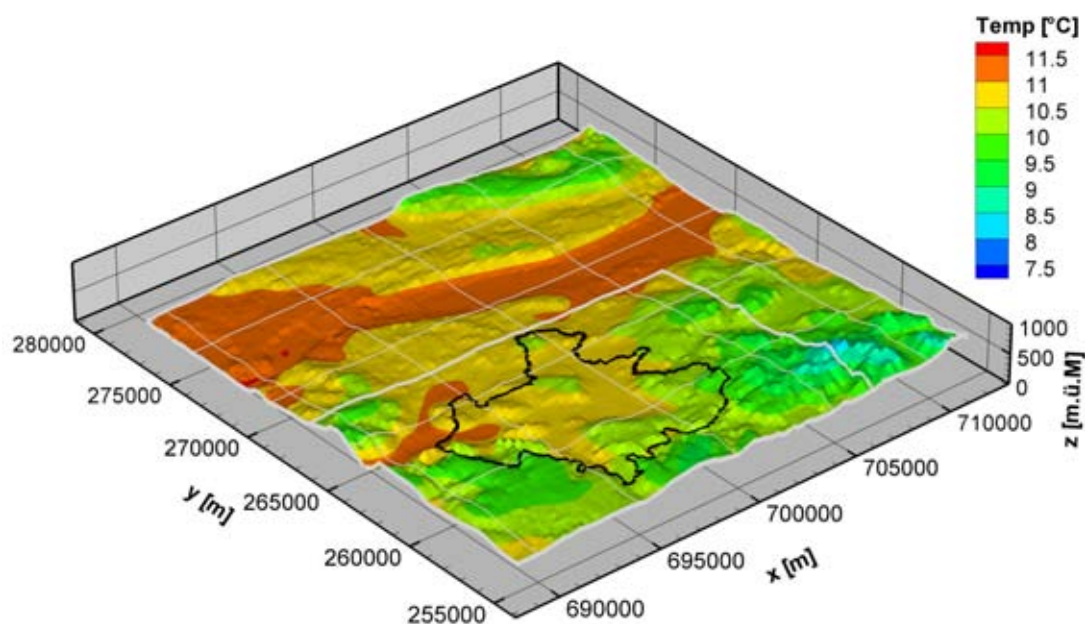


Fig. 27: Oberflächentemperaturen nach Signorelli und Kohl (2004)

Zu den thermischen Gesteinseigenschaften der berücksichtigten Schichten liegen Messwerte vor, die allerdings nicht direkt im Modellgebiet liegen und zum anderen eine relativ hohe Variabilität aufweisen (siehe Abschnitt 2.1.3). Da also für die thermischen Gesteinseigenschaften und den basalen Wärmefluss genaue Messdaten fehlen, wurden in einem iterativen Ansatz diese Größen innerhalb eines sinnvollen Rahmens so bestimmt, dass eine möglichst hohe Übereinstimmung zwischen berechneten und gemessenen Temperaturen erzielt werden konnte. Die Startwerte, die am Beginn der Kalibrierung verwendet wurden, basieren dabei auf den vorhandenen Messergebnissen und auf bereits durchgeführte Modellrechnungen für Gebiete in der Nordschweiz (u.a. Geothermischer

Ressourcenatlas Nordschweiz (Signorelli und Kohl, 2006), Machbarkeit Tiefengeothermie St. Gallen, Geothermie Potenzialstudie Thurgau/Schaffhausen).

In einem ersten Schritt wurde zunächst der basale Wärmefluss angepasst. Die Anpassung erfolgte hierbei zunächst einzeln für jedes Temperaturprofil, wobei jeweils ein konstanter Wärmefluss an der unteren Modellbegrenzung vorgegeben wurde. Die Wärmeflussverteilung wurde danach auf Basis der Einzelergebnisse bestimmt. Hierbei wurden die geologischen Untergrundverhältnisse und insbesondere der Verlauf des Permokarbontrögs berücksichtigt. In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass aus dem Temperaturverlauf nicht eindeutig auf den basalen Wärmefluss bzw. auf die Wärmeleitfähigkeit geschlossen werden kann, da der Temperaturgradient linear von beiden Faktoren abhängig ist. Die hier durchgeführte Kalibrierung verfolgt daher einen pragmatischen Weg, indem zum einen davon ausgegangen wird, dass die Wärmeleitfähigkeit der Gesteinsschichten lateral konstant ist, und, zum anderen, dass im ersten Schritt eine Abschätzung des Wärmeflusses auf Basis der Ausgangswerte für die Wärmeleitfähigkeit gemacht wird bevor eine Feinjustierung der Wärmeleitfähigkeiten erfolgt. Dieser Ansatz vernachlässigt, dass die Unterschiede bei den beobachteten Temperaturgradienten im Kristallin sehr wahrscheinlich sowohl auf Unterschiede im Wärmefluss als auch auf unterschiedlichen lateralen Wärmeleitfähigkeiten beruht. Für die Berechnung des Temperaturfeldes ist diese Unterscheidung aber von untergeordneter Bedeutung und wird daher in dieser Studie nicht weiter analysiert.

Durch die interaktive, iterative Anpassung sowohl der Wärmeflussverteilung als auch der Wärmeleitfähigkeiten konnte für den basalen Wärmefluss am Bohrstandort Lindau 1 ein Wärmefluss von 55 mWm^{-2} in 10 km Tiefe ermittelt werden. Für Benken wurde ein Wert von 70 mWm^{-2} ermittelt und für Herdern ein Wert von 105 mWm^{-2} . An der Oberfläche ergeben sich Aufgrund der Wärmeproduktion in den tieferen Gesteinsschichten höhere Wärmeflüsse. Für Benken beträgt der entsprechende Wärmefluss etwas über 100 mWm^{-2} .

Bei der Feinjustierung der Wärmeleitfähigkeiten wurden die Leitfähigkeiten zunächst für jedes Profil einzeln optimiert. Unter der vereinfachenden Annahme von lateral homogenen Verhältnissen wurden danach die Wärmeleitfähigkeiten für die Gesteinsschichten so bestimmt, dass eine optimale Temperaturanpassung an alle gemessenen Temperaturprofile erzielt werden konnte. Die hierbei ermittelten Wärmeleitfähigkeiten werden in Tab. 12 aufgelistet.

Tab. 12: Thermische Gesteinseigenschaften der geologischen Einheiten im thermischen Modell

	Wärmeleitfähigkeit [$\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$]	Wärmeproduktion [$\mu\text{W}\cdot\text{m}^{-3}$]
Obere Süsswassermolasse	2.6	0.5
Obere Meeresmolasse	2.6	0.5
Untere Süsswassermolasse	2.9	0.5
Oberer Malm	3.3	0.5
Dogger	1.7	0.5
Lias, Keuper	2.1	0.5
Muschelkalk, Buntsandstein	4.0	0.5
Permokarbon	2.1	0.5
Kristallines Grundgebirge	3.1	2.8

In Fig. 28 wird der Vergleich zwischen den berechneten Temperaturen und den Messwerten für vier Bohrungen gezeigt. Die berechneten Temperaturen wurden hierbei mit dem

kalibrierten numerischen Modell durchgeführt. Während man anhand der Darstellungen eine sehr gute Übereinstimmung der Temperaturen für die Bohrungen Benken und Bassersdorf feststellen kann, trifft dies für Herdern 1 und Lindau 1 nur bedingt zu. Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass für Lindau 1 und Herdern 1 nur BHT-Werte von geringer Qualität vorliegen. Die Messwerte zeigen in beiden Fällen eine hohe Variabilität die zum grössten Teil auf das Messverfahren zurückgeführt werden kann und nicht die realen Verhältnisse wiedergibt. Bei der Kalibration wurde daher die Messung von Benken stärker gewichtet. Sieht man von der Variabilität der Messwerte ab und betrachtet nur den Trend, dann ergibt sich auch für die Bohrungen Lindau 1 und Herdern 1 eine sehr gute Anpassung. Innerhalb des Modellgebiets ist damit die Voraussetzung für eine hohe Voraussagegenauigkeit der Untergrundtemperatur gegeben.

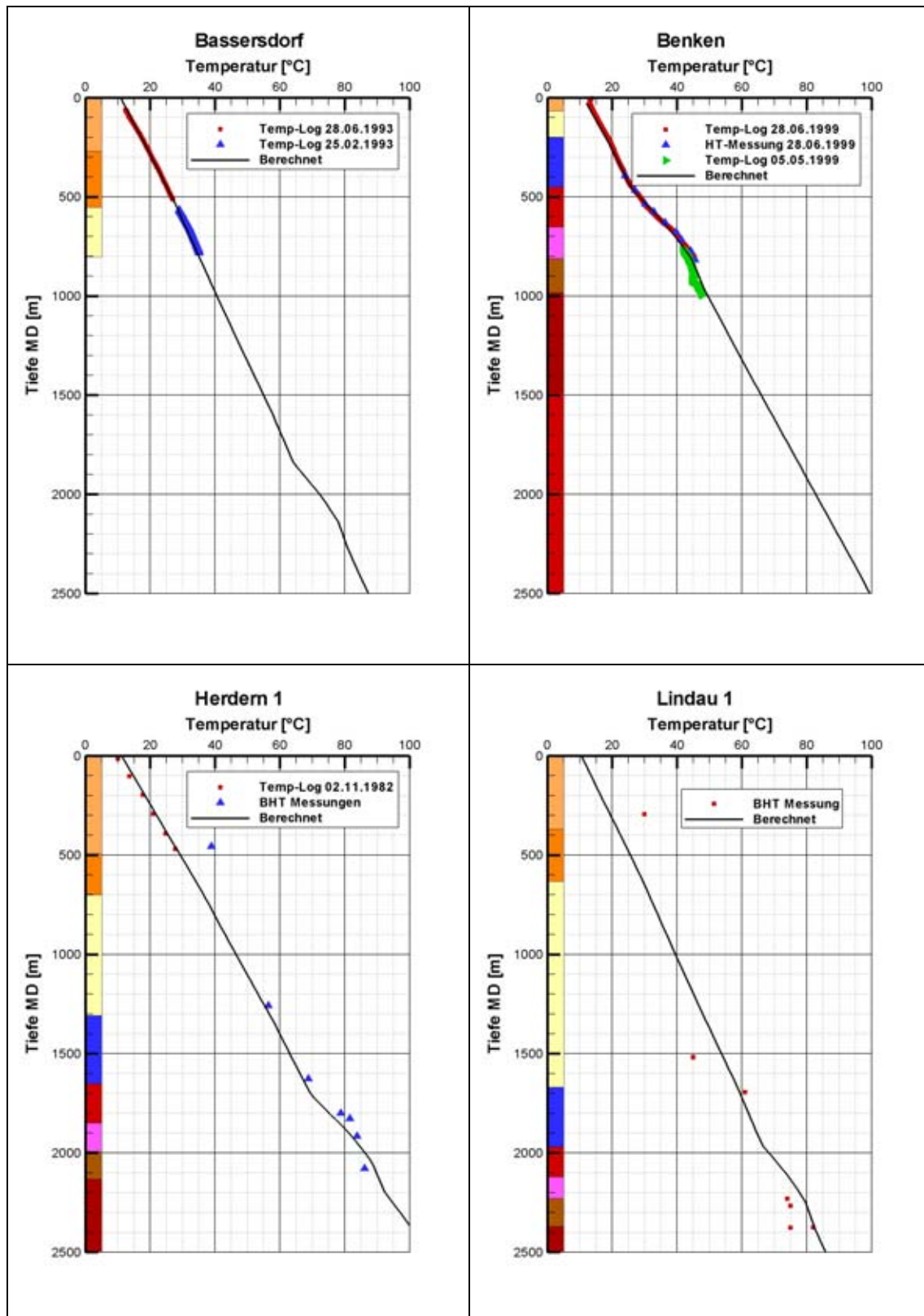


Fig. 28: Ergebnis der Kalibrierung: angepasste Temperaturprofile.

Ergebnisse der Temperaturberechnung

Mit dem kalibrierten numerischen Modell werden die Temperaturen in dem gesamten Modellgebiet auf den räumlichen Gitterpunkten berechnet (Fig. 29). Dadurch ist es möglich Temperaturprofile an den Bohrstandorten zu extrahieren, es ist aber auch möglich die Temperaturen in einer vorgegebenen Tiefe oder in der Tiefenlage der potentiellen Aquifere durch ein entsprechendes Interpolationsverfahren zu bestimmen.

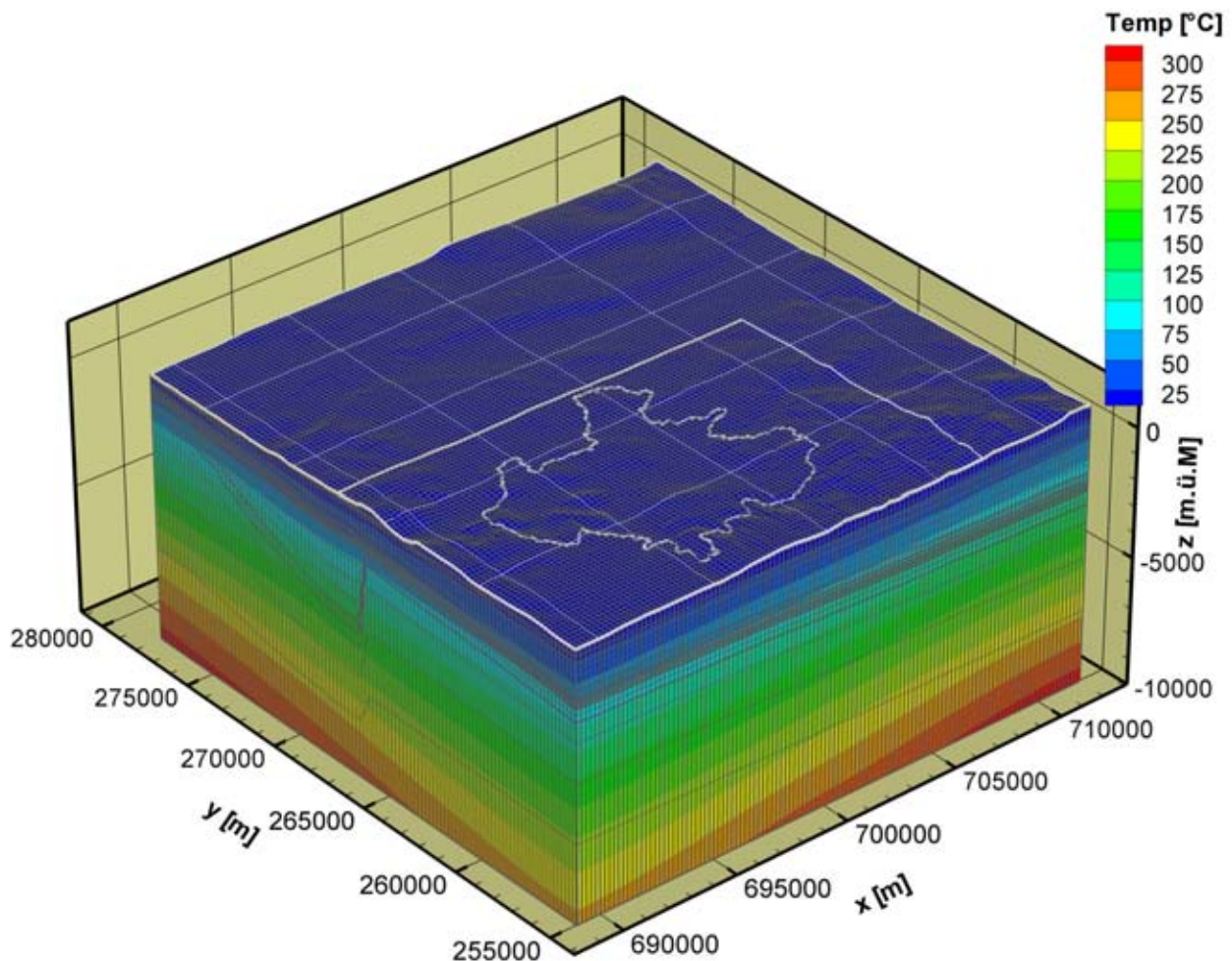


Fig. 29: Berechnete Temperaturverteilung im 3D Modell

Fig. 30 zeigt die Temperatur in 3000 m Tiefe. Die Temperaturverteilung, die zwischen 115°C und 125°C variiert, stellt im Wesentlichen ein Abbild der unterschiedlichen Geologie und der petrophysikalischen Gesteinseigenschaften dar. Erkennbar ist der Einfluss des Permokarbondrogs der sich auch in den Temperaturen durchpaust.

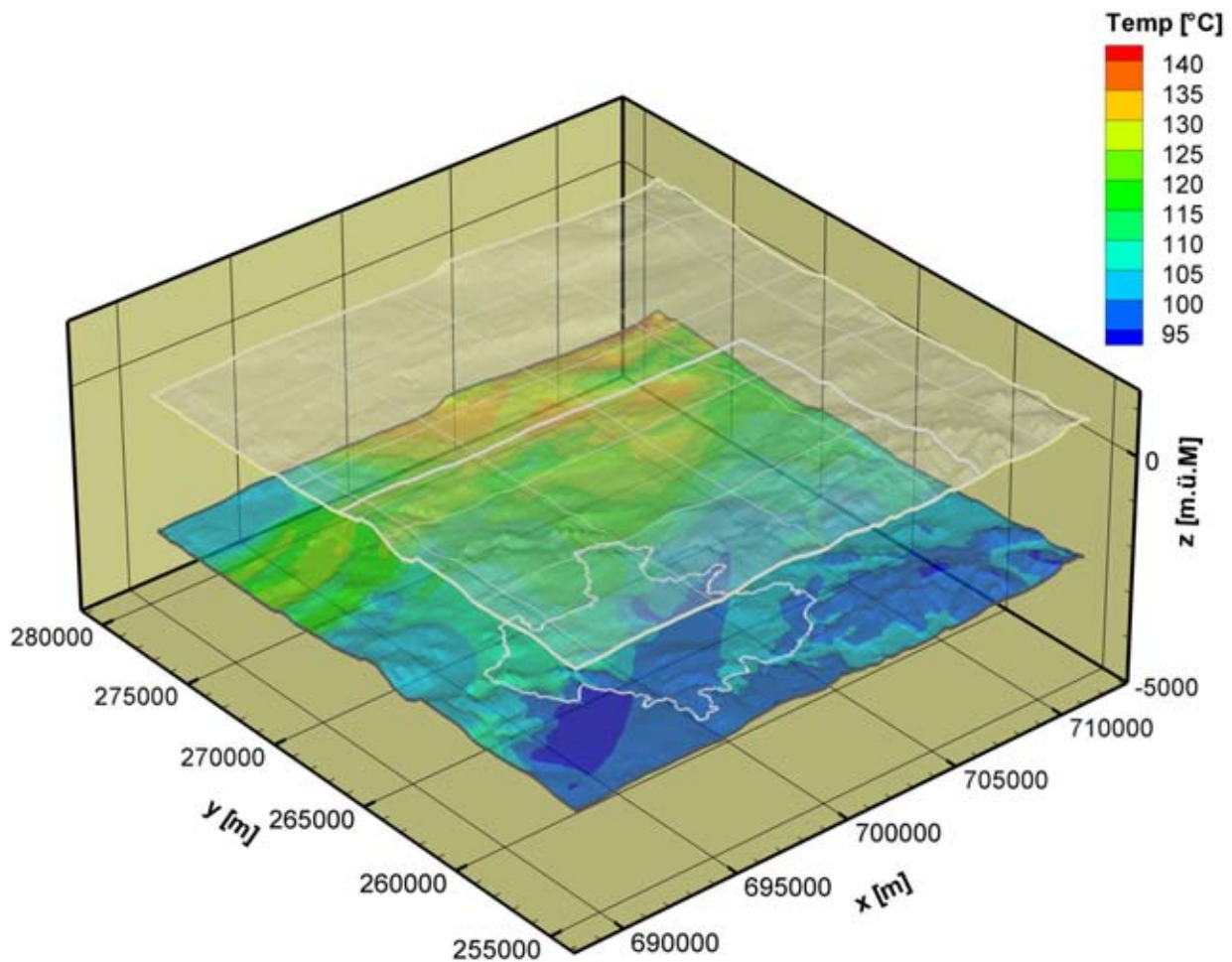


Fig. 30: Temperatur in 3000 m Tiefe

Die Figuren Fig. 31 bis Fig. 34 enthalten die berechnete Temperaturverteilung an der Oberfläche der Aquifere (Obere Meeresmolasse, Oberer Malm, Oberer Muschelkalk und Kristallin bzw. Permokarbon).

Die Temperaturen an der Basis des Mesozoikum variieren je nach Tiefenlage der nach Südosten einfallenden Schicht zwischen Werten von unter 50°C bis über 100°C (Fig. 31). Beim Oberen Muschelkalk (Fig. 32) werden im Südosten Temperaturen von über 90°C erreicht und im Oberen Malm (Fig. 33) über 80°C. Die Temperaturen an der Oberfläche der Oberen Meeresmolasse variieren je nach Tiefenlage der nach Südosten einfallenden Schicht zwischen Werten von unter 10°C bis über 30°C (Fig. 34).

Zusätzlich zu diesen räumlichen Darstellungen werden die Temperaturverteilung, die Tiefe der Aquifere und tektonische Strukturelemente in den nachfolgenden Figuren (Fig. 36 bis Fig. 39) auf Karten dargestellt.

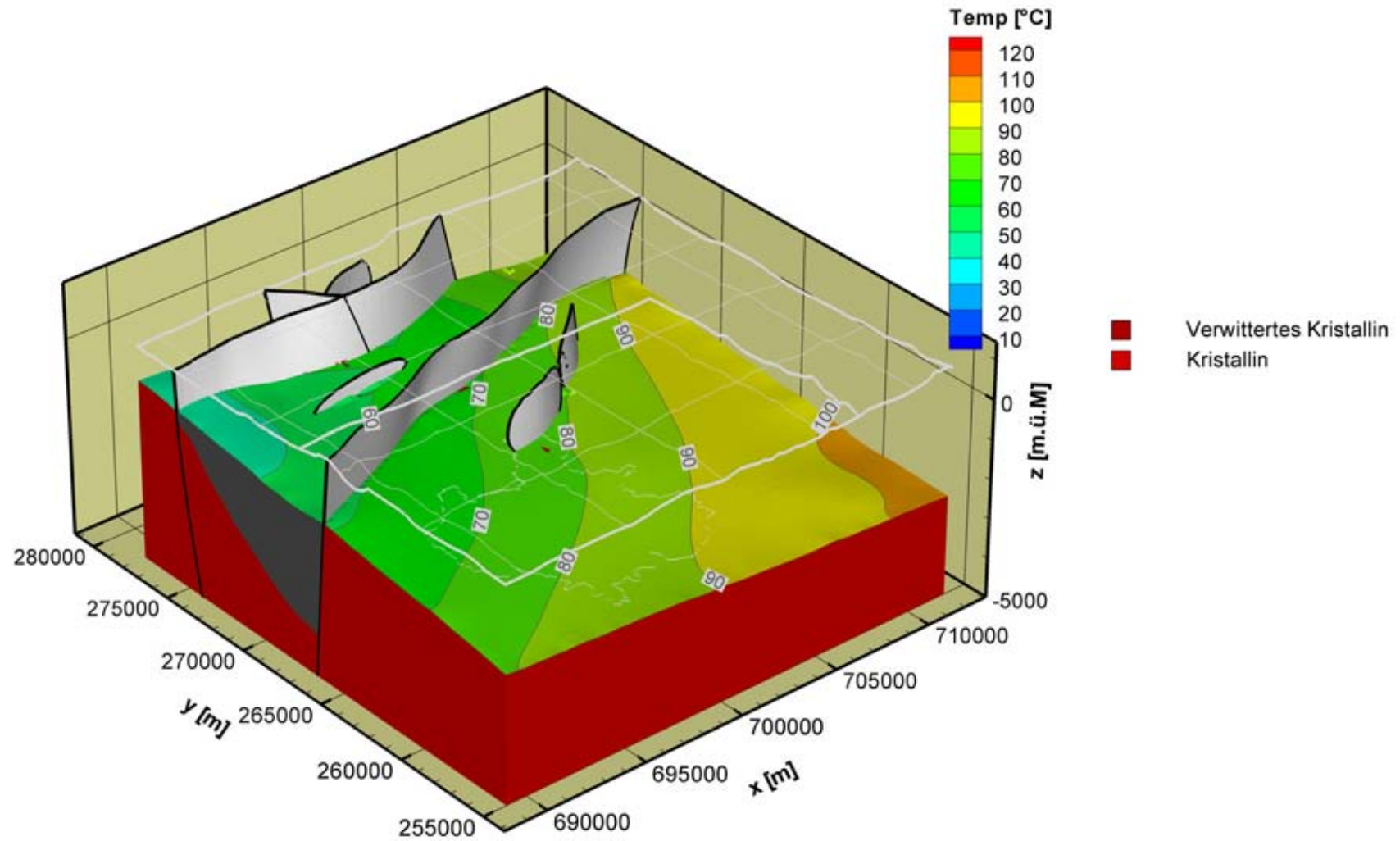


Fig. 31: Berechnete Temperatur für die Oberfläche des Kristallin/Permokarbon (Basis Mesozoikum)

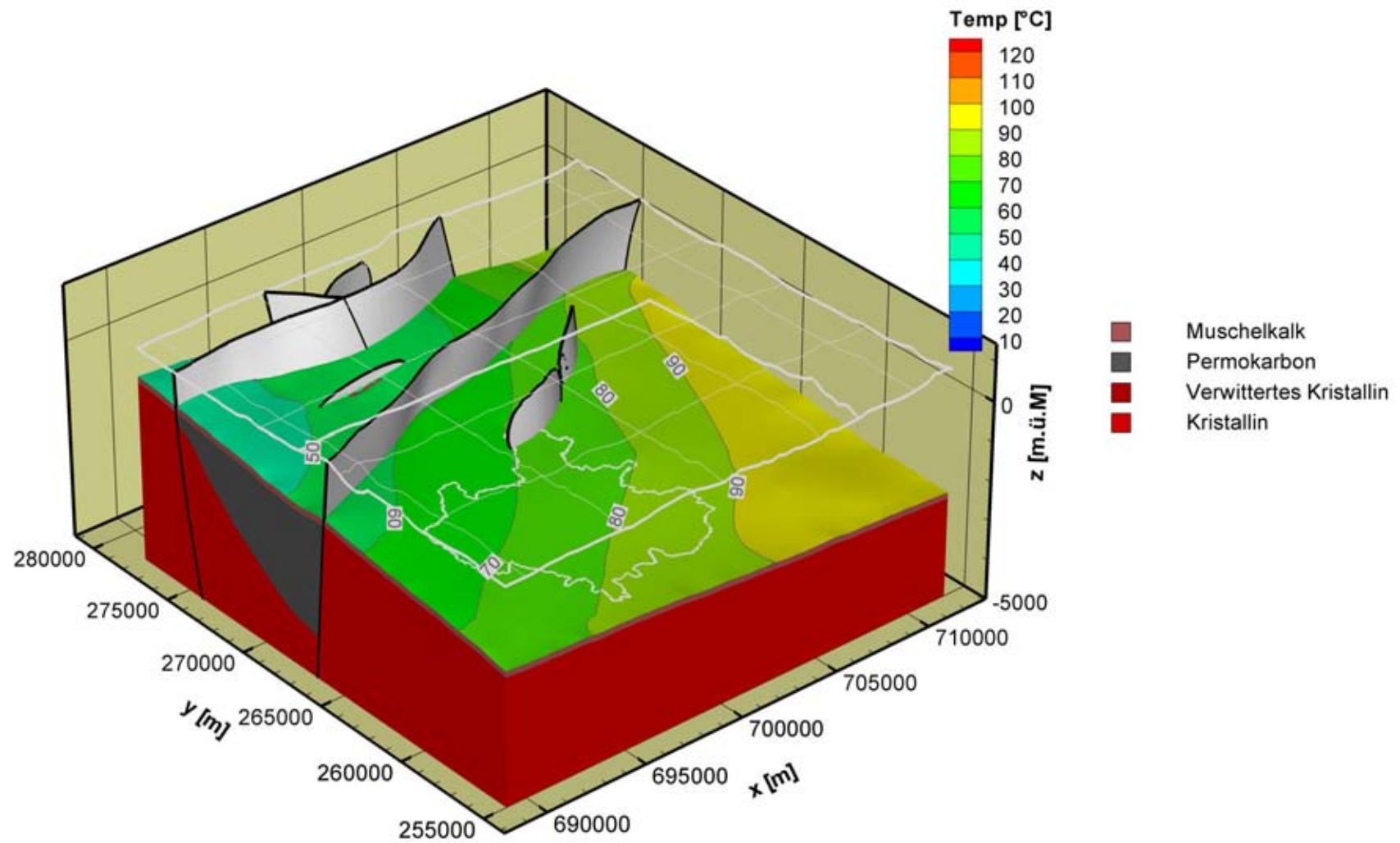


Fig. 32: Berechnete Temperatur für die Oberfläche des Oberen Muschelkalk

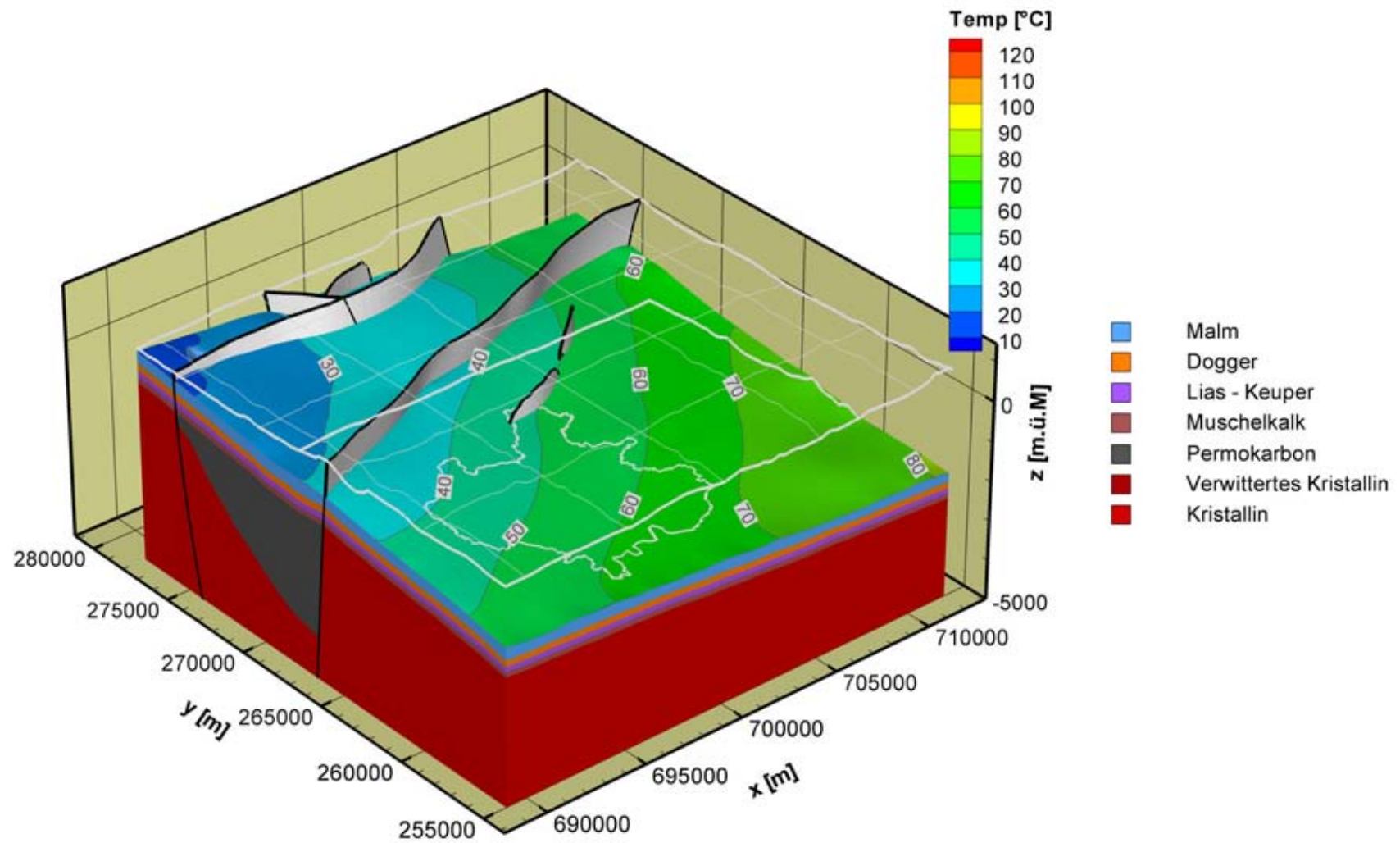


Fig. 33: Berechnete Temperatur für die Oberfläche des Oberen Malm

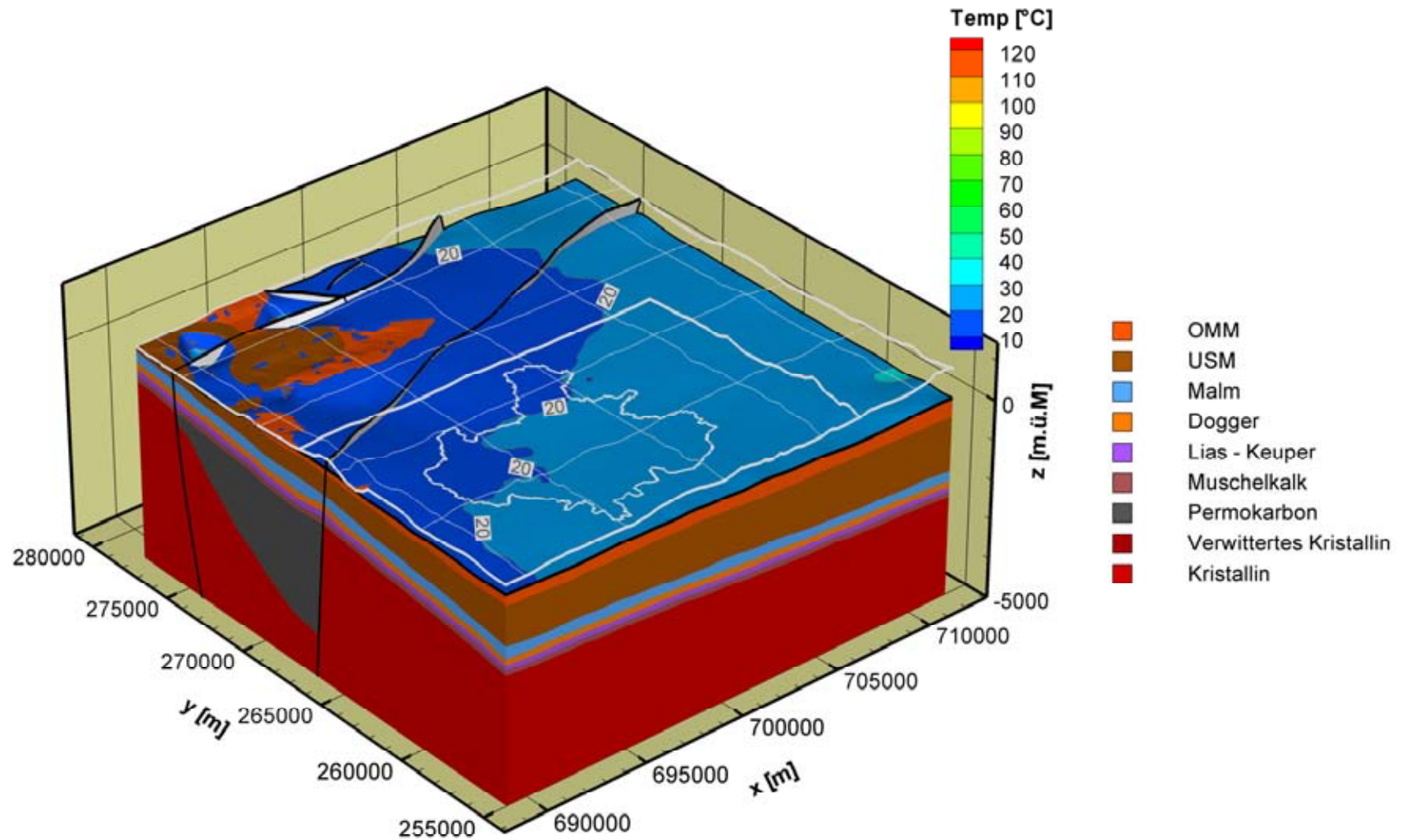


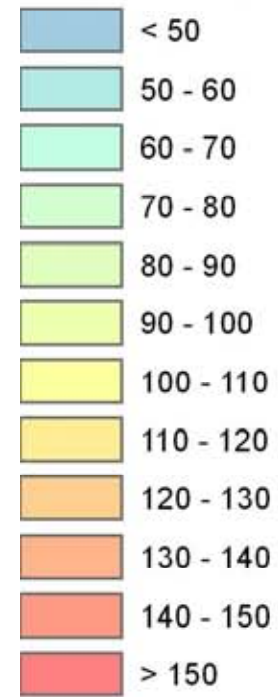
Fig. 34: Berechnete Temperatur für die Oberfläche der Oberen Meeresmolasse

Top Kristallin

Tiefenlinien

— Meter unter Terrain

Temperatur [°C]



— Temperatur Isolinien [°C]

Strukturen

— Auf- und Abschiebung

— Flexur



Topographie: Swiss Map
Landeskoordinaten (m)

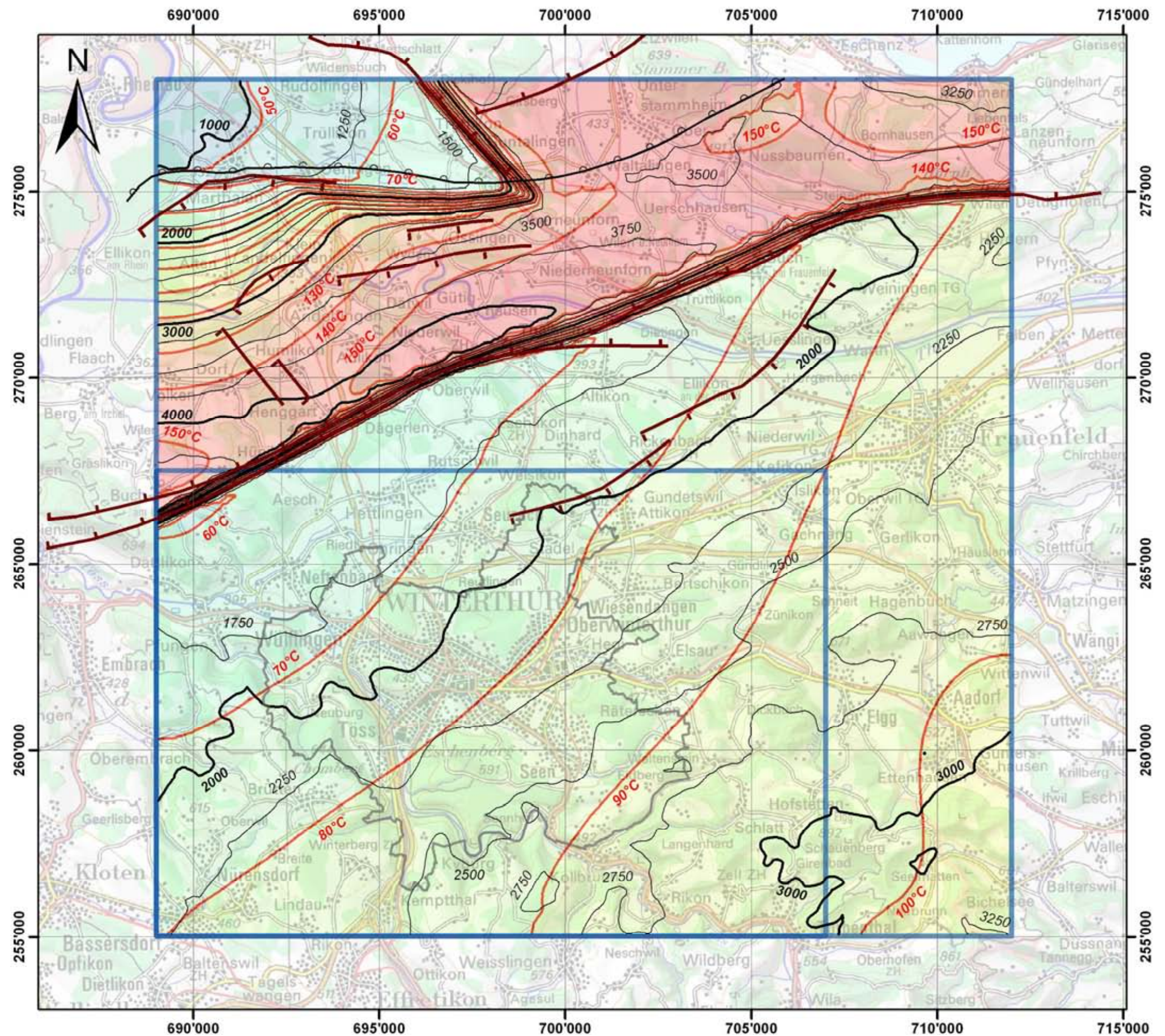


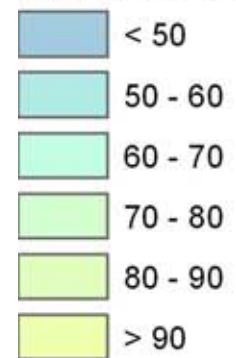
Fig. 35: Tiefe und Temperatur des verwitterten Kristallin

Top Oberer Muschelkalk

Tiefenlinien

— Meter unter Terrain

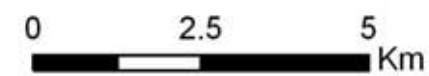
Temperatur [°C]



— Temperatur Isolinien [°C]

Strukturen

— Auf- und Abschiebung



Topographie: Swiss Map
Landeskoordinaten (m)

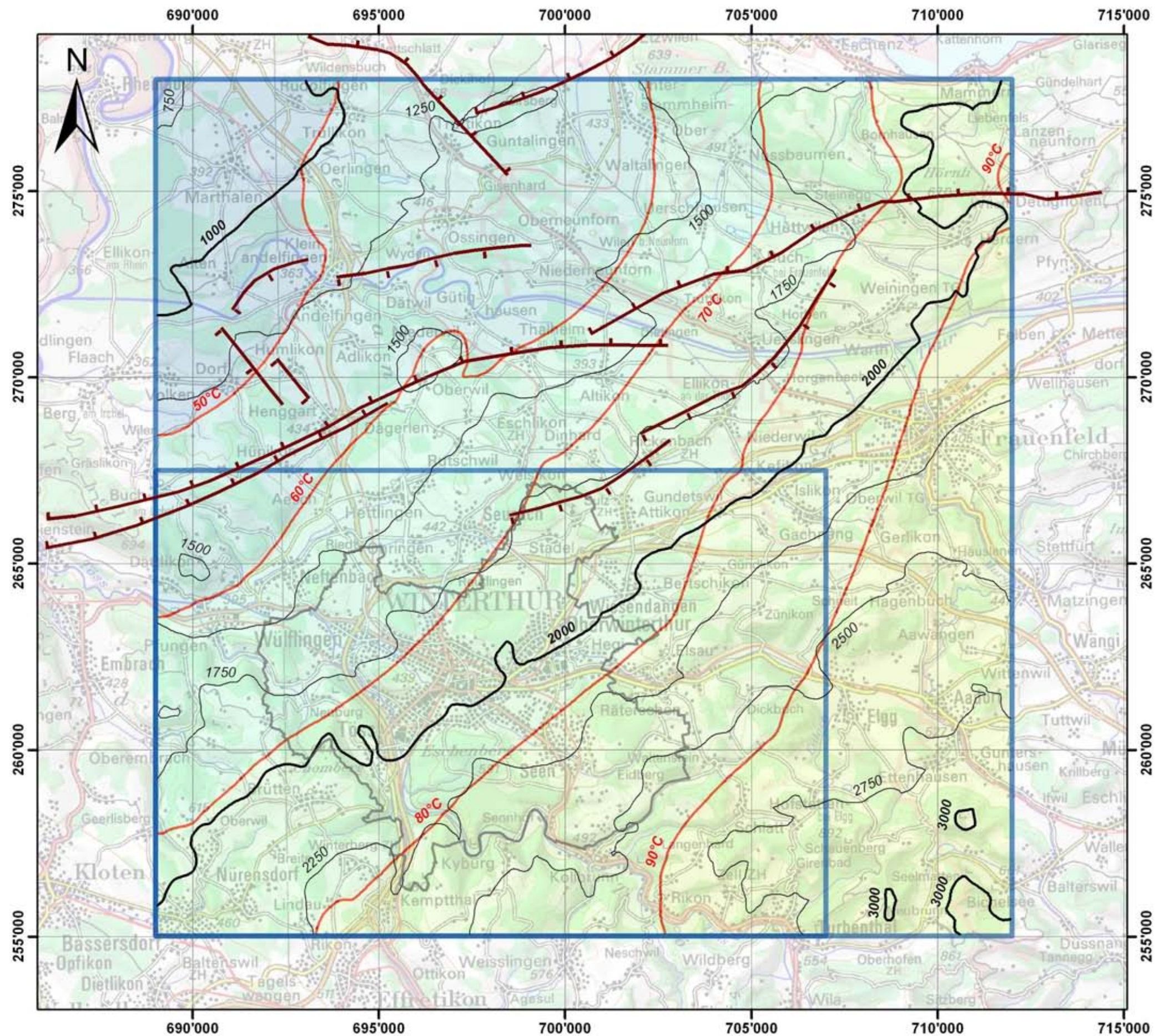


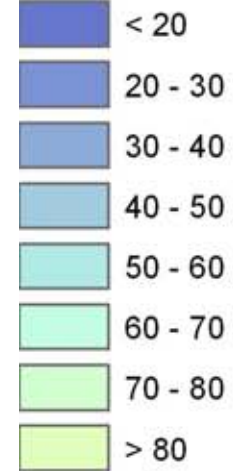
Fig. 36: Tiefe und Temperatur des Oberen Muschelkalk

Top Oberer Malm

Tiefenlinien

— Meter unter Terrain

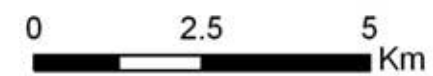
Temperatur [°C]



— Temperatur Isolinien [°C]

Strukturen

— Auf- und Abschiebung



Topographie: Swiss Map
Landeskoordinaten (m)

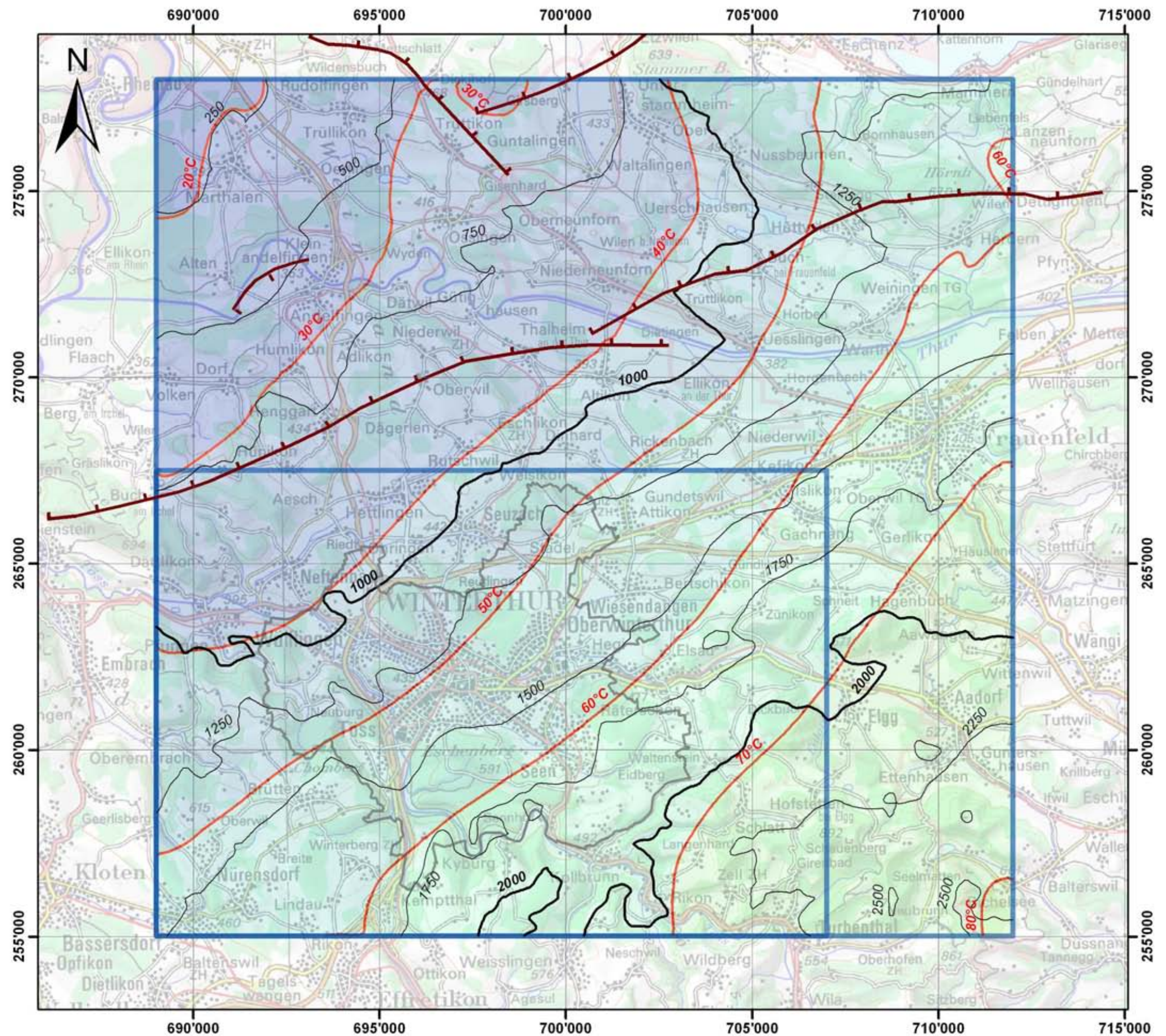


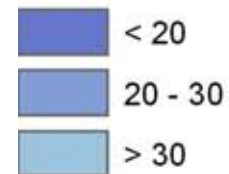
Fig. 37: Tiefe und Temperatur des Oberen Malm

Top Obere Meeresmolasse

Tiefenlinien

— Meter unter Terrain

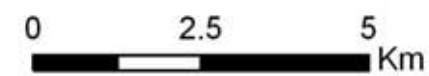
Temperatur [°C]



— Temperatur Isolinien [°C]

Strukturen

— Auf- und Abschiebung



Topographie: Swiss Map
Landeskoordinaten (m)

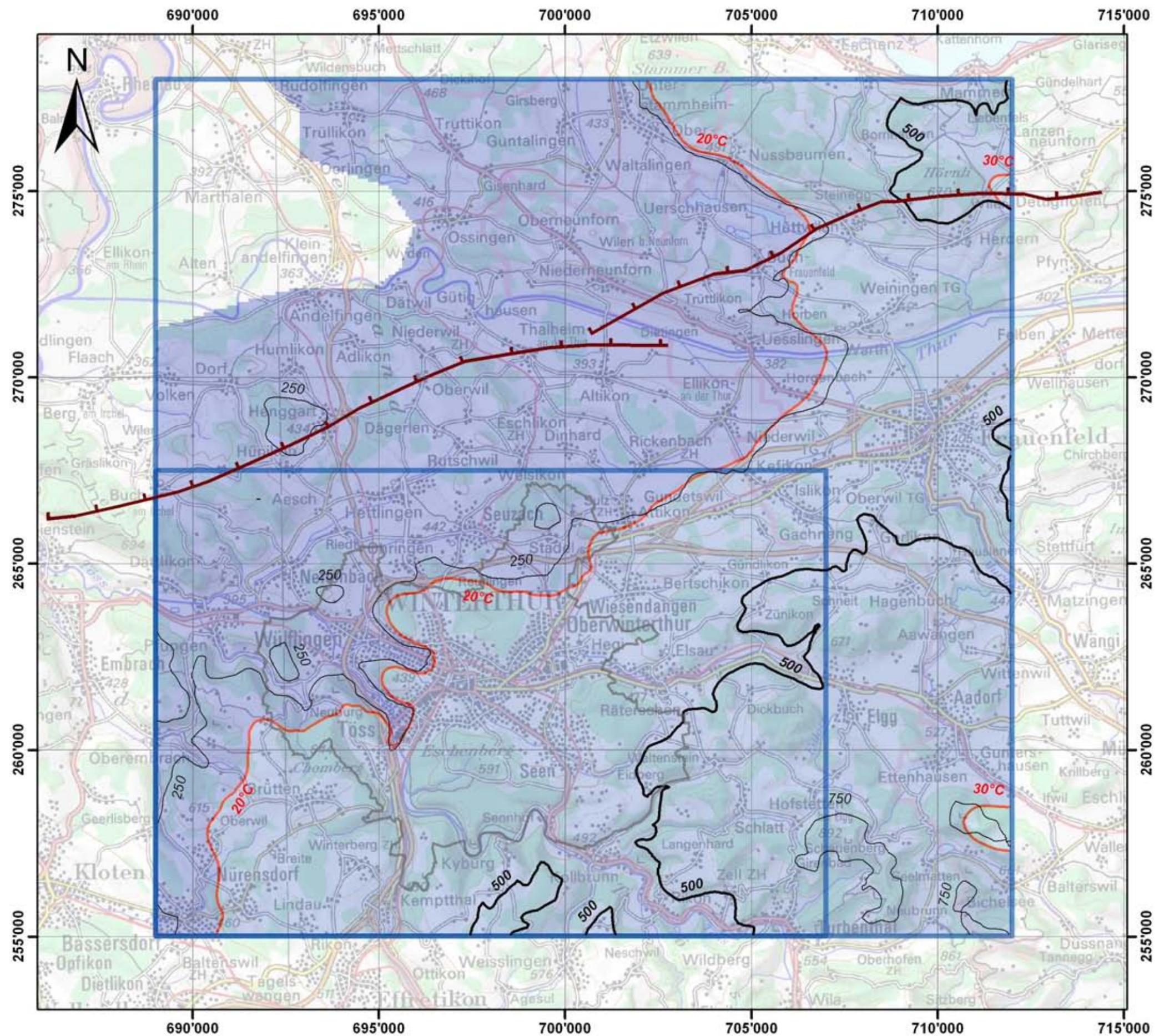


Fig. 38: Tiefe und Temperatur der Oberen Meeresmolasse

2.4.3 GESPEICHERTE WÄRME (HEAT IN PLACE)

Die Evaluation des geothermischen Potenzials in einem Gebiet basiert auf der Quantifizierung der theoretisch verfügbaren, gespeicherten Energie (Heat in Place), E_{HIP} . Diese hängt massgeblich vom Volumen und der Abkühlung im Untergrund ab und ist definiert als (Signorelli und Kohl, 2006)

$$E_{HIP} = \rho C_P \cdot V \cdot (T_{prod} - T_{reinj})$$

mit ρC_P der Wärmekapazität des Gesteins [$J \cdot m^{-3} \cdot K^{-1}$], V dem Volumen der Ressource [m^3], T_{prod} der Temperatur des geförderten Fluids [K] und T_{reinj} der Temperatur des re-injizierten Fluids [K].

Heat In Place bezeichnet den gesamten Wärmeinhalt im Untergrund, wodurch dieser Wert enorm gross werden kann. Wird zum Beispiel ein 1 km^3 grosses Volumen in 5 km Tiefe um $100 \text{ }^\circ\text{C}$ abgekühlt, entspricht dies einer theoretisch verfügbaren, thermischen Energie E_{HIP} von 230 PJ (oder 64'000 GWh).

Die gespeicherte Energie ist für die potentiellen Aquifere in Fig. 39 bis Fig. 42 als oberflächenbezogene Energiedichte dargestellt. Für die Berechnungen wurde dabei eine Reinjektionstemperatur von 15°C angenommen und für die Wärmekapazität des Gesteins wurde ein Wert von $2.2 \cdot 10^6 \text{ [J} \cdot \text{m}^{-3}]$ verwendet (Tab. 13). Die gespeicherte Energie, E_{HIP} , ist somit nur noch von der Temperatur und der Mächtigkeit des Gesteins abhängig. Für Aquifere deren Mächtigkeit nicht wesentlich schwankt ergibt sich für die Energieverteilung daher das gleiche Muster wie bei der Temperatur. Dies gilt in diesem Fall für das verwitterte Kristallin, für das eine Mächtigkeit von 500 m angenommen wurde und näherungsweise für den Oberen Muschelkalk, der im Untersuchungsgebiet eine Mächtigkeit von etwa 60 m besitzt. Vergleicht man die Energiedichte der einzelnen Aquifere so stellt man fest, dass das verwitterte Kristallin aufgrund der Tiefenlage (und damit der hohen Temperatur) und der grossen Mächtigkeit (500 m) die bei weitem höchste Energiedichte aufweist. Zu beachten ist bei dieser Betrachtung, dass es sich hierbei nur um die im Aquifer vorhandene und nicht um die nutzbare Energie handelt.

Tab. 13: Parameterwerte für die Berechnung der verfügbaren Energie

Parameter	Wert	Einheit
Wärmekapazität des Gesteins	$2.2 \cdot 10^6$	$[J \cdot m^{-3}]$
Mächtigkeit der Aquifere	variiert	[m]
Reinjektionstemperatur	15	$[^\circ\text{C}]$

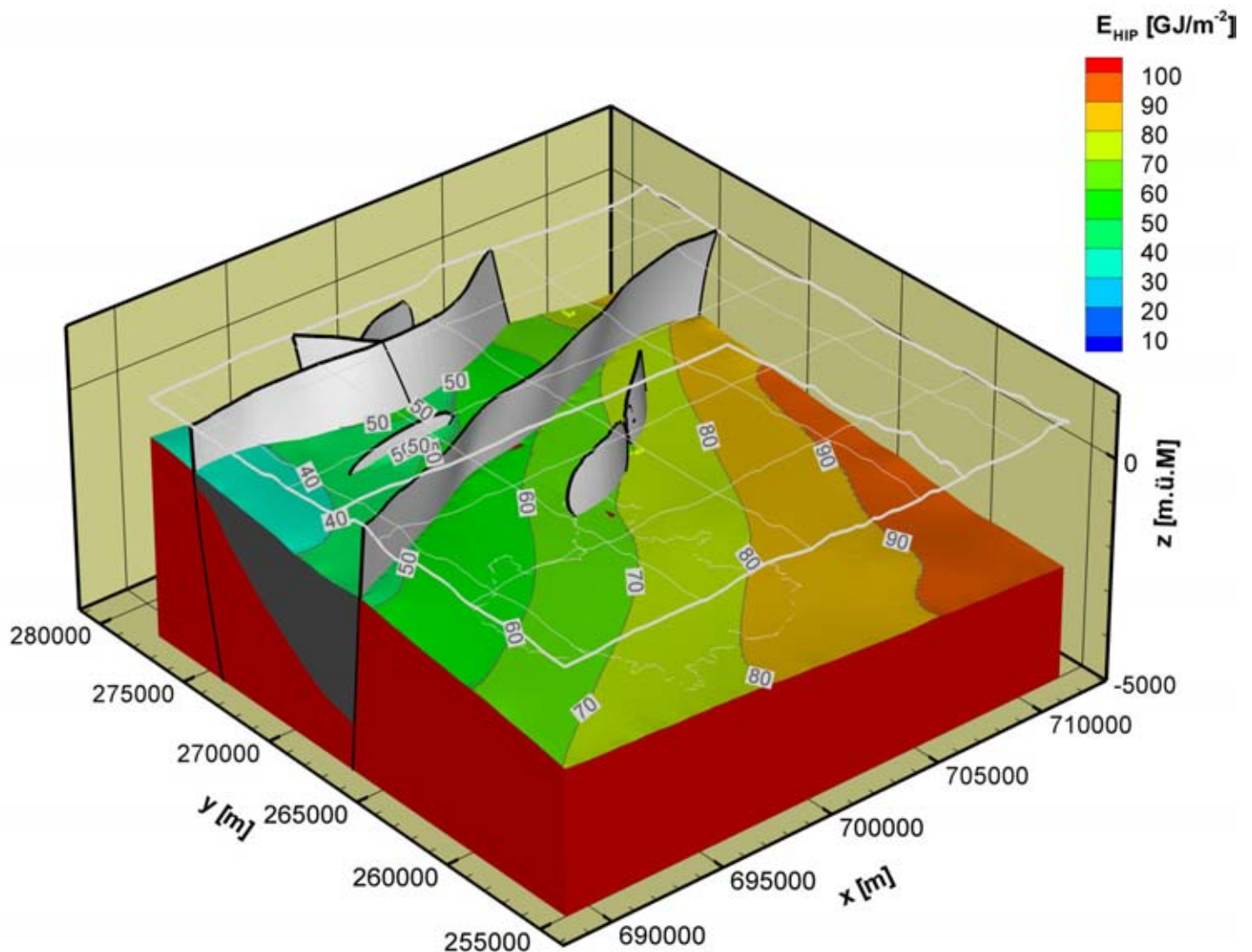


Fig. 39: Gespeicherte Wärme für die oberen 500 m des Permokarbons/Kristallins

Eine Zusammenfassung der Ergebnisse für die vier Aquifere ist in Tab. 14 dargestellt. Die Berechnungen zeigen, dass das Kristallin aufgrund der hohen Temperaturen und der grossen angenommenen Mächtigkeit des Verwitterungsbereichs die meiste Energie enthält. Danach kommen der Oberer Malm, der Obere Muschelkalk und schliesslich die Obere Meeresmolasse. Grund für die geringe Wärmeenergie (Heat in Place) in der Oberen Meeresmolasse sind die niedrigen Temperaturen.

Tab. 14: Gespeicherte Wärme Stadt Winterthur

<i>Geologische Einheit</i>	<i>Heat in Place [TWh]</i>
Obere Meeresmolasse	113
Oberer Malm	525
Oberer Muschelkalk	187
Verwittertes Kristallin	7663

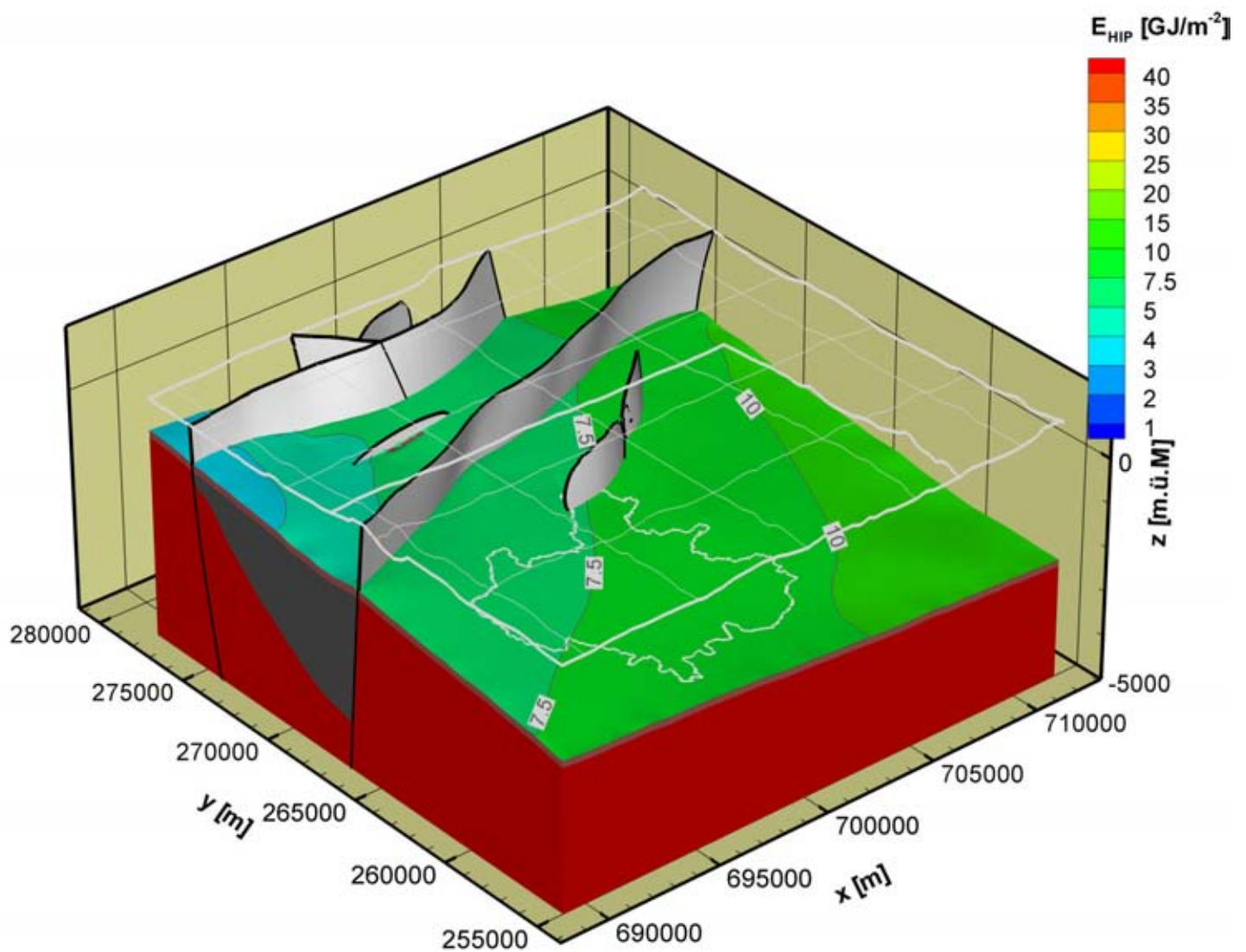


Fig. 40: Gespeicherte Wärme für den Oberen Muschelkalk

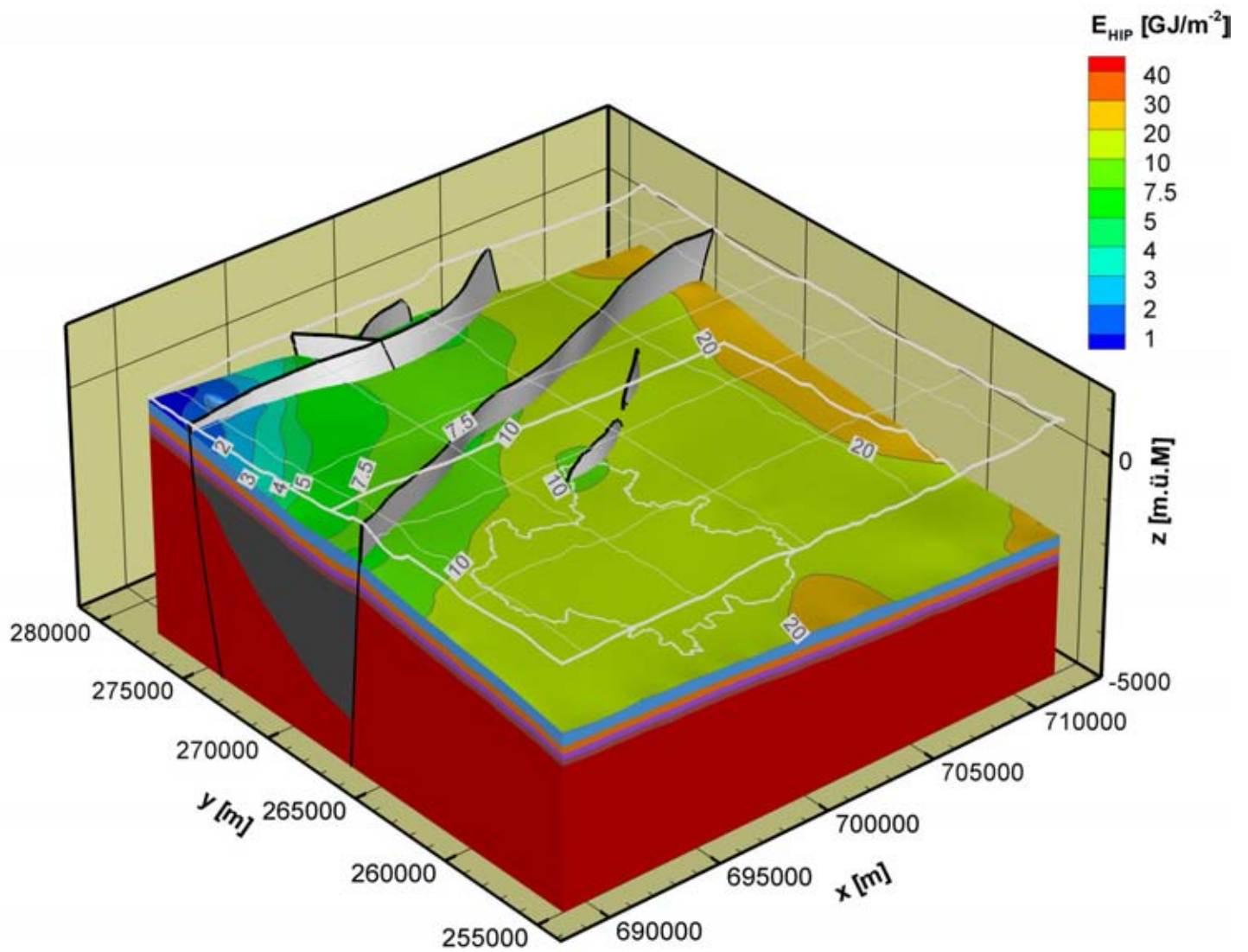


Fig. 41: Gespeicherte Wärme für den Oberen Malm

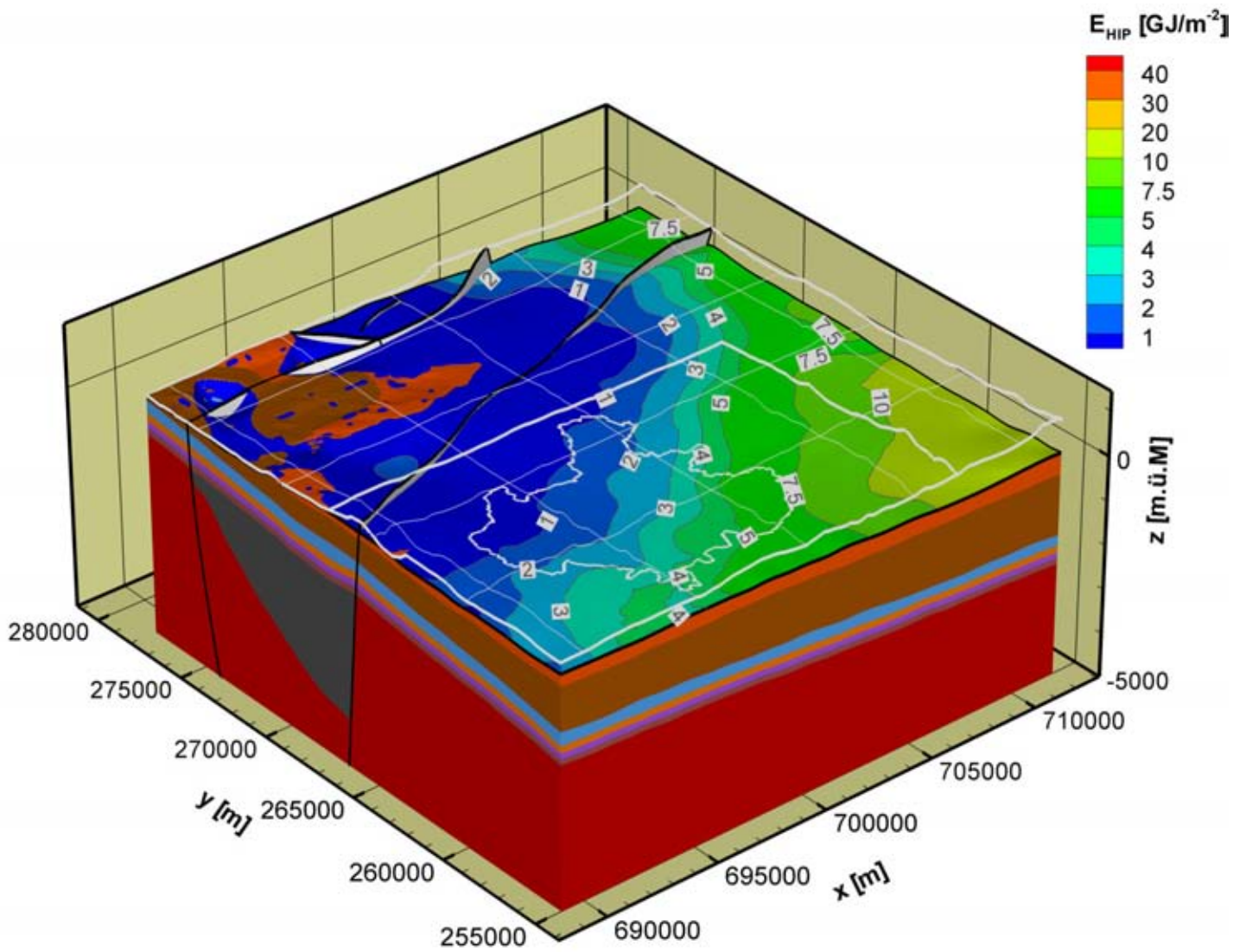


Fig. 42: Gespeicherte Wärme für die Obere Meeresmolasse

2.4.4 NUTZBARES GEOTHERMISCHES POTENZIAL

Bei der Betrachtung der geothermischen Energie kann zwischen der im Aquifer vorhandenen Wärmeenergie (Heat in Place, E_{HIP}) und der nutzbaren Energie (E_{ut}) unterschieden werden. Die alleinige Betrachtung von E_{HIP} macht wenig Sinn, da nur die Energie auch wirklich genutzt werden kann, die durch ein Transportmedium (meist Wasser) effektiv förderbar ist. Zirkulierendes Wasser in einem Reservoir ist ein sehr effizienter Wärmetransportprozess. Deshalb sind permeable Sedimentschichten oder kristalline, geklüftete Reservoirs aus geothermischer Sicht bevorzugte Formationen. Neben dem günstigen Einfluss von hoher Permeabilität auf die Betriebsbedingungen (tiefer Reinjektionsdruck und hohe Fließraten), haben diese konvektiven Systeme auch den Vorteil einer hohen thermischen Effizienz. Für die Tiefengeothermie wird daher die Transmissivität auch die Extrahierbarkeit von Energie bestimmen.

Für die Bestimmung der nutzbaren geothermischen Energie E_{ut} wird in dieser Arbeit das Konzept von (Gringarten, 1978) für poröse Medien verwendet, welches erlaubt, die Förderrate Q bei einer Dublettennutzung (Injektions- und Produktionsbohrung) zu bestimmen. Dies ist die einfachste Form der Nutzung, bei der eine nachhaltige hydraulische Bewirtschaftung des Untergrundes gewährleistet ist. In der Regel entspricht hier die Produktionsrate der Reinjektionsrate. Mit dem Gringarten-Ansatz werden zwei Schlüsselparameter, die Transmissivität Tr und das Anlage-Layout, in die Analyse miteinbezogen (Gringarten, 1978). Die Förderrate Q kann über einen iterativen Prozess prognostiziert werden. Über die Förderrate Q kann mit der Temperaturdifferenz zwischen produziertem und reinjiziertem Fluid die geothermische Leistung p_{th} bestimmt werden:

$$p_{th} = (\rho c_p)_f \cdot Q \cdot (T_{prod} - T_{reinj})$$

mit $(\rho c_p)_f$ der spezifischen Wärmekapazität des Fluids [$J m^{-3} K^{-1}$] und Q der Förderrate [$m^3 s^{-1}$].

E_{ut} ist die Energiemenge, die mit Hilfe eines Entzugsmediums während der Zeitspanne, Δt , mit der Leistung p_{th} entzogen werden kann:

$$E_{ut} = \int_{\Delta t} p_{th} \cdot dt = \int_{\Delta t} (\rho c_p)_f \cdot Q \cdot (T_{prod} - T_{reinj}) \cdot dt$$

Das Verhältnis zwischen nutzbarer und theoretisch verfügbarer Energie wird als Gewinnungsfaktor R (Recovery Factor) bezeichnet:

$$R = \frac{E_{ut}}{E_{HIP}}$$

Die für die Berechnungen angenommene hydraulische Parameter sind in Tab. 15 zusammengefasst. Für die Reinjektionstemperatur wurde ein Wert von 15°C angenommen.

Im Folgenden wird die geothermische Leistung, p_{th} , für die einzelnen potenziellen Aquifere abgeschätzt und dargestellt.

Die Ergebnisse für das Kristallin (Fig. 43) zeigen ein hohes geothermisches Potential. Während im Stadtgebiet von Winterthur ein Potential von rund 6 MW_{th} zu erwarten ist, kann am Rand des Permokarbons mit Werten von über 25 MW_{th} gerechnet werden. Bei dieser Wärmeleistung und einer Fördertemperatur von 150°C kann eine elektrische Leistung von 2 MW_e erzielt werden.

Diese Ergebnisse sind vergleichbar mit den vorliegenden Studien Geothermie-Potenzialstudie Thurgau-Schaffhausen, (2009), Geothermische Energie im Kanton Zürich, (2007), Geothermischer Ressourcenatlas der Nordschweiz, (2006). Das etwas geringere Potential für

das Kristallin ist darauf zurückzuführen, dass in dieser Studie eine konservativere Schätzung der Klufthäufigkeit zugrunde gelegt wurde.

Tab. 15: Angenommene Parameter für die Berechnung der Nutzbaren Energie

Aquifer	Verwittertes Kristallin	Oberer Muschelkalk	Oberer Malm	Obere Meeresmolasse
Hydraulische Leitfähigkeit (Gestein) [m/s]	$2 \cdot 10^{-8}$	$4 \cdot 10^{-7}$	$1 \cdot 10^{-8}$	$2 \cdot 10^{-7}$
Stimulationsfaktor	10	2.5	2.5	2.5
Hydraulische Leitfähigkeit (Gestein), stimuliert [m/s]	$2 \cdot 10^{-7}$	$1 \cdot 10^{-6}$	$2.5 \cdot 10^{-8}$	$5 \cdot 10^{-7}$
Hydraulische Leitfähigkeit (Störung) [m/s]	$8 \cdot 10^{-7}$	$2.5 \cdot 10^{-6}$	$7.5 \cdot 10^{-7}$	$2 \cdot 10^{-6}$

Es ist an dieser Stelle darauf hinzuweisen, dass die hydraulischen Leitfähigkeiten nicht genau bekannt sind und daher nur abgeschätzt werden können. Da die nutzbare Energie direkt von der hydraulischen Leitfähigkeit abhängt, enthalten die Werte eine entsprechende Unsicherheit.

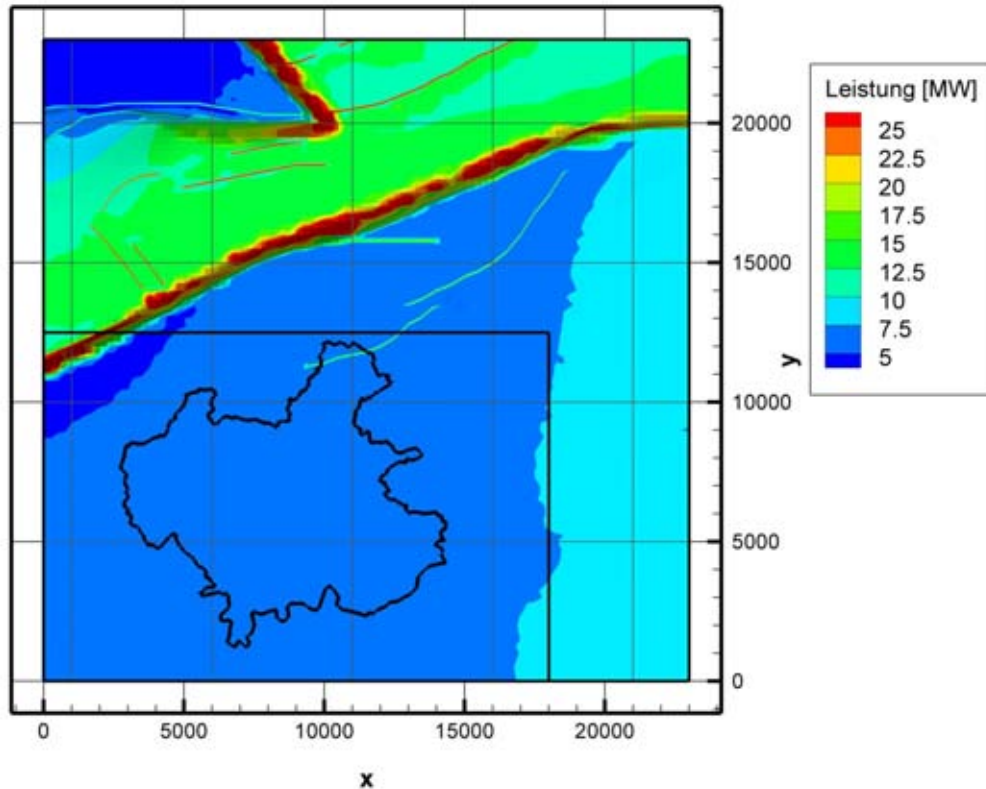


Fig. 43: Geschätzte geothermische Leistung für das verwitterte Kristallin

Beim Oberen Muschelkalk wie auch beim Oberen Malm ist aufgrund des Einfallens der geologischen Schichten nach Südosten eine Zunahme der potenziellen geothermischen Leistung zu beobachten (siehe Fig. 44 und Fig. 45). Trotz relativ ähnlichen berechneten Temperaturen im Muschelkalk und im Malm (Fig. 32 und Fig. 33) sind die berechneten Potenziale der beiden Aquifere sehr unterschiedlich. Für den Muschelkalk wurde ein Potenzial von 5 MW berechnet, während die geothermische Leistung für den Malm unter 0.5 MW liegt. Ursache hierfür sind die unterschiedlichen hydraulischen Leitfähigkeiten und die sich daraus ergebenden Fließraten.

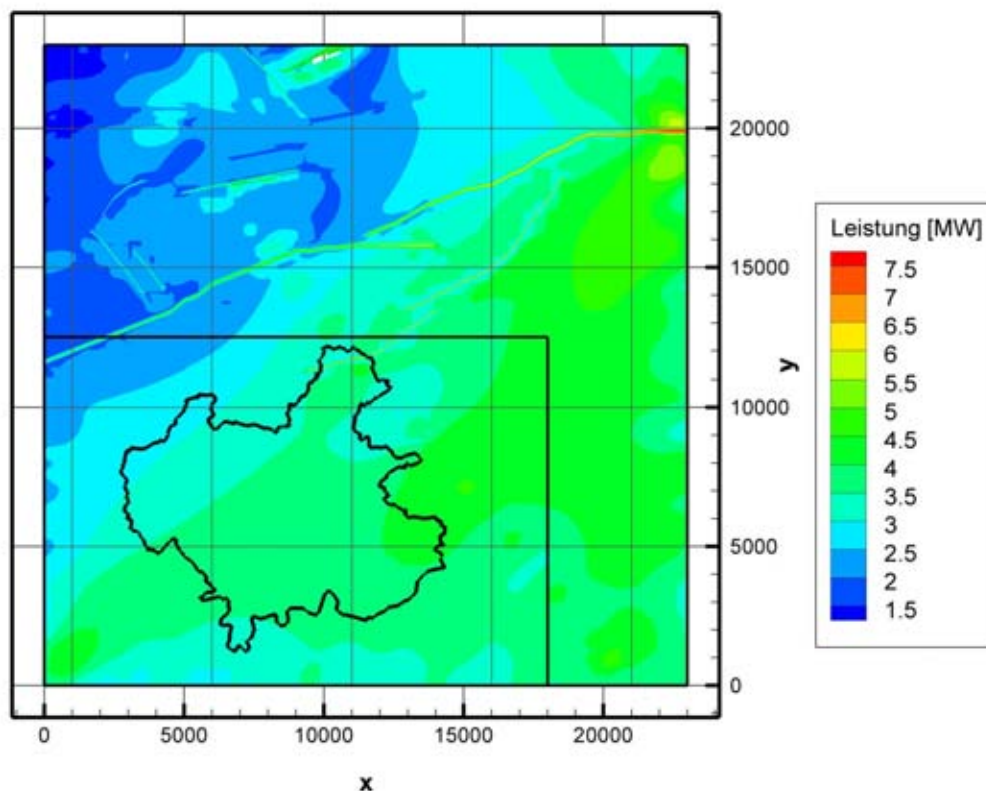


Fig. 44: Geschätzte geothermische Leistung für den Oberen Muschelkalk

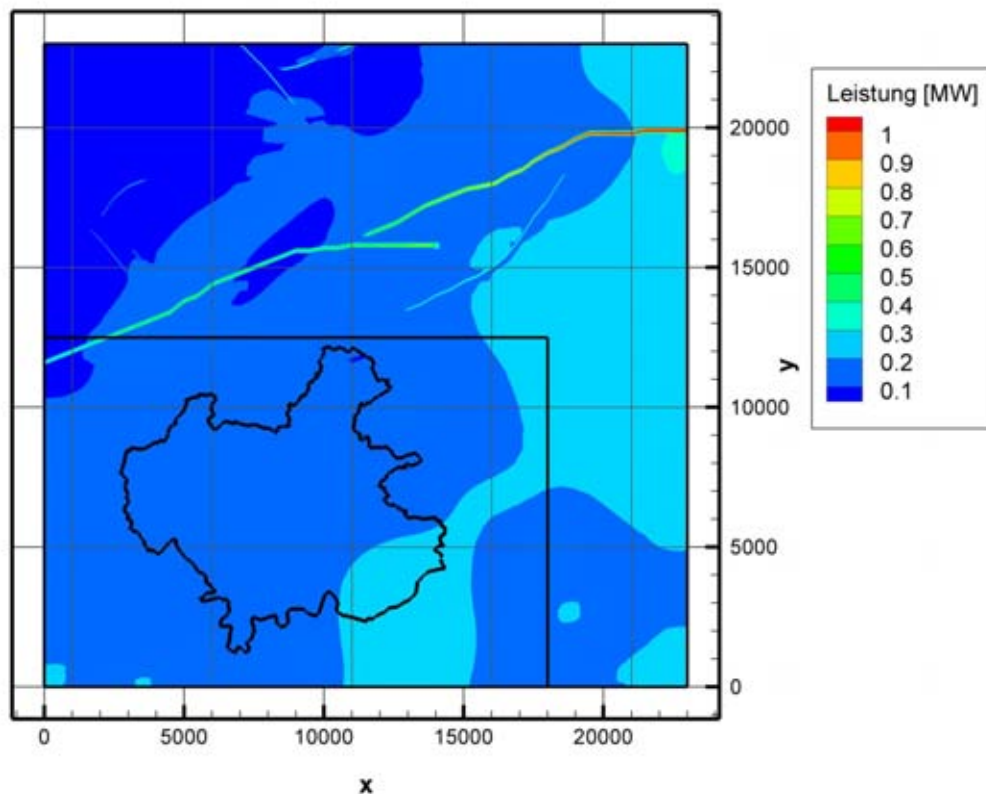


Fig. 45: Geschätzte geothermische Leistung für den Oberen Malm

Die Oberen Meeresmolasse fällt nach Südosten ein und nimmt in dieser Richtung auch an Mächtigkeit zu. Die durchschnittliche Mächtigkeit liegt dabei etwas unter 200 m. Die grössere Tiefenlage im Südosten führt zu einer höheren Temperatur und die grössere Mächtigkeit führt bei konstanter hydraulischer Leitfähigkeit zu einer höheren Transmissivität. Beide Faktoren bewirken, dass die geothermisch nutzbare Leistung vom Nordwesten nach Südosten stark zunimmt. Das Spektrum der Werte reicht dabei von 250 kW bis zu 3.5 MW. Im Stadtgebiet werden im Südosten Werte von über 1.5 MW erreicht.

Nordwestlich der Stadt Winterthur verläuft der Südrand des Permokarbondrogs. Diese Störungszone wirkt sich auf die hydraulische Leitfähigkeit bzw. die Transmissivität aus und zeichnet sich daher auch in der Darstellung der geothermischen Leistung als Zone erhöhten Leistungspotenzials ab. Den Berechnungen liegt eine hydraulische Leitfähigkeit von $2 \cdot 10^{-6}$ m/s in den Störungszonen und $5 \cdot 10^{-7}$ m/s in den ungestörten Bereichen zugrunde. Hierbei wurde angenommen, dass die Leitfähigkeit durch Stimulationsmassnahmen um den Faktor 2.5 erhöht werden kann.

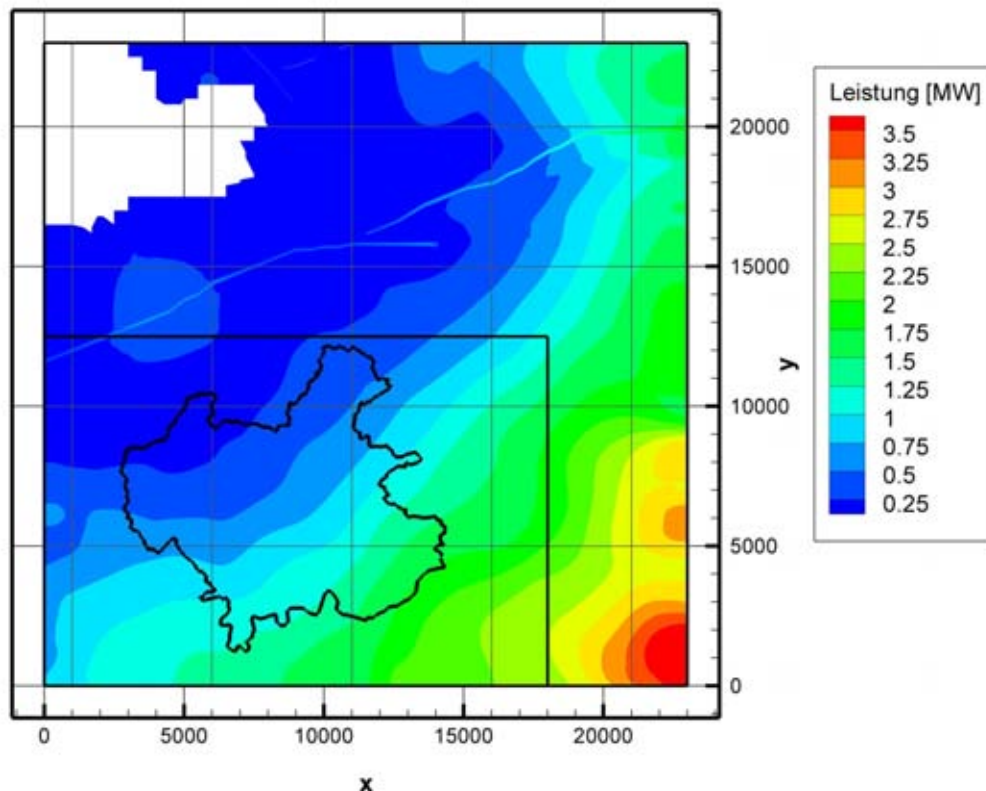


Fig. 46: Geschätzte geothermische Leistung für die Obere Meeresmolasse

2.5 ERSTE EMPFEHLUNGEN: MÖGLICHE NUTZUNGSSZENARIEN

Für die geothermische Nutzung im Raum Winterthur sind die Aquifere Oberes Kristallin und Oberer Muschelkalk von besonderem Interesse. Die Obere Meeresmolasse und der Obere Malm scheiden aufgrund der geringen Temperatur für eine bedeutende Nutzung aus.

Basierend auf den Ergebnissen der geothermischen Potenzialanalyse wurden 3 mögliche Bohrstandorte ausgewählt. Für die Analyse konnten dabei nur öffentlich zugängliche Daten und Daten der an der Studie beteiligten Firmen genutzt werden. Für eine genauere Analyse könnten weitere Daten erworben und aufbereitet werden, z. B. Erwerb und Reprozessierung der relevanten seismischen Daten der SEAG (Aktiengesellschaft für schweizerisches Erdöl), und systematische Auswertung der Bohrungen Lindau, Triemli, Weiach, Benken.

Grundlage für die Vorauswahl der 3 Standorte und der Nutzungsszenarien sind die geothermischen Verhältnisse, die Stadt- und Bezirksgrenzen und die bereits vorhandenen Strukturen zur Wärmeversorgung (siehe Fig. 47).

Der Standort 1 im Zentrum der Stadt Winterthur hat den Vorzug, dass er in einem Gebiet liegt in dem bereits ein Fernwärmenetz existiert. Da an diesem Standort keine Störungszone bekannt ist, muss mit einer vergleichsweise kleinen hydraulischen Leitfähigkeit im Oberen Muschelkalk gerechnet werden. Die Temperatur im Oberen Muschelkalk beträgt für diesen Standort 79°C.

Der Standort 2 hat den Vorzug, dass er nahe dem Stadtgebiet und gleichzeitig über einer Störungszone im Mesozoikum liegt. An diesem Standort kann im oberen Muschelkalk mit Temperaturen von 68°C gerechnet werden. Obwohl beispielsweise die Temperatur im

Muschelkalk geringer ist verglichen mit den entsprechenden Verhältnisse am Standort 1, ergibt sich ein wesentlicher Vorteil durch die höhere zu erwartende Leitfähigkeit.

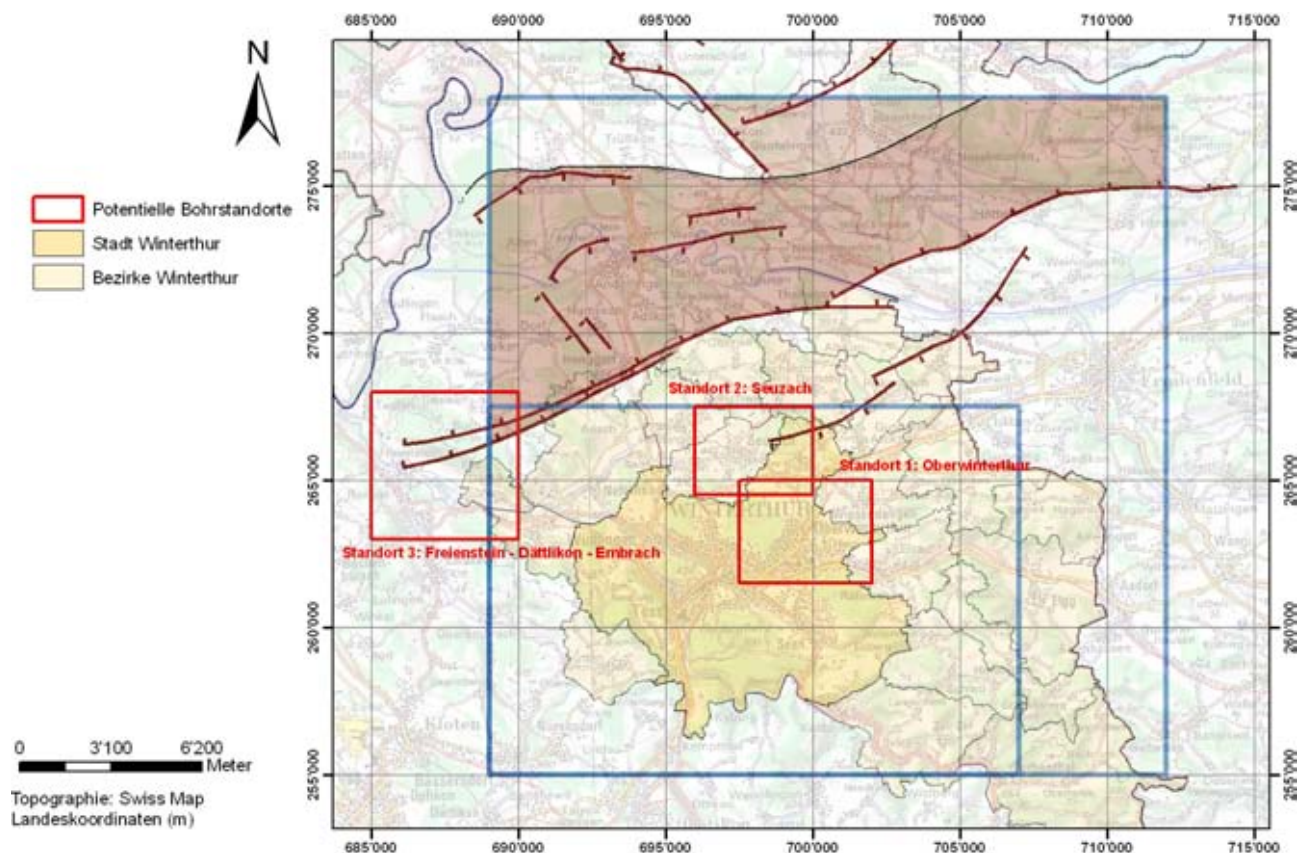


Fig. 47: Mögliche Bohrstandorte für Winterthur

Der Standort 3 befindet sich über der vermuteten Randstörung des Permokarbons innerhalb der Gemeinde Freienstein-Dättlikon-Embrach, nördlich von Oberwinterthur. Dieser Standort ist aus geothermischer Sicht sehr vorteilhaft, da hier zum einen das verwitterte Kristallin als potenzieller Zielaquifer eine hohe Tiefe und damit Temperatur aufweist (etwa 150°C) und zum anderen aufgrund der vermuteten Randstörung mit höheren hydraulischen Leitfähigkeiten gerechnet werden kann. Der spezifische Standort Freienstein-Dättlikon-Embrach wurde im Hinblick auf die notwendige Abnehmerstruktur gewählt, wobei in Kauf genommen wurde, dass dieser Standort nicht mehr im Untersuchungsgebiet liegt. Die Entfernung zum Westrand des Untersuchungsgebiet ist allerdings klein genug um Daten, wie beispielsweise die Temperaturdaten, durch Extrapolation übertragen zu können.

Die Standorte und Szenarien werden im AP3 eingehender behandelt.

2.6 ZUSAMMENFASSUNG

Im Arbeitspaket AP1 wurde eine Bewertung des Untergrunds und eine Abschätzung der Ressourcen vorgenommen. Für die Bewertung des Untergrunds und die Ressourcenabschätzung sind insbesondere die Temperaturverteilung, die Lage der

geologischen Schichten, die petrophysikalischen Eigenschaften der Gesteine und die hydraulischen Durchlässigkeiten der potenziellen Aquifere von Bedeutung. In einem ersten Schritt wurden daher zunächst alle verfügbaren Quellen verwendet, um diese Daten zu ermitteln und zu bewerten. Dabei zeigt sich unter anderem, dass es für die Region Winterthur vier potenzielle Aquifere gibt, die für eine Nutzung in Frage kommen: die Obere Meeresmolasse, der Obere Malm, der Obere Muschelkalk und das verwitterte Kristallin.

In einem nächsten Schritt wurde auf Basis der vorhandenen Informationen ein dreidimensionales, geologisches Modell erstellt, in dem alle relevanten geologischen Informationen enthalten sind. Es zeigt sich, dass der tiefere Untergrund im Untersuchungsgebiet relativ einfach aufgebaut ist und in erster Näherung, von unten nach oben, aus den vier geologische Einheiten Grundgebirge / Sockel, Mesozoisches Deckgebirge, Mittelländische Molasse und Quartär besteht. Abweichend von dem gleichförmigen Aufbau weist der Sockel eine bedeutende Besonderheit auf. Der Sockel lässt sich in zwei Regionen von sehr unterschiedlichem Bau und Tiefenlage unterteilen. Im Süden besteht er nach heutiger Kenntnis aus kristallinen Gesteinen des Paläozoikums, die weitgehend ungestört sind. Im Gegensatz dazu erweist sich das Gebiet des Nordschweizer Permokarbondrogs (NPT) im Norden als Schwächezone des Sockels.

Zur Ressourcenabschätzung wurde auf Basis des geologischen Modells ein dreidimensionales numerisches Temperaturmodell entwickelt, das mit vorhandenen Temperaturdaten aus Bohrlochmessungen kalibriert wurde. Mit diesem Modell konnte insbesondere die Temperaturverteilung für jeden Aquifer im gesamten Untersuchungsgebiet berechnet werden und als Grundlage für die weitere Bestimmung der gespeicherten Wärmeenergie (Heat in Place) und des technisch nutzbaren Potentials (Energie E_{ut}) verwendet werden.

Während die Temperaturverteilung im Untergrund erwartungsgemäss ein recht homogenes Bild ohne sprungartige Änderung aufweist, zeigt sich bei der hydraulischen Durchlässigkeit ein ganz anderes Bild. Die deutlich höheren Durchlässigkeit insbesondere im Bereich von Störungen beeinflussen sehr stark das technisch nutzbare Potential. Dieses hängt wesentlich von der zu erzielenden Fliessrate und damit der Durchlässigkeit und Mächtigkeit des Aquifers ab und wird in Bereich von Störungen daher deutlich höhere Werte aufweisen.

Bei dem verwendeten Konzept für die Berechnung des technisch nutzbaren Potentials wurde von einer fiktiven Dublettenanlage ausgegangen. Mit einer entsprechenden Berechnungsmethode wurde für jeden Aquifer und jeden Ort die Leistung einer solchen Dublettenanlage bestimmt und grafisch auf der Oberfläche des jeweiligen Aquifers dargestellt. Die Ergebnisse zeigen ein sehr hohes geothermisches Potential für geklüftete Bereiche im kristallinen Untergrund. Während im Stadtgebiet von Winterthur ein Potential von rund 6 MW_{th} zu erwarten ist, kann am Rand des Permokarbondrogs mit Werten von über 25 MW_{th} gerechnet werden. Bei dieser Wärmeleistung und einer Fördertemperatur von 150°C kann mit einer Geothermieranlage (Hybridnutzung) eine elektrische Leistung von 2 MW_e erzielt werden.

2.7 LITERATUR AP1

- Bertleff, B., Ondreka, J., Plum, H., Storz, R. und Schloz, W., 2005. Erläuterungen zum Projekt Bereitstellung hydrogeologischer und geothermischer Grundlagen zur Nutzung der tiefen Geothermie/Hydrogeothermie in der Region Bodensee - Oberschwaben, Regierungspräsidium Freiburg, Freiburg i. Br.
- Bertleff, B. und Watzel, R., 2002. Tiefe Aquifersysteme im südwestdeutschen Molassebecken. Eine umfassende hydrogeologische Analyse als Grundlage eines zukünftigen Quantitäts und Qualitätsmanagements., Abhandl. des LGRB BW, Freiburg.
- BfE, 2004. Total solar - Baugenossenschaft setzt Zeichen. Swissolar.
- Bundesamt für Energie, 2008. Strategie Wasserkraftnutzung Schweiz.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010. Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen.
- Dr. Roland Wyss GmbH, Geowatt AG, Dr. Heinrich Naef, Dr. von Moos AG und Matousek Baumann & Niggli AG, 2009. Geothermie-Potenzialstudie Thurgau-Schaffhausen, Schlussbericht, Departement für Inneres und Volkswirtschaft des Kantons Thurgau Abteilung Energie.
- F.J. Pearson, J., Lolcama, J.L. und Scholtis, A., 1989. Chemistry of waters in the Böttstein, Weiach, Riniken, Schafisheim, Kaisten and Leuggern boreholes - A hydrochemically consistent data set. NTB 86-19, Nagra, Baden.
- Geologisches Büro Dr. Lorenz Wyssling AG, 2005. Tiefe Geothermie, Standort Winterthur, Geologische Prognose, Statische Werke Winterthur STWW.
- Geowatt AG, 2007. Geothermische Energie im Kanton Zürich: Grundlagen und Potenzial, AWEL Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft Zürich, Abteilung Gewässerschutz.
- Gringarten, A.C., 1978. Reservoir lifetime and heat recovery factor in geothermal aquifers used for mountainous terrain: a model study. Journal of Geophysical Research, 94 (B7): 9439 - 9451.
- J. M. Deutch et al., 2009. Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power Study.
- Kohl, T., Andenmatten, N. und Rybach, L., 2003. Geothermal resource mapping - example from northern Switzerland. Geothermics, 32: 721-732.
- Kohl, T. und Hopkirk, R.J., 1995. "FRACTure" a simulation code for forced fluid flow and transport in fractured porous rock. Geothermics, 24(3): 345-359.
- Leu, W., Keller, B., Matter, A., Schärli, U. und Rybach, L., 1999. Geothermische Eigenschaften Schweizer Molassebecken (Tiefenbereich bis 500m) - Datenbank für Wärmeleitfähigkeit, spezifische Wärmekapazität, Gesteinsdichte und Porosität - Schlussbericht April 1999, Bundesamt für Energie.
- Marchant, R. et al., 2005. Paleotectonic evolution of the Zürcher Weinland (northern Switzerland), based on 2D and 3D seismic data. Eclogae geol. Helv., 98: 345-362.
- Müller, W.H., Naef, H. und Graf, H.R., 1999. Geologische Entwicklung der Nordschweiz, Neotektonik und Langzeitszenarien Zürcher Weinland - NTB 99-08.
- Müller, W.H., Naef, H. und Graf, H.R., 2002. Geologische Entwicklung der Nordschweiz, Neotektonik und Langzeitszenarien Zürcher Weinland - NTB 99-08.
- Naef, H., Birkhäuser, P. und Roth, P., 1994. Interpretation der Reflexionsseismik im Gebiet nördlich Lägeren-Zürcher Weinland, NTB 94-14.

- Nagra, 1988. Sondierbohrungen Böttstein, Weiach, Riniken, Schafisheim, Kaisten, Leuggern: Fluidlogging, Textband. NTB 85-10, Nagra, Baden.
- Nagra, 1989. Sondierbohrung Weiach - Untersuchungsbericht - Beilageband. NTB 88-08, Nagra, Baden.
- Nagra, 1991. Sondierbohrung Kaisten - Untersuchungsbericht - Textband. NTB 88-12, Schweizerische Geotechnische Kommission.
- Nagra, 1991. Sondierbohrung Leuggern - Untersuchungsbericht - Textband. NTB 88-10, Schweizerische Geotechnische Kommission.
- Nagra, 1992. Sondierbohrung Schafisheim - Untersuchungsbericht - Textband. NTB 88-11, Nagra, Baden.
- Nagra, 1992. Sondierbohrung Siblingen - Untersuchungsbericht - Textband. NTB 90-34, Nagra, Wettingen.
- Nagra, 2002. Synthese der geowissenschaftlichen Untersuchungsergebnisse - Entsorgungsnachweis für abgebrannte Brennelemente, verglaste hochaktive sowie langlebige mittelaktive Abfälle. NTB 02-03, NAGRA.
- NEFF, 1980. Forschungsprojekt Geothermische Energie und unterirdische Wärmespeicherung - Teilprojekt 1: Geothermische Prospektion im Raume Koblenz, Wildegg, Dielsdorf / Schlussbericht November 1980, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, Eidgenössische Technische Hochschule ETH, Motor-Columbus Ingenieurunternehmung AG, Université de Genève, Université de Neuchâtel.
- Prognos AG, 2008. Kosten neuer Kernkraftwerke. Bundesamt für Energie, Bern.
- PSI, 2005. Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen, Bundesamt für Energie, Bern.
- Schäfli, A.H., 1999. Geologie des Kantons Thurgau mit einer Übersichtskarte. Mitt. thurg. natf. Ges., 55, 102 pp.
- Schärli, U. und Kohl, T., 2002. Archivierung und Kompilation geothermischer Daten der Schweiz und angrenzender Gebiete. ISSN 0253-1186, Swiss Geophysical Commission (Beiträge zur Geologie der Schweiz: Geophysik, Nr. 36).
- Signorelli, S. und Kohl, T., 2004. Regional ground surface temperature mapping from meteorological data. Global and Planetary Change, 40: 267-284.
- Signorelli, S. und Kohl, T., 2006. Geothermischer Ressourcenatlas der Nordschweiz - Gebiet des nördlichen Schweizer Mittellandes, Schweizerische Geophysikalische Kommission, Geophysik Nr. 39.
- Swissolar, 2007. Photovoltaik - Strom aus der Sonne. EnergieSchweiz.
- Thury, M. et al., 1994. Geology and hydrogeology of the crystalline basement of Northern Switzerland, Nagra Technischer Bericht (NTB 93-01), Wettingen, Switzerland.

3. ENTWICKLUNG EINES GEOPHYSIKALISCHEN PROSPEKTIONSKONZEPTE (AP2)

3.1 HINTERGRUND

Die verschiedenen Methoden der geophysikalischen Prospektion dienen der indirekten Untersuchung des strukturellen und geologischen Aufbaus des Untergrundes. Mit Hilfe der Messung von physikalischen Parametern. In der geothermischen Prospektion werden vor allem seismische Methoden eingesetzt. Es handelt sich hierbei um eine Untersuchungsmethode bei der seismische Energie in den Untergrund abgegeben wird und diese aufgrund unterschiedlicher Dichte- und elastischer Eigenschaften der verschiedenen lithologischen Schichten wieder an die Oberfläche reflektiert wird. Die Kenntnis der Geschwindigkeit der seismischen Wellen erlaubt dann die Lokalisierung der Grenzflächen. Seismische Methoden werden entlang von Profilen 2D oder 3D eingesetzt. Vorteile der seismischen Methoden sind generell eine gute Tiefenauflösung der Strukturen bei geschichtetem sedimentärem Untergrund. Schwierigkeiten bei der Auflösung können unter anderem auftreten, wenn die seismischen Geschwindigkeiten der einzelnen lithologischen Schichten keine ausreichenden Unterschiede aufweisen. Die Erkundung der internen Strukturen des Kristallins mit seismischen Methoden ist aufgrund der zu erwartenden geringen Kontraste mit Schwierigkeiten verbunden.

Aufgrund der geologischen Gegebenheiten, welche die Erkundung der Permokarbontröge als Option für die tiefe Geothermie nahe legt, wurde in der vorliegenden Studie der Fokus auf gravimetrische Messungen gelegt. Gravimetrie beruht auf der Messung der Massenanziehung, welche von der Dichte des Gesteins abhängt. Es ist im Vergleich zur Seismik eine relativ günstige Methode, welche jedoch aufgrund der Potentialeigenschaften des Schwerefeldes eine nicht eindeutige Methode ist. Eine Kombination von 3D Geologie oder Seismik und Gravimetrie kann zu einer entscheidenden Verbesserung der Interpretation des Untergrundes führen, wie im Folgenden gezeigt wird.

Weitere geophysikalische Parameter, die einen Aufschluss über die Strukturen in 1-5 km Tiefe geben, wurden unseres Wissens nicht erhoben, beziehungsweise sind nicht relevant für die Reservoirerkundung im Bereich Winterthur.

3.2 LITERATURUNTERSUCHUNG BESTEHENDER DATEN

Die Literaturrecherche zu den bestehenden Daten wurde nach Methoden getrennt durchgeführt. Eine gemeinsame Interpretation beider Methoden, wie sie im Folgenden vorgeschlagen wird liegt bisher nicht vor. Für die Literaturrecherche der zur Verfügung stehenden Daten wurde für das vorliegende Projekt ein Perimeter von ca. 12.5x18 km gewählt (Fig. 49). Dieser umfasst im Süden die Tiefbohrungen Bassersdorf (800 m) und Lindau 1 (2377 m), welche für die Ermittlung der Tiefenlage der geologischen Horizonte aus der Seismik herangezogen werden können. Weitere geophysikalische Untersuchungen werden teilweise mit Hilfe von Daten kalibriert, die durch Logging im Bohrloch (siehe Anhang 1.3) gewonnen werden. Aufgrund der guten Kenntnisse des Bohrlochs Benken (1007 m) wurde diese Bohrung wie auch die Bohrung Herdern 1 (2155 m) in einem erweiterten Perimeter mit in die Studie einbezogen.

3.2.1 SEISMIK DATEN

Die Daten stammen aus früheren Programmen der NAGRA und der SEAG (Schweiz. Erdöl AG). Letztere wurde schriftlich angefragt, ob die Seismik-Profile für eine Bearbeitung der geothermischen Ressourcen genutzt werden können. Es ist von einer positiven Beurteilung auszugehen. Die Daten der NAGRA sind öffentlich zugänglich. Im Folgenden sind die

aktuellen Ergebnisse der NAGRA-Untersuchungen für einzelne Horizonte in GIS erarbeitet und dargestellt.

Seismik Daten in dem Untersuchungsgebiet (Fig. 48) sind aus zwei verschiedenen Quellen:

- NAGRA (Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle)
- SEAG (Aktiengesellschaft für schweizerisches Erdöl)

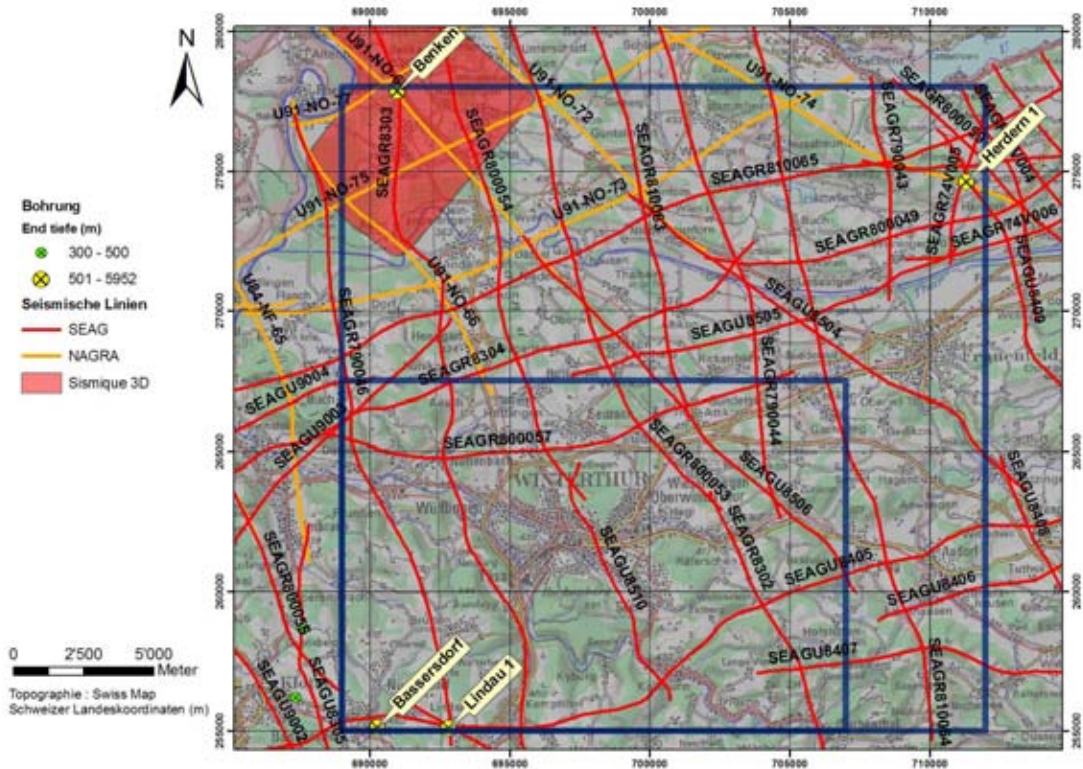


Fig. 48 Seismik-Profil, 3D Seismik und Tiefbohrungen im Untersuchungsgebiet.

3.2.2 GRAVIMETRISCHE DATEN

Die gravimetrische Erhebung der Schweiz wurde im Wesentlichen von der Schweizerischen Geophysikalischen Kommission und der NAGRA durchgeführt (Dumont et al, 1997; Klingelé et al, 1980; Klingelé et al, 1996). Dabei wurden gravimetrische Messwerte an der Oberfläche (Dumont et al, 1997; Klingelé et al, 1980; NTB 84-22) und vom Flugzeug aus erfasst (Klingelé et al., 1996). Letztere sogenannte aerogravimetrische Daten dienen der Erkundung des tiefen Untergrundes der Schweiz, die grossräumige Strukturen erfassen kann. Für geothermische Prospektion können diese Daten im Zuge der Korrektur des regionalen Einflusses verwendet werden. Strukturen, die der Reservoirerkundung dienen, können mit dieser Methode aufgrund ihrer geringen Auflösung jedoch nicht erfasst werden (Klingelé et al., 1996). Die an der Oberfläche erfassten Messdaten liegen in einer Dichte von ca. 1 Messpunkt km⁻² vor (Fig. 49). Die Daten werden von der „swisstopo“ verwaltet und sind käuflich zu erwerben.

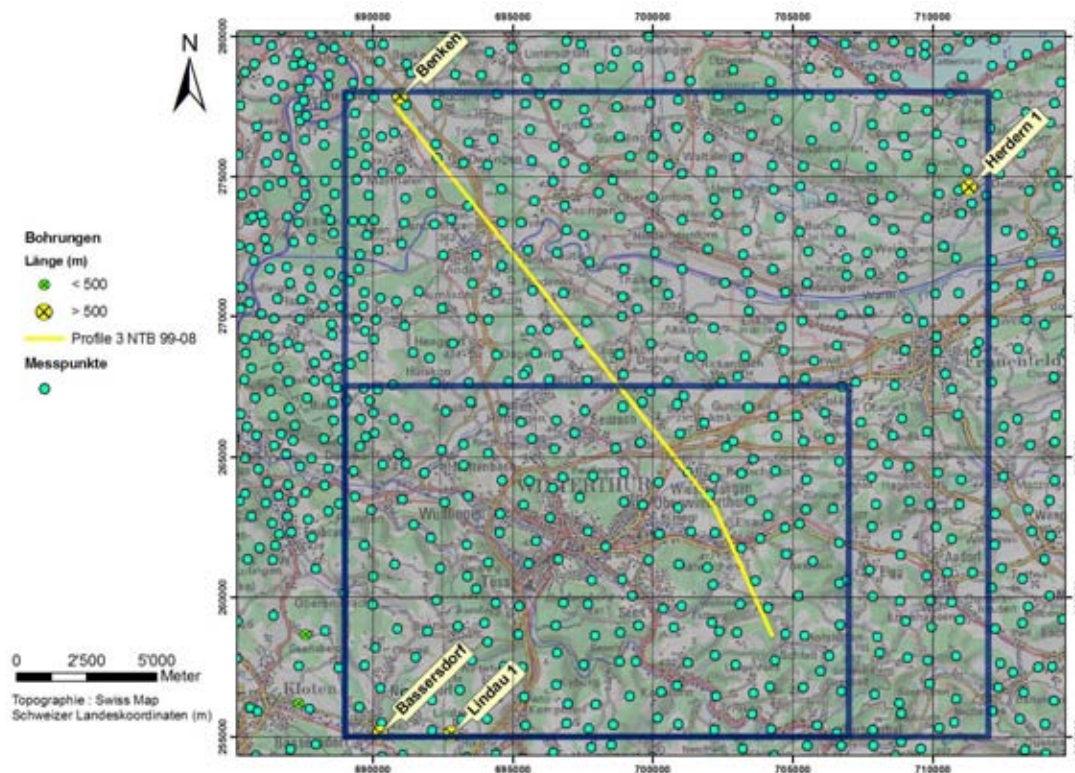


Fig. 49 Gravimetrie Messungspunkten der gravimetrische Atlas der Schweiz und benutzte Profil 3 von NTB 99-08.

Die vorliegenden Daten erlauben eine erste qualitative Einschätzung möglicher Explorationsstrategien für ein Tiefengeothermieprojekt in Winterthur.

3.3 PROSPEKTIONSKONZEPT FÜR EIN TIEFENGEOOTHERMIEPROJEKT IM STADTGEBIET WINTERTHUR

Die Erarbeitung eines optimalen Prospektionskonzeptes hängt sehr stark von den geologischen Gegebenheiten, insbesondere der Tiefenlage der bekannten Aquifere, und von den geplanten Nutzungsszenarien ab. Die Zielsetzung des Projekts in Winterthur ist die gemeinsame Erzeugung von Wärme und Elektrizität. Die technisch vorgegebene minimale Temperatur zur Stromerzeugung ist >100°C. Die Temperaturberechnung zeigen, dass insbesondere durch die Zielsetzung der Stromerzeugung die möglichen Zielhorizonte auf die tieferen Einheiten, wie z.B. die Randstörungen der Permokarbontröge, fokussiert sind. Dementsprechend wurde auch das Prospektionskonzept für Winterthur gestaltet. Ziel der

ersten Prospektionsstufe ist es, die mögliche Existenz und die räumliche Verteilung dieser Permokarbontröge zu erfassen.

Wie frühere Studien gezeigt haben, ist der seismische Geschwindigkeitskontrast nur bedingt ein möglicher Parameter, um diese Grabensysteme zu erfassen. Zum Beispiel hat die 2D Seismik im Vorfeld der Bohrung Benken einen Permokarbontrög vorhergesagt, der dann in der Bohrung nicht angetroffen wurde (Marchant et al. 2005). In der vorliegenden Studie, wurden nun alternative Möglichkeiten zur Erkundung erarbeitet und die gravimetrischen Daten in einer Voruntersuchung zur Sensitivität getestet. Eine weitere Möglichkeit der Erkundung bilden magnetotellurische Messungen. Diese sind jedoch in dicht besiedelten Gebieten wie dem Raum Winterthur nur bedingt einsetzbar und bedürfen auf jeden Fall einiger Testmessungen im Vorfeld.

3.3.1 VORUNTERSUCHUNGEN ZUR SENSITIVITÄT VON GRAVIMETRIE

Ziel dieser Voruntersuchung zur Sensitivität von gravimetrischen Messungen ist eine Einschätzung der Möglichkeiten der Erfassung der Permokarbontröge in ihrer Tiefe und Struktur. Dies beinhaltet eine Abschätzung zur Verwendbarkeit der derzeit käuflich erwerbbaen Daten der „swisstopo“ und eine Abschätzung der notwendigen Messpunktdichte im Falle von neu zu erhebenden Daten.

Das für die Analyse in dieser Studie verwendete Verfahren umfasst folgende Arbeitsschritte:

1. Vereinfachung und Diskretisierung des NAGRA Profils 3 aus NTB 99-08 (Fig. 49 und Fig. 50)
2. Berechnung des Schwereeffektes des Modells unter Annahme der Dichten, welche im Bohrloch Benken im Logging ermittelt wurden.
3. Elimination des Schwereeffektes der Topographie (Bouguer-Korrektur)
4. Abschätzung der notwendigen Distanz zwischen Messungspunkten
5. Vergleichung der synthetischen Ergebnisse mit den Ergebnissen des schweizerischen Gravimetrie-Atlases

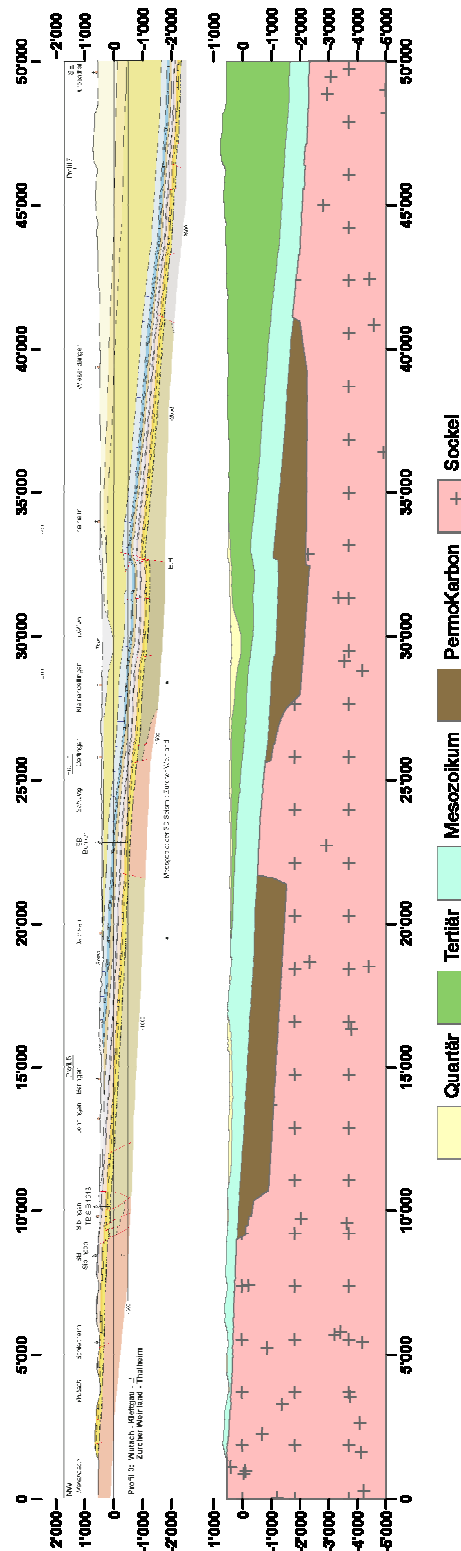


Fig. 50 NAGRA Profil 3 aus NTB 99-08 (oben) und Diskretisierung in ein Modell (unten) mit fünf verschiedenen Formation. Distanz und Tiefen sind in Metern. Die Mächtigkeit der PermoKarbon wurde auf 1 km festgesetzt für den Fall, dass keine Informationen darüber vorliegen.

Die Diskretisierung erfolgte zunächst mit Hilfe von Polygonen (Fig. 50 unten). Im Folgenden wurde jeder geologischen Schicht eine Dichte zugeordnet. Anschliessend wurde das Modell in ein regelmässiges Dichte-Gitter umgewandelt mit einer Zellengrösse von 25x25 m (Fig. 52 unten). Die Dichten wurden den geologischen Schichten auf der Basis der Erkenntnisse aus den Bohrungen Benken (NTB 00-01) und Weiach (NTB 86-01) zugeordnet. Auf dieser Basis wurde der Schwereeffekt des geologischen Modells ermittelt (Fig. 51 oben). Da der

Topographieeffekt über die Anomalie der gesuchten Untergrundstruktur dominiert (Fig. 51), wurde dieser aus den Daten eliminiert (Fig. 52 oben).

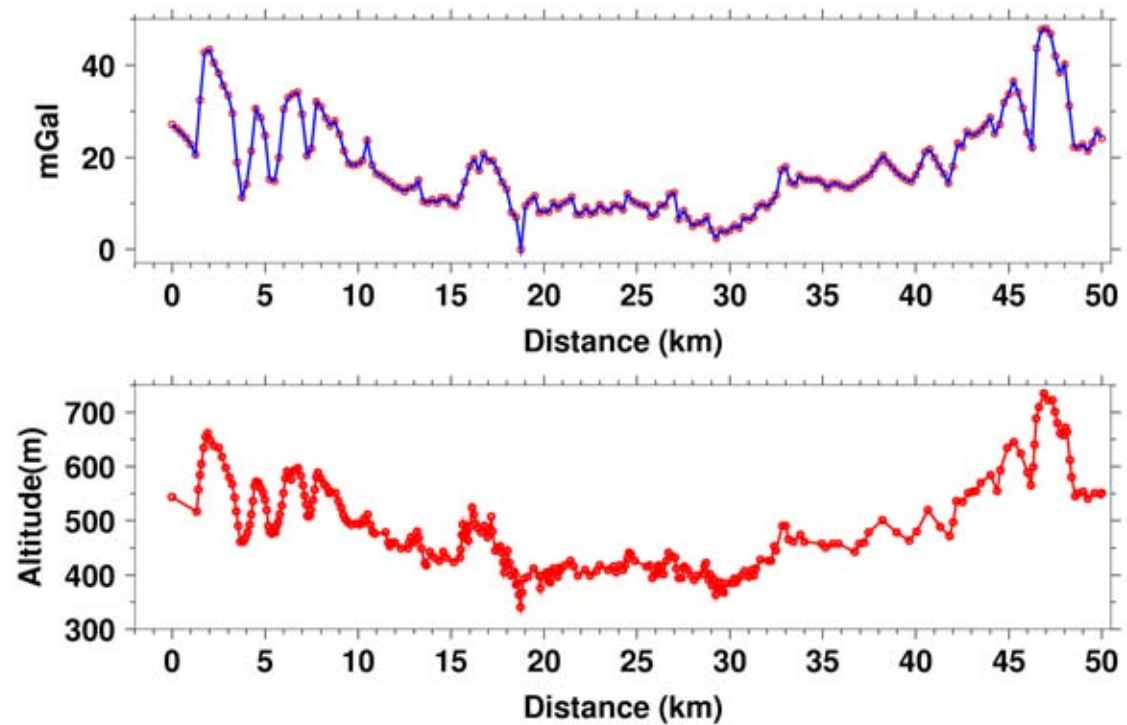


Fig. 51 Oben: Gesamtschwere berechnet aus dem geologischen Modell (blaue Linie). Unten: Topographie. Die virtuellen Messpunkte sind in rot dargestellt.

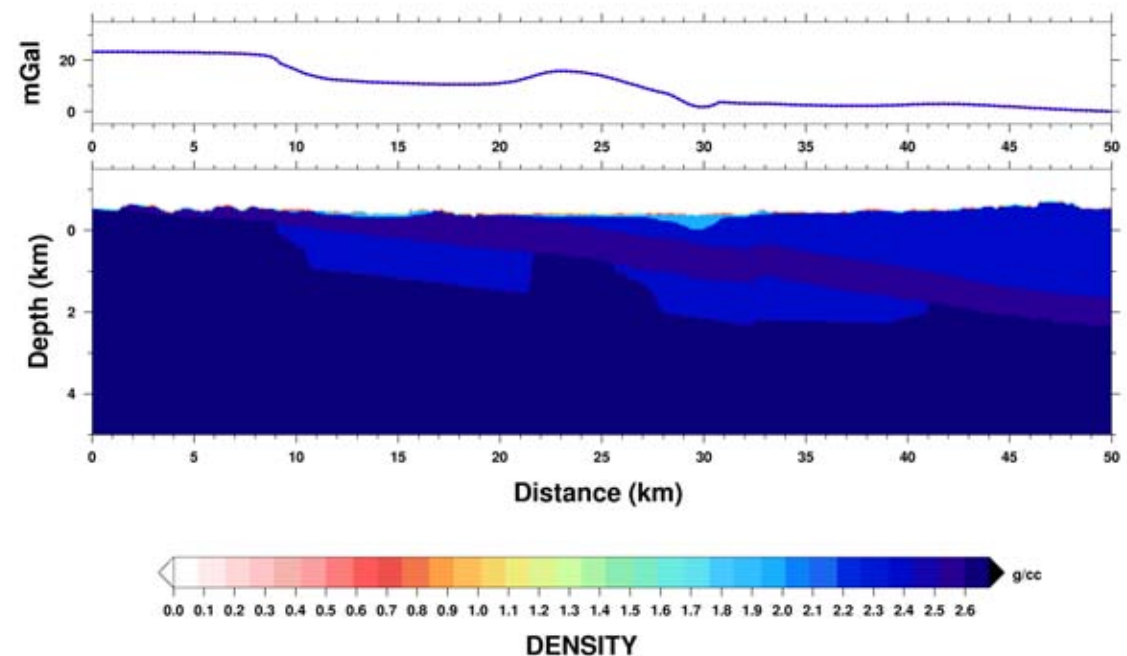


Fig. 52 Oben: Schwereeffekt ohne Topographie (Bouguer Anomalie). Unten: 25 m regelmässiges Dichte-Gitter.

Die zu erwartende, gravimetrische Bouguer-Anomalie (Fig. 52 oben) zeigt einen starken Einfluss durch die Permokarbontröge. Es bleibt jedoch zu beachten, dass dieser Effekt von den zugewiesenen Dichtewerten (in diesem Fall aus der Bohrung Benken) abhängt. Im Folgenden wurden verschiedene Abtastraten (Distanz der synthetischen Messpunkte) getestet, um zu ermitteln, ob die vorliegenden gravimetrischen Daten der swisstopo ausreichend sind, um die entsprechenden Strukturen im Untergrund zu erfassen. Diese Versuche zeigen, dass eine für ein 2D Profil eine Distanz zwischen den einzelnen Messstation von 250 m ausreichend ist. Die derzeitige Überdeckung von 1 Messpunkt km^{-2} kann also nur zu einer ersten Abschätzung verwendet werden.

Diese erste Abschätzung wurde im Folgenden durchgeführt (Fig. 53). Die verwendeten Daten sind öffentlich zugänglich über den Datenviewer der swisstopo. Für die Untersuchung wurde der Effekt der Mesozoischen und Tertiären Sedimente wiederum aus den Daten eliminiert.

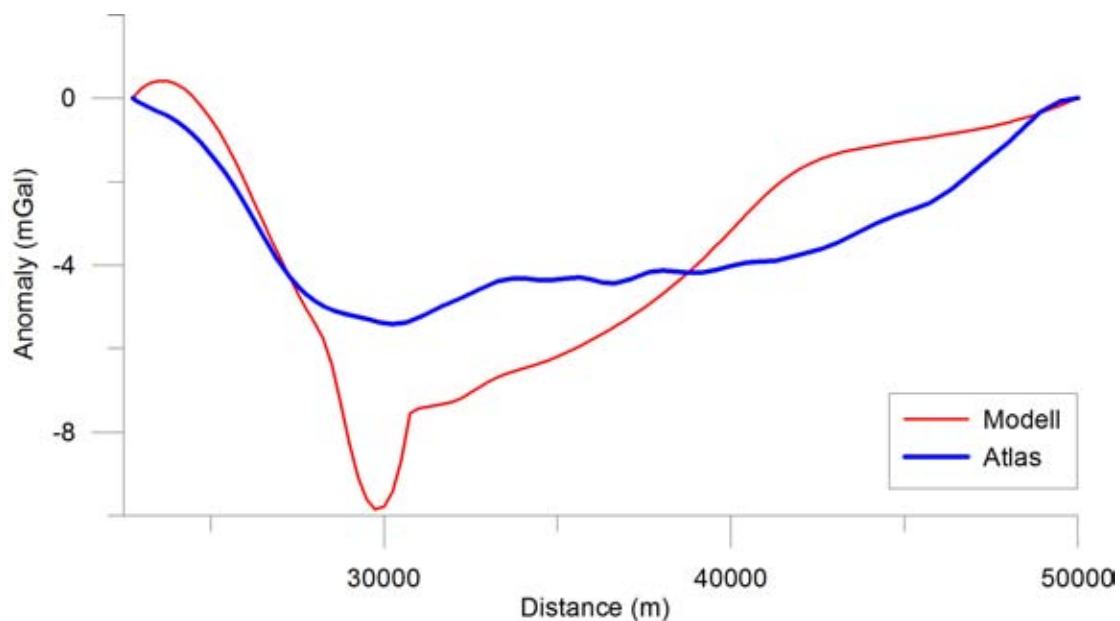


Fig. 53 Vergleich zwischen den Schwere-Effekten des in Fig. 52 erarbeiteten Modells mit dem des gravimetrischen Atlas der Schweiz

Das breite Minimum in dem Modell aus Figur 5 zeigt den Effekt des Permokarbontrögs. Dieses zeigt sich etwas weniger ausgeprägt in den vorliegenden Daten der swisstopo. Das lokale Minimum bei 30 km kann durch eine Unterschätzung die Dichte des Quartärs verursacht werden. Um die genaue räumliche Lage und Mächtigkeit der Permokarbontröge im Bereich Winterthur zu ermitteln werden im Weiteren gravimetrische Messungen vorgeschlagen. Um zu einer besseren Interpretation dieser Daten zu kommen, sollte dies auf jeden Fall in Verbindung mit einem 3D geologischen Modell geschehen.

3.4 KOSTEN UND ZEITPLANUNG FÜR UNTERSUCHUNG AN NUTZUNGSSTANDORTEN

Aufgrund der vorliegenden Kenntnislage konnte in der geologischen Untersuchung (AP1) angenommen werden, dass sich unter der Stadt Winterthur kein Permokarbonrog befindet. Dies ist allerdings nur durch indirekte Schlussfolgerungen begründet, aber nicht durch direkte Messungen belegt. Das Vorhandensein eines Permokarbonrogs unter dem Stadtgebiet von Winterthur würde eine weitere, ideale Perspektiven für die Geothermienutzung in Winterthur öffnen. Dieses Szenario wird in der Folge allerdings nicht weiter untersucht, da durch die bestehende Datenlage nur ein Permokarbonrog nördlich von Winterthur gesichert ist. Durch weitere Messungen könnte die Kenntnislage bezüglich der Lage und Ausdehnung des Troges erheblich verbessert werden. Hiefür bieten sich gravimetrische Untersuchungen an. Auf der Basis gravimetrischer 3D-Messungen und entsprechenden Auswertungen könnten genauere Aussagen zum Permokarbonrog gemacht werden:

- Klärung der Anwesenheit eines Permokarbonrog unter die Stadt Winterthur, und
- Charakterisierung des Südrands des Permokarbonrog, nördlich von Winterthur.

Ein Vorschlag für entsprechende gravimetrische Messungen besteht in der Erfassung gravimetrischer Daten entlang von 10 Messprofilen mit etwa 20 km Länge. Die Annahmen für die Kosten einer solchen Messung sind in Tab. 16 zusammengestellt.

Tab. 16: Berechnungsannahmen für Zeit und Kostenplanung einer Gravimetrie Messkampagne (ohne Interpretation)

Parameter	Wert
Abstand zwischen Messpunkte	250 m
Profil Länge	20 km
Anzahl Messpunkte pro Profil	80
Anzahl Profile	10
Anzahl Messungen pro Tag	25
Anzahl Tage für die Messung	32
Kosten pro Arbeitstag	CHF 1'500,-
Mobilisationskosten	CHF 7'000
Gesamtkosten Messung	CHF 55'000

Eine entsprechende Messkampagne wird in Abhängigkeit der meteorologischen Bedingungen zwischen 1.5 - 2 Monaten dauern und mit Kosten von etwa 55'000 CHF verbunden sein. Zur Interpretation der Daten kann zunächst das in dieser Studie erstellte geologische 3D-Modell herangezogen werden. Die zur Interpretation notwendigen Kosten sind abhängig von der Anzahl der berechneten Szenarien mit unterschiedlichen Dichtewerten und variieren zwischen 10'000 - 30'000 CHF.

Für eine gravimetrische Messkampagne sind somit Totalkosten von etwa 100'000 CHF verbunden.

3.5 ZUSAMMENFASSUNG

Aufgrund dem Potenzial zur Stromerzeugung ist der Permokarbondrog aus geothermischer Sicht von besonderem Interesse. Gleichzeitig ist die genaue Lage dieses Troges noch nicht erforscht und daher mit Unsicherheiten behaftet. Im Arbeitspaket AP2 wurde daher ein Prospektionskonzept erarbeitet, das es erlaubt die vorhandenen Unsicherheiten deutlich zu reduzieren. In Anbetracht der vorhandenen Datenlage und des Kosten- / Nutzenverhältnisses werden weitere gravimetrische Messungen und Modellrechnungen auf Basis der bereits vorhandenen und zusätzlicher gravimetrischer Daten vorgeschlagen. Die durchgeführten Sensitivitätsrechnungen weisen darauf hin, dass ein minimaler Messpunktabstand von 250 m benötigt wird um die Trogstruktur ausreichend zu erfassen. Bei den vorhandenen Gravimetriedaten ist der Abstand mit 1 km zu gross für diesen Zweck.

3.6 LITERATUR AP2

- Matter A., Peters Tj., Bläsi H.-R., Meyer J., Ischi H. & Meyer Ch. 1988. Sondierbohrung Weiach Geologie. Nagra Tech. Ber. NTB 86-01. 470 pp.
- Dumont, B., E. Klingelé, Ph. Logean, R. Olivier. 1994-2001. Gravimetric Atlas of Switzerland 1:100'000 (Bouguer anomaly). Swiss Geophysical Commission.
- Klingelé E., Olivier R. 1980. La nouvelle carte gravimétrique de la Suisse (anomalie de Bouguer). Géophysique N°20, 93pp.
- Klingelé E. & Schwendener H. 1984. Geophysikalisches Untersuchungsprogramm Nordschweiz –Gravimetrische Messungen 81/82. SGPK, NAGRA Technischer Bericht 84-22. 60 pp.
- Klingelé, E., M. Cocard, M. Halliday & H.-G. Kahle 1996. The Airborne Gravimetric Survey of Switzerland. Géophysique Nr. 31. Swiss Geophysical Commission.
- Fischer G., Schnegg P. –A. 1994. Up-dating the geomagnetic survey of Switzerland. Géophysique N°27. 13pp.
- Marti U. 2002. Efforts in predicting the local gravity field. Rapport de l'Office Fédéral de la Topographie, 6 pp.
- Marchant R., Riggerberg Y., Stampfli G., Birkäuser P., Roth P. & Meier B. 2005. Paleotectonic evolution of the Zürcher Weinland (northern Switzerland), based on 2D and 3D seismic data. Eclogae geol. Helv. 98 (2005), pp. 345-362. Fig. 9.
- Nagra, 2001. Sondierung Benken Untersuchungsbericht. Nagra Tech. Ber. NTB 00-01. 328 pp.

4. BEWERTUNG BESTEHENDER INFRASTRUKTUR UND ABSCHÄTZUNG INVESTITIONSKOSTEN (AP3)

4.1 STROMPRODUKTION MIT GEOTHERMIE

Eine geothermale Stromerzeugung besteht aus zwei Kreisläufen: vom ersten, primären Kreislauf (Geothermie-Kreislauf) wird die Wärme mit Hilfe eines Wärmetauschers auf einen zweiten, sekundären Kreislauf übertragen, der eine Arbeitsflüssigkeit mit relativ niedriger Verdampfungstemperatur enthält (siehe Schema Fig. 54).

Die Arbeitsflüssigkeit im sekundären Kreislauf verdunstet im Verdampfer aufgrund der Wärmezufuhr durch den Primärkreislauf. Der Dampf dehnt sich aus während er die Turbine durchströmt und damit die Turbine und den gekoppelten Generator antreibt. Der entsprechende Dampf kondensiert danach in einen wasser- oder luftgekühlten Kondensator und wird mittels Pumpe wieder dem Verdampfer zugeführt. Geothermie-Kraftwerke benötigen heisses Wasser aus Niedrig- bis Mittel-Enthalpie Ressourcen (85°C – 150°C). Die gekühlte Sole wird in der Regel wieder in das Reservoir reinjeziert.

Typische Einheiten besitzen bislang eine Leistung von 1 MW_e – 3 MW_e. Geothermische Kraftwerke haben sich mittlerweile als robuste und kostengünstige Kraftwerksvariante entwickelt und es ist bekannt, dass nahezu überall auf der Welt grosse Niedrigenthalpie-Reservoirs in gut erreichbaren Tiefen vorhanden sind. Die Wirtschaftlichkeit ist allerdings stark davon abhängig ob die förderbare Wärmemenge abgesetzt werden kann.

Für die Stromproduktion stehen unter den zu erwartenden Rahmenbedingungen (im Wesentlichen Temperatur und Fließrate des Geothermiewassers) zwei Umwandlungsprozesse zur Verfügung (ORC-Prozess und Kalina Prozess). In unmittelbarer Nähe der Standortbereiche ist die Nutzung von Grund- oder Oberflächenwasser-Kühlung eher unwahrscheinlich. Es ist deshalb auszugehen, dass die Aussenluft zur Rückkühlung verwendet wird. Hierbei ist der Lärmschutz speziell zu beachten.

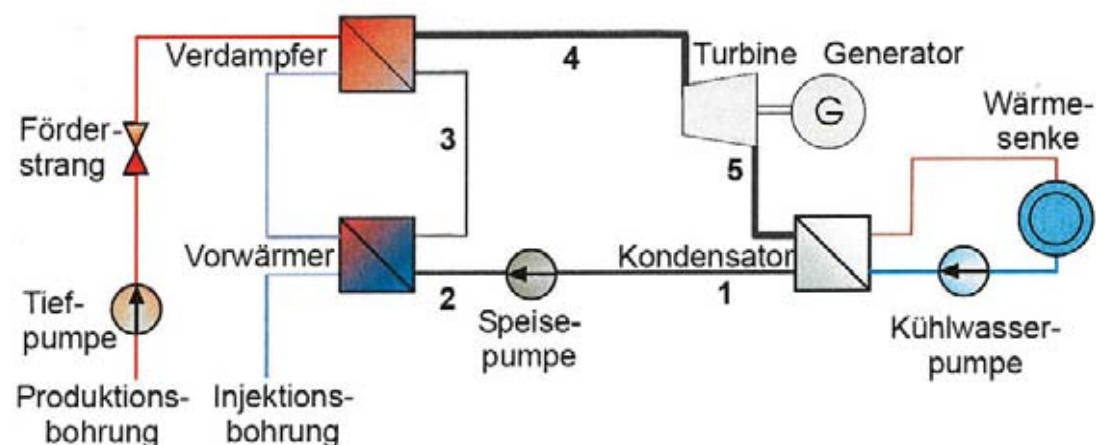


Fig. 54 : Prinzip einer geothermischen Anlage

4.1.1 ORC PROZESS

Als ORC-Prozesse (Organic-Rankine-Cycle) werden Kreisprozesse mit einem organischen Wärmeträger verstanden. Als Arbeitsflüssigkeit werden hierbei beispielsweise halogenisierte Kohlenwasserstoffe (Freon, Frigen), Propan, Isobutan oder Pentan verwendet. Diese Wärmeträger zeichnen sich aus durch eine niedrige Verdampfungstemperatur und, im Vergleich zu Wasser, niedrige Verdampfungsenthalpie. Die ORC-Prozesse können bereits bei Temperaturen einer Wasserquelle von $< 140\text{ °C}$ mit einem respektablem Wirkungsgrad betrieben werden. Bei Mediumstemperaturen bis ca. 280 °C können Wirkungsgrade bis 21 % erreicht werden. Das Einsatzspektrum von ORC-Prozessen ist begrenzt durch die chemische Stabilität des Wärmeträgermediums. In den letzten 30 Jahren wurde eine erhebliche Anzahl von ORC-Anlagen installiert, da diese Geothermie-Kraftwerke die Energie aus Niedrigenthalpe-Reservoirs effizienter als andere Kraftwerkstypen (mit Wasser-Dampf-Kreislauf) nutzen können.

Die ORC-Technologie wird bei vielen Prozessen zur Stromgewinnung eingesetzt, unter anderem bei Abwärmeprozessen, Biomasse, Holz und auch Geothermie. Weltweit gibt es viele Anlagen mit unterschiedlichen Arbeitsmedien, umgesetzten Technologien mit und ohne Wärmenutzung. Die Technologie ist ausgereift und betriebssicher.

4.1.2 KALINA PROZESS

Wird als Arbeitsfluid im Sekundärkreislauf ein Zwischengemisch wie beispielsweise Ammoniak-Wasser verwendet, dann kann das Gemisch in einem bestimmten Temperaturbereich verdunsten, bzw. kondensieren und es können dadurch höhere Wirkungsgrade realisiert werden. Dieses binäre Medium siedet und kondensiert bei vorgegebenem Druck unter variablen Temperaturen. Diese Eigenschaft des "binären Mediums" ermöglicht eine bessere Wärmeübertragung über einen grösseren Temperaturbereich wie bei einem reinen Stoff (Wasser oder organische Wärmeträger). Durch die Wahl der Gemischzusammensetzung kann der Prozess spezifisch für die zur Verfügung stehenden Temperaturen an der Wärmequelle und Wärmesenke angepasst werden. Für die Anwendung bei einem Geothermieprojekt ergibt sich die Möglichkeit, gerade im Fall stromoptimierter Varianten, die Wärme aus der Geothermiequelle besser auszunutzen und die Verpresstemperatur tiefer abzusenken. Dadurch können in der Kalina Anlage hohe Wirkungsgrade erreicht werden.

In einem Kraftwerk, das nach dem Kalina-Prinzip aufgebaut ist, sind in der Regel grössere Mengen Ammoniak enthalten. Bei Anlagen mit mehr als 2'000 kg Ammoniak sind entsprechende Störfallvorschriften zu beachten.

Die Kalina-Technologie ist von den einzelnen Komponenten durchaus erprobt. Es bestehen jedoch sehr wenige Anlagen, sodass diese Technologie noch nicht "ausgereift" ist.

4.2 ENERGIESENKEN UND EINSPEISEBEDINGUNGEN

4.2.1 WÄRME AN FERNWÄRMENETZ WINTERTHUR

Die KVA Winterthur wird in der heutigen Konstellation des Fernwärmenetzes als Haupt-Wärmequelle verwendet. Das bedeutet, dass der grösste Teil (etwa 98%) der Fernwärme aus der KVA entnommen wird. Falls an der Betriebsweise der KVA und des Fernwärmenetzes keine grundlegenden Änderungen geplant sind, könnte die Wärme aus einer Geothermieanlage lediglich die Netzspitzenlast abdecken und somit nur eine geringe

Wärmemenge (ca 2'000-5'000 MWh/a) abgeben. **In dieser Form macht eine Geothermienutzung keinen Sinn.**

Aus rein technischer Sicht könnte bei einem massiven Netzausbau (mindestens 20 MW) das bestehende Fernwärmenetz in Winterthur als Wärmesenke eines Geothermieheizkraftwerks verwendet werden. Mit Fernwärmeleitungen ab der bestehenden KVA Winterthur von DN250 nach Norden, DN450 nach Westen und DN150 nach Süden sind (bei 130/70°C und 200 Pa/Tm) theoretisch 32 MW + 120 MW + 9 MW = 161 MW Gesamteinspeisung ab dem Standort KVA möglich. Aufgrund der hohen Kosten ist der Netzausbau wirtschaftlich uninteressant.

In der unten stehenden Tabelle sind die Temperaturen des bestehenden Fernwärmenetzes dargestellt. Die Vorlauftemperatur des Netzes wird bis zu einer Aussentemperatur von +12 °C mit 70°C betrieben. Bei tieferen Aussentemperaturen wird die Temperatur gleitend, auf bis zu 130°C angehoben. Das bedeutet für die thermische Nutzung einer Geothermieranlage, dass die Temperatur des Entnahmebrunnens über der Kurve der Vorlauftemperatur (obere Kurve) liegen muss, damit diese ohne weitere Zusatzmassnahmen genutzt werden kann. Ausserdem wird die Verpresstemperatur der Geothermieranlage (ohne Zusatzmassnahmen wie Unterkühlung durch eine Wärmepumpe) immer etwa um 5K über der max. Rücklauftemperatur liegen.

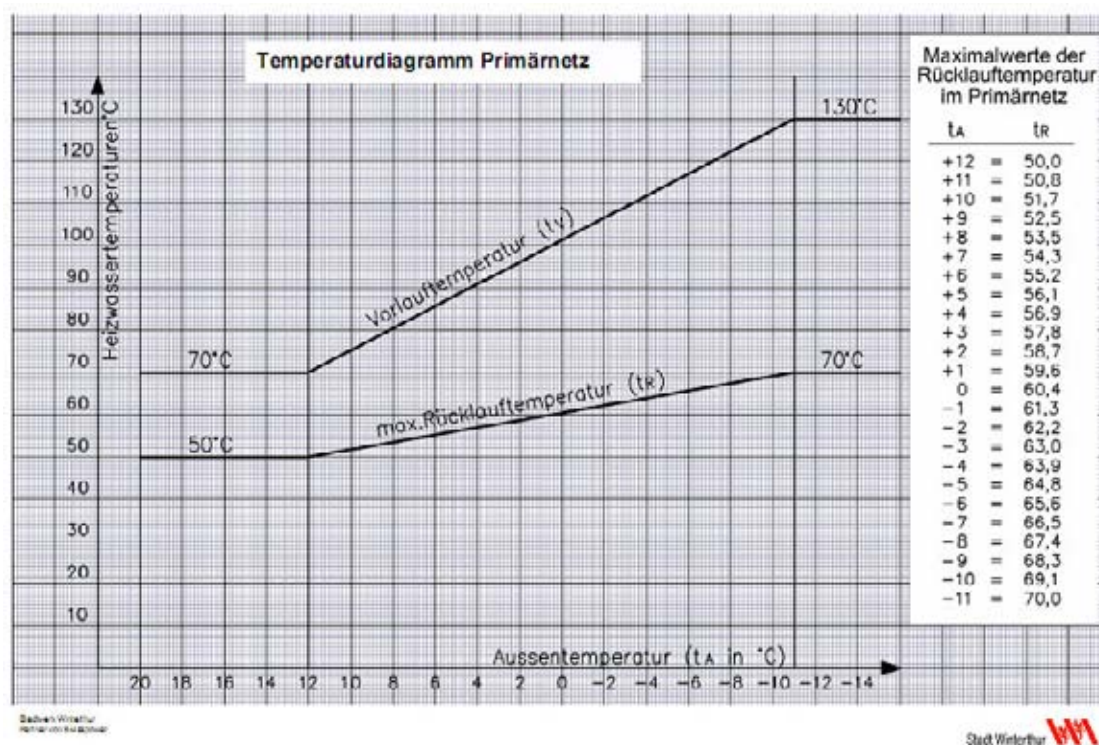


Fig. 55: Vor- und Rücklauftemperaturen des Primärnetz Winterthur

Rahmendaten für die Fernwärmenutzung:

Vorlauftemperatur ab Zentrale	Sommer min. 70°C
	Winter max. 130°C
Anschlussleistung Netz 2010	83.5 MW
Einspeisekapazität KVA 2013	max. 54 MW
Auslegung Leitungen	max. Temperatur 130°C

Druckstufe Netz

PN 25

Rahmendaten für Fernwärmenetz Winterthur

Bedarf Einspeiseleistung 2010	Sommer 5 - 10 MW
	Winter max. 50 MW
Bedarf Einspeiseleistung 2020	Sommer 5 - 10 MW
	Winter max. 65 MW
Wärmebezug Kunden 2010	110'000 MWh/a
Wärmebezug Kunden 2020	152'000 MWh/a

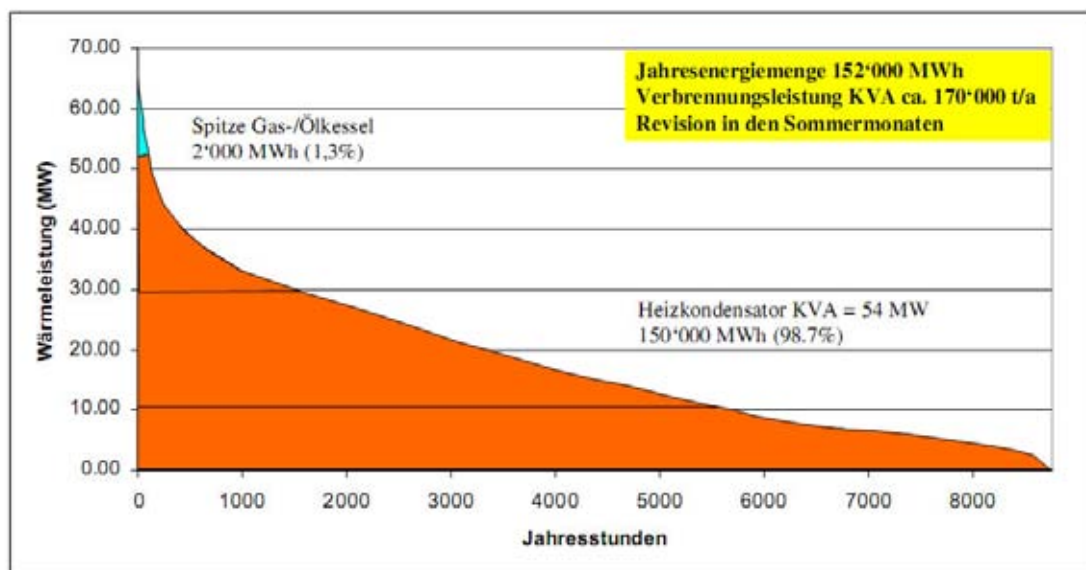


Fig. 56: Fernwärme Winterthur, Prognose 2020 Jahresganglinie

4.2.2 STROMERZEUGUNG

Ein Geothermiekraftwerk mit reiner Stromeinspeisung steht aufgrund des zu erwartenden niedrigen Wirkungsgrades und des damit verbundenen nicht wirtschaftlichen Betriebes nicht im Zentrum der Untersuchung. Die Hybridnutzung einer Geothermieranlage -gemeinsame Strom- und Wärmenutzung- ist jedoch durchaus erwünscht, falls dies technisch und wirtschaftlich realisierbar ist.

Aufgrund der zu erwartenden Temperaturen im Untergrund kann jedoch nur am Standort 3 mit der Erzeugung von elektr. Energie gerechnet werden.

4.3 BOHRUNG

Für die Erschliessung der Erdwärme werden zwei oder mehrere Bohrungen abgeteuft (Doublette, Triplette). Die erste Bohrung wird vertikal oder abgelenkt, die zweite meist abgelenkt abgeteuft. Die Entfernung im Aquifer zwischen der Produktions- und der Injektionsbohrung wird so gewählt, dass ein hydraulischer Kurzschluss vermieden wird.

Die Bohrungen werden von Bohrfirmen aus dem Erdöl-Erdgasbereich oder neuerdings auch von hierauf spezialisierten Unternehmen ausgeführt.

Eine gute Bohrplanung minimiert die Risiken die während dem Bohrprozess eintreffen können.

Wichtige Punkte der Bohrplanung sind:

- Möglichst grosser Bohrdurchmesser um die Fliessverluste zu minimieren, möglichst kleiner Durchmesser um die Kosten tief zu halten
- Ausreichender Durchmesser für den Einbau der Förderpumpe
- Die Länge der Bohrabschnitte muss so gewählt werden, dass die Bohrlochstabilität gewährleistet wird bzw. ein Gasaustritt (gas-kick) erfolgreich bekämpft werden kann
- Minimierung der Bohrkosten

Im Folgenden werden verschiedene Verrohrungsschemata vorgeschlagen. Diese Schemata basieren sich auf den bis jetzt verfügbaren Informationen und können nicht als definitiv angenommen werden; hierfür würden weitere Untersuchungen wie z.B. Porendruckprofile (Druckverteilung des Wassers im Untergrund), Fracdruckprofile, detailliertere geologische Informationen usw. notwendig sein.

Die Kosten für das Abteufen von Bohrungen in wenig erschlossenen Gebieten, oder Bohrungen die eine grosse Teufe aufweisen, lassen sich erfahrungsgemäss schlecht abschätzen. Wegen des hohen finanziellen Risikos sind die Bohrunternehmen auch nur bereit ihre Leistungen auf Basis eines Zeit-Charter Vertrages ("auf Regiebasis") anzubieten.

Als Beispiel für die schwierige Prognostizierbarkeit der Bohrdauer sollen die Bohrungen Pullach, Sauerlach und Entlebuch 1 dienen. Hierbei sind die Bohrungen in Pullach und in Sauerlach vom selben Bohrkonztraktor ausgeführt worden:

- die erste Bohrung Pullach ca. 3300 m Teufe wurde in 42 Tagen, die zweite Bohrung mit einer Länge von 4120 m in 62 Tagen ausgeführt (ohne Tests), also in relativ kurzer Zeit
- in der Bohrung Sauerlach 4757 m MD (Measured Depth) traten einige Probleme vor allem im Bereich des Bändermergels bei einer Teufe von 3500 m MD auf (brüchiges Gestein, Auskesselungen etc), Schwierigkeiten, die die geplante Bohrzeit um 3 Monate verlängerten.
- die Bohrarbeiten für die Erdgasbohrung Entlebuch 1 (Teufe von 5289 m) dauerten über ein Jahr, von September 1979 - Oktober 1980, wobei davon ausgegangen werden kann, dass die Ausführungsdauer erheblich über der Planungsdauer lag.

Die Grösse der Bohranlage wird von der Tiefe bzw. dem Bohrdurchmesser, das Equipment jedoch von der Bohrtechnik bestimmt.

Moderne Bohranlagen haben meist einen diesel-elektischen oder einen vollelektrischen Antrieb. Die installierte Leistung beträgt 2 bis 4 MW (200 to bzw. 400 to Anlage).

4.4 ENERGIEQUELLEN UND BOHRSTANDORTE

Basierend auf den Ergebnissen der Geologie und der geothermischen Potenzialanalyse (AP1) wurden 3 mögliche Bohrstandorte ausgewählt (siehe Tab. 17). Diese Standorte weisen unterschiedliche geologische Bedingungen auf und unterscheiden sich daher auch in Bezug auf das geothermische Potenzial und die Nutzungsmöglichkeiten. Im Folgenden werden die 3 Standorte, die in den Gebieten Oberwinterthur, Seuzach und Freienstein-Dättlikon-Embrach liegen, näher beschrieben.

Tab. 17: Übersicht der Szenarien und Bohrstandorte. Die Prognose der Fließraten und Leistungen basieren auf den hydraulischen Leitfähigkeiten

Szenario:	1A	1B	1C	1D	2A	2B	3
Standort	Oberwinterthur (Fernwärmenetz vorhanden)				Störung im Nordosten von Oberwinterthur		PKT Freienstein
Bohrziel / Aquifer	Obere Meeres- molasse	Oberer Malm	Oberer Muschelkalk	Verwittertes Kristallin	Störungszone Oberer Muschelkalk	Verwittertes Kristallin	Randstörung, verwittertes Kristallin
Temperatur [°C]	24	59	79	85	68	80	150
Tiefe Top Aquifer [m ü. M.]	-140	-1077	-1656	-1803	-1304	-1456	-3810
Tiefe Top Aquifer [m u. T.]	310	1527	2106	2253	1754	1906	4280
Bohrtiefe [m]	450	1650	2200	2500	1850	2150	4500
Prognostizierte Fließrate [l/s]	20	1	10	17	25	40	50
Prognostiziertes Potenzial [MW _{th}]	0.6	0.15	3	5.5	5	12	30

In den drei Gebieten wurde jeweils nach einem geeigneten Bohrstandort gesucht. Massgebend für die Festlegung der drei Gebiete war:

- Die Eignung aufgrund der geologischen Verhältnisse (zu erwartende Durchlässigkeiten, Störungszonen wie z.B. das Baden-Irchel-Herdern-Lineament).
- Bereits bestehende Infrastrukturanlagen (z. B. Holzschnitzelheizung und Fernwärmenetz in Oberwinterthur).
- Mögliche Synergieeffekte aufgrund des bestehenden Strom- und Fernwärmenetz

Als Faktoren, welche eine Bohrung an einem Standort verhindern oder erschweren können, wurden betrachtet:

- Grundwasser- und Gewässerschutzzonen,
- belastete Standorte (Sanierung muss möglich bleiben, Mehrkosten),

- Natur- und Landschaftschutzzonen,
- Zugänglichkeit, Topografie.

Zudem wurde darauf geachtet, dass der Standort möglichst tief liegt, damit die Pumpverluste im Geothermiekreislauf minimiert werden können.

Für die Eruiierung möglicher Abnehmer bildeten die Zonenpläne der Gemeinden und Luftaufnahmen eine wichtige Grundlage.

4.4.1 STANDORT 1: OBERWINTERTHUR

Räumliche Darstellung und prognostizierte Profile:

Der Standort 1 befindet sich in der Stadt Winterthur (Oberwinterthur). Eine schematische Darstellung der Bohrung und des geologischen Umfelds wird in Fig. 57 gezeigt. Im Bereich der Bohrung können aufgrund der geologischen Kenntnislage keine Störungen oder andere geothermisch relevanten Strukturen erwartet werden. Der Standort sollte in unmittelbarer Nähe zur vorhandenen Holzhackschnitzel-Anlage liegen. Das dort vorhandene Fernwärmenetz und die Holzhackschnitzelanlage könnten als Basis und Spitzenlastanlage für die neue Geothermieanlage mitgenutzt werden.

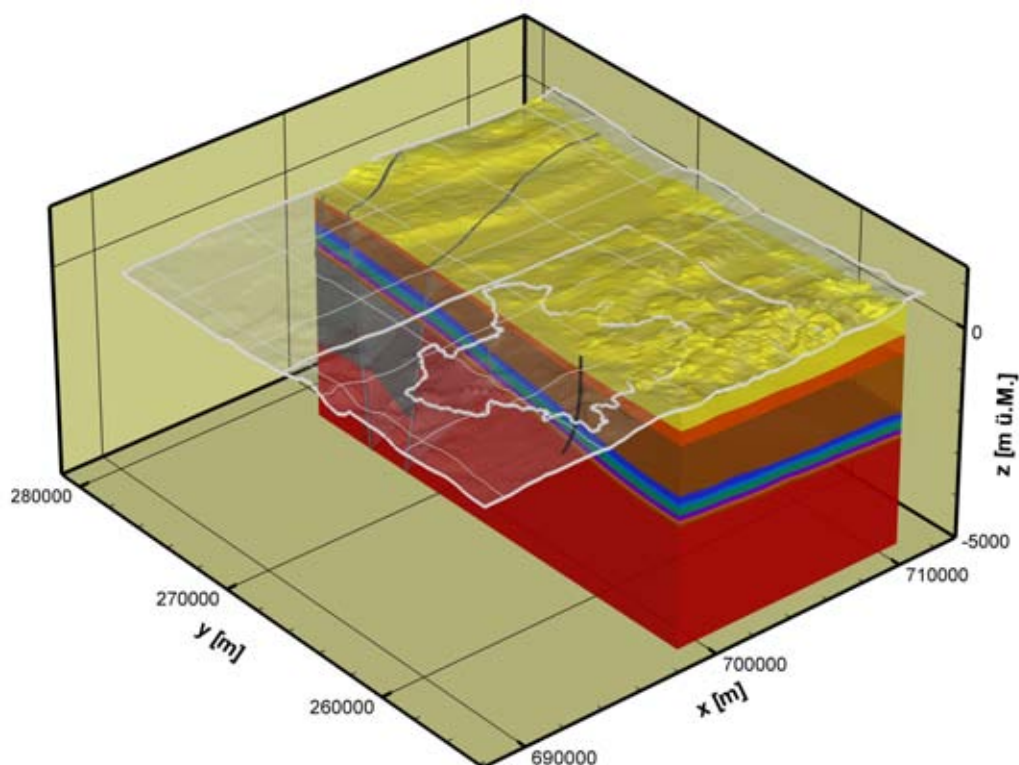


Fig. 57: Räumliche Darstellung des ersten Standorts im geologischen 3D-Modell. Die dick eingezeichnete schwarze Linie stellt die Bohrung dar.

Die Temperaturprognose für den Standort wird in Fig. 58 dargestellt.

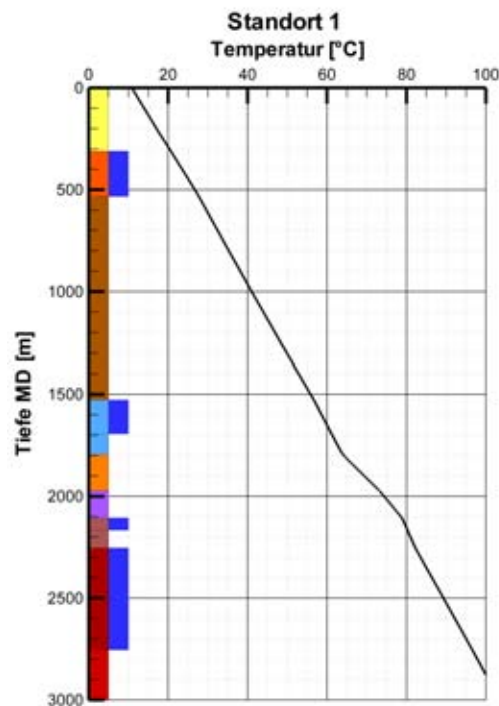


Fig. 58: Temperaturprofil und geologisches Profil für den ersten Standort.

Von den vier am Standort 1 theoretisch nutzbaren Aquiferen bietet der Muschelkalk die besten Voraussetzungen da hier eine relativ hohe Temperatur und Fliesrate erwartet werden kann. Die Obere Meeresmolasse ist wegen der geringen Temperatur für eine Nutzung uninteressant und bei dem Oberen Malm ist die zu erwartende Fliesrate zu klein. Für die Obere Meeresmolasse wäre eventuell eine Nutzung mittels Wärmepumpen als "Alternative" zu einer Erdwärmesonden-Anlage denkbar. Das Kristallin hat von allen Aquiferen dieses Standortes das höchste Leistungspotenzial. Dieses Potenzial kann allerdings nur durch eine entsprechende Stimulation erreicht werden, die im Stadtgebiet als problematisch angesehen werden muss.

Auslegung Standort 1 "Oberer Muschelkalk" (1C)

Bohrtiefe	2'200m
Bohrlokation	460 m ü. M.
Wasserniveau	400 m ü. M.
Druckabfall Aquifer	max. 5 MPa bei 36 m ³ /h
Temperatur Aquifer	79°C
Wasserqualität	Salinität < 20g/l

Betriebserwartung bei reinem Heizwerkbetrieb

Vorlauf Geothermiekreis	75°C
Rücklauf Geothermiekreis	25°C (mit WP)
Fliessrate Geothermiekreis	10 l/s (Sole)
Thermische Leistung Geo-Kreis	2 MW
Vorlauf Fernwärmenetz	75 - 90°C (gleitend)
Rücklauf Fernwärmenetz	max. 55°C

Standortbeurteilung :

- Bei der bestehenden Holzschnitzel-Anlage ist kein ausreichend grosses Fernwärmenetz vorhanden, dieses bestehende kleine Fernwärmenetz müsste daher umfassend erweitert und ausgebaut werden. Dieser Netzausbau wäre mit erheblichen Kosten verbunden und ist daher aus wirtschaftlichen Gründen nicht sinnvoll.
- Eine Einspeisung in das Fernwärmenetz der Stadt Winterthur ist nur möglich, wenn in der KVA eine Temperaturerhöhung realisiert wird. Dies ist aber derzeit nicht vorgesehen und wird deshalb nicht näher betrachtet.
- Wahrscheinlich keine Umzonung nötig
- Schlechte Wärmequellenbedingungen für Stromerzeugung und Fernwärmeeinspeisung

Eine Geothermieranlage könnte in Oberwinterthur in Ergänzung zu einer bestehenden Holzschnitzel-Anlage beim Bahnhof Oberwinterthur genutzt werden. Die Holzschnitzel-Anlage befindet sich am westlichen Rande eines nutzbaren Grundwasservorkommens. Dadurch ist ein Bohrstandort auf der Westseite des Wisenbachkanals zu favorisieren. Hier besteht, im Gegensatz zur Ostseite, auch kein Verbot für Erdwärmsonden. Durch die Wohnzone westlich des Wisenbachs wird die Standortwahl jedoch erschwert und werden die Erfordernisse im Bezug auf allfällige Lärmschutzmassnahmen erhöht.

Weiter sind verschiedene grössere Areale in der näheren Umgebung im Kataster der belasteten Standorte eingetragen. Eine Bohrung dürfte in diesen Bereichen eine allfällige spätere Sanierung nicht verunmöglichen.

Im Bezug auf Natur- und Landschaftsschutz bestehen in diesem Bereich keine Einschränkungen. Keine Einschränkungen sind auch aus Sicht der Energieplanung vorhanden.

Bohrung

Zum Abteufen bis in den Muschelkalk in ca. 2'200 m Tiefe (TVD) würde in Oberwinterthur eine Anlage mit einer Hakenlast von ca. 180 to benötigt. Hierfür sind 5 Bohrabschnitte vorgesehen; für den letzten Durchmesser 6". Die Dauer der Bohrarbeiten wird mit 60 Tage veranschlagt.

Fig. 59 zeigt ein mögliches Verrohrungsschema.

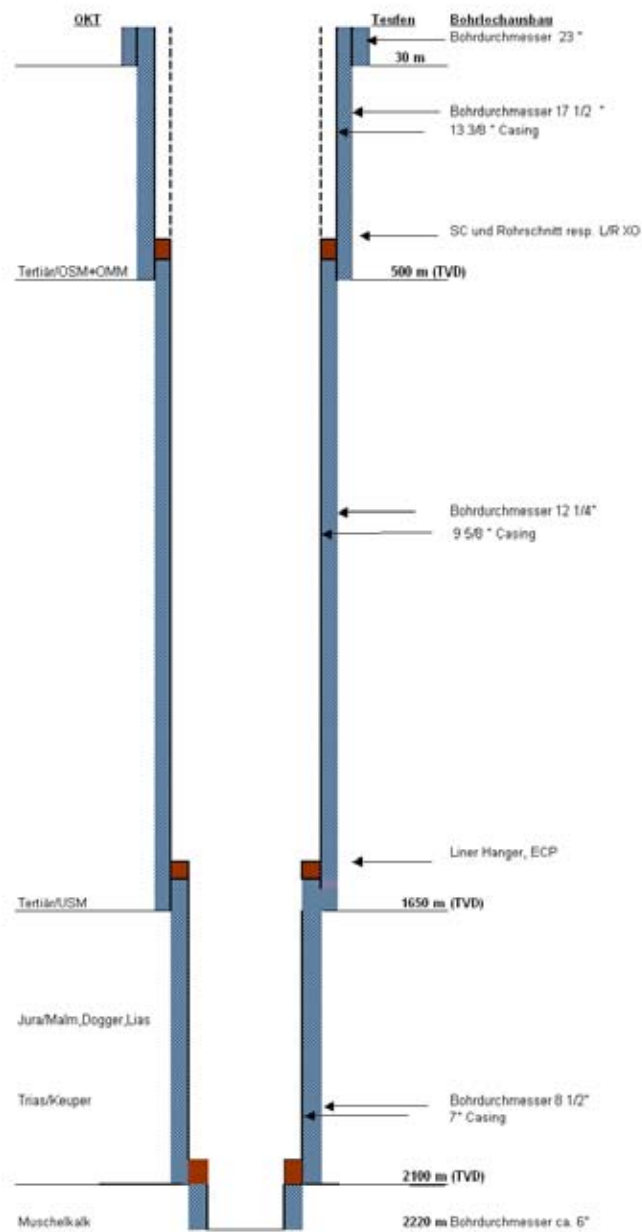


Fig. 59: Standort Oberwinterthur: mögliches Verrohrungsschema

Standort Holz-Heizzentrale Oberwinterthur

 Holz-Heizzentrale >1 MW

 Gemeindegrenze

Nutzungszonen:

 Siedlungsgebiet

 Industriezone

Naturschutz / Bodenbelastung:

 Natur- und Landschaftsschutzgebiet

 Eintrag Verdachtsflächen-Kataster

Grundwasserschutz:

 Grundwasser-Schutzzone

 Nutzbares Grundwasser

 Gewässerschutzbereich Au

1:25'000

0 0.5 1 Km



Datengrundlagen:

www.gis.zh.ch

Zonenplan Seuzach 1994

Topographie: Swiss Map

Landeskoordinaten (m)

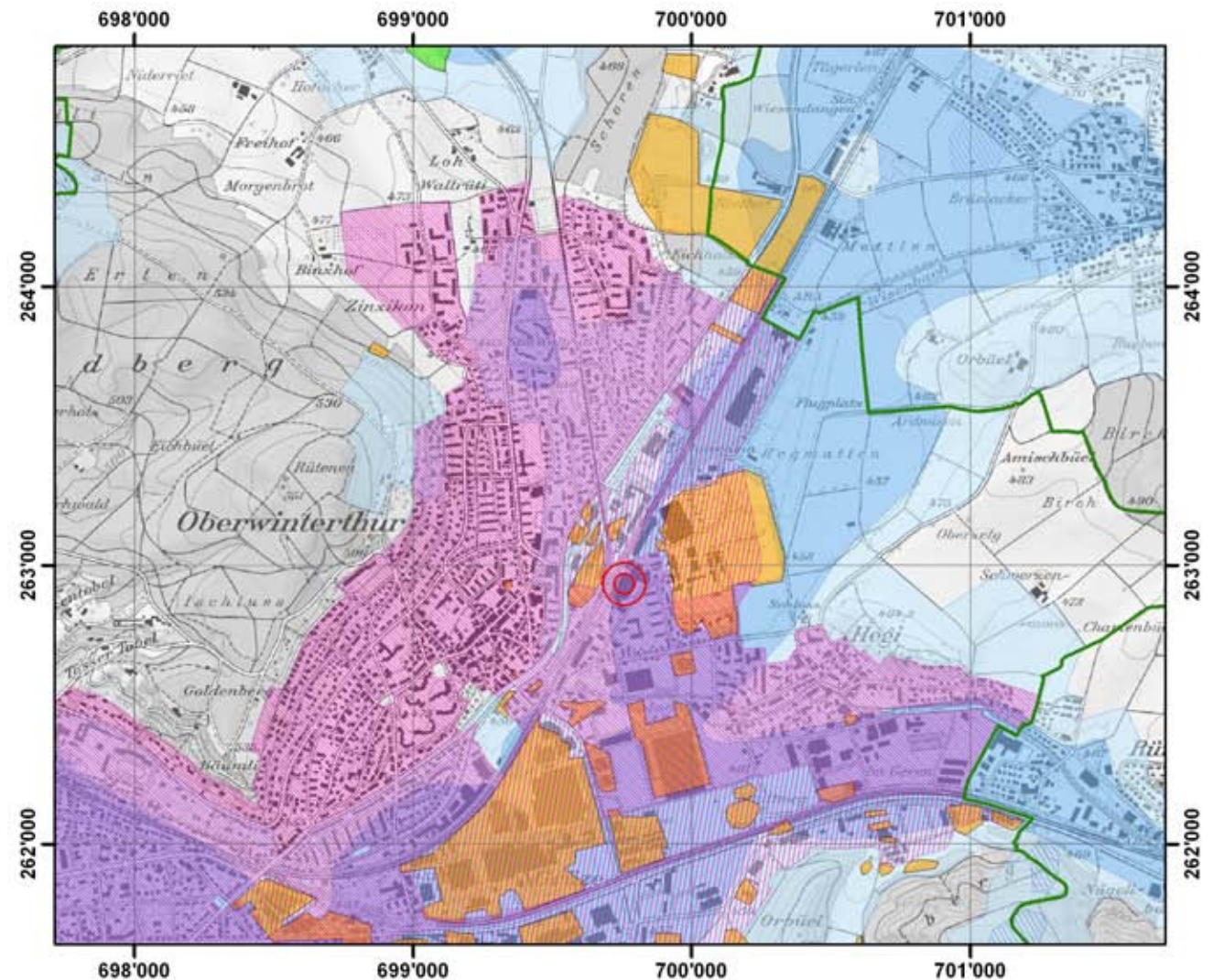


Fig. 60: Standort für das Szenario 1. Dieser Standort befindet sich im Zentrum von Winterthur in einem Gebiet das mit Fernwärme versorgt wird.

4.4.2 STANDORT 2: SEUZACH

Räumliche Darstellung und prognostizierte Profile:

Der Standort 2 befindet sich im Raum Seuzach, nördlich von Oberwinterthur. Eine schematische Darstellung der Bohrung mit der zugehörigen Geologiewird in Fig. 61 gezeigt. Dieser Standort hat den Vorzug, dass er innerhalb des Stadtgebiets und gleichzeitig über einer Störungszone im Mesozoikum liegt. Die Störung befindet sich im Nordosten von Seuzach und lässt eine erhöhte Durchlässigkeit im Oberen Muschelkalk erwarten.

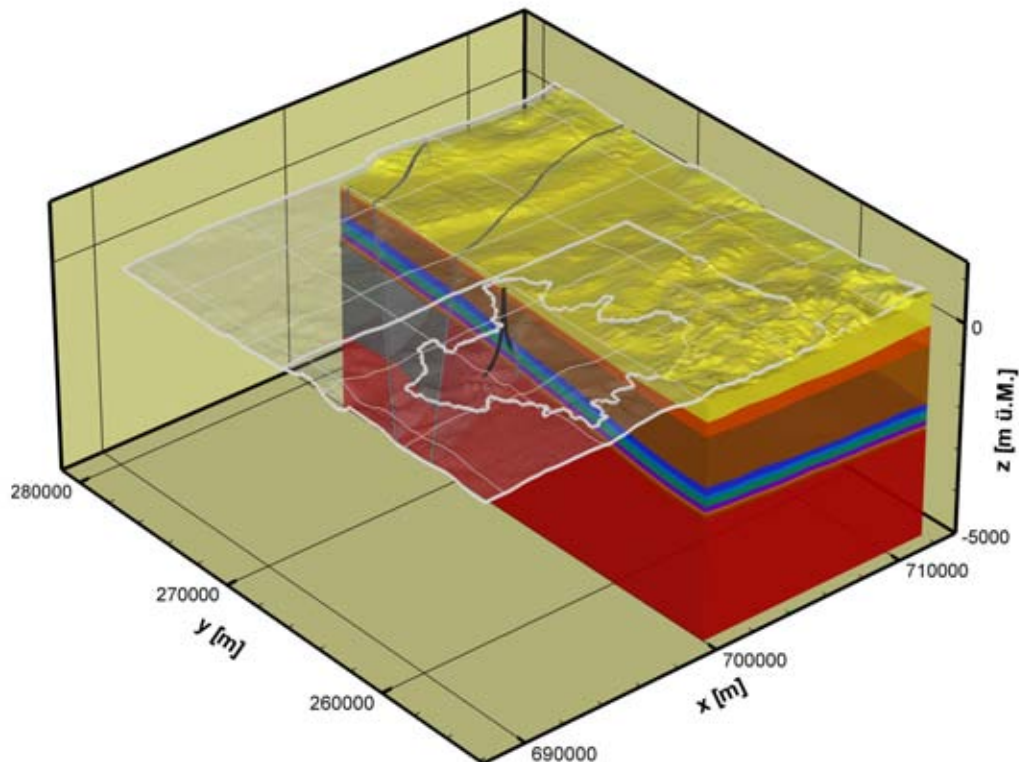


Fig. 61: Räumliche Darstellung des zweiten Standorts im geologischen 3D-Modell. Die schwarz dargestellten Bohrtrajektorien verlaufen durch eine Störungszone im Mesozoikum. Bohrziel für das Szenario 2 ist die Störungszone im Bereich des Oberen Malms und Oberen Muschelkalks.

Die Temperaturprognose für den Standort wird in Fig. 62 dargestellt.

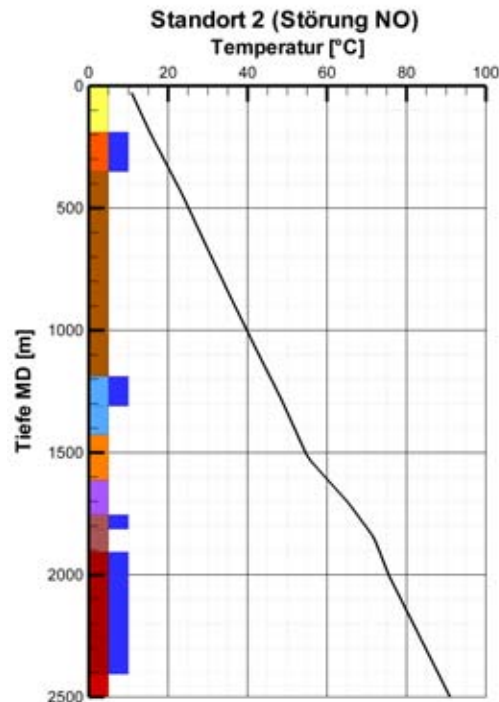


Fig. 62: Temperaturprofil und geologisches Profil für den Standort 2.

Aufgrund der vorhandenen Störungszone im Mesozoikum und der zu erwartenden Durchlässigkeit kommen für diesen Standort der Obere Muschelkalk und das Kristallin für die geothermische Nutzung in Betracht. Da wegen der höheren Temperatur und der prognostizierten Durchlässigkeit die zu erwartende geothermische Leistung für das Kristallin deutlich höher ist als die entsprechende Leistung für den Muschelkalk, ist die Nutzung des Kristallins die geeignetere Alternative.

Auslegung Standort 2 "Seuzach"

Bohrtiefe	2'150m
Bohrlokation	460 m ü. M.
Wasserniveau	430 m ü. M. (unsicher)
Druckabfall Aquifer	max. 5 MPa bei 140 m ³ /h
Temperatur Aquifer	80°C
Wasserqualität	Salinität < 60g/l (Abschätzung)

Betriebserwartung bei reinem Heizwerkbetrieb

Vorlauf Geothermiekreis	75°C
Rücklauf Geothermiekreis	25°C (mit WP)
Fliessrate Geothermiekreis	40 l/s (Sole)
Thermische Leistung Geo-Kreis	8.7 MW
Vorlauf Fernwärmenetz	75 - 90°C (gleitend)
Rücklauf Fernwärmenetz	max. 55°C

Standortbeurteilung

- Kurze Einspeiseleitungen zu Stromnetz
- Schlechte Wärmequellenbedingungen für Stromerzeugung
- Wärmequellenbedingungen für Fernwärmenutzung geeignet
- Gebiet bei Seuzach müsste durch ein neues Fernwärmenetz erschlossen werden.
- Distanz zur Einbindung in das Fernwärmenetz der Stadt Winterthur ca. 4.5 km

Vorgeschlagener Bohrstandort

Der vorgeschlagene Bohrstandort befindet sich rund 500 m südlich des ausklingenden Bruches und damit noch in einem Bereich, von welchem aus diese Störung erbohrt werden kann. Er liegt am östlichen Dorfrand von Seuzach auf dem Gemeindegebiet der Stadt Winterthur bei der Lokalität «Brandbüel»/«Grund» rund 460 m ü.M. Der Natur-/Landschaftsschutz, belastete Standorte oder der Gewässer-/Grundwasserschutz stellen hier aufgrund der verwendeten Unterlagen kein Hindernis dar. Es ist jedoch zu beachten, dass sich der Bohrstandort im Randbereich eines grossflächig ausgeschiedenen kantonalen Landschafts-Förderungsgebietes befindet. Die Nähe zu den Wohnhäusern von Seuzach (Lärm-Empfindlichkeitsstufe II) würde für eine Bohrung entsprechende Lärmschutzmassnahmen bedingen.

Abnehmer

Die Gemeinde Seuzach könnte vom Standort der Geothermiebohrung aus westlicher Richtung mit einem Fernwärmenetz erschlossen werden. Aufgrund der vorhandenen Strukturen muss von einer zu installierenden Netzlänge von 8 km Länge ausgegangen werden. Bei der Bebauung handelt es sich dabei ausschliesslich um Wohnbau und Zonen für öffentliche Bauten. Das Schwimmbad von Seuzach liegt etwa einen Kilometer entfernt und käme durchaus als Niedertemperatur-Abnehmer in Betracht. Der auf der anderen Seite der Autobahn liegende Weiler Reutlingen ist wohl zu klein und kommt als Abnehmer eher nicht in Frage.

Bohrung

Zum Abteufen der Bohrung in das Kristallin mit einer Tiefe von ca. 2'150 m (TVD) würde in Seuzach eine Anlage mit einer Hakenlast von ca. 180 to benötigt. Hierfür sind 5 Bohrabchnitte vorgesehen; der Durchmesser des letzten Bohrabchnitts im Aquifer beträgt 6". Die Dauer der Bohrarbeiten wird mit 70 Tage veranschlagt.

Die Figur Fig. 63 zeigt ein mögliches Verrohrungsschema.

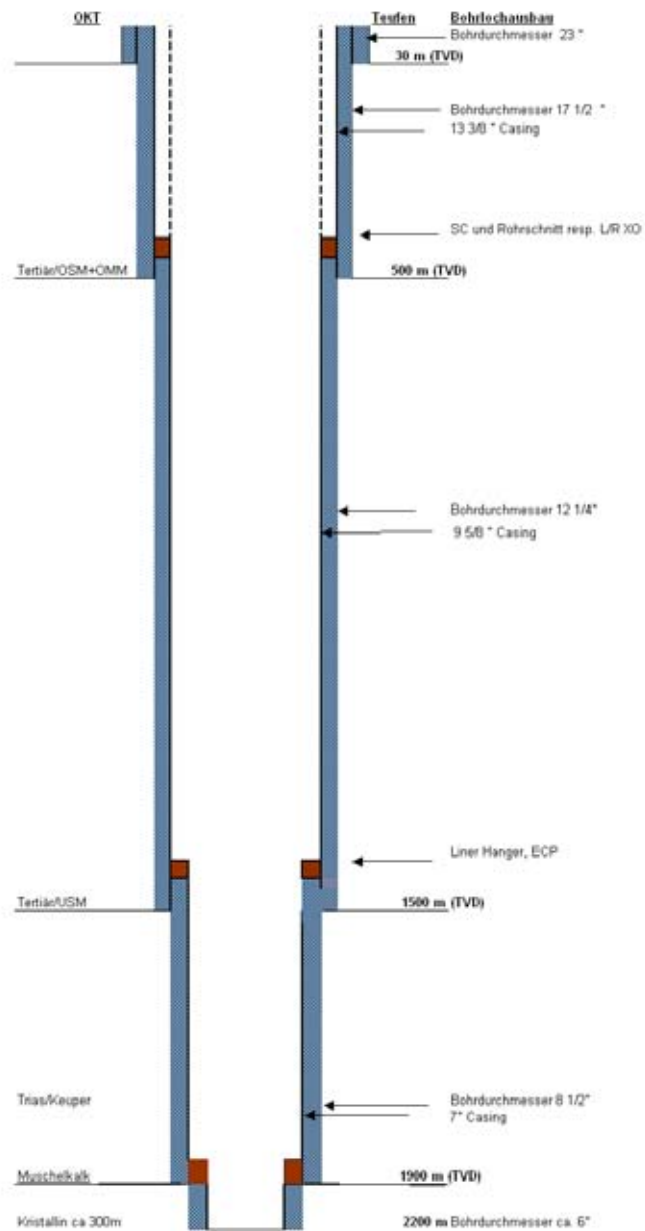


Fig. 63: Standort Seuzach: mögliches Verrohrungsschema

Bohrstandort Seuzach

- ★ möglicher Bohrstandort mit 1 km-Umkreis
- ⊙ Potenzieller Abnehmer
- Gemeindegrenze
- Abschiebung Niveau Basis Mesozoikum

Nutzungszonen:

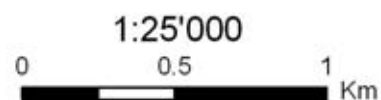
- Siedlungsgebiet
- Industriezone
- Materialgewinnung-/ablagerung

Naturschutz / Bodenbelastung:

- Natur- und Landschaftsschutzgebiet
- Eintrag Verdachtsflächen-Kataster

Grundwasserschutz:

- Grundwasser-Schutzzone
- Zuströmbereich
- Nutzbares Grundwasser
- Gewässerschutzbereich Au



Datengrundlagen:
 www.gis.zh.ch
 Zonenplan Seuzach 1994
 Topographie: Swiss Map
 Landeskoordinaten (m)

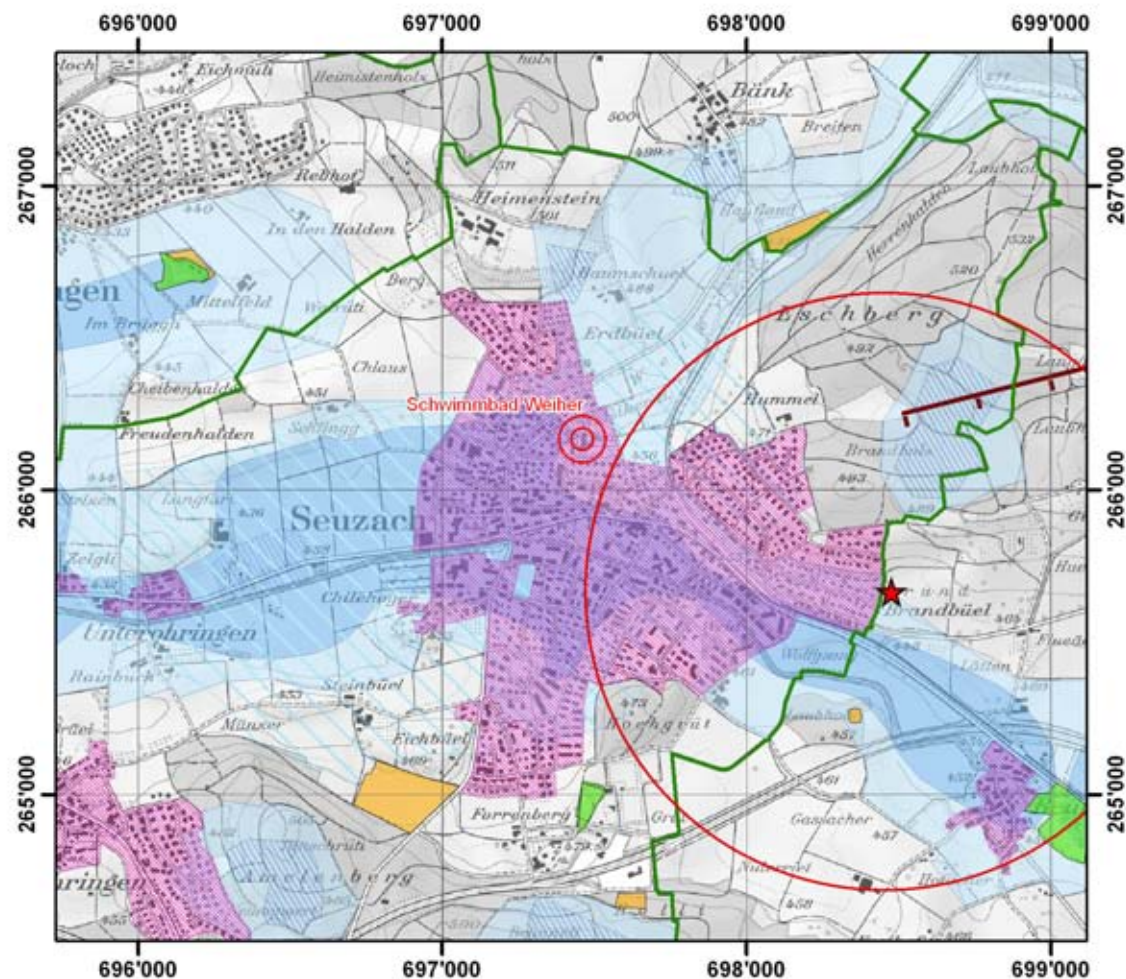


Fig. 64: Standort für das Szenario 2. Dieser Standort befindet sich über einer Störungszone im Nordosten der Stadt (nähe von Seuzach).

4.4.3 STANDORT 3: FREIENSTEIN-DÄTTLIKON-EMBRACH

Räumliche Darstellung und prognostizierte Profile:

Der Standort 3 befindet sich im Gebiet Freienstein-Dättlikon-Embrach, nördlich von Oberwinterthur. In Fig. 65 wird der mögliche Bohrstandort schematisch zusammen mit einem Ausschnitt des geologischen Modells gezeigt. In dem Bereich des Standorts liegt als bedeutende Störzone das Baden-Irchel-Herdern-Lineament vor. Es bildet die südliche Begrenzung des Nordschweizer Permokarbondtroges. Als lange Zeit aktive Störung weist dieses Lineament eine potenziell erhöhte Durchlässigkeit bis in grössere Tiefen auf. Zudem bildete sich während der Jura-Auffaltung in den mesozoischen Schichtserien unter den Molasseabfolgen an dieser Stelle die Irchel-Antiklinale aus, was in den Malmkalken und dem Oberen Muschelkalk ebenfalls zu einer erhöhten Klüftigkeit und damit Durchlässigkeit geführt haben dürfte.

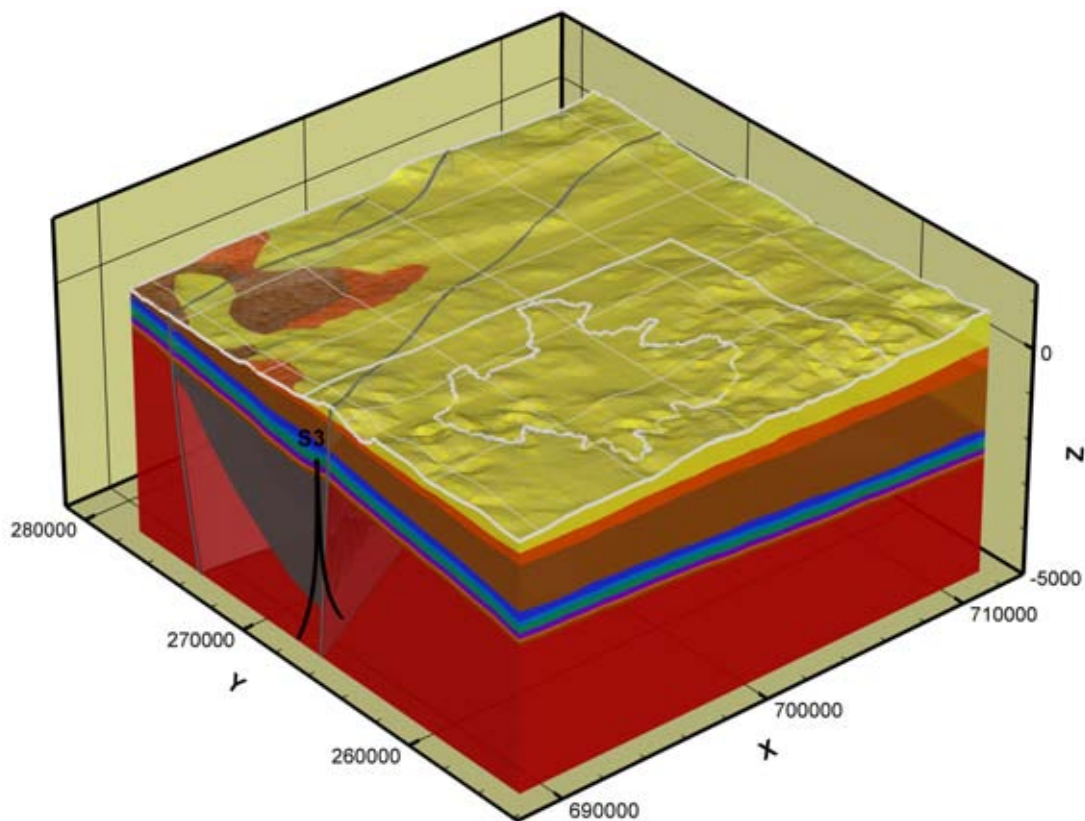


Fig. 65: Schematische Darstellung des dritten Standorts im geologischen 3D-Modell. Die schwarz dargestellten Bohrtrajektorien der Dublette liegen nördlich des Südrands des Nordschweizer Permokarbondtroges und etwas ausserhalb des Untersuchungsgebiets. Bohrziel ist die Randstörung im verwitterte Kristallin unterhalb des Permokarbondtroges.

Die Temperaturprognose für den Standort wird in Fig. 66 dargestellt.

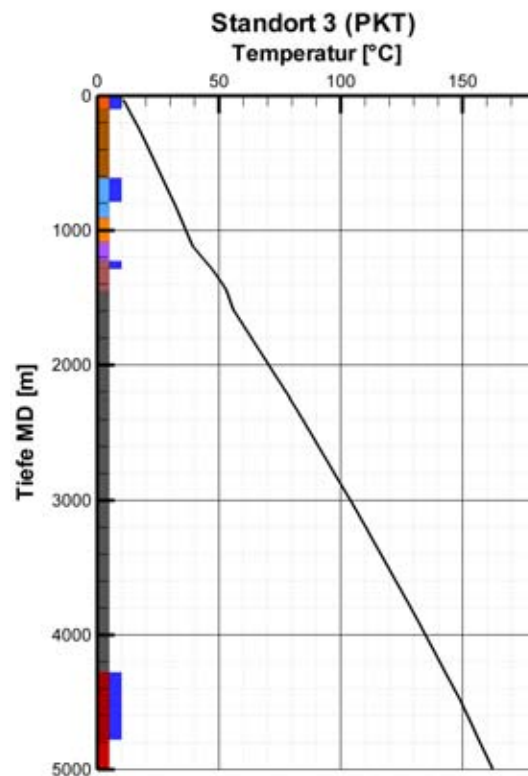


Fig. 66: Temperaturprofil und geologisches Profil für den Standort 3.

Auslegung Wärme

Bohrtiefe	4'500 m
Bohrlokation	380 m ü. M.
Wasserniveau	420 m ü. M. (Arteser)
Druckabfall Aquifer	max. 5 MPa bei 180 m ³ /h
Vorlauf an Wärmeübergabe	150°C
Wasserqualität	Salinität 60 g/l

Auslegung Strom

Einspeisespannung Standort 3	11 kV
Einspeiseleistung Standort 3	max. 2'000 kVA

Betriebserwartung bei reinem Kraftwerkbetrieb

Rücklauf ab Wärmeübergabe	Sommer max. 55°C Winter max. 30°C
Fliessrate Geothermiekreis	50 l/s (Sole)
Thermische Entnahmeleistung	max. 14.4 MW

Standortbeurteilung

- Bau auf grüner Wiese
- Kurze Einspeiseleitungen zu Stromnetz
- Gute Wärmequellenbedingungen für Stromerzeugung und Fernwärmenutzung
- Erschliessung der Gemeinde Embrach und eventuell der Gemeinden Freienstein und Rorbas durch ein Fernwärmenetz
- Distanz zur Einbindung in das Fernwärmenetz der Stadt Winterthur ca. 11.5 km

Vorgeschlagener Bohrstandort

Der vorgeschlagene Bohrstandort befindet sich nördlich der Töss rund 440 m südwestlich des Dorfrandes von Freienstein bei der Lokalität «Untergrüt» auf 390 m ü.M. Er ist gut zugänglich und befindet sich weder in einem Natur-/Landschaftsschutzgebiet, noch auf einem belasteten Standort, jedoch im Gewässerschutzbereich Au. Am vorgeschlagenen Bohrstandort besteht ein isoliertes Grundwasservorkommen geringer Mächtigkeit (<2 m), welches jedoch nicht als nutzbar klassiert wird und auch in keiner Verbindung zu nutzbaren Grundwasservorkommen steht.

Abnehmer

Der gesamte südöstliche Bereich von Freienstein befindet sich im gut erreichbaren Bereich, inklusive dem relativ kleinen Industrieareal am Südrand. Ebenfalls in weniger als 1 km Entfernung von der vorgeschlagenen Bohrung befindet sich das Industriegebiet Embraport, das psychiatrische Zentrum Hard, sowie Wohngebiete am Nordende von Embrach. Hier wäre nicht nur die Stromerzeugung, sondern auch die Wärmekraftkopplung durch den Aufbau eines Fernwärmenetzes gut möglich. Des Weiteren liegen drei Landwirtschaftsbetriebe mit Gewächshäusern im Umkreis von etwa 1 km. Ob bei dieser Abnehmerstruktur jedoch die gesamte zu Verfügung stehende Geothermie-Wärme abgesetzt werden kann ist fraglich. Zu beachten ist auch, dass bei geringer Wärmeabnahme und der vorhandenen geringen Wärmeabnehmerdichte mit hohen Wärmegestehungskosten zu rechnen ist.

Bohrung

Zum Abteufen der Bohrung in das Kristallin mit einer Tiefe von ca. 4'500 m (TVD) würde in Freienstein-Dättlikon-Embrach eine Anlage mit einer Hakenlast von ca. 350 to benötigt. Hierfür sind 5 Bohrabchnitte vorgesehen; der Durchmesser des letzten Bohrabchnitts im Aquifer beträgt 6". Die Dauer der Bohrarbeiten wird mit 130 Tage veranschlagt.

Die Figur Fig. 67 zeigt ein mögliches Verrohrungsschema für eine Bohrung durch das Permokarbon ins Kristallin.

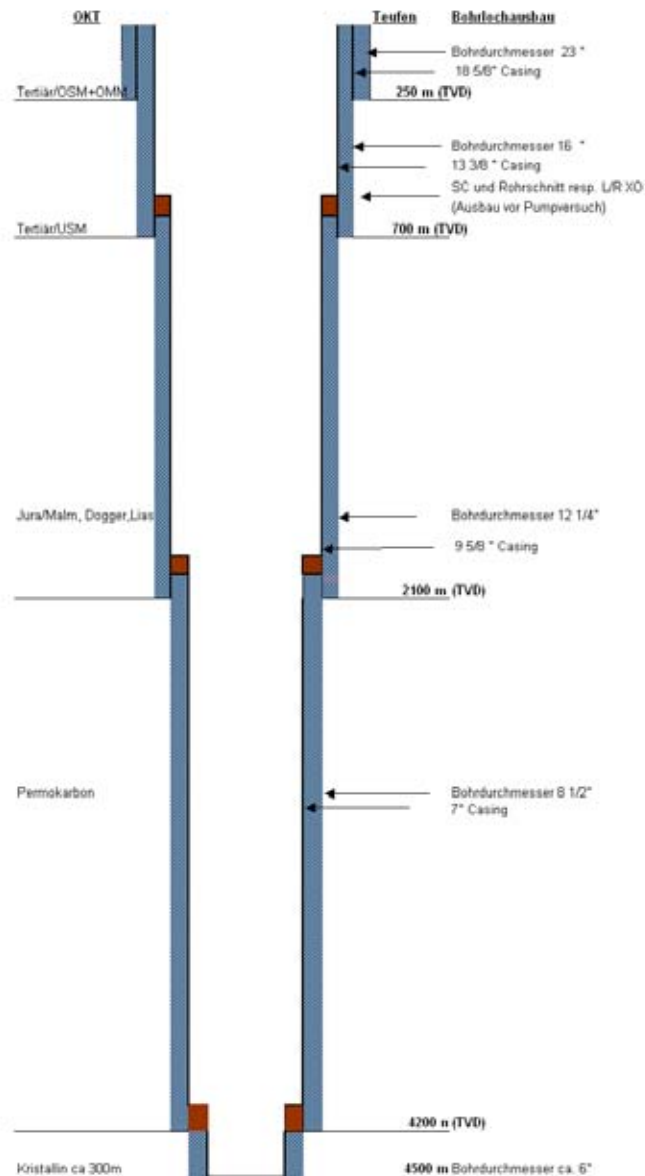


Fig. 67: Standort Freienstein-Dättlikon-Embrach: mögliches Verrohrungsschema für eine Bohrung durch das Permokarbon ins Kristallin.

Das Bohrziel im Aquifer kann durch einen Bohrfpfad der das Permokarbon (siehe oben) oder das Kristallin durchörtert, erreicht werden. Bohrtechniken wie das Underbalanced Drilling (d.h. Bohren mit einer Spülung die einen geringeren Druck im Bohrloch erzeugt als der Formationsporendruck wie z.B. Schaum oder Luft) können bei geeigneter Geologie (standfeste Formationen) ein mehrfaches an Bohrfortschritt erwirken und dementsprechend die Erstellungskosten signifikant reduzieren. Die Möglichkeit des Einsatzes der o.g. Bohrtechnik bedarf jedoch einer detaillierten Abklärung.

Die Figur Fig. 68 zeigt die Bohrschemavariante durch das Kristallin.

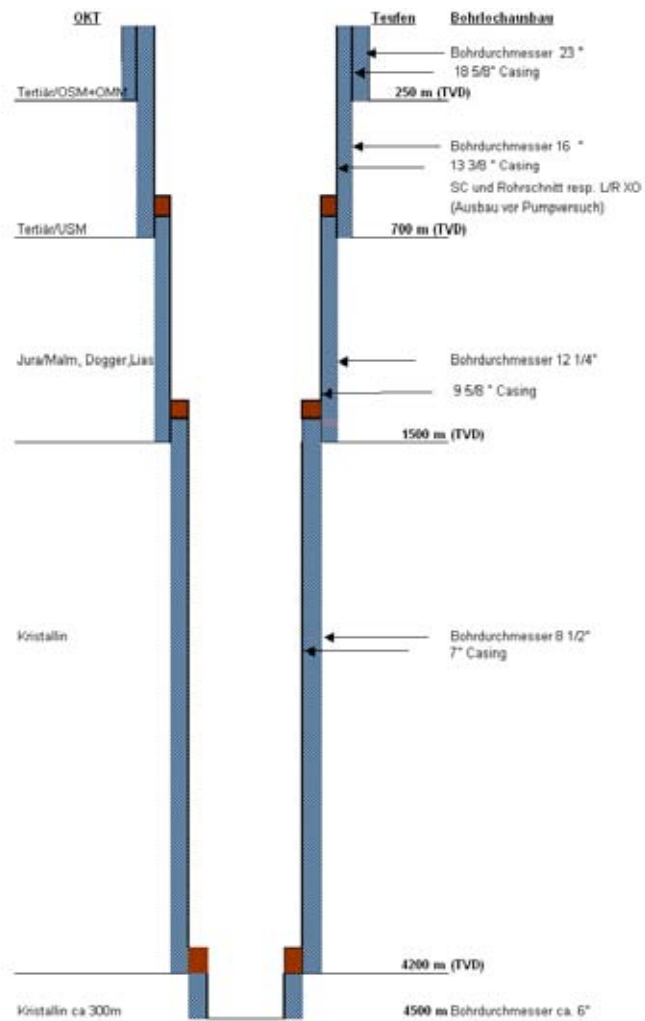


Fig. 68: Standort Freienstein-Dättlikon-Embrach: mögliches Verrohrungsschema, ins Kristallin

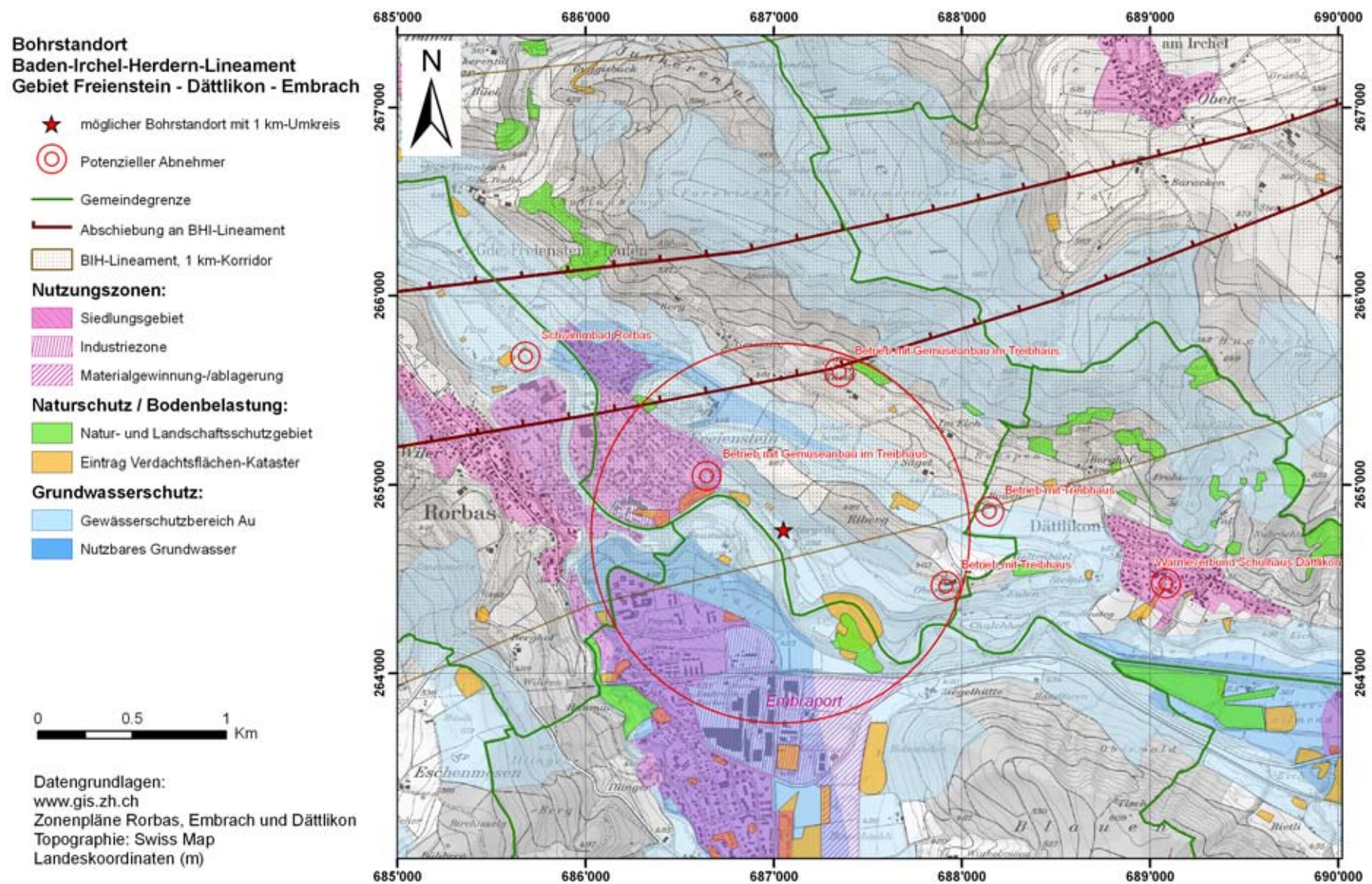


Fig. 69: Standort für das Szenario 3. Der Standort befindet am Südrand des Nordschweizer Permokarbondrogs.

4.5 KONZEPT ENERGIEZENTRALE

Für die beiden Standorte 1 und 2 ist eine geothermische Stromproduktion aufgrund der zu geringen Temperaturen nicht möglich. Selbst für die direkte Nutzung als Wärmequelle eines Fernwärmeverbundes - oder als zusätzlicher Wärmeerzeuger der Fernwärme Winterthur - bedingt Zusatzinstallationen. Eine sinnvolle Variante ist die Kopplung der Geothermieanlage mit einer Wärmepumpe. Damit kann das Geothermiewasser im Verdampfer der Wärmepumpe unter das Temperaturniveau des Fernwärmerücklaufs unterkühlt und somit die Leistung der Anlage wesentlich erhöht werden.

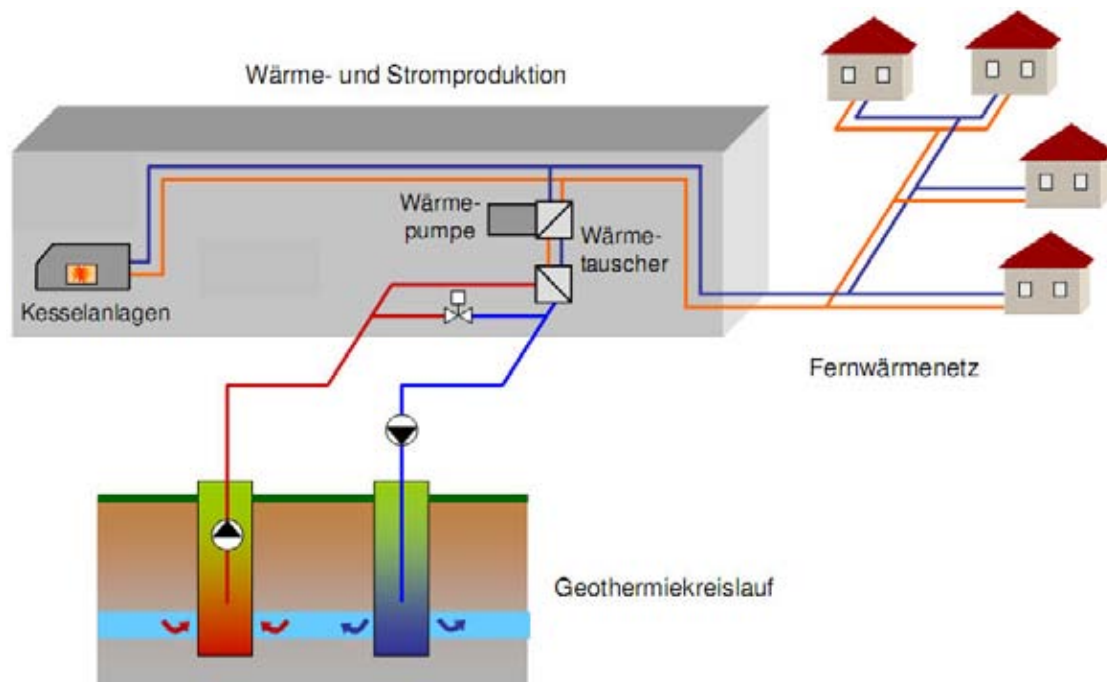


Fig. 70: Prinzipschema eines Fernwärmenetzes mit einer geothermischen Energiezentrale

4.5.1 STANDORT 1 UND 2: OBERWINTERTHUR / SEUZACH

Aufbau der Anlage

Die Stromerzeugung mit der Geothermieanlage ist wegen der zu erwartenden niedrigen Temperaturen im Aquifer nur mit einem sehr geringen Wirkungsgrad und dadurch nicht kostendeckend möglich. Die Anlage ist deshalb als reine Wärmeerzeugungsanlage geplant.

Um eine möglichst hohe Ausnutzung des Geothermiewassers zu erreichen, wird eine Wärmepumpe zur Unterkühlung des Geothermiewassers unter die Fernwärmerücklauftemperatur eingesetzt. Die Wärme aus dem Geothermiewasser wird über Wärmetauscher soweit möglich direkt an das Fernwärmewasser (in den Rücklauf) abgegeben. Als Ergänzung zu dieser "Direktnutzung" wird das Geothermiewasser über den Verdampfer einer Wärmepumpe zusätzlich abgekühlt und die Wärme in das Fernwärmesystem (in den Vorlauf) eingespeisen. Damit wird die regenerative Energiequelle (Geothermie) optimal genutzt, aber auch elektrische Energie für den Antrieb der Wärmepumpe benötigt, welcher den Gesamtnutzungsgrad des Systems verringert.

Im Folgenden wurde angenommen, dass eine Direktnutzung der Wärme möglich ist, wenn die Fördertemperatur höher als 55°C ist. Die Fördertemperaturen betragen 75°C für den Standort 1 und 80°C für den Standort 2 (siehe Fig. 71).

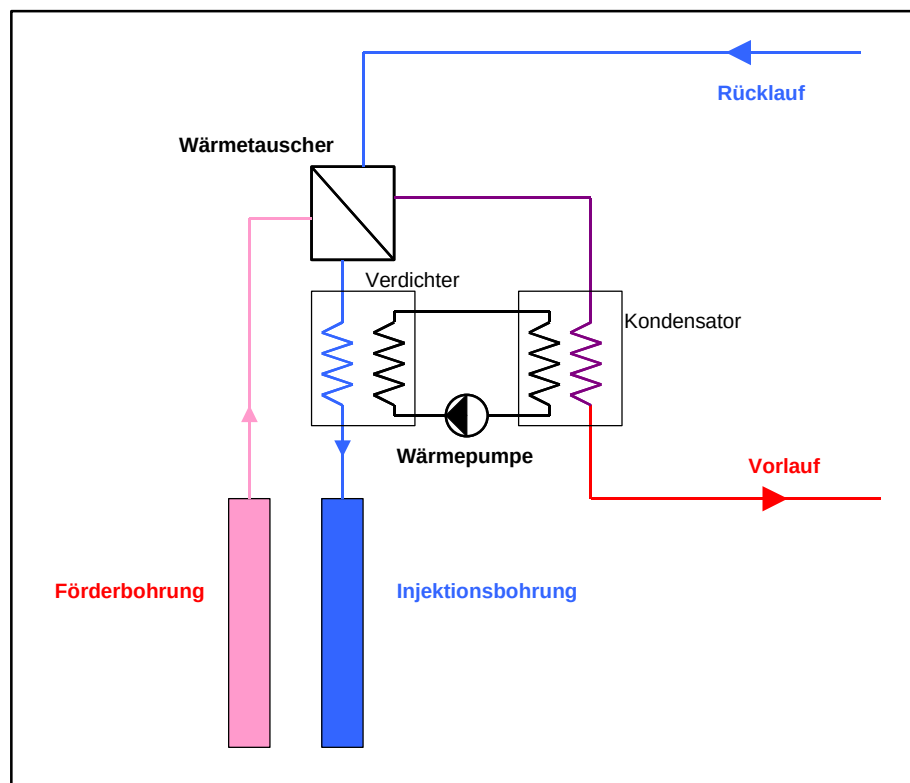


Fig. 71: Prinzipschema der Anlage, Standort 1 und 2

Der Wirkungsgrad der Wärmepumpe hängt vom Temperaturniveau der Verdampfung, Kondensation und des effektiven Temperaturhubes ab. Der mittlere COP der Wärmepumpe wird für den jeweiligen Betriebspunkt der Anlage angegeben. Dabei handelt es sich um Messwerte / Anlagedaten aus verschiedenen Wärmepumpenanlagen (effektive Werte). Mit der Wärmeentzugsleistung aus dem Geokreis und dem COP kann die abgegebene (nutzbare) Wärmeenergie der Wärmepumpe berechnet werden.

In einem Fernwärmesystem werden in der Regel höhere Temperaturen benötigt, als eine Wärmepumpe erbringen kann. Deshalb ist in den meisten Fällen die Nachheizung durch eine Spitzenlastkesselanlage notwendig. Die Nachheizung kann entweder durch die Kesselanlage der KVA, durch eine bestehende Holzkesselanlage, oder auch durch eine separate Spitzenlastkesselanlage erfolgen. Ein Teil dieser Spitzenlast kann bei ausreichend grossen Anlagen durch eine weitere Anlage zur Wärmekraftkopplung (z.B. durch ein Blockheizkraftwerk) erfolgen.

Auslegung

Mit der Geothermieanlage und der Wärmepumpe soll die Grundlast eines Fernwärmenetzes (Fernwärmenetzes) gedeckt werden. Die Auslegung der Anlagengrösse erfolgt aufgrund der technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Beim Aufbau eines neuen Wärmeverteilnetzes mit einer WKK-Anlage oder einer regenerativen Anlage als Grundlasteinheit hat sich als Faustformel für die Auslegung der Grundlast eine Anlagengrösse von etwa 35-45 % Grundlastanteil an der Gesamtleistung bewährt.

Für die Standorte 1 und 2 wird im folgenden die Auslegung der jeweiligen Leistungen angegeben.

Standort 1 (Muschelkalk, 79°C, 10 L/s)

Thermische Leistung Geothermie (Entnahmeleistung)	2.0 MW
Thermische Leistung Direktnutzung	0.8 MW
COP Wärmepumpe	5.5
Thermische Leistung Wärmepumpe (nutzbare)	1.4 MW
Installierte Leistung (Grundlast)	2.2 MW
Fernwärmenetz (gesamt)	6 - 8 MW

Standort 2 (Kristallin, 80°C, 40 L/s)

Thermische Leistung Geothermie (Entnahmeleistung)	8.7 MW
Thermische Leistung Direktnutzung	3.9 MW
COP Wärmepumpe	6
Thermische Leistung Wärmepumpe (nutzbare)	5.7 MW
Installierte Leistung (Grundlast)	9.6 MW
Fernwärmenetz (gesamt)	20 - 25 MW

Energieertrag

An beiden Standorten muss aufgrund der bestehenden Abnehmerstrukturen (potentielle Wärmekunden) von diesem Ansatz abgewichen werden. Beim Standort in Oberwinterthur handelt es sich um eine "Stadtrandlage" und in Seuzach um eine eher "ländliche" Lage. Dies bedeutet mehrheitlich eine weniger dichte Bebauung und damit eine geringeres Absatzpotential für die Fernwärme. Aufgrund der Einwohnerzahl im Umkreis des Standortes wurde mittels Vergleichswerten aus anderen eher "ländlichen" Wärmeverbünden (Oberwil, Riehen) und der Energiestatistik Schweiz (2008) für den Standort eine Verbundgrösse definiert. Die Anschlussleistung des jeweiligen Wärmeverbundes ist kleiner als das oben beschriebene wirtschaftliche Optimum. In diese kleineren Fernwärmenetze wird aufgrund der geologischen Verhältnisse eine relativ grosse (regenerative) geothermische Wärmemenge abgegeben. Dadurch steigt der geothermische Deckungsgrad des Verbundes auf bis zu 90 % an. Lediglich die Restmenge (Spitzenlast) und Redundanzleistung bei Ausfall der Geothermieanlage werden durch eine Gaskessel-Spitzenlastanlage abgedeckt.

Für die Standorte 1 und 2 können folgende Energieerträge als Grundannahmen eingesetzt werden:

Standort 1 (Muschelkalk, 79°C, 10 L/s), 5'000 h/a

Geothermie	8.0 GWh/a
Direktnutzung Geothermie	4.0 GWh/a
Wärmepumpe (nutzbare Energie)	7.2 GWh/a
Grundlastanlage	11.2 GWh/a
Fernwärmeabgabe (Wärmeverkauf)	14.2 GWh/a

Standort 2 (Kristallin, 80°C, 40 L/s), 3'500 h/a

Geothermie	30.3 GWh/a
Direktnutzung Geothermie	13.7 GWh/a

Wärmepumpe (nutzbare Energie)	19.9 GWh/a
Grundlastanlage	33.6 GWh/a
Fernwärmeabgabe (Wärmeverkauf)	36.0 GWh/a

Investitionskosten Anlage

Die Investitionskosten können nur sehr grob abgeschätzt werden. Es liegen noch zu viele Unsicherheiten bezüglich des möglichen Fernwärmenetzes und der zu errichtenden Energiezentrale vor. Aufgrund vergleichbarer Objekte wird der Investitionsbedarf abgeschätzt auf:

Standort 1 (Muschelkalk, 79°C, 10 L/s)

Geothermiekreis

Geothermiekreis	2.3 Mio Fr
Wärmepumpe, Rohrbau	1 Mio Fr
Gebäude	1.8 Mio Fr
Planung/Bewilligung/Nebenkosten Anlage (15%)	0.77 Mio Fr

Spitzenlastzentrale

Gebäude	0.8 Mio Fr
Techn. Installationen (Kessel, Pumpen,...)	1.8 Mio Fr
Planung/Bewilligung/Nebenkosten Spitzenlastzentrale (10%)	0.24 Mio Fr

Fernwärmenetz

Fernwärmenetz (7.5 km Fernwärmeleitung)	9.5 Mio Fr
Planung/Bewilligung/Nebenkosten Fernwärmenetz (10%)	0.95 Mio Fr

Total 18.9 Mio Fr

Standort 2 (Kristallin, 80°C, 40 L/s)

Geothermiekreis

Geothermiekreis	4 Mio Fr
Wärmepumpe, Rohrbau	3.5 Mio Fr
Gebäude	2.5 Mio Fr
Planung/Bewilligung/Nebenkosten Anlage (15%)	1.5 Mio Fr

Spitzenlastzentrale

Gebäude	1.2 Mio Fr
Techn. Installationen (Kessel, Pumpen,...)	3.0 Mio Fr
Planung/Bewilligung/Nebenkosten Spitzenlastzentrale (10%)	0.42 Mio Fr

Fernwärmenetz

Fernwärmenetz (18-22 km Fernwärmeleitung)	24 Mio Fr
Planung/Bewilligung/Nebenkosten Fernwärmenetz (10%)	2.4 Mio Fr

Total 37.9 Mio Fr

Aus den Abschätzungen der absetzbaren Wärmemenge und der Länge des benötigten Fernwärmenetzes ergibt sich für beide Standorte eine geringe Wärmedichte pro Laufmeter des Fernwärmenetzes ($< 2 \text{ GWh/a/km}$). 3 GWh/a/km gelten unter heutigen Bedingungen als untere Grenze für den wirtschaftlichen Betrieb eines Fernwärmenetzes.

Investitionskosten Bohrungen

Die Tageskosten einer 180 to Bohranlage liegen im Bereich von 25'000 -30'000 Franken pro Tag (inkl. Personalkosten). Für die Kostenberechnungen wurde eine Dauer von 60-70 Tage angenommen. Zusätzliche Kosten für die Bohrungen sind Kosten für den An-und Abtransport, Auf-und Abbau Bohranlage, Energie, Werkzeuge, Spülung, Verrohrung, Logging und Stimulation.

Standort 1 (Muschelkalk)

	Bohrplatz	2.6 Mio. Fr
	Planung/Engineering/Bohraufsicht	0.6 Mio. Fr
Erste Bohrung (vertikal)	Bohranlage, 60 Tage	1.8 Mio. Fr
	Zusätzliche Kosten	4.3 Mio. Fr
	Standby	0.7 Mio. Fr
Zweite Bohrung (abgelenkt)	Bohranlage, 60 Tage	1.8 Mio. Fr
	Zusätzliche Kosten	4.3 Mio. Fr
	Mehraufwand zweite Bohrung	1.6 Mio. Fr
	Pumpversuche	1.5 Mio. Fr
Total		19.2 Mio. Fr

Standort 2 (Kristallin)

	Bohrplatz	2.6 Mio. Fr
	Planung/Engineering/Bohraufsicht	0.7 Mio. Fr
Erste Bohrung (vertikal)	Bohranlage, 70 Tage	2.1 Mio. Fr
	Zusätzliche Kosten	4.4 Mio. Fr
	Standby	0.7 Mio. Fr
Zweite Bohrung (abgelenkt)	Bohranlage, 70 Tage	2.1 Mio. Fr
	Zusätzliche Kosten	4.4 Mio. Fr
	Mehraufwand zweite Bohrung	1.7 Mio. Fr
	Pumpversuche	1.9 Mio. Fr
Total		20.6 Mio. Fr

Gestehungskosten

Grundlage für die Berechnung der Wärmegestehungskosten sind die Kapital- und Betriebskosten auf der einen Seite, und die jährlich abgesetzte Wärme auf der anderen Seite. Bei der Berechnung der Kapitalkosten wurden die Investitionen für die Bohrung, die Geothermieranlage und das Fernwärmenetz berücksichtigt und für die Finanzierung ein Zinssatz von 5% zugrunde gelegt. Die Abschreibungszeiten variieren für die einzelnen Komponenten. Die Werte für die zentralen Komponenten werden in Tab. 18 aufgeführt. Bei

den Betriebskosten wurden u.a. die Kosten für die Spitzenlastdeckung (Gas), Strom Eigenbedarf, Instandhaltung und Verwaltung berücksichtigt.

Tab. 18: Abschreibungszeiten der verschiedenen Anlagenbestandteile

Geothermiekreislauf	20 Jahre
Bohrlochpumpe	5 Jahre
Motorische Anlagen (WP, BHKW, etc)	15 Jahre
Gebäude	50 Jahre
Fernwärmenetz	40 Jahre

Bei diesen Berechnungen wurde berücksichtigt, dass nur ein Teil der theoretisch zur Verfügung stehenden Wärme abgesetzt werden kann, da zum einen nur eine begrenzte Zahl an Abnehmern vorhanden ist und zum andern der Aufbau des Fernwärmenetzes mehrere Jahre benötigt.

Als Ergebnis der Berechnungen erhält man für die beiden Standorte die folgenden Werte:

Standort 1 (Muschelkalk):

0.226 CHF/kWh

Standort 2 (Kristallin):

0.136 CHF/kWh

Unter den aktuellen Rahmenbedingungen ist ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen nicht möglich. Bei steigenden Wärmekosten oder im Fall steigender Absatzmöglichkeiten könnten sich für den Standort 2 neue Perspektiven ergeben.

4.5.2 STANDORT 3: FREIENSTEIN-DÄTTLIKON-EMBRACH

Aufbau der Anlage

Am Standort 3 ist, im Vergleich zu anderen Nutzungsmöglichkeiten, der Aufbau einer Geothermieanlage zur Hybridnutzung sinnvoll. In einem ersten Schritt wird das heisse Geothermiewasser einer Turbinenanlage zugeführt und zur Stromerzeugung genutzt. Die zweite Stufe wird zur Wärmeerzeugung verwendet und die "Abwärme" aus dem Stromerzeugungsprozess gemeinsam mit der Geothermiewärme einem Fernwärmesystem zugeführt. In diesem System ist keine Wärmepumpe erforderlich.

Prinzipiell sind verschiedene Anlagenprinzipien umsetzbar. (ORC-Kalina-Wasserdampfprozess). Wir haben in dieser Studie den 2-stufigen ORC-Prozess zugrundegelegt, da dieser Prozess dem heutigen Stand der Technik am ehesten entspricht. Weitere Entwicklungen wie Kalinaprozess oder "Superkritischer ORC-Prozess") haben einen besseren Wirkungsgrad, aber bisher noch sehr wenig Betriebs- und Praxiserfahrung (siehe Fig. 72).

Das Fernwärmesystem ist in dieser Region bisher nicht vorhanden und muss neu aufgebaut werden. Aufgrund der dünnen Besiedelung wird nur eine "bescheidene" Wärmedichte pro Laufmeter Fernwärmenetz erreicht (1.5 GWh/a/km Fernwärme) was die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage negativ beeinflusst.

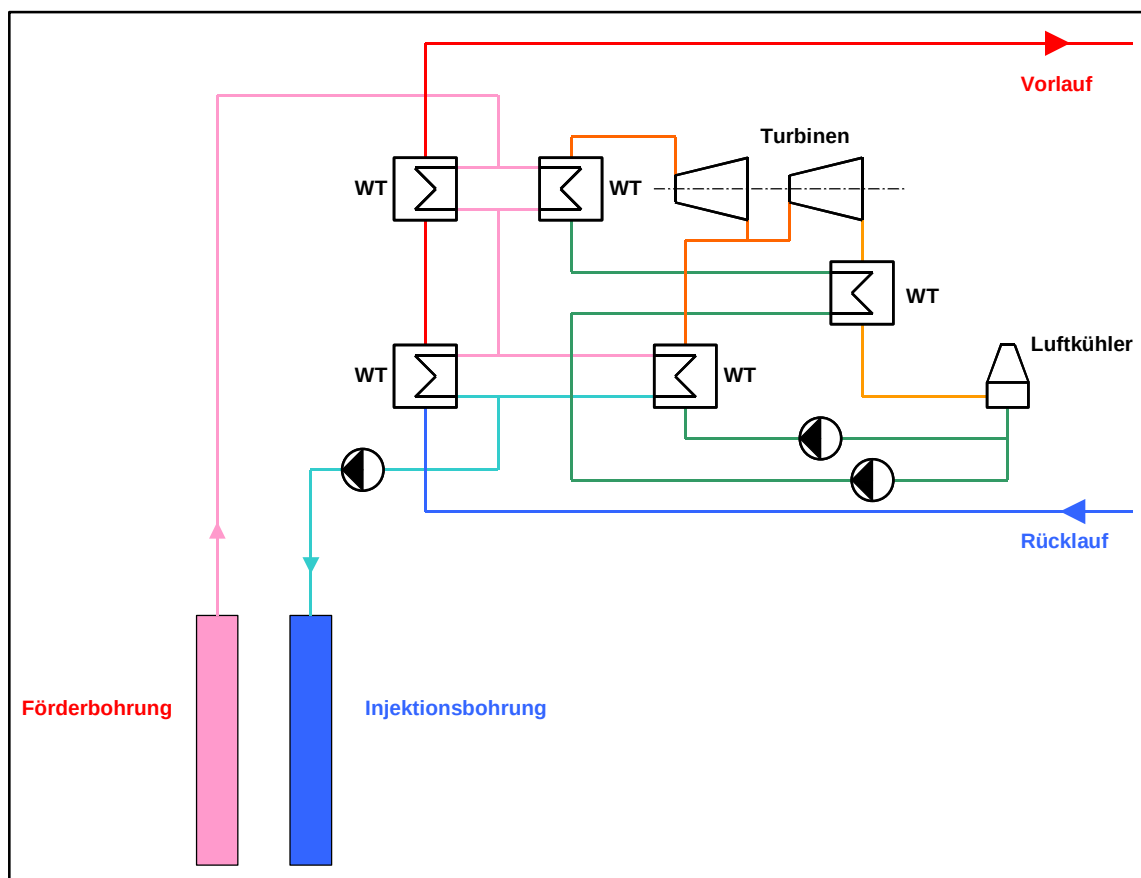


Fig. 72: Prinzipschema der Anlage, Standort 3

Energieertrag

Die Geothermieanlage wird ganzjährig betrieben. Die Verfügbarkeit der Anlage kann im Mittel über 90% angesetzt werden, da sowohl die Turbine als auch die Geothermieanlage in aller Regel stabil und gut funktionieren. In einer Geothermie-Hybridanlage wird im Jahresverlauf zwischen Wärme- und Strompriorität gewechselt. Im Winter wird die Wärme aus dem Geothermiekreislauf mit hohem Wirkungsgrad hauptsächlich der Fernwärme zugeführt, wobei in Kauf genommen wird, dass der Stromnutzungsgrad dabei sinkt. Im Sommer wird (bei geringem Wärmebedarf des Fernwärmenetzes) die Wärme aus dem Geothermiekreis im Wesentlichen zur Stromerzeugung verwendet. Damit ergeben sich für die geothermische Stromerzeugung im Mittel eine jährliche Vollaststundenzahl von 7'000 Std/a, bei einer Verfügbarkeit von 95%. Für die Wärmeabgabe aus der Geothermie an ein Fernwärmenetz können in der Regel etwa 5'500 Stunden pro Jahr eingesetzt werden. In diesem Fall ist aufgrund der ländlichen Siedlungsstruktur mit sehr viel kleineren Wärmemengen zu rechnen. Für die Region Freienstein/Dättlikon/Embrach rechnen wir mit einem maximal verkaufbaren Fernwärmemenge von 22'000 MWh/a.

Es ergeben sich damit abschätzungsweise folgenden Leistungen und Energieerträge:

elektr. Leistungsbedarf Geothermiekreis	ca 500 kW _{el}
Generatorleistung ORC-Turbine	ca 2'000 kW _{el}
Elektr. Nettoleistung Geothermieanlage	ca 1'500 kW _{el}
Fernwärmeauskopplung (max)	ca 7'400 kW _{th}

Nettostromerzeugung (7'000 h/a)	10.4 GWh _{el} /a
Geothermie / Grundlastanlage (Wärme)	19.8 GWh _{th} /a
Fernwärmeabgabe	22 GWh _{th} /a

Investitionskosten Anlage

Die Investitionskosten können nur sehr grob abgeschätzt werden. Es liegen noch zu viele Unsicherheiten des Kraftwerkes und des möglichen Fernwärmenetzes und der zu errichtenden Energiezentrale vor. Aufgrund vergleichbarer Objekte wird der Investitionsbedarf abgeschätzt auf :

Geothermieranlage

Geothermiekreis	2.3 Mio Fr
Infrastruktur	1.5 Mio Fr
Kraftwerk inkl. Wärmeauskopplung	9 Mio Fr
Gebäude inkl. Kühlturm	3.7 Mio Fr
Planung/Bewilligung/Nebenkosten Anlage (15%)	1.9 Mio Fr

Spitzenlastzentrale

Gebäude	1.2 Mio Fr
Techn. Installationen (Kessel, Pumpen,...)	3.0 Mio Fr
Planung/Bewilligung/Nebenkosten Spitzenlastzentrale (10%)	0.42 Mio Fr

Fernwärmenetz

Fernwärmenetz	18 Mio Fr
Planung/Bewilligung/Nebenkosten Fernwärmenetz (10%)	1.8 Mio Fr

Total 42.8 Mio Fr

Investitionskosten Bohrungen

Die Tageskosten einer 350 to Bohranlage liegen im Bereich von 40'000 -45'000 Franken pro Tag (inkl. Personalkosten). Für die Kostenberechnungen wurde eine Dauer von 130 Tage angenommen. Zusätzliche Kosten für die Bohrungen sind Kosten für den An-und Abtransport, Auf-und Abbau Bohranlage, Energie, Werkzeuge, Spülung, Verrohrung, Logging, Stimulation und Planung.

	Bohrplatz	3.6 Mio. Fr
	Planung/Engineering/Bohraufsicht	0.8 Mio. Fr
Erste Bohrung (vertikal)	Bohranlage, 130 Tage	5.85 Mio. Fr
	Zusätzliche Kosten	10.25 Mio. Fr
	Standby	0.7 Mio. Fr
Zweite Bohrung (abgelenkt)	Bohranlage, 130 Tage	5.85 Mio. Fr
	Zusätzliche Kosten	10.25 Mio. Fr
	Mehraufwand zweite Bohrung	1.7 Mio. Fr

	Pumpversuche	3.2 Mio. Fr
Total		42.2 Mio. Fr

Gestehungskosten

Grundlage für die Berechnung der Wärme- und Stromgestehungskosten sind die Kapital- und Betriebskosten auf der einen Seite, und die jährlich abgesetzte Wärme und der Strom auf der anderen Seite. Die jährliche Stromproduktion der Anlage beträgt 10.4 GWh/a. Bei der Berechnung der Wärmegegestehungskosten wurde ein Stromverkaufspreis von 0.30 CHF/kWh zugrunde gelegt. Die Finanzierung und die Abschreibungszeiten erfolgt analog zu den Standorten 1 und 2 (Zinssatz 5%, Abschreibungszeiten siehe Tab. 18). Bei den Betriebskosten wurden u.a. die Kosten für die Spitzenlastdeckung (Gas), Strom Eigenbedarf, Instandhaltung und Verwaltung berücksichtigt. Die Berechnung der Gestehungskosten wurde für zwei unterschiedliche Fliessraten durchgeführt.

Als Ergebnis der Berechnungen erhält man für die beiden Szenarien die folgenden Werte:

Fliessrate = 60 l/s:

0.09 CHF/kWh_{th}

Fliessrate = 50 l/s:

0.13 CHF/kWh_{th}

Unter den aktuellen Rahmenbedingungen ist für eine prognostizierte Fliessrate von 50 l/s noch keine wirtschaftliche Produktion von Strom und Wärme möglich. Wärme- und Stromgestehungskosten liegen aber in einem Bereich, der bei geänderten Rahmenbedingungen (höherer Wärmeabsatz, steigende Wärmepreise) attraktiv werden kann. Dies wird an dem Beispiel mit einer angenommenen Fliessrate von 60 l/s verdeutlicht. Hier werden Wärmegegestehungskosten von unter 0.1 CHF/kWh_{th} erzielt.

4.6 ERSCHLIESSBAREN FÖRDERMITTELN UND VERGÜTUNGEN: GESETZLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

4.6.1 FÖRDERUNGSMASSNAHMEN BUND

Das revidierte Energiegesetz (EnG) schreibt vor, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mittels diverser Förderungsmassnahmen bis zum Jahr 2030 um mindestens 5400 GWh zu erhöhen. Für die Geothermie sind dabei zwei Massnahmen von Bedeutung: Die Risikoabsicherung und die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV). Daneben gibt es in bescheidenem Rahmen auch Möglichkeiten zur Erlangung von Beiträgen aus dem Bereich Forschung.

Risikoabsicherung Bund

Die Risikoabsicherung für Geothermieranlagen ist in der Stromversorgungsverordnung (Strom VV) vom 14. März 2008 bzw. der geänderten Energieverordnung (EnV) vom 2. Februar 2010 geregelt. Für eine Risikoabsicherung des Bundes sind folgende Mindestanforderungen zu erfüllen:

- Geothermieranlagen müssen den minimalen Gesamtnutzungsgrad entsprechend Fig. 73 aufweisen. Dieser bezieht sich auf die jährliche Energie am Bohrlochkopf, wobei:

Nutzungsgrad Wärme = total genutzte Wärme/Energie am Bohrlochkopf,

Nutzungsgrad Strom = total genutzter Strom/Energie am Bohrlochkopf.

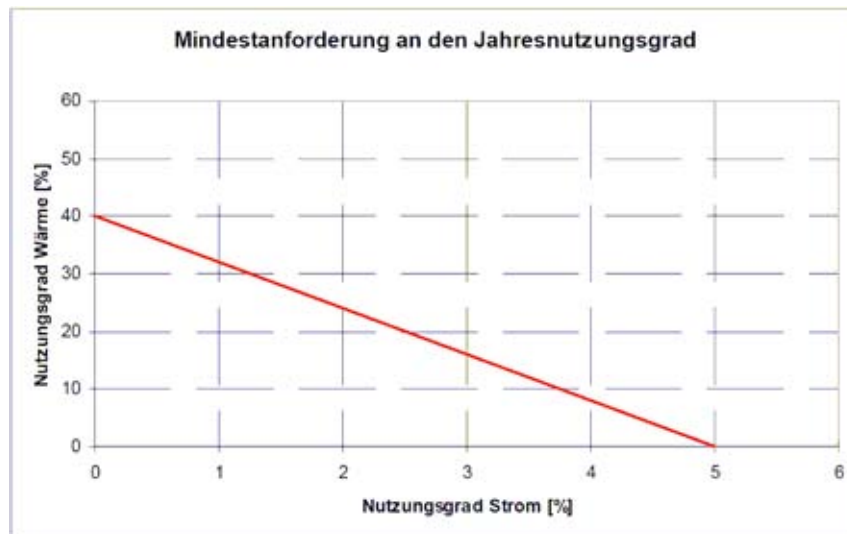


Fig. 73: Mindestanforderung an den Jahresnutzungsgrad (EnV, 2010)

- Geothermieranlagen müssen im Jahresmittel einen Stromnutzungsgrad von mindestens 1.5 % aufweisen.
- Geothermieranlagen dürfen keine fossilen Energieträger gemeinsam mit geothermischer Energie in der gleichen Anlage nutzen.

Eine Bürgschaft zur Risikoabsicherung deckt höchstens 50 % der Bohr- und Testkosten des Projekts. An diese sind die Kosten für folgende Arbeiten anrechenbar:

- Bohrplatzvorbereitung und Bohrplatzabbau,
- Bohrkosten inklusive Verrohrung und Zementation für alle geplanten Produktions-, Injektions- und Horchbohrungen,
- Bohrlochmessungen inklusive Instrumentierung,
- Pumpversuche,
- Reservoirstimulation,
- Zirkulationstests,
- chemische Analysen, und
- geologische Begleitung.

Für die Risikoabsicherung von Geothermieprojekten stehen insgesamt 150 Mio. CHF zur Verfügung. Dieser Betrag ist nicht von der Plafonierung der KEV betroffen.

Details zum Verfahren der Risikoabsicherung für Geothermieranlagen sind im Anhang 1.6 der Strom VV geregelt. Als Ansprechstelle für Risikobürgschaften bei Geothermieranlagen wurde vom Bund die nationale Netzgesellschaft Swissgrid benannt.

Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV)

Seit dem 1. Januar 2009 wird die kostendeckende Einspeisevergütung operativ abgewickelt. Die Bestimmungen und notwendigen Rahmenbedingungen hierzu sind in der EnV geregelt. Für eine Beantragung der KEV sind die in Kap. 1.1 erwähnten Mindestanforderungen zu erfüllen, wobei folgender Zusatz zu berücksichtigen ist:

- Wird der geforderte Gesamtnutzungsgrad im Normalbetrieb während einem Kalenderjahr um mehr als 20 % oder während zwei aufeinander folgenden Kalenderjahren unterschritten, besteht kein Anspruch mehr auf die kostendeckende Vergütung, bis der minimale Gesamtenergienutzungsgrad während einem Kalenderjahr wieder erreicht wird.

Die Höhe der Vergütung richtet sich nach der elektrischen Nennleistung P_{el} der Anlage (= Differenz zwischen der Produktion direkt am Stromerzeuger und dem Eigenverbrauch der Anlage) entsprechend der in Tab. 19 aufgelisteten Leistungsklassen. Bei Anlagen > 5 MW wird die Vergütung anteilmässig über die Leistungsklassen berechnet.

Tab. 19: Vergütung in Abhängigkeit der elektrischen Nennleistung (EnV, 2010). Die Vergütungssätze für Neuanlagen sinken ab 2018 um 0.5 % pro Jahr

Leistungsklasse P_{el}	Vergütung [Rp./kWh]
≤ 5 MW	40.0
≤ 10 MW	36.0
≤ 20 MW	28.0
> 20 MW	22.7

Die Amortisations- und Vergütungsdauer für eine Geothermieranlage beträgt 20 Jahre und beginnt nach deren Inbetriebnahme.

Das Anmelde- und Bescheidverfahren läuft über die nationale Netzgesellschaft Swissgrid. Weitere Details hierzu sind im Anhang 1.4 der EnV geregelt.

Für die KEV stehen für sämtliche erneuerbaren Energien derzeit rund 320 Mio. CHF pro Jahr zur Verfügung. Dieser Fond wird 2010 durch einen Zuschlag von 0.45 Rp./kWh gespiesen. Aufgrund der grossen Nachfrage sind die Mittel nach der heutigen Regelung für die kommenden zwei bis drei Jahre allerdings ausgeschöpft. Neuanmeldungen von Stromproduktionsanlagen werden deshalb auf eine Warteliste gesetzt. Es bedarf besonderer (politischer) Anstrengungen um die Ausgestaltung der KEV so zu beeinflussen, dass Geothermieprojekte, die verglichen mit anderen Projekten eine relativ lange Entwicklungszeit beanspruchen und auch kapitalintensiv sind, eine realistische Chance haben, von der KEV profitieren zu können.

4.6.2 UNTERSTÜTZUNG KANTON ZÜRICH

Mit dem Förderprogramm Energie, welches seit Januar 2010 in Kraft ist, unterstützt auch der Kanton Zürich Tiefengeothermieprojekte. So werden Anlagen zur direkten Nutzung von Wärme aus tiefer Geothermie mit einem einmaligen Investitionsbeitrag von 100 Fr./MWh nutzbare Jahresenergie gefördert.

Anlaufstelle für das Anmeldeverfahren ist das AWEL Zürich.

Eine Risikodeckung für hydrothermale Geothermieprojekte zur Wärmenutzung im Kanton Zürich gibt es nicht. Es wäre sinnvoll, diesbezüglich beim Kanton vorstellig zu werden um entsprechende Lösungen vorzuschlagen. Damit könnte eine wichtige Lücke für die Entwicklung der Tiefengeothermie geschlossen werden.

4.7 ZUSAMMENFASSUNG

Im Arbeitspaket AP3 wurden mögliche Standorte für eine geothermische Nutzung näher untersucht. Auswahlkriterien für die 3 gewählten Standorte waren, neben den geothermischen Voraussetzungen, die bestehende Infrastruktur und weitere Oberflächengegebenheiten. Die drei ausgewählten Standorte sind "Oberwinterthur" (S1), "Seuzach" (S2) und "Freienstein-Dättikon-Embrach" (S3). Ein geeignetes Fernwärmenetz ist an keinem der drei Standorte vorhanden und müsste gegebenenfalls neu erstellt bzw., im Fall von Oberwinterthur, erheblich erweitert werden. Stromerzeugung ist nur am Standort "Freienstein-Dättikon-Embrach" möglich.

Für alle Standorte wurde eine Abschätzung der abnehmbaren Wärme durchgeführt, ein Konzept für die geothermische Nutzung erstellt und zentrale Anlagedaten bestimmt. Tab. 20 fasst die wesentlichen Merkmale der drei untersuchten Standorte zusammen und enthält neben den geothermisch relevanten Daten, Leistungsdaten und wirtschaftliche Eckwerte der Geothermieanlage. An allen drei Standorten ist aufgrund der Abnehmerstruktur nur eine geringe Wärmedichte in den neu aufzubauenden Fernwärmenetzen zu erzielen. Der abgeschätzte Wärmebedarf liegt jeweils unter der theoretisch verfügbaren Wärmemenge.

Der Standort S1 "Oberwinterthur" zeichnet sich nicht durch die hydrogeologischen Verhältnisse aus, sondern in erster Linie durch die Infrastruktur. Ein geeigneter Bohrstandort könnte bei der vorhandenen Holzschnitzelanlage in der Nähe vom Bahnhof liegen. Die geothermischen Verhältnisse unterscheiden sich in diesem Bereich lateral nur unwesentlich. An dem Standort ist nur Wärmeproduktion möglich. Die abnehmbare Wärme wird auf 14.2 GWh/a abgeschätzt. Bei Investitionskosten von insgesamt 38.1 Mio. CHF (einschliesslich Bohrung und Wärmenetz) ergeben sich für diesen Standort Wärmegestehungskosten von 0.23 CHF/kWh. Bei den aktuellen Rahmenbedingungen ist kein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage möglich.

Der Standort S2 befindet sich im Raum "Seuzach" und zeichnet sich durch eine im Untergrund befindliche Störungszone im Mesozoikum und die Nähe zur Stadt Winterthur aus. An diesem Standort kann aufgrund der vermuteten Störung mit einer erhöhten hydraulischen Durchlässigkeit gerechnet werden. An dem Standort ist nur Wärmeproduktion möglich. Die abnehmbare Wärme wird auf 36. GWh/a abgeschätzt. Bei Investitionskosten von insgesamt 58.5 Mio. CHF ergeben sich für diesen Standort Wärmegestehungskosten von über 0.13 CHF/kWh. Die Wärmegestehungskosten liegen deutlich unter dem Wert für Oberwinterthur sind aber bei den aktuellen Rahmenbedingungen immer noch zu hoch für einen wirtschaftlichen Betrieb.

Der dritte Standort S3 befindet sich nördlich von Winterthur am Südrand des Nordschweizer Permokarbons. Dieser Standort ist von besonderem Interesse, da dies der einzige Standort ist, der eine Stromproduktion erlaubt. Bei den gegebenen Verhältnissen kann Strom im Umfang von 10.4 GWh/a gewonnen werden. Die abnehmbare Wärme wird auf 22 GWh/a abgeschätzt. Bei Investitionskosten von insgesamt 82.5 Mio. CHF ergeben sich für diesen Standort Wärmegestehungskosten von 0.09 CHF/kWh bei einer Fliessrate von 60 l/s oder 0.13 CHF/kWh bei einer Fliessrate von 50 l/s (Basis Strompreis 0.30 CHF/kWh entsprechend KEV). Aufgrund der Möglichkeit Strom zu erzeugen und der vergleichsweise niedrigen Wärmegestehungskosten ist der Standort S3 am besten zu bewerten. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen ist aber noch keine wirtschaftliche Produktion von Strom und Wärme möglich. Wärme- und Stromgestehungskosten liegen aber in einem Bereich, der bei geänderten Rahmenbedingungen (höherer Wärmeabsatz, steigende Wärmepreise) attraktiv werden kann.

Tab. 20: Zusammenstellung von Merkmalen der ausgewählten Standorte

Merkmal	Standorte		
	S1	S2	S3
	Oberwinterthur	Seuzach	Freienstein-Dättikon-Embrach
Hydrogeologie			
Fliessrate	10 l/s	40 l/s	50 l/s / 60 l/s
Temperatur	79°C	80°C	150°C
Bohrung			
Bohrtiefe	2200 m u. T.	2150 m u. T.	4500 m u. T.
Infrastruktur			
Fernwärmenetz	nur bei KVA	nein	nein
Stromerzeugung	nein	nein	ja
Energie			
Wärme	14.2 GWh/a	36.0 GWh/a	22 GWh/a
Strom	-	-	10.4 / 13 GWh/a
Wirtschaftlichkeit			
Anlagekosten	18.9 Mio. CHF	37.9 Mio. CHF	42.8 Mio. CHF
Bohrkosten	19.2 Mio. CHF	20.6 Mio. CHF	42.2 Mio. CHF
Gesamte Investitionskosten	38.1 Mio. CHF	58.5 Mio. CHF	85 Mio. CHF
Wärmegestehungskosten	0.223 CHF/kWh	0.136CHF/kWh	0.13 / 0.09 CHF/kWh
Stromgestehungskosten, entsprechend KEV	-	-	30 CHF/kWh

5. WEITERE ASPEKTE FÜR DEN BAU EINES GEOTHERMIEKRAFTWERKS WINTERTHUR

Neben den bereits ausführlich in den Arbeitspaketen AP1-AP3 behandelten Themen Ressourcenabschätzung, Prospektion und Infrastruktur werden im Folgenden einige weitere Aspekte der Geothermienutzung behandelt. Diese Angaben sind stark auf die Verhältnisse im Szenario 3 (Standort "Freienstein-Dättikon-Embrach") bezogen.

5.1 GRAUE ENERGIE UND ÖKOBILANZ

Teil der Ökobilanz ist die Betrachtung der Grauen Energie im Verhältnis zur geförderten Energie. Die Graue Energie ist hierbei die Energie die benötigt wird um die Geothermieranlage zu erstellen und zu betreiben. Bei einer Geothermieranlage kann man die folgenden Bereiche unterscheiden in denen Graue Energie benötigt wird:

- **Bau über Tage** (Transport, Um- und Abbau, Kraftwerksbau, Wärmezentrale, Stahlröhrenerstellung, etc.). Die energetischen Kosten des Baus über Tage sind vernachlässigbar im Vergleich mit den Bau unter Tage, solange kein Fernwärmenetz Teil der Anlage ist.
- **Fernwärmenetz**, Der Bau und Betrieb des Fernwärmenetzes ist mit einem hohen Energieverbrauch verbunden (Verluste in den Wärmetauschern und im Netz) und beträgt etwa ein Drittel der insgesamt an den Endverbraucher gelieferten Energie (Frischknecht und Tuchschnid, 2008).
- **Bau unter Tage** (Bohrung, Zementation, Verrohrung, etc.). Der grösste Teil der Grauen Energie wird für die Bohrung benötigt und beträgt etwa 5 MWh pro Bohrmeter. Die typische Leistung von Bohrgeräten für Bohrtiefen bis zu 4'000 m Tiefe liegt zwischen 2 und 3 MW.
- **Betrieb** (Zirkulationspumpen, Wartung der Zentrale und des Fernwärmenetzes, etc). Die meiste Energie wird für die Injektions- und Produktionspumpe benötigt.

Entscheidend für das Verhältnis zwischen der geförderten Netto-Energie und der investierten Grauen Energie ist die Fliegsrate. In Fig. 74 wird dieser Zusammenhang für eine geothermische Hybridanlage grafisch dargestellt. Grundlage für die Berechnungen sind die Verhältnisse am Standort "Freienstein-Dättikon-Embrach" (am Südrand des Permokarbons) , wobei die folgenden Annahmen getroffen wurden:

- Bohrtiefe: 4'500 m
- Druckabsenkung: 300 m
- Förder- / Reinjektionstemperatur: 150°C/60°C
- Injektions- / Produktionspumpeneffizienz: 65%/50%
- Nutzungszeit: 30 Jahren
- Stromproduktion von 150°C bis 90°C (Wirkungsgrad 14 %), 7'000 Stunden pro Jahr
- Wärmeproduktion von 90°C bis 55°C, 5'500 Stunden pro Jahr

Mit diesen Annahmen könnte die Anlage bei einer Fliegsrate von 50 L/s jährlich 40 GWh Wärme und fast 10 GWh Strom liefern. Der auf das Jahr umgerechnete Verbrauch an erschöpflicher Grauer Energie beträgt bei einer Nutzungsdauer von 30 Jahren 6 GWh und liegt damit erheblich unter der geförderten Wärmeenergie.

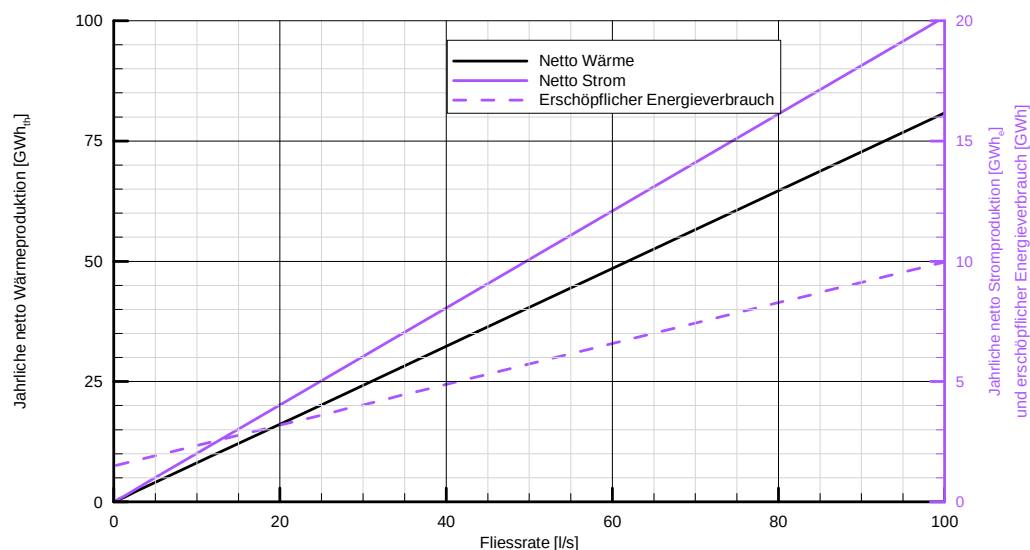


Fig. 74: Einfluss der Fließrate auf den Verbrauch erschöpflicher Energien (gestrichelte Linie, rechte Achse) und die Netto Wärme- (Linke Achse) und Stromproduktion (rechte Achse), für den Szenario 3

Trotz des Bedarfs an erschöpflicher Energie kann mit einer Geothermieanlage ein sehr geringer CO₂-Emissionsfaktor für die kombinierte Wärme- und Stromgewinnung erzielt werden. Für die entsprechenden Berechnungen wurde angenommen, dass eine Hälfte der benötigten Energie aus Strom stammt (Emissionsfaktor 105 g/kWh) und die andere Hälfte aus Öl (Emissionsfaktor 300 g/kWh). Der Emissionsfaktor für Strom wurde berechnet in dem anteilig der länderspezifische Emissionsfaktor für den Schweizer Strommix berücksichtigt wurde (Bundesamt für Umwelt BAFU, 2007). Die Ergebnisse der Berechnungen werden in Fig. 75 dargestellt.

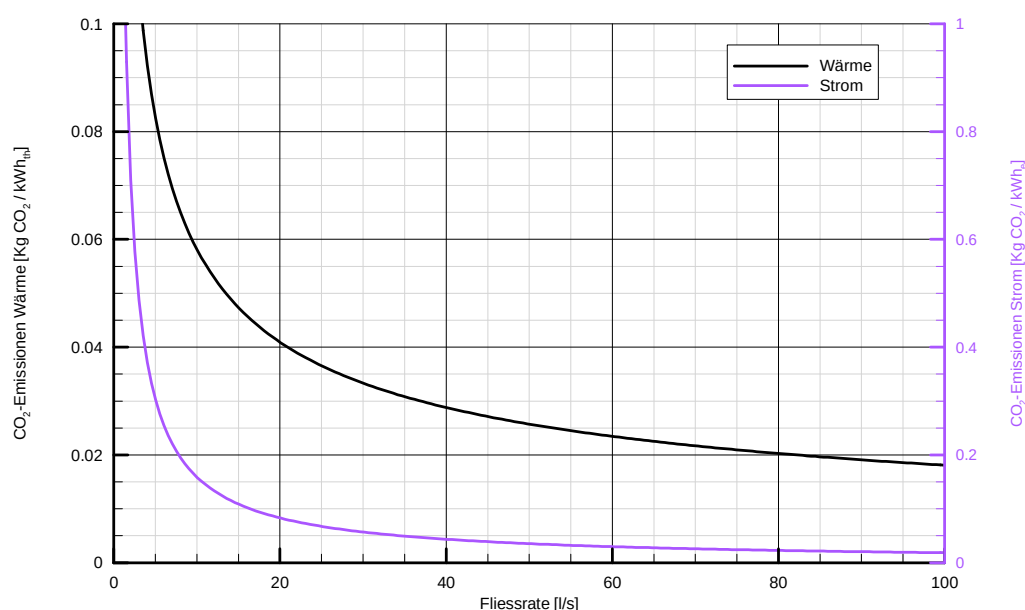


Fig. 75: CO₂-Emissionen für die Nutzungsbedingungen des Szenarios 3. Die Werte für die Wärmeproduktion können an der linken Achse abgelesen werden. Die rechte Achse gilt entsprechend für die Stromproduktion.

Bei einer Fließrate von 50 L/s ergeben sich für die Wärmegewinnung leistungsspezifische CO₂-Emissionen von 25 g/kWh (Schweizer Mittelwert: ≈230 g/kWh) und für die Stromgewinnung 33 g/kWh (CO₂-Emissionen des Schweizer Strommix 105 g/kWh). Im Vergleich zur konventionellen Wärme- und Stromgewinnung ergibt sich aufgrund der niedrigen CO₂-Emissionen ein erhebliches Einsparungspotenzial. Diese Einsparungen werden in Fig. 76 nochmals verdeutlicht: bei einer Fließrate von 50 L/s können mehr als 8'500 Tonnen CO₂ im Jahr aufgrund der Wärmegewinnung eingespart werden und fast 400 Tonnen dank der geothermischen Stromproduktion. Die relativ geringen CO₂-Einsparungen bei der Stromproduktion können hierbei auf die niedrige Effizienz der Energiekonversion zurückgeführt werden. Ausserdem sind die CO₂-Emissionen bei der konventionellen Strombereitstellung nicht so hoch wie bei der Wärmebereitstellung. Das Einsparpotenzial ist daher von vornherein kleiner.

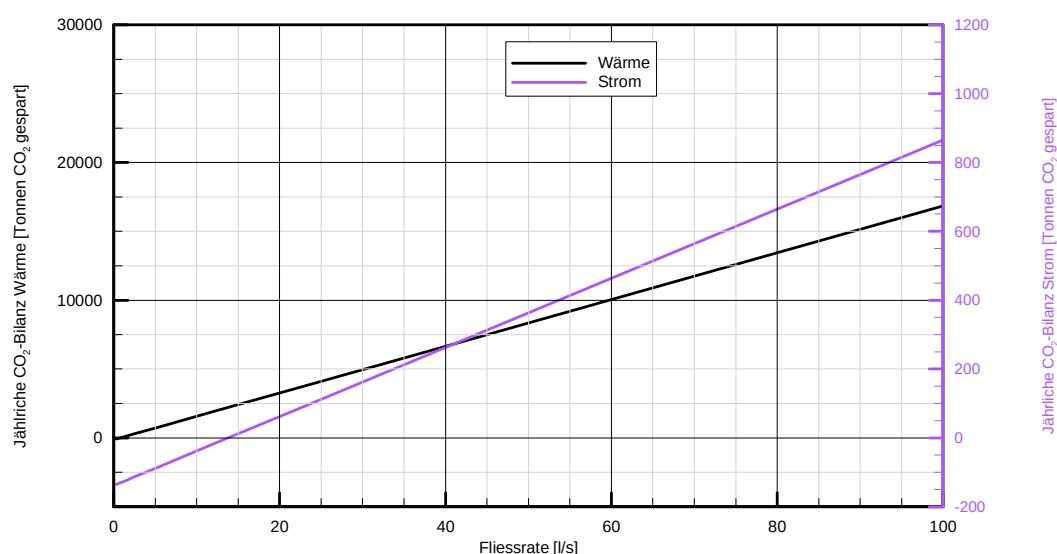


Fig. 76: CO₂-Bilanz für den Szenario 3. Die Werte für die Wärmeproduktion können an der linken Achse abgelesen werden und die der Stromproduktion an der Rechten.

5.2 VERGLEICH UNTERSCHIEDLICHER ENERGIEENTZUGSSYSTEME UNTER WIRTSCHAFTLICHEN GESICHTSPUNKTEN

Um die Wirtschaftlichkeit der Geothermienutzung mit anderen Energienutzungssystemen vergleichen zu können, wird im Folgenden eine grobe Zusammenstellung unterschiedlicher Energienutzungssysteme präsentiert. Bei den Nutzungssystemen handelt es sich um:

- ◆ Tiefe Geothermie,
- ◆ Kernenergie,
- ◆ Wasserkraft,
- ◆ Windenergie,
- ◆ Photovoltaik,
- ◆ Solarenergie.

Als Grundlage für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit einer Geothermieranlage dienen die Verhältnisse in Szenario 3 (Standort "Freienstein-Dättikon-Embrach").

Tiefe Geothermie

Aus der Analyse der möglichen Standorte ergibt sich für das Szenario 3 (Standort „Freienstein-Dättikon-Embrach“) das grösste geothermische Potential. Dieses Szenario bildet die Grundlage für die weiteren Betrachtungen. Die prognostizierten Gesamtkosten einer geothermische Anlage für diesen Standort sind im Tab. 21 zusammengestellt.

Tab. 21: Prognostizierte Kosten einer Geothermieranlage für den Standort „Freienstein-Dättikon-Embrach“ (detaillierte Angaben siehe AP3)

	Mio. CHF
Bohrungen und Testen	42.2
Geothermieranlage	18.4
Spitzenlastzentrale	4.6
Fernwärmenetz	19.8
Total	85

Mit der Annahme eines Zinssatzes von 5% und angepassten Finanzierungszeiten für die unterschiedlichen Anlagekomponenten erhält man jährliche Gesamtkosten für Finanzierung und Betrieb von 6. Mio. CHF. Bei den angenommenen Kosten, einer Förderrate von 60 l/s, und einer Fördertemperatur von 150°C (Basis Strompreis 0.30 CHF/kWh entsprechend KEV) kann die Geothermieranlage Wärme zu Gestehungskosten von 0.09 CHF/kWh_{th} erzeugen (0.13 CHF/kWh_{th} bei einer Fließeisrate von 50 l/s). Bei diesen Berechnungen wurde berücksichtigt, dass nur ein Teil der theoretisch zur Verfügung stehenden Wärme abgesetzt werden kann, da zum einen nur eine begrenzte Zahl an Abnehmern vorhanden ist und zum andern der Aufbau des Fernwärmenetzes mehrere Jahre benötigt.

Kernenergie

Die Angaben zu den voraussichtlichen Stromgestehungskosten eines neuen Kernkraftwerks unterscheiden sich je nach Quelle:

Entsprechend einer Prognos Kurzstudie im Auftrag des BfE (Prognos AG, 2008) bezüglich der Kosten eines neuen Kernkraftwerks wird mit den in Tab. 22 aufgelisteten Kosten gerechnet. Ausgehend von diesen Kosten betragen die gesamtwirtschaftlichen Stromgestehungskosten laut Prognos-Studie inkl. Nachrüstungs-, Stilllegungs- und Sicherheitskosten, ohne sonstige externe Kosten, 0.048 CHF/kWh_{el}.

Tab. 22: Energiekosten Kernkraft (Prognos AG, 2008)

	Einheit	Referenz	Bandbreite	Bemerkung:
Typ	-	EPR	-	Druckwasser
Leistung	MW _{el}	1'600	-	Bei anderen Typen: 1'000-1'500
Gesamtwirtschaftlicher Zinssatz	%	2.5	-	
Lebens- und Abschreibungsdauer ¹⁾	a	60	-	
Volllaststunden	h/a	7'600	7'400 - 8'000	
Investitionskosten	CHF ₂₀₀₇ /kW _{el}	3'350	2'750 - 3'750	
Betriebskosten	CHF ₂₀₀₇ /kW _{el} /a	100	70 - 120	Exkl. Nachrüstung
Stilllegungskosten	CHF ₂₀₀₇ /kW _{el}	575	350 - 1'100	
Nachrüstungskosten	CHF ₂₀₀₇ /kW _{el}	840	300 - 1'300	
Brennstoffkosten (vollständiger Brennstoffzyklus)	CHF ₂₀₀₇ /MWh _{el}	14.3	13 - 16	Ohne Wiederaufbereitung

1) Bei der hier verwendeten gesamtwirtschaftlichen Betrachtung ist die Abschreibungsdauer mit der technischen Lebensdauer bzw. Laufzeit identisch

Prognos 2008

Aus der AXPO-Medienmitteilung „Stromperspektiven 2020 – neue Erkenntnisse“ ergeben sich für die Stromgestehungskosten eines neuen Kernkraftwerks Werte von 7 - 8 Rp./kWh. Bei diesen Kosten wurden weitgehend alle Kosten berücksichtigt, auch die Rückstellungen für die Endlagerung. Nicht enthalten ist das Kostenrisiko für mögliche Unfälle. Umweltverbände haben in einer Studie diese "nicht internalisierten externen Kosten" mit 1 Rp./kWh beziffert.

Die bestehende Unsicherheit in diesen Abschätzungen wird durch eine Studie des MIT Boston deutlich. Die Aktualisierung der MIT-Studie „Future of Nuclear Power - An Interdisciplinary MIT Report“ (2003) durch die Folgeuntersuchung "Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power Study" (2009) offenbarte eine Erhöhung der Stromgestehungskosten für neue Kernkraftwerke im Zeitraum zwischen 2003 und 2007 um 20%. Mittlerweile werden diese Kosten für das Referenzjahr 2007 mit 8.4 €/kWh (8.8 Rp/kWh) beziffert.

Wasserkraft

Bezüglich des Ausbaus der Wasserkraftnutzung ergeben sich in der Schweiz aus verschiedenen Studien folgende Potenziale, aufgeschlüsselt nach Ausbauart (Bundesamt für Energie, Strategie Wasserkraftnutzung Schweiz, (2008)):

Tab. 23: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Ausbauart der Wasserkraftwerke
(Quelle: Bundesamt für Energie, Strategie Wasserkraftnutzung Schweiz, (2008)).

Ausbauart	Jahresarbeit	Gestehungskosten
Ausrüstungsersatz • grössere Maschinen • Wirkungsgraderhöhungen • grössere Ausbauwassermengen • Einbau von Dotierturbinen bei Restwasserbestimmungen	970 GWh	0.8 bis 8.3 Rp./kWh
Ausbaggerungen /Gefällserhöhungen	200 GWh	6.7 Rp./kWh
Erschliessung neuer Zuflüsse Staumauererhöhungen	940 GWh	6.7 bis 15 Rp./kWh (Umbauten)
Bau neuer Niederdruck-, Hochdruck- und Speicherkraftwerke (>10 MW)	4'300 GWh	15 bis 29.2 Rp./kWh
Neubau Kleinwasserkraft (=10 MW)	1'100 GWh	10 bis 25 Rp./kWh

Windenergie:

Die Kosten von Windenergieanlagen variieren je nach Nennleistung. Die höchsten Kosten der Anlage verursachen der Turm und der Rotor, die zusammen fast die Hälfte der Anlagenkosten ausmachen. Weitere kostenintensive Bauteile sind das Getriebe und der Generator.

Zu den Anlagenkosten, die 70 bis 80 Prozent der Anfangsinvestitionen ausmachen, kommen die Investitionsnebenkosten hinzu. Hier sind die Netzanbindung und das Fundament die Hauptkostenverursacher. Ein weiterer Kostenfaktor für Windenergieanlagen sind die Betriebskosten, an denen die Wartungskosten den größten Anteil haben.

Heutige Kalkulationen gehen von Betriebs- und Wartungskosten von 1.5% bis 2% der Investitionskosten einer Anlage pro Jahr aus. Je länger die Anlagen Strom produziert, desto höher werden auch die Betriebs- und Wartungskosten. Moderne Windkraftanlagen sind darauf ausgelegt, zwanzig Jahre lang Strom zu erzeugen. In Windparks reduzieren sich die Wartungskosten je Einzelanlage (Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen, Deutsche Energie-Agentur, (2010)).

Durch das Bekenntnis der Wirtschaft zu Kostensenkung, technologischen Verbesserungen und Massenproduktion, verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der Windindustrie ständig.

Bei den konkreten Zahlen ist zu berücksichtigen, dass die Gestehungskosten je nach den am Standort herrschenden Windverhältnissen stark variieren. Dies gilt insbesondere für die zukünftige Entwicklung, da tendenziell die windreichsten Standorte zuerst erschlossen werden: d.h. mit zunehmendem Ausbau der Windenergie wird die Standortqualität abnehmen und dadurch die Gestehungspreise weniger stark sinken oder gar stagnieren. Ebenfalls besteht eine Unsicherheit bez. der Entwicklung der Anlagekosten. Ein Anhaltspunkt für die Stromgestehungskosten wird in der nachfolgenden Tabelle gegeben. Letztendlich gilt aber zu berücksichtigen, dass Verfügbarkeit und Potenzial dieser Energieform - wie auch das der Photovoltaik - in der Schweiz begrenzt sind.

Tab. 24: Stromgestehungskosten für die Windenergienutzung (Quelle: Bundesamtes für Energie (Verfasser PSI): „Erneuerbare Energien und Nuklearanlagen“, Kapitel 5 „Windenergie“(2005)).

Ort	Onshore Rp/kWh	Offshore Rp/kWh
Schweiz heute	20 – 30	
Internationaler Durchschnitt heute	9 – 16	13 – 22
Schweiz 2010	18 – 27	
Internationaler Durchschnitt 2010	7 – 14	12 - 20
Schweiz 2025	12 – 15	
Internationaler Durchschnitt 2025	3 - 5	5 - 7

Photovoltaik

Wie bei allen Technologien sinken auch bei der Solarenergie die Preise, wenn die Produktionsmengen bei den beteiligten Firmen steigen. Im langjährigen Durchschnitt reduzierten sich die Kosten für Solaranlagen um rund 5% pro Jahr. Aktuell betragen die Kosten für Aufdach- und Flachdachanlagen bis 4 kW rund 9000 bis 11000 Franken pro installiertem Kilowatt (Stand Ende 2006). Gut in die Gebäudehülle integrierte Anlagen kosten etwa 25% mehr, sie decken aber meist noch zusätzliche Funktionen wie Beschattung oder Dichtigkeit ab.

Die aktuellen Gestehungskosten einer gut ausgerichteten Anlage für eine Kilowattstunde Solarstrom betragen weniger als 80 Rappen. Die genaue Höhe ist von vielen Faktoren wie Ausrichtung, Lebensdauer, Zinssatz, usw. abhängig (Photovoltaik – Strom aus der Sonne (2007)).

Solarenergie

Anlagen zur Wasservorwärmung in Mehrfamilienhäusern sind die effizienteste Anwendungsmöglichkeit der Solarenergie. Hier sind Wärmegestehungskosten von unter 20 Rp./kWh möglich, womit man mit der elektrischen Wassererwärmung konkurrenzfähig ist. Typischerweise braucht es eine Kollektorfläche von 0,5 m² bis 1 m² pro Person, womit ein Anteil an der Warmwasserversorgung von 30 bis 40 % erreicht wird. Die Investitionskosten liegen bei 3'000 Fr. bis 7'000 Fr. pro Wohnung (Bundesamt für Energie, (2004)).

5.3 ZEIT- UND KOSTENPLANUNG FÜR DEN BAU EINER GEOTHERMIEANLAGE

Im Folgenden wird ein möglicher Zeitplan für ein Geothermieprojekt vorgestellt. Diese kann zum jetzigen Zeitpunkt nur eine Abschätzung darstellen. Eine standortspezifische Untersuchung benötigt detaillierte Angaben über Projektgrösse, Ablauf der Bewilligungsfragen (Volksabstimmung, UVP,...), geplante geophysikalische Untersuchungen (Messung, Auswertung, etc.) und Fernwärmenetzbau, die im jetzigen Stadium nicht bekannt und folglich in diesem Zeitplan nicht berücksichtigt sind. Es ist aber durchaus möglich, dass der in Fig. 77 präsentierte Zeitplan teilweise gestrafft werden kann und Bewilligungsverfahren

parallel zur Ausschreibungsphase durchgeführt werden können. Beispielsweise wurde im Projekt St. Gallen die Seismik mit einem Zusatz ausgeschrieben, der die definitive Vergabe von dem Parlamentsbeschluss abhängig macht. Im konkreten Ablauf der Arbeiten könnten verschiedene Tätigkeiten wie der Bau des Fernwärmenetzes und des Kraftwerks teilweise gleichzeitig durchgeführt werden.

Die Erstellung eines geothermischen Kraftwerkes gliedert sich üblicherweise in die zwei Phasen

- 1) Festlegung eines Standortes, evtl. verbunden mit geophysikalischer Exploration
- 2) Projektrealisierung mit Bohrarbeiten und Kraftwerkserstellung

Die Festlegung eines Standortes erfordert nach der Erstellung einer ersten Machbarkeitsstudie die Entscheidung für weiterführende geophysikalischer Exploration. Hier sollte prinzipiell nach dem Konzept verfahren werden, dass man im Vorfeld einer Bohrung ein Maximum an (sinnvollen) Daten erheben sollte, da eine fehlgeschlagene Bohrung eine sehr teure Investition ist. Ausserdem kann durch diese Messungen flächenhafte Informationen gewonnen werden, die eine Optimierung des Standortes erlaubt. Die Dauer dieser Phase hängt von der gewünschten Intensität der Arbeiten ab, kann aber mit 1-2 Jahren abgeschätzt werden. Es sei in diesem Zusammenhang vermerkt, dass Entscheide für eine professionelle Reservoirnutzung von Kohlenwasserstoffen (Erdöl, Erdgas) immer auf geophysikalischen und strukturellen Informationen gestützt sind.

Die im Arbeitspaket 2 angegebene Dauer von zwei Monaten für die geophysikalischen Untersuchungen umfasst jedoch nur Messung und Auswertung weiterer gravimetrischer Messdaten, sowie eine Modellierung auf Basis der vorhandenen und der neu ermittelten Daten. Eine mögliche 3D Seismik würde diese Projektphase um mindestens ein weiteres Jahr verlängern.

Nach Abschluss dieser Explorationsarbeiten und Vorliegen der behördlichen Genehmigungen ist für die Periode der Projektrealisierung mit einer Dauer von etwa 6 Jahren zu rechnen. Ein Zeitplan für die einzelnen Phasen und Schritte wird in Fig. 77 dargestellt. Folgende grundlegenden Phasen werden dabei unterschieden:

- **Bohrausschreibung:** Für diese Phase muss mit einem Zeitbedarf von einem $\frac{3}{4}$ bis zu 1 Jahr gerechnet werden da die Ausschreibung nach WTO-Kriterien erfolgen muss und entsprechende Fristen für die Veröffentlichung, Offerten, Prüfung und Vergabe einzuhalten sind.
- **Bohrplatzvorbereitung:** Die Bohrplatzvorbereitung muss abgeschlossen sein, bevor der Bohrunternehmer mit seiner Arbeit beginnen und das Bohrgerät aufstellen kann. Der Zeitbedarf für die Vorbereitung hängt vom Gelände und den jeweiligen Randbedingungen ab. Im Schnitt kann mit einem Zeitbedarf von einem halben Jahr gerechnet werden. Die Bohrplatzvorbereitung kann allerdings während der Bohrausschreibung erfolgen, so dass kein zusätzlicher Zeitbedarf anfällt.
- **Bohrphase:** Bei einer 4'100 m tiefen Bohrung kann mit einer Bohrzeit von 3 Monate pro Bohrung gerechnet werden. Diese Zeit kann stark schwanken, wenn Probleme beim Bohren auftauchen. Ausserdem muss neben der eigentlichen Bohrzeit zusätzliche Zeit für Bohrlochmessungen und Hydrotests eingeplant werden. Erst nach der Auswertung der Bohrlochmessungen und der Hydrotests kann entschieden ob die Voraussetzungen für einen Dublettenbetrieb, und damit für das Abteufen der zweiten Bohrung, gegeben sind.
- **Kraftwerksbau:** Die Entscheidung für den Bau des Kraftwerks kann erst nach Auswertung eines Langzeitzirkulationstests erfolgen. Für die reine Erstellung eines Kraftwerks muss mit einem Zeitbedarf von etwa 15 Monaten gerechnet werden, hinzu kommen hier aber noch Planung, Bewilligung und Vergabe, die eine weitere Verfahrensdauer erfordert. Der Zeitbedarf kann auch aufgrund der Auftragslage bedeutend grösser werden. Hier muss berücksichtigt werden, dass auf dem Markt nur relativ wenig Unternehmen für die relativ kleinen Leistungswerte eines

geothermischen Kraftwerks existieren. Eine Festlegung auf einen bestimmten Kraftwerkstyp (Kalina, ORC, etc.) kann die Anzahl der möglichen Unternehmen weiter begrenzen.

- **Aufbau des Fernwärmenetzes:** Für den Aufbau eines Fernwärmenetzes ist mit erheblichem Zeitaufwand zu rechnen. Für die Planung- und Koordination mit anderen Gewerken, welche ebenfalls in den Strassen verlegt sind (Wasser, Elektrizität, Gas, Telekom) und dem Strassenbau selbst, ist im Vorfeld von mindestens zwei Jahren Vorplanung auszugehen. Aufgrund der spezifischen Bedingungen ist dieser Teil in der folgenden Abbildung nicht enthalten.



Fig. 77: Möglicher Zeitplan für Projektrealisierung eines Geothermieprojekte, basierend auf Szenario 3

5.4 CHANCEN / RISIKEN DES PROJEKTS

Die Nutzung der Geothermie zur Stromproduktion ist zum jetzigen Zeitpunkt eine Pioniertätigkeit. Alle bestehenden Projekte lernen eine verbesserte Handhabung dieser Energieform und tragen zur Erstellung einer Lernkurve bei. Mittlerweile werden immer tiefere Projekte realisiert, die vor kurzem als nicht rentabel eingestuft wurden. Daher muss zum jetzigen Zeitpunkt eine Geothermienutzung in einem grösseren Kontext gesehen werden und darf nicht nur unter rein wirtschaftlichen Aspekten betrachtet werden. Insbesondere wird durch die Geothermie eine Energiesicherheit über einen langfristigen Zeitraum gewährleistet, über den die konventionellen Energiekosten gar nicht abgeschätzt werden können.

Bei geeigneten Untergrundverhältnissen und guten Bedingungen für die Wärme- bzw. Stromabgabe kann mit Hilfe der Geothermie eine kostengünstige und umweltverträgliche Versorgung der Gesellschaft geleistet werden. Die Wärmeenergie selbst steht dabei nahezu kostenlos zur Verfügung. Die Förderung der Wärme mittels elektrischer Pumpen erfordert vergleichsweise geringe Energiemengen und ist daher nur mit einem geringen CO₂-Ausstoss verbunden. Die Chancen eines Geothermieprojektes liegen in der Bereitstellung von CO₂-freier Grundlastenergie über einen Zeitraum von über 20 Jahren. Diese Energieform ist unabhängig von klimatische oder saisonale Einflüssen. Geothermie besitzt ein riesiges Potenzial, welches bislang noch praktisch unangetastet ist.

Für ein Geothermieprojekt im Bereich Winterthur gibt es in den Projektphasen Untersuchung, Bohrung, Bau und Betrieb die folgenden Hauptrisiken:

- Identifikation von möglichen, hydrogeologisch interessanten Strukturen
- Technische Risiken bei der Bohrung
- Fündigkeitsrisiko
- Seismizität
- Wärme kann nicht abgesetzt werden

Im weiteren werden diese Risiken genauer behandelt. Die Bewertung beziehen sich dabei auf den "Freienstein-Dättikon-Embrach", der als best geeignet identifiziert wurde.

Identifikation von möglichen, hydrogeologisch interessanten Strukturen

Für den Raum Winterthur wurde in dieser Studie der Permokarbondrog als interessanteste Struktur für eine geothermische Nutzung identifiziert. Dank der Nagra Bohrungen gibt es einige sehr wertvolle Informationen zur Lage des Permokarbondrogs. Dennoch bleiben Unsicherheiten bei der Lokalisierung, die durch gravimetrische Untersuchungen reduziert werden könnten. Die finanziellen Risiken sind in dieser Projektphase noch sehr klein, da bis zu diesem Zeitpunkt keine hohen Investitionen erforderlich sind.

Fündigkeitsrisiko

Das Fündigkeitsrisiko besteht in dem Risiko, an dem vorgesehenen Standort eine geeignete hydraulische Durchlässigkeit im anvisierten Aquifer (Kristallin) aufzufinden. Die realisierbare Fliessrate und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlage hängt direkt von dieser Durchlässigkeit ab. Da die vorhandenen Messwerte der hydraulischen Durchlässigkeit um mehrere Grössenordnungen variieren reicht das Spektrum der Fliessrate von vernachlässigbar kleinen Werten bis zu Fliessraten über 100 l/s.

Die Gestehungskosten hängen sehr stark von der Fliessrate ab. So ist für den Standort "Freienstein-Dättikon-Embrach" bei einer Fliessrate von 60 l/s mit Kosten von 0.09 CHF/kWh_{th}, bei 50 l/s steigen die Wärmegestehungskosten auf 0.13 CHF/kWh_{th} (Basis

Strompreis 0.30 CHF/kWh entsprechend KEV). Da die vorhandene Datenbasis kaum eine Quantifizierung des Fündigkeitsrisikos zulässt, kann das Risiko nur durch Exploration im Vorfeld des eigentlichen Projektes begrenzt werden. Aber auch hier gilt zu beachten, dass keine geophysikalische Prospektionsmethode die Fündigkeit einer Bohrung garantieren kann. Darum ist die Bohrphase die riskanteste Phase des Projekts. Im schlimmsten Fall wird die anvisierte Struktur nicht angetroffen oder die Struktur weist nicht die notwendigen hydraulischen Eigenschaften auf. Die finanziellen Risiken sind in dieser Projektphase am höchsten, da der Erfolg des Gesamtprojekts vom Erfolg beider Bohrungen abhängt.

Technische Risiken bei der Bohrung

Bei der Erstellung der Dubletten-Bohrungen kann es zu unterschiedlichen Problemen kommen. Zu diesen Problem zählen z. B. starke Wasserzutritte, eine reduzierte Bohrlochwandstabilität und möglicher Gasaustritt ("Blow out"). Durch geeignete Gegenmassnahmen können diese Risiken allerdings minimiert werden.

Seismizität

Wenn die Bohrphase erfolgreich abgeschlossen ist, kann man die hydraulischen Eigenschaften des Untergrunds in der Regel durch geeignete Stimulationsmassnahmen verbessern. Hierzu gibt es hydraulische und chemische Verfahren. Bei der hydraulischen Stimulation können Mikrobeben (induzierte Seismizität) ausgelöst werden. Diese induzierte Seismizität stellt das grösste Projektrisiko hinsichtlich der Akzeptanz in der Bevölkerung dar. Diese Problematik erfordert geeignete Massnahmen und Kommunikationsstrategien während der Bau- und Betriebsphase. Es muss dabei die bestehende Erfahrung dargelegt werden, dass durch Geothermieprojekte bislang keine Gefährdung der Bausubstanz aufgetreten ist. Die Seismizität kann häufig nur instrumentell gemessen werden. So beträgt die Lokal-Magnitude der maximalen Ereignisse z. B. 2.1 in Insheim (D), 2.9 in Soultz-sous-Forêts (F), 3.4 in Basel. Auch können Mikroerdbeben während dem Betrieb einer Geothermieanlage auftreten (z. B. 2.2 in Unterhaching (D) oder 2.9 in Landau (D)). Gleichzeitig muss darauf hingewiesen werden, dass bei vielen geothermischen Anlagen, wie z. B. die Anlagen im Pariser Becken, oder bei der Anlage in Riehen keinerlei Beben registriert wurden.

5.5 LITERATUR AP4

- BfE, 2004. Total solar - Baugenossenschaft setzt Zeichen. Swissolar.
- Bundesamt für Energie, 2008. Strategie Wasserkraftnutzung Schweiz.
- Bundesamt für Umwelt BAFU, 2007. Graue Treibhausgas-Emissionen der Schweiz 1990-2004, erweiterte und aktualisierte Bilanz, Bern.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010. Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen.
- Frischknecht, R. und Tuchschnid, M., 2008. Primärenergiefaktoren von Energiesystemen, Amt für Hochbauten der Stadt Zürich, Zürich.
- J. M. Deutch et al., 2009. Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power Study.
- J. M. Deutch und Moniz, E.J., 2003. The Future of Nuclear Power - An Interdisciplinary MIT Report.
- Prognos AG, 2008. Kosten neuer Kernkraftwerke. Bundesamt für Energie, Bern.
- PSI, 2005. Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen, Bundesamt für Energie, Bern.
- Swissolar, 2007. Photovoltaik - Strom aus der Sonne. EnergieSchweiz.

6. SYNTHESE UND EMPFEHLUNGEN

6.1 SYNTHESE

Primäres Ziel dieser Studie stellt die Abklärung der geothermischen Nutzungsmöglichkeiten mit Schwerpunkt Stromgewinnung im Umkreis von Winterthur dar. Dazu mussten u.a. die geothermischen Ressourcen und Möglichkeiten der Einbindung einer Geothermieanlage in das bestehende Fernwärmenetz untersucht werden.

Die Auswertung der Untergrunddaten und die durchgeführten Potentialberechnungen ergeben ein hohes geothermisches Nutzungspotential insbesondere im Norden von Winterthur. Hier wurden die zwei möglichen Standorte "Freienstein-Dättikon-Embrach" und "Seuzach" näher untersucht, in denen das Vorhandensein von möglichen hydraulischen Strukturen ("Störungszonen") vermutet werden kann. Ein dritter untersuchter Standort "Oberwinterthur" zeichnet sich primär durch seine Nähe zum bestehenden Fernwärmenetz KVA aus.

Standort 1: "Oberwinterthur"

Die Einspeisung in ein bestehendes Fernwärmenetz wäre ideal für eine Geothermienutzung in Winterthur, da diese theoretisch eine grosse Abnahmekapazität besitzt. Ausgehend von der aktuellen Planungslage von *Stadtwerk Winterthur* besteht zur Zeit keine sinnvolle Einsatzmöglichkeit zusätzlicher Wärmeenergie für das bestehende Fernwärmenetz. Daher müsste zum jetzigen Zeitpunkt auch hier wie an den beiden anderen Standorten ein neues Fernwärmenetz erstellt werden. Für den Bau der Geothermieanlage und eines separaten Wärmeverteilnetzes muss mit Gesamtinvestitionskosten von über 38 Mio CHF gerechnet werden. Neben diesen wirtschaftlichen Gründen scheidet der Standort Oberwinterthur auch aus geologischen Gründen aus. Die prognostizierte thermische Leistung von 2 MW_{th} würde zu Wärmegestehungskosten von über 0.20 CHF/kWh_{th} führen. Da das Risiko einer Tiefbohrung als zu gross angesehen wird, ist eine Stromproduktion unter dem aktuellen Kenntnisstand an diesem Standort nicht aussichtsreich. Daher stellt das Stadtgebiet Winterthur keinen erfolversprechenden Standort für ein Tiefengeothermieprojekt dar, welches eine wirtschaftliche Stromproduktion und gleichzeitig eine wirtschaftliche Nutzung der Abwärme ermöglicht.

Standort 2: "Seuzach"

Das geothermische Nutzungspotential am Standort "Seuzach" kann dagegen höher eingeschätzt werden. Allerdings besitzt dieser Standort, verglichen mit dem dritten Standort "Freienstein-Dättikon-Embrach" den Nachteil, dass die hierfür verantwortliche Störungszone klein und nur unzureichend durch Messungen belegt ist. Ausserdem ist das geothermische Produktivität und die Fördertemperatur deutlich geringer. Auch hier erscheint eine Vertiefung auf 4 - 5 km, die eine mögliche Stromproduktion erlauben würde, als zu riskant. Die Wärmegestehungskosten betragen für diesen Standort über 0.13 CHF/kWh_{th}.

Standort 3: "Freienstein-Dättikon-Embrach"

Als Ergebnis der Untersuchung zeigt sich, dass von den drei Standorten "Freienstein-Dättikon-Embrach" für die geothermische Nutzung am geeignetsten ist. Hierfür gibt es drei massgebliche Gründe:

- Die Existenz von geeigneten hydraulischen Strukturen ("Störungszonen") bis in grössere Tiefen ist durch die bestehende Untergrundinformationen gut belegt;

- Die möglichen Fördertemperaturen ($> 150^{\circ}\text{C}$) ermöglichen auch eine Stromproduktion,
- Die industriell geprägte Abnehmerstruktur würde auch eine Nutzung der anfallenden Wärme aus der Geothermieanlage (über $14 \text{ MW}_{\text{th}}$) erlauben.

Eine wirtschaftliche Stromproduktion an diesem Standort ist nur möglich, wenn die Abwärme der Geothermieanlage genutzt werden kann. Der Wärmegestehungspreis hängt stark von den effektiven Untergrundbedingungen ab: Nimmt man die nach KEV gültigen Stromeinspeisetarife (0.30 CHF/kWh_e) als Grundlage, so kann der Wärmegestehungspreis bei 60 L/s 0.09 CHF/kWh und bei 50 L/s 0.13 CHF/kWh betragen. Die geothermisch produzierte Stromenergie würde bei diesen Voraussetzungen mindestens 10 GWh jährlich ergeben.

Die in dieser Studie gemachten Annahmen basieren auf einer komplexen Datenlage, deren Interpolation auf jeden der hier untersuchten drei Standorte problematisch ist. Es ist darauf aufmerksam gemacht worden, dass die effektiven Kosten selbst bei einer geringen Änderung der hydraulischen Parameter stark variieren können. Daher sind selbst für eine zukünftige Projektentwicklung beim am besten geeigneten Standort "Freienstein-Dättikon-Embrach" mehrere Massnahmen erforderlich, von denen der Prospektion eine besondere Bedeutung zukommt.

6.2 EMPFEHLUNG FÜR WEITERES VORGEHEN

Stadtwerk Winterthur sieht die geothermische Nutzung des Untergrundes als ein langfristiges Ziel. Diese Studie zeigt einerseits, dass zum jetzigen Zeitpunkt in keinem der 3 Untersuchungsstandorte eine sofortige Bohrempfehlung gegeben werden kann, da bei den aktuellen Rahmenbedingungen ein wirtschaftlicher Betrieb einer Geothermieranlage kaum zu erzielen ist. Andererseits scheint der Standort "Freienstein-Dättikon-Embrach" sehr vielversprechend zu sein und sollte daher unbedingt in eine zukünftige geothermische Energieplanung einbezogen werden. Hierzu sollte ein gestuftes Vorgehen gewählt werden, in dem zunächst relativ günstige Untersuchungen vorgenommen werden, um die später notwendigen die risikoreicheren Massnahmen besser definieren zu können. Nach einer Vereinbarung unter den beteiligten Gemeinden und mit *Stadtwerk Winterthur* werden folgende zwei zeitlich aufeinanderfolgende Vorerkundungspakete vorgeschlagen:

Vorerkundung A:

- Nachweis der Abnehmbarkeit der Wärme im Untersuchungsgebiet und Optimierung einer Wärmeabnehmerstruktur im Bereich "Freienstein-Dättikon-Embrach". Zentrale Fragestellung für diese weiterführende und tiefergehende Abklärung sind die industriellen und privaten standortspezifischen Verhältnisse und der vorhandenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.
- Gravimetrische Untersuchung der Randstörungen am Permokarbondrog (siehe Arbeitspaket 2). Die Durchführung der gravimetrischen Messungen erfolgt mit einer kombinierten Auswertung mittels Einbeziehung vorhandener seismischer Daten. Die Sensitivitätsuntersuchung, die im Rahmen dieser Studie durchgeführt wurde, zeigt, dass für eine ausreichende Auflösung und bessere Charakterisierung des Permokarbondrogs ein Maximalabstand von 250 m zwischen Messstationen gebraucht wird.
- Literaturuntersuchungen und neue Datenbearbeitung (siehe Arbeitspaket 1)
 - o Reprozessing und Reinterpretation der regionalen Seismik (Zürich Nord): Erwerben dieser Seismik von SEAG und Nagra; Dieser Punkt beinhaltet Erwerb und Reprozessierung der relevanten seismischen Daten der SEAG (Aktiengesellschaft für schweizerisches Erdöl). Hierbei kann durch moderne Reprozessierungsverfahren und durch eine neue Auswertung der Kenntnissstand bezüglich des Untergrundes deutlich verbessert werden.
 - o Systematisch Auswertung der Bohrungen Lindau, Triemli, Weiach, Benken

Für diesen Aufgabenteil (Vorerkundung A) ist mit Kosten von etwa 250 kFr und einer Bearbeitungsdauer von ½ Jahr zu rechnen. Falls sich die Eignung der Struktur weiterhin bestätigt, sollte eine weitere kostenintensivere Exploration angegangen werden:

Vorerkundung B:

- Ausschreibung und Durchführung einer 3D Seismik
- Geologische Interpretation
- Festlegung eines möglichen Standortes für eine Explorationsbohrung

Für diesen Aufgabenteil ist mit Kosten von über 5 Mio CHF und einer Bearbeitungsdauer von 1.5 Jahren zu rechnen. Falls sich die Eignung der Struktur weiterhin bestätigt, kann eine Explorationsbohrung geplant werden. Die eigentliche Projektentwicklung kann dann nach erfolgter Zustimmung durch das Volk und Bewilligung der Behörden mit dem im Kapitel 5.3 angegebenen Planung weitergeführt werden. Hierin müssen jedoch einzelne Meilensteine gesetzt werden.

Ein mögliches Projekt im Raum "Freienstein-Dättikon-Embrach" sollte nach Abklärung einer politischen Zusammenarbeit mit den beteiligten Gemeinden auch unter den aktuellen Bedingungen in der Schweiz durchgeführt werden. Hier stellt sich folgende Sachlage:

- Das Projekt St. Gallen wird bei positivem Ergebnis der Volksabstimmung im Jahr 2011 eine Explorationsbohrung in über 4 km Tiefe abteufen. *Stadtwerk Winterthur* könnte hier einen Beobachtungsstatus einnehmen.
- In der Schweiz hat sich ein neues Konsortium *Swiss Geopower AG* gegründet. Eine aktive Teilnahme an diesem Konsortium ermöglicht es, Synergien für einzelne Fragestellungen zu schaffen und möglicherweise gemeinsam einige der oben beschriebenen Fragestellungen abzuklären.
- Ebenfalls hat *AXPO* eine neue Geothermieabteilung gegründet, die ebenfalls als Kooperationspartner auftreten könnte.
- *Flughafen Zürich AG* plant ebenfalls geothermische Aktivitäten. Hier würde sich eine Zusammenarbeit aufgrund der räumlichen Nähe anbieten. Weitere mögliche Kooperationspartner stellen *ewz* (Erfahrung Bohrung Triemli) und *EKZ* dar.

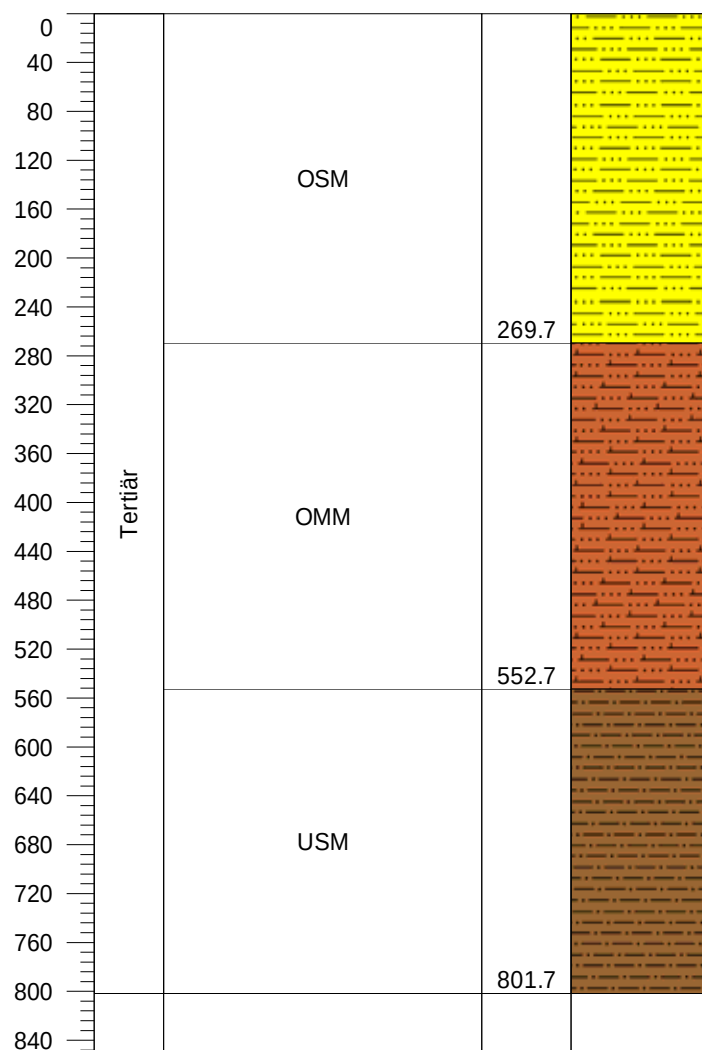
Die Geothermie ist eine langfristig zu erschliessende Energiequelle. Sie erfordert zur Zeit noch relativ hohe Investitionen, bietet aber wegen der möglichen Grundlastfähigkeit grosse Vorteile gegenüber anderen regenerativen Energiequellen.

7. ANHANG

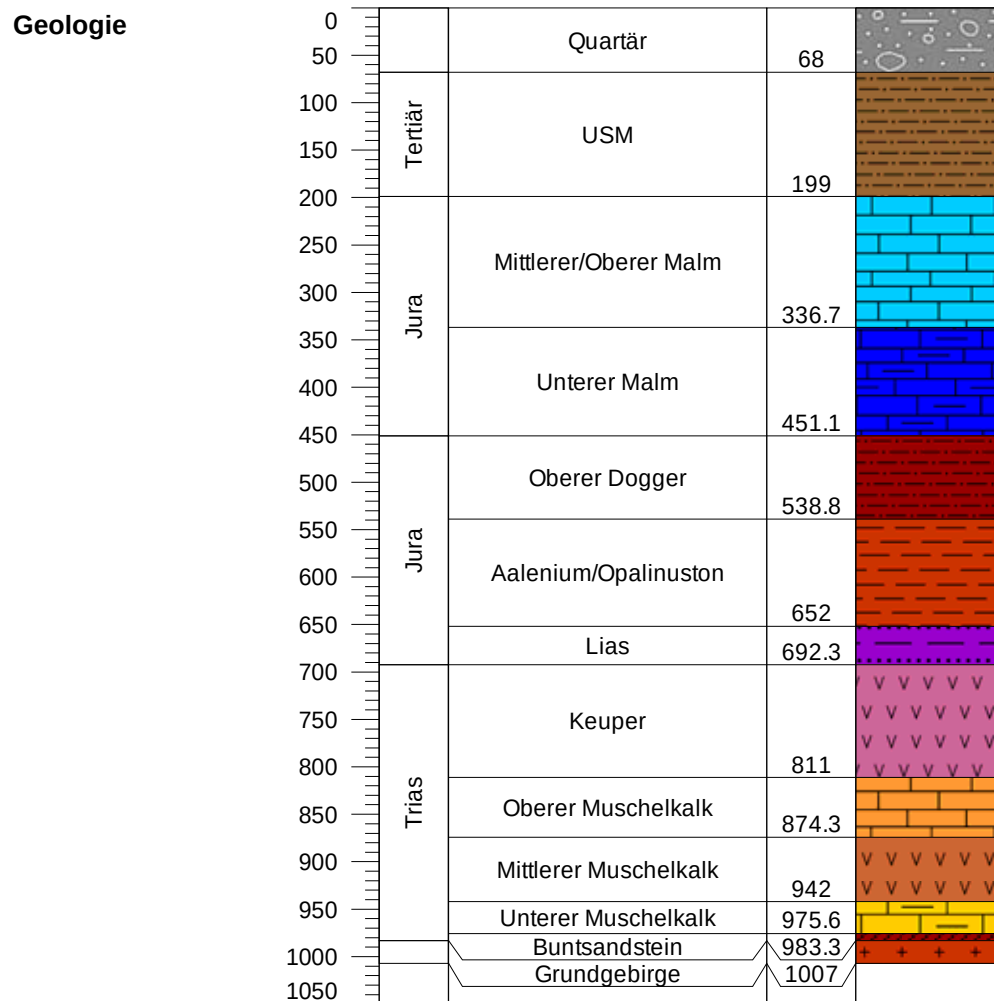
7.1 BOHRDATEN: VEREINFACHTE GEOLOGISCHE PROFILE

Bohrungsname	Bassersdorf
X	690280 (CH-Koord)
Y	255000 (CH-Koord)
Höhe (CH-Ref)	455.7
Informationsquelle	NTB 94-01
DB Quelle	Geowatt AG Datenbank
Vertraulichkeit	Publiziert
Kommentare zur Geologie	Qualität: gut.

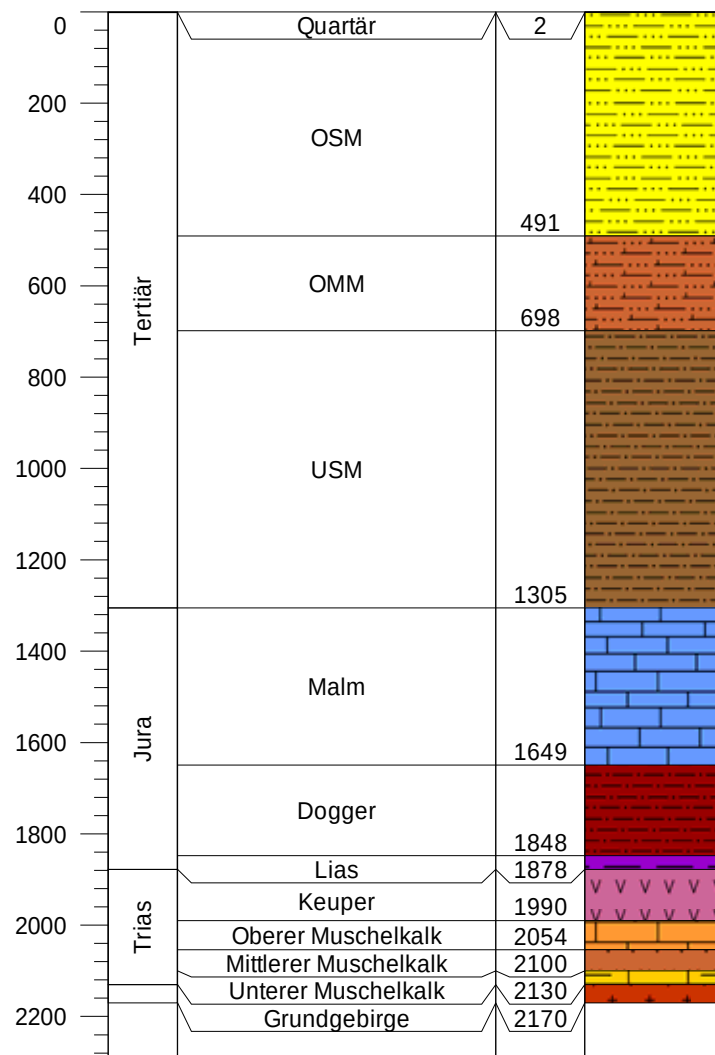
Geologie



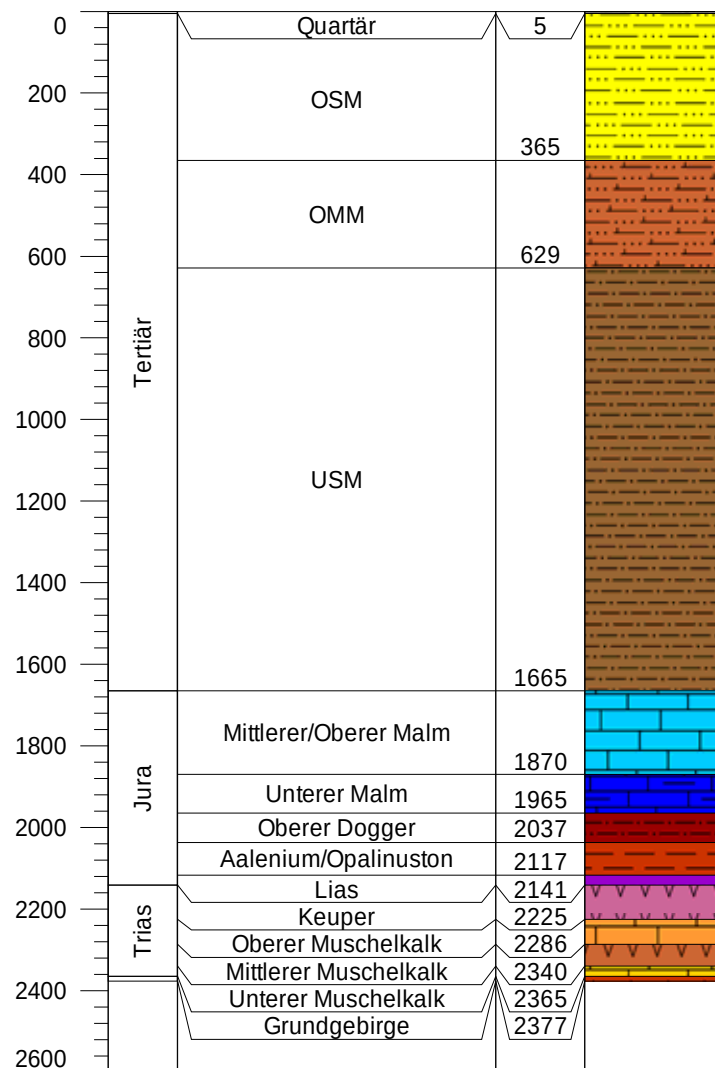
Bohrungsname	Benken
X	690989 (CH-Koord)
Y	277843 (CH-Koord)
Höhe (CH-Ref)	404.3
Informationsquelle	NTB 00-01
DB Quelle	Geowatt AG Datenbank
Vertraulichkeit	Publiziert
Kommentare	Bohrdatum: 1998/99 Zweck: Endlager für radioaktive Abfälle (Nagra-Sondierung) Endteufe 1007 m u. T.
Kommentare zur Geologie	Qualität: sehr gut.



Bohrungsname	Herdern 1
X	711308 (CH-Koord)
Y	27497 (CH-Koord)
Höhe (CH-Ref)	527
Informationsquelle	Schärli und Kohl (2002), "Archivierung und Kompilation geothermischer Daten der Schweiz und angrenzender Gebiete", SGPK Publikation 36, ISSN 0253-1186, 134 s.
DB Quelle	Geowatt AG Datenbank
Vertraulichkeit	Öffentlich
Kommentare	Zweck: Ölbohrung
Kommentare zur Geologie	Qualität: gering

Geologie

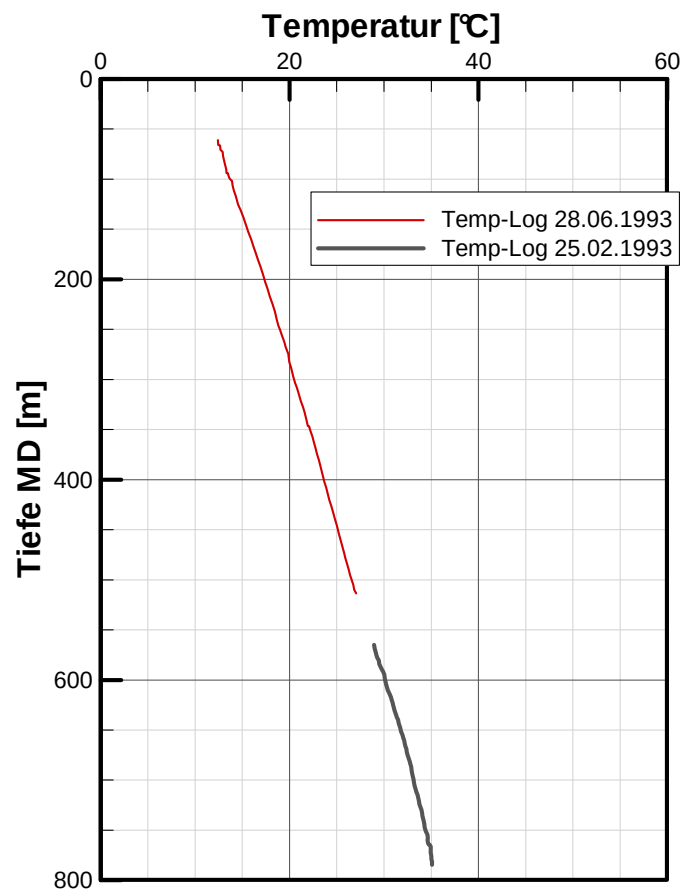
Bohrungsname	Lindau 1
X	692815 (CH-Koord)
Y	255098 (CH-Koord)
Höhe (CH-Ref)	516
Informationsquelle	Schärli und Kohl (2002), "Archivierung und Kompilation geothermischer Daten der Schweiz und angrenzender Gebiete", SGPK Publikation 36, ISSN 0253-1186, 134 s.
DB Quelle	Geowatt AG Datenbank
Vertraulichkeit	Publiziert
Kommentare	
Kommentare zur Geologie	Qualität: gering

Geologie

7.2 BOHRDATEN: TEMPERATURDATEN

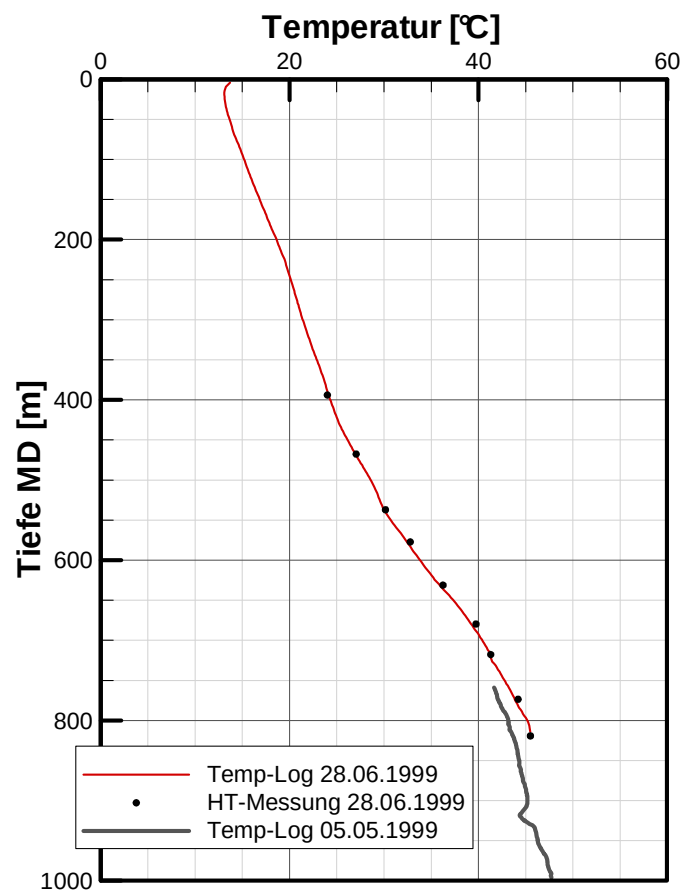
Bohrungsname	Bassersdorf
X	690280 (CH-Koord)
Y	255000 (CH-Koord)
Höhe (CH-Ref)	455.7
Informationsquelle	Schärli und Kohl (2002), "Archivierung und Kompilation geothermischer Daten der Schweiz und angrenzender Gebiete", SGPK Publikation 36, ISSN 0253-1186, 134 s.
DB Quelle	Geowatt AG Datenbank
Format	Rohdaten
Vertraulichkeit	Publiziert
Kommentare zur Temperatur	Temp-Log

Temperaturdaten

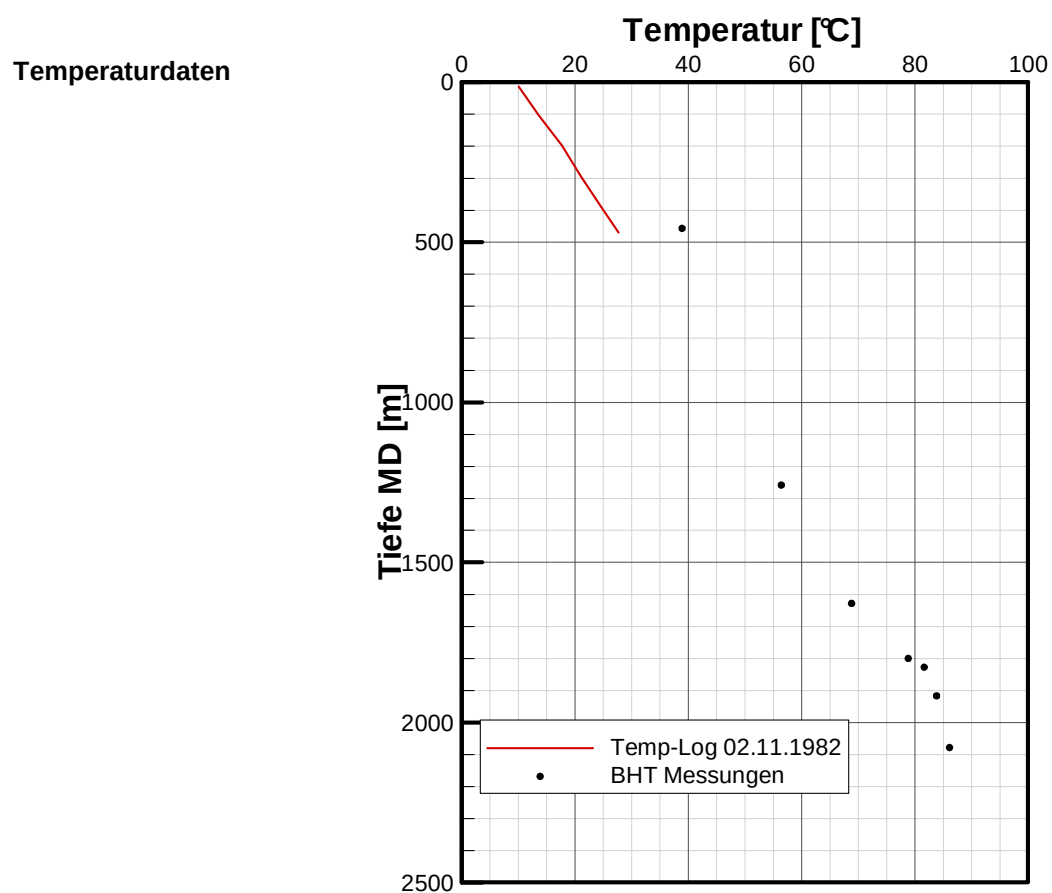


Bohrungsname	Benken
X	690989 (CH-Koord); 3473748.95 (Gauss-Krüger)
Y	277843 (CH-Koord); 5278667.41 (Gauss-Krüger)
Höhe (CH-Ref)	404.3
Informationsquelle	NTB 00-01
DB Quelle	Geowatt AG Datenbank
Format	Rohdaten
Vertraulichkeit	Publiziert
Kommentare zur Temperatur	Temp-Log Änderungen des Temperaturgradienten zwischen 3K/100m bis 8K/100m (Tonreiche Schichten höher als Aquifere).

Temperaturdaten

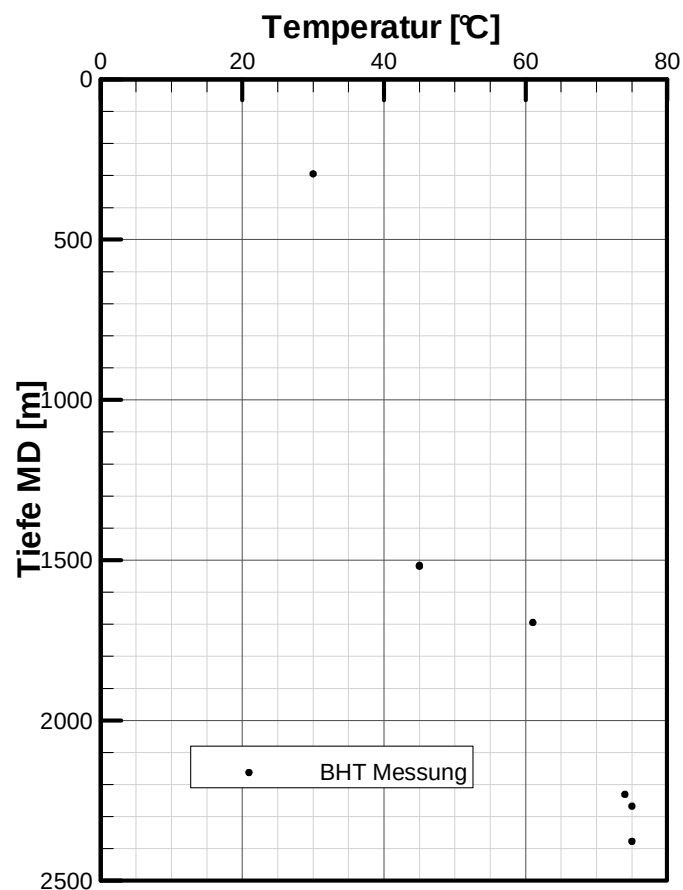


Bohrungsname	Herdern 1
X	711308 (CH-Koord)
Y	27497 (CH-Koord)
Höhe (CH-Ref)	527
Informationsquelle	Schärli und Kohl (2002), "Archivierung und Kompilation geothermischer Daten der Schweiz und angrenzender Gebiete", SGPK Publikation 36, ISSN 0253-1186, 134 s.
DB Quelle	Geowatt AG Datenbank
Format	Rohdaten
Vertraulichkeit	Publiziert
Kommentare zur Temperatur	Temp-Log und BHT Messungen



Bohrungsname	Lindau 1
X	692815 (CH-Koord)
Y	255098 (CH-Koord)
Höhe (CH-Ref)	516
Informationsquelle	Schärli und Kohl (2002), "Archivierung und Kompilation geothermischer Daten der Schweiz und angrenzender Gebiete", SGPK Publikation 36, ISSN 0253-1186, 134 s.
DB Quelle	Geowatt AG Datenbank
Format	Rohdaten
Vertraulichkeit	Publiziert
Kommentare zur Temperatur	BHT Messungen

Temperaturdaten



7.3 BOHRDATEN: HYDROGEOLOGIE

Bohrungsname	Benken
X	690989 (CH-Koord); 3473748.95 (Gauss-Krüger)
Y	277843 (CH-Koord); 5278667.41 (Gauss-Krüger)
Höhe (CH-Ref)	404.3
Informationsquelle	NTB 00-01
DB Quelle	Geowatt AG Datenbank
Format	Rohdaten
Vertraulichkeit	Publiziert

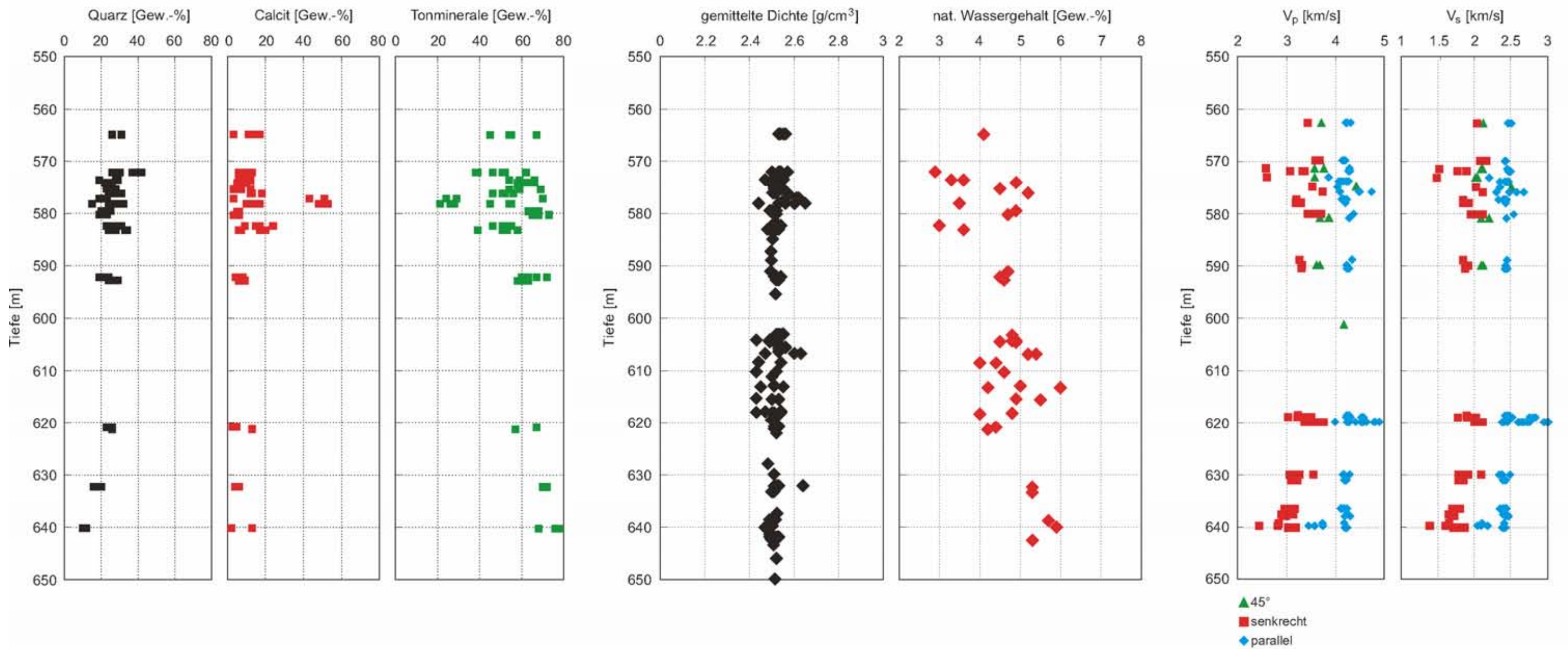
Hydrogeologie	Tiefe [m]	Geologie	Intervall [m]	Tr [$\text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$]	K [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$]
	387.39	Unterer Malm	14.82	9.90E-09	6.70E-10
	300.04	Oberer Malm	189.52	2.10E-06	1.10E-08
	428.92	Unterer Malm	51.3	3.00E-12	5.80E-14
	471.92	Oberer Dogger	51.3	8.20E-12	1.60E-13
	521.92	Oberer Dogger	51.3	1.10E-10	2.10E-12
	581.48	Opalinuston	30.05	3.90E-13	1.30E-14
	601.76	Opalinuston	3.38	4.10E-14	1.20E-14
	614.37	Opalinuston	18.47	1.10E-12	5.80E-14
	639.71	Opalinuston	31.98	1.20E-12	3.70E-14
	677.39	Opalinuston	41.22	1.20E-12	3.00E-14
	718.61	Keuper	41.22	4.00E-06	9.70E-08
	778.65	Keuper	17.91	1.50E-12	8.40E-14
	819.51	Oberer Muschelkalk	13.1	6.00E-06	4.60E-07
	845.1	Oberer Muschelkalk	64.2	6.00E-06	9.30E-08
	978.67	Buntsandstein	8.73	5.00E-05	5.70E-06

Bohrungsname	Bassersdorf
X	690280 (CH-Koord)
Y	255000 (CH-Koord)
Höhe (CH-Ref)	455.1
Informationsquelle	Mégel, 1996
DB Quelle	Geowatt AG Datenbank
Format	Rohdaten
Vertraulichkeit	Publiziert

Hydrogeologie	Tiefe [m]	Geologie	Intervall [m]	Tr [m²·s⁻¹]	K [m·s⁻¹]
	129		258	5.00E-07	1.90E-08
	327.5		25	4.60E-05	1.80E-06
	405.5		283	5.10E-05	1.80E-07

7.4 BOHRDATEN: ANDERE

Bohrungsname	Benken
X	690989 (CH-Koord); 3473748.95 (Gauss-Krüger)
Y	277843 (CH-Koord); 5278667.41 (Gauss-Krüger)
Höhe (CH-Ref)	404.3
Datentyp	Mineralgehalt, Dichte, Wassergehalt und Ultraschallgeschwindigkeit für P- und S-Wellen als Funktion der Tiefe
Vertraulichkeit	Publiziert

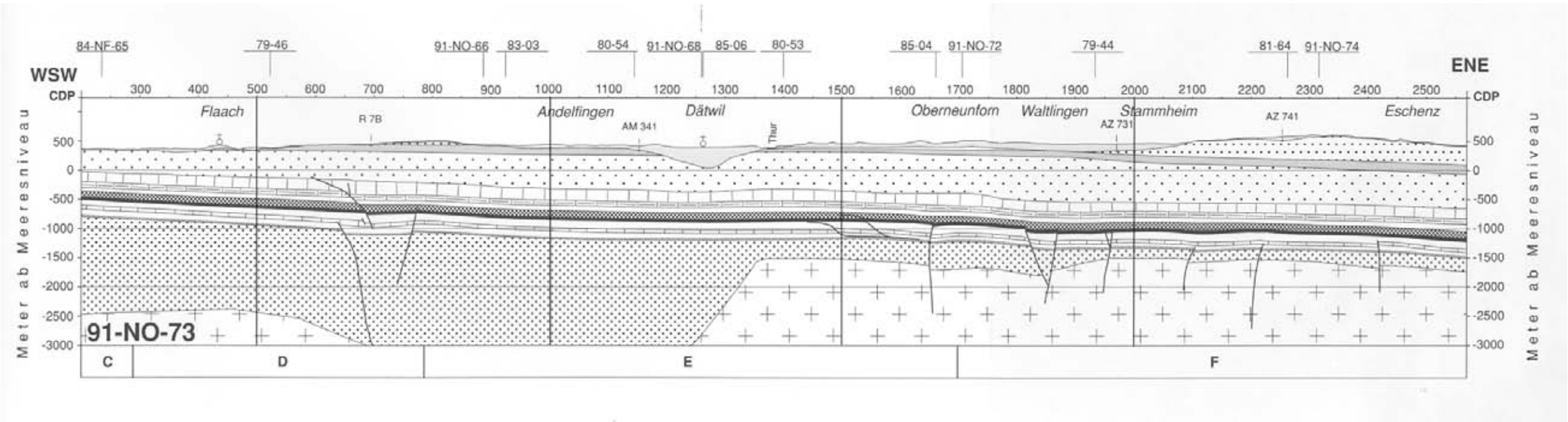


7.5 PROFILDATEN: SEISMIKPROFILE

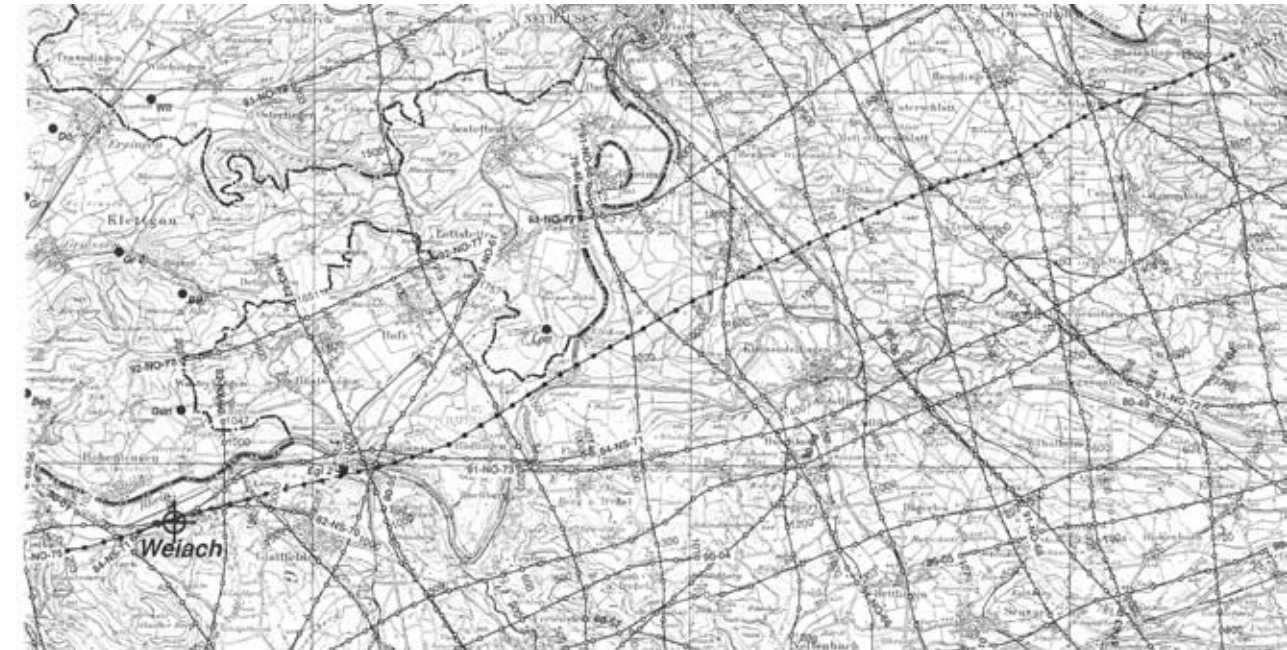
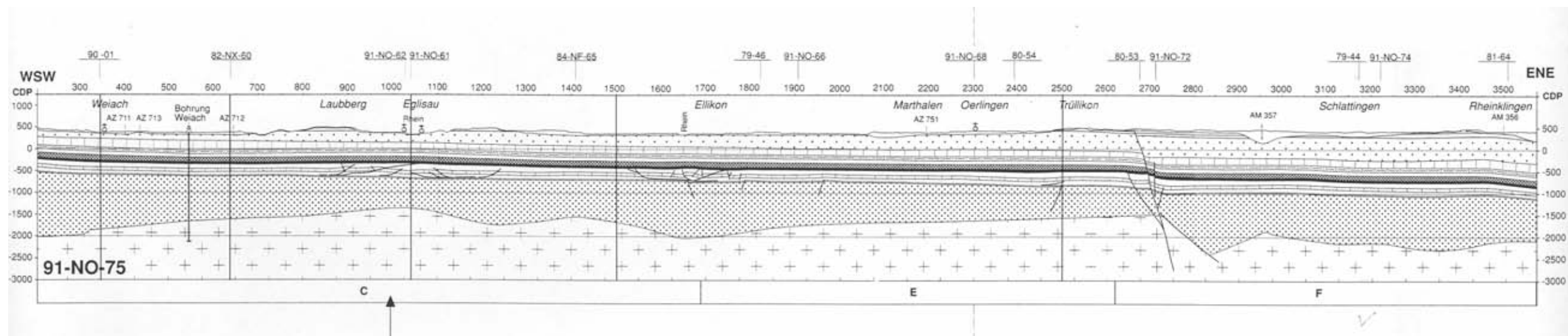
Profilname	U91-NO-73
Informationsquelle	NAGRA Technische Berichte, NTB 94-14
DB Quelle	Geowatt AG Datenbank
Format	Gedruckt, Text & Abbildung
Vertraulichkeit	Publiziert
Kommentare	Verlauf 91-NO-73: WSW-ENE über Flaach, Andelfingen, Dätwil, Thur, Oberneunforn, Waltingen, Stammheim und Eschenz. Strukturelemente: Neuhauser Störung. Tektonische Einheiten: Abgescherte Molasse, Plateaumolasse und Bodensee-Graben. Tiefe: -3000 m ü. M. Anm.: Mittl./Oberer Malm = Kimmeridgium; Unterer Malm=Oxfordian.



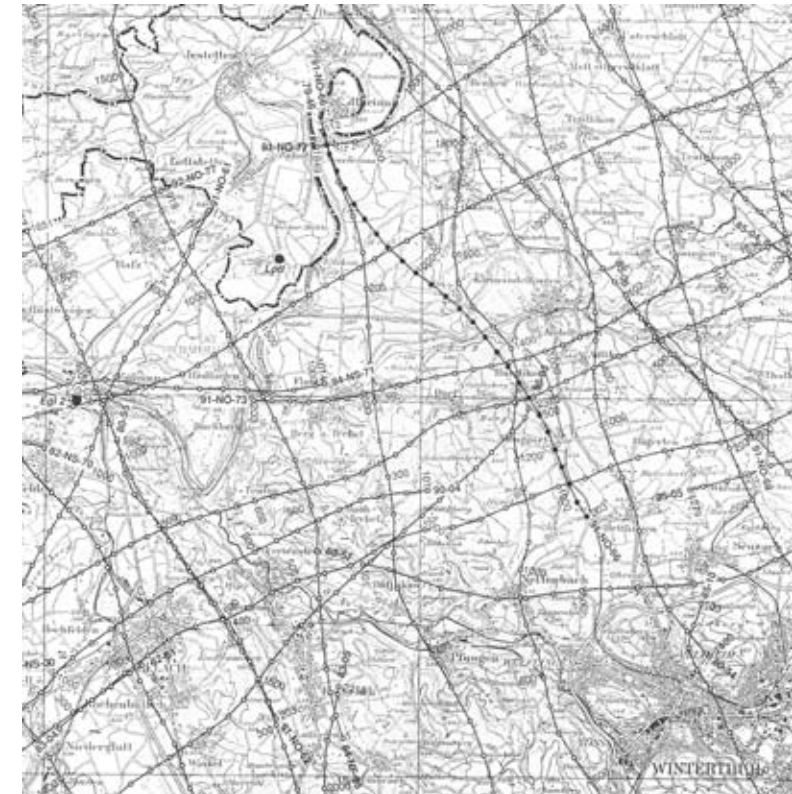
Profil



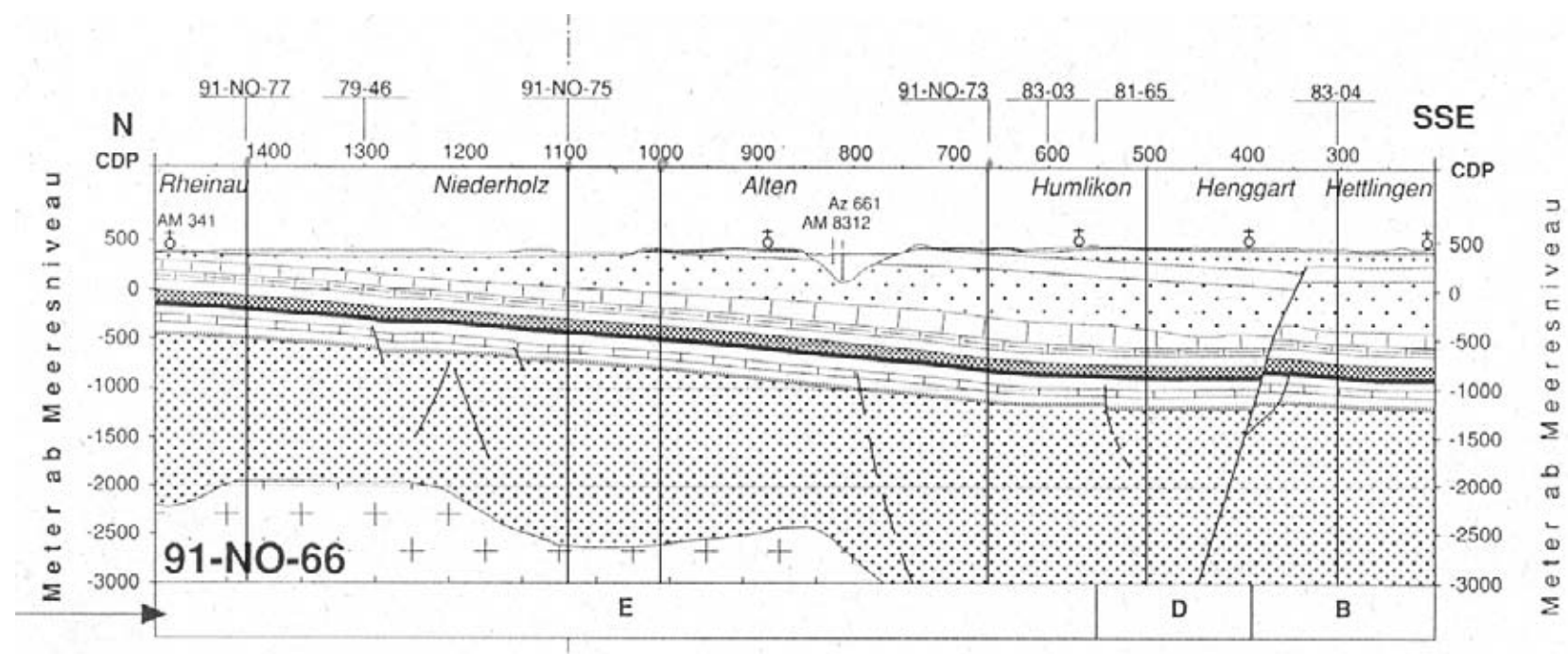
Profilname	U91-NO-75
Informationsquelle	NAGRA Technische Berichte, NTB 94-14
DB Quelle	Geowatt AG Datenbank
Format	Gedruckt, Text & Abbildung
Vertraulichkeit	Publiziert
Kommentare	Verlauf 91-NO-75: WSW-ENE über Weiach, Bohrung Weiach, Laubberg, Eglsau, Rhein, Ellikon, Marthalen, Oerlingen, Trüllikon, Schlattingen und Rheinklingen. Strukturelemente: Neuhauser Störung. Tektonische Einheiten: Abgescherte Molasse, Plateaumolasse und westliche Randzone des Bodensee-Grabens. Teufe: -3000 m ü.M. Anm.: Mittl./Oberer Malm = Kimmeridgium; Unterer Malm=Oxfordian.

**Profil**

Profilname	U91-NO-66
Informationsquelle	NAGRA Technische Berichte, NTB 94-14
DB Quelle	Geowatt AG Datenbank
Format	Gedruckt, Text & Abbildung
Vertraulichkeit	Publiziert
Kommentare	Verlauf 91-NO-66: N-SSE über Rheinau, Niederholz, Alten, Humlikon, Henggart und Hettlingen. Strukturelemente: Baden-Irchel-Herdern-Lineament. Tektonische Einheiten: Tafeljura, Plateaumolasse und abgescherte Molasse. Tiefe: -3000 m ü.M. Anm.: Mittl./Oberer Malm = Kimmeridgium; Unterer Malm=Oxfordian.



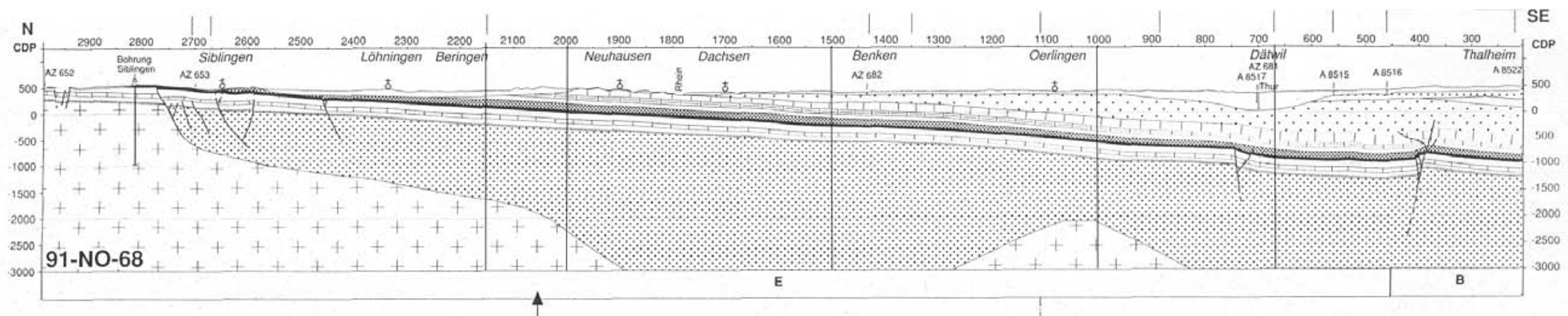
Profil



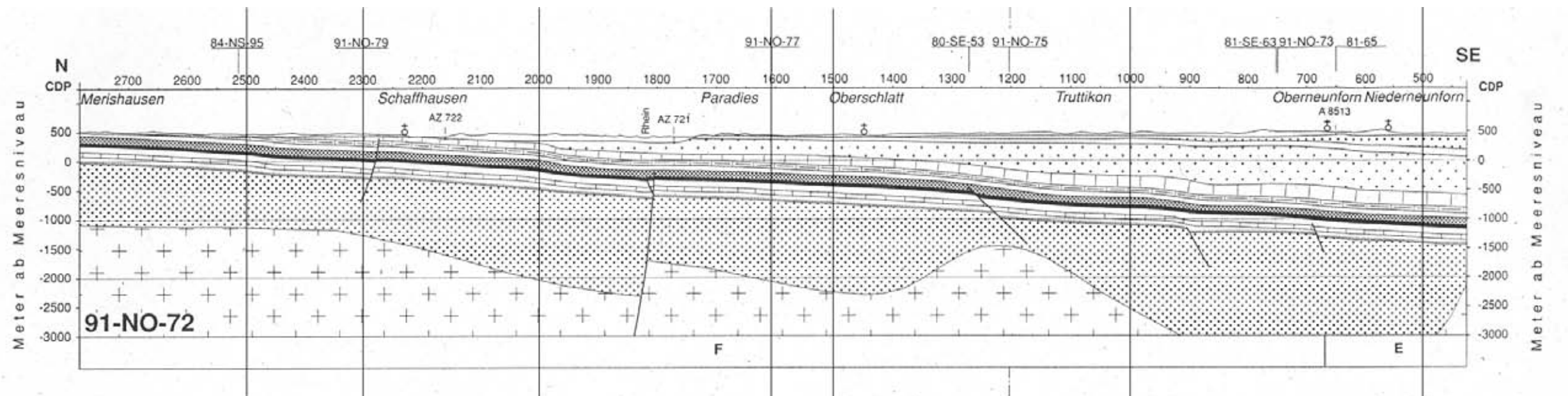
Profilname	U91-NO-68
Informationsquelle	NAGRA Technische Berichte, NTB 94-14
DB Quelle	Geowatt AG Datenbank
Format	Gedruckt, Text & Abbildung
Vertraulichkeit	Publiziert
Kommentare	Verlauf 91-NO-68: N-SE über Bohrung Siblingen, Siblingen, Löhningen, Beringen, Neuhausen, Rhein, Dachsen, Benken, Oerlingen, Dätwil und Thalheim. Strukturelemente: Siblinger Flexur und Baden-Irchel-Herdern-Lineament. Tektonische Einheiten: Tafeljura und Plateaumolasse. Tiefe: -3000 m ü.M. Anm.: Die Bohrung Siblingen liegt einige hundert Meter im NE der Profillinie. Mittl./Oberer Malm = Kimmeridgium; Unterer Malm=Oxfordian.



Profil

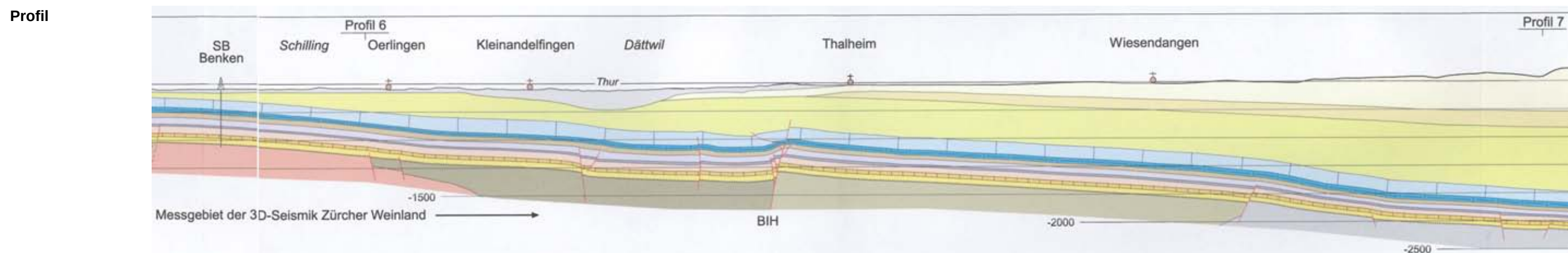
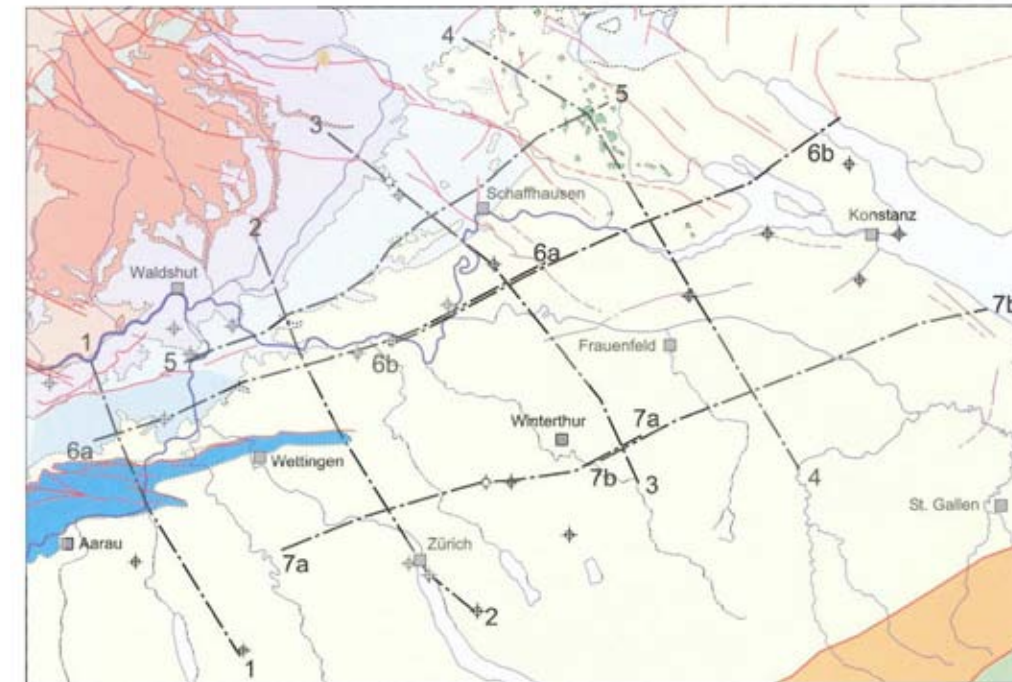


Profilname	U91-NO-72
Informationsquelle	NAGRA Technische Berichte, NTB 94-14
DB Quelle	Geowatt AG Datenbank
Format	Gedruckt, Text & Abbildung
Vertraulichkeit	Publiziert
Kommentare	Verlauf 91-NO-72: N-SE über Merishausen, Schaffhausen, Rhein, Paradies, Oberschlatt, Truttikon, Oberneunforn und Niederneunforn. Strukturelemente: Elemente der Neuhauser Störung. Tektonische Einheiten: Grabenrandzone im Tafeljura und Grabenrandzone in der Plateaumolasse. Tiefe: -3000 m ü.M. Anm.: Mittl./Oberer Malm = Kimmeridgium; Unterer Malm=Oxfordian.

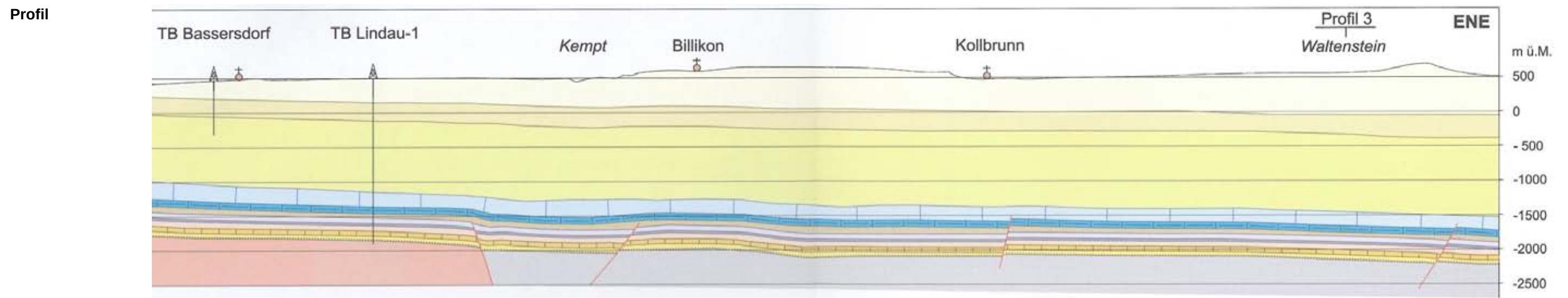
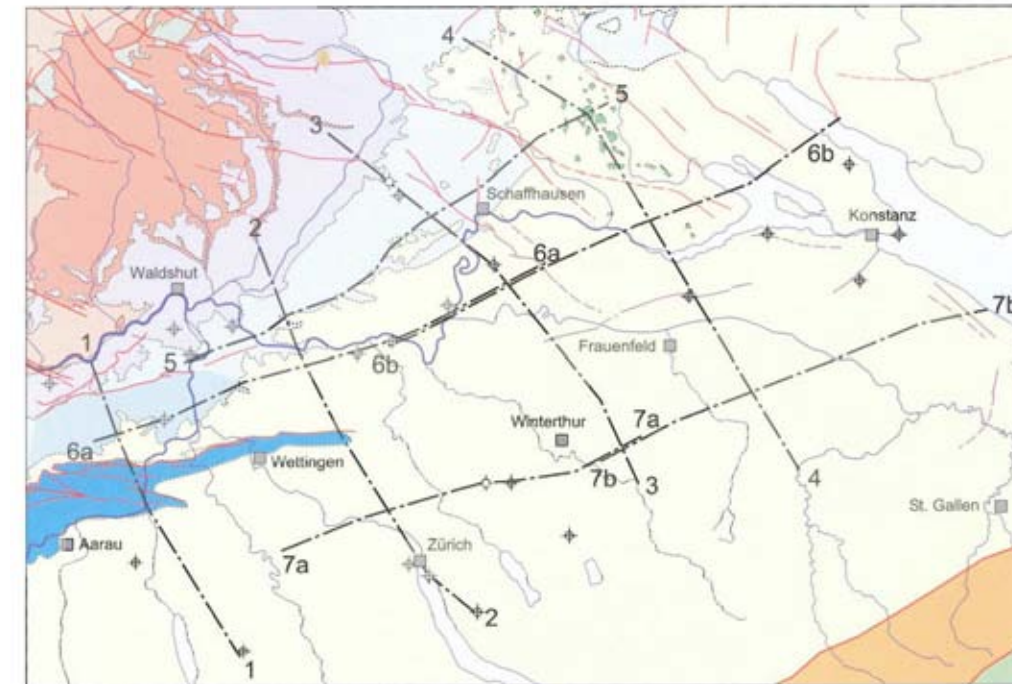
Profil

7.6 PROFILDATEN: GEOLOGIEPROFILE

Profilname	NTB 02-03 Profil 3
Profillinie	Wutach – Klettgau – Zürcher Weinland - Thalheim
Informationsquelle	NAGRA Technische Berichte, NTB 02-03 NTB 02-03 : Projekt Opalinuston – Synthese der geowissenschaftlichen Untersuchungsergebnisse
DB Quelle	Geowatt AG Datenbank
Format	Gedruckt, Text & Abbildung
Vertraulichkeit	Publiziert
Kommentare	Hier nur aus Benken bis zu Profil 7 dargestellt

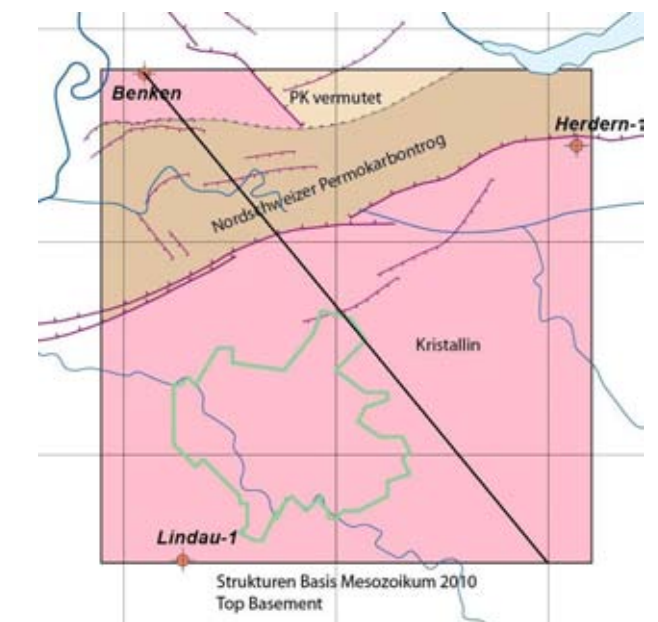


Profilname	NTB 02-03 Profil 7°
Profillinie	Dietikon – Glattburg – TB Lindau – Aadorf
Informationsquelle	NAGRA Technische Berichte, NTB 02-03 NTB 02-03 : Projekt Opalinuston – Synthese der geowissenschaftlichen Untersuchungsergebnisse
DB Quelle	Geowatt AG Datenbank
Format	Gedruckt, Text & Abbildung
Vertraulichkeit	Publiziert
Kommentare	Hier nur aus Bassersdorf dargestellt

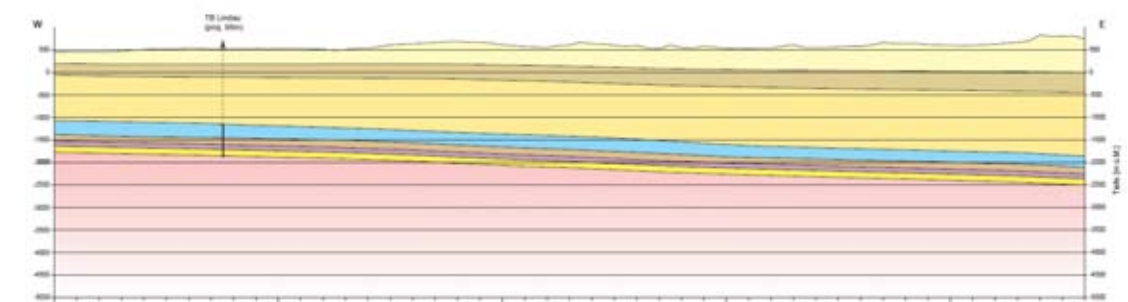
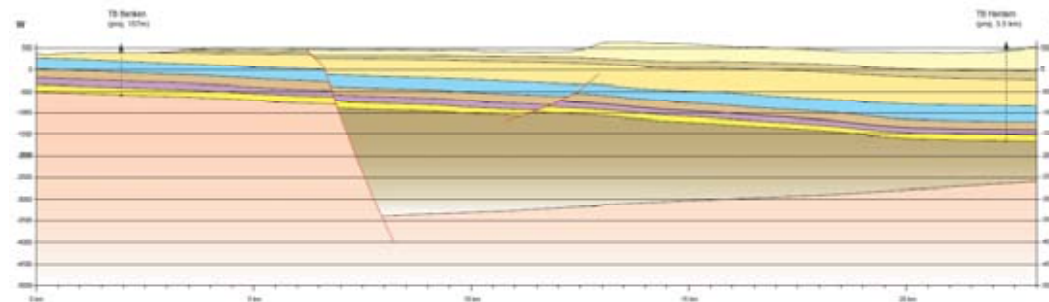


Profilname	Basisprofile für geologisches Modell der Region Winterthur
Profillinien	Perimeter des Modellgebiets und Diagonale von Benken Richtung Süd-Ost
Informationsquelle	Bearbeitung von H. Naef auf Basis von Nagra-Daten
DB Quelle	
Format	Gedruckt, Abbildung
Vertraulichkeit	Nicht Publiziert
Kommentare	

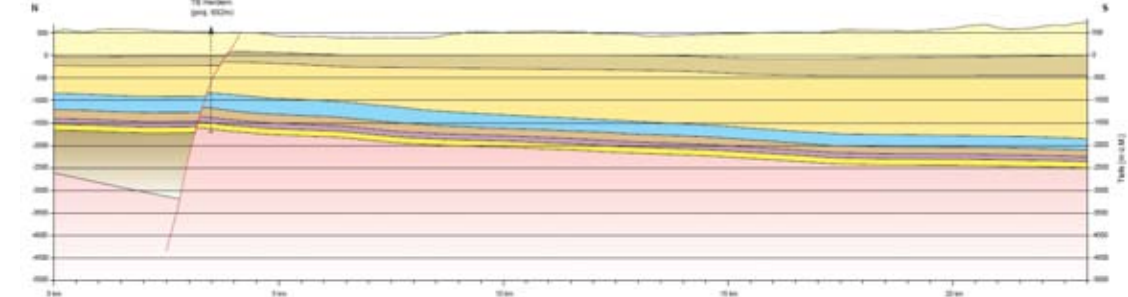
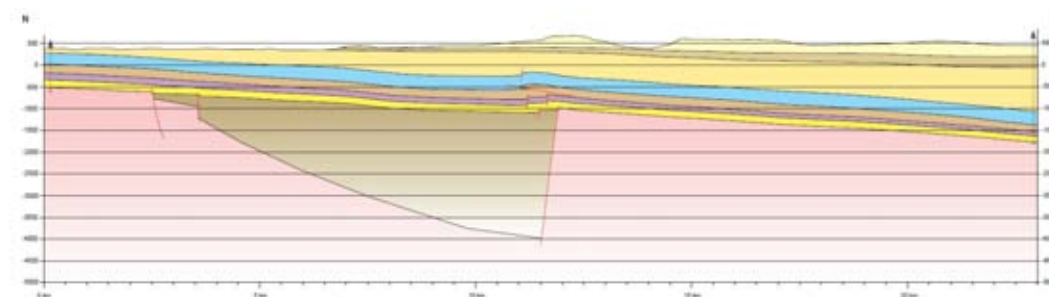
Modellgebiet mit Profilsur
für das Diagonalprofil



Links: Nord-Profil
(von West nach Ost)
Rechts: Süd-Profil
(von West nach Ost)



Links: West-Profil
(von Nord nach Süd)
Rechts: Ost-Profil
(von Nord nach Süd)



Diagonal-Profil
(von Benken
Richtung Süd-Ost)

