

Leitfaden für Geothermieprojekte im rheinland-pfälzischen Teil des Oberrheingraben

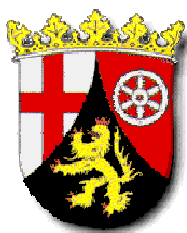
Teil 1

- Das Vorprojekt: Von der Idee zur ersten Bohrung -



Robert Hagedorn

TSB-Fachband Geothermie-Praxis 1



Rheinland-Pfalz, Juni 2005
TSB - Transferstelle Bingen
Im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Forsten
Rheinland-Pfalz

Aktualisierungshinweis

Liebe Leserinnen und Leser,

die Transferstelle Bingen möchte Sie darauf hinweisen, dass der vorliegende **Geothermieleitfaden Teil 1, „Das Vorprojekt: Von der Idee zur ersten Bohrung“** selbstverständlich stetig überarbeitet wird. Zum einen sollen neueste Erkenntnisse geothermischen Ressourcenmanagements Ihnen vorgestellt werden, zum anderen sollen inhaltliche Ungenauigkeiten oder missverständliche Passagen, Schreib- und Interpunktionsfehler behoben werden. Schließlich geht es um Sie, denn wir möchten Ihnen ein Produkt größtmöglicher Güte in die Hand geben.

Möchten Sie über die neuesten Überarbeitungen informiert werden, bitten wir Sie, eine kurze eMail an **geothermie@tsb-energie.de** zu senden. Sie erhalten bei jeder Aktualisierung dann automatisch eine Nachricht mit einem downloadlink von uns.

Augenblicklich wird der Themenbereich 4.1.1.5 Bohrlochmessungen überarbeitet. Die Überarbeitung wird zum Jahresende vollendet sein.

Bingen, den 10.11.2005

Robert Hagedorn

Vorwort des Verfassers

*Bedecke Deinen Himmel, Zeus,
Mit Wolkendunst!
Und übe, Knaben gleich,
Der Disteln köpft,
An Eichen dich und Bergeshöhn!
Musst mir meine Erde
Doch lassen stehn,
Und meine Hütte,
Die du nicht gebaut;
Und meinen Herd,
Um dessen Glut
Du mich beneidest*

*Zum Werke, das wir ernst bereiten,
Geziemt sich wohl ein ernstes Wort;
Wenn gute Reden sie begleiten,
Dann fließt die Arbeit munter fort.
So laßt uns jetzt mit Fleiß betrachten,
Was durch die schwache Kraft entspringt,
Den schlechten Mann muß man
verachten,
Der nie bedacht, was er vollbringt.
Das ist's ja, was den Menschen zieret,
Und dazu ward ihm der Verstand,
Daß er im innern Herzen spüret,
Was er erschafft mit seiner Hand.*

Goethe, Prometheus

Schiller, Das Lied von der Glocke

Liebe Leser des Geothermieleitfadens,

ich bemühe das „Doppelgestirn deutscher Kulturgeschichte“ nicht angesichts unseres Schillerjahres, sondern aus zweierlei Hinsicht. Erstens lesen Sie einen Leitfaden, der - mit Schiller gesprochen – sich als ein „ernstes Wort“ versteht und somit inhaltsreich vorstellen möchte, wie komplex die Realisierung eines Geothermieprojektes ist. Zweitens sind Sie als Vertreter kommunaler Interessen und/oder Wächter über die Finanzen – mit Goethe gesprochen - gut beraten, sich nicht - wie der Vor-Denker Prometheus durch den „Mammon kurzfristiger Renditevorstellungen“ - die „Leber herausreißen zu lassen“. Gleichwohl sollten Sie bedenken, dass Sie mit Ihrer Entscheidung das „Feuer“ als Inbegriff der Wärme und (elektrischer) Energie unter besonders ökologisch vorteilhaften Gesichtspunkten in Ihre Kommune bringen. Erst damit können Sie dann auch die ökonomischen Vorteile genießen, um die Sie sicher von anderen Kommunen beneidet werden.

Bei der Realisierung eines Geothermieprojektes sind viele Dinge zu bedenken, um ein solches technisches Werk mit Erfolg abzuschließen. Es verhält sich mit der Erschließung geothermischer Ressourcen letztlich nicht anders, als wie mit der „Glockengießerei“, denn wenn die Legierung nicht stimmt, das Metall zu schnell abkühlt und dergleichen, dann klingt die Glocke nicht bzw. haben Sie Geld „in den Sand gesetzt“. Die „hephaistischen Kräfte“ aus „Chronos“-Zeiten Mutter Gea „mit schwachen Kräften“ abzurufen, bedarf des Verstandes und des Überblicks.

Aus diesem Grunde ist der Geothermieleitfaden für manchen Leser inhaltlich sehr detailliert. Lassen Sie sich bitte vor der Fülle an Informationen nicht schrecken! Ein Leser, der sich nur schnell einen Überblick verschaffen möchte, sollte nur bis in die Kapitelebene 3 (→ z.B.:

4.1.1. Technologische Aspekte der Erschließung hydrothermalen Ressourcen) vordringen. Die Ebenen darunter sind vor dem Hintergrund zu betrachten, den Fachleuten, die planerisch das Projekt voranbringen, Hilfe bei manchen Entscheidungsstationen zu geben.

Ich danke Prof. Simon und Prof. Regenauer-Lieb für viele verfahrenstechnische und geologische Hinweise, damit ich Ihnen das fachliche „Kauderwelsch“ übersetzen konnte. Meinem Mitarbeiter, Arno Meier, danke ich für manche zusätzliche Arbeit, die er auf sich genommen hat.

Bingen, den 14.06.2005

Robert Hagedorn

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	11
1.1.	Einflussfaktoren eines Geothermieprojektes.....	14
2.	Einflussfaktor Standort.....	15
2.1.	Infrastruktur	15
2.2.	Geologie.....	16
2.3.	Genehmigung.....	17
2.4.	Grundstück.....	17
2.4.1.	Raumordnung.....	18
2.4.2.	Standortgebundene Auflagen	18
2.5.	Fazit	20
3.	Einflussfaktor Geologie.....	20
3.1.	Allgemeines zur Geothermie	20
3.1.1.	Kleiner Geschichtsüberblick der Geothermienutzung	21
3.1.2.	Einteilung der Geothermie nach Tiefe und Temperatur.....	23
3.1.2.1.	Niedertemperaturgeothermie	24
3.1.2.1.1.	Oberflächennahe Geothermie.....	24
3.1.2.1.2.	Tiefe Erdwärmesonde	26
3.1.2.2.	Prozesstemperaturgeothermie.....	28
3.1.2.2.1.	Hydrothermale Geothermie	30
3.1.2.2.2.	Hot-Dry-Rock-(HDR-)Verfahren.....	31
3.1.3.	Fazit aus dem allgemeinen geologischen Kenntnisstand.....	32
3.2.	Geologische Bedingungen in Rheinland-Pfalz	33
3.2.1.	Bedingungen des Kluftsystems im Oberrheingraben	34
3.2.1.1.	Bedingungen der Fördermenge	34
3.2.1.2.	Bedingungen der Fördertemperatur.....	36
3.2.1.3.	Bedingungen des Hydrogeochemismus	37
3.3.	Machbarkeitsstudien für Geothermieprojekte.....	38
3.3.1.	Die obertägige Abnahmesituation.....	39
3.3.2.	Die untertägige Situation	40
3.3.2.1.	Seismische Untersuchungen	40
3.3.2.1.1.	Refraktionsseismik	41
3.3.2.1.2.	Reflexionsseismik.....	43
3.3.2.1.3.	Untersuchungen im städtischen Bereich.....	45
3.3.2.1.4.	Seismische Untersuchungen – Fazit.....	45
3.3.2.2.	Magnetotellurik	46
3.3.2.3.	CO ₂ - und CH ₄ -Emanationsmessung	53
3.3.2.4.	Bohrakteneinsicht	54
3.3.2.4.1.	Bohrakteneinsicht für die Teufenberechnung - Fazit.....	56
3.3.2.5.	Erkundungsbohrung	57
3.3.2.5.1.	Erkundungsbohrung – Vorläufiges Fazit	57
3.3.3.	Kostenzusammenschau Machbarkeitsstudie	58
3.3.3.1.	Die geothermische Machbarkeitsstudie	58
3.3.3.2.	Kosten Initialisierungsphase	59
4.	Einflussfaktor Technologie.....	60
4.1.	Grundlagen geothermischer Energienutzung.....	61

4.1.1.	Technologische Aspekte der Erschließung hydrothermaler Ressourcen	62
4.1.1.1.	Bohrablauf	63
4.1.1.2.	Bohrverfahren nach dem Rotary-Prinzip	63
4.1.1.2.1.	Drehtisch-Antrieb	64
4.1.1.2.2.	Top-Drive-Antrieb	64
4.1.1.2.3.	Hydraulik-Antrieb	65
4.1.1.3.	Spülmittleinsatz	65
4.1.1.4.	Verrohrung bis zum Entnahmehorizont.....	66
4.1.1.4.1.	Standrohr	66
4.1.1.4.2.	Ankerrohrtour	67
4.1.1.4.3.	Arbeitsrohrtour.....	68
4.1.1.5.	Bohrlochmessungen.....	70
4.1.1.5.1.	Measurements-While-Drilling.....	71
4.1.1.5.2.	Mud-Logging	71
4.1.1.5.3.	Gamma-Logging.....	72
4.1.1.5.4.	Elektrische Messungen.....	73
4.1.1.5.5.	Sonic-Logging	73
4.1.1.5.6.	Spektrometrische Messungen	73
4.1.1.6.	Stimulationsmaßnahmen	75
4.1.1.6.1.	Säurestimulation.....	76
4.1.1.6.2.	Hydraulic-Fracturing	76
4.1.1.6.3.	Richtbohrtechnik.....	77
4.1.1.7.	Hydraulische Versuche.....	77
4.1.1.7.1.	Pumptest bei verschiedenen Aquifertypen.....	78
4.1.1.7.1.1.	Ungespannter Aquifer.....	78
4.1.1.7.1.2.	Halbfreier Aquifer.....	81
4.1.1.7.1.3.	Halbgespannter Aquifer	83
4.1.1.7.1.4.	Gespannter Aquifer	85
4.1.1.7.2.	Injektionstest	86
4.1.1.7.3.	Hydrauliktests in Multi-Level-Bohrungen (Mehrfachentnahmehorizonte).....	87
4.1.1.7.3.1.	WD-Test	90
4.1.1.7.3.2.	Druckerholungstest.....	90
4.1.1.7.3.3.	Slug- and bail-test.....	90
4.1.1.7.3.4.	Pulse-test	91
4.1.1.7.3.5.	Drill-stem-test	91
4.1.1.7.3.6.	Squeeze-test	91
4.1.1.8.	Bohrlochkomplettierung	92
4.1.1.9.	Unterwassermotorpumpe	96
4.1.1.10.	Der Bohrplatz und seine Herrichtung	97
4.1.2.	Technologische Aspekte der Wärmeveredelung und Verteilung	100
4.1.2.1.	Thermalwasserkreislauf.....	100
4.1.2.1.1.	Inertgasbeaufschlagungssystem	101
4.1.2.1.2.	Slopsystem.....	101
4.1.2.1.3.	Leckageüberwachung	102
4.1.2.1.4.	Wärmetauscher	102
4.1.2.1.5.	Rohrleitungssystem	102
4.1.2.1.6.	Filtrationssystem.....	103
4.1.2.1.7.	Reinjektionspumpe (optional)	103
4.1.2.1.8.	Druckausgleichssystem	104
4.1.2.1.9.	Kohlenwasserstoffseparator	104
4.1.2.2.	Sekundärkreisläufe.....	105
4.1.2.2.1.	Stromerzeugungskreislauf	105
4.1.2.2.1.1.	Betriebsarten	106

4.1.2.2.1.2.	Stromerzeugungsverfahren	107
4.1.2.2.1.3.	Turbine	108
4.1.2.2.1.4.	Kühlung	110
4.1.2.2.2.	Fernwärmeauskopplung	112
4.1.2.2.2.1.	Redundanz	113
4.2.	Investitionszusammenstellung	113
4.2.1.	Investitionszusammensicht Bohrungen.....	114
4.2.2.	Investitionszusammensicht restliche Komponenten.....	115
4.3.	Anwendungsorientierung aller genannten Aspekte	115
5.	Einflussfaktor Finanzierung	116
5.1.	Rahmenbedingungen	116
5.1.1.	Politische Rahmenbedingungen	116
5.1.2.	Soziokulturelle Rahmenbedingungen	117
5.1.3.	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	121
5.1.4.	Fazit der Rahmenbedingungen.....	125
5.2.	Auswahl der Projektpartner aus Sicht einer Außenfinanzierung.....	126
5.2.1.	Voraussetzungen für eine kommunale Trägerschaft.....	126
5.2.2.	Voraussetzungen für Kommunalpartner	127
5.2.2.1.	Energieversorgungsunternehmen.....	128
5.2.2.1.1.	Lokale Energieversorgungsunternehmen	128
5.2.2.1.2.	Nationale Energieversorgungsunternehmen.....	129
5.2.2.2.	Unternehmen vor Ort.....	130
5.2.2.3.	Institutionelle und private Investoren.....	131
5.2.2.3.1.	Privatanleger	132
5.2.2.3.2.	Banken	132
5.2.2.3.2.1.	Investorenkonsortium	132
5.2.2.3.2.2.	Geschlossene Fonds.....	133
5.2.2.3.3.	Venture Capital.....	133
5.3.	Fremdmittelfinanzierung als Außenfinanzierungsform	134
5.3.1.	Basel II	135
5.3.2.	Risikomanagement.....	137
5.3.2.1.	Risiko	137
5.3.2.2.	Risikoanalyse / Risikobewertung / Risikoabschätzung.....	138
5.3.2.2.1.	Risikobereich Partner	139
5.3.2.2.2.	Risikobereich Projektstruktur	140
5.3.2.2.3.	Risikobereich Vertragsgestaltung	141
5.3.2.2.4.	Risikobereich Projektplanung	141
5.3.2.2.5.	Risikobereich Standort.....	142
5.3.2.2.6.	Risikobereich Geologie und Bohrplanung	143
5.3.2.2.7.	Risikobereich Bohranlagen.....	144
5.3.2.2.8.	Risikobereich Bohrtechnik und Bohrequipment	144
5.3.2.2.9.	Risikobereich Zeitverzögerung	147
5.3.2.3.	Risikovermeidung	148
5.3.2.3.1.	Überprüfung Ausgangssituation.....	148
5.3.2.3.2.	Projektstruktur	148
5.3.2.3.3.	Projektentwicklung.....	149
5.3.2.3.4.	Genehmigungsmanagement	157
5.3.2.4.	Risikoüberwälzung	158
5.3.2.4.1.	Dienstvertrag	158
5.3.2.4.2.	Werkvertrag	159
5.3.2.4.3.	Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI)	159
5.3.2.4.4.	Verdingungsordnung für Bauleistungen (VOB)	163

5.3.2.5.	Risikominimierung	166
5.3.2.5.1.	Risikominimierende Bohrplanung	168
5.3.2.5.2.	Projektschritte.....	173
5.3.2.5.3.	Finanzierungsplan	175
5.3.2.6.	Risikoteilung	176
5.3.2.6.1.	Ausfallbürgschaft.....	176
5.3.2.6.2.	Bauwesen- und Montageversicherung.....	177
5.3.2.6.3.	Fündigkeitsversicherung.....	178
5.3.3.	Finanzwirtschaftliche Analyse.....	179
5.4.	Finanzierung.....	180
6.	Einflussfaktor Genehmigungsrecht.....	180
6.1.	Genehmigungsrechtliche Grundlagen des Bergrechts.....	181
6.1.1.	Erlaubnis einer Aufsuchung.....	183
6.1.1.1.	Rechtliche Kriterien einer Aufsuchungserlaubnis.....	183
6.1.2.	Bewilligung einer Gewinnung.....	186
6.1.2.1.	Rechtliche Kriterien einer Gewinnungserlaubnis.....	186
6.1.3.	Auswirkungen der Rechtstitel „Erlaubnis“ und „Bewilligung“	188
6.1.4.	Form der Anträge auf Erlaubnis und Bewilligung	188
6.1.4.1.	Angaben zum Antragsteller	189
6.1.4.2.	Bezeichnung der Bodenschätze	190
6.1.4.3.	Darstellung des Feldes.....	190
6.1.4.3.1.	Besonderheiten der Kartendarstellung bei der Bewilligung	192
6.1.4.3.2.	Nachweis der Gewinnbarkeit bei Bewilligungsanträgen.....	193
6.1.4.3.3.	Aufsuchungserlaubnis - Verpflichtung des Antragstellers zur Bekanntgabe	193
6.1.4.4.	Arbeitsprogramme	194
6.1.4.5.	Nachweis der technischen Leistungsfähigkeit.....	195
6.1.4.6.	Nachweis der finanziellen Leistungsfähigkeit.....	195
6.1.5.	Bergrechtliches Betriebsplanverfahren	196
6.1.5.1.	Hauptbetriebsplan	196
6.1.5.1.1.	Rechtliche Grundlage	197
6.1.5.1.2.	Raumordnerische Belange	199
6.1.5.1.3.	Immissionsschutzrechtliche Belange	199
6.1.5.1.4.	Verträglichkeit mit FFH / Vogelschutz	201
6.1.5.1.5.	Wasserentnahme zu Betriebszwecken	202
6.1.5.1.6.	Eingriffsgenehmigung.....	202
6.1.5.2.	Sonderbetriebsplan	203
6.2.	Fazit aus der genehmigungsrechtlichen Betrachtung	203
7.	Literatur.....	205
7.1.	Literatur zu Kapitel 1.....	205
7.2.	Literatur zu Kapitel 2.....	205
7.3.	Literatur zu Kapitel 3.....	205
7.4.	Literatur zu Kapitel 4.....	206
7.5.	Literatur zu Kapitel 5 und 6.....	206
8.	Rheinland-Pfälzische Adressen zur Geothermie und wichtige nationale Adressen.....	207
8.1.	Allgemeine Informationen.....	207
8.2.	Geologie.....	207

8.3.	Machbarkeitsstudien und Projektsteuerung	208
8.4.	Seismik und Geologische Untersuchungen	208
8.5.	Bohrplanung	208
8.6.	Genehmigungen	209

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1.:	Aspekte eines Geothermieprojektes	14
Abb. 2.:	Vereinfachtes Schema Temperaturzonen und Wärmefluss	20
Abb. 3.:	Schema der Geothermienutzung (chronologische Abfolge von oben nach unten).....	22
Abb. 4.:	Versuchsanordnung in Lardarello, 1904	23
Abb. 5.:	Schema der verschiedenen Sondenausführungen Tiefer Erdwärmesonden	27
Abb. 6.:	Schematische Darstellung der Verteilung der Hydrothermalgebiete	30
Abb. 7.:	Schema der Bruchzonengengese des Oberrheingrabens.....	34
Abb. 8.:	Vereinfachtes Schema der Aquifertypen.....	35
Abb. 9.:	Schema der hydraulischen Kenngrößen (→ schwarze Pfeilabbildungen).....	36
Abb. 10.:	Schema der Temperatureaufnahme des Thermalwassers.....	37
Abb. 11.:	Schema des heterogenen Thermalwassersystems (→ konvektiver Wärmetransport).....	38
Abb. 12.:	Reflexion und Refraktion von Licht als Äquivalent zur Brechung und Beugung Seismischer Wellen	41
Abb. 13.:	Schema der Refraktionsseismik	42
Abb. 14.:	Schema des Reflexionseismikverfahrens	43
Abb. 15.:	Quellen der Strahlung, die auf die Erde eintreffen	47
Abb. 16.:	Schema der Einstrahlung auf die Erdoberfläche	48
Abb. 17.:	Eindringtiefe verschiedener Wellen(längen).....	49
Abb. 18.:	Spezifische elektrische Widerstände von Gesteinstypen und Elementen	49
Abb. 19.:	Detailansicht der ersten Phase der ionosphärischen Einstrahlung thermalwassergefüllter Klüfte	50
Abb. 20.:	Detailansicht der ionosphärischen Anregung thermalwassergefüllter Klüfte.....	51
Abb. 21.:	Vereinfachende Darstellung des „Eigenpotentials“ als Antwort auf die ionosphärische Anregung	51
Abb. 22.:	Schematische Darstellung der Bildung von Wasserstoffbrücken bei Wasser	52
Abb. 23.:	Schematisches Abweichungsrisiko bei Bohrakteneinsicht	55

Abb. 24.:	Entscheidungs- und Planungsschema bis zur Vorprojektplanung	59
Abb. 25.:	Schema des Zementationsvorganges.....	67
Abb. 26.:	Schema der Bohrfortführung nach der Zementation	67
Abb. 27.:	Schema des Rohraufbaus am Bohrkopf	69
Abb. 28.:	Schema des Bohraufbaus im Querschnitt.....	69
Abb. 29.:	Schematische Darstellung eines Ungespannten Aquifers.....	79
Abb. 30.:	Schema eines Pumpversuches in einem Ungespannten Aquifer	80
Abb. 31.:	Schema des Absenkungsverhaltens in einem Ungespannten Aquifer	80
Abb. 32.:	Schema eines Halbfreien Aquifers.....	81
Abb. 33.:	Schema des Absenkungsverhaltens in einem Halbfreien Aquifer	82
Abb. 34.:	Schema eines Halbgespannten Aquifers	83
Abb. 35.:	Schema des hydraulischen Verhaltens der semiundurchlässigen Schicht	84
Abb. 36.:	Schema des Absenkungsverhaltens in einem Halbgespannten Aquifer.....	84
Abb. 37.:	Schema eines Gespannten Aquifers	85
Abb. 38.:	Schema des Absenkungsverhaltens in einem Gespannten Aquifer.....	86
Abb. 39.:	Schema eines Packers im Rohrbereich (hier Standrohr)	88
Abb. 40.:	Schema einer Open-Hole-Komplettierung	93
Abb. 41.:	Schema einer Cased-Hole-Komplettierung mit geschlitztem Liner	93
Abb. 42.:	Schema eines Gravel-Packs	94
Abb. 43.:	Schema der Sprengperforation.....	95
Abb. 44.:	Schema einer perforierten Bohlochkomplettierung	95
Abb. 45.:	Schema eines idealtypischen Bohrplatzes mit geringstmöglichem Flächenverbrauch	99
Abb. 46.:	Ölpreisentwicklung von 1970 unter Beleuchtung politischer Ereignisse.....	122
Abb. 47.:	Jüngste Entwicklung des Rohölpreises mitte Mai	123
Abb. 48.:	Jüngste Entwicklung bis Juni 2005	123
Abb. 49.:	Organigramm einer paritätischen Public-Private-Partnership Projektstruktur	149
Abb. 50.:	Schema der groben Projektschritte mit potentiellen Abbruchpunkten	150

Abb. 51.:	Konstellation Projektgesellschaft – Einzelplaner - Einzelunternehmen.....	151
Abb. 52.:	Konstellation Projektgesellschaft – Generalplaner - Einzelunternehmen.....	152
Abb. 53.:	Konstellation Projektgesellschaft – Generalunternehmer - Einzelunternehmen.....	153
Abb. 54.:	Konstellation Projektgesellschaft – General(bohr)unternehmer - Einzelunternehmen.....	154
Abb. 55.:	Konstellation Generalbohrunternehmer mit Ausarbeitungsauftrag bergrechtlicher Genehmigungen	155
Abb. 56.:	Konstellation Projektgesellschaft – Teil-Genralunternehmer - Einzelunternehmen.....	156
Abb. 57.:	Konstellation Projektgesellschaft – Totalunternehmer	157
Abb. 58.:	Zeitschema eines Geothermieprojektes in allen Phasen.....	162
Abb. 59.:	Schema des Verlaufes der Störungslinien im mittleren Oberrheingraben mit geologischen Querschnitt.....	167
Abb. 60.:	Schema des geologischen Aufbaus im Oberrheingraben nach einer seismischen Untersuchung.....	168
Abb. 61.:	Schema der Ausrichtung des Bohrverlaufes von zwei Bohrungen in Aufsicht	169
Abb. 62.:	Schema des Bohrverlaufs einer optimalen Klufterschließung im Oberrheingraben	170
Abb. 63.:	Schema der Bohrplanung unter dem Gesichtspunkt geringster Investition.	171
Abb. 64.:	Schema der revidierten Bohrplanung unter dem Gesichtspunkt der Risikominimierung	171
Abb. 65.:	Schema der Erwäggründe für eine Revidierung der Bohrplanung	172
Abb. 66.:	Schematische Darstellung der Risiko- und Investentwicklung mit Bezug auf die Projektschritte	174
Abb. 67.:	Schematische Darstellung von potentiellen Abbruchpunkten im Gesamtprojekt	175
Abb. 68.:	Schema der Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit eines Geothermieprojektes.	204

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.:	Messverfahren und lithologische Interpretation.....	75
Tabelle 2.:	Investitionszusammensicht Bohrungen bei 2.800, 3.000 und 3.200 m Teufe	114
Tabelle 3.:	Investitionszusammensicht restlicher Komponenten bei 2.800, 3.000 und 3.200 m Teufe.....	115
Tabelle 4.:	Erlaubnis Antrag und Bewilligungsantrag im Vergleich	189
Tabelle 5.:	Übliche Maßstäbe für Karten- und Lagerrisse.....	192
Tabelle 6.:	Immissionsrichtwerte nach TA Lärm	200

1. Einleitung

Von der Idee, geothermische Energie zu nutzen, bis zur Inbetriebnahme einer Geothermieanlage – ob ausschließlich zur Wärmeversorgung oder auch zur Stromerzeugung - ist es ein langer Weg. Den Nutzen eines Geothermieprojektes kennt jeder Projektträger: CO₂-freie Energiebereitstellung. Bis dahin aber müssen zahlreiche Hürden und Risiken, angefangen von der Standortwahl bis zur Finanzierung, gemeistert werden.

Der vorliegende Geothermieleitfaden richtet sich sowohl an Investoren und Projektträger als auch an Projektcontroller. Allen Gruppen fehlt es derzeit noch an Demonstrationsobjekten im Oberrheingraben und damit an Erfahrungen, um Kosten, Nutzen und Risiken geothermischer Projekte besser taxieren zu können. Die aktuell einzige Demonstrationsanlage zur Stromerzeugung aus geothermischen Ressourcen steht in Neustadt-Glewe in Mecklenburg-Vorpommern. Im Hinblick auf das ehrgeizige Ziel der CO₂-Reduzierung, der schleichenden Verknappung der fossilen Energieressourcen und der Energieverteilungsgerechtigkeit ist ein zügiger Ausbau der Erneuerbaren Energien zwingend.

Dem Anspruch an die Erneuerbare Energie Geothermie steht die gegenwärtige Renditekultur entgegen, in der kurzfristige Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen vorherrschen. Der aktuelle Bezugspreis für fossile Energieträger – auch wenn er in den letzten Monaten ungeahnte Höhenflüge erlebt hat – ist noch zu niedrig, um unter dem Aspekt kurzfristiger Renditeerwartungen in der Geothermie eine attraktive Investitionsalternative zu sehen. In der mittel- und langfristigen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dagegen ist die Geothermie schon heute für Investoren attraktiv. Dies beweisen die aktuellen Projekte in Soultz-sous-Forêts¹, Speyer², Unterhaching³, Offenbach⁴ und Landau⁵. Weitere Projekte werden – das ist gewiss – folgen. Der Geothermieleitfaden will denjenigen

¹ Hot-Dry-Rock-Projekt im Elsaß mit bundesdeutscher Beteiligung (→ BMU-Förderung, → BESTEC, → Pfalzwerke), Bohrabschluss 2004

² Bohrbeginn 2004

³ Bohrbeginn 2004

⁴ Bohrbeginn März 2005

⁵ Bohrbeginn Juni 2005

Investoren, Projektträgern, Projektmanagern und Projektcontrollern, die sich noch nicht intensiv mit der Materie geothermischer Energiegewinnung befasst haben, Einblick geben in die Projektplanung geothermischer Anlagen, besonders im Hinblick auf zukünftige Projekte im Oberrheingraben. Aus diesem Grund – Geologen und Geophysiker mögen verzeihen - ist die Darstellung nicht unbedingt in höchstem Maße wissenschaftlich genau, sondern zugunsten des Verständnisses für Laien vereinfachend dargestellt.

In einem ersten Schritt werden die grundsätzlichen infrastrukturellen Voraussetzungen für eine wirtschaftliche Geothermienutzung dargestellt, da allein die Wahl des Standortes wesentlichen Einfluss auf die Höhe der Projektkosten nimmt. Den Standort bestimmen die geologischen Bedingungen, diese wiederum den technologischen Einsatz – angefangen von der Bohrtechnologie bis zur Energieveredelungstechnologie (→ Stromproduktion).

Nach der Darstellung der standortrelevanten Aspekte eines Geothermieprojektes folgt – der Planungschronologie folgend - eine Erläuterung der geologischen Vorbedingungen für eine wirtschaftliche Exploration geothermischer Energie, denn nicht überall in Rheinland-Pfalz sind die geologischen Bedingungen so günstig wie im Oberrheingraben.

Trotz der guten geologischen Bedingungen im Oberrheingraben ist die bohrtechnische Erschließung geothermischer Ressourcen mit Risiken behaftet. Diese Risiken zu minimieren, ist das Ziel jeder Projektplanung. Möglichkeiten der Risikominimierung will der Geothermieleitfaden grob umreißen. Gleichzeitig ermöglicht die Auseinandersetzung mit den geologischen Bedingungen eine erste Abschätzung der Kosten der bohrtechnischen Erschließung.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass der Geothermieleitfaden **die Phase bis zum Niederbringen der ersten Bohrung** eines Geothermieprojektes **als Vorprojekt definiert**. Erst mit der ersten Bohrung stehen die (hydro)geothermischen Parameter fest, so dass eine „echte“ Anlagenplanung vorgenommen werden kann, also tatsächlich von „Projekt“ gesprochen werden kann.

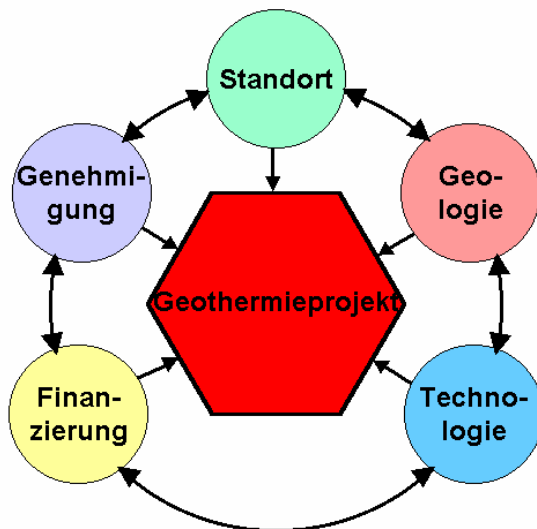
Im nächsten Schritt werden die technologischen Aspekte der Energienutzung beschrieben. So erfolgt zuerst eine Beschreibung der wichtigsten technologischen Komponenten. Deren späterer Einsatz muss bei der Vorprojektplanung stets mitberücksichtigt werden. Besondere Berücksichtigung benötigen natür-

lich auch Nachnutzungslösungen. Den Abschluss des technologischen Teils bildet eine Investitionsanalyse, der eine – über das Vorprojekt hinausgehende – vorläufige Erlösplanung gegenübergestellt wird. Mit diesem Schritt ist der Weg zur Finanzierung geebnet.

Im folgenden Teil des Geothermieleitfadens werden die Aspekte der Finanzierung, ihre Hürden und mögliche Alternativen erläutert. Um einen Investitionsplan zu erstellen, sind neben den eigentlichen Sachinvestitionen auch die Kapitalkosten besonders zu berücksichtigen. Erst die gesicherte Finanzierung gibt den Weg für die weiteren genehmigungsrechtlichen Projektschritte frei. Jeder Investor und Projektträger sollte sich darüber im Klaren sein, dass die Aspekte des Genehmigungsrechtes eine weitere Überplanung des ursprünglichen Investitionsplanes erfordern. Dieser letzte Investitionsplan des Vorprojektes gibt darüber Auskunft, welche Wirtschaftlichkeit eine Geothermieanlage unter optimalen Planungsgesichtspunkten erreicht. Mit dem Niederbringen der ersten Bohrung schließt die Vorprojektphase ab.

Aktuell werden in Rheinland-Pfalz drei Projekte realisiert, nämlich in Speyer, Offenbach und Landau. Die Erfahrungen aus diesen Projekten lassen sich unterteilen in projektspezifische Erfahrungen, die in dieser Weise für andere Projekte nicht relevant sind, und übertragbare Projekterfahrungen. Ziel dieser Ausführungen soll die Darstellung übertragbarer Erfahrungen sein, um anderen und/oder zukünftigen Investoren, Projektträgern und Projektcontrollern hilfreiche Adressen, Auskünfte und Tipps bei der Bewältigung der komplexen Projektplanung geothermischer Anlagen an die Hand zu geben.

1.1. Einflussfaktoren eines Geothermieprojektes



Grundsätzlich wird jedes Geothermieprojekt von den Faktoren

- Standort,
- Geologie,
- Technologie,
- Finanzierung
- und Genehmigung

Abb. 1.: Aspekte eines Geothermieprojektes

beeinflusst. Diese Faktoren stehen allerdings nicht isoliert, sondern beeinflussen sich auch gegenseitig. Dies hat zur Folge, dass, wenn bei der Projektplanung oder später im Realisierungsstadium bei einem dieser Aspekte Probleme auftauchen, diese Probleme sich bei den anderen Faktoren bemerkbar machen.

Um Probleme im Vorfeld der Projektplanung zu vermeiden, sollte jeder Projektmanager nach jedem einzelnen Planungsschritt – also von der Standortfrage angefangen bis zu den genehmigungsrechtlichen Fragestellungen – die Ergebnisse und Erkenntnisse sammeln und in einer Investitions- und Erlösplanung zusammenstellen. In dieser Zusammenstellung entscheidet sich letztgültig, ob etwaige Problemstellungen im Hinblick auf die spätere Wirtschaftlichkeit überhaupt bewältigt werden können. Bis zur Abteufung der ersten Bohrung kann nur mit vorläufigen Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen gearbeitet werden. Auf diesem Projektstrukturschema baut der vorliegende Geothermieleitfaden auf und soll dem/r Leser/in ein „Geländer“ zur strukturierten Planung eines Geothermieprojektes an die Hand geben. Ist also ein Pla-

nungsschritt abgeschlossen, wird die Projektplanung - quasi ab ovo⁶ – in allen Fragestellungen neu aufgerollt.

Weil die Faktoren in Wechselwirkung zueinander stehen, wird jedem Projektmanager geothermischer Projekte ein sehr großes Maß an Flexibilität und Ausdauer abverlangt. Investoren und Projektträger sollten ein lösungsorientiertes, revolvierendes⁷ Projektcontrolling einrichten, denn ein Geothermieprojekt führt quasi ein „Eigenleben“. Das Projektcontrolling erspart zwar nicht die Probleme, aber Verzögerungen, Budgetüberschreitungen und projektgefährdende Risiken können frühzeitig erkannt werden. In machen Fällen kann sogar gezielt gegengesteuert werden, so dass die Projektziele nicht verfehlt werden.

2. Einflussfaktor Standort

2.1. Infrastruktur

Die Infrastruktur bei Geothermieprojekten spielt eine besonders große Rolle im Hinblick auf die Investitionen und die zukünftige Energieabnahmesituation, aus der sich die Erlössituation (→ Finanzierung) ableitet. Geothermieanlagen sollten nach Möglichkeit in der Nähe der späteren Wärmeabnehmer errichtet werden, wenn sie nicht für eine reine Stromerzeugung konzipiert sind. Ist eine geothermische Kraft-Wärme-Kopplung⁸, also eine kombinierte Stromerzeugung mit Wärmeauskopplung vorgesehen, so müssen infrastrukturelle Voraussetzungen bedacht werden. Dazu gehört z.B. die Entfernung zum nächsten Stromeinspeisungspunkt oder die Wärmeabnahmesituation.

Die Wärmeabnahmesituation wird durch die Voraussetzungen der Energiebereitstellung (→ Konkurrenz leitungsgebundene Erdgasversorgung⁹; → anleg-

⁶ Lat.: „Vom Ei an“ → wieder von vorne

⁷ Lat.: revolvare → drehen, d.h. immer wieder von vorne beginnend

⁸ Im Gegensatz zur klassischen Kraft-Wärme-Kopplung, in der die Abwärme des Kraftprozesses einer sekundären Nutzung zugeführt wird, wird bei der geothermischen Kraft-Wärme-Kopplung die „Restwärme“ des Thermalwassers in die nachgeschaltete Fernwärmeversorgung mittels Wärmetauschern eingespeist.

⁹ Eine geothermische Energieversorgung in Konkurrenz zu einer lokalen Erdgasversorgung einrichten zu wollen, ist aktuell aufgrund der niedrigen Bezugspreise für Erdgas wenig sinnvoll.

barer Fernwärmepreis¹⁰), den Gebäudebestand (→ Niedrigenergiebauweise; → WärmeschutzV [1994]; → EnEV [2001]) und die mögliche Fernwärmeanchlussdichte bestimmt. Schon bei diesen Vorüberlegungen entscheidet sich die Höhe der Investitionen für die Verlegung der Fernwärmeversorgungsleitungen und die Anbindung zum Stromnetz. Optimale obertägige Voraussetzungen bedeuten jedoch nicht, dass eine Erschließung geothermischer Ressourcen wirtschaftlich betrieben werden kann. Dazu müssen die untertägigen, also die geologischen Bedingungen geprüft werden.

2.2. Geologie

Weiterhin ist die Wahl des Standortes auch von der Beschaffenheit der Geologie im tiefen Untergrund bestimmt. So muss bei der Standortwahl bedacht werden, ob zwei Bohrplätze (→ Dublettensystem¹¹) eingerichtet werden müssen. Es kann sein, dass der Kostendruck zwar zu dem Wunsch führt, nur einen einzigen Bohrplatz einzurichten, jedoch der Ablenkungswinkel (einer) der Bohrungen bohrtechnisch nicht praktikabel ist. Es kommt also bei der Standortwahl für ein Geothermiekraftwerk darauf an, die Bedingungen des Untergrundes mit den obertägigen Voraussetzungen zu harmonisieren. Der Grad

¹⁰ Energieabnahmepreis, der auf Grundlage einer Vollkostenrechnung, zu der die Bestandteile

- Kapitaldienst der Investition
- Betriebskosten
- Instandhaltungskosten, Rücklagen, Wartung
- Sonstige Kosten

in Relation zu einer alternativen Versorgungsform (→ z.B.: Erdgas) betrachtet wird. Ein Beispiel: Ein Energieversorger bietet eine Fernwärmeversorgung aus Geothermie an. Als Entscheidungshilfe für die möglichen Abnehmer wird der "anlegbare Erdgaspreis" ermittelt. In diesem Falle rechnet der Energieversorger auf der Grundlage einer Vollkostenrechnung alle Aufwendungen zusammen, die der Abnehmer zu tragen hätte, wenn er eine Wärmeversorgung aus Erdgas hätte, bestehend aus:

- Kapitaldienst aus Erdgaskessel, Kaminanlage und Montage sowie BKZ und HAK für den Gasanschluss
- Erdgaseinkauf und Kosten für den Stromverbrauch des Erdgaskessels
- Kosten und Rücklagen für Wartung und Instandhaltung
- Sonstige Kosten wie z.B. Kaminfegerkontrolle, Messpreis usw.
- Beide Preise werden dann miteinander verglichen.

¹¹ Die Erschließung geothermischer Ressourcen benötigt ein Wärmeträgermedium, natürlich vorhandenes Thermalwasser oder künstlich eingepresstes Oberflächenwasser. Da das Wasser durch chemische Lösungsprozesse mehr oder weniger stark mineralisiert ist (→ Hydrochemismus), wird das Tiefenwasser über eine Förderbohrung zutage gefördert, obertägig energetisch genutzt und abgekühlt über eine (zweite) Reinjektionsbohrung wieder verpresst.

der Harmonisierung entscheidet über die Investitionshöhe einer geothermischen Versorgung. Nicht nur die technologische Machbarkeit entscheidet die Standortwahl, sondern insbesondere auch der Gesichtspunkt der Wirtschaftlichkeit.

2.3. Genehmigung

Die Standortwahl hat sehr großen Einfluss auf die bergrechtliche Genehmigung. Zum einen legt die Standortwahl fest, in welchem Gebiet Erdwärme gefördert werden soll, zum anderen legt die Standortwahl auch den Bohrplatz fest. Im Vorprojektstadium ist die Standortwahl Voraussetzung für den Antrag einer bergrechtlichen Genehmigung¹² (→ Aufsuchungserlaubnis¹³), die Festlegung auf ein Grundstück dagegen ist notwendig, um die bergrechtliche Bewilligung¹⁴ (→ Hauptbetriebsplan¹⁵; → Sonderbetriebsplan¹⁶) zu erhalten.

2.4. Grundstück

Ist ein potentieller Standort gefunden, muss geklärt werden, in welchem Vertragsverhältnis die Nutzung erfolgen kann. Hierzu ist die Kontaktaufnahme mit

¹² Die Besonderheit des geothermischen Bergbaus ist sein dynamischer Charakter (Förderung und Verpressung). Die Bohrungen sowie die abbaubedingte Auskühlung des Untergrundes kommen je einer Neuerrichtung gleich, die ständig ein neues Genehmigungsverfahren zur Folge hätte. Infolge dieses Umstandes wurde ein Betriebsplanverfahren entwickelt, um in gewissen Abständen das Bergwerk (die neue Anlage) erneut zu genehmigen.

¹³ Dies umfasst:

- Die Aufsuchung bestimmter Bodenschätze (hier solegebundene Erdwärme)
- Die notwendige Gewinnung und Aneignung im Rahmen der Aufsuchung
- Zum Anlegen notwendiger Anlagen (z.B. Untersuchungsbohrungen)

¹⁴ Berechtigung zur Gewinnung von Bodenschätzen. Sie gewährt das ausschließliche Recht auf :

- Aufsuchung, Gewinnung, Aneignung und Mitgewinnung anderer Bodenschätze
- Hilfsbaurecht
- Anlegen der erforderlichen Anlagen
- Verlangen von Grundabtretungen

¹⁵ Hauptbetriebsplan gilt für die Errichtung und Führung als Grundlage für den laufenden Betrieb.

¹⁶ Hier handelt es sich um die genehmigungsrechtliche Ausgrenzung von technisch schwierigen Vorhaben (die Abteufung von Bohrungen) zur Entlastung des jeweiligen Hauptbetriebsplans. Gäbe es diese Möglichkeit nicht, so könnten zeitliche Verzögerungen eintreten, die den Hauptbetriebsplan behindern.

dem Grundstückseigentümer erforderlich. Der Grundstückseigentümer ist über das kommunale Katasteramt¹⁷ ausfindig zu machen.

Da die geologischen Vorstudien nur zu Annahmen der Verhältnisse im Untergrund verhelfen und erst die Erkundung letztgültige Sicherheit bringt, empfiehlt es sich, wenigstens bis zum Abschluss der Bohrarbeiten der 2. Bohrung das Grundstück zu pachten oder zu mieten. Dies ist notwendig, damit der Projektträger bei Misslingen der Erkundungsarbeiten nicht zusätzlich noch die Last des Grundstücksverkaufes tragen muss. Gleichzeitig wird der Druck genommen, innerhalb relativ kurzer Zeit einen Kaufvertrag abzuschließen (→ Besonderheiten der Rechtsnachfolge: Altlasten), und man kann mit weniger Zeitdruck den Kaufpreis oder die Höhe der Pacht verhandeln.

2.4.1. Raumordnung

Weiterhin ist die Standortwahl von verwaltungsrechtlichen Fragestellungen gekennzeichnet. Dazu gehört in erster Linie der regionale Raumordnungsplan. Aus diesem geht der Bebauungsplan hervor, der wiederum das Baurecht und die Grundstücksnutzung (→ Gewerbegebiet, Mischgebiet, Wohngebiet) und damit verbundene limitierende Auflagen (→ Schallschutz) beeinflusst.

Alle diese Faktoren beeinflussen sowohl die bohrtechnische Erschließung des Untergrundes als auch den zukünftigen Betrieb der geothermischen Anlage. Lärmschutzauflagen erhöhen die Kosten der bohrtechnischen Erschließung des Untergrundes oder einzelner Anlagenteile so wie die Kühlungstechnik.

2.4.2. Standortgebundene Auflagen

Zusätzlich sollte auch die unmittelbare Nachbarschaft in die Standorterwägungen einbezogen werden. So ist es für das Projekt in Landau von Bedeutung gewesen, dass der Standort direkt an ein Flora-Fauna-Habitat-

¹⁷ Das Katasterwesen ist in Deutschland Ländersache. Zuständig sind die Innenminister der Bundesländer, die die Betreuung der lokalen Liegenschaften in die Verwaltung kommunaler Katasterämter oder Liegenschaftskataster übergeben haben. Das Katasteramt oder Liegenschaftskataster hat die Aufgabe alle Liegenschaften, darunter sind Gebäude und Grundstücke subsummiert - zu kartieren und zu beschreiben. Dort werden alle Grundstücke (auch Flurstücke genannt) nach ihrer Lage, ihrem Nutzungsrecht, der Größe und dem Eigentümer usw. verzeichnet und dargestellt. Änderungen werden vom Katasteramt beziehungsweise Vermessungsamt laufend eingearbeitet. Dabei werden beschreibende (Katasterbuchwerk) und kartographische Aktualisierungen (Liegenschaftskarte) durchgeführt.

Schutzgebiet angrenzt. Dies bewirkt erhöhte Anforderungen an die Bohrtechnik (→ natriumbedampfte Nacharbeitslampen zum Insektenschutz¹⁸), die Anlagentechnologie (→ z.B. Hybridkühlung¹⁹) und den Kraftwerksbau (→ 25 m breiter Grünstreifen zum Schutzgebiet, Begrünung der Kraftwerksanlage). Das Maß an standortgebundenen zusätzlichen Maßnahmen entscheidet über die Investitionshöhe und beeinflusst die Wirtschaftlichkeit des Gesamtprojektes.

Ein weiterer wichtiger Punkt bei den Kriterien der Standortwahl ist auch die Einbeziehung der „Historie“ des Standortes. Für den Standort in Landau hat die „Grundstücksgeschichte“ einen erheblichen Einfluss auf die Projektkosten. Als Standort wurde ein Konversionsareal gewählt, auf dem ehemals militärische Fahrzeuge gewartet wurden. Daraus haben sich Altlastenverdachtsmomente ergeben, die zur Folge haben, dass bei allen Erdarbeiten Bodenuntersuchungen im Hinblick auf gesundheitsschädliche Belastungen durchgeführt werden müssen und im Verdachtsfall besondere Maßnahmen der Entsorgung eingeleitet werden müssen.

Nicht nur die jüngere Nutzungsgeschichte, sondern auch die frühere wirkt auf das Maß standortgebundener Maßnahmen in Landau aus. Der Standort diente im 2. Weltkrieg als Flakstellung gegen Fliegerangriffe, wodurch der Standort Angriffsziel war. Um jedwede Gefährdung durch Munitionsstücke heute auszuschließen, sind zusätzlich Blindgängersondierungen vor jedem Eingriff in den Untergrund durchzuführen.

Dies sind in den gegebenen Projekten in Rheinland-Pfalz praktische Erfahrungen bei den standortrelevanten Fragestellungen gewesen. Denkbar sind im Hinblick auf standortrelevante Fragestellungen aber auch archäologisch wertvolle Gebiete und weitere übergeordnete öffentliche Interessen, die in Verbindung mit der Historie des Gebietes oder Grundstückes stehen.

¹⁸ Das gelblichere Licht dieser Lampen führt dazu, dass nachtaktive Insekten, die wiederum zum „Speiseplan“ seltener Fledermäuse dieses Gebietes gehören, nicht „angelockt“ werden. So werden die seltenen Insekten und natürlich die Fledermäuse geschützt.

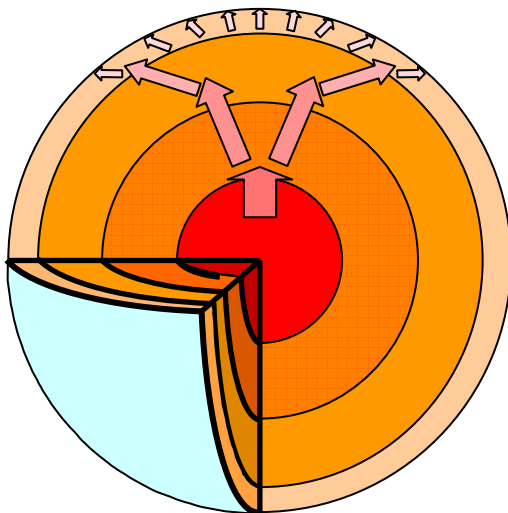
¹⁹ Die Hybridkühlung stellt eine Kombination aus reiner Luftkühlung und Nasskühlung dar. Während die Nasskühlung möglichst geringe Kühlwassertemperaturen benötigt, vermindert sich in den wärmeren Jahreszeiten die Kühlleistung einer Luftkühlung. Eine Hybridkühlung nutzt die Verdunstungskälte des Kühlwassers bei gleichzeitigem Einsatz von elektrischen Ventilatoren.

2.5. Fazit

Es liegt auf der Hand, dass alle diese Maßnahmen, die mit der Standortwahl verbunden sind, die Projektkosten treiben. Aus diesen Gründen ist es wichtig, schon in der Projektvorplanung die standortrelevanten Aspekte zu klären. In Konsequenz entscheidet die Standortwahl die Höhe der Projektkosten, die genehmigungsrechtlichen Prämissen, die bohrtechnischen Implikationen und die einzusetzenden technologischen Komponenten.

3. Einflussfaktor Geologie

3.1. Allgemeines zur Geothermie



Erdwärme oder Geothermie ist nach menschlichem Ermessen eine unerschöpfliche Energiequelle. Im Gegensatz zu den übrigen erneuerbaren Energiequellen, die von der Sonne direkt oder indirekt gespeist werden, erhält die Erdwärme ihre Energie aus dem Erdinneren. Unser Erdball gleicht gewissermaßen einer „kalten Sonne“²⁰.

Abb. 2.: Vereinfachtes Schema Temperaturzonen und Wärmefluss

Die Erdwärme stammt zu 70 % aus der Zerfallsenergie langlebiger radioaktiver Isotope und zu 30 % aus der Ursprungswärme aus der Zeit der Geburt unserer Erde vor ca. 4500 Millionen Jahren. Die Temperatur im inneren Erdkern beträgt nach verschiedenen Schätzungen zwischen 4500 °C und 6500 °C. Damit sind 99 % unseres Planeten heißer als 1000 °C. Von diesem letzten Prozent unseres Planeten wiederum sind immer noch 99 % heißer als 100°C. Wir leben quasi auf einer „Eischale“.

²⁰ Die chemisch-physikalischen Prozesse der Sonne sind strenggenommen völlig andere als im Erdinneren, der Vergleich gelingt nur über die „Dauer“ des Prozesses

Fast überall auf der Welt erreicht das Gestein in ca. 1 Kilometer Tiefe eine Temperatur von 35 °C bis 40 °C.²¹ Nur unter besonderen geologischen Bedingungen kann die Temperatur dort auch 100 °C bis 400 °C betragen. Der an der Erdoberfläche ankommende Wärmefluss (→ Wärmekonduktion; → Wärmekonvektion) aus dem Erdinneren beträgt durchschnittlich 0,063 Watt/m².

Der Energiebetrag der Wärmeabstrahlung mag auf den ersten Blick vergleichsweise gering anmuten, jedoch dreht sich das Verhältnis durch die kontinuierliche Wärmeabstrahlung um. Allein die in den oberen 3 Kilometer der Erdkruste gespeicherte Wärmeenergie würde nach Einschätzungen von Experten ausreichen, um die Erde für etwa 100.000 Jahre mit Energie zu versorgen.

Um jedoch dieses scheinbar unerschöpfliche Energiepotential nutzen zu können, braucht man ein Trägermedium, das die Wärme (schneller) zur Oberfläche befördert. Hier dient in aller Regel Wasser als Energie(träger)medium, ob in Form von Wasser, Sole oder Dampf. Je nach Energiegehalt (Wärme) unterscheidet man zwischen der Nutzung hochenthalpischer²² und niederenthalpischer²² Thermalquellen. Erstere finden sich vorwiegend in vulkanisch oder tektonisch aktiven Regionen der Erde. Der überwiegende Rest unseres Planeten birgt allerdings niederenthalpische Energie unter der Erdoberfläche.

3.1.1. Kleiner Geschichtsüberblick der Geothermienutzung

Nicht nur die Zukunft der geothermischen Energienutzung scheint unermesslich lang, auch die Historie der Nutzung der Erdwärme reicht in die Anfänge der Menschheitsgeschichte²³. Schon früh nutzte der Mensch Thermalquellen zur Erhaltung der körperlichen Gesundheit – antike Thermen Griechenlands und des römischen Reiches sind heute noch zu bestaunen. Diese Art der Nut

²¹ Der allgemeine geothermische Gradient beträgt 3 °C/100m.

²² Enthalpie setzt sich aus innerer Energie (Kinetik) und Volumenarbeit (Druck und Volumen) additiv zusammen. Sie steigt mit zunehmender Temperatur an.

²³ Einige Affenarten auf der japanischen Hauptinsel nutzen Heißwasserquellen zur Körperpflege (Parasiten) und zum Aufwärmen an sehr kalten Wintertagen

zung beruhte auf natürlichen Thermalwasserquellen, die entweder artesisch²⁴ entspringen oder durch Geysire gespeist wurden. Mit dem Zeitalter der bohrtechnischen Erschließung von Erdöl- und Grundwasserlagerstätten wurden auch vermehrt Thermalwasserbohrungen abgeteuft.

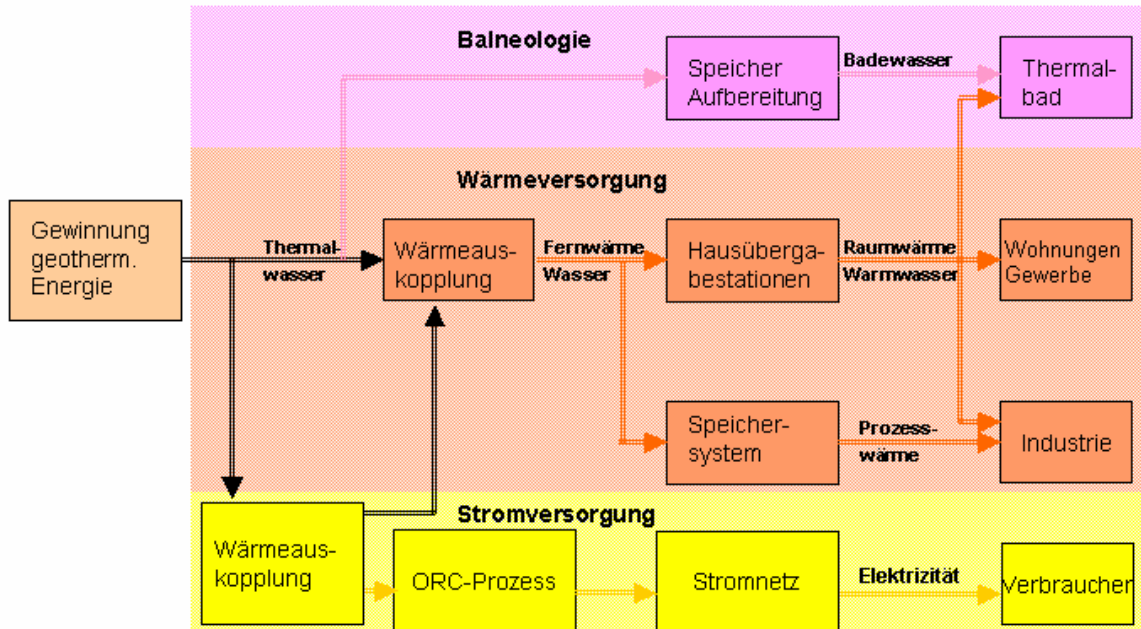


Abb. 3.: Schema der Geothermienutzung (chronologische Abfolge von oben nach unten)

Erste Versuche, geothermische Energie im wirtschaftlichen Rahmen zu nutzen, wurde in den Hochenthalpiegebieten, besonders in Italien in der seismisch aktiven Toskana vorgenommen. In Lardarello wurde 1904 der erste geothermisch erzeugte Strom gewonnen. Island errichtete schon zu Beginn des letzten Jahrhunderts eine geothermisch gespeiste Fernwärmeversorgung, und in den USA in Kalifornien (→ San Andreas Graben) wurde in den 60er Jahren die größte geothermische Kraftwerksanlage „The Geysirs“ in Betrieb genommen. Diese Anlage deckt (noch heute) den Strombedarf von ganz San Franzisko.

²⁴ Artesische Quellen entstehen, wenn ein Grundwasserleiter zwischen zwei undurchlässigen, muldenförmigen Schichten lagert und der Gewichtsdruck der darüber liegenden Gesteinsschichten einen Überdruck erzeugt. So kann das gespannte Grundwasser infolge des Überdrucks eigenständig oberflächennah ausfließen bzw. über das Gelände sprudeln, vorausgesetzt die Grundwasserentnahmestelle liegt tiefer als der Grundwasserspiegel. Von diesen Quellen sind die durch magmatische Hitze erzeugten Geysire zu unterscheiden.

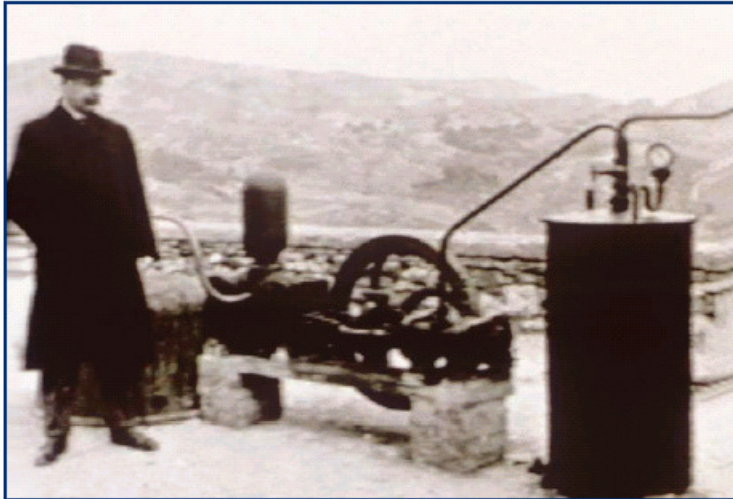


Abb. 4.: Versuchsanordnung in Lardarello, 1904

Die Ölkrise in den 70er Jahren löste einen Boom für geothermische Energiegewinnung aus. Dieser Boom schwappte in den 80er Jahren nach Europa und Westdeutschland (→ Geothermieprojekte: Bruchsal, Bad Urach, Soultz-sous-Forêts). Auch in Ostdeutschland zwang die sich zuspitzende Energiekrise Versuche vorzunehmen, Erdwärme zu nutzen (→ Geothermieprojekte: Neustadt-Glewe, u.a.) - die COMECON verkaufte die fossilen Energieträger vorzugsweise zu harten Devisen. Die Wiedervereinigung führte dazu, dass westliches und östliches Know-how geothermischer Energiegewinnung zusammengeführt wurden. So wurde in 2003 in Neustadt-Glewe die erste deutsche Kraftwerksanlage in Betrieb genommen. Der gelungene Versuch ermuntert angesichts sich verteuernder Rohstoffe und einer Novellierung des Erneuerbare Energien Gesetzes, weitere Projekte in Angriff zu nehmen.

3.1.2. Einteilung der Geothermie nach Tiefe und Temperatur

Erdwärme ist die im gesamten Erdkörper enthaltene Wärme. Die Temperatur variiert durch die Faktoren Teufe und Geologie. Aus diesem Grund wird landläufig die geothermische Energiegewinnung teufenabhängig²⁵ in Oberflächen-nahe und Tiefe Geothermie unterteilt. Die Teufengrenze zwischen den beiden Arten der geothermischen Energiegewinnung ist bei ca. 400 m Tiefe anzusetzen, wobei der Nutzung des tieferen Bereiches derzeit eine (bohr-)technische Grenze von ca. 9.000 m²⁶ gesetzt ist.

²⁵ Teufe ist der bergmännische Ausdruck für Tiefe (unter Geländeoberkannte [Gok]).

²⁶ Ungefähre Teufe der Kontinentaltiefbohrung (KTB) bei Windisch-Eschenbach

Die Reihenfolge der nachfolgend aufgeführten Explorationssysteme folgt der Explorationstiefe einerseits, andererseits kann auch der Sättigungsgrad an Grund- oder Tiefenwasser zur Einteilung herangezogen werden, so dass eine gleitende Einteilung der Geothermie von hydrogeologischen Ressourcen zu hydrothermalen Ressourcen vorgenommen werden kann.

Weiterhin kann die Geothermie unter dem Gesichtspunkt der technologischen Anforderung der Wärmegewinnung unterteilt werden in Niedertemperaturgeothermie, die den Einsatz von Wärmepumpen erfordert, und Prozesstemperaturgeothermie, die die Erdwärme über einen Direkttausch nutzt, und die Wärme (nicht Thermalwasser!) für einen folgenden Prozess der Wärmenutzung quasi „umleitet“.²⁷ Hierfür sind notwendigerweise höhere Temperaturen erforderlich.

3.1.2.1. Niedertemperaturgeothermie

3.1.2.1.1. Oberflächennahe Geothermie

Die geringe eigene Wärmeabstrahlung unseres Planeten führt dazu, dass die Sonne eine fast 20.000-fache Einstrahlungsenergie in die oberen Erdschichten einträgt. Die jahreszeitlich bedingten Schwankungen der Temperatur im Untergrund nimmt mit zunehmender Tiefe ab und erreichen ab 20 m Tiefe ihre Grenze²⁸.

Das nutzbare Temperaturniveau der oberflächennahen Geothermie in Deutschland liegt zwischen ca. 7°C und 25°C. Dieses niedrige Temperaturniveau kann man für Heizzwecke und Warmwasserversorgung normalerweise²⁹ nur mit Hilfe von Wärmepumpen erschließen, um ein ausreichendes Temperaturniveau zu erreichen.

²⁷ Der Unterschied ist die „Verweildauer“ der Wärme bis zur Nutzung. In der Niedertemperaturgeothermie wird die gewonnene Wärme umgehend genutzt, bei der Prozesstemperaturgeothermie wird die Energie erst zu dem Ort der Nutzung geleitet und dann genutzt.

²⁸ In den verschiedenen geologischen Zeitaltern beeinflusste damals die Sonnenenergie die Untergrundtemperaturen unterschiedlich stark. In Sibirien z.B. reicht die Vereisung des Untergrundes heutzutage an manchen Stellen bis zu einem Kilometer tief. Noch tiefer dringt die Vereisung in Kälteperioden wie den Eiszeiten.

²⁹ Bei geothermisch gespeisten Heizsystemen, die eine große Fläche nutzen, wie z.B. Betonkernaktivierung, kann unter Umständen ohne Wärmepumpe gearbeitet werden. Dies setzt jedoch einen gebäudetechnischen Neubau mit entsprechender Isolation der Gebäudehülle voraus.

Um dem Erdreich die Wärme entziehen oder zu Kühlungszwecken zuführen zu können, kommen im bodennahen Bereich fluidgefüllte

- Erdwärmekollektoren oder
- erdberührte Betonbauteile (→ Energiepfähle, Grundplatten → nur bei Neubauten²⁹)

zum Einsatz. In den grundwassernahen und den darunter liegenden Schichten müssen Bohrungen zur Erschließung der Erdwärme herangezogen werden, wie sie folgende fluidgefüllten Systeme in aller Regel nutzen:

- Thermische Untergrundspeicher
- Erdwärmesonden
- Grundwasser-Wärmepumpe.

Obwohl der Temperaturbereich sehr klein ist, ist das architektonische Anwendungsspektrum der oberflächennahen Geothermie sehr breit. Das Behaglichkeitsempfinden setzt Umgebungstemperaturen von lediglich 19° C bis 24° C voraus³⁰.

Die aktuelle Versorgungsstruktur, die momentan aufgrund der besseren Effizienz von zentralen Großversorgungseinheiten (→ Kraft-Wärme-Kopplung) eine größere strukturelle Priorität genießt, würde kleinen und mittleren dezen-

³⁰ Die Temperaturangabe steht in Abhängigkeit von der Temperatur der Raumschließungsflächen (Wände, Fußboden, Decke), die dann im Bereich von 16° C bis 25° C liegen sollen.

tralen Anlagen weichen. Mit derartigen dezentralen Energiesystemen in

- Einfamilienhäusern,
- Werks- und Montagehallen,
- einzelnen Büro- und Verwaltungsgebäuden,
- öffentlichen Gebäuden, Schulen, Krankenhäusern, Museen, Schwimmbädern, etc.
- Wohnsiedlungen
- Gewerbebetrieben

könnte überproportional hoher CO₂-Ausstoß vermieden werden, um eine Klimatisierung (Wärme und Kälte) und eine Warmwasserversorgung für diese architektonischen Einheiten bereitzustellen. Allein der Umfang des Wärmebedarfs setzt der Oberflächennahen Geothermie Grenzen.

Diese Grenze setzt das Bundesbergrecht sowohl bei einer Teufe von 100 m als auch bei einer Versorgung, die über die Grundstücksgrenze, auf der die Geothermieanlage steht, hinausreicht. Die Oberflächennahe Geothermie unterliegt einem vereinfachten Genehmigungsverfahren. Einzig Erschließungsteufen über 100 m bedürfen einer bergrechtlichen Genehmigung.

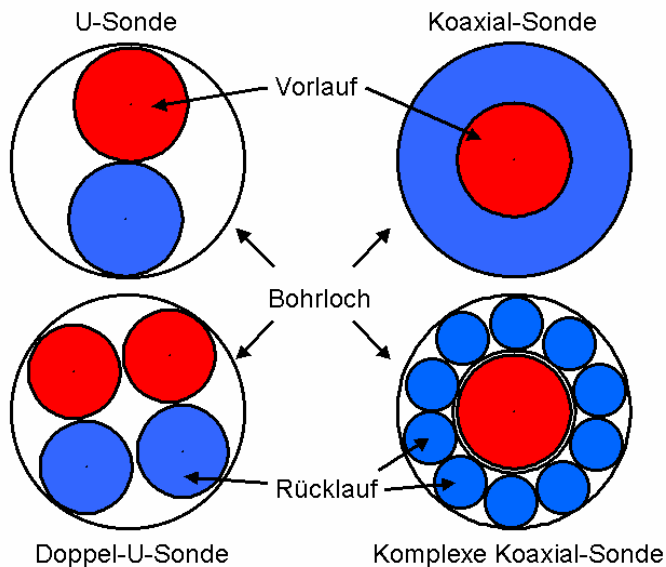
3.1.2.1.2. Tiefe Erdwärmesonde

Bei der Frage nach einer geothermischen Versorgung bei größeren Wärmebedarfsfällen, wie sie vorzugsweise bei den letzten drei architektonischen Beispielen im vorangegangenen Kapitel oder aber bei ganzen Stadtteilen entstehen, reicht die Oberflächennahe Geothermie mit ihrem niedrigen Temperaturbereich nicht aus. In diesen Fällen muss man den tieferen Untergrund, der eine höhere Temperatur hat und damit eine größere Wärmemenge bereitstellt, bohrtechnisch erschließen. Um die Betriebskosten des späteren Wärmepumpeneinsatzes gering zu halten, werden in aller Regel Temperaturbereiche zwischen 25° C und 70° C benötigt, die jenseits der bergrechtlichen „Hundertmeter-Grenze“ und unterhalb von 400 m vorliegen. Ein Sonderfall liegt bei der Nutzung von Erdwärme aus (stillgelegten) Bergwerken vor.

Grundsätzlich bedient sich die Tiefe Erdwärmesonde des Prinzips der Erdwärmesonden der Oberflächennahen Geothermie. In ein Bohrloch wird ein

Sondensystem versenkt. Das Sondensystem besteht aus einem fluidgefüllten (in aller Regel Wasser mit Glycol → Grundwasserschutz) Rohrsystem, das unterschiedlich ausgestaltet sein kann. Genutzt wird quasi eine Rohrdublette mit einem Warmwasserrohr (Vorlauf) und einem Kaltwasserrohr (Rücklauf).

Abb. 5.: Schema der verschiedenen Sondenausführungen Tiefer Erdwärmesonden



Durch das Kaltwasserrohr wird das Fluid in die Tiefe verpresst. Auf seinem langsamen Weg nach unten nimmt es dort die Umgebungstemperatur des Gesteins an (→ Konvektion) und steigt durch das Warmwasserrohr wieder nach oben, wo die Wärme über eine Wärmepumpe abgenommen wird und in ein Nah- oder Fernwärmesystem eingespeist wird. Das abgekühlte Medium wird dann wieder in die Tiefe gepumpt, womit sich der Kreislauf schließt.

Die Vattenfall Berlin (ehemals Bewag AG) betreibt seit 10 Jahren erfolgreich in Prenzlau eine Tiefe Erdwärmesonde, wobei seitens der Betreiber ausdrücklich betont wird, dass

- kein Bohrrisiko bzw. Fündigkeitsrisiko besteht.
- lediglich eine Bohrung genutzt wird.
- ein durchgehender Vollastbetrieb möglich ist.

- bei Pumpenausfall eine Notversorgung durch das natürliche Konvektionsverhalten – entsprechende Untergrundtemperaturen bzw. Explorationstufen vorausgesetzt - des Wärmeträgers möglich ist.³¹

Ein aktuelles Projekt in Aachen nutzt ebenfalls eine Tiefe Erdwärmesonde zur Versorgung der ansässigen Universität („Super C-Projekt“).

Als Energiegewinnungsverfahren, das nur eine Bohrung nutzt, kann die Tiefe Erdwärmesonde als potentielles Nachnutzungskonzept für fehlgegangene Hydrothermalbohrungen betrachtet werden (siehe 5.3.2.5.1 Risikominimierende Bohrplanung). Insofern ist die Tiefe Erdwärmesonde eine „Link-Technologie“, eine Übergangstechnologie zur Prozesstemperaturgeothermie.

3.1.2.2. Prozesstemperaturgeothermie

Die Prozesstemperaturgeothermie benötigt wie die Tiefe Erdwärmesonde höhere Temperaturen. Diese liegen bei der Prozesstemperaturgeothermie im Temperaturbereich oberhalb von 40° C. Der untere Temperaturbereich überlappt sich mit dem der Tiefen Erdwärmesonde. Die Prozesstemperaturgeothermie geht aber weit über den Temperaturbereich der Tiefen Erdwärmesonde hinaus, reicht ihre Temperaturspanne bis weit über 200° C. Solche Temperaturen finden sich allerdings in Erschließungsteufen jenseits der 4.000 m, weswegen die Prozesstemperaturgeothermie auch Tiefe Geothermie genannt wird.

Wie der Name Prozesstemperaturgeothermie andeutet, werden durch diese Explorationsart der Geothermie erheblich größere Wärmemengen bereitgestellt. Dies bedeutet zum einen nicht nur höhere Temperaturen, also Erschließungsteufen, sondern auch wesentlich größere Mengen an Wärmeträgermedium als die Tiefe Erdwärmesonde sie mit ihren Rohrsystemen umwälzt. Um dies zu erreichen, nutzt die Prozesstemperaturgeothermie immer zwei oder mehr Bohrungen (→ Dublettensystem), wobei zwischen Förderbohrungen und

³¹ vgl. Broßmann, Dr.-Ing. E. et al. : „10 Jahre Betrieb der Erdwärme-Tiefensonde Prenzlau“, in Geothermische Vereinigung e.V. (Hrsg.), Tagungsband: „Die neue Rolle der Geothermie mit 5. Symposium Erdgekoppelte Wärmepumpen“, Geeste 2004, S. 194-197.

Reinjektionsbohrungen - auch Verpressbohrungen genannt – unterschieden wird.

Ein weiterer Unterschied zur Tiefen Erdwärmesonde ist, dass die Prozesstemperaturgeothermie die geförderte Wärme über Direktwärmetauscher auskoppelt und keine Wärmepumpen benötigt. Dieser Auskopplungsprozess kann im Fernwärmebetrieb je nach Durchflussrate Wirkungsgrade von bis zu 95 % erreichen. Die Wärme wird direkt dem eigentlichen Nutzungsprozess – ob Stromerzeugung oder Fernwärmeversorgung – zugeführt. Je nach Wärmenutzung muss zwischen wärmegeführten und stromgeführten Anlagen unterschieden werden. Im ersten Fall hat die Fernwärmeversorgung Vorrang, im zweiten Fall hat die Stromerzeugung Priorität. Für eine Stromerzeugung sind allerdings Temperaturen von wenigstens 100° C notwendig, so dass die Fernwärmeversorgung aus Geothermie auch nach der Stromerzeugung garantiert werden kann.

Ist die Wärmemenge hoch genug, kann der Nutzungsgrad die Wärme kaskadenartig, in hintereinander folgenden Auskühlungsschritten (→ Wärmesenkung) von einer Stromerzeugung angefangen bis zur Nutzung der Restwärme nach der Fernwärmeauskopplung optimiert werden. Gleiches gilt für die „Abfallwärme“, die nach der Kühlung des Arbeitsmittels des Stromprozesses anfällt. Hier kommen als potentielle Abnehmer dieser niedertemperierten „Sekundärwärme“ Gewächshäuser, Fischzuchtbetriebe, Trocknungsanlagen, etc. in Frage. Die Optimierung der Wärmenutzung bedeutet gleichzeitig auch eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit.

Aus dem Vorangegangenen wird deutlich, dass die Prozesstemperaturgeothermie vorwiegend den Temperaturbereich über 100° C anstrebt. Die Erschließung solcher Temperaturbereiche im tieferen Untergrund ist grundsätzlich über zwei Arten möglich. Zunächst können geologische Schichten, die Thermalwasser führen, erschlossen werden. Dieses Verfahren wird Hydrothermale Geothermie genannt. Weiterhin ist die Erschließung von Trockengestein möglich, das künstlich zu einem untertägigen Wärmetauscher verwandelt wird. Dieses Verfahren ist unter dem Begriff Hot-Dry-Rock bekannt, wenngleich der Begriff Enhanced Geothermal System international üblicher ist.

3.1.2.2.1. Hydrothermale Geothermie

Die Hydrothermale Geothermie oder Hydrogeothermie nutzt natürlich vorkommende Heißwasserlagerstätten. Im Gegensatz zur Oberflächennahen Geothermie bzw. Tiefen Erdwärmesonde, die flächendeckend eingesetzt werden können, ist die Nutzung von hydrothermalen Ressourcen auf wenige Gebiete in Deutschland beschränkt. Die nachfolgende Karte zeigt die Gebiete, in denen – nach heutigem Erkenntnisstand - eine hydrothermale Energiegewinnung möglich ist.

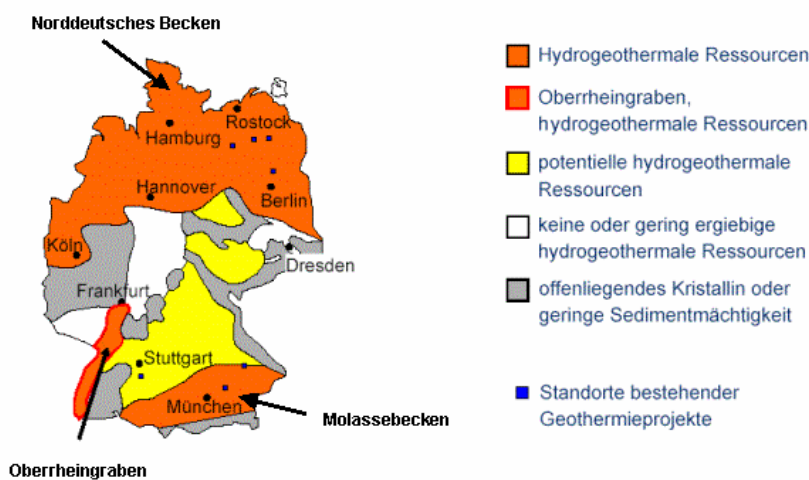


Abb. 6.: Schematische Darstellung der Verteilung der Hydrothermalgebiete

Nicht nur die Verteilung der Heißwasserlagerstätten ist ungleichmäßig, sondern auch die Eigenschaften der Lagerstätten – auch Aquifere³² genannt - unterscheiden sich. Diese Eigenschaften werden durch die Temperatur, die Fließigenschaften, die durch den geologischen Aufbau des Wasserspeichers bestimmt sind, und die in den Wässern enthaltenen Mineralien definiert. Diese Eigenschaften wiederum definieren die physikalisch/chemischen Eckparameter (→ geothermische Parameter) der Energiegewinnung.

Der Großteil der auf der Karte abgebildeten Verteilungsflächen der Hydrothermalgebiete bietet Temperaturen, die zwischen 40 °C und 90 °C liegen. Sie kommen nur für eine geothermisch gespeiste Wärmeversorgung in Frage. Nur wenige hydrothermale Gebiete weisen höhere Temperaturen aus, die für eine Stromproduktion notwendig sind. Diese Temperaturen finden sich in Teufen-

³² Lat. Begriff zusammengesetzt aus „aqua“ (Wasser) und „ferrere“ (tragen, bringen) = „Wasserträger“

bereichen ab ca. 2.000 m im Oberrheingraben, ab ca. 2.300 m im Norddeutschen Becken und im Molassebecken ab ca. 2.800 m.

3.1.2.2.2. Hot-Dry-Rock-(HDR-)Verfahren

Die ungleichmäßige Verteilung, die Standortgebundenheit und die lokale Abweichungen der Durchschnittsparameter führte schon früh dazu, dass man versuchte, sich von diesen Eigenschaften der Hydrothermallagerstätten unabhängiger zu machen. Gleichzeitig stellte sich die Aufgabe, die für eine Stromproduktion notwendigen Temperaturen zu erreichen. In Anlehnung an geologische Erkenntnisse aus der Erdölexploration, die Stimulationsmaßnahmen zur Verbesserung der Förderqualitäten ersannen, wurde das Hot-Dry-Rock-Verfahren entwickelt. Deutschland startete 1979/80 in Bad Urach ein wissenschaftliches Programm, das HDR-Verfahren voranzubringen, die EU ihrerseits fast zeitgleich in Soultz-sous-Forêts.

Das Hot-Dry-Rock-Verfahren (HDR) – wie der Name verdeutlicht - erschließt zuerst heiße, trockene Tiefengesteine, die sich in aller Regel in Tiefen unterhalb von 3.000 m befinden. Dort liegen unter „lockeren“ Sedimentschichten spröde Gesteine, nämlich Sedimentgesteine, die durch Hitze- und Druckeinwirkung zu Gneisen metamorphierten³³, oder erstarrte magmatische Gesteine (Basalte). Durch tektonische Bewegungen in der Erdgeschichte und durch die harte Sonneneinstrahlung³⁴ der Urzeit (→ Archaikum) entstanden natürliche Risse und Rissflächen, über die sich im Laufe der Zeit Sedimente ablagerten. Gleichzeitig wirkte der Untergrund aufgrund der geringen Porosität des Gesteins wie ein Wasserstauer. So nahmen im Laufe der Zeit die Risse im oberen Teil der Erdkruste Oberflächenwasser auf.

Nachdem das spröde Tiefengestein mit seinem natürlichen Rissystem bohrtechnisch erschlossen ist, wird unter sehr hohem Druck Wasser in die Bohrung verpresst (→ hydraulic fracturing = Frac). Das „Aufschwemmen“ des Gesteinskörpers führt dazu, dass sich tektonisch aufgebaute Spannungen durch die Scherung (Weitung) der natürlichen Risse im Untergrund sprunghaft ent-

³³ Ein geeignetes Beispiel für den Metamorphoseprozess ist die Bildung von Marmor aus Sandstein. Die Marmorierung ist nichts anderes als die Abfolge von Sedimentablagerungen.

³⁴ Die Atmosphäre mit ihrer schützenden Ozonschicht entstand erst viel später.

laden können (→ Mikroseismik). Dies hat zur Folge, dass sich das Rissystem ausweitet und sich untereinander vernetzt. Der Grad der Vernetzung dieser Risse entscheidet über die Größe der künstlich erzeugten Wärmetauscherfläche in der Tiefe. Die mikroseismischen Entladungen können mittels hochempfindlicher Geophone aufgenommen und geortet werden, wodurch man den Verlauf der künstlich erzeugten Risse in der Tiefe verfolgen kann.

Die Ortung des Rissystems ist auch notwendig, um den Zielpunkt der 2. Bohrung zu bestimmen. Diese wird in möglichst großem Abstand zum Zielpunkt der ersten Bohrung und Verbindung zum Rissystem niedergebracht. Damit erzielt man eine hydraulische Verbindung zwischen den Bohrungen. So kann kühles Wasser in einer Bohrung verpresst werden. Diese durchwandert die Risse, die nun als Wärmetauscherflächen dienen, und nimmt die Umgebungstemperatur an. Aus der anderen Bohrung wird es dann als Heißwasser wieder gefördert.

Das HDR-Verfahren befindet sich derzeit noch im Versuchs- und Erprobungsstadium. Experten schätzen die Übertragbarkeit auf andere Gebiete und Regionen hoch ein, wodurch eine Standortunabhängigkeit von natürlichen Thermalwasserstätten gegeben ist, jedoch ist mit einer Marktreife dieses Verfahrens erst in 5-10 Jahren zu rechnen. Trotzdem ist dieses Verfahren ein potentielles Nachnutzungskonzept für fehlgegangene Hydrothermalbohrungen. Gerade der Forschungscharakter dieses Verfahrens könnte dazu beitragen, dass Erweiterungsinvestitionen für die Vertiefung einer solchen Bohrung mit Fördergeldern zu Forschungszwecken für Projektträger mit niedrigeren zusätzlichen Investitionen abgewickelt werden könnten.

3.1.3. Fazit aus dem allgemeinen geologischen Kenntnisstand

Die Niedertemperaturgeothermie kann in Rheinland-Pfalz flächendeckend eingesetzt werden. So besteht schon von vorneherein ein überaus großes Potential, fossile Energieträger zur Wärmebereitstellung durch Geothermie zu substituieren, und dadurch ein entsprechendes CO₂-Reduktionspotential. Gerade im Hinblick auf die zersiedelte Bebauungsstruktur mit vielen Einzelobjekten und ebenso vielen Kleinstgemeinden (< 3.000 Einw.) scheint in dieser Form der dezentralen Versorgung die Erneuerbare Energie Geothermie als eine hervorragende Alternative, sowohl was die Marktentwicklungsperspekti-

ven (→ Rohölpreis; → Herstellungskosten) als auch die Strukturaffinität (→ lokaler Wärmebedarf) angeht.

Bei der Prozesstemperaturgeothermie ist die Hydrogeothermie als Schlüsseltechnologie bzw. Schlüsselmarkt zu betrachten. Zum einen können Erkenntnisse direkt auf das HDR-Verfahren, das die zukünftige Geothermieexploration unabhängig von Thermalwasserlagerstätten machen soll, übertragen werden, zum anderen hat Rheinland-Pfalz den größten flächenmäßigen Anteil am Hydrothermalgebiet des Oberrheingrabens. Weiterhin bietet der Oberrheingraben aufgrund seiner Geologie beste Temperaturparameter, so dass sowohl die klassische Wärmeversorgung als auch eine Stromproduktion aus hydrogeothermischen Ressourcen prinzipiell möglich ist. Um geothermische Energie im Oberrheingraben nutzen zu können, ist es notwendig, sich mit den regionalen Eigenschaften des Oberrheingrabens vertraut zu machen, die dann wiederum lokal sehr unterschiedlich ausfallen können.

3.2. Geologische Bedingungen in Rheinland-Pfalz

Die Frage nach dem Standort eines Geothermieprojektes hängt wesentlich von den geologischen Bedingungen ab. So wird schon grundsätzlich an der Standortfrage entschieden, ob ein Projekt überhaupt hydrothermale Ressourcen³⁵ nutzen kann.

Sind keine natürlichen Thermalwasserlagerstätten für einen wirtschaftlichen Betrieb gegeben, so ist die Alternative der Anwendung des HDR-Verfahrens³⁶ oder der Tiefen Erdwärme zu prüfen. In ersterem Fall ist von vornherein mit wesentlich höheren Bohrkosten aufgrund der normalerweise größeren Erschließungsteufe dieser Erschließungstechnik zu rechnen. Neben diesem höheren Invest müssen auch zusätzliche Aufwendungen zur Stimulation des Tiefengesteins (→ Frac-Verfahren) hinzugerechnet werden. Im zweiten Fall kann eine weitere wirtschaftliche Betrachtung nur auf eine Wärmeversorgung abgestellt werden.

³⁵ Hydrothermalgebiete in Deutschland sind das Norddeutsche Becken, das Molassebecken und der Oberrheingraben

³⁶ Europäisches Hot-Dry-Rock-Forschungsprojekt im elsässisches Soultz-sous-forêts

3.2.1. Bedingungen des Kluftsystems im Oberrheingraben

Die aktuellen rheinland-pfälzischen Geothermieprojekte liegen alle in einem hydrothermal günstigen Bereich, dem Oberrheingraben. Es handelt sich beim Oberrheingraben um eine tektonische Bruchzone mit starkem vertikalen und geringerem horizontalen Versatz. Der Oberrheingraben ist im Wesentlichen durch plattentektonisch bedingte Extension³⁷ entstanden. Diese Extension bewirkte ein Absinken und Verkeilen einzelner Teilschollen mit gleichzeitiger Ausbildung eines ausgedehnten Kluftsystems. Die Hauptstörungenzonen der vielen Kluftsysteme erstrecken sich dabei in der Linie von Basel bis Darmstadt, verlaufen also von SSW nach NNE. Diese Kluftsysteme bildeten Wegsamkeiten für zirkulierende Wässer aus (vgl. Abb. 11.: Schema des heterogenen Thermalwassersystems (→ konvektiver Wärmetransport) auf S. 38). Der Einbruch des Oberrheingrabens war während bestimmter geologischer Phasen (→ Erdgeschichtliche Epochen) durch vulkanische Aktivität³⁸ begleitet.

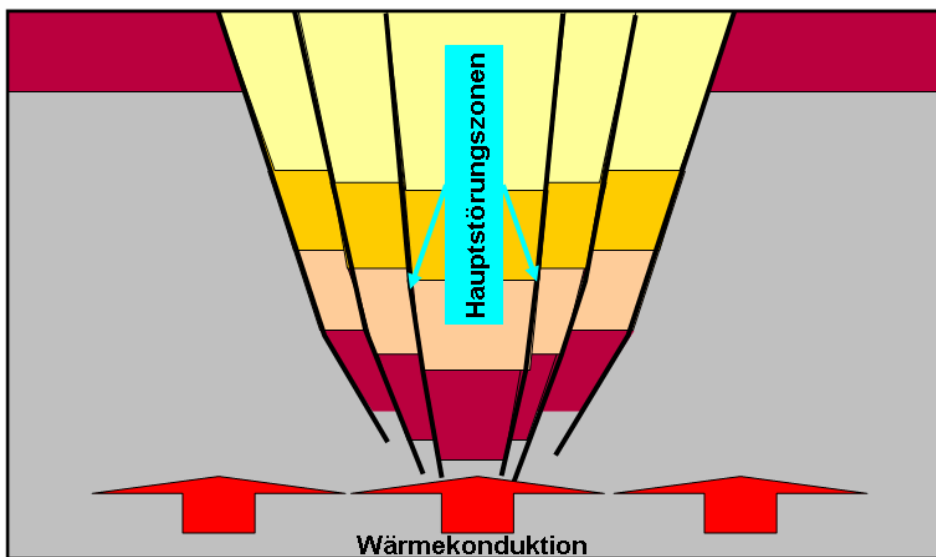


Abb. 7.: Schema der Bruchzonengengese des Oberrheingrabens

3.2.1.1. Bedingungen der Fördermenge

Bei dem Kluftsystem des Oberrheingrabens handelt es sich um ein heterogenes Thermalwassersystem (→ Aquifertyp). Während im Norddeutschen Be-

³⁷ Lat. = Streckung

³⁸ Ein Beispiel für eine vulkanische Aktivität ist der Kaiserstuhl-Vulkanismus vor ca. 15 Millionen Jahre

cken bei dem Projekt Neustadt-Glewe ein poröser Sandstein (→ Porosität³⁹) in ca. 2300 m Tiefe erschlossen wurde, wurde bei dem Geothermieprojekt

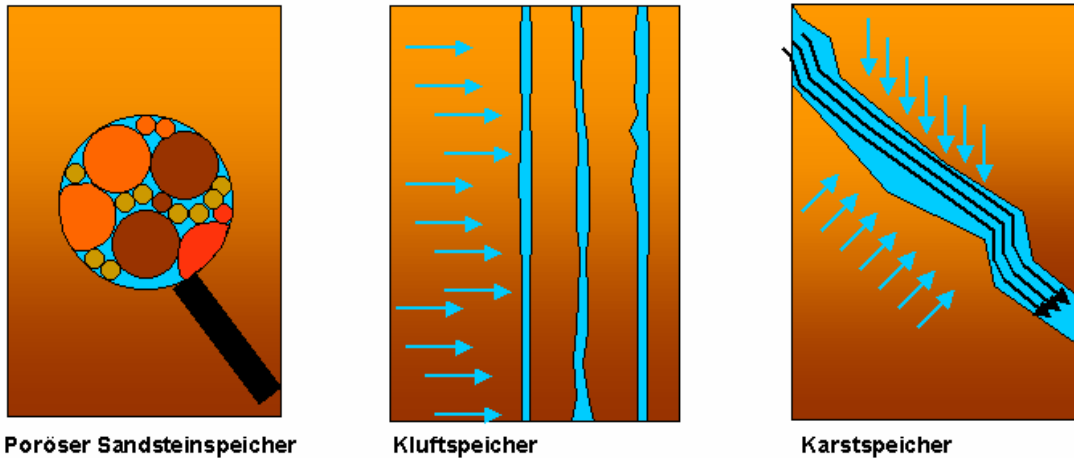


Abb. 8.: Vereinfachtes Schema der Aquifertypen

Unterhaching ein Karstleiter⁴⁰ (→ Transmissibilität⁴¹) im kalkreichen Malm als Zielhorizont festgemacht. Diese beiden Projekte nutzen homogene Thermalwassersysteme, d.h. diese Systeme haben kaum einen vertikalen Wasseraustausch zwischen den verschiedenen geologischen Formationen.

Aufgrund der geringen Durchflussrate (→ Permeabilität⁴²) des körnigen Sandsteins im Norddeutschen Becken liegt die Schüttmenge in diesem Gebiet i.d.R. < 50 ltr/sek. Die Schüttmenge bei den Karstleitern im Molassebecken liegt um ein wesentliches höher. In Unterhaching z.B. wurde bei der ersten Bohrung eine Schüttungsmenge von 120 ltr/sek festgestellt⁴³. Das heterogene Thermalwassersystem im Oberrheingraben dagegen bezieht aufgrund der Zerblockungsstruktur (→ Tektonik) aus verschiedenen Gesteinsformationen

³⁹ Das ist der Zwischenraum zwischen den einzelnen Sandkörnchen, zu vergleichen mit einer „Dichtesten Kugelpackung“, bei welcher es unausgefüllte Zwischenräume gibt. Diese Zwischenräume ermöglichen minimale Fließraten des Thermalwassers. Siehe Abb. 9.: Schema der hydraulischen Kenngrößen (→ schwarze Pfeilabbildungen), links, S. 36.

⁴⁰ Es handelt sich um ein durch Auswaschungen von Klüften entstandenes Thermalwassersystem.

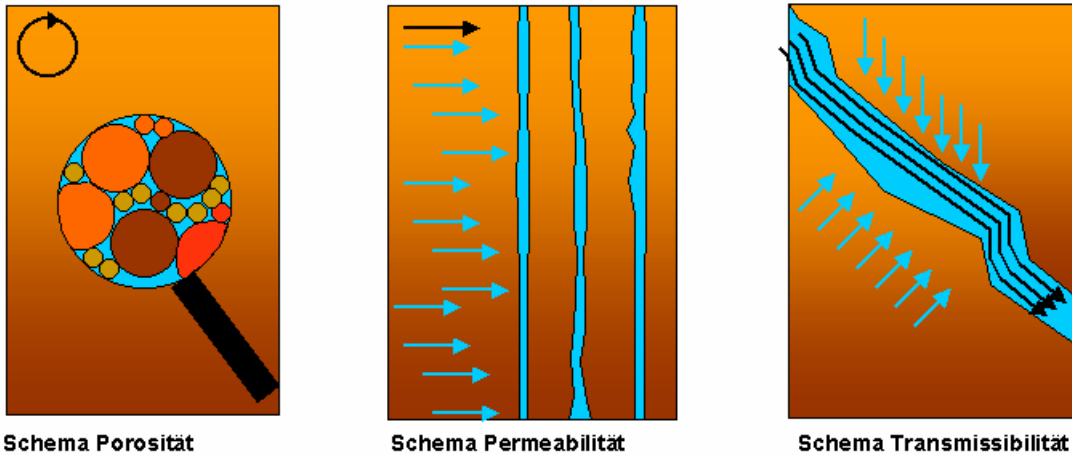
⁴¹ Hydraulisches Leitvermögen, siehe Abb. 9.: Schema der hydraulischen Kenngrößen (→ schwarze Pfeilabbildungen), rechts

⁴² siehe Abb. 9.: Schema der hydraulischen Kenngrößen (→ schwarze Pfeilabbildungen), Mitte

⁴³ Die Schüttungsmengen können im Molassebecken bis zu 200 ltr/sek betragen.

sein Wasser. Die Risse im Untergrund - oft wenig mehr als ein haarbreit - wirken daher wie ein untertägliches Drainagesystem, so dass hier Schüttungsmengen von bis zu 100 ltr/sek⁴⁴ prognostiziert werden.

Abb. 9.: Schema der hydraulischen Kenngrößen (→ schwarze Pfeilabbildungen)



3.2.1.2. Bedingungen der Fördertemperatur

Das Kluftsystem des Oberrheingrabens erstreckt sich heute von relativ „oberflächennahen“ Schichten bis in das magmatische und metamorphe Grundgebirge, das in Landau bei ca. 3000 m Tiefe liegt. Der Oberrheingraben hat auffallend höhere Temperaturen in geringerer Tiefe als andere Gebiete Deutschlands. Für Landau, das über einer besonders hohen Temperaturanomalie liegt, werden in der Tiefe von ca. 3.000 m 160° C erwartet. Die deutsche Durchschnittstemperatur läge im Vergleich dazu etwa bei ca. 100° C bis 110° C.

⁴⁴ Prognose der Förderraten für das Geothermieprojekt Offenbach.

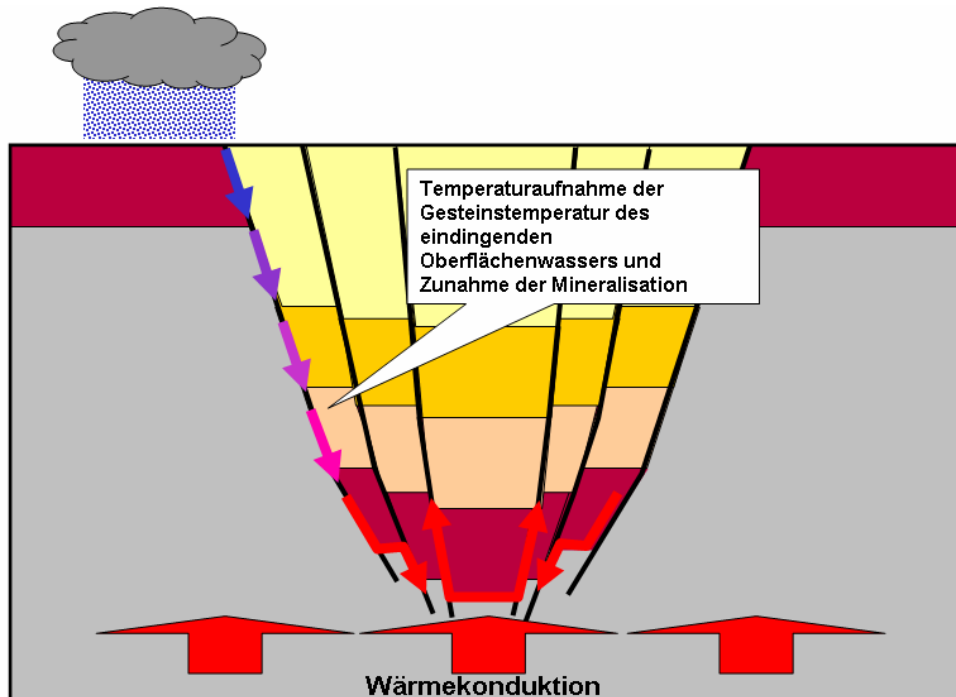


Abb. 10.: Schema der Temperaturnahme des Thermalwassers

3.2.1.3. Bedingungen des Hydrogeochemismus

Im Laufe der geologischen Genese des Kluftsystems ist Oberflächenwasser langsam durch die Sedimentschichten hindurchgedrungen und durch die vertikalen Verwerfungen in das Kluftsystem gelangt. Hier ist es weiter in die Tiefe gesickert und hat die Umgebungstemperatur des Gesteins (→ Wärmeleitung) angenommen. Aufgrund der geringeren Dichte von heißem Wasser gegenüber dem seitlich nachfließenden kälteren Wasser steigt das aufgewärmte Tiefenwasser in höhere Gesteinsformationen (→ Wärmekonvektion, siehe dazu Abb. 11.: Schema des heterogenen Thermalwassersystems (→ konvektiver Wärmetransport)) auf. Bei seiner Wanderung hat dieses Oberflächenwasser salzhaltige geologische Schichten passiert und das darin befindliche Salz gelöst (siehe Abb. 10.: Schema der Temperaturnahme des Thermalwassers).

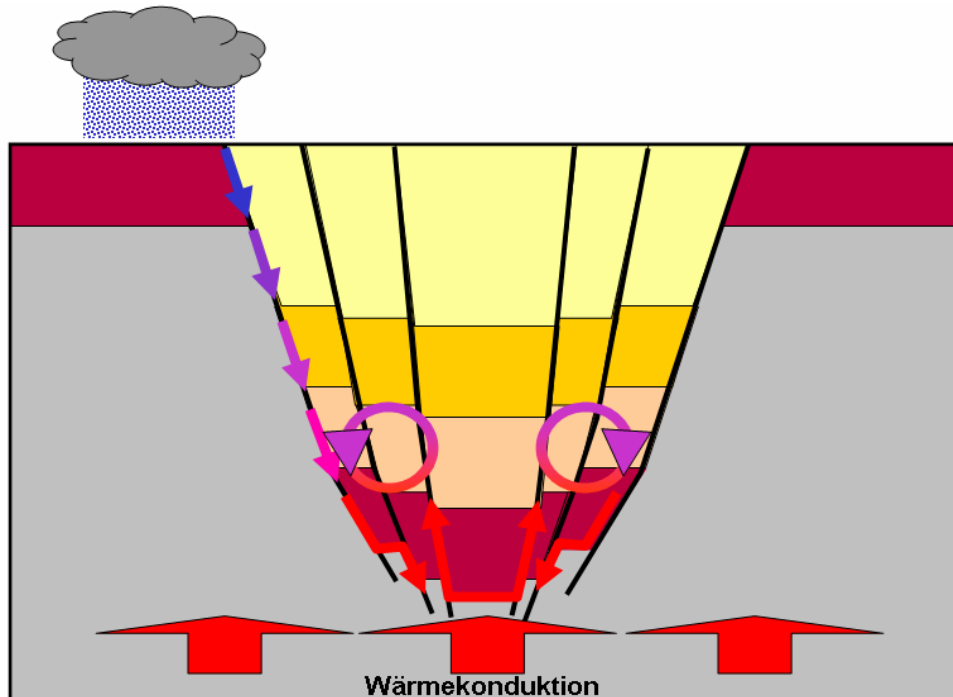


Abb. 11.: Schema des heterogenen Thermalwassersystems (→ konvektiver Wärmetransport)

Wegen der relativ hohen Temperaturen und des hohen Druckes in der Tiefe ist der Salzgehalt des Thermalwassers deutlich höher als der von Meerwasser (→ Mineralisation⁴⁵) – es handelt um sich mäßig bis stark gesättigte Salzlösungen (→ Anlagentechnologie → Korrosion; → Salzausfällungen → Erschließungstechnologie).

3.3. Machbarkeitsstudien für Geothermieprojekte

Die vorangegangene vereinfachende Darstellung zeigte auf, dass die Erschließung geothermischer Ressourcen im Oberrheingraben von Störungszonen abhängig ist. Diese Störungszonen annäherungsweise zu lokalisieren, ist das Ziel einer geologischen Machbarkeitsstudie. Da obertägige Voraussetzungen⁴⁶ und untertägige Bedingungen⁴⁶ harmonisiert werden müssen, sind zwei Machbarkeitsstudien anzufertigen. Erst deren Auswertungen liefern die hinreichenden Annahmen für die Realisierung eines Geothermievorprojektes

⁴⁵ In Neustadt-Glewe liegt die Mineralisation bei ca. 220 g/ltr

⁴⁶ Die begriffliche Unterscheidung Voraussetzung und Bedingung will verdeutlichen, dass die obertägige Situation von Setzungen des Menschen (z.B.: Gesetze, Verordnungen, Lebensstil, etc) abhängig ist, dagegen die Geologie in ihrer Dinglichkeit bar menschlichen Einflussvermögens ist.

(→ Risikoanalyse) und geben nur hypothetische Anhaltspunkte für einen zukünftigen wirtschaftlichen Betrieb einer Geothermieranlage

Für jeden Projektträger bzw. Investor bedeutet dies, dass er - noch bevor das eigentliche Geothermieprojekt beginnt - in eine Machbarkeitsstudie investieren muss. Die Initiierung eines Projektes ist von einer Anschubfinanzierung abhängig. Da diese Investition über alle weiteren Investitionen des Gesamtprojektes entscheidet, ist in diesem notwendigen Projektschritt der Initialisierungsphase die Investitionshürde zu sehen, weswegen im Augenblick so wenig Geothermieprojekte in Deutschland realisiert werden (→ Projektabbruchbedingungen).

3.3.1. Die obertägige Abnahmesituation

Grundlage einer Machbarkeitsstudie für geothermische Projekte ist die Betrachtung der obertägigen Situation der Energieabnahme. Da die Geothermie als Primärenergie Wärme liefert, liegt die Erstbetrachtung ausschließlich auf einer geothermischen Wärmeversorgung. Eine mögliche Energieveredelung, nämlich aus der Erdwärme unter Wirkungsgradverlusten Strom zu produzieren, wird erst in einem zweiten Schritt, wenn die geothermischen Parameter als Prognosewerte zur Verfügung stehen, in die Betrachtung einbezogen.

Die Betrachtung der Wärmeabnahme kann durch den kommunalen Versorger vor Ort vorgenommen werden, vorausgesetzt, es liegt eine (fast) flächendeckende Versorgung aus Fernwärme oder Erdgas vor. Besser allerdings sind grundsätzliche Energieversorgungsbetrachtungen, die nicht nur die aktuellen Bedarfswerte und Versorgungsstrukturen aufzeichnen, sondern auch die Entwicklungen des Gebäudebestandes, der Wärmeschutzrichtlinien, der Verbraucherpreise bei den Primärenergieträgern, der Validität des CO₂-Zertifikate- bzw. Kapitalhandels und die Entwicklung der Alterstruktur⁴⁷ der Bevölkerung in die Betrachtungen einbeziehen.

Diese intensivere Untersuchung ist notwendig, um daraus perspektivische Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen anfertigen zu können. Gleichzeitig kann eine

⁴⁷ Je größer der Anteil der aus dem Berufsleben ausgeschiedenen Abnehmer ist, desto gleichmäßiger verteilt sich der Wärmebedarf aufgrund der „Ganztagsversorgung“, gleichzeitig erhöht sich der Wärmebedarf aufgrund altersbedingten Bewegungsmangels.

engere Standortwahl unter perspektivischer Bewertung der aktuellen infrastrukturellen Voraussetzungen (s. Kap. 2.1 Infrastruktur) erfolgen. Weiterhin sind erste Abschätzungen der Investitionen in ein geothermisch gespeistes Versorgungsnetz möglich. Hochschulen, Fachhochschulen, Ingenieurbüros oder dem akademischen Bereich angegliederte Institute, wie z.B. die Transferstelle Bingen in Rheinland-Pfalz, bieten Interessierten derartige Dienstleistungen an.

Mit der perspektivischen Versorgungsbetrachtung und unter besonderer Berücksichtigung der Entwicklung des Verhältnisses des anlegbaren Versorgungspreises zum Gestehungspreis (→ Rohstoffpreise) kann der Projektträger/Investor eine erste Budgetierung für weitere Projektinvestitionen vornehmen, denn als nächster Projektschritt folgt die Betrachtung der untertägigen Bedingungen.

3.3.2. Die untertägige Situation

Für einen Projektträger bzw. Investor bieten sich vier Möglichkeiten, eine untertägige, also geologische Machbarkeitsstudie durchzuführen. Erstens gibt es die Möglichkeit seismischer Untersuchungen. Ihnen folgt eine auf den seismischen Daten aufbauende magneto-tellurische Untersuchung. Zudem können Bohrakten benachbarter Bohrungen eingesehen werden. Letzte Sicherheit geben Erkundungsbohrungen.

3.3.2.1. Seismische Untersuchungen

Durch künstliche Erschütterungen an der Erdoberfläche (z.B. Sprengungen, Fallgewicht, Hammerschlag) werden Seismische Wellen erzeugt. Diese breiten sich im Untergrund mit einer vom Material (→ Zusammensetzung des Gesteins) abhängigen Geschwindigkeit aus. An geologischen Grenzflächen auftretende sprunghafte Veränderungen der Materialeigenschaften führen dazu, dass die Seismischen Wellen gebrochen bzw. reflektiert werden. Mit Seismographen werden die wieder an die Erdoberfläche gelangenden Wellen erfasst. Man unterscheidet zwei Verfahren: die Refraktionsseismik und die Reflexionsseismik. Da die Seismischen Wellen ein ähnliches Verhalten wie Lichtwellen besitzen, ist die nachfolgende Grafik (Abb. 12.: Reflexion und Refraktion von Licht als Äquivalent zur Brechung und Beugung Seismischer Wellen) beson-

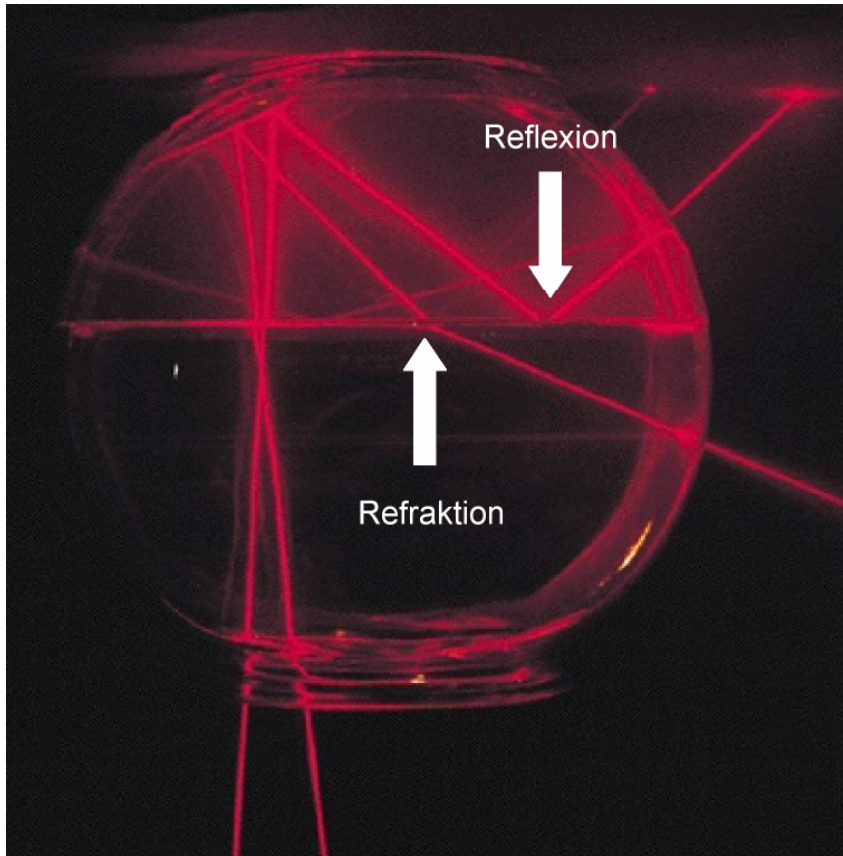


Abb. 12.: Reflexion und Refraktion von Licht als Äquivalent zur Brechung und Beugung Seismischer Wellen

ders gut geeignet, den Unterschied von Refraktionsseismik gegenüber der Reflexionsseismik zu veranschaulichen.

3.3.2.1.1. Refraktionsseismik

Die Refraktionsseismik beruht auf der Auswertung von gebrochenen Wellen, die von einer Quelle ausgesandt in einem kritischen Winkel auf eine Grenzfläche zweier Gesteinsschichten auftreffen, an der Grenzfläche entlanglaufen und wieder zur Erdoberfläche gelangen. Die registrierten Laufzeitkurven dienen vor allem zu Bestimmung der seismischen Geschwindigkeiten der einzelnen Schichten. Aus den registrierten Laufzeitkurven können Aussagen zur Tiefenlage von Schichtgrenzen abgeleitet werden.

Im Gegensatz zur Reflexionsseismik werden mit diesem Verfahren nur eine begrenzte Anzahl von Schichtgrenzen (Refraktoren) im Untergrund erfasst. Dabei reicht die Eindringtiefe von wenigen Metern bis zu mehreren Kilometern Tiefe. Das Verfahren liefert seismische Geschwindigkeiten für die Schichten im Untergrund, an denen die seismische Welle geführt wird und erlaubt die

Bestimmung der Tiefenlage dieser Schichten. Der Vorgang wird in Abb. 13.: Schema der Refraktionsseismik (S. 42) schematisch dargestellt.

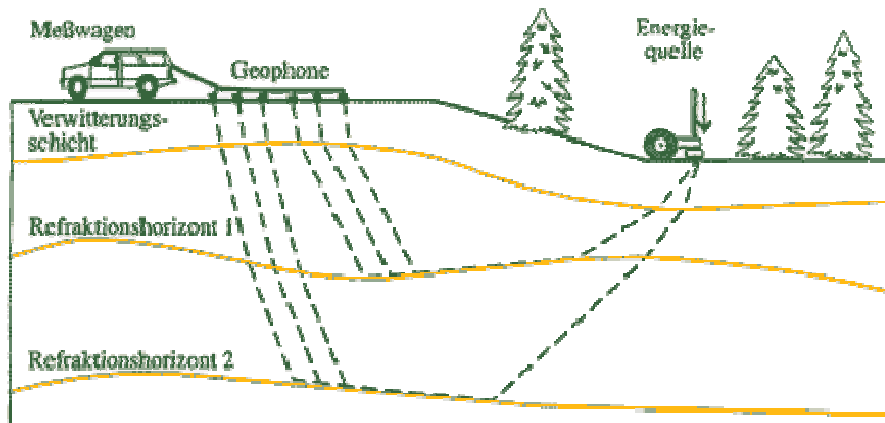


Abb. 13.: Schema der Refraktionsseismik

Über spezielle Verfahren im Bereich der Datenverarbeitung lassen sich die Ergebnisse ähnlich wie in der Reflexionsseismik in Form von Tiefenprofilen für die gemessenen Refraktoren darstellen. Über die Vernetzung mehrerer Profillinien wird die Tiefenlage von Refraktoren flächenartig erfasst und so das strukturelle Bild des Untergrundes wiedergegeben.

In der Ingenieurgeologie eignet sich die Refraktionsseismik besonders zur Erfassung von Schichtungen nahe der Erdoberfläche und der Abgrenzung von Lockergestein zu Festgestein. Mit dieser Methode kann schon mit wenigen Impulspunkten eine Aussage über den Verlauf und die Tiefe von Schichtgrenzen im Untergrund erfolgen. Komplizierte und tieferliegende geologische Strukturen können nur bedingt und mit hohem Aufwand erkundet werden. Refraktionsseismische Untersuchungen kommen deshalb vor allem zur Untersuchung der oberflächennahen Verhältnisse, wie z.B. des Verlaufs der Festgesteinsoberkante zum Einsatz.

Ein Grund für diese Spezifizierung liegt an dem Flächenbedarf, den die Refraktionsseismik benötigt. Damit die Seismischen Wellen an den Seismischen Horizonten geführt werden kann, ist ein Abstand von Impulspunkt zu Messpunkt erforderlich, der die vierfache Erkundungstiefe benötigt. Das bedeutet, wenn man eine Refraktionsseismik für 3.000 m Tiefe anfertigen möchte, ist ein Abstand von Impulspunkt zu den Seismographen von 12 km erfor-

derlich. Weiterhin müssen die Seismographen axial⁴⁸ ausgelegt werden, die ihrerseits einen Abstand untereinander von einem $\frac{1}{20}$ der Untersuchungsteufe haben müssen. Im Beispiel wäre ein Abstand von 150 m zu wählen.

3.3.2.1.2. Reflexionsseismik

Die Reflexionsseismik nutzt künstlich an der Erdoberfläche ausgelöste seismische Wellen (z.B. durch Sprengstoff, Hammerschlag, Fallgewicht oder Vibrator). Diese durchlaufen den Untergrund mit einer vom Material abhängigen Geschwindigkeit, werden an Grenzflächen gebrochen, gebeugt und reflektiert und gelangen schließlich wieder zur Erdoberfläche zurück. Dort werden sie aufgezeichnet und erlauben Rückschlüsse auf den Gesteinsaufbau des Untergrundes.

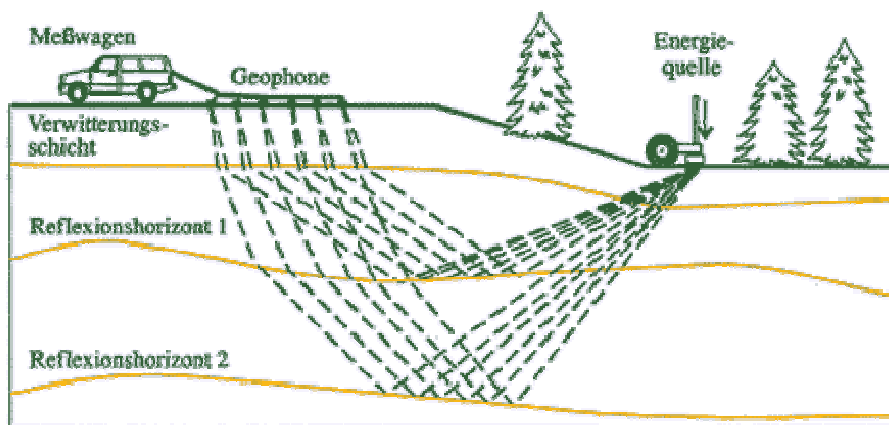


Abb. 14.: Schema des Reflexionsseismikverfahrens

Im Gegensatz zur Refraktionsseismik benötigt die Reflexionsseismik weniger Fläche zur Untersuchung. Der Abstand von Impulspunkt zu Messpunkt benötigt nur die einfache Erkundungstiefe, dagegen müssen die Seismographen einen Abstand untereinander von nur $\frac{1}{40}$ der Erkundungstiefe einnehmen. Aus diesem Grund wird die Reflexionsseismik oft für die Tiefenuntersuchung eingesetzt.

Für die Untersuchung der geologischen Strukturen des Untergrundes bei Tiefen über 100 m bzw. für Untersuchungen in tertiären⁴⁹ Sedimenten kommt

⁴⁸ In einer Linie angeordnet

⁴⁹ Ist ein Begriff der Stratigraphie oder Schichtenkunde, das wiederum ein Teilgebiet der Geowissenschaften ist. Der Ausdruck Stratigraphie ist ein Kompositum, das sich zusammensetzt aus dem lateinischen Stratum (= Lager, Decke) und dem Griechi-

vorwiegend die Reflexionsseismik zum Einsatz. Es wurden in den letzten Jahren im Bereich der Tiefenwassererkundung für Trinkwasser, Balneologie (Thermalbäder) und Geothermie vor allem hochauflösende reflexionsseismische Untersuchungsmethoden weiterentwickelt.

Derartige Messungen werden in der Erdölerkundung mit Zieltiefen unterhalb 2000 m in breitem Umfang mit Erfolg eingesetzt. Während bei der Erdölerkundung Sedimentgesteine mit meist ausgeprägter Schichtstruktur untersucht werden, sind bei der Wasserprospektion auch kristalline Gesteine mit häufigen Kluffstrukturen zu beachten, da diese als Speicher und als Transportbahnen des Wassers bedeutsam sind.

In letzter Zeit werden Tiefbohrungen zur Erkundung der Untergrundverhältnisse hinsichtlich höher mineralisierter Tiefenwässer realisiert. Die hochauflösende Reflexionsseismik wurde eingesetzt, um zu untersuchen, ob man bei Bohrungen nach Thermal- bzw. Mineralwasser fündig werden kann.

Die seismischen Sektionen zeigten in dem für die Geothermie relevanten Tiefenbereich zwischen 1500 und 3500 m Strukturen, welche als Migrationswege für das Aufsteigen der Tiefenwässer in darüber lagernde Speichergesteine in Frage kommen.⁵⁰ Die seismischen Sektionen liefern ein Schnittbild durch den Untergrund und werden gemeinsam mit dem mit der regionalen Geologie vertrauten Geologen bearbeitet, um daraus ein geologisches Modell abzuleiten.

Inwieweit dann die durch diese Vorerkundungsmethoden vermuteten Speichergesteine wirtschaftlich verwertbare Tiefenwasserförderungen ergeben, kann aber nur durch eine Aufschlussbohrung endgültig geklärt werden. Die Reflexionsseismik wird aber auch in zunehmendem Maße für die Tiefenwasserprospektion in tertiären Sedimenten eingesetzt. Durch diese Methode wird eine Visualisierung von ausgewählten (homogenen) Aquiferen entlang von Profilen möglich.

schen γραφειν (= (be)schreiben). Das Tertiär ist eine geologische Schicht des geologischen Erdzeitalters der älteren Erdneuzeit (Känozoikum). Sedimentschichten dieser Zeit stammen aus der Zeit von vor 65 Millionen Jahren (Ende der Kreidezeit) bis vor 1,6 Millionen Jahren (Beginn des Quartärs).

⁵⁰ vgl. Seismische Untersuchung der Hot-Rock GmbH in Offenbach/Queich

3.3.2.1.3. Untersuchungen im städtischen Bereich

Seismische Untersuchungen für Geothermieprojekte, die in der Nähe von städtischen Zentren bzw. städtischer Bebauung liegen, sind aus drei Gründen erschwert. Der erste Grund liegt in den für die Untersuchung notwendigen Erschütterungen des Untergrundes. Um die Statik von Gebäuden durch die Impulswellen nicht zu gefährden, sind begleitende Erschütterungsmessungen erforderlich. Allerdings können die erforderlichen Impulswellen auch außerhalb der städtischen Bebauung in den Boden abgegeben werden, die dann mittels Geophonen innerhalb und gegenüberliegenden Bebauungsgrenze des Stadtgebietes - quasi unter der Stadt hindurch - aufgezeichnet werden. Die Anordnung der Geophone kann dann nicht linear erfolgen, die Genauigkeit nimmt daher ab oder die Kompensation der Ungenauigkeit steigert die Kosten.

Der zweite Grund, weswegen man versucht, seismische Untersuchungen für Geothermie-Machbarkeitsstudien in städtischen Gebieten zu meiden, liegt an dem benötigten Flächenbedarf. Beim reflexionsseismischen Verfahren betragen die Profillängen meist ein mehrfaches der avisierten Endteufe. Da die Teufenbereiche für die Tiefe Geothermie mindestens bei 1000 Meter und mehr liegen, lassen sich kaum in urbanen Ballungsgebieten Freiflächen dieser Größenordnung antreffen. Man ist daher gezwungen, sich mit der Lage der Profile an meist befahrenen Straßen zu orientieren.

Der dritte Grund ist der, dass im Nahbereich städtischer Bebauung zu viele Faktoren die seismischen Untersuchungen stören können. Da die Impulswellen mit hochempfindlichen Geophonen aufgezeichnet und aus den Aufzeichnungen digitalisierte Wellenmusterkarten angefertigt werden, können Störimpulse durch z.B. Straßenverkehr, Baustellenbewegungen u.a. diese Untersuchungsmethode beeinträchtigen bzw. verteuern.

3.3.2.1.4. Seismische Untersuchungen – Fazit

Grundsätzlich können Geothermieprojekte mithilfe der Seismik wertvolle Hinweise auf die Stratigraphie⁵¹ und die Ausrichtung von Kluftsystemen erhalten. Projekte im urbanen Bebauungsgebiet erhalten Seismiken unter erschwerten Bedingungen, weswegen Projektträger teilweise die erhöhten Kosten scheu-

⁵¹ siehe Anm. 49 auf Seite 43, bzw. Anm. 59 auf Seite 56

en. Lediglich Projekte, die eine reine Stromproduktion und keinen größeren Wärmeabsatz an private wie gewerbliche Verbraucher vorsehen – quasi Kraftwerke auf der Grünen Wiese, erhalten diese Daten leichter oder wesentlich günstiger. Hier liegt wohl der Grund, dass sich das Geothermieprojekt Offenbach auf eine Seismik stützen kann, das Geothermieprojekt Speyer bisher dagegen noch nicht.

Der Geothermieleitfaden möchte an dieser Stelle dazu anregen, dass sich Projektträger bzw. Investoren aneinandergrenzender Aufsuchungsfelder für eine seismische Auftragsgemeinschaft zusammenschließen. So können z.B. die Nachteile für Projekte in urbaner Umgebung durch eine gemeinsame Auftragsvergabe kompensiert werden. Gleichzeitig gelingt durch eine Auftragsgemeinschaft eine Kostenreduktion und ein flächenmäßig größerer „Einblick“ in den geologischen Aufbau des Untergrundes.

3.3.2.2. Magnetotellurik

Die Magnetotellurik⁵² (MT) ist eine neuartige Meßmethode der Geophysik. Die folgenden Ausführungen sind laienhaft dargestellt, um Lesern die Möglichkeit zu geben, mittels Imaginationsvermögen und physikalischem Basiswissen die hochkomplizierten geophysikalischen Vorgänge nachzuvollziehen. Selbstverständlich sind die realen Sachverhalte im Sinne einer physikalischen Wellentheorie prägnanter zu beschreiben.

Ausgangspunkt der Magnetotellurik ist das Wissen, dass die Erde von kosmischer Seite dauerhaft „bestrahlt“ wird. Ein Schutz vor der kosmischen Strahlung bietet das Erdmagnetfeld⁵³, welches die kosmischen Strahlen zum Pol hin ablenkt und dort zu dem bekannten Phänomen von Polarlichtern führt. Die Erde wird quasi dauerhaft durch die „kosmische“ Einstrahlung induziert⁵⁴. Das nachfolgende Bild zeigt den Ursprung der dauerhaften Einstrahlung auf die Erdoberfläche.

⁵² Zusammensetzung aus dem Lat. magnetus (anziehen) und tellus (Erd[scheibe]).

⁵³ Die Feldlinien des Erdmagnetfeldes fallen allerdings nicht parallel auf die Erdoberfläche, sondern verändern sich im „Fallwinkel“ vom Pol (90°) zum Äquator (0°).

⁵⁴ Lat. inducere = hereinführen (von Strahlen)

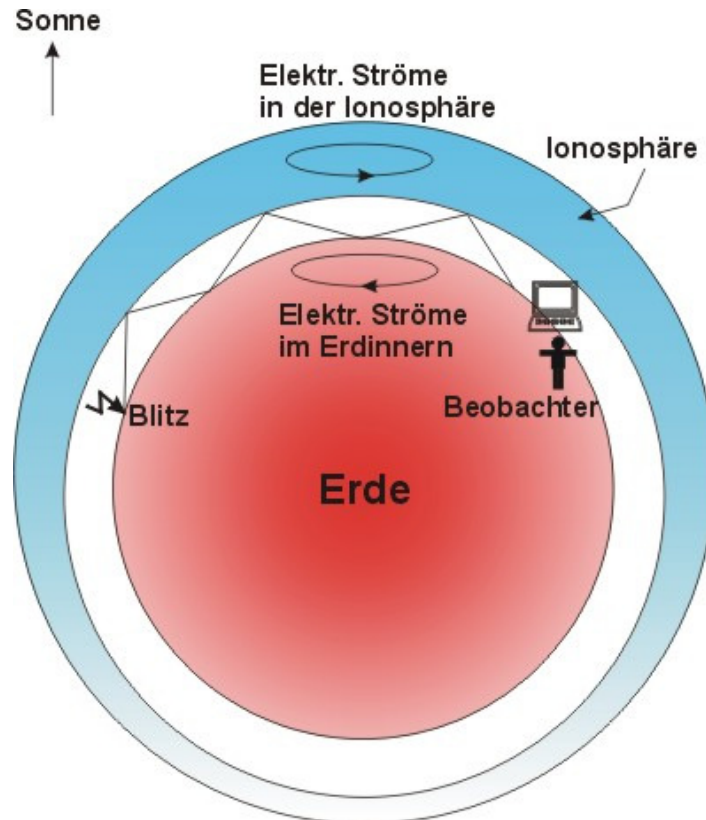


Abb. 15.: Quellen der Strahlung, die auf die Erde eintreffen
(Quelle: <http://userpage.fu-berlin.de/~mtag/MT-prinzip.html>)

Die wichtigste Strahlungsquelle ist die Strahlung der Ionosphäre, die eine dünne gashaltige Atmosphärenschicht in der Höhe von ca. 50 km bis 500 km umfasst. Weil diese Gasschicht äußerst dünn ist, treffen die Gasmoleküle sehr selten aufeinander, so dass die kosmische Strahlung (z.B. Sonneneinstrahlung) die Gasmoleküle ionisiert. Durch die Ionisation werden die Gasmoleküle in Ionen und freie Elektronen gespalten. Durch diese Aufspaltung werden elektrische und magnetische Felder erzeugt, die mit den elektrisch geladenen Teilchen des Sonnenwindes in eine Wechselwirkung⁵⁵ treten. Diese Wechselwirkung verursacht, dass in der Atmosphärenschicht auch elektrische Ströme fließen, die ihrerseits elektromagnetische Wellen ausstrahlen, die dann auf die Erdoberfläche treffen. Weitere Einstrahlungsquellen sind Blitzeinschläge, Restsonnenwindwellen, Radiowellen u.a. Teilweise werden diese Strahlen – sofern sie von der Erdoberfläche kommen – von der Ionosphäre reflektiert, so dass auch diese Wellen auf die Oberfläche treffen.

⁵⁵ Phänomene dieser Wechselwirkungen sind Polarlichter, Funkwellenanomalien, u.a.

Die Strahlung aus der Ionosphäre ist unterschiedlich hinsichtlich ihrer einzelnen Wellen. Einerseits treffen die Strahlen parallel zueinander senkrecht auf die Erdoberfläche auf, andererseits besitzen die Wellen unterschiedlich starke sinusartige Amplituden bzw. Perioden (Wellenlängen). Aus der Betrachtung der Radiowellen, die ebenfalls in Lang-, Mittel-, Kurz-, und Ultrakurzwellen unterteilt sind, ist bekannt, dass langwellige Wellen größere Distanzen überwinden als kürzere Wellen. Dies trifft auch auf die Einstrahlung auf die Erde zu. Je kürzer die Periode ionosphärischer Einstrahlung ist, desto geringer ist ihre Eindringtiefe (siehe Abb. 17.: Eindringtiefe verschiedener Wellen(längen)).

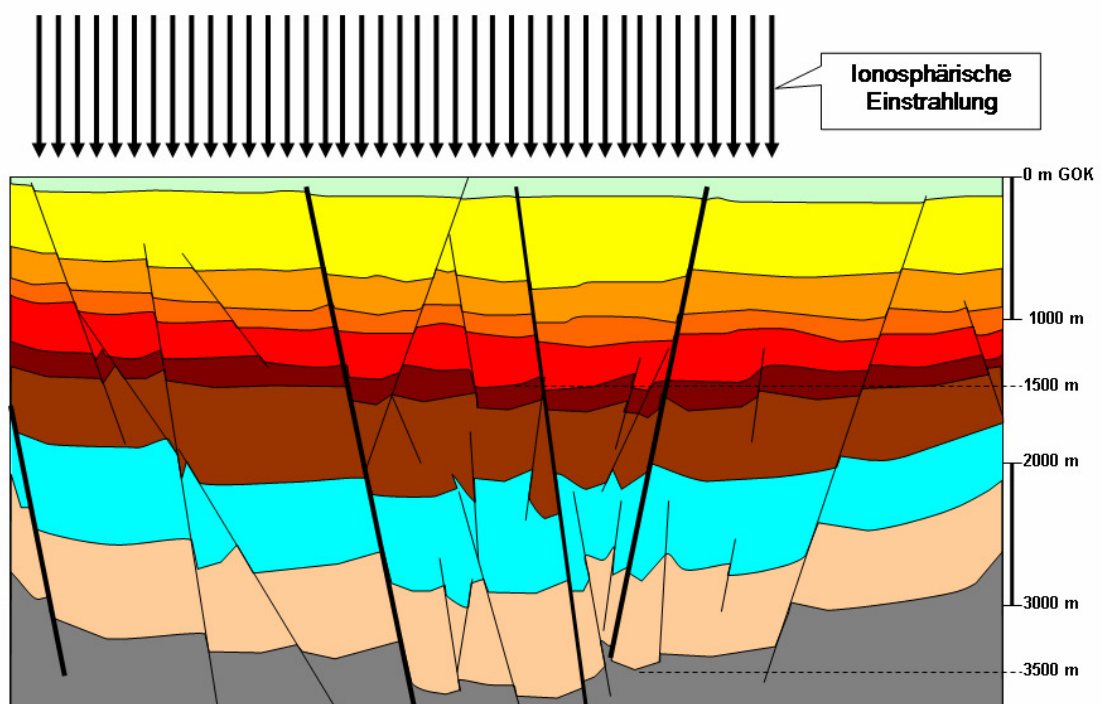


Abb. 16.: Schema der Einstrahlung auf die Erdoberfläche

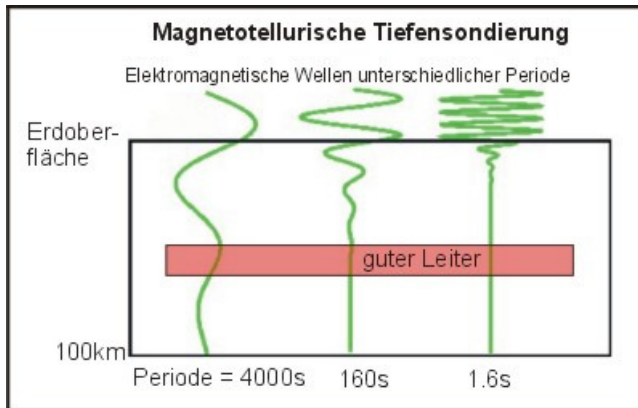


Abb. 17.: Eindringtiefe verschiedener Wellen(längen)
 (Quelle: <http://userpage.fu-berlin.de/~mtaq/MT-prinzip.html>)

Infolge der ionosphärischen Einstrahlung werden die meist eisenhaltigen Sedimentschichten, Thermalwasserleiter und das Basement (Granit/Gneis) magnetisch induziert. Da die verschiedenen Gesteinschichten z.B. unterschiedliche Eisenanteile oder andere leitfähige Elemente (z.B. Graphit) aufweisen, werden sie auch unterschiedlich stark angeregt (magnetisiert). Da Wasser besonders gute elektrische Leitfähigkeiten besitzt, wird es besonders stark angeregt. Die nachfolgende Grafik veranschaulicht das unterschiedliche Anregungsvermögen verschiedener Gesteintypen und Elemente.

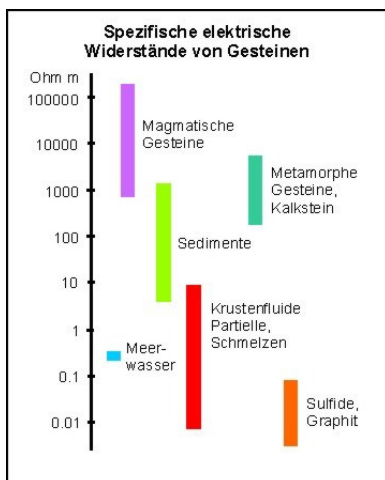


Abb. 18.: Spezifische elektrische Widerstände von Gesteinstypen und Elementen
 (Quelle: <http://userpage.fu-berlin.de/~mtaq/MT-prinzip.html>)

Das elektromagnetische Signal der Ionosphäre dringt in den elektrisch leitfähigen Boden ein und erzeugt dort durch Induktion elektrische Untergrundströme. Diese wiederum führen zu einem sekundären elektromagnetischen Feld, das sich dem anregenden Feld überlagert. An der Erdoberfläche wird über

einen Dipol das elektrische Feld und mittels einer Spule das magnetische Feld gemessen. Über den Quotienten der Feldkomponenten erhält man den scheinbarer Widerstand und Phase, die eine Interpretation ermöglicht.

Vereinfacht gesprochen bedeutet dies, dass die induzierte Anregung wiederum dazu führt, dass z.B. das Thermalwasser nun ein „eigenes Strahlungspotential“ („Eigenpotential“) aufbaut und daraufhin selbst zum Aussender von elektromagnetischen Strahlen wird. Insofern werden die ionosphärischen Strahlen quasi aus den geologischen Schichten wieder reflektiert. Die nachfolgenden Grafiken veranschaulichen vereinfachend den Vorgang der Induzierung, des Eigenpotentialaufbaus und der anschließenden Abstrahlung von elektromagnetischen Wellen ohne die tatsächlichen physikalischen Phänomene nachbilden zu wollen.

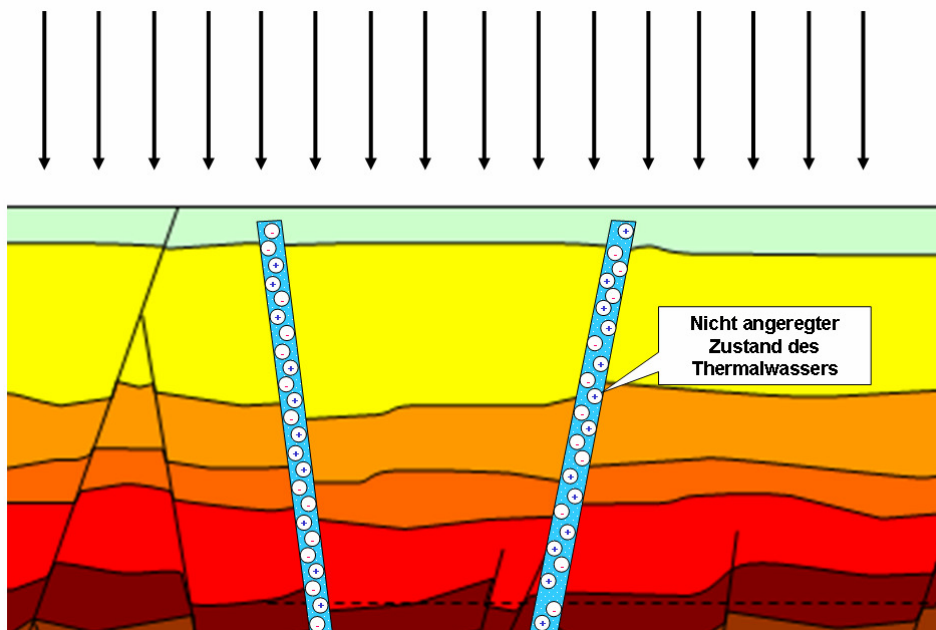


Abb. 19.: Detailansicht der ersten Phase der ionosphärischen Einstrahlung thermalwassergefüllter Klüfte
Deutlich zu erkennen ist die ungeordnete Verteilung von positiven und negativen Ladungen.

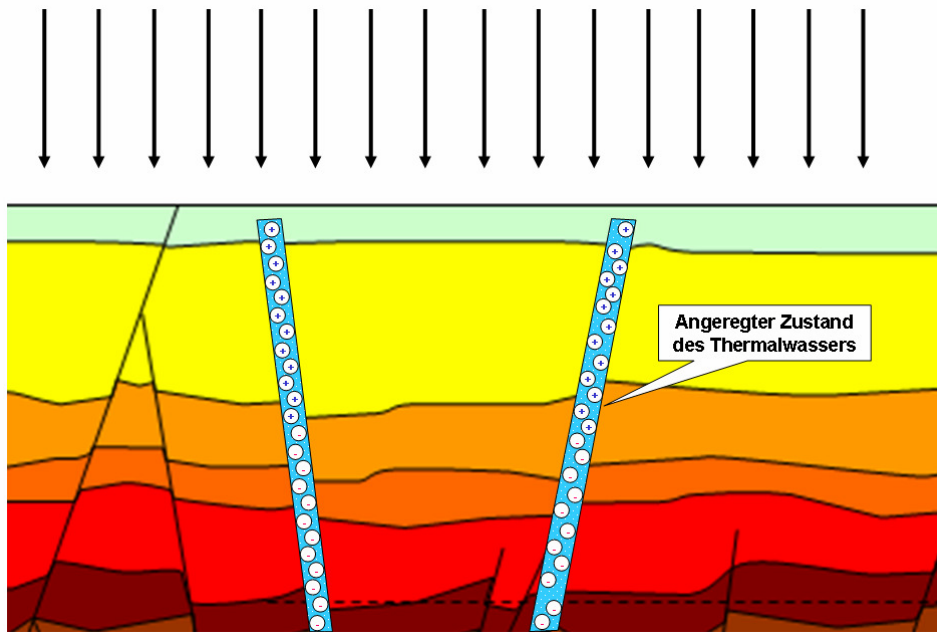


Abb. 20.: **Detailansicht der ionosphärischen Anregung thermalwassergefüllter Klüfte**
Die ionosphärische Anregung ordnet die Verteilung von positiven und negativen Ladungen.

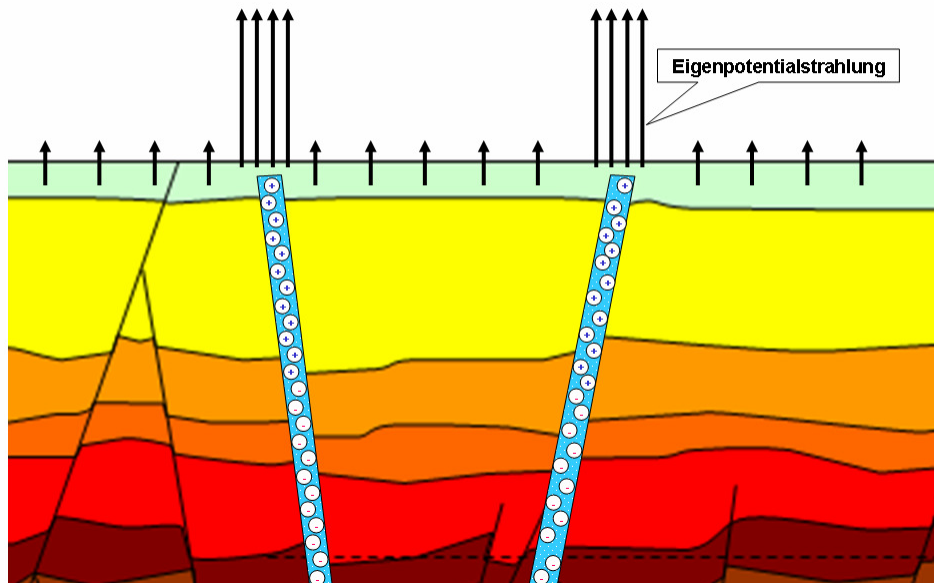


Abb. 21.: **Vereinfachende Darstellung des „Eigenpotentials“ als Antwort auf die ionosphärische Anregung**
Die Anregung führt quasi zur Bildung eines „Stabmagneten“ im Untergrund, der dann selbst zum elektromagnetischen Sender von Wellen wird. Die Sedimentschichten ihrerseits strahlen auch elektromagnetische Wellen ab, jedoch in einem geringeren Maße (→ Pfeilgröße)

Der Grund, weswegen die Magnetotellurik besonders geeignet ist, Thermalwasserlagerstätten im Untergrund zu orten, liegt an der chemisch-

physikalischen Eigenschaft des Wassers. Die Summenformel lautet dafür H_2O . Wasser besitzt viele ungewöhnliche Eigenschaften, die von denen verwandter Verbindungen abweichen. Am bekanntesten ist wohl die Dichte-Anomalie, die bewirkt, dass Eis auf Wasser schwimmt. Seine maximale Dichte hat Wasser bei vier Grad Celsius. Diese und viele andere Besonderheiten sind auf die molekulare Struktur zurückzuführen.

Die Anordnung der beiden Wasserstoffatome zum Sauerstoffatom macht Wasser so interessant. Der Anordnungswinkel der Wasserstoffatome zueinander beträgt 102° . Aufgrund der Gravitationskräfte auf atomarer Ebene zieht das wesentlich größere Sauerstoffatom die Elektronen des Wasserstoffs zu sich heran. Auf diese Weise entstehen innerhalb des Wassermoleküls eine protonenlastige positive Ladung und eine elektronenlastige negative Ladung auf Seiten des Sauerstoffatoms. Die so gewinkelten Wassermoleküle können dadurch untereinander Wasserstoff-Brückenbindungen und damit ein komplexes Netzwerk ausbilden, ähnlich wie Metallgitter, die dadurch meist gute elektrische Leitfähigkeiten besitzen. Die nachfolgende Grafik veranschaulicht die Wasserstoffbrückenbildung von Wasser.

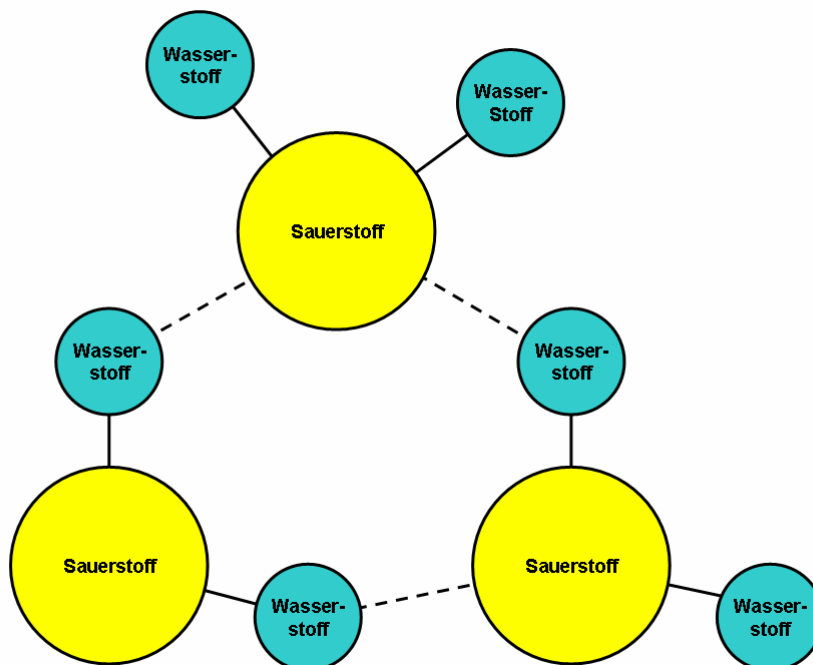


Abb. 22.: Schematische Darstellung der Bildung von Wasserstoffbrücken bei Wasser
Die gestrichelten Linien sind keine echten Atombindungen, sondern nur temporär auftretende, instabile elektromagnetische Anziehungen von positiv geladenen H-Atomen und negativ geladenen O-Atomen

Der Dipolcharakter von Wasser führt einerseits dazu, dass sich Salze im Wasser lösen, andererseits besitzt Wasser dadurch eine gute elektrische Leitfähigkeit, weil die protonenlastigen Wassermoleküle viel beweglicher sind als andere geladene Teilchen gleicher Größe - auch das wieder eine Anomalie.

Die ungewöhnliche Mobilität kommt indes nicht dadurch zustande, dass Protonen durch Wasser wandern, sondern durch den sogenannten Grotthuss-Mechanismus. Das bedeutet, dass lediglich die Wasserstoffbrücken benachbarter Wassermoleküle brechen und sich neu formen. So kann die positive Ladung durch das Netzwerk fließen, ohne dass sich die daran beteiligten Atome sonderlich bewegen müssen.

Alle diese Eigenschaften des Wassers erlauben es, mittels magnetotellurischen Untersuchungen, Fließwege im Untergrund zu lokalisieren. Bei einer flächenmäßigen magnetotellurischen Untersuchung ist zuerst eine Seismik anzufertigen, um Störungszonen zu orten. Erst dann werden diese potentiellen Fließwege auf ihre tatsächliche Fließfähigkeit magnetotellurisch untersucht. Würde man auf freiem Feld solche Störungszonen suchen wollen, ohne vorher eine Seismik anzufertigen, so unterliegt man gegenwärtig noch der Vieldeutigkeit einer Potentialmethode, die durch die vorherige Erfassung der Störzonen durch Seismik determiniert wird. Auf diesem Punkt beruht der Durchbruch der MT-Methoden in den letzten beiden Jahren. Daher ist die Magnetotellurik als beordnende Untersuchung zu verstehen, sie ersetzt auf keinen Fall die klassischen Seismikverfahren, sondern liefert als Zusatzinformation den Wassergehalt auf den untersuchten Störzonen.

3.3.2.3. CO₂- und CH₄-Emanationsmessung⁵⁶

Eine weitere Verfeinerung der Ergebnisse der Seismik lässt sich durch eine CO₂- und CH₄-Emanationsmessung bewerkstelligen. Hintergrund dieser Messmethode ist die Tatsache, dass in den Sedimentschichten während ihrer Ablagerungen organisches Material eingeschlossen wurde. Druck und Temperatur bewirkten im Laufe der Erdgeschichte, dass sich dieses organische Material zersetzte in Methan, Schwefelwasserstoff und Kohlendioxid. Da Gas wegen seiner Dichte an die Erdoberfläche strebt und - wie Wasser auch -

⁵⁶ Lat. emanare = „ausatmen“

Fließwege mit geringstmöglichen Fließwiderständen sucht, treten über unverschlossenen Klüften höhere Mengen dieser Gase aus als sonst. Die Gase durchwandern nämlich von den gangbaren (geöffneten) Klüften im festen Untergrund durch die letzten lockeren oberen Sedimentschichten und treten dann aus dem Erdreich aus. Mittels hochsensibler Sensoren können diese vermehrten natürlichen Gasaustritte gemessen werden. So kann mit dieser Methode, die auch in der Kohlenwasserstoffexploration angewendet wird, eine Aussage über die Klüftigkeit im Untergrund gemacht werden. Ein besonderes Augenmerk liegt hier auch in der Emanation aus dem tieferen Erdinneren, welche durch deren Isotope⁵⁷ identifiziert werden kann. So können Störungssysteme bis in große Teufen nachgewiesen werden. In Verbindung mit der Magnetotellurik werden die Aussagen zum Fließwegeverhalten der Klüfte noch genauer.

3.3.2.4. Bohrakteneinsicht

Eine Machbarkeitsstudie für den gewählten Standort eines Geothermieprojektes können Projektträger auch über die Einsicht von Bohrakten nächstgelegener Bohrungen anfertigen lassen. Dabei kommt es darauf an, dass die Bohrungen zu dem zukünftigen Geothermiestandort nicht allzu weit entfernt sind. Je weiter die nächstgelegene Bohrung entfernt ist, desto größer können die Abweichungen zum eigenen Standort ausfallen. Das Abweichungsrisiko steigt exponentiell mit der Entfernung. (siehe dazu Abb. 23.: Schematisches Abweichungsrisiko bei Bohrakteneinsicht, S. 55)

Unabhängig von der Anzeigepflicht nach § 127 BBergG für Bohrungen, die mehr als 100 m in den Boden eindringen sollen, besteht auf Grundlage der §§ 3-6 des Lagerstättengesetzes (Gesetz über die Durchforschung des Reichsgebietes nach nutzbaren Lagerstätten; → siehe Anlage 1) vom 04.12.1934 (RGBl. I S. 1223) für alle maschinell angetriebenen Bohrungen

⁵⁷ Die Isotope betreffend. Isotope bestehen aus konstanter Zahl an Protonen aber unterschiedlicher Zahl an Neutronen, die „schwerer“ als Elektronen sind.

eine Anzeigepflicht⁵⁸ über die Aufsuchungsergebnisse gegenüber den jeweiligen geologischen Landesämtern bzw. den Bergämtern. Diese Verwaltungsstellen sind im Besitz von Bohrungsdaten. Bei diesen Institutionen können Standorte von nächstgelegenen Bohrungen erfragt werden.

In Rheinland-Pfalz gibt zusätzlich die jeweilige Struktur- und Genehmigungsbehörde nach nächstgelegenen Bohrungen und deren Eigentümern Auskunft. Grundsätzlich gilt aber für alle Verwaltungsstellen, dass die speziellen Bohrdaten (dies gilt sogar für nicht mehr bestehende Aufsuchungserlaubnisse) nicht veröffentlicht werden, sondern vielmehr der Projektträger sich mit dem Eigentümer der Bohrkarten über die Einsicht in dessen Bohrkarten privatrechtlich verständigen muss.

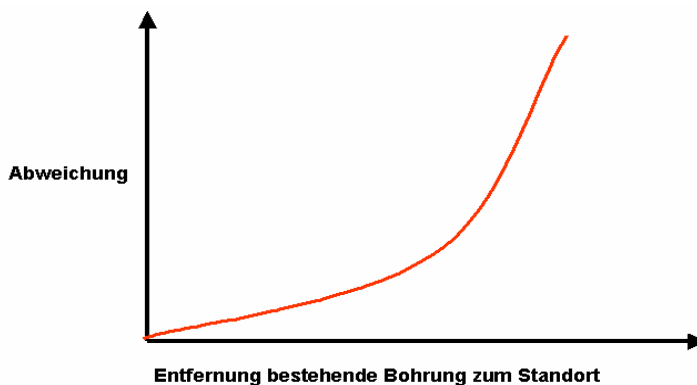


Abb. 23.: Schematisches Abweichungsrisiko bei Bohrkarteneinsicht

⁵⁸ Es gelten folgende Anzeigepflichten (siehe auch Anlage 1):

- Dem jeweiligen Geologischen Landesdienst ist nach dem Lagerstättengesetz jede maschinell angetriebene Bohrung anzuzeigen.
- Anzeigepflichtig ist der Auftraggeber (nicht die ausführende Bohrfirma) wie Behörden, Gebietskörperschaften, Körperschaften des öffentlichen Rechts, Kapitalgesellschaften in öffentlicher Hand (Stadtwerke, Wasserwerke) und Unternehmen der Privatwirtschaft.
- Die Bohrungs-Anzeige soll durch Übersendung eines Lageplans oder eines Kartenausschnitts der Topographischen Karte 1 : 25000 mit dem Bohransatzpunkt erfolgen. Nach Abteufen der Bohrung soll das Schichtenverzeichnis nach DIN-Normen 4022 und 4023 übersandt werden.
- Die geologischen Befunde der Bohrungen werden in anonymisierter Form zu einem geowissenschaftlichen Informationssystem zusammengeführt, wobei der Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen sichergestellt ist.

Diese Bohrakten beinhalten den stratigraphischen Aufbau⁵⁹ des Verlaufes einer Bohrung. Aufgrund des lokalen Charakters der Bohrakten sind die Daten nicht unbedingt auf den eignen Standort übertragbar. Folglich wird über Interpolationsverfahren von den Bohrdaten auf den eignen Geothermiestandort geschlossen. Aus diesem Grund ist es wichtig, möglichst viele Bohrakten einzusehen, um die Mächtigkeit⁶⁰ der aufeinander folgenden geologischen Schichten und somit die Endteufe des angestrebten Thermalwasserhorizontes interpolierend zu berechnen.

Um tatsächlich aussagekräftige Ergebnisse aus einer Bohrakteneinsicht für eine geplante Geothermiebohrung zu erhalten, muss unterschieden werden, bis in welche Teufe die betreffenden Bohrungen ausgeführt wurden. Nur sehr selten befinden sich in unmittelbarer Nähe zu einem Geothermiestandort Tiefbohrungen, die eine Teufe von mehr als 1000 m vorweisen. Hier handelt es sich in der Regel um Erdgas- oder Erdölexplorationsbohrungen⁶¹. Manchmal finden sich in der Nähe auch Thermalwasserbohrungen oder Mineralwasserbrunnen, die diese Teufenbereiche nutzen. Meistens jedoch befinden sich Brunnenbohrungen für die Trink- und Nutzwassergewinnung in der Nähe, die nur zwischen 20 bis max. 500 m tief ausgeführt sind. Diese geben zwar Aufschluss bis zu den tertiären Schichten, jedoch bleiben stratigraphische Aussagen zu den darunter liegenden geologischen Schichten anhand solchen Datenmaterials vage.

3.3.2.4.1. Bohrakteneinsicht für die Teufenberechnung - Fazit

Eine Bohrakteneinsicht zur Teufenbestimmung von Thermalwasserlagerstätten ist für Geothermieprojekte nur selten wirklich von Bedeutung. Zum einen sind die meisten Bohrungen nur bis zu einer Teufe von durchschnittlich 500 m

⁵⁹ Stratigraphie (stratum: lateinisch für Schicht; γραφείν = [be]schreiben) ist als Zweig der Historischen Geologie die Grundlage zur Rekonstruktion der Entstehung der Erde. Ziel ist die Aufstellung einer Zeitskala zur Datierung der vergangenen geologischen Epochen und Vorgänge auf der Erde. Grundlage der Stratigrafie sind die Gesteine, die anhand organischer und anorganischer Merkmale und Inhalte nach ihrer zeitlichen Bildungsfolge geordnet werden (Murawski/Meyer, 1998).

⁶⁰ Mächtigkeit einer Formation = Dicke bzw. Höhe einer Schicht

⁶¹ Das sogenannte „Erdölfenster“, also der Teufenbereich, in dem Erdöl gefunden werden kann, liegt über der Teufenmarke von 2500 m, weil die Temperaturen darunter zu groß sind, dass Erdöl in diesen Schichten verbleibt. Erdgasbohrungen dagegen befinden sich auch noch in Teufenbereichen jenseits der 2500 m-Marke.

niedergebracht, so dass Aussagen zu darunter liegenden Schichten nur begrenzt getroffen werden können, zum anderen befinden sich die meisten tieferen Bohrungen nicht im urbanen Einzugsgebiet, so dass - wie bei den seismischen Untersuchungen - die Datengrundlage für Geothermieprojekt innerhalb städtischer Bebauung fehlt. Ein dritter wesentlicher Punkt kommt noch hinzu, denn Besitzer von Bohrakten haben natürlich ein Interesse, die Kosten, die sie durch die abgeteufte Bohrung hatten, wieder zu refinanzieren. Aus diesem Grund sind Bohrakten vergleichsweise teuer zu erstehen.

3.3.2.5. Erkundungsbohrung

Aufgrund der geringen Verfügbarkeit von Bohrakten und der oft eingeschränkten Möglichkeiten, seismische Untersuchungen vorzunehmen, bleibt Projektträgern in den meisten Fällen nur die letzte Alternative, nämlich eine Erkundungsbohrung niederzubringen. In diesem Fall sollten sich Projektträger wie Investoren bewusst sein, dass sowohl die Seismik als auch die Bohrakteneinsicht schließlich auch nur Interpretationen von Daten sind. Daher ist eine Machbarkeitsstudie, die auf solchen Daten beruht, nur ein hypothetisches Abbild von hydrogeologischen Interpretationen. Sicherheit gibt es erst, wenn der Bohrmeißel die Zielteufe erreicht hat, gemäß dem Leitspruch des Bergbaus: „Unter der Hacke ist es dunkel“. Es bleibt also auch jenen Projekten nicht erspart, die über seismische Daten und/oder Bohrakten verfügen, eine Erkundungsbohrung⁶² niederzubringen.

Die Erkundungsbohrung unterscheidet sich zu den vorangegangenen Möglichkeiten, eine Machbarkeitsstudie anzufertigen, dadurch, dass die Aussagegenauigkeit über die Geologie um Größenordnungen exakter ist, aber auch der finanzielle Aufwand um eben diese Größenordnungen steigt. Die Genauigkeit besteht in der Abbildung **tatsächlicher** Bedingungen des Untergrundes.

3.3.2.5.1. Erkundungsbohrung – Vorläufiges Fazit

Mit dem gestiegenen Aufwand stellt sich die grundsätzliche Frage, ob dann, wenn eine Erkundungsbohrung notwendig ist, nicht die Bohrung von vornherein in der Weise ausgelegt wird, dass sie eine größere Wertschöpfung als nur

⁶² Experten weisen darauf hin, dass die Erkundungsbohrung bei Fündigkeit gleich als Förderbohrung genutzt werden kann. Die Erstbohrung bleibt in jedem Fall aber eine Erkundungsbohrung!

„Erkenntnisgewinn“ darstellt, also später dem Geothermieprojekt wirtschaftlich zur Verfügung steht. Mit dieser Fragestellung aber befindet sich die Erkundungsbohrung, die dann eine erste Bohrung ist (Förder- oder Reinjektionsbohrung), schon in der Vorprojektphase, die wiederum nicht mehr die **Machbarkeit, sondern die Wirtschaftlichkeit** (des Gesamt- oder Geothermieprojektes) zum Ziel hat. Aus diesem Grund wird die Erkundungsbohrung thematisch und methodisch in Kapitel 4.1.1 Technologische Aspekte der Erschließung hydrothermalen Ressourcen und Kapitel 4.2.1 Investitionszusammensicht Bohrungen behandelt.

3.3.3. Kostenzusammenschau Machbarkeitsstudie

Bevor ein Geothermieprojekt initiiert werden kann, sollten sich Projektträger wie Investoren im Klaren sein, dass notwendige Entwicklungskosten in Form einer detaillierten Machbarkeitsstudie (→ Initialisierung) anfallen. Alle weiteren Investitionen verfolgen das mittelfristige⁶³ Ziel, ein Geothermieprojekt zu realisieren. Die Projektinitialisierungsphase schließt mit der Auswertung der Ergebnisse der Machbarkeitsstudien ab. Um Fehlinvestitionen auszuschließen, sollte die Initialisierungsphase in voneinander abhängige Planungsschritte unterteilt werden (siehe Abb. 24.: Entscheidungs- und Planungsschema bis zur Vorprojektplanung).

3.3.3.1. Die geothermische Machbarkeitsstudie

Investoren bzw. Projektträger sollten bis zur Auswertung der Machbarkeitsstudien mit einem Aufwand für die Erstellung der obertägigen Machbarkeitsstudie von ca. 30.000 € (konservative Schätzung) und für die geologische Machbarkeitsstudie mit ca. 20-40.000 € rechnen. Nebst eigenen Personalkosten können also bis zur Initialisierungsphase Kosten in Höhe von bis zu 100.000 €⁶⁴ errechnet werden. Dies steht natürlich in Abhängigkeit zum zeitlichen Aufwand für die Entwicklungsphase.

⁶³ In diesem Zusammenhang ist unter mittelfristiger Planung ein Zeitraum von max. 4 Jahren zu verstehen.

⁶⁴ Geschätzte Kosten im Jahr 2005

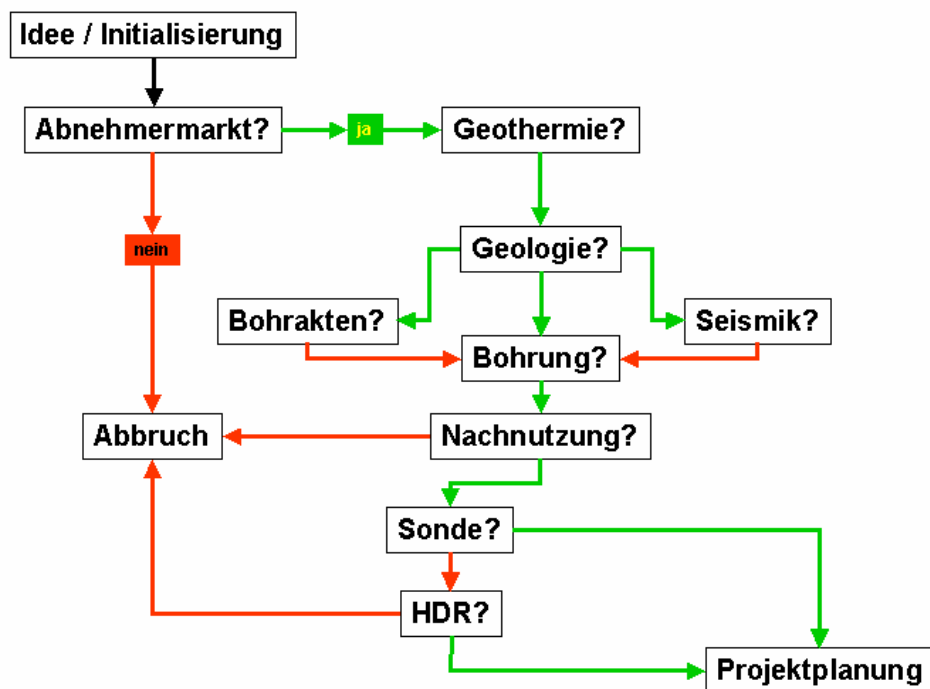


Abb. 24.: Entscheidungs- und Planungsschema bis zur Vorprojektplanung

3.3.3.2. Kosten Initialisierungsphase

Erst wenn die grundsätzlichen geologischen Kenntnisse als Ergebnis der geologischen Machbarkeitsstudie und die Abnehmersituation einen ersten Hinweis auf den wirtschaftlichen Betrieb geben, sollten weitere Detailuntersuchungen vorgenommen bzw. in Auftrag gegeben werden. Der Aufwand für seismische und magnetotellurische Untersuchungen⁶⁵ steht in Abhängigkeit zur Untersuchungsstufe und natürlich zur Größe des Untersuchungsgebietes.

Die Kosten für eine 2D-Seismik setzen sich zusammen aus den folgenden Positionen:

- Mobilisation / Demobilisation der Messtrupps
- Einholung aller erforderlichen Genehmigungen
- Geodätische Vermessung der Profillinien
- Messung der seismischen Refraktionsprofile
- Messung der seismischen Reflexionsprofile

⁶⁵ Dr. Dombrowski von der Fa. DMT in Essen war so freundlich, eine Kurzberechnung anzufertigen.

- Datenbearbeitung
- Geologische Interpretation der Messdaten

Vereinfacht kann man sagen, dass sich der Gesamtpreis aus dem Preis für die Position Mobilisation/Demobilisation und dem Preis für die Position Messung/Interpretation errechnet. Die Kosten für Mobilisation/Demobilisation werden im Wesentlichen durch die Lage des Messortes sowie durch den für die konkrete Aufgabenstellung erforderlichen Personal- und Materialeinsatz beeinflusst. Sie können durchaus die Größenordnung von 100.000 € annehmen. Für eine 3D-Seismik sollten zwischen 500.000 € und 700.000 € kalkuliert werden. Für eine Magnetotellurik sind ca. 80.000 € bis 120.000 € anzusetzen.

In die Kosten für Messung/Interpretation gehen hauptsächlich die folgenden Faktoren ein: Die Größe des Messgebiets, die geforderte Aussagegenauigkeit, die maximale Erkundungstiefe, die Komplexität des Untergrunds, die Befahrbarkeit der Profillinien, die Bebauung und der Bewuchs, ja sogar die Jahreszeit, in der die Messung stattfindet. Aufgrund der Vielzahl der relevanten Preis-Einflussfaktoren kann keine Faustformel für die Seismikkosten angegeben werden.

Aufwendungen zur Bohrakteneinsicht können in diesem Rahmen nicht abgesteckt werden, da diese Aufwendungen keinen Gesetzmäßigkeiten, wie o.g. Aufwendungen, für Machbarkeitsstudien oder seismische Untersuchungen unterliegen. Sicherlich kann aber festgehalten werden, dass - je tiefer die Vergleichsbohrungen abgeteuft wurden - der Verhandlungspreis desto höher liegt.

Bevor also ein Vorprojekt initiiert werden kann, sollten Projektträger wie Investoren mit Initiierungsaufwendungen für ein Vorprojekt in einer Gesamthöhe von 200.000 € bis 950.000 € kalkulieren.

4. Einflussfaktor Technologie

Mit der Entscheidung zur Durchführung eines Vorprojektes erhalten neben den geologischen Fragenstellungen nunmehr auch technologische Aspekte eine größere Bedeutung, denn alle weiteren Investitionen verfolgen das mittel-

fristige⁶⁶ Ziel, ein Geothermieprojekt zu realisieren. Insofern bauen die folgenden Investitionen aufeinander auf, bis der Zeitpunkt der Erlösphase eintritt.

Der Ablauf der Erschließung bis zur Exploration hydrothermalen Ressourcen gibt von seinem Zeitablauf her Möglichkeiten, Abbruchkriterien und Abbruchpunkte festzulegen. Der vorliegende Geothermieleitfaden stellt die Projektschritte bis zur Niederbringung der ersten Bohrung dar. Erst wenn dieser Teilschritt vollzogen ist, ist der nächste Abbruchpunkt erreicht. Die Entscheidung zum Vorprojekt ist also ein point of no return. Damit ist gemeint, dass nun Sachinvestitionen folgen, die in der Hoffnung getätigt werden, einen Kapitalrückfluss zu erhalten. Daher muss schon bei der Planung der Vorprojektphase „über den Tellerrand der Teilschrittplanung hinaus“ das Gesamtprojekt im Auge behalten werden.

Zum einen stellt der vorliegende Geothermieleitfaden die einzusetzenden Komponenten in ihrer Funktion und in ihrer strukturellen Abhängigkeit dar, zum anderen ergibt sich aus der Zusammensicht der Komponenten eine grobe Investitionsplanung (→ Kapitalbedarf), womit die technologische Synopse⁶⁷ schließt. Auf die grobe Investitionsplanung folgt dann im nächsten Schritt die Frage nach der Kapitalbeschaffung (→ Finanzierung). Weil eine geothermische Stromerzeugung als „Maximaltechnologie“ alle Inhalte einer reinen Wärmeversorgung einschließt, verbleibt der Geothermieleitfaden bei der weiteren Beschreibung methodologisch und thematisch bei der Vorprojektplanung einer Stromerzeugungsanlage.

4.1. Grundlagen geothermischer Energienutzung

Die vorangegangenen Machbarkeitsstudien lieferten die planerischen Grundlagen (→ geothermische Parameter, Erschließungsteufe, Temperatur, Förderrate, Chemismus), auf denen nun die Energienutzungsplanung vorgenommen wird. **Die entnehmbare Wärmemenge aus der Tiefe liefert den begrenzenden Planungsfaktor!**⁶⁸ Auf der einen Seite liegen die Abnahmeparameter

⁶⁶ In diesem Zusammenhang ist unter mittelfristiger Planung ein Zeitraum von max. 4 Jahren zu verstehen.

⁶⁷ Griech.: Zusammenschau

⁶⁸ Das wichtigste Unterschied zur Planung einer konventionellen Anlage: Während man die Leistung fossil betriebener Anlagen - fast beliebig - steigern kann, ist der Input bei Geothermieanlagen limitiert.

geothermischer Energie fest, sei es die Wärmeabnahme, sei es die Verpflichtung des jeweiligen Netzbetreibers durch das EEG, geothermisch eingespeisten Strom mit 15 ct/kWh zu vergüten. Auf der anderen Seite liegen die geologischen Prognosen vor. So teilt sich die technologische Sicht der Geothermieexploration in einen untertägigen Aspekt der technologischen Erschließung und einen obertägigen technologischen Aspekt der Wärmeveredelung und Verteilung. Die technologische Erschließung ist von den geologischen Bedingungen abhängig, die ihrerseits die thermodynamischen Prozesse der Veredelung und Verteilung bestimmen.

4.1.1. Technologische Aspekte der Erschließung hydrothermalen Ressourcen

Die Erschließung hydrothermalen Ressourcen zwingt unter Bezugnahme des durchschnittlichen geothermischen Gradienten, Teufen von mehr als 2.500 m zu erschließen. Dazu werden Tiefbohrungen abgeteuft, die denen der Erdöl- bzw. Erdgasindustrie ähneln. Grundsätzlich kann die Geothermie das Erschließungs-Know-how der Erdöl- und Erdgasexploration nutzen. Dazu zählt, die Tiefe bohrtechnisch zu erreichen, das Reservoir vor dem Ausbau auf Förderfähigkeit zu testen, bei schlechten Förderbedingungen diese künstlich zu optimieren und das Bohrloch für einen Dauerbetrieb auszubauen. Auf dieser Grundlage kann die Exploration der Geothermie auf mehr als 100 Jahre Erfahrung⁶⁹ in der Bohrtechnik zurückblicken.

Alle Aspekte der Kohlenwasserstoffexploration entsprechen denen der Geothermie mit einer Ausnahme: Während die Kohlenwasserstoffindustrie einen **Primärenergieträger** fördert, nutzt die Geothermie eine **Primärenergie**. Aus dieser Grundverschiedenheit leiten sich weitere wesentliche Unterschiede ab.

Da Kohlenwasserstoffe eine wesentlich höhere Energiedichte haben als warmes Wasser, kommt die Kohlenwasserstoffindustrie mit deutlich kleineren Bohrlochdurchmessern aus. Die Geothermie benötigt Bohrungen größeren Durchmessers, weil die Fördermenge an Thermalwasser aufgrund der geringeren Energiedichte größer sein muss.

⁶⁹ Die älteste Bohranlage der Welt befindet sich im Elsaß, wo schon zu Beginn des 19. Jahrhunderts bei Pechelbronn nahe bei Sultz-sous-Forêts die Erdölexploration blühte. Dort steht eine manuell betreibbare Bohranlage nebst eingesetzten Meißeln.

Damit ergibt sich in Ableitung der nächste Unterschied, nämlich die Anzahl der benötigten Bohrungen. Die Kohlenwasserstoffexploration erfordert grundsätzlich nur eine Bohrung, die Hydrogeothermie dagegen zwei Bohrungen. Würde man die Menge an Thermalwasser nicht wieder über eine 2. Bohrung in die Tiefe zurückleiten, ergäben sich zwei Probleme. Das erste wäre, die stark salinaren Wässer (Ausnahme Molassebecken) zu entsorgen, denn der Salzgehalt würde jede Kläranlage überfordern. Neben diesem Umweltgedanken steht aber der betriebstechnische Aspekt im Vordergrund, denn die dauerhafte, hohe Entnahmemenge würde die künstliche Heißquelle bald versiegen lassen.

4.1.1.1. Bohrablauf

Grundsätzlich kann man den Bohrablauf mit dem heimwerklichen Bohren vergleichen. Ein Bohrmeißel wird über einen elektrischen Antrieb in Drehung versetzt, wobei ein ausgeübter Druck und Drehmoment für den Vortrieb des Meißels sorgt. Damit der Meißel nicht zur Seite abdriftet, ist er hinter dem Antrieb in einem Bohrfutter verankert. Damit der Meißel vorankommt, muss das Bohrklein aus dem Bohrloch entfernt werden. Nach Abschluss des Bohrens bzw. nach irgendwelchen Hindernissen muss der Meißel entfernt werden, das Bohrloch begutachtet werden, um weitere Maßnahmen zu treffen. Bei Abschluss der Bohrarbeiten wird das Bohrloch für die weitere Verwendung vorbereitet bzw. (mit einem Dübel) komplettiert.

So einfach der Vorgang des Bohrens dargestellt ist, so schwierig ist die bohrtechnische Erschließung des Untergrundes, denn eine solche Bohrung ist vom Durchmesser größer, dringt tiefer vor und hat andere Umgebungsbedingungen wie Druck, Wärme und Härte. Diese Problemstellungen führten zur Entwicklung verschiedener Bohrtechniken. Grundlage der noch heute gebräuchlichsten Form der Bohrtechnik ist das Rotary-Verfahren.

4.1.1.2. Bohrverfahren nach dem Rotary-Prinzip

Wie oben beschrieben, wird beim Rotary-Verfahren ein Bohrmeißel mittels eines (diesel-)elektrischen Motors in Bewegung gesetzt. Die Drehmomentübertragung erfolgt über eine hohle Mitnehmerstange, die den Antrieb mit dem Meißel verbindet. Der Bohrfortschritt zwingt dazu, einerseits die Mitnehmerstange stetig zu verlängern, andererseits den Meißel, der bei der Arbeit stumpf und unbrauchbar wird, auszuwechseln.

Um die Haltbarkeit des Meißels zu verlängern, muss er gekühlt werden. Gleichzeitig ist das Bohrklein aus dem Bohrloch zu entfernen. Dies geschieht dadurch, dass durch das hohle Bohrgestänge eine Flüssigkeit gepresst wird. Am Meißel tritt die Flüssigkeit aus und spült das Bohrklein seitlich am Meißel und dann am Bohrgestänge außen vorbei nach oben. Mit zunehmender Tiefe ist natürlich der Druck der Spülflüssigkeit zu erhöhen. Damit nicht ständig Spülmittel nachgepumpt werden muss, wird das Spülmittel, wenn es oben mitsamt Bohrklein anlangt, in verschiedenen Sink-Becken gereinigt und wieder nach unten verpresst. Dieses „Recycling“ schont die Umwelt und spart Betriebskosten.

Je tiefer eine Bohrung ist, desto mehr Drehmoment ist nötig und desto größer wird der Zeitaufwand, die zusammengesetzte Mitnehmerstange (Bohrgestänge) auseinanderzuschrauben, das Teilstück abzustellen, das weitere Teilstück hochzuholen und den Vorgang wieder rückwärts zu durchlaufen, wenn der Bohrmeißel ausgewechselt ist. Aus diesem Grund wird ein solcher Vorgang auch „round-trip“ genannt. Nicht nur der Zeitaufwand für einen round-trip, sondern auch das Gewicht des Bohrgestänges nimmt zu. Dadurch wird ab einer gewissen Hakenlast am Antrieb eine bohrtechnische Grenze gesetzt.

4.1.1.2.1. Drehtisch-Antrieb

Viele Tiefbohranlagen arbeiten heute vorwiegend nach dem Rotary-Verfahren. Hierbei erfolgt der Antrieb über den Drehtisch, der „kurz“ oberhalb der Geländeoberkante liegt. Das 9 m lange Bohrgestänge wird durch den Drehtisch hindurchgeführt. Dies bedeutet, dass ein round-trip wegen der vielen kleinen Teilstücke des Bohrgestänges recht lange dauern kann. Für eine 5.000 m Bohrung beispielsweise muss mehr als 30mal das Gestänge ausgewechselt werden und dies umso öfter, je tiefer - also länger - die Bohrstrecke ist und das Gestein an Härte zunimmt. Bei 4.000 m zum Beispiel kann ein round-trip schon mal 16 Stunden dauern. Dies kostet Geld, weswegen die technologische Entwicklung vorsieht, das Drehmoment zu vergrößern und den round-trip zu verkürzen.

4.1.1.2.2. Top-Drive-Antrieb

Beim Top-Drive-Verfahren sitzt der Antrieb auf dem Bohrturm und treibt das Bohrgestänge von oben an, weswegen der Antrieb die Länge von drei Bohrstangen – also 27 m – aufnehmen kann. Es hat den Vorteil, bei Richt- und

Horizontalbohrungen ein besseres Drehmoment zu bieten. Dieses Verfahren wurde ursprünglich für Offshore-Anlagen (Bohrplattformen im Wasser) entwickelt, wird aber immer häufiger auch bei Bohrungen an Land (Onshore) eingesetzt. Da man die Offshore-Anlagen nicht beliebig umstellen kann, musste ein Verfahren entwickelt werden, von einem Standort aus in alle Richtungen und Tiefen bohren zu können.

4.1.1.2.3. Hydraulik-Antrieb

Da die Spülflüssigkeit unter hohem Druck in das Bohrloch eingepresst werden muss, entwickelte man ein hydraulisches Antriebsverfahren, das es ermöglichte, den Antrieb gleich hinter dem Meißel anzusetzen, weswegen der Meißel eine größere „Bewegungsfreiheit“ besitzt. Dieses Verfahren wird auch „Turbinenbohren“ genannt. Es wird vor allem bei Ablenkbohrungen eingesetzt, d.h. bei Bohrungen, die in einer vorbestimmten Tiefe ihre Richtung gezielt verändern sollen.

An Land wird das sogenannte Richtbohren u.a. angewendet, wenn Lagerstätten unterhalb von Ortschaften oder besonders zu schützenden Gebieten vermutet werden. Die Turbinenbohrung leistet damit indirekt ebenfalls einen wichtigen Beitrag zum Schutz der Umwelt.

Die Ablenkung einer Richtbohrung kann im Extremfall sogar horizontal ausgeführt werden. Dann spricht man von einer Horizontalbohrung, die dann eingesetzt wird, wenn die Fördermenge durch eine vergrößerte Förderhorizontfläche positiv beeinflusst werden soll.

4.1.1.3. Spülmitteleinsatz

Die Spülung erfüllt nicht nur die Aufgabe, das Bohrklein aus dem Arbeitsbereich des Meißels zu entfernen, sondern auch die Bohrlochwand während des Bohrens zu stützen. Dies ist notwendig, weil der Druck des Gebirges lockere Gesteinsschichten in die Bohrung drücken kann und damit den Antrieb blockieren würde. Weiterhin könnte der hohe Druck, unter dem das Spülmittel steht, in poröse, oder gar (trink-)wasserführende Schichten eindringen. Um dies zu vermeiden, muss die Spülflüssigkeit „verdickt“ werden, indem das spezifische Gewicht einerseits und die Zusammensetzung andererseits verändert wird. Als Zusatzmittel für die Spülflüssigkeit verwendet man z.B. Tone, die in der Korngröße so klein sind, dass sie etwaige Risse im Bohrloch

verstopfen, wodurch Stabilität einerseits gewährleistet wird und Spülmittelverluste oder unerwünschte Zuflüsse andererseits vermieden werden.

4.1.1.4. Verrohrung bis zum Entnahmehorizont

Mit zunehmender Bohrtiefe reicht die „Stützfunktion“ der Spülung nicht mehr aus, um die Stabilität der Bohrlochwand zu gewährleisten. Deshalb wird das Bohrloch in gewissen Abständen gegen Einsturz abgesichert, indem Stahlrohre - auch Casings genannt - eingezogen werden. Gleichzeitig erreicht man mit dem Einbau der Stahlrohre einen Torsionsschutz – quasi ein verlängertes Bohrfutter. Mit zunehmender Tiefe nimmt der Durchmesser der eingezogenen Rohre teleskopartig ab. Mit unterschiedlicher Tiefe haben die Rohre nicht nur unterschiedliche Rohrdurchmesser, sondern auch dem jeweiligen Durchmesser entsprechende Aufgaben. Der Durchmesser steht wiederum in Abhängigkeit zur endgültigen Teufe. Insofern kann man eine Bohrung gemäß ihrer Verrohrung grob in Abschnitte unterteilen.

4.1.1.4.1. Standrohr

Das Standrohr wird im ersten Teil der Bohrung eingelegt. Es hat von allen Casings den größten Durchmesser. Die Aufgabe des Standrohres besteht zunächst darin, eine grundlegende Bohrführung für das Bohrgestänge einzurichten. Weiterhin soll das Standrohr den Bohrturm vor Unterspülungen schützen und den ersten, manchmal auch den zweiten Grundwasserleiter, gegen die Bohrung abschirmen, um ein Eintreten verwendeter Spülflüssigkeiten bei dem späteren Bohrvorgang auszuschließen. Das heißt, das Standrohr muss in eine relativ kompakte, meist tonige, Formation abgeteuft werden, um Standfestigkeit für Bohranlage und Bohrgestänge zu gewährleisten.

In aller Regel wird das Standrohr in den Untergrund gerammt. Gelegentlich wird auch das Aushub- oder Lufthebeverfahren zum Setzen des Standrohres angewendet. Für die Bohrung in Landau⁷⁰ z.B. wurde ein 20“-Rohr (= 20 x 2,54 cm = 50,8 cm) bis in eine Tiefe von ca. 40m eingebaut. Das Standrohr wird - wie alle folgenden Rohre auch – im Anschluss mit der Bohraußenwand

⁷⁰ Alle weiteren genannten Auslegungsdaten folgen dem Projekt Landau. Die Auslegung ist nicht ohne weiteres auf andere Projekte übertragbar. Es dient nur zur Veranschaulichung der Durchmesserhältnisse.

„verklebt“, indem von unten Zement in den Zwischenraum von Bohrwand und Rohr eingepresst wird (siehe Abb. 25.: Schema des Zementationsvorganges).

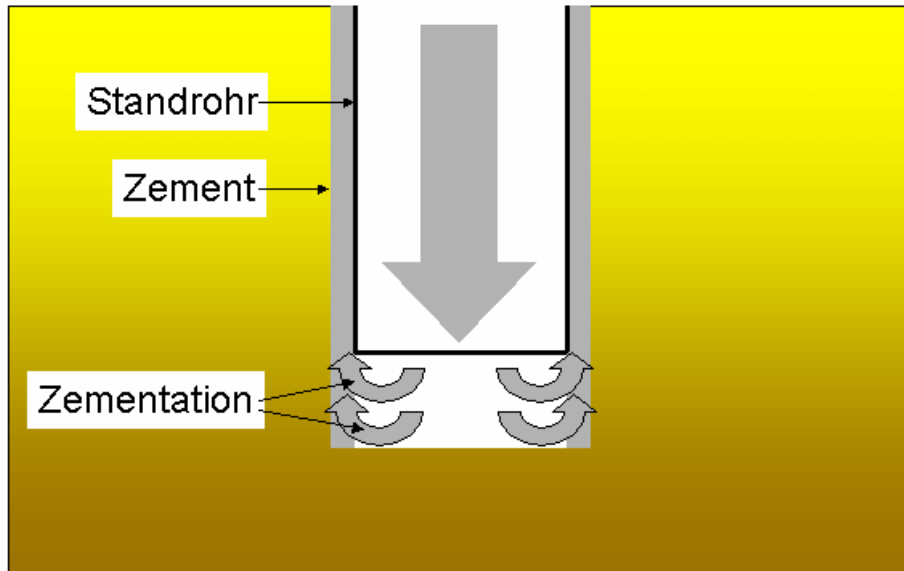


Abb. 25.: Schema des Zementationsvorganges

4.1.1.4.2. Ankerrohrtour

Danach wird mit einem Meißel kleineren Durchmessers (z.B.: 17½“) der zementierte Boden des Standrohres durchbohrt (siehe Abb. 26.: Schema der Bohrfortführung nach der Zementation) und weiter abgeteuft. Die Ankerrohrtour ist - wie das Standrohr auch - zur erweiterten Bohrführung und zusätzlich

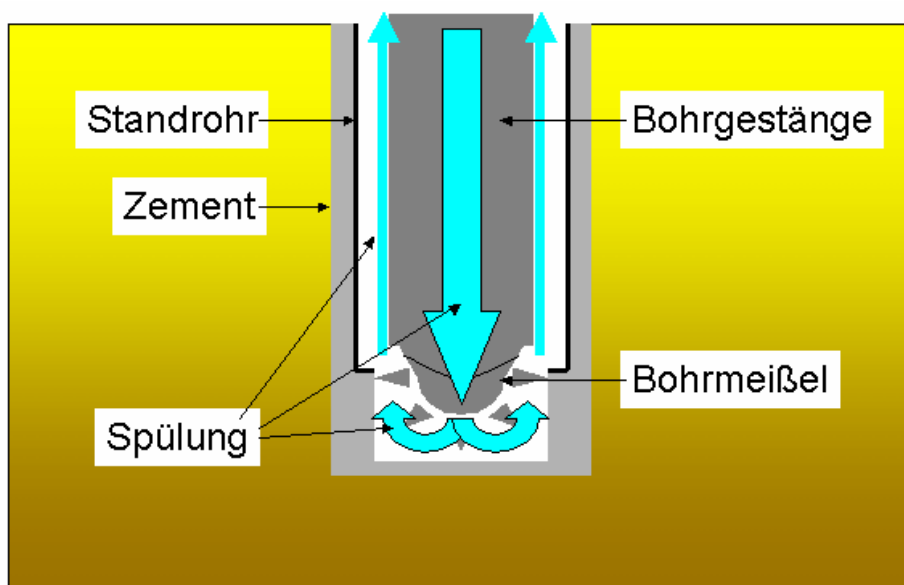


Abb. 26.: Schema der Bohrfortführung nach der Zementation

zum Torsionsschutz des Bohrgestänges für die weitere Vertiefung der Bohrung notwendig. Die Ankerrohrtour verankert gleichsam das Bohrgestänge über einen Blow-out-Preventer (BOP) mit dem Antrieb. Der BOP ist notwendig, damit plötzliche Gasaustritte⁷¹ vermieden werden, denn in Sedimentschichten haben sich fast immer organische Rückstände durch anaerobe Abbauprozesse in Methan und Schwefelwasserstoff⁷¹ (→ Erdgasexploration) zersetzt.

Weiterhin sollen durch die Ankerrohrtour die tiefer gelegenen Trinkwasserhorizonte geschützt werden. Aufgrund der Schutzfunktion (BOP und Trinkwasser einerseits und der Aufgabe des Torsionsschutzes andererseits, muss die Ankerrohrtour in kompaktere Formationen (z.B. obere Sandsteine) abgeteuft werden. Mit einem 13³/₈“ Durchmesser am Bohrlockkopf kann die Ankerrohrtour später für den Einbau einer großen leistungsstarken Unterwassermotorpumpe genutzt werden, wobei der Zwischenraum als Pumpenkammer genutzt wird.

4.1.1.4.3. Arbeitsrohrtour

Wie der Name schon andeutet, handelt es sich bei der Arbeitsrohrtour um den Hauptteil des Bohrungsaufbaus, in dem die Bohrarbeiten bis zum Zielhorizont ausgeführt werden. Die Arbeitsrohrtour sichert die abgeteuft Bohrung gegen Einsturz. Bei Richtbohrarbeiten dient sie zudem dazu, die Schleiflasten am Ablenkpunkt aufzunehmen⁷². Bei späterer Betriebsnahme dient die Rohrtour als Förderrohrtour, wenn nicht eine zusätzliche Schutzrohrtour über die gesamte Bohrstrecke eingezogen wird.

Mit dem Ende der Arbeitsrohrtour wird der Meißel durch den Zielhorizont bzw. die Zielhorizonte vorangetrieben. Wie eine solche Bohrung im Gesamtquerschnitt aufgebaut ist zeigt die Abb. 28.: Schema des Bohraufbaus im Querschnitt. In diesem Bereich werden alle der Abteufung folgenden Aufgaben ausgeführt. Dazu zählen Bohrlochmessungen, die teilweise auch schon wäh-

⁷¹ Der letzte schwere Blow-Out, bei dem fast 200 Menschen getötet und weitere 1.000 Menschen durch austretendes H₂S-Gas verletzt wurden, ereignete sich Ende 2003 in China bei einer Erdgasbohrung, bei der dieser Preventer nicht installiert war.

⁷² Würden die Schleiflasten direkt in das Gebirge geleitet werden, würde der Umlenkpunkt „auskavernen“, ein späterer Rohreinbau hätte hier keinen seitlichen Halt.

rend der Bohrarbeiten getätigt werden (**M**asurements-**W**hile-**D**rilling-Verfahren). Die Stimulation des Zielhorizontes ergänzt diese Arbeiten, wenn die Zuflussrate unmittelbar nach dem Bohren nicht den Erwartungen entspricht oder wenn ein folgender Pumpversuch unbefriedigende Förderraten nachweist.

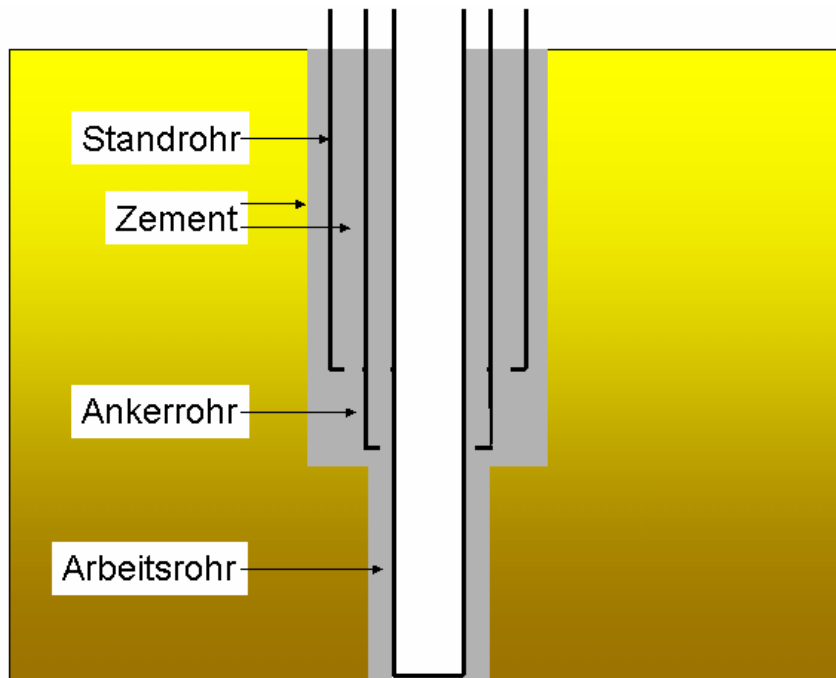


Abb. 27.: Schema des Rohraufbaus am Bohrkopf

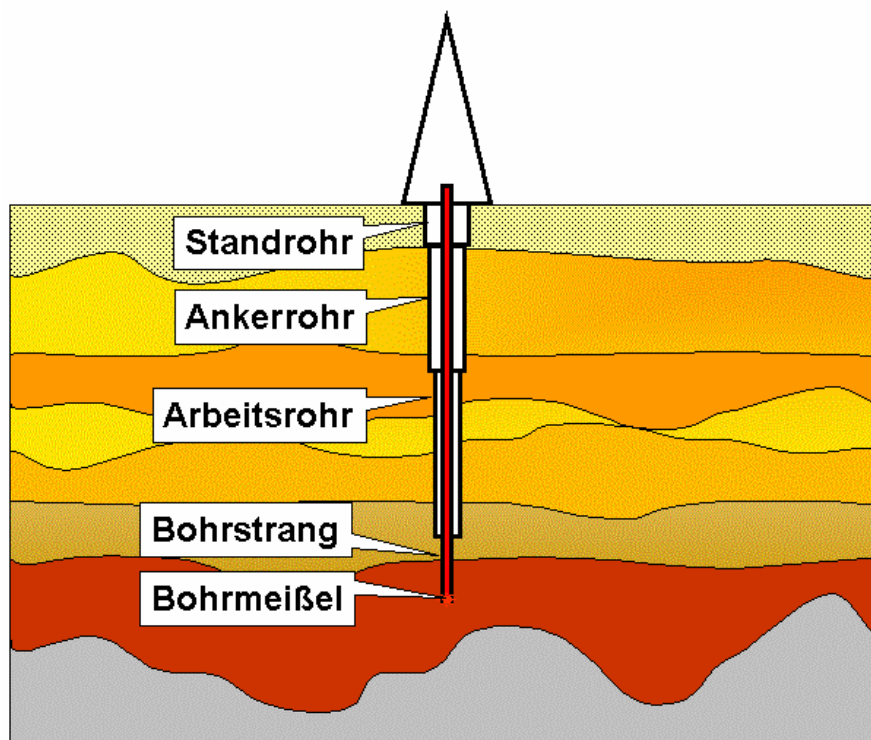


Abb. 28.: Schema des Bohraufbaus im Querschnitt

Aus diesem Grund wird der untere Bereich des cased hole in aller Regel nicht zementiert (Ausnahme: Gering verdichtete Sandsteinhorizonte). Daneben soll durch diese Maßnahme auch den Rohren ein Spiel für die Wärmeausdehnung durch die relativ hohen Fördertemperaturen einerseits gegeben werden, andererseits könnte die thermische Belastung des Zementes zwischen Bohrwand und Stahlrohr dazu führen, dass dieser explosionsartig die Stahlrohrwand durchschlägt und die Förder- oder Reinjektionsfähigkeit beeinträchtigt.

4.1.1.5. Bohrlochmessungen

Bohrlochmessungen sind notwendig, um die stratigraphischen Schichten und ihre jeweiligen geophysikalischen Parameter wie Dichte/Porosität, Zuflussverhalten, Chemismus und tektonisches Spannungsverhalten u.a. zu lokalisieren und zu bestimmen. Diese wichtigen Daten bilden später die Grundlage für die verfahrenstechnische Planung der Energiegewinnung.

Die methodologische Abgrenzung zu den vorangegangenen und nachfolgenden Schritten ist schwierig, weil Bohrlochmessungen zum Teil während des Bohrens vorgenommen werden, teilweise ihre Ergebnisse zu Stimulationsmaßnahmen im Anschluss an die Bohrarbeiten führen und teilweise erst nach der Bohrlochkomplettierung, die in aller Regel erst nach der Stimulation vorgenommen werden kann, erfolgen, um die Ergebnisse der Stimulationsmaßnahmen zu prüfen. Um einen Gesamtüberblick über die verschiedenen Methoden zu erhalten, ist die Darstellung ihrer Verfahren an diese Stelle gerückt.

Neben diesen wichtigen Daten liefern Bohrlochmessungen vor und/oder nach jedem Einbau von den o.g. Rohrtouren Aufschluss über die korrekte Durchführung der Bohrarbeiten (Neigung der Bohrung), die Festigkeit und Stärke der Zementierungen (Kaliber-Log) sowie über Ultraschallmessungen potentielle Zuflusshorizonte. Diese „Zwischenmessungen“ bedürfen allerdings weiterer detaillierterer Untersuchungen, um auch geophysikalische Aussagen über die Beschaffenheit des tiefen Untergrundes machen zu können.

Die weiteren Untersuchungsmethoden gliedern sich nach den Verfahren in Strahlungsmessungen, elektrische Messungen, Sonarmessungen und Spektrometrien. Weiterhin können Bohrlochmessungen unterteilt werden in Messungen während des Bohrfortschritts (MWD, Mud-Logging) und Messungen nach dem Erreichen des Zielhorizontes. Letztere Messungen bedeuten dabei einen zusätzlichen Zeitaufwand. Er ist insofern von Bedeutung als sich

die Mietzeit der Bohranlage verlängert. Aus diesem Grund ist bei der Bohrplanung darauf zu achten, welche Messverfahren tatsächlich angewendet werden sollen und welche Aussagekraft sie haben werden.

4.1.1.5.1. Measurements-While-Drilling

Dieses Verfahren nutzt eine Messsonde hinter dem Bohrmeißel, so dass während des Bohrens verschiedene Messungen durchgeführt werden können. Je nach Messinstrumenteanordnung ist dieses Messverfahren unterschiedlich teuer. Für eine Geothermiebohrung lohnt sich ihr Einsatz nur insofern, als dass man bei einer Richtbohrung den Verlauf der Bohrung orten kann, indem ein Druckimpuls – ähnlich den seismischen Verfahren – in die Spülflüssigkeit gegeben wird, der am Bohrkopf aufgenommen wird. Durch computerunterstützte Berechnung lässt sich über die Verweildauer des Impulses und seine Brechung berechnen, wo sich der Meißel im dreidimensionalen Gebirgsraum befindet.

Selbstverständlich kann das MWD-Verfahren alle nachfolgenden Messverfahren integrieren, jedoch stünde der finanzielle Aufwand in keinem Verhältnis zu dem Zeit- und Erkenntnisgewinn. Daher empfiehlt sich, diese Messungen separat und in einem Durchlauf nach Beendigung der eigentlichen Bohrarbeiten durchzuführen.

4.1.1.5.2. Mud-Logging

Das Mud-Logging wird deswegen im Rahmen der Bohrlochmessungen verhandelt, weil mit dieser Untersuchungsmethode die erzielte Teufe ermittelt werden kann, auch wenn die eigentliche Messung bzw. Entnahme oberirdisch erfolgt. Unter Mud-Logging ist eine Untersuchung des ausgespülten Bohrkleins zu verstehen. Dazu wird aus der sogenannten mud-pit (→ Schlammgrube) in gewissen zeitlichen Abständen eine Bohrkleinprobe entnommen und mikroskopisch untersucht.

Mit Hilfe einer Analyse der in dem Bohrklein enthaltenen fossilen Einlagerungen – das können paläontologische Mikroorganismen (→ Leitfossilien) als auch Pollenfunde (→ Palynologie) und andere der Fauna zugehörige Funde sein – kann eine sogenannte Biostratigraphie vorgenommen werden, womit eine zeitliche Einordnung erfolgen kann.

Weiterhin liefert das Mud-Logging erste wichtige Hinweise auf die geochemischen Verhältnisse der gerade erbohrten Fazies⁷³ (→ Formation), so dass in Kombination beider Untersuchungsmethoden ein grobes geologisches Schichtenverzeichnis erstellt werden kann, aus dem auf die erbohrte Teufe zu schließen ist. Erst weitere Messverfahren ermöglichen eine genauere Einteilung der Grobstatigraphie (→ Mikrofazielle Bestimmung).

4.1.1.5.3. Gamma-Logging

Das Messen der natürlichen Radioaktivität der Gesteine ist das am häufigsten angewandte Bohrlochmessverfahren. Es wird wegen der Messung der γ -Strahlung auch Gamma-Logging genannt. Der größte Teil der natürlichen Gammastrahlung der Erde entsteht beim Zerfall des innewohnenden radioaktiven Kalium-Isotops K^{40} und der ebenfalls radioaktiven Elemente der Thorium- und Uran-Radium-Reihe des Periodensystems.

Diese Isotope finden sich in den geologischen Formationen in verschiedenen starker Akkumulation. In Sedimentgesteinen z.B. bewirken vor allem die Tonminerale aufgrund ihres höheren Gehaltes an K^{40} ein Ansteigen der natürlichen Radioaktivität. Anhand der unterschiedlichen Intensität der Gammastrahlung kann auf die Zusammensetzung der Fazies geschlossen werden.

Die Gammastrahlung in den verschiedenen Gesteinsformationen ist minimal, trotzdem lassen sie sich mit den heutigen hochentwickelten messtechnischen Methoden nachweisen und bestimmen. Die natürliche Radioaktivität wird mit einer Gamma-Ray-Sonde - auch Szintillometer genannt - gemessen. Der Messvorgang stellt sich so dar, dass eine Sonde mittels einer Winde in das Bohrloch hinabgelassen wird und dann mit einer Geschwindigkeit von mehreren m/s von unten nach oben durch das Bohrloch gezogen wird. Während der Messfahrt nimmt die Sonde die Strahlungswerte auf und speichert die Daten digital. Die Strahlung wird in API-Einheiten (**A**merican **P**etroleum **I**nstitut) wiedergegeben. Die natürliche Radioaktivität in Sedimentgesteinen reicht von

⁷³ Unter Fazies (von lat.: facies - das Gesicht, Antlitz) eines Sediments versteht man die Ausformung eines Gesteins unter den jeweiligen Bedingungen seiner Entstehung, die das Gestein in seinen Merkmalen beeinflusst. Durch die Analyse der Fazies eines Sediments kann daher auf den Bildungsraum und seine Bedingungen zurückgeschlossen werden.

einigen API in Anhydrit oder Steinsalz bis zu 200 API und mehr in Tonsteinen und Schiefen.

4.1.1.5.4. Elektrische Messungen

Neben dem Gamma-Logging kommen noch weitere Strahlungsmessungen zum Einsatz, wie z.B. Neutronenabsorption oder eine Gamma-Gamma-Messung. Darüber hinaus können neben der Strahlungsmessung auch elektrische Potentiale und Widerstände Aufschluss über den lithologischen⁷⁴ Aufbau des Untergrundes geben.

4.1.1.5.5. Sonic-Logging

Grundlage des Sonic-Logging-Messprinzips ist, dass jedes Gestein eine individuelle Schallgeschwindigkeit besitzt. Wie bei den seismischen Messungen in Kapitel 3.3.2.1 Seismische Untersuchungen und folgende dargestellt, ist die Schalldurchlaufzeit abhängig von der Dichte und Elastizität des untersuchten Gesteins.

Das Sonic-Log misst die Laufzeit des von einem Sender am unteren Ende der Sonde erzeugten Schallimpulses durch das das Bohrloch umgebende Gestein zu einem oder mehreren Empfängern am oberen Ende der Sonde. In der digitalen Aufzeichnung wird die Schall-Laufzeit vom Sender durch die Bohrlochwand zum Empfänger in Mikrosekunden pro Meter ($\mu\text{s}/\text{m}$) gemessen. Dabei bestimmt natürlich der Abstand zwischen dem Sendeimpuls und dem Empfänger die Auflösungsgenauigkeit der Messung. Je kleiner der Abstand von Sondenkopf (Impulsausgang) und Sonarempfänger ist, desto kleinere Mächtigkeiten der jeweiligen Fazies können noch gemessen werden.

4.1.1.5.6. Spektrometrische Messungen

Neben den physikalischen Eigenschaften sind auch die chemischen Eigenschaften des oder der Förderhorizonte wichtig, um einen Aufschluss über die Mineralisation des Thermalwassers zu erhalten. Dabei können natürlich grundsätzlich Proben des geförderten Thermalwassers entnommen und chemisch analysiert werden. Es ist jedoch wichtig in diesem Zusammenhang, dass eine obertägige Entnahme die Messergebnisse verfälscht, weil durch die

⁷⁴ Von gr. λιθος = Stein → Gesteinsaufbau

zwischenzeitliche Abkühlung sich das chemische Gleichgewicht der Minerallösung (→ Thermalwasser) zur Ausfällung bestimmter Salze geführt haben kann oder das gelöste Gase aufgrund der Druckentspannung nach der Förderung aus dem Wasser ausgetreten sind.

Um solche Unwägbarkeiten auszuschließen, bedient man sich der Untersuchungsmethoden der Analytischen Chemie, die bei geringen Konzentrationen oder schwer zugänglichen Entnahmesituationen spektrometrische Messungen vornimmt. Dabei haben die Elemente des Periodensystems und ihre Verbindungen - wie bei der Sonaruntersuchung - individuelle Licht- bzw. Wellenbrechungseigenschaften, wodurch man durch die Messung der Spektralbrechung auf die Zusammensetzung schließen kann. Wichtig bei dieser geochemischen Analyse ist die Konzentration der gelösten Ionen des Thermalwassers, um Ausfällungserscheinungen schon im Vorwege zu bestimmen. Weiterhin soll auch der Anteil an Gasen (CH_4 ; H_2S ; etc.) bestimmt werden, um verfahrenstechnische Indikationen der späteren Exploration (→ Anlagentechnik) zu definieren.

Die detaillierte Darstellung der Funktion und der Anwendungsgebiete dieser spektrometrischen Verfahren würde den hier gesetzten Rahmen sprengen. Es sei an dieser Stelle nur auf gängige Verfahren zur geochemischen Bestimmung der (an)organisch-geochemischen Beschaffenheit hingewiesen. Zu den Spektrometrischen Untersuchungen gehören die Röntgenfluoreszenzanalyse (RFA), die Optische Emissionsspektroskopie mit induktiv gekoppeltem Plasma (ICP-OES) oder die Röntgendiffraktometrie.

Tabelle 1.: Messverfahren und lithologische Interpretation

Gestein	Elektrische Messungen		Radioaktivitätsmessungen			Schallmessungen
	Leitfähigkeit, Widerstand	Spontanes Potential	Gamma-Ray	Neutron	FDL (Gamma-Gamma)	Sonic Log
Tone, Tonsteine	meist hohe Leitfähigkeit und geringer Widerstand	hohe Spannungswerte	starke Strahlung			relativ niedrige Geschwindigkeiten abhängig von der Porosität (Kompaktionszustand)
toniger Sand		mittlere Spannungswerte	mittlere Strahlung	mittlere Absorption		
Sande, Sandsteine, grobklastische Gesteine	Leitfähigkeit u. Widerstand abhängig von Porenfüllung	geringe Spannungswerte	geringe Strahlung	Absorption abhängig von der Porosität! (stark bei großer Porosität)	Dichte abhängig von der Porosität! (Kompaktionszustand)	Tone, Tonsteine: ca. 580 - 300 $\mu\text{s/m}$ Sande, Sandsteine: ca. 500 - 200 $\mu\text{s/m}$
Kalke, Kalksteine, Dolomite	sehr geringe Leitfähigkeit, sehr hoher Widerstand; Ausnahme: große Porosität	indifferent				
Gips, Anhydrit	sehr geringe Leitfähigkeit; sehr hoher Widerstand				hohe Dichte	sehr hohe Geschwindigkeiten Anhydrit: 180 - 160 $\mu\text{s/m}$
Steinsalz				sehr geringe Strahlung	geringe Absorption	geringe Dichte
Kalisalze					mittlere bis hohe Geschwindigkeiten ca. 270-190 $\mu\text{s/m}$	

4.1.1.6. Stimulationsmaßnahmen

Die Wirtschaftlichkeit eines Geothermieprojektes ist in entscheidendem Maße von den hydrothermalen Parametern Temperatur und Förderrate abhängig. Die Förderrate wird durch die Transmissibilität (\rightarrow hydraulische Durchlässigkeit, vgl. Abb. 9.: Schema der hydraulischen Kenngrößen (\rightarrow schwarze Pfeilabbildungen)) des Gesteins bestimmt und wird ihrerseits sowohl von der Anzahl und Größe als auch der Vernetzung der Poren, Klüfte und Karsthohlräume untereinander bestimmt.

Nach Bohrung und Bohrlochmessungen stehen die hydrothermalen Parameter vorläufig fest. Falls,- wie z.B. in Unterhaching (2004) - die Parameter nicht den Erwartungen gemäß der geologischen Machbarkeitsstudie entsprechen,.

werden zur Verbesserung der Parameter Stimulationsverfahren eingesetzt oder Sekundärmaßnahmen getroffen. Je nach Beschaffenheit des Tiefengesteins sind unterschiedliche Sekundärmaßnahmen möglich.

4.1.1.6.1. Säurestimulation

Ein häufig angewandtes Verfahren unter den Sekundärmaßnahmen ist die Säurestimulation. Wie der Name schon andeutet, wird bei diesem Verfahren eine hochkonzentrierte Säure in die erbohrten Zielhorizonte injiziert. Die Säurestimulation funktioniert nach dem chemischen Prozess des Entkalkens von Kaffeemaschinen und anderen Heißwassergeräten. Dabei wird der (abgelagerte) Kalk durch den chemischen Prozess der Reduktion in die Hauptbestandteile CO_2 und H_2O zersetzt.

Die Säurestimulation ist in reinen Karbonatgesteinen oder karbonatisch gebundenen Sedimenten (→ kalkreiche Sandsteine) wirkungsvoll. Dabei werden reine Salz-, Zitronen- oder Essigsäure oder Mixturen dieser Säuren miteinander in das Bohrloch eingepresst. Um die eingebauten Rohre nicht durch Säurefraß zu beschädigen, werden häufig Emulgatoren beigemischt. So können nicht nur bohrlochnahe Fließwiderstände (→ Rückstände des Bohrkleins) beseitigt werden, sondern oftmals auch tiefer in das Gebirge reichende Wirkungen (→ Erweiterung der Klüfte) erzielt werden. Da die Säure die Fließwege quasi frei räumt, erzielt die Säurestimulation erhebliche Produktionssteigerungen.

4.1.1.6.2. Hydraulic-Fracturing

Eine weitere Sekundärmaßnahme ist die Stimulation des Tiefengesteins, das in Kap. 3.1.2.2.2 Hot-Dry-Rock-(HDR-)Verfahren beschriebene Hydraulic-Fracturing. Dieses Verfahren kommt dann zum Einsatz, wenn eine Säurestimulation aufgrund der geochemischen Beschaffenheit nicht das erwünschte Ergebnis erzielt und der Untergrund eine genügend große Festigkeit oder Spröde besitzt. Das unter hohem Druck eingepresste Fluid erweitert bestehende Rissflächen und/oder erzeugt neue Rissysteme im Zielhorizont. „Weiches“ Gestein dagegen kehrt wieder in seine ursprüngliche Lage zurück – der Effekt einer Produktionssteigerung bliebe nach kurzem aus.

4.1.1.6.3. Richtbohrtechnik

Eine weitere Maßnahme ist, die bestehende Bohrung z.T. wieder zu zementieren und eine Ablenkbohrung oberhalb der Zementation zur Seite auszuführen. Hier wird die Richtbohrtechnik als weitere Sekundärmaßnahme eingesetzt. Wie in Kap. 4.1.1.2.3 Hydraulik-Antrieb beschrieben, kann mit Hilfe der Turbinenbohrung entweder eine Horizontalbohrung durch den Aquifer durchgeführt werden mit dem Ziel, die Förderfläche der Bohrung im Förderhorizont zu vergrößern (→ side track) oder aber – so eine Seismik vorliegt und Störungszonen bekannt sind – ein Kluftsystem bohrtechnisch im Nachhinein zu erschließen.

Dieses Verfahren kommt natürlich auch dann zum Einsatz, wenn z.B. das Bohrgestänge bricht und alle Versuche, das Gestänge nebst Meißel mit sogenannten fishing-tools⁷⁵ aus dem Bohrloch zu entfernen, misslingen. In einem solchen Fall wird der „fish“ einzementiert und oberhalb der Zementation abgelenkt, um dann parallel zur geplanten Bohrung wieder abzuteufen.

4.1.1.7. Hydraulische Versuche

Mit dem Abschluss der Bohrarbeiten muss die Bohrung von der thixotropen⁷⁶ Spülflüssigkeit gereinigt und dann die Bohrung auf Förderfähigkeit bzw. Produktivität geprüft werden. Die Bestimmung der Produktivität ist der erste Meilenstein im Hinblick auf den Erfolg des Gesamtprojektes. Insofern haben die hydraulischen Versuche an der ersten Bohrung besondere Bedeutung, denn mit der Auswertung entscheidet sich, ob oben beschriebene Stimulationsmaßnahmen zusätzlich durchgeführt werden müssen. Dabei ist darauf zu achten, dass, wenn mehrere potentielle Zielhorizonte bohrtechnisch erschlossen werden, die hydraulischen Versuche für jeden Zielhorizont einzeln durchgeführt werden sollten.

Die Produktivität einer Bohrung wird durch die Durchlässigkeit des Zielhorizontgesteins bestimmt (→ Transmissivität), wobei Druck einerseits und Was-

⁷⁵ Hier bietet der Bohrservice der Firma Schlumberger selbst bei scheinbar unrettbaren Bohrungen besonders interessante Möglichkeiten, einen „fish“ zu ziehen.

⁷⁶ thixotrop = bei Bewegung dünnflüssig werdend. Eigenschaft der Spülung, bei Bohrstillstand geleeartig (→ Bohrlochstabilität) und bei Spülbetrieb wieder dünnflüssig zu werden

serstand (→ Pegel) andererseits in einem Gleichgewicht stehen. Aus diesem Wechselverhältnis können hydraulische Versuche eingeteilt werden in hydraulische Versuche, die einen Druckabfall bzw. einen Pegelabfall (→ Pumpversuch) zum Ziel haben, und Versuche, die eine Druckerhöhung bzw. Pegelerhöhung (→ Injektion) im Bohrloch benötigen. In beiden Fällen wird die Zeit gemessen, die der Zielhorizont benötigt, sich wieder ins hydraulische Gleichgewicht zu bringen. Die benötigte Zeit wiederum lässt quantitative Aussagen zur Förder- bzw. Reinjektionsfähigkeit zu.

4.1.1.7.1. Pumptest bei verschiedenen Aquifertypen

Die geläufigste Methode zur Bestimmung der Produktivität stellt der Pumpversuch dar. Dabei wird aus einem Aquifer über einen bestimmten Zeitraum Wasser entnommen bzw. ein hydraulischer Unterdruck erzeugt. So kommt es zu einer Absenkung des Tiefenwasserpegels. Während des Pumpversuches misst man kontinuierlich die Absenkung des Pegels und versucht so, die Ausdehnung des Absenkungstrichters um das Bohrloch zu erfassen. Anhand der Absenkung wiederum lassen sich die hydraulischen Parameter und somit die Produktivität des Aquifers bestimmen.

Grundsätzlich unterscheidet man bei Pumpversuchen zwischen einem stationären und einem instationären Strömungszustand. Bei stationären Strömungsverhältnissen wird ein konstantes Verhältnis zwischen Grundwasserentnahme und Grundwasserzustrom erreicht. Bei einem instationären Strömungsregime besteht kein Gleichgewicht zwischen Wasserentnahme und Wasserzufluss. Der geologische Aufbau der verschiedenen Tiefenwasserleiter verursacht spezifische hydraulische Verhalten.

4.1.1.7.1.1. Ungespannter Aquifer

Die wohl bekannteste Form eines Aquifers ist der Grundwasserleiter, der über einer wasserundurchlässigen Schicht liegt. In aller Regel handelt es sich bei diesem Aquifertyp um den sogenannten ersten Grundwasserleiter innerhalb eines meist mehrere Stockwerke (→ geologische Schichten) umfassenden hydraulischen Systems. Ein solcher Aquifertyp ist in Abb. 29.: Schematische Darstellung eines Ungespannten Aquifers schematisch dargestellt.

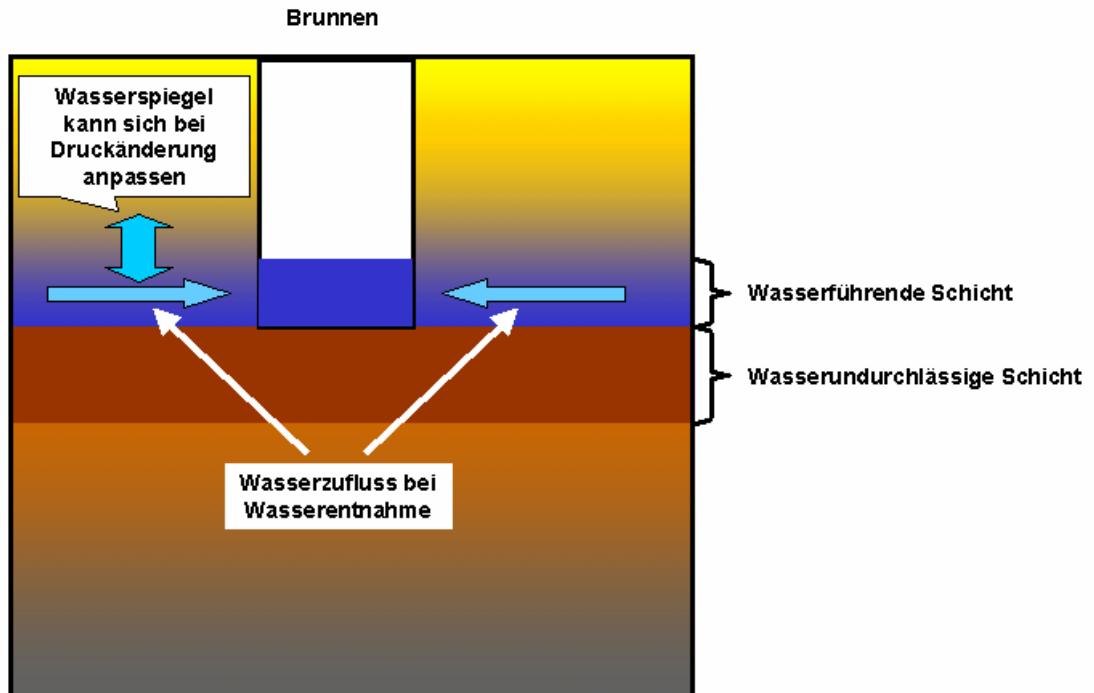


Abb. 29.: Schematische Darstellung eines Ungespannten Aquifers

Bei einem Pumpversuch wird dem Ungespannten Aquifer zuerst in größerem Maße Wasser entnommen als der unmittelbare Brunnen- bzw. Bohrlochbereich hergibt. Die Folge ist, dass sich der Brunnenspiegel allmählich senkt. Um den Druckverlust auszugleichen, fließt lateral Wasser nach, bis sich das hydraulische Gleichgewicht im Aquifer einstellt. Wird zuviel Wasser entnommen, wird der Brunnen bzw. das Bohrloch leergepumpt. Auch in diesem Fall fließt nach einer gewissen Zeit horizontal Wasser nach. Der Name „Ungespannter Aquifer“ bezieht sich dabei auf das Vermögen des Aquifers, sich veränderten Druckverhältnissen anzupassen. Dies geschieht bei einem Pumpversuch wie in Abb. 30.: Schema eines Pumpversuches in einem Ungespannten Aquifer schematisch dargestellt.

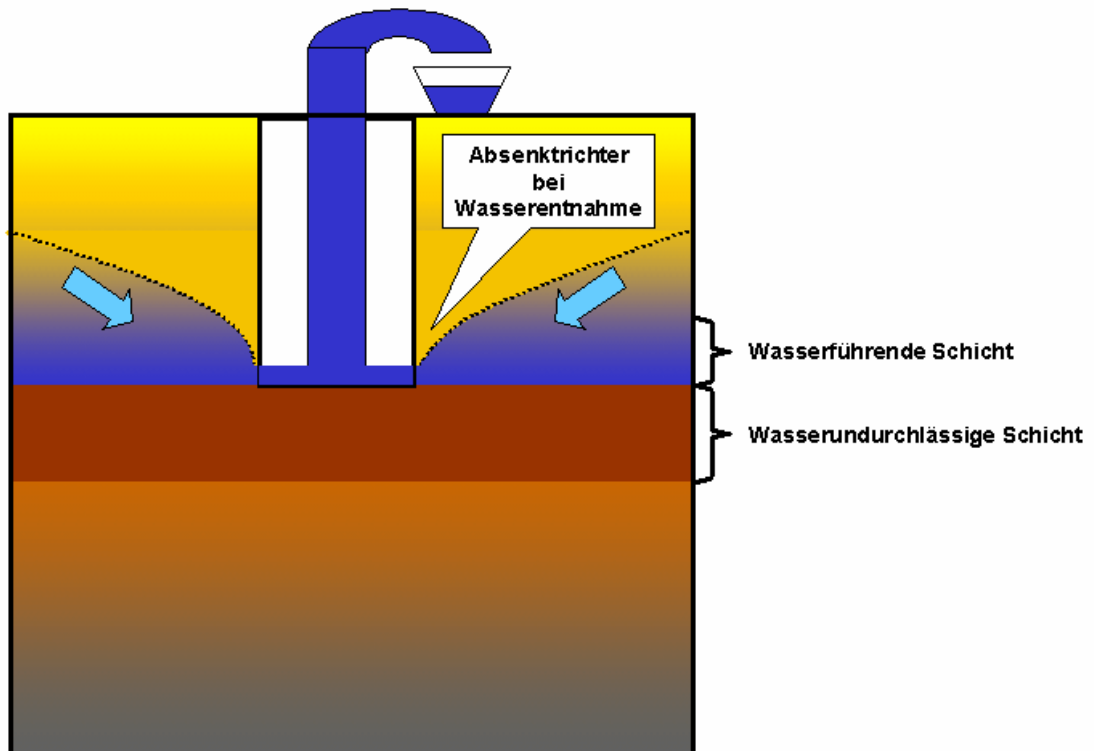


Abb. 30.: Schema eines Pumpversuches in einem Ungespannten Aquifer

Ziel eines Pumpversuches ist also, die kontinuierliche Entnahmemenge zu bestimmen, ohne dass der Brunnen leerpumpt ist. Der stete Absenkungseffekt während des Pumpens wird auch instationärer Zustand genannt. Ist die

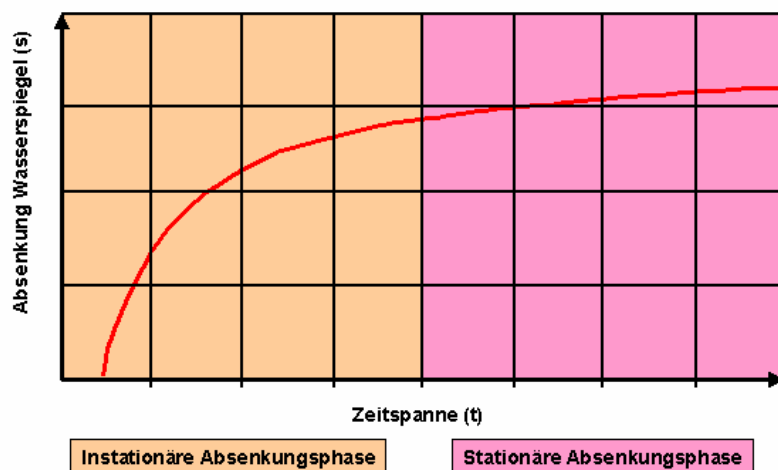


Abb. 31.: Schema des Absenkungsverhaltens in einem Ungespannten Aquifer

Entnahmemenge genauso groß wie die seitlichen bzw. horizontalen Zuflüsse, gerät das hydraulische System wieder in einen stationären Zustand bzw. in ein hydraulisches Gleichgewicht. Die schematische Darstellung in Abb. 31.:

Schema des Absenkungsverhaltens in einem Ungespannten Aquifer zeigt einen typischen Verlauf der Spiegelabsenkung⁷⁷ während eines Pumpversuches in einem ungespannten Aquifer. Aufgrund des horizontalen Fließregimes würde die Kurve bei Druckerhöhung bzw. Injektion im Aquifer quasi spiegelverkehrt zur X-Achse verlaufen.

4.1.1.7.1.2. Halbfreier Aquifer

Ein weiterer Aquifertyp ist der Halbfreie Aquifer, der im Gegensatz zum ungespannten Aquifer mehrere, hydrogeologisch verschiedene Schichten umfasst. Wichtig ist, dass die verschiedenen geologischen Schichten eine je unterschiedliche Transmissibilität aufweisen, die von einer unterschiedlichen Porosität und/oder Permeabilität herrühren. Die nachfolgende Darstellung in Abb. 32.: Schema eines Halbfreien Aquifers zeigt den schematischen Aufbau eines solchen Aquifertyps.

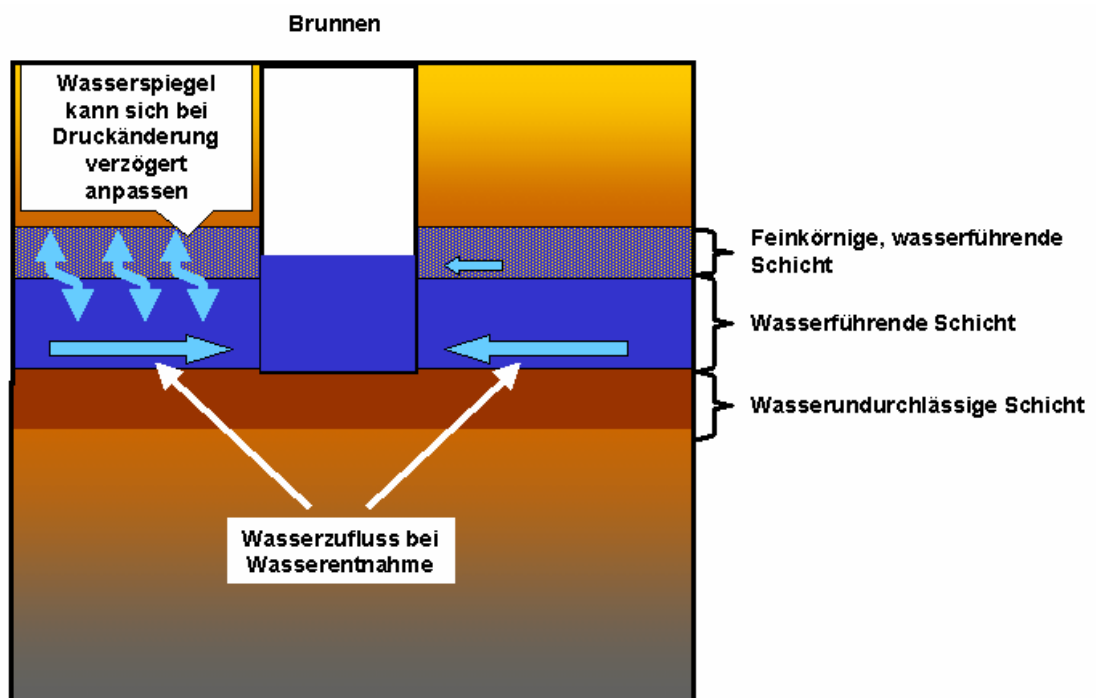


Abb. 32.: Schema eines Halbfreien Aquifers

⁷⁷ Dass der Beginn der Absenkung nicht im Schnittpunkt der X-Achse mit der Y-Achse verläuft, hat seinen Grund darin, dass ein Aquifer – wie weit er auch von der Küstenlinie entfernt ist - grundsätzlich Gezeitenschwankungen unterliegt.

Der heterogene⁷⁸ geologische Aufbau spiegelt sich im Absenkungsverlauf eines Pumpversuches in einem solchen Aquifertyp wider. Die Aufzeichnung

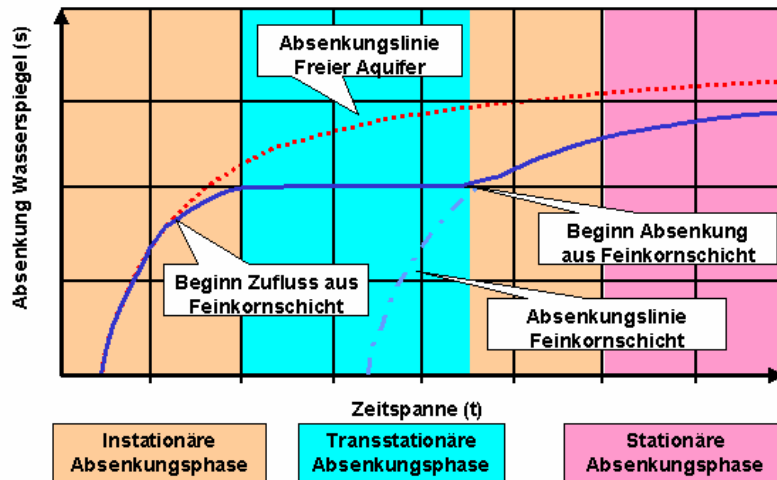


Abb. 33.: Schema des Absenkungsverhaltens in einem Halbfreien Aquifer

des Absenkungsverlaufes zeigt deutlich, dass das horizontale Fließregime eines solchen Aquifers durch sekundäre, nämlich vertikale Zuflüsse aus den darüber liegenden Schichten ergänzt wird. Auf diese Weise folgt nach der ersten instationären Absenkungsphase der Grundwasserhauptschicht ein Verharungszustand von Entnahme und sekundärem Zufluss. Dieser scheinbare Gleichgewichtszustand bedeutet aber, dass die hangenden⁷⁹ Schichten ihrerseits sich im Wasserspiegel absenkten, weswegen der Autor diese Phase als „Transstationäre Absenkungsphase“⁸⁰ bezeichnet. Erst nachdem die hangenden Schichten quasi „leergepumpt“ sind, folgt wieder eine Instationäre Phase der Hauptschicht, an die sich dann wieder die Stationäre Phase des Gleichgewichts von Entnahme und horizontalem Zufluss anschließt. Die Abb. 33.: Schema des Absenkungsverhaltens in einem Halbfreien Aquifer zeigt einen typischen Absenkungsverlauf bei einem Pumpversuch in einem Halbfreien Aquifer.

⁷⁸ Heterogen bezüglich der Transmissibilität

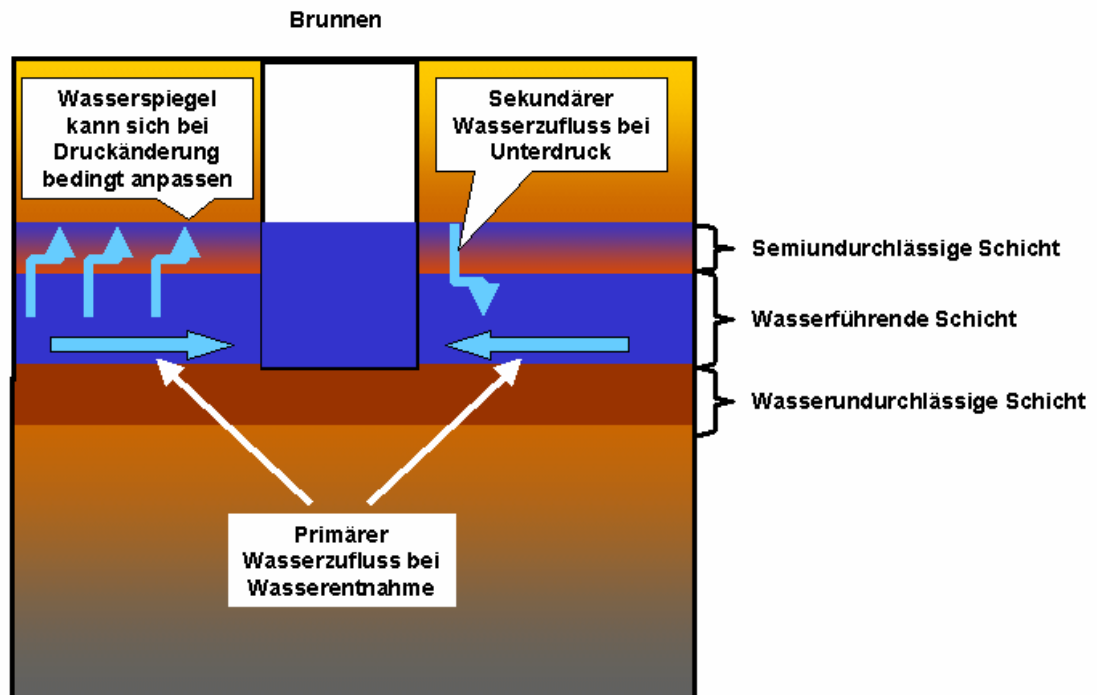
⁷⁹ Geol. hangend = darüber liegend → Antonym liegend = darunter liegend

⁸⁰ In der geologischen Fachliteratur wird diese Phase nicht gesondert bezeichnet

4.1.1.7.1.3. Halbgespannter Aquifer

Ein weiterer Aquifertyp ist der sogenannte Halbgespannte Aquifer (vgl. Abb. 34.: Schema eines Halbgespannten Aquifers, der sich gegenüber dem Halbfreien Aquifer dadurch unterscheidet, dass sich im Hauptwasserleiter ein

Abb. 34.: Schema eines Halbgespannten Aquifers



leichter Überdruck einstellt. Der leichte Überdruck entsteht dadurch, dass die wasserleitende Schicht nach unten durch eine wasserundurchlässige Schicht abgegrenzt wird und im Hangenden durch eine semiundurchlässige Schicht. Diese Schicht verschließt sich gegenüber dem liegenden Wasserleiter bei Druckerhöhung, während bei Unterdruckverhältnissen quasi das „hängende“ Grundwasser nachströmen kann. In Abb. 35.: Schema des hydraulischen Verhaltens der semiundurchlässigen Schicht wird das Prinzip der semiundurchlässigen Schicht veranschaulicht.

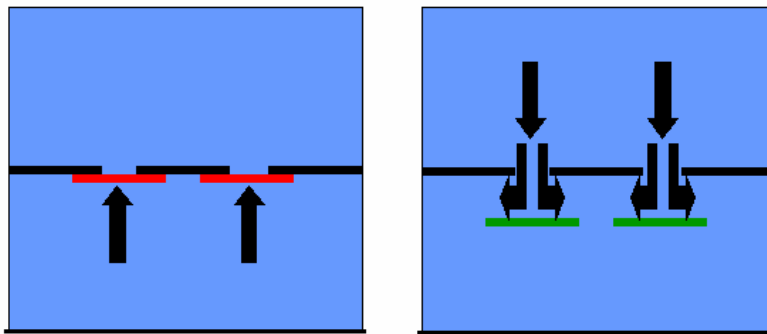


Abb. 35.: Schema des hydraulischen Verhaltens der semiundurchlässigen Schicht

Diese „Türöffnerfunktion“ der semiundurchlässigen Schicht spiegelt sich bei Pumpversuchen in solchen Aquifertypen wider. Durch den beim Abpumpen des Hauptwasserleiters entstehenden Unterdruck öffnen sich die vertikalen Fließwege. Dadurch kann das hangende Grund- bzw. Tiefenwasser frei nachströmen, wodurch sich quasi zeitgleich liegende und hangende Schicht im Wasserspiegel absenken. Das Nachströmen verursacht eine geringere Absenkung des Grundwasserleiters als bei den anderen Aquifertypen. So kommt es in zu der typischen Absenkungskurve eines Halbgespannten Aquifers, die in Abb. 36.: Schema des Absenkungsverhaltens in einem Halbgespannten Aquifer dargestellt ist.

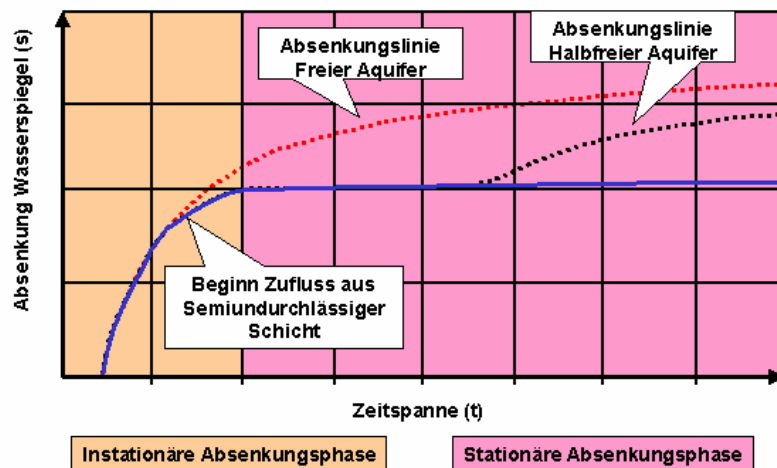


Abb. 36.: Schema des Absenkungsverhaltens in einem Halbgespannten Aquifer

4.1.1.7.1.4. Gespannter Aquifer

Als letzter Aquifertyp ist der Gespannte Aquifer zu nennen. Wie der Halbgespannte Aquifer ist dieser Aquifer im Liegenden und im Hangenden abgegrenzt, jedoch ist die hangende Schicht ebenso undurchlässig wie die liegende. Aus diesem Grund kann sich im Gespannten Aquifer infolge des steten seitlichen Wasserzuflusses ein Überdruck aufbauen, ohne dass es zu einem Druckausgleich nach oben oder unten kommt. Das Überdruckverhältnis führt zu einer Spannung des Wassers, weswegen dieser Aquifertyp seinen Namen bekommen hat. Artesische Brunnen verdanken ihre Wasserspeisung solchen Grundwasserleitern, indem der Druckausgleich über das „Ausfließen“ des Grundwassers obertage erfolgt. Die Darstellung in Abb. 37.: Schema eines Gespannten Aquifers zeigt schematisch den Aufbau eines Gespannten Aquifers.

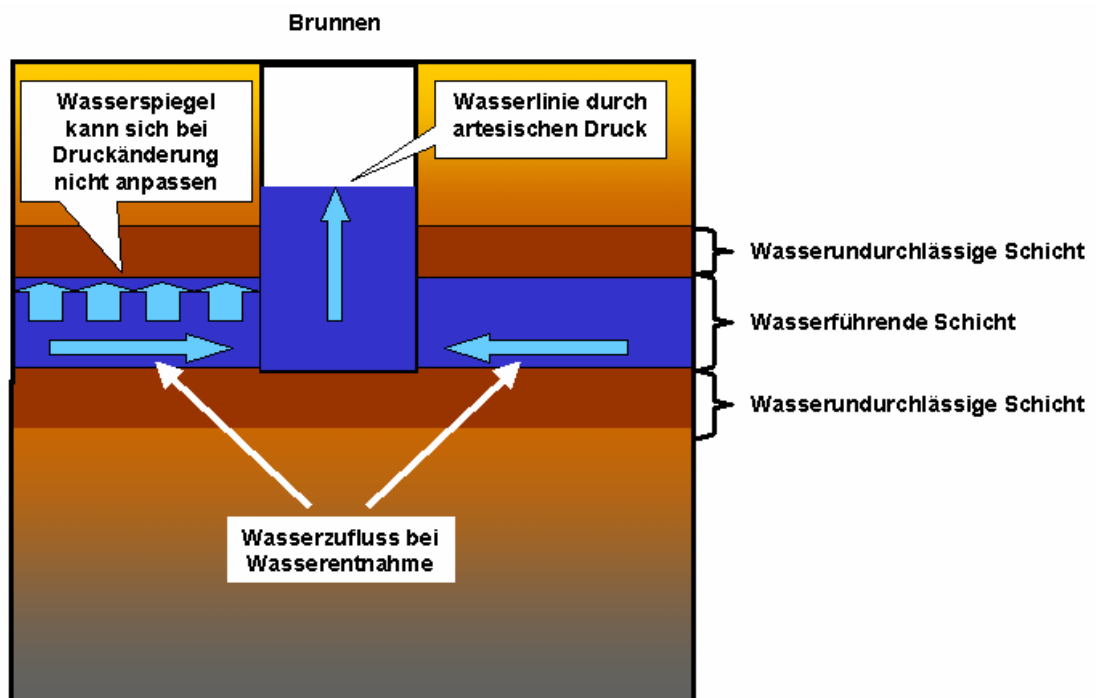


Abb. 37.: Schema eines Gespannten Aquifers

Der Absenkungsverlauf des Gespannten Aquifers gleicht dem des Unge-
spannten Aquifers wie das nachfolgende Schema verdeutlicht.

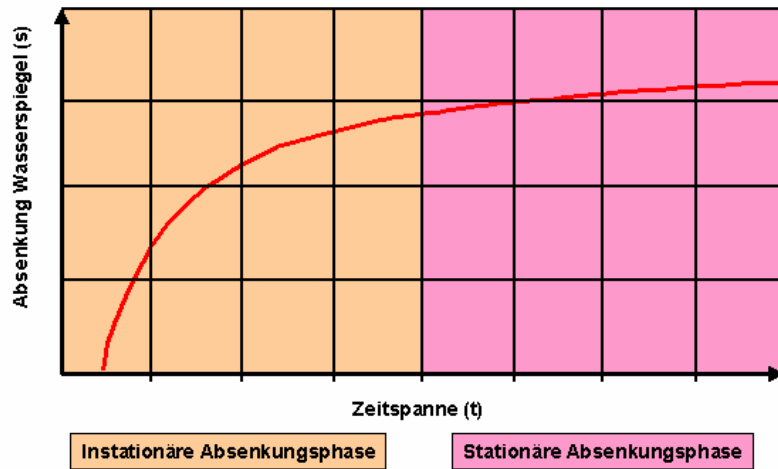


Abb. 38.: Schema des Absenkungsverhaltens in einem Gespannten Aquifer

4.1.1.7.2. Injektionstest

Der Injektionstest entspricht dem Pumpversuch, nur dass anstelle der Wasserentnahme Wasser in den Zielhorizont bzw. Förderhorizont eingepresst wird. Auch die Durchführung und Auswertung entsprechen dem Pumpversuch. Es ist besonders darauf zu achten, dass bei Arbeiten mit hohen Drücken der Aquifer aufgeweitet wird, indem vorhandene Klüfte wie beim hydraulic fracturing (vgl. Kap. 4.1.1.6.2 Hydraulic-Fracturing) gesichert werden. Dadurch verändern sich dann die hydraulischen Eigenschaften des Aquifers.

Der Vorteil von Injektionstests ist, dass nur ein minimaler Aufwand für die obertägige Versuchsausrüstung erforderlich ist, denn ein Pumpversuch benötigt eine entsprechende Zeit, um Aussagen über das Strömungsverhalten bzw. über das Produktionsverhalten machen zu können. Ein Pumpversuch endet erst, wenn das hydraulische Gleichgewicht erreicht ist, wodurch große Wassermassen zutage gefördert werden. Da die Thermalwässer stark salinär sind, muss das geförderte Wasser „zwischengelagert“ werden.

Diese Zwischenlagerung zwingt dazu, obertägig ein Auffangbecken zu errichten, das – je nach prognostizierten Fördermengen und der Länge des Pumpversuches – etwa 5.000 m³ und mehr umfassen kann. Dabei hat so ein Auffangbecken an dem Beispiel von 5.000 m³ eine Auslegung von 2 m Wandhöhe und eine quadratische Fläche von 2.500 m² (50 m x 50 m). Diesen Platzbedarf erspart man sich als Projektträger bei Durchführung eines Injektionstests, so wie es bei dem Geothermieprojekt Speyer aufgrund des geringen

Platzangebotes (→ urbane Bebauung) praktiziert wurde. Allerdings muss einschränkend genannt werden, dass die Aussagekräftigkeit eines Injektionstests nicht so genau ist wie bei einem Langzeitpumpversuch. Um die Genauigkeit zu Prognosen des Produktionsverhaltens zu verbessern, können Injektionstests mit einem Pumpversuch kombiniert werden, so dass der obertägige Platzbedarf in Grenzen gehalten werden kann.

4.1.1.7.3. Hydrauliktests in Multi-Level-Bohrungen (Mehrfachentnahmehorizonte)

Manche Geothermieprojekte können auch mehrere Entnahmehorizonte durch eine Bohrung erschließen, wie dies bei dem Geothermieprojekt Landau geplant ist. Um die Produktionsprognose bei mehreren Entnahmehorizonten (mindestens zwei) für den jeweiligen Entnahmehorizont bestimmen zu können, müssen andere Testverfahren angewendet werden, die sich jedoch derselben hydraulischen Grundmuster des Pump- oder Injektionstests bedienen.

Um individuelle Aussagen zu einzelnen Bohrabschnitten – auch Levels oder Intervalle genannt – machen zu können, ist es erforderlich, den zu untersuchenden Bohrabschnitt gegenüber den restlichen Bohrabschnitten darüber und/oder darunter abzugrenzen. Dies geschieht mit Hilfe sogenannter Packer. In einem unverrohrten Bohrabschnitt kommen dazu aufblasbare Gummimanschetten zum Einsatz, in einem verrohrten Bohrabschnitt können Packer oberhalb eingesetzt werden wie in Abb. 39.: Schema eines Packers im Rohrbereich (hier Standrohr) abgebildet.

Bei einem Bohrabschnittstest wird das Bohrloch bis unter die Wasseroberfläche verrohrt. In die Arbeitsrohrtour wird ein weiteres Rohr eingelassen und mit Hilfe eines Packers gegen die Arbeitsrohrtour abgedichtet. Durch das in die Arbeitsrohrtour eingesenkte Innenrohr kann dann entweder Horizontwasser aus dem Bereich unterhalb des Packers entnommen werden (→ Pumptest) oder in den Bereich eingeleitet werden (→ Injektionstest), was zu einer Erhöhung der Wassersäule (→ Druckerhöhung) im Innenrohr führt.

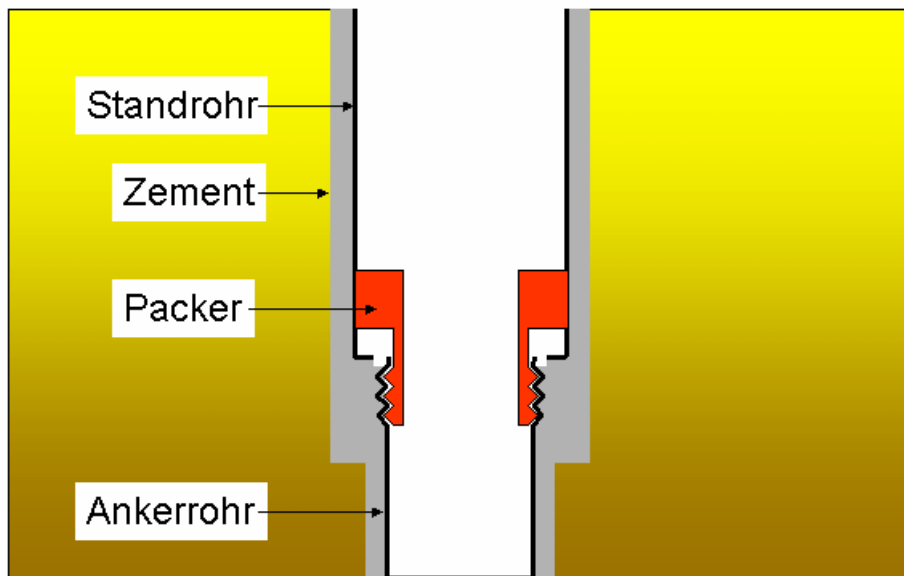


Abb. 39.: Schema eines Packers im Rohrbereich (hier Standrohr)

Aufgrund des Einsatzes von Packern werden diese hydraulischen Versuche auch Packertests genannt. Zu unterscheiden sind Einfachpackertest, bei denen das Bohrloch oberhalb des Entnahmehorizontes abgesperrt wird und bei der die Bohrlochsole eine natürliche Begrenzung nach unten bildet. Werden zwei Packer verwendet, können einzelne Bohrlochintervalle gezielt isoliert und untersucht werden.

Mit Multipackersystemen wird eine ganze Reihe von Bohrlochintervallen gleichzeitig getestet, wobei es unter den Testabschnitten zu keiner hydraulischen Verbindung kommen darf. In die jeweils abgepackerten Testintervalle führt dann sowohl eine Druckmessleitung, die den Horizontdruck zu einem Druckmesssystem überträgt, als auch eine sogenannte Fließleitung, mit der die Entnahme und/oder Injektion von (Tiefen-)Wasser geregelt werden kann. Multipackertests haben durch diese Messanordnung eine Begrenzung durch den Durchmesser des Bohrloches, weil eventuell der Durchmesser nicht reicht, genügend Fließleitungen zu den einzelnen Testintervallen hindurchzuführen oder aber die Fließleitungen so klein im Durchmesser werden, dass ein großer Fließwiderstand entsteht.

Wie in Kap. 4.1.1.7 Hydraulische Versuche schon beschrieben, unterscheidet man auch bei den Packertests in Abpress- und Auslaufversuche. Bei beiden Testanordnungen wird Wasser entweder unter konstantem Druck (constant

head)⁸¹ oder mit einer konstanten Fließrate (constant flow)⁸¹ in die abgepackerte Versuchsstrecke injiziert (Abpressversuch) oder daraus entnommen (Auslaufversuch). Aus dem Wechselspiel von Druck und Fließrate leiten sich vier mögliche Kombinationen ab, abgepackerte Bohrlochabschnitte auf ihre Fördereigenschaften zu testen.

Der erste Fall ist ein Auslaufversuch mit konstantem Druck (Atmosphärendruck) und variabler Auslaufrate, bei dem über ein geöffnetes Ventil der Wasserausfluss aus dem Testabschnitt kontinuierlich gemessen wird. Der Wasserverlust führt dazu, dass der Druck, unter dem das Testintervall steht, langsam fällt, wodurch ein Druckausgleich zwischen Intervalldruck und Atmosphärendruck stattfindet. Im zweiten Fall wird ein Auslaufversuch mit konstanter Fließrate und variablem Druck vorgenommen. Bei dieser Testanordnung wird die Entnahme (Ausflussmenge) über ein Ventil gesteuert. Über die Druckmessleitung wird dann der Druckverlust im Testintervall aufgezeichnet. Diese Versuchsanordnung bietet sich bei hohen Intervallzuflüssen an, weil die Entnahmeleitung den Zufluss nicht vollständig ableiten kann. So käme ein Rückstau im Testhorizont zustande, wodurch im Verlauf des Tests kein konstanter Atmosphärendruck im Intervall wie im ersten Fall gewährleistet wäre.

Bei sehr geringen Durchlässigkeiten, wie z.B. bei Kristallin, können Auslaufversuche in Bohrloch-Packerversuchen nur noch bedingt eingesetzt werden. Tritt ein solcher Hydrauliktestfall ein, empfiehlt es sich, Injektionstests durchzuführen, die dem dritten und vierten Fall entsprechen. Dann kann ein Abpressversuch durchgeführt werden, wobei mit einem konstantem Druck im Testintervall und einer variablen Fließrate (injection test with constant head)⁸¹ gearbeitet wird. Hierbei wird die injizierte Wassermenge und der daraus resultierende Überdruck gemessen. Da es durch das langsame Abfließen des injizierten Wassers in den Testabschnitt zum Druckverlust kommt, muss ständig neues Wasser nachgeführt werden, um den Druck zu halten. Die injizierte Menge entspricht dem Durchleitungsvermögen. Der letzte Fall ist der Abpressversuch mit konstanter Fließrate und variablem Druck – auch injection test with constant flow⁸¹ genannt. Bei diesem Testverfahren wird die allmähli-

⁸¹ Im folgenden werden häufig englische Bezeichnungen verwendet, die aus der anglo-amerikanischen Kohlenwasserstoffexploration entstammen und von der Hydrogeologie übernommen wurden.

che Druckabsenkung gemessen, die durch den seitlichen Abfluss des injizierten Wassers in den Testhorizont hervorgerufen wird. Je nach Testhorizonteigenschaften gibt es unterschiedliche Verfahren bzw. Tests, die Durchlässigkeit in den einzelnen Testhorizonten – je nach ihren Eigenschaften – zu bestimmen. Diese sollen kurz beschrieben werden.

4.1.1.7.3.1. WD-Test

Der WD-Test steht für Wasserdrucktest, wobei es sich um einen Injektionstest handelt. In einen Bohrabschnitt, der getestet werden soll, wird Wasser in mindestens drei verschiedenen Druckstufen verpresst, wobei während der einzelnen Druckstufen eine konstante Injektionsmenge angestrebt wird. Der Druckverlust wird aufgezeichnet.

4.1.1.7.3.2. Druckerholungstest

Der Druckerholungstest - auch build-up oder recovery-test genannt⁸¹ – schließt sich einem constant head- bzw. constant flow-test an. Dies geschieht, indem das Testintervall durch ein obertägiges Ventil gegen den atmosphärischen Druck abgeschlossen wird (shut-in). Die nunmehr gestörten hydraulischen Druckverteilungen in der Testformation streben einen Druckausgleich an. Bei diesem Test wird der Zeitverlauf bis zum Druckausgleich gemessen.

4.1.1.7.3.3. Slug- and bail-test

Bei einem slug-⁸² and bail⁸³-test wird der Druck im abgepackerten Testintervall jäh verändert. Dies kann als slug-injection-test erfolgen, indem eine bestimmte Wassermenge eingepresst oder aber ein Verdrängungskörper schlagartig eingetaucht wird. Als bail-test wird im Gegensatz dazu die Wassermenge abgepumpt oder als slug-withdrawal⁸⁴-test der eingetauchte Verdrängungskörper gezogen. Als Reaktion auf die plötzliche Druckveränderung setzt eine Ein- oder Ausfließphase ein, um die Druckveränderung wieder auszugleichen. Auch bei diesem Test wird der Zeitverlauf bis zum Druckausgleich bzw. das Erreichen des Ruhewasserspiegels gemessen.

⁸² Am. aus dem engl. Slog abgeleitet = Hieb

⁸³ engl. = ausschöpfen

⁸⁴ engl. = Rückzug

4.1.1.7.3.4. Pulse-test

Ein dem slug- and bail-test verwandter Produktionstest ist der pulse-test. Bei ihm wird im Testintervall ein pulsartiger Über- oder Unterdruck erzeugt. Dies geschieht entweder durch Injektion (pulse injection) oder durch einen Verdrängungskörper (pulse withdrawal). Verglichen mit slug- and bail-tests erfolgt der Druckausgleich drei- oder viermal so schnell, allerdings mit erheblich geringerer Eindringtiefe bzw. Reichweite des Testhorizontes (→ skin-Effekt⁸⁵).

4.1.1.7.3.5. Drill-stem-test

Der drill-stem-test wird auch Gestängetest oder Schließdrucktest genannt. Dabei wird das Testintervall über ein hohles Gestänge mit der Erdoberfläche verbunden und durch ein Ventil vom Atmosphärendruck isoliert. Bei geöffnetem Ventil herrscht atmosphärischer Druck im Testabschnitt, wobei gegenüber dem hydrostatischen Druck des Testhorizonts ein Unterdruck erzielt wird, so dass Wasser aus dem Testhorizont zufließt. Wird das Ventil geschlossen (shut-in), baut sich wieder ein Druck auf, der dem Formationsdruck entspricht (build-up). Das wechselweise Öffnen und Schließen des Ventils erlaubt die Registrierung des Fließ- und Schließdrucks mittels Druckmessgeräten im Testabschnitt. In der Zuflussphase entspricht der Test dem slug-withdrawal-test (vgl. Kap. 4.1.1.7.3.3 Slug- and bail-test), und nach dem Schließen des Druckausgleichventils in der Druckaufbauphase des Testhorizontes dem Druckerholungstest (vgl. Kap . 4.1.1.7.3.2).

4.1.1.7.3.6. Squeeze-test

Oftmals wird zur schnellen Bestimmung der hydraulischen Durchlässigkeit eines Testintervalls der Squeeze⁸⁶-test durchgeführt. Dabei wird eine oben und/oder unten abgepackerte Rohrtour mit geschlossenem Druckausgleichsventil in das Bohrloch eingebaut. Danach werden die Packermanschetten aufgeblasen, wodurch einerseits das Testintervall vom Atmosphärendruck abgetrennt wird, andererseits die Volumenausdehnung der Manschetten einen

⁸⁵ Als skin-Effekt bezeichnet man die durch das Bohren hervorgerufene größere Durchlässigkeit der Brunnenperipherie, weil kleinere Mikroklüfte durch das Drehen des Bohrmeißels entstanden sind.

⁸⁶ Engl. = Pressen

Druckanstieg im Testhorizont nach sich zieht. Gemessen wird dann der Druckabfall im Testintervall.

4.1.1.8. Bohrlochkomplettierung

Nachdem die Bohrung abgeteuft wurde, die Bohrlochmessungen Aufschluss über die geologische Beschaffenheit des Untergrundes erbracht haben, die eventuell zu Stimulationsmaßnahmen führen und die Produktivität der Bohrung durch die Hydraulischen Versuche ermittelt wurde, erfolgt im letzten Schritt der Ausbau der Bohrung – auch Komplettierung genannt. Die Reihenfolge von Stimulation, Hydraulischen Versuchen und Bohrlochkomplettierung kann jedoch verändert sein, wenn es die geologischen Bedingungen erfordern.

Schon in der Phase der Bohrplanung muss der spätere Ausbau der Bohrung beachtet werden. Dabei erfolgt die Auslegungsplanung des Bohrdurchmessers anhand der prognostizierten Förder- oder Reinjektionsleistung der geologischen Machbarkeitsstudie. Wichtig ist, dass der Durchmesser der Bohrung groß genug ist, dass der spätere Betrieb der Förderpumpe nicht zu Leistungsverlusten führt. Dann nämlich müsste die Förderpumpe gegen die Durchlässigkeit des Förderhorizontes gegenanpumpen (→ Unterdruckverhältnisse). Andererseits darf der Bohrdurchmesser nicht zu groß ausfallen. In diesem Fall würde der artesische Druck des Tiefenwassers „verpuffen“, denn das Thermalwasser würde nicht so hoch steigen und die Förderpumpe müsste die „verlorengegangenen“ Fördermeter überwinden, was zu einer höheren Leistungsaufnahme führen würde. Letztlich muss natürlich der Durchmesser auch anhand der Maße der Unterwassermotorpumpe ausgelegt sein.

Die Bohrlochkomplettierung im unteren Bereich kann je nach den geologischen Bedingungen in zwei grundlegenden Varianten erfolgen. Die erste Variante kommt dann zum Einsatz, wenn der Förderhorizont bezüglich seiner petrophysikalischen⁸⁷ Eigenschaften relativ stabil ist, wie z.B. im Granit. Dann erfolgt keine Komplettierung der Bohrung bzw. kein Rohreinbau. In so einem Fall spricht man auch von einer Open-Hole-Komplettierung.

⁸⁷ Griech. $\pi\epsilon\tau\rho\alpha$ = Stein; gesteinsphysikalisch

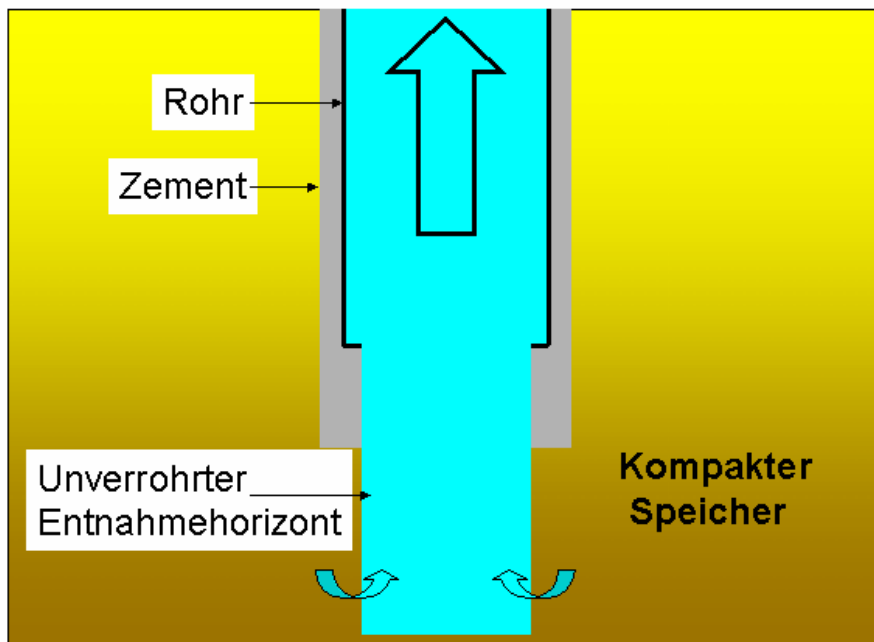


Abb. 40.: Schema einer Open-Hole-Komplettierung

Ist dagegen der Förderhorizont brüchig oder instabil, wie z.B. gering verdichtete bzw. verbackene Sandsteine, wird der Förderbereich verrohrt. Um Thermalwasser fördern zu können, werden die Rohre – auch Liner genannt - mit Schlitzen versehen und freihängend von der Arbeitsrohrtour mittels Packer abgehängt. Ist diese Art der Komplettierung notwendig, spricht man von einer Cased-Hole-Komplettierung. Zusätzlich kann ein Eindringen von Gesteinsma-

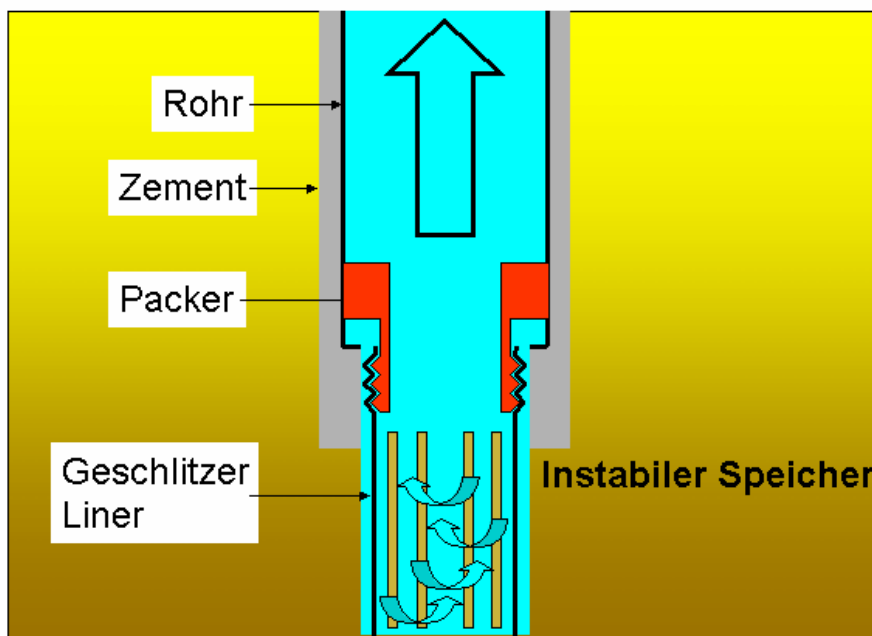


Abb. 41.: Schema einer Cased-Hole-Komplettierung mit geschlitztem Liner

terial in den Förderbereich durch einen Gravel-Pack verhindert werden, um die Förderpumpe vor angesogenem Material zu schützen. Dabei wird die Soh-

le des Bohrloches durch den Einbau eines Filterrohres mit einer Sand-Kies-Schüttung komplettiert.

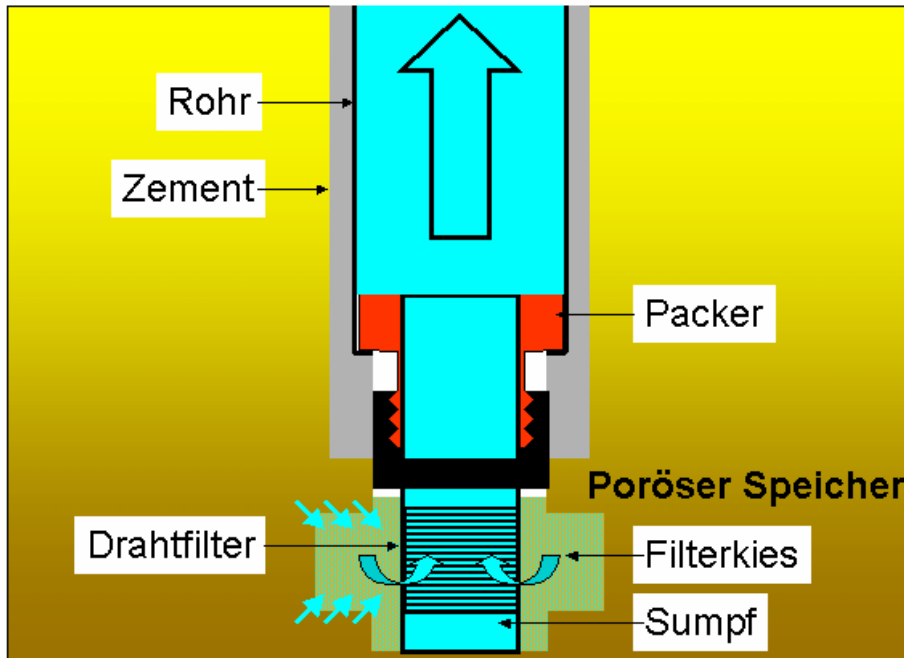


Abb. 42.: Schema eines Gravel-Packs

In Extremfällen besteht weiterhin die Möglichkeit, eine Rohrtour bis zur Bohrsohle einzuzementieren. In einem zweiten Schritt werden dann Sprengkapseln in Höhe des Förderhorizontes abgesenkt und gezündet, wodurch nicht nur die Stahlwand der Rohrtour und der dahinterliegende Zement durchschlagen wird, sondern der Explosionsdruck schießt einige Zentimeter lange Löcher in das Fördergestein. Dann spricht man von einer perforierten Bohrkomplettierung. Die nachfolgenden Grafik in Abb. 43.: Schema der Sprengperforation auf S. 95 und die Grafik in Abb. 44.: Schema einer perforierten Bohrlochkomplettierung auf S. 95 veranschaulichen den Vorgang.

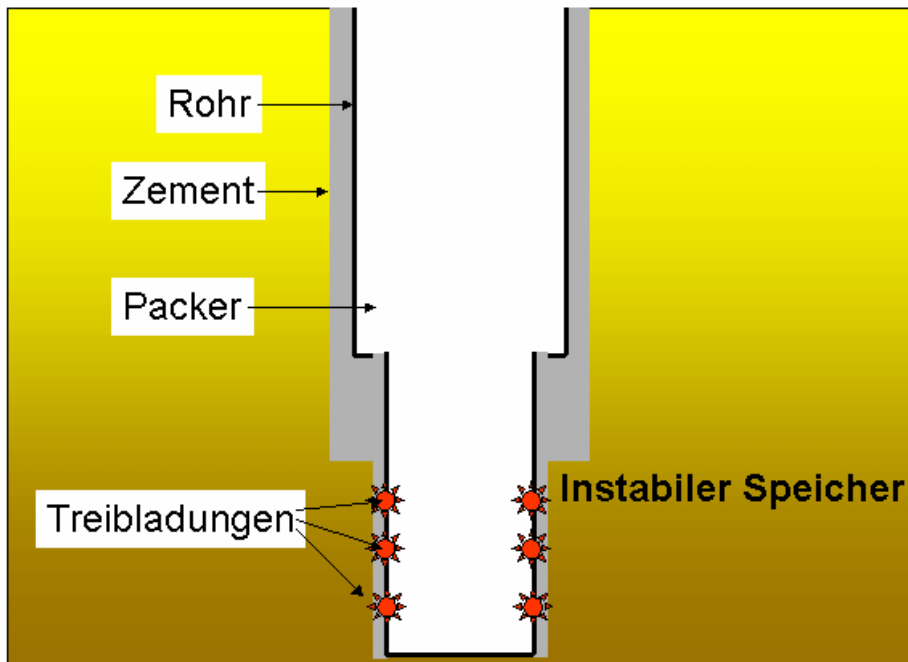


Abb. 43.: Schema der Sprengperforation

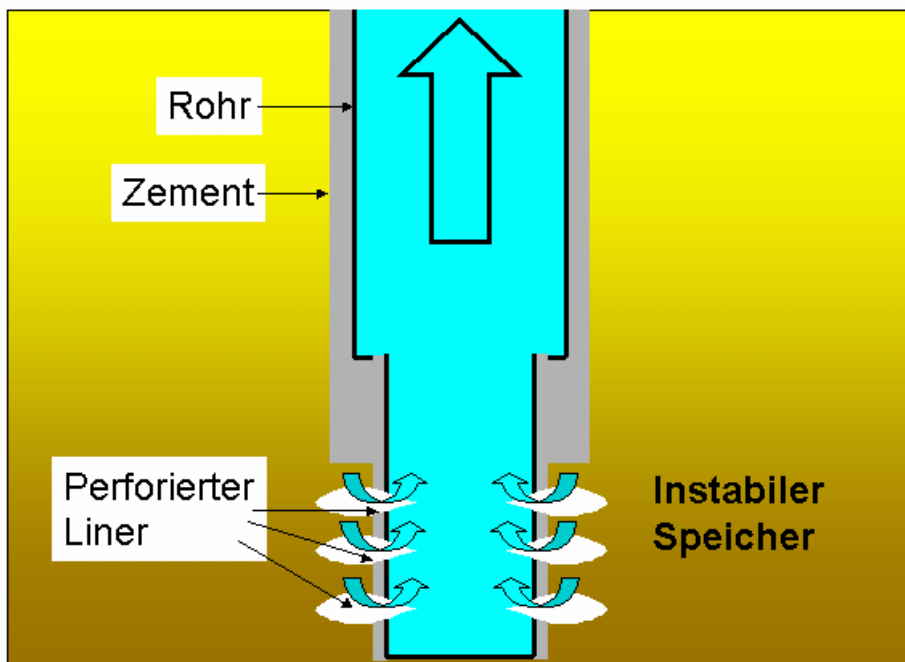


Abb. 44.: Schema einer perforierten Bohrchloßkomplettierung

Zum Schluss dieses Unterkapitels sei noch der wichtige Hinweis gegeben, dass die Zementation bei Geothermiebohrungen, die Thermalwassertemperaturen von über 140° C nutzen, nicht über die gesamte Rohrstrecke durchgeführt werden sollte. Gerade weil die Kohlenwasserstoffexploration diese hohen Temperaturen, wie sie in der Geothermie üblich sind, nicht kennt, sind die gängigen Zementmischungen den hohen thermischen Belastungen bei Förderbetrieb einer Geothermieförderbohrung nicht gewachsen. So kann es dazu kommen, dass sich der Zement zwischen Bohrwand und Rohrtour so extrem

ausdehnt, dass er sich wie bei der Perforation (s.o.) durch die Rohrwand durchschlägt, was einerseits zu Förderverlusten, andererseits zu kritischen Strömungsflüssen in der Förderbohrung führen kann.

4.1.1.9. Unterwassermotorpumpe

Die Unterwassermotorpumpe ist das Herzstück einer jeden Geothermieanlage. An sie werden aufgrund der wesentlich höheren Fördertemperaturen als bei der Kohlenwasserstoffexploration besondere technische Anforderungen gestellt. So ist es wichtig zu wissen, dass Geothermieförderpumpen in aller Regel elektrisch angetrieben werden. Da der Elektromotor einer steten Kühlung bei Betrieb bedarf, kommen bei hohen Fördertemperaturen aufwendigere Kühlungslösungen im Rahmen des Werkstoffeinsatzes zum Einsatz. Fast immer dient das geförderte Medium – im Falle der Geothermie also das Thermalwasser – als Kühlmittel. Dabei umströmt das Thermalwasser den Elektromotor und nimmt seine Arbeitswärme infolge mechanischen Reibes auf. Dies ist auch der Grund, weswegen die Unterwassermotorpumpen eine Mindestfördermenge fahren müssen, damit die Kühlung gewährleistet ist. Aktuell werden seitens der Pumpenhersteller Möglichkeiten ausgelotet (→ F.u.E.), die Kühlungstechnik so zu optimieren, damit die Unterwassermotorpumpe auch eine gleitende Fahrweise eines saisonalen Heizbetriebes unterstützen kann.

Nicht nur die Kühlung des Elektromotors stellt hohe Anforderungen, sondern auch die Bauweise und die Integration der Pumpe in den Thermalwasserkreislauf. So wird die Unterwassermotorpumpe an einer Steigleitung in die Bohrung eingehängt. Die Hydraulischen Tests ergeben die Tiefe des artesischen Wasserspiegels im Ruhezustand, also ohne Förderbetrieb. Diese Teufe zeigt noch nicht die Einbautiefe der Unterwassermotorpumpe, sondern sie muss mindestens noch um die maximale Absenkung des Wasserspiegels (vgl. Absenkrichter der Abb. 30.: Schema eines Pumpversuches in einem Ungespannten Aquifer, S. 80) bei Förderbetrieb, die sich ebenfalls aus den Hydraulischen Versuchen ergibt, tiefer abgehängt werden. Zu dieser Tiefe addiert sich dann noch die vom Hersteller der Unterwassermotorpumpe vorgegebene Mindesteintauchtiefe.

Vielfach ist in dem geförderten Thermalwasser gelöstes Gas enthalten. Dies kann im günstigsten Fall reine Kohlensäure sein, meist jedoch handelt es sich um ein Gasgemisch mit hohen Schwefelwasserstoff- und Methananteilen, die

aus Zersetzungsprozessen organischen Materials im Sedimentgestein stammen. Diese Gase können bei Druckverlust – wie beim Förderbetrieb üblich - aus dem Thermalwasser austreten. Dieser chemisch-physikalische Umstand hat ebenfalls Auswirkungen auf die Einbautiefe der Unterwassermotorpumpe. So muss bei größeren Gasmengen die Tiefe der Gasentlösung bestimmt werden und die Pumpe unterhalb dieses Teufenpunktes eingebaut werden. Nur so kann eine optimale Kühlung und ein schwankungsfreier⁸⁸ Betrieb der Unterwassermotorpumpe gewährleistet werden.

Hinsichtlich der Werkstoffanforderungen an die Steigrohre, an denen die Unterwassermotorpumpe abgehängt ist, ist nur eine Besonderheit anzumerken. Handelt es sich um eine Geothermiebohrung, die mit geringeren Förderraten arbeitet, ist die Fließgeschwindigkeit zur obertägigen Anlage entsprechend minimaler. Dadurch hat das Thermalwasser die Möglichkeit, während des Aufstieges seine Wärme abzugeben. Aus diesem Grund ist in solchen Fällen der Einsatz von wärmeisolierten oder wenig wärmeleitfähigen Steigrohren (z.B. GFK-Rohre) geraten, um die Abkühlung des Thermalwassers während des Aufstiegs möglichst niedrig zu halten.

4.1.1.10. Der Bohrplatz und seine Herrichtung

Nachdem alle für die technologische Erschließung notwendigen Komponenten vorgestellt wurden, erfolgt nun eine Beschreibung des Platzbedarfes, um eine Geothermiebohrung abzuteufen. Nicht nur die Bohranlage selbst benötigt Fläche, sondern auch die Lagerung der Rohre, die möglichst vorgehalten werden sollten. Außerdem fällt beim Bohren Bohrschlamm an und schließlich ist auch für den Hydraulischen Versuch Platz einzurichten, um das geförderte Thermalwasser zwischenzulagern. Letztlich müssen auch Werkzeuge und Bohrpersonal adäquat untergebracht werden.

Ist das Bohrgelände (→ Standort) in das Nutzungsrecht der geothermischen Gesellschaft übergegangen, sollte es aus Gründen der Haftung baldmöglichst eingezäunt werden. Die Bohrplatzplanung muss die Trägfähigkeit des Untergrundes berücksichtigen, um die Standsicherheit des Bohrturmes zu gewähr-

⁸⁸ Gase haben gegenüber Flüssigkeiten eine größere Verdichtungsfähigkeit, so dass die Pumpe bei Gaseintritt in die Pumpenkammer plötzlich schneller drehen würde, um dann bei Thermalwassereintritt abrupt wieder in der Umdrehungszahl aufgefangen zu werden.

leisten. Um eventuell notwendige Sanierungsmaßnahmen (→ Bodenverunreinigungen) einplanen zu können, sollten in dieser Phase Bodenuntersuchungen durchgeführt werden. Hilfreich dazu ist eine vorherige Kontaktaufnahme mit der vor Ort tätigen Unteren Wasserbehörde, die Daten zur Bodenbelastung vorhält. Mit dem Vorliegen aller Ergebnisse wird die Bohrplatzherrichtung gemäß der Bohrplatzplanung, die von der Bohrplanung abhängig ist, durchgeführt.

Zuerst wird auf dem Gelände die Ver- und Entsorgung (→ Strom, Wasser, Abwasser) eingerichtet, wenn sie nicht schon vorhanden ist. Die Auslegung der Erschließungskomponenten sollte unter dem Gesichtspunkt der maximalen Ver- bzw. Entsorgungslast ausgelegt werden. Anschließend werden alle Bodenbewegungen durchgeführt. Ausgehobener kontaminierter Boden ist abzutransportieren. Er kann aber unter Umständen bei der Errichtung der Testbecken (→ Wallanlagen) temporär verbaut werden (→ Kostenminimierung). Das Areal mit dem Bohrturm dient zusätzlich der Lagerung z.B. von Spülungskomponenten (→ Spültanks, Spülzusätze). Sie müssen auf einem planen Gelände platziert werden und vor Schadstoffabtrag abgesichert werden (→ Bohrkeller). Die übrige Fläche sollte so eingerichtet werden, dass das Oberflächenwasser in die Kanalisation (→ Abwasser; → Regenwasser) eingeleitet wird. Die Versiegelung der Fläche erfolgt durch Betonieren beziehungsweise Asphaltieren. Insgesamt können diese Vorarbeiten bis zu vier Wochen in Anspruch nehmen.

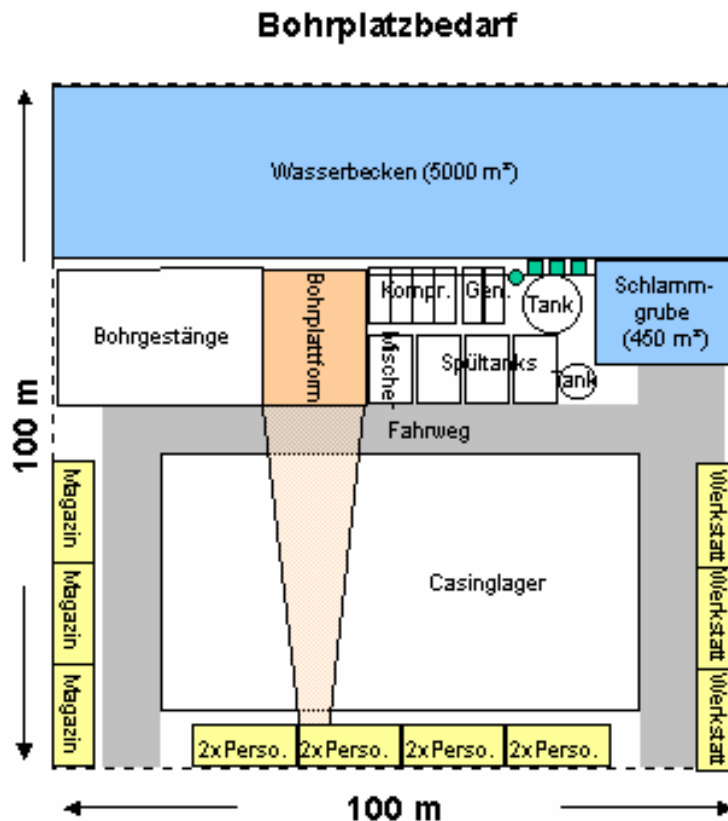


Abb. 45.: Schema eines idealtypischen Bohrplatzes mit geringstmöglichem Flächenverbrauch

Das Wasserbecken ist für den Hydraulischen Versuch vorgesehen, die gelben Kästchen in der unteren Bildhälfte stellen Container dar, die auch übereinander gestellt (→ 2x) werden können. Diese Containerwand kann auch aus Lärmschutzgründen erforderlich sein. Der Fahrweg ist notwendig um die Logistik zu gewährleisten.

Nach Abschluss der Bohrplatzvorbereitung folgt die Bohrplatzeinrichtung. Dabei wird als erstes das Bohrequipment vor Ort gebracht. Die Anlieferung der Rohre, der Meißel und des Bohrgestänges dauert im allgemeinen nicht mehr als 50 Tage. Dies sollte deswegen noch vor der Errichtung des Bohrturmes vorhanden sein, um später einen reibungslosen Bohrverlauf zu garantieren und Logistikproblemen vorzubeugen. Bei der Bohrturmaufstellung ist eine große Rangierfläche notwendig, weil der Bohrturm aus der Horizontalen in die Vertikale aufgerichtet wird (vgl transparentes Trapez in Abb. 45.: Schema eines idealtypischen Bohrplatzes mit geringstmöglichem Flächenverbrauch). Deswegen folgt nach der Lieferung der Rohre die Bohrturmerrichtung. Erst danach folgt die Anordnung der Kompressoren, Generatoren, Pumpen und der Diesel- sowie der Wassertanks.

Bevor mit der Bohrung begonnen werden kann, müssen dann nur noch die Container für Werkstätten, Personal und Material aufgestellt werden. Konservativ geschätzt nehmen diese Arbeiten acht bis zehn Tage in Anspruch. Zum Schluss, wenn der gesamte Bohrplatz her- und eingerichtet ist, erfolgt die technische Abnahme seitens des Bergamtes oder eines Beauftragten. Liegt eine positive Abnahme vor, beginnen die Bohrarbeiten.

4.1.2. Technologische Aspekte der Wärmeveredelung und Verteilung

Im Hinblick auf die diesem Kapitel folgende Darstellung des Investitionsvolumens im Rahmen der Darstellung der Aspekte der Finanzierung sollen auch die technologischen Aspekte der Wärmeveredelung und Verteilung kurz dargestellt werden. Der Autor handelt dieses Kapitel jedoch nur in einer Kurzübersicht ab und verweist den interessierten Leser auf den diesem Band folgenden Leitfaden für Geothermieprojekte im rheinland-pfälzischen Teil des Oberrheingrabens, Teil 2, „Das Geothermieprojekt: Von der ersten Bohrung bis zum Probetrieb“ (TSB-Fachband Geothermie-Praxis 2).

4.1.2.1. Thermalwasserkreislauf

Nachdem das Thermalwasser die Unterwassermotorpumpe passiert hat, fließt es durch die Steigleitung in den obertägigen Thermalwasserkreislauf. Der Thermalwasserkreislauf wird auch Primärkreislauf genannt. Über den Thermalwasserkreislauf erfolgt der Wärmeentzug, dem - je nach Nutzungsplanung der Geothermieanlage – eine Energieveredelung (→ Stromproduktion) und/oder Energieverteilung (→ Fernwärmeversorgung) folgt. Dem Primärkreislauf sind die Komponenten Inertgasbeaufschlagungssystem, Auffangbehälter (Slopsystem), Leckageüberwachung, Rohrleitungssystem, Wärmetauscher (Primärseite) und nach der Auskühlung Thermalwasseraufbereitung, eventuell wieder eine Inertgasbeaufschlagung und zum Schluss eine Reinjektionspumpe zuzuordnen.

Aufgrund der hohen Salinität der rheinland-pfälzischen Thermalwasserstätten – vergleichbar mit denen des Norddeutschen Beckens – bestehen erhöhte Anforderungen an die Materialqualität aller Komponenten des Primärkreislaufes. So müssen die Komponenten wegen der hydrochemischen Zusammensetzung besonders korrosionsbeständig sein.

4.1.2.1.1. Inertgasbeaufschlagungssystem

Aufgrund der unterschiedlichen Mineralien, die im Thermalwasser teilweise bis zum Sättigungspunkt gelöst sind, muss ein Kontakt bzw. eine Reaktion mit Luftsauerstoff vermieden werden. In einem solchen kritischen Fall können Redoxprodukte entstehen, die zu Ausfällungen im Thermalwassersystem führen können, wodurch die Leistungsfähigkeit der Anlage eingeschränkt werden kann oder gar der Betrieb völlig zum Erliegen kommt. Daher wird mit einer Inertgasbeaufschlagung gearbeitet, wobei reaktionsträge⁸⁹ Gase zum Einsatz kommen, die gleichzeitig schwerer als Sauerstoff sein müssen, wodurch das schwerere Inertgas den Luftsauerstoff verdrängt und somit eine Reaktion ausgeschlossen wird. In aller Regel erfolgt die Beaufschlagung mit dem Schutzgas Stickstoff. Trotzdem sollte vor Eintritt in den Wärmenutzungsbereich des Primärkreislaufes eine Filtration (vgl. 4.1.2.1.6 Filtrationssystem) eingerichtet werden.

4.1.2.1.2. Slopsystem

Da die Thermalwässer in aller Regel – die Ausnahme bildet das Molassebecken – hochsalinar sind, sollten potentielle Thermalwasseraustritte aufgefangen werden. Sie stellen in ihrer mineralischen Zusammensetzung eine Gefährdung für den Boden dar. Doch nicht nur ungewünschte Thermalwasseraustritte sollten aufgefangen werden, sondern auch unvermeidliche, wie sie sich etwa bei Revisionsarbeiten an Wärmetauschern oder Pumpen innerhalb des Primärkreislaufes ergeben können. Die Auffangbehältnisse können je mit einer Pumpe ausgestattet sein und über eine separate Leitung mit dem Abwassernetz verbunden werden. Dies ist möglich, weil die Austrittsmengen in aller Regel nicht so groß sind, dass der Salzgehalt für den Klärwerksbetrieb nicht handhabbar ist. Sollte dennoch einmal ein solcher Fall eintreten, kann die Menge immer noch einer Separatlagerung zugeführt werden, um später möglicherweise in die Reinjektionsbohrung geleitet zu werden (→ Filtration ausgefallter Salze). Die für die Bohrungen notwendigen Bohrkeller bilden erste Auffangbehälter, denen entlang sensiblen Bereichen (→ Wärmetauscher) kleinere folgen.

⁸⁹ Daher der Name Inertgas aus dem lat. inert = untätig, unbeteiligt, träge

4.1.2.1.3. Leckageüberwachung

Um einen Sauerstoffeintrag in den Primärkreislauf mit seinen negativen Auswirkungen zu vermeiden, ist eine Leckageüberwachung notwendig. Diese kann entweder mit empfindlichen Drucksensoren an geeigneten Stellen des Primärkreislaufes eingerichtet sein oder aber über eine Drahtwicklung um alle Systeme, an die eine Niederspannung gelegt wird, ausgeführt sein. Im letzteren Fall sorgt eine mögliche Leckage für einen veränderten Widerstand, die entsprechend gemessen werden kann. Selbstverständlich ist auch eine Kombination beider Meßmethoden möglich.

4.1.2.1.4. Wärmetauscher

In der Vielzahl deutscher geothermischer Anlagen, wie z.B. in Neustadt-Glewe (Norddeutsches Becken), ist der Primärkreislauf vom Veredelungs- und vom Verteilungskreislauf getrennt. Dadurch wird eine hydraulische (→ Druckverhältnisse) und stoffliche Trennung (→ Mineralisation) der unterschiedlichen Systeme garantiert, wodurch sich aufgrund des sonst notwendigerweise höheren Materialaufwandes (→ Korrosionsbeständigkeit; → Druckverhältnisse) Kosteneinsparungen realisieren lassen. Der Primärkreislauf wird von den angeschlossenen Sekundärkreisläufen mittels Wärmetauschern abgetrennt. In aller Regel kommen Plattenwärmetauscher zum Einsatz, die den anfallenden Volumenstrom (→ Thermalwasser) aufnehmen können. Dabei handelt es sich am Beispiel Neustadt-Glewes um abgedichtete Gegenstromwärmetauscher aus Titan.

4.1.2.1.5. Rohrleitungssystem

Auch das Rohrleitungssystem hat besondere Anforderungen zu erfüllen. Einerseits muss es dem korrosiven Thermalwasser standhalten, andererseits soll es beim oberirdischen (→ Leckagegefahr) Transport nicht zu größeren Wärmeverlusten kommen. Bei sehr hohen Temperaturen werden daher für die Thermalwasserstrecke zwischen Förder- und Reinjektionsbohrung Rohre aus V4a-Stahl mit einer Polyisozyanatumschäumung verwendet. Aufgrund der anteiligen Legierungsmetalle Chrom, Nickel und Molybdän⁹⁰ sind diese Rohre

⁹⁰ Molybdän ist ein hochfestes, zähes und hartes Metall der 5. Periode, das von reduzierenden Säuren nicht angegriffen wird. Deshalb wird Molybdän in großen Mengen zur Herstellung von säurebeständigen Edelstählen und Nickelwerkstoffen eingesetzt.

sehr korrosionsbeständig und die Umschäumung kann Temperaturen bis zu 180° C ohne thermische Zersetzungserscheinungen verkraften. Natürlich können auch andere korrosionsbeständige Rohre in anderen Legierung (→ Wolfram) eingesetzt werden und die Umschäumung kann zugunsten einer günstigeren Steinwolleummantelung fehlen. Dann jedoch ist ein Leckagemeldesystem gesondert einzusetzen. Bei geringeren Thermalwassertemperaturen können auch Rohrleitungen aus glasfaserverstärktem Epoxidharz verwendet werden.

4.1.2.1.6. Filtrationssystem

Aufgrund des Druckverlustes und der Auskühlung ändern sich die chemischen Gleichgewichte, wodurch es zu Ausfällung von Mineralien kommen kann. Dies kann bei der Förderung als auch bei der Reinjektion vonnöten sein. Würden diese festen Bestandteile durch die nachgeschaltete Reinjektionspumpe wieder in die Tiefe geführt werden, würde sich – ganz besonders in porösen Sandsteinspeichern (→ z.B. Neustadt-Glewe) – die Gefahr einstellen, den Reinjektionshorizont langsam mit den harten Salzkristallen zuzuschwemmen. Dadurch würde im Laufe der Zeit⁹¹ die Reinjektionsbohrung immer weniger ausgekühltes Thermalwasser aufnehmen können, bis schließlich gar keine Reinjektion mehr möglich wäre. Aus diesem Grund ist es notwendig, das zu reinjizierende, ausgekühlte Thermalwasser vorher zu filtern.

4.1.2.1.7. Reinjektionspumpe (optional)

Im Gegensatz zur Förderpumpe muss die Reinjektionspumpe nicht so aufwendig in die Reinjektionsbohrung abgesenkt werden. Gelegentlich, wie im Beispiel Neustadt-Glewe, besteht die Möglichkeit, ohne Reinjektionspumpe zu arbeiten, weil ein Unterdruck (→ Aquifertypen) durch die Förderung (→ Absenktrichter) die Reinjektionsbohrung quasi zum „Schluckbrunnen“⁹² macht. Grundsätzlich aber sollte bei der Planung nicht von solchen „Druckausgleichsverbindungen“ im Untergrund ausgegangen werden. Vielmehr ist die Reinjektionspumpe deswegen einzurichten, weil der Untergrund aufgrund seiner im Regelfall geringen Durchlässigkeit (vgl. 4.1.1.7 Hydraulische Versuche) einen

⁹¹ Bei porösen Sandsteinspeichern und entsprechend großen Fördermengen kann das schon innerhalb von wenigen Stunden passieren!

⁹² Hier sind Aquiferdruckverhältnisse gemeint, die nicht mit hydraulischen Kurzschlüssen verwechselt werden sollten!

Fließwiderstand entgegenhält, der über die Reinjektionspumpe überwunden werden muss.

4.1.2.1.8. Druckausgleichssystem

Aufgrund der verschiedenen Druckverhältnisse zwischen Förder- und Reinjektionsbohrung muss ein Druckausgleichssystem in den Primärkreislauf integriert werden. In aller Regel handelt es sich um einen Behälter, der bei zeitweise größerer Förderleistung den Volumenstrom an Thermalwasser aufnehmen kann und bei leicht geringerer Leistung durch das „Leerlaufen“ - hervorgerufen durch die Entgasung des Thermalwassers (vgl. 4.1.1.9 Unterwassermotorpumpe) – überschüssiges Wasser den nachfolgenden Wärmenutzungsprozessen wieder zuführen kann. Der Volumenstrom würde sonst also ohne ein Druckausgleichssystem einen sinusartigen Verlauf einnehmen, wodurch unweigerlich Betriebsschwankungen entstünden, die einerseits die Lebensdauer der einzelnen Komponenten verkürzen würde (→ Materialermüdung durch thermische Belastung), andererseits nicht die gleichbleibende Wärmekapazität (→ thermische Validität) erreichen, die eine nachfolgende Stromerzeugung zwingend vorschreibt. Selbstverständlich benötigt dieses System wie alle anderen Komponenten, in denen sich die Volumenströme ändern (→ Reinjektionspumpe), eine Inertgasbeaufschlagung. Weiterhin ist planerisch dafür Sorge zu tragen, dass entlösende Gase (→ Schwefelwasserstoff; Methan) aus dem System abgesaugt werden können und entweder der Reinjektion wieder zur Drucklösung zugeführt oder entsorgt werden.

4.1.2.1.9. Kohlenwasserstoffseparator

Am Beispiel Speyers, das nennenswerte⁹³ Kohlenwasserstoffanteile im Thermalwasser vorfand, ist der Übersicht wegen auch ein Kohlenwasserstoffseparator, wie er in der Erdölförderung üblicherweise eingesetzt wird, als Systemkomponente zu nennen. Dabei wird der chemisch-physikalische Tatbestand der hydrophoben⁹⁴ Eigenschaften der Kohlenwasserstoffe zu Nutze gemacht und die Emulsion quasi durch einen „Ölabscheider“ aus dem Thermalwasser entfernt.

⁹³ Das Geothermieprojekt muss einige Kubikzentimeter Kohlenwasserstoffe entziehen, wobei die Menge in keiner Weise den Explorationsgrößen der Kohlenwasserstoffförderung entspricht!

⁹⁴ Griech. = wasserabweisend; wasserunlöslich oder lipophil = fettliebend; fettlöslich

Je nach Zusammensetzung der Kohlenwasserstoffe können diese der Weiterverarbeitung zugeführt werden (→ Raffinerie) oder werden als Sondermüll entsorgt. Wichtig ist der Hinweis, dass in aller Regel die Fördermengen so gering sind, dass ein wirtschaftlicher Sekundärabbau (→ Bergrecht) nicht eingerichtet werden kann. Wird ein solcher Separator nicht in den Primärkreislauf integriert, würde die unterschiedliche Wärmekapazität der Emulsion (Sole und Kohlenwasserstoffe) zu einer ungleichmäßigen Wärmeabnahme im Wärmetauscher führen. Dies hätte zur Folge, dass nachfolgenden Sekundärprozessen (→ Stromproduktion → Fernwärmeauskopplung) schwankende Wärmemengen zur Verfügung stehen, die regelungstechnisch nur mit erheblichem Aufwand kompensiert werden können. Der Kohlenwasserstoffseparator muss allerdings vor dem Filtrationssystem vorgeschaltet werden, denn sonst würde sich der darin befindliche Filter mit Kohlenwasserstoffen in kürzester Zeit zusetzen.

4.1.2.2. Sekundärkreisläufe

Die Sekundärkreisläufe von Geothermieprojekten beginnen auf der Wärmeabnehmerseite der Plattenwärmetauscher (vgl. 4.1.2.1.4 Wärmetauscher). Deswegen wird diese Wärmeabnahmeseite des Wärmetauschers auch Sekundärseite genannt. Grundsätzlich sind zwei Sekundärkreisläufe – die entsprechenden Thermalwassertemperaturen von mindestens 95° C vorausgesetzt – möglich. Der erste Sekundärkreislauf - vom Primärkreislauf aus betrachtet - ist der Stromerzeugungsprozess, der wesentlich höhere Temperaturen benötigt als die nachfolgende Wärmeauskopplung. Auf die Wärmeauskopplung wird nur in jenen Projekten verzichtet, die eine reine Stromproduktion vorsehen oder wo keine Wärmenachfrage besteht.

4.1.2.2.1. Stromerzeugungskreislauf

Der Stromerzeugungskreislauf besteht aus mehreren Komponenten, die aufeinander abgestimmt sein müssen. Zuerst ist das Arbeitsmedium zu nennen, das auf der Sekundärseite des Wärmetauschers unter Abkühlung des Thermalwassers verdampft. Über ein Rohrleitungssystem wird der gespannte Dampf (→ Dampfdruck) einer Turbine zugeführt, hinter der ein Enthalpiegefälle⁹⁵ besteht. Im Enthalpiegefälle wird der Dampf unter Ableistung mechani-

⁹⁵ Vgl. Anm. 22 auf S. 21

scher Energie durch die Turbine entspannt⁹⁶, wodurch sich die Turbine dreht, an die ihrerseits ein Generator angeschlossen ist, der aus der mechanischen Arbeit elektrische Energie produziert. Aufgrund dieses Umwandlungsprozesses von kinetischer zu mechanischer und von mechanischer zu elektrischer Energie sind Wirkungsgradverluste unvermeidlich.

Um die Enthalpiedifferenz hinter der Turbine zu erzielen, muss das nunmehr zweiphasige (→ Aggregatzustände: Kondensat und Dampf) Arbeitsmedium abgekühlt werden, indem es wieder in den flüssigen Zustand gebracht wird. Dies geschieht durch eine der Turbine nachgeschaltete Kühlung. Nachdem das Arbeitsmedium wieder kondensiert ist, verlässt es in flüssigem Zustand das Kühlsystem und wird der Sekundärseite des Wärmetauschers wieder zugeführt, womit der Sekundärkreislauf geschlossen ist.

Grundsätzlich entspricht dieser Prozess dem konventionellen Kraftwerksprozess, wobei in der niederenthalpischen Stromerzeugung aus Geothermie Wasserdampf durch ein organisches Arbeitsmedium bzw. Ammoniak-Wassergemisch (vgl. Kap. 4.1.2.2.1.2 Stromerzeugungsverfahren) substituiert ist.

4.1.2.2.1.1. Betriebsarten

Bei der Kombination von Stromproduktion und Fernwärmeauskopplung ist es notwendig, zwei Betriebsarten zu unterscheiden. Bei hohen Thermalwassertemperaturen (> 120° C) kann zuerst Strom produziert werden und die anfallende Restwärme für eine Fernwärmeauskopplung genutzt werden, weil nach dem Stromerzeugungsprozess noch genügend Wärme für eine Fernwärmeauskopplung bereitsteht. In einem solchen Fall spricht der Autor von einem „arch-elektrischen“⁹⁷ Betrieb.

Liegen die Temperaturen niedriger als 120° C, ist aufgrund der Versorgungssicherheit im Fernwärmebetrieb der Wärmebereitstellung Vorrang einzuräu-

⁹⁶ Letztlich gleicht das Energienutzungsprinzip Wasserkraftwerken, wobei die Höhe, die das Wasser fällt, dem Enthalpieunterschied bei thermischen Verfahren zu vergleichen ist.

⁹⁷ Zusammensetzung aus dem Griech. $\alpha\rho\chi\eta$ („Kopf“; „Führung“) und $\epsilon\lambda\epsilon\kappa\tau\rho\alpha$ („Strahlung oder strahlendes Licht“ → Glühbirne)

men. In einem solchen Fall spricht der Autor von einem „archothermischen“⁹⁸ Betrieb.

Um die höhere Stromvergütung in ganzem Umfang einzuholen, ist es möglich, den höheren Wärmebedarf im Winter durch eine zusätzliche Spitzenlastanlage auszugleichen. In einem solchen Fall, wenn nicht genügend geothermische Wärme für eine gesicherte Fernwärmeversorgung zur Verfügung steht, kann die Temperaturdifferenz mittels konventionell betriebenen Kesselanlagen oder Biomasseanlagen (→ Hackschnitzelöfen) ausgeglichen werden.

4.1.2.2.1.2. Stromerzeugungsverfahren

Bei hochenthalpischen Lagerstätten, die in tektonisch oder vulkanisch aktiven Gebieten liegen, wie Italien oder Island, ist eine direkte Heißdampfnutzung möglich. Leider existieren solche Voraussetzungen in Deutschland nicht (vgl. Kap. 3.1 Allgemeines zur Geothermie). Aus diesem Grund haben sich zwei Stromerzeugungsverfahren in Deutschland durchgesetzt. Das erste Verfahren „Kalina“ ist nach dem russischen Ingenieur Kalina bezeichnet.

Bei diesem Verfahren wird ein Ammoniak-Wasser-Gemisch als heterogenes Arbeitsmedium genutzt. Mit unterschiedlichen Mischungsverhältnissen können alle geothermischen Hydrothermalvorkommen über 100° C, je nach ihrer Fördermenge und/oder Temperatur, optimal dem Stromerzeugungsprozess angepasst werden. Zu beachten ist dabei, dass erstens die Wärmetauscherfläche wesentlich größer ausgelegt werden muss als bei dem gängigeren **Organic-Rankine-Cycle**-Verfahren und dass zweitens der Verfahrensprozess relativ jung ist und zurzeit nur in Husnavik/Island im Einsatz zu sehen ist.⁹⁹ Weiterhin bleibt anzumerken, dass der Prozess der Kondensation des Arbeitsmittels aufgrund des Arbeitsmittelgemisches etwas aufwendiger ist. Positiv ist zu vermerken, dass sowohl die Enx (Island) als auch Siemens (Erlangen) höhere Wirkungsgrade angeben als sie beim ORC-Verfahren erzielt werden. Der Wirkungsgrad wird mit 18 % - bezogen auf die eingesetzte thermische Menge - angegeben.

⁹⁸ Zusammensetzung aus dem Griech. αρχη („Kopf“; „Führung“) und θερμη („Wärme“). Der Betrieb baut also zuerst – quasi vom Kopf an – auf eine Wärmebereitstellung auf.

⁹⁹ Die Geothermieprojekte in Offenbach/Queich und Unterhaching haben sich gezielt für den Einsatz einer Kalinaanlage entschieden.

Das zweite Verfahren, das schon im Zusammenhang mit dem Kalina-Prozess genannt wurde, ist das ORC-Verfahren. Hierbei wird in aller Regel ein homogenes Arbeitsmittel verwendet. So ist in Neustadt-Glewe, dem derzeitigen einzigen Geothermiekraftwerk, das Arbeitsmittel Perfluoropentan in Betrieb. Aufgrund der Halogenisierung¹⁰⁰ und seiner möglichen Ozongefährdung (→ geschlossenes System) werden mittlerweile andere Arbeitsmittel eingesetzt. Derzeit einziger Hersteller von Komplettsystemen ist in Deutschland die Fa. GMK, die in Zusammenarbeit mit dem Frankenthaler Turbinenhersteller Kühnle, Kopp & Kausch ORC-Anlagen anbietet. Vorteil dieses Verfahrens ist die relativ lange Praxiserfahrung und die deutliche Beherrschung der Verflüssigung des Arbeitsmittels (→ Homogenität). Aufgrund der zum Kalina-Prozess simpleren Verfahrenstechnik sind diese Anlagen etwas günstiger, jedoch werden diesem Verfahren nur Wirkungsgrade von max. 15 % zugerechnet. Interessant ist, dass dieses Verfahren auch bei Temperaturen von unter 100° C angewendet werden kann, wie in Neustadt-Glewe, wo „nur“ 97° C zur Verfügung stehen.

4.1.2.2.1.3. Turbine

Das Herzstück einer jeden Verstromungsanlage ist die Turbine. Dabei ist zu beachten, dass die Turbine auf die thermische Menge ausgelegt wird. Grundlage für die Bemessung ist der Dampfdruck des eingesetzten Arbeitsmediums, das über den Wärmetauscher die geothermische Energie aufnimmt. Dabei wird bei der Planung oft der Parameter der Mineralisation des Thermalwassers übersehen. Dieser setzt die Spezifische Wärmekapazität des Thermalwassers herab.

Oftmals rechnen Projektträger, Investoren oder Controller mit der Spezifischen Wärmekapazität von Süßwasser, die in etwa bei 4,2 kJ/kgK liegt. Das hat zur Folge, dass die thermische Ausgangsmenge und damit nachfolgend die Auslegung der Leistung der Turbine zu groß dimensioniert wird. Den Projektträgern sei daher geraten, die Spezifische Wärmekapazität auf den Salzgehalt des Toten Meeres auszulegen, der nur bei 3,4 kJ/kgK liegt, und als Berech-

¹⁰⁰ Zu den Halogenen gehören alle Elemente der 7. Hauptgruppe des Periodensystems. Bekannteste Halogene sind Chlor, Fluor, Brom und Iod. Den zahlreichen Vorkommen in vielen Salzen verdanken diese Elemente ihren Namen (griech. $\alpha\lambda\sigma$ und $\gamma\epsilon\nu\omicron\mu\alpha\iota$ = Salzbildner).

nungsgrundlage (→ Sensitivitätsanalyse) zu nehmen, wodurch ein kleiner „Puffer“ entsteht, denn in aller Regel liegen die Spezifischen Wärmekapazitäten der Thermalwässer des Oberrheingrabens und des Norddeutschen Beckens über diesem Wert.

Der im Verdampfer erzeugte Dampf (vgl. 4.1.2.2.1.2 Stromerzeugungsverfahren) wird über Laufschaufeln, die auf einer gelagerten Welle fest installiert sind, entspannt. Durch den Dampfdruck erfahren die Laufschaufeln einen Impuls, der über die Welle in mechanische Drehbewegung überführt wird. An die Welle angegliedert (→ Direktantrieb¹⁰¹ oder → Getriebeantrieb) ist ein Generator, der die mechanische Drehbewegung der Welle in elektrische Energie umwandelt (→ Dynamoprinzip). Die Turbine ist quasi die Schnittlinie des Enthalpiegefälles, vor der Turbine besteht ein hoher Dampfdruck, nach der Turbine ein entspanntes zweiphasiges Gemisch aus Dampf und Kondensat. Die Enthalpie des Dampfes wird über Aufnahme kinetischer Energie auf der Welle umgewandelt, die dann im Generator in elektrische Energie überführt wird.

Dem Leser wird hoffentlich bewusst, dass der Vorgang der Umwandlung von einer Energieform zur nächsten mit Energieverlusten einhergeht. Der erste Verlust an Energie ist die Umwandlung von enthalpischer zu kinetischer Energie, der zweite Verlust ist die Überwindung des Reibungswiderstandes auf der Welle und dann noch im Generator. Dies ist die Rede vom Wirkungsgrad, wobei von einer gegebenen Energiemenge der Verlust abzuziehen ist.

Wurde bisher die Turbine in Einzelanfertigung der Lamellenräder gebaut, so bietet die Kooperation im ORC-Anlagenbau von dem Frankenthaler Turbinenhersteller Kühnle, Kopp & Kausch und GMK eine Neuentwicklung. Diese setzen darauf, nicht die Lamellenräder individuell zu fertigen, sondern über Strömungsrichtungsänderungen des Dampfes Fertigungszeitverkürzungen am Markt anzubieten. Die Änderung der Düsenausrichtung führt zu einer verkürzten Fertigungszeit. Nichtsdestotrotz sollte jeder Projektträger darüber informiert sein, dass es Turbinen „nicht von der Stange“ gibt, sondern rechtzeitig

¹⁰¹ In Neustadt-Glewe ist eine ORC-Turbine im Einsatz, die direkt angetrieben wird. Im Fachjargon wird eine solche Turbine getriebelos genannt.

eine Turbine in Auftrag gegeben werden muss, um einen Zeitverzug bei der späteren Anlagenerstellung zu vermeiden.

4.1.2.2.1.4. Kühlung

Um den Kreislauf des Arbeitsmediums (→ Sekundärkreislauf) zu schließen, muss das zweiphasige Dampf-Kondensatgemisch komplett verflüssigt werden. Hierzu muss hinter der Turbine eine Kühlung nachgeschaltet sein (→ Enthalpiegefälle). Bei konventionellen (Groß-)Kraftwerken wird dazu Wasser benutzt, das aus Oberflächengewässern stammt. Aus diesem Grund liegen fast alle Kraftwerke an größeren Flüssen, denn der Wasserbedarf ist durch die hohen Leistungsanforderungen immens.

Geothermische Anlagen dagegen müssen dort errichtet werden, wo sich geothermische Energie relativ gut erschließen lässt. Dies ist aber fast immer – und nicht nur in Deutschland - mit dem Umstand verbunden, dass keine Oberflächenwasser in der Nähe vorhanden sind. Aus diesem Grund ist in Neustadt-Glewe ein Grundwasserleiter mittels einer weiteren Brunnenbohrung – keine Thermalbohrung! – erschlossen worden, um eine Nasskühlung für die ORC-Anlage einzurichten.

Für den Oberrheingraben liegen die hydrogeologischen Verhältnisse wesentlich ungünstiger, da er nicht so viele Grundwasserstockwerke aufweist, wie im Molasse- oder Norddeutschen Becken. Da Grundwasser ein besonders schützenswertes Allgemeingut ist (→ Grundwasserschutz → Genehmigungsrecht), müssen Geothermieprojekte im Oberrheingraben von einer reinen Nasskühlung absehen, da das Grundwasser der Trinkwasserentnahme vorbehalten ist. Trotzdem soll im Folgenden zuerst über die Nasskühlung referiert werden, um anhand der Technik weitere Kühlungstechniken mit wesentlich geringeren Wasserverbrauchsmengen vorzustellen.

Das zweiphasige Arbeitsmedium muss nach der Turbine kondensiert werden. Dies geschieht, indem das Arbeitsmedium durch kleine Röhren eines Kondensators fließt, an denen kaltes Wasser entlang geführt wird. Die Wärme des Arbeitsmediums wird währenddessen an das Kühlwasser abgegeben, wodurch das Arbeitsmedium kondensiert. Das Kühlwasser wird dann zu einem Kühlsystem geführt (→ Kühlturm). Im Kühlsystem wird das erhitzte Kühlwasser wieder abkühlt. In einem Nasskühlturm z.B. wird das Kühlwasser auf eine große Fläche verteilt. Dabei verdunstet ein Teil des Kühlwassers (→ Wra-

sen/Dampfschwaden), wobei die Verdunstung Verdunstungskälte produziert und das verbleibende Kühlwasser abgekühlt wird.

In Neustadt-Glewe wird das benötigte Kühlwasser für die Kühltürme aus einem Grundwasserbrunnen gefördert. Um chemischen und biologischen Ablagerungen im Kühlwasserkreislauf (Auffangbecken) vorzubeugen, wird das Brunnenwasser in einer chemischen Wasseraufbereitung (Salzzugabe) gereinigt. Nach dem Füllen des Kühlwasserbeckens beginnt eine Kühlwasserpumpe stündlich 400 m³ Kühlwasser umzuwälzen. Dabei werden ca. 4 m³ Wasser in der Stunde in den beiden Kühltürmen verdunstet. Das verdunstete Wasser muss aus den Brunnen über eine erneute chemische Wasseraufbereitung nachgespeist werden.

Durch Verdunstung und die Wasseraufbereitung von Nachspeisewasser reichern sich allmählich Salze in der Kühlturmwanne an. Ab einer bestimmten Salzkonzentration - die über den elektrischen Leitwert des Wassers ermittelt wird – muss das salzhaltige Wasser entsorgt werden und frisches Grundwasser nachgefüllt werden, das wieder aufbereitet wird. So wird für den Kühlungsprozess relativ viel Wasser benötigt.

Ein anderes Verfahren (Sprühverfahren) ist das feine Aufsprühen von Kühlwasser auf noch wesentlich feinere Lamellen (→ Flächenvergrößerung). Durch die Flächenvergrößerung wird eine größere Kühlungsfläche erzielt und dadurch weniger Wasser verbraucht als bei der ersten Variante. Bei dieser Methode jedoch müssen die Kühlwassersprühdüsen stets freigehalten werden, wodurch der sparsamere Wasserverbrauch durch eine kostspieligere Wasseraufbereitung wettgemacht wird.

Ein drittes Verfahren ist die reine Luftkühlung, die eigentlich nur dann wirklich gute Wirkungsgrade erzielt, wenn die Luftumgebungstemperatur wesentlich niedriger ist als die Temperatur des zweiphasigen Arbeitsmediums. Will man bei relativ hohen Lufttemperaturen eine Luftkühlung erreichen, müssen die Ventilatoren schneller drehen, wodurch eine wesentlich größere Stromaufnahme erforderlich ist. Gerade im Oberrheingraben sind im Sommer die Temperaturen relativ hoch, dass entweder Wirkungsgradverluste bei der Stromerzeugung hingenommen werden müssen oder eine höhere Leistungsaufnahme für die Ventilatoren eingerechnet werden muss. Die Kühlleistung bei dieser Methode kann nie unter die Umgebungstemperatur fallen.

Als letzte praktizierte Variante ist das Hybridverfahren zu nennen. Dieses ist eine Kombination aus dem vorangegangenen Luftkühlverfahren und dem Wasserkühlverfahren. Je nach Umgebungstemperatur kommt entweder die Luftkühlung oder das Nasskühlverfahren zum Einsatz. Das Verfahren bietet eine an die lokalen Verhältnisse (→ Temperatur) optimierte Kühlleistung. Jedoch ist der betriebstechnische Aufwand hoch, weil neben den zusätzlich elektrisch betriebenen Lüftern (→ Ventilatoren) auch das Wassersystem betrieben werden muss. So kommt es auf der einen Seite zu einem höheren elektrischen Einsatz für die Ventilatoren, auf der anderen Seite muss das Wasser aufbereitet werden. Die optimale Kühlung wird durch den erhöhten elektrischen Verbrauch und eine aufwendige Wasseraufbereitung ermöglicht, wodurch die Betriebskosten relativ hoch sind.

Eine weitere mögliche Option, die allerdings noch nie realisiert wurde, wäre die, ein Kaltwärmenetz an den Kühlkreislauf anzuschließen und das Kühlwasser in einem geschlossenen System zu halten. Aus dem Kaltwärmenetz könnten Wärmeabnehmer mittels Wärmepumpen Wärme entziehen und so den Kühlkreislauf ohne zusätzlichen Wassereinsatz kühl halten.

Der zweite Teil des Geothermieleitfadens wird sich eingehend mit dieser Problematik befassen und mögliche Lösungen des geringstmöglichen Wasserverbrauchs bei bestmöglicher Kühlung unter geringstem Kosteneinsatz darlegen. Projektträger mögen schon an dieser Stelle für die spätere Kühlungsproblematik hier im grundwasserschwachen Oberrheingraben sensibilisiert sein.

4.1.2.2.2. Fernwärmeauskopplung

Die Fernwärmeauskopplung geschieht mittels nachgeschaltetem Wärmetauscher. In aller Regel stehen nach dem Stromerzeugungsprozess für die Fernwärmeauskopplung ca. 70° C heißes Thermalwasser zur Verfügung. Die Besonderheit geothermisch gespeister Fernwärmeversorgungsnetze besteht also darin, dass sie einen relativ geringen Vorlauf von annähernd 70° C haben. Der Rücklauf sollte je nach Wärmeabnahmesituation bei ca. 40° C liegen. Die fast identische Austrittstemperatur nach dem Stromerzeugungsprozess im Verhältnis zur Vorlauftemperatur bewirkt, dass eine reine Wärmeübergabe von Thermalwasser zu Fernwärmewasser mit sehr geringen Wirkungsgradverlusten (Wirkungsgrad: ca. 95 %) verbunden ist.

Für die Verlegung von Fernwärmenetzen gibt es aus konventionell betriebenen Versorgungsnetzen zahlreiche Erfahrungen, die auf geothermisch versorgte Netze 1:1 übertragen werden können. Der Autor erspart sich daher eine detaillierte Ausführung an dieser Stelle.

4.1.2.2.2.1. Redundanz

Eine Redundanzanlage, die sollte jedem Projektträger deutlich vor Augen sein, ist in die Projektplanung einzubeziehen. Diese Anlage übernimmt die versorgungssichere Wärmebereitstellung für den Fall, dass die Unterwasserpumpe einmal gewartet werden sollte oder andere Revisionsarbeiten an den Thermalwasserkomponenten anstehen. Weiterhin sind diese Anlagen in der Lage, an besonders kalten Wintertagen Lastspitzen abzudecken.

Grundsätzlich sollte daher die Redundanzanlage in ihrer thermischen Auslegung etwas größer geplant werden als die maximale Leistung aus geothermischer Versorgung. Es lassen sich innerhalb dieses Geothermieleitfadens natürlich keine konkreten Rahmenbedingungen bezüglich der letztendlich zu wählenden Anlagenkonfiguration darstellen. Hierfür gibt es zu viele unterschiedliche zu beachtende Parameter. Die Auslegung einer Redundanzanlage ist immer den jeweiligen Standortbedingungen anzupassen.

4.2. Investitionszusammenstellung

Nach der Vorstellung der investitionswirksamen Anlagenbestandteile erfolgt nun eine exemplarische Investitionszusammenstellung (→ Kapitalbedarf). Diese ist sehr konservativ ausgelegt, d.h. in realiter¹⁰² werden die einzelnen Investitionsgrößen eher etwas niedriger ausfallen. Grundsätzlich sollte die Investitionsplanung nach den Anlagenkomponenten aufgeteilt werden. Dazu zählen zuerst die Bohrungen, dann der Thermalwasserkreislauf, an den die Sekundärkreisläufe (→ Stromerzeugung → Fernwärmeauskopplung) angeschlossen sind. Erst zum Schluss erfolgen die Investitionen, die nicht diesen Baukomponenten (→ Lose) direkt zugeordnet werden.

Besonders ist anzumerken, dass die Investitionsplanung von der Beschaffung von zwei Unterwassermotorpumpen ausgeht, um eine optimale Einsatzbereit-

¹⁰² lat. in konkreter Realität

schaft des Herzstücks aller Geothermieranlagen - auch bei technischem Ausfall einer Pumpe - zu gewährleisten.

Ein nächster Punkt ist die Berechnung der Anlagengröße auf der Grundlage der spez. Wärmekapazität des Wassers aus dem Toten Meer. Zwar wird die kalkulatorische Anlagengröße etwas geringer ausfallen, jedoch wurde bei der Investitionskalkulation als Grundlage ein Investitionsvolumen von 1300 €/kW vorausgesetzt. Mit diesem Ansatz kann sogar der Mehraufwand für Kalina-Kraftwerksanlagen einbezogen werden. Ein weiterer wichtiger Faktor ist schließlich der geplante Realisierungszeitraum, der hier mit 36 Monaten besonders lang gewählt wurde, denn in aller Regel kann ein solches Projekt auch innerhalb von 24-28 Monaten abgewickelt werden. Schließlich hat der Autor eine Zusammenstellung für die Teufenbereiche 2.800 m, 3.000 m und 3.200 m auf der Grundlage von 70 ltr/sec ausgearbeitet, um den Lesern „ein Gefühl“ für die einzelnen Investitionsvolumina zu geben.

4.2.1. Investitionszusammensicht Bohrungen

Für die Bohrungen ergeben sich folgende kalkulatorische Investitionsvolumina:

Tabelle 2.: Investitionszusammensicht Bohrungen bei 2.800, 3.000 und 3.200 m Teufe

Bohrung	2.800 m	3.000 m	3.200 m
Engineering (Ausschr., Bauplanung, Geol. Service)	300 T€	300 T€	300 T€
Bohrplatz	150 T€	150 T€	150 T€
Mobilisation Bohranlage	200 T€	200 T€	200 T€
Bohrarbeiten	1.930 T€	2.190 T€	2.410 T€
Bohrlochmessung und Service	290 T€	330 T€	360 T€
Verrohrung	310 T€	350 T€	390 T€
Zementation	310 T€	350 T€	390 T€
Test und Stimulation	580 T€	660 T€	720 T€
Entsorgung	150 T€	180 T€	190 T€
Dienstleistungen	170 T€	200 T€	220 T€
Bohrlochkopf	150 T€	150 T€	150 T€
1. Bohrung total	4.540 T€	5.060 T€	5.480 T€
2. Bohrung total	4.540 T€	5.060 T€	5.480 T€
Dublettensystem	9.080 T€	10.120 T€	10.960 T€

Die Tabelle enthält einen „kalkulatorischen Sprung“ zwischen 2.800 m und 3.000 m, der sich daraus ergibt, dass in diesem Schema davon ausgegangen wird, dass die Sprödigkeit und Härte ab 3.000 m zunimmt. Dadurch ist der

Bohrfortschritt geringer. Alle teufenabhängigen Investitionen erhöhen sich entsprechend.

4.2.2. Investitionszusammensicht restliche Komponenten

Tabelle 3.: Investitionszusammensicht restlicher Komponenten bei 2.800, 3.000 und 3.200 m Teufe

Primärkreislauf	2800 m	3000 m	3200 m
Förderpumpe	350 T€	350 T€	350 T€
Endinstallation	200 T€	200 T€	200 T€
Primärkreislauf	840 T€	840 T€	840 T€
Summe Primärkreislauf	1.390 T€	1.390 T€	1.390 T€
Sekundärkreislauf Strom			
Engineering	400 T€	400 T€	400 T€
Kraftwerksanlage	2.440 T€	2.660 T€	2.890 T€
Kühlsystem	620 T€	680 T€	740 T€
Anbindung Primärkreislauf	210 T€	210 T€	210 T€
E-Technik	160 T€	180 T€	190 T€
Leittechnik	320 T€	350 T€	380 T€
Summe Sekundärkreislauf Strom	4.150 T€	4.480 T€	4.810 T€
Sekundärkreislauf Wärme			
Engineering	0 T€	0 T€	0 T€
Wärmetechnik inkl. Kesselanlage	500 T€	500 T€	500 T€
Anbindung Primärkreislauf	210 T€	210 T€	210 T€
E-Technik	0 T€	0 T€	0 T€
Leittechnik	0 T€	0 T€	0 T€
Summe Sekundärkreislauf Wärme	710 T€	710 T€	710 T€
Bau			
Architektur / Statik	100 T€	100 T€	100 T€
Bau	300 T€	300 T€	300 T€
Summe Bau	400 T€	400 T€	400 T€
sonstiges			
Projektentwicklung / Genehmigung	70 T€	70 T€	70 T€
Grundstück	150 T€	150 T€	150 T€
Ersatzpumpe	350 T€	350 T€	350 T€
Projektmanagement	430 T€	430 T€	430 T€
FuE	0 T€	0 T€	0 T€
Inbetriebsetzung	160 T€	160 T€	160 T€
Summe sonstiges	1.160 T€	1.160 T€	1.160 T€
Dubleттensystem	9.080 T€	10.120 T€	10.960 T€
Investitionen total	16.890 T€	18.260 T€	19.430 T€

4.3. Anwendungsorientierung aller genannten Aspekte

Der Leser dieses Geothermieleitfadens wird sicherlich durch die Fülle der geologischen Aspekte wie der technologischen Komponenten bis hierher einen umfassenden Eindruck über die Komplexität eines Geothermieprojektes erhal-

ten haben. Den Grund für die ausführliche Darstellung sah der Autor darin, Projektträger über die Vielzahl der einzelnen Möglichkeiten zu informieren.

Im nächsten Kapitel wird sehr schnell deutlich, dass die Kombination einzelner geologischer Erschließungstechnologien und die Harmonisierung der obertägigen Komponenten nicht nur einen erheblichen Invest erfordern, der im Rahmen einer Gesamtinvestitionsplanung zum Gesamtkapitalbedarf führt, sondern dass der Einsatz auch risikominimierend wirkt, wodurch letztlich der Invest zum Erfolg führt.

Gerade der wirtschaftliche Erfolg eines Geothermieprojektes wird nicht nur an der Erkundungsbohrung und den konkreten hydrogeothermischen Parametern gemessen, sondern auch an der Produktivität, der genehmigungsrechtlichen Unbedenklichkeit und der - relativ simplen - technischen Umsetzbarkeit. Nicht die Machbarkeit entscheidet über ein Geothermieprojekt, sondern auch die perspektivische Wirtschaftlichkeit durch Geldmittelrückflüsse und geringstmögliche Betriebskosten.

5. Einflussfaktor Finanzierung

5.1. Rahmenbedingungen

Der Einsatz von Geothermie, ob Oberflächennahe oder Tiefe Geothermie, hängt von politischen, soziokulturellen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab. Wie alle anderen Erneuerbaren Energien ist auch die Geothermie eine energetische Option für die Versorgungszukunft. Der Geothermieleitfaden erläutert potentiellen Projektträgern und Investoren das wirtschaftliche Potential dieser Energiegewinnungsart.

5.1.1. Politische Rahmenbedingungen

Die Marktstellung, die die Tiefe (Hydrothermale) Geothermie einnimmt, ist in erheblichem Maß von der politischen Situation geprägt. Hier kommen außenpolitische, umweltpolitische und energiepolitische Aspekte zum Tragen. Diese fließen in die Klimaschutzpolitik der Bundesrepublik ein. So hat die Bundesrepublik im Sommer 1992 in Rio de Janeiro die Klimarahmenkonvention, die von mehr als 150 Staaten getragen wird, unterzeichnet. Sie trat im März 1994 in Kraft. Ziel der Konvention ist eine Stabilisierung bzw. Reduzierung der Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre.

Auf der 3. Vertragsstaatenkonferenz zur Klimakonvention wurde Ende 1997 das Kyoto-Protokoll verabschiedet, in welchem sich die Industrieländer dazu verpflichteten, die Emissionen der Treibhausgase (darunter vor allem CO₂-Emissionen) um mindestens fünf Prozent bis zum Zeitraum 2008-2012 gegenüber dem Niveau von 1990 zu reduzieren. Die Europäische Gemeinschaft hat sich in Kyoto eine Minderung von 8 Prozent zum Ziel gesetzt; im Rahmen der EU-internen Lastenteilung ist Deutschland zur Senkung der sechs Kyoto-Gase um 21 Prozent verpflichtet. Im Vorfeld des Weltgipfels für nachhaltige Entwicklung in Johannesburg im August/ September 2002 ratifizierten die EU-Staaten das Kyoto-Protokoll.

Die größte Herausforderung stellt heute und in Zukunft ein wirksamer Klimaschutz dar. Er setzt Umweltschutz – speziell im Energiebereich - voraus. Ökologisch ist dies ebenso bedeutsam wie wirtschaftlich, denn zum Beispiel durch den Klimawandel (mit)verursachte Schäden bewirken Kosten, die heutige und künftige Volkswirtschaften tragen müssen. Seit ihrem Amtsantritt hat die Bundesregierung zahlreiche Initiativen ergriffen, damit Erneuerbare Energien in Zukunft einen deutlich höheren Anteil an der gesamten Energieerzeugung haben.

Die derzeitige Bundesregierung plant, den Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2010 gegenüber 2000 auf 4,2 % und am Stromverbrauch auf 12,5 % zu erhöhen. Um den Einsatz Erneuerbarer Energien unter erschwerten marktwirtschaftlichen Bedingungen zu gewährleisten, hält die Bundesregierung neben einer höheren Vergütung von ins Netz eingespeistem Strom aus Erneuerbaren Energien nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verschiedene Förder- und Marktanreizprogramme bereit.

5.1.2. Soziokulturelle Rahmenbedingungen

Deutschland sieht sich vor einem soziokulturellen Strukturwandel. Stichwortartig sind zu nennen: geringer gewordene Geburtenrate, höhere Lebenserwartung, sich verstärkende Zuwanderung und – last but not least – weltweit knapper werdende fossile Ressourcen, dadurch steigende Rohstoffpreise. Diese wirken sich auf die Bezugskosten für Heizöl, Erdgas und Treibstoff aus mit dem Ergebnis höherer Verbraucherpreise auch für Strom und Wärme.

Da der Energiebedarf ständig zunimmt, ist auf diese Veränderungen durch geeignete Maßnahmen zu reagieren. Sie müssen planerisch bewältigt, Weichen neu gestellt werden. Der Anteil erneuerbarer Energieträger an den Systemen zur Stromerzeugung, zum Heizen, Kühlen usw. muss wachsen.

Das Handelsblatt ließ in Kooperation mit dem Forschungs- und Beratungsinstitut Prognos AG im Juli 2004 eine Studie erstellen, den Zukunftsatlas 2004. Dieser beinhaltet eine umfassende Analyse der Stärken und Schwächen des Wirtschaftsstandortes Deutschland. Flächendeckend wurden die 439 Kreise und kreisfreien Städte Deutschlands auf ihre wirtschaftliche, soziologische und ökologische Leistungsfähigkeit sowie ihre Zukunftsperspektiven untersucht. Dazu wurden Konjunktur- und Arbeitsmarktdaten, Daten zur demographischen Entwicklung sowie Kennzahlen zu Lebensqualität und sozialer Lage herangezogen. Der Zukunftsatlas 2004 weist nach, dass der Großraum München, die Region Stuttgart und das Rhein-Main-Gebiet die besten Potentiale für wirtschaftliches Wachstum und damit positive Perspektiven für die Zukunftsaussichten haben.

Diese gelten größtenteils auch für das Land Rheinland-Pfalz, obwohl sich in 27 von 36 Landkreisen und kreisfreien Städten Chancen und Risiken der wirtschaftlichen Entwicklung die Waage halten. Die Tatsache, dass zwei Drittel aller Verwaltungseinheiten weder aktuell noch perspektivisch eindeutige Tendenzen aufzeigen, deutet hier erfolgsorientierten Handlungsbedarf an.

Die demographische Entwicklung wird auch in Rheinland-Pfalz ab dem Jahre 2015 zu deutlichen Veränderungen hinsichtlich der Bevölkerungsstruktur führen: Der Anteil älterer Menschen an der Gesamtbevölkerung wird durch höhere Lebenserwartung kontinuierlich steigen; gleichzeitig sinkt die Geburtenrate. Es wird damit gerechnet, dass ab dem Jahre 2030 jeder dritte Einwohner in Rheinland-Pfalz älter als sechzig Jahre ist und die Anzahl der über Fünfund-siebzighjährigen um weitere fünf Prozent wächst.

Die allgemeinen Lebensumstände sowohl bei den Erwerbstätigen als auch bei den „Rentnern“ ändern sich.

Die aktuelle Entwicklung verläuft regional unterschiedlich. Beispielsweise locken die Ballungsräume Koblenz, Mainz und Ludwigshafen mit ihren Arbeitsplatzangeboten und ihre Umlandgemeinden werben mit bei einem Wohnungsüberschuss bei günstigeren Mietpreisen. Resultierend daraus ergibt sich

eine „Arbeitsteilung“ zwischen Berufstätigkeit und privatem Leben mit dem Ergebnis zunehmender Pendlerströme und parallel dazu eine stärker werdende Zersiedelung ballungsnaher Gebiete und Regionen.

Diese Veränderungen wirken sich selbstverständlich auch auf den Bereich der Energieversorgung aus.

Der Zukunftsatlas 2004 beschäftigt sich unter dem Thema „Demographischer Wandel – Herausforderung für Kommunen in Rheinland-Pfalz“ mit dieser Problematik.

Unter energiepolitischer Verengung der allgemeinen Thesen wird darin festgehalten, welche kommunalpolitischen Weichenstellungen zu treffen sind. Kommunale Planungen müssen danach kontinuierlich und konsequent mit Modellrechnungen zur Bevölkerungsentwicklung abgeglichen und regional koordiniert werden. Dafür müssen Siedlungs- und Versorgungskonzentrationen planerisch die Grundlage liefern, indem das Konzept der „Zentralen Orte“ und dadurch die Sicherung der flächendeckenden Versorgung ermöglicht wird. Dazu ist eine übergreifende verwaltungstechnische Kooperation in allen Planungsbereichen notwendig.

Die kommunale Versorgung muss den Bedürfnissen der älter werdenden „schrumpfenden“ Gesellschaft angepasst werden. Dies bedeutet, die Energieeffizienz vor Ort zu steigern und den **Ausbau dezentraler Versorgungssysteme auf Basis Erneuerbarer Energien** zu forcieren. Mit kommunalen Versorgungssatzungen wird eine Transparenz des Verwaltungshandelns erzielt, wodurch dann eine Voraussetzung zur Übertragung kommunaler Versorgungsaufgaben auf Private und Unternehmen (→ Public-Private-Partnership) geschaffen wird.

So können Kommunen Anreize schaffen, dass sich Unternehmen aktiv in das lokale Gemein- und Versorgungswesen einbringen. Damit wird Standortverbundenheit durch **preisstabile Versorgung** gewährleistet, die nicht nur der Schlüssel für den jeweiligen Unternehmenserfolg, sondern auch für eine demografisch ausgewogene Entwicklung ist, denn durch solche familienfreundlichen Versorgungsstrukturen nimmt die Kommune wiederum indirekten Einfluss auf die Erhöhung der Geburtenrate.

Vor dem Hintergrund des sinkenden Wohnraumbedarfs erhält die **energetische Anpassung** bzw. Sanierung des Gebäudebestandes eine höhere Priorität als Neubauten. Wohnraum und multifunktionale, öffentliche Gebäude müssen den Menschen eine flexiblere Nutzung ermöglichen. Gleichzeitig sollte eine kommunale Standortpolitik den Ausbau dezentraler Versorgungssysteme als Innovationsmotor nutzen, wozu die Ausbildung eines investitionsfreundlichen Klimas als Anreiz für Public-Private-Partnership-Projekte betrachtet werden sollte.

Im Hinblick auf die demografisch bedingte Vergrößerung des Wärmebedarfes und die soziale Forderung, bezahlbare Versorgungspreise auch in Zukunft zu gewährleisten, bietet die Geothermie beste Voraussetzungen, kommunale Entwicklungsimpulse geben zu können.

Geothermische Anlagen nutzen die Erdwärme. Sie sind besonders an solchen Standorten attraktiv, an denen die Temperatur des Erdinnern schon in geringer Tiefe ein hohes Niveau erreicht. Erdwärme ist ständig verfügbar und gleichzeitig bedarfsgerecht und regelbar. So ist sie bestens geeignet einen Teil der Grundlast in der Energieversorgung zu übernehmen. Um das geothermische Potential nutzbar machen zu können, fördert das Bundesumweltministerium (BMU) die Erforschung und Entwicklung geothermischer Anlagen.

Auch landesplanerisch wird die Geothermie gestützt. Das zentrale Instrument zur Steuerung der räumlichen Entwicklung ist das Landesentwicklungsprogramm (LEP), das quasi als Regierungsprogramm die Ziele und Grundsätze der Landesplanung räumlich differenziert darstellt. Dies umfasst die Abgrenzung von Raumtypen und Siedlungsstrukturen, die Festlegung zentraler Orte und Maßnahmen zur Sicherung der natürlichen Lebensgrundlagen sowie "sonstige landesplanerisch relevante Raumstrukturen" (§ 10 LPIG). Das LEP ist die Grundlage für die regionalen Raumordnungspläne (§ 12 LPIG). Die kommunale Bauleitplanung (§ 20 LPIG) sowie "raumbedeutsame Planungen und Maßnahmen" (§ 18 f. LPIG) müssen mit dem LEP bzw. den daraus abgeleiteten Regionalplänen im Einklang stehen.

Die Energieeinsparung, der Ausbau der Nah- und Fernwärme sowie die Nutzung regenerativer Energiequellen werden im LEP III als Grundsätze formuliert. Um einen gleitenden Übergang von konventioneller zu erneuerbarer Versorgung unter besseren Emissionsbedingungen zu ermöglichen, wurden aber

auch Festsetzungen zum Ausbau des Gasnetzes für Einzelfeuerungen sowie die Auszeichnung von potentiellen Standorten für neue konventionelle Großkraftwerke getroffen. Dies bedeutet für die Raumplanung, frühzeitig mögliche Interessenkonflikte zu lokalisieren und lenkend einzugreifen.

Die z.T. nur grob umrissenen Festsetzungen des LEP werden in den Regionalplänen konkretisiert. Dies gilt z.B. im Bezug auf die Festlegung der Grenze Siedlung/Freiraum, die Ausweisung von Flächen für den Ressourcenschutz oder die Erarbeitung regionaler Leitbilder für den Einsatz Erneuerbarer Energien. In dem hierzu erforderlichen Planungsprozess werden die Belange einer nachhaltigen Versorgung aus Geothermie gestärkt, so durch Einrichtung eines von der Transferstelle Bingen und dem Geologischen Institut Mainz betriebenen Kompetenzzentrums Geothermie. Geothermieprojekte können nach § 18 LPlG "raumbedeutsame" Vorhaben darstellen und können landesplanerisch geprüft und genehmigt werden.

5.1.3. Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Primärenergie ist der rechnerisch nutzbare Energiegehalt all jener Energieträger, die in der Natur vorkommen und noch keiner Umwandlung unterworfen sind. Hierzu zählen fossile Energieträger wie Stein- und Braunkohle, Erdöl und Erdgas und erneuerbare Energien (Sonnenenergie, Windkraft, Wasserkraft, Erdwärme und Gezeitenenergie). In Deutschland ist Mineralöl mit 38 Prozent der wichtigste Energieträger - gefolgt von Gas (21 Prozent), Steinkohle (13 Prozent) und Braunkohle (11 Prozent). Die Erneuerbaren Energieträger decken derzeit rund drei Prozent des Primärenergieverbrauchs.

Aufgrund der Liberalisierung des Versorgungsmarktes mit der Energierechtsnovelle von 1998 sind die Rahmenbedingungen der leitungsgebundenen Energieversorgung grundlegend geändert worden. Mit ihr wurden die bestehenden Gebietsmonopole aufgehoben und ein direkter Wettbewerb bei der Strom- und Gasversorgung aber auch im Wärmemarkt eingerichtet. Dies führte dazu, dass die Strom- und Gaspreise zum Teil deutlich gesunken sind, obwohl sich die Einkaufspreise für Rohöl- und Erdgasimporte im Vergleich zu 1998 fast verdoppelt haben (s. „Energie Daten 2002“, BMWi).

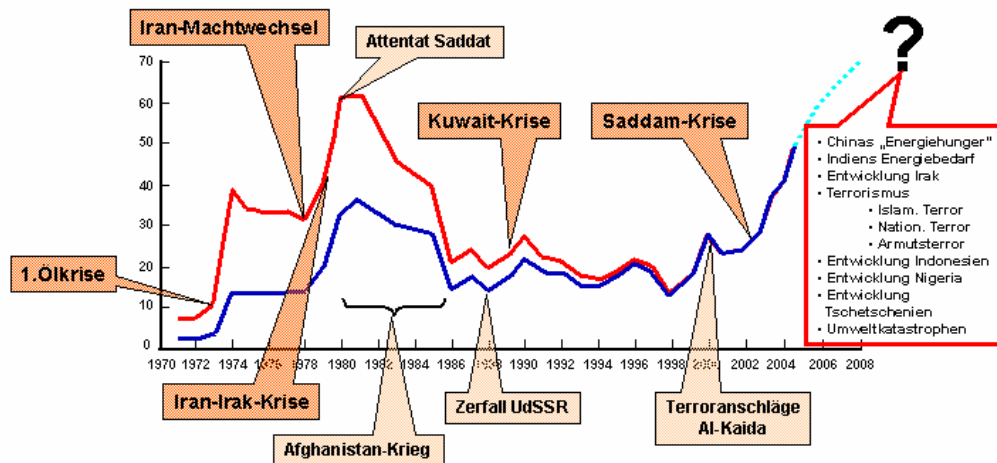


Abb. 46.: Ölpreisentwicklung von 1970 unter Beleuchtung politischer Ereignisse (Rote Linie inflationsbereinigter Ölpreis)

Betrachtet man die Entwicklung des Ölpreises, so zeigt sich eine stete Verteuerung mit immer kürzeren Perioden der Preiserholung. Die vorangegangene Grafik veranschaulicht, wie sehr politische Ereignisse Einfluss auf den Rohölpreis haben. Insbesondere politische Entwicklungen der OPEC haben starken Einfluss auf den Ölpreis. Damit ist die islamistische Terrorgefahr, die aus einer anti-oligarchischen¹⁰³ Haltung entsprungen ist, aktuell und die mittel-fristige Zukunft das „Damoklesschwert“ des Bezugspreises.

Zwar bezieht Deutschland einen Großteil seiner Primärenergieträgerimporte aus Russland, doch auch dort vermehren sich die Anzeichen einer oligarchisch geprägten Wirtschaftsstruktur. Gerade der restriktive Umgang mit russischen Wirtschaftsmagnaten aus dem Energiesektor birgt die Gefahr möglichen Sozialkrisen in der Zukunft. So fürchten Branchenkenner, dass der russische Staat wieder die Kontrolle über den Rohstoffsektor erlangen will – mit allen erdenklichen Folgen für den Weltmarkt und den heimischen Verbraucher.

¹⁰³ Griech. = Oligarchie ist die (schlechte) „Herrschaft von wenigen“, die im Gegensatz zur Aristokratie, der „Herrschaft der (wenigen) Gerechten“, steht

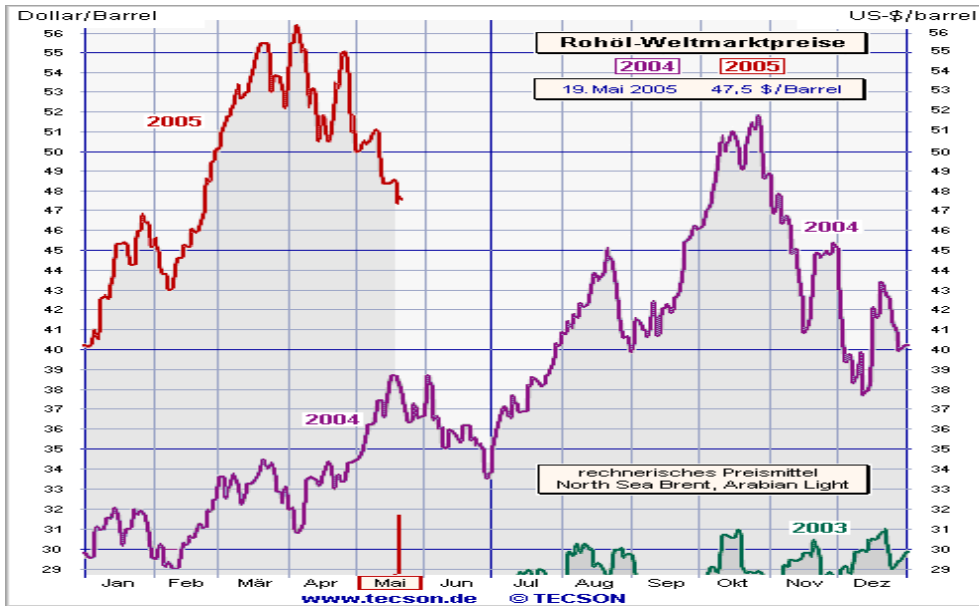
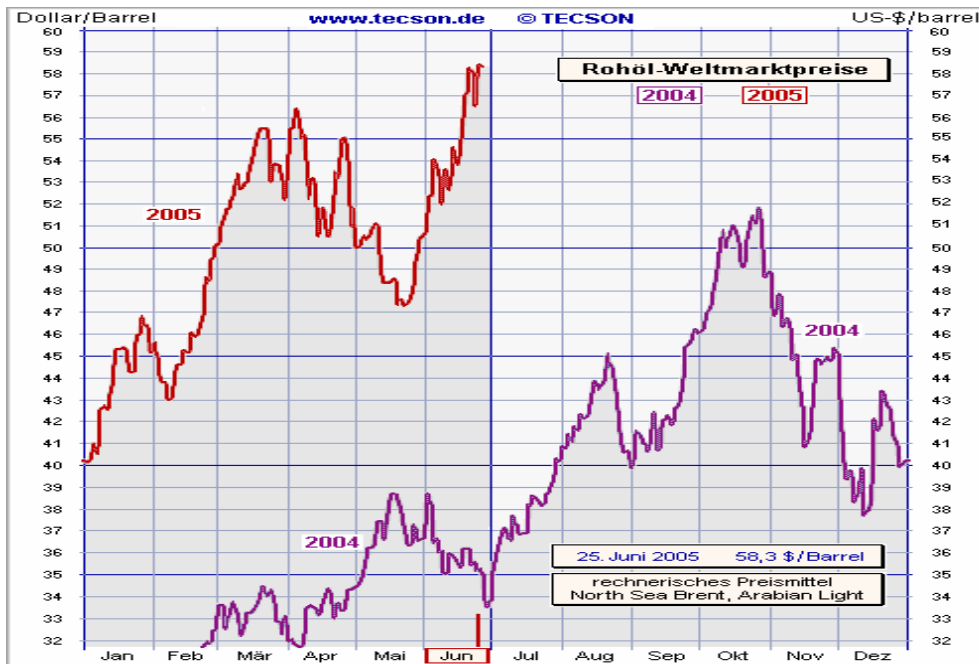


Abb. 47.: Jüngste Entwicklung des Rohölpreises mitte Mai

Die jüngsten Preisanstiege von Anfang 2004 bis heute haben die Preissenkungen, die durch die Liberalisierung des Strommarktes hervorgerufen wurden, gänzlich aufgezehrt. Trotzdem sind Erneuerbare Energien noch immer ungünstiger gestellt als konventionelle Energieträger. Die Preisgestaltung Erneuerbarer Energien hängt wesentlich von betriebswirtschaftlichen Faktoren



ab und steht in direkter Konkurrenz zu fossilen Energiepreisen.

Abb. 48.: Jüngste Entwicklung bis Juni 2005

Unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten werden die volkswirtschaftlichen Folgekosten des Einsatzes konventioneller Energieträger in aller Regel völlig ausgeblendet. Würden diese Kosten auf den Energiepreis umgeschlagen, wären die Erneuerbaren Energien deutlich besser gestellt und wären sogar wirtschaftlicher.

Im Hinblick auf die volkswirtschaftlichen Aspekte sind folgende Punkte von Wichtigkeit:

- **Luft-, Boden- und Gewässerschutz**

Die Kosten für Umweltverschmutzungen durch Tankerhavarien oder Pipelinedefekte und die Aufwendungen zur Entsorgung radioaktiven Abfalls (Standortsuche, Transportsicherung und Standortsicherung) bleiben beim Energiepreis konventioneller Energieträger unberücksichtigt. Das gleiche gilt auch für sekundäre Kosten wie erhöhte Aufwendungen für den Deichbau durch höhere Normalwasserstände im Küstenverlauf, Waldschäden durch Sauren Regen, Schutz gegen Murenabgänge im Gebirge, etc.

- **Klimaschutz**

Kosten für klimawandelbedingte Wetterkatastrophen (Überschwemmungen bei Binnengewässern 1998 und 2002, Orkanshäden 1999, 2000, 2001 und 2002, Dürre- und Waldbrandschäden 2003, etc)

- **Sozialverträglichkeit**

Erholungs- und Einnahmeverluste der Tourismusbranche aufgrund fehlenden Schnees (wärmere Winter) oder verstärkter Algenbildung im Küstenbereich (wärmere Gewässer) und viele andere Faktoren.

- **Ressourcenschonung**

Daneben ist auch der Ressourceneinsatz selbst zu berücksichtigen, denn beispielsweise fast die Hälfte aller chemischen Produkte, basieren auf Verarbeitungsprodukten auf Rohölbasis. Energie aus diesem chemischen Grundstoff zu gewinnen, ist gleichzeitig kontinuierliche Verknappung des wertvollen Rohstoffes. Weiterhin ist für die Bundesrepublik als rohstoffarmes Land die Abhängigkeit von Primärenergieimporten zu nennen, die durch Substituierung heimischer Erneuerbarer Energien gemindert wird.

Der primäre Grund, weswegen Erneuerbare Energien z.Zt. noch teurer sind als konventionelle Energien, liegt nicht allein an dem hohen Investitionsbedarf für Anlagen zur Bereitstellung Erneuerbarer Energien. Dieser ist bei geothermischen Anlagen doppelt so hoch als der Investitionsbedarf konventioneller Anlagen. Vielmehr steht ein höheres Investitionsrisiko zur Disposition. Ein weiterer Punkt des Investitionsrisikos ist der geringere Erfahrungshorizont beim Betrieb der Anlagen. Hier bieten konventionelle Anlagen trotz höherer und/oder steigender Betriebskosten eine optimalere Investitionsabschätzung.

5.1.4. Fazit der Rahmenbedingungen

Aus der Zusammenschau der politischen, soziokulturellen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen lässt sich eine Option der versorgungswirtschaftlichen Zukunft herleiten. Der Einsatz der Geothermie wird zunehmend wirtschaftlicher, weil sich der Bezugpreis für Primärenergieträger drastisch erhöhen wird (→ Politische Krisen; → Energiehunger Chinas, Indiens und der Tigerstaaten).

Die Geothermie bietet zudem als lokal einzusetzende Energieart den Vorteil, der rheinland-pfälzischen stark zersiedelten Raumordnungsstruktur zu entsprechen. Der Einsatz der Geothermie kann gerade die strukturschwachen Gebiete in Rheinland-Pfalz als Siedlungsraum attraktiv machen.

Aufgrund der Selbstverpflichtung Deutschlands, den CO₂-Ausstoß drastisch zu reduzieren, gibt es zudem öffentliche Hilfestellungen bei der Umsetzung solcher technologisch neuer Energiegewinnungsraten.

Aufgrund des hohen Invests geothermischer Anlagen werden im Rahmen des EEG für geothermisch erzeugten Strom 15 ct/kWh vergütet. Gleichzeitig honorieren zahlreiche nationale und EU-weite Förderprogramme die finanzielle Anschubphase eines solchen Vorhabens. Der CO₂-Zertifikatehandel bietet auch für den geothermischen Wärmemarkt attraktive Mittelrückflüsse. Und auch genehmigungsrechtlich im Rahmen des Landesentwicklungsplanes werden Geothermieprojekte aufgewertet.

So sind beste Voraussetzungen geschaffen, Geothermieprojekte in Rheinland-Pfalz zu initiieren.

5.2. Auswahl der Projektpartner aus Sicht einer Außenfinanzierung

Um ein Geothermieprojekt zu initiieren, sind Projektträger und/oder Investoren erforderlich. Als mögliche Initiatoren kommen grundsätzlich Kommunen, Energieversorgungsunternehmen, Unternehmen mit einem hohen Prozesswärmebedarf bis 70° C und private wie institutionelle Anleger in Frage. Da die Finanzierung der Machbarkeitsstudie bei dem Initiator verbleibt¹⁰⁴ und der Investitionsumfang eines Geothermieprojektes öffentliche Haushalte übersteigt, sind Geothermieprojekte prädestiniert, als Public-Private-Partnership-Projekte umgesetzt zu werden. Fragen der Außenfinanzierung sind zu klären.

Grundsätzlich ist bei der Partnerwahl das Investitionsvermögen und nachfolgend auch das Wagnisvermögen besonders zu beleuchten. Ziel eines Public-Private-Partnership muss die Kongruenz von Zielvorstellungen, Eigenmittelbereitstellung und Wagnisbereitschaft sein. In diesen drei Bereichen können „Stolpersteine“ für ein Geothermieprojekt liegen, wenn nicht von vorneherein diese Projektsäulen gemeinsam geklärt sind. Aus diesem Grund sollte eine Projektabwicklungsgesellschaft gegründet werden, womit eine „rechtssichere“ Verwaltungshoheit über ein Geothermieprojekt eingerichtet ist und über eine Aufsichtsfunktion der jeweiligen Partner die Kontrolle der Umsetzung der Zielvorgaben erfolgt.

5.2.1. Voraussetzungen für eine kommunale Trägerschaft

Die Impulse zur Initiierung eines Geothermieprojektes setzen in der Regel Kommunen. Vor Umsetzung des Projektes sind folgende Maßgaben zu beachten:

Zuerst ist bei einer kommunalen Trägerschaft die Zusammensetzung der Gremien auszuleuchten. Da ein Geothermieprojekt einen erheblichen zeitlichen Vorlauf (2 bis 3 Jahre) erfordert, stellt sich die Frage, ob bis zur nächsten Wahlperiode das geplante Projekt (bis zur ersten Bohrung) realisiert werden kann.

¹⁰⁴ vgl. Scholz, Christian: „Finanzierungshürden bei Geothermieprojekten“; in Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau des Landes Rheinland-Pfalz / Transferstelle Bingen (Hrsg.): „Fachtagung. Geothermiepraxis Rheinland-Pfalz am 17.Februar 2005 an der Fachhochschule Bingen“, S. 198.

Vorteilhaft wäre, wenn eine Kommune in dieser Angelegenheit nach außen prinzipiell geschlossen agiert. Der Initiator – ob Bürgermeister oder Abgeordneter usw. – sollte auf einen breiten kommunalpolitischen Konsens innerhalb der Gremien abzielen. Da die Geothermie durchgängig von allen Parteien als Erneuerbare Energie favorisiert ist, kann überparteilich ein kommunaler Nutzungskonsens hergestellt werden. Dabei ist ein erheblicher Klärungs- und Überzeugungsbedarf über alle Parteien hinweg gefordert. Hier kann der Geothermieleitfaden wichtiges fachliches Detailwissen vermitteln.

Nur eine geschlossene öffentliche Haltung bezüglich der Geothermie macht einen öffentlichen Projektträger auch „Partnership-tauglich“. Weiterhin sollte der zu besetzende Aufsichtsrat der Projektgesellschaft der politischen Zusammensetzung entsprechen, so dass auch von oppositionellen Gruppen ein solches parteiübergreifendes Unternehmen getragen wird. Gleichzeitig sollten alle genehmigungsrechtlichen Fragestellungen erörtert und zu Vorabstatements zusammengefasst werden. So können grob Standorte definiert, Fernwärmesatzungen zum politischen Gemeindebeschluss ausgearbeitet, genehmigungsrechtliche Problemstellungen aufbereitet und ggf. Lösungsvorschläge vorbereitet werden. Mit einer solchen Zuarbeit ist es wesentlich leichter, Co-Finanzierer zu finden und ein Geothermieprojekt tatsächlich umzusetzen.

Hinsichtlich der vorangegangenen Vorbereitung ergeben sich schon vorab Finanzierungsanforderungen, die wiederum einen Überblick geben, in welcher Höhe sich die Gemeinde mittels Eigenkapital bzw. Sicherheitsstellungen bei Fremdkapitalaufnahme an einem Projekt beteiligen kann. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Finanzmittel der Kommunen nur begrenzt zur Verfügung stehen. Hinzu kommt, dass die Wagnisbereitschaft einer Kommune eher als gering einzuschätzen ist. Im Falle eines Scheiterns besteht die Befürchtung, politisch zur Verantwortung gezogen zu werden. Letztgenannter Grund entfällt allerdings bei einem parteiübergreifenden Engagement.

5.2.2. Voraussetzungen für Kommunalpartner

Die Kooperationspartner Kommune und Public-Private Partner unterscheiden sich in ihrer Motivation zur Umsetzung eines Geothermieprojektes. Liegt das Augenmerk der Kommune auf dem möglichst günstigsten und breitgefächerten Output zum Wohle einer Gemeinschaft, verengt sich die Betrachtungsweise beim Partner auf betriebswirtschaftliche Anforderungen bzw. renditeorien-

tierte Wahrnehmung (→ Gewinnmaximierung), die dann auch noch wesentlich kürzere Zeithorizonte veranschlagt als dies je eine Gemeinde tun würde. So ergeben sich für unterschiedliche Partner unterschiedliche Ansätze der Mittelbereitstellung bzw. Wagnisgrenzen.

5.2.2.1. Energieversorgungsunternehmen

Bei den Energieversorgungsunternehmen - nachfolgend EVU genannt – ist zwischen lokalen Stadtwerkebetrieben und regional oder national tätigen EVU zu unterscheiden. Der Unterschied zeigt sich nicht nur in dem Vergleich von Umsatz und Mitarbeiterzahlen, sondern auch in ganz erheblichem Maße in dem gebundenen Kapital – Netze und Anlagen – sowie in der Eigenmittelbereitstellung. Durch die fortgeschrittene Liberalisierung des Versorgungsmarktes sind diese Grenzen fließend. Der Grund dafür liegt darin, dass neben der Gesellschaftsform „Eigenbetrieb“ viele Stadtwerkebetriebe als Beteiligungsgesellschaften organisiert sind, in denen dann wiederum nationale EVU Gesellschafter sind (→ EnergieSüdwest AG).

5.2.2.1.1. Lokale Energieversorgungsunternehmen

Aufgrund der aktuellen Teuerung der Primärenergiepreise ist oft auch ein Stadtwerkebetrieb gedanklicher Vorreiter eines Geothermieprojektes. Durch die lokale und wirtschaftliche Verbundenheit zwischen Stadt- bzw. Gemeinderat und Stadtwerkebetrieb ergeben sich zusätzlich verwaltungstechnische Synergieeffekte. Versorgungsexperten des Stadtwerkebetriebes können wesentlich unkomplizierter die aktuelle und prognostizierte Bedarfssituation darstellen, wodurch sich für die Machbarkeitsstudie Kosteneinsparungen erzielen lassen. Aufgrund der Kommunikation auf „kurzem Wege“ lässt sich eine besonders effektive Abstimmung zwischen den kommunalen Anforderungen einerseits und den betriebswirtschaftlichen Erfolgsfaktoren andererseits erzielen. Gleichzeitig sind in aller Regel in den Aufsichtsgremien der Stadtwerkebetriebe kommunale Vertreter integriert.

Neben den Vorteilen einer besseren Abstimmung zwischen Kommune und Stadtwerkebetrieb ist auch der Vorteil individueller Renditeerwartungen auf Einzelinvestitionen wie ein Geothermieprojekt zu erwähnen. Die langfristige Kapitalverwaltung investitionsintensiver Anlagen ist allgemein eine finanzwirtschaftliche Domäne der Versorgungswirtschaft und bei lokalen Stadtwerkebetrieben im geringen Maßstab sehr gut ausgebildet. Trotz dieser quantitati-

ven und qualitativen Vorteile dürfen auch limitierende Faktoren nicht außer Acht gelassen werden.

Für alle Stadtwerkebetriebe gilt, dass aufgrund des wesentlich geringeren Cash-Flows kaum eine Möglichkeit besteht, aus laufendem Geschäft ein Geothermieprojekt zu finanzieren. Ein möglicher Totalverlust hätte sofort fatale Auswirkungen auf die Liquidität, und nachgeordnet hätte auch der Stadt- bzw. Gemeinderat entsprechend finanzielle Einbußen hinzunehmen. Insofern sind Stadtwerkebetrieben natürliche Finanzierungs- und Wagnisgrenzen gelegt, die zwar deutlich über denen einer Kommune liegen, aber keineswegs ausreichen, fehlenden Investitionsbedarf seitens der Kommune zu kompensieren.

5.2.2.1.2. Nationale Energieversorgungsunternehmen

Aufgrund der Liberalisierung des Versorgungsmarktes wandelten sich viele kommunal geführte Stadtwerkebetriebe zu Beteiligungsgesellschaften. In aller Regel haben sich bei solchen Stadtwerkebetrieben große nationale Versorgungsunternehmen beteiligt. Mit diesem Schritt wollten die nationalen EVU ihre Absatzmärkte sichern. Gleichzeitig erhofften sich die Stadtwerkebetriebe durch diese Partnerschaft zum einen bessere Bezugskonditionen für Strom und Gas zu erhalten, zum anderen einen größeren finanziellen Spielraum für Ersatz- und Neuinvestitionen innerhalb der lokalen Versorgungsstruktur zu erhalten. Gleichwohl bedeutete dieser Strukturwandel für manches Stadtwerkeunternehmen, mit seinem Ergebnis zum konsolidierten Konzernergebnis beitragen zu müssen und darüber hinaus konzernseitigen Renditevorgaben zu entsprechen.

Auf dieser Grundlage können mancherorts in Rheinland-Pfalz insofern nationale EVU als Projektpartner in Frage kommen. Bei einer solchen Konstellation kommen Vorteile als auch Nachteile für ein lokales Geothermieprojekt zum Tragen. Positiv bei einer solchen Projektpartnerschaft ist natürlich die wesentlich besser ausgestattete Liquidität und damit auch ein besseres Ranking unter Basel II basierten Kreditvergabeaspekten. Weiterhin sind nationale EVU aufgrund ihrer Marktpräsenz erstrangige Ansprechpartner bei technologischen Innovationen im Versorgungsmarkt. Dadurch haben solche Unternehmen eine bessere Marktübersicht. Darüber hinaus können Konzernmuttergesellschaften wegen ihrer Marktmacht und ihrer größeren Investitionsbudgets Preisvorteile bei der Beschaffung bieten. Bei Geothermieprojekten, die ein wesentlich um-

fangreicherer Projektmanagement benötigen, erweist sich die Projektmanagementenerfahrung aus Großkraftwerksprojekten als besonders hilfreich. Als letzter Punkt ist natürlich auch die ausgeprägtere Möglichkeit des Einflusses auf öffentliche Entscheidungsabläufe zu nennen, wie z.B. Anträge auf Fördergelder und ähnliches.

Neben diese vielen Vorteilen bei Beteiligung eines nationalen EVU ist natürlich auch das begrenzte Engagement bei lokalen Projekten zu nennen, weil dieses oftmals nur marginal zum Konzernergebnis beiträgt. Leider hat das Shareholder-Value-Denken auch in der Versorgungsbranche Einzug gehalten. Dies bedeutet, dass gerade Erneuerbare Energien, die erst langfristig Renditen erzielen, unter solcherlei kennzahlengesteuerten Sichtweisen das Nachsehen haben. Eine ganz deutliche Ausnahme stellen die rheinland-pfälzischen Pfalzwerke dar, die viele lokale Projekte initiiert haben. Ein weiterer Nebeneffekt des Shareholder-Value-Denkens ist der möglichst risikolose finanzwirtschaftliche Ansatz, um potentielle Anleger nicht zu verschrecken. Dieser bewirkt, dass beim Einsatz Erneuerbarer Energien und besonders bei der Geothermie aufgrund fehlender Betriebserfahrungen das Risiko meist als besonders hoch eingeschätzt wird.

Zusammenfassend ist zu sagen, dass bei einer Beteiligung eines nationalen EVU die kommunale Seite viel mehr Engagement einsetzen muss, um die aus dem Shareholder-Value-Denken resultierenden Bedenken auszuräumen. Für diesen zusätzlichen Kraftaufwand erhalten Stadt- bzw. Gemeinderat im Gegenzug einen größeren positiven Effekt bei der Umsetzung eines Geothermieprojektes. Insgesamt überwiegen also die positiven Effekte einer solchen Projektpartnerschaft gegenüber der Investitionsscheu seitens der nationalen EVU.

5.2.2.2. Unternehmen vor Ort

Zum erweiterten potentiellen Partnerkreis für kommunale Geothermieprojekte sind Unternehmen vor Ort zu zählen. Hierbei können zwei grundlegende Interessenbereiche dieser Unternehmen bei einer Projektpartnerschaft zum Tragen kommen.

Der erste Grund für eine solche Projektpartnerschaft ist das Ziel eines Unternehmens vor Ort, eine Preisstabilität beim Wärmebezug zu erzielen. Allgemeine Aussagen zur Fähigkeit, Finanzmittel für ein Geothermieprojekt bereit-

zustellen, oder über die Wagnisbereitschaft können hier nicht gegeben werden, weil die Streuung der Interessen im Einzelfall zu groß ist. Trotzdem können Partner mit hohem Wärmebedarf bei Krankenhäusern, Badeanstalten, Großküchen, Versorgungsunternehmen, chemische Betriebe (→ Vulkanisation, etc.) oder Gewächshäuser und Fischzuchtbetriebe usw. Interesse zeigen.

Neben diesen Unternehmen sind natürlich auch solche Unternehmen vor Ort zu nennen, die ihr Beteiligungsportfolio diversifizieren möchten oder die aufgrund besonders guter Ertragslage einen erhöhten Abschreibungsbedarf haben, um auf die erzielten Gewinne möglichst niedrige Steuerabgaben abzuführen. Einen Sonderfall in dieser Gruppe sind solche Unternehmen, die aufgrund der CO₂-Allokation nur eine begrenzte Anzahl an Emissionsrechten erhalten haben, aber aufgrund von produktionstechnischen Verfahren kaum in der Lage sind, weitere CO₂-Einsparungen zu erzielen. Wie bei der oben genannten Gruppe können keine allgemeinen Aussagen zu Finanzierungsvermögen oder Wagnisbereitschaft gemacht werden.

Generell sollte beachtet werden, dass eine lokale Projektpartnerschaft wegen der kurzen Kommunikationswege einfacher zu gestalten ist. Weiterhin kennen sich in aller Regel die Projektbeteiligten persönlich, wodurch Projektinhalte nicht nur über offizielle Kommunikationswege gesteuert werden können, sondern auch über gewachsene Kommunikationskanäle vermittelt werden können. Dadurch gewinnt ein Projekt an Flexibilität, wodurch Erfolge schneller und weniger aufwendig erzielt werden können. Ein weiterer Vorteil dieser Kooperation ist die Stärkung der Standortverbundenheit des Partnerunternehmens.

5.2.2.3. Institutionelle und private Investoren

Als eine weitere Möglichkeit, Projektpartner zu gewinnen, kann die Zielgruppe institutioneller und privater Investoren gelten. Bei dieser Partnerzusammensetzung sind die positiven bzw. weichen Partnerschaftsvorteile, wie lokale Verbundenheit zu vernachlässigen. Sie lässt eher eine Haltung erwarten, wie sie oben bei der Vorstellung nationaler EVU dargestellt wurde.

Grundsätzlich verfolgen institutionelle wie private Investoren in einem höheren Maße renditeorientierte Ziele als andere Partner. Aus diesem Grund muss bei der Wahl solcher Partner ebenfalls davon ausgegangen werden, dass viel

mehr Engagement einzusetzen ist, um die aus der einseitigen Renditesicht resultierenden Bedenken auszuräumen.

5.2.2.3.1. Privatanleger

Der finanzstarke Privatanleger als Partner dürfte eher die Ausnahme sein. Hier können allerdings emotionale oder andere weiche Kriterien wie der ausgeprägte Wille zu umweltbewusstem Handeln, Ablehnung fossiler Energieverschwendung, Angst vor möglicher Klimaveränderung, Heimatverbundenheit usw., neben den erwähnten Renditevorstellungen eine Rolle spielen. Der Vorteil dieser Partnerwahl ist aber, dass ein privater Investor nicht so umfangreiche Organisationsstrukturen wie ein (Finanz)-Controlling oder eine Revision vorweist und daher Entscheidungszeiträume bei dieser Gruppe von Partnern wesentlich begrenzter sind als bei allen anderen Projektpartnerkonstellationen. Andererseits können diese Partner aufgrund aufkeimender Existenzängste wegen eines möglichem Totalverlustes sehr irrational oder sprunghaft reagieren. Entscheidend für eine derartige Partnerwahl ist neben der Mittelbereitstellung die Wagnisbereitschaft eines Privatanlegers.

5.2.2.3.2. Banken

Üblicherweise kommen Banken nur als Fremdmittelsteller bei Geothermieprojekten zum Zuge. Dennoch gibt es auch Konstellationen, in denen Banken sich als Projektpartner und damit auch Wagnisträger einbringen können. Dies kann entweder in Form institutioneller Anleger, wie ein Investorenkonsortium, sein oder als Emittent von Fondanteilen.

5.2.2.3.2.1. Investorenkonsortium

Ein Investorenkonsortium, in das sich Banken als Projektpartner einbringen, ist für Deutschland noch nicht realisiert worden. Daher kann auf keinerlei Erfahrungen in diesem Bereich zurückgegriffen werden. Es sei jedoch allgemein vermerkt, dass aufgrund der restriktiven Bestimmungen zu Basel II die Wagnisbereitschaft bei solchen Projektpartnern wesentlich eingeschränkter ist. Daher kann ein Projektpartner aus dieser Zielgruppe nur dann erfolgreich angesprochen werden, wenn das Investitionswagnis so gering ist, dass ein Investorenkonsortium sich an einem Projekt beteiligt. Dies ist zum Beispiel in dem Fall denkbar, wenn die erste Bohrung niedergebracht ist und die Hydraulischen Versuche die Produktionseigenschaften verifiziert haben, so dass die Renditeaussicht das Investitionswagnis qualitativ übertrifft. Weiterhin ist an-

zumerken, dass je größer der Beteiligungsanteil an Industriepartnern bei dem Konsortium ist, sich die Wagnisbereitschaft erhöht.

5.2.2.3.2. Geschlossene Fonds

Eine ebenfalls noch nicht umgesetzte Kooperationsform ist die einer Fondsfiananzierung, wobei die Fondsgesellschaft als Beteiligungsgesellschaft fungiert. Wie bei den Privatanlegern auch, ist bei dieser Partnerwahl eine rein renditeorientierte Sichtweise vorherrschend. Ein weiterer Fakt ist, dass eine solche Partnerkonstellation vor Niederbringen der ersten Bohrung quasi unmöglich ist, weil die Erstbohrung grundsätzlich den Status eines Pilotprojektes hat. Hier gilt, dass eine Pilotprojektbeteiligung von Seiten der Fondsgesellschaft ausgeschlossen ist, um Anleger grundsätzlich vor Kapitalverlust zu schützen. Dies geschieht mit dem Hinweis, dass es auf dem Kapitalmarkt eigens eingerichtete Risikobeteiligungsgesellschaften gibt. Allerdings kann eine Fondsfiananzierung als Anschlussfinanzierung in Kombination mit einer Risikobeteiligung interessant sein.

5.2.2.3.3. Venture Capital

Ein Venture Capital Unternehmen bzw. Risikobeteiligungsgesellschaft ist bei dem Projekt in Speyer als Projektpartner einbezogen. Da Risikobeteiligungsgesellschaften nicht der restriktiven Risikobeurteilung (→ Ranking) der Basel II Bestimmungen unterliegen, haben diese Partnermodelle eine wesentlich größere „Risikoinnuität“ und dazu noch die Finanzmittel, sich in ein Geothermieprojekt einzubringen. Im Gegensatz zur Fremdkapitalbereitstellung ist eine Risikobeteiligung als Eigenkapitalersatz zu werten. Dies bedeutet, dass Venture Capital Beteiligungen zwar ein größeres Risiko – auch das eines Totalverlustes – hinnehmen, indem das Beteiligungsrisiko im Rahmen des Portfolios weit gestreut ist, aber im Gegenzug der Zeitraum der Kapitalbereitstellung sehr kurz und die Renditeforderung im Verhältnis dazu hoch ist.

Nach telefonischer Auskunft des Venture Capital Unternehmens König & Cie liegt der maximale Anlegungszeitraum bei 36 Monaten. Der Mittelrückfluss kann – je nach Beteiligung - von 130% auf die eingelegte Summe bis zu maximal 400% ausfallen. Diese hohe Mittelrückflussrate ergibt sich aus dem Umstand, dass den hinter den Risikobeteiligungsgesellschaften stehenden Kapitalgebern eine Dividende gezahlt werden muss, die nur aus erfolgreichen Beteiligungen refinanziert werden kann.

Die Vorzüge einer Projektbeteiligung durch eine Risikobeteiligungsgesellschaft liegen darin, dass das Investitionsrisiko nicht grundsätzlich eine unüberwindbare Hürde à la Basel II darstellt. Somit kann eine solche Beteiligungsfinanzierung relativ zügig abgeschlossen werden, wodurch sich die Gesamtprojektdauer verkürzen lässt. Während der Totalverlust ohne größere Auswirkungen bleibt, ist der Projekterfolg – von Teilfündigkeit bis Vollfündigkeit – von hohen Mittelabflüssen begleitet. Weil eine solche Projektpartnerschaft nur zeitlich begrenzt ist, ist nach dem Niederbringen der ersten Bohrung eine Ausschau nach weiteren Projektpartnern (→ Anschlussfinanzierung) wie z.B. Fonds (vgl. Kap. 5.2.2.3.2.2 Geschlossene Fonds) notwendig. Im Falle einer Teilfündigkeit kann eine Fortführung des Geothermieprojektes misslingen, nämlich dann, wenn die Prognosewerte der Machbarkeitsstudie für die Temperatur und/oder die Fördermenge unterschritten werden. In einem solchen Fall erschweren die hohen Rückflüsse an die Risikobeteiligungsgesellschaft Zusatzinvestitionen wie eine mögliche weitere Abteufung der vorhandenen Bohrung (→ HDR-Verfahren).

5.3. Fremdmittelfinanzierung als Außenfinanzierungsform

Aufgrund des hohen Investitionsvolumens müssen Geothermieprojekte zu einem hohen Anteil fremdfinanziert werden. Dies ist die zweite Form der Außenfinanzierung und hat am deutschen Kapitalmarkt eine bedeutende Stellung, wenn man die Relation von Eigenkapital und eingesetztem Fremdkapital deutscher Unternehmen betrachtet. Der allgemeine Durchschnitt des Fremdkapitalanteils deutscher Unternehmen liegt zwischen 70-80%¹⁰⁵.

Fremdkapital gehört nicht dem Eigentum der Geothermieprojektentwicklungsgesellschaft, sondern richtet eine schuldrechtliche Verbindung zwischen dem Kapitalgeber und der Gesellschaft. Dabei ist die Projektentwicklungsgesellschaft Schuldner des Fremdkapitals. Grundsätzlich kann das Fremdkapital auch in Form von Sachgütern (→ Verbindlichkeiten a.L.L.) eingebracht werden, jedoch sind die Investitionsgrößenordnungen so dimensioniert, dass nur eine langfristige Verfügbarkeit von Fremdkapital die Realisierung eines Geo-

¹⁰⁵ Vgl. Olfert, Klaus (Hrsg.): Kompendium der praktischen Betriebswirtschaft. Finanzierung, 11. Aufl., Ludwigshafen 2001, S. 263ff

thermieprojektes ermöglicht. Diese Forderung wiederum steht im unmittelbaren Kontext um die finanzwirtschaftliche Debatte der Auswirkungen von Basel II auf klein und mittelständische Unternehmen.

5.3.1. Basel II

Weltweit sind alle Finanzmärkte darauf ausgerichtet, ihre jeweilige gesamtwirtschaftliche Funktion bestmöglich zu erfüllen und aufeinander abzustimmen. Nur auf diese Weise können auf den jeweiligen Finanzmärkten die Transformation und Bereitstellung von Geldmitteln kostengünstig abgewickelt werden. Neben der funktionalen Aufgabe besteht auch eine strukturelle Aufgabe, nämlich die Bildung einer – meist nationalen - finanzwirtschaftlichen Infrastruktur. Um dem nationalen Finanzsystem gegenüber globalen Märkten eine gewisse Stabilität zu garantieren, strebt jeder Staat eine Regulierung und Aufsicht seines Finanzmarktes an. Eine – nach allgemeinen Richtlinien arbeitende - funktionierende Bankenaufsicht steht daher im Zentrum jedes Finanzsystems.

Die Bankenaufsicht übt - unter meist staatlicher Hoheit - ihr Aufsichtsrecht aus. In ihr Ressort gehört die Aufgabe, Regeln aufzustellen, die den gesamten finanzwirtschaftlichen Bereich von der Gründung einer Bank bis zum Finanzbetrieb betreffen. Die Globalisierung der Finanzmärkte und ihre Liberalisierung führt für jeden Finanzmarkt zu neuen Geschäftsmöglichkeiten, aber auch zu ungekannten Risiken. Für den deutschen Finanzmarkt war z.B. der Kredit-skandal des Baulöwen Schreiber ein solcher Fall oder die große Südostasien-krise Mitte der 90er Jahre, in deren Gefolge kleinere Kreditinstitute Insolvenz anmelden mussten. Dadurch waren auch viele Privatanleger, nämlich Kunden/Sparer der Banken betroffen.

Schon vor diesen Vorfällen wollte man Bankinsolvenzen durch eine Bankenaufsicht verhindern. Als rechtliche Grundlage dazu wurde das Gesetz über das Kreditwesen (KWG) geschaffen. Grundlegendes Ziel dieser wie aller nachfolgenden Reglements (→ Basel I und Basel II) ist, den Bankkunden, die

in Form von z.B. Spareinlagen das Finanzkapital einer Bank stellen und somit Gläubiger der Bank sind, unter besonderen Gläubigerschutz zu stellen.¹⁰⁶

Die Dynamik und Komplexität der zunehmend global agierenden Finanzsysteme von heute erforderte schon frühzeitig eine Regulierung. So sollte mit ihrer Hilfe Sicherheit und Solidität durch das Zusammenspiel der jeweiligen Geschäftsführung der Banken auf der einen Seite, einer allgemein anerkannten Marktdisziplin auf der anderen Seite und einer intermediären Finanzaufsicht erreicht werden. Diese Entwicklung brach sich eine erste Bahn, als 1988 Basel I zum finanzwirtschaftlichen Standard erhoben wurde. Grundlegend für Basel I war eine Eigenkapitalvereinbarung, die das gesamte bankeigene Kapital, das im Insolvenzfall der Konkursmasse angehört, fokussierte. Auf diese Weise sollte das Insolvenzrisiko eingedämmt und nachfolgend möglicher Schaden für die Einleger bei einem Konkurs abgewendet werden. Darauf aufbauend zielt die neue Regelung in Basel II auf noch größere Sicherheit und Solidität des Finanzsystems ab, indem die bankinternen Kontrollsysteme, die Überprüfung durch die Finanzaufsicht (→ Bafin) und die Marktdisziplin einen höheren Stellenwert erhalten.

Im Mittelpunkt der 1999 novellierten Fassung von Basel I steht die Eigenkapitalausstattung der Banken. Diese soll stärker als bisher vom ökonomischen Risiko abhängig sein und so neueren Entwicklungen an den Finanzmärkten Rechnung tragen aber auch die Entwicklung des Risikomanagements der Institute berücksichtigen. Vereinfachend ist zu sagen, dass den Banken Rahmenbedingungen zur Messung des Kreditrisikos und des operationellen Risikos an die Hand gegeben werden, die dann flexibel auf das bankeigene Risikoprofil angepasst werden kann. So sollen Banken in die Lage versetzt werden, die eingegangenen Kreditrisiken – natürlich unter finanzaufsichtlichem Vorbehalt - zu steuern und dauerhaft zu tragen. Mit diesem finanzwirtschaftlichen Instrumentarium sollen in Zukunft die bankinternen Risikosteuerungssysteme stetig verbessert und diese überprüft werden.

¹⁰⁶ Auch das Handelsgesetzbuch (HGB) stellt eine Form des Anlegerschutzes dar, indem Unternehmen, die nach HGB ihre Bilanz erstellen, sich finanzwirtschaftlich eher schlechter darstellen müssen als Unternehmen, die nach den internationalen Standards USGAP oder IAS bilanzieren.

Die Limitierung des Kreditrisikos durch den Ausgleich mittels Eigenkapital der Bank führt automatisch zur restriktiveren Kreditvergabe an Unternehmen, die ein höheres Kreditrisiko wegen unzureichender Bonität haben. Dadurch wiederum haben Großunternehmen einen wesentlich leichteren Zugang zu Krediten als kleine und mittlere Unternehmen. So wurde wegen der großen Bedeutung kleiner und mittlerer Unternehmen für die deutsche Wirtschaft die Verfügbarkeit von Bankkrediten und die Kreditkonditionen für den Mittelstand ein zentrales Thema. Schließlich wird ein Großteil an Innovationen von diesen Unternehmen getragen, so dass sie für das gesamtwirtschaftliche Wachstum und für die Beschäftigung wesentlich beitragen. So wurden auf deutscher Seite bei der Konzeption von Basel II die Besonderheiten des Mittelstands im Vergleich zu großen Unternehmen berücksichtigt. Um eine Benachteiligung kleiner und mittlerer Firmen auszuschließen, wurde ein bankinternes Ranking eingerichtet. Die endgültige Gestaltung der Eigenkapitalrichtlinien ist noch nicht abgeschlossen, obwohl Basel II im Jahr 2006 endgültig in Kraft treten soll.

Einige Finanzwirtschaftsexperten und Volksökonomien halten diese strikte Aufstockung des Eigenkapitalanteils und in deren Gefolge die zunehmende Risikoscheu des Kapitalmarktes für langfristig kontraproduktiv, da wirtschaftskonservativ. Sie befürchten, dass die Zahl an Innovationen, neuen Technologien und Produktneuheiten unter dieser risikoscheuen Kapitalsicht langsam zurückgehen könnte, wodurch wiederum ausländische Wirtschaftsmärkte profitieren könnten, da Wirtschaftskraft abwandern würde.

5.3.2. Risikomanagement

Aufgrund der Risikosensibilisierung seitens der Kreditinstitute durch die Basel-II-Richtlinien sind Projektträger und Investoren in äußerstem Maße gefordert, das Wagnis eines Geothermieprojektes zugunsten der Sicherung der Investition zu minimieren. Dies ist das Ziel eines Risikomanagements bei Geothermieprojekten. Da der Begriff „Risiko“ landläufig den Beigeschmack von Gefahr, Wagnis oder Verlust beinhaltet, scheint es wichtig, den Begriff genauer zu definieren.

5.3.2.1. Risiko

Der Begriff Risiko wurde schon vor dem 14. Jahrhundert in der Handelsschifffahrt der italienischen Seestädte wie Venedig im Zusammenhang mit Fracht-

versicherungen gebraucht. Durch die engen wirtschaftlichen Beziehungen zur orientalischen Mittelmeerküste flossen zwei unterschiedliche Bedeutungen, nämlich das lat. *risicare* („Klippen umschiffen“) und der arabische Wortstamm *rizq*, was ungefähr mit „göttlich verfügte Gnade“ säkular als „Glück haben“ zu übersetzen ist.

In der venezischen Seefrachtversicherungsbranche¹⁰⁷ wurde das Wort Risiko gebraucht, um das Produkt aus Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenshöhe (für den Versicherer) auszudrücken. Aus diesem Grund findet sich das Wort in der Versicherungswirtschaft in sehr vielen Wortzusammensetzungen noch heute wieder.

Risiko meint also sowohl Schadensfall (Schadenseintritt) bzw. Verlust (Schadenshöhe) in einem negativen Kontext als auch den positiven Kontext, nämlich die Möglichkeit (Eintritt eines Nutzens) eines Gewinns. Der deutsche Wortgebrauch ist oftmals zu einseitig, denn er hat pessimistische Züge und betrachtet bei Vorhandensein eines Risikos vorzugsweise die Möglichkeit eines negativen Ereignisses. Risiko ist allerdings nur die Unsicherheit bezüglich des Eintrittes eines Schadens oder Gewinnes, denn letztere sind taxierbar. Risiko in der Wirtschaft bezeichnet Unsicherheit im Sinne der Abweichungen, die sowohl positiv als auch negativ gegenüber der jeweiligen Bezugsgröße wie z.B. Investitionsplanungen sein können.

Der Unsicherheit einerseits und Abweichungen andererseits stehen unternehmerischen Entscheidungen gegenüber. Um den Eintritt eines Verlustes für ein Unternehmen möglichst unwahrscheinlich zu machen, kann man sich der Instrumente des Risikomanagements, nämlich der Risikovermeidung, der Risikominimierung, Risikoüberwälzung und Risikoteilung bedienen.

5.3.2.2. Risikoanalyse / Risikobewertung / Risikoabschätzung

Um das Instrumentarium des Risikomanagements nutzen zu können, ist es unabdingbar, die Risikobereiche zu erfassen. **In aller Regel folgt der Risikoanalyse (→ Risikobereiche) eine Risikobewertung, die allerdings dieser**

¹⁰⁷ Aufgrund des christlichen Zinsverbotes, waren viele Muslime und Juden im „religionsfreien“ Venedig in diesem Marktsegment ansässig. Dies ist auch der Grund dafür, dass sich der Begriff Risiko aus dem Lateinischen und Arabischen synkretisierte.

Geothermieleitfaden nicht vornehmen kann, weil die Bewertung im allgemeinen individuellen Kriterien folgt, die somit von Projekt zu Projekt unterschiedlich ausfallen können. Risikoanalyse und Risikobewertung ergeben in ihrer Synthese die Risikoabschätzung. Diese umfasst zuerst die Partnerzusammensetzung, die schließlich bei einer Fremdfinanzierung Sicherheiten stellen müssen. Als nächster Bereich ist die Projektstruktur zu nennen; dann die Vertragsgestaltung mit allen zuarbeitenden und ausführenden Unternehmen sowie die Projektplanung. Als weiterer Bereich der Risikoabschätzung ist der Standort mit seiner Geologie bzw. den lokalen Bedingungen anzupassenden Bohrplanung zu nennen, an die sich die Bohrtechnik und der Einsatz des Bohrequipments anschließt. Schließlich gehört die Zeitverzögerung nach Abschluss der Finanzierungsgespräche natürlich zu einem eigenen Risikobereich.

5.3.2.2.1. Risikobereich Partner

Wie Kap. 5.2.2 Voraussetzungen für Kommunalpartner dargestellt, besteht das Risiko in einem Public-Private-Partnership-Projekt in der unterschiedlichen Beurteilung der Leistungsziele eines Geothermieprojektes (→ Lebensqualität vs. Renditeziel). Weiterhin wurde in Kap. 5.2.1 Voraussetzungen für eine kommunale Trägerschaft dargelegt, dass die heterogene Zusammensetzung einer Kommunalverwaltung (→ politische Zusammensetzung) die Gefahr beinhaltet, bei einem Geothermieprojekt nicht konsensfähig zu sein, wodurch die Realisierung gefährdet ist. Zusätzlich wurde der Risikobereich fehlenden Investitionsvermögens und/oder Wagnisbereitschaft in Kap. 5.2 Auswahl der Projektpartner aus Sicht einer Außenfinanzierung hinreichend erklärt, wodurch entweder die Kreditwürdigkeit oder Kreditfähigkeit bei einer Fremdmittelfinanzierung fehlen kann. Als Randnotiz wurde außerdem der Risikobereich irrationaler oder sprunghafter Entscheidungen in Kap. 5.2.2.3.1 Privatanleger vorgestellt.

Neben diesen Risikobereichen ist zusätzlich der jeweils unterschiedlich lang währende Entscheidungszeitraum der Public-Private-Partner zu nennen. Hier ist bei der Projektplanung immer der längste Entscheidungszeitraum eines der Partner heranzuziehen. Der unterschiedliche Zeitbedarf für eine Entscheidung ergibt sich aus der je unterschiedlichen Verwaltungsstruktur, in welche auch noch Stellungnahmen von Revision und Controlling fallen können. Gleichzeitig ist es wichtig, auch die Entscheidungsstruktur der Partner näher zu beleuch-

ten. Im einen Fall hat der Aufsichtsrat die letztgültige Entscheidungshoheit, im anderen Fall hat die Geschäftsleitung Projektprokura. Aufgrund der unterschiedlichen Strukturen der Partner haben Projektmanager eines Geothermieprojektes immer unterschiedliche Informationspflichten – je nach Informationsbedarf der Partner - zu erfüllen. Der Zeitbedarf für Vorbereitung, Präsentation und Terminfixierung zur Erfüllung der Informationspflicht ist selbstverständlich in die Projektplanung einzubeziehen. Aufgrund der unterschiedlichen Strukturen sollten die Projektpartner im Innenverhältnis untereinander den Maximalbedarf der Informationspflicht definieren, damit nicht einer der Partner den Nimbus des „Projektverzögerers“ erhält.

Darüber hinaus sollte auch der Anteil der Kapitalgeber bei Kapitalgesellschaften näher beleuchtet werden. Dies ist dann von besonderem Interesse, wenn zum Beispiel Fördergelder beantragt werden sollen. Hier sollte der kapitalgebende Anteil jedes Partners – auch bei Anteilsvernetzung – insgesamt unter 25% liegen, andernfalls könnte eine Förderung mit dem Hinweis auf die Kapitalstruktur abgelehnt werden. Dies ist besonders dann wichtig, wenn ein nationales EVU sich an einem Projekt beteiligt. Insgesamt lässt sich der Risikobereich Partner reduzieren auf die Schlagworte: Bonität, Informationsbedarf bzw. Entscheidungszeitbedarf und Kapitalstruktur.

5.3.2.2.2. Risikobereich Projektstruktur

Die Projektstruktur ist ein weiterer Risikobereich, weil die Form der Projektorganisation bei der Verwirklichung von Geothermieprojekten eine entscheidende Rolle spielt. Der Projektträger/Investor übt daher durch die Wahl der Organisationsform einen erheblichen Einfluss auf die Erfolgsaussichten des Geothermieprojektes aus. Dies geschieht im Grunde genommen bereits zu einem Zeitpunkt, in welchem er noch schemenhafte Vorstellungen beziehungsweise nur konzeptionelle Ansätze (→ Machbarkeitsstudie) für sein Projekt entwickelt hat.

Für die Entscheidung der endgültigen Organisationsform gibt es verschiedene Beweggründe, die es sorgfältig abzuwägen gilt, da sich aus der Wahl der Abwicklungsart eines Geothermieprojektes (→ Projektrealisierung) vollkommen andere Vertragssituationen zwischen den Beteiligten (→ Geo-Ingenieure, → Kraftwerksplaner, etc) ergeben können. Die Vertragssituationen ergeben natürlich andere Risikosachlagen bezüglich der Haftung, Fristen, Kosten und der

späteren Produktionsqualität für Strom und Wärme (→ Erlössituation) wie im folgenden Kap. 5.3.2.2.3 Risikobereich Vertragsgestaltung erläuternd dargelegt wird.

5.3.2.2.3. Risikobereich Vertragsgestaltung

Der Projektträger und/oder Investoren erbringen in aller Regel nicht selbst die Leistungen zur Realisierung eines Geothermieprojektes. Die Planung eines Geothermieprojektes ist daher ein Prozess, dessen Ergebnisse sich schrittweise aus dem Zusammenwirken von Planern und ihren Auftraggebern entwickeln. Solche Leistungen lassen sich nicht – wie etwa materielle Güter – nach Zahl, Maß oder Gewicht bemessen und im Vorhinein kostenmäßig bewerten. Daher ist die Vertragsgestaltung mit allen zuarbeitenden und ausführenden Unternehmen ein Risikobereich von großer Wichtigkeit.

Die Vertragsgestaltung aller Planungs- und Ausführungsarbeiten sollte dem Investitionsschutz dienen, wobei einerseits die Leistung möglichst genau definiert, andererseits der Kostenrahmen möglichst präzisiert sei sollte. Durch diese beidseitige Rahmung der Vertragsbedingungen soll eine Transparenz für Leistungsträger (→ Rechnungsstellung) und Projektträger (→ Projektcontrolling) garantiert werden. Eine dritte Begrenzung sollte bei der Vertragsgestaltung zwingend integriert werden, nämlich eine Terminierung, um möglichen Zeitverlusten (vgl. 5.3.2.2.9 Risikobereich Zeitverzögerung) präventiv zu begegnen. Darüber hinaus sollte selbstverständlich Bonität, Marktstellung und Image des jeweiligen Leistungsträgers vorab überprüft werden. Wird bei der Vertragsgestaltung in diesen Punkten nachlässig gearbeitet, kann bei solch interdisziplinären Projekten Schaden insofern drohen, dass fehlende Leistungen den Investitionsrahmen sprengen (→ Bad Urach) oder zu kostenintensiven Rechtsstreitigkeiten führen. Weiterhin ist gerade die fristgerechte Fertigstellung einzelner Teile oder ganzer Komponenten im Hinblick auf die Zinslast der Fremdfinanzierung von großer Bedeutung.

5.3.2.2.4. Risikobereich Projektplanung

Die Projektplanung ist ein weiterer Risikobereich. Das Risiko besteht darin, eventuell die Projektschritte zu kurz oder zu lang zu bemessen oder gar notwendige Projektphasen ganz außer Acht zu lassen. Weiterhin kann eine fehlerhafte Projektplanung auch darin zum Ausdruck kommen, dass genehmigungsrechtliche Schritte übersehen, unterbewertet oder aber in der Projekt-

komplexität an falscher chronologischer Stelle eingeplant wurden. Hieraus können sich später Finanzierungsschwierigkeiten ergeben, die sich entweder aus zusätzlichen Kapitallasten, zusätzlichem Finanzierungsbedarf oder zu spät einsetzender Refinanzierung aus Anlagenbetrieb ergeben.

Gerade diesen Gefahrenbereich möchte der vorliegende Geothermieleitfaden ausschließen, weswegen er eine Fülle an Information bietet, möglichst detailtief die interdisziplinären Teilgebiete darstellt und der Projektplanung in seiner Chronologie folgt.

5.3.2.2.5. Risikobereich Standort

Die Standortwahl birgt ebenfalls Risiken. In Kap. 2.4 Grundstück wurde auf die Vertragsgestaltung der Grundstücksnutzung und die sich daraus ergebenden rechtlichen Folgen für die Projektpartner eingegangen (→ Miete vs. Kauf). Dazu gehört zuerst die Pflicht, Schadstoffbelastungen aus vorangegangener Nutzung (vgl. Kap.2.4.2 Standortgebundene Auflagen) zu lokalisieren und ordnungsgemäß zu entsorgen (z.B.: Schwermetalle, Kohlenwasserstoffe, Halogene, Munition, etc). Als nächstes ist das Risiko der genehmigungsrechtlichen Auflagen, die mit der Standortwahl verbunden sind, zu nennen.

Besondere Beachtung sollte die Raumordnungsplanung, wie in Kap. 2.4.1 Raumordnung beschrieben, finden (→ Wohngebiet, Mischgebiet, Gewerbegebiet, FFH-Gebiet, etc.). Dabei sind nicht nur die Erwägungen zur Realisierung der Bohrungen, sondern auch die zum späteren Kraftwerksbetrieb einzu beziehen. Ganz besonders möchte der Autor auf die Kühlwasserproblematik bei einer geplanten Stromerzeugung hinweisen. Hier gilt grundsätzlich, dass eine Grundwasserentnahme seitens des Geologischen Landesamtes für jedes Projekt äußerst kritisch beurteilt wird.

Zusätzlich ist auf den Erschließungsstand des Standortes sowie seine infrastrukturelle Anbindung zu achten. Weiterhin sollte die geologische Oberflächenstruktur (→ Hochwasser, Bodentragfähigkeit, Höhenunterschiede) besonders genau beleuchtet werden. So lässt sich insgesamt das Fazit bei der Betrachtung des Risikobereiches Standort auf die inhaltlichen Punkte Nutzungsvertrag, Bodenqualität, Erschließung und Oberflächenstruktur zusammenfassen.

5.3.2.2.6. Risikobereich Geologie und Bohrplanung

Der Risikobereich Geologie ist unter allen aufgeführten Risikobereichen der wohl bekannteste und leider unwägbarste. Wie in Kap. 3.3.2.5 Erkundungsbohrung schon ausführlich dargelegt, handelt es sich in diesem Risikobereich darum, die geothermischen Prognosewerte (→ Temperatur, Fördermenge und Hydrochemismus) anzutreffen. Da diese Werte bis zum Erreichen der Zielteufe nur auf Vermutungen beruhen, besteht das Risiko im negativen Sinne darin, unterhalb der prognostizierten thermischen Entnahmemenge zu sein, wodurch die Erlösstruktur eventuell nicht erzielt und dadurch ein wirtschaftlicher Betrieb nicht gewährleistet werden kann. Im positiven Sinne können die Prognosewerte natürlich auch überschritten werden, wodurch grundsätzlich keine Abbruchkriterien getroffen werden müssen, sondern allenfalls Überlegungen zur Investitionserweiterung, um die Ertragslage auf die Werte hin zu optimieren. Daher wird im weiteren Verlauf der Betrachtung nur der projektgefährdende Eintritt der Unterschreitung behandelt.

Grundsätzlich sollten sich Projektträger und Investoren darüber im Klaren sein, dass letztlich die Bohrplanung den Dreh- und Angelpunkt zur Erschließung der geothermischen Ressourcen darstellt. Dadurch sollte das Hauptinteresse darin liegen, eine besonders flexible, risikominimierende Bohrplanung ausarbeiten zu lassen. Da der Oberrheingraben für den Teilwert Temperatur nachweislich „sicher“ ist, liegt das eigentliche Risiko in den Wertebereichen Fördermenge und Hydrochemismus. Letzterer ist zwar durch seinen Einfluss auf die Spezifische Wärmekapazität von großer Bedeutung, jedoch hat der Autor mehrfach darauf hingewiesen, die Spezifische Wärmekapazität des Toten Meeres als Wert heranzuziehen. So bleibt letztlich nur die Fördermenge als Risikofaktor stehen. Eine Bohrakteneinsicht – soweit vorhanden – und eine vorgenommene Seismik können allerdings die Unsicherheit so minimieren, dass höchstens noch die Unsicherheit „Teilfündigkeit“ oder „Fündigkeit“ gegeneinander abzuwägen sind.

Ein weiterer Risikobereich ist die Möglichkeit, dass Erdgas während der Erschließungsarbeiten in die Bohrung eintritt. Dadurch können die Bohrarbeiten behindert werden, jedoch ist ein Abbruch nicht nötig, weil ein sogenannter blow-out-Preventer den plötzlichen, explosionsartigen Austritt verhindert. Dagegen ist die ungewollte Erschließung einer Thermalwasser-Erdöl-Emulsion verfahrenstechnisch eine Herausforderung. Aber auch in diesem Fall ist ein

grundsätzlicher Projektabbruch unnötig. Erdgas- und Erdölvorkommen stellen also nur ein Risiko zusätzlicher Investition dar.

Die Bohrplanung wird in aller Regel an ein Geo-Ingenieurbüro vergeben. Insofern liegt das Risiko in diesem Bereich auf der vertragsrechtlichen Seite. Als Projektträger und/oder Investor kann daher wie in Kap. 5.3.2.2.3 Risikobereich Vertragsgestaltung dem Wagnis entgegengewirkt werden.

5.3.2.2.7. Risikobereich Bohranlagen

Auch die Bohranlagen stellen einen Risikobereich dar. Zum einen ist die Verfügbarkeit von (deutschen) Bohranlagen bescheiden zu nennen, zum anderen sind gerade jene Bohranlagen, die eine größere Teufe und einen größeren Durchmesser bewerkstelligen können, rar gesät. Teufe und Bohrdurchmesser bedingen ein größeres Gewicht, weswegen auf die Hakenlast der Bohranlage geachtet werden sollte. Bohranlagen mit größeren Hakenlasten (> 350 to), wie sie die Geothermie benötigt (vgl. Kap.4.1.1 Technologische Aspekte der Erschließung hydrothermalen Ressourcen), werden auch bei der Kohlenwasserstoffexploration eingesetzt.

Da der Weltmarkt aktuell enorme Mengen Erdöl benötigt (→ Wachstum China und Indien), herrscht weltweit bei Bohrunternehmen hektische Betriebsamkeit, weil die Kohlenwasserstoffindustrie zusätzliche Felder erschließen und vorhandene Felder durch zusätzliche Bohrungen fördermengenmässig erweitern muss. So steht die Geothermie nicht nur als Energieform, sondern auch hinsichtlich der einzusetzenden Mittel in direkter Konkurrenz zur Kohlenwasserstoffindustrie. Daraus ergibt sich zum einen das Risiko von erhöhten Preisforderungen seitens der Bohrunternehmen aufgrund der starken Nachfrage am Markt, wodurch sich wiederum das Investitionsvolumen für Geothermieprojekte erhöht. Weiterhin besteht das Risiko der Realisierungsverzögerung, wodurch sich der Kapitaldienst für die Fremdfinanzierung (→ Zinslast, → Bereitstellungsgebühr) erhöhen kann.

5.3.2.2.8. Risikobereich Bohrtechnik und Bohrequipment

Es gibt keine einzige Bohrung, die nicht unter erschwerten Bedingungen abgeteuft wurde. Da die geologischen Bedingungen lokal verschieden ausgeprägt sind, gibt es keine „Standardroutine“, Bohrungen bohrtechnisch zu bewältigen. Zur Bohrtechnik zählen die Bohrungsart (→ Richtbohrung), das Bohrgestänge, der Einsatz von verschiedenen Meißeln, die Spülung und der

Zement. Alle diese bohrtechnischen Einrichtungen müssen allen individuellen geologischen Gegebenheiten angepasst werden, um optimal, also innerhalb einer vorab geplanten Zeitspanne, die Zielteufe und insbesondere die angepeilten Klüfte zu erreichen.

Der Risikobereich Bohrtechnik ist zum einen technologischer Natur, weiterhin geologiebedingt und schließlich verzahnt mit dem Risikobereich Vertragsgestaltung und Zeitverzögerung. Die technologischen Risiken liegen einmal darin, dass bei einer Richtbohrung die Ablenkung in einer besonders harten Gesteinsformation erfolgen muss. Genau hier liegt der Gefahrenpunkt der fehlerhaften Einschätzung der Härte, wodurch die Ablenkung misslingt (→ Winkelabweichung) oder der Bohrfortschritt nicht den Erwartungen entspricht (→ Verzögerung und Kostenerhöhung). Weiterhin kann der Umlenkdruck am Umlenkpunkt zum „Auskavernen“ des Gesteins führen, wodurch ein späterer Rohreinbau erschwert wird (vgl. Anm. 72, Seite 68) und beim späteren Betrieb eine latente Schwachstelle bildet.

Als nächstes technologisches Risiko ist der Bruch des Bohrgestänges aufgrund eines überhöhten Torsionsdruckes zu nennen. Dadurch kann eine Kettenreaktion im Bohrloch eintreten, dass die Fisharbeiten¹⁰⁸ die thixotrope Spülflüssigkeit¹⁰⁹ „verflüssigen“ und – im schlimmsten Fall - daraufhin die unverrohrte Bohrwand teilweise einstürzt (→ Bad Urach). Wodurch es passieren kann, dass oberhalb des Einsturzgebietes die Bohrung seitlich abgelenkt werden muss und parallel zur bereits abgeteuften, zugeschütteten Bohrung weitergeführt wird. So fallen Zeitverzug und Kostenerhöhung gleichermaßen an, so dass im worst-case die Gesamtwirtschaftlichkeit gefährdet ist.

Ein weiteres Risiko besteht im Einsatz der Bohrmeißel. Für die Abteufung der Bohrung stehen zahlreiche Bohrmeißeltypen (z.B. Rollenmeißel) zur Auswahl. Eine den geologischen Bedingungen nicht adäquate Meißelplanung kann zu zweierlei Auswirkungen führen. Zum einen kann der falsche Meißeleinsatz den Peripheriebereich der Bohrung (→ Bohrwand) strukturell so schädigen, dass die Stabilität nicht mehr gewährleistet ist. Dadurch kann die Bohrwand einstürzen und den unteren Bohrbereich zuschütten, so dass nachfolgend der

¹⁰⁸ vgl. Anm. 75, Seite 77

¹⁰⁹ vgl. Anm. 76, Seite 77

Meißel feststeckt und der weiterlaufende obertägige Antrieb zu einem Torsionsdruck führt, der schließlich das Gestänge bricht. Zum anderen kann eine falsche Meißelwahl zur schnelleren Abnutzung der „Meißelzacken“ führen, wodurch öfter als notwendig ein Meißelwechsel notwendig wird. Dies führt zur Verzögerungen im Bohrfortschritt, weil jedes Mal ein zusätzlicher round-trip (vgl. 4.1.1.2 Bohrverfahren nach dem Rotary-Prinzip) eingelegt werden muss. Dadurch erhöhen sich die Kosten der Bohrung unnötig.

Weiterhin bildet die falsche Zusammensetzung der Spülflüssigkeit einen technologischen Risikobereich. Dabei kann die Spülflüssigkeit nicht ausreichend thixotrop sein, so dass die Stabilität während eines round-trips nicht gewährleistet ist und das Bohrloch zusammenstürzt, oder aber die Spülflüssigkeit ist zu dick, dass die Zirkulation nicht ausreicht und der Meißel zu heiß wird, wodurch er schneller abnutzt. Außerdem können die Ingredientien (z.B. faserige Kokosschalraspel) die Zuflüsse im Zielhorizont nachhaltig so verdichten, dass die spätere Förderleistung erheblich reduziert wird.

Auch die Zusammensetzung des Zementes kann sich nachteilig auswirken. So kann der Zement eventuell zu schnell aushärten, so dass die eingeführte Rohrtour nur stellenweise einzementiert ist, was im oberen Bohrbereich nicht erwünscht ist. Dadurch kann es im späteren Betrieb zu Ermüdungserscheinungen an den unzementierten Stellen kommen (→ ungleichmäßige Ausdehnung), so dass schließlich die Rohrtour undicht wird. Weiterhin kann die Zusammensetzung so beschaffen sein, dass der Zement den Temperaturbedingungen nicht standhält und aufgrund seiner Ausdehnung sich durch die Rohrtour durchschlägt, wodurch sich einerseits der Rohrdurchmesser verengt und Thermalwasser austreten kann, was die Förderleistung mindert. Schließlich kann der Zement auch nicht aushärten, so dass das eingeführte Rohr keinen sicheren Halt hat.

Ein Risikobereich, der zwischen Geologie und Bohrtechnik liegt, ist der, dass der Bohrfortschritt zu langsam erfolgt. In Kombination mit dem seitlich in das Bohrloch einschiebenden Gebirgsdruck kann es zur Verformung des unverrohrten Bohrloches kommen, dass schließlich das Bohrloch die Form eines Ovals annimmt. Das kann dazu führen, dass ein Meißelwechsel nicht mehr möglich ist, und das Bohrloch muss dann zuzementiert und oberhalb des Phänomens wieder seitlich abgelenkt werden. So einen Vorfall hat es bei dem Geothermieprojekt Unterhaching gegeben.

Schließlich gehört auch die Auswahl der Rohre für die Rohrtouren zu einem Risikobereich. Es hat bei dem Geothermieprojekt in Unterhaching und fast zeitgleich in Soultz-sous-Forêts eine Panne gegeben, die nachweislich darauf zurückzuführen war, dass die – eigentlich zertifizierte – Zuglast der Rohrverschraubungen schon bei weitaus geringeren Zuglasten nachgab bzw. riss, wodurch in Unterhaching bei der anschließenden Zementation an diesen Stellen der Zement in das Bohrloch quasi von oben herabfiel und leider so schnell trocknete, dass das Bohrloch seitlich abgelenkt werden musste. In Soultz-sous-Forêts riss die Verschraubung beim Abhängen der Rohre, die dann quasi bis zur Sohle „durchsausten“ und durch ihr Eigengewicht sich gegenseitig fast bis zur Hälfte ihrer Länge verkeilten. Hier war es besonders schwierig, die verkeilten Rohre aus dem Bohrloch zu fishen. Es gilt hier, besonders darauf zu achten, eine nachträglich Qualitätsprüfung – auch wenn eine Zertifizierung vorliegt – vorzunehmen.

5.3.2.2.9. Risikobereich Zeitverzögerung

Der Risikobereich Zeitverzögerung ist in fast allen vorangegangenen Risikobereichen erwähnt worden. Welche konkreten Auswirkungen ein Zeitverzug auf den Kapitaldienst eines Geothermieprojektes haben kann, soll ein Beispiel darlegen. Angenommen für die Niederbringung einer Bohrung wird ein Investitionsbedarf von 4,5 Mio € mit Fremdmitteln bei einem Zinssatz von 6% berechnet, dann kostet jeder Tag Zeitverzögerung allein 750 € Zinsen. Bei 2 Wochen Zeitverzögerung liegt die zusätzliche Zinslast dann schon 10.500 € und bei 5 Wochen besteht dann eine Zinsforderung von immerhin 22.500 €-.

Liegt die Zeitverzögerung des Beispiels über drei Monate, berechnet der Fremdmittelbereitsteller, der das benötigte Kapital schließlich vorhält und aus dem Finanzkreislauf herausgezogen hat, in aller Regel eine Bereitstellungsgebühr, die 3 % auf die aufgenommene Summe beträgt. So liegt der Kapitaldienst neben Zinslast und mit der Bereitstellungsgebühr nach drei Monaten bei immerhin 67.635 €. Doch nicht nur dies, denn perspektivisch verschiebt sich auch der Beginn der Rückführung von Kapital aus Erlösen um jene Zeitspanne.

Es sei daher allen Projektträgern/Investoren geraten, sich vertraglich bei eindeutigem Fremdverschulden von externen Zulieferern/Planern abzusichern, sei es über eine Konsortialstrafe, die auch die entgangenen Erlöse für diesen

Zeitraum einbezieht, oder aber über eine direkte Weitergabe des zusätzlichen Kapitaldienstes.

5.3.2.3. Risikovermeidung

Im Rahmen des Risikomanagementes folgt nach der Risikoabschätzung die Überprüfung, in welchem Maße und mit welchen Maßnahmen eine Risikovermeidung getroffen werden kann. In einer top-down Reihenfolge der Risikoabschätzung ist dazu (zuerst) die Ausgangssituation, nämlich die Überprüfung der Daten der Machbarkeitsstudie vorzunehmen. Danach sollte die Projektstruktur hinsichtlich der Partnerwahl (→ Public-Private-Partnership) beleuchtet werden.

5.3.2.3.1. Überprüfung Ausgangssituation

In den Bereich der Risikovermeidung gehört natürlich zuerst die Anfertigung der obertägigen Machbarkeitsstudie, denn wenn die Abnahmeparameter nicht vorhanden sind, wie z.B. ein in der Nähe befindlicher Stromeinspeisepunkt bzw. eine entsprechende Wärmeabnahme, kann die Investition unter Umständen nicht in einem angemessenen Zeitrahmen zurückgezahlt werden.

Als nächster Schritt ist natürlich die Anfertigung der untertägigen Machbarkeitsstudie zu nennen, denn wenn die geologisch-geothermischen Parameter nicht vorhanden sind, ist dies meist das K.O.-Kriterium eines Geothermieprojektes. Da aber diese beiden Punkte in die Fragestellung der Investition in ein Geothermieprojekt mündeten, ist nun die nochmalige Überprüfung dieser Ausgangsdaten vorzunehmen. Erst nach einem positiven Ergebnis können weitere für ein Geothermieprojekt notwendige Risikovermeidungsstrategien angegangen werden.

5.3.2.3.2. Projektstruktur

In Kapitel 5.2.1 Voraussetzungen für eine kommunale Trägerschaft und Kapitel 5.2.2 Voraussetzungen für Kommunalpartner wurde schon beleuchtet, da die Kommune einerseits geschlossen auftreten sollte, andererseits die Partnerwahl unter dem Aspekt der möglichen andersartigen Zielsetzung (→ Renditeorientierung bzw. Renditeziel) Konfliktpotential birgt. Dieses Konfliktpotential kann im schlimmsten Fall zum offenen Bruch des Public-Private-Partnerships führen.

Daher ist angeraten, im Rahmen eines Gesellschaftervertrages den wirtschaftlichen Rahmen bzw. die Zielsetzungen, die Partnershipstruktur, die internen Informationspflichten, die Kompetenzzuweisungen und die Verantwortlichkeiten abzustecken. Nur so kann das Risiko einer Differenz der Partner im Vorwege ausgeschlossen oder gar der Bruch während des laufenden Projektes

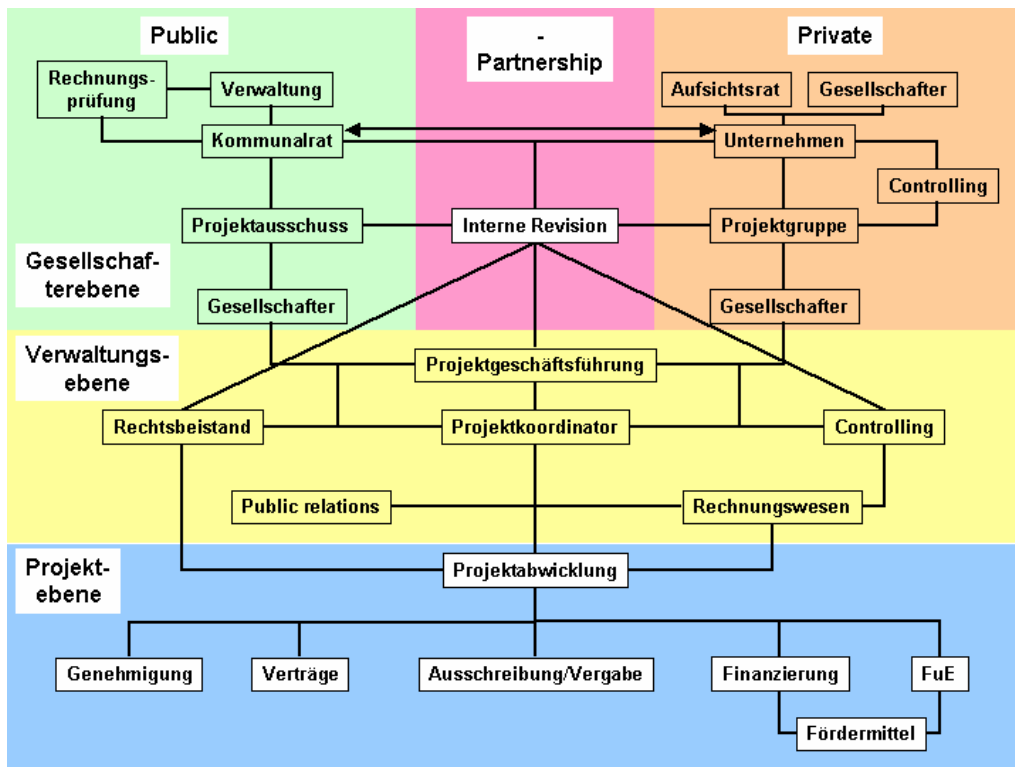


Abb. 49.: Organigramm einer paritätischen Public-Private-Partnership Projektstruktur verhindert werden. Es sollte darauf geachtet werden, dass die Verwaltung der Gesellschaft möglichst paritätisch erfolgt. Die vorangegangene Grafik zeigt beispielhaft, wie eine Projektstruktur aussehen könnte.

5.3.2.3.3. Projektentwicklung

Im Rahmen der Projektentwicklung fungiert die Projektgesellschaft als Auftraggeber. Somit bestehen für die Projektgesellschaft terminliche und finanzielle Risiken, die durch die Vertragsgestaltung mit Planern (z.B. Ingenieuren), Ausführern (z.B.: Bohrunternehmen) und Zulieferern (z.B.: Rohrlieferer) vermieden werden können.

Da ein Geothermieprojekt sehr komplex ist, ist es notwendig, die einzelnen Projektschritte zu definieren. Die nachfolgende Grafik veranschaulicht die Folge der einzelnen Projektschritte eines Gesamtprojektes.

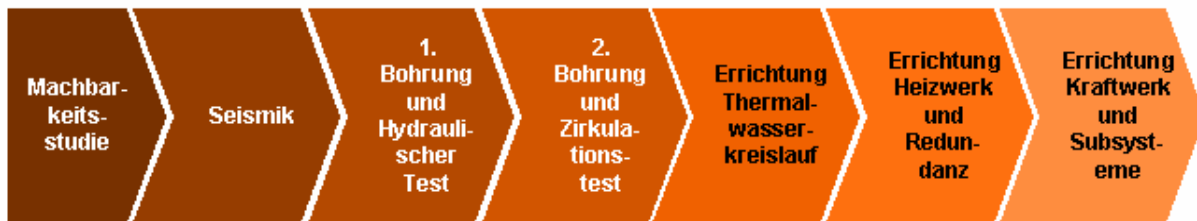


Abb. 50.: Schema der groben Projektschritte mit potentiellen Abbruchpunkten

Im obigen Schema kann man grob unterteilen in einen untertägigen und einen obertägigen Bereich. Der untertägige Bereich umfasst die Projektschritte (geologische) Machbarkeitsstudie bis zur Errichtung des Thermalwasserkreislaufes. Der obertägige Bereich schließt sich dann an der „Nahtstelle“ Thermalwasserkreislauf an und schließt letztlich mit dem Probetrieb des Kraftwerkes.

Aus diesem Projektablauf lässt sich erkennen, dass nur mit Hilfe zahlreicher Akteure ein solches Geothermieprojekt zu realisieren ist. Damit besteht ein sehr komplexes Planungs- und Bauvertragsgefüge, das weit über die „normalen“ Verhältnisse, wie sie aus dem Wohnungs- und Gewerbebau bekannt sein dürften, denn bei einem Geothermieprojekt handelt es sich im wesentlichen um einen Ingenieurbau. In untergeordneter Betrachtung besteht natürlich mit jedem Vertrag auch ein Vertragsrisiko, dem man aber durch verschiedene Vertragskonstellationen entsprechend entgegenwirken kann.

Wie bei einem „Häuslebauer“ kann die Projektgesellschaft ein Ingenieurbüro als koordinierendes Büro beauftragen. So handelt es sich um eine Konstellation Projektgesellschaft → Einzelplaner → einzeln ausführendes oder lieferndes Unternehmen (siehe nachfolgendes Schema). Häufig übernimmt der Entwurfsingenieur die Koordination. Neben der Koordination des Projektablaufs übernimmt das Ingenieurbüro auch die Aufgabenabstimmung der Planung. Es schreibt alle Gewerke aus und vergibt jedes Gewerk einzeln an einen Lieferanten oder Unternehmer, auch die Fachingenieure werden von dem Ingenieurbüro ausgesucht.

Dadurch entsteht eine direkte Zusammenarbeit zwischen der Projektgesellschaft einerseits und den am Projekt beteiligten Unternehmen andererseits, da diese Parteien in einem Vertragsverhältnis mit der Projektgesellschaft stehen. In diesem Vertragsverhältnis spielt das Ingenieurbüro eine wesentliche Rolle, da es in der Regel weisungsbefugt gegenüber den Lieferanten und Unternehmen ist.

Bei der Vergabe an Einzelunternehmen übernimmt die Projektgesellschaft die terminlichen und finanziellen Risiken. Typisch für die Vergabe an Einzelunternehmen ist die Vertragsform mit einem Einheitspreisvertrag.

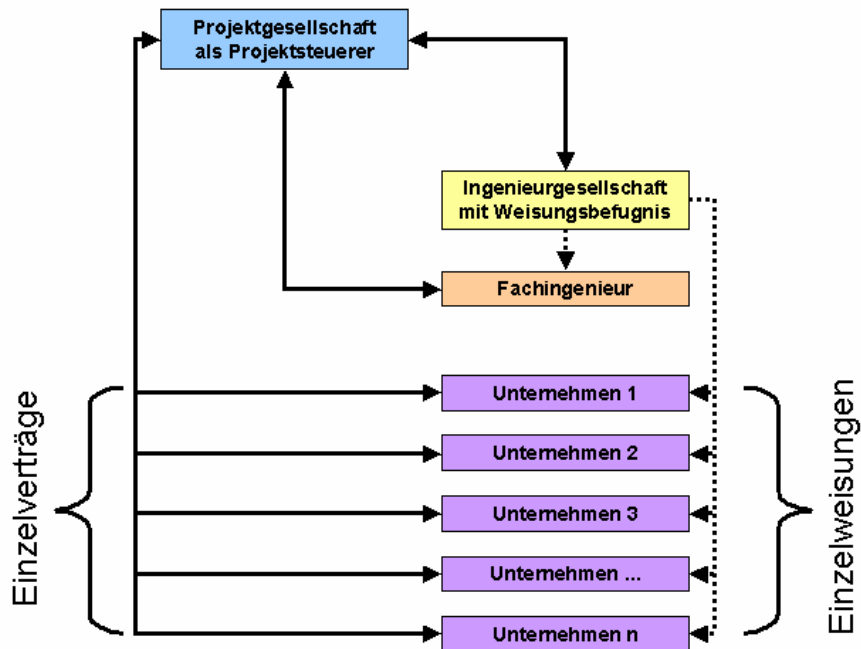


Abb. 51.: Konstellation Projektgesellschaft – Einzelplaner - Einzelunternehmen

Die Gefahr bei einer solchen Konstellation besteht darin, die Terminübersicht, die Vertragsabwicklung oder gar die Kostenkontrolle (→ Bad Urach) zu verlieren, da die Projektgesellschaft neben der Abwicklung des Projektes auch die Genehmigungen, die Finanzierung und die Informationspflicht gegenüber den Gesellschaftern des Public-Private-Partnerships managen muss.

Aufgrund der Vielzahl der Gewerke kann die Ingenieurgesellschaft eventuell überfordert sein, weswegen eine Vergabe der Planungsleistungen an eine Geothermieingenieurgesellschaft sinnvoll ist. Die Geothermieingenieurgesellschaft vergibt unter den Gesichtspunkten der genehmigungsrechtlichen Belange Detailplanungen an entsprechende interne oder externe Fachingenieure weiter. Dadurch reduziert sich das Vertragsverhältnis im planerischen Bereich auf die Geothermieingenieurgesellschaft.

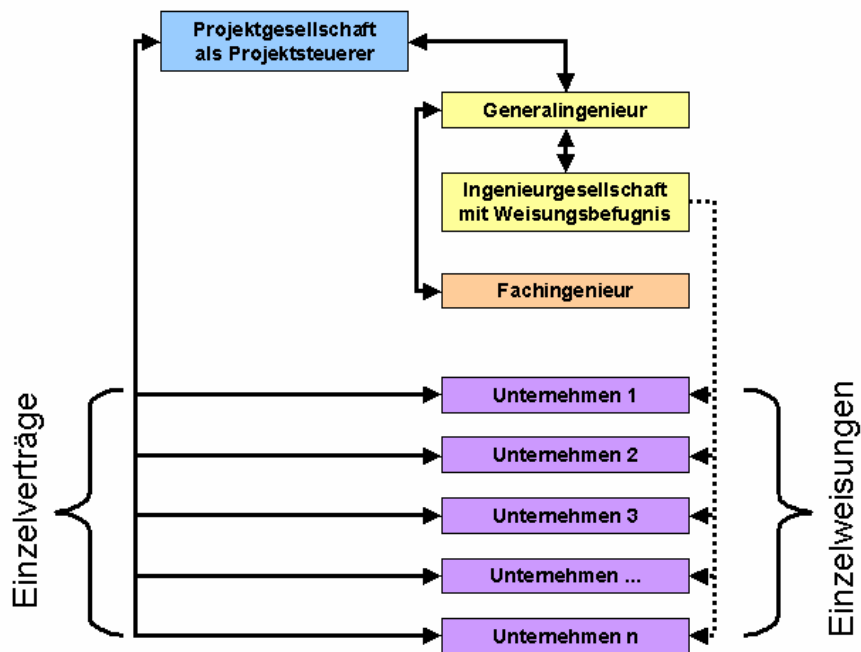


Abb. 52.: Konstellation Projektgesellschaft – Generalplaner - Einzelunternehmen

Mit dieser Konstellation eines Generalplaners in Form einer Geothermieingenieurgesellschaft bleiben nicht nur die Terminübersicht und die Kostenkontrolle erhalten, sondern auch die genehmigungsrechtlichen Aspekte kommen bei der Planung eines Geothermieprojektes voll zum Tragen. Diese erfolgreiche Zusammenarbeit zwischen einer Projektgesellschaft und einer Geothermieingenieurgesellschaft haben die realisierten Geothermieprojekte Neustadt-Glewe und Soultz-sous-Forêts¹¹⁰ bewiesen. **Daher wird in der weiteren Darstellung die Ingenieurgesellschaft immer mit der Geothermieingenieurgesellschaft als Generalplaner gleichgesetzt!**

Zwar bleiben bei dieser Konstellation die Terminübersicht und die Kostenkontrolle erhalten, was allerdings nicht heißt, dass dadurch das Risiko vermieden ist. Aus diesem Grund kann die Struktur der Projektabwicklung weiter verfeinert werden. Sinnvoll ist, die verschiedenen Gewerke des Geothermieprojektes zu festen pauschalen Preisen und Terminen fertigzustellen. Dadurch verliert die Projektgesellschaft ihre terminlichen und finanziellen Risiken.

¹¹⁰ Hier fehlt zwar noch das Kraftwerk, aber die erfolgreiche Abteufung aller 5.000 m Bohrungen war eine Meisterleistung der Ingenieursplanung und Ausführung.

Zwar gibt es in dieser Konstellation auch Einheitspreisverträge mit Generalunternehmern, doch soll im weiteren Verlauf dieses Geothermieleitfadens davon ausgegangen werden, dass Generalunternehmer einen pauschalen Preis vereinbaren. Zwischen Projektgesellschaft und Generalunternehmer ist die Geothermieingenieurgesellschaft zwischengeschaltet, welches die Vergabe an

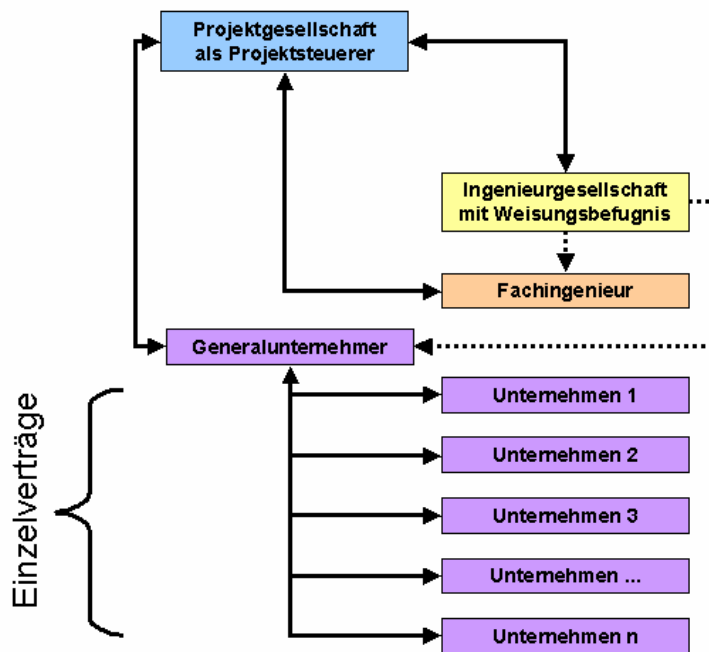
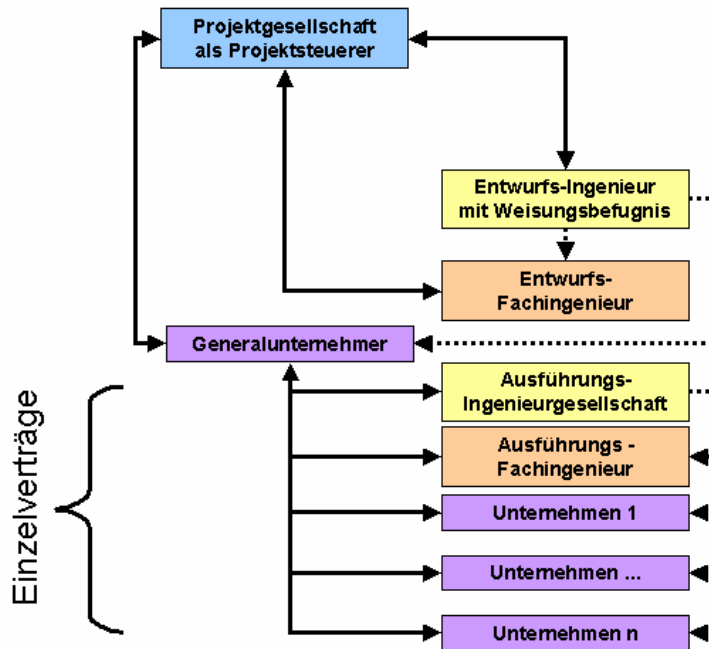


Abb. 53.: Konstellation Projektgesellschaft – Generalunternehmer - Einzelunternehmen
 den Generalunternehmer koordinieren kann. Die weitere Vergabe an die einzelnen Lieferanten und Unternehmer nimmt dann aber der Generalunternehmer in eigener Regie vor, der somit auch als Vertragspartner dieser (Sub-)Unternehmen fungiert.

Im Rahmen der Darstellung des Geothermieleitfadens, welcher der Projektchronologie von der Idee bis zur ersten Bohrung folgt, möchte der Autor zusätzlich auf die Möglichkeit hinweisen, den Aufgabenbereich des Generalunternehmers hinsichtlich seines Beitrages zum Gesamtgeothermieprojekt genauer zu beleuchten. Dieser kann nämlich außer den Ausführungsarbeiten natürlich auch Planungsarbeiten leisten.

Es dürfte selbst für eine Geothermieingenieurgesellschaft eine Überforderung hinsichtlich der Abteufung der Bohrungen geben, die im Kontext des Gesamtprojektes schließlich zentrale Bedeutung haben. Die Bohrungen sind schließlich eine Ausführungsleistung und sollten von einem Generalunter-

nehmer – so er die fachlichen Qualifikationen hat – in ihrer Ausführung geplant werden. Auf diese Weise kann das Risiko einer Bohrfehlanlage vermie-



den werden. Die nachfolgende Grafik zeigt eine solche Abwicklungsstruktur.

Abb. 54.: Konstellation Projektgesellschaft – General(bohr)unternehmer - Einzelunternehmen

Die Kompetenzverteilung von Geothermieingenieurgesellschaft und Generalunternehmer erfolgt an der planerischen Schnittstelle der genehmigungsrechtlichen Anforderung seitens des (Ober)-Bergamtes, bei der sowohl bei der Aufsuchungserlaubnis als auch bei der (Gewinnungs-)Bewilligung ein technischer Fahrplan, der sogenannte Hauptbetriebsplan eingereicht werden muss. Dieser genehmigungsrechtliche Aspekt wird im folgenden Hauptkapitel näher beschrieben.

Aufgrund der fachlichen Detailkenntnis empfiehlt der Autor die wesentlich engere Zusammenarbeit zwischen der Geothermieingenieurgesellschaft und dem Generalunternehmer bei der Erstellung der Unterlagen für die bergrechtlichen Genehmigungen. Zwar kann die Geothermieingenieurgesellschaft weitreichende Vorarbeiten leisten, doch wenn es „hart auf hart“ kommt, sollte dem Generalunternehmer mehr Gestaltungsraum gegeben werden. Dies hat allerdings – und darauf muss besonders hingewiesen werden – rechtliche und

kostenmäßige Folgen. Dann sieht die Abwicklungsstruktur etwas anders aus, wie in nachfolgender Grafik vorgestellt.

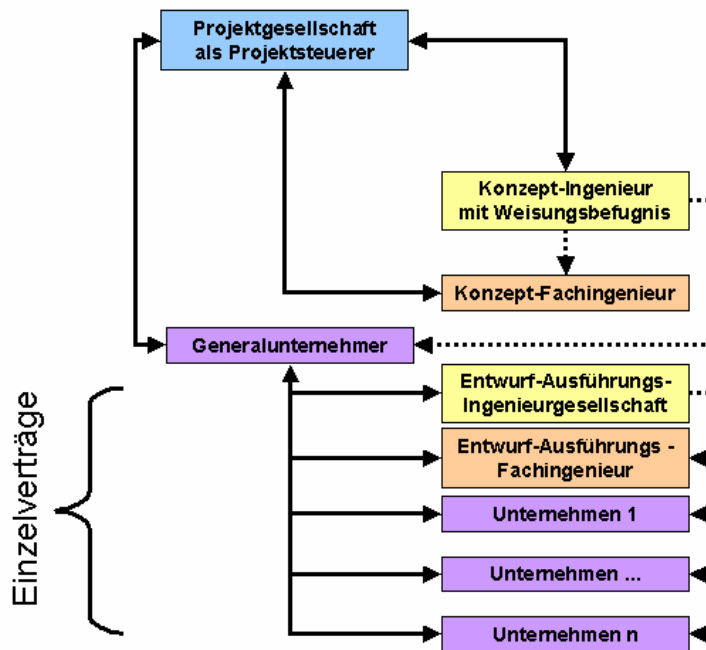


Abb. 55.: Konstellation Generalbohrunternehmer mit Ausarbeitungsauftrag bergrechtlicher Genehmigungen

Der Charme einer solchen Abwicklungsstruktur liegt darin, dass durch den Pauschalpreis keine Einzelabrechnung für jede Leistung mehr notwendig ist. Vielmehr werden in einem bestimmten Zyklus Rechnungen gestellt, die auf den Bohrfortschritt abgestimmt sind und auch schon vorher durch einen Zahlungsplan, der Vertragsbestandteil ist. So ist der Mittelfluss für die Projektgesellschaft im Rahmen der Investitionsplanung abzusehen. Die Projektgesellschaft hat bei dieser Projektabwicklungsstruktur immer nur den Generalunternehmer als Ansprechpartner. Jegliche Abstimmung muss somit der Generalunternehmer zwischen der Projektgesellschaft und den ausführenden Firmen vornehmen bzw. er muss die einzelnen Teilaufgaben delegieren.

Im Rahmen des Gesamtprojektes sind die Bohrungen nur Teilprojekte. Die darauffolgenden Projektschritte weisen beim Thermalwasserkreislauf beginnend technologische und/oder kapazitative Abhängigkeiten auf. So kann es bei der Projektabwicklung in diesen Bereichen zu Unklarheiten in der Gewährleistungsfrage beziehungsweise zu anderweitigen Auseinandersetzungen kommen, wie zum Beispiel Behinderungsanzeigen. Um diese Risiken zu vermeiden, sollten nachfolgende Schritte – der Geothermieleitfaden greift hier

voraus – mit Teil-Generalunternehmern abgewickelt werden. Die nachfolgende Grafik veranschaulicht dieses Vertragsgefüge.

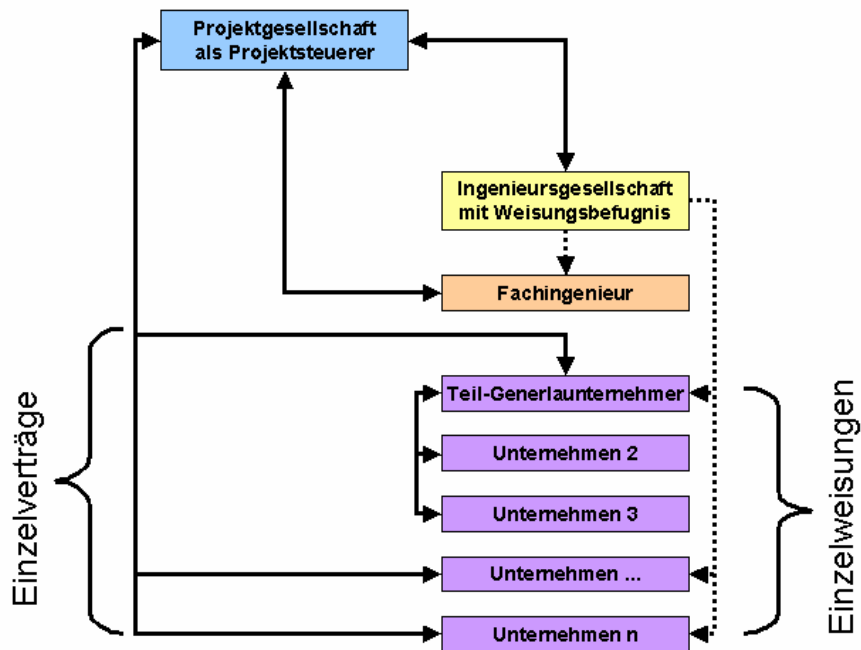


Abb. 56.: Konstellation Projektgesellschaft – Teil-Genralunternehmer - Einzelunternehmen

Eine weitere Möglichkeit für die Projektgesellschaft, das Vertragsrisiko, das aus unüberschaubaren Einzelaufgaben resultiert, zu vermeiden, ist in einer Abwicklungskonstellation möglich, in der ein Totalunternehmer das Projekt komplett abwickelt, wobei die Projektgesellschaft nur noch eine rein überprüfende Funktion erhält. Denkbar ist eine solche Konstellation z.B. durch ein Bohrunternehmen oder eine Ingenieurgesellschaft.

Bisher hat es in Deutschland allerdings noch nicht die beschriebene Form der Projektabwicklung gegeben. Trotzdem soll sie der Vollständigkeit halber mit unter den Möglichkeiten der Projektabwicklung aufgeführt werden. Im Grunde genommen wird bei einer solchen Konstellation das gesamte Projektrisiko auf den Totalunternehmer abgewälzt. Hierin liegt der Grund, weswegen diese Abwicklungsform noch nicht realisiert wurde.

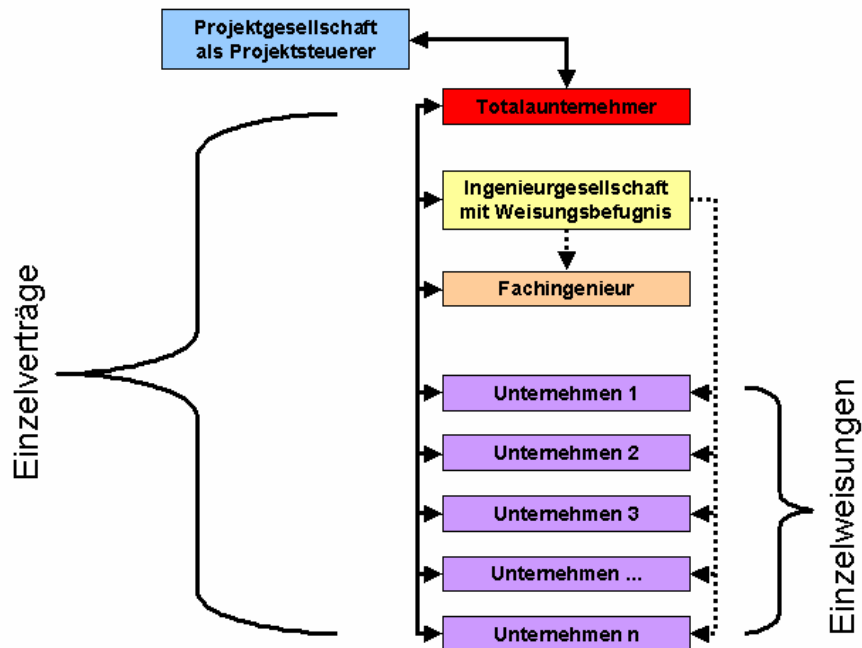


Abb. 57.: Konstellation Projektgesellschaft – Totalunternehmer

Man spricht solange von einem Totalunternehmer, wenn das Unternehmen in irgendeiner Form selbst aktiv – auch nur zu kleinen Anteilen – das Projekt selbst abwickelt. Es kann allerdings auch z.B. ein Venture Capital Unternehmen die Projektabwicklung als Ganzes oder auch nur zu Teilen – in Form der Abwicklung einer oder beider Bohrungen – vornehmen. In einem solchen Fall spricht man entweder von Totalübernehmer oder im zweiten Fall von Teilübernehmer.

Da in solchen Fällen das Gesamtrisiko bei den Übernehmern liegt, dürfte eine solche Abwicklungsform für ein Public-Privat-Partnership-Projekt nicht attraktiv sein, weil entsprechende Risikoaufschläge zu zahlen wären. Dadurch würden zwar die Risiken absolut begrenzt sein, jedoch zu Lasten der Investitionshöhe.

5.3.2.3.4. Genehmigungsmanagement

Neben der Risikovermeidung hinsichtlich der vertragsseitigen Abwicklung eines Geothermieprojektes kommt die Strategieranwendung eines Genehmigungsmanagements zur Risikovermeidung zum Tragen. Hierunter ist zu verstehen, schon zum frühest möglichen Zeitpunkt bei der Standortsuche die

genehmigungsrechtlichen Implikationen in die Erwägungen zur Standortwahl einzubeziehen. Wie in Kapitel 2.4 Grundstück beschrieben, ist zuerst die vertragsrechtliche Seite der Grundstücksnutzung zu beleuchten.

Im weiteren wurden in Kapitel 2.4.1 Raumordnung die raumordnungsrechtlichen Belange kurz vorgestellt. Dabei ist es vorab wichtig, ob sich der Standort in einem reinen Wohngebiet, in einem Gewerbegebiet, einem Mischgebiet mit gewerblichen Anteilen neben der Wohnbebauung oder gar im Extremfall in einem FFH-Schutzgebiet befindet. Im Rahmen der Standortwahl sollten daraufhin die standortrelevanten genehmigungsrechtlichen Aspekte der möglichen Auflagen vorab geprüft werden, um so das Risiko einer ungeplanten Investitionserhöhung zu vermeiden. Dies bedeutet schon bei der Standortsuche, möglichst eng mit den vor Ort arbeitenden Behörden und den übergeordneten Raumordnungsverbänden in Kontakt zu treten. Erläuternde und weiterführende Überlegungen dazu werden im folgenden Hauptkapitel vorgestellt.

5.3.2.4. Risikoüberwälzung

Ausgangsbasis für eine Strategie der Risikoüberwälzung bei einem Geothermieprojekt ist die Betrachtung der Vertragsmöglichkeiten innerhalb der Projektabwicklung. Dabei ist das Zentrum des Geothermieprojektes die Projektgesellschaft, die rechtlich und/oder tatsächlich auf eigene Verantwortung ein Geothermieprojekt vorbereitet und dieses dann ausführt bzw. ausführen lässt. Sie tritt gegenüber allen öffentlichen Verwaltungsebenen, wie z.B. dem (Ober-)bergamt verantwortlich auf.

Die Darstellung der Möglichkeiten der Risikoabwälzung folgt dabei der Chronologie eines Geothermieprojektes, weil in der Abfolge unterschiedliche Auftragnehmer zum Zuge kommen und diese unterschiedliche Leistungen erbringen bzw. Verträge unterzeichnen müssen. Vorab sind jedoch die grundsätzlichen Vertragsarten kurz vorzustellen, die sich in Dienst(leistungs)verträge und Werkverträge unterteilen.

5.3.2.4.1. Dienstvertrag

Verträge, die über eine Geothermieprojektsteuerung (z.B. bei Steuerung durch Geothermieingenieursgesellschaft) abgeschlossen werden, sind keine BGB-Werkverträge, da dieser Aufgabenbereich als reine Dienstleistung verstanden wird. Somit sind diese Verträge nach §§ 611ff BGB also Dienstverträge.

Bei Zustandekommen eines Dienstvertrages verpflichtet sich der Dienstleistende nicht zur Herstellung eines Werkes, sondern lediglich zur Leistung von Diensten, während sich der Dienstbesteller zur Vergütung dieser Dienste verpflichtet. Entscheidend ist im Rahmen einer Risikoabwälzung, dass der Dienstschuldende keinen Erfolg schuldet. Er kann deshalb nicht in Anspruch genommen werden, wenn bestimmte wirtschaftliche Hoffnungen der Projektgesellschaft nicht realisiert werden. Der Übergang zwischen Dienst- und Werkverträgen ist allerdings fließend.

5.3.2.4.2. Werkvertrag

Der Gegenstand eines Werkvertrages ist dagegen vom Erfolg bestimmt und nicht durch die Tätigkeit oder den Dienst. Dies bedeutet, dass sich der Unternehmer, der einen Werkvertrag eingeht, am Erfolg messen lassen muss. Gegenstand seiner Leistung ist demnach eine Wertschöpfung.

5.3.2.4.3. Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI)

Da ein Geothermieprojekt in der Realisierung äußerst komplex ist und weil der Projektgesellschaft in aller Regel die fachlichen Qualifikationen fehlen, um eine derartig komplexe Aufgabenstellung zu lösen, sollte sich die Projektgesellschaft durch eine Geothermieingenieursgesellschaft fachlich vertreten lassen. Um aber zu gewährleisten, dass eine sachkundige Projektgesellschaft die Verteilung der verschiedenen Aufgaben bei einem Geothermieprojekt ordnungsgemäß vornimmt, setzt von hier an schon die Beratungspflicht einer Geothermieingenieursgesellschaft ein, die noch vor irgendeinem Vertragsabschluss die Projektgesellschaft umfassend aufzuklären hat, welche weiteren Ingenieure und Planer sie beauftragen sollte, um das Geothermieprojekt zu verwirklichen.

Verträge mit Ingenieuren sind Werkverträge nach §§ 631 ff BGB. Ein Werkvertrag ist - wie in 5.3.2.4.2 Werkvertrag beschrieben - ein klassischer privatrechtlicher Schuldvertrag und verpflichtet den Vertragspartner zur Herstellung des versprochenen Werkes und den Besteller zur Entrichtung der vereinbarten Vergütung. Die Geothermieingenieursgesellschaft schuldet der Projektgesellschaft einen Erfolg in Form eines geistigen Werkes, nämlich eine plangerechte und mangelfreie Abteufung der Bohrung(en) und die spätere Errichtung der Kraftwerkskomponenten.

Ein Vertrag mit einer Geothermieingenieursgesellschaft wird auf Grundlage der in Deutschland geltenden Honorarordnung für Architekten und Ingenieure, kurz HOAI abgeschlossen. Die HOAI ist eine Verordnung, welche die Bundesregierung aufgrund des Gesetzes zur Regelung von Ingenieur- und Architektenleistungen vom 4. November 1971 (BGBl I S. 1745,1749) erlassen hat. Diese regelt die Vergütung der Leistungen der Planer und unterteilt dafür die Planungsleistungen eines Geothermieprojektes in verschiedene Leistungsbilder und diese wiederum in verschiedene Leistungsphasen. Diese Leistungsphasen und Leistungsbilder stellen zwar lediglich Rechtsnormen dar, nach denen die tatsächlichen Leistungen der an einem Geothermieprojekt beteiligten Ingenieure und Planer zur Ermittlung ihrer Honoraransprüche bewertet werden müssen, dennoch kann man anhand der einzelnen Aufgabenbeschreibungen sehr grob die Aufgaben definieren, welche Ingenieure und Planer zu erfüllen haben, auf die die Projektgesellschaft bei Auftragsvergabe einen Rechtsanspruch hat.

Die chronologische Aufteilung der Leistungsbilder lässt sich gliedern in die Grundlagenermittlung für ein Geothermieprojekt, worauf die Vorplanung folgt. Auf Grundlage der Vorplanung wird eine Entwurfsplanung durchgeführt, der sich dann die Genehmigungsplanung für die Aufsuchungserlaubnis bzw. Gewinnungserlaubnis anschließt. Nachdem die bergrechtliche Genehmigung vorliegt, wird von der Geothermieingenieursgesellschaft die Ausführungsplanung vorgenommen und die Vergabe der einzelnen Gewerke des Loses „Bohrung“ vorbereitet. Selbstverständlich kann die Geothermieingenieursgesellschaft bei der Auftragsvergabe mitwirken. Dann folgt die Realisierungsphase, in der die Geothermieingenieursgesellschaft als Projektsteuerer die Projektüberwachung und Projektbetreuung übernimmt.

Die Leistungen der einzelnen Phasen gliedern sich wiederum in Grundleistungen und Besondere Leistungen. Dabei sind Grundleistungen all diejenigen Tätigkeiten, die im Planungs- und Projektüberwachungsprozess vorgenommen werden müssen und nicht herausgenommen werden können, ohne den Projektablauf zu gefährden. Eine Besondere Leistung liegt erst dann vor, wenn Tätigkeiten in Auftrag gegeben werden, die über die allgemeinen Leistungen hinausgehen. Besondere Leistungen müssen demnach vertraglich besondere Erwähnung finden.

Im Folgenden sollen die Grundleistungen des Objektplaners beschrieben werden, wie sie aus der HOAI hervorgehen, die Leistungen der anderen Fachingenieure sehen analog dazu aus.

In der ersten Leistungsphase wird eine grundsätzliche Klärung der Aufgabenstellung mit der Projektgesellschaft vorgenommen. In dieser Phase ist es Aufgabe der Geothermieingenieurgesellschaft, der Projektgesellschaft Alternativvorschläge für eine Standortentscheidung zur Erschließung der hydrothermalen Ressourcen zu erarbeiten und Entscheidungshilfen zu schaffen. Diese Leistungsphase wird mit einer Zusammenfassung der bis dato gesammelten Ergebnisse abgeschlossen.

In Leistungsphase 2 werden die Ergebnisse aus der ersten Leistungsphase genauer analysiert und mit Randbedingungen, beispielsweise eventuelle Auflagen aus dem Bebauungsplan, abgestimmt. Fachingenieure werden von dieser Phase an integriert, um ein möglichst komplettes Planungskonzept zu erstellen, außerdem sind auch schon erste Kontakte zum Oberbergamt und anderen Behörden aufzunehmen. Ferner ist auch eine erste Kostenschätzung vorzunehmen.

In der dritten Leistungsphase wird das Konzept aus der zweiten Phase überarbeitet. Zeichnerische Schemata des geologischen Aufbaus werden angefertigt. Um genehmigungsrechtliche Auflagen zu detaillieren, sind weitere Verhandlungen mit Behörden zu führen. Außerdem wird die Zusammenarbeit mit den Fachingenieuren vertieft und es wird eine Kostenberechnung durchgeführt, die der Investitionsschätzung aus der zweiten Phase gegenüberzustellen ist, denn ab dieser Phase werden die ersten Finanzierungsgespräche geführt.

In Leistungsphase 4 hat die Geothermieingenieurgesellschaft alle erforderlichen Anträge an Behörden, besonders die Aufsuchungserlaubnis bzw. Gewinnungserlaubnis (→ Hauptbetriebsplan) für das (Ober)bergamt unter Zuhilfenahme der Bohrplaner zu erarbeiten. Eine Projektbeschreibung gehört hier ebenso dazu, wie eine grundlegende Beschreibung des Bohrkonzeptes und andere Beiträge von Fachingenieuren. Eine zeichnerische Darstellung des Bohrlochaufbaus ist ebenfalls Bestandteil der bergrechtlichen Anträge. Die genauen Bestimmungen hierüber und weitere einzureichende Unterlagen sind

allerdings länderspezifisch geregelt Sie unterscheiden sich aber im wesentlichen nicht, weil das Bundesbergrecht als Bundesgesetz übergeordnet¹¹¹ ist.

In der Leistungsphase 5 hat die Geothermieingenieursgesellschaft eine auf dem Hauptbetriebsplan basierende Ausführungsplanung (→ Sonderbetriebsplan) zu erstellen. Diese beinhaltet die Detaillierung des Hauptbetriebsplanes. Das Anpassen der Bohrplanung an die Erfordernisse, die sich aus den Beiträgen der Fachingenieure ergeben, gehört ebenfalls in diese Leistungsphase.

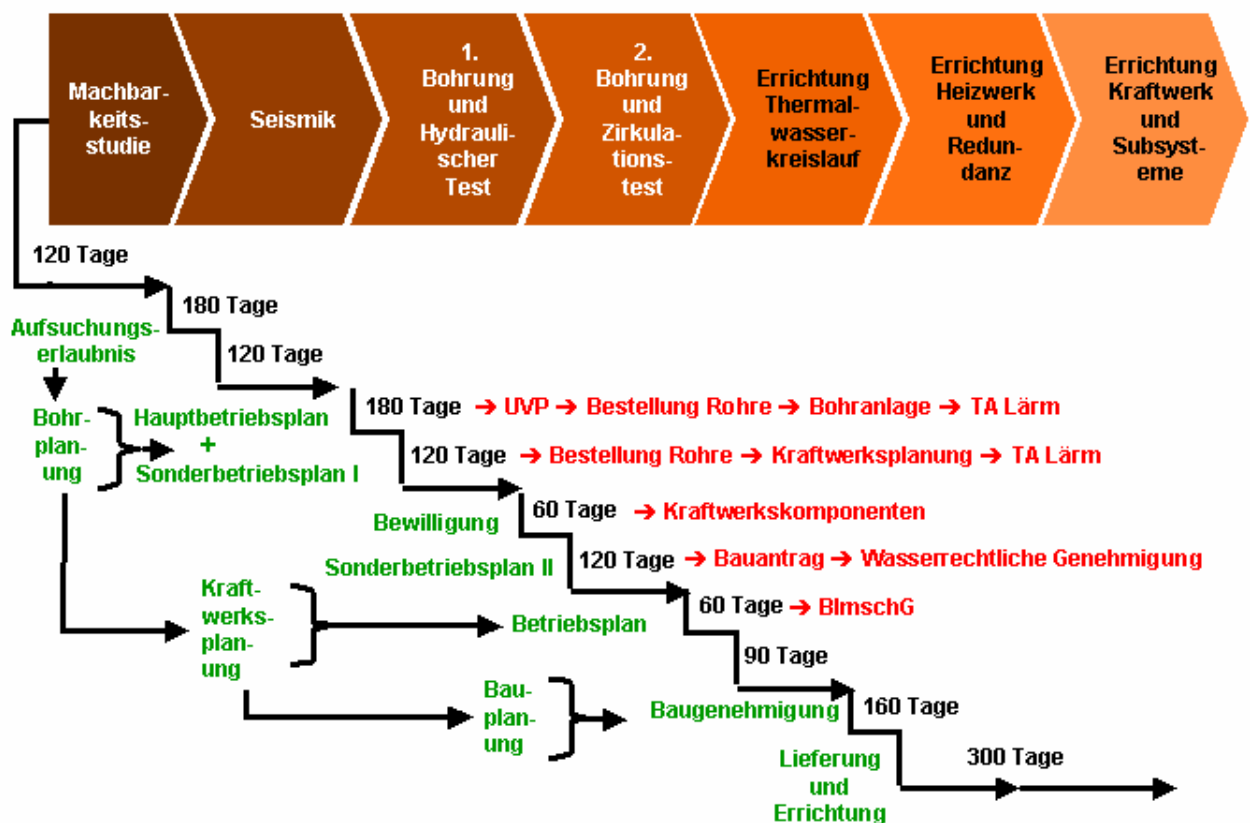


Abb. 58.: Zeitschema eines Geothermieprojektes in allen Phasen

Die Leistungsphase 6 besteht aus dem Vorbereiten der Vergabe, das heißt hier sind in Absprache mit den Fachplanern Massenermittlungen (Bohranlagenauslegung, Meißeleinsatz, Rohreinsatz, Zement, etc.) und darauf basierende Leistungsverzeichnisse zu erstellen.

In Leistungsphase 7 findet das Einholen von Angeboten statt. Anschließend werden Preisspiegel erstellt, in denen die Angebote bewertet werden. Ver-

¹¹¹ Bundesgesetzgebung bricht Landesgesetzgebung

tragsverhandlungen gehören ebenfalls zu dieser Leitungsphase, genau wie das Vorbereiten und Mitwirken bei der Vertragsunterzeichnung.

In Leistungsphase 8 wird die korrekte Ausführung der Bohrarbeiten überprüft. Hier wird beispielsweise kontrolliert, ob die Ausführung mit der Planung der Bohrgenehmigung übereinstimmt oder ob die bergrechtlichen Auflagen zur Abteufung der Bohrung eingehalten werden. Außerdem muss die Geothermieingenieurgesellschaft den Bohrfortschritt in einem Tagebuch dokumentieren. Dort wird festgehalten, wie viele Arbeitskräfte, Meißel, Spülungen, Rohre und andere Maschinen im Einsatz waren, und welche wesentlichen Arbeiten an jenem Tag ausgeführt wurden.

Außerdem sind Detailkorrekturen notwendig, denn oft stellt sich bei den Bohrarbeiten erst heraus, dass etwas nicht so realisiert werden kann, wie es vorgesehen war. Zusätzlich dazu ist es hier die Aufgabe des Architekten, den zeitlichen Rahmen zu überwachen. Zudem muss man hier die Rechnungen, die an die Projektgesellschaft gestellt werden, prüfen, Mängel feststellen, behördliche Abnahmen beantragen. Letztlich muss die Abarbeitung der bei der Abnahme festgestellten Mängel koordiniert und kontrolliert werden.

5.3.2.4.4. Verdingungsordnung für Bauleistungen (VOB)

Die HOAI ist bindend für alle Architekten- und Ingenieurverträge, sie muss im Gegensatz zur VOB nicht ausdrücklich vereinbart werden. Verträge mit den ausführenden Unternehmen sind, wie die Ingenieurverträge, auch Werkverträge nach § 631ff BGB.

Zum einen gibt es öffentliche Auftraggeber. Diese können Kommunen, Landkreise, Bundesländer oder der Staat sein. Außerdem zählen zu den öffentlichen Auftraggebern solche, die Ihre Bauvorhaben zu mindestens 50 % aus öffentlichen Mitteln finanzieren. Zum anderen gibt es private Auftraggeber. Sie können Privatpersonen im eigentlichen Sinne sein, aber auch Firmen und Kapitalgesellschaften jeglicher Art. Der wesentliche Unterschied zwischen den beiden Formen ist der, dass der öffentliche Auftraggeber bei der Vergabe eines Bauprojektes an die Verdingungsordnung für Bauleistungen, kurz VOB gebunden ist. Diese regelt genauestens den Ablauf einer Ausschreibung bis hin zur Vertragsunterschrift. Der private Auftraggeber dagegen ist nicht an die VOB gebunden. In diesem Fall würden sämtliche vertraglichen Regelungen nach BGB geregelt.

Die VOB ist unterteilt in drei Abschnitte, Teil A, B und C.

Teil A regelt die Vergabe von Bauvorhaben, Teil B beinhaltet allgemeine Bestimmungen über die Ausführung von Bauleistungen generell und Teil C regelt explizit für jedes Gewerk einzeln die Art der Abrechnung, technischen Vorschriften und qualitativen Anforderungen. Ferner wird definiert, welche Leistungen Haupt-, Neben- oder Besondere Leistungen sind.

Die VOB ist kein Gesetz, sie muss ausdrücklich von den Vertragsparteien vereinbart werden, wobei die Vereinbarung des Teil B genügt, denn damit wird laut § 1 VOB/B automatisch Teil C Vertragsbestandteil. Da Teil A lediglich das Verfahren der Ausschreibung, Angebotsauswertung und Auftragsvergabe regelt, wird dieser Teil nicht Inhalt des Bauvertrages. An diesen Teil sind öffentliche Auftraggeber gebunden (s.o.)

Der Paragraph 4 VOB/A schreibt vor, dass Bauleistungen so zu vergeben sind, dass verschiedene Handwerks- und Gewerbebezweige möglichst getrennt beauftragt werden, und zwar in sogenannten Fach- und Teillosen. Das schließt eine Generalunternehmer- oder gar eine Totalunternehmervergabe zwar nicht kategorisch, aber eben „in der Regel“, aus. Absatz Nr. 3 Satz 2 des oben genannten Paragraphen erlaubt aber ausdrücklich, „aus wirtschaftlichen und technischen Gründen mehrere Fachlose zusammen zu vergeben“

Um diesen Tatbestand zu umgehen, empfiehlt der Autor eine Kapitalgesellschaft zu gründen, die dann einen privaten Auftraggeber konstituiert. Dadurch lässt sich bei der Projektabwicklung eine erhebliche Zeitersparnis erzielen, weil der Vorgang der langwierigen Ausschreibung, Auswertung und Vergabe verkürzt werden kann.

Die Ausschreibung von Bohrvorhaben oder - wie in diesem Fall - Geothermieprojekten durch öffentliche Träger wird durch Inserate in Printmedien bekannt gemacht. Mit diesen Inseraten sollen potentielle Auftragnehmer aufgefordert werden, sich die Ausschreibungsunterlagen bei der Kommune oder der Geothermieingenieurgesellschaft (→ Projektsteuerung) abzuholen. Zusätzlich gibt es die Möglichkeit, das Bundesausschreibungsblatt, welches das offizielle Fachorgan für Ausschreibungen öffentlicher Auftraggeber der Bundesrepublik Deutschland ist, für eine derartige Insertion zu nutzen.

Bei einer Ausschreibung gemäss Teil A der VOB wird die Vergabe an die Unternehmen, die ein Angebot abgegeben haben, durch eine Submission durchgeführt. Das ist eine zu einem speziellen Termin (→ Submissionsfrist) stattfindende öffentliche Auswertung der bis dahin in verschlossenen Umschlägen gehaltenen eingereichten Angebote. Jeder Bieter kann dort mit einem Vertreter anwesend sein. Nachdem das erste Angebot geöffnet wurde, darf keiner mehr ein Angebot abgeben. Die Submissionsfrist ist in diesem Moment abgelaufen. Der öffentliche Projektträger soll dann dem Bieter mit dem niedrigsten Angebotspreis den Zuschlag geben, wenn nicht z.B. fachliche Gründe dagegensprechen.

Bei privaten Projektträgern dagegen können Unternehmen direkt angesprochen werden, um sie für die Angebotsabgabe zu akquirieren. Ausschreibende können selbstverständlich auch (Teil-)Generalunternehmer sein. Vergabewettbewerbe privater Projektträger werden selten nach VOB ausgeführt, da die VOB im § 2428 eine Verhandlung über den Angebotspreis für nichtig erklärt. Diese Vergabe nach VOB ist in dieser Form in der freien Wirtschaft natürlich nicht durchsetzbar. Deshalb wird die Vergabepaxis in aller Regel nach VOB nur von öffentlichen Trägern durchgeführt, die dazu verpflichtet sind.

Bei Vertragsvergabe entsteht ein Werkvertrag, mit dem der Unternehmer zu der Herstellung des versprochenen Werkes (→ Submission) verpflichtet wird. Fast alle Projektverträge im Bauwesen werden auf Grundlage der VOB/B und C abgeschlossen. Damit werden dem jeweiligen Unternehmen weitere Pflichten auferlegt. So muss es die anerkannten Regeln der Technik, sowie die gesetzlichen und behördlichen Vorschriften beachten. Der Unternehmer ist weiterhin verpflichtet, Bedenken gegen eine unsachgemäße vorgesehene Art der Ausführung, minderwertige Materialgüte oder falsche Ausführung anderer Firmen anzumelden. Er hat außerdem die vom Auftraggeber zur Verfügung gestellten Unterlagen auf Richtigkeit zu überprüfen. Die ihm von der Projektgesellschaft bzw. dem Projektsteuerer (→ Geothermieingenieurgesellschaft) übergebenen Gegenstände sowie seine eigenen Leistungen hat er gegen Diebstahl und Beschädigung zu schützen. Teilweise werden die Unternehmen, die durch die Projektgesellschaft beauftragt werden, dazu verpflichtet, die Nachweise der Verwendbarkeit der Stoffe (→ Spülmittel) und Rohre zu erbringen und auf dem Bohrplatz bereitzuhalten. Weiterhin hat der Unterneh-

mer sonst alle Leistungen zu erbringen, wozu er sich im Vertragstext verpflichten lässt.

Die Risikoüberwälzung kann im Vertragsrahmen die Risiken aus den Bereichen Vertragsgestaltung, Projektplanung, Bohrplanung, Bohranlagen, Bohrtechnik, Bohrequipment und Zeitverzögerung (→ Lieferung Rohre) aufnehmen, jedoch liegt das Risiko der Geologie eindeutig bei der Projektgesellschaft.

5.3.2.5. Risikominimierung

Das Fündigkeitsrisiko wird landläufig synonym für das geologische Risiko verwendet, weil das Fündigkeitsrisiko oft einem K.O.-Kriterium gleichkommt. Dies ist jedoch nur bedingt richtig, denn das Fündigkeitsrisiko bezieht sich auf den späteren wirtschaftlichen Betrieb einer Geothermieanlage – ob zur Stromerzeugung oder zur reinen Wärmeversorgung. Die Parameter, die bei einer finanzwirtschaftlichen Betrachtung in den Vordergrund treten, sind die Fördermenge und die Fördertemperatur, weniger der Chemismus des Thermalwassers oder die bohrtechnische Erschließung.

Für eine Stromerzeugung müssen Temperaturen von wenigstens 100° C und eine Fließrate von wenigstens ca. 14 ltr/sek¹¹² vorliegen. Für eine geothermische Wärmeversorgung (ohne Wärmepumpe) sollten die Werte bei wenigstens 60° C und 50 ltr/sek liegen.¹¹³ Für eine Wärmeversorgung mit Wärmepumpeneinsatz lassen sich Temperaturen auch darunter nutzen.

Das K.O.-Kriterium des Fündigkeitsrisikos betrifft also die spätere Anlagenbetriebsart. Es liegt also auf der Hand, dass das Fündigkeitsrisiko abgestuft zu betrachten ist (→ Abbruchbedingungen). Da bekannterweise bei den Geothermieprojekten in Speyer und in Bruchsal und bei einer Erdölbohrung in Rülzheim erhöhte geothermische Gradienten¹¹⁴ nachgewiesen wurden, fokussiert die Frage nach dem Fündigkeitsrisiko im Oberrheingraben daher mehr die Fördermenge.

¹¹² Dies entspricht den 50 m³/h, die in der Fachliteratur als Mindestfördermenge angegeben werden.

¹¹³ Hier kommt es natürlich auf die Abnahmesituation an

¹¹⁴ Als Faustregel gilt: bis 1000m 40° C, von da an je 1000 m 30° C Temperaturzunahme Ø Temperaturgradient = 30C°/1.000 m

Wie in Kapitel 3.2.1 Bedingungen des Kluftsystems im Oberrheingraben beschrieben, verläuft die Hauptstörungslinie von SSW nach NNE. Nachfolgende Abbildung schematisiert die grundsätzliche Ausrichtung der Kluft- und Störungszonen im Oberrheingraben.

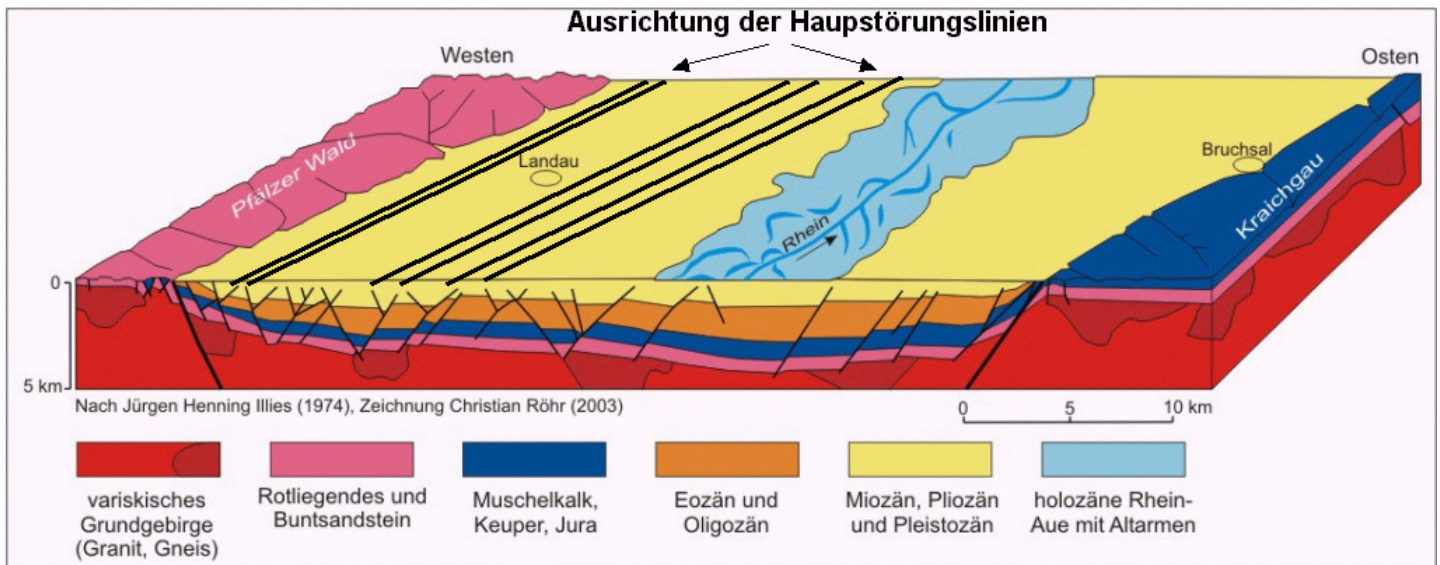


Abb. 59.: Schema des Verlaufes der Störungslinien im mittleren Oberrheingraben mit geologischen Querschnitt

„Im Oberrheingraben kommen der Obere Muschelkalk und der Buntsandstein als mögliche Aquifere zur geothermischen Stromerzeugung in Betracht. Beide werden als Kluftaquifere angesehen mit örtlich stark variierenden Transmissibilitäten^[115].“^[116] Diese sind durch unterschiedlich stark ausgeprägte Störungszonen bedingt, die wie ein „Drainagesystem“ die Aquifere durchziehen. Deshalb kommt auch Paschen et al. zu der Aussage, dass das „Wasserleitvermögen des Aquifers ... aus der Zerklüftung des Gesteins [resultiert]“^[117].

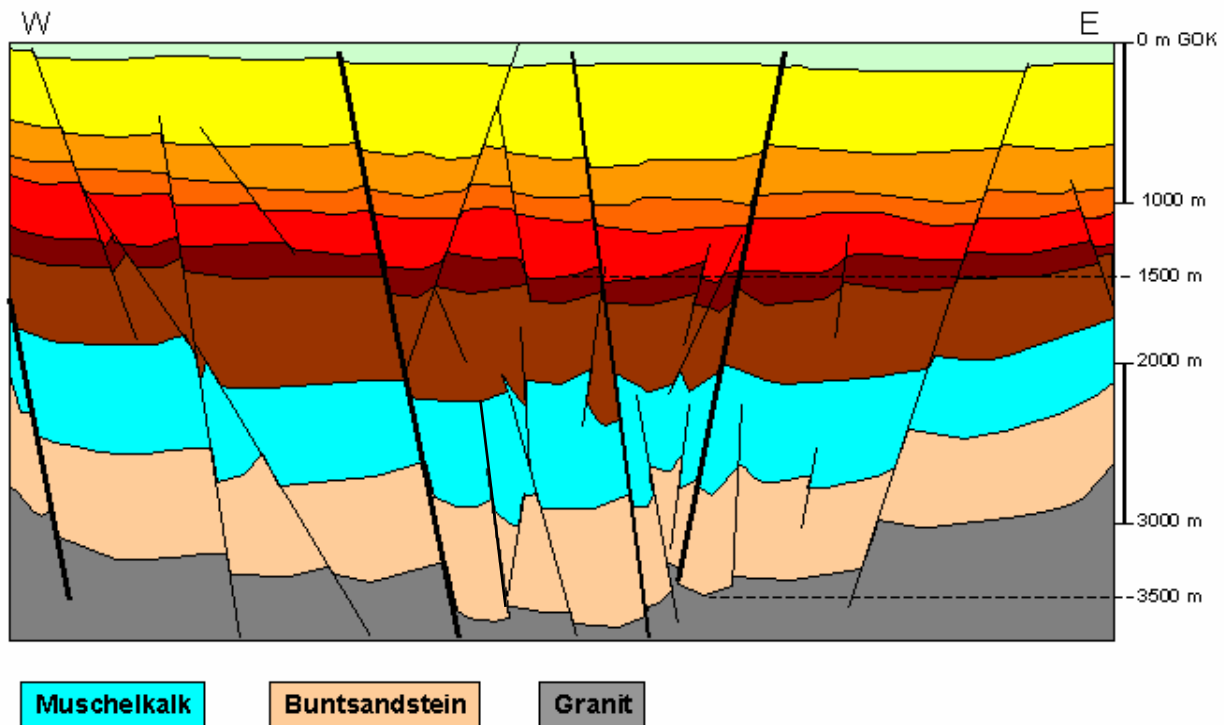
Die von Paschen et al. ausgearbeitete Studie spricht von einer Transmissibilität des Oberen Muschelkalks von $6 \text{ bis } 11 \times 10^{-12} \text{ m}^3$, bzw. 6 bis 11 Darcy-Meter, was einer Fördermenge von mehr als ca. 50 ltr/sek bis fast 90 ltr/sek

¹¹⁵ Transmissibilität = Hydraulisches Leitvermögen der durchströmten Gesteins-schicht.

¹¹⁶ H. Paschen; D. Oertel; R. Grünwald in: Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), Arbeitsbericht Nr. 84; „Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland, Sachstandsbericht“; Berlin Februar 2003, S. 29 und ff.

¹¹⁷ dto., S. 32

entspricht. Für den Buntsandstein prognostiziert die TAB-Studie Transmissibilitäten von 1 bis $6 \times 10^{-12} \text{ m}^3$, woraus sich Fördermengen zwischen ca. 30



litr/sek bis fast 50 ltr/sek ergeben.

Abb. 60.: Schema des geologischen Aufbaus im Oberrheingraben nach einer seismischen Untersuchung.

Die etwas fetteren Linien in der Mitte schräg nach links und rechts einfallend sind Hauptstörungszonen, die dünneren Linien dagegen sind kleinere Störungszonen. Deutlich ist die Zerblockung im Oberrheingraben zu erkennen.

5.3.2.5.1. Risikominimierende Bohrplanung

Es besteht grundsätzlich also die Möglichkeit, im Oberrheingraben Thermalwasser zu finden, jedoch liegt das Fündigkeitsrisiko in der Erschließung von Störungszonen, in deren Klüften sich das Thermalwasser befindet. Aus diesem Grund hat die Bohrplanung einer Erstbohrung im Oberrheingraben – ob Erkundungsbohrung oder Förderbohrung – die hydrogeologischen Voraussetzungen vor Ort aufzugreifen, um die Risiken der Nicht-Fündigkeit zu minimieren.

Da die Störungszonen meist steil bis vertikal verlaufen und eine Richtung von SSW nach NNE einnehmen, sollte eine risikominimierende Bohrplanung – wenn ein Bohrplatz vorgesehen ist – möglichst im steilen Winkel die Stö-

rungszonen durchteufen. Die nachfolgende Abbildung zeigt einen „optimalen“ Bohrverlauf von zwei Bohrungen im Oberrheingraben in einer Aufsicht.

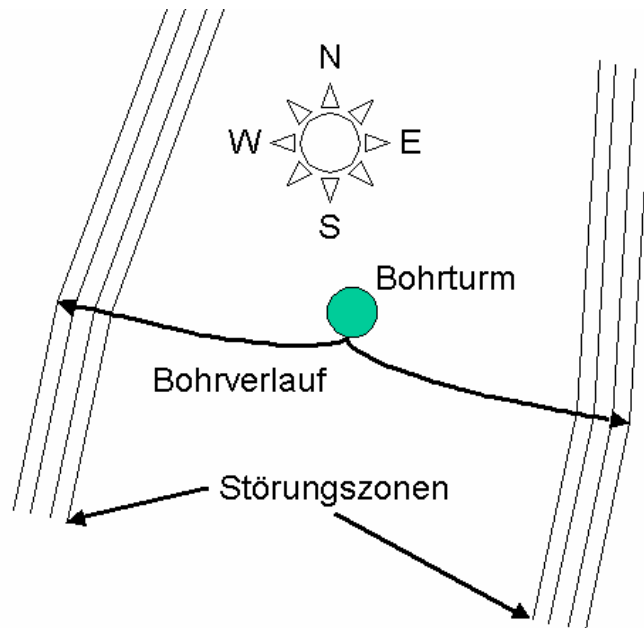


Abb. 61.: Schema der Ausrichtung des Bohrverlaufes von zwei Bohrungen in Aufsicht
Der Bohrverlauf trifft in einem nahezu 90°-Winkel auf die hintereinanderliegenden Störungszonen.

Mit dem steilen Durchteufen der Störungszonen, können die verschiedenen wasserführenden parallel laufenden Mikrostörungen mit der Bohrung erschlossen werden, so dass der Wassereintritt in die Bohrungen ermöglicht wird. Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht den Klüfte erschließenden Bohrverlauf.

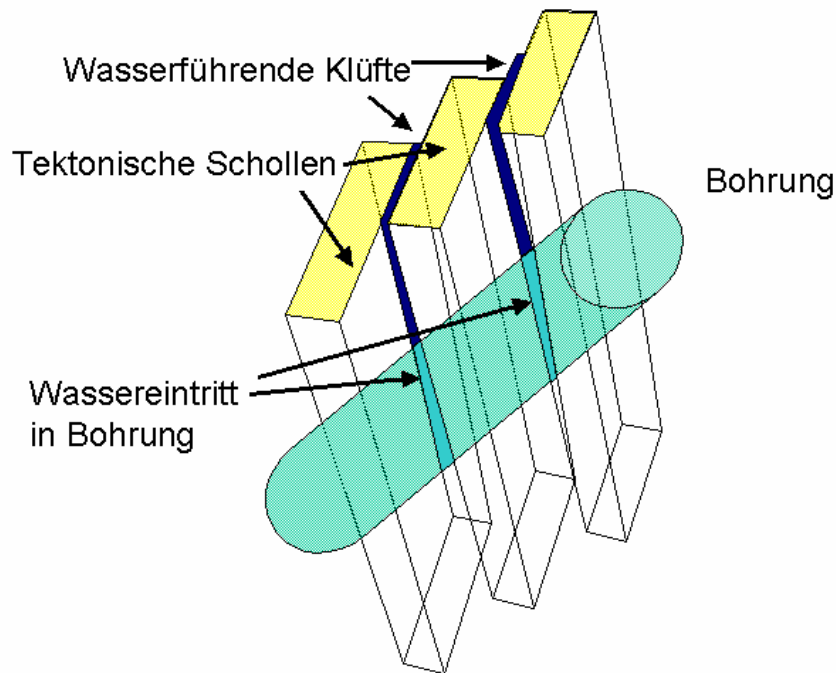


Abb. 62.: Schema des Bohrverlaufs einer optimalen Klüfterschließung im Oberrheingraben

Da der Muschelkalk und der darunter liegende Buntsandstein als mögliche Klufthaquifere im Oberrheingraben für eine geothermische Exploration prädestiniert sind, sollte die risikominimierende Bohrplanung möglichst beide Gesteinsschichten durchteufen. Der Grund dafür liegt darin, dass sich mit einer solchen Bohrplanung einerseits die Wahrscheinlichkeit erhöht, thermalwasserführende Klüfte wie eine Perlenkette mittels Bohrung zu erschließen, andererseits kann mit der Erschließung des Buntsandsteins, der in größerer Teufe liegt, eine höhere Temperatur erzielt werden. Dadurch können grundsätzlich bessere Parameter für eine spätere Stromproduktion angesetzt werden. Außerdem kann man im Optimalfall zusätzlich die Fördermenge erhöhen, wodurch bessere Produktionsparameter (→ Fördermenge) erreicht werden, die sich auf die Stromerzeugung positiv auswirken. Nach Möglichkeit sollte man den gesamten Buntsandstein durchteufen, denn durch den Drainageeffekt der Klüfte kann es natürlich sein, dass das Thermalwasser durch die Schwerkraft nach unten durchgeflossen ist. Die folgenden Abbildungen veranschaulichen den additiven Effekt einer solchen Bohrplanung. Es sei allerdings gleich dazu gesagt, dass sich mit einer solchen Bohrplanung die Bohrkosten immens erhöhen. Die Investitionserhöhung dient aber der Risikominimierung, nämlich gar nicht fündig zu werden, weswegen der Investitionssteigerung mit ihrer po-

tentiellen Erlösmaximierung bzw. Erlössicherung letztlich doch der Vorzug zu geben ist.

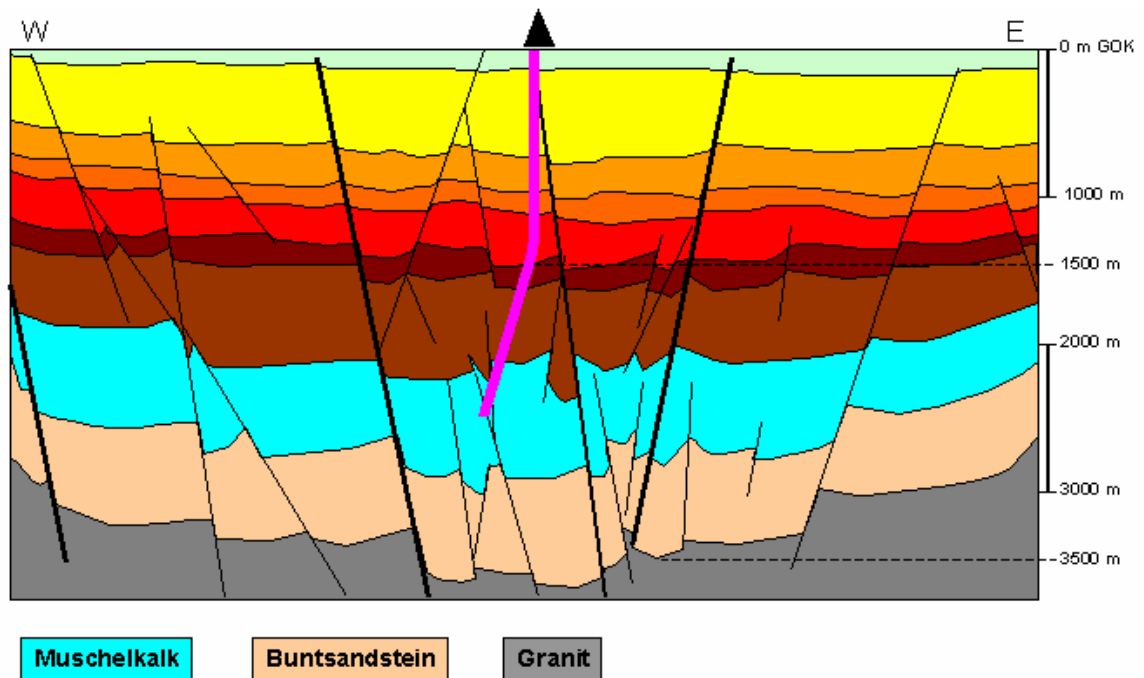


Abb. 63.: Schema der Bohrplanung unter dem Gesichtspunkt geringster Investition. Deutlich ist zu sehen, dass bei dieser Bohrplanung nur zwei Störungszonen im Oberen Muschelkalk erschlossen werden.

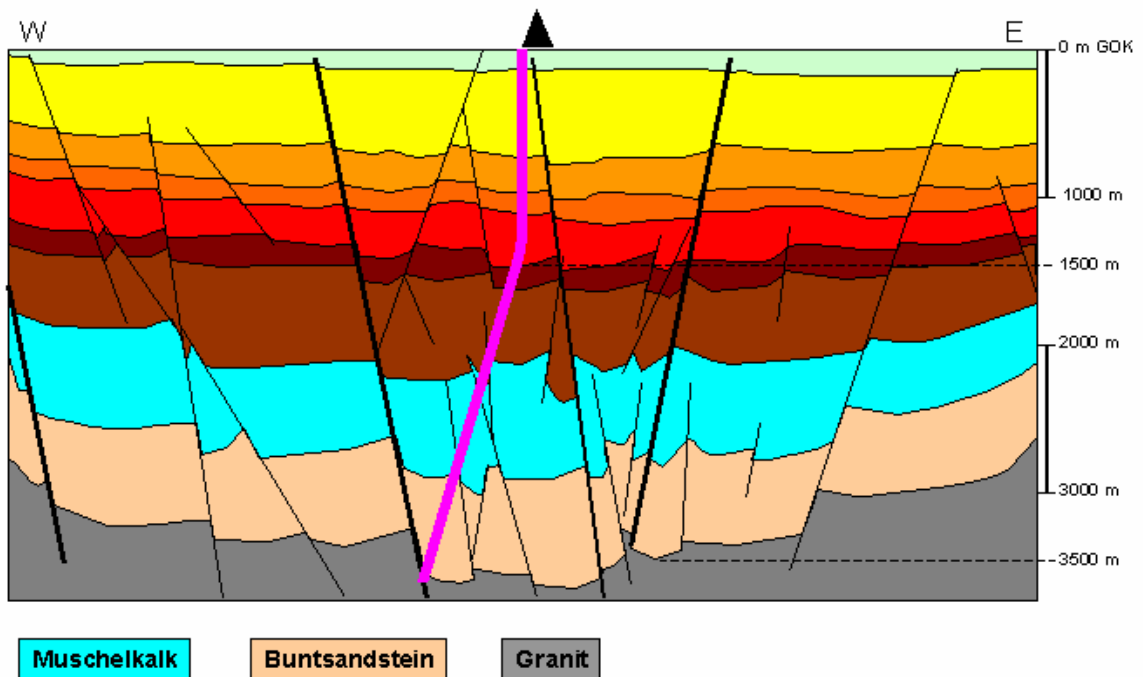


Abb. 64.: Schema der revidierten Bohrplanung unter dem Gesichtspunkt der Risikominimierung. Deutlich ist zu sehen, dass vier Störungszonen erschlossen wurden.

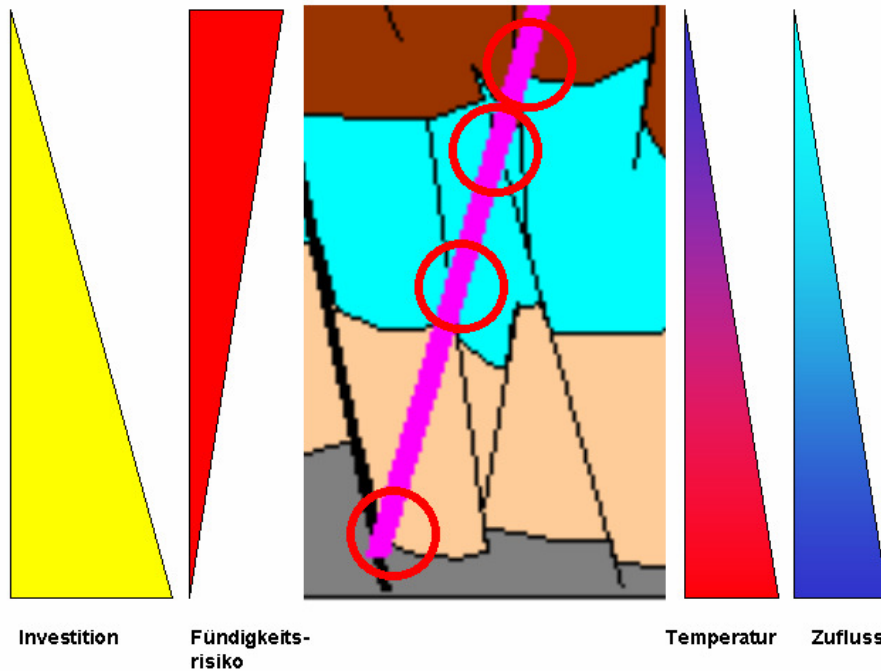


Abb. 65.: Schema der Erwäggründe für eine Revidierung der Bohrplanung

Zwar steigt die Investition in wesentlich größerem Maße als sich das Risiko vermindert, jedoch ist unter dem Gesichtspunkt der Erlösplanung (→ Sensitivitätsanalyse) durch die Parameter Temperatur und Fördermenge (Zufluss) ein besserer Cashflow zu erwarten.

Weiterhin hat eine risikominimierende Bohrplanung selbstverständlich auch zu beachten, dass die Abhängteufe für eine zukünftige Unterwassermotorpumpe eventuell tiefer auszulegen ist, weil der artesische Druck des Thermalwassers eventuell nicht ausreicht. Daher ist die Arbeitsrohrtour und natürlich auch die Ankerrohrtour etwas größer auszulegen, um dies zu gewährleisten. Außerdem muss ebenfalls Berücksichtigung finden, dass bei besseren Förderparametern auch größere Pumpen zum Einsatz kommen sollten. Diese benötigen entsprechend einen größeren Durchmesser, so dass zu klein gewählte Bohrdurchmesser im oberen Bohrabschnitt sich im Nachhinein als negativ erweisen könnten, weil eine Durchmessererweiterung nach Abteufung nicht mehr oder nur unter immensen Kapitaleinsatz (→ Wirtschaftlichkeit) möglich ist. Außerdem können durch größere Bohrlochdurchmesser größere Teufenbereiche erreicht werden, wodurch eine potentielle Eignung für eine Erweiterungsinvestition in ein HDR-Verfahren gegeben ist.

Als weitere risikominimierende Maßnahme bei der Bohrplanung sollten auch Zwischensteps eingerichtet werden, die als Abbruchpunkte dienen sollten,

wenn gewisse Parameter nicht eintreten. So kann z.B. anhand einer Sensitivitätsanalyse auch ein Nachnutzungskonzept für eine Tiefe Erdwärmesonde betrachtet werden. Hier sind die maximalen Einbautiefen für einen wirtschaftlichen Betrieb einzubeziehen. Ist in dieser Tiefe eine Betriebstemperatur notwendig, ergibt sich schon weit oberhalb der avisierten Endteufe die Möglichkeit, einen Abbruchpunkt zu setzen. Weitere Abbruchpunkte können so auf der gesamten Bohrstrecke eingerichtet werden. Auch hier ist anzumerken, dass, wenn nicht das teure MWD-Bohrverfahren Anwendung findet, die Bohranlage für eine Messsondentour stillstehen muss, wodurch sich bei einem Kontrakt auf daily-rate-Basis die notwendigen Standzeiten durch die Bohrkosten erhöhen.

5.3.2.5.2. Projektschritte

Nicht nur die Bohrplanung sollte unter dem Gesichtspunkt der Risikominimierung in verschiedene Steps unterteilt werden, sondern auch das Geothermieprojekt als Ganzes. Wichtig hierbei ist zuerst eine Risikoanalyse vorzunehmen, um den Projektschritten Risikogewichtungen (→ Risikobewertung) zuzuordnen. Die nachfolgende Grafik zeigt schematisch den Risikoverlauf eines Gesamtprojektes. Selbstverständlich kann sich die Risikobewertung der Projektschritte von Projekt zu Projekt unterscheiden.

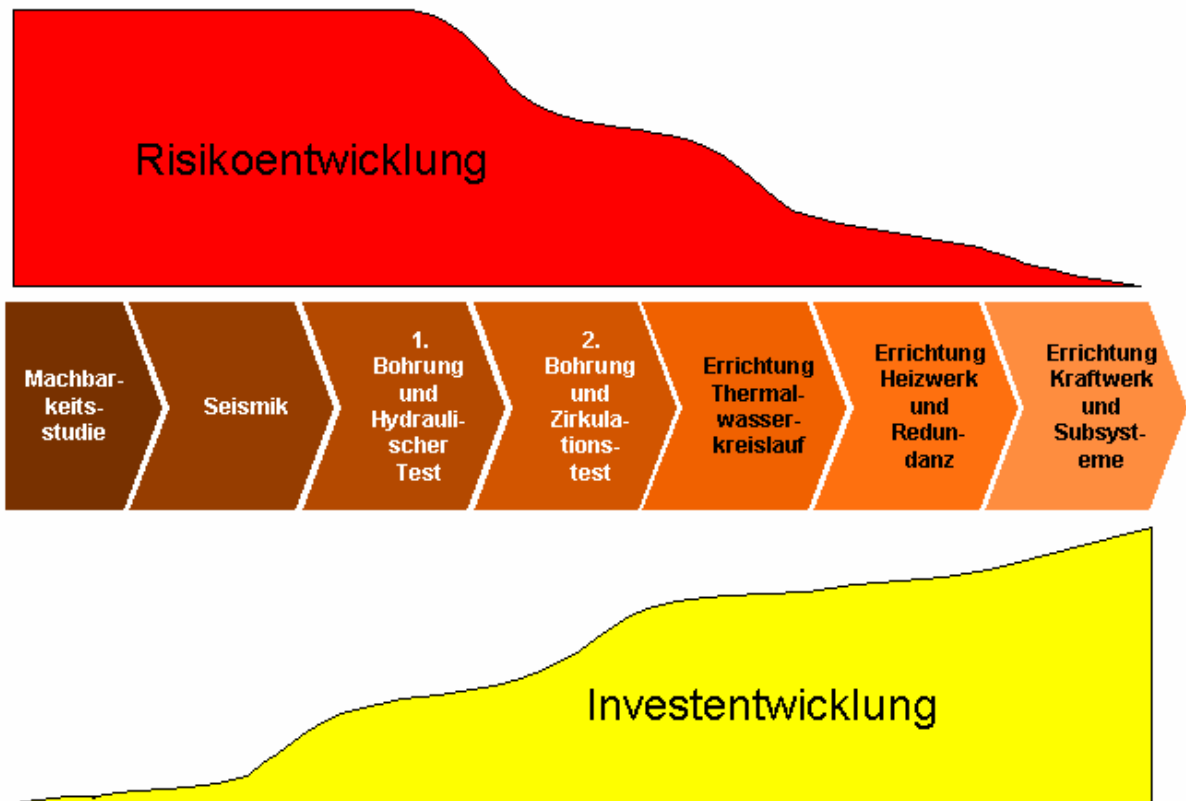


Abb. 66.: Schematische Darstellung der Risiko- und Investentwicklung mit Bezug auf die Projektschritte

Aus der vorangegangenen Grafik wird deutlich, dass sich die Risikoentwicklung in Abhängigkeit zum geologischen Kenntnisstand beschreiben lässt. Dabei ist nochmals zu betonen, dass seismische Untersuchungen nur theoretische Aussagen zu Verhältnissen im Untergrund liefern können, niemals jedoch konkret sein können. Allerdings ist die Wahrscheinlichkeit abgebildete Störungszonen bohrtechnisch zu erschließen annähernd sicher, jedoch nicht, ob sich in diesen Störungszonen auch Thermalwasser befindet. Die Risikoentwicklung in der Grafik ist also extrem konservativ bewertet, weil dieser Geothermieleitfaden nicht lokale Verhältnisse mit individuellen Fragestellungen wiedergeben kann.

Um also das Risiko für das Gesamtprojekt bereits in der Anfangsphase zu minimieren, müssen die Investitionen nach den Projektschritten in kleine Investitionspakete unterteilt werden, so dass das Risiko eines Gesamtverlustes von vorneherein verhindert wird, also der größtmögliche Schaden minimiert ist. Die nachfolgende Grafik veranschaulicht die Einteilung der Investitionen nach den Projektschritten.

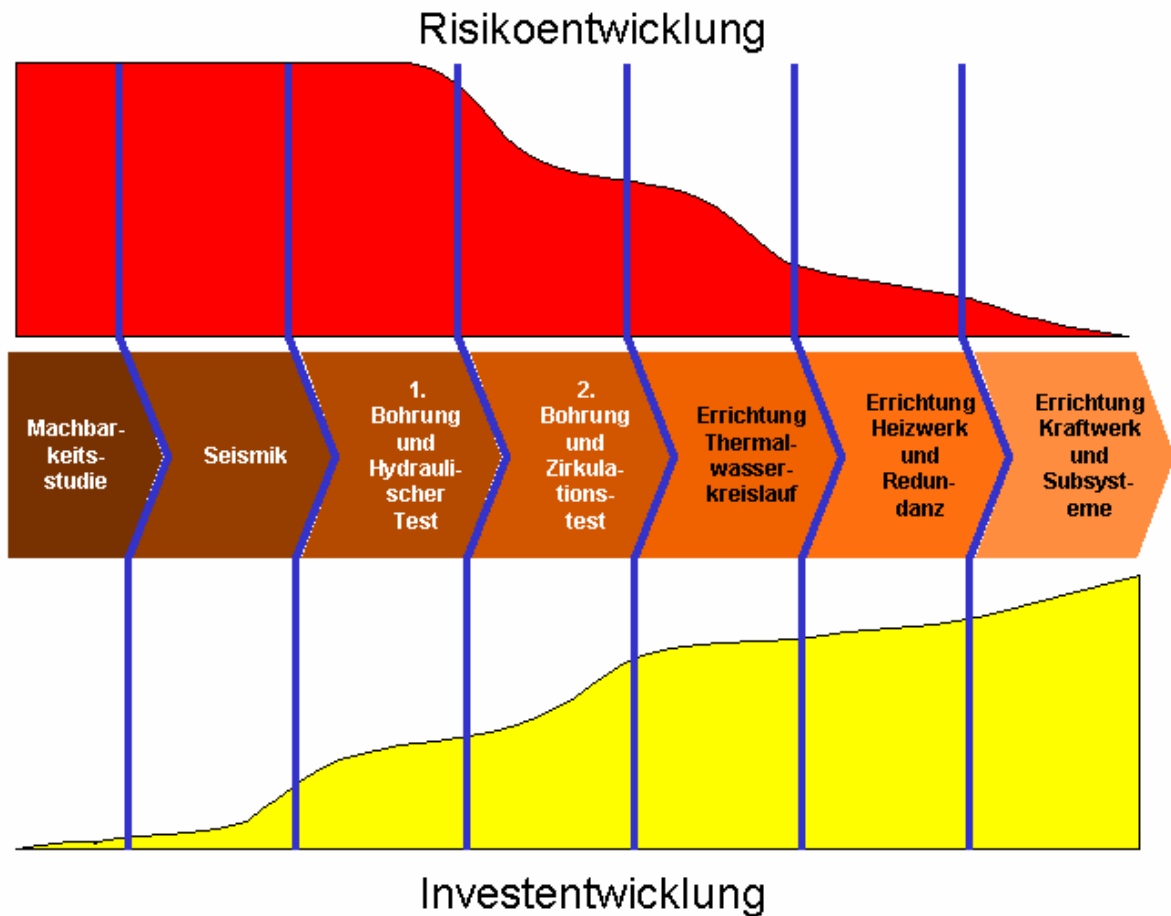


Abb. 67.: Schematische Darstellung von potentiellen Abbruchpunkten im Gesamtprojekt

5.3.2.5.3. Finanzierungsplan

Als letzter Schritt der Risikominimierung ist die Ausarbeitung eines Finanzplanes zu nennen, um Kapitalkosten – man „kauft“ quasi Finanzmittel für das Geothermieprojekt ein – als Kapitaldienst zu minimieren. Dabei sollte der Finanzierungsplan möglichst darauf achten, dass die Tilgung – nicht die Zinsen! – erst mit Anlauf des Kraftwerkes erfolgt. Die bis dahin anlaufende Zinslast, Bereitstellungsgebühren und Provisionen sollten ebenfalls - wie aus der vorangegangenen Grafik (vgl. Abb. 67.: Schematische Darstellung von potentiellen Abbruchpunkten im Gesamtprojekt) ersichtlich - eingeteilt werden, weil sich der Zinssatz (vgl. 5.3.1 Basel II) entsprechend dem prognostizierten Risiko (vgl. 5.3.2.2 Risikoanalyse / Risikobewertung / Risikoabschätzung) verhält.

Es ist klar, dass der Fremdmittelbereitsteller eine eigene Risikobewertung und Risikoabschätzung vornimmt. Daher ist es unbedingt notwendig, in der Finanzierungsphase eines Geothermieprojektes, die Gesamtinvestition in möglichst viele kleine Investitionspakete zu zerlegen, um so den Zinsverlauf günstig zu beeinflussen. Die kapitaldienstorientierte Aufteilung des Projektes erleichtert

wiederum die spätere Tilgung der Fremdmittelaufnahme. Die gleiche Frage stellt sich, wenn eine Außenfinanzierung auf Eigenkapitalbasis, wie z.B. mit Venture Capital oder institutionellen Anlegern erfolgen soll. Eine detaillierte Projektstruktur erleichtert den Zugang zu allen Formen der Außenfinanzierung. Auch hier kann der vorliegende Geothermieleitfaden letztlich nur grob die Möglichkeiten vorstellen, da sich die Projektfinanzierung zum einen bezüglich der Projektpartner und/oder Fremdmittelbereitsteller individuell gestalten lässt, zum anderen die Außenfinanzierungsbedingungen jeweils abweichen können.

5.3.2.6. Risikoteilung

Aufgrund der neuen Eigenkapitalrichtlinien, die sich aus Basel II ergeben, ist es relativ schwer, eine Fremdfinanzierung für ein Geothermieprojekt zu bewerkstelligen, wobei man allerdings überspitzt formulieren muss: „Sicher ist nur der Tod!“. Bei allen Maßnahmen, die das Risikomanagement bereithält, bleibt letztlich immer ein Restrisiko, das möglichst weitläufig gestreut sein sollte. Hierzu stehen mehrere Möglichkeiten bereit. Zum einen kann die Fremdmittelfinanzierung mit einer Ausfallbürgschaft abgesichert werden, zum anderen können die Investitionen durch eine Bauwesen- und Montageversicherung und darüber hinaus – in äußerst seltenen Fällen¹¹⁸ - durch eine Fündigkeitsversicherung gesichert werden.

5.3.2.6.1. Ausfallbürgschaft

Aus diesem Grund und aufgrund der landesseitigen Förderung der Erneuerbaren Energien (vgl. 5.1.1 Politische Rahmenbedingungen und 5.1.2 Soziokulturelle Rahmenbedingungen) bietet das Land Rheinland-Pfalz die Möglichkeit, eine Fremdmittelfinanzierung mit einer Ausfallbürgschaft abzusichern. Die Teilung des Kreditrisikos erfolgt dabei nach den Grundsätzen der §§ 765ff. BGB und 349f HGB. Hierbei kommt es zu einem Vertrag zwischen der Projektgesellschaft und dem Land einerseits, indem sich das Land Rheinland-Pfalz andererseits verpflichtet, für die Verbindlichkeiten gegenüber dem Fremdmittelbereitsteller einzustehen.

¹¹⁸ Die Versicherungswirtschaft betont immer, berechenbare Risiken versichern zu können, und keineswegs „Lotto spielen zu wollen“!

Die Bürgschaft des Landes ist akzessorisch¹¹⁹, womit gemeint ist, dass das Land für die tatsächlich vorhandene Höhe des Kredites zum Zeitpunkt des Eintritts der Bürgschaft, also zuzüglich Zinsen und andere Kapitalkosten und abzüglich geleisteter Tilgungen, dem Fremdmittelbereinsteller bürgt. Hier kann es zu verschiedenen Bürgschaftsbeziehungen kommen, die sich auf die Haftungsreihenfolge beziehen, wie z.B. eine Nachbürgschaft, die dann eintritt, wenn ein Hauptbürge nicht zahlungsfähig ist. Grundsätzlich haftet das Land ausschließlich für den durch den Gläubiger nachgewiesenen Ausfall.

Eine derartige Bürgschaft erleichtert die Fremdmittelvergabe wesentlich, da die Kreditwürdigkeit des Landes von der deutschen Kreditwirtschaft hoch eingeschätzt wird und somit vor anderen Personalsicherheiten präferiert wird. Es sei allerdings vorweggeschickt, dass das Land nur dann eine Ausfallbürgschaft aushändigt, wenn die Projektgesellschaft im Rahmen des Risikomanagements „ihre Hausaufgaben gemacht hat“.

5.3.2.6.2. Bauwesen- und Montageversicherung

Eine weitere Möglichkeit, das Risiko zu diversifizieren¹²⁰ besteht darin, die Risiken während der Realisierung eines Geothermieprojektes zu versichern. Dabei geht es bei dieser Form der Versicherung keineswegs um eine geologische Versicherung, die die Parameter Fördermenge oder Temperatur versichert, sondern um eine Versicherung, die Realisierungsrisiken versichert.

Im Zeitraum der Realisierung eines Geothermieprojektes können viele Schäden anfallen, z.B. durch Ungeschicklich- und Fahrlässigkeit, Bedienungs-, Konstruktions-, Materialfehler, Brand, Blitzschlag, Explosion, Diebstahl usw. Dadurch entstehen Kosten aus der Wiederherstellung in den Zustand vor Eintritt des Schadens sowie mögliche entgangene Erlöse.

Zum einen kann die zu fertigende Geothermieanlage versichert werden, zum anderen gehören auch alle Gegenstände, die zur Errichtung notwendig sind, in den Versicherungsgegenstand. Dies können z.B. Bohrgeräte, Werkzeuge, Gerüste, Krane etc. sein.

¹¹⁹ akzessorisch = hinzutretend

¹²⁰ diversifizieren = divers machen = streuen oder verteilen

Die Bauwesen- und Montageversicherung deckt unvorhergesehen eintretende Schäden und Verluste von mitversicherten Sachen, die während der Realisierung einer Geothermieanlage entstehen, ab. Diese können beispielsweise auf

- Ungeschicklichkeit, Fahrlässigkeit oder Böswilligkeit seitens der Ausführenden,
- Bedienungsfehler oder unsachgemäße Handhabung
- Konstruktions-, Material-, Berechnungs- oder Montagefehler
- Betriebsunfälle oder sonstige unglückliche Zufälle
- Brand, Blitzschlag, Explosion
- höhere Gewalt
- Diebstahl, Einbruchdiebstahl

zurückzuführen sein. Dabei sind in dem Vertrag mit der Projektgesellschaft bei der Bauwesen- und Montageversicherung alle an der Realisierung beteiligten Unternehmer mitversichert.

Der Reiz einer solchen Versicherung liegt darin, dass bei Eintritt eines Schadensfalls die Versicherung erst einmal einspringt und die Kosten für die Wiederherstellung der beschädigten Sache in den Zustand vor Schadeneintritt sowie die Aufräumungs- und Bergungskosten übernimmt. Dadurch wird eine unnötige, teilweise langwierige gerichtliche Schadensfrage vom Projektablauf abgewendet. Erst im Nachhinein versucht die Versicherung, den Verursacher des Schadens zu ermitteln und die Schadenshöhe abzuwälzen.

5.3.2.6.3. Fündigkeitsversicherung

Der Leser, der dieses Unterkapitel zuerst aufschlägt, wird sich enttäuscht zeigen, denn eine Fündigkeitsversicherung ist – nach Wissensstand des Autors - bisher in Deutschland nur ein einziges Mal tatsächlich abgeschlossen worden und somit eigentlich eine Randerscheinung. Allerdings führte die öffentlichkeitswirksame Promotion zu einem wahren Hype, geologische Risiken einfach versichern zu lassen und dann nach Möglichkeit „auf Deubel komm raus“ loszubohren. Die Fündigkeitsversicherung - so schien es wohl bei manchem angekommen zu sein - hätte eventuell die geologischen Untersuchungen erspart und in Verbindung mit einer Bauwesen- und Montageversicherung ein „Rund-

um-Sorglos-Paket“ bereitet. Der Autor hat nicht umsonst bis hierhin 178 Seiten benötigt, würde es sich so verhalten.

Die Versicherungswirtschaft versichert nur berechenbare Risiken, weswegen ein Geothermieprojekt schon äußerst exakt seine Planungen vorlegen muss, will es eine Fündigkeitsversicherung abschließen. Da im Verlauf der Darstellung deutlich geworden sein sollte, dass viele Unwägbarkeiten (→ Standort; → geologische Formation; → Teufe; etc) in ein Geothermieprojekt hineinspielen, die – das muss klar herausgestellt werden – in das Unternehmerrisiko hineingehören, ist es wohl bis auf diesen einzigen Fall in Unterhaching zu keinem weiteren Abschluss einer Fündigkeitsversicherung gekommen.

Hinzu kommt, dass der Begriff Fündigkeitsversicherung irreführend ist, denn nicht die Fündigkeit wird versichert, sondern der in ein Verhältnis gesetzte Mehraufwand an (Bohr-)kosten, wenn nur eine Wärmeversorgung statt einer Stromerzeugung realisiert werden kann. Bei Nichtfündigkeit im Extremfall ist ebenso mit dem Verlust zu rechnen. Daher sei allen Projektträgern geraten, zuerst die Wärmeversorgung bei der Projektrealisierung für eine erste Wirtschaftlichkeitsberechnung heranzuziehen und erst dann die Stromproduktion in Erwägung zu ziehen. Hier sei an dieser Stelle wieder auf Nachnutzungskonzepte (→ Tiefe Erdwärmesonde; → HDR-Verfahren) hingewiesen.

5.3.3. Finanzwirtschaftliche Analyse

Wenn alle Vorarbeiten bis zur Finanzierung abgeschlossen sind, ist es notwendig, den dritten finanzwirtschaftlichen Schritt durchzuführen. Der erste Schritt ermittelte die Kapitalverwendung (Investition), der zweite fokussierte die Kapitalbeschaffung (Finanzierung) und nun gerät die Kapitalverwaltung (Refinanzierung / Rendite / Liquidität) ins Zentrum der Betrachtung. Hierbei ist es wichtig, die Nachnutzungskonzepte in die finanzwirtschaftliche Analyse einzubeziehen.

Auf der Grundlage der Investition und der Kapitalkosten für die Finanzierung sollte eine Analyse zuerst die Nachnutzungskonzepte als worst case-Modell heranziehen, wodurch die unterste Grenze der Refinanzierung ermittelt werden kann. Erst dann folgt ein mapped case-Szenario, in welchem die prognostizierten Werte der geologischen Machbarkeitsstudie Eingang finden sollten. Zum Schluss erfolgt eine Betrachtung von Maximalwerten, die als best case-Szenario zu verstehen ist.

Mit dieser Betrachtung erfolgt eine Sensitivitätsanalyse bezüglich der vorgegebenen geothermischen und finanzwirtschaftlichen Parameter, die im Rahmen dieses Geothermieleitfadens leider nicht im Detail dargelegt werden kann, weil hier zu viele individuelle Parameter ins Spiel kommen, dass eine Ausführung letztlich ausufern würde.

5.4. Finanzierung

So lang der „Lesestoff“ – die Finanzierung benötigte fast ein Drittel des gesamten Umfangs - bis hier hin zu bewältigen war, so lang dauern letztlich auch die Finanzierungsgespräche bis zu ihrem Abschluss. Mit allen Schritten, die der Geothermieleitfaden bis hier hin dargestellt hat, sollte eine Finanzierung erfolgreich abgeschlossen werden. Leider ist es aber so, dass sich ab hier quasi ein Kreislaufprozess anschließt, bei dem sich die „Finanzkatze“ in den „genehmigungsrechtlichen Schwanz“ beißen muss. Eine Fremdmittelbereitstellung erfolgt schließlich nur dann, wenn die entsprechenden immateriellen Vermögenswerte in Form einer Aufsuchungserlaubnis oder (Gewinnungs-)bewilligung vorliegen, die aber nur vergeben werden, wenn eine Finanzierung des bergrechtlich genehmigungspflichtigen Vorhabens vorliegt. Projektträger und/oder Investoren mögen bitte nicht erschrecken, denn es klappt – das haben die verschiedenen Projekte in Rheinland-Pfalz gezeigt.

6. Einflussfaktor Genehmigungsrecht

Bevor eine Projektgesellschaft ein Geothermieprojekt beginnen kann, müssen in den verschiedenen Projektphasen unterschiedliche genehmigungsrechtliche Fragestellungen, Anforderungen und Bewilligungen geklärt, erbracht und eingeholt werden. Die wichtigste Grundlage hierfür schafft das Bundesberggesetz, weswegen dieses in diesem ersten Teil des vorliegenden Geothermieleitfadens - weitere folgen (vgl. 4.1.2 Technologische Aspekte der Wärmeveredelung und Verteilung) – hauptsächlich behandelt wird.

Dem Leser sei jedoch angeraten, möglichst alle genehmigungsrechtlichen Aspekte schon vorab zu klären, damit keine „bösen Überraschungen“ den Projektablauf unterbrechen, die Investitionen aufgrund von unerwarteten Auflagen in die Höhe schießen oder gar die Realisierung als Ganzes gefährden. Es ist also nicht nur das Niederbringen der Bohrungen in die genehmigungsrechtlichen Erwägungen einzubeziehen, sondern auch die der aufsuchungstechnischen Implikationen sowie – und dies ist besonders wichtig – standortre-

levante Erfordernisse des späteren Betriebes. Hier sind besonders die immissionsrechtlichen Belange zu erwähnen, welche die Anlagenkomponenten Kühlsystem (→ akustische Immissionen) und Redundanz (→ Partikelimmissionen bzw. Luftschadstoffe) betreffen.

Die Inhalte dieses Kapitels basieren weitgehend auf den Vorträgen „Genehmigungsrechtliche Grundlagen“ von dem Leitenden Regierungsdirektor Dr. Franz-Rudolf Ecker, „Inhalt und Form der Antragsunterlagen“ von dem Bergvermessungsdirektor Heinz-Georg Schramm und „Bergrechtliches Betriebsplanverfahren“ von Oberbergamtsrat Stefan Woitschützke, welche in der Dokumentation zur Veranstaltung „Geothermie-Praxis Rheinland-Pfalz“ am 17. Februar 2005 von der TSB - Transferstelle Bingen - veröffentlicht wurden. Es sei jedoch vermerkt, dass der Geothermieleitfaden weder den Anspruch hat, Gesetzestexte zu kommentieren, noch legislative Wünsche vorzubringen. Vielmehr legt der Autor darauf Wert, die teilweise komplizierten Gesetzestexte möglichst einfach und verständlich vorzubringen, damit der Leser einen Eindruck der recht komplexen Gesetzeslage erhält.

6.1. Genehmigungsrechtliche Grundlagen des Bergrechts

Die Geothermie ist ab einer Teufe von mehr als 100 m dem Grundeigentum (→ Oberflächennahe Geothermie) entzogen. Sie gehört nach § 3 Abs. 3 BBergG¹²¹ den bergfreien Bodenschätzen an. Somit ist Aufsuchung oder Gewinnung der Geothermie dem Bundesberggesetz unterworfen. Nach § 2 BBergG gehört dazu das Aufsuchen, Gewinnen und Aufbereiten (→ Filtrationssystem) von geothermischen Ressourcen. Dagegen unterliegt die Weiterverarbeitung von Geothermie nicht dem BBergG. Daraus folgt, dass für die auch in Rheinland-Pfalz geplanten Geothermiekraftwerke eine Genehmigung außerhalb des Bergrechtes, also z.B. nach Baurecht oder BImSchG¹²² (→ Verstromungsanlage und Heizwerk), erforderlich ist. Ihre Aufsuchung und Gewinnung kann nur aufgrund einer Bergbauberechtigung nach § 6 ff. BBergG erfolgen.

¹²¹ Bundesberggesetz

¹²² Bundesimmissionsschutzgesetz

Das Aufsuchen meint den Vorgang der Untersuchung des Untergrundes auf eine potentielle Gewinnung der Geothermie. Dagegen ist das Fördern der Geothermie sowie die Aufbereitung (→ Filtrationssystem → Separator) als Gewinnungsvorgang zu bezeichnen.

Da die Geothermie als Energie eines Mediums (→ Thermalwasser) bedarf, kann sie nicht unmittelbar gewonnen werden. Somit ist die Berechtigung zur Gewinnung der Geothermie abzugrenzen von den rechtlichen Normen, denen der Wärmeträger (→ Thermalwasser) laut WHG¹²³ unterliegt. Bei der Tiefen Geothermie wiederum steht das WHG in direkter Verbindung mit den BBergG.

Sowohl für die Aufsuchung als auch für die Gewinnung von Geothermie bilden die Aufsuchungserlaubnis bzw. die Bewilligung zur Gewinnung eine öffentlich-rechtliche Bergbauberechtigung. Die Bergbauberechtigung stellt einen Rechtstitel dar, aufgrund dessen der Rechtsinhaber (→ Projektgesellschaft) Geothermie in einem bezeichneten Berechtigungsfeld aufsuchen bzw. gewinnen darf. Dadurch handelt es sich bei einer bergrechtlichen Erlaubnis nach den §§ 7 und 11 BBergG um ein Aufsuchungsrecht, bei der Bewilligung nach den §§ 8 und 12 BBergG bzw. bei dem Bergwerkseigentum nach den §§ 9 und 13 BBergG um Gewinnungsrechte, die bilanziell dem Anlagevermögen unter dem Gesichtspunkt der immateriellen Vermögenswerte zuzuordnen sind.

Bevor eine Projektgesellschaft Geothermie gewinnen kann, muss sie vorher eine Aufsuchungserlaubnis beantragen. Diese bewilligt die Entdeckung oder Feststellung der Ausdehnung von hydrothermalen Ressourcen. Dies ist in sofern eine sinnvolle Rechtsgrundlage, als das dies für die Bemessung von Bewilligungsfeldern eine mehr oder weniger aufwändige geomathematische Modellbildung (→ Bewilligungsantrag) der unterirdischen Wärme- bzw. Druckpotenziale voraussetzt. Die in die Modellrechnungen einfließenden Parameter (z.B. → Abkühlungskörper im Gebirge → Abkühlungszone im Aquifer → Hydraulischer Absenkungstrichter) können projektbezogen jedoch nur ermittelt werden, wenn das Gebirge durch mindestens eine Bohrung erschlossen ist bzw. eine Seismik vorgenommen wurde.

¹²³ Wasserhaushaltsgesetz

6.1.1. Erlaubnis einer Aufsuchung

Nach § 7 BBergG ist mit der Erlaubnis das ausschließliche Recht verbunden, in einem bestimmten Feld, das nach den Gauß-Krüger-Bessel-Koordinaten festgelegt werden muss, nach geothermischen Ressourcen zu suchen. Dies kann durch eine Seismik oder durch das Niederbringen einer Erkundungsbohrung erfolgen. Im Gesetzestext steckt hinter der Formulierung „nach den Vorschriften dieses Gesetzes“ die Notwendigkeit der Erstellung und Zulassung eines Betriebsplans, der die beabsichtigten Aufsuchungsarbeiten beschreiben soll. Maßgeblich hierzu ist der §§ 52 ff. BBergG.

Nach § 10 BBergG ist der Antrag auf Erteilung einer Erlaubnis schriftlich bei der zuständigen Behörde, das ist für Rheinland-Pfalz im landesrechtlichen Sonderfall das Oberbergamt in Saarbrücken, zu stellen. Der Inhalt des Antrags und die vorzulegenden Unterlagen ergeben sich nach den Prüfungsbedingungen gemäß § 11 BBergG. Diese Vorschrift gibt keine positiven Zulassungsvoraussetzungen vor, sondern bietet einzig negative Versagungsgründe. Wenn auch nur einer dieser Versagungsgründe gegeben ist, muss das Oberbergamt die Erlaubnis versagen. Liegen keine Versagungsgründe vor, hat der Antragsteller aber einen Rechtsanspruch auf die Erlaubnis.

Die gesetzlichen Voraussetzungen für die Erteilung der Erlaubnis sind dabei so ausgestaltet, dass der Aufsuchungsinhaber die bei der Exploration gewonnenen Erkenntnisse im Allgemeininteresse nutzbar machen muss. Die Aufsuchungsergebnisse müssen dann dem Oberbergamt / Bergamt bekannt gemacht werden.

6.1.1.1. Rechtliche Kriterien einer Aufsuchungserlaubnis

Die rechtlichen Voraussetzungen für eine Bewilligung der Aufsuchung lassen sich nach § 11 BBergG einteilen in:

- formale Ordnungsvorschriften (Nr. 1 und 2),
- in Vorschriften, welche die Transparenz der bergbaulichen Tätigkeit gegenüber der Behörde sicherstellen sollen (Nrn. 3, 4, 5),
- in Vorschriften, welche die Solidität des Bergbauunternehmens verlangen (Nr. 6 und 7) und

- in Vorschriften, die dem besonderen Schutz öffentlicher Interessen dienen (Nrn. 8, 9 und 10).

Nach § 11 Nr. 1 BBergG muss der Bodenschatz, der aufgesucht werden soll, im Antrag genau bezeichnet werden. Dabei ist jeder einzelne Bodenschatz genau zu definieren. Für den Oberrheingraben empfiehlt der Autor nicht nur Sole und Erdwärme als Bodenschätze zu definieren, sondern auch Methan und langkettige Kohlenwasserstoffe (→ Kohlenwasserstofffunde Projekt Speyer).

Die Grenzen eines Aufsuchungs- oder Bewilligungsfeldes müssen nach § 11 Nr. 2 BBergG von geraden Linien (→ Gauß-Krüger-Bessel-Koordinaten) an der Oberfläche und von lotrechten Ebenen nach der Tiefe begrenzt werden, soweit nicht eine Landes- oder Bundesgrenze einen anderen Verlauf erfordert.

Die Projektgesellschaft muss beweisen, dass sie eine sachgerechte Untersuchung vornimmt, welche sich an dem Stand der Untersuchungstechnik orientiert. Weiterhin sind die notwendigen Arbeiten, um die geologischen Erkenntnisse zu erhalten, in einer angemessenen Zeit vorzunehmen. Die Verpflichtung zur Vorlage eines Arbeitsprogramms ergibt sich aus § 11 Nr. 3 BBergG. Sie soll der zuständigen Behörde die Kontrollmöglichkeit dafür geben, ob die Aufsuchung sinnvoll und planmäßig durchgeführt wird. Eine Erlaubnis ist daher zu versagen, wenn abzusehen ist, dass während der Geltungsdauer der Aufsuchungserlaubnis keine ordnungsgemäße Aufsuchungstätigkeit stattfindet. Außerdem kann die Behörde den Erlaubnisinhaber zur Vorlage von Nachträgen zum Arbeitsprogramm (→ Sonderbetriebsplan) verpflichten.

Der Erlaubnisinhaber ist nach § 11 Nr. 4 BBergG verpflichtet, der Behörde die bei der Aufsuchung gewonnenen Fakten mitzuteilen, nach denen sie eine eigene Bewertung der Ergebnisse vornehmen kann.

Ein Sonderfall liegt vor, wenn die beantragte Erlaubnis wissenschaftlichen Zwecken oder zur großräumigen Aufsuchung dient und ein Dritter bereits über eine Erlaubnis verfügt. Dann kann das Oberbergamt / Bergamt nach § 11 Nr. 5 BBergG verfügen, dass der Inhaber der Aufsuchung oder der Bewilligung an der beantragten Aufsuchung teilnimmt, wenn die Untersuchung denselben Bodenschatz betrifft.

Nach § 11 Nr. 6 BBergG muss der Antragsteller die erforderliche Zuverlässigkeit besitzen. Hierbei ist die persönliche Eignung gemeint. Ein Ausschluss wäre denkbar, wenn der Antragsteller z.B. bei einer anderen Bewilligung gegen Auflagen des Naturschutzes verstoßen hat, obwohl die Erlaubnis dezidiert auf die Belange des Naturschutzes hingewiesen hat.

Der wichtigste Paragraph, der in 5.4 Finanzierung zum genehmigungsrechtlichen „Reigen“ führt, ist § 11 Nr. 7 BBergG, der verlangt, dass der Antragsteller glaubhaft macht, dass er die zur Aufsuchung erforderlichen Finanzmittel aufbringt. Dadurch hat die Projektgesellschaft sowohl die Fremdmittelfinanzierung, die eine Genehmigung vorliegen haben möchte (→ Anlagevermögen), als auch gleichzeitig die Belange des Oberbergamtes zu bedienen. Dieser Spagat kann nur dadurch bewältigt werden, dass die Vertragsunterzeichnung für die Fremdmittelfinanzierung an die Ausreichung der Bewilligung verklausuliert gebunden ist.

Die öffentlichen Interessen finden in § 11 Nr. 8 BBergG allgemein Geltung. Hier soll vermieden werden, dass eine Erteilung der Erlaubnis mit einer Gefährdung einer sinnvollen und planmäßigen Aufsuchung und Gewinnung bergfreier oder grundeigener Bodenschätze gekoppelt ist. Es hat ja keinen Sinn, wenn im Vorwege sich schon abzeichnet, dass öffentliche Interessen einer Aufsuchung oder Gewinnung widerstehen. Nachfolgende Sätze konkretisieren die Sachverhalte.

Der Versagungsgrund des § 11 Nr. 9 BBergG verbietet es, Bodenschätze zu beeinträchtigen, deren Schutz im öffentlichen Interesse liegt. Dies sind i. d. R. Bodenschätze, die für die Volkswirtschaft von besonderer Bedeutung sind, also beispielsweise für die Herstellung wichtiger Wirtschaftsgüter oder zur Sicherstellung der Energieversorgung erforderlich sind. Denkbar ist ein Fall, in dem die Gewinnung von Geothermie nachfolgend zu einer Auskühlung einer erdölführenden Schicht führt, wodurch ein Abbau des Erdöls aufgrund erhöhter Viskosität¹²⁴ unmöglich wird.

Nach § 11 Nr. 10 BBergG dürfen überwiegende öffentliche Interessen die Aufsuchung im gesamten zuzuteilenden Feld nicht ausschließen. Damit soll er-

¹²⁴ Fließvermögen eines Stoffes (Zähigkeit)

reicht werden, dass bereits im Verfahren der Erteilung der Bergbauberechtigung eine Abwägung zwischen volkswirtschaftlich-bergbaulichen Belangen und anderen öffentlichen Interessen (z.B. → Raumordnerische Belange, → Immissionsschutzrechtliche Belange, → Belange des Naturschutzes) vorgenommen wird. Die sachliche Differenz von Rechtsanspruch einer Aufsuchung oder Bewilligung auf der einen Seite und öffentlichen Interessen auf der anderen Seite soll im Betriebsplanverfahren ausgeglichen werden.

6.1.2. Bewilligung einer Gewinnung

Ist eine Aufsuchungsuntersuchung erfolgreich abgeschlossen, d.h. der Projektgesellschaft liegen Erkenntnisse vor, dass geothermische Ressourcen gewonnen werden können, kommt der nächste verwaltungsrechtliche Aspekt des BBergG zum Tragen, nämlich die Antragstellung zur Gewinnung geothermischer Energie. Im Grunde genommen greift der vorliegende Geothermieleitfaden hier schon auf den diesem Band folgenden Leitfaden für Geothermieprojekte im rheinland-pfälzischen Teil des Oberrheingraben, Teil 2, „Das Geothermieprojekt: Von der ersten Bohrung bis zum Probetrieb“ (TSB-Fachband Geothermie-Praxis 2) vor. Nur in äußerst seltenen Fällen dürfte die geologische Erkenntnislage so exakt sein, dass der genehmigungsrechtliche Schritt, einen Antrag auf Aufsuchung zu stellen, einfach „übersprungen“ werden kann. Weil aber eine solche Sachlage durchaus vorliegen kann, muss sich der Autor inhaltlich wiederholen bzw. an diesem Punkt im nächsten Teil anknüpfen.

Den Kern der bergrechtlichen Bewilligung bildet nach § 8 BBergG das Recht, die in dem Bewilligungsbescheid bezeichneten bergfreien Bodenschätze innerhalb eines Bewilligungsfeldes zu gewinnen und (wirtschaftlich) zu nutzen. Das Gewinnungsrecht umfasst damit alle Tätigkeiten (→ mehrere Bohrungen), die erforderlich sind, um die geothermische Energie über ein Trägermedium (→ Thermalwasser) zutage zu fördern.

6.1.2.1. Rechtliche Kriterien einer Gewinnungserlaubnis

Wie bei der Aufsuchungserlaubnis ist auch die Erteilung der Bewilligung zur Gewinnung nicht positiv von Zulassungsvoraussetzungen abhängig gemacht, sondern ebenso wie die Erteilung der Erlaubnis negativ anhand von Versagungsgründen konzipiert. So ergeben sich im Gesetzestext Überschneidungen zur Aufsuchungserlaubnis. Es sind also die in Kapitel 6.1.1.1 Rechtliche

Kriterien einer Aufsuchungserlaubnis zusätzlich einzuhalten bzw. zu berücksichtigen. Neben den aus § 11 BBergG übernommenen Voraussetzungen Nr. 1 und 6 bis 10 enthält der für die Erteilung einer Bewilligung maßgebliche § 12 vier weitere Versagungsgründe, die der notwendigen Differenzierung zwischen Aufsuchungs- und Gewinnungsberechtigung dienen.

So muss nach § 12 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 BBergG die Lage eines geothermischen Reservoirs, also die Fundstelle(n), ähnlich wie bei der Aufsuchungserlaubnis nach § 11 BBergG in einem Lageriss genau angegeben werden.

Weiterhin ist nach § 12 Abs. 1 S. 2 Nr. 2 BBergG das Feld, in dem die Geothermie gewonnen werden soll, also das Gewinnungsfeld, ebenso wie bei der Aufsuchung von geraden Linien an der Oberfläche und von lotrechten Ebenen nach der Tiefe zu begrenzen und in einen Lageriss einzutragen.

Außerdem wird nach § 12 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 BBergG vom Antragsteller verlangt, den Nachweis zu erbringen, dass die entdeckten Bodenschätze nach ihrer Lage und Beschaffenheit technisch gewinnbar sind. Hier ist in aller Regel die Zuarbeit der Geothermieingenieursgesellschaft notwendig, die nicht nur ein verfahrenstechnisches Nutzungskonzept, sondern auch ein erweitertes bohrtechnisches Erschließungskonzept ausarbeiten muss.

Die Vorlage des Nutzungskonzeptes wird nach § 12 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 BBergG konkretisiert. Hier heißt es, dass das vorzulegende bohrtechnische und verfahrenstechnische Arbeitsprogramm gezielte Aussagen machen muss, wie die Gewinnung vorgenommen werden soll. Das sind insbesondere Aussagen über die technische Durchführung der Gewinnung und die dabei einzusetzenden Betriebsanlagen und –einrichtungen. Hiermit sind also die Anlagen zur bohrtechnischen Erschließung ebenso zu beschreiben, wie die später folgenden Anlagenkomponenten der obertägigen Geothermieanlage. Weiterhin ist ein Projektzeitplan vorzulegen, welcher der Bewilligungsbehörde die Prüfung der Angemessenheit des Zeitaufwands für das Vorhaben ermöglicht.

6.1.3. Auswirkungen der Rechtstitel „Erlaubnis“ und „Bewilligung“

Der Inhaber der Rechtstitel Erlaubnis und Bewilligung genießt einen vom GG¹²⁵ abzuleitenden Rechtsschutz. Dabei kommt bei der genauen Betrachtung des BBergG folgender Sachverhalt zum Tragen. Genehmigungsrechtlich bilden Erlaubnis und Bewilligung lediglich Stufen eines einheitlichen Entwicklungsvorgangs, welche der Chronologie eines Geothermieprojektes folgen. Dabei genießt der Rechtstitelinhaber (→ Projektgesellschaft) einen „Vertrauensbonus“, denn er hat mit der Erlaubnis zur Aufsuchung finanzielle Belastungen zu stemmen, wie sie in Kapitel 3.3.3.2 Kosten Initialisierungsphase zusammenfassend dargelegt wurden. Weil aber nach Art. 14 GG 2 und 3 der Rechtstitelinhaber verpflichtet ist, sein Eigentum „dem Wohle der Allgemeinheit“ (→ Verbraucher) in den Dienst zu stellen, darf der Rechtstitel „nur durch Gesetz oder aufgrund eines Gesetzes“ entzogen werden. Somit wird die Erlaubnis gem. § 16 Abs. 4 BBergG auf höchstens 5 Jahre mit der Möglichkeit einer Verlängerung um jeweils 3 Jahre befristet. In dieser Zeit wird das im Rahmen der Aufsuchung aufgebrauchte Kapital und der Arbeitseinsatz quasi „gutgeschrieben“, wobei der Rechtstitelinhaber eine Vorrangstellung gegenüber konkurrierenden Anträgen um Aufsuchung oder Bewilligung genießt.

Die Bewilligung darf regelmäßig für höchstens 50 Jahre erteilt werden, allerdings ist eine Verlängerung dieses Zeitraums bis zur voraussichtlichen Erschöpfung des Vorkommens bei ordnungs- und planmäßiger Gewinnung zulässig. Auch hier genießt der Erlaubnisinhaber eine Vorrangstellung, so dass ihm auch die Bewilligung regelmäßig zu erteilen ist.

6.1.4. Form der Anträge auf Erlaubnis und Bewilligung

Aus der Darstellung in Kapitel 6.1.1.1 Rechtliche Kriterien einer Aufsuchungserlaubnis und Kapitel 6.1.2.1 Rechtliche Kriterien einer Gewinnungserlaubnis lässt sich die Form der Anträge herleiten. Beide Bergbauberechtigungen werden nur auf schriftlichen Antrag hin von der zuständigen Behörde - in Rheinland-Pfalz ist dies das Oberbergamt erteilt.

¹²⁵ Grundgesetz

Die Anträge haben dabei die im BBergG festgelegten Voraussetzungen zu erfüllen. Die für die Anträge notwendigen Angaben und Unterlagen sind in der Verwaltungsvorschrift des Ministeriums für Wirtschaft und Verkehr vom 8. April 1993 (MinBl. 1993, S. 250) über das „Verfahren zur Erteilung von Erlaubnissen und Bewilligungen nach dem Bundesberggesetz“ allgemein für bergfreie Bodenschätze beschrieben und haben somit auch Geltung für die Geothermie.

Grundsätzlich sei vorweggeschickt, dass eine teufenbezogene Begrenzung der Felder nicht möglich ist, wodurch keine Möglichkeit besteht, für ein Gebiet, für das schon eine Erlaubnis oder Bewilligung – auch wenn es sich hierbei um einen anderen bergfreien Bodenschatz handelt - besteht, einen Antrag zu stellen. Eine Ausnahme besteht nur in dem Fall, dass ein Bewilligungsantrag gegenüber einem Aufsuchungsantrag konkurriert. Hier wird der Einzelfall geprüft.

Da die bisherige Darstellung die Ähnlichkeit der Anträge aufzeigte, nutzt der Autor die Gegenüberstellung wie sie von Bergvermessungsdirektor Schramm besonders anschaulich in der Dokumentation zur Veranstaltung „Geothermie-Praxis Rheinland-Pfalz“ am 17. Februar 2005 von der TSB - Transferstelle Bingen vorgestellt wurde.

Tabelle 4.: Erlaubnisantrag und Bewilligungsantrag im Vergleich

Erlaubnis	Bewilligung
Angaben zum Antragsteller	Angaben zum Antragsteller
Bezeichnung der Bodenschätze	Bezeichnung der Bodenschätze
Darstellung des Feldes:	Darstellung des Feldes:
- Karte nach § 11 Nr. 2 BBergG	- Lageriss nach § 12 Abs. 1 Nr. 2 BBergG
- Verpflichtung des Antragstellers zur Bekanntgabe der Ergebnisse	- Angaben zu den Fundstellen in einer gesonderten Darstellung
	Nachweis der Gewinnbarkeit
Arbeitsprogramm zur Aufsuchung	Arbeitsprogramm zur Gewinnung
Nachweis der technischen Leistungsfähigkeit	Nachweis der technischen Leistungsfähigkeit
Nachweis der finanziellen Leistungsfähigkeit	Nachweis der finanziellen Leistungsfähigkeit

6.1.4.1. Angaben zum Antragsteller

Zu den allgemeinen Angaben in den Antragsunterlagen gehören zweifellos zunächst die Angaben zum Antragsteller selbst. Hierzu zählen die Firmenbe-

zeichnung in ausgeschriebener Weise, der Sitz der Firma als vollständige postalische Adresse, die Geschäftsführung (vollständige Vor- und Nachnamen der einzelnen Geschäftsführer) und ein Handelsregisterauszug. Diese Angaben sind bei allen Bergbauberechtigungen erforderlich. Sie sind nach Möglichkeit auf dem Deckblatt zu den Antragsunterlagen ebenfalls aufzuführen. Sollte eine Geothermieingenieursgesellschaft integriert sein, ist auch diese zu benennen.

6.1.4.2. Bezeichnung der Bodenschätze

Durch die vorrangige, einmalige Feldesvergabe können auch mehrere Bodenschätze beantragt werden. Daher sind in den Antragsunterlagen nachfolgend alle Bodenschätze, die aufgesucht oder gewonnen werden sollen, genau zu bezeichnen. In diesem Fall ist selbstverständlich zu berücksichtigen, dass die Voraussetzungen (vgl. vorangegangene Kapitel 6.1.1.1 und 6.1.2.1) für die Erteilung der Bergbauberechtigung jeweils für die einzelnen Bodenschätze vorliegen müssen. Aus diesem Grund müssen die beantragten Bodenschätze im folgenden Arbeitsprogramm und im zeitlichen Ablaufplan der Arbeiten im gesamten beantragten Feld ebenfalls (mit) dargestellt werden!

In der Praxis dürften deshalb auch in diesem Zusammenhang nur solche Bodenschätze gemeinsam aufgesucht oder gewonnen werden, soweit sie gemeinsam in der gleichen Lagerstätte vorkommen. Angesichts der Kohlenwasserstoffunde bei dem Geothermieprojekt in Speyer sollten nicht nur „Sole und Erdwärme“ als Bodenschätze genannt werden, sondern – da Sedimentschichten durchteuft werden - auch „Methan und langkettige Kohlenwasserstoffe (Erdrohöl)“, weil die genaue Zusammensetzung wohl kaum vorab bekannt sein kann.

6.1.4.3. Darstellung des Feldes

Die spezifischen Anforderungen an die zeichnerischen Grundlagen sind für alle Bergbauberechtigungen in der bereits erwähnten Unterlagenbergverordnung festgelegt und sind damit zwingend vorgeschriebene Bestandteile der Antragsunterlagen. Sofern nicht gravierende Unterschiede bestehen, werden diese zuerst gemeinsam behandelt und erst nachfolgend nach Antragsart dargestellt. Dem Leser sei empfohlen, bei tiefergehendem Interesse sich Beispiele aus dem Rissmusteratlas „Bergmännisches Risswerk - Bergbauberechtigungen, FABERG Normenausschuss Bergbau im DIN Deutsches Institut für

Normung e. V.“ anzusehen, da in den darin befindlichen Beispielen die derzeit gültigen Normen zugrunde liegen.

Entsprechend § 11 Nr. 2 BBergG ist dem Antrag auf Erteilung einer Erlaubnis nach § 7 BBergG eine Karte, nach § 12 Abs. 1 Nr. 2 BBergG dem Antrag auf Erteilung einer Bewilligung nach § 8 BBergG ein Lageriss beizufügen. Hierbei sind die amtlichen Karten des Landesvermessungsamts oder des Liegenschaftskatasters in der neuesten Ausgabe zugrunde zu legen. Zeichen, Farben und Beschriftungen sind der Anlage zur Verordnung zu entnehmen.

Die Karten und Lagerisse haben grundsätzlich einen ähnlichen Aufbau und bestehen aus einem Textteil, der sich rechts auf dem Kartenwerk befindet, und einem Teil der risslichen Darstellung des Feldes auf der linken Seite.

Der Textteil ist als Legende zu verstehen und enthält dabei quasi in tabellarischer Form die wesentlichen Informationen zum beantragten Feld, wie Art und Name des beantragten Feldes (z.B. Bewilligungsfeld Offenbach), Bezeichnung der Bodenschätze (z.B. Sole und Erdwärme), auf die sich der Antrag bezieht, die Angabe des Flächeninhalts, den Maßstab und den Anfertigungsvermerk. Unterhalb des Textteils ist genügend Raum für amtliche Vermerke vorzusehen. Weiterhin sind die einzelnen Feldpunkte in Rechts- und Hochwerten (→ Gauß-Krüger-Bessel-Koordinaten) und vom niedrigsten Rechtswert her durchnummeriert anzugeben.

Für die Anfertigung der Karte beim Erlaubnisantrag und des Lagerisses beim Bewilligungsantrag ist kein bestimmter Personenkreis zur Durchführung dieser Arbeiten vorgeschrieben. Lediglich beim Antrag auf Erteilung von Bergwerkseigentum hat der Gesetzgeber dagegen ausdrücklich festgelegt, dass die Anfertigung des Lagerisses von einem anerkannten Markscheider oder einem öffentlich bestellten Vermessungsingenieur erfolgen muss (grundstückgleiches Recht). Dies ist z.B. dann der Fall, wenn das Feld außerhalb einer gemeindlichen Verwaltungshoheit liegt.

Es ist allerdings zu empfehlen, die Karte für die Erlaubnis oder den Lageriss für die Bewilligung von Fachleuten anfertigen zu lassen, die mit vermessungstechnischen Arbeiten vertraut sind, zumal beim Bewilligungsantrag zusätzlich die Unterlagen über die Einmessung des Bohrlochansatzpunktes beizufügen sind. Daher sollten diese Arbeiten von einer Geothermieingenieursgesellschaft durchgeführt werden, was Zeit und mögliche Missverständnisse erspart.

Da die zeichnerische Darstellung später als Grundlage einer Urkunde (→ Erlaubnis → Bewilligung) dienen soll, muss die Karte und das verwendete Zeichenmaterial (→ Farbe) dauerhaft sein. Auch für die zu verwendenden Maßstäbe gibt es besondere Richtlinien, die allerdings aufgrund der Genauigkeit, Übersichtlichkeit und Lesbarkeit durchaus geändert werden können. Dies ist dann allerdings mit dem Oberbergamt vorher abzustimmen.

Die für die Karten und Lagerisse zulässigen bzw. üblichen Maßstäbe sind in der nachfolgenden Tabelle aufgelistet.

Tabelle 5.: Übliche Maßstäbe für Karten- und Lagerisse

Darstellungsart	Maßstäbe		
Karte	1 : 25 000	1 : 50 000	1 : 100 000
Lageriss	1 : 5 000	1 : 10 000	1 : 25 000

Die Feldeseckpunkte sind vom niedrigsten Rechtswert (→ Westen) der Koordinaten her im Uhrzeigersinn durchnummeriert in die Karte einzutragen und müssen im Einklang mit der Tabelle rechts der Karte stehen. Die Eintragung der Numerierung der Feldeseckpunkte hat fortlaufend innerhalb des Feldes zu erfolgen. Da der Flächeninhalt des Feldes aus den Feldeseckpunktkoordinaten zu berechnen ist, muss auch die Projektionsverzerrung (→ gewölbte Erdoberfläche) berücksichtigt werden. Der Flächeninhalt ist auf volle 100 m² abzurunden. Der Name der Bergbauberechtigung und die Bezeichnung der Bodenschätze sind ebenfalls innerhalb des Feldes einzutragen.

Weiterhin ist die Karte rechts unten mit Angaben über die Art der Kartengrundlage einschließlich des zugehörigen Maßstabs, die Blattbezeichnung, das Ausgabedatum der Karte und ggf. die Vervielfältigungsgenehmigung für die benutzte Kartengrundlage zu versehen.

6.1.4.3.1. Besonderheiten der Kartendarstellung bei der Bewilligung

Beim Antrag auf Erteilung einer Bewilligung ist zusätzlich die Lage der Fundstellen einzutragen. Diese sind ebenfalls über Koordinaten zu bestimmen. Da die Fundstellen der geothermischen Reservoirs im Untergrund liegen ist bei der Koordinatenangabe von Festpunkten der Landesvermessung auszugehen.

Da geothermische Ressourcen mittels Bohrungen erschlossen werden, muss der Bohransatzpunkt in die Karte eingetragen sein. In aller Regel sind bei Ge-

othermiebohrungen aufgrund der oft durchgeführten Ablenkung der Bohrungen Fundpunkt (untertage) und Bohrlochansatzpunkt (obertage) nicht identisch. Diese Abweichungen sind zu bestimmen und in den Lagerissen gesondert darzustellen. Zusätzlich ist für die Fundstellen eine besondere Darstellung vorzusehen, wobei der Maßstab nicht kleiner als 1 : 5000 sein darf. Hierbei sind die nächstgelegenen Tagesgegenstände wie z.B. Häuser oder Straßen mit einzutragen.

6.1.4.3.2. Nachweis der Gewinnbarkeit bei Bewilligungsanträgen

Bei den untertägigen Fundstellen ist zusätzlich eine schnittrissliche Darstellung gesondert beizufügen, wie in Abb. 64.: Schema der revidierten Bohrplanung unter dem Gesichtspunkt der Risikominimierung auf Seite 171 exemplarisch dargestellt.

Die den Karten- und Lagerissen zugrunde liegenden Berechnungen und Vermessungsunterlagen mit erläuternden Handzeichnungen sind den Anträgen ebenfalls beizufügen. Hierzu gehören z.B. auch der geplante Bohrverlauf in einer dreidimensionalen Darstellung oder mögliche Absenktrichter und Auskühlungsverläufe, die sich aus einer finiten geodätischen Berechnung für den Entnahme- bzw. Reinjektionshorizont erschließen lassen.

Im Falle der Bewilligung hat der Antragsteller zusätzlich nachzuweisen, dass die Bodenschätze auch nach ihrer Lage und Beschaffenheit gewinnbar sind. Insoweit müssen Angaben über den Inhalt, die Beschaffenheit, die Tiefenlage der Lagerstätte und die technischen Gewinnungsmöglichkeiten den Antragsunterlagen beigelegt werden. Dies kann auch in Form eines Sachverständigengutachtens durch eine Geothermieingenieursgesellschaft erfolgen.

6.1.4.3.3. Aufsuchungserlaubnis - Verpflichtung des Antragstellers zur Bekanntgabe

Der Antrag zwecks Erteilung einer Erlaubnis zur Aufsuchung muss zusätzlich die Verpflichtung des Antragstellers enthalten, die Ergebnisse der Aufsuchung unmittelbar nach Abschluss der notwendigen Arbeiten, spätestens aber beim Erlöschen der Erlaubnis, dem Oberbergamt auf Verlangen zur Kenntnis zu bringen. Diese Verpflichtung ergibt sich aus § 11 Nr. 4 BBergG. Mit der Bekanntgabe soll dem Oberbergamt die Möglichkeit gegeben werden, eine eigene Bewertung der Ergebnisse der Aufsuchung vornehmen zu können. Ob die Untersuchungsergebnisse nach Abschluss der Aufsuchungsarbeiten, nach

Beendigung einzelner Aufsuchungsabschnitte oder erst beim Erlöschen der Erlaubnis vorzulegen sind, liegt im Ermessen der zuständigen Bergbehörde. In Rheinland-Pfalz wird dieses Verlangen als Auflage mit der Erlaubniserteilung ausgesprochen und zwar dergestalt, dass ein jährlicher Bericht über die Aufsuchungstätigkeiten vorzulegen ist. So soll sichergestellt werden, dass ein Antrag auf Feldesvergabe zur Aufsuchung nicht aus Spekulationsgründen (→ Vorrangstellung) gestellt wird.

6.1.4.4. Arbeitsprogramme

Die den Anträgen auf Erteilung einer Bergbauberechtigung beizufügenden Arbeitsprogramme richten sich nach der Art der beantragten Bergbauberechtigung. Im Falle der Erlaubnis sind die Arbeiten auf die Erkundung der Lagerstätte begrenzt. Hier kommen die grundsätzlichen Überlegungen zu den in Kapitel 3.2.1 beschriebenen Bedingungen des Kluftsystems im Oberrheingraben zum Tragen. Weiterhin gehören die in Kapitel 3.3.2.1 beschriebenen Seismischen Untersuchungen oder die in Kapitel 3.3.2.4 erwähnten Einsichten in vorhandene Bohrakten dazu. Nur wenn - wie in Kapitel 3.3.2.5 dargelegt - eine Erkundungsbohrung abgeteuft wird, ähneln sich die Anträge rein äußerlich. Dann steht wie im Falle der Bewilligung die technische Durchführung der Bohrung(en) im Zentrum der Darstellung des Arbeitsprogramms. Allerdings dient diese im Falle der Bewilligung mehr der Illustration der Gewinnung geothermischer Ressourcen.

Bei den verschiedenen Intentionen der Arbeitsprogramme muss allerdings jeweils deutlich werden, dass sich die vorgesehenen Tätigkeiten auf das gesamte beantragte Feld beziehen und die notwendigen Arbeiten in angemessener Zeit durchgeführt werden können. In jedem Fall ist der Zeitraum, für den die Bergbauberechtigung beantragt wird, anzugeben. Die maximal vom Gesetzgeber vorgesehenen Zeiträume betragen für die Erlaubnis 5 Jahre und für die Bewilligung 50 Jahre, wobei eine Verlängerung möglich ist.

Die Ausgestaltung und Beschreibung des Arbeitsprogramms ist von besonderer Bedeutung, da bei konkurrierenden Anträgen verschiedener Antragsteller zunächst die eingereichten Arbeitsprogramme vom Oberbergamt verglichen und bewertet werden. Deshalb empfiehlt es sich, die vorgesehenen Tätigkeiten und Arbeiten umfassend auf der Basis bereits durchgeführter Studien und Datenanalysen zu beschreiben, wobei ein realistischer Zeitablaufplan (→ Pro-

jektplan vgl. Abb. 58.: Zeitschema eines Geothermieprojektes in allen Phasen auf Seite 162) zugrunde zu legen ist.

6.1.4.5. Nachweis der technischen Leistungsfähigkeit

Mit dem Nachweis der technischen Leistungsfähigkeit des Antragstellers soll das Oberbergamt nachvollziehen können, dass die im Arbeitsprogramm (vgl. Kapitel 6.1.4.4 Arbeitsprogramme) aufgezeigten Arbeiten auch durchgeführt werden und nicht das Feld für andere potentielle Antragsteller quasi gesperrt ist. Die Arbeiten sollen in sinnvoller Reihenfolge geschehen und mit den dazu notwendigen technischen Geräten. Außerdem sollen die Arbeitsschritte innerhalb des beantragten Zeitrahmens ausgeführt und abgeschlossen werden können. Der Leser sei nochmals ausdrücklich darauf hingewiesen, dass sich die Arbeiten auf das gesamte beantragte Feld beziehen müssen. In diesem Zusammenhang kommt deshalb auch dem dritten Punkt der unten aufgeführten Aufzählung besondere Bedeutung zu.

Die Verwaltungsvorschrift des Ministeriums für Wirtschaft und Verkehr gibt - bezogen auf die Erlaubnis - folgende Nachweismöglichkeiten für den Antragsteller vor:

„Der Nachweis der technischen Leistungsfähigkeit des Antragstellers kann u. a. wie folgt erbracht werden:

- durch Beschreibung der bergbaulichen Tätigkeiten des Antragstellers der letzten 5 Jahren;
- durch eine Erklärung aus der hervorgeht, über welche Geräte und welche technischen Ausrüstungen der Antragsteller für die Ausführung des Vorhabens verfügen wird;
- durch Beschreibung der Maßnahmen des Antragstellers zur Gewährleistung der planmäßigen Aufsuchung im Erlaubnisfeld.“

Der Wortlaut im Falle der Bewilligung ist fast identisch und berücksichtigt lediglich die spezifischen Eigenheiten eines Gewinnungsbetriebes.

6.1.4.6. Nachweis der finanziellen Leistungsfähigkeit

Der Gesichtspunkt der finanziellen Leistungsfähigkeit des Antragstellers im Zusammenhang mit der Erteilung von Bergbauberechtigungen ist insoweit von besonderer Bedeutung, weil der fehlende Nachweis ein Versagungsgrund für

die Erteilung der Bergbauberechtigung gemäß § 11 Nr. 7 ist. Dies ist notwendig, um zu verhindern, bei fehlender Bonität des Antragstellers Gefahr zu laufen eine Bergwerksbrache in der Landschaft zu haben und dann landesseitig in Pflicht genommen zu sein, den Rückbau zu betreiben. Der Antragsteller muss glaubhaft machen, dass die Finanzierung des Vorhabens einschließlich aller zugehörigen Tätigkeiten sowie der anschließenden Wiedernutzbarmachung gewährleistet ist.

Im Falle der Erdwärme sind bereits bei der Aufsuchung erhebliche Mittel aufzuwenden, wenn man zunächst von einer seismischen Erkundung des Untergrundes bis in 3 bis 4 km Tiefe (vgl. Kapitel 3.3.3.2 Kosten Initialisierungsphase) und mindestens einer Tiefbohrung bis in diese Teufe ausgeht (vgl. Kapitel 4.2.1 Investitionszusammensicht Bohrungen). Als mögliche Nachweise nennt die Verwaltungsvorschrift beispielsweise Bilanzen, Bankauskünfte oder Kreditzusagen. Diese Nachweise sind von der Bergbehörde einzelfallbezogen zu bewerten, da hierbei auch die Größe des beantragten Feldes in Bezug auf das vorgelegte Arbeitsprogramm mit einfließen muss.

6.1.5. Bergrechtliches Betriebsplanverfahren

Wenn die Erlaubnis oder Bewilligung durch das Oberbergamt in Saarbrücken erteilt worden ist, sind weitere genehmigungsrechtliche Schritte seitens der Projektgesellschaft abzuwickeln. Die folgende Darstellung beruht auf einem Vortrag von Oberbergamtsrat Woitschützke, der bei bergrechtlichen Betriebsplanverfahren für Geothermieprojekte die Abteilung Bergbau des Landesamtes für Geologie und Bergbau (LGB) in Koblenz vertritt. Der Vortrag wurde, wie die vorangegangenen, bei der Veranstaltung „Geothermie-Praxis Rheinland-Pfalz“ am 17. Februar 2005 gehalten und von der TSB - Transferstelle Bingen - dokumentiert.

6.1.5.1. Hauptbetriebsplan

Zur Durchführung der o.a. Aufsuchungs- und Gewinnungstätigkeiten ist gemäß § 51 BBergG und § 52 Abs. 1 BBergG bei der in Rheinland-Pfalz zuständigen Abteilung Bergbau des Landesamtes für Geologie und Bergbau (LGB) in Koblenz die Vorlage eines Hauptbetriebsplanes und die entsprechende Zulassung durch die Bergbehörde erforderlich. Dieser ist sowohl für die Aufsuchung als auch die Gewinnung vorzulegen. Bei dem Hauptbetriebsplan ist zwischen einem Aufsuchungsbetriebsplan und einem Gewinnungsbetriebs-

plan zu unterscheiden. Im Aufsuchungsbetriebsplan wird das gesamte Bohrvorhaben (Bohrbetriebsplan) dargestellt, im Gewinnungsbetriebsplan hingegen die Gewinnung der Erdwärme und die Rückführung des Wassers in das Injektionsbohrloch.

In beiden Fällen ist zur Vorlage des Hauptbetriebsplanes eng mit der Geothermieingenieursgesellschaft zusammenzuarbeiten, weil in aller Regel der Bohrkontraktor (Bohrunternehmen) noch nicht feststeht. Erst später, wenn der Bohrkontrakt abgeschlossen ist, können die individuellen Eigenschaften der eingesetzten Bohranlage präzisiert und die Durchführungsarbeiten detailliert beschrieben werden. Dies geschieht mit einem Sonderbetriebsplan, der dem Hauptbetriebsplan untergeordnet ist und sich in den Hauptinhalten nicht von diesem unterscheiden darf.

6.1.5.1.1. Rechtliche Grundlage

Die Zulassung eines Betriebsplanes stellt einen sogenannten gebundenen Verwaltungsakt dar, d.h. wenn die in § 55 Abs. 1 Ziffer 1 - 9 und § 48 Abs. 2 BBergG aufgeführten Zulassungsvoraussetzungen erfüllt sind, hat die Antragstellerin einen Anspruch auf Zulassung des Betriebsplanes. Mit diesem gebundenen Verwaltungsakt ist sichergestellt, dass, wenn das Oberbergamt in Saabrücken eine Erlaubnis oder Bewilligung erteilt hat, kein Rechtstitelentzug möglich ist, es sei denn, der Betriebsplan lässt erkennen, dass die geplanten Tätigkeiten (→ Bohrung) zur Schädigung Durchführender (z.B. Bohrleute) oder Unbeteiligter (z.B. Anlieger) führt.

Der Ausräumung dieser Bedenken trägt § 55 BbergG Rechnung. So hat der Antragsteller im Betriebsplan darzulegen, dass keine gemeinschädlichen Auswirkungen von seinem Projekt ausgehen und somit die folgenden Zulassungsvoraussetzungen erfüllt sind:

- Ziffer 1: Nachweis der Bergbauberechtigung (Erlaubnis, bzw. Bewilligung)
- Ziffer 2: Zuverlässigkeit, Fachkunde oder körperliche Eignung des Unternehmers bzw. der zur Leitung des Betriebes bestellten Person
- Ziffer 3: erforderliche Vorsorge gegen Gefahren für Leben, Gesundheit und zum Schutz von Sachgütern und Dritten
- Ziffer 4: keine Beeinträchtigung von Bodenschätzen, deren Schutz im öffentlichen Interesse liegt

- Ziffer 5: Schutz der Oberfläche im Interesse der persönlichen Sicherheit und des öffentlichen Verkehrs
- Ziffer 6: Ordnungsgemäße Entsorgung von Abfällen
- Ziffer 7: Vorsorge zur Wiedernutzbarmachung der Oberfläche in dem nach den Umständen gebotenen Ausmaß
- Ziffer 8: Vorsorge gegen Gefährdung eines bereits geführten Betriebes
- Ziffer 9: gemeinschädliche Einwirkungen sind nicht zu erwarten

Mit § 55 BBergG sind allerdings nur die direkten negativen Auswirkungen eines Geothermieprojektes (→ Bohrungen) ausgeschlossen. Es kann allerdings weiterreichende indirekte Gefährdungen geben. Um diese auszuschließen, führt die Bergbehörde gemäß § 54 Abs. 2 BBergG ein Beteiligungsverfahren durch. Hinter dem § 54 Abs. 1 BBergG verbirgt sich nichts anderes, als die Rücksprache mit allen Behörden, die durch ein Geothermieprojekt in ihrem Zuständigkeitsbereich betroffen sein könnten. Dabei sollen die Behörden eine Stellungnahme zum geplanten Geothermieprojekt abgeben und gegebenenfalls aus ihrer Verwaltungshoheit heraus Auflagen benennen. So sollen im Vorwege mögliche Gesetzeskonflikte vermieden werden. Dies nennt man öffentliches Beteiligungsverfahren. Allerdings ist das Bergamt in Koblenz nicht unbedingt an die Weisungen (Auflagen) gebunden. Hier steht das Prinzip der Verhältnismäßigkeit im Hintergrund.

Zu den angesprochenen Behörden zählt vornehmlich die Struktur- und Genehmigungsdirektion (SGD) - Süd Referat 41 mit allen Unterabteilungen (obere Wasserbehörde, Forstbehörde, Gewerbeaufsicht, Gesundheitsbehörde bzw. Arbeitsschutzbehörde), die entsprechende Kreisverwaltung bzw. kreisfreie Stadt sowie die Gemeinde, auf der sich das Vorhabensgebiet befindet. Diese Verwaltungsstellen erhalten von der Bergbehörde eine Frist von 4-6 Wochen, um eine Stellungnahme abzugeben. Erfolgt keine Stellungnahme von einer Behörde, kann die Bergbehörde von einer Zustimmung ausgehen.

Zur Sicherstellung der Einhaltung der Zulassungsvoraussetzungen verlangt die Bergbehörde gemäß § 56 Abs. 2 BBergG eine Sicherheitsleistung insbesondere zur Gewährleistung der Wiedernutzbarmachung (Ziffer 7) der in Anspruch genommenen Flächen, wozu ggf. auch die ordnungsgemäße Verfül-

lung der Bohrung zählt. Die Sicherheitsleistung ist dabei in Form einer selbstschuldnerischen, unwiderruflichen, unbefristeten Bankbürgschaft zu leisten.

Weiterhin gewinnen die Zulassungsvoraussetzungen des § 48 Abs. 2 BBergG immer mehr an Bedeutung. Nach diesem Paragraphen kann die zuständige Bergbehörde die Zulassung von Betriebsplänen beschränken oder untersagen, wenn der Aufsuchung oder der Gewinnung, öffentliche Interessen entgegenstehen. Über den Begriff der „öffentliche Interessen“ dringen in das bergrechtliche Zulassungsverfahren die Belange ein, die keiner Zulassung oder Genehmigung nach einem anderen Rechtsgebiet bedürfen. Bei bergbaulichen Vorhaben, wie den hier in Rede stehenden Geothermie-Aufsuchungs- und Gewinnungsvorhaben sind das im Wesentlichen folgende Punkte:

- Raumordnerische Belange
- Immissionsschutzrechtliche Belange
- Verträglichkeit mit FFH / Vogelschutz

6.1.5.1.2. Raumordnerische Belange

Diese spielen im Rahmen eines Geothermie-Aufsuchungs- und Gewinnungsvorhabens in der Regel eine untergeordnete Rolle. Die Entscheidung über das Erfordernis einer Durchführung eines Raumordnungsverfahrens (ROV) trifft dabei die Raumordnungsbehörde, d.h. für die rheinland-pfälzischen Vorhaben das Referat 41 der SGD-Süd. Der Leser bzw. die Projektgesellschaft ist jedoch gut beraten, bereits hier mit der Raumordnungsbehörde abzustimmen, ob das ggf. geplante später vorgesehene Kraftwerksprojekt der Durchführung eines ROV bedarf.

6.1.5.1.3. Immissionsschutzrechtliche Belange

Da Geothermieranlagen wegen einer Fernwärmebereitstellung möglichst in Nähe zu den zukünftigen Verbrauchern stehen sollten, ist die Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm) infolge der Nähe reiner Wohnbebauung anzuwenden.

Wie die nationalen Beispiele der Geothermieprojekte in Speyer und in Bad Urach in jüngster Vergangenheit gezeigt haben, können daher immissionsschutzrechtliche Fragen bezüglich der Lärmbelastung eine erhebliche Bedeutung bei Geothermieprojekten besitzen. Grundsätzlich sind durch den Betrei-

ber von Geothermiebohrungen Grundpflichten nach § 22 BImSchG zu erfüllen.

Diese Grundpflichten lauten:

- Schädliche Umwelteinwirkungen, die nach dem Stand der Technik vermeidbar sind, sind zu verhindern.
- Die nach dem Stand der Technik unvermeidbaren schädlichen Umwelteinwirkungen sind auf ein Mindestmaß zu beschränken.

Während dem Schutz der Anwohner an den nächstgelegenen Immissionsorten vor Erschütterungen, Licht- (Fledermäuse), Staub- und Geruchsimmissionen in der Regel mit relativ einfachen Mitteln Rechnung getragen werden kann, können die von dem Bohrprojekt verursachten Lärmimmissionen - insbesondere aufgrund des für die Durchführung der Tiefbohrungen erforderlichen 24 h – Betriebes - durchaus ein Problem darstellen.

Der Antragsteller einer nicht genehmigungsbedürftigen Anlage, wie eine Geothermiebohrung, hat der Bergbehörde im Rahmen der Hauptbetriebsplanunterlagen in einer Immissionsprognose nachzuweisen, ob die entsprechenden Immissionsrichtwerte, die entsprechend der Einstufung nach Baunutzungsverordnung für das Vorhabensgebiet gelten, eingehalten werden können. Zur Beurteilung, ob die Betreiberpflichten i.S. des § 22 BImSchG bezüglich der Lärmimmissionen eingehalten werden, ist die Ziffer 4 Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm) vom 01.11.1998 heranzuziehen. Die nachfolgende Tabelle gibt Auskunft über die Lärmhöchstwerte in dB(A).

Tabelle 6.: Immissionsrichtwerte nach TA Lärm

Baugebiet nach Baunutzungsverordnung	Immissionsrichtwerte dB(A)	
	6.00 - 22.00 Uhr	22.00 - 6.00 Uhr
Industriegebiet	70	70
Gewerbegebiet	65	50
Kerngebiet, Dorfgebiet, Mischgebiet	60	45
allg. Wohngebiet und Kleinsiedlungsgebiet	55	40
reines Wohngebiet	50	35
Kurgebiet, Krankenhäuser und Pflegeanstalten	45	35
seltene Ereignisse in allen Gebieten	70	55

Insbesondere die Immissionsrichtwerte für den Nachtbetrieb (22.00 - 6.00 Uhr) können besondere organisatorische und technische Maßnahmen erfor-

derlich machen, um die immissionsschutzrechtlichen Anforderungen zu erfüllen.

6.1.5.1.4. Verträglichkeit mit FFH / Vogelschutz

Entsprechend § 34 BNatSchG bzw. § 22b Abs. 2 LPflG sind Projekte – und um solche handelt es sich in der Regel auch bei einer Geothermiebohrung – vor ihrer Zulassung mit den Erhaltungszielen eines Gebietes mit gemeinschaftlicher Bedeutung oder eines Europäischen Vogelschutzgebietes zu überprüfen. Ergibt die Prüfung, dass das Vorhaben zu erheblichen Beeinträchtigungen führt, ist es unzulässig.

Bei Geothermietiefbohrungen ist an dieser Stelle eine grundsätzliche Unterscheidung zu treffen, und zwar ob die geplante Bohrlokation innerhalb eines Naturschutz-, FFH- oder Europäischen Vogelschutzgebietes liegt oder nur in der Nähe.

Befindet sich ein FFH- oder Europäisches Vogelschutzgebiet in der Nähe des geplanten Bohrvorhabens, so ist mit dem Hauptbetriebsplan ein Nachweis vorzulegen, aus dem hervorgeht, dass durch das geplante Bohrprojekt keine erhebliche Beeinträchtigung der Erhaltungsziele des betroffenen FFH- oder Europäischen Vogelschutzgebietes erfolgen wird.

Liegt die Bohrlokation innerhalb eines Naturschutz-, FFH- oder Europäischen Vogelschutzgebietes und überschreitet die geplante Bohrung eine Teufe von 1000 m, bedarf es nach dem § 1 Ziffer 8 UVP-V Bergbau i.V. mit § 57 c BBergG einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP). Das bedeutet, dass ein obligatorischer Rahmenbetriebsplan aufzustellen und ein bergrechtliches Planfeststellungsverfahren nach den Maßgaben des § 57a und 57b BBergG durchzuführen ist.

Ein bergrechtliches Planfeststellungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung stellt für ein Bohrvorhaben natürlich einen erheblichen Aufwand dar, der insbesondere aufgrund des erforderlichen Zeitaufwandes die bei Tiefbohrvorhaben häufig erforderliche Flexibilität erheblich einschränkt.

Sollte die Verträglichkeitsprüfung ergeben, dass das Vorhaben eine erhebliche Beeinträchtigung der Schutzziele eines FFH- und/oder Europäischen Vogelschutzgebietes zur Folge hat, ist es unzulässig.

6.1.5.1.5. Wasserentnahme zu Betriebszwecken

Für die Spülflüssigkeit benötigt die Bohranlage Wasser, und später muss beim Kraftwerksbetrieb Kühlwasser in sehr großen Mengen bereitgestellt werden. Beide Wasserentnahmegründe stellen erlaubnispflichtige Wasserentnahmen zu Betriebszwecken (§ 3 WHG) dar. Somit ist eine Erteilung einer wasserrechtlichen Erlaubnis nach § 7 WHG für diese Betriebsarten erforderlich.

Dabei wird unterschieden zwischen dem echten Erlaubnisvorbehalt, d.h. für die Wasserentnahme (→ Thermalwasserentnahme) und für die Wassereinleitung (→ Thermalwasserreinjektion) und dem unechten Erlaubnisvorbehalt, d.h. für alle Maßnahmen, die geeignet sind, dauernd oder in einem nicht nur unerheblichen Ausmaß schädliche Veränderung der Beschaffenheit des Wassers herbeizuführen (§ 3 Abs. 2 Ziffer 2 WHG bzw. § 25 Abs. 1 LWG), wie es bei einer Wasserentnahme zu Kühlzwecken der Fall wäre. Da der Betrieb der Anlage nicht unter das Bergrecht fällt, ist hier eine gesonderte Wassererlaubnis einzuholen. Es sei allerdings gleich vorweggeschickt, dass eine Grundwasserentnahme zu industriellen Kühlzwecken in aller Regel nicht gestattet wird. Lediglich Oberflächenwasser kann – mit entsprechenden Einschränkungen – genutzt werden (→ Offenbach).

Über die Erteilung der wasserrechtlichen Erlaubnis für den Thermalwasserkreislauf, der wiederum in den Zuständigkeitsbereich des BBergG fällt, entscheidet nach § 14 Abs. 2 und 3 WHG die Bergbehörde in Einvernehmen mit der sonst zuständigen Wasserbehörde.

6.1.5.1.6. Eingriffsgenehmigung

Im § 4 LPflG¹²⁶ ist ein Eingriff in die Landschaft definiert als eine Maßnahme, die negative Auswirkungen auf den Naturhaushalt sowie das Landschaftsbild verursachen kann. Im § 4 Abs. 1 Ziffer 1 - 4 sind explizit die Maßnahmen aufgeführt, die einen Eingriff darstellen.

Ob eine Tiefbohrung einen Eingriff darstellt, ist im Einzelfall zu prüfen. Werden z.B. bereits versiegelte Flächen für das Vorhaben in Anspruch genommen,

¹²⁶ Landschaftspflegegesetz

kann dieses verneint werden, während es sich bei einer Bohrung „auf der grünen Wiese“ eindeutig um einen Eingriff i.S. des LPfIG handelt.

Gemäß § 6 Abs. 1 LPfIG hat die Bergbehörde in einem solchen Fall diese Eingriffsgenehmigung selbst zu erteilen. Voraussetzung dazu ist ein landschaftspflegerischer Begleitplan bzw. eine Eingriffs-/Ausgleichsplanung, in der die Projektgesellschaft darstellt, durch welche Ausgleichsmaßnahmen sie den Eingriff kompensieren will. Eine Beteiligung der Landespflegebehörde ist gemäß § 6 Abs. 3 LPfIG vor der Entscheidung durch die Bergbehörde vorzunehmen.

6.1.5.2. Sonderbetriebsplan

Der Hauptbetriebsplan dient der Rahmenplanung im Sinne eines verwaltungsrechtlichen Aktes zu einem Zeitpunkt an dem die Projektgesellschaft zwar eine Bohrplanung, prognostizierte geothermische Parameter und dergleichen vorlegen kann, aber 5.3.2.2.7 Risikobereich Bohranlagen beschrieben, kaum einen Bohrkontrakt vorlegen kann. Zwar sollte bis zu diesem Zeitpunkt schon eine Submission erfolgt sein, erfahrungsgemäß liegt aber die vertragliche Fixierung noch nicht vor. Aus diesem Grunde bietet das Bergamt in Koblenz an, den Hauptbetriebsplan um einen Sonderbetriebsplan zu ergänzen, der dann eingereicht wird, wenn die Bohranlage vorhanden ist und die Details zur Ergänzung des Hauptbetriebsplanes vorliegen.

6.2. Fazit aus der genehmigungsrechtlichen Betrachtung

Mit Vorliegen der Betriebsgenehmigung aus dem Haupt- und Sonderbetriebsplan kann die Projektgesellschaft endlich die Geothermiebohrung vornehmen. Die Auflagen, die sich aus den genehmigungsrechtlichen Fragestellungen ergeben haben, müssen nun natürlich wiederum in Betrachtung der Aspekte Standort, Geologie, Technologie und Finanzierung eingearbeitet werden, wodurch sich der Projektplanungskreis schließt (siehe Abb. 1.: Aspekte eines Geothermieprojektes auf S. 14). Dies ist der Grund, weswegen der Autor zu Anfang davon sprach, dass von Projektmanagern geothermischer Projekte ein erhebliches Maß an Flexibilität und Ausdauer abverlangt wird.

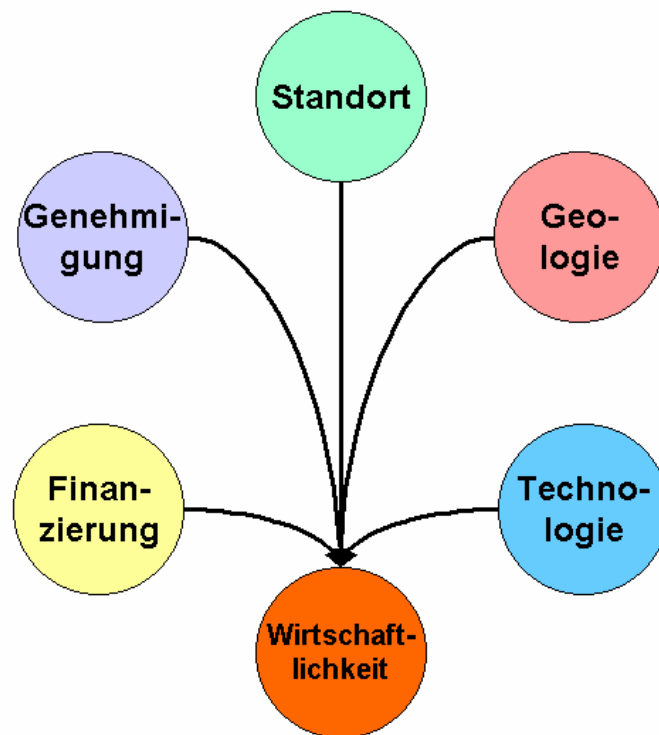


Abb. 68.: Schema der Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit eines Geothermieprojektes.

In der Konsequenz bedeutet nun die genehmigungsrechtliche Sachstandslage, eine Überarbeitung der Investition vorzunehmen. Das vorangegangene Bild veranschaulicht die Auswirkung der auflagebedingten Erhöhung der Investitionen, die eine neuerliche Betrachtung - wie in Kapitel 5.3.3 Finanzwirtschaftliche Analyse beschrieben - erforderlich macht. Hier kann es im worst case passieren, dass sich das Projekt nicht mehr rechnet, besonders dann wenn überhöhte Renditevorstellungen das Projekt bestimmen. Diesen Risikobereich auszuschließen, war der Tenor in Kapitel 5.2 Auswahl der Projektpartner aus Sicht einer Außenfinanzierung. Eine plötzliche Erhöhung der Investition kann sich bei vollständiger Einhaltung aller im Geothermieleitfaden dargelegten Aspekte nicht ergeben, sondern seine Einhaltung wird das Projekt hinsichtlich aller Belange zum Erfolg führen.

7. Literatur

Alle nachfolgenden Literaturangaben sind nach Erscheinungsdatum sortiert

7.1. Literatur zu Kapitel 1

Geothermische Vereinigung (Hrsg.): Die neue Rolle der Geothermie. Tagungsband 8. Geothermische Fachtagung, Landau, 10.-12-November 2004, Geeste, 2004

7.2. Literatur zu Kapitel 2

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Geothermie – Energie für die Zukunft, Berlin, 2004

Geothermische Vereinigung & GeoForschungsZentrum Potsdam (Hrsg.): Start in eine neue Energiezukunft. Tagungsband 1. Fachkongress Geothermischer Strom 12.-13.11.2003, Neustadt-Glewe, Geeste, 2003

Paschen, H.; Oertel, D.; Grünwald, R.: Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland - Sachstandsbericht; Deutscher Bundestag, TAB-Arbeitsbericht Nr. 84, Berlin, Ausschuss für Bildung, Forschung und Technologiefolgenabschätzung, Februar 2003

Geothermische Vereinigung (Hrsg.): 20 Jahre Tiefe Geothermie in Deutschland. Tagungsband zur 7. Geothermischen Fachtagung, Waren (Müritz), Geeste, 2002

7.3. Literatur zu Kapitel 0

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (Hrsg.): Bayerischer Geothermieatlas – Hydrothermale Energiegewinnung, München 2005

Kabus, et al.: Studie zu den Möglichkeiten der Stromerzeugung aus hydrothermalen Geothermie in Mecklenburg- Vorpommern, Wirtschaftsministerium Mecklenburg-Vorpommern, Schwerin, 2003

Milles, U., (Red.): Geothermische Stromerzeugung in Neustadt-Glewe, BINE Projekt Info 09/03, Fachinformationszentrum Karlsruhe, 2003

Kaltschmitt, M., Huenges, E., Wolff, H. (Hrsg.): Energie aus Erdwärme. Geologie, Technik und Energiewirtschaft, Stuttgart, 1999

Marinoni, O.: In situ-Untersuchungen zur Durchlässigkeit mesozoischer geklüfteter Tonsteine mittels Tracer-Versuchen und DST-Tests unter Einsatz einer neu entwickelten WD-Test-Anlage, Diplomarbeit, TU Berlin, 1994

7.4. Literatur zu Kapitel 4

Staatskanzlei, Mainz (Hrsg.): Folgen des demographischen Wandels aus der Sicht kommunaler und regionaler Entscheidungsträger, Mainz, 2005

Zukunftsinitiative Rheinland-Pfalz (Hrsg.): Leitthesen: Demographischer Wandel – Herausforderung für die Kommunen in Rheinland-Pfalz, Mainz, 2003

Kinkel, J.: Die Beteiligten eines Bauprojektes, Projektorganisationsformen in der deutschen Bauwirtschaft, Diplomarbeit, Fachbereich: Bauingenieurwesen, TU Darmstadt, 2001

Ministerium für Arbeit, Soziales und Gesundheit des Landes Rheinland-Pfalz (Hrsg.): Report Maschinenbau – Branchenanalyse - Struktur, wirtschaftliche Entwicklung und Beschäftigung in Rheinland-Pfalz, Mainz, 2000

Geothermische Vereinigung (Hrsg.): Geothermie als Teil kommunaler Energiekonzepte. Tagungsband des Geothermie-Symposiums, Rheinsberg, Geeste 1997

BUND Rheinland-Pfalz: Zukunftsfähiges Rheinland-Pfalz, Mainz, 1996

7.5. Literatur zu Kapitel 5 und 6

Transferstelle für rationelle und regenerative Energieerzeugung Bingen (Hrsg.): Geothermie-Praxis Rheinland-Pfalz, Fachtagung in Bingen am 17.2.2005, Bingen, 2005

Schöne, H.: Standortplanung, Genehmigung und Betrieb umweltrelevanter Industrieanlagen – Rechtliche Grundlagen, Berlin/Heidelberg, 2000

Olfert, K.: Finanzierung, Ludwigshafen, 2001

8. Rheinland-Pfälzische Adressen zur Geothermie und wichtige nationale Adressen

8.1. Allgemeine Informationen

Ministerium für Umwelt und Forsten Rheinland-Pfalz
Kaiser-Friedrich-Str. 1
55116 Mainz
Telefon: 06131/16-0
Internet: www.muf.rlp.de

Raumordnungsverband Rhein-Neckar
P 7, 20 – 21
68161 Mannheim
Telefon: 0621/10708-0
Internet: www.region-rhein-neckar-dreieck.de

Geothermische Vereinigung e.V.
Gartenstr. 36
49744 Geeste
Telefon: 05907/545
Internet: www.geothermie.de

8.2. Geologie

Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz
Emy-Roeder-Str. 5
55129 Mainz-Hechtsheim
Telefon :06131/9254-0
Internet: www.lgb-rlp.de

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
Stilleweg 2
30655 Hannover
Telefon: 0511/643-0
Internet: www.bgr.de

Institut für Geowissenschaften
Johannes Gutenberg-Universität
Becherweg 21
55099 Mainz
Telefon: 06131/3926594
Internet: www.geowiss.uni-mainz.de

8.3. Machbarkeitsstudien und Projektsteuerung

Transferstelle Bingen (TSB)
Berlinstr. 109
55411 Bingen
Telefon: 06721/409-360
Internet: www.tsb-energie.de

geo x GmbH
Industriestr. 18
76829 Landau
Telefon: 06341/289-263
Internet: www.geox-gmbh.de

FirstGeoTherm GmbH
In den Fahrgärten 24
67165 Waldsee
Telefon: 06236/5097-0
Internet: www.firstgeotherm.de

8.4. Seismik und Geologische Untersuchungen

DMT-Geschäftsfeld Exploration & Geosurvey
Am Technologiepark 1
45307 Essen
Telefon: 0201/172-1965
Internet: www.dmt.de

Institut für Geowissenschaften
Johannes Gutenberg-Universität
Becherweg 21
55099 Mainz
Telefon: 06131/3926594
Internet: www.geowiss.uni-mainz.de

8.5. Bohrplanung

BESTEC GmbH
Landauer Str. 28
76870 Kandel
Telefon: 07275/955440
Internet: www.bestec-for-nature.com

8.6. Genehmigungen

Oberbergamt für das Saarland und das Land Rheinland-Pfalz
Am Staden 17
66121 Saarbrücken
Telefon: 0681/501-00
Internet: http://www.wirtschaft.saarland.de/1167_10669.htm

Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz / Abteilung Bergbau
Markenbildchenweg 20
56068 Koblenz
Telefon: 0261/30415-0
Internet: www.lgb-rlp.de

Struktur- und Genehmigungsdirektion Süd
Friedrich-Ebert-Str. 14
67433 Neustadt
Telefon: 06321-99-0
Internet: www.sgdsued.rlp.de