



universität
wien

DIPLOMARBEIT

Titel der Diplomarbeit

Geothermie – Energie der Zukunft?

Chancen und Möglichkeiten in Österreich

Verfasserin

Ulrike Leitner

angestrebter akademischer Grad

Magistra der Naturwissenschaften (Mag.rer.nat.)

Wien, 2013

Studienkennzahl lt. Studienblatt:

A 190 456 477

Studienrichtung lt. Studienblatt:

Lehramtsstudium UF Geographie und Wirtschaftskunde
UF Haushaltsökonomie und Ernährung

Betreuer:

Ao. Univ.-Prof. i.R. Dr. Berthold Bauer

Erklärung

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Diplomarbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und mich auch sonst keiner unerlaubter Hilfe bedient habe, dass ich dieses Diplomarbeitsthema bisher weder im In- noch im Ausland in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt habe und dass diese Arbeit mit der vom Begutachter beurteilten Arbeit vollständig übereinstimmt.

Wien, Juni 2013

Inhalt

Inhalt	I
Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	VI
1 Einleitung	1
2 Geschichtlicher Rückblick	5
3 Grundlagen der Geothermie	8
3.1 Aufbau der Erde	8
3.2 Wärmehaushalt der Erde	11
3.3 Geothermischer Temperaturgradient	12
3.4 Wärmetransport im Untergrund	13
4 Energetisch nutzbare Erdwärmevorkommen	15
4.1 Wärmevorkommen in den obersten Erdschichten	16
4.2 Wärmevorkommen im tiefen Untergrund	17
4.2.1 Hydrothermale Niederdrucklagerstätten	18
4.2.1.1 Hydrothermale Systeme mit niedriger Enthalpie	18
4.2.1.2 Hydrothermale Systeme mit hoher Enthalpie	18
4.2.2 Hydrothermale Hochdrucklagerstätten	19
4.2.3 Heiße, trockene Gesteine	20
4.2.4 Magmavorkommen	20
4.3 Geothermische Ressourcen und Reserven	20
5 Technisch nutzbare Erdwärmevorkommen	24
5.1 Oberflächennahe Geothermie	25
5.2 Geschlossene Systeme	25
5.3 Offene Systeme	27
5.4 Sonstige Systeme	27
6 Tiefe Geothermie	28
6.1 Thermische und hydraulische Parameter eines Nutzungshorizontes	30
6.1.1 Thermophysikalische Parameter	31
6.1.2 Hydraulische Parameter	31
6.2 Geothermale Verfahren zur Energiegewinnung	31
6.2.1 Hydrothermale Energienutzung	32
6.2.2 Petrothermale Energienutzung	34
6.2.3 Energienutzung durch tiefe Erdwärmesonden	43
7 Geothermale Nutzungsarten	46
7.1 Stromproduktion	47
7.1.1 Trocken- und Nassdampf Kraftanlagen	48
7.1.2 ORC – Organic Rankine Cycle	49
7.1.3 Kalina-Prozess	50
7.2 Geothermale Direktnutzung	52
8 Ökologische Aspekte einer energetischen Nutzung der tiefen Geothermie	54

9	Energetische Nutzung der Tiefen Geothermie weltweit	57
9.1	Installierte geothermische Stromleistung	57
9.2	Direkte Nutzung geothermischer Energie	60
10	Energetische Nutzung der Tiefen Geothermie in Österreich	61
10.1	Geothermischer Wärmestrom in Österreich	62
10.2	Geologische Voraussetzungen für Tiefe Geothermie in Österreich	63
10.2.1	Oberösterreichische Molassezone	64
10.2.2	Steirisches Becken	67
10.2.3	Wiener Becken	69
10.3	Derzeitige Nutzung geothermischer Energie in Österreich	74
10.3.1	Geothermieranlagen im Oberösterreichischen Molassebecken	75
10.3.1.1	Geothermieranlage Altheim	77
10.3.1.2	Geothermieranlage Geinberg	81
10.3.1.3	Geothermieranlage Obernberg	82
10.3.1.4	Geothermieranlage Simbach-Braunau	83
10.3.1.5	Geothermieranlage St. Martin	85
10.3.1.6	Geothermieranlage Haag	86
10.3.1.7	Geothermieprojekt Ried im Innkreis/Mehrnbach	86
10.3.2	Geothermieranlagen im Steirischen Becken	89
10.3.2.1	Geothermieranlage Bad Blumau	89
10.3.3	Geothermieranlagen im Wiener Becken	92
10.3.3.1	Geothermieprojekt Wien Aspern	94
11	Potenzial der tiefen Geothermie in Österreich	97
11.1	Potenzial der tiefen Geothermie nach Kaltschmitt und Streicher 2009	97
11.1.1	Wärmebereitstellung	97
11.1.2	Strombereitstellung	98
11.2	Potential der tiefen Geothermie REGIO Energy	98
12	Geothermieforschung in der Europäischen Union	102
13	Geothermieforschung in Österreich	104
13.1	THERMALP – Geothermie der Ostalpen	106
13.2	THERMTEC	106
13.3	OMV THERMAL II	106
13.4	TRANSTHERMAL - Geothermie der Ostalpen	107
13.5	TRANSENERGY – Länderübergreifende Geothermie-Ressourcen von Slowenien, Österreich, Ungarn und der Slowakei	107
13.6	GeoMol – Bewertung der Geopotenziale in den alpinen Vorlandbecken für die nachhaltige Bewirtschaftung der natürlichen Ressourcen	110
13.7	GeoEnergie 2050	111
13.8	Projekt Geothermie-Tiefenkraftwerk	112
14	Zusammenfassung und Ausblick	114
15	Kurzfassung	117
16	Abstract	118
17	Literaturverzeichnis	119

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Nutzungsmöglichkeiten und Temperaturzunahme mit der Tiefe (Quelle: http://www.itas.fzk.de)	3
Abbildung 2: Darstellung der Erde nach Kirchner (Quelle: http://www.info-geothermie.ch)	5
Abbildung 3: Schalenaufbau der Erde und Temperaturen im Erdinneren (Quelle: Geothermal Education Office Slide Show)	8
Abbildung 4: Bedeutende Lithosphärenplatten der Erde und die sie begrenzenden Mittelozeanischen Rücken, Tiefseegräben und Transferstörungen (DICKSON und FANELLI 2004)	10
Abbildung 5: Geothermischer Temperaturgradient (Quelle Geothermal Education Office Slide Show)	13
Abbildung 6: Darstellung der dynamischen Erde mit möglichen Erdwärmevorkommen (DICKSON und FANELLI 2004)	15
Abbildung 7: Darstellung eines idealen geothermalen Systems (DICKSON und FANELLI 2004)	16
Abbildung 8: Temperaturverlauf im Boden für die Monate Februar, Mai, August und November (Quelle: www.bohr-tec.de)	17
Abbildung 9: Schematische Darstellung von Gebieten mit Hochenthalpie-Lagerstätten (RUMMEL und KAPPELMAYER 1993)	19
Abbildung 10: McKelvey Diagramm (DICKSON und FANELLI 2004)	21
Abbildung 11: Technische Nutzungsmöglichkeiten von Geothermie, (Quelle: http://www.lgrb.uni-freiburg.de)	24
Abbildung 12: Beispiele oberflächennaher Erdwärme: Erdwärmekollektoren, Grundwasserwärmepumpe und Erdwärmesonde (Quelle: http://www.geophysik.rwth-aachen.de)	26
Abbildung 13: Verschiedene Typen von Grundwasserleiter und deren Wasserführung (GOLDBRUNNER 2011b)	28
Abbildung 14: Geothermale Verfahren zur Energiegewinnung, (Quelle: http://www.gebonds.de)	32
Abbildung 15: Hydrogeothermische Dublette, (Quelle: http://www.lgrb.uni-freiburg.de)	33
Abbildung 16: Geothermische Dublette (Quelle: http://www.lbgr.brandenburg.de)	34
Abbildung 17: HDR - Projekte seit 1973 (eigene Darstellung nach HÄRING 2007, TENZER und JUNG 2012)	37
Abbildung 18: Prinzip von Enhanced Geothermal Systems (HÄRING 2007) (Quelle: http://www.waffenschmidt.homepage.t-online.de)	39
Abbildung 19: Soultz HDR-Konzept (Quelle: http://www.soultz.net)	41
Abbildung 20: Schema einer tiefen Erdwärmesonde (Quelle: http://www.lbgr.brandenburg.de)	44
Abbildung 21: Jahreszeitliche Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien (Quelle: http://www.lgrb.uni-freiburg.de)	46
Abbildung 22: Geothermale Nutzungsmöglichkeiten nach LINDAL 1973 (Quelle: http://www.credoreference.com/topic/geothermal_energy)	47
Abbildung 23: Schema einer Geothermiedublette mit Energieerzeugung (Quelle: http://www.bosy-online.de)	48
Abbildung 24: Direkte Stromerzeugung mit Dampfturbine (Quelle: http://www.vgka.ch)	49
Abbildung 25: ORC – Organic Rankine Cycle (Quelle: http://www.vgka.ch)	50
Abbildung 26: Kalina – Prozess, (Quelle: http://www.vgka.ch)	51
Abbildung 27: Schema einer Kaskadennutzung (Geo-Heat Center Klamath Falls, USA) (Quelle: http://www.geothermal-energy.org)	53

Abbildung 28: Weltweit installierte geothermische Stromleistung (nach BERTANI 2010).....	58
Abbildung 29: Weltweite Nutzung direkter geothermischer Energie 2009 (eigene Darstellung nach LUND et.al. 2010).....	60
Abbildung 30: Lage der Geothermiebohrungen in Österreich 1977 -2009 (GOLDBRUNNER 2011a)	61
Abbildung 31: Geothermischer Wärmestrom Österreichs und dessen Nutzung (Geo-Atlas, 2007)	63
Abbildung 32: Geologische Profil durch das oberösterreichische Molassebecken (ZÖTL und GOLDBRUNNER 1993)	66
Abbildung 33: Geologische Profil durch das Sterische Becken (GOLDBRUNNER 2010)	68
Abbildung 34: Tektonische Übersicht des südlichen Wiener Beckens (GÖTZL et al. 2012d)	71
Abbildung 35: Übersicht zur Geologie des Untergrunds des südlichen Wiener Beckens und den Thermalwasserzirkulationen, leicht verändert nach WESSELY 1983 (GÖTZL et.al. 2012d)	73
Abbildung 36: Verlauf der Bohrungen Altheim 1/1a und Altheim 2 (UHLING 2002)	78
Abbildung 37: Übersichtsschema der Geothermieranlage Altheim (Maurer 2002, eigene Veränderungen).....	80
Abbildung 38: Geothermische Kaskade Geinberg (GOLDBRUNNER 2012b).....	82
Abbildung 39: Verlauf der Bohrungen in Simbach-Braunau (GOLDBRUNNER 2010)	84
Abbildung 40: Verlauf der Bohrungen in Ried im Innkreis/Mernbach (LIEBICH 2012)	88
Abbildung 41: Schema der Kaskadennutzung der Geothermieranlage Bad Blumau: ORC, Kohlendioxid-Verwertung und Beheizung (GOLBRUNNER 2005).....	91
Abbildung 42: Geologisches Profil durch das Wiener Becken mit Arbeitsgebiet des Geothermieprojekts Aspern (GOLDBRUNNER 2012 und eigene Darstellung)	93
Abbildung 43: Geothermie-Kraftwerk in Aspern (KOTSCHAN 2012a)	94
Abbildung 44: Technische Potenzial hydrothermalen Geothermie 2008 (STANZER et al. 2010)	99
Abbildung 45: Reduziertes techn. Potenzial hydrothermalen Geothermie 2008 (STANZER et al 2010)	100
Abbildung 46: Verteilung des realisierbaren Geothermie-Potenzials bis 2020 (STANZER et al. 2010)	101
Abbildung 47: Transenergy Pilotgebiete (Quelle: http://transenergy-eu.geologie.ac.at/)	108
Abbildung 48: Projektgebiet GeoMol (Quelle: www.geomol.eu)	110
Abbildung 49: Unterschiedliche Nutzungsmöglichkeiten eines Molassebeckens (Quelle: www.geomol.eu)	111
Abbildung 50: Prinzipskizze eines Geothermie Tiefenkraftwerkes (MUSER et al. 2011).....	113

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ergebnisse der wichtigsten Petrothermal-Projekte (TENZER und JUNG 2012).....	40
Tabelle 2: Geothermisches Nutzungsmodell für Mitteleuropa (GOLDBRUNNER 1990).....	52
Tabelle 3: Weltweit installierte geothermische Stromleistung (BERTANI 2010)	59
Tabelle 4: Thermalwassererschließungen 1977 bis 2009 in Österreich (GOLDBRUNNER 2010)	75
Tabelle 5: Installierte geothermische Leistung in Oberösterreich 2011 (GOLDBRUNNER 2012)	76
Tabelle 6: Installierte geothermische Leistung im Steirischen Becken (GOLDBRUNNER 2012)	89
Tabelle 7: Erwartete Parameter der Geothermiebohrung Aspern (KOTSCHAN 2012a).....	95
Tabelle 8: Geothermische Forschung der Geologischen Bundesanstalt (GÖTZL 2012a)	105

1 Einleitung

Der Fortschritt der Zivilisation beruht auf der Verfügbarkeit von Energie. Seit Jahrzehnten steigt der weltweite Energieverbrauch und die damit verbunden Umweltbelastungen kontinuierlich an. Die Vorräte der fossilen Energieträger Erdöl, Erdgas und Kohle sind begrenzt. Bei weiter steigendem Energiebedarf bestehen neben der Endlichkeit fossiler Energieressourcen Probleme des Energiepreises, der Wirtschaftlichkeit und der Verteilung von Energie. Ebenso schwerwiegend sind die Abhängigkeiten durch die geografische Lage der fossilen Energiequellen. Umweltbelastungen, wie der Ausstoß von Kohlendioxid und anderer Treibhausgase führen zu der Problematik des Klimawandels. Das Risiko der Nutzung bisher verfügbarer Kernenergietechniken wurde durch Umweltkatastrophen und Kraftwerksstörungen in jüngster Vergangenheit sowie durch das bisher ungelöste Problem der Beseitigung von radioaktiven Abfallstoffen nicht gemindert. Die Entwicklung von Wasserkraft ist weltweit fast erschöpft.

Um Umweltprobleme, wirtschaftliche Abhängigkeiten und Ressourcenknappheit nachhaltig zu lösen, bedarf es einer umweltfreundlichen und unerschöpflichen Energiequelle. In den letzten Jahrzehnten werden verstärkt Anstrengungen unternommen, bisher ungenutzte Energiequellen zur Deckung unseres Energiebedarfs heranzuziehen. Die in Österreich genutzten erneuerbaren Energien wie Biomasse, Windenergie, Sonnenenergie und Wasserkraft beinhalten das Problem der zeitlichen und örtlichen Verfügbarkeit.

Im Inneren unserer Erde schlummert ein mächtiges Potential an Energie. Die Geothermie hat das Potential einer nachhaltigen Energiequelle. 99 % der Erdmasse sind wärmer als 1 000 °C und nur gerade 0,1 % kälter als 100 °C (ASUE 2011). Das unerschöpfliche Energiepotential der Erdwärme wird bisher kaum genutzt. Deshalb kommt der Nutzung von geothermischer Energie zur Energiebereitstellung eine ständig wachsende Bedeutung zu. Geothermie hat gegenüber anderen regenerativen Energien den Vorteil, dass sie weder von der Tages- oder Jahreszeit noch von klimatischen Bedingungen abhängig ist. Die Anwendung der Geothermie

erstreckte sich bisher nur auf den Bereich natürlicher hydrothermalen Vorkommen, doch die Ausnützung dieses Potentials ist beschränkt.

Deshalb richtet sich das besondere Interesse auf die Erschließung des riesigen Wärmespeichers im tiefen heißen Untergrund, der überall von der Erdoberfläche aus durch tiefe Bohrungen erschlossen werden könnte. Die Geothermie kann als erneuerbare Energieform mit hoher Nachhaltigkeit einen festen Bestandteil zukünftiger Energiesysteme darstellen. Geothermische Systeme lassen sich nach verschiedenen Kriterien gliedern. Betrachtet man die Nutzungsart und die Tiefe der Wärmegewinnung der geothermischen Energie, so kann man zwischen Vorkommen oberflächennaher bzw. seichter Schichten und Vorkommen des tiefen Untergrunds unterscheiden (KALTSCHMITT 1999, PK Tiefe Geothermie 2007). Die Abgrenzung zwischen oberflächennah und tief wird bei 400 m unter Terrain angenommen. Diese Einteilung wurde 1987 erstmals durch das Bundesamt für Energiewirtschaft der Schweiz getroffen und hat sich in Europa so eingebürgert.

Der Begriff Erdwärme bzw. Geothermie wird in dieser Arbeit für die gesamte unterhalb der Erdoberfläche vorhandene Wärme unabhängig davon, aus welcher Quelle des regenerativen Energieangebot diese Wärmeenergie stammt, verwendet.

Erdwärme kann auf sehr unterschiedliche Weise mit sehr verschiedenartigen Techniken genutzt werden (Abbildung 1). Bis zu einer Tiefe von 400m spricht man von seichter bzw. oberflächennaher Geothermie.

Dabei wird Wärme aus gespeicherter Sonnenenergie und dem Wärmestrom für die Wärmeherzeugung über Wärmepumpen für die Beheizung und Warmwasserversorgung von Gebäuden genutzt. Zur Temperaturerhöhung dient meist eine nachgeschaltete Wärmepumpe (KALTSCHMITT 1999). Tiefe Geothermie bezeichnet die Nutzung der Erdwärme bei Tiefen über 1 000 m. Man unterscheidet dabei im Wesentlichen zwischen hydrothermalen Systemen und petrothermalen Systemen bzw. Hot Dry Rock Systemen (HDR) oder Enhanced Geothermal Systems (EGS). Bei hydrothermalen Systemen erfolgt eine direkte Wärmenutzung aus kluftporösen oder verkarsteten Gesteinsschichten über Aquifere zur Erzeugung von Wärme und Strom. Petrothermale Systeme gewinnen Wärme zur Wärme- und Stromerzeugung aus hei-

Einleitung

ßem, überwiegend trockenem Gestein des kristallinen Grundgebirges über induziertem Wasserkreislauf mittels technischer Permeabilitätserweiterung (ASUE 2011). Die Abbildung 1 zeigt auch die Abhängigkeit verschiedener Temperaturverläufe von der Tiefe.

Der Verlauf des Temperaturgradienten von Larderello zeigt eine extreme Anomalie. Die Temperaturtiefenverteilung kann je nach Region und Tiefe aufgrund spezieller Wärmetransportprozesse sehr stark variieren.

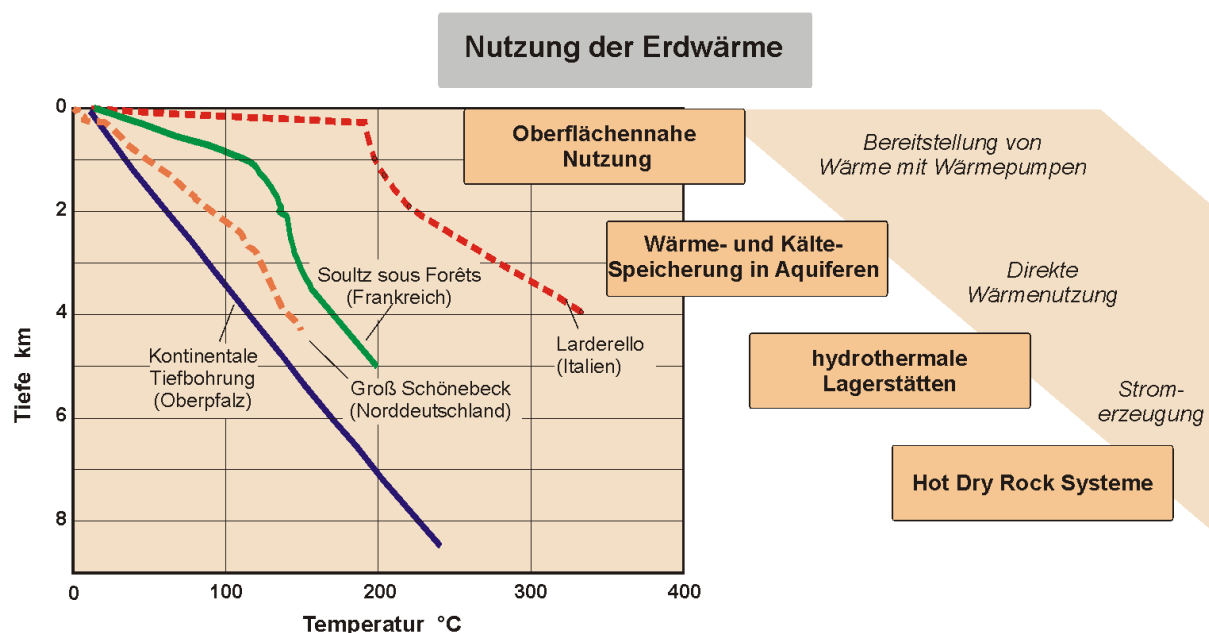


Abbildung 1: Nutzungsmöglichkeiten und Temperaturzunahme mit der Tiefe (Quelle: <http://www.itas.fzk.de>)

Ziel dieser Arbeit ist es, die Chancen und Möglichkeiten der Nutzung der tiefen Geothermie in Österreich zu erörtern. Dazu werden zuerst die physikalischen und technischen Grundlagen der Geothermie im Allgemeinen sowie die Möglichkeiten der unterschiedlichen Techniken und Verfahren einer Nutzung der in der Erde gespeicherten Energie besprochen. Nach einem Ausblick auf den weltweiten Stand der Geothermie soll im zweiten Teil der Arbeit auf die bestehende Situation in Österreich

und die Zukunftsperspektiven der tiefen Geothermie in Österreich eingegangen werden.

In Österreich hat die Nutzung der Geothermie für balneologische Zwecke eine lange Tradition. Im internationalen Vergleich steht Österreich hinsichtlich der Erschließung geothermischer Energie erst am Beginn. Die energetische Verwendung von geothermischer Energie hat sich bis jetzt auf die direkte Warmwassernutzung und die Fern- und Nahwärmeversorgung beschränkt. Die Nutzung zur Stromerzeugung spielt noch eine untergeordnete Rolle.

Geht man in Österreich von einer Bodentemperatur von 10 °C aus, so besitzen Gesteine in einer Tiefe von 2 000 m Temperaturen von 50 bis 120 °C (GÖTZL 2008).

Für die Zukunft gibt es in Österreich noch beträchtliches Ausbaupotenzial. Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass sich die Nutzungsmöglichkeiten regional sehr unterschiedlich verteilen.

Geologisch günstige Voraussetzungen für die Erschließung geothermaler Energie liegen in Österreich im Oberösterreichischen Molassebecken, im Steirischen Becken, im Wiener Becken und im Pannonischen Becken (GOLDBRUNNER 2011a).

2 Geschichtlicher Rückblick

Hinweise auf geothermisches Geschehen und auf Energie des tieferen Untergrunds gab es schon in biblischen Zeiten und in der Antike. Damals wurde die Wärme aus der Erde teilweise mit dem Wesen und Handeln von Gottheiten in Beziehung gesetzt.

Die in der Umgebung von vulkanisch aktiven Gebieten vorkommenden heißen Quellen wurden seit vielen Jahrhunderten von Menschen genutzt. Beispiele dafür sind aus der Türkei, Japan, China oder Neuseeland bekannt. In Europa nutzten vor allem die Römer und die Isländer die Erdwärme. Sie verwendeten diese natürlichen Wärmequellen für Kochzwecke, Beheizung von Wohnungen und in Thermalbädern.

In der Aufklärung begann man, sich wissenschaftlich mit der Naturbeobachtung und dem inneren Aufbau der Erde zu beschäftigen. Auf ausgedehnten Studienreisen nach Italien erlebte A. KIRCHNER 1631 den Vulkanausbruch des Vesuvs. Tief beeindruckt entwarf er das in Abbildung 2 dargestellte Modell vom Aufbau der Erde (vgl. RONNER 1974)

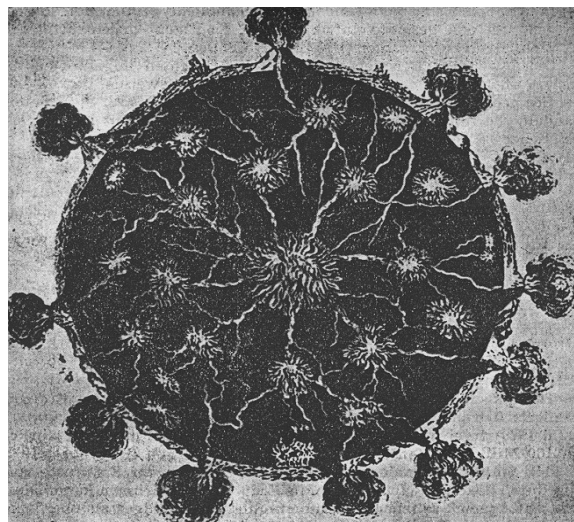


Abbildung 2: Darstellung der Erde nach Kirchner (Quelle: <http://www.info-geothermie.ch>)

Er definierte eine Temperaturzunahme zur Tiefe hin und stützte sich dabei auf Angaben von Bergleuten. Er versuchte, die vielfältigen geothermischen und vulkanischen Phänomene auf eine gemeinsame Ursache, ein Zentralfeuer im Erdinneren, zurückzuführen. Das Wissen um den inneren Aufbau Erde wuchs beständig an. Mitte des 17. Jahrhunderts kommen die Physiker Robert F. Boyle und Isaac Newton zu dem Schluss, dass die Materie im Erdinneren überwiegend flüssig sein müsse. Im 18. Jahrhundert erfolgte dann der Schritt von der rein beobachtenden hin zur messenden, quantifizierenden Untersuchungsweise. Exakte Messungen in Tiefenbohrungen, die genauere Bestimmungen des geothermischen Gradienten erlaubten, erfolgten gegen Ende des 19. Jahrhunderts. Carl Gustav Bischof setzte sich mit der Unzuverlässigkeit der Temperaturmessungen in Quellen und Bergwerken auseinander und fand heraus, dass das Wärmeleitvermögen der Gesteine zu unterschiedlichen Gradienten führen kann. Mit den Messungen des deutschen Geologen Wilhelm Dunkers bei den beiden, damals weltweit tiefsten Bohrungen in Deutschland und den darauf folgenden Auswertungen und Theorien, fand die ältere Geschichte der Erdwärmeforschung ein Ende. Die Entdeckung der Radioaktivität und die Entwicklung der Methoden der modernen Geophysik haben das Verständnis von der Ursache der Erdwärme und einem Zentralfeuer vollständig verändert und die heutige Geothermie begründet. Mit der wissenschaftlichen Durchdringung des Phänomens Erdwärme am Ende des 19. Jahrhunderts ging dann auch die gezielte Nutzung geothermischer Energie zur Strom- und Wärmeproduktion einher (vgl. KALTSCHMITT 1999).

Die Geschichte geothermischer Energiegewinnung beginnt in Larderello in der Toskana. 1827 wurde dort auf Vorschlag von Francesco Larderel der Dampf heißer Fumarolen zum Eindampfen von Borsäure verwendet, wahrscheinlich die erste technische Anwendung der Erdwärme. Bald danach wurden durch Bohrungen sowohl die Dampfgewinnung wie auch die Rohstoffgewinnung erhöht. Graf Ginori Conti nutzte 1904 die Erdwärme für die erste geothermische Stromerzeugung und legte so den Grundstein für die kommerzielle Nutzung der Erdwärme.

Thermalwasser wird im Gebiet des heutigen Österreich bereits seit der Antike durch den Menschen genutzt, wie etwa die Thermen der Römer. Die Geschichte der aktuellen energetischen Nutzung der tiefen Geothermie in Österreich begann in den

1970iger Jahren eher zufällig als geplant. Im steirischen Waltersdorf bohrte man nach Erdöl, stieß aber auf eine heiße Quelle. Aus diesem Misserfolg wurde die Initialzündung für die geothermische Wärmenutzung.

Ausschlaggebend dafür waren die veränderten Rahmenbedingungen für die Weltwirtschaft, die durch eine Reihe sich gegenseitig verstärkender, wirtschaftlicher und politischer Faktoren bewirkt wurde. Seit dem „Ersten Ölschock“ im Jahre 1973 konzentriert sich die einsetzende Bohrtätigkeit bis heute auf das Oberösterreichische Molassebecken und auf das Steirische Becken (GOLDBRUNNER 2011a).

In Österreich setzte man sich erstmals intensiv mit geothermischer Energie auseinander, als man 1976 ein Forschungskonzept für die Erschließung und Nutzung geothermischer Energie erstellte (Bundesministerium für Wissenschaft und Forschung, 1976). Man ging davon aus, dass die geologischen Verhältnisse in einigen österreichischen Gebieten so gestaltet sind, wie in Ländern, in denen die geothermische Energie schon seit vielen Jahren genutzt wird. Während in anderen Ländern der Erschließung und Nutzung von geothermischer Energie ein wichtiger Platz in der Energieforschung eingeräumt wird, hat man sich in Österreich mittelfristig zunächst auf eine Verwertung der geothermischen Energie für Heiz- und Kühlzwecke beschränkt. Da die nötigen Forschungsarbeiten für die Nutzung geothermischer Energie zur Erzeugung elektrischer Energie als überaus kostspielig eingeschätzt wurden, beschränkte man sich darauf, ausländische Entwicklungen auf diesem Gebiet sorgsam zu verfolgen.

Seit Mitte der 1970iger Jahre wurden in Österreich 72 Thermalwasser- und Geothermiebohrungen niedergebracht. Dabei konnte in den Gebieten mit günstigen Voraussetzungen für die Erschließung hydrothermalen Energie im Oberösterreichischen Molassebecken und im Steirischen Becken auch auf nicht fündige Kohlenwasserstoffbohrungen zurückgegriffen werden. Seit 1999 wurde keine Bohrung mehr für die energetische Nutzung abgeteufelt. Erst 2011 wurden mit den Bohrungen in Ried im Innkreis und Wien Aspern neue Projekte zur Energiegewinnung in Angriff genommen.

3 Grundlagen der Geothermie

Für ein Verständnis der gegenwärtigen und zukünftigen Möglichkeiten der Geothermie sowie den Herausforderungen, die ihre Nutzung mit sich bringt, ist es notwendig, sich mit den naturwissenschaftlichen Grundlagen dieser Energiequelle auseinanderzusetzen. Neben den thermophysikalischen Eigenschaften wie Wärmestromdichte und geothermischer Temperaturgradient sind die hydraulischen Eigenschaften Permeabilität, die Durchlässigkeit und die Transmissivität von großer Bedeutung.

3.1 Aufbau der Erde

Aufgrund von seismischen Untersuchungen geht man heute von einem Schalenaufbau der Erde aus. Die Struktur im Erdinneren bestimmt die Ausbreitungsgeschwindigkeit der Wellen. Zwischen Zonen unterschiedlicher physikalischer Eigenschaften ändert sich die Fortpflanzungsgeschwindigkeit von seismischen Wellen sehr deutlich.

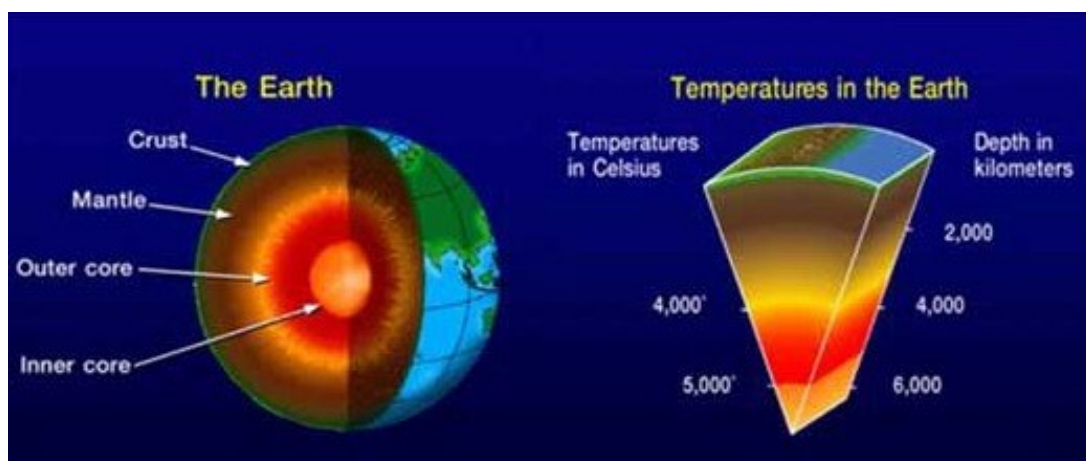


Abbildung 3: Schalenaufbau der Erde und Temperaturen im Erdinneren (Quelle: Geothermal Education Office Slide Show, Slide 3 and 4)

Um einen inneren, festen Kern liegen der äußere, flüssige Kern, der Erdmantel mit mehreren Schalen und die Erdkruste. Im Zentrum des Erdkörpers liegt der Erdkern, dessen äußere Bereiche flüssig sind. Der innere Erdkern ist trotz Kerntemperaturen zwischen 3 000 und 5 000°C fest und besteht vorwiegend aus Eisen und Nickel. Daran schließt sich der 2800 km mächtige Erdmantel an. Er besteht aus von Gasen durchdrungener Schmelzzone ultrabasischen und basischen Magmas. Hauptbestandteile des Erdmantels sind Olivin, Pyroxen, Granat und Spinell. Als entsprechende Typgesteine des oberen Mantels gelten Peridotit und Eklogit. Die Temperaturen des Mantels liegen zwischen 1 000 und 3 000°C. Die äußerste Schale stellt die Erdkruste dar. Die Erdkruste gliedert sich in eine untere Kruste, die Gesteine mit basaltischem Chemismus wie Basalt und Gabbro aufweist und eine obere Kruste aus magmatischen, metamorphen und sedimentären Gesteinen, die eine durchschnittliche granitische Zusammensetzung besitzen. Die Temperaturen dieser obersten Schale steigen mit zunehmender Tiefe auf 1 000 °C an. Die Dichte der einzelnen Schalen nimmt nach außen hin ab.

Die jeweiligen Grenzen zwischen diesen unterschiedlichen Schalen stellen Diskontinuitätszonen dar. Die Conrad-Diskontinuität bildet die Grenzfläche zwischen oberer und unterer Erdkruste. In Mitteleuropa liegt diese Grenzfläche etwa in Tiefen zwischen 12 und 15 km. Die Mohorovicic-Diskontinuität ist als Grenze zwischen Erdkruste und oberem Erdmantel definiert und liegt durchschnittlich bei 40 km Tiefe. Unter jungen Hochgebirgen erreicht die Moho-Grenzfläche eine Tiefe bis zu 80 km während sie unter Ozeanböden nur bis in 5 bis 8 km Tiefe reicht. An der Grenze vom unteren Erdmantel zum äußeren Erdkern liegt eine weitere wichtige Diskontinuität, die Gutenberg-Diskontinuität.

Die heute in der Erde mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten ablaufenden Prozesse zeugen davon, dass sich die Erde nicht im Gleichgewicht befindet und ihre Strukturbildung andauert. Im Laufe der Jahrhunderte gab es verschiedene Modelle und Erklärungen um den tektonischen Zustand der Erde zu erklären.

Als wichtigste Hypothese gilt die von Alfred Wegener 1912 begründete Kontinentalverschiebungstheorie. Weiterentwickelt wurde diese Theorie durch die Entdeckung

einer Schicht niedriger Wellengeschwindigkeit unter der Lithosphäre, Erkenntnisse zur Ozeanbodenspreizung am Mittelozeanischen Rücken sowie die Subduktion von Meeresboden an Ozeanrändern.

Für die geodynamische Entwicklung der Erde besitzen die unterschiedlichen rheologischen Eigenschaften von Lithosphäre und Asthenosphäre eine wichtige Bedeutung. Die Unterschiede sind dafür verantwortlich, dass die die Kruste und den oberen Erdmantel umfassenden Lithosphärenplatten auf der unterlagernden Asthenosphäre verschoben werden können. Die antreibenden Kräfte dieser Plattendrift liegen in Konvektionsströmungen des Mantels (KALTSCHMITT 1999).

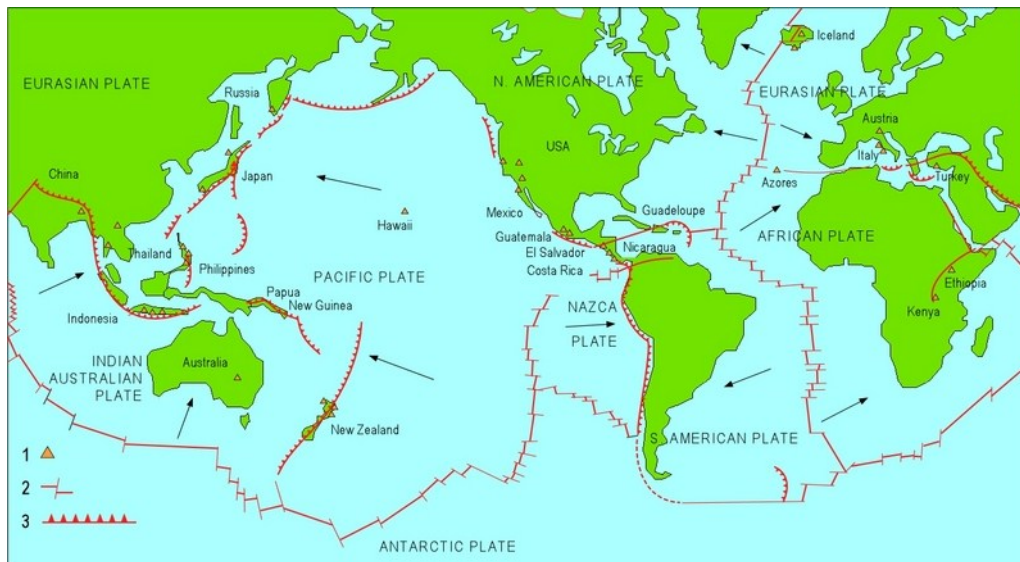


Abbildung 4: Bedeutende Lithosphärenplatten der Erde und die sie begrenzenden Mittel-ozeanischen Rücken, Tiefseegräben und Transferstörungen (DICKSON und FANELLI 2004)

Die aus der Abbildung 4 ersichtlichen Plattengrenzen stellen die tektonisch aktivsten Gebiete der Erde dar. Die Abbildung zeigt zur Energiegewinnung genutzte geothermische Felder (1), Mittelozeanische Rücken mit Transformationsstörungen (2) und Subduktionszonen (3). Alle Plattengrenzen sind in unterschiedlichem Ausmaß durch Vulkanismus und Erdbeben geprägt. An etlichen Stellen der Erde tritt diese Erdwärme an die Oberfläche. Vulkane, Fumarolen aber auch heiße Quellen sind Zeugnisse eines heißen Erdinnern.

3.2 Wärmehaushalt der Erde

Die auf der Erde nutzbaren Energieströme entstammen drei grundsätzlich unterschiedlichen Primärquellen. Dies sind die Solarstrahlung, die Erdwärme und die Gezeitenenergie (KALTSCHMITT 1999). Der aus dem Erdinneren an die Erdoberfläche dringende Energiestrom stammt nach KALTSCHMITT 1999 aus drei verschiedenen Quellen:

Gespeicherte Energie, die noch aus der während der Erdentstehung frei gewordenen Gravitationsenergie resultiert.

Energie, die aus der von vor der Erdentstehung noch vorhandenen sogenannten Ursprungswärme stammt.

Energie, die durch den Zerfall radioaktiver Isotope, die in der Erde (insbesondere in der äußeren Erdkruste) enthalten sind, freigesetzt wurde und wird. Diese Wärme ist aufgrund der meist schlechten Wärmeleitfähigkeit der Gesteine zum überwiegenden Teil nach wie vor in der Erde gespeichert.

Die Erde entstand vor ungefähr 4,5 Mrd. Jahren durch schrittweise Zusammenballung von Materie (Gesteinsbrocken, Gase, Staub) innerhalb eines vorhandenen Nebels. Dabei dürfte die Gravitationsenergie beim Aufprall der Massen fast vollständig in Wärme umgewandelt worden sein und ein Großteil der freigesetzten Wärme wurde wieder in den Weltraum abgestrahlt. (KALTSCHMITT 1999). Trotz aller Unsicherheiten über die Massenansammlung und die Energieabstrahlung während der Ursprungsphase betrug die Ursprungswärme der Erde etwa zwischen $15 \cdot 10^{30}$ Joule und $35 \cdot 10^{30}$ Joule. Die Erde enthält radioaktive Elemente wie Uran, Thorium und Kalium. Der Zerfall dieser radioaktiven Isotope, vor allem in den basaltischen und granitischen Gesteinen der Erdkruste, gibt Energie ab. Dadurch hat die Erde seit ihrer Entstehung rund $7 \cdot 10^{30}$ Joule radiogene Wärme erhalten. Die theoretisch noch bereitstellbare Wärme der noch vorhandenen Isotope beträgt in etwa $12 \cdot 10^{30}$ Joule. Bei Addition der heute noch vorhandenen Gravitationsenergie (unvollständige Materialdifferentiation), des noch vorhandenen radiogenen Wärmepotenzials und des vor-

handenen Wärmeinhalts der Erde kommt man zu einem Gesamtenergiebetrag der Erde von 12 bis $24 \cdot 10^{30}$ Joule (RUMMEL & KAPPELMEYER 1993).

3.3 Geothermischer Temperaturgradient

Die mittlere Temperatur an der Erdoberfläche liegt bei 14°C, im Erdinneren bei rund 5 000°C. Aus Bohrungsmessungen weiß man, dass die Temperatur gesetzmäßig mit der Tiefe zunimmt. Der Anstieg der Temperatur mit zunehmender Tiefe wird als geothermischer Temperaturgradient bezeichnet.

In der Erdkruste beträgt der geothermische Temperaturgradient im Mittel etwa 30K/km Tiefe. Dieser Wert stellt nur einen sehr groben Richtwert und keinen exakten Mittelwert dar (KALTSCHMITT 1999). Die Zunahme der Temperatur mit zunehmender Tiefe zeigt einen stetigen Wärmefluss aus dem Erdinneren zur Erdoberfläche. Energie aus tiefer Erdwärme wird demnach von unten nach oben regeneriert. In aus geologischer Sicht alten Kontinentalgebieten wie Kanada oder Südafrika zeigen sich kleinere Temperaturgradienten. Dort beträgt der Temperaturgradient der oberen Kruste nur rund 1 °C pro 100 m. Dagegen werden in tektonisch aktiven Krustengebieten an den Rändern von Lithosphärenplatten wie zum Beispiel in Island oder in Grabenregionen wie der Oberrheingraben Gradienten von bis zu 200 °C gemessen.

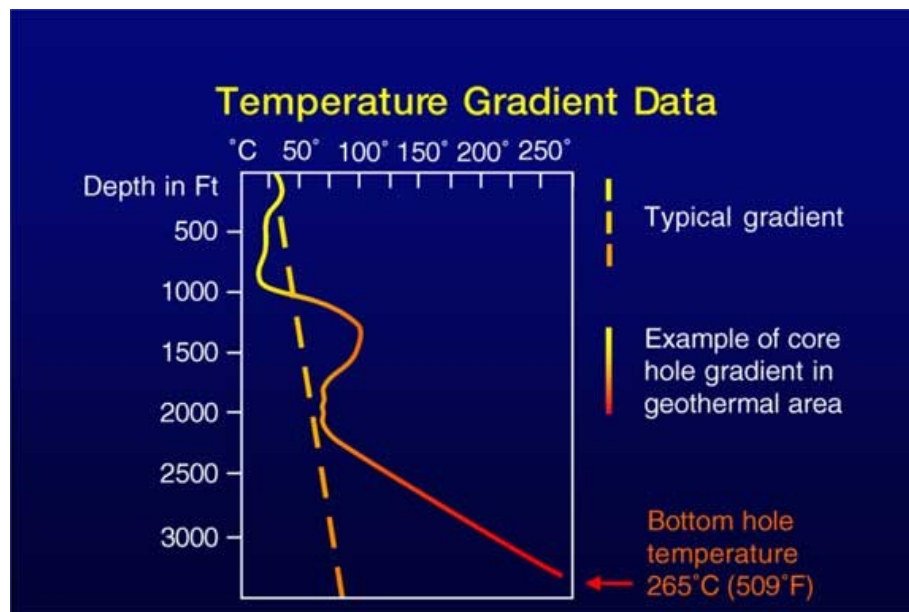


Abbildung 5: Geothermischer Temperaturgradient (Quelle: Geothermal Education Office Slide Show, Slide 30)

3.4 Wärmetransport im Untergrund

Die in den oberen 10 Kilometern der kontinentalen Erdkruste gespeicherte Wärme beträgt rund $6 \cdot 10^{26}$ Joule (RUMMEL und KAPPELMEYER 1993). Das Temperaturprofil innerhalb der Erdkruste ist charakterisiert durch den Wärmestrom zur Erdoberfläche hin. Die Größe des natürlichen Wärmestroms ist proportional zu dem in der Erdkruste herrschenden Temperaturgradienten. Daraus ergibt sich ein Wärmestrom zur Erdoberfläche von etwa 65 mW/m^2 . Die Einstrahlung der Sonne auf der Erdoberfläche ist 20 000-fach so hoch wie der terrestrische Wärmestrom. Damit wird die Temperatur auf der Erdoberfläche sowie auch in den obersten 10 bis 20 Metern des Erdreichs vom Wärmeeintrag durch die eingestrahlte Sonnenenergie dominiert. Die Temperaturverteilung in den oberflächennahen Erdschichten wird neben der solaren Einstrahlung auch durch den Niederschlag und der Bodenfeuchte sowie der Wärmeleitfähigkeit und der Wärmespeicherkapazität des Bodens bestimmt.

Im obersten Bereich der Erdkruste wird der Anteil am gesamten Erdwärmestrom, der aus der Erdwärme bzw. aus der eingestrahnten Sonnenenergie resultiert, durch eine Reihe sehr unterschiedlicher Effekte beeinflusst. Eine wesentliche Einflussgröße ist der Niederschlag. Das daraus resultierende Oberflächen- und Grundwasser wird

durch Sonnenenergie aufgeheizt und transportiert die solar eingestrahlte Energie in die oberflächennahen Erdschichten. Durch erwärmte Oberflächenwässer werden die Temperaturen in den oberflächennahen Bodenschichten bis ca. 20 m oder teilweise tiefer beeinflusst.

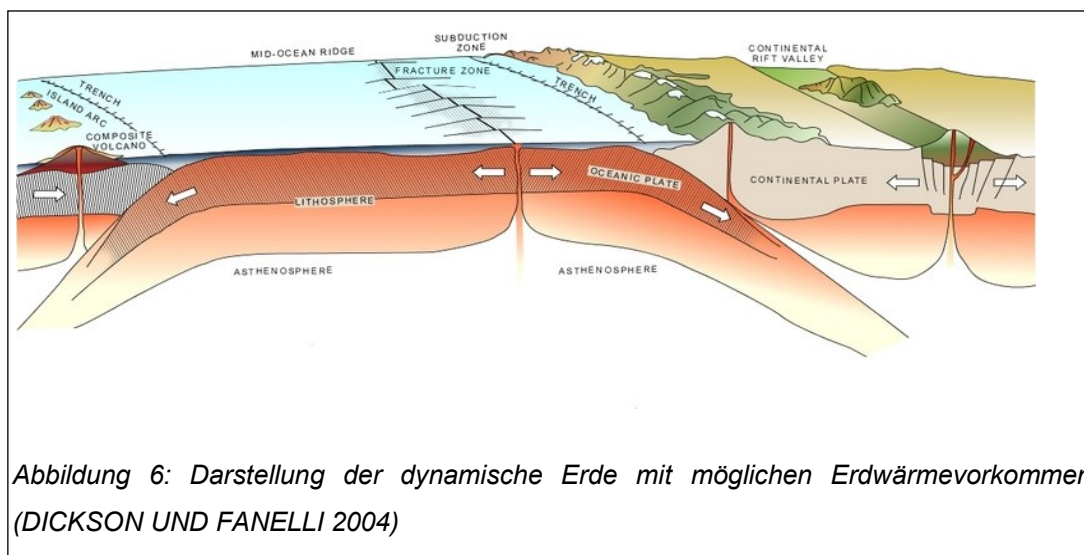
Im tiefen Untergrund hängt die Temperaturverteilung von verschiedenen Wärmetransportprozessen ab. Das hat verschiedene Temperaturen in gleicher Tiefe zur Folge. Der geothermische Wärmefluss ist im tiefen Untergrund im Gegensatz zu oberflächennahen Schichten keinen jahreszeitlichen Schwankungen unterworfen.

Unabhängig davon aus welcher Quelle des regenerativen Energieangebots die im Erdreich vorhandene Wärme stammt, versteht man unter dem Begriff Erdwärme oder Geothermie die in der Erde gespeicherte Energie.

4 Energetisch nutzbare Erdwärmevorkommen

Dem Energiefluss von außerhalb der Erde, der überwiegend auf die Sonnenstrahlung zurückgeht, steht der natürliche Wärmestrom zur Erdoberfläche von 65 mW/m^2 gegenüber. Dieser geringe mittlere Wärmestrom bietet keine direkte Möglichkeit zur Nutzung der Erdwärme. In tieferen Schichten lassen heiße Tiefenwässer oder Dampfvorkommen eine energetische Nutzung zu.

Obwohl gewaltige Energiemengen im Erdinneren existieren, ist diese Erdwärme nicht überall nutzbar. Andererseits demonstrieren Warmwasservorkommen, heiße Quellen und vulkanische Gebiete die Existenz geothermischer Energie. Diese Phänomene sind jedoch an besondere geologische Bedingungen, wie an die Ränder von Lithosphärenplatten gebunden (Abbildung 6). Dort können schon in sehr geringen Tiefen hohe Temperaturen auftreten. Möglichkeiten zur geothermischen Energiegewinnung bestehen außerdem im tiefen heißen kristallinen Untergrund und in tiefen Sedimentbecken. In einigen Regionen fehlen aber trotz sehr hoher Temperaturen im Untergrund Wasser oder Klüfte als Transportmittel oder Transportwege.



Die Abbildung 7 zeigt ein ideales geothermales System. Im folgenden Kapitel werden verschiedene geothermische Systeme beschrieben, die für die Energiegewinnung aus geothermalen Energieressourcen geeignet sind.

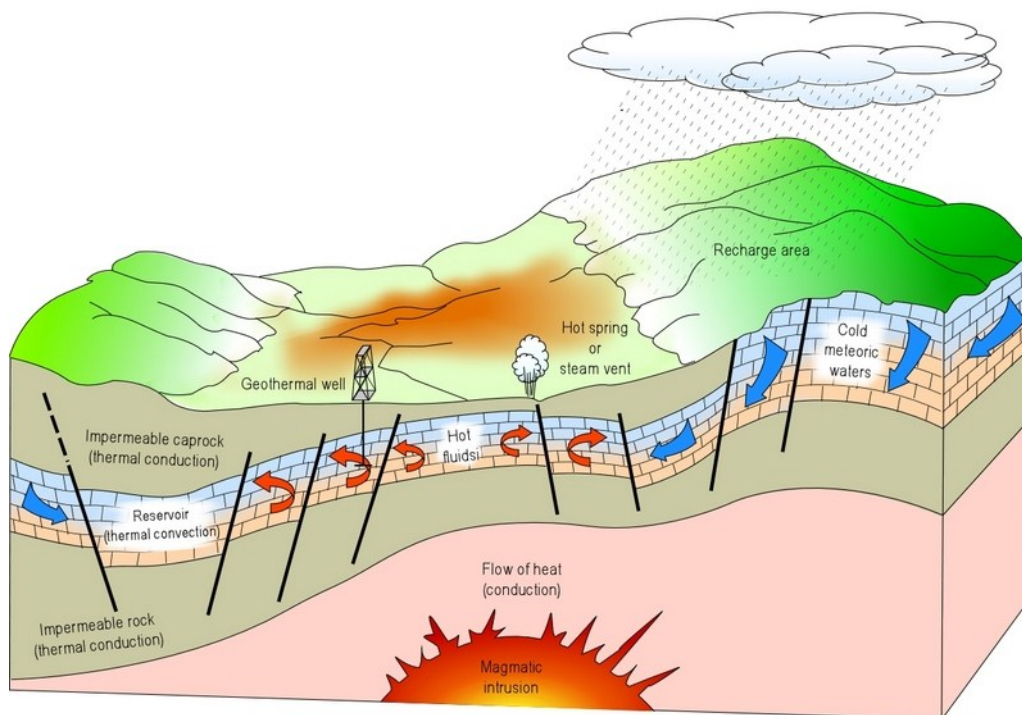


Abbildung 7: Darstellung eines idealen geothermalen Systems (DICKSON und FANELLI 2004)

4.1 Wärmevorkommen in den obersten Erdschichten

Die Temperaturen in den obersten hundert Metern unter der der Erdoberflächen liegen um 20 °C. Das Wärmepotential stammt bis in eine Tiefe von 15 bis 40 m aus der solaren Einstrahlung, der Wärmeleitung des Bodens und aus zirkulierenden, solar erwärmten Grundwässern (vgl. KALTSCHMITT 1999). Die Abbildung 8 zeigt, dass der Temperaturverlauf bis rund 10 m unter Geländeoberkante durch die jahreszeitlichen Temperaturschwankungen geprägt ist. Ab ca. 15 m Tiefe ist er über das Jahr hinweg fast konstant. Hier sind die klimatisch bedingten Schwankungen nicht mehr feststellbar. Die Temperatur entspricht dem Jahresmittel der Lufttemperatur am jeweiligen Standort. Danach nimmt der Temperaturverlauf mit dem aufwärts gerichteten Wärmestrom aus dem Erdinneren kontinuierlich zu.

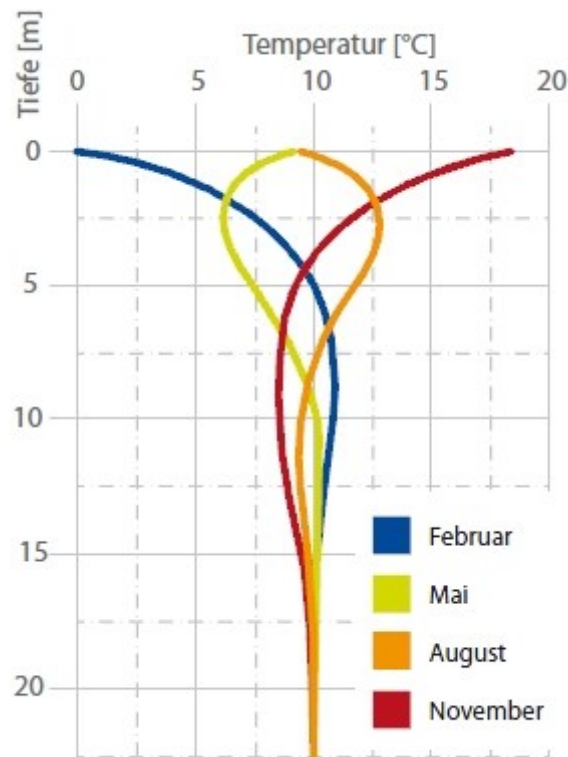


Abbildung 8: Temperaturverlauf im Boden für die Monate Februar, Mai, August und November (Quelle: www.bohr-tec.de)

4.2 Wärmevorkommen im tiefen Untergrund

Der natürliche Wärmestrom zur Erdoberfläche von 65mW/m^2 ist normalerweise für eine direkt technische Nutzung zu gering. Eine energetische Nutzung der geothermischen Energie ist meistens deshalb nur dort sinnvoll, wo infolge natürlicher Prozesse besondere Rahmenbedingungen vorliegen (KALTSCHMITT 2009).

Die potentielle Nutzung der geothermischen Energievorkommen hängt vom Energiegehalt und damit von der Temperatur ab. Die Einteilung geothermaler Ressourcen des tieferen Untergrunds wird durch die Enthalpie definiert. Dabei bezeichnet die Enthalpie den Wärmeinhalt. Man unterscheidet verschiedene Lagerstätten:

4.2.1 Hydrothermale Niederdrucklagerstätten

Hydrothermale Niederdruckdampflagerstätten sind durch das Vorhandensein einer stark wasser- bzw. dampfführenden Gesteinsschicht gekennzeichnet. Ursache für die Bildung solcher Lagerstätten ist der Aufstieg von heißem Gestein aus dem Erdmantel und die Bildung von tiefen Sedimentformationen (RUMMEL & KAPPELMEYER, 1993). Je nach Wärmeinhalt spricht man von Hoch- und Niedrigenthalpiesystemen:

4.2.1.1 Hydrothermale Systeme mit niedriger Enthalpie

Hier werden Aquifere mit heißen (Temperaturen über 100 °C), warmen (Temperaturen bis 100 °C) oder thermalen (Temperaturen unter 20 °C) Wasser sowie Störungen bzw. Störungszonen genutzt.

4.2.1.2 Hydrothermale Systeme mit hoher Enthalpie

Hier werden Dampf- oder Zweiphasensysteme genutzt. Man unterscheidet Nassdampfvorkommen sowie Heiß- oder Trockendampfvorkommen (Temperaturen > 150 °C). Heißwasservorkommen findet man im wassergefüllten permeablen Reservoirgestein im Bereich anomaler geothermischer Anomalien im Untergrund. Trockene Dampflagerstätten sind auf wenige, von jungen Vulkanismus geprägte Zonen der Erde, beschränkt (RUMMEL und KAPPELMEYER 1993). Bedeutende Hochenthalpiefelder findet man in Lardarello (Italien), Island, Kamtschatka und auf den Kurilen (Russland), in der Türkei und in den USA.

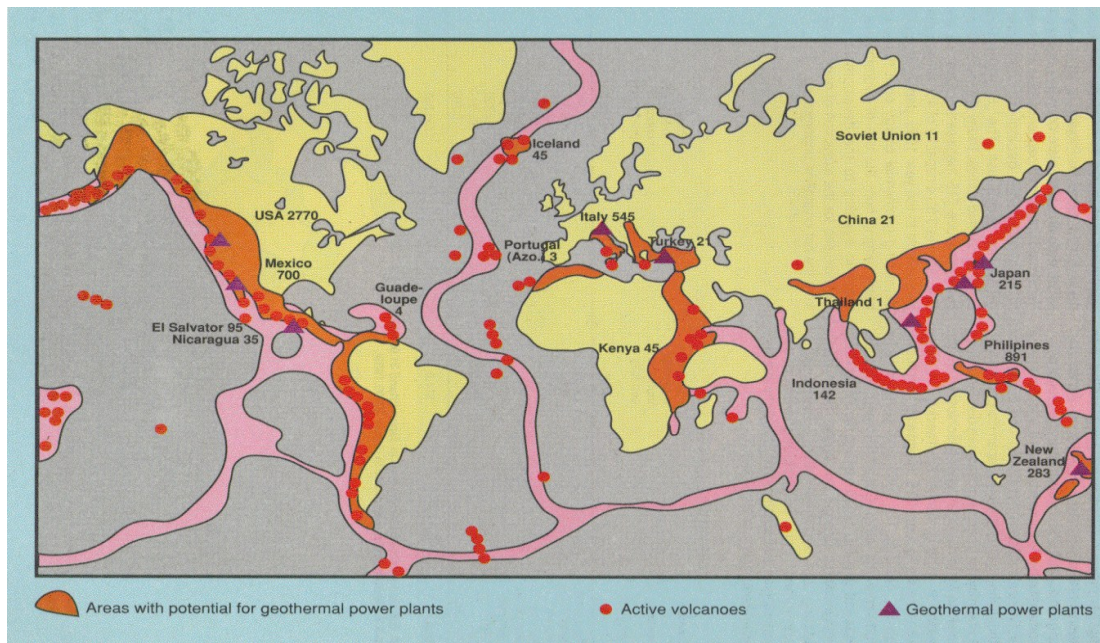


Abbildung 9: Schematische Darstellung von Gebieten mit Hochenthalpie-Lagerstätten (RUMMEL und KAPPELMEYER 1993)

4.2.2 Hydrothermale Hochdrucklagerstätten

Werden abgeschlossene poröse Gesteinspakete durch tektonische Bewegungen rasch in die Tiefe abgesenkt, kann es zum Einschluss von Wasser und Gas (meist Methan) kommen. Dadurch werden die Porenwässer und Gasinhalte den in diesen Tiefen vorherrschenden Druck- und Temperaturverhältnissen ausgesetzt (RUMMEL und KAPPELMEYER 1993).

Hydrothermale Hochdrucklagerstätten entstehen in tiefen Meeresbecken. Sie wurden erstmals in den tiefen Sedimentschichten des Golfs von Mexiko nachgewiesen, wie etwa im Bereich der Golfküste von Texas und Louisiana. Ähnliche Vorkommen gibt es in der tiefen Molasse der Voralpen und in der Po-Ebene. Dort spielen sie allerdings keine Rolle für eine geothermische Nutzung.

4.2.3 Heiße, trockene Gesteine

Der weitaus größte Teil der oberen kontinentalen Erdkruste besteht aus Gesteinsformationen mit niedriger Porosität und geringer Permeabilität. Aufgrund des herrschenden Überlagerungsdrucks durch die Deckengebirgsformationen ist die Existenz heißer Kluftwasserfluide und deren Mobilität dort eingeschränkt. Wirklich trockene Gesteinsschichten sind aber in den technologisch erreichbaren Tiefen der Erdkruste sehr selten. Als heiße, trockene Gesteine werden Gesteinsschichten mit unterschiedlichen Durchlässigkeiten und Wasseranteilen zusammengefasst. In diesen heißen Gesteinsformationen liegt das größte Potenzial für die Nutzung geothermischer Energie. Wie diese in den heißen und trockenen Gesteinsformationen gespeicherte Wärme wirtschaftlich genutzt werden kann wird in Kapitel 7 besprochen.

4.2.4 Magmavorkommen

In tektonisch aktiven Gebieten mit jungem aktivem Vulkanismus findet man geschmolzene Gesteine mit Temperaturen von über 700°C, sogenannte Magmen. Aufgrund ihrer geringen Dichte stiegen diese Teilschmelzen von größeren Tiefen auf und bilden Magmavorkommen in 3 bis 10 km Tiefe. Die um Magmenkörper meist vorhandenen Fluidsysteme mit ihren hohen Temperaturen können energetisch genutzt werden. Allerdings stellt der Aufschluss solcher Magmenkammern noch eine technologische Herausforderung dar (vgl. RUMMEL und KAPPELMEYER 1993).

4.3 Geothermische Ressourcen und Reserven

Die Möglichkeiten der Nutzung der geothermischen Energie der Erdkruste zeigt das in Abbildung 10 dargestellte McKelvey - Diagramm. Es liefert einen Überblick über die differenzierten Abstufungen zwischen verfügbarem Energiepotential und tatsächlich nutzbarer geothermischer Lagerstätte. Die vertikale Achse repräsentiert die Tiefe bzw. die Möglichkeiten der technischen und wirtschaftlichen Nutzung eines geothermischen Systems; die horizontale Achse charakterisiert den Kenntnisstand geowissenschaftlicher Erkundung. Vom zur Verfügung stehenden Energievorrat kann nur bei dem Teil an eine Nutzung gedacht werden, der mit Hilfe vorhandener Technik

zugänglich ist. Dieser zugängliche Energievorrat könnte das gesamte Energiepotential zwischen Erdoberfläche und maximal erbohrbarer Tiefe von ca. 7 km sein (RUMMEL und KAPPELMEYER 1993).

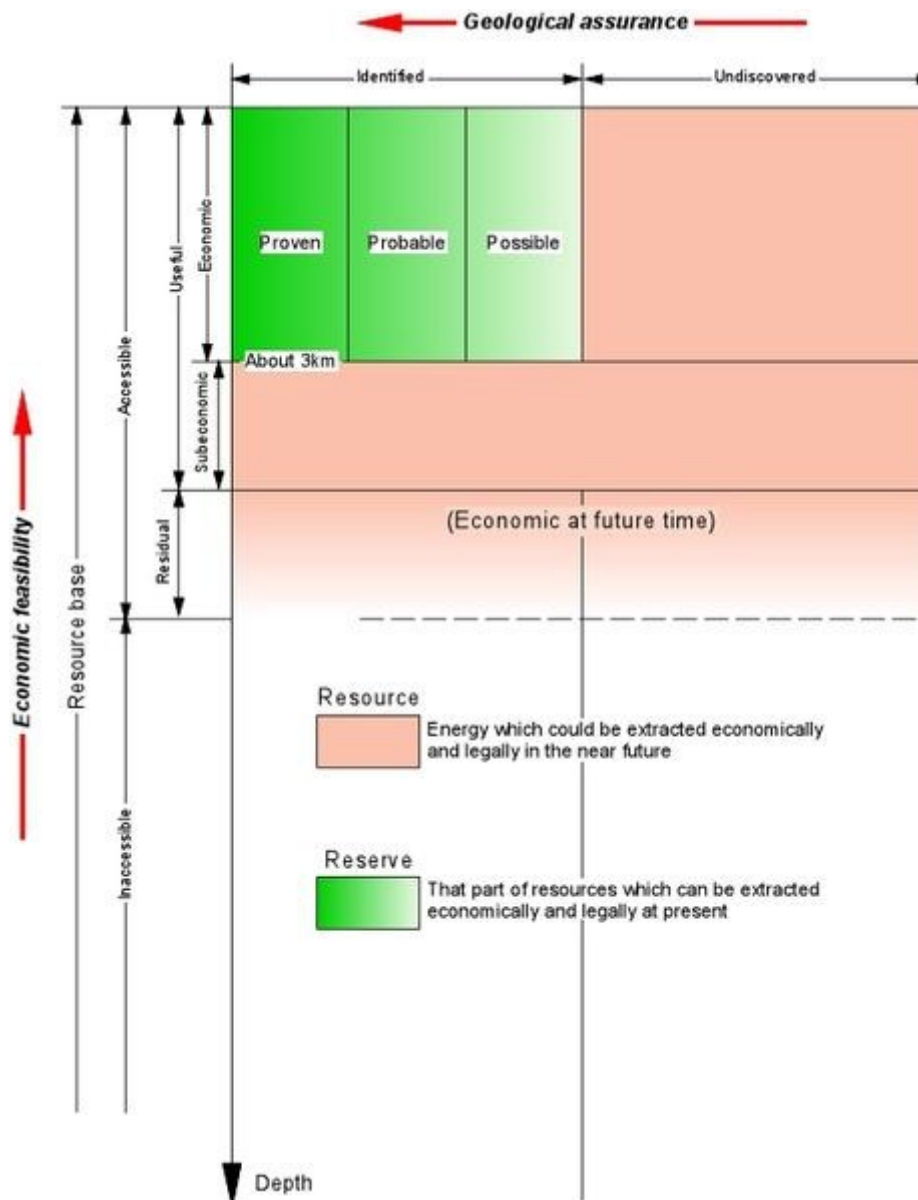


Abbildung 10: McKelvey Diagramm (DICKSON und FANELLI 2004)

Vom technisch zugänglichen Energievorrat kann nur ein gewisser Teil gefördert werden. Als geothermische Ressourcen bezeichnet man den Anteil des zugänglichen Energievorrats, der mit Hilfe heutiger Technik gewonnen werden kann und möglich-

erweise eine wirtschaftliche Nutzung erwarten lässt. Nach RUMMEL und KAPPELMEYER 1993 umfasst eine Abschätzung der geothermischen Ressourcen die Ermittlung einer Vielzahl geowissenschaftlicher Daten des Untergrundes wie:

Ausdehnung, Mächtigkeit und Tiefe geothermischer Aquifere

Genese und Beschaffenheit der Gesteinsformationen,

Salinität und Chemismus der Tiefenwässer, Temperatur des Untergrundes, Porosität und Permeabilität der Gesteinsformationen, Wasserergiebigkeit und Durchlässigkeit von tiefen Kluftsystemen.

Demgegenüber stellen geothermische Reserven solche Ressourcen dar, welche bereits heute beim gegenwärtigen Energiepreinsniveau wirtschaftlich genutzt werden können. Bei der Abschätzung der Reserven stehen Wirtschaftlichkeitsaspekte im Vordergrund. Wichtige Faktoren stellen dabei Bohrkosten und die Quantität und Qualität der zur Verfügung stehenden Informationen über den Untergrund dar. Die Reserven können nach RUMMEL und KAPPELMEYER 1993 folgendermaßen eingeschätzt werden:

als gesichert, falls Daten aus Bohrungen bis in die Reservoirtiefe vorliegen,

als wahrscheinlich falls Informationen für das geothermische Tiefenreservoir aus detaillierten geologischen und geophysikalischen Oberflächenexplorationsarbeiten existieren,

als möglich, wenn geologische Indikatoren für günstige geothermische Verhältnisse im Untergrund sprechen .

Als Fündigkeitsrisiko bei geothermischen Bohrungen wird das Risiko, ein geothermisches Reservoir mit einer oder mehreren Bohrungen in nicht ausreichender Quantität oder Qualität zu erschließen, bezeichnet. Die Quantität wird über die thermische Leistung definiert, die mit Hilfe einer oder mehrerer Bohrungen erreicht werden kann. Unter Qualität versteht man die chemische Zusammensetzung des Fluids. Fluide könne Bestandteile enthalten, die bei einem Überschreiten einer bestimmten Kon-

zentration eine geothermische Nutzung ausschließen oder erschweren (PK Tiefe Geothermie 2007).

Ausschlaggebend für die Nutzung geothermischer Ressourcen ist die Temperatur des Nutzungshorizonts, seine räumliche Lage und die zu erwartende Förderrate bzw. Transmissivität des Grundwasserleiters (GOLDBRUNNER 2011a). Die Transmissivität beinhaltet die Durchlässigkeit und die Mächtigkeit des Grundwasserleiters. Entscheidend für die thermische Leistung ist eine möglichst hohe Reservoirtemperatur.

5 Technisch nutzbare Erdwärmevorkommen

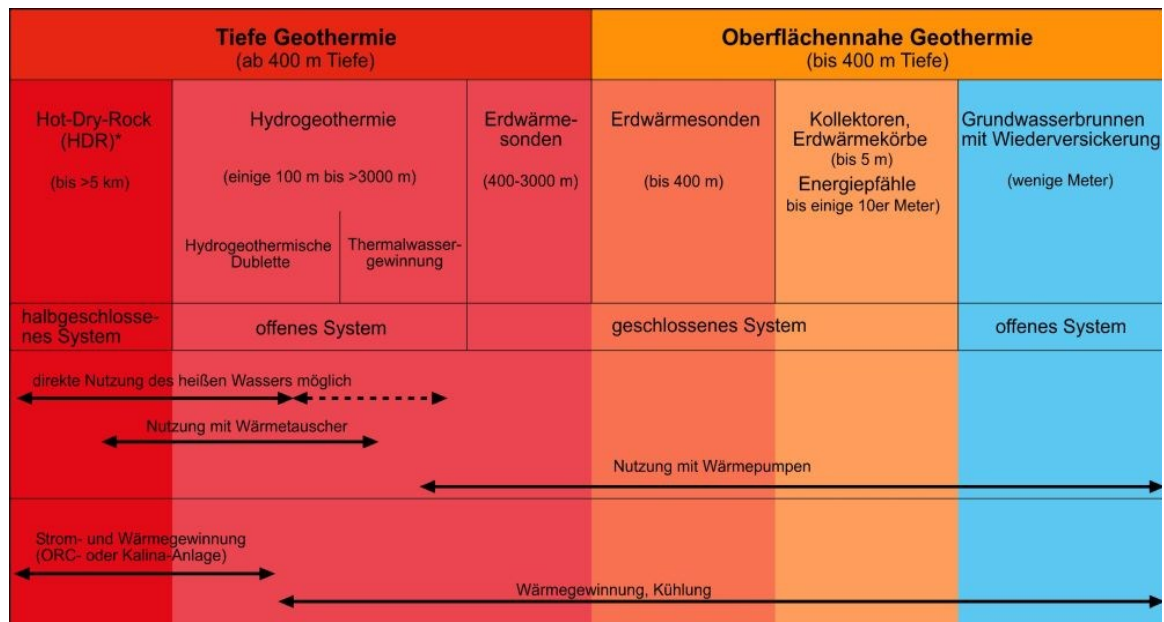


Abbildung 11: Technische Nutzungsmöglichkeiten von Geothermie, (Quelle: <http://www.lgrb.uni-freiburg.de>)

Die technisch nutzbaren Erdwärmevorkommen lassen sich, wie in Abbildung 11 dargestellt, in oberflächennahe Vorkommen und in Vorkommen des tiefen Untergrunds unterscheiden. Unter Geothermischer Energie oder Erdwärme wird die in Form von Wärme gespeicherte Energie unterhalb der Oberfläche der festen Erde verstanden, egal ob sie aus der eingestrahlten Sonnenenergie oder aus der im tiefen Untergrund gespeicherten Energie stammt (KALTSCHMITT 1999). Es wird hier von der Nutzung der oberflächennahen Geothermie gesprochen, obwohl es sich dabei zum größten Teil um eine indirekte Nutzung der Sonnenenergie handelt. Das nachfolgende Kapitel 6 gibt einen kurzen Überblick über die Nutzung der oberflächennahen Geothermie. Kapitel 7 zeigt die verschiedenen Möglichkeiten zur Nutzung der Energie des tiefen Untergrunds. Es wird dort auf die thermischen und hydraulischen Parameter eines Nutzungshorizontes sowie auf die verschiedenen geothermalen Verfahren zur Energiegewinnung eingegangen.

5.1 Oberflächennahe Geothermie

Erdwärmevorkommen, die bis in Tiefen von 400 m reichen, werden als oberflächennahe bezeichnet. In den oberflächennahen Erdschichten wird die Temperatur durch die solare Einstrahlung und Abstrahlung, den geothermischen Wärmefluss, Niederschläge, fließendes Grundwasser und Wärmeleitung im Gestein beeinflusst. Nahe der Erdoberfläche sind die Temperaturen relativ niedrig. Sie entsprechen in Tiefen von einigen Zentimetern der jeweiligen Außentemperatur und in 10 bis 20 m der Jahresmitteltemperatur. Danach steigt sie gemäß dem geothermischen Temperaturgradienten an.

Trotzdem spricht man hier von Erdwärme, denn auch solche Temperaturen können zum Heizen, zur Wärmewasserbereitung und für die Raumklimatisierung genutzt werden. In den letzten Jahren wurden viele Systeme entwickelt, die den Wärmestrom der Erde nutzen, ohne aus großer Tiefe hohe Temperaturen an die Oberfläche zu fördern. Eine direkte Wärmenutzung ist meist nicht möglich.

Das Energieangebot des oberflächennahen Erdreichs kann mit Hilfe entsprechender Techniken bzw. Verfahren nutzbar gemacht werden. Die Energiegewinnung aus diesen Systemen erfolgt über Wärmepumpen. Die durch geeignete Wärmeüberträger den oberflächennahen Schichten entzogene Wärme, muss mittels einer Wärmepumpe auf ein für die Wärmenutzung notwendiges Temperaturniveau angehoben werden.

Nach Art und Weise wie die Wärme aus dem Untergrund entnommen wird lassen sich zwei grundlegende Varianten unterscheiden (KALTSCHMITT 1999):

5.2 Geschlossene Systeme

Die Wärmeüberträger werden horizontal oder vertikal im Erdreich installiert und von einem Wärmeträgermedium in einem geschlossenen Kreislauf durchströmt. Zu den geschlossenen Systemen gehören:

- Erdwärmekollektoren
- Erdwärmesonden
- Energiepfähle
- Energieschlitzwände

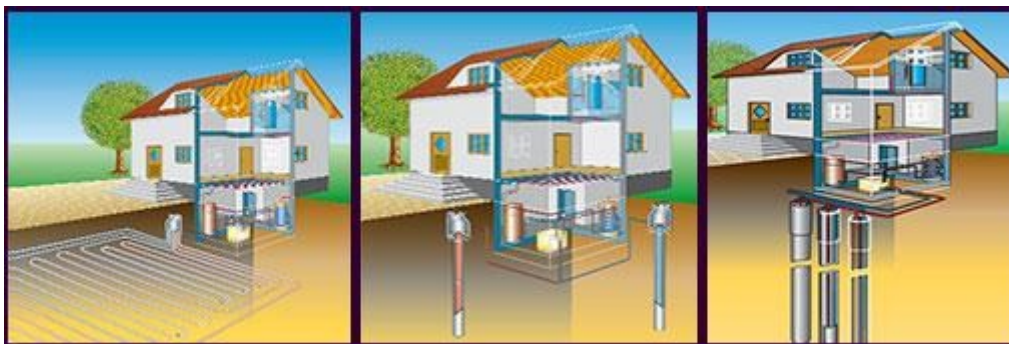


Abbildung 12: Beispiele oberflächennaher Erdwärme: Erdwärmekollektoren, Grundwasserwärmepumpe und Erdwärmesonde (Quelle: http://www.geophysik.rwth-aachen.de/Events/science-street/05_auf_der_Science_Street.htm)

Bei einem geschlossenen System wird ein abgekühltes Wärmeträgermedium durch ein in der Erde befindliches Rohrsystem gepumpt. Das Erdreich hat eine höhere Umgebungstemperatur als das Trägermedium. Die Wärme fließt vom Erdreich in das Trägermedium und das erwärmte Trägermedium wird durch eine Umwälzpumpe zur Wärmepumpe transportiert. Im Verdampfer der Wärmepumpe wird das Wärmeträgermedium abgekühlt, wieder durch das Erdreich gefördert, durch das Erdreich erwärmt und der Kreislauf beginnt wieder von neuem.

Die Wärmeübertragung zwischen dem Wärmeträgermedium und dem Untergrund findet durch Wärmeleitung statt; das Wärmeträgermedium steht nicht in direktem Kontakt mit der Gesteinsmatrix und der Porenfülle. Damit sind solche System theoretisch fast überall einsetzbar (KALTSCHMITT 1999).

5.3 Offene Systeme

Unter offenen Systemen für die oberflächennahe Erdwärmenutzung versteht man:

Grundwasserbrunnen

Bei der Grundwassernutzung wird das Grundwasser über Brunnen direkt aus den grundwasserführenden Aquiferen abgepumpt. Das Grundwasser selbst dient hier als Wärmeträgermedium, das an der Wärmepumpe abgekühlt und über einen Schluckbrunnen wieder in den Grundwasserhorizont eingeleitet wird.

5.4 Sonstige Systeme

Unter sonstigen Systemen versteht man:

- Koaxialbrunnen
- Gruben- und Tunnelwasser
- Luftvorheizung/Luftvorkühlung

6 Tiefe Geothermie

Die Nutzung der tiefen Geothermie ist an spezielle geologischen Voraussetzungen und Speichereigenschaften gebunden. Wasserführende Gesteinsschichten und ein hoher geothermischer Temperaturgradient sind Voraussetzung für die Nutzung der tiefen Geothermie. Wasserführende Gesteine in größeren Tiefen werden Aquifere genannt.

Aquifere oder Grundwasserleiter sind Gesteine, deren Hohlräume mit Wasser erfüllt sind und deren Wasserbewegung vor allem von der Schwerkraft und weiters von den durch die Wasserbewegung selbst ausgelösten Reibungskräften ausgelöst wird (vgl. MURAWSKI 1992)

Je nach Gestein unterscheidet man zwischen Porengrundwasserleiter, Karstgrundwasserleiter und Kluftgrundwasserleiter. Abbildung 13 zeigt die verschiedenen Typen von Grundwasserleiter.

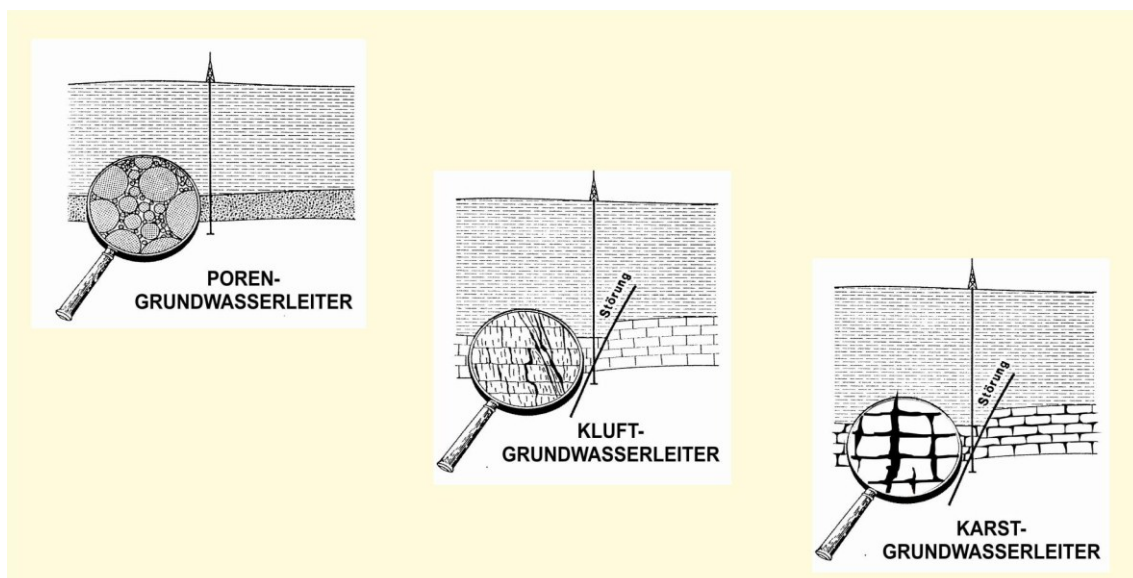


Abbildung 13: Verschiedene Typen von Grundwasserleiter und deren Wasserführung (GOLDBRUNNER 2011b)

In den Porengrundwasserleitern zirkuliert das Wasser in Poren, in Kluftgrundwasserleitern auf Trennfugen und in Karstgrundwasserleitern in zusammen hängenden Hohlräumen, die durch Lösungsvorgänge entstanden sind.

Man unterscheidet seichtliegendes Grundwasser, das an die jungen (holozänen) Schichtungen gebunden ist und meist als freies Grundwasser auftritt, sowie tiefliegendes Grundwasser. Tiefengrundwässer sind Wässer aus Tertiärablagerungen oder aus karbonatischen paläozoischen und mesozoischen Überschiebungen des Beckenuntergrundes und kommen aufgrund der Überlagerung durch Deckschichten in gespannter Form vor.

Von GOLDBRUNNER wird der Begriff Tiefengrundwasser folgendermaßen definiert: *„Unter Tiefengrundwässern werden Grundwässer verstanden, welche aufgrund einer weiträumigen Überdeckung durch minderdurchlässige Schichten nicht unmittelbar durch Infiltrationen von der Oberfläche alimentiert werden. Die Neubildung eines am Wasserkreislauf teilnehmenden Tiefengrundwassers erfolgt in einem vielfach nicht näher bekannten Regenerationsgebiet. Als Abgrenzung zu anderen Wässern werden der fehlende Gehalt an gelöstem Sauerstoff ($< 0,2 \text{ mg/l}$) und der Tritiumgehalt ($< 1 \text{ TU}$) im Wasser herangezogen“* (WASSERWIRTSCHAFT STEIERMARK 2011, GOLDBRUNNER 1987, GOLDBRUNNER 1988).

Tiefengrundwässer nehmen unter natürlichen Verhältnissen nur sehr langsam, oftmals nur in geologischen Zeiträumen, am Wasserkreislauf teil. Meistens handelt es sich dabei um gespannte Grundwässer, bei denen die Unterseite der dichten Deckschicht gleichzeitig die obere Grenzfläche des Grundwasserkörpers ist, sodass der Druckspiegel des Grundwassers über der Basis der Grundwasserdeckschicht liegt. Liegt der Druckspiegel über der örtlichen Geländeoberkante, handelt es sich um ein „artesisch gespanntes“ Grundwasservorkommen. Allen gespannten Tiefengrundwässern ist gemein, dass ihr Infiltrationsgebiet meist nicht genau definiert werden kann und mehr oder minder weit vom Ort ihres Austrittes entfernt sein kann (WASSERWIRTSCHAFT STEIERMARK 2011).

Als potentielle Nutzhorizonte unterscheidet man zwischen Porenspeicher und Kluft- und Karstwasserspeicher, die sich in ihren strukturellen Eigenschaften, in der zeitli-

chen Anlage des Speicherraums und in der regionalen Verbreitung unterscheiden (KALTSCHMITT 1999).

Porenspeicher sind typisch für Sandsteine. Sie zeichnen sich durch beträchtliche intergranulare Porenräume aus. Ihre Durchlässigkeit ist abhängig von der Korngröße des Gesteins ab. Bei ausreichend großer hydraulischer Permeabilität können die in ihnen gespeicherten Porenfluide gefördert werden (KALTSCHMITT 1999).

Kluft- und Karstwasserspeicher sind in der Regel Speichergesteine, die primär eine geringe Porosität aufweisen und in denen erst sekundär gebildete Hohlräume Voraussetzungen zur Führung größerer Thermalwassermengen geschaffen haben. Die Genese der Klüfte und der sekundären Hohlräume ist eng mit tektonischen Prozessen und Lösungsvorgängen wie Verkarstung und Subrosion verbunden (KALTSCHMITT 1999).

Neben diesen Speichern kommen auch heiße trockene Gesteine für eine geothermische Nutzung in Frage. Vollkommen trocken sind die kristallinen Gesteine des tiefen Untergrunds allerdings nicht. Tiefe Bohrungen der letzten Jahre haben gezeigt, dass man auch in größeren Tiefen Fluide und offene Fließwege in Form von Klüften und Störungen findet. Oft haben diese Horizonte aber nur eine unzureichende Produktionsrate für eine geothermische Nutzung. Dort könnte aber durch eine Stimulation des Untergrunds eine Vielzahl weiterer Wärmeaustauschflächen erzeugt werden (vgl. Kapitel 6.2.2).

6.1 Thermische und hydraulische Parameter eines Nutzungshorizontes

Zur Charakterisierung einzelner Nutzungssysteme der tiefen Geothermie sind unterschiedliche Parameter von großer Bedeutung. Hydrothermale Nutzungen sind stärker auf die natürlichen hydraulischen Eigenschaften des Untergrunds angewiesen als petrothermale Systeme.

6.1.1 Thermophysikalische Parameter

Zu den wichtigsten thermophysikalischen Eigenschaften zählen die Wärmeleitfähigkeit und die spezifische Wärmekapazität. Die Wärmeleitfähigkeit beschreibt das Vermögen eines Stoffes thermische Energie in Form von Wärme zu transportieren, die Wärmekapazität das Vermögen, Wärme zu speichern. Eine weitere wichtige Größe ist die Wärmestromdichte, der Wärmestrom pro Fläche. Die Wärmestromdichte entspricht dem Produkt aus Wärmeleitfähigkeit und Temperaturgradienten (PK Tiefe Geothermie 2007).

Hochdurchlässige Grundwasserleiter mit hoher Porosität besitzen eine niedrigere Wärmeleitfähigkeit als Aquifere mit geringerer Durchlässigkeit und Porosität. Sowohl die Wärmeleitfähigkeit als auch die Wärmekapazität sind druck- und temperaturabhängig (PK Tiefe Geothermie, 2007).

6.1.2 Hydraulische Parameter

Die Permeabilität und der Durchlässigkeitsbeiwert beschreiben die Durchlässigkeit eines porösen Mediums gegenüber eines viskosen Fluids (z.B. Wasser), wobei sich die Permeabilität allein auf die Gesteinseigenschaften beschränkt und der Durchlässigkeitsbeiwert die Eigenschaften des Fluids zusätzlich mit einbezieht. Der Speicherkoeffizient ist ein Maß für die volumetrische Änderung des gespeicherten Wassers bei Änderung der Druckhöhe (PK Tiefe Geothermie 2007).

6.2 Geothermale Verfahren zur Energiegewinnung

Bei der tiefen Geothermie wird zwischen zwei Grundtypen der Wärmeentnahme unterschieden: einerseits das hydrothermale Verfahren, wobei eine Entnahme der Erdwärme durch Förderung oder Zirkulation von Wasser bzw. Wasserdampf erreicht wird, andererseits die Wärmesonden, bei denen ein Wärmeträgermedium (z.B. NH_3 oder CO_2) Erdwärme ohne direkten Kontakt zum gewachsenen Untergrund aufnimmt.

Eine spezielle Variante der hydrothermalen Verfahren stellen petrothermale Systeme dar. Sie schaffen künstlich einen erforderlichen Wasserspeicher im festen Gestein des Untergrunds durch Hochdruckinjektionen.

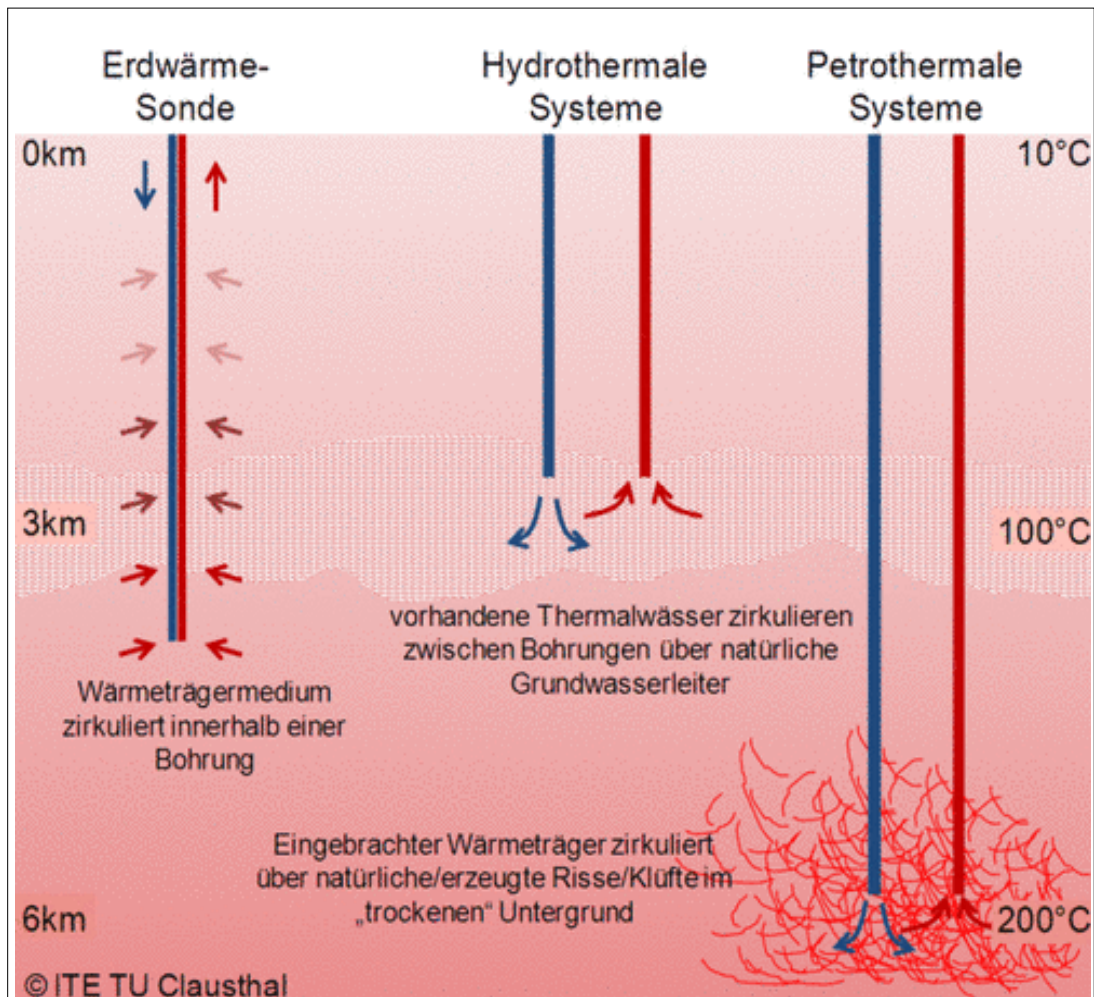


Abbildung 14: Geothermale Verfahren zur Energiegewinnung, (Quelle: <http://www.gebonds.de/forschungsvorhaben/stand-der-forschung>)

6.2.1 Hydrothermale Energienutzung

Voraussetzung hierfür sind warm- oder heißwasserführende Aquifere, aus denen durch Tiefenbohrungen das meist salzhaltige Wasser entzogen und an die Erdoberfläche gepumpt wird. Das heiße Thermalwasser wird mittels einer Produktionsbohrung an die Oberfläche gefördert. Da eine direkte Nutzung der mitunter stark mineralisierten Tiefenwässer oft nicht möglich ist, wird die Wärme durch sogenannte Wär-

metauscher entzogen. Anschließend wird das abgekühlte Tiefenwasser durch eine zweite Bohrung, die Injektionsbohrung, wieder in den Untergrund verpresst.

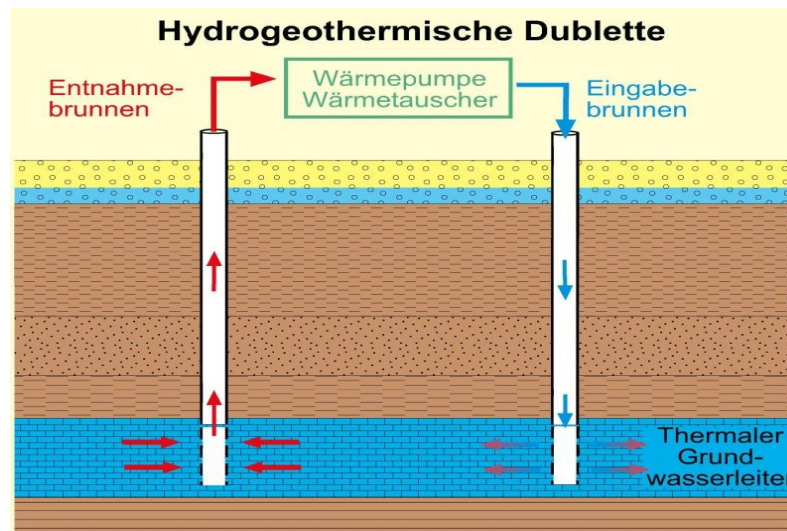


Abbildung 15: Hydrogeothermische Dublette, (Quelle: <http://www.lgrb.uni-freiburg.de>)

Die Förderung und Rückführung von Tiefenwässern durch Produktionsbohrung und Injektionsbohrung wird als geothermale Dublette bezeichnet. Abbildung 15 zeigt das Prinzip der Wärmeengewinnung im Dublettenbetrieb.

Ein Singulettbetrieb mit nur einer Bohrung ist heute aus umwelt- und wasserrechtlichen Bestimmungen nicht mehr zulässig. Eine Wiederverpressung des Wassers nach Wärmeentzug in den Förderhorizont, und damit eine Errichtung eines Wasserkreislaufes, ist notwendig.

Da Tiefenwässer häufig eine hohe Mineralisation und hohe Gasgehalte aufweisen ist die Reinjektion auch aus entsorgungstechnischen Gründen notwendig. Aus hydrogeologischer Sicht ist es problematisch, wenn die Injektion nicht in denselben Aquifer erfolgt, aus dem produziert wird (PK Tiefe Geothermie 2007).

Heute werden die Förder- und Injektionsbohrung meist von einem Bohrplatz aus abgeteuft, wobei der Nutzhorizont untertägig durch abgelenkte Bohrungen erschlossen wird (Abbildung 16). Die hydraulische Anbindung an den Aquifer ist dabei günstiger

als bei Vertikalbohrungen. Die übertägige Anlage ist platzsparend (PK Tiefe Geothermie 2007). Alle technischen Einrichtungen können an einem Ort installiert werden.

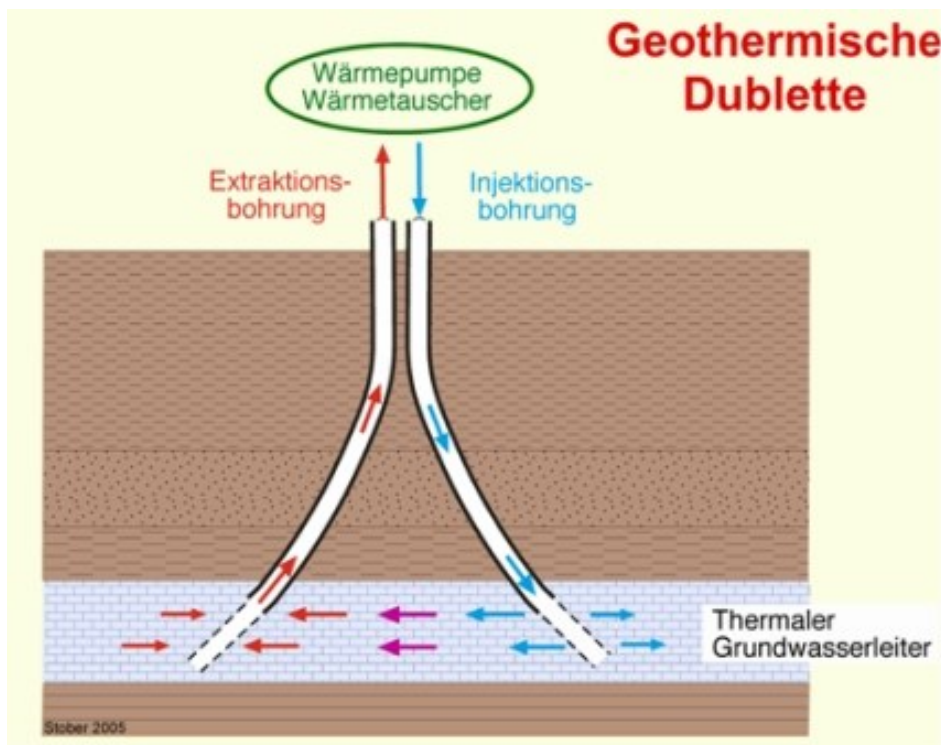


Abbildung 16: Geothermische Dublette (Quelle <http://www.lbgr.brandenburg.de>)

Das an die Oberfläche geförderte Thermalwasser wird über einen Wärmetauscher geleitet. Die gewonnene Wärme wird dann meist in ein Fernwärmenetz eingespeist.

6.2.2 Petrothermale Energienutzung

Der weitaus größte Teil der oberen kontinentalen Erdkruste besteht aus Gesteinsformationen mit niedriger Porosität und geringer Permeabilität. Bei dem dort herrschenden Überlagerungsdruck aufgrund der Deckengebirgsformation ist die Existenz heißer Kluftwasserfluide und deren Mobilität eingeschränkt. Das Gestein, im Allgemeinen kristallines oder metamorphes Gestein der Oberkruste, ist daher im Gegen-

satz zu permeablen oder stark geklüfteten Gesteinen der obersten Kruste als "trocken" anzusehen. Der bei weitem größte Teil der im Untergrund, in tiefliegenden, heißen, wenig wasserführenden Gesteinsformationen gespeicherten Wärmeenergie kann mit konventionellen geothermischen Produktionsverfahren wirtschaftlich nicht genutzt werden.

Die Energiegewinnung erfolgt aus dem heißen Gestein selbst und ist nicht an im Untergrund natürlich vorhandenes Tiefenwasser gebunden. Solche Systeme werden petrothermale Systeme oder Enhanced Geothermal Systems (EGS) genannt. Gebräuchlich ist auch die Bezeichnung Hot Dry Rock (HDR) oder Deep-Heat-Mining (DHM).

Die EGS- oder HDR-Technologie nutzt das Verfahren der hydraulischen und chemischen Stimulation zur Produktionssteigerung. Diese Technologie bezieht sich heute nicht nur auf das kristalline Grundgebirge, sondern auch auf Sedimentgesteine und magmatische Gesteine, für deren Erschließung die Produktionsbohrungen hydraulisch stimuliert werden müssen.

Aufgrund des geothermischen Temperaturgradienten von ca. 3 K/km ist in einer Tiefe von 6 000 bis 7 000 m eine Temperatur von ca. 200 °C zu erwarten. Die in diesen Tiefen gespeicherte Energie übersteigt die weltweite Energienachfrage bei weitem. Obwohl dieses System ein riesiges Potential besitzt, wird gegenwärtig noch kein Strom kommerziell mit diesem System produziert.

Schon seit vielen Jahren werden Anstrengungen unternommen, dieses Energiepotential nutzbar zu machen. Seit 1970 entwickelten amerikanische Physiker des Forschungszentrums „Los Alamos National Laboratory“ in Fenton Hill (New Mexico, USA) ein Konzept zur Nutzung dieses Wärmepotentials. Man ging von der Vorstellung aus, dass in undurchlässigen Gesteinsformationen künstliche Wärmeaustauschflächen geschaffen werden müssen, durch die dann über Bohrungen eine Trägerflüssigkeit (Wasser) zum Entzug der Gesteinswärme zirkuliert werden kann. Aufgrund der oben erwähnten Annahme eines trockenen Grundgebirges nannten sie es das „Hot Dry Rock“ Konzept (HDR). Ihr Vorschlag sah vor, zwischen zwei Tiefenbohrungen eine großflächige künstliche Verbindung zu schaffen, das Gebirge durch

Wasserzirkulation zwischen den Bohrungen abzukühlen und so die Wärme aus der Umgebung zu gewinnen. Die künstlich zu schaffende Verbindungsfläche zwischen den beiden Bohrungen, der Injektionsbohrung und Förderungsbohrung, ist als Wärmetauscher im klassischen Sinn anzusehen.

Ausgehend von diesem Los Alamos HDR-Konzept wurden unter anderem in Hijiori (Japan), Ogachi (Japan), Rosemanowes (Cornwall, Großbritannien) und in Fenton Hill (New Mexico, USA) sowie in Soultz-sous-Forêts in Frankreich Forschungsprojekte begonnen, die aber die wesentlichen Nachteile des Los Alamos Konzepts aufzeigten. Dort ging man davon aus, dass die Gesteine in größeren Tiefen dicht und trocken sind und künstliche Risse im Gestein geschaffen werden müssen.

Neuere Untersuchungsergebnisse haben aber gezeigt, dass die kristallinen Gesteine auch in großen Tiefen von einem Kluftnetzwerk durchzogen sind, das man durch Wasserinjektion weiten kann. Alle folgenden Forschungsprojekte bauten im Folgenden auf dieses Konzept auf. Abbildung 17 gibt einen Überblick über den zeitlichen Ablauf der Projekte und die verwendeten Konzepte.

Tiefe Geothermie

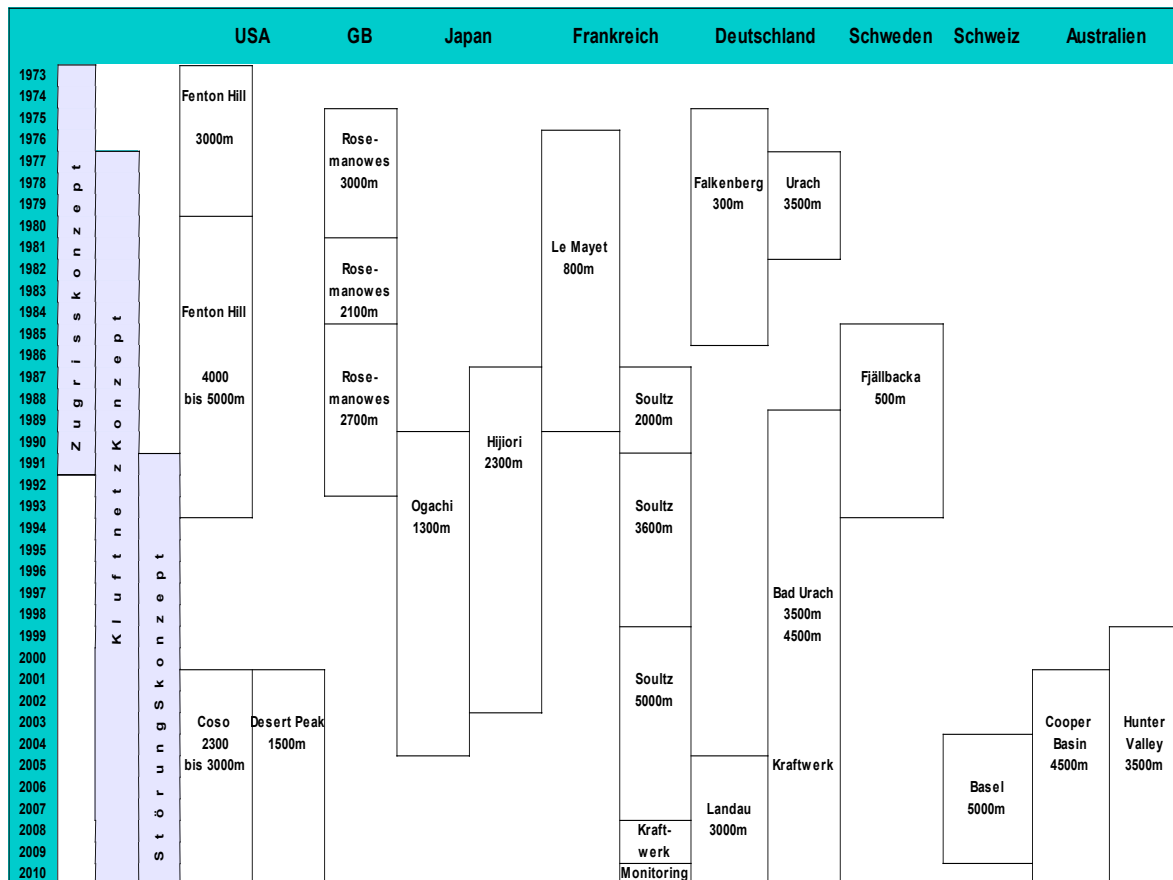


Abbildung 17: HDR - Projekte seit 1973 (eigene Darstellung nach HÄRING 2007, TENZER und JUNG 2012)

Das Prinzip der Enhanced Geothermal Systems (Abbildung 18) erscheint relativ einfach. Im tiefen Gesteinsuntergrund, wo genügend hohe Temperaturen herrschen, wird ein Kluftreservoir erstellt. In eine tiefe Bohrung wird unter hohem Druck Wasser verpresst. Durch das Einpressen von kaltem Wasser mit hohen Drucken wird das Gestein abgekühlt und die damit einhergehende Kontraktion unterstützt das Aufreißen von natürlichen Kluftsystemen und geschlossenen verheilten Klüften. Ziel ist es, die Wasserleitfähigkeit des Gebirges auf bestehenden und neu geschaffenen Rissen dauerhaft zu erhöhen (STOBER et al. 2012).

Dieser Vorgang wird als Stimulation, früher hydraulisches Fracturing, bezeichnet und stellt mit der Aufweitung bestehender Klüfte und dem künstlichen Aufbrechen des kompakten Gestein den bedeutendsten Teil dieser Erschließungstechnik dar.

Für die Stimulation wird heute nicht nur reines Wasser sondern auch die sogenannte chemische Stimulation verwendet.

Durch eine Injektionsbohrung wird dem künstlich erweiterten Kluftsystem Wasser zugeführt, das dort dann die Wärme aus dem Gestein aufnimmt. Das so erwärmte Wasser wird dann über eine Förderbohrung an die Oberfläche gebracht. Dort wird es zur Energieerzeugung genutzt. Anschließend wird das Wasser über die Injektionsbohrung wieder dem Kreislauf zugeführt. Die geförderte Wärmeenergie kann entweder direkt genutzt werden oder zur Stromgeneration dienen.

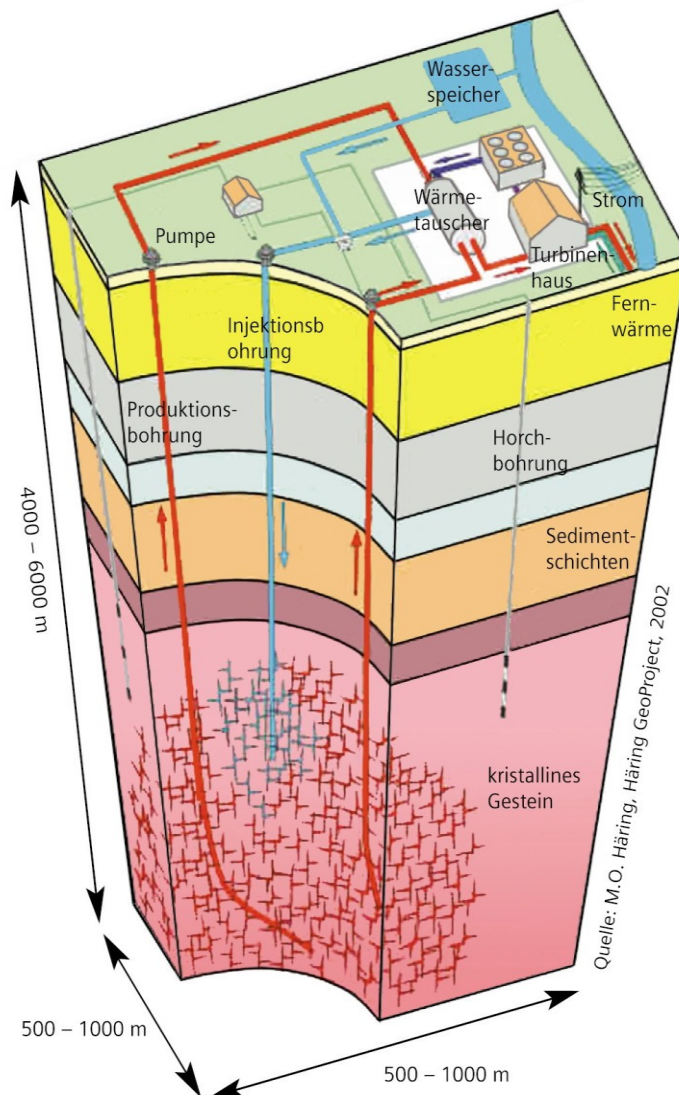


Abbildung 18: Prinzip von Enhanced Geothermal Systems (HÄRING 2007) (Quelle: http://www.waffenschmidt.homepage.t-online.de/geothermie/geothermie_prinzip_1064pt.jpg)

Mehrere Gründe führten zur Stilllegung der ehemaligen HDR-Forschungsprojekte. In Ogachi, Hijiori und Rosemanowos wurde ein zu großer Wasserverlust festgestellt. In Fenton Hill war die hydraulische Durchlässigkeit zu gering. Andere Projekte schafften

keine Verbindung zwischen den Bohrungen oder waren noch zu flach und „kalt“ (BINE PROJEKTINFO 2009). Tabelle 1 zeigt die Ergebnisse der wichtigsten Petrothermal-Projekte.

Projekt	Tiefe [m]	Temperatur [°C]	Produktions- Fließrate [l/s]	Thermische (elektrische) Leistung [MW]	Bohrloch- Konfiguration
Fenton Hill I	2700	190	8	3 (0,06)	Dublette
Fenton Hill II	3.550-4.400	250	14	10	Dublette
Rosemanowes 2a	2000	80	10	1	Dublette
Rosemanowes 2b	2300	80	24	4	Triplette
Hijiori II	2250	250	9	5	Triplette
Ogachi	700-1.000	240	1,7	0,6	Dublette
Soultz I	3.000-3.600	170	25	11	Dublette
Soultz II	4.400-5.000	200	25	14 (1,5)	Triplette
Landau	3000	160	70	30 (3)	Dublette
Cooper Basin	4400	240	15	11	Triplette

Tabelle 1: Ergebnisse der wichtigsten Petrothermal-Projekte (TENZER und JUNG 2012)

Ein erweitertes HDR-Konzept, bei dem sowohl großräumig vorhandene Risse und Spalten als auch das darin gespeicherte Tiefenwasser für den Wärmetauschprozess gezielt genutzt werden sollten, wurde Mitte der achtziger Jahre im Oberrheingraben in Soultz-sous-Forêts entwickelt (vgl. BINE PROJEKTINFO 2009). Die Geothermieanlage beruht auf drei Tiefenbohrungen. Es gelang dort durch massive hydraulische Stimulation Wasser zwischen den Bohrungen über Distanzen von mehreren 100 m zirkulieren zu lassen, so dass große Wärmeaustauschflächen realisiert werden konnten.

Ziel der hydraulischen Stimulation ist es, künstliche Risse und/oder natürliche Trennflächen von den Bohrungen aus bis zu den hochleitfähigen Störungen voranzutreiben und auf diese Weise an das hochleitende Störungsnetzwerk anzuschließen. Man ist

deshalb nicht länger darauf angewiesen, mittels hydraulischer Stimulation eine direkte Verbindung zwischen den Bohrungen zu schaffen (TENZER und JUNG 2012).

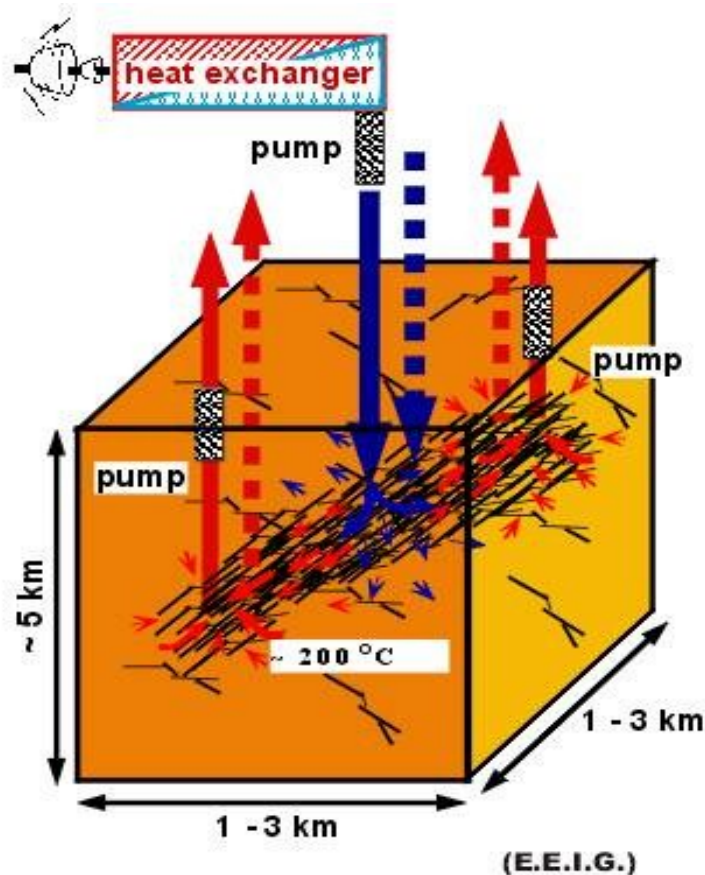


Abbildung 19: Soutz HDR-Konzept (Quelle
[:http://www.soutz.net](http://www.soutz.net))

1995 gelang zwischen den Bohrungen GPK1 und GPK2 auf einer Tiefe von 3500m erstmals eine Zirkulation durch ein stimulierte Reservoir. 2011 wurde die Bohrung GPK2 auf 5 000m vertieft und bis 2004 wurden die Bohrungen GPK3 und GPK4 gebohrt. Diese drei Bohrungen weisen auf der Endtiefe einen Abstand von mehreren 100m zueinander auf. In den Bohrungen GPK2, GPK3 und GPK4 wurden hydraulische Stimulationen vorgenommen um ein dauerhaftes, verbundenes Rissystem zu schaffen.

Beim hydraulischen Verfahren wurden jeweils mehrere 10 000 m³ Wasser mit Überdruck und ohne Stützmittel in die Bohrlöcher verpresst. Die Bohrung GPK3 war bereits natürlicherweise durch die Anbindung an eine sehr gut durchgängige Struktur gekennzeichnet und die Produktivität stieg nach der Stimulation nur unwesentlich an. Bei den Bohrungen GPK2 und GPK4 stieg der Wert nach der hydraulischen Stimulation auf das 20-Fache an. Nach einem ersten Zirkulationsversuch im Jahr 2005 wurde eine chemische Stimulation durchgeführt, um Erschütterungen im Untergrund zu vermeiden. Dabei wurden dem Fluid verschiedene Säuren in geringer Konzentration zugesetzt. Die Kombination beider Stimulationsmaßnahmen konnte die Produktivität der Bohrungen bis zum 50-Fachen steigern (BINE PROJEKTINFO 2009).

Das durch den geologischen Wärmetauscher zirkulierende Wasser wird mit Temperaturen von bis zu ca. 175 °C gefördert, seit 2008 in einem Kraftwerk mit ORC-Technologie mit einer Leistung von 1,5 MWe zur Stromerzeugung genutzt und dann abgekühlt wieder in die Tiefe gepumpt. Seit 2010 steht das thermische und hydraulische Verhalten des unterirdischen Wärmetauschers im Mittelpunkt der Forschungsarbeiten. Langzeitbeobachtungen von Druck, Temperatur, chemischer Zusammensetzung des förderten Wassers sowie die Mikroseismik sind das Ziel (BINE PROJEKTINFO 2009).

Das Forschungsvorhaben Soultz hat hinsichtlich des Bohrlochabstands, der Fließrate und der Tiefe einen Meilenstein in der EGS-Technologie gesetzt. Trotz langjähriger, intensiver Forschungsprojekte sind noch etliche Realisierungsprobleme zu lösen und die EGS-Technologie befindet sich immer noch im Erprobungsstadium (RYBACH 2010). Aus diesen Erfahrungen heraus werden heute vorwiegend Projekte an Standorten durchgeführt, wo eine hohe natürliche Durchlässigkeit des Gesteins durch tektonische Störungen bereits vorhanden ist.

Die beim Forschungsprojekt von Soultz gewonnen Erkenntnisse über die Beteiligung von Störungen am Simulationsprozess konnten auch bei den Stimulationstests in Basel und im Cooper Basin (Australien) bestätigt werden. Das dürfte auch die Erklärung für die unerwartet starken Erdstöße beim Einpressen von Wasser in den Unter-

grund gewesen sein. Aus diesem Grund musste das ambitionierte Geothermieprojekt „Deep Heat Mining Basel“ 2009 endgültig abgebrochen werden.

Aufgrund der in Basel gemachten Erfahrungen ist es mehr als fraglich, ob dieser Weg weiter beschritten wird, denn in tektonisch aktiven, dicht besiedelten Regionen dürfte dieses Konzept kaum durchsetzbar sein. Doch auch in weniger kritischen Regionen spricht einiges dafür, den Weg der massiven hydraulischen Stimulation zu verlassen und auf den technisch aufwändigeren Pfad der kontrollierten künstlichen Risserzeugung in separierten Bohrlochabschnitten zurückzukehren (TENZER und JUNG 2012).

Damit das Prinzip der EGS zu einer praktikablen Lösung wird, braucht es ein ausgereiftes Reservoir Engineering. Wie genau das Gestein im Untergrund möglichst schonend durchlässig gemacht werden kann, welchen Pfaden das Wasser folgen wird, wie es mit dem heißen Gestein chemisch reagiert und wie schnell sich das Gestein durch die Wärmenutzung abkühlt, sind Fragen, die erst ansatzweise verstanden werden (STOBER et al. 2012).

Derzeit erfolgen große Anstrengungen zur Weiterentwicklung der EGS Technologie in Australien (Hunter Valley und Cooper Basin), in der Schweiz und in den USA (Dessert Peak in Nevada und Coso bei Los Angeles in Kalifornien). Erst wenn es gelingt, alle Unsicherheiten auszuräumen, können standortunabhängig größere Potentiale zur geothermischen Stromerzeugung erschlossen werden.

6.2.3 Energienutzung durch tiefe Erdwärmesonden

Zu den petrothermalen Systemen gehören auch tiefe Erdwärmesonden. In einer Erdwärmesonde zirkuliert ein Wärmeträgermedium in einem geschlossenen System in bis zu Tiefen von ca. 3 000 m. Tiefe Erdwärmesonden sind nicht auf gut durchlässige Grundwasserleiter angewiesen und können daher theoretisch überall installiert werden (BM für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2011).

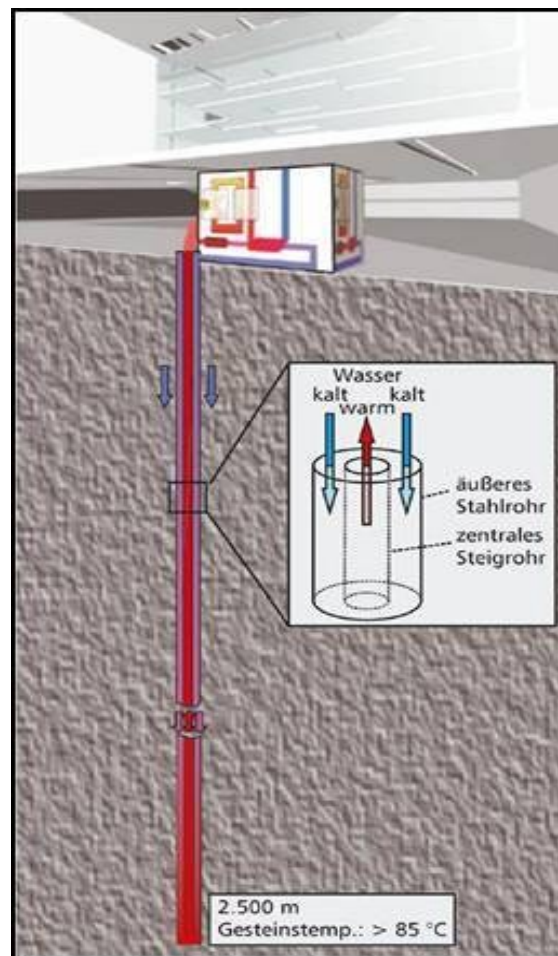


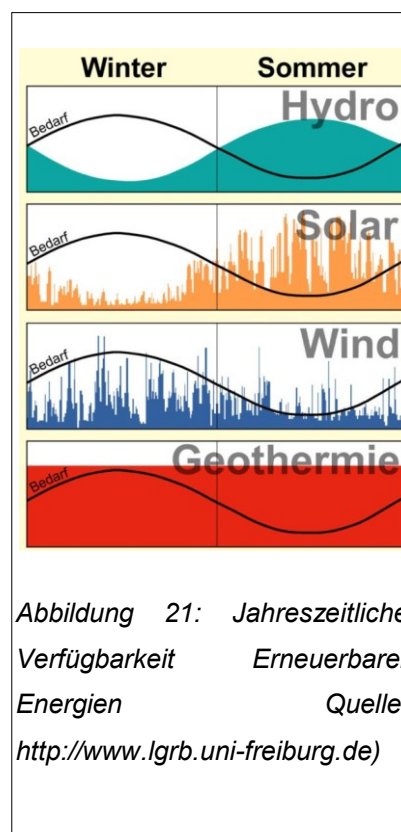
Abbildung 20: Schema einer tiefen Erdwärmesonde
(Quelle: <http://www.lbgr.brandenburg.de>)

Abbildung 20 zeigt das Schema einer tiefen Erdwärmesonde. Bei dieser Technik wird in den Ringraum zwischen dem sogenannten Tubingrohr und der Verrohrung der Bohrung aus einer oberirdischen Anlage ein kaltes Fluid gepumpt, das sich in zunehmender Tiefe durch das umgebende Gestein erwärmt. Das so erwärmte Fluid wird durch das innere, wärmeisolierte Tubingrohr zurück an die Oberfläche gefördert. Es kann nur so viel thermische Energie entzogen werden, wie infolge des natürlichen Wärmestroms aus dem umliegenden Gestein nachfließen kann. Die erreichbaren Wassertemperaturen am Bohrlochausgang liegen aber kaum über 40°C. Deshalb ist der Einsatz einer Wärmepumpe hier zwingend erforderlich. Für das Verfahren bieten

sich wegen der hohen Investitionskosten bereits vorhandene alte, aufgelassene Tiefbohrungen an, da tiefe Erdwärmesonden zur Wärmegewinnung eingesetzt werden können (BM für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2007). Eine Stromproduktion ist wegen des geringen Temperaturniveaus mit der derzeitigen Technologie nicht möglich.

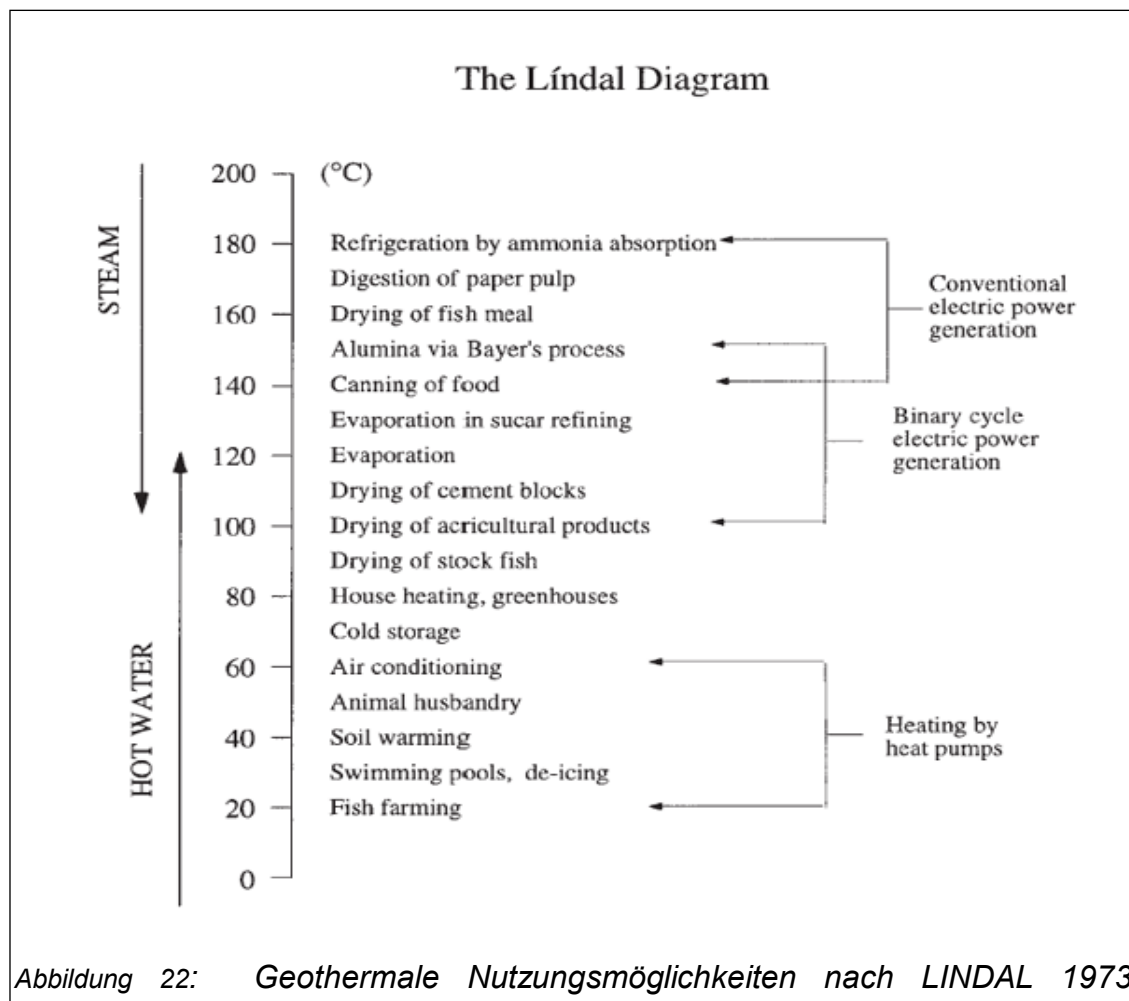
7 Geothermale Nutzungsarten

Die Nutzung dieser geothermischen Energievorkommen hängt vom Energiegehalt und damit von der Temperatur ab. Die Wärme steht im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Energien oft mit hohen thermischen Leistungen und unabhängig von Tages- und Jahreszeit sowie der Witterung zur Verfügung (Abbildung 21).



Derartige Vorkommen können umweltfreundlich und bei günstigen Bedingungen vergleichsweise einfach und wirtschaftlich genutzt werden. Oberhalb von 150 bis 170°C können geothermische Wärmevorkommen an dafür geeigneten Standorten zur Stromerzeugung genutzt werden. Auch bei Temperaturen unterhalb von 150 °C ergeben sich eine Vielzahl von Nutzungsmöglichkeiten für die geothermische Wärme und die entsprechenden Fluide. Das klassische Lindal – Diagramm (LINDAL 1973)

zeigt die unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten von geothermalen Fluiden bei unterschiedlichen Temperaturen. Das ursprüngliche Diagramm wurde um die Erzeugung von Strom durch binäre Systeme ergänzt. Fluide mit Temperaturen unter 20 °C werden nur sehr selten genutzt (Abbildung 22).



7.1 Stromproduktion

Die **konventionelle Stromproduktion** ist im Allgemeinen auf Fluidtemperaturen von mindestens 180 °C beschränkt. Für die Erzeugung von elektrischem Strom wird üblicherweise Wasser verdampft und einer Turbine mit angeschlossenem Generator zugeführt. Solche geothermalen Hochtemperaturfelder befinden sich meist in vulkanischen Gebieten und sind relativ selten. Geothermie-Kraftwerke verteilen sich über die gesamte Erde, häufen sich aber im zirkumpazifischen Feuergürtel.

Mit fortschreitender Technologie kann Strom schon bei Fördertemperaturen um 100 bis 120 °C mit Hilfe von alternativen Prozessen über ein sogenanntes „**Binärsystem**“ nutzbar gemacht werden (RYBACH 2010). Um Strom geothermisch produzieren zu können, kann auf zwei Verfahren, sogenannte Kreisprozesse, zurückgegriffen werden. Beim **Organic Rankine Cycle** und beim **Kalina-Prozess** geben niedrig temperierte Fluide ihre Wärme an ein meist organisches Sekundärfluid mit niedriger Verdampfungstemperatur ab.

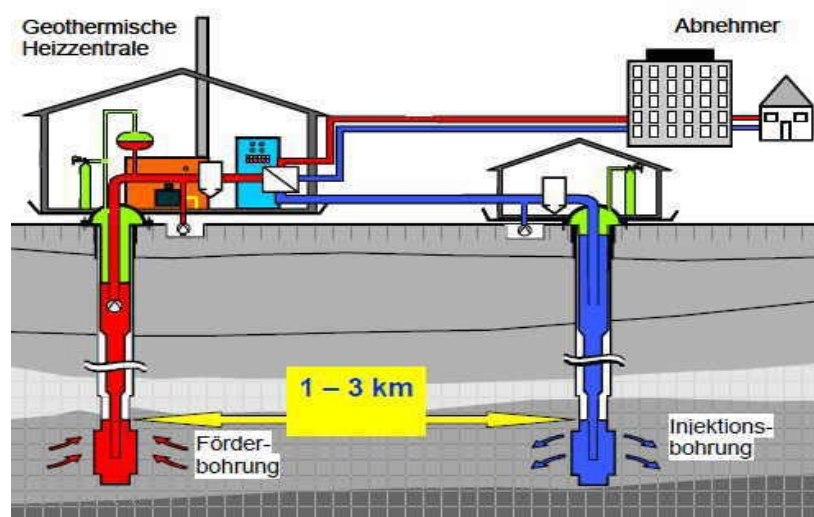


Abbildung 23: Schema einer Geothermiedublette mit Energieerzeugung (Quelle: <http://www.bosy-online.de/Erdkollektoren/Dublette-LIAG.jpg>)

7.1.1 Trocken- und Nassdampf Kraftanlagen

Ist die Temperatur des geförderten Wassers so hoch, dass es bei Druckentlastung in trockenen Dampf übergeht, kann dieser Dampf direkt auf die Turbine geleitet werden (Trockendampfkraftwerk). Falls die Temperaturen jedoch tiefer liegen, geht bei Druckentlastung ein Teil des Dampfes in die Flüssigphase über. Es entsteht ein Nassdampfgemisch, welches korrosiv wirkt und somit nicht direkt auf die Turbine geleitet

werden kann. In diesem Fall muss vor der Turbine ein Separator eingesetzt werden (Nassdampfkraftwerk) (VEREIN GEOTHERMIE THURGAU 2013).

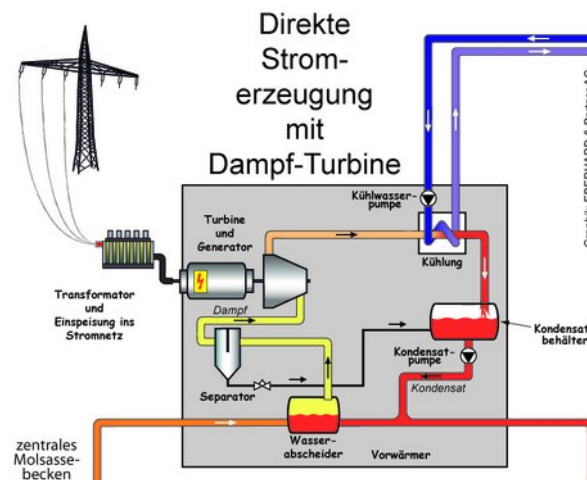


Abbildung 24: Direkte Stromerzeugung mit Dampfturbine (Quelle: <http://www.vgka.ch>)

7.1.2 ORC – Organic Rankine Cycle

Falls die Temperaturen tiefer liegen, muss zwischen den geförderten Fluiden und der Turbine ein Wärmetauscher eingeschaltet werden. Der ORC-Prozess, benannt nach dem schottischen Physiker William Rankine, ist ein thermodynamischer Prozess, in dem an Stelle von Wasser ein niedrig siedender, organischer Stoff als Arbeitsmittel zum Einsatz kommt. In einem Wärmeüberträger gibt das Thermalfluid Wärme an das Arbeitsmittel ab, welches dadurch verdampft wird. Anschließend wird das Arbeitsmittel einer Dampfturbine zugeführt. Die thermische Energie wird so in Rotationsenergie umgesetzt und in einem angeschlossenen Generator in Strom umgewandelt. Das Arbeitsmittel wird anschließend wieder verflüssigt und erneut in den Kreislauf eingebracht (BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTOR-SICHERHEIT 2007).

Bei der Verwendung von organischen Medien sind verschiedene anlagentechnische Probleme zu lösen. Es müssen Vorkehrungen gegen eine erhöhte Korrosion an Turbine und Wärmeüberträgern sowie bei der Abdichtung der Systeme getroffen werden (KALTSCHMITT UND STREICHER, 2009).

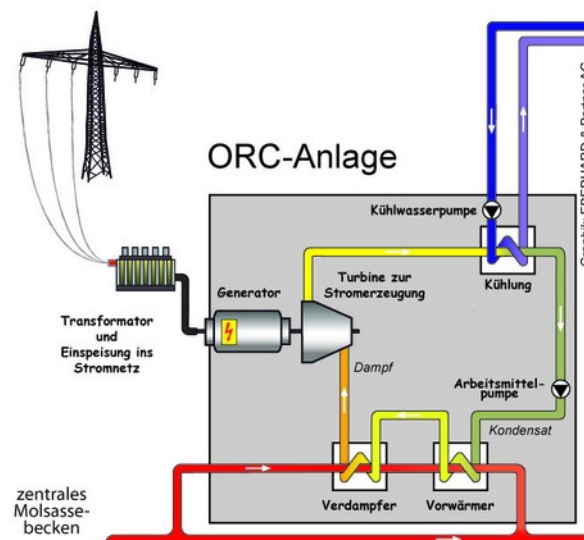


Abbildung 25: ORC – Organic Rankine Cycle
(Quelle: <http://www.vgka.ch>)

7.1.3 Kalina-Prozess

Eine weitere Möglichkeit der geothermischen Stromerzeugung besteht mit dem Kalina-Prozess, einer Erfindung des russischen Ingenieurs Aleksander Kalina. Hier wird ebenso wie beim ORC-Prozess ein Arbeitsmittel, das in einem vom Thermalfluid abgeschlossenen Kreislauf zirkuliert, verwendet. Als Arbeitsmittel wird ein Gemisch aus Ammoniak und Wasser eingesetzt. Das Verfahren beruht auf den vorteilhaften Eigenschaften von Stoffgemischen. Durch Konzentrationsänderungen können Temperaturänderungen bewirkt werden. Im Wärmeüberträger wird das vom Thermalfluid erwärmte Gemisch verdampft. Aufgrund unterschiedlicher Siedepunkte entstehen so ein Ammoniak-reicher Dampf und eine Ammoniak-arme Flüssigkeit. Der Dampf wird einer Turbine zugeführt und wird wiederum durch einen angeschlossenen Generator

Geothermale Nutzungsarten

in Strom umgewandelt. Danach werden die getrennten Stoffströme wieder zusammengeführt, kondensiert und zum Wärmeüberträger zurückgeführt. Durch die Gemischeigenschaften sind vergleichsweise geringe Temperaturdifferenzen zwischen Wärme abgebendem und Wärme aufnehmendem Stoff ausreichend (BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT 2007). So kann im Vergleich zum ORC-Prozess ein höherer Wirkungsgrad erzielt werden (KALSCHMITT und STREICHER 2009).

Insgesamt ist der Wirkungsgrad der Umwandlung von Wärme aus niedrig temperierten Fluiden in Strom eher bescheiden und liegt bei einigen Prozenten.

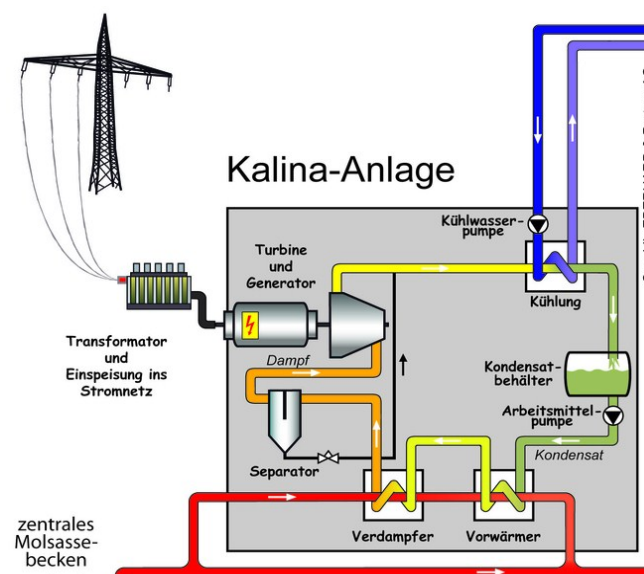


Abbildung 26: Kalina – Prozess (Quelle: <http://www.vgka.ch>)

7.2 Geothermale Direktnutzung

Für hydrothermale Quellen der Tiefen Geothermie bestehen eine Reihe von Nutzungsmöglichkeiten. Typische Beispiele können Heizzentralen zur Bereitstellung von Nah- und Fernwärme für Haushalte, Bereitstellung von Wärme für die Industrie, Gewächshausbeheizung, Erwärmung von Fischbecken oder die stoffliche Nutzung von Thermalwässern als Bade- und Heilwasser sein (siehe Tabelle 2).

Temperatur °C	Art der Nutzung
80 -100	Konservenerzeugung (temperaturintensive Prozesse wie Kochen, Eindicken, Konservieren) Kühlung über Konverter (Molkereien, Speiseeiserzeugung) Trocknung (z.B. Tabaktrocknung) Fernwärmeversorgung
60 – 80	Direkte Beheizung von Wohnobjekten Tierzucht (wärmeintensive Aufzucht) Nahwärmeversorgung
40 – 60	Glashausbeheizung (Luft und Boden, Spezialtabake, Blumenzucht, tropische Pflanzen) Pilzzucht Balneologie (Nutzung der Mineralisierung des Wassers für Therapien)
25 – 40	Freilandbeheizungen (landwirtschaftliche Nutzung), Beheizung von Schwimmbädern

Tabelle 2: Geothermisches Nutzungsmodell für Mitteleuropa (GOLDBRUNNER 1990)

Da die Investitionskosten für die Bohrung und Fördereinrichtungen sehr hoch sind, ist es wirtschaftlich notwendig, das vorhandene Wärmepotential möglichst umfangreich bzw. vollständig zu nutzen. Das erfolgt durch Neben- und Hintereinanderschalten der einzelnen Verbraucher in Form von Nutzungsketten. Wie vielfältig Nutzungsketten sein können, zeigt Abbildung 27.

Ausgehend von der Abwärme eines Geothermiekraftwerkes wird als erste Nutzungsstufe eine Kühlanlage und eine landwirtschaftliche Trocknungsanlage betrieben, die die anfallende Energie im oberen Temperaturbereich abarbeitet. An diese Trocknungseinrichtung kann eine Nahwärmeversorgung für Raumheizung angeschlossen werden und in der Folge dient das abgekühlte Wasser zur Wärmeversorgung landwirtschaftlicher Gewächshäuser. Die letzte Stufe der Nutzungskette bietet die Möglichkeit einer Fischzucht.

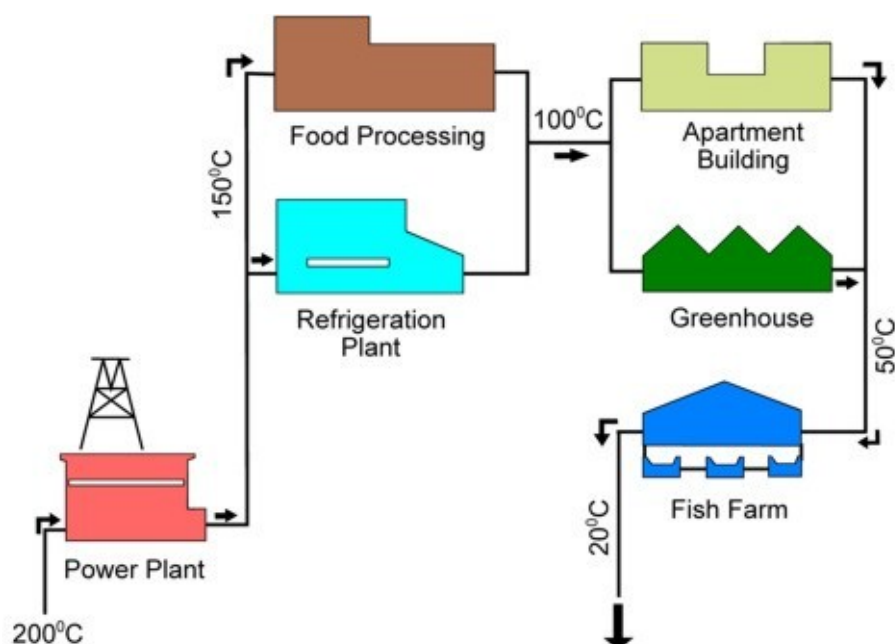


Abbildung 27: Schema einer Kaskadennutzung (Geo-Heat Center Klamath Falls, USA) (Quelle: <http://www.geothermal-energy.org>)

Die wesentlichen Vorteile einer Nutzungskette sind günstigere Wärmetarife für alle daran beteiligten Verbraucher sowie Preisstabilität, Krisenstabilität und ökologische Aspekte. Nachteilig wirkt sich die gegenseitige Abhängigkeit, besonders der nachgeschalteten Nutzer aus. Außerdem müssen alle Nutzer auf relativ engem Raum konzentriert sein, um eine optimale und wirtschaftlich sinnvolle Nutzung zu ermöglichen.

8 Ökologische Aspekte einer energetischen Nutzung der tiefen Geothermie

Erfüllt Geothermie die Kriterien der Nachhaltigkeit und der ökologischen Qualität? Trägt Strom und Wärme aus Erdwärme signifikant zum Umwelt- und besonders zum Klimaschutz bei? Geothermische Technologien arbeiten ohne Verbrennung und verursachen damit wenig bis keine Treibhausgas-Emissionen. Der CO_2 - Ausstoß heutiger Geothermie-Kraftwerke liegt um 120 g/kWh. Es wird erwartet, dass dies mit verbesserter Technologie auf 10 g/kWh reduziert werden kann (RYBACH 2012). Die für 2050 geschätzte Stromproduktion von 1000 TWh/Jahr könnte die Emission von mehreren Hundert Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr einsparen (FRIDLEIFSSON et al. 2008).

Für eine nachhaltige Energiebereitstellung sind nicht nur die Umwelteffekte, die durch die eigentliche Konversionsanlage verursacht werden, ausschlaggebend. Es müssen auch die Umweltauswirkungen, die dem Anlagenbetrieb vor und nachgelagert sind, berücksichtigt werden. Die Umweltauswirkungen von Anlagen zur Nutzung der tiefen Geothermie wurden in Deutschland im Forschungsprojekt „Umwelteffekte einer geothermischen Stromerzeugung untersucht (FRICK et.al. 2009). Anlagen zur geothermischen Strom- bzw. Strom und Wärmeerzeugung zeichnen sich im Allgemeinen durch geringe lokale Umwelteffekte aus. Eine geringe Flächeninanspruchnahme und die direkte Angebundenheit geothermischer Anlagen an die Energiequelle (und damit wegfallende Brennstofftransporte) sind die besonderen Vorzüge der Geothermie (FRICK und KALTSCHMITT 2008).

Die Erschließung eines geothermischen Reservoirs ist allerdings mit erheblichen energetischen und materiellen Aufwendungen verbunden. Erfahrungen aus bestehenden Geothermieprojekten haben gezeigt, dass beispielsweise die Abteufung der Bohrungen sehr energieintensiv ist. Außerdem werden zur Verrohrung der Bohrung große Materialmengen, die nur mit hohem Energieaufwand und Emissionen herzustellen sind, benötigt. Das oben erwähnte Forschungsprojekt untersuchte die geothermische Stromerzeugung hinsichtlich der Umweltauswirkungen mit einer Lebenszyklusanalyse. Damit können beliebige Produkte oder Dienstleistungen hinsicht-

lich potentieller oder realer Wirkungen auf die Umwelt und die menschliche Gesundheit gesamtökologischen analysiert und bewertet werden (FRICK und KALTSCHMITT 2009).

Der Untersuchung wurde für den Oberrheingraben und das Süddeutsche Molassebecken jeweils eine Anlage mit einer elektrischen Auslegungsleistung von 3 MW und für das Norddeutsche Becken eine 1 MW-Anlage zu Grunde gelegt. Um die zu untersuchenden geothermischen Stromerzeugungsoptionen einordnen zu können, wurden zusätzlich typische, nicht-geothermische Vergleichskonzepte wie Feste Biomasse, Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft und fossile Energieträger definiert (FRICK und KALTSCHMITT 2009).

Das Beispiel im süddeutschen Molassebecken hat gezeigt, dass der größte Teil (91 %) am Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen aus dem untertägigen Anlagenbau resultiert. Die Aufwendungen an erschöpflichen Energieressourcen werden durch die Antriebsenergie für die Bohrungsabteufung (ca. 50%), die Verrohrung der Tiefbohrungen (ca. 30%) und den Einsatz der Bohrspülung (ca. 15%) verursacht. Erschöpfliche Energieressourcen durch den Bau der übertägigen Kraftwerksinstallationen werden überwiegend durch den Bau der Konversionsanlage und der Thermalwasserleitung verbraucht. Beim Anlagenbetrieb müssen Aufwendungen für die Kühlwasseraufbereitung oder Ersatzteile berücksichtigt werden. Tendenziell gelten diese Ergebnisse auch für die anderen untersuchten geothermischen Kraftwerke. Es haben sich aber deutliche Unterschiede in der Höhe des spezifischen Verbrauchs erschöpflicher Energieträger gezeigt. Das ist vor allem auf die unterschiedlichen Bohrtiefen der einzelnen Projekte zurückzuführen (FRICK und KALTSCHMITT 2009).

Bei einem Gesamtvergleich aller untersuchten Optionen wurde deutlich, dass die geothermische Stromerzeugung für die analysierten Umweltwirkungen in der Bandbreite der untersuchten Vergleichsanlage auf der Basis regenerativer Energien liegt. Im Vergleich zu den Referenzanlagen auf der Basis fossiler Energieträger wurden vor allem der geringere Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen und erheblich

verminderte Emissionen mit Klimawirksamkeit deutlich (FRICK und KALTSCHMITT 2009).

Die Lebenszyklusanalyse hat gezeigt, dass die Umwelteffekte vor allem durch die Erschließung des Reservoirs bedingt sind. Ziel ist es hier, den energetischen Aufwand für die Reservoirerschließung zu reduzieren. Eine geothermische Stromerzeugung zeigt deutlich geringere Umweltauswirkungen beim Verbrauch erschöpflicher Ressourcen und beim Ausstoß von Emissionen im Vergleich zu einer Strombereitstellung aus fossilen Energieträgern und ist mit einer Stromerzeugung aus Windenergie oder Wasserkraft vergleichbar (RÜTER et. al. 2012).

9 Energetische Nutzung der Tiefen Geothermie weltweit

Durch den weltweit steigenden Energiebedarf, der Begrenztheit fossiler Energieträger und der zunehmenden Klimaveränderungen ist die Erschließung neuer Energiepotenziale unumgänglich. Ein Jahr nach der Umweltkatastrophe von Fukushima haben einige Länder intensiv damit begonnen, ihre Energiepolitik neu zu überdenken und entsprechend zu entwickeln.

Aufgrund ihrer klima- und witterungsunabhängigen Verfügbarkeit kommt der geothermischen Energie eine zentrale Rolle unter den verschiedenen Möglichkeiten der erneuerbaren Energien zu. In vielen Ländern weltweit wird Erdwärme zur Stromerzeugung eingesetzt oder in Wärmenetzen direkt genutzt. Besonders in Regionen mit geologisch günstigen Voraussetzungen wie Italien, Indonesien, Philippinen, Mexiko, USA und Island ist die Nutzung von Erdwärme bereits seit vielen Jahren Teil des Energiekonzepts. Weltweit steigt die Erdwärmennutzung kontinuierlich an, sowohl bei der Wärmeerzeugung als auch bei der Stromproduktion.

Die aktuellen Zahlen zur weltweiten Nutzung der Geothermie basieren auf den periodischen Erfassungen des geothermischen Weltkongresses (WGC) der International Geothermal Association (IGA), der alle fünf Jahre stattfindet. Im Jahr 2010 fand der Kongress auf der indonesischen Insel Bali statt. Dort wurden die neuesten Zahlen für die Stromerzeugung von Prof. R. BERTANI und für die direkte Nutzung von Prof. J. LUND präsentiert.

9.1 Installierte geothermische Stromleistung

Schon seit über 100 Jahren wird geothermisch Strom produziert. Begonnen hat die Stromproduktion bei Lardarello in Italien. Auf Grund fortschreitender Technologie kann Strom auch schon bei Fördertemperaturen um 100 bis 120° C durch sogenannte Binärsysteme generiert werden (vgl. Kapitel 8). Der gegenwärtig in 24 Ländern produzierte Strom stammt zur Gänze aus hydrothermalen Lagerstätten. Im Jahr 1980 lag die weltweit installierte geothermische Stromleistung bei knapp 2,5 MW.

In den letzten 30 Jahren ist sie kontinuierlich angestiegen. Ende 2009 betrug die installierte geothermische Stromleistung 10,715 MW.

Damit wird in den weltweit 526 geothermischen Kraftwerken 67 246 GWh/a grundlastfähige, elektrische Energie bereitgestellt (BERTANI 2010).

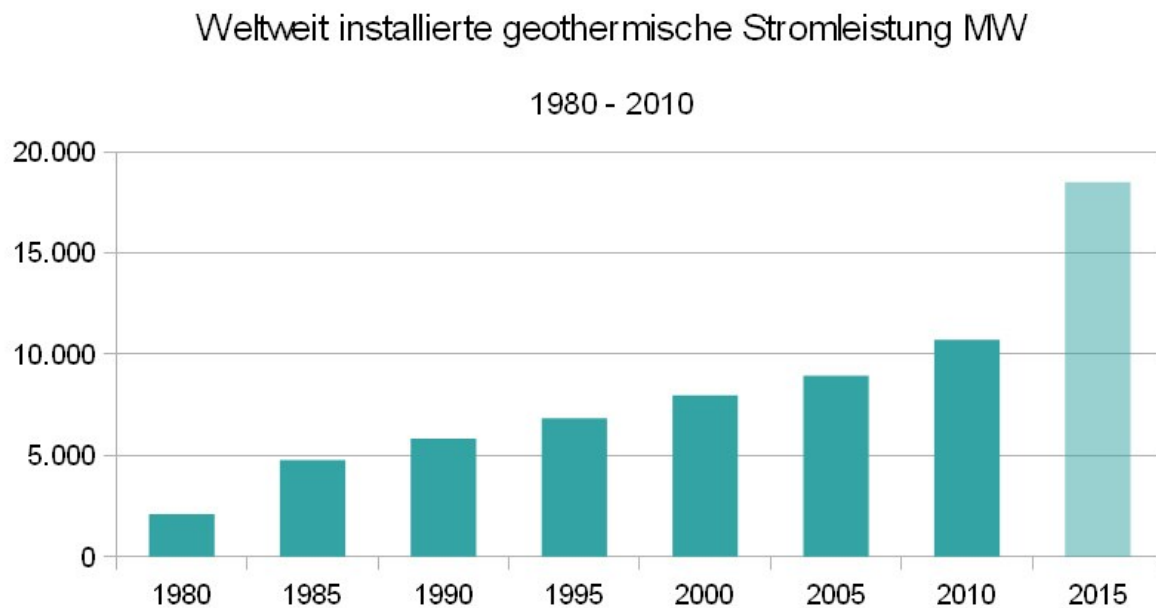


Abbildung 28: Weltweit installierte geothermische Stromleistung (nach BERTANI 2010)

Die Abbildung 28 zeigt das Wachstum der installierten Leistung [MW] seit 1980. Die IGA geht davon aus, dass sich aufgrund von derzeit in der Realisierung befindlichen Vorhaben die Kraftwerkskapazität bis zum Jahr 2015 auf rund 18 500 MW erhöhen wird.

Die Tabelle 3 zeigt die im Jahr 2009 weltweit geothermisch installierte Leistung [MW] sowie die produzierte Jahresleistung [GWh] nach Ländern. Die USA liegen sowohl bei installierter Stromleistung wie auch bei der Bereitstellung von elektrischer Energie an erster Stelle gefolgt von den Philippinen, Indonesien, Mexiko und Italien (vgl. BERTANI 2010).

In Österreich sind 3 kleine binäre geothermische Kraftwerke in Betrieb: Altheim, Bad Blumau und Simbach/Braunau. Ende 2009 betrug die installierte geothermische Stromleistung 1,4 MW mit einer Bereitstellung von 3,8 GWh elektrischer Energie.

Länder	Installierte Leistung [MW]	Produzierte Jahresleistung [Gwh]	Anzahl Der Kraftwerke
Australien	1,1	0,5	2
Österreich	1,4	3,8	3
China	24	150	8
Costa Rica	166	1131	6
El Salvador	204	1422	7
Äthiopien	7,3	10	2
Frankreich	16	95	3
Deutschland	6,6	50	3
Guatemala	52	289	8
Island	573	4.597	25
Indonesien	1.197	9.600	22
Italien	843	5.520	33
Japan	536	3.064	20
Kenia	167	1.430	10
Mexiko	958	7.047	37
Neuseeland	628	4.055	43
Nicaragua	88	310	5
Papua-Neuguinea	56	450	3
Philippinen	1.904	10.311	56
Portugal	28	175	5
Russland	82	441	11
Thailand	0,3	2	1
Türkei	82	490	4
USA	3.093	16.603	209
Gesamt	10.715	67.246	526

Tabelle 3: Weltweit installierte geothermische Stromleistung (BERTANI 2010)

9.2 Direkte Nutzung geothermischer Energie

Die direkte Nutzung geothermischer Energie spielt vor allem im Bereich der Wärmeversorgung eine große Rolle. 1995 betrug die weltweit installierte Leistung für die Wärmeproduktion 8.664 MWt und stieg bis Ende 2009 auf 50.583 MWt. Die Nutzung lag im Jahr 2009 bei 438.071 TJ/a im Vergleich zu 112.441 TJ/a im Jahr 1995 (vgl. Lund et.al. 2010).

Weltweite Nutzung direkter geothermischer Energie Ende 2009

438 TJ/a in 78 Ländern

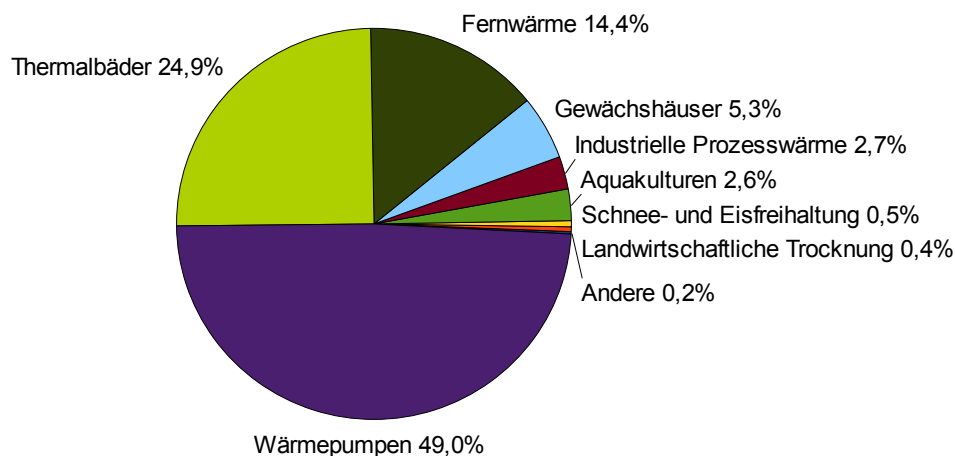


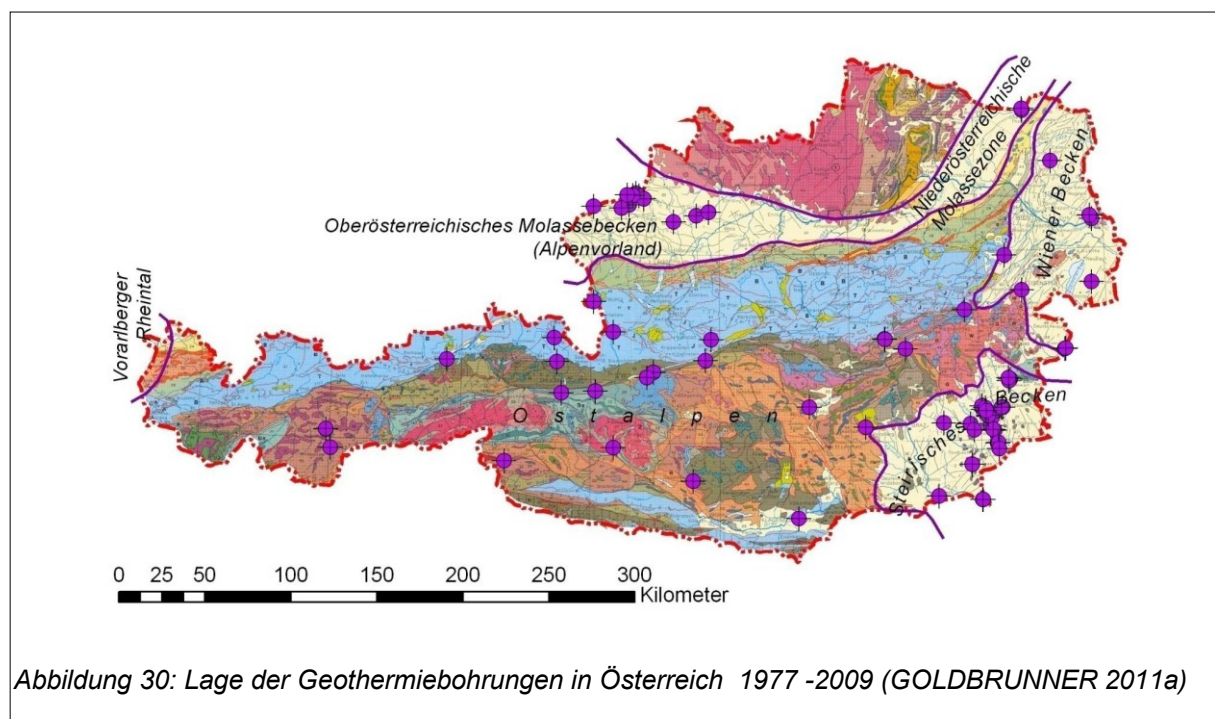
Abbildung 29: Weltweite Nutzung direkter geothermischer Energie 2009 (eigene Darstellung nach LUND et.al. 2010)

Das Diagramm (Abbildung 29) beinhaltet oberflächennahe und tiefe Nutzung gleichermaßen. Der oberflächennahe Bereich der Wärmepumpen weist das größte Wachstum auf. Tiefe Nutzungen sind vielfältig. Neben der Nah- und Fernwärmeversorgung sind die balneologische Nutzung, der Unterglasgartenbau, Aquakulturen, landwirtschaftliche Trocknungsprozesse und industrielle Anwendungen sowie Schnee- und Eisfreihaltung von Bedeutung.

10 Energetische Nutzung der Tiefen Geothermie in Österreich

Seit dem Beginn der geothermischen Energienutzung in Österreich konzentriert sich die Bohrtätigkeit auf das Oberösterreichische Molassebecken und auf das Steirische Becken. In den letzten Jahren ist auch das Wiener Becken in den Mittelpunkt des Interesses gerückt. Seit Mitte der 1990er Jahre werden auch in den Ostalpen Bohrungen nach Thermalwasser für die balneologische Nutzung niedergebracht. Dort besteht jedoch aufgrund der komplizierten Deckentektonik, der niedrigen Wärmestromdichte und der geringen Anzahl von Bohraufschlüssen und seismischen Vorerkundungen ein wesentlich höheres Fündigkeitsrisiko als in den relativ gut erkundeten Sedimentbecken. In den Ostalpen wurden bis heute insgesamt 25 Bohrungen niedergebracht (GOLDBRUNNER 2011a).

Die Gesamtzahl der in Österreich bis 2011 abgeteufelten Geothermiebohrungen beträgt 72 bei einer kumulativen Länge von 118 km. Die tiefsten Aufschlüsse erreichten 3.200 m, die höchste Fördertemperatur erzielte die Bohrung Blumau 2 im Steirischen Becken mit 110 °C (GOLDBRUNNER 2011a). Die Lage der Tiefenbohrungen kann aus Abbildung 30 entnommen werden.



Die Nutzung tiefer geothermaler Energie in Österreich konzentriert sich auf hydrothermale Vorkommen, wobei Wärme aus zutage geförderten Lagerstättenwässern entnommen wird und anschließend wieder in den Untergrund verpresst wird. Aber auch Wärmegewinn aus aufgelassenen Bohrlöchern der Erdölexploration ohne Wasserentnahme und Hot-Dry-Rock Verfahren mit unkonventioneller Wärmegewinnung werden in Betracht gezogen (WESSELY 2010).

10.1 Geothermischer Wärmestrom in Österreich

Der geothermische Temperaturgradient beträgt im Durchschnitt $30^{\circ}\text{C}/\text{km}$ (vgl. Kap.). Durch unterschiedliche Wärmeprozesse innerhalb der Erdkruste kann der lokale geothermische Temperaturgradient allerdings stark vom regionalen oder globalen Mittelwert abweichen.

Die Abbildung 31 zeigt den geothermischen Wärmestrom Österreichs und dessen Nutzung. Die höchsten Wärmestromdichten sind im Osten bzw. Südosten Österreichs, im Steirischen und Pannonischen Becken zu finden. Ebenso zeigt das Oberösterreichische Molassebecken eine höhere Wärmestromdichte. Den geringsten Wärmestrom weisen die Nördlichen Kalkalpen und die Karawanken auf.

Energetische Nutzung der Tiefen Geothermie in Österreich

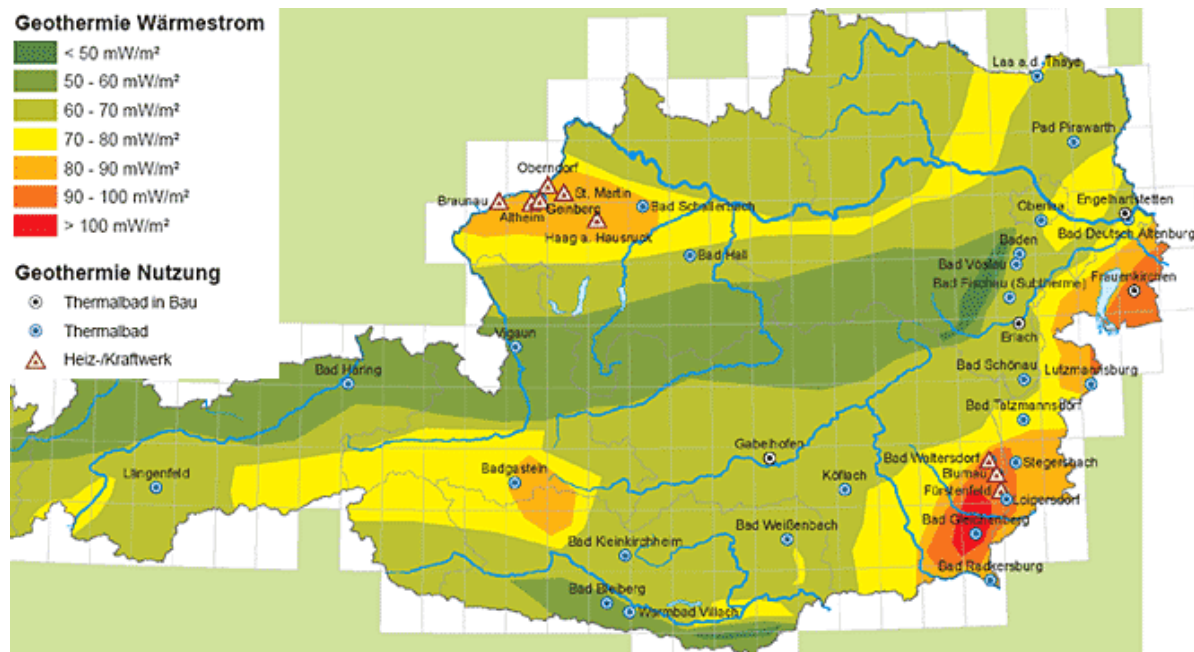


Abbildung 31: Geothermischer Wärmestrom Österreichs und dessen Nutzung (GÖTZL 2007)

Diese unterschiedlichen Wärmestromdichten finden ihrer Ursache in der unterschiedlich hohen Krustenmächtigkeit der Lithosphäre, wobei sich eine geringe Krustenmächtigkeit positiv auf das terrestrische Wärmefeld auswirkt (GÖTZL 2007).

Neben dem jeweiligen Temperaturniveau ist auch die Existenz von Aquiferen mit ausreichender Wasserführung für die technische Nutzbarmachung dieser Energie von Bedeutung. Weitreichende Tiefengewässer- Zirkulationssysteme findet man im Steirischen Becken, dem Wiener Becken sowie entlang der Molassezone vom nördlichen Niederösterreich bis zum nördlichen Rheintal in Vorarlberg.

Weitere thermale Wässer wurden in Längenfeld (Tirol) sowie in Bad Kleinkirchheim (Kärnten) erschlossen. Dort sind die Vorkommen allerdings auf lokale Störungszonen zurückzuführen und nicht auf großräumige Aquifere.

10.2 Geologische Voraussetzungen für Tiefe Geothermie in Österreich

Österreich besitzt durch seine Anteile an den großen Beckenstrukturen wie Oberösterreichisches Molassebecken, Steirisches Becken und Wiener Becken gute bis sehr

gute Voraussetzungen für die Nutzung hydrothermalen Energie (GOLDBRUNNER 2010).

Für die hydrogeothermale Erschließung spielen geologische Parameter wie Temperaturniveau, Tiefe, Aquifere, Porosität, Permeabilität, Druck, Schüttungsmengen und Reinjektionsmöglichkeiten eine große Rolle. Eine ausreichende Tiefe und eine Mindestwasserförderung ist Voraussetzung.

Gute Voraussetzungen für die Erschließung geothermischer Lagerstätten in Österreich haben Autochthones Mesozoikum unter Molasse, insbesondere Malmkarbonate und Deltasedimente des Dogger, Sandsteine und Konglomerate der Molassezone und der Wiener und Steirischen Beckenfüllung, Paläozoikum des Steirischen Beckens und kalkalpine Aquifere, vor allem Dolomite im Untergrund des Wiener Beckens (WESSELY 2010). Das Paläozoikum des Steirischen Beckens und der Malm Oberösterreichs werden bereits erfolgreich wirtschaftlich genutzt.

10.2.1 Oberösterreichische Molassezone

Als Molassezone wird ganz allgemein die von tertiären Sedimenten erfüllte Vortiefe der Alpen und Karpaten bezeichnet. Der Großteil der Molassezone in Österreich ist von verschiedenen tektonischen Einheiten der Alpen, nämlich der Flyschzone, der Helvetischen Zone und Teilen der Nördlichen Kalkalpen überschoben. Von Bayern her streicht die Molassezone in stattlicher Breite nach Österreich herein und verengt sich dann gegen Osten hin zusehends. Durch zahlreiche Erdöl- und Erdgasbohrungen ist der geologische Aufbau der österreichischen Molassezone gut erschlossen.

In Oberösterreich erstreckt sich die Molassezone zwischen dem Kristallin der Böhmisches Masse im Norden und der Überschiebungslinie von Helvetikum und Flysch im Süden. Eine nordgerichtete Aufschiebung der Alpen bedingt eine Subduktion der Europäischen Platte unter die Adriatische Platte. Während der obereozänen Phase der alpinen Gebirgsbildung wurde die Überschiebung der Flyschzone und des Helvetikums durch den alpinen Deckenstapel eingeleitet und nördlich davon die Restgeosynklinale des Molassetroges angelegt (TOLLMANN 1985).

Mit der Hebung der Alpen ging eine Absenkung des Molassebeckens einher. Sie ging in Form von Brüchen vor sich, die vom kristallinen Untergrund und den aufliegenden Jura- und Kreideschichten bis in die unteren Lagen der Oberen Puchkirchner Serie hineinreichen.

Diese Phase ist neben synsedimentärer Bruchtektonik vorwiegend von intensiver, mehrphasiger Überschiebung der alpinen Deckenfront geprägt. Aufgebaut wird sie vor allem aus Sedimenten des Oligozäns und des Miozäns. Tektonisch können die Sedimente der Molassezone in eine autochthone und eine allochthone Molasse unterteilt werden (vgl. STEININGER et al. 1986).

Über der kristallinen Basis und Sedimentresten des autochthonen Mesozoikums (Jura und Kreide) befindet sich eine bis über 3 500 m mächtige tertiäre Sedimentfolge des Obereozän bis Pliozän (ROETZL und KRENMAYER 1996).

Für die Nutzung der geothermalen Energie sind die Sedimente des autochthonen Mesozoikums von Interesse. Im Jura beginnt die Schichtfolge mit limnisch-fluviatilen bis flach marinen Sedimenten der Grestener Gruppe aus dem mittleren Dogger. Darüber wurden im oberen Dogger die Hornstein führenden Kalke der Höfleiner Formation abgelagert. Im oberen Jura verflachte das Jura-Meer und es kam zur Bildung von Riff-Kalken und den lagunären Dolomiten und Kalken der Purbeck-Formation.

In der Unterkreide wurden die jurassischen Sedimente weiträumig erodiert und verkarstet und es blieben die ältesten Gesteine der Oberkreide, die fluviatilen, grobsandigen Schutzfels-Formation des Cenoman erhalten. In der Folge stieß noch im Cenoman die marine Oberkreide mit Tonmergeln und Glaukonitsandsteinen der Regensburg-Formation nach Norden vor. Im Zeitabschnitt Turon-Campan kamen vor allem Tonmergel und Sandsteine tieferer Meeresbereiche zur Ablagerung. Im Paläogen zog sich das Tethysmeer nach Süden zurück und weite Bereiche des ehemaligen Kreidemeeres wurden tiefgründig erodiert.

Abbildung 32 zeigt das geologische Profil durch das oberösterreichische Molassebecken. Deutlich ist die Tiefenversetzung der Schichten des Malm – des Hauptwasserträgers – zu sehen (ZÖTL UND GOLDBRUNNER 1993).

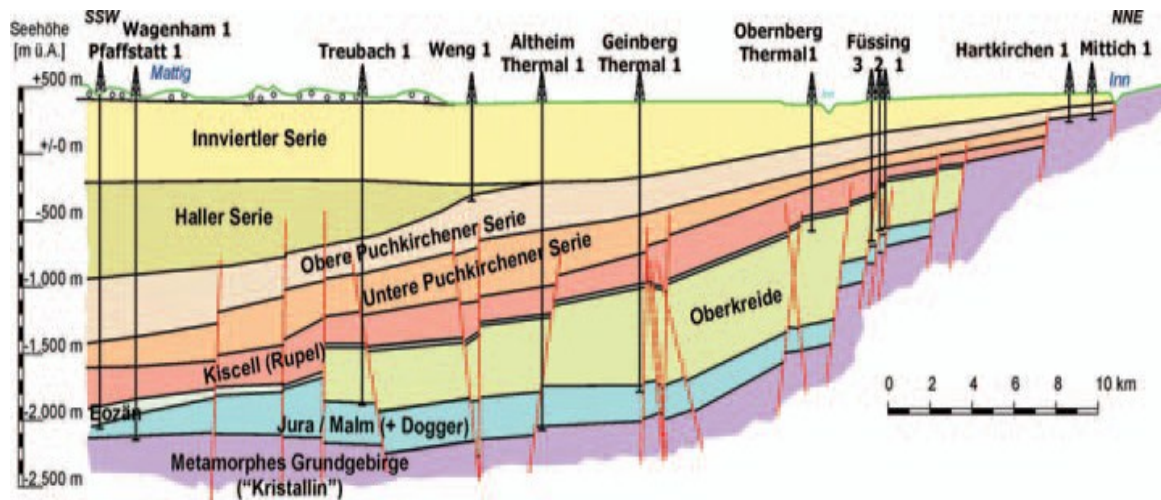


Abbildung 32: Geologische Profil durch das oberösterreichische Molassebecken (ZÖTL und GOLDBRUNNER 1993)

In der Molassezone stellen die Sandsteine und die Karbonate des Juras den wichtigsten geothermischen Aquifer dar. Neben diesen Sedimenten aus dem Dogger und Malm sind auch die Cenoman-Sandsteine von wirtschaftlichem Interesse. Nordwestlich der Zentralen Schwellen-Zone zeigen sich die Campan-Sandsteine mit einem beträchtlichen Volumen als bisher unbeachteter weiterer Thermalwasser-aquifer in Oberösterreich. Hier stellen der Neuhofener Hauptsandstein (Oberes Turon), der Niederneukirchener Grobsandstein (Coniac/Santon) und der Harmannsdorfer und Thanner Sandstein (Santon/Campan) interessante Speichergesteine für Thermalwasser dar (WALKER-HERTKORN 2000).

Die Malmkalke bilden den wichtigsten präterziären Aquifer mit mobilen quartären Wässern. Die Wässer aus dem karbonatischen Malm unter der tertiären Beckenfüllung haben die niedrigste Mineralisierung aller Tiefengrundwässer und den höchsten Anteil einer meteorischen Komponente aller tiefliegenden Aquifere im Molassebecken (ZÖTL und GOLDBRUNNER, 1993).

Das Thermalwasser bewegt sich im Malm überwiegend entlang von Störungszonen und in Klüften, die durch karbonatlösende Verkarstungsprozesse erweitert wurden. Nur die oberen, intensiv verkarsteten Abschnitte des Malms sind am Aufbau des

Thermalwasseraquifers beteiligt. Dieser grundwasserleitende Teil des Aquifers lässt sich durch die Nettomächtigkeit ausdrücken. Sie schwankt zwischen 40 und 240 m. An den verkarsteten Malm sind über weite Flächen die etwa 10 bis 40m mächtigen klüftig-porösen Cenoman-Sandsteine der Oberkreide, die ihn überlagern, hydraulisch gekoppelt. Gegen Südosten dünnt der Malm aus. In der Fortsetzung bilden die Basissande des Alttertiärs und die Linzer Sande den Thermalwasseraquifer (BAYRISCHES LANDESAMT FÜR WASSERWIRTSCHAFT 1999).

10.2.2 Steirisches Becken

Das steirische Becken bildet den westlichsten Ausläufer des Pannonischen Beckens. Die Südburgenländische Schwelle bildet die Trennlinie. Durch die Mittelsteirische Schwelle wird das Steirische Becken in das Ost- und Weststeirische Becken unterteilt. Zahlreiche lokale Senken und Buchten sowie Schwellen und Hochzonen bewirken eine weitere Untergliederung. Die Geologie des Oststeirischen Beckens ist aufgrund von zahlreichen Tiefenbohrungen der Kohlenwasserstoff- und Thermalwasser-Explorationsarbeiten sowie geophysikalischen Untersuchungen relativ gut bekannt.

Die Anlage des Steirischen Beckens ist auf eine gegen Osten gerichtete Extensions-tektonik am Ende des jungalpidischen Orogenesegeschehens zurückzuführen. Die gegen Osten gerichtete Bewegung steht im Zusammenhang mit dem Vorschieben der östlichen Zentralalpen entlang überregionaler Bewegungszonen. Diese Ost-West gerichtete Krustendehnung ist für die strukturelle Gliederung des Beckens durch Nord-Süd verlaufende Brüche verantwortlich. Die im Fürstenfelder Becken Nordost-Südwest verlaufenden Bruchstaffeln sind dagegen Brüche 2. Ordnung (vgl. ZÖTL und GOLDBRUNNER, 1993).

Der präneogene Beckenuntergrund wird von fünf tektonischen Großeinheiten aufgebaut (vgl. Abbildung 33). Vor allem austroalpines Kristallin des Unter- und Mittelos- talpin nimmt dabei weite Teile der Beckenbasis ein. Im östlichen Becken wird das Kristallin durch die metamorphen Gesteine der Rechnitzer Gruppe des Penninikum unterlagert. Daneben sind Phyllite des Oberostalpin, Karbonatgesteine des Grazer Paläozoikum und Triaskarbonate der Radkersburger Gruppe von Bedeutung.

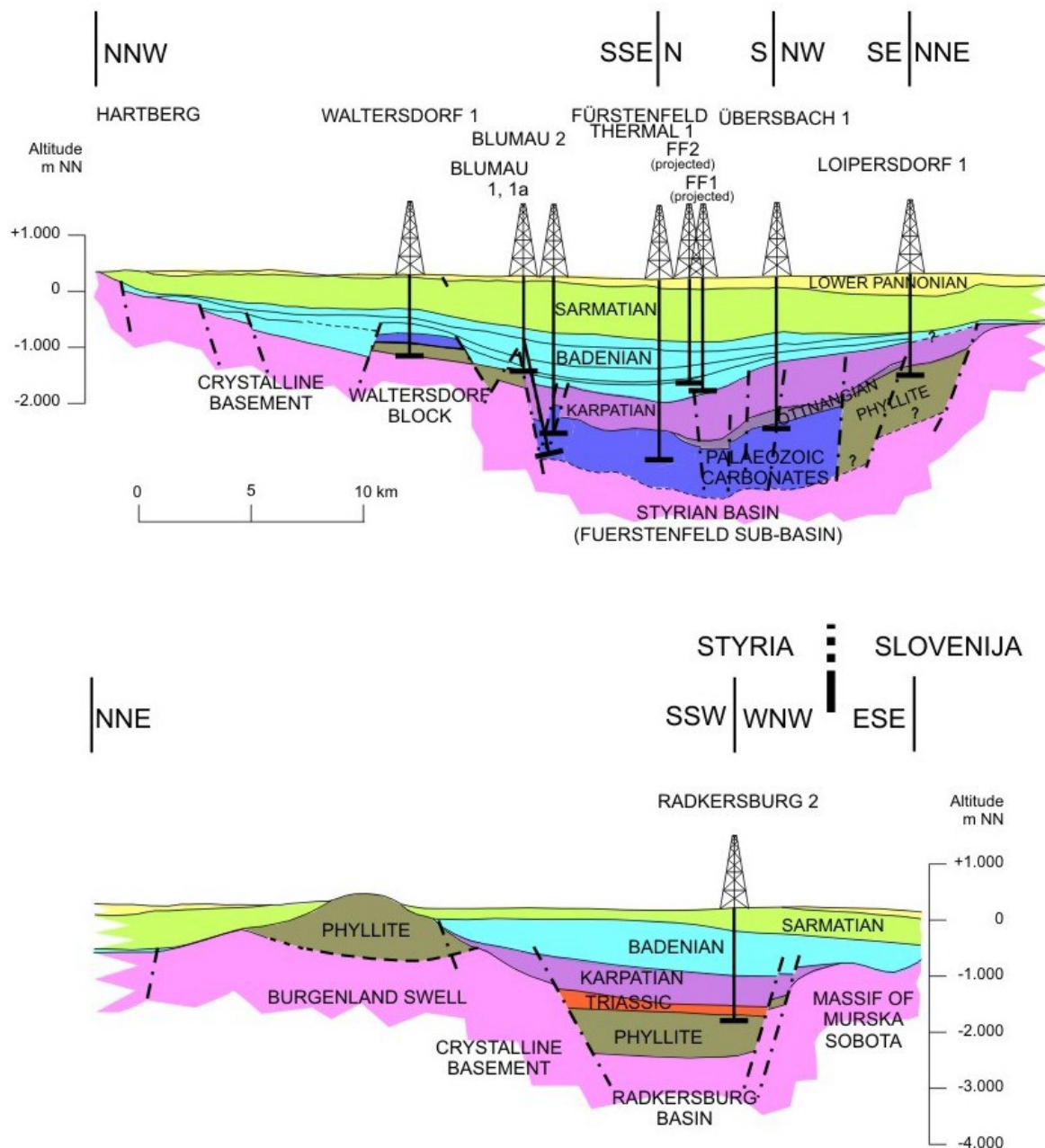


Abbildung 33: Geologische Profil durch das Steirische Becken (GOLDBRUNNER 2010)

Die beginnende Heraushebung des Alpenkörpers im Miozän leitete die Absenkung des Steirischen Beckens und des gesamten pannonischen Raumes ein. Damit begann seine Füllung mit Sedimenten, die teilweise bis zu mehreren tausend Meter Mächtigkeit erreichen. Im Steirischen Becken fiel der Hauptanteil der neogenen Sub-

sidenz und Sedimentation in den Zeitraum vom Oligozän bis in das Pliozän und wurde durch synsedimentäre Tektonik, Vorstöße des Meeres im Karpat und Baden, dem schließenden Meeresrückzug und Aussüßung der Restseen geprägt. Im Karpat setzte im Steirischen Becken ein saurer bis intermediärer Vulkanismus ein, der zum Aufbau mächtiger Schilde mit großer Flächenausdehnung führte. An der Grenze Karpat/Baden schlug die Absenkung in eine Aufwölbungstektonik um, und das gesamte Gebiet des Steirischen Beckens wurde langsam gehoben.

Zielhorizonte der Thermalwassererschließung im Steirischen Becken sind sowohl Porengrundwasserleiter der neogenen Beckenfüllung als auch Kluftgrundwasserleiter des präneogenen Beckenuntergrunds (GOLDBRUNNER 2010). WALKER-HERTKORN nennt hier vor allem die Sandsteine aus dem Sarmat und Baden sowie die Dolomite des Devons als bedeutendste Speichergesteine für geothermisch nutzbares Thermalwasser (WALKER-HERTKORN 2000).

Nach GOLDBRUNNER (1988) beträgt heute die geothermische Tiefenstufe im Oststeirischen Becken generell ca. $25\text{m}/1^\circ\text{C}$ ($4^\circ\text{C}/100\text{m}$). Die ausgeprägte Extensionstektonik führte zur Ausdünnung der Erdkruste von rund 50 km im ostalpinen Raum auf unter 20 km im Beckenbereich. So wurde durch R. SCHMÖLLER 1991 nordwestlich von Fürstenfeld die Tiefenlage der Mohorovicic-Diskontinuität durch Tiefenseismik bei einer Tiefe von nur 19 km festgestellt (vgl. ZÖTL und GOLDBRUNNER 1993). Im Steirischen Becken bewirkt die Hochlage des Erdmantels den Transfer von großer Wärmeenergie in relativ oberflächennahe Schichten, was in einem wesentlich erhöhten geothermischen Gradienten zum Ausdruck kommt.

10.2.3 Wiener Becken

Das Wiener Becken erstreckt sich über die Bundesländer Niederösterreich, Wien und Burgenland sowie bis in die Slowakei und nach Tschechien und liegt im Übergangsbereich zwischen Alpen und Karpaten. Es stellt ein störungsgebundenes Pull Apart Becken dar (GÖTZL et al. 2012d). Das Wiener Becken ist 200 km lang und max. 50 km breit und hat einen spindelförmigen Grundriss. Es wird durch die Donau in einen nördlichen und südlichen Anteil unterteilt (WESSELY 2006).

Die tektonische Entwicklung des Wiener Beckens verlief in verschiedenen Phasen. Im mittleren Jura kam es durch das Auseinanderdriften von Kontinentalplatten im Alpen-Karpaten-Bereich zur Bildung von Riftbecken im Dogger und Passivrandbecken im Malm und der Kreide (WESSELY 1993). Der kristalline Sockel der Böhmisches Masse wurde überlagert. Nach Aussetzen einer kontinuierlichen Sedimentation in der Kreide setzte diese erst wieder ab dem Eozän bis Oligozän mit der Senkung der Molasse – Vortiefe ein (GÖTZL et al. 2012d). Das entstandene Vorlandbecken wurde anschließend von alpin-karpatischen Einheiten überfahren. Im Miozän schoben sich die Decken über das Vorland in Richtung Nordwesten weiter. Gleichzeitig fand vor den noch überschiebenden Decken sowie am Rücken dieser Decken (piggy-back – Becken) Sedimentation statt (WESSELY 2006). In der Folge kam es zu einer Zerrung zwischen stabilen und beweglichen Zonen. Dies und der Widerstand des südböhmischen Kristallinsporns bewirkte einen Pull Apart Mechanismus, das heißt es findet eine Zerrung schräg zur Beckenachse statt (vgl. WESSELY 1993, GÖTZL et al. 2012d). Der Pull Apart Mechanismus setzte im Eggenburgium ein und dauert bei einer kontinuierlichen Verlagerung der Subsidenzbewegung von West nach Ost bis heute an (GÖTZL et al. 2012d).

Die mehrphasige tektonische Entwicklung führte zu einer Überstapelung verschiedener autochthoner mit transportierten allochthonen Einheiten. Daraus ergibt sich ein stockwerkartiger Aufbau des Wiener Beckens.

Energetische Nutzung der Tiefen Geothermie in Österreich

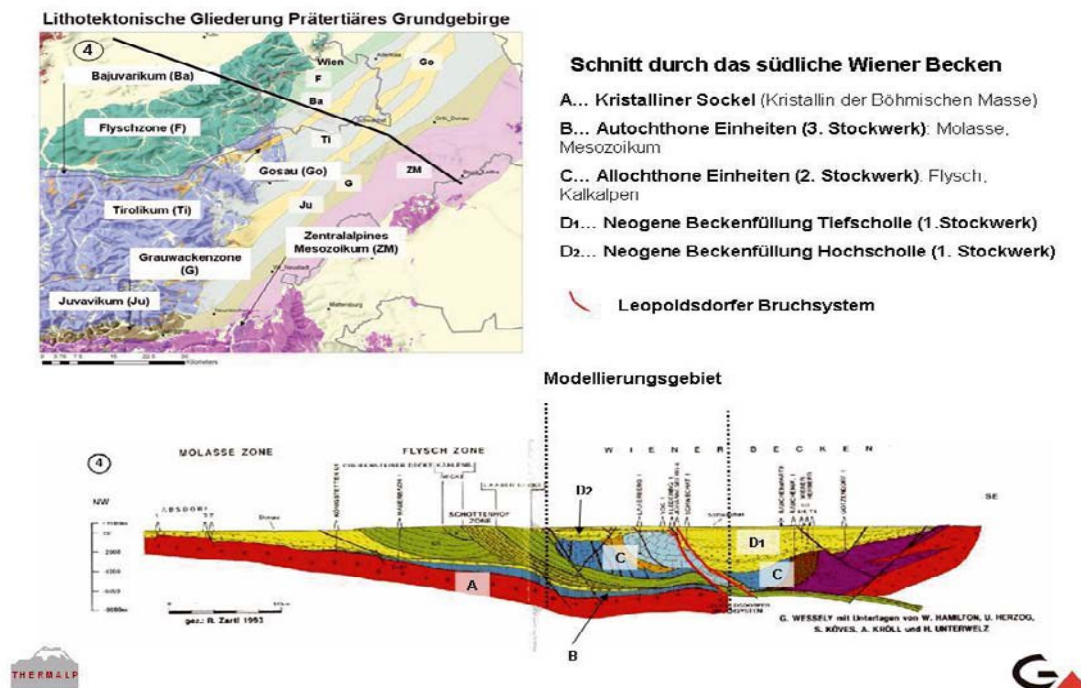


Abbildung 34: Tektonische Übersicht des südlichen Wiener Beckens (GÖTZL et al. 2012d)

Der geologische Schnitt (Abbildung 34) durch das südliche Wiener Becken zeigt die verschiedenen Stockwerke. Im Wesentlichen kann der Untergrund in drei Stockwerke unterteilt werden. Das erste und jüngste Stockwerk besteht aus autochthonen neogenen Sedimenten. Das zweite Stockwerk beinhaltet allochthone alpin-karpatische Überschiebungsdecken. Im dritten Stockwerk finden sich wiederum Ablagerungen aus dem autochthonen Molassebecken (WESSELY 1993).

Die innere Struktur des Wiener Beckens weist bedingt durch den Pull Apart Mechanismus zahlreiche Depressionen, Hochzonen, Brüche und Bruchschollen auf. Das südliche Wiener Becken ist durch eine Vielzahl von Brüchen in Hoch- und Absenkungsgebiete gegliedert. Das Staffelbruchsystem des Leopoldsdorfer Bruchs trennt das südliche Wiener Becken in eine Hoch- und eine Tiefscholle. Dieser Bruch erstreckt sich über einige Kilometer von Norden nach Süden. Der zentrale und nordwestliche Anteil des Wiener Beckens nimmt die Tiefscholle ein. Der westliche Anteil des südlichen Wiener Beckens wird von der Westrandscholle, der sogenannten Hochscholle gebildet (vgl. WESSELY 2006 und GÖTZL et al. 2012d).

Für geothermale Energiegewinnung sind in erster Linie kalkalpine und zum Teil zentralalpine Anteile im Untergrund des Wiener Beckens in Betracht zu ziehen, in denen große Volumina von hochtemperiertem Wasser in der Tiefe liegen. Dies gilt auch für tiefliegende Abschnitte in den Kalkalpen, sofern sie von Einzirkulation kalter Oberflächenwässer abgeschirmt sind und schließlich für Karbonate des Malm und Sandsteine des Doggers im Molasseuntergrund. Sande und Konglomerate der Füllung des Wiener Beckens verdienen bei größerer Mächtigkeit und bei entsprechender Tiefenlage ebenfalls Interesse (WESSELY 2005).

Hinsichtlich der Porosität haben Sande und Kiese der Beckenfüllungen Matrixporosität, die im Allgemeinen mit zunehmender Tiefe abnimmt, Karbonate der Kalkalpen, des Semmeringmesozoikums und des autochthonen Malm überwiegend Kluftporosität (WESSELY 2005).

Im kalkalpinen Untergrund des Wiener Beckens queren die abgesunkenen Decken dieses von SW gegen NE. Im Nordwesten werden sie von der südostfallenden Flyschzone, im Südosten von der nordwestfallenden Grauwackenzone flankiert und bilden eine Dichtebarrriere. Das Kalkalpin besteht meist aus durchlässigen Karbonaten. Mitteltriadische Wettersteinkalke und -dolomite und obertriadische Hauptdolomit- und Dachsteinkalkfolgen erlangen große Mächtigkeiten (WESSELY 2005).

Durch die Trennung des Leopoldsdorfer Bruches liegen im Wiener Becken zwei Arten von Wassersystemen vor. Auf der Hochscholle westlich des Leopoldsdorfer Bruches findet sich ein stärker hydrodynamisches System mit niedriger Salinität der Wässer und starker Anomalie im Temperaturgradienten. Im abgesenkten zentralen Wiener Becken findet sich ein System mit geringer Hydrodynamik mit hoher Salinität der Wässer und gleichförmigen Temperaturgradienten. Die Abbildung 35 zeigt, dass auf der Hochscholle kalte Oberflächenwässer der Kalkalpen tief unter das Wiener Becken migrieren, dort erwärmt und mineralisiert werden und an der Dichtebarrriere des Leopoldsdorfer Bruchsystems hochsteigen. Im System auf der Tiefenscholle östlich des Leopoldsdorfer Bruches besteht keine Kommunikation mit Oberflächenwässern.

Energetische Nutzung der Tiefen Geothermie in Österreich

Die neogene Sedimentfüllung wird durch die transparente Farbe gekennzeichnet. Die blauen Pfeile symbolisieren das Anströmen der kälteren kalkalpinen Wässer und die roten Pfeile das aufsteigende Warmwasser (vgl. WESSELY 2005 und GÖTZL et al. 2012d).

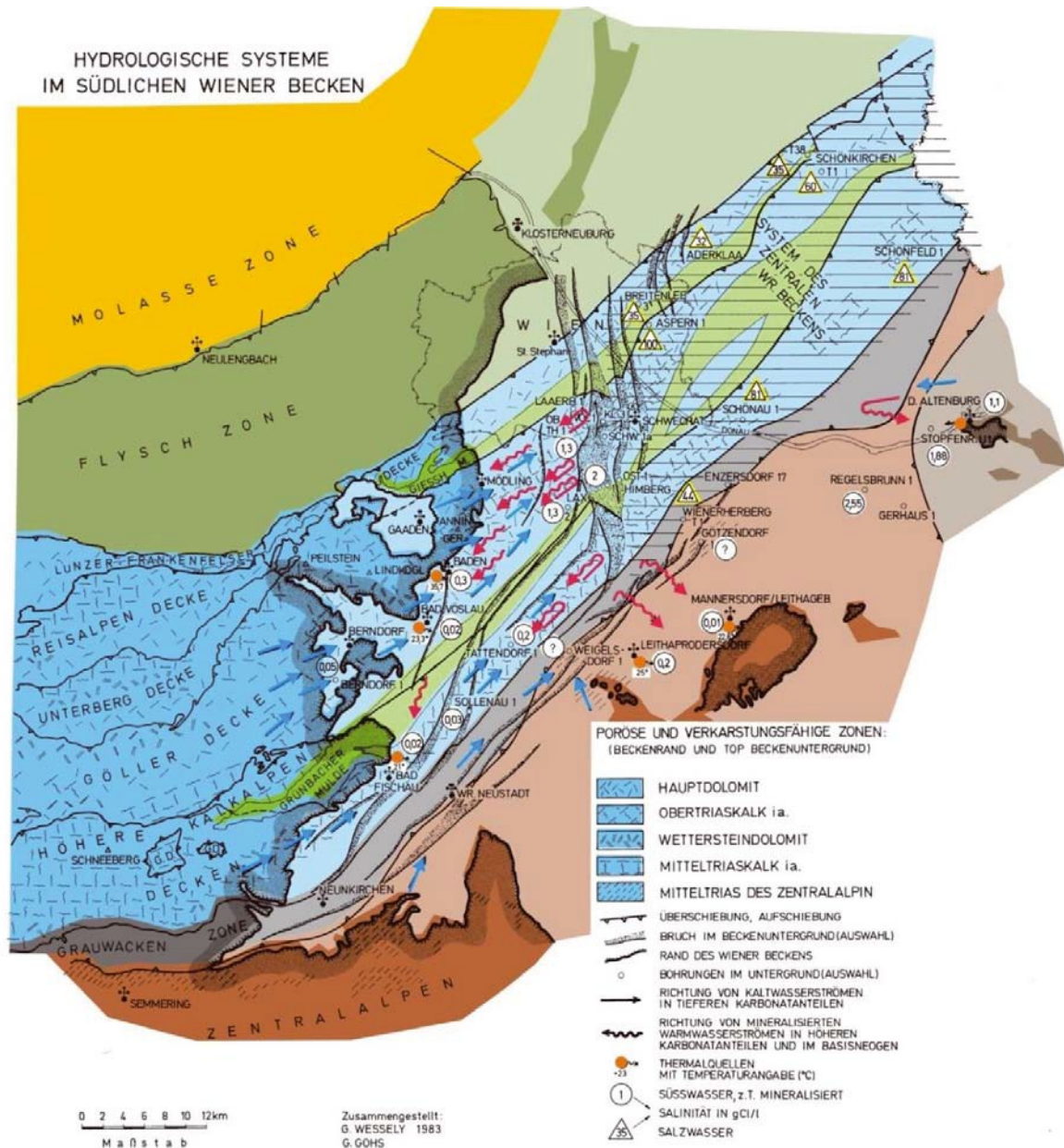


Abbildung 35: Übersicht zur Geologie des Untergrunds des südlichen Wiener Beckens und den Thermalwasserzirkulationen, leicht verändert nach WESSELY 1983 (GÖTZL et al. 2012d)

Man geht von einer immensen Kubatur für einen Tiefenaquifer im Tirolikum aus. Bei Annahme einer Porosität von 7% ergibt sich ein wassergesättigter Kluftporenraum von 63,8 Millionen km³ (WALKER-HERTKORN 2000).

Berechnungen des Energieinhalts über das Volumen der Speichergesteine der Kalkalpen im Untergrund des Wiener Beckens durch WALKER-HERTKORN 2000 ergaben in der Göllner Decke mehr als $2,35 \cdot 10^{10}$ GJ. In der Höheren Kalkalpendecke errechnet sich ein Wärmeinhalt von $1,789 \cdot 10^{10}$ GJ. Dieser Wärmeinhalt entspricht einer Energiemenge von 581,7 Mio t Öl bzw. 442,8 Mio t Öl.

10.3 Derzeitige Nutzung geothermischer Energie in Österreich

Die Nutzung tiefer geothermaler Energie in Österreich konzentriert sich auf hydrothermale Vorkommen, wobei Wärme aus zutage geförderten Lagerstättenwässern entnommen wird und anschließend wieder in den Untergrund verpresst wird. Insgesamt wurden von 1977 bis 2009 72 Thermalwasser- und Geothermiebohrungen abgeteufelt. Es gibt in Österreich 11 geothermische Anlagen. Der Schwerpunkt bei der Nutzung liegt auf der Nah- und Fernwärmeversorgung. An 3 Standorten findet auch geothermale Stromerzeugung statt. Außerdem wurden durch diese Bohrungen 13 neue Thermalstandorte erschlossen.

Geologische Einheit	Anzahl der Bohrungen	durchschnittl. Teufe m	Teufe Gesamt m	Geothermie/ Balneologie	Neue Thermen-Standorte
Steirisches Becken	28	1.521	42.583	45.047	8
Oberösterreichisches Molassebecken	12	2.088	25.056	40.977	1
Wiener Becken und Niederösterr. Molassebecken	6	1.080	6.482	0/6	2
Pannonisches Becken	1	860	860	0/1	1
Nördliche Kalkalpen und Karbonate des OOA	9	1.577	14.193	0/9	0
Unter- und Mittelostalpin (Kristallin)	16	1.554	24.867	0/16	1
Gesamt:	72	1.584	114.041	14/58	13

Tabelle 4: Thermalwassererschließungen 1977 bis 2009 in Österreich (GOLDBRUNNER 2010)

10.3.1 Geothermieranlagen im Oberösterreichisches Molassebecken

Oberösterreich ist das Gebiet mit den größten Marktanteilen bei der Nutzung von geothermischer Energie in Österreich. Die besten Voraussetzungen für die Erschließung von Thermalwasser finden sich im nördlichen Innviertel, nahe der Grenze zu Bayern. Zwischen 1980 und 2001 sind sechs geothermische Fernwärmenetze in Betrieb gegangen, in den Anlagen in Altheim und Braunau-Simbach wird mit Hilfe eines ORC-Prozesses auch zusätzlich Strom erzeugt (siehe Tabelle 5). Eine Geothermianlage ist derzeit in Ried im Innkreis im Entstehen. Im Endausbau ist eine installierte Leistung von 55 MW geplant (LIEBICH 2012). Damit wäre die geothermische Fernwärme Ried dann die größte geothermische Anlage Österreichs.

Ca. 55 MW der insgesamt in Österreich installierten Leistung von 70 MW entfallen auf Oberösterreich (OBERÖSTERREICHISCHER ENERGIESPARVERBAND 2013).

Anlagen Oberösterreich	Altheim	Geinberg	Obernberg	Simbach/ Braunau	St. Martin	Haag
Nutzung	F,E	F,I,B,G	F	F,E	F	F
Installierte Leistung [MW]	18,8	7,8	1,7	9,3	3,3	2,2
Volumenstrom [l/s]	80	25	20	74	20	20
Temperatur [°C]	105	105	80	80	90	86
Inbetriebnahme	1990, Dublette 1999	1981 Dublette 1988	1996/97	2001	2000	1995
Länge Fernwärmenetz [km]	14,5	6	17	35	25	12
F = Fernwärme, E = Stromerzeugung, B = Balneologie, I = Industrielle Nutzung, G = Gewächshaus						

Tabelle 5: Installierte geothermische Leistung in Oberösterreich 2011 (GOLDBRUNNER 2012)

Das Oberösterreichische Molassebecken ist das wichtigste Aufschließungsgebiet für geothermale Energie in Österreich. Dafür gibt es laut GOLDBRUNNER 2007 mehrere Gründe:

Über 600 Bohrungen der Erdölindustrie, die eine hydrogeologische und thermische Bewertung des Molassebeckens und seiner Schichtfolgen ermöglichen.

Geothermische Gradienten bis 4,5 °C / 100 m in den tieferen, für den geothermalen Aufschluss interessanten Beckenteilen.

Auftreten des Kluftaquifers in den Oberjura-(Malm-)Karbonaten im Beckenuntergrund mit möglichen Förderraten von 100 l/s bei moderaten Absenkungen bzw. Verpressdrücken.

Auftreten von meteorischen, gering mineralisierten Tiefengrundwässern mit geringer Begleitgasführung wie Methan. Kohlendioxid-Gas tritt nur in geringen Konzentrationen auf.

Das Fließsystem im Malmaquifer entspricht einem regionalen Fließsystem, dessen Regenerations- und Dischargegebiete bereits hinreichend genau eingegrenzt werden

können. Die Na-HCO₃-CL Wässer sind meteorischen Ursprungs und haben eine Summe an gelösten festen Stoffen von 1-1,2g/l (GOLDBRUNNER 2012).

10.3.1.1 Geothermieranlage Altheim

Schon seit 1980 gab es Überlegungen, den Zentralbereich des Ortes mit geothermischer Wärme zu versorgen. Die Bohrung Altheim war 1989 die erste erfolgreiche Geothermiebohrung Österreichs. Mittlerweile wird Altheim seit über 20 Jahren mit Wärme und Strom aus umweltfreundlichem Heißwasser versorgt und der Betreiber des Projekts, die Marktgemeinde Altheim, ist beispielgebend für andere Geothermiestandorte, sowohl im Inland als auch im Ausland.

Bei einer Kohlenwasserstoff-Explorationsbohrung fand man im benachbarten Geinberg heißes Wasser in einem Karstholraum der Malmkalke des Oberen Juras. Ursprünglich dachte man daran, das Geinberger Thermalwasser nach Altheim zu leiten und ein Fernwärmenetz für den Zentralbereich des Ortes zu errichten. Man verwarf dieses Projekt und entschied sich, nach erfolgversprechenden Studien, eine eigene Bohrung niederzubringen.

Das Gemeindegebiet Altheim liegt geologisch gesehen im nordalpinen Molassebecken im Teilbereich der Braunauer Senke. Unter mächtigen Tertiär- und Kreidesedimenten liegen die Karbonate des Malms. Sie waren Zielhorizont für die Erschießung von Thermalwasser. Ihre Wasserwegsamkeit verdanken sie tektonischen Bewegungen, als deren Folge Risse und Klüfte entstanden, die zusätzlich durch die lösende Wirkung zirkulierender Grundwässer erweitert wurden (UHLING 2002).

Die Bohrung Altheim Thermal 1 war 1989 die erste erfolgreiche Geothermiebohrung Österreichs. Auf Grund technischer Probleme musste 1990 die Vertikalbohrung Altheim Thermal 1 bei ca. 1.800 m aufgegeben werden und eine Ablenkungsbohrung (Altheim Thermal 1a) bis auf die Endteufe von 2.306 m durchgeführt werden. Man entschied sich damals aus Kostengründen gegen eine Reinjektionsbohrung. Das abgekühlte Wasser wurde in den Vorfluter geleitet.

Seit 1990 fördert die Produktionsbohrung Altheim Thermal 1a heißes Wasser mit einer Temperatur von 106 °C am Sondenkopf im freien Überlauf und wird in der unmittelbar angrenzenden Heizzentrale über Wärmetauscher für die Nahwärmeversorgung aufbereitet. Das Fernwärmenetz hat eine Länge von 14,5 km.

Bis in das Jahr 1998 wurde das für die Wärmeversorgung entnommene Thermalwasser - bis zu 500.000 m³ pro Jahr – nach der Abkühlung nicht reinjiziert, sondern in die Mühlheimer Ache abgeleitet (PERNECKER 2002). Um den Wasserhaushalt im wasserführenden Malm zu erhalten wurde es notwendig, das geförderte Wasser wieder zu reinjizieren. Im Jahr 1998 erfolgte die Erweiterung der Geothermieranlage Altheim durch die Reinjektionsbohrung Altheim Thermal 2 und durch die Erzeugung von elektrischem Strom mittels der Organic-Rankine-Cycle-Technik (vgl. Kapitel 7.1.2). Mit der Stromerzeugung sollte den Investitionskosten der Reinjektionsbohrung ein zusätzlicher Ertrag gegenübergestellt werden (MAURER 2002).

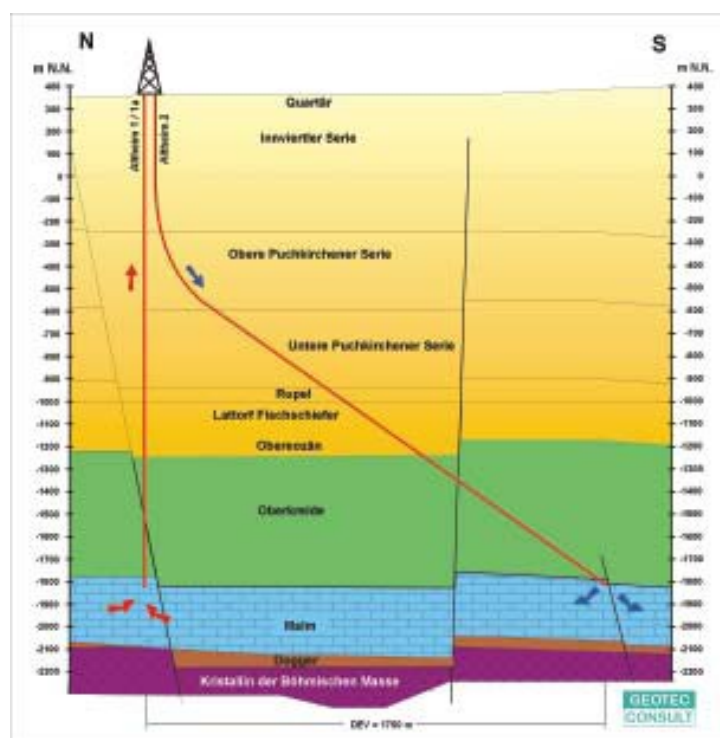


Abbildung 36: Verlauf der Bohrungen Altheim 1/1a und Altheim 2 (UHLING 2002)

Die Reinjektionsbohrung Altheim 2 sollte vom gleichen Bohrplatz aus wie die Bohrung Altheim 1/1a abgeteufelt werden. Dazu musste die Bohrung aber abgelenkt werden, um den Zielhorizont Malm in einer Horizontalentfernung von mindestens 1.700 m zu erschließen (UHLING 2002). Die vertikale Endteufe beträgt 2.165m, die Gesamtlänge beläuft sich auf 3.078 m. In der Produktionsbohrung ist in einer Tiefe von ca. 290 m eine 350 kW Tauchkreispumpe installiert, welche bis zu 100 l/s fördern kann. An der Reinjektionsbohrung befindet sich zusätzlich eine Drucksteigerungspumpe (PERNECKER 2002). Seit November 1999 erfolgt die Nutzung des Thermalwassers mit der Dublette. Das Thermalwasser wird zu 100 % wieder in den Tiefengrundwasserleiter zurückgeführt.

Mit einer modernen ORC-Stromerzeugungsanlage, der ersten in Mitteleuropa, wurde es möglich bei einer Thermalwassertemperatur von nur ca. 100 °C Strom zu erzeugen. Da der Wirkungsgrad eines herkömmlichen, auf dem Rankine-Prozess basierenden Dampfkraftwerkes bei einer Temperatur von 106 °C nicht sehr hoch wäre, kommt hier ein organisches, niedrig siedendes Arbeitsmittel (Siedepunkt 36 °C) zum Einsatz, welches für einen guten Wirkungsgrad der Turbine sorgt. Das Arbeitsmittel greift weder die Turbinenschaufeln noch die Ventilsitze an, ist für Mensch und Umwelt ungefährlich und ist unschädlich für die Ozonschicht (PERNECKER, 2002). Das innovative ORC-Projekt wurde durch das „JOULE - THERMIE“ Programm der Europäischen Kommission, dem Land Oberösterreich und der Republik Österreich gefördert (DELL et al. 2003).

Die Produktionsbohrung wird als gemeinsame Energiequelle für das Heiznetz und für die Stromerzeugung genutzt. Die Versorgung der Wärmekunden hat dabei gegenüber der Stromerzeugung Vorrang (MAUER 2002). Vorrangig wird das Thermalwasser zur Deckung des Wärmebedarfs in die Heizzentrale geleitet. Das dann noch zur Verfügung stehende Thermalwasser wird dann zur Stromerzeugung genutzt. Die Leistung der ORC-Anlage wird durch die nicht zu Heizzwecken benötigte Restthermalwassermenge bestimmt (vgl. MAURER 2002).

Heiznetz Altheim angeschl. Haushalte: 725	Stromerzeugung ORC – Anlage	Heizkreis Schule/ Schwimmbad
Wärmeleistung : 11,9 MW	Elektrische Leistung: 1 MW	Wärmeleistung: 1 MW

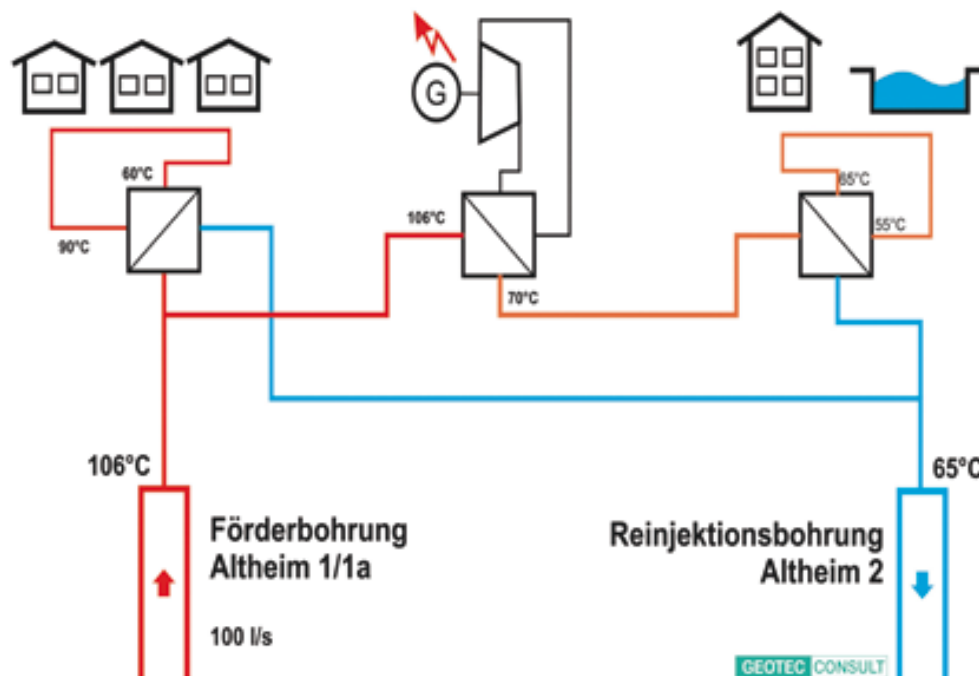


Abbildung 37: Übersichtsschema der Geothermieranlage Altheim (Maurer 2002, eigene Veränderungen)

Die thermische Anschlussleistung lag 2009 laut Auskunft des Leiters der Geothermieranlage Altheim, FRANZ REITER bei 11,9 MW für 725 angeschlossene Abnehmer. Die Wärmelieferung 2009 betrug 28 380 Mwh. Dabei wurden 16 204 Mwh an Kunden verrechnet. Dazu kommt noch eine Gratislieferung an das Gemeindefschwimmbad von 1 067,5 Mwh. Die Differenz von ca. 11 108 Mwh ergibt sich aus dem mit den Wärmekunden vereinbarten Verrechnungsmodus und aus den technischen Wärmeverlusten. Größter Einzelabnehmer ist die Gemeinde selbst, die damit Volksschule, Hauptschule, Sporthalle und im Sommer das öffentliche Schwimmbad versorgt. Mit 725 Abnehmern ist die Anzahl der möglichen Anschlüsse erreicht. Es werden nur mehr Netzverdichtungen im kleineren Ausmaß durchgeführt.

Das ORC-Kraftwerk war im Jahr 2009 7 409 Stunden (ca. 84% der Gesamtstunden eines Jahres) im Parallelbetrieb und lieferte 1 028,8 Mwh in das öffentliche Netz.

10.3.1.2 Geothermieranlage Geinberg

Die Erschließung von Thermalwasser in Geinberg geht auf die 1974 niedergebrachte Kohlenwasserstoff-Explorationsbohrung Geinberg 1 zurück. Diese konnte keine wirtschaftlich nutzbaren Kohlenwasserstoffe nachweisen. Allerdings stieß man bei einer Teufe von 2.127 m im karbonatischen Malm auf Thermalwasser mit einer Temperatur von 105 °C bei einem freien Überlauf von 22 l/s. (AMT DER OÖ LANDESREGIERUNG 2007). 1978 erfolgte einer Vertiefung dieser Bohrung auf 2.176 m.

Um eine geothermische Dublette zu installieren, wurde 1998 eine zweite Bohrung, Geinberg Thermal 2, niedergebracht. Diese Bohrung sollte den Thermalwasseraquifer im Malm in ca. 1.600 m Entfernung von der Bohrung Geinberg 1 erschließen. Diese Bohrung wurde als abgelenkte Bohrung geführt. Die vertikale Teufe liegt bei 2.120 m, die Gesamtlänge beläuft sich auf 3 155 m. Aufgrund der freien Überlaufmenge von 25 l/s wurde Geinberg Thermal 2 als Produktionsbohrung und Geinberg 1 als Reinjektionsbohrung installiert (AMT DER OÖ LANDESREGIERUNG 2007).

Die Anlage Geinberg ist wegen der realisierten geothermischen Kaskade von großem Interesse. Die eingerichtete Kaskadennutzung (Abbildung 38) mit einem genutzten Temperaturintervall von 75 K umfasst die Bereitstellung von Prozesswärme in einer Molkerei, die Fernwärmeversorgung der Ortschaft Geinberg, die Beheizung des Hotels und der Therme Geinberg, die stoffliche Nutzung im Thermalbad und die Beheizung von 1,5 ha Glashäusern mit einer kumulativen geothermischen Leistung von 7,8 MW. Der balneologisch genutzte Teilstrom (max. 2,5 l/s) wird nicht reinjiziert (GOLDBRUNNER 2007). Der balneologische Teilstrom (ca. 10 % der Fördermenge) wird für die Beckennachfüllung, balneologische Anwendungen in der Therme und Thermalwasserverkauf an externe Abnehmer verwendet.

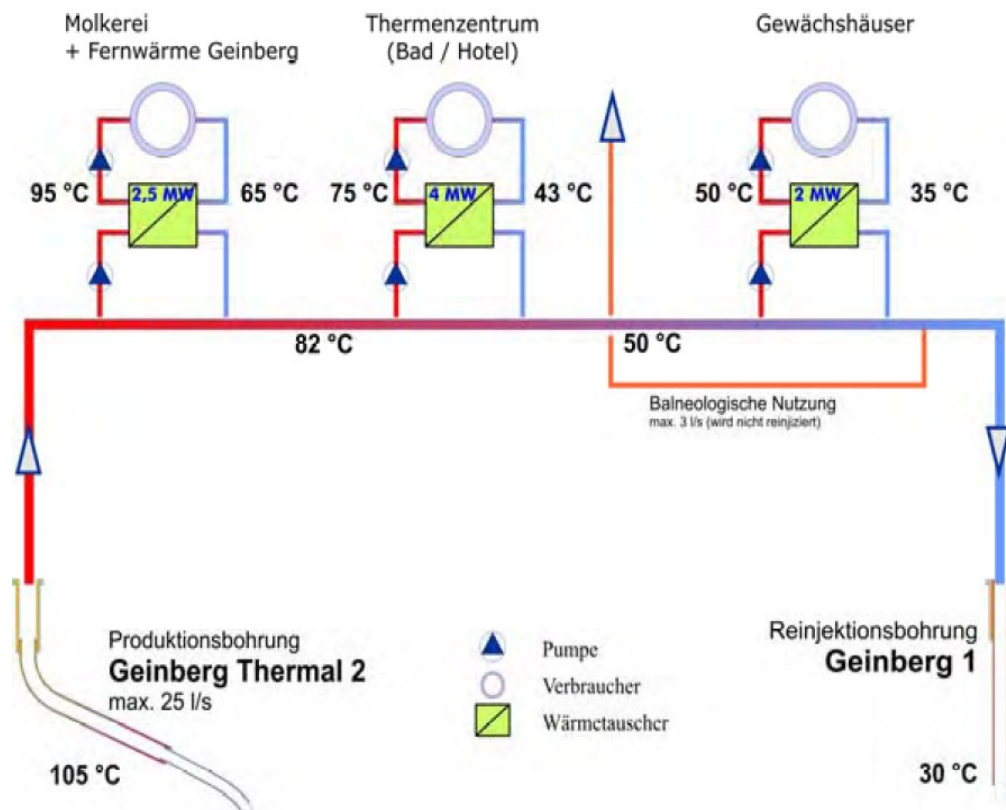


Abbildung 38: Geothermische Kaskade Geinberg (GOLDBRUNNER 2012b)

10.3.1.3 Geothermieranlage Obernberg

Die Tiefbohrung Oberfeld 1 wurde 1993/94 in Obernberg bis auf die Endteufe von 1.560 m niedergebracht (AMT DER OÖ LANDESREGIERUNG 2007). Ab der Teufe von 1 521m wurde der thermalwasserführende karbonatische Malm erreicht. Die Reinjektionsbohrung Obernberg Thermal 2 wurde 1998 gebohrt. Die geothermische Dublette ist seit dem Jahr 2000 in Betrieb. Es werden 100 % des Tiefengrundwassers reinjiziert.

Die Förderung des Thermalwassers erfolgt im freien Überlauf mit einer Temperatur von 80 °C am Sondenkopf. Für die thermische Nutzung steht eine jährliche Menge von rund 310 000 m³ zur Verfügung. Derzeit werden rund 210 000 m³ Jahresmenge

genutzt, sodass eine Ausbaureserve der Therme Oberfeld von 30 % vorhanden ist (vgl. Obernberger Fernwärme GmbH).

Obernberg verfügt über ein 17 km langes Fernwärmenetz und versorgt damit rund 250 Haushalte sowie alle kommunalen Einrichtungen, wie Schulen, Seniorenheim, Feuerwehr, Gemeindehaus und ISG-Wohnblöcke.

10.3.1.4 Geothermieranlage Simbach-Braunau

In den am Inn gelegenen Grenzstädten Simbach (Bayern) und Braunau (Österreich) wurde gemeinsam mit dem Landkreis Rottal-Inn Europas erste grenzüberschreitende Geothermieprojekt realisiert.

Im Juli 1999 wurde im Industriegebiet von Simbach mit der Erschließung des Thermalwasservorkommens begonnen. Beide Bohrungen der Dublette wurden in Simach angesetzt. Die Abbildung 39 zeigt die Reinjektionsbohrung Simbach-Braunau Thermal 1 und die Förderbohrung Simbach-Braunau Thermal 2, die unter dem Inn nach Braunau abgelenkt wurde. Erstmals wurde eine sogenannte „abgelenkte Bohrung“ grenzüberschreitend durchgeführt.

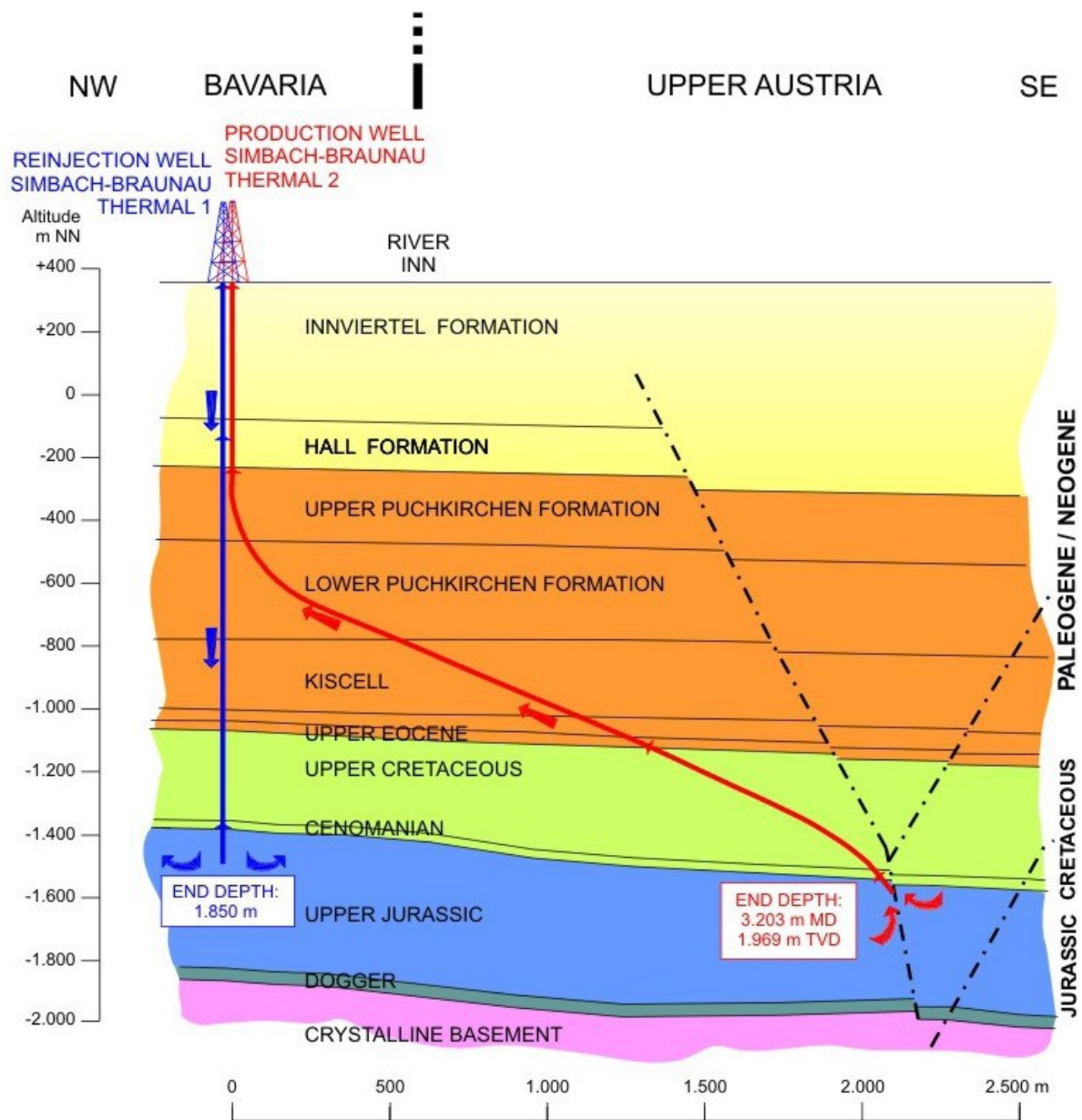


Abbildung 39: Verlauf der Bohrungen in Simbach-Braunau (GOLDBRUNNER 2010)

Die Neigung der ab 600 m abgelenkten Bohrung beträgt 67° , sodass eine Horizontallentfernung zwischen der vertikalen, 1,948 m tiefen Reinjektionsbohrung und der Förderbohrung auf Niveau des Aquifers von ca. 2,1 km erreicht wird (GOLDBRUNNER 2011a). Diese Ausführung war notwendig, um den hydraulisch notwendigen Abstand der beiden Bohrungen im Bereich des Aquifers zu erreichen um eine ther-

misches Beeinflussung der Produktionsbohrung durch die Reinjektion des abgekühlten Wassers zu verhindern (AMT DER OÖ LANDESREGIERUNG 2007).

Es erfolgt eine gemeinsame Nutzung des Aquifers in den Karbonaten des Purbeck/Malm (GOLDBRUNNER 2011a). Erschlossen wurde 80 °C heißes Wasser mit einer Fördermenge von 74 l/s. Die Reinjektionstemperatur beträgt bei 50 – 55 °C.

Im Frühjahr 2000 wurde mit dem Aufbau des Fernwärmenetzes begonnen und zeitgleich die geothermische Heizzentrale errichtet. Mit der Aufnahme des Probebetriebs im Rahmen von Pump- und Reinjektionsversuchen Anfang 2001 wurde das Versorgungsnetz kontinuierlich erweitert und im Jahr 2005 fertiggestellt.

Im Jahr 2009 wurde die Anlage im Rahmen des EU-Projektes „LOW_BIN“ durch eine ORC-Anlage erweitert und soll die technische und ökonomische Machbarkeit der geothermalen Stromerzeugung mit Vorlauftemperaturen von unter 100 °C unter mitteleuropäischen Klimaverhältnissen demonstrieren.

Die thermische Anschlussleistung lag 2009 bei rund 40 MW. Über ein 35 km langes Fernwärmenetz werden 750 Kundenanschlüsse mit 5 000 Haushalten versorgt. Der Wärmeverkauf betrug 67 000 Mwh/a. 7 MW können aus der Geothermie bereitgestellt werden, wobei 2/3 der Jahresarbeit bestritten werden (GOLDBRUNNER 2009). Die elektrische Leistung der ORC-Anlage liegt bei 200 kW. Aufgrund des Vorranges der Fernwärmeversorgung findet der Betrieb der ORC-Anlage vornehmlich im Frühjahr bis Herbst statt.

10.3.1.5 Geothermieranlage St. Martin

Die Förderbohrung St. Martin Thermal 1 wurde 1998 auf eine Endteufe von 2 212 m niedergebracht. Sie erschloss den Grundwasserleiter Malm bei einer Teufe von 1 920 m. Die 1999 ausgeführte Reinjektionsbohrung St. Martin Thermal 2 erbohrte den Thermalwasseraquifer in einer Teufe von 1 793 m (AMT DER OÖ LANDESREGIERUNG 2007).

Der eigentliche Bohrschacht befindet sich auf dem Gelände einer Ziegelei außerhalb von St. Martin. Das Pumphaus des Verteilsystems liegt 500 m entfernt zur Bohrung auf dem Gelände eines Schlachthofes außerhalb des verbauten Gebietes von St. Martin. Mit Hilfe eines Pumpwerks wird 90°C heißes Wasser über ein Verteilersystem mit Wärmetauschern bis zu den Abnehmern transportiert. Das geförderte Wasser wird dann über ein Rücklaufsystem wieder reinjiziert. Förder- und Reinjektionsbohrung liegen rund 6 km voneinander entfernt. Die max. genehmigte Entnahmemenge beträgt 46 l/sec. Das gesamte Leitungsnetz ist 25 km lang (energyprojects 2013).

10.3.1.6 Geothermieranlage Haag

Die Förderbohrung Haag Thermal 1 wurde 1991 hergestellt und erbohrte den Malm in 2.056 m Teufe. Das abgekühlte Thermalwasser wird in der ehemaligen Kohlenwasserstoffbohrung Trattnach 9 reinjiziert. Die Fördertemperatur liegt bei 90 °C und hat eine Förderrate von 20 l/s. Im Fernwärmenetz Haag fließt das Thermalwasser ohne zwischengeschalteten Wärmetauscher direkt durch die korrosionsresistenten Leitungen (AMT DER OÖ LANDESREGIERUNG 2007). Dadurch konnte die Spreizung zwischen Vor- und Rücklauftemperatur erhöht und damit die Effizienz der Anlage um ca. 15 % angehoben werden. Neben der geothermischen Fernwärmenutzung erfolgt auch eine geringfügige balneologische Nutzung des Thermalwassers (ca. 100 m³/a)

10.3.1.7 Geothermieprojekt Ried im Innkreis/Mehrnbach

Im Jänner 2011 konnte in der Stadt Ried im Innkreis und der Nachbargemeinde Mehrnbach mit dem Bau für Oberösterreichs größtes Geothermie-Projekt begonnen werden. Basierend auf den geologischen Untersuchungen und den Erfahrungen aus den umliegenden Geothermie-Projekten soll dort ein Thermalwasservorkommen in der ersten Ausbaustufe eine Leistung von rund 24 MW pro Jahr an 240 Objektanschlüsse und im späteren Vollausbau 55 MW Energie an 1 200 Objektanschlüsse in der Region liefern. Dabei werden rund 20 Trassenkilometer Leitungen im Erstausbau und bis zu 35 Trassenkilometer im Vollausbau verlegt.

Umgesetzt wird dieses Großprojekt durch die „Geothermie Ried Bohrung GmbH“, an der die „Energie Ried Wärme GmbH (95%) und die „Nahwärme Mehrnbach GmbH“ (5%) beteiligt sind. Die Energie Ried Wärme selbst wiederum gehört zu 60% der „Energie Ried GmbH“ und zu 40% der „Energie AG Oberösterreich Wärme GmbH“ (Energie AG Oberösterreich 2011).

Die Förderbohrung TH1 wurde im Malmbereich der Tiefscholle in einer Tiefe von 2.660 m (TDV) in einer Bohrzeit von 103 Tagen abgeteufelt. Aufgrund eines 240-Stunden Pumpversuches geht man im März 2012 von einer Thermalwassertemperatur von 105 °C bis 110 °C aus. Der Temperaturgradient beträgt ca. 4 °C / 100 m. Die Wasserförderung scheint bis zu 80 l/s gesichert zu sein und soll mit einem weiteren Langzeitpumpversuch abgesichert werden (LIEBICH 2012).

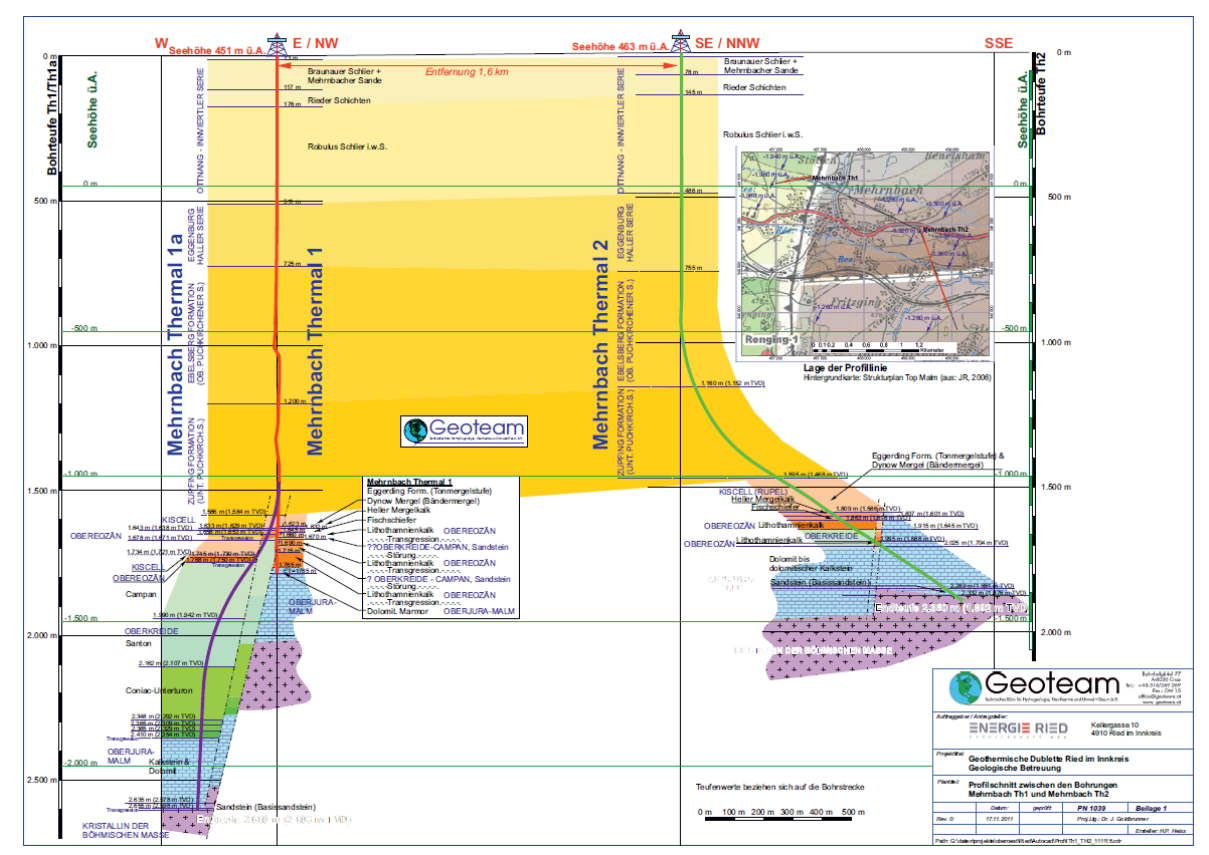


Abbildung 40: Verlauf der Bohrungen in Ried im Innkreis/Mernbach (LIEBICH 2012)

In einer Entfernung von 1 600 m von der Förderbohrung wurde die Reinjektionsbohrung TH2 als abgelenkte Bohrung bis in den Malm der Rieder Hochscholle geplant. In einer Bohrzeit von 43 Tagen wurde in einer Tiefe von 1 892 m (TVD) und 2 360 m (MD) Ende Oktober 2011 die Reinjektionsbohrung abgeteufelt. Die Measured Depth (MD) ist bei einer abgelenkten Bohrung größer als die True Vertical Depth (TVD) (LIEBICH 2012).

Wenn die Bauarbeiten zur Verlegung der Fernwärmetrasse im Zeitplan bleiben, sollen im ersten Ausbauschritt ab Herbst 2013 250 Kunden im Rieder Stadtgebiet mit umweltfreundlicher Fernwärme versorgt werden. In der Nachbargemeinde Mehrnbach sollen in der Erstphase die öffentlichen Gebäude und rund 150 Haushalte versorgt werden (Energie AG Oberösterreich 2011).

10.3.2 Geothermieranlagen im Steirischen Becken

Anlagen Oberösterreich	Bad Blumau	Bad Waltersdorf	Bad Radkersburg	Loipersdorf
Nutzung	E,W,B,CO ₂	W,B,G	B,W	B,W
Installierte Leistung [MW]	7,6	2,3	0,8	0,6
Volumenstrom [l/s]	30	17	5	4
Temperatur [°C]	110	63	70	61
Inbetriebnahme	2000	1980	1978	1977
Länge Fernwärmenetz [km]	1,5	1,5	0	0
E = Stromerzeugung, B = Balneologie, G = Gewächshaus, W = Wärmenutzung, CO ₂ = stoffl. Nutzung				

Tabelle 6: Installierte geothermische Leistung im Steirischen Becken (GOLDBRUNNER 2012)

Das bedeutendste Hoffungsgebiet für geothermale Energie neben dem Oberösterreichischen Molassebecken ist das Steirische Becken. Insgesamt wurden im Steirischen Becken und seinen Randbereichen seit den 1970er-jahren 28 Geothermie- und Thermalwasserbohrungen niedergebracht (vgl. Tabelle 4). Die Tabelle 6 gibt einen Überblick über die geothermische Nutzung im Steirischen Becken und seinem Randbereich. Die installierte Leistung liegt bei 11,2 MW.

Aufgrund der wirtschaftlichen Ziele der Bohrungen wurden hauptsächlich Horizonte des Neogens erschlossen. Die Bohrungen der beiden geothermischen Anlagen in Bad Waltersdorf und Bad Blumau stehen im Gegensatz dazu im präneogenen Beckenuntergrund in paläozoischen Kalken und Dolomiten des Grazer Paläozoikums. Örtlich zeigen diese Gesteine ähnliche Transmissivitäten wie die Karbonate des Malms im oberösterreichischen Molassebecken (GOLDBRUNNER 2012).

10.3.2.1 Geothermieranlage Bad Blumau

Bereits 1979 wurde in der Region rund um Bad Blumau von der „Rohöl-Aufsuchungs-AG“ (RAG) nach Erdöl und Erdgas gebohrt. Anstelle von Öl und Gas

wurde auf rund 2 600 Metern Tiefe jedoch 100 °C heißes Wasser gefunden. Daraufhin wurde die Bohrung Blumau 1a wieder verschlossen. Auf Grund der touristischen Entwicklung in der Region wurde 1989 die Bohrung wieder geöffnet und ein Auslaufversuch brachte positive Ergebnisse im Hinblick auf eine geothermische und balneologische Nutzung der Ressource. Für das Thermenprojekt Blumau wurde dann eine Bohrung für die balneologische Nutzung im Thermalbad die Bohrung Blumau 3 in einer Tiefe von 1 200m mit 46 °C abgeteuft.

Seit 2000 wird das Thermalwasser in Bad Blumau auch energetisch genutzt. Dafür wurde die Bohrung Blumau 2 in einer Entfernung von rund 2 km von Blumau 1a auf eine Endteufe von 2 834 m vertikal niedergebracht. Der paläozoische Aquifer (geklüftete Dolomite) wurde bei der Teufe von 2 360 m erschlossen. Ein Langzeitpumpversuch erbrachte eine freie Überlaufmenge von 80 l/s bei einer Sondenkopftemperatur von max. 110 °C. (vgl. GOLDBRUNNER 2005). Erschwerend bei der Nutzung wirkt sich die teilweise erhebliche Kohlenstoffdioxid-Führung aus. Bei diesem Volumenstrom kommt es zu starken Karbonatausfällungen.

Diese können durch die Limitierung des Überlaufs auf 30 l/s und durch die Zugabe von Polyphosphat zum Förderstrom in einer Teufe von 500 m weitgehend kontrolliert werden (GOLDBRUNNER 2005, GOLDBRUNNER 2011a).

Die geothermische Energie wurde zur Beheizung des Thermen- und Hotelkomplexes verwendet. 2001 wurde eine geothermische Kaskade (Abbildung 41) eingerichtet. Diese umfasst eine luftgekühlte 250 kW ORC-Anlage mit einer Nettoleistung von 180 kW, die Beheizung der gesamten Thermen- und Hotelanlage und die Erwärmung eines Badeteiches mit einer Fläche von 1.000 m².

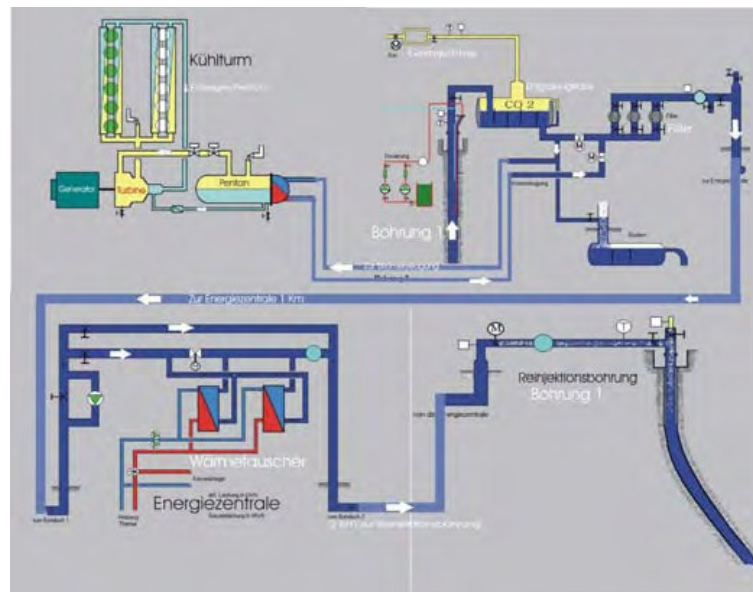


Abbildung 41: Schema der Kaskadennutzung der Geothermieanlage Bad Blumau: ORC, Kohlendioxid-Verwertung und Beheizung (GOLBRUNNER 2005)

Das 110°C heiße Wasser wird zunächst zur Stromerzeugung genutzt, danach fließt es zur Energiezentrale, wo sich die Wärmetauscher des „Rogner Bad Blumau“ befinden, anschließend fließt das Wasser weiter zur Bohrung 1a, wo es wieder in die Erde injiziert wird (ROGNER BAD BLUMAU 2013).

2002 wurde als weitere Nutzungsstufe die Verwertung des Kohlenstoffdioxids (Gas-Wasser-Verhältnis 12 : 1) eingerichtet. Die Kapazität der Anlage beträgt 1,5 t/h flüssiges Kohlenstoffdioxid. Das CO₂ wird in der Badewasseraufbereitung zur pH-Wert Regulierung verwendet. Der Rest wird an verschiedene Industriezweige, wie die Getränkebranche verkauft (ROGNER BAD BLUMAU 2013).

10.3.3 Geothermieranlagen im Wiener Becken

Im Wiener Becken fand bis vor kurzem kaum geothermische Aufschlusstätigkeit statt. Erst mit den Bohrungen für die Doublette Aspern erfolgten die ersten Bohrungen mit dem Ziel der Erschließung hydrothermalen Energie im Wiener Becken. Sie liegen im tiefen Teil des Wiener Beckens östlich des Leopoldsdorfer Bruches (GOLDBRUNNER 2012). Ihr Bohrziel liegt im Hauptdolomit der Gölzer Decke des Beckenuntergrunds. Die eingefügte Markierung im geologischen Profil (Abbildung 42) durch das Wiener Becken zeigt das Arbeitsgebiet des Geothermieprojekts Aspern.

Energetische Nutzung der Tiefen Geothermie in Österreich

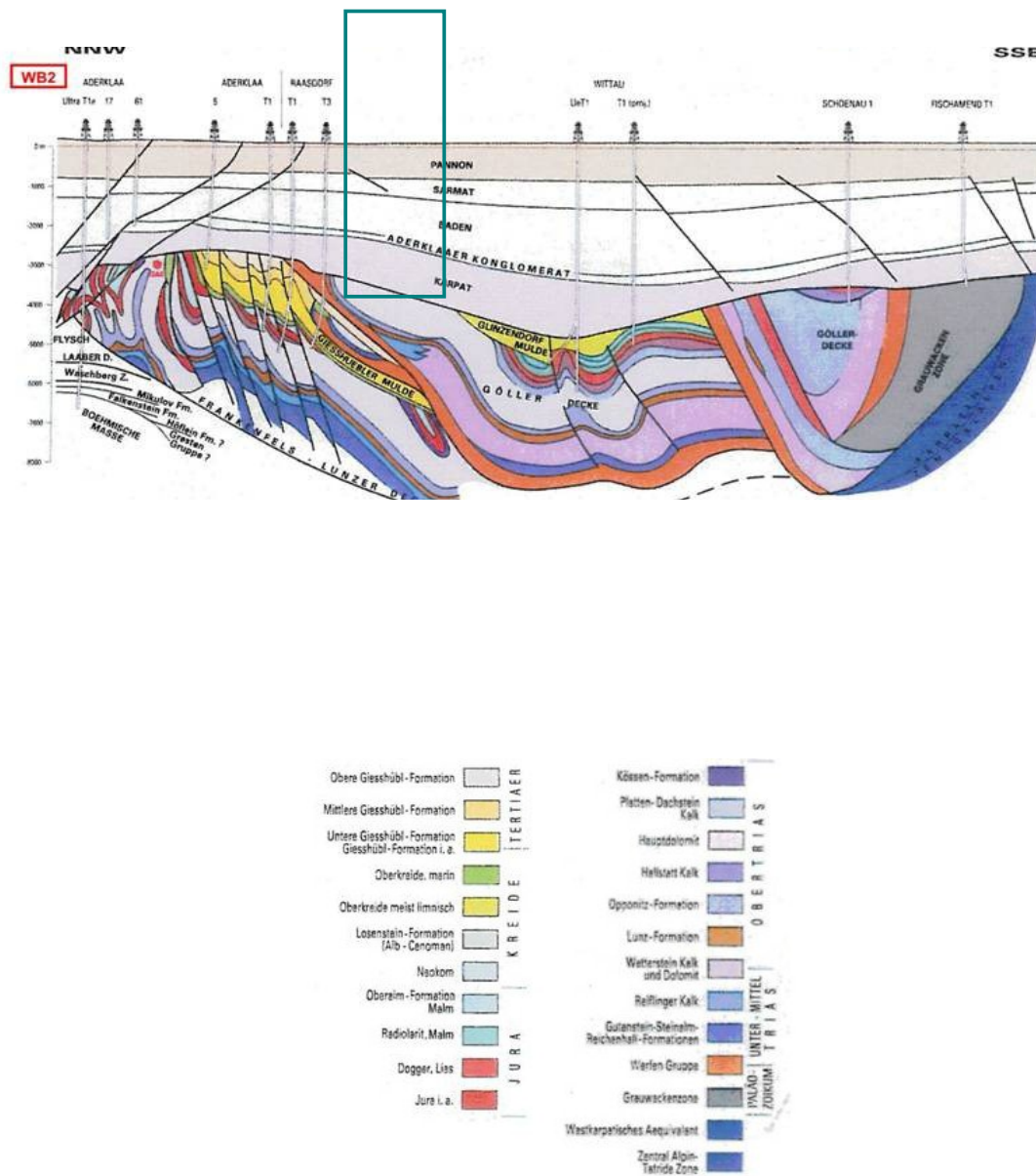


Abbildung 42: Geologisches Profil durch das Wiener Becken mit Arbeitsgebiet des Geothermieprojekts Aspern (GOLDBRUNNER 2012 und eigene Darstellung)

10.3.3.1 Geothermieprojekt Wien Aspern

Im Dezember 2011 fand der Spatenstich für das Geothermie-Kraftwerk Aspern statt. Es ist das erste hydrothermale Kraftwerk zur Energiegewinnung im Wiener Becken. Bereits 1974 wurde bei Bohrungen der „OMV“ ein Heißwasservorkommen entdeckt, das aber bis heute ungenutzt blieb. Wenn sich die Annahmen bestätigen, wird 150 °C heißes Wasser an die Erdoberfläche geholt und über Wärmetauscher ins Fernwärmenetz eingespeist. Es soll die 20.000 Einwohner des neuen, multifunktionalen Stadtgebiets „Seestadt Aspern“ mit Energie versorgen (KOTSCHAN 2012). Der Überschuss soll über das Fernwärmenetz der Stadt Wien weitergeleitet werden. Nach den Vorarbeiten wurde im Mai 2012 der rund 45m hohe Bohrturm aufgestellt. Bis März 2013 sollen die Förderbohrung und die Reinjektionsbohrung abgeschlossen sein.

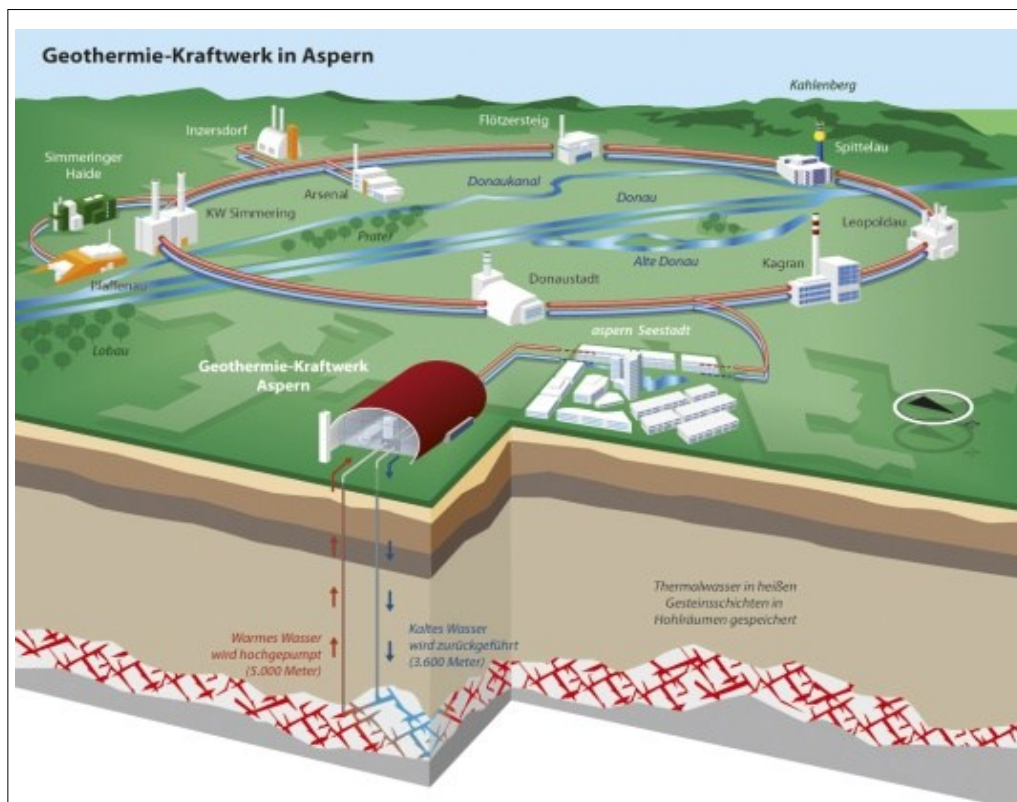


Abbildung 43: Geothermie-Kraftwerk in Aspern (KOTSCHAN 2012a)

Der Ost- und Südostrand der Stadt Wien liegt auf der Tiefscholle des Leopoldsdorfer Bruchsystems. Von besonderem Interesse ist die kalkalpine Zone. Als potenzielle wasserführende Einheiten im Kalkalpin sind Karbonatgesteine wie Kalksteine und Dolomite anzusehen. Das hydrothermale Reservoir für das Geothermieprojekt Aspern lagert im Hauptdolomit in einer Tiefe von rund 5 000 m. Diese wasserführenden Gesteinsschichten werden durch die Förderbohrung erschlossen und das heiße Wasser an die Oberfläche befördert. Die Reinjektionsbohrung bis in eine Tiefe von rund 3.670m führt das an der Oberfläche abgekühlte Wasser wieder in den Untergrund zurück.

Der Hauptdolomit bietet aufgrund seiner petrophysikalischen Eigenschaften gute Voraussetzungen für die Förderung von für die geothermische Nutzung geeigneter Volumenströmen. Die Fördertemperatur wird mit 150 °C, das Tiefengrundwasser als Formationswasser vom NaCl-Typus mit einer Summe an gelösten Stoffen von 150g/l erwartet (GOLDBRUNNER 2012).

Hydrothermale Lagerstätte	
Haupt- und Wettersteindolomit	Mächtigkeit 1.000 – 1.500 m
Erwartete Temperatur	150 °C (Fündigkeitsversicherung 140 °C)
Erwartete Schüttung	100l/s
Lagerstättendruck	ca. 390 bar (in 3.120 m)
Salinität	ca. 150g/l
Begleitgas	Methan

Tabelle 7: Erwartete Parameter der Geothermiebohrung Aspern (KOTSCHAN 2012a)

Die beiden Bohrlöcher (Essling Th1 und Essling Th2) liegen an der Oberfläche 10 m voneinander entfernt. Die Bohrungen werden aber so abgelenkt, dass die Endpunkte in einer Entfernung von rund zwei Kilometern liegen werden (KOTSCHAN 2012a).

Laut persönlicher Auskunft von Dipl. Ing. KOTSCHAN, dem Geschäftsführer der Geothermiezentrum Aspern GmbH, ist das Thermalwasservorkommen so groß, dass nach erfolgreichem Abschluss dieses ersten Projekts noch einige weitere im nordöstliche Raum von Wien möglich wären.

Die erwartete thermische Leistung des Kraftwerks liegt bei 40 MW. Neben dem Thermalwasser wird auch Methan mit an die Oberfläche gefördert (KOTSCHAN 2012). Das Methan wird verstromt und soll den Eigenenergiebedarf des Kraftwerks decken. Die erwartete elektrische Leistung liegt bei 800 kW. Jährlich sollen 130.000 t CO₂ eingespart werden. Mit der Inbetriebnahme 2014 wird zudem der Anteil an erneuerbarer Energie im Wiener Fernwärmenetz auf 20 Prozent erhöht.

Im Dezember 2012 scheiterte dieses ambitionierte Projekt. Man ist im Rahmen der Erkundungsbohrungen in Wien Aspern nicht auf die erwarteten Gesteinsschichten und auf Heißwasser gestoßen. Bei einer Bohrtiefe von 4200 m musste das Team von Univ.-Prof. Dr. J. E. GOLDBRUNNER feststellen, dass der dort vermutete Gesteinsdolomit noch weitere 1000 m tiefer liegt und eine Weiterführung des Projekts die Wirtschaftlichkeit in Frage stellt.

Nach weiteren geologischen Untersuchungen wurde das Projekt im April 2013 endgültig beendet. Damit gingen auch die bis dahin investierten 12 bis 13 Millionen Euro verloren. Der Untergrund des Wiener Beckens soll nun im Rahmen eines Studienprogramms geologisch weiter ergründet werden (PRESSEMITTEILUNG WIEN ENERGIE 2013).

11 Potenzial der tiefen Geothermie in Österreich

In Österreich fehlen bisher flächendeckende geothermische Basiskarten im Bereich Wärmestrom und Temperaturen. Das thermische Regime im Alpenraum ist nur annäherungsweise bekannt. Es bedarf einer flächendeckenden Potenzial- und Ressourcenerhebung. Die nachfolgenden Potenziale der tiefen Geothermie in Österreichische Ausführungen sollen einen Überblick der möglichen Potenziale der tiefen Geothermie in Österreich geben (vgl. GEOLOGISCHE BUNDESANSTALT 2011).

11.1 Potenzial der tiefen Geothermie nach Kaltschmitt und Streicher 2009

KALTSCHMITT und STREICHER 2009 haben die Potenziale einer Bereitstellung von Wärme und die Potenziale einer geothermischen Strombereitstellung aus wasserführenden Sedimentstrukturen in Österreich abgeschätzt. Sie betonen, dass die Abschätzung der technisch nutzbaren Potenziale mit großen Unsicherheiten behaftet sind und es sich um eine grobe Abschätzung der angegebenen Größenordnung handelt.

11.1.1 Wärmebereitstellung

Die Nutzung der tiefen Geothermie zur Wärmeerzeugung ist in Österreich derzeit noch an das Vorhandensein von Aquiferen gekoppelt. Die gesamte in diesen Aquiferen gespeicherte Wärme („Heat in Place“) kann auf rund 24 000 EJ abgeschätzt werden. Bei einer unterstellten Nutzungsdauer von 500 Jahren entspricht dies einem Energiepotential von rund 48 EJ/a.

Das theoretische Energiepotenzial des tiefen Untergrunds kann aber aufgrund einer Vielzahl geologischer und technischer Einschränkungen nur zu einem Teil genutzt werden. Bei einer unterstellten Reinjektionstemperatur von 15 °C und einer technisch installierbaren thermischen Anlagenleistung von ca. 550 MW kann ein technisches Angebotspotential von knapp 14 PJ/a abgeschätzt werden.

11.1.2 Strombereitstellung

Berücksichtigt man lediglich die Standorte mit der Thermalwassertemperatur ab 100 °C, so beträgt die gesamte in diesen Aquiferen gespeicherte Energie („Heat in Place“) rund 8 960 EJ. Dabei wird unterstellt, dass dem Gestein die Wärme bis auf rund 15 °C entzogen werden könnte. Bei einer Erschließung im Verlauf von rund 500 Jahren sind dies rund 18/EJ/a. Aufgrund thermodynamischer Beschränkungen ist nur ein kleiner Teil in Form von Strom nutzbar. Geht man von einem Wirkungsgrad der Verstromung von 12 bis maximal 18 % aus, errechnet sich ein theoretisches Stromerzeugungspotenzial von ca. 677 TWh/a im Verlauf der unterstellten 500 Jahre. Der Anteil der Wärmemenge, der aus dem Gestein entzogen und technisch gewonnen werden kann ist von geologischen Bedingungen im jeweiligen Aquifer abhängig. Wenn rund 15 bis 20 % der Wärmemenge aus dem Untergrund entzogen werden können, so resultiert daraus nach dem derzeitigen Stand der Technik bei einem Umwandlungswirkungsgrad von 7 bis 11 % ein technisches Stromerzeugungspotenzial von 58,8 TWh/a für Österreich.

11.2 Potential der tiefen Geothermie REGIO Energy

Das Forschungsprojekt „REGIO Energy“ (STANZER et al. 2010) ermittelte Potenziäle erneuerbarer Energien für alle Bezirke Österreichs. Dabei wurden das technische und das reduzierte technische Potential für 2008 erfasst. Unter "tiefer Geothermie" wurde die Analyse von Potenzialen zur Wärmeerzeugung für Gebäude verstanden, die sich aus der Nutzung existierender heißer Tiefenwässer oder heißer Gesteinschichten in Österreich ergeben.

Die von STANZER et al. (2010) durchgeführte Studie zeigt, dass in Österreich ein großes Potenzial für tiefe Geothermie vorhanden ist. Die Gesamtsumme des in Abbildung 44 dargestellten technischen Potenzials 2008 beträgt 10 181 GWh. Das reduzierte technische Potenzial 2008 (Abbildung 45) wird mit 6 608 GWh (23,76 PJ) beziffert. Dabei ist anzumerken, dass sich die Nutzungsmöglichkeiten regional sehr unterschiedlich verteilen.

Potenzial der tiefen Geothermie in Österreich

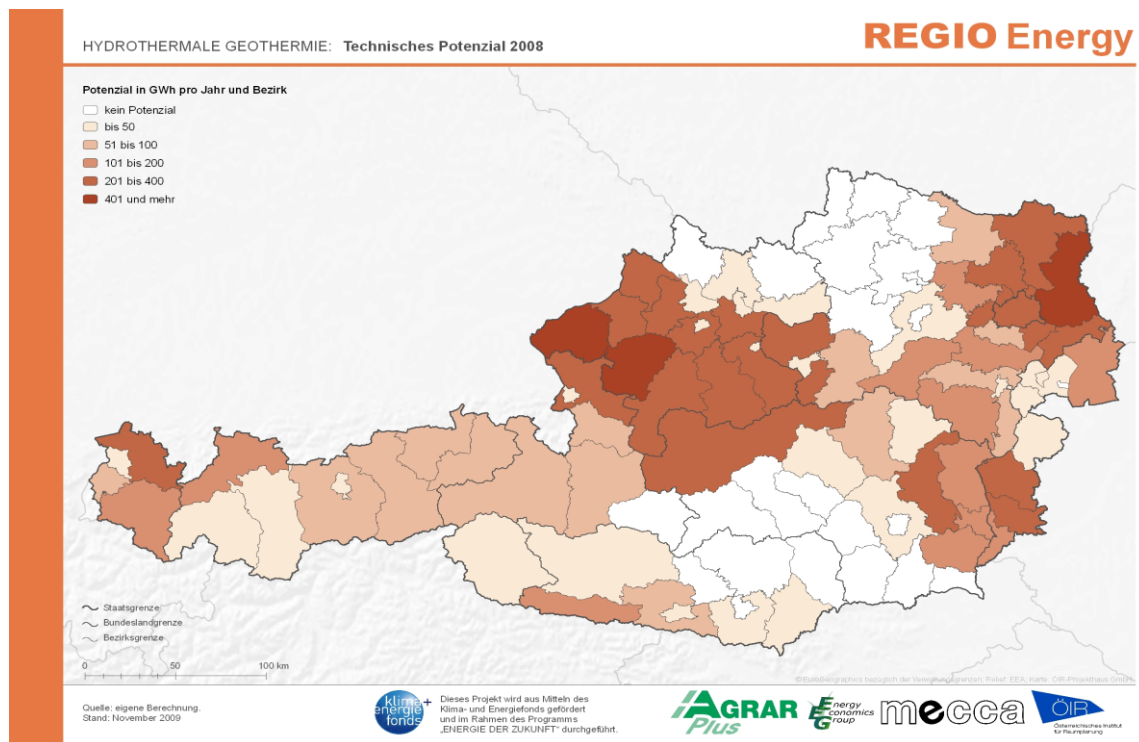


Abbildung 44: Technische Potenzial hydrothermaler Geothermie 2008 (STANZER et al. 2010)

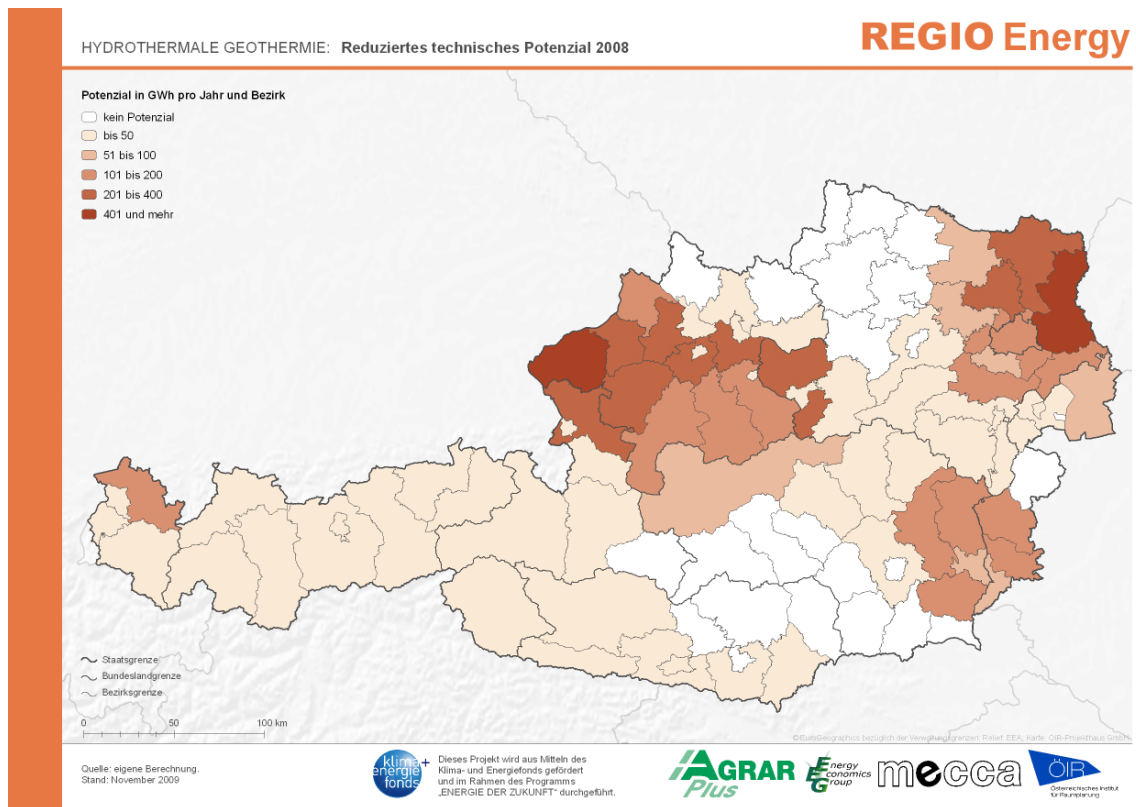


Abbildung 45: Reduziertes techn. Potenzial hydrothermaler Geothermie 2008 (STANZER et al 2010)

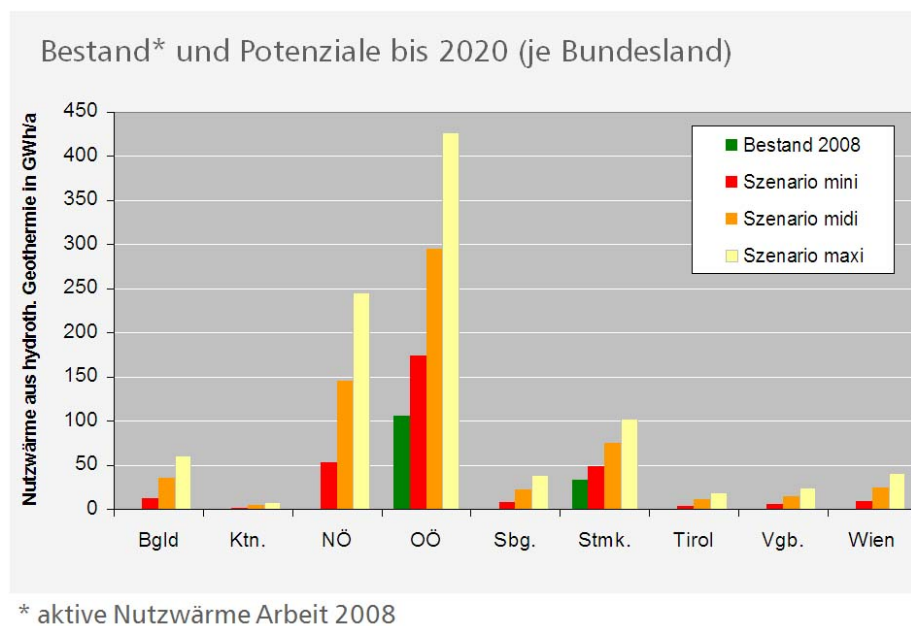


Abbildung 46: Verteilung des realisierbaren Geothermie-Potenzials bis 2020 (STANZER et al. 2010)

Die Abbildung 46 zeigt den Bestand 2008 und die Zukunftsszenarien 2020 der Nutzwärme aus hydrothermaler Geothermie im Bundesvergleich. Dabei ist klar erkennbar, dass Niederösterreich und Oberösterreich bei weitem die stärksten Potentiale geothermischer Wärmeerzeugung haben. Allerdings wären zum Beispiel für Oberösterreich etwa 9 kleine oder 2 große Anlagen pro Jahr notwendig, um dieses Szenario zu erfüllen (STANZER et al. 2010).

GOLDBRUNNER (2012) nennt als mittelfristig zu erschließendes geothermisches Potenzial einen Wert von 475 MW für ganz Österreich. Dazu trägt das Oberösterreichische Molassebecken mit 150 MW, das Steirische Becken mit 25 MW und das Wiener Becken mit 300 MW bei.

GÖTZL (2008) nennt einen deutlich höheren Wert, nämlich 600 MW Leistung für ganz Österreich. Dieser Wert enthält aber noch keine Verbesserungen neuer Technologien.

12 Geothermieforschung in der Europäischen Union

Die Europäische Union bietet, mit dem Ziel der Förderung nachhaltiger Entwicklung, Anreize für Umweltprojekte an. Mit ehrgeizigen Zielen und entsprechenden strategische Plänen möchte die EU zur Reduktion von Treibhausgasemissionen und zur Einsparung fossiler Energie beitragen. Laut SANNER (2010) finden sich diese in drei Programmen:

- *Förderung von Forschung und Entwicklung durch das 7. Forschungs-Rahmenprogramm (FP7)*
- *das Rahmenprogramm für Wettbewerbsfähigkeit und Innovation (CIP)*
- *die Kohäsionspolitik, finanziert durch Strukturfonds und Kohäsionsfonds (SF).*

Forschung wird über das 7. Forschungsrahmenprogramm (FP7) gefördert. Dafür hat die EU 2,35 Milliarden Euro für nichtnukleare Energieforschung für den Projektzeitraum 2007 bis 2013 zur Verfügung gestellt. Für Geothermie stand leider nur ein sehr geringer Teil des Budgets in FP7 zur Verfügung, da die Schwerpunkte von der Kommission vorgegeben wurden (SANNER 2009).

Um die Gestaltung der zukünftigen Forschungsprogramme der Europäischen Kommission mitzubestimmen, wurden die European Technology Platforms (ETP) gegründet. Dort wird unter Leitung der Industrie gemeinsam mit Forschungseinrichtungen der anwendungsorientierte Forschungsbedarf definiert und auf eine zielgerichtete Umsetzung geachtet. Das ist vor allem bei der Nachfolge des FP7-Programms, das 2013 ausläuft, wichtig. In der ETP on Renewable Heating and Cooling gibt es auch ein „Geothermal Panel“, das den geothermischen Input bearbeitet (SANNER 2009).

Zukünftig möchte die Kommission einen großen Teil der Forschungsförderung über den sogenannten „Strategic Energy Technology Plan“ (SET-Plan) vergeben. Dort sind allerdings vor allem Offshore-Wind, Photovoltaik und Kohlendioxid-Endlagerung vorgesehen. Für die Geothermie versucht das European Geothermal Energy Council

(EGEC) bisher erfolglos, die Förderung von EGS-Projekten unterzubringen (SANNER 2010).

Im Rahmen des Programms zu Wettbewerbsfähigkeit und Innovation (CIP) werden Aktivitäten zu Umwelt-Innovationen, einschließlich geothermischer Anwendungen, unterstützt. Im Rahmen der Struktur- und Kohäsionsfonds ist vor allem der Europäische Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) für die Anwendung geothermischer Energie von großer Bedeutung (vgl. SANNER 2010).

13 Geothermieforschung in Österreich

Die Studie REGIO Energy kommt zu dem Schluss, dass die Grundlagenforschung unbedingt weitergetrieben und stärker als bisher gefördert werden muss, wenn dieser Energieträger in Zukunft mehr Bedeutung erlangen soll (STANZER et.al. 2010).

Eine wichtige Rolle bei der Weiterentwicklung der geothermischen Nutzung in Österreich nimmt die Geologische Bundesanstalt ein. Sie tritt als intermediär zwischen der Staatsverwaltung, der Forschung, der Privatwirtschaft und der Öffentlichkeit auf (GEOLOGISCHE BUNDESANSTALT 2011). Ihr Ziel ist die Bereitstellung des notwendigen Basiswissens zur Beurteilung gegenwärtiger und zukünftiger Möglichkeiten und Einschränkungen der geothermischen Energiegewinnung durch (GEOLOGISCHE BUNDESANSTALT 2011):

möglichst flächendeckende Erhebung und Interpretation relevanter geowissenschaftlicher Basisdaten auf Grundlage zeitgemäßer Methoden

aufzeigen von Nutzungspotenzialen sowie potenziellen Gefährdungs- momentanen und Risiken (national sowie länderübergreifend in Grenzregionen)

Verbreitung des aufgebauten Wissens in zeitgemäßen Medien.

Die nachfolgende Tabelle 8 gibt einen Überblick über laufende Forschungsprojekte der Tiefen Geothermie an der Geologischen Bundesanstalt, die in Zusammenarbeit mit anderen österreichischen Forschungseinrichtungen, wie der Montanuniversität Leoben, der Universität für Bodenkultur, der Technischen Universität Wien und der Joanneum Research Forschungsgesellschaft durchgeführt werden:

Geothermieforschung in Österreich

Themengebiet	Projekte	Inhalt
Basisforschung und Datenerhebung	THERMTEC	 Thermische Modellierungen im inneralpinen Raum
	THERMALP	
Nationale Potential- und Ressourcenstudien	OMV-Thermal 2	Potential der Tiefen Geothermie Im Wiener Becken
Länderübergreifende Potenzial- und Ressourcenstudien	Transthermal	 Darstellung des geothermischen Potenzials in GIS-basierten Kartenwerken Kärnten, Steiermark und Slowenien
	Transenergy	 Informationssystem für hydrogeothermale Anwendungen auf Grundlage Geowissenschaftlicher Daten Österreich, Slowakei, Ungarn und Slowenien
	GeoMol	 Bewertung der Geopotenziale in den alpinen Vorlandbecken Deutschland, Frankreich, Italien, Österreich, Slowenien und die Schweiz
Innovative System	OMV-Thermal 1	Nachnutzung ausgedienter Kohlenwasserstoffsonden

Tabelle 8: Geothermische Forschung der Geologischen Bundesanstalt (GÖTZL 2012a)

13.1 THERMALP – Geothermie der Ostalpen

Die im Auftrag der Österreichischen Akademie der Wissenschaften an der Geologischen Bundesanstalt durchgeführte geothermische Grundlagenstudie liefert einen wichtigen Beitrag zur systematischen Aufarbeitung des geothermischen Regimes im Bereich des Ostalpenkörpers und dessen angrenzende Regionen (MONTANUNIVERSITÄT LEOBEN 2013).

Die Hochscholle des südlichen Wiener Beckens wird als repräsentatives Modellierungsgebiet für den Ostalpenraum herangezogen und soll durch ein gekoppeltes thermisch-hydraulisches Modell (3D) beschrieben werden.

Nach Abschluss der Modellierungsarbeiten wird ein dreidimensionales geothermisches Untergrundmodell für die Hoch- und Tiefscholle des südlichen Wiener Beckens vorliegen. Die Ergebnisse dieses Forschungsprojekts sollen eine Entscheidungshilfe bei der Beurteilung zukünftiger Geothermie-Einreichungen im südlichen Wiener Becken darstellen (GÖTZL 2012d).

13.2 THERMTEC

Das von der Geologischen Bundesanstalt im Auftrag der Akademie der Wissenschaften durchgeführte Projekt beschäftigt sich mit dem geothermischen Regime in zwei repräsentativen Regionen der Ostalpen: dem Tauernfenster und seiner Umgebung sowie der Mur-Mürz Furche und dem südlichen Wiener Becken (MONTANUNIVERSITÄT LEOBEN 2013).

13.3 OMV THERMAL II

Nutzungsmöglichkeiten tiefer Geothermie im Wiener Becken

Potenzialstudie hydrogeothermaler Nutzungen im Wiener Becken auf Grundlage von Explorationsdaten der OMV sowie Modellierung in ausgewählten Höfigkeitsgebieten.

13.4 TRANSTHERMAL - Geothermie der Ostalpen

Das Projekt im Rahmen des bilateralen Programms INTERREG IIIA des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) hat die Erfassung und zusammenfassende Darstellung des geothermischen Potenzials in Datenbanken, in einem Geothermieatlas und in GIS - basierten Kartenwerken im Bereich von Kärnten, Steiermark und Slowenien zum Ziel. Dabei soll das geothermische Potenzial mit Fokus auf natürliche Thermalwasservorkommen analysiert werden. Die dabei gewonnen Erkenntnisse sollen die Grundlage für eine nachhaltige und wirtschaftlich sinnvolle Nutzung natürlicher Thermalwässer im Grenzgebiet zwischen Österreich und Slowenien darstellen.

13.5 TRANSENERGY – Länderübergreifende Geothermie-Ressourcen von Slowenien, Österreich, Ungarn und der Slowakei

Das durch das CENTRAL–EUROPE–Programm des Europäischen Regionalförderungsfonds EFRE geförderte Forschungsprojekt hat zum Ziel, ein länderübergreifendes Informationssystem für hydrogeothermale Anwendungen auf Grundlage profunder geowissenschaftlicher Daten zu schaffen. Die Partner sind die Geologischen Dienste der vier beteiligten Länder, die in verschiedene internationale Projekte bezüglich natürlicher Ressourcen miteinbezogen sind.



Abbildung 47: Transenergy Pilotgebiete (Quelle: <http://transenergy-eu.geologie.ac.at/>)

Die Abbildung 47 zeigt die fünf Transenergy Pilotgebiete Wiener Becken, Lutzmannsburg - Zsira Region, Donau Becken, Bad Radkersburg – Hodos Region und Komarno – Sturovo Gebiet.

Die zentralen Aufgabestellungen dieses Projekts sind (GÖTZL 2012c):

Abbildung der gegenwärtigen Nutzungssituation

Aufbau einer grenzüberschreitenden, harmonisierten Datenkompilation relevanter geowissenschaftlicher Daten

Abbildung der initialen und gegenwärtigen hydrogeothermischen Verhältnisse im Projektgebiet durch Karten und geowissenschaftliche Modelle. Hierbei wird zwischen überregionalen, das gesamte Projektgebiet abdeckenden Modellen und regionalen Modellen mit höherer räumlicher Auflösung unterschieden

Die Erhebung von vorhandenen hydrogeothermalen Potenzialen

Die Erhebung potenzieller Nutzungskonflikte infolge einer nicht bilateral harmonisierten Thermalwasserbewirtschaftung. Besonderes Augenmerk wird hierbei auf eine Steigerung der Sensitivität von potenziellen Investoren und verantwortlichen Behörden durch die gezielte Modellierung von „was wäre wenn“ Szenarien gelegt

Die Veröffentlichung der erarbeiteten Modelle in einem möglichst interaktiv anzulegenden Web-Portal.

Das Projekt behandelt Schlüsselprobleme bei der Nutzung von natürlichen Thermalwasservorkommen unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen in den mitwirkenden Staaten. Es gilt hierbei zu beachten, dass die Fließbahnen der Thermalwässer an geologische Strukturen und nicht an Staatsgrenzen gebunden sind. Nur mit Hilfe dieser länderübergreifenden Betrachtungsweise kann eine länderübergreifende Beurteilung geothermischer Ressourcen mit Hilfe geeigneter Managementsysteme hinsichtlich der Möglichkeiten und Einschränkungen eines zukünftigen ökologisch nachhaltigen Ausbaus hydrogeothermalen Nutzungen erfolgen. Der Schwerpunkt des Projekts liegt in der Erstellung einer anwendungsfreundlichen Webseite, die den Entscheidungsträgern und Interessensvertretern als Entscheidungshilfe zur Verfügung stehen soll. Diese öffentlich zugängliche Webseite gibt erworbenes Expertenwissen über Thermalwasservorkommen und nachhaltige Reservoir-Nutzung an Nutzer weiter, damit diese einen Überblick über die Thermalwasserreserven im Projektgebiet bekommen. Diese Webseite beinhaltet alle relevanten Informationen über Potential, Vulnerabilität und Nachhaltigkeit von Thermalwasser im erkundeten länderübergreifenden Gebiet. Das Projekt schließt außerdem eine harmonische Managementstrategie für länderübergreifende Thermalwasservorkommen mit ein, denn der verantwortungsvolle bilaterale Umgang mit regenerativen Energieressourcen ist unumgänglich (vgl. www.transenergy-eu.geologie.ac.at)

Für G. GÖTZL von der Geologischen Bundesanstalt liegen die Zielsetzungen in der geothermischen Bewertung aller fünf Haupteinheiten im regionalen Maßstab, in einer Detailbetrachtung für das relevanteste Reservoir (Numerische Bestimmung des Ge-

winnfaktors) und in einer Gegenüberstellung mit der Kohlenwasserstoff-Fördersituation (GÖTZL 2012b).

13.6 GeoMol – Bewertung der Geopotenziale in den alpinen Vorlandbecken für die nachhaltige Bewirtschaftung der natürlichen Ressourcen

Das transnationale Projekt GeoMol wird vom Alpenraumprogramm 2007 bis 2013 im Rahmen der „Europäischen Territorialen Kooperation“ gefördert. Beteiligt sind die Länder Deutschland, Frankreich, Italien, Österreich, Slowenien und die Schweiz. Im Zeitraum von September 2012 bis Juni 2015 werden Grundlageninformationen über die geologischen Strukturen des Molassebeckens und Po-Beckens erarbeitet und bewertet (Abbildung 48) (GEOMOL 2013).

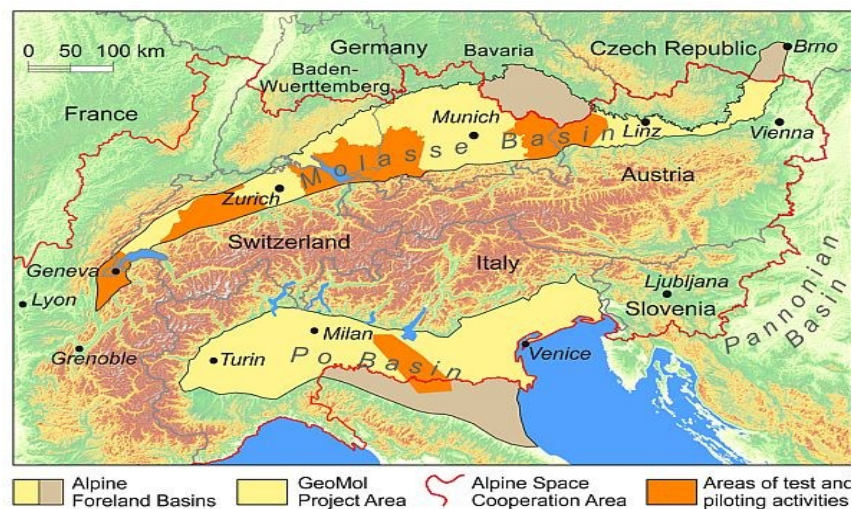


Abbildung 48: Projektgebiet GeoMol (Quelle: www.geomol.eu)

Der tiefere Untergrund der alpinen Vorlandbecken birgt eine Vielzahl von natürlichen Ressourcen und Speichermöglichkeiten, sog. Geopotenziale, die für eine nachhaltige Bewirtschaftung von Ökoenergien nutzbar gemacht werden können und damit einen wesentlichen Beitrag zur Energiewende leisten können: Die bis über 5000 m tiefen Molassebecken entlang der Ränder des Alpenbogens sind in weiten Bereichen sowohl für eine geothermale Energiegewinnung geeignet, als auch für die Speicherung

wetterabhängiger Ökoenergien, Erdgas oder CO₂ (vgl. Abbildung 49) (GEOMOL 2013).

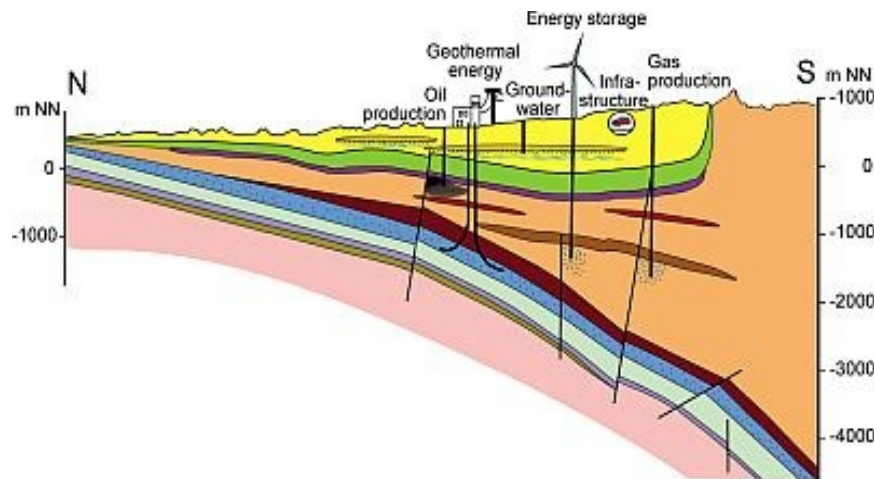


Abbildung 49: Unterschiedliche Nutzungsmöglichkeiten eines Molassebeckens (Quelle: www.geomol.eu)

Vielerorts steht die Nutzung dieser Geopotenziale jedoch in direkter Konkurrenz zur Grundwasserversorgung oder zur Öl- und Gasgewinnung. Die Bewertung von Geopotenzialen erfordert daher einen ganzheitlichen und transnationalen Ansatz unter Berücksichtigung möglicher Risiken, z.B. Erdbebengefährdung, sowie eine Abschätzung der Auswirkungen und gegenseitigen Beeinflussung bei ihrer Nutzung (GEOMOL 2013).

13.7 GeoEnergie 2050

Eine von der österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft FFG finanzierte Studie soll das realistische Potential der Tiefengeothermie bis 2020 sowie das langfristige Potential bis 2050 für die Wärme- und Stromerzeugung in Österreich unter wirtschaftlichen Bedingungen ermitteln, um so einen wesentlichen Beitrag zum 34 Prozent-Ziel für erneuerbare Energie in Österreich zu leisten. Damit soll dann ein Ausblick bis 2050 unter Berücksichtigung von technologischen Entwicklungen (wie zum Beispiel dem Einsatz von zukünftig möglichen Gewinnungs- und Energieumwandlungstechnologien) und den Veränderungen auf der Wärmebedarfsseite (wie Siedlungsentwicklung, Reduktion des spezifischen Wärmebedarfs durch Gebäudes-

anierung und energieeffiziente Neubauten, Optimierung von Temperaturen) möglich werden. Dieses Forschungsprojekt wird von der Joanneum Research Forschungsgesellschaft, der Geoteam Ges.m.b.H und der Wärmegesellschaft der Energie AG Oberösterreich Wärme GmbH durchgeführt werden (ÖSTERREICHISCHE GEOPHYSIKALISCHE GESELLSCHAFT 2013 und ENERGIE AG OBERÖSTERREICH 2012).

13.8 Projekt Geothermie-Tiefenkraftwerk

Einen völlig neuen Weg will eine Forschungsgruppe in Österreich gehen. Das Projekt „Geothermie-Tiefenkraftwerk“ stellt einen neuen Verfahrensansatz in der Nutzung geothermischer Energie dar. Fern- und Prozesswärme wie auch Elektrizität werden hierbei in einem geothermischen Großkraftwerk erschlossen. Die Wärmegewinnung erfolgt kontrolliert und kontinuierlich in einem geschlossenen Kreislauf mittels Bohrungen von einem bergmännisch aufgefahrenen Stollensystem in einer Teufe von 6.000 m. (MUSER et al. 2011). Im Vergleich zu bisherigen Geothermiekraftwerken soll die Energiegewinnung um den Faktor 10 gesteigert werden.

Das Konzept des Geothermie-Tiefenkraftwerks ist eine neue Art der Erschließung eines Hot Dry Rock Reservoirs und beruht auf der Transformation der Technik der oberflächennahen Geothermie (Bohrungen und Wärmeentzugssonden / Sondenfelder) in den Bereich hoher Enthalpie (ungestörte Gebirgstemperatur 180°C) der oberen Erdkruste (MUSER et al. 2011).

Die Abbildung 50 zeigt die Prinzipskizze eines Geothermie-Tiefenkraftwerkes. Über Schachtbauwerke werden Stollenbauwerke hergestellt, von denen aus die Bohrungen für die Wärmetauschersonden hergestellt werden. Es soll ein Reservoir in einer Teufe von 6.000 m bis 8.000m mit einem Volumen von ca. 50 km³ bis 100 km³ entstehen. Daraus resultiert eine Durchschnittstemperatur von 210 °C und bei einer durchschnittlichen jährlichen Abkühlung um 1,5 K eine nutzbare Wärmekapazität von 5,22 EJ bis 10,44 EJ (MUSER et al. 2011).

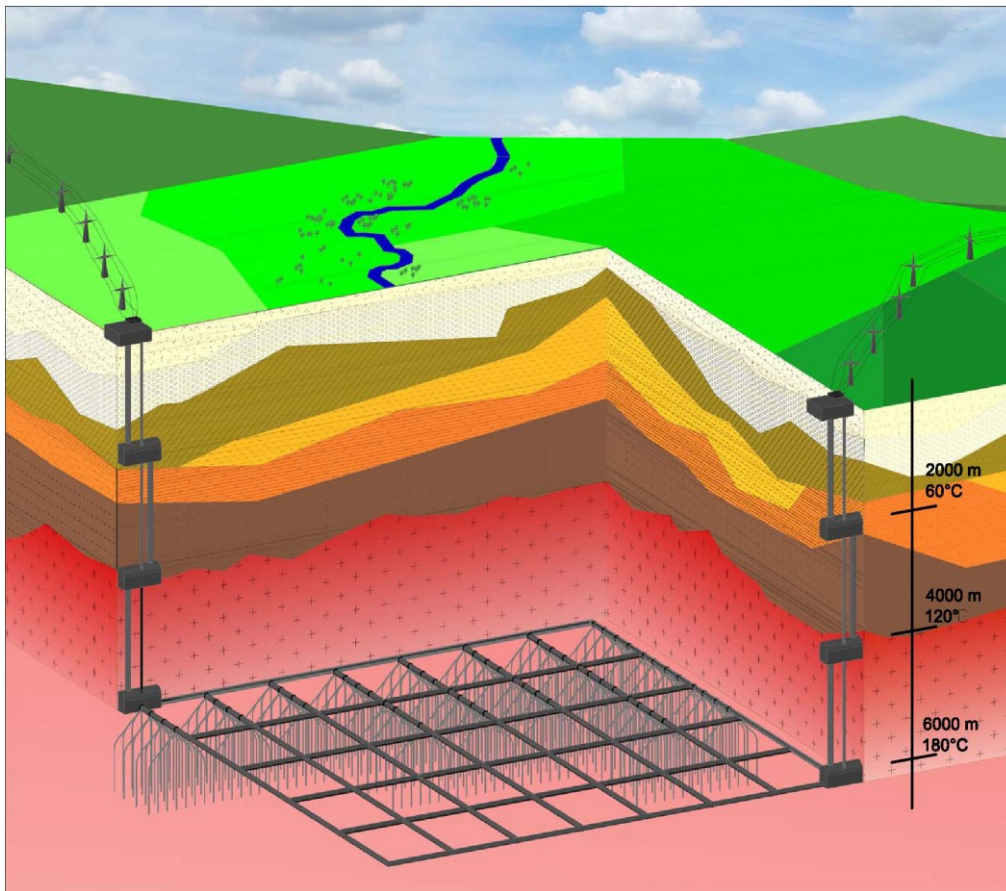


Abbildung 50: Prinzipskizze eines Geothermie Tiefenkraftwerkes (MUSER et al. 2011)

Die Dimension und Komplexität dieses Projekts wurde in einer durch den Klima- und Energiefonds geförderten prinzipiellen Machbarkeitsstudie untersucht. Namhafte wissenschaftliche Partner und Unternehmen, wie die TU Wien und Graz, die Montanuniversität Leoben oder das Austrian Institute of Technology konnten von der Projektidee überzeugt werden. Die größten Herausforderungen werden in der Schachtherstellung und im Stollensystem in Teufen von 6.000 m zu erwarten sein. Nachdem es gelungen ist, in einer interdisziplinären Zusammenarbeit die prinzipielle Machbarkeit dieses Projekts zu untersuchen soll die nun nachfolgende Machbarkeitsstudie das innovative Energieprojekt weiter vorantreiben.

14 Zusammenfassung und Ausblick

Die Nutzung der geothermischen Energie für balneologische Zwecke hat in Österreich eine lange Tradition die bis heute andauert. Seit man in den siebziger Jahren in Bad Waltersdorf unvermutet auf heißes Wasser stieß, entwickelte sich auch eine energetische Nutzung der tiefen Geothermie. Die Bohrtätigkeit konzentriert sich auf das Oberösterreichische Molassebecken, das Steirische Becken und auf das Wiener Becken. Das Oberösterreichische Molassebecken weist die besten geologischen und hydrogeologischen Voraussetzungen für die Erschließung und Nutzung der hydrothermalen Energie in Österreich auf (GOLDBRUNNER 2012). In Ried im Innkreis entsteht derzeit die größte geothermische Fernwärme mit einer im Endausbau installierten Leistung von 55 MW. Im steirischen Becken fanden in den letzten drei Jahrzehnten die meisten Geothermiebohrungen statt (vgl. Tabelle 4). Das Hauptaugenmerk lag dort allerdings auf dem Gebiet der Balneologie. Im Wiener Becken, dem dritten geothermischen Hoffungsgebiet in Österreich, wurde erst 2012 die erste Bohrung mit dem Ziel der Erschließung hydrothermalen Energie niedergebracht. Was als neuerliche Initialzündung für die Nutzung der tiefen Geothermie in Österreich gedacht war, erwies sich im Dezember 2012 leider als nicht fruchtbar.

Die Nutzung der tiefen Geothermie in Österreich ist vorrangig im Bereich der Wärme zu finden und beschränkt sich auf die direkte Warmwassernutzung und die Fern- und Nahwärmeversorgung. Anlagen mit zusätzlicher Stromgewinnung stellen wegen des für die Stromgewinnung geringen Temperaturniveaus die Ausnahme dar.

Die Geothermie trug im Jahr 2011 mit 0,1 % zum erneuerbaren Energieaufkommen in Österreich bei und wies von 2010 auf 2011 eine Abnahme der Produktion um 13,4 % auf. Ein weiterer energetischer Beitrag der Geothermie ist im Sektor Fernwärme enthalten, wobei damit ein Gesamtbeitrag der Geothermie von 0,24% gegeben ist. Die installierte Gesamtwärmeleistung betrug 2011 ca. 105,4 MW, wobei die thermische Arbeit aus Geothermie mit 235 GWh angegeben werden kann. Dabei sind 77 GWh dem direkten Endverbrauch (Nutzung in Thermalbädern, als Raumwärme und für die Brauchwassererwärmung) und 158 GWh der Fernwärme zuzuordnen. Die

Stromproduktion aus den drei binären Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von insgesamt 0,92 MWel betrug 1,1 GWhel im Jahr 2011 (BUNDESMINISTERIUM FÜR LAND- UND FORSTWIRTSCHAFT, UMWELT UND WASSERWIRTSCHAFT 2011)

Im Laufe der langen Rechercharbeiten und dem Literaturstudium für diese Diplomarbeit wurde augenfällig, dass sich die Beschäftigung mit dem Thema der tiefen Geothermie in Österreich auf eine sehr kleine Gruppe von Personen und Forschungseinrichtungen beschränkt. In Österreich fehlt, im Gegensatz zu anderen Ländern wie etwa Deutschland jegliche Förderpolitik oder Lobby und es gibt auch keine Interessensvertretung für die Geothermie, wie es sie für die Windenergie oder Biomasse gibt.

Bislang fehlen in Österreich auch flächendeckende geothermische Basiskarten (Wärmestrom, Temperaturen). Insbesondere ist das thermische Regime im Alpenraum nur näherungsweise bekannt. Ebenso fehlt eine flächendeckende Potenzial- und Ressourcenerhebung als Grundlage energiepolitischer Strategien in Bezug auf Einspeisetarife Strom und sonstige Fördermaßnahmen (GEOLOGISCHE BUNDESANSTALT 2011). Das hat zu einem deutlichen Entwicklungsnachteil gegenüber allen anderen erneuerbaren Energieträgern geführt, obwohl im Gegensatz zu den anderen regenerativen Energien die Geothermie weder von klimatischen Bedingungen noch von der Tages- oder Jahreszeit abhängig ist.

Für die Nutzung der tiefen Geothermie stehen in Österreich nur hydrothermale Lagerstätten mit Thermalwässern niedriger Enthalpie zu Verfügung. Für andere Nutzungsmöglichkeiten wie die Nutzung heißer trockener Gesteine, sogenannter Enhanced Geothermal Systems (vgl. Kapitel 6.2.2), existieren derzeit in Österreich noch keine Pilotanlagen. Auch für die Nachnutzung von stillgelegten Bohrlöchern aus Kohlenwasserstoffexplorationen gibt es noch keine veröffentlichten Datengrundlagen und Potenzialabschätzungen.

Wenn die tiefe Geothermie in Österreich in Zukunft mehr Bedeutung erlangen soll und ehrgeizige Prognosen zur Steigerung der installierten Leistung von 1,1 MW 2010 auf 6 MW bis 2015 von J. E. GOLDBRUNNER (BERTANI 2012) gelingen sol-

len, muss die Grundlagenforschung unbedingt weitergetrieben werden und stärker als bisher gefördert werden. Nach STANZER et al 2010 wird ein wichtiger Faktor zukünftiger Anlagenzuwächse die Abdeckung der hohen Tiefbohrkosten sowie ein geförderter Pumptarif, wie es ihn für Luft- oder Erdwärmepumpen seit Jahren gibt, sein. Hohe Investitionskosten der Bohrungen, das Risiko erfolgloser Bohrungen, die Investitionsunsicherheit im Hinblick auf die erschließbaren Wärmequellen und der erforderlichen Infrastruktur der Wärmeverteilung sowie ein geeignetes Nachfragepotenzial werden zukünftig den Ausbau der tiefen Geothermie in Österreich limitieren. Damit die tiefe Geothermie in Österreich eine bedeutende Rolle als nachhaltige Energiequelle übernehmen kann, ist noch ein großer Forschungsbedarf gegeben. Neben der Grundlagenforschung ist allerdings nach STANZER et al 2010 auch eine vorausschauende Raumplanung von großer Bedeutung, bei der Entwicklungsachsen, industrielle Großverbraucher oder zu verdichtende Siedlungsgebiete mit geothermischen Potenzialen abgeglichen werden.

15 Kurzfassung

Um Umweltprobleme, wirtschaftliche Abhängigkeiten und Ressourcenknappheit nachhaltig zu lösen, bedarf es einer umweltfreundlichen und unerschöpflichen Energiequelle. Im Inneren unserer Erde schlummert ein mächtiges Potential an Energie. Deshalb kommt der Nutzung von geothermischer Energie zur Energiebereitstellung eine ständig wachsende Bedeutung zu. Geothermie hat gegenüber anderen regenerativen Energien den Vorteil, dass sie weder von der Tages- oder Jahreszeit noch von klimatischen Bedingungen abhängig ist.

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit den Chancen und Möglichkeiten, die die Nutzung der tiefen Geothermie in Österreich bietet. Geologisch günstige Voraussetzungen für die Erschließung geothermaler Energie liegen in Österreich im Oberösterreichischen Molassebecken, im Steirischen Becken, im Wiener Becken und im Pannonischen Becken. In Österreich hat die Nutzung der Geothermie für balneologische Zwecke eine lange Tradition. Im internationalen Vergleich steht Österreich hinsichtlich der Erschließung geothermischer Energie erst am Beginn. Die energetische Verwendung von geothermischer Energie hat sich bis jetzt auf die direkte Warmwassernutzung und die Fern- und Nahwärmeversorgung beschränkt. Die Nutzung zur Stromerzeugung spielt noch eine untergeordnete Rolle.

Für die Zukunft gibt es in Österreich noch beträchtliches Ausbaupotenzial. Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass sich die Nutzungsmöglichkeiten regional sehr unterschiedlich verteilen. Damit die tiefe Geothermie in Österreich eine bedeutende Rolle als nachhaltige Energiequelle übernehmen kann, ist noch ein großer Forschungsbedarf gegeben.

16 Abstract

In order to solve environmental problems, economic dependency and scarcity of resources in a sustainable way, the need for an environmental-friendly and renewable source of energy arises. The interior of the earth provides a huge potential of energy. Therefore, the importance of geothermal energy for the overall provision of energy is continuously growing. Compared to other sources of renewable energies, geothermal energy has the advantage of independency towards time of day, seasons and climate conditions.

The following scientific paper, deals with chances and possibilities of the usage of the deep geothermics in Austria. Geologically favorable conditions for the development of geothermal energy in Austria exist in the Upper Austrian Molasse Basin, the Styrian Basin, the Vienna Basin and the Pannonian Basin. In Austria, the use of geothermics for balneological purposes has a long tradition. On an international level, Austria is only at the very beginning level of developing geothermical energy. Until now, the energetically use of geothermical energy was limited to direct utilization of hot water and local respectively long-distance heating. The idea of power generation with this form of energy is scarcely of any importance yet.

For the future, a considerably high potential of expansion is provided by the geological environment in Austria. Nevertheless, one has to consider that the possibilities of utilization are regionally distributed differentially. Still, if deep geothermics should play a major role as renewable energy in Austria, a high requirement of investigation and investment in research and development is needed.

17 Literaturverzeichnis

AMT DER OÖ LANDESREGIERUNG – Abteilung Grund- und Trinkwasserwirtschaft (Hrsg.) (2007): Wasserwirtschaftliche Bewertung der Thermalwassernutzungen in Oberösterreich: Berichtszeitraum 2000-2005. – Linz.

http://www.land-oberoesterreich.gv.at/files/publikationen/W_GWTemperatur.pdf

(26.5.2013)

ASUE ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR SPARSAMEN UND UMWELTFREUNDLICHEN ENERGIEVERBRAUCH E.V. (2011): Tiefe Geothermie. -Berlin.

<http://asue.de/cms/upload/broschueren/2011/geothermie/asue-tiefe-geothermie.pdf>

(26.05.2013)

BAYRISCHES LANDESAMT FÜR WASSERWIRTSCHAFT (1999): Das Thermalwasservorkommen im niederbayerisch-oberösterreichischen Molassebecken. Hydrogeologisches Modell und Thermalwasser-Strömungsmodell im Auftrag des Freistaates Bayern und der Republik Österreich. - Kurzbericht.

http://www.lfu.bayern.de/wasser/thermische_nutzung/doc/thermalwasser_molassebecken.pdf (26.05.2013)

BERTANI R. (2010): Geothermal power generation in the world. 2005–2010 update Report. In: Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia.

www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0008.pdf (26.05.2013)

BERTANI R. (2012): Geothermal power generation in the world 2005–2010 update report.- In: Geothermics 40, 1-29.

http://jbbp.kankyo.tohoku.ac.jp/jbbp/PDF/2012_Bertani.pdf (26.05.2013)

BINE Informationsdienst (2009): Geothermische Stromerzeugung in Soultz-sous-Forêts. - Projektinfo 04/2009.

<http://www.bine.info/themen/publikation/geothermische-stromerzeugung-in-soultz-sous-forets/> (26.05.2013)

BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTOR-SICHERHEIT (2007): Tiefe Geothermie in Deutschland. – Berlin.

http://www.geothermie-rhein-neckar.de/pdf/bmu_tiefe_geothermie_sep07.pdf

BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTOR-SICHERHEIT (2011): Tiefe Geothermie – Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland. – Berlin.

http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_geothermie_tief_bf.pdf
(26.05.2013)

BUNDESMINISTERIUM FÜR WISSENSCHAFT UND FORSCHUNG (1976): Forschungskonzept für die Erschließung geothermischer Energie in Österreich. - Wien.

BUNDESMINISTERIUM FÜR LAND- UND FORSTWIRTSCHAFT, UMWELT UND WASSERWIRTSCHAFT (2013): Erneuerbare Energie in Zahlen. Die Entwicklung erneuerbarer Energie in Österreich im Jahr 2011. - Wien.

http://www.lebensministerium.at/umwelt/energie-erneuerbar/ERneuerbare_Zahlen.html (26.5.2013)

DICKSON M.H und FANELLI, M., 2004. What is Geothermal Energy? – Pisa.

<http://iga.igg.cnr.it/geo/geoenergy.php> (26.05.2013)

ENERGIE AG OBERÖSTERREICH (2012): Pressemitteilung: Nachhaltige Wärmeversorgung durch Geothermie: Forschungsauftrag für Energie AG und ihre Partner.

http://www.energieag.at/eag_at/page/257501226587649392_0_844225691979417927_de.html (26.05.2013)

ENERGIE AG OBERÖSTERREICH (2011): Pressemitteilung: Geothermie-Projekt im Innviertel setzt neue Maßstäbe für zukunftssichere und klimafreundliche Wärmeversorgung.

http://www.energieag.at/eag_at/resources/257501226587649392_706240722552673455_PDe0L9s5.pdf (26.05.2013)

ENERGIEPROJECTS (2013): Projekte zur erneuerbaren Energie: Geothermie St. Martin.

http://www.energyprojects.at/details.php?lang_id=1&proj_id=10 (26.05.2013)

FRICK S., RYCHTYK G., BOHNENSCHÄFER M., KALTSCHMITT M., (2007): Umwelteffekte einer geothermischen Stromerzeugung – Analyse und Bewertung der klein- und großräumigen Umwelteffekte einer geothermischen Stromerzeugung. Forschungsprojekt FKZ205 42 110 im Auftrag des Umweltbundesamtes, Endbericht Leipzig 2007.

FRICK S. und KALTSCHMITT M. (2008): Ökologische Aspekte der tiefen Erdwärmennutzung – Analyse und Bewertung lokaler Umwelteffekte. – In: Erdöl, Erdgas, Kohle 124, 7/8, 323-328.

FRICK S. Und KALTSCHMITT M. (2009): Ökologische Aspekte einer geothermischen Stromerzeugung - Analyse und Bewertung der Umwelteffekte im Lebensweg. - In: Erdöl, Erdgas, Kohle 125, 1, 37-43.

FRIDLEIFSSON I.B., BERTANI R., HUENGES E., LUND J.W., RAGNARSSON A. AND RYBACH L. (2008): The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change. - In: O. Hohmeyer and T. Trittin (Eds.) IPCC Scoping Meeting on Renewable Energy Sources, Proceedings, Luebeck, Germany, 20-25 January 2008, 59-80.

<http://www.ipcc.ch/pdf/supporting-material/proc-renewables-lubeck.pdf> (26.5.2013)

GEOLOGISCHE BUNDESANSTALT (2011): Geothermie in der Geologischen Bundesanstalt. - Vortrag gehalten am 17.11.2011

http://www.google.at/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CC8QFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.eurosolar.at%2Fsolarstammtisch%2Fvortraege%2FGeothermie%2520GBA_Solarstammtisch%2520Wien_17112011.ppt&ei=cSyoUcW9HMei4gTbkYAI&usg=AFQjCNEmpVMKL5zf7DTCgq-ZL7rqAM3IVg&bvm=bv.47244034,d.bGE (26.05.2013)

GEOMOL: Assessing subsurface potentials of the Alpine Foreland Basins for sustainable planning and use of natural resources <http://geomol.eu/home/ind> (26.05.2013)

GOLDBRUNNER J. E. (1984): Zur Hydrologie des Oberösterreichischen Molassebeckens. - In: Steirische Beiträge zur Hydrogeologie, Heft 36, Graz.

GOLDBRUNNER J. E. (1988): Tiefengrundwässer im Oberösterreichischen Molassebecken und im Steirischen Becken. - In: Steirische Beiträge zur Hydrogeologie, Heft 39, 5-93. - Graz.

GOLDBRUNNER J. E. (1987): Geothermale Energie in Österreich (IV). Aufschließung der Bohrung Fürstenfeld Thermal 1. - In: Information Geothermie, Heft 7, Graz.

GOLDBRUNNER J. E., MATZER TH., SCHUBERT A., SONNEK R. (1990): Vorstudie: Geologische, technische und strukturelle Grundlagen für die landwirtschaftliche Nutzung der geothermischen Energie in der Oststeiermark. Band 1-3. - Graz.

GOLDBRUNNER J. E. (2005): Bad Blumau (Styria, Austria) – The success story of combined use of geothermal energy. - In: GHC Bulletin, June 2005, 27-30)

<http://geoheat.oit.edu/bulletin/bull26-2/art7.pdf> (26.05.2013)

GOLDBRUNNER J. E. (2007): Entwicklungsstand, politisches Umfeld und Perspektiven der Tiefen Geothermie in Österreich. - In: Erdöl, Erdgas, Kohle 123, 2 68-75.

GOLDBRUNNER J.E. (2009): ORC-Anlage in Simbach am Inn in Betrieb genommen. - In: Geothermische Energie. Heft 64, 14 - 15, 2009.

<http://www.geothermie.de/uploads/media/Geothermische.Energie.Nr.64.pdf>

(26.05.2013)

GOLDBRUNNER J. E. (2010): Vortrag Fernwärmetage 2010: Geothermiefpotenziale in Österreich. - Villach.

<http://www.gaswaerme.at/de/pdf/10-1/goldbrunner.pdf> (26.05.2013)

GOLDBRUNNER J. E. (2011a): Tiefe Geothermie in Österreich. - In: Mitteilungen der Vereinigung Österreichischer Bohr-, Brunnenbau- und Spezialtiefbauunternehmen VÖBUforum 30. - Wien, 1-4.

http://www.voebu.at/itemacms/content/files/VOEBU_FORUM/6147_11_voebuforum30_wd_comment.pdf (26.05.2013)

GOLDBRUNNER J. E. (2011b): Vortrag Sonne und Erde: Geothermie aus der Sicht der Geologie. ARGE Erdwärme Symposion. - Gleisdorf.

<http://www.arge-erdwaerme.at/images/symposium-vortraege/VortragUniv-ProfDrJohannGoldbrunner-Geoteam%20.pdf> (26.05.2013)

GOLDBRUNNER J. E. (2012): Status und aktuelle Entwicklungen der Geothermie in Österreich. - In: Transenergy: Thermalwässer zwischen Alpen und Karpaten: Perspektiven nachhaltiger hydrothormaler Nutzungen im internationalen Kontext: Tagungsband Öffentliches Symposium & Exkursion, Central Europe Programme 7. & 8. September 2012. - Wien, 11-13.

http://www.landesmuseum.at/pdf_frei_remote/BerichteGeolBundesanstalt_92_0011-0013.pdf (26.05)

GOLDRUNNER J. E. (2012b): Tiefe Geothermie in Österreich. Vortrag bei Highlights der Energieforschung - Nationale und internationale Ergebnisse zu "Erneuerbarem Heizen und Kühlen". - Wien

http://www.nachhaltigwirtschaften.at/iea_pdf/events/20120420_4_3_goldbrunner.pdf (26.05.2013)

GÖTZL G. (2007), Geothermie in Österreich. – In: Hofmann T. und Schönlaub H.P.(Hrsg.): Geo-Atlas Österreich: Die Vielfalt des geologischen Untergrundes. – Wien, 66-67.

GÖTZL G. (2008), Untergrund mit Zukunft. - In: Economy 63, 6.

GÖTZL G. (2012a): Geothermisches Potenzial der Ostalpen - Tiefe Geothermie. - Herbstkolloquium der Österreichischen Geophysikalischen Gesellschaft Geologische Bundesanstalt, 8.11.2012

http://www.geophysik.at/input/Herbstkolloquium_2012/1.%20%20%20Potenzial_Ostalpen_Goetzl.pdf (26.05.2013)

GÖTZL G. (2012b): Geologische und Numerische Modellierung im Transenergy Gebiet. - Herbstkolloquium der Österreichischen Geophysikalischen Gesellschaft Geologische Bundesanstalt, 8.11.2012

http://www.geophysik.at/input/Herbstkolloquium_2012/5.%20%20%20Transenergy_Goetzl.pdf (26.05.2013)

GÖTZL G., BOTTIG M., HOYER S., ZEKIRI F. (2012c): Geologische und numerische Modellierungen im Transenergy-Gebiet – Herausforderungen und Ergebnisse. - In: Transenergy: Thermalwässer zwischen Alpen und Karpaten: Perspektiven nachhaltiger hydrothermalen Nutzungen im internationalen Kontext: Tagungsband Öffentliches Symposium & Exkursion, Central Europe Programme 7. & 8. September 2012. - Wien, 26-52.

http://www.landesmuseum.at/pdf_frei_remote/BerichteGeolBundesanstalt_92_0011-0013.pdf (26.05)

GÖTZL G. und MOTSCHKA K. et al. (2012d): THERMALP. Drei – dimensionales geothermisches Modell in Teilen der Ostalpen unter Berücksichtigung der Temperaturleitfähigkeit, der Wärmeproduktion und regionaler Grundwasserkonvektionsströme. - In: epub.oeaw – Institutionelles Repositorium der Österreichischen Akademie der Wissenschaften. - Wien

http://epub.oeaw.ac.at/0xc1aa500d_0x002d5510.pdf (26.05.2013)

HÄRING M. O. (2007): Geothermische Stromproduktion aus Enhanced Geothermal Systems (EGS). Stand der Technik. - Geothermal Explorers Ltd. - Pratteln

<http://www.geothermal.ch/fileadmin/docs/downloads/egs061207.pdf> (26.05.2013)

KALTSCHMITT M., HUENGES E., WOLFF H. (1999): Energie aus Erdwärme – Geologie, Technik und Energiewirtschaft. - Stuttgart.

KALTSCHMITT M. und STREICHER M. (2009): Regenerative Energien in Österreich. Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potenziale, Nutzung. - Wiesbaden.

KOTSCHAN M. (2012a): Geothermiezentrum Aspern – Realisierung der Tiefen Geothermie. - Herbstkolloquium der Geophysikalischen Gesellschaft 2012. - Wien.

http://www.geophysik.at/input/Herbstkolloquium_2012/2.%20%20%20GBA_Geothermie%20Aspern.pdf (26.05.2013)

KOTSCHAN M. (2012b): persönliche Auskunft vom 27.04.2012

LIEBICH S. (2012): Geothermie Ried. - Vortrag Fernwärmetage Wels 2012

<http://www.gaswaerme.at/de/pdf/12-1/liebich.pdf> (26.05.2013)

LINDAL B (1973): Industrial and other applications of geothermal energy. - In: Geothermal Energy ARMSTEAD, H.C.H. (Ed.), Earth Science Vol. 12, UNESCO. - Paris, 135-148.

LUND J., FREESTON D. Und BOYD T. (2010): Direct Utilization of Geothermal Energy 2010 Worldwide Review. – In: Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia.

<http://geotermia.org.mx/geotermia/pdf/WorldUpdateDirect2010-Lund.pdf>

(26.05.2013)

MAURER G. (2002): Die Anlagentechnik der Geothermie Altheim. - In: Geothermische Energie - Mitteilungsblatt der Geothermischen Vereinigung e.V, 36/37, 10-14.

<http://www.geothermie.de/uploads/media/Geothermische.Energie.Nr.36-37.pdf>

(26.05.2013)

MURAWSKI H. (1992): Geologisches Wörterbuch, 9. Auflage. - Stuttgart.

MUSER C., HÄMMERLE H., GALLER R. und SCHUBERT W. (2011): Geothermie-Tiefenkraftwerk – prinzipielle Machbarkeit? - In: BHM Berg- und Hüttenmännische Monatshefte 2011, Vol156(12). - Wien, 498-503.

<http://link.springer.com/article/10.1007%2Fs00501-011-0045-9#page-1> (26.05.2013)

OBERNBERGER FERNWÄRME GmbH (2013): Geothermie. <http://www.geothermie-obernberg.at/> (26.05.2013)

OBERÖSTERREICHISCHER ENERGIESPARVERBAND (2013): Geothermie-Nahwärme-Anlagen OÖ

<http://www.esv.or.at/info-service/energie-in-ooe/geothermie/>. (26.05.2013)

ÖHLINGER C., DELL G. und EGGER C. (2003): Geothermische Energienutzung in Oberösterreich (Stand 2003). - In: Geothermische Energie Mitteilungsblatt der Geothermischen Vereinigung e.V, 41, 8-11.

ÖSTERREICHISCHE GEOPHYSIKALISCHE GESELLSCHAFT (2013): Newsletter Jänner 2013. - Wien.

http://www.geophysik.at/input/Lenhardt/NEWSLetter_2013_1.pdf (26.5.2013)

PERNECKER G. (2002): Altheim - Wärme und Strom aus der Kraft der Erde; Eine Vision wird Wirklichkeit. - In: Geothermische Energie - Mitteilungsblatt der Geothermischen Vereinigung e.V, 36/37, 2-8.

<http://www.geothermie.de/uploads/media/Geothermische.Energie.Nr.36-37.pdf>

(26.05.2013)

PK Tiefe Geothermie (2007): Nutzungen der geothermischen Energie aus dem tiefen Untergrund (Tiefe Geothermie). Arbeitshilfe für Geologische Dienste.

http://www.geotis.de/homepage/Ergebnisse/Arbeitshilfe_08022007.pdf (26.05.2013)

REGIO ENERGY (2009): Szenarienworkshop. - Linz.

<http://www.regioenergy.at/Szenarienworkshop> (26.05.2013)

REITER F. (2012): Auskunft per Mail vom 07.11.2012

ROETZEL R. und KRENMAYR H.G. (1996): Die Molassezone in Oberösterreich und Salzburg. - In: Exkursionsführer SEDIMENT'96, 11.Sedimentologentreffen Wien 1996.

http://www.landesmuseum.at/pdf_frei_remote/BerichteGeolBundesanstalt_33_0001-0043.pdf (26.05.2013)

ROGNER BAD BLUMAU (2013): Informationen und Fakten Rogner Bad Blumau. Medieninformationen.

http://www.blumau.com/assets/files/Downloads/Presse/Medieninformation_RBB.pdf (26.05.2013)

RONNER F. (1974): Die Nutzung geothermaler Energie. - In: Steirische Beiträge zur Hydrogeologie. Band 26. - Graz, 81 – 135.

RUMMEL F. und KAPPELMEYER O. (Hrsg.) (1993): Erdwärme: Energieträger der Zukunft? Fakten, Forschung, Zukunft. - Karlsruhe.

RÜTER H., KALTSCHMITT M., FRICK S. (2012): Umweltbilanz tiefer Geothermie. - In: Bußmann W. u.a.: Geothermie – Energie aus dem Inneren der Erde. - Stuttgart.

RYBACH L. (2010): Tiefe Geothermie Stand und Perspektiven. - In: Mitteilungen der Geotechnik Schweiz, 161, 13-20.

RYBACH L. (2012): Strom aus Geothermie. Status und Perspektiven weltweit und in der Schweiz. - In: electrosuisse Bulletin 3/2012.

http://www.bulletin-online.ch/uploads/media/1203_Seite_022-025.pdf (26.05.2013)

SANNER B. (2009): Zukunft der Geothermieforschung in der EU. - In: Geothermische Energie - Mitteilungsblatt der Geothermischen Vereinigung e.V., 65, 12-15.

<http://www.geothermie.de/uploads/media/Geothermische.Energie.Nr.65.pdf>
(26.05.2013)

SANNER B. und DUMAS P. (2010): RES-Directive, SET-Plan, NER300 etc. – Wie beeinflusst die Energiepolitik der EU die Geothermie? - GtV Geothermiekongress Karlsruhe 2010.

<http://www.sanner-geo.de/media/a716d57cad7c0e0ffff817effffffef.pdf> (26.05.2013)

STANZER G. et al. (2010): REGIO Energy – Regionale Szenarien erneuerbarer Energiepotentiale in den Jahren 2012/2020. Ein Forschungsprojekt im Rahmen des Strategieprozesses ENERGIE 2050. – Wien u.a.

http://www.regioenergy.at/sites/regioenergy.at/files/uploads/pdf/REGIO-Energy_Endbericht_201013_korr_Strom_Waerme.pdf (26.05.2013)

STEININGER F.F., WESSELY G., RÖGL F. & WAGNER L. (1986): Tertiary sedimentary history and tectonic evolution of the Eastern Alpine Foredeep. - Giorn. Geol., ser.3°, 48/1-2, 285 – 297. - Bologna.

STOBER I. und BUCHER K. (2012): Geothermie. - Berlin, Heidelberg.

TENZER H. und JUNG R. (2012): Petrothermale Geothermie. - In: Bußmann W. u.a.: Geothermie – Energie aus dem Inneren der Erde. - Stuttgart.

TOLLMANN A. (1985): Geologie von Österreich. Band 2. - Wien.

TRANSENERGY – Transboundary Geothermal Energy Resources of Slovenia, Austria, Hungary and Slovakia

<http://transenergy-eu.geologie.ac.at/> (26.05.2013)

UHLIG S. (2002): Geothermieranlage Altheim - Geologie und Bohrungen. - In: Geothermische Energie - Mitteilungsblatt der Geothermischen Vereinigung e.V, 36/37, 10-14.

<http://www.geothermie.de/uploads/media/Geothermische.Energie.Nr.36-37.pdf>
(26.05.2013)

VEREIN GEOTHERMIE THURGAU (2013): Anlagetypen

<http://www.vgtg.ch/geothermie/anlagetypen.html> (26.05.2013)

WALKER-HERTKORN S. (2000): Geothermal energy, an important but disregarded form of renewable energy. Geological situation, projects and economy in Austria. - Wien.

WASSERWIRTSCHAFT STEIERMARK (2011): Strategiepapier - Die Nutzung von Tiefengrundwasser aus Sicht der wasserwirtschaftlichen Planung. – Graz.

http://www.wasserwirtschaft.steiermark.at/cms/dokumente/10177435_4747937/b55409ca/Tiefengrundwasser%20Strategiepapier%202011.pdf (26.05.2013)

WESSELY G. (1983): Zur Geologie und Hydrodynamik im südlichen Wiener Becken und seiner Randzone. Mitteilungen der österreichischen Geologischen Gesellschaft, Band 76, 27-68. - Wien.

WESSELY G. (1993): Der Untergrund des Wiener Beckens. - In: BRIX F. und SCHULTZ O. (eds.) 1993: Erdöl und Erdgas in Österreich. – Naturhistorisches Museum Wien.

WESSELY G. (2005): Tiefengrundwässer im Gebiet Niederösterreich und Wien als Potential geothermischer Energiegewinnung. - Barbara Gespräche Payerbach 2005.

http://www.landesmuseum.at/pdf_frei_remote/BerichteGeolBundesanstalt_67_gesamt.pdf (26.05.2013)

WESSELY G. (2006): Niederösterreich. Geologie der österreichischen Bundesländer. - Wien.

WESSELY G. (2010): Nutzungsmöglichkeiten tiefer Geothermie in Österreich. - In: Journal of Alpine Geology 52. Geoaustria (Hrsg.). - Wien, 251-253.

WIEN ENERGIE (2013): Pressemitteilung: Geothermieprojekt in Aspern/Essling

<http://www.wienenergie.at/eportal/ep/channelView.do/channelId/-32068/pageTypeld/11894> (26.05.2013)

ZÖTL J. und GOLDBRUNNER J.E. (1993): Die Mineral- und Heilwässer Österreichs. Geologische Grundlagen und Spurenelemente. - Wien, New York.

18 Lebenslauf***Ulrike Leitner***

Geburtsdatum:	23. August 1966, 2340 Mödling
Adresse:	2540 Bad Vöslau, Schulgasse 9
Staatsangehörigkeit:	Österreich
Familienstand:	verheiratet, 2 Kinder

Ausbildung

1972 – 1976	Volksschule, 2540 Bad Vöslau/Gainfarn
1976 – 1980	Hauptschule, 2540 Bad Vöslau
1980 – 1985	Höhere Lehranstalt für wirtschaftliche Frauenberufe
1985 – 1990	Universität Wien, Studium Geographie und Geschichte
2006 – 2013	Universität Wien, Studium Geographie und Wirtschaftskunde/Haushaltsökonomie und Ernährung für Lehramt

Berufstätigkeit

1990 – 1996	Klug Reisen, Reiseleiterin
1996 – 2002	Raiffeisen Reisen, Reiseleiterin
01/1997 – 10/1997	Tiefenbacher GmbH, Buchhalterin
11/1997 – 07/2000	Karenzurlaub
08/2000 – 02/2002	Upgrade GmbH, Buchhalterin
03/2002 – 10/2003	Karenzurlaub
10/2003 – 10/2008	Raiffeisen Reisen, Reiseleiterin
2004 - 2008	Bundesrealgymnasium Berndorf, Workshops zur bewussten Ernährung
	Kindergarten Großau, Projekt Gesunde Jause
4/2008	Universität Wien, Tutorin: Übungen zur Nahrungsmittelzubereitung
seit 11/2008	Tiefenbacher GmbH, Sachbearbeiterin für Rechnungswesen, Einkauf, Vertrieb, Marketing
4/2012	Projekt „Bewegte Klasse“ NÖ