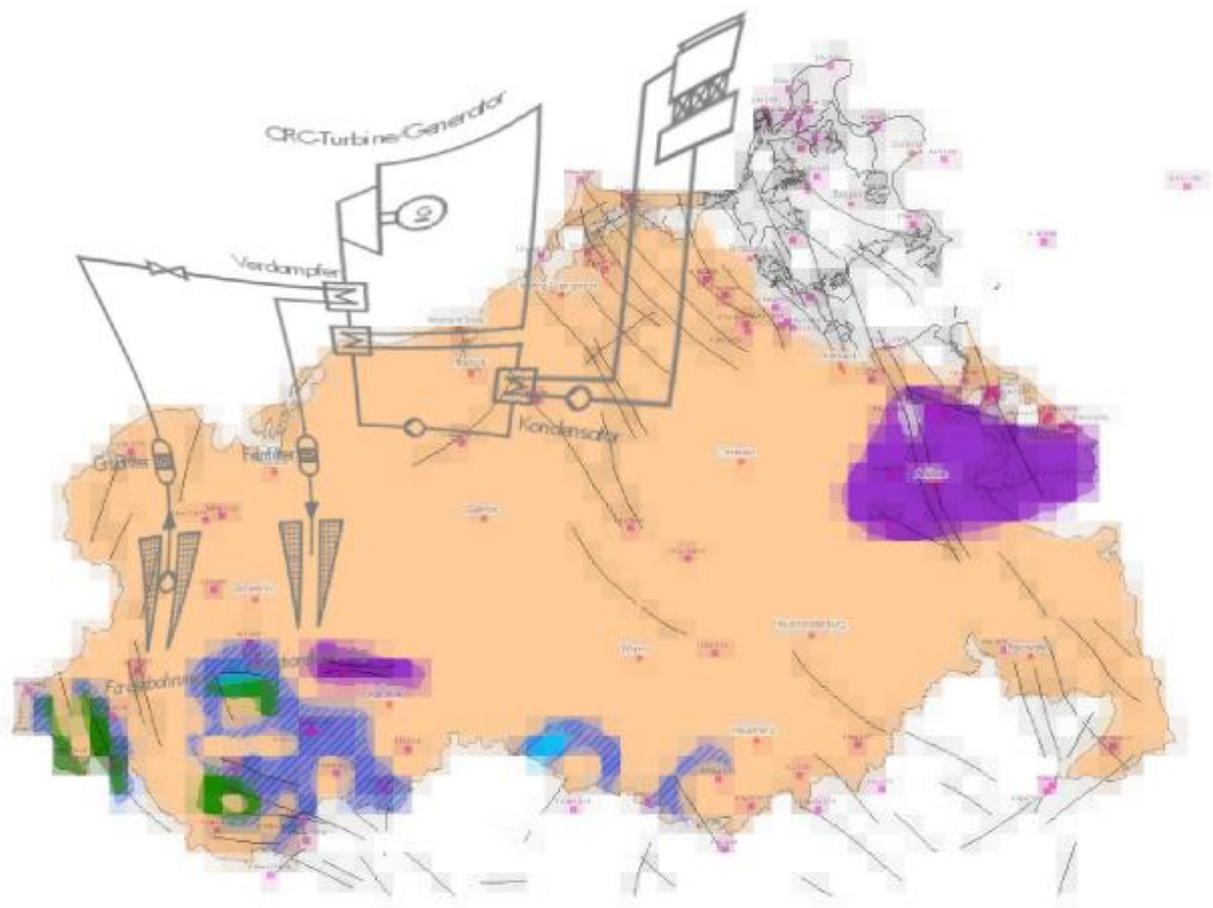


Möglichkeiten der Stromerzeugung aus hydrothermaler Geothermie in Mecklenburg-Vorpommern



Gefördert aus Mitteln der
Europäischen Strukturfonds

Titel:	Studie zu den Möglichkeiten der Stromerzeugung aus hydrothormaler Geothermie in Mecklenburg-Vorpommern
Auftraggeber:	Land Mecklenburg-Vorpommern, vertreten durch das Wirtschaftsministerium
Bearbeitungszeitraum:	06/2002 bis 08/2003
Auftragsnummer:	4383
Textumfang:	148 Seiten
Anlagenzahl:	7
Tabellen:	16
Abbildungen:	89
Bearbeiter:	Dr.-Ing. F. Kabus Dipl.-Geol. G. Lenz Dr. rer. nat. M. Wolfgramm Dipl.-Ing. F. Hoffmann Dipl.-Min. T. Kellner

Geothermie Neubrandenburg GmbH,
PF 110120 (Lindenstrasse 63)
17041 Neubrandenburg (17033 Neubrandenburg)

Tel.: (0395) 367 74-0
Fax: (0395) 367 74 11
e-mail: gtn@gtn-online.de

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	7
2	Stand der geothermischen Stromproduktion	9
2.1	Zusammenstellung relevanter internationaler Projekte	9
2.2	Systeme der geothermischen Stromerzeugung	17
2.2.1	Geothermische Stromerzeugung mit direkter Nutzung des Thermalwassers	17
2.2.2	Geothermische Stromerzeugung mit indirekter Nutzung des Thermalwassers (Binäre Systeme)	22
3	Analyse der in Mecklenburg-Vorpommern einsetzbaren Techniken	30
3.1	Bohrtechnischer Aufschluss geothermischer Horizonte	30
3.2	Bohrlochkonstruktion	35
3.3	Komplettierung geothermischer Bohrungen	39
3.4	Stimulation geothermischer Horizonte	42
3.4.1	Heißwasseraquifere	42
3.4.2	Kristalline Tiefengesteine	43
3.5	Systeme der geothermischen Stromerzeugung	44
3.5.1	Geothermische Stromerzeugung mit direkter Nutzung des Thermalwassers	45
3.5.2	Geothermische Stromerzeugung mit indirekter Nutzung des Thermalwassers (Binäre Systeme)	50
3.5.3	Geothermische Stromerzeugung mit Kombination der direkten und indirekten Nutzung des Thermalwassers	56
3.5.4	Vergleichende Darstellung von Kennziffern	57
4	Eingrenzung der für eine geothermische Stromproduktion relevanten Randbedingungen	59
4.1	Allgemeine Vorbemerkungen	59
4.2	Druckverluste in den Bohrungen	60
4.3	Größe der Pumpen im Thermalwasserkreislauf	61
4.4	Energetisches Verhalten der Stromerzeugungsanlage	64

4.5	Netto-Ertrag der Stromerzeugung	64
4.6	Parameterkombinationen	67
5	Geologie	71
5.1	Vorbemerkungen, Einordnung	71
5.2	Geologische Grundlagen	72
5.2.1	Geothermische Verhältnisse (Temperaturverhältnisse)	72
5.2.2	Untersuchungen zu diagenetischen Prozessen	74
5.2.3	Untersuchungshorizonte	79
5.2.4	Struktureller Bau und Schichtverbreitung; Datenbasis	80
5.2.5	Verbreitung nutzungsfähiger Speichergesteine und weitere geologische Randbedingungen in Mecklenburg-Vorpommern	82
5.3	Zusammenfassende Perspektivitätsbewertung	85
5.4	Geochemische Bedingungen	86
5.4.1	Chemische Beschreibung der Fluide	86
5.4.2	Zu erwartende geochemische Reaktionen	88
5.4.3	Kurzbeschreibung	89
6	Standortanalysen	91
6.1	Geologie	91
6.1.1	Standort 1: östlich Durchbruch des Salzstockes Gülze-Sumte	91
6.1.2	Standort 2: westliche Randsenke des Salzstockes Werle	96
6.1.3	Standort 3: nördliche Randsenke des Salzstockes Wredenhagen	101
6.2	Bohrtechnisches Konzept	106
6.2.1	Zielstellung	106
6.2.2	Aufgabenstellung der Bohrungen	106
6.2.3	Aufschluss und Komplettierung der Bohrungen	107
6.2.4	Endinstallation	109
6.3	Übertägiges Konzept	110
6.3.1	Thermalwasserkreislauf	110
6.3.2	Anlagen der Stromerzeugung	111

6.3.3	Anlagen der zusätzlichen Wärmeerzeugung	112
6.4	Energetische Bilanzierung	113
6.4.1	Allgemeine Randbedingungen	113
6.4.2	Standort 1: östlich Durchbruch des Salzstockes Gülze-Sumte	114
6.4.3	Standort 2: westliche Randsenke des Salzstockes Werle und Standort 3: nördliche Randsenke des Salzstockes Wredenhagen	117
6.4.4	Ausgewiesenes Potenzial der Aquiferspeicher in den ausgewählten Gebieten	120
6.5	Investitionen	122
6.5.1	Kostenschätzung untertage	123
6.5.2	Kostenschätzung übertage	125
6.6	Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen	128
6.6.1	Allgemeine Randbedingungen	128
6.6.2	Standort 1: östlich Durchbruch des Salzstockes Gülze-Sumte	130
6.6.3	Standort 2: westliche Randsenke des Salzstockes Werle und Standort 3: nördliche Randsenke des Salzstockes Wredenhagen	135
6.6.4	Standortvergleich	139
7	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	142
	Literaturverzeichnis	145

Anlagenverzeichnis

Anlage 1	Geologische Niveauschnittkarte 2.000 m
Anlage 2	Geologisches NE – SW Profil durch Mecklenburg-Vorpommern
Anlage 3	Niveauschnittkarte Schichttemperatur > 90 °C
Anlage 4	Perspektivitätskarte Mecklenburg-Vorpommern
Anlage 5	Geologische Lagerungsbedingungen, Temperaturverhältnisse und Produktivitätsabschätzung für den ausgewählten Standort 1
Anlage 6	Geologische Lagerungsbedingungen, Temperaturverhältnisse und Produktivitätsabschätzung für den ausgewählten Standort 2
Anlage 7	Geologische Lagerungsbedingungen, Temperaturverhältnisse und Produktivitätsabschätzung für den ausgewählten Standort 3

1 Einführung

Ein wesentlicher Bestandteil einer nachhaltigen Energieversorgung ist der schonende Umgang mit den zur Verfügung stehenden Ressourcen. Neben Maßnahmen zur rationellen Energieverwendung gehört insbesondere die intensivere Nutzung regenerativer Energien zu den zentralen Strategieelementen der nachhaltigen Energieversorgung.

Von dieser Erkenntnis ausgehend wurde das politische Ziel formuliert, den Anteil regenerativer Energien an der Stromproduktion Deutschlands bis ins Jahr 2010 auf 12,5 % zu erhöhen (/7/).

Erdwärme ist ein in Deutschland und so auch in Mecklenburg-Vorpommern weitgehend flächendeckend zur Verfügung stehender regenerativer Energieträger, dessen Nutzung sich bisher allerdings auf einen Bruchteil seiner Potenziale - auf Wärmeanwendungen - beschränkt. Entsprechende Anlagen sind mit großem Erfolg in Neustadt-Glewe und in Waren in Betrieb.

Die geothermische Stromerzeugung hat zwar im Weltmaßstab bereits eine nennenswerte Größenordnung erreicht, befindet sich aber in Deutschland noch im Stadium von Pilotanlagen bzw. in der Forschung und Entwicklung. Eine besondere Attraktivität gewinnt die geothermische Stromerzeugung dadurch, dass sie unabhängig von klimatischen Bedingungen und Tages- und Jahreszeiten einen Beitrag zur Grundlastversorgung auf regenerativer Basis leisten kann.

Auch infolge des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) /13/, das sich aktuell in der Novellierung befindet und in dem festgelegt wird, dass Strom aus regenerativen Energien - auch aus Geothermie - mit verbindlichen Sätzen vergütet wird, hat die geothermische Stromerzeugung schlagartig energiewirtschaftliches sowie energie- und umweltpolitisches Interesse erlangt (vgl. /34/).

Ziel dieser Studie ist es, ausgehend von den Erfahrungen bei der wärmetechnischen Nutzung,

- § die Möglichkeiten der Stromerzeugung aus hydrogeothermalen Quellen unter den in Mecklenburg-Vorpommern gegebenen geologischen Bedingungen allseitig zu untersuchen,
 - § Vorzugsstandorte für die Umsetzung der Technologie auszuweisen,
 - § Entscheidungsgrundlagen für eine konkrete Projektentwicklung zu liefern und damit
 - § dem Land Mecklenburg-Vorpommern die Möglichkeit zu eröffnen, seine Vorreiterrolle in Deutschland auf dem Gebiet der Geothermie weiterhin auszufüllen und auszubauen.
-

Die Erarbeitung der grundlegenden geologischen Karten erfolgte in Zusammenarbeit mit dem Geologischen Dienst des Landesamtes für Umwelt, Naturschutz und Geologie Mecklenburg-Vorpommern. Wir danken hier insbesondere Herrn Joachim Iffland, Dezernatsleiter "Geologische Landeserkundung tieferer Untergrund, Geothermie, Bohrkernlager", für sein Engagement und seine wertvollen Hinweise.

Darüber hinaus gilt unser Dank Herrn Dr. Peer Hoth, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, für seine Unterstützung bei der redaktionellen Bearbeitung der Studie.

2 Stand der geothermischen Stromproduktion

2.1 Zusammenstellung relevanter internationaler Projekte

Die Nutzung geothermischer Energie zur Stromerzeugung begann in den Jahren 1904 bis 1905 mit ersten Versuchen in Italien /28/. Die Entwicklung blieb bis in die fünfziger Jahre auf Italien beschränkt. 1958 wurde eine flüssigkeitsdominierte Lagerstätte in Neuseeland in Wairakei (DiPippo /5/) in die Nutzung überführt. Es folgten Projekte in Mexiko (Pathé) und den USA (The Geysers).

Mittlerweile (2000) ist weltweit eine Erzeugungskapazität von ca. 8.000 MW installiert, und es wird jährlich eine Strommenge von ca. 50.000 GWh erzeugt.

Die Entwicklung bis zu diesem Punkt erfolgte mit einer mittleren jährlichen Steigerungsrate von 8,6 % /28/. Insgesamt waren im Jahre 2000 an dieser Produktion 21 Staaten beteiligt. Größte Erzeuger sind in dieser Reihenfolge die USA, die Philippinen, Mexiko und Indonesien.

Nach Hochrechnungen auf der Basis der Länderberichte zum World Geothermal Congress 2000 ist bis zum Jahre 2005 eine Steigerung der Erzeugungskapazitäten auf ca. 11.500 MW zu erwarten.

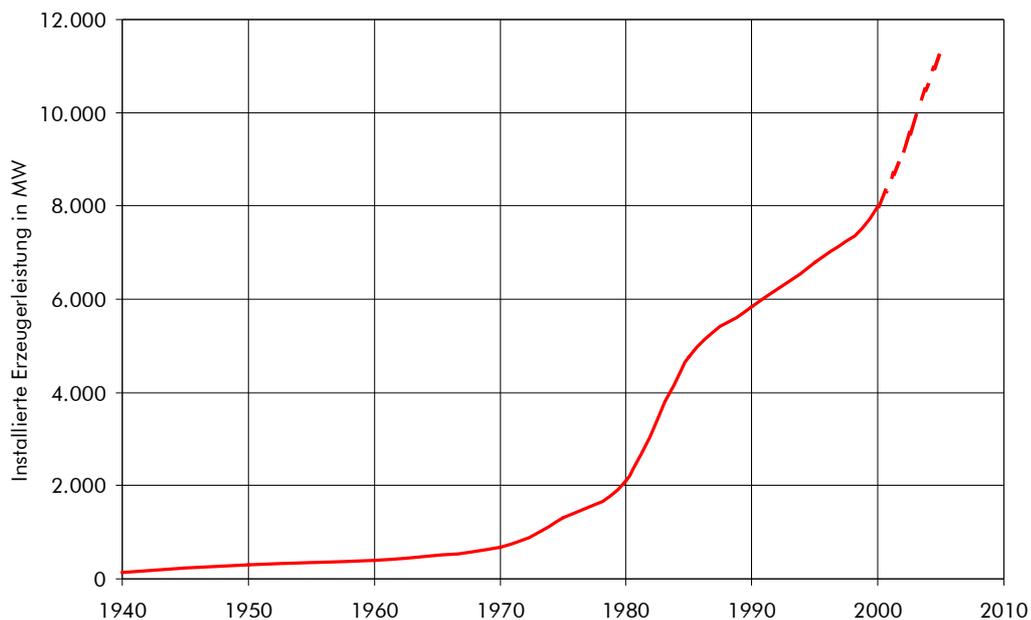


Abbildung 2-1: Entwicklung der weltweiten geothermischen Stromproduktion /28/

Tabelle 2-1: Status der weltweiten geothermischen Stromproduktion im Jahre 2000 /28/

	Installierte Leistung	Stromproduktion	Anteil an nationaler Leistung	Anteil an nationaler Stromproduktion
	MW	GWh	%	%
Äthiopien	8,52	30	1,93	1,85
Australien	0,17	1		
China	29,17	100		
Costa Rica	142,50	592	7,77	10,21
El Salvador	161,00	800	15,39	20,00
Frankreich	4,20	25		2,00
Guatemala	33,40	216	3,68	3,69
Indonesien	589,50	4.575	3,04	5,12
Island	170,00	1.138	13,04	14,73
Italien	785,00	4.403	1,03	1,68
Japan	546,90	3.532	0,23	0,36
Kenia	45,00	366	5,29	8,41
Mexiko	755,00	5.681	2,11	3,16
Neuseeland	437,00	2.268	5,11	6,08
Nicaragua	70,00	583	16,99	17,22
Philippinen	1.909,00	9.181		21,52
Portugal	16,00	94	0,21	
Russland	23,00	85	0,01	0,01
Thailand	0,30	2		
Türkei	20,40	120		
USA	2.300,00	15.470	0,25	0,40

Für die geothermische Stromerzeugung werden verschiedenste Technologien eingesetzt, die, sofern sie für die Bedingungen in Deutschland und folglich in Mecklenburg-Vorpommern relevant sind, in den Abschnitten 2.2 und 3.4 detailliert erläutert werden.

Welchen Anteil die einzelnen Technologien an der Weltstromproduktion haben, konnte nicht ermittelt werden, jedoch standen entsprechende Daten aus den USA /46/ zur Verfügung. Diese sind in den beiden folgenden Abbildungen aufbereitet.

Deutlich wird, dass die Nutzung trockenen Dampfes (hauptsächlich im Projekt „The Geysers“) die wesentliche Rolle spielt, gefolgt von der direkten Nutzung von Heißwasser- bzw. Heißwasser-/Dampflagerstätten in Wasserdampf-Turbinenprozessen. Die Verstromung geothermaler Ressourcen konzentriert sich vor allem aus wirtschaftlichen Gründen auf natürlich privilegierte Standorte. Binäre Systeme, deren Anwendung auf Standorte mit geringerer Thermalfluidtemperatur beschränkt bleiben, spielen eine eher untergeordnete Rolle.

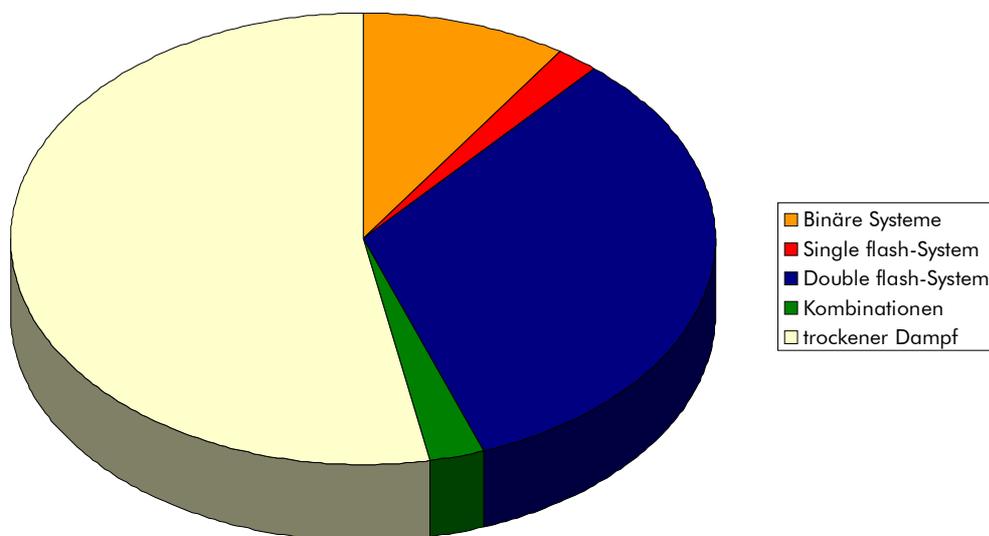


Abbildung 2-2: Anteile unterschiedlicher Technologien an der geothermisch erzeugten elektrischen Leistung in den USA, /45/

Anders sieht das Bild bei der Betrachtung der Anzahl der installierten Einzelsysteme aus. Hier dominieren eindeutig die binären (ORC-)Anlagen, deren Größenordnung sich in der Regel im Bereich von 1 MW bis 2 MW und in Einzelfällen bis zu 7 MW bewegt.

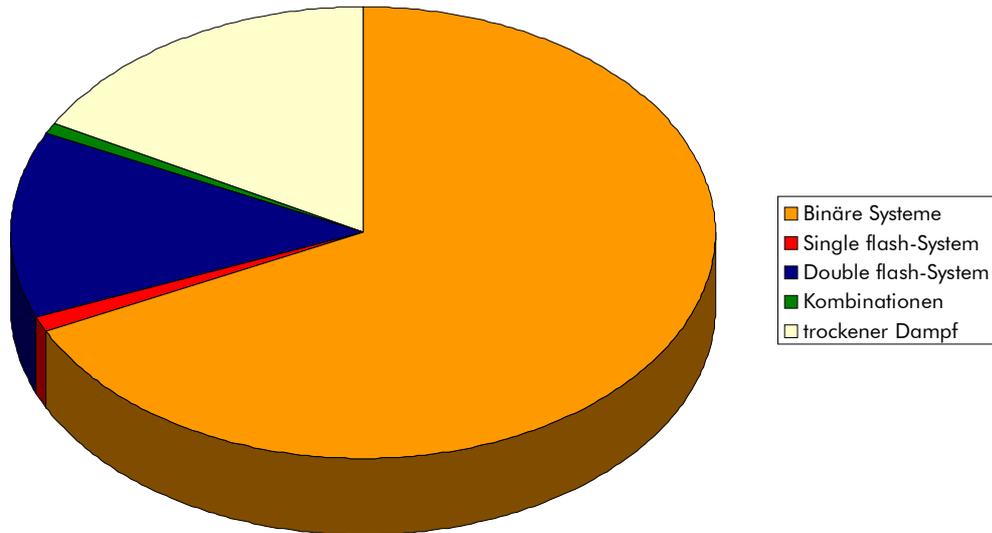


Abbildung 2-3: Anteile an der Gesamtzahl der geothermischen Stromerzeuger (Turbogeneratoren) in den USA, /45/

Welche Projekte/Anlagen aus der Vielzahl der dargestellten Systeme können für eine Untersuchung der Möglichkeiten der geothermischen Stromproduktion in Deutschland und im Speziellen in Mecklenburg-Vorpommern zum Vergleich herangezogen werden?

Zur Beantwortung dieser Frage werden als einschränkende Kriterien angenommen:

- § Thermalfluidtemperaturen bis ca. 230 °C
(Die Festlegung dieser Temperatur begründet sich aus den Möglichkeiten der zukünftig nutzbaren Stimulationstechnologien bzw. der HDR-Technologie, die die auch unter Mecklenburg-Vorpommern vorhandenen heißen trockenen Gesteine erschließen kann.
Heute und mittelfristig sind in Mecklenburg-Vorpommern dagegen nur Lagerstätten bis zu Temperaturen von ca. 120 °C (vgl. Abschnitt 5) verfügbar.
- § Heißwasser- bzw. flüssigkeitsdominierte Lagerstätten.

Demzufolge sind dann nur noch die in Tabelle 2-2 und in Tabelle 2-3 aufgeführten Projekte relevant.

Tabelle 2-2: Projekte unter auch für Deutschland relevanten Randbedingungen - Teil 1 -

Staat	Standort	Förderbohrungen	Injektionsbohrungen	Teufe	Temperatur	Mengenstrom	Elektrische Leistung	Wirkungsgrad (brutto)	Temperatur der Rückkühlung	Verfahrensprinzip
		Stück	Stück							
Äthiopien	Aluto /14/	8		2.500	180		8.520 (brutto) 7.280 (netto)			ORC
Australien	Birdsville /8/	1		1.173- 1.220	99	108	150	4		ORC, Kältemittel, Schraubenexpander
China	Naqu /26/	2		> 300	110	300	1.010 (brutto)	9,7	-1,9 (Luft)	ORC
	Tangshan /14/	1		500	130	30	300		Wasser	ORC
	Yangbajain /14/	18	3	200	140-160		25.180 (brutto) 16.000 (netto)			single flash, double flash, Kombination
Costa Rica	Guanacaste, Miravalles /5/		6		230, (D 6 bar)	2.735	52.000 (Netto)	9,7		single flash
El Salvador	Ahuachapan I bis III /14/, /	42	?	1.000	230		53.000 (Brutto)		Direktkontakt	single flash, double flash
Frankreich	Bouillante / Guadeloupe /27/	?		600 . 2.500	200	150	5.000 (brutto) 4.200 (netto)		Seewasser	double flash
Island	Svartsengi /37/	(ND-Abdampf)			bis 104		8.400		4 - 25	ORC im ND-Abdampf ei- ner Gegendruckturbine
	Husavik /15/	3		400 – 1.000	125		2.000		Wasser 4 - 25	Kalina-Prozess
Japan	Takigami /47/	(Ablauf Flash-Kraftwerk)			130	200	490 (brutto) 400 (netto)	4,2 3,4	22 - ?	ORC (R123)
Österreich	Altheim	1	1	2306, 2.165	106	360	1.000 (brutto)	7,25	Wasser, 5 ... 15 - 10 ...	ORC (PF5050, C ₅ F ₁₂)
	Bad Blumau	1	1	2.340, 1.205	107	108	230 (brutto) 140 (netto)	6,5 4,5	-15 (Luft) 25 (Luft)	ORC (Isopentan)
Thailand	Fang /14/	3	0	150	134	60	300 (brutto) 150 - 250 (netto)		Wasser	ORC

Tabelle 2-3: Projekte unter auch für Deutschland relevanten Randbedingungen - Teil 2 -

Staat	Standort	Förder-	Injektions-	Teufe	Temperatur	Mengenstrom	Elektrische Leistung	Wirkungsgrad (brutto)	Temperatur der Rückkühlung	Verfahrensprinzip
		bohrungen	bohrungen							
		Stück	Stück	m	°C	m ³ /h	kW	%	°C	
USA	Amedee/Kalifornien /5/	2	0	260	104	740	2.000 (brutto) 1.600 (netto)	7,0 5,6	Kühlturm, 21,1 - ?	ORC (R114)
	Beowawe/Nevada /5/	3	1	2.400	215	565	17.000 (brutto) 16.000 (netto)	15,4	Direktkontakt	double flash
	Beaver/Utah, Roosevelt Hot Springs, Blundell U-1	4	3	910	195		25.000 (brutto)		Direktkontakt	single flash
	Empire/Nevada /27/	3	?		114, 123, 152		4.000 (brutto) 3.500 (netto)		Kühlteich	ORC
	Heber/Kalifornien Second Imperial Field /5/				168	3.600	32.000	14,0 13,2	20 - 28	ORC (Isopentan)
	Imperial Valley, East Mesa Field - GEM 1 /30/	3	2	910	186	655	13.400 (brutto)			ORC (Isobutan)
	East Mesa Field - GEM 2 und 3	14	14	2.430	182		40.000 (brutto)			double flash
	East Mesa Field - ORMESA I	11	4	1.370	163		24.000 (brutto)			ORC
	East Mesa Field - ORMESA II	?	6	1.830	160		24.000 (brutto) 18.000 (netto)		Wasser	ORC
	East Mesa Field - ORMESA IE	4	0	?	160		8.000 (brutto)			ORC
	East Mesa Field - ORMESA IH	3	4	1.830	166		8.000 (brutto) 6.000 (netto)			ORC
	Mammoth/Kalifornien, Mammoth-Pacific I /5/	4	3	200	169	790	9.900 (brutto) 7.000 (netto)	11,5 8,1		ORC (Isobutan)
	Mammoth-Pacific II				165		15.000 (brutto) 10.000 (netto)			ORC
	PLES I				155		15.000 (brutto) 10.000 (netto)			ORC
	Steamboat Hills/Nevada, Caithness S.H.	3	1	810	210		13.500 (brutto) 12.500 (netto)			single flash
	Steamboat Springs/Nevada, Steamboat I/IA	?	1	180	152		9.000 (brutto) 6.300 (netto)		Trocken, Luft	ORC
	Steamboat II/III		?	3	460	160	48.000 (brutto) 28.000 (netto)		Trocken, Luft	ORC
	Wabuska/Nevada /3/, /27/	2		105	106	195+215	1.550 (brutto)	8,3 - 11,0	Kühlteich 13 ... 18 - ?	ORC (erst R114, später Isopentan)
	Wendel Hot Springs/Kalifornien, Wineagle /27/	1		400	110	225	750 (brutto) 600 (Netto)		Kühlturm	ORC

Von den insgesamt weltweit vorhandenen Erzeugerleistungen entfallen nur ca. 6 % oder ca. 500 MW von 8.000 MW auf niedertemperierte flüssigkeitsdominierte Lagerstätten, wobei selbst diese Zahl im Lichte der Berücksichtigung (weil ORC) von Systemen im Ablauf von Flash-Kraftwerken noch optimistisch ist.

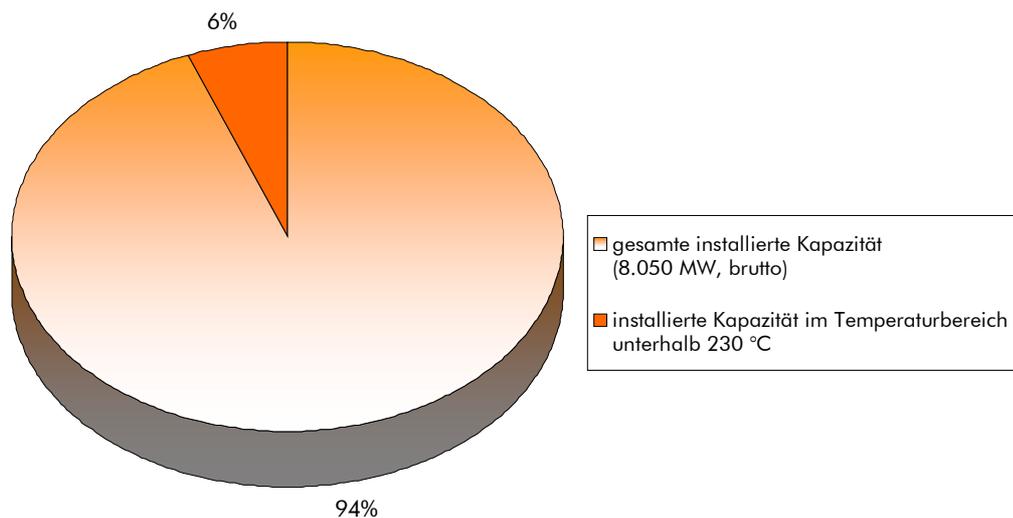


Abbildung 2-4: Anteil niedertemperierter Lagerstätten an der Weltstromproduktion aus Geothermie

Die Wahl der standortkonkreten Technologie der Stromerzeugung aus niedrigthermalen Lagerstätten wird neben der erschließbaren Wassermenge und der Berücksichtigung der Wasserinhaltsstoffe im Wesentlichen durch die nutzbare Temperatur bestimmt. Kutscher gibt in /24/ einen Grenzwert von 175 °C an. Oberhalb dieser Grenze kommen am kostengünstigsten direkte Dampfprozesse zur Anwendung. Darunter ist das Feld der indirekten binären Systeme angesiedelt. Auch in /45/ wird darauf verwiesen, dass die meisten Entwickler geothermischer Prozesse eine Grenze der Einsetzbarkeit von Flash-Prozessen bei 350 °F (177 °C) ziehen.

Die Auswertung der Projekte aus Tabelle 2-2 und aus Tabelle 2-3 führt zum gleichen Ergebnis. Dies ist in Abbildung 2-5 dargestellt. Auch hier zeigt sich, dass unterhalb ca. 180 °C eine Häufung von ORC-Systemen anzutreffen ist, während oberhalb 180 °C die Dampfprozesse dominieren.

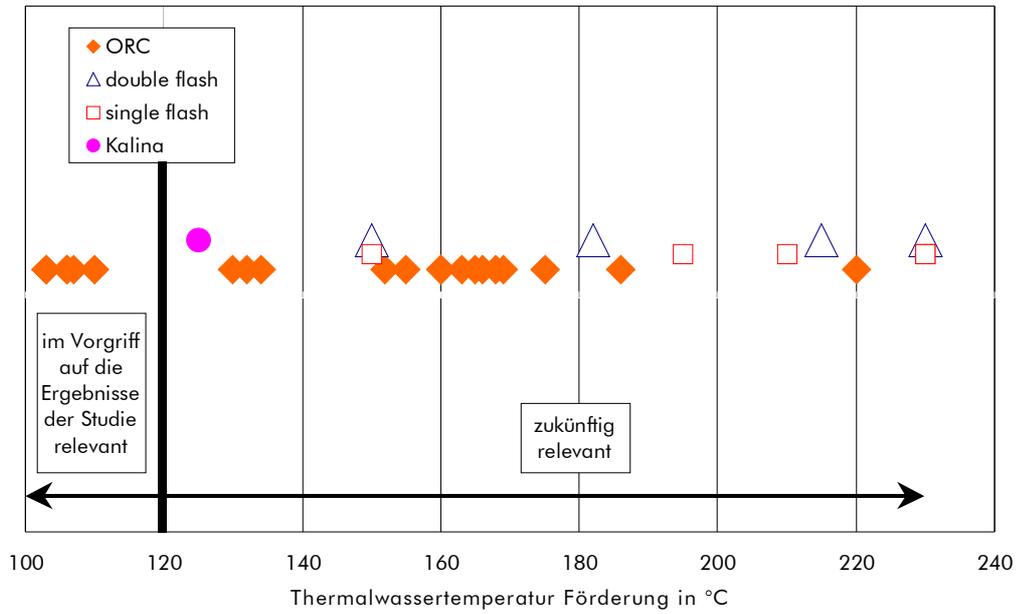


Abbildung 2-5: Installierte Systeme in Abhängigkeit der Thermalwassertemperatur

2.2 Systeme der geothermischen Stromerzeugung

Die Anlagentechnik, die für die geothermische Stromerzeugung zum Einsatz kommt, lässt sich prinzipiell in zwei Gruppen unterteilen:

- § offene Systeme, in denen das Thermalfluid selbst das Arbeitsmittel darstellt – direkte Nutzung des Thermalwassers,
- § geschlossene Systeme, bei denen die Wärme des Thermalfluids auf ein anderes, i. d. R. organisches Arbeitsmittel übertragen wird – indirekte Nutzung des Thermalwassers.

In jedem Fall wird der Arbeitsmitteldampf in Arbeitsmaschinen (Dampfmaschinen, Schrauben- oder Kolben-Expansionsmaschinen) entspannt und die so gewonnene mechanische Energie der Drehbewegung in einem Generator in elektrische Energie umgewandelt.

Vergleichsprozess (mit diversen Modifikationen bzw. nur bezüglich einzelner Zustandsänderungen) ist der Clausius-Rankine-Prozess, wie er aus der konventionellen Kraftwerkstechnik bekannt ist. Hierbei wird Wasserdampf isobar erhitzt und verdampft, unter Arbeitsleistung isentrop entspannt, dann isobar kondensiert und anschließend isentrop verdichtet.

In Realität sind diverse Abweichungen von diesen idealen Bedingungen (isobar, isentrop) zu verzeichnen, die zur Minderung der energetischen Effizienz der Verfahren führen.

2.2.1 Geothermische Stromerzeugung mit direkter Nutzung des Thermalwassers

In Abhängigkeit der Qualität der geothermischen Lagerstätte und der Einordnung der Erzeugeranlage in konkrete, vor allem wirtschaftliche Rahmenbedingungen können unterschieden werden:

- a) Direkte Dampfnutzung (für Mecklenburg-Vorpommern heute und auch zukünftig nicht relevant)
- b) Flash-Systeme
 - ba) Single flash-System ohne Kondensation
 - bb) Single flash-System mit Kondensation
 - bc) Double flash-System

Zu ba) Single flash-Prozess ohne Kondensation

Das der Förderbohrung entnommene heiße Wasser bzw. Wasser-Dampf-Gemisch wird in einem Flash-Behälter teilentspannt und der Dampfanteil dadurch erhöht. Anschließend erfolgt eine Trennung in die dampfförmige

und die flüssige Phase. Während die Flüssigkeit in der Regel den Injektionsbohrungen zugeführt wird, gelangt der Dampf zur Turbine. Hier wird er unter Arbeitsleistung auf Atmosphärendruck entspannt und anschließend über einen Diffusor in die Atmosphäre abgestoßen.

Durch die Beschränkung der Entspannung auf den Atmosphärendruck ist bei diesem Verfahren der Ausnutzungsgrad des Energieinhaltes des Thermalfluids sehr ungünstig. Auf der anderen Seite können die Anlagen aber verhältnismäßig billig hergestellt werden, da auf Kondensatoren und Kühltürme verzichtet wird.

Wenn also auf einfache Weise hohe Thermalfluidmengenströme erzielbar oder die Thermalfluidtemperaturen entsprechend hoch sind (oder die Beherrschung eines großen Anteils nichtkondensierbarer Gase auf keine andere Weise möglich ist), können derartige Anlagen durchaus Sinn ergeben. Unter deutschen Randbedingungen ist mit den oben angesprochenen hohen Mengenströmen und Temperaturen nicht zu rechnen, und das zusätzliche Problem der nichtkondensierbaren Gase ist durch eine Trennung der Kreisläufe (vgl. Abschnitt 2.2.2) eleganter und vor allem energetisch effizienter zu lösen, so dass keine weiteren Betrachtungen angestellt werden.

Zu bb) Single flash-Prozess mit Kondensation

Das Prinzip des Verfahrens und die entsprechenden Zustandsveränderungen im T,s -Schaubild für Wasser sind in den folgenden beiden Abbildungen dargestellt. Im Gegensatz zu den später beschriebenen binären Systemen sind die Anlagen relativ einfach aufgebaut.

Die Energieausbeute ist gegenüber ba) in der Regel mindestens verdoppelt.

Die siedende Flüssigkeit wird in einen Flash-Behälter hinein entspannt. Es entstehen dabei auf einem unter Förderniveau befindlichen Druck eine kleinere Menge trocken gesättigten Dampfes und eine größere Menge siedenden Wassers. Nachdem der Dampf von der Flüssigkeit separiert wurde, wird er der Turbine zugeführt, wo er unter Entropiereduktion Arbeit leistet.

Die Temperaturparameter der Rückkühlung des Kondensators bestimmen das minimale Niveau des Enddruckes der Entspannung, in der Regel im Vakuumbereich. Inwieweit dieses niedrigste Druckniveau erreicht werden kann, hängt nicht zuletzt davon ab, mit welchem Aufwand nichtkondensierbare Gase aus dem Kondensator abführbar sind.

Neben dem technischen (und u.U. Umwelt-)Problem der Ableitung nichtkondensierbarer Gase haben die Prozesse oft den Nachteil, dass beim Flashen Feststoffe ausfallen, die als Beläge auf den Ausrüstungen verbleiben, die Sicherheit negativ beeinflussen und entsorgt werden müssen /27/.

Gegenüber der direkten Nutzung von überhitztem Dampf (a) wird ein beträchtlicher Teil der Enthalpie des geförderten Thermalfluids (die separierte Flüssigkeitsmenge) keiner energetischen Nutzung zugeführt. In der Regel ist

dieses Wasser zur Aufrechterhaltung des Druckniveaus in der Lagerstätte zurück in die Entnahmeschicht zu injizieren.

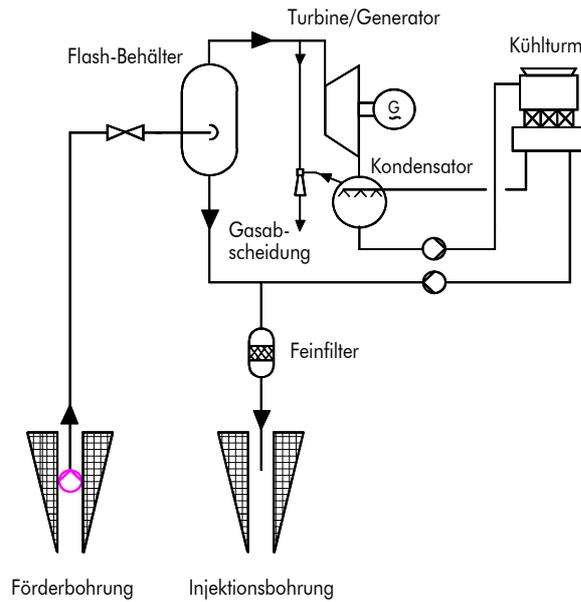


Abbildung 2-6: Vereinfachtes Schaltschema einer Anlage zur geothermischen Stromerzeugung nach dem Single flash-System

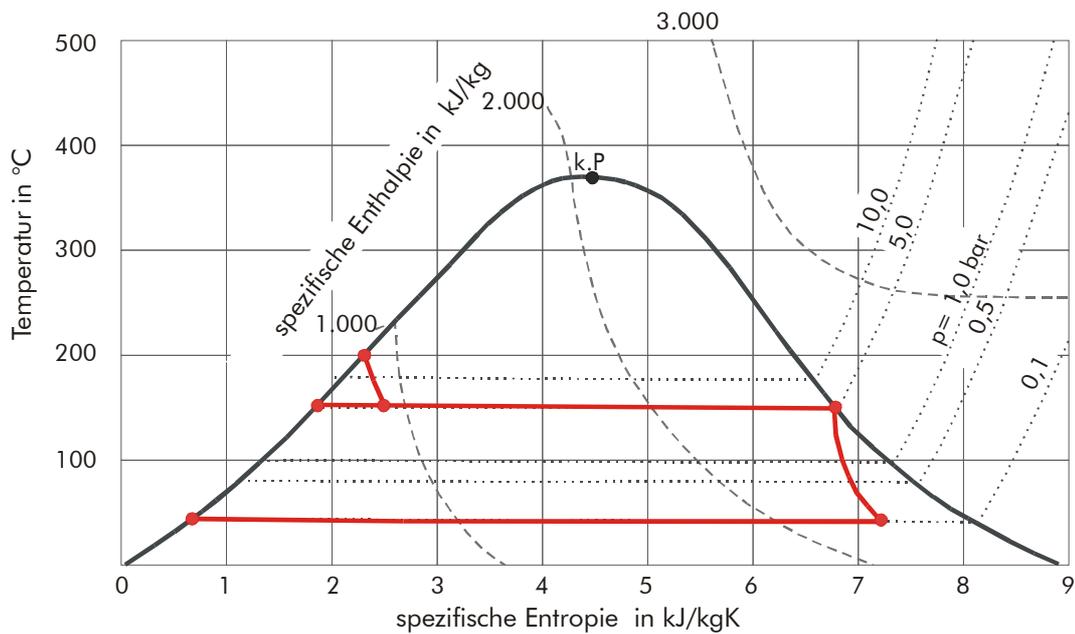


Abbildung 2-7: Prinzipielle Darstellung des Single flash-Prozesses im T,s-Diagramm

Zu bc) Double flash-Prozess mit Kondensation

Durch eine einfache Ergänzung des Single flash-Systems kann dessen Nachteil der nur geringen Ausnutzung der Enthalpie des gesamten Förderstromes gemindert werden.

Das aus dem ersten Flash-Behälter (Separator) ablaufende siedende Wasser wird beim Double flash-Prozess ein zweites Mal entspannt und der entstehende Dampf in einem zweiten Behälter wiederum separiert. Er wird dann in einer zweiten (Niederdruck-)Turbine oder in einem ergänzenden Niederdruckteil der HD-Turbine entspannt.

Abbildung 2-8 und Abbildung 2-9 verdeutlichen die Erweiterung im prinzipiellen Schema und im Schaubild.

Der Umfang, mit dem die zusätzliche Entspannung wirksam wird, ist wiederum auf der einen Seite durch die Temperaturen im Kondensator bestimmt und auf der anderen Seite auch dadurch, dass ihr Ausgangspunkt oberhalb des Atmosphärendruckes liegen sollte.

Obwohl auch von den großen Entwicklern geothermischer Stromerzeugungsanlagen die Grenze des Einsatzes von Flash-Systemen bei ca. 350 °F (177 °C) gezogen wird, weist Shulman in /45/ nach, dass gerade der Double flash-Prozess in der Lage ist, die bei niedrigen Ressourcentemperaturen auftretenden Probleme des geringen Flash-Druckes und des niedrigen spezifischen Volumens des Dampfes zu beherrschen. Er verweist weiterhin darauf, dass Double flash-Anlagen bei geringen Ressourcentemperaturen, die von allen anderen möglichen Verfahren höhere Aufwendungen erfordern, durch ihre einfache Bauart, ihre geringen Betriebs- und Instandhaltungskosten und ihre Fähigkeit, das eigene Kühlturmwater zu erzeugen, nennenswerte Vorteile vor allem gegenüber binären Systemen haben sollten.

Unabhängig von dem Genannten verweisen alle Autoren aber auch darauf, dass vor der Erweiterung der Anlagenstruktur um eine zweite Entspannungsstufe Wirtschaftlichkeitsüberlegungen stehen müssen, denn die dem erhöhten Ertrag gegenüberstehenden Investitionen steigen durch die zusätzliche Turbine (Turbinstufen), die zusätzlichen Behälter, Rohrleitungen, Regelung etc. beträchtlich.

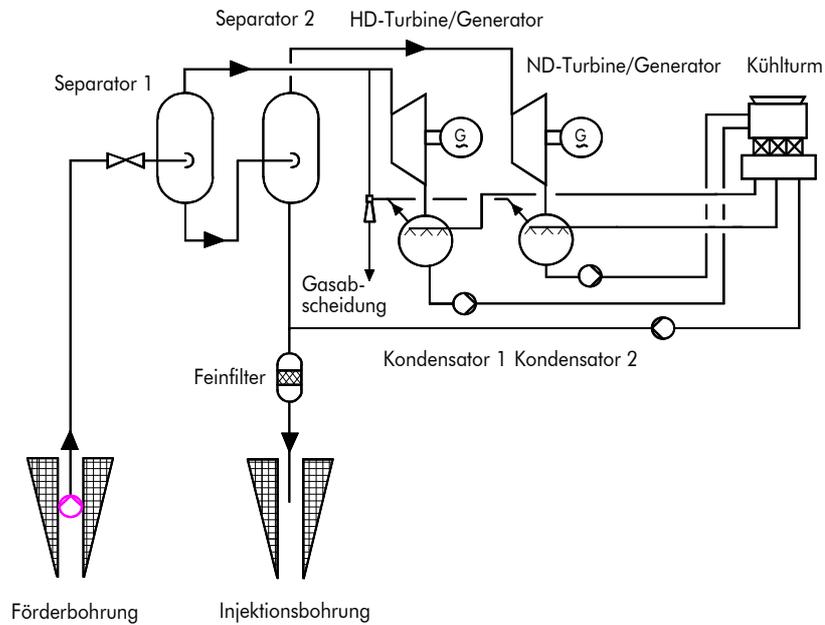


Abbildung 2-8: Vereinfachtes Schaltschema einer Anlage zur geothermischen Stromerzeugung nach dem **Double flash-System**

International werden die beschriebenen Systeme im betrachteten Temperaturrahmen in großem Umfang eingesetzt, um die Ressourcenausnutzung der geothermischen Stromerzeugung zu verbessern.

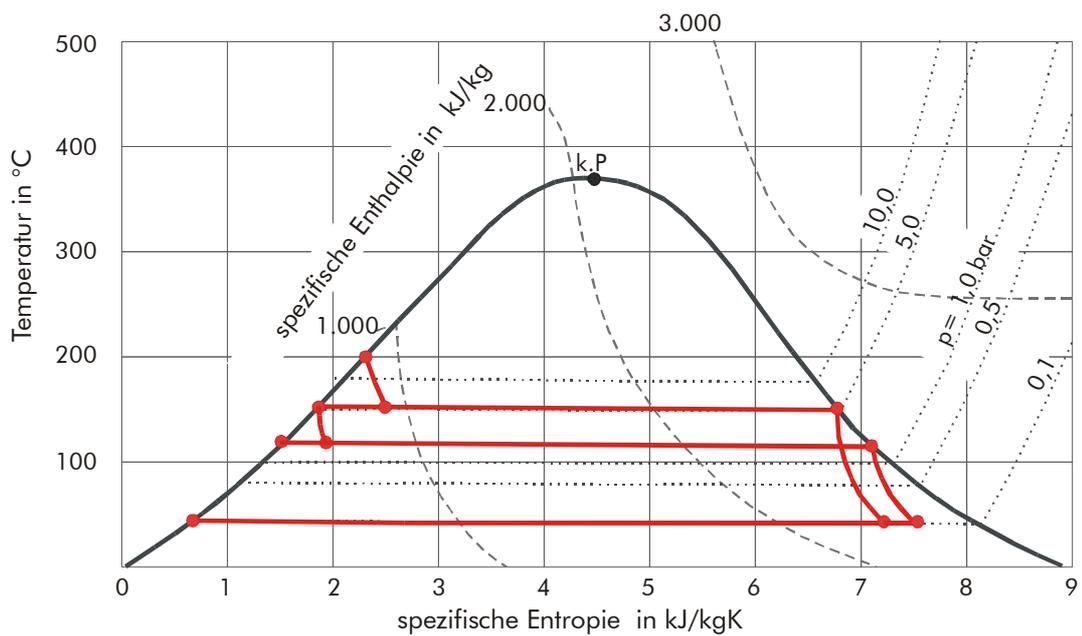


Abbildung 2-9: Prinzipielle Darstellung des Double flash-Prozesses im T,s-Diagramm

2.2.2 Geothermische Stromerzeugung mit indirekter Nutzung des Thermalwassers (Binäre Systeme)

Unter dem Oberbegriff der binären Systeme werden Anlagen verstanden, die die geothermische Ressource nicht direkt durch Entspannung in einer Turbine zur Stromerzeugung nutzen, sondern dazu ein zweites Medium verwenden, auf das in Wärmeübertragern (Verdampfern) die geothermische Energie überführt wird. Das Medium muss dann, der geringen Temperatur des Thermalwassers entsprechend, tiefsiedend sein.

Die verwendeten Prozesse sind:

- a) der Rankine-Prozess mit organischen Arbeitsstoffen,
- b) der Kalina-Prozess.

Primär werden diese Prozesse angewendet, wenn das Primärmedium nicht heiß genug bzw. sein Druck zu gering ist, um in ausreichendem Maße Dampf mit für eine Entspannung ausreichenden Parametern zu erzeugen. Darüber hinaus kann der Einsatz eines zweiten Arbeitsmediums sinnvoll sein, wenn das Thermalfluid ungünstige chemische Eigenschaften (Mineralisation, Gasgehalte etc.) aufweist, die auf direktem Wege nicht bzw. nur mit unverträglichem hohem Aufwand beherrschbar sind.

Zu a) Rankine-Prozess mit organischen Arbeitsstoffen (Organic Rankine Cycle, ORC)

Der ORC-Prozess unterscheidet sich, bis auf das verwendete Arbeitsmittel und damit die Temperatur- und Druckparameter, nur unwesentlich vom klassischen Rankine-Prozess für Wasserdampf. Es wird durch das Thermalfluid vorgewärmt, verdampft, in einer Turbine entspannt, u.U. in einem rekuperativen Wärmeübertrager gekühlt (das Medium ist, im Gegensatz zur Wasserdampfentspannung, noch überhitzt), kondensiert und durch eine Pumpe wiederum auf Verdampferdruck befördert. Eine entsprechende prinzipielle Schaltung ist in Abbildung 2-10 dargestellt.

Als Arbeitsstoffe werden in früheren Anlagen FCKW (z.B. Kältemittel R114) eingesetzt. Heute kommen in der Regel Kohlenwasserstoffe (n-Pentan, Isobutan etc.) zur Anwendung und in einer der letzten installierten Anlagen in Altheim auch eine Fluorkohlenstoff-Verbindung (C_5F_{12}). Auch wurden in /12/ theoretische Überlegungen angestellt, an Stelle reiner Stoffe Gemische von Kohlenwasserstoffen einzusetzen, was zu gleitenden Verdampfungstemperaturen führt (vgl. Kalina-Prozess). Durch den Gemischeinsatz erscheinen besonders bei geringen Temperaturen des Thermalfluids Senkungen der Stromerzeugungskosten um ca. 25 % möglich.

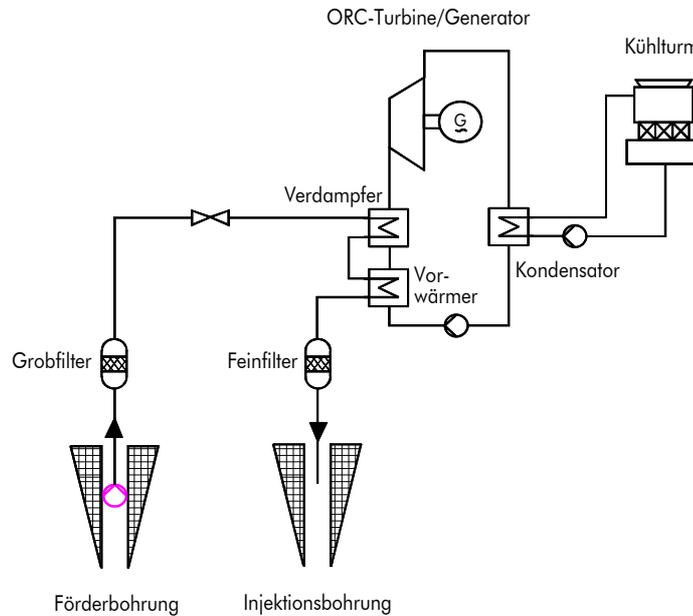


Abbildung 2-10: Vereinfachtes Schaltschema einer Anlage zur geothermischen Stromerzeugung mit ORC

Nach /21/ sind bei der Verwendung von organischen Medien verschiedene Problemstellungen anlagentechnisch zu lösen. Die Turbinen unterscheiden sich von denen für Wasser wegen des differierenden Molekulargewichts und der geringeren spezifischen Wärmekapazität etc. Vorkehrungen gegen erhöhte Korrosivität sind an Turbine und Wärmeübertragern zu treffen, und der Abdichtung der Systeme ist hohe Aufmerksamkeit zu schenken.

International ist bereits eine große Anzahl von binären Systemen für die geothermische Stromerzeugung im Einsatz (vgl. Abbildung 2-3, USA ca. 140 Einzelanlagen). Obwohl thermodynamisch auch bei geringeren Temperaturen (bis 80 °C) denkbar, sollten Wirtschaftlichkeitserwägungen die Grenze der Einsetzbarkeit bei ca. 100 °C ziehen. Dies wird auch bei der Auswertung der bestehenden Anlagen deutlich, obwohl hier die Informationslage ungünstig ist (vgl. Tabelle 2-2 und Tabelle 2-3).

In Abbildung 2-11 sind die Wirkungsgrade der Stromerzeugung für Anlagen, von denen detailliertere Daten einsehbar waren, zusammengefasst. Zusätzlich ist eine Kurve eingetragen, die Rafferty /36/ als Zusammenfassung der Informationen eines Herstellers zitiert. Problematisch bei all diesen Zahlen ist, dass i.d.R. nicht die Bedingungen der Gewinnung (Auskühlung des Thermalfluids, Rückkühltemperaturen) bekannt sind. Zumindest bei der Auskühlung des Fluids können aber Werte von 70 °C bis 80 °C unterstellt werden. Darüber hinaus ist meist, wahrscheinlich aber nicht immer, die Netto-Stromproduktion ohne die Pumpaufwendungen für das Thermalfluid angegeben.

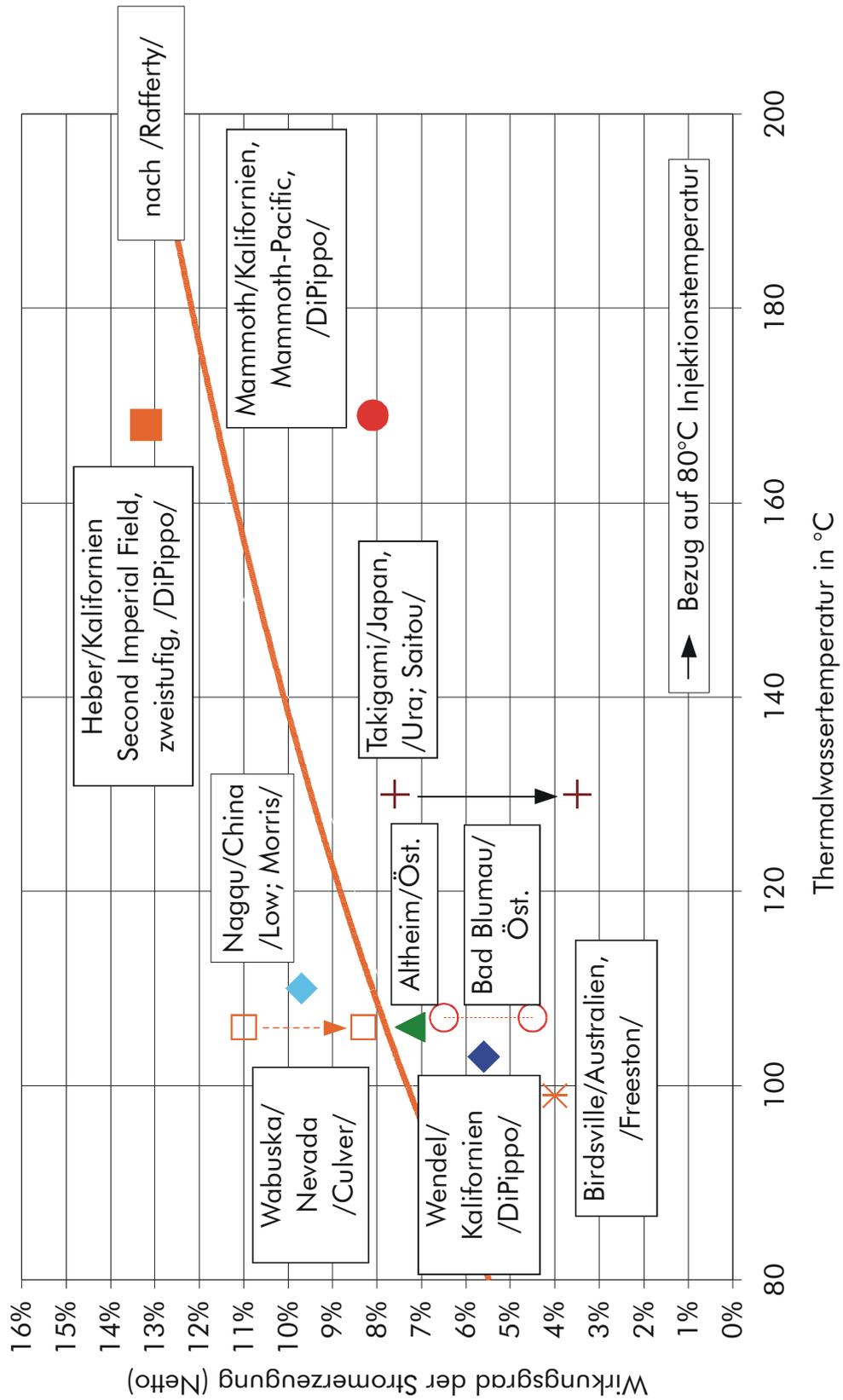


Abbildung 2-11: Wirkungsgrade ausgeführter ORC-Systeme

Die Nettowirkungsgrade der Stromerzeugung ausgeführter Anlagen bewegen sich nach Abbildung 2-11 bis zu Thermalfluidtemperaturen von ca. 135 °C unterhalb 10 % und erreichen am oberen Ende des Betrachtungsfeldes (200 °C) einen Wert im Bereich von 13 % bis zu 14 %. Dies gilt unter der Voraussetzung einer weitgehenden Nutzung des Wärmeinhaltes des Fluides, also des Erreichens der oben genannten Auskühlungstemperatur.

Lund zitiert in /27/ Entingh et al. /6/, der Vorteile binärer (hier ORC-) Systeme benennt:

- § sehr beweglich, da gut modular vorzufertigen
 - § Beherrschung schwankender Lasten bis hin zu Minimallasten von 0 bis 25 %
 - § hochautomatisierter Betrieb einschl. Selbststart
 - § keine Freisetzung von Treibhausgasen aus dem Thermalfluid (geschlossener Kreislauf)
-

Zu b) Kalina-Prozess

Der Kalina-Prozess nutzt ebenso wie der ORC-Prozess ein im vom Thermalfluid abgeschlossenen Kreislauf befindliches Arbeitsmittel. Als Arbeitsmedium wird allerdings kein reiner Stoff, sondern ein Gemisch von Ammoniak und Wasser verwendet. Beschreibungen der Technologie werden z.B. in /16/ und /25/ gegeben. In seiner einfachsten Form ist der Prozess aufgebaut wie in Abbildung 2-12 angegeben.

Das Zwei-Stoffe-Gemisch wird in einem Wärmetauscher vom Thermalfluid vorgewärmt und verdampft. Wegen der Siedepunktstände der Komponenten entstehen ein ammoniakreicher Dampf und eine ammoniakarme Flüssigkeit, die anschließend voneinander getrennt werden. Der Dampf wird einer Turbine zugeführt und entspannt dort unter Abgabe von Arbeit. Im Anschluss daran werden Dampf und entspannte Flüssigkeit wieder zusammengeführt und gemeinsam zum Kondensator geleitet. Hier wird das Stoffgemisch verflüssigt und danach auf den Verdampferdruck gebracht. Zur Verbesserung der energetischen Effizienz werden in der Schaltung Rekuperatoren eingesetzt, von denen in Abbildung 2-12 einer zwischen der heißen ammoniakarmen Lösung und der kalten Grundlösung dargestellt ist.

Der entscheidende Vorteil des Prozesses liegt darin, dass die Verdampfung und die Kondensation des Arbeitsmediums nicht isotherm - wie bei reinen Stoffen (ORC-Prozess) - vonstatten gehen, sondern dass gleitende Temperaturen auftreten. In Abbildung 2-13 sind die jeweiligen Phasenwechseltemperaturen für verschiedene Konzentrationen der Grundlösung und eine Eintrittstemperatur in den Verdampfer von 80 °C dargestellt.

Durch dieses spezifische Gemischverhalten können

- § die Temperaturverläufe des Thermalfluids auf der einen Seite (z.B. Abkühlung von 150 °C auf 85 °C) und des im Gegenstrom geführten verdampfenden Gemisches (bei geeigneter Konzentration der Grundlösung z.B. Erwärmung von 75 °C auf 145 °C) einander angepasst werden. Das vermindert die mittlere Temperaturdifferenz zwischen beiden Stoffströmen und damit die Verluste der Wärmeübertragung.
 - § Daneben erhöht sich gegenüber dem Einsatz reiner Stoffe die mittlere Temperatur der Verdampfung und in gleicher Weise vermindert sich die mittlere Temperatur der Kondensation. Dies führt zur Verbesserung des Carnot-Wirkungsgrades des Prozesses (des theoretisch maximal möglichen Wirkungsgrades).
-

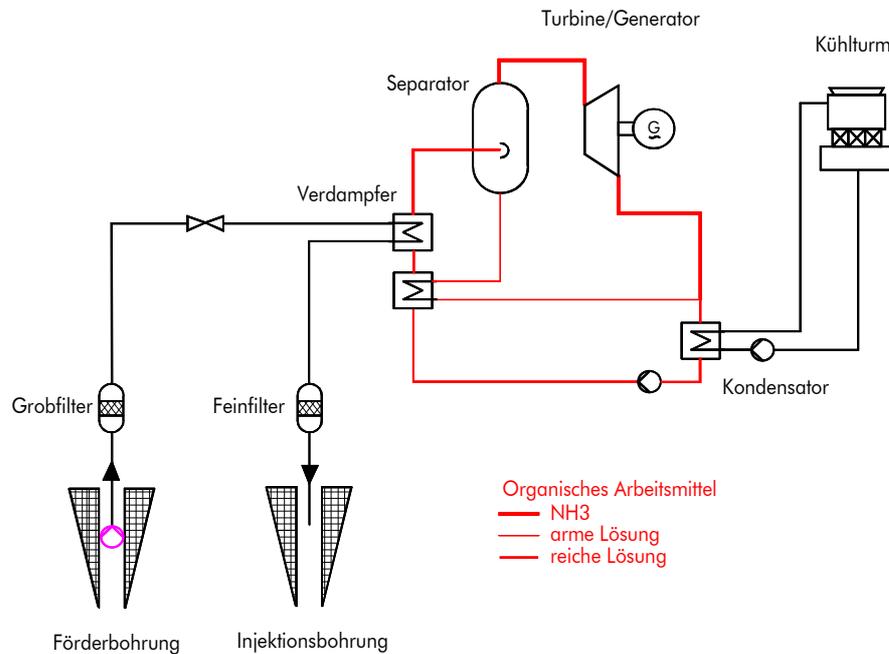


Abbildung 2-12: Vereinfachtes Schaltschema einer Anlage zur geothermischen Stromerzeugung nach dem Kalina-Prozess

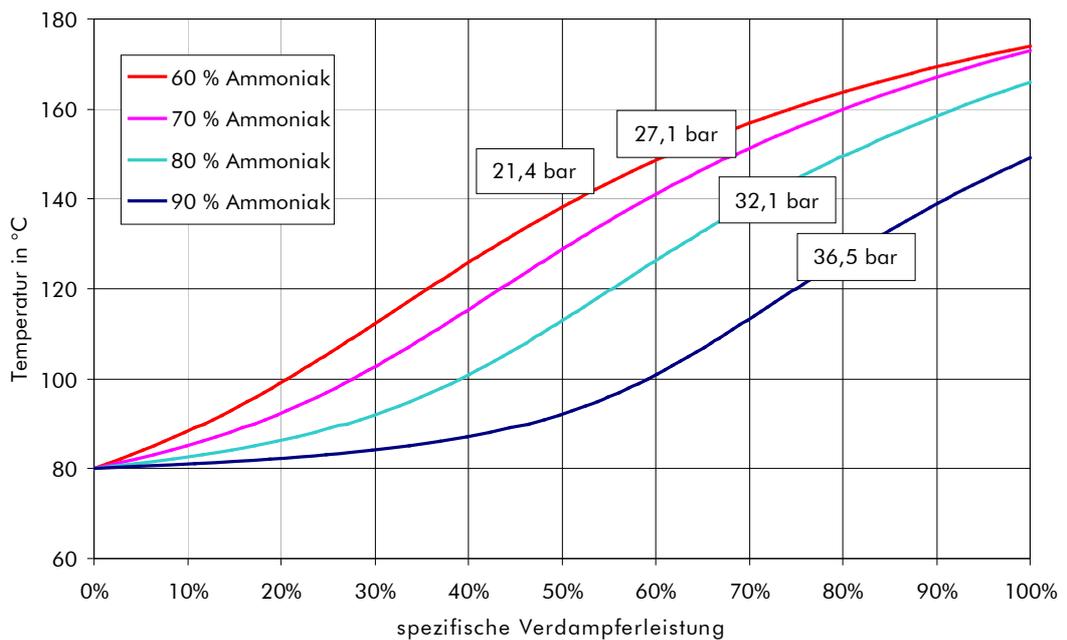


Abbildung 2-13: Beispiel für gleitende Temperatur des Phasenwechsels bei $\text{NH}_3/\text{Wasser}$ -Gemischen

Neben den energetischen hat der Prozess auch bautechnische Vorteile. So können wegen der Ähnlichkeit der entscheidenden Stoffeigenschaften von Wasser und Ammoniak für die Entspannung Wasserdampfturbinen verwendet werden. Darüber hinaus finden Ammoniak-Wasser-Gemische seit langem in anderen Gebieten der Technik (z.B. Kältetechnik) breite Anwendung. Die technischen Probleme können also weitgehend als gelöst gelten.

Von Nachteil, vor allem betreffs der Investitionen in den Anlagen, sind die wegen der geringeren Temperaturdifferenzen in den Wärmeübertragern und des schlechteren Wärmeübertragungsverhaltens deutlich größeren Apparate.

Im Gegensatz zu ORC-Systemen, die auf ein bereits sehr breites Anwendungsspektrum und entsprechend umfangreiche Erfahrungen verweisen können, steht die Kalina-Technologie noch am Anfang der Entwicklung. Eine erste Anlage wurde 2001 in Husavik/Island in den Probetrieb genommen, eine weitere in Steamboat Springs/Nevada /31/.

In Island wird aus einem Thermalfluidstrom von $325 \text{ m}^3/\text{h}$ mit einer Temperatur von $125 \text{ }^\circ\text{C}$ eine Stromleistung von ca. 2 MW erzeugt /15/.

2.2.2.1 Geothermische Stromerzeugung mit Kombination der direkten und indirekten Nutzung des Thermalwassers

In Abschnitt 2.2.1 wurde zur Verbesserung der Ausnutzung des Energieinhalts der geothermischen Lagerstätte auf den Übergang vom Single flash-auf den Double flash-Prozess verwiesen. Vor gleichem Hintergrund ist die im Folgenden dargestellte Schaltung zu sehen.

Bei den so genannten Hybrid-Prozessen kombiniert man einen Single flash-Prozess mit einem binären Prozess.

Unterschiedliche Schaltungsvarianten sind denkbar und realisiert. So kann der Entspannungsdampf nach der Dampfturbinenstufe als Wärmequelle des ORC-Prozesses dienen, oder auch der Flüssigkeitsablauf der ersten Separationsstufe wird nicht ein zweites Mal entspannt, sondern heizt den Verdampfer der ORC-Anlage. Letzteres ist in der folgenden Abbildung 2-14 gezeigt.

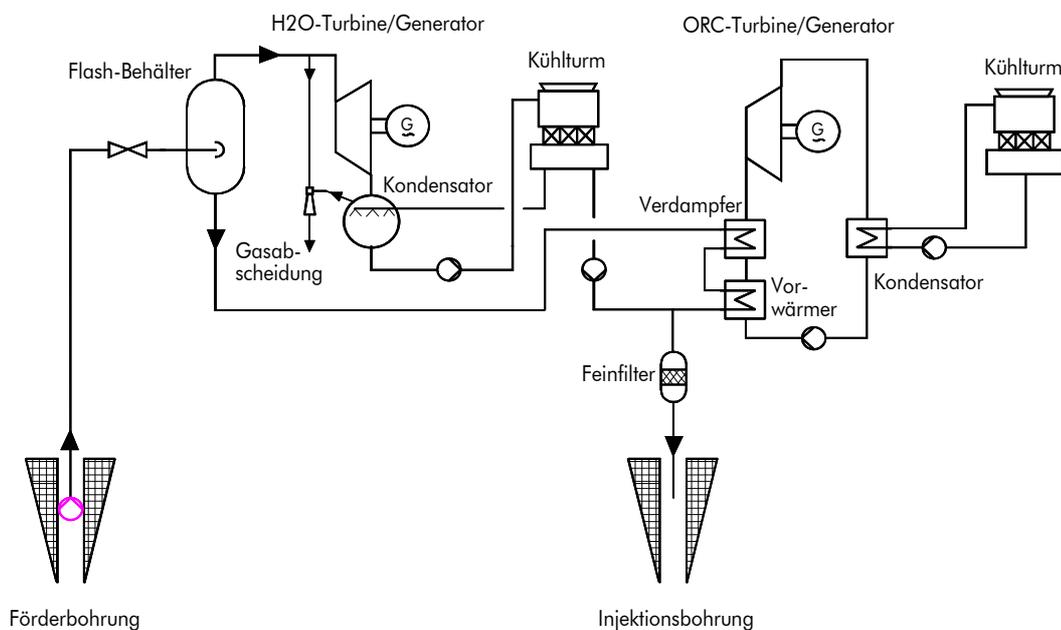


Abbildung 2-14: Vereinfachtes Schaltschema einer Anlage zur geothermischen Stromerzeugung in Kombination von Single flash-System und ORC

3 Analyse der in Mecklenburg-Vorpommern einsetzbaren Techniken

3.1 Bohrtechnischer Aufschluss geothermischer Horizonte

Die Erschließung geothermischer Nutzhorizonte kann in folgende Bohrlochkonfigurationen unterteilt werden:

Klassische Bohrungsdublette (saiger)	Abbildung 3-1
Bohrungsdublette (saiger + gerichtet)	Abbildung 3-2
Bohrungsdublette (doppelt gerichtet)	Abbildung 3-3
Einsonden-Zweischichtverfahren	Abbildung 3-4

Die klassische Bohrungsdublette mit zwei saigeren Bohrungen benötigt einen relativ großen übertägigen Platzbedarf zur Realisierung des erforderlichen Bohrungsabstandes. Der Aufwand erhöht sich ebenfalls durch die Notwendigkeit von zwei separaten Bohrplätzen und später durch zwei Betriebspunkte mit einer zusätzlichen verbindenden Thermalfluidleitung.

Der Einsatz der Richtbohrtechnik bietet die Möglichkeit, den erforderlichen Bohrungsabstand auf den untertägigen Speicherbereich zu beschränken und die Bohrungen so von einem Bohrplatz aus abzuteufen. Vorzugsvariante ist die Konfiguration „saiger + gerichtet“, da man die erste Bohrung möglichst saiger und mit wenig Aufwand zur Erkundung niederbringen muss. Dies gilt auch für das eventuelle Ausweichen auf einen Ersatzhorizont. Ist der Nachweis der Ressource erbracht, kann auf Grundlage des erbohrten Profils ziemlich genau die 2. Bohrung aufgeschlossen und ausgebaut werden.

Ist es nicht möglich, den erforderlichen Bohrungsabstand mit vertretbarem technischen Aufwand durch eine Richtbohrung zu realisieren, können auch beide Bohrungen der Dublette abgelenkt werden. Dies gilt vor allem für relativ flache Horizonte.

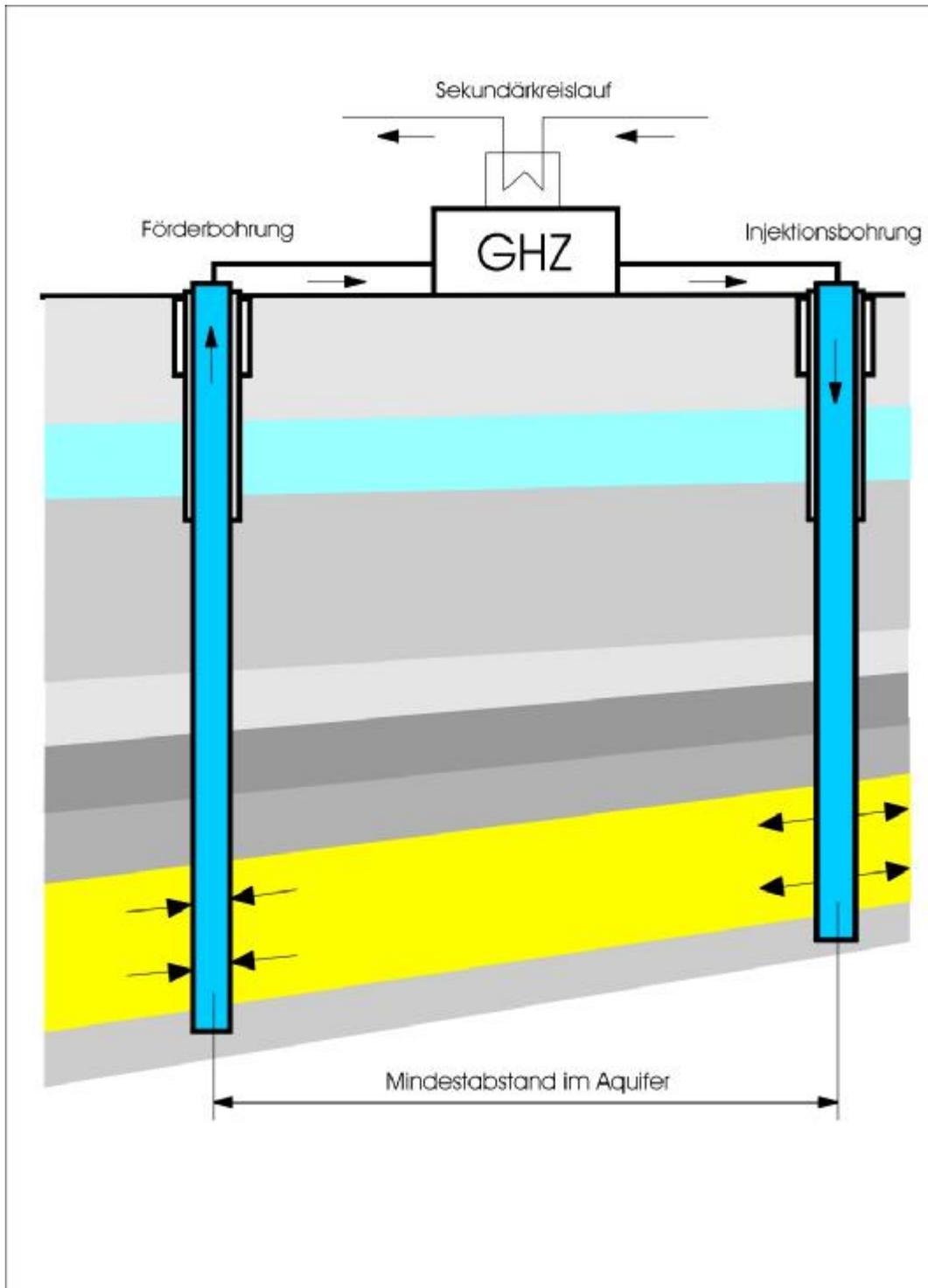


Abbildung 3-1: Klassische Bohrungsdoublette (saiger)

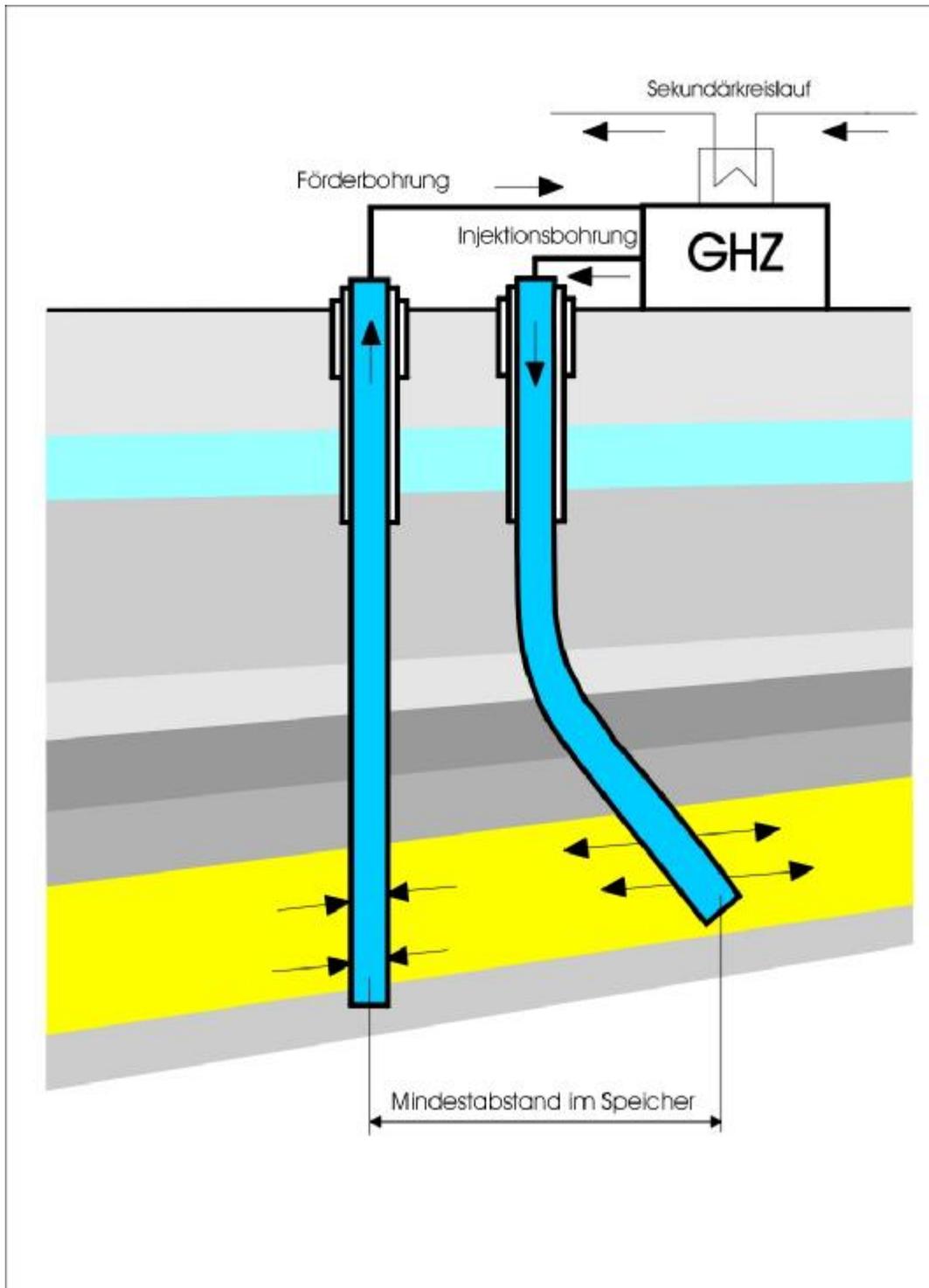


Abbildung 3-2: Vorzugsvariante Bohrungsdulette (saiger + gerichtet)

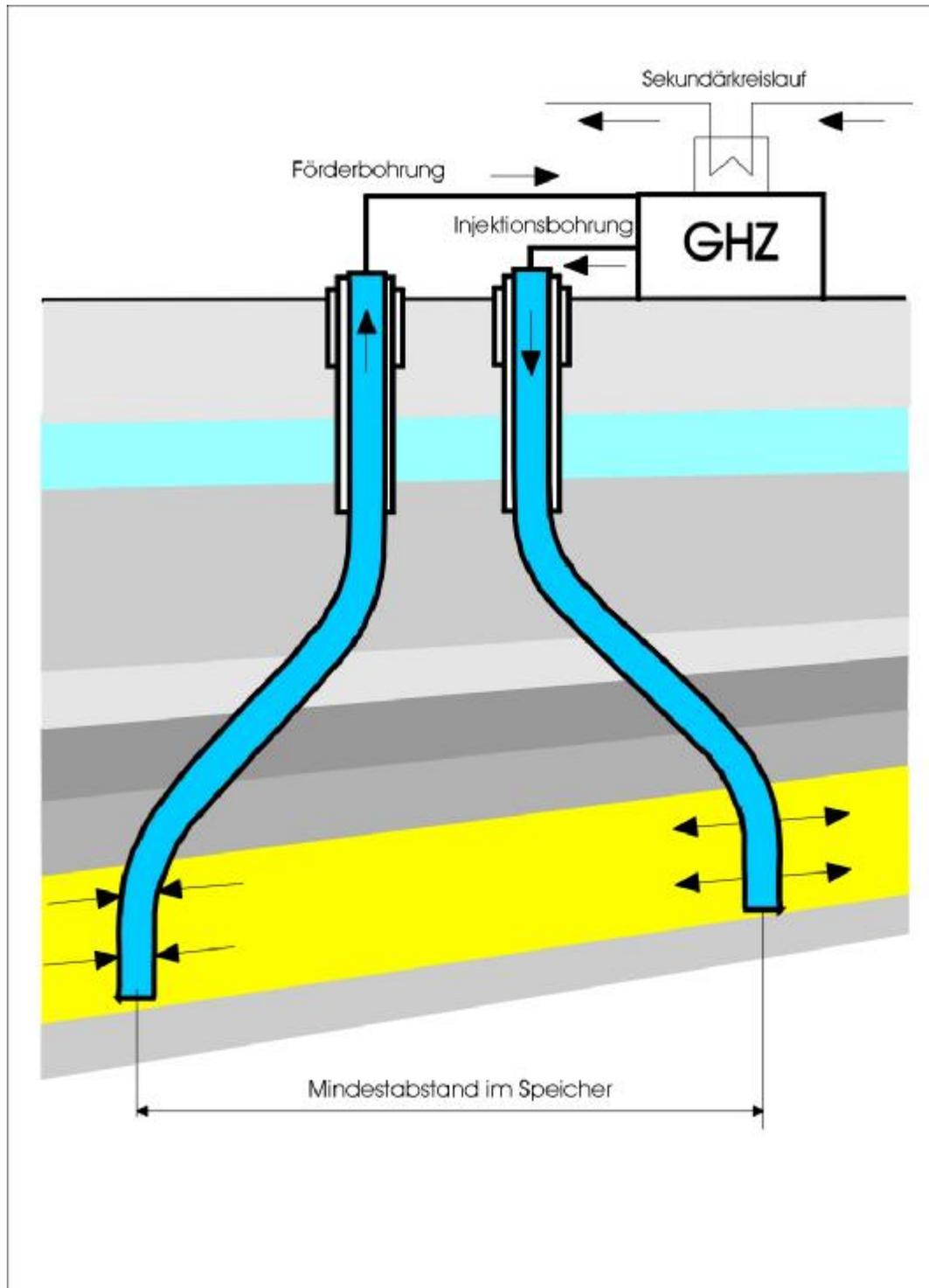


Abbildung 3-3: Bohrungsdulette (doppelt gerichtet)

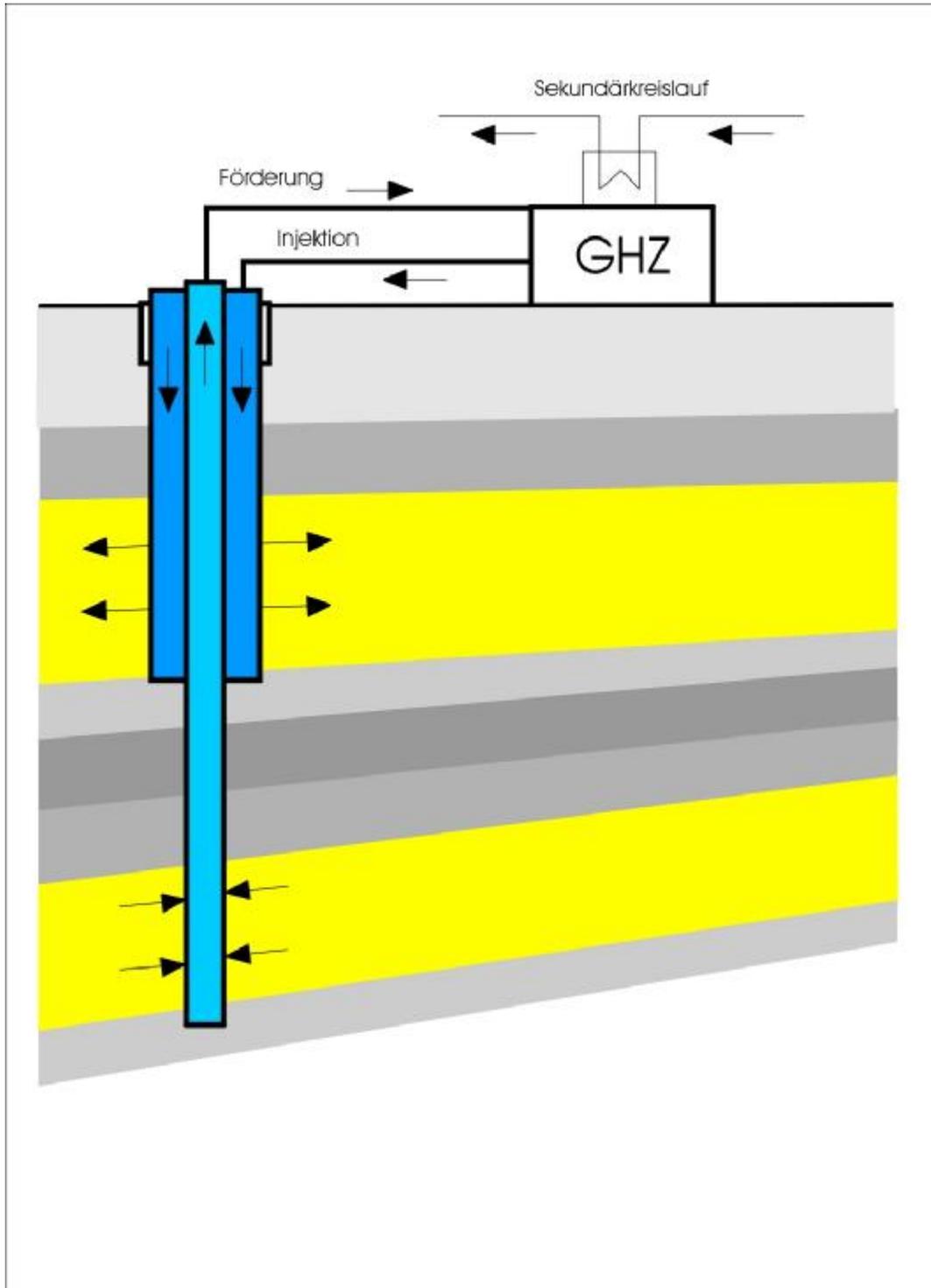


Abbildung 3-4: Einsonden-Zweischichtverfahren

Eine Alternative zur Bohrungsdublette bietet das Einsonden-Zweischichtverfahren, welches bei Vorhandensein von mehreren geeigneten Speicherhorizonten zum Einsatz kommen kann. Dieses Verfahren ermöglicht das Fördern und Injizieren von geothermalen Schichtwässern in einer Bohrung. Dazu müssen beide Horizonte erkundet, ausgebaut und getestet werden. Die Förderung erfolgt aus dem tieferen Horizont über den Steigraum einer Förderrohrtour; das abgekühlte Thermalwasser wird über den Ringraum Förderrohrtour-Casing reinjiziert. Voraussetzung für eine ordnungsgemäße Nutzung ist die thermische Isolierung der Förderrohrtour gegenüber den abgekühlten Injektionswässern.

Dieses Verfahren ist für die geothermische Stromerzeugung weniger geeignet, da zum einen die Bohrlochkonstruktion mit der erforderlichen Komplettierung nur für relativ geringe Volumenströme realisierbar ist ($< 100 \text{ m}^3/\text{h}$) und zum anderen das Zweischichtverfahren über lange Zeiträume mit hohen Volumenströmen mit Sicherheit auch geohydraulische und bergrechtliche Restriktionen mit sich bringt.

3.2 Bohrlochkonstruktion

Die Bohrlochkonstruktion beinhaltet das jeweilige Verrohrungsschema einer Tiefbohrung. Die Dimensionierung erfolgt auf der Grundlage der technisch zu realisierenden Förder- bzw. Injektionsmengen (Volumenströme) von unten nach oben, da aufgrund des teleskopartigen Ausbaus der kleinste Querschnitt im Bohrlochtiefsten liegt. Hier sind vor allem zu hohe Druckverluste und kritische Strömungsgeschwindigkeiten zu vermeiden.

Eine weitere technische Einflussgröße ist der erforderliche Mindestdurchmesser im oberen Bohrlochbereich für den Einsatz von entsprechend dimensionierten Tiefpumpen (hohe Leistungen – große Durchmesser).

Die Einbaulängen bzw. die Absetzteufen sowie die Anzahl der einzelnen Rohrtouren (Casings) sind vorrangig von den geologischen Verhältnissen am jeweiligen Standort abhängig. Allgemein setzt sich die Bohrlochkonstruktion aus folgenden Komponenten zusammen:

- Standrohr
- Ankerrohrtour
- technische Zwischenrohrtour
- Liner

Liner sind so genannte „verlorene“ Rohrtouren, die nicht bis übertage gezogen werden und somit zum einen eine große Materialeinsparung bedeuten und zum anderen die erforderlichen großen Querschnitte im oberen

Bohrlochbereich gewährleisten. Die Überlappung der einzelnen Rohrtouren sollte aus Sicherheitsgründen mindestens 100 m betragen.

Alle in die Bohrung eingebauten Rohrtouren werden über ihre gesamte Länge zementiert, d.h., der Ringraum zwischen Bohrlochwand und Casing wird mit spezieller Zementsuspension abgedichtet.

Die Auslegung der Rohrtouren erfolgt entsprechend den maximal möglichen Belastungen bei Einbau, Zementation, Stimulation bzw. in der Betriebsphase (Materialgüte, Wanddicke und Art der Verbinder). Hierzu erfolgt eine Berechnung von

- Außendruckfestigkeit
- Innendruckfestigkeit
- Zugfestigkeit

mit entsprechendem Sicherheitsnachweis nach W.E.G.-Richtlinie „Futterrohrberechnung“ (Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.) für die einzelnen Lastfälle.

Im Rahmen der Variantenbetrachtung wurden für Tiefbohrungen zur geothermischen Stromerzeugung entsprechende Verrohrungsschemata in 1.000 m-Schritten aufgestellt, welche fiktive Absetzteufen ohne geologische Annahmen beinhalten (Abbildung 3-5 und Abbildung 3-6). Tabelle 3-1 zeigt die Auslegungsvarianten mit den entsprechenden Mindestparametern.

Tabelle 3-1: Auslegungsvarianten Bohrlochkonstruktion

Volumenstrom (m ³ /h)	Minstdurchmesser Endrohrtour (Zoll)	Minstdurchmesser im Pumpenbereich (Zoll)
50 ... 100	7	7 ... 9 5/8
100 ... 200	9 5/8	13 3/8

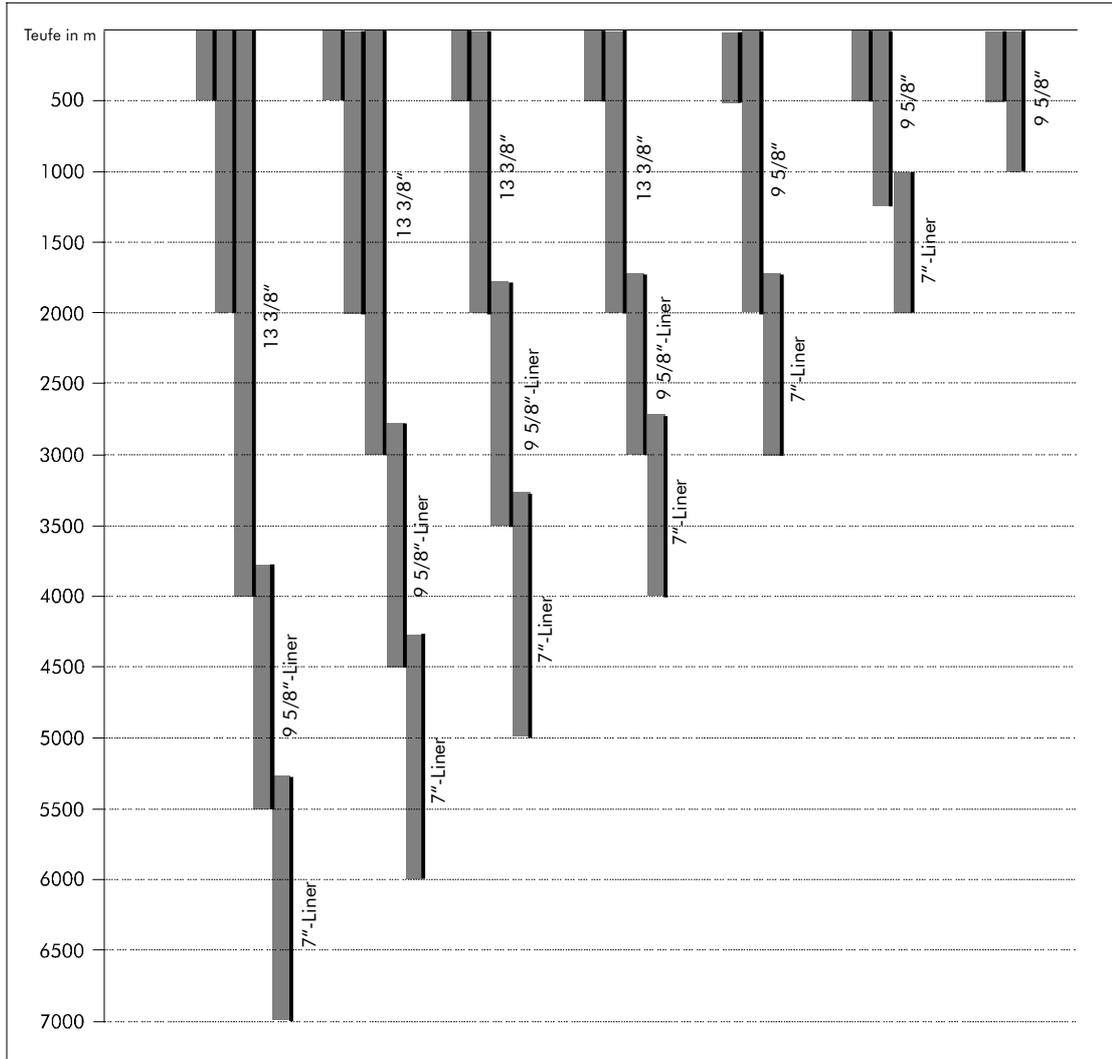


Abbildung 3-5: Varianten Bohrlochkonstruktion 50 bis 100 m³/h

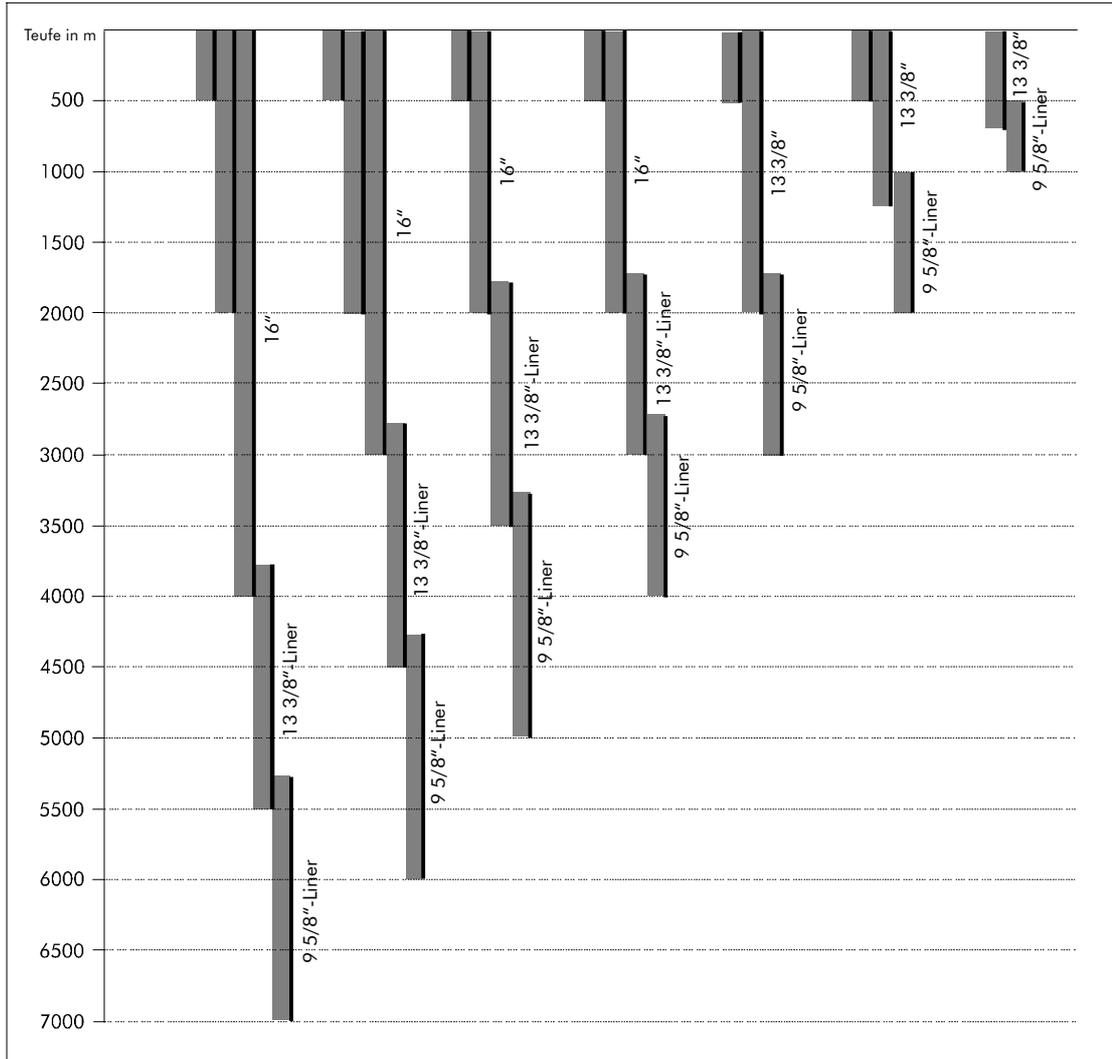


Abbildung 3-6: Varianten Bohrlochkonstruktion 100 bis 200 m³/h

3.3 Komplettierung geothermischer Bohrungen

Nach dem ordnungsgemäßen Niederbringen wird die Bohrung komplettiert. Ausgangspunkt für die Endinstallation einer Geothermiebohrung im unmittelbaren Speicherbereich sind die beiden möglichen Varianten Open-hole-Komplettierung und Cased-hole-Komplettierung.

Bei der Open-hole-Komplettierung (Abbildung 3-7) endet die letzte eingeführte Rohrtour oberhalb der Speicherschicht, so dass diese offen bleibt (d.h. die Speicherschicht wird nicht verrohrt).

Diese Variante stellt bei ausreichender Standfestigkeit des Gebirges sicherlich die kostengünstigste Variante dar, insbesondere bei der Nachnutzung von Altbohrungen, wo der nachträgliche Linereinbau die Nutzung einschränken kann. Darüber hinaus bietet diese Installationsvariante die besseren hydraulischen Eigenschaften.

Die Arbeiten im offenen Bereich des Bohrloches sind jedoch nur mit hohem technischen Risiko durchführbar.

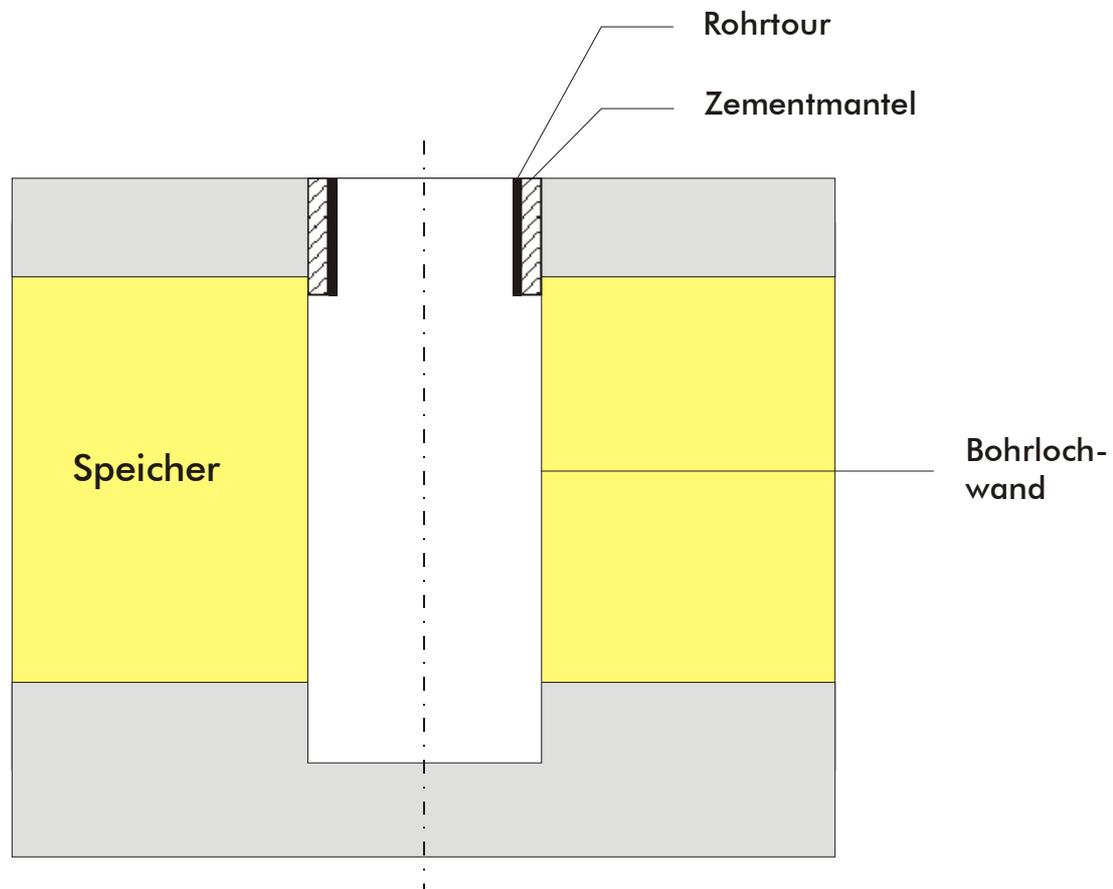


Abbildung 3-7: Open-hole- Komplettierung

Bei geringer Verfestigung des Speichergesteins (z.B. Sandsteinspeicher, die bei hydraulischer Belastung zum Absanden neigen) sind spezielle zusätzliche Komplettierungsmaßnahmen notwendig. Beim Gravel-pack – der typischen Komplettierungsvariante für Geothermiebohrungen in Sandsteinspeichern zwischen 1.000 und 2.000 m – wird nach Erweiterung des Bohrlochs im Speicherbereich und Einbau eines Drahtwickelfilters der verbleibende Ringraum mit einem auf die Korngröße des Speichersandes abgestimmten Filterkies verfüllt (Abbildung 3-8).

Diese Installationsvariante ist jedoch kostenintensiv und erlaubt nachträglich keine mechanischen Stimulationsarbeiten.

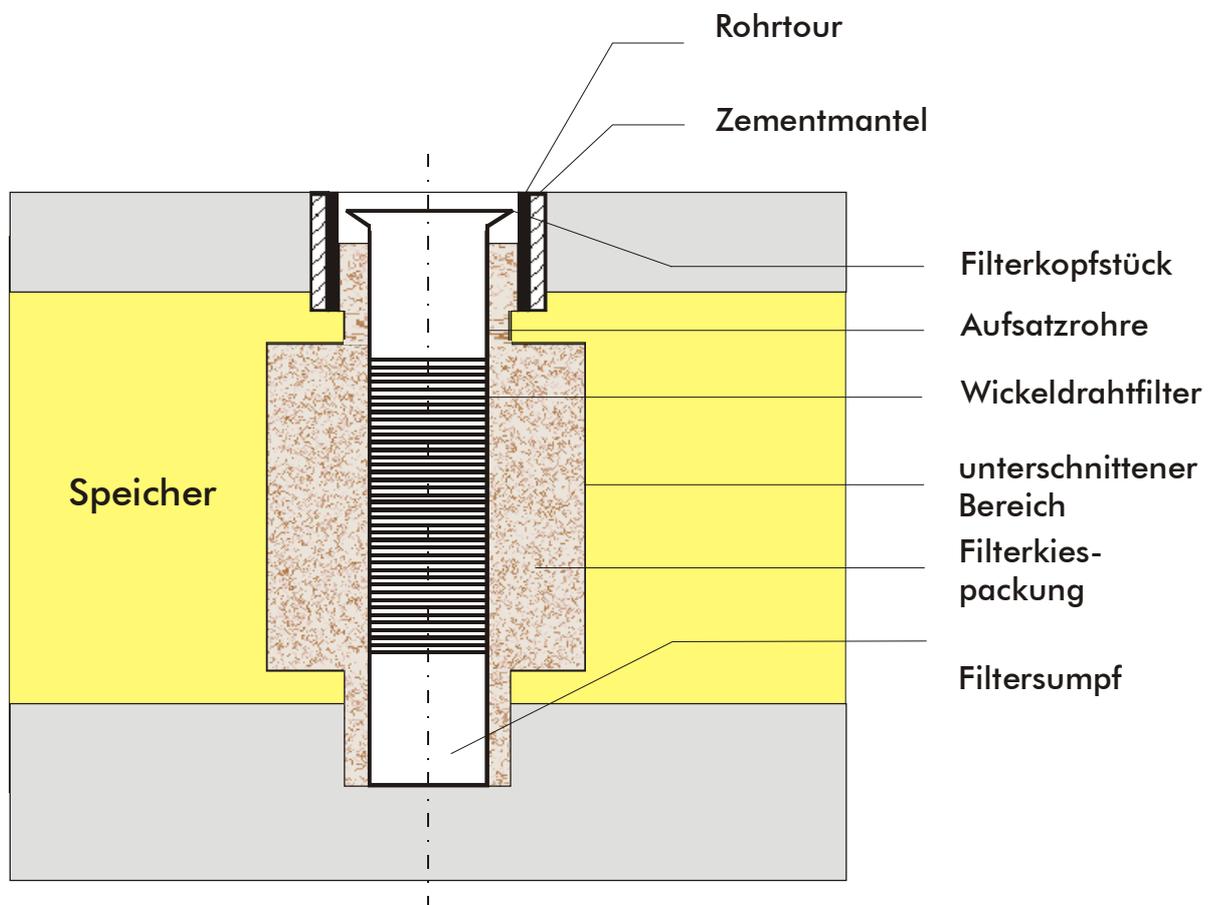


Abbildung 3-8: Filter-Komplettierung

Bei der Cased-hole-Komplettierung (Abbildung 3-9) wird demgegenüber die Speicherschicht verrohrt und der Ringraum zwischen Rohr und Speicher zementiert. Die so entstandene Absperrung zwischen der Speicherschicht und dem Bohrloch muss anschließend dadurch aufgehoben werden, dass die Rohrwand und der dahinter befindliche Zementmantel perforiert werden.

Diese Komplettierungsvariante schränkt die technischen Möglichkeiten für Stimulationsmaßnahmen nicht ein (z.B. Setzen von Doppelpackern) und birgt ein geringes technisches Risiko. Deshalb wird diese Variante als Vorzugsvariante für die weiteren Betrachtungen ausgewählt.

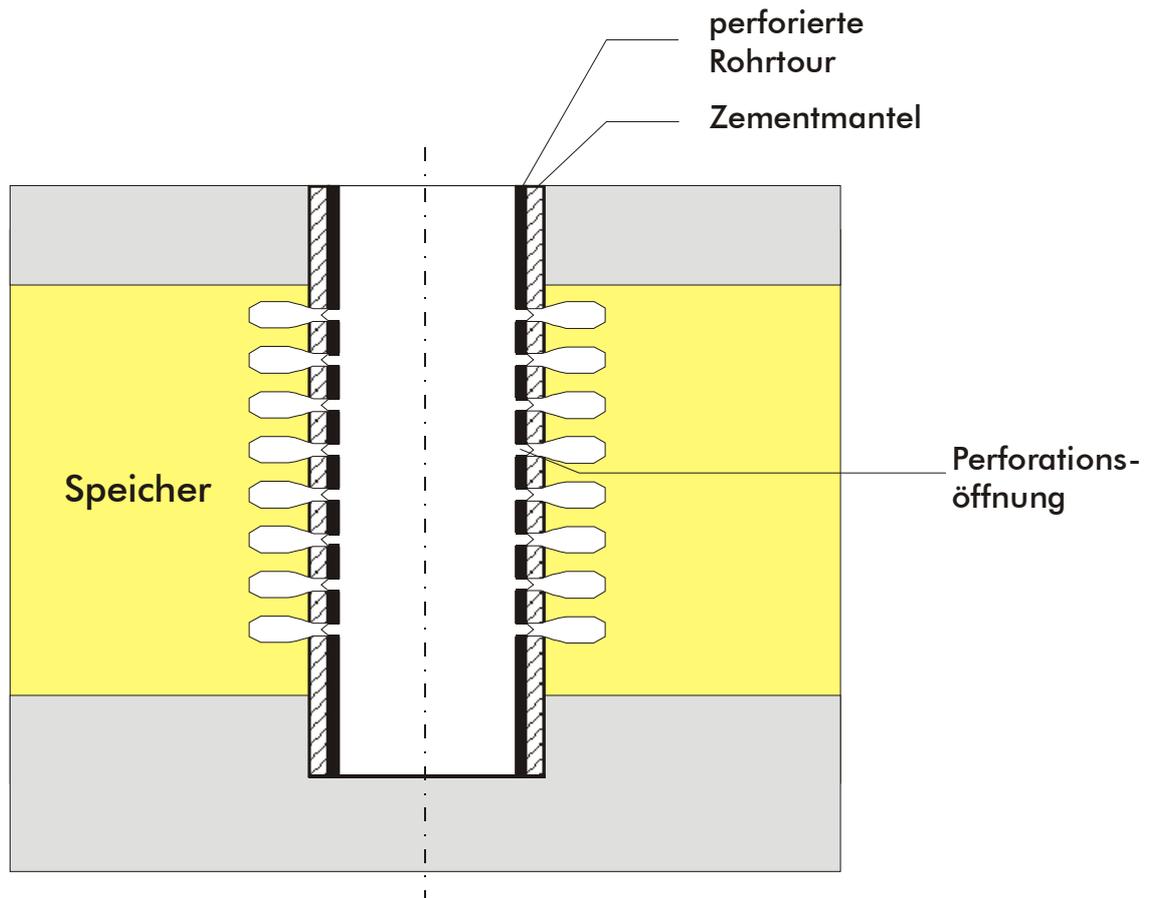


Abbildung 3-9: Cased-hole-Komplettierung

3.4 Stimulation geothermischer Horizonte

3.4.1 Heißwasseraquifere

Zu den für die geothermale Stromerzeugung nutzbaren Heißwasseraquiferen zählen vor allem die Sandsteine des Mesozoikums in Randsenkenbereichen von Salzstrukturen im Norddeutschen Becken.

Um die geforderten Fließraten für die geothermische Stromerzeugung zu gewährleisten, können Ertüchtigungsmaßnahmen bedeutsam sein. Hierzu zählen die Methode des Hydraulic fracturing, die Säureinjektion und die Richtbohrverfahren.

- *Ergiebigkeitssteigerung mit der Methode des Hydraulic fracturing*

Bei diesem aus der Erdöl-/Erdgastechnik stammenden Verfahren werden durch Verpressen hochviskoser Flüssigkeiten im Nutzhorizont Gesteinsrisse erzeugt. Dadurch wird die Kontaktfläche zum Gebirge vergrößert. Um die Risse offen zu halten, wird der verpressten Flüssigkeit ein Stützmittel (z. B. Sand) zugemischt. Es verteilt sich in den Rissflächen und verhindert ein Schließen der Risse auch bei hohem äußeren Gebirgsdruck. Mit diesem Verfahren werden typische Rissöffnungsweiten von einigen bis zu zehn Millimetern erreicht. Die Risslänge ist im Allgemeinen kleiner als 100 m. In hochporösen Sandsteinen kann damit eine Produktivitätssteigerung um den Faktor 2 bis 3 erreicht werden. In klüftigen oder verkarsteten Gesteinen ist bei niedriger Ausgangsproduktivität eine sehr viel höhere relative Produktivitätssteigerung möglich. Es ist bisher jedoch noch nicht nachgewiesen, ob mit diesem Verfahren die für eine geothermische Stromerzeugung benötigten hohen Fließraten von mindestens 20 l/s erreicht werden können.

Die Wirkung von massiven Wasser-Frac ohne Stützmittel auf Sandsteinreservoirs ist gegenwärtig noch Gegenstand der Forschungsvorhaben GENESYS und in Groß Schönebeck. Dabei soll versucht werden, Risse durch hohe Injektionsraten (100 l/s) zu erzeugen.

Frac- und Säurebehandlungen sind sowohl in unverrohrten als auch in verrohrten Bohrlochstrecken, die zuvor perforiert wurden, möglich (vgl. Abschnitt 3.3).

- *Säureinjektion*

Säurebehandlungen (d.h. das Einleiten von Säure in die Formation) dienen vor allem der Beseitigung von Schädigungen der Formation in Bohrlochnähe, die durch den Bohrvorgang (Spülungsinfiltration) oder durch hydraulische Tests hervorgerufen wurden. Die Art und Zusammensetzung der Säure

richtet sich dabei nach dem Gesteinstyp und der Art der Formationsschädigung. Als Erfolg kann schon gewertet werden, wenn dadurch die Produktivität der ungestörten Formation wiederhergestellt wird.

- *Ergiebigkeitssteigerung durch Richtbohrtechnik*

Die Richtbohrtechnik wurde im vergangenen Jahrzehnt vor allem bei der Erschließung von Offshore-Erdölfeldern und von Erdgasfeldern mit gering permeablen Speicherhorizonten technisch so weit entwickelt, dass heute mehrere Kilometer lange horizontale Bohrstrecken in Tiefen von z. B. 5.000 m möglich sind. Damit können heute Bohrungen im Aquiferbereich schichtparallel abgelenkt und über Entfernungen von mehreren hundert Metern bis zu einigen Kilometern innerhalb der Aquiferschicht vorangetrieben werden. Die Zulaufstrecke, die bei senkrechter Durchdringung der Aquiferschicht im Allgemeinen nur wenige zehn Meter beträgt, wird dadurch vervielfacht. In einem mehr oder weniger homogenen Aquifer (z.B. Sandstein) erhöht sich die Produktivität der Bohrung allein aufgrund dieses geometrischen Effekts deutlich. Sie nimmt aber nicht im Verhältnis der Zulaufstrecken zu, sondern wird deutlich schwächer. In der Praxis werden jedoch Produktivitätssteigerungen bis zu einem Faktor von drei erreicht. Die Richtbohrtechnik kann auch als Sekundärmaßnahme nach dem Niederbringen und dem erfolglosen Testen einer Vertikalbohrung eingesetzt werden. Die Vertikalbohrung wird dazu im Allgemeinen im unteren Teil zementiert und meist aus der Verrohrung heraus seitlich abgelenkt.

3.4.2 Kristalline Tiefengesteine

Aufgrund der großen Sedimentmächtigkeit in den zentralen Teilen des Norddeutschen Beckens wird das Grundgebirge bzw. die permokarbonen Vulkanite hier erst in sehr großen Teufen erreicht. Ein Vorhandensein von offenen Klüften ist auf Grund der tektonischen Beanspruchung des Gebirges im Bereich Mecklenburg-Vorpommerns eher unwahrscheinlich.

In den Randbereichen des Beckens (Grimmener Wall, südliche Region von Rügen, Usedom) sind permische Vulkanite (kristalline Tiefengesteine) im Teufenbereich von ca. 3.000 m bei Greifswald, im Teufenbereich von 1.332 m in der Bohrung Rügen 4 sowie auf Usedom im Teufenbereich von 3.000 bis 4.500 m aufgeschlossen worden. Obwohl das Auftreten von offenen Klüften auch hier eher nicht gegeben ist, kann es in der Nähe von größeren Störungszonen nicht ganz ausgeschlossen werden.

Mecklenburg-Vorpommern ist insgesamt auf Grund der großen Teufen kristalliner Gesteine im Beckenzentrum und auf Grund des hohen Aufwandes zum Nachweis von offenen Klüften im Randbereich des Beckens aus heutiger Sicht als HDR-Standort eher ungeeignet.

3.5 Systeme der geothermischen Stromerzeugung

Im Folgenden werden verschiedene Parameter der unter Abschnitt 2.2 betrachteten Kreisprozesse berechnet, deren letztendliche Diskussion der Auswahl einer Vorzugslösung dienen.

§ spezifische Leistung der Stromerzeugung in kW/(t/h)

bestimmt die Leistungsgröße der Stromerzeugeranlage und damit die entsprechenden Investitionen in Abhängigkeit des jeweils förderbaren Volumenstroms

§ spezifische Thermalfluidmenge zur Stromerzeugung in (t/h)/MW

Maß für die energetische Effizienz der verschiedenen Erzeugersysteme, d.h. für die Ausnutzung der Ressource

Die Berechnung der i.d.R. auf den geförderten Volumenstrom des Primärmediums bezogenen Parameter erfolgt jeweils für unterschiedliche Fördertemperaturen.

Die äußeren Randbedingungen werden keinen zeitlich oder klimatisch bedingten Veränderungen unterworfen. Es wird unterstellt, dass mit den angenommenen Mittelwerten, z.B. für die Rückkühltemperaturen, bei ganzjährigem Betrieb der Stromerzeugung richtige Jahresstrommengen berechnet werden.

Die Abschnitte 3.5.1 bis 3.5.3 benennen die Berechnungsansätze für die verschiedenen Systemvarianten der geothermischen Stromerzeugung. In Abschnitt 3.5.4 werden die Ergebnisse dargestellt und verglichen.

3.5.1 Geothermische Stromerzeugung mit direkter Nutzung des Thermalwassers

3.5.1.1 *Single flash-Systeme*

Während es bei hohen Dampfgehalten ausreicht, eine Phasentrennung in Zyklonseparatoren vorzunehmen, muss bei Flüssigkeiten oder geringeren Dampfgehalten geflasht werden. In einem Drosselventil wird dazu der Druck des Thermalfluids abgesenkt und das entstehende Zwei-Phasen-Gemisch anschließend separiert. Der Dampf muss dann noch vor Eintritt in die Turbine getrocknet werden.

Die Turbinen sind Axialmaschinen mit der Besonderheit, dass wegen der geringen Dampfdichte bereits mit großen Eintrittsquerschnitten gearbeitet werden muss.

Als Maß der Effizienz von Turbomaschinen wird der Gesamtwirkungsgrad genutzt, der das Verhältnis von Kupplungsleistung zur isentropen Enthalpiedifferenz der Entspannung darstellt. Er ergibt sich als Produkt des inneren Wirkungsgrades (isentropen Wirkungsgrad, berücksichtigt Strömungs- und Reibungsverluste), des volumetrischen Wirkungsgrades (Spaltverluste) und des mechanischen Wirkungsgrades (Lagerreibung etc.).

Für Turbinen unter Geothermieeinsatzbedingungen gibt es wenig konkrete Angaben zur energetischen Effizienz. So lässt sich nach DiPippo /5/ für das Feld Miravalles I (Guanacaste, Costa Rica, 230 °C) ein elektrischer Wirkungsgrad von 80 % und für die Anlage in Beowawe, Nevada (215 °C), von 81 % berechnen. Shulman /45/ gibt, basierend auf Erfahrungen der Anlage Brady Hot Springs, Nevada, elektrische Wirkungsgrade von 68 % bis 70 % (für 165 °C) an.

Für die folgenden Berechnungen, deren Ergebnisse in Abschnitt 3.5.4 dargestellt sind, wird angenommen:

- Gesamtwirkungsgrad der Turbine 75 %
- Wirkungsgrad des Generators 97 %

Die Kondensation des Turbinenablaufes erfolgt in der Regel in wasserbeaufschlagten Apparaten. Da das Kondensat nicht in einem geschlossenen Kreislauf zu den Wärmeerzeugern zurückgeführt werden muss, kann es als Speisewasser von Nasskühltürmen genutzt werden. Dies geschieht auf einfachste Weise in Direktkontakt-Kondensatoren. Ein Teil des Kondensats verdunstet so im Kühlturm, und nur der Rest (max. ca. 20 % des Dampfanteiles) ist dem Rückkühlkreislauf zu entnehmen und wird in der Regel in den Aquifer zurückgeführt.

Von der beschriebenen Gestaltung des Rückkühlsystems muss abgegangen werden, wenn der Aquifer aus Gründen der Druckerhaltung eine verminderte Injektionsmenge nicht verträgt (was bei einem Dampfanteil, der kaum 15 % überschreitet, unwahrscheinlich ist) oder aber bei HDR-Prozessen nur eine geringe oder keinerlei natürliche Wasserergänzung im Untertagebereich vorliegt.

Für die folgenden Berechnungen gilt:

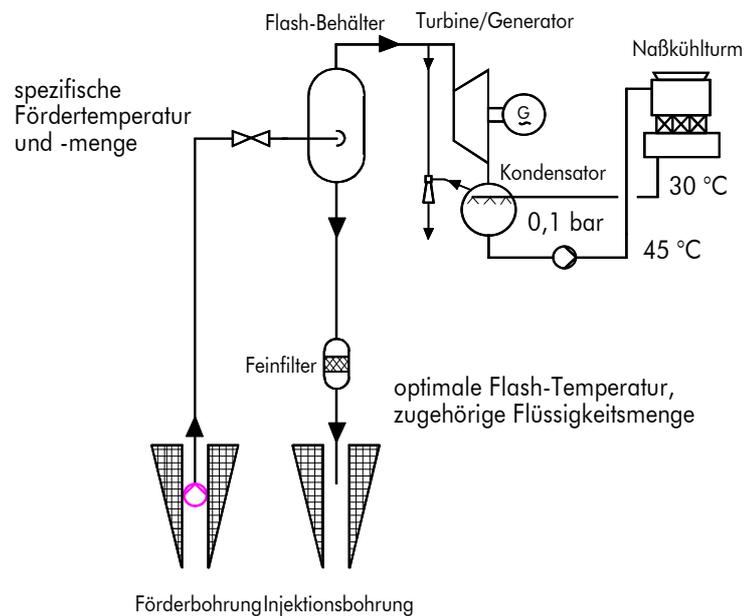


Abbildung 3-10: Vereinfachtes Schaltschema mit Kennzeichnung der Auslegungsparameter

Bei Flash-Prozessen führt eine stärkere Druckabsenkung von der Siedelinie aus zu steigendem Dampfgehalt, aber auch zu geringeren Dampfparametern. Die Bestimmung eines optimalen Zieldruckes (Zieltemperatur) im Flash-Behälter in Abhängigkeit der Ausgangstemperatur des Thermalfluids am Kopf der Förderbohrung ist möglich. Optimierungskriterium ist ein Maximum an Kupplungsleistung der Maschine. Abbildung 3-10 und Abbildung 3-11 zeigen den Prozess und das Ergebnis.

Obwohl zu besseren Ergebnissen führend, wird in der Praxis ein Flash-Druck unterhalb des Atmosphärendruckes vermieden. Das hat zum einen Gründe in der Bauweise des Separators und zum anderen in der Vermeidung nicht zu beherrschender Scaling-Prozesse.

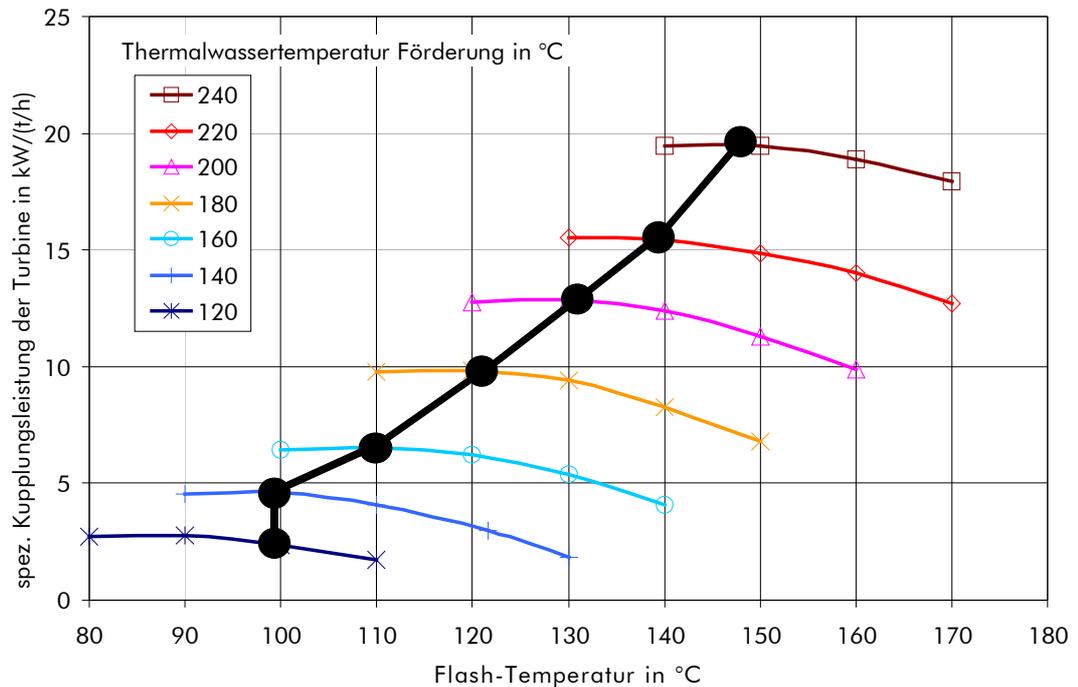


Abbildung 3-11: Zusammenhang von Flash-Temperatur und spezifischer Kupplungsleistung der Dampfturbine (eingetragen jeweils die optimale Flash-Temperatur)

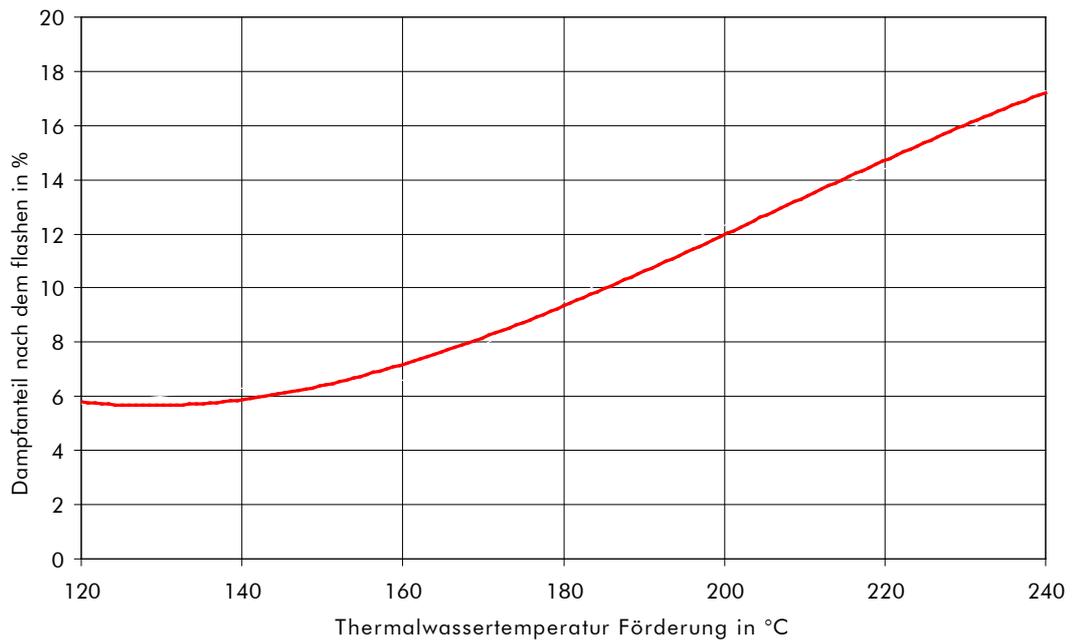


Abbildung 3-12: Dampfanteil bei optimaler Flash-Temperatur

3.5.1.2 Double flash-Systeme

Bei prinzipiell gleicher technischer Gestaltung wie beim Single flash-System wird eine zweite Separationsstufe angewendet, um nach nochmaliger Entspannung des Flüssigkeitsablaufes des ersten Flash-Behälters weiteren ND-Dampf für eine zweite Stufe der Stromerzeugung zu gewinnen. Die folgende Abbildung zeigt wiederum die den Berechnungen zugrunde liegenden thermischen Parameter.

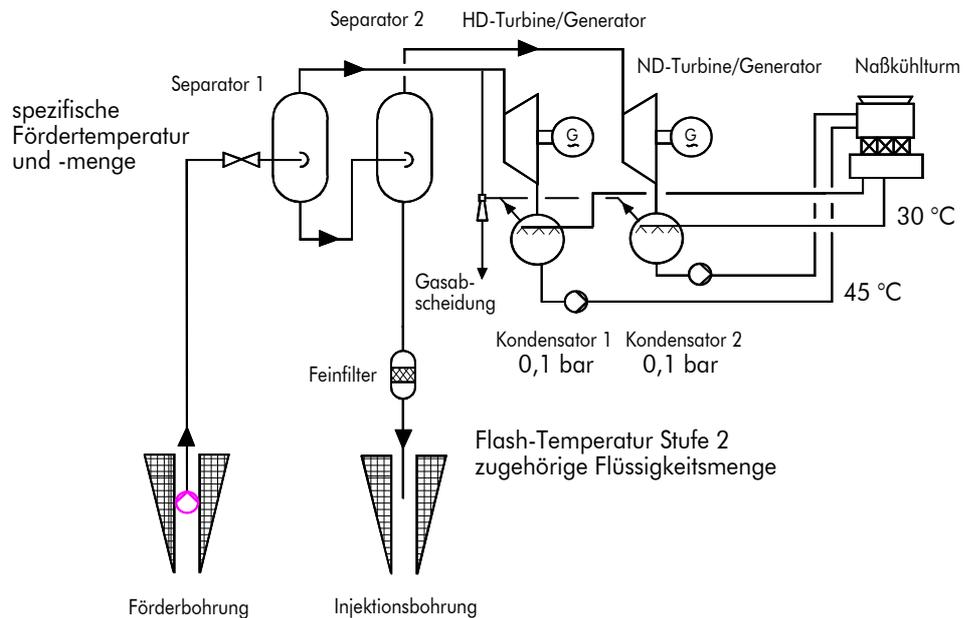


Abbildung 3-13: Vereinfachtes Schaltschema mit Kennzeichnung der Auslegungsparameter

Für die Stufe 1 des Prozesses werden die Ergebnisse aus Abschnitt 3.5.1.1 verwendet.

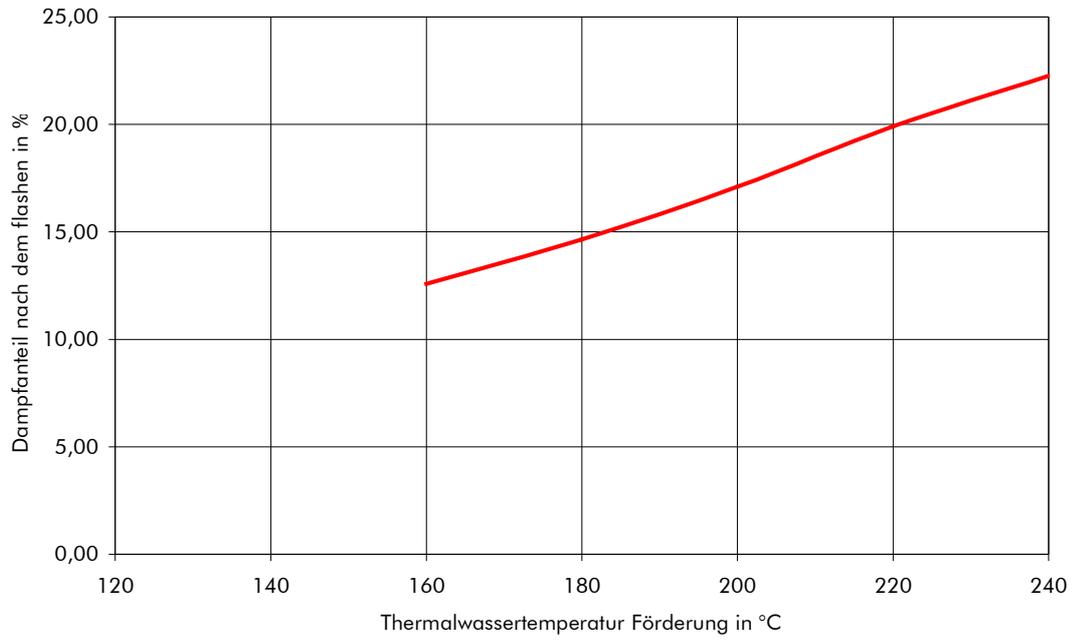


Abbildung 3-14: Dampfproduktion beider Flash-Stufen

3.5.2 Geothermische Stromerzeugung mit indirekter Nutzung des Thermalwassers (Binäre Systeme)

3.5.2.1 Systeme nach dem ORC-Prozess

Für die folgenden Berechnungen wird angenommen:

- Arbeitsmittel Isopentan
- Gesamtwirkungsgrad der Turbine 75 %
- Wirkungsgrad des Generators 97 %
- Minimale Temperaturdifferenz in allen Wärmetauschern 5 K
- Überhitzung im Verdampfer 20 K
- Gegenstromapparate

Darüber hinaus gilt die folgende Schaltung:

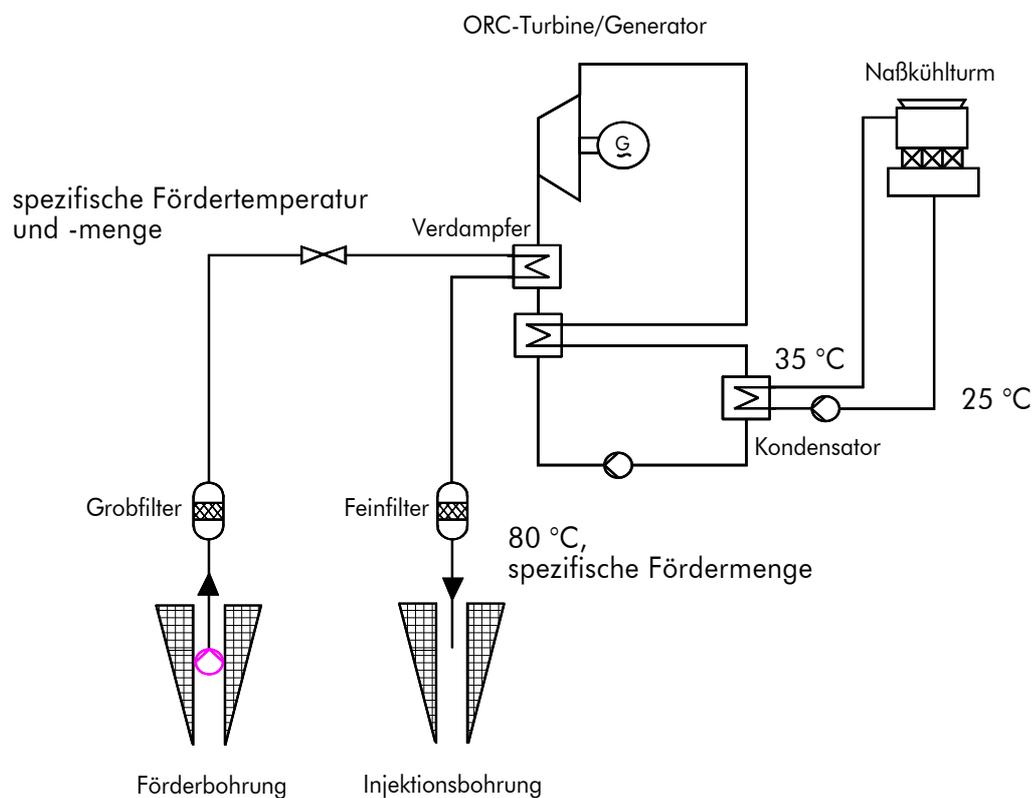


Abbildung 3-15: Vereinfachtes Schaltschema mit Kennzeichnung der Auslegungsparameter

Abbildung 3-16 und Abbildung 3-17 sind die Zustandsdaten in Verdampfer und Kondensator für einen beispielhaften Betriebsfall aufgetragen. Die mi-

nimale Temperaturdifferenz stellt sich jeweils am Zwickpunkt ein - einmal beim Übergang von der Verdampfung zur Überhitzung und im anderen Fall beim Übergang von der Enthitzung zur Kondensation.

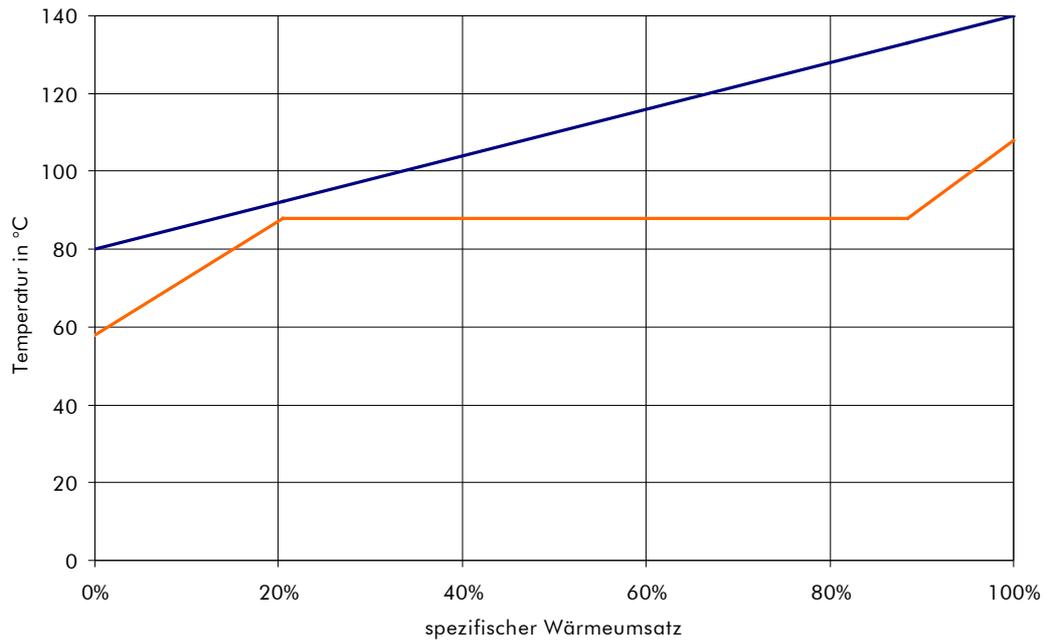


Abbildung 3-16: Beispiel für Temperaturen im Verdampfer einer ORC-Anlage (Arbeitsmittel Isopentan)

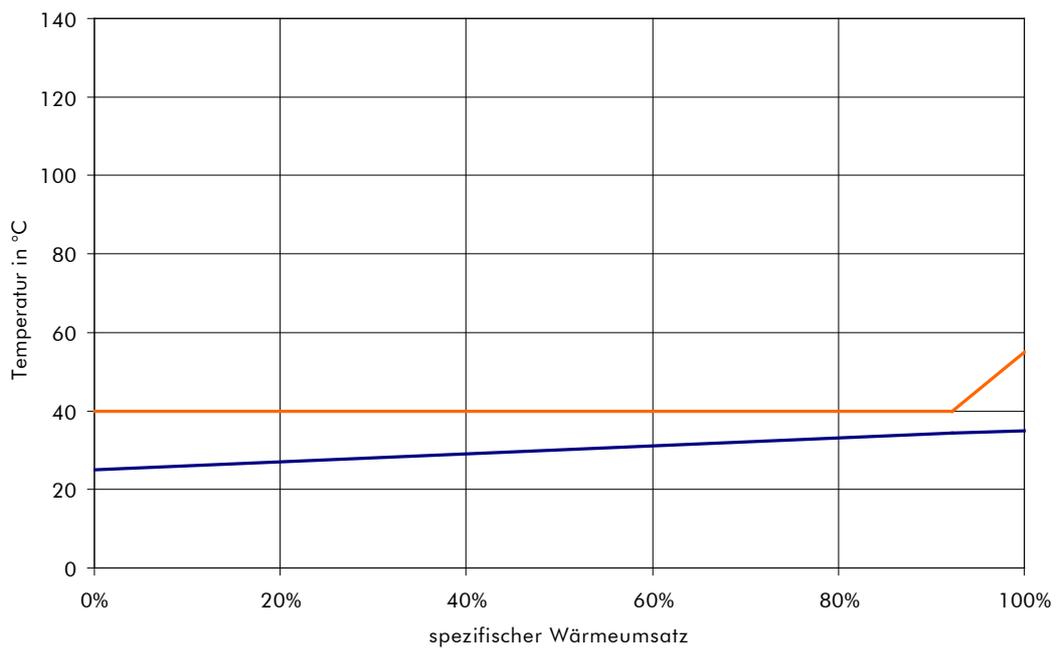


Abbildung 3-17: Beispiel für Temperaturen im Kondensator einer ORC-Anlage (Arbeitsmittel Isopentan)

Als Ergebnis der Kreisprozessberechnungen steht das folgende Verhalten der Effizienz der Stromerzeugung des mit Isopentan betriebenen ORC-Prozesses.

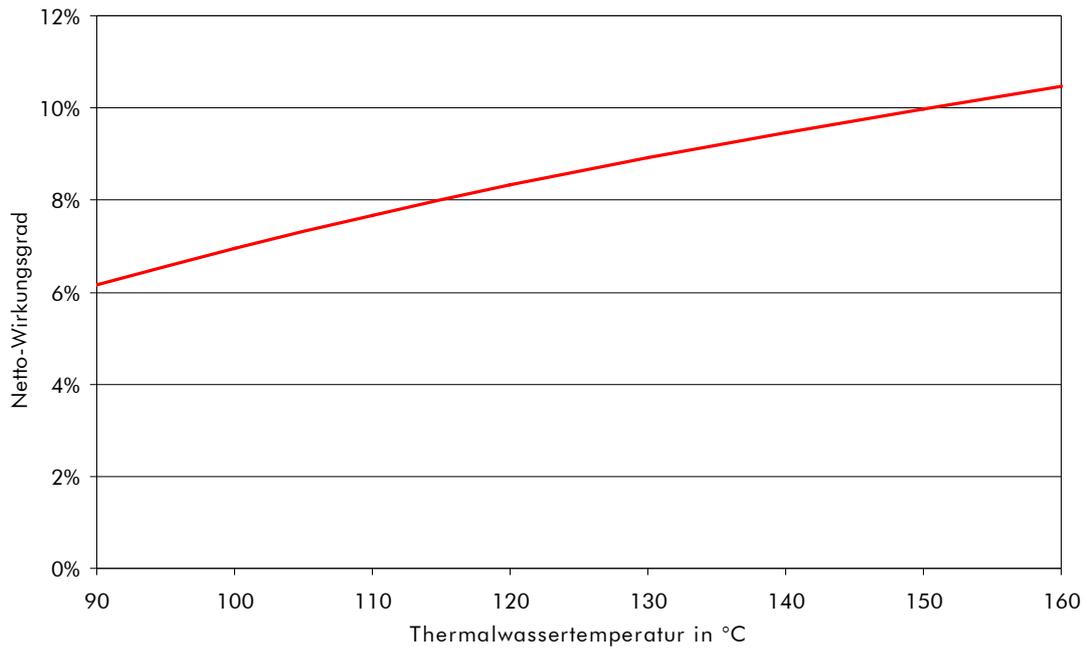


Abbildung 3-18: Wirkungsgrade der Stromerzeugung einer ORC-Anlage

3.5.2.2 Systeme nach dem Kalina-Prozess

Für die folgenden Berechnungen wird angenommen:

- Arbeitsmittel Ammoniak/Wasser
 - Stoffdaten incl. Phasengleichgewichte nach /48/
 - Gesamtwirkungsgrad der Turbine 75 %
 - Wirkungsgrad des Generators 97 %
-
- Minimale Temperaturdifferenz in allen Wärmetauschern 5 K
 - Gegenstromapparate

Darüber hinaus gilt die folgende Schaltung:

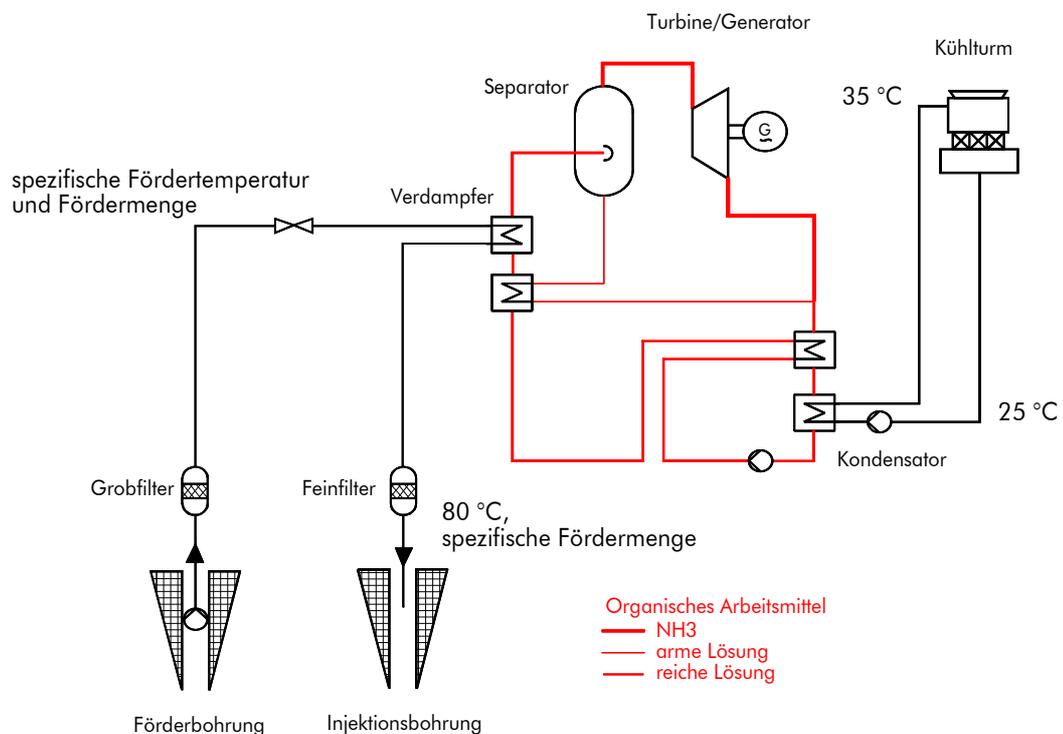


Abbildung 3-19: Vereinfachtes Schaltschema mit Kennzeichnung der Auslegungsparameter

Anders als bei der Berechnung der ORC-Prozesse in Abschnitt 3.5.2.1, wo konstante Phasenwechseltemperaturen herrschen, ergeben sich die Verläufe in den Wärmetauschern in Abhängigkeit der gewählten Grundkonzentration der Lösung und des Grades der Verdampfung. Hier sind für jede betrachtete Thermalfluidtemperatur Optimierungsrechnungen mit dem Ziel jeweils maximaler energetischer Effizienz angestellt.

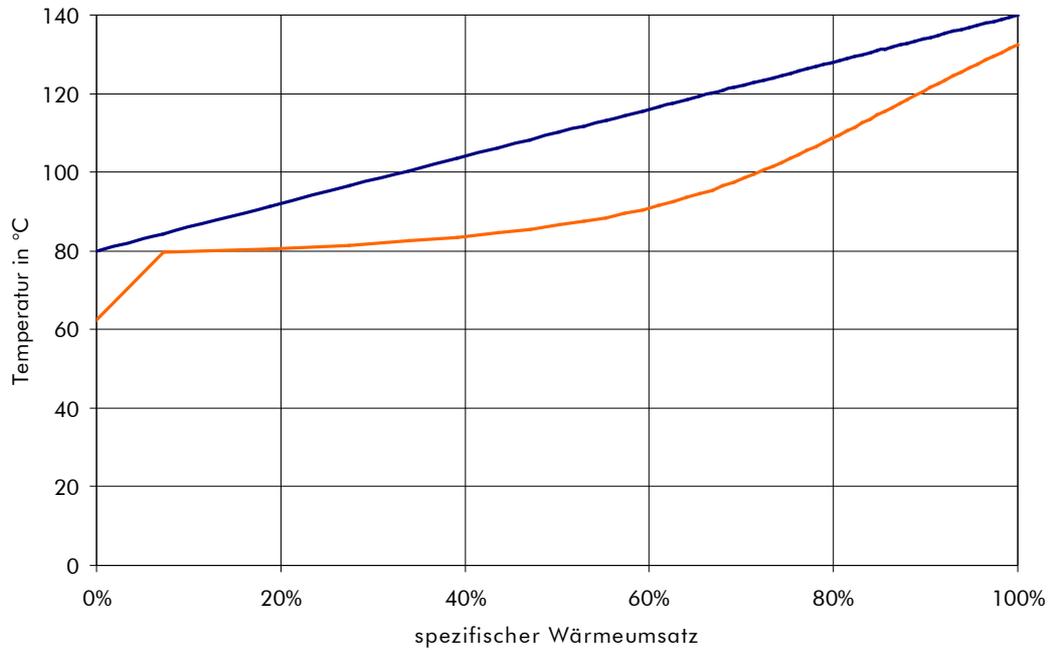


Abbildung 3-20: Beispiel für Temperaturen im Verdampfer einer Anlage nach dem Kalina-Prozess (Füllkonzentration 90 %)

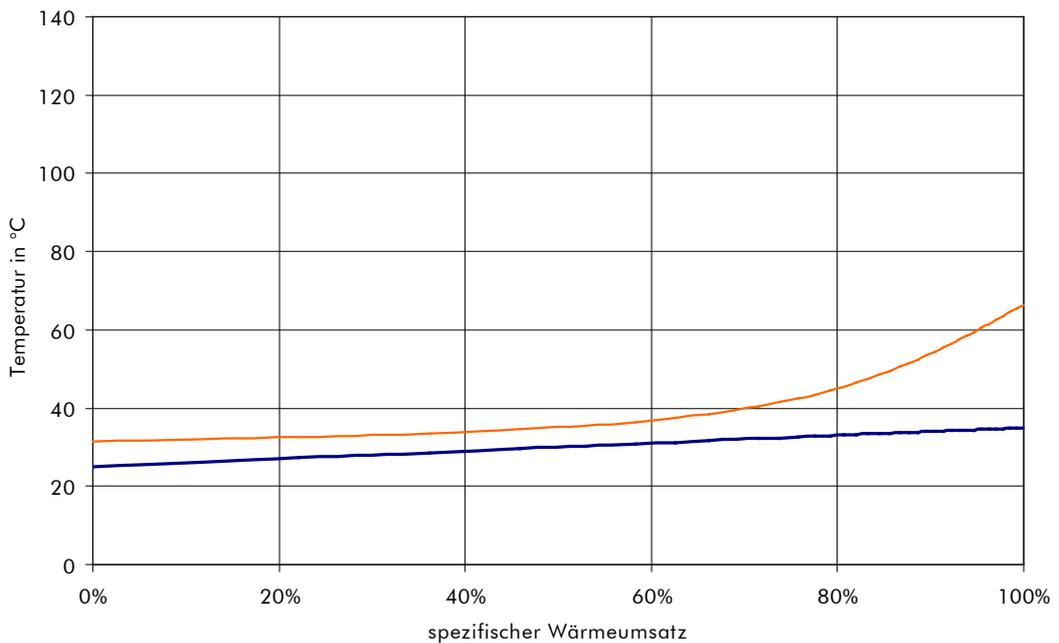


Abbildung 3-21: Beispiel für Temperaturen im Kondensator einer Anlage nach dem Kalina-Prozess (Füllkonzentration 90 %)

Als Ergebnis der Kreisprozessberechnungen steht das folgende Verhalten der Effizienz der Stromerzeugung des Kalina-Prozesses

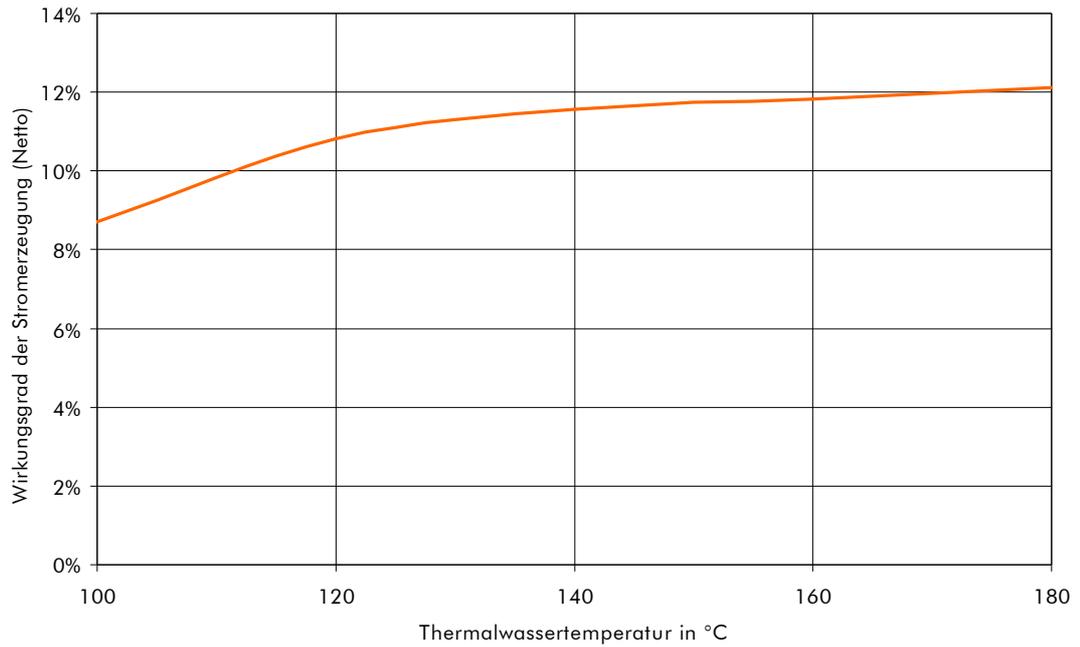


Abbildung 3-22: Netto-Wirkungsgrade der Stromerzeugung einer Anlage nach dem Kalina-Prozess

3.5.3 Geothermische Stromerzeugung mit Kombination der direkten und indirekten Nutzung des Thermalwassers

Für den Hybridprozess gelten die im Einzelnen in den Abschnitten 3.5.1.1 und 3.5.2.1 benannten Randbedingungen.

Die zugrunde gelegte Schaltung ist die folgende:

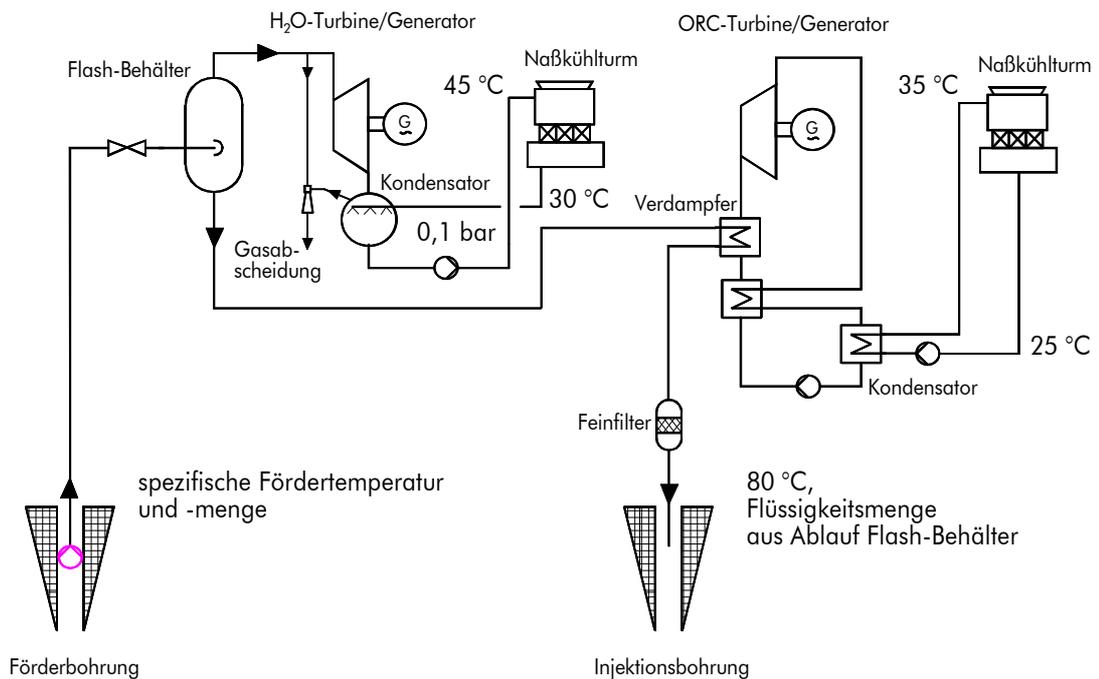


Abbildung 3-23: Vereinfachtes Schaltschema mit Kennzeichnung der Auslegungsparameter

3.5.4 Vergleichende Darstellung von Kennziffern

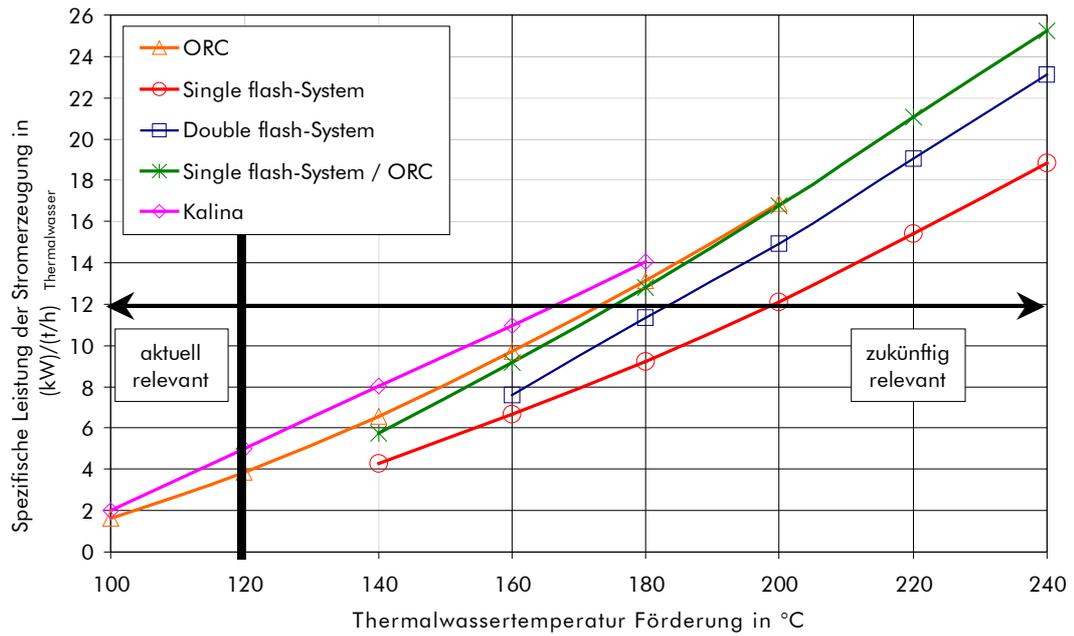


Abbildung 3-24: Spezifischer Stromertrag

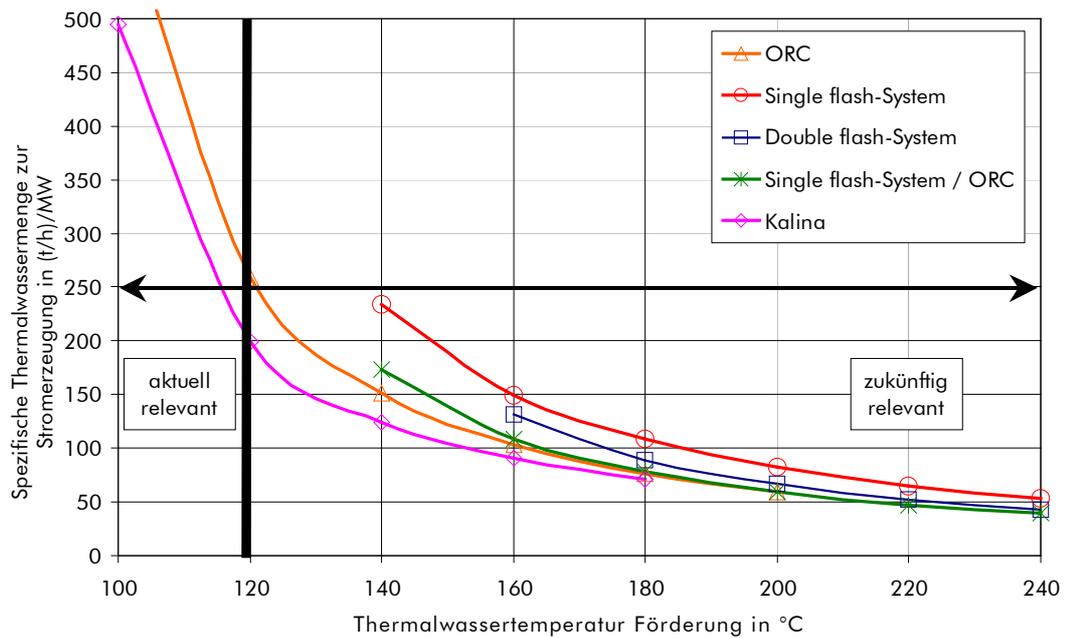


Abbildung 3-25: Notwendige Thermalfluidmenge zur Stromerzeugung

Die Darstellungen der Ergebnisse der beispielhaften Berechnungen machen deutlich, dass unter den geologischen Bedingungen in Mecklenburg-Vorpommern und auf dem gegenwärtigen Stand der Technologie in jedem Fall der Einsatz binärer, d.h. indirekter Prozesse für die geothermische Stromerzeugung zu favorisieren ist.

Eine gleiche Aussage kann im Wesentlichen auch für die Zukunft getroffen werden, wenn Thermalwasser mit höheren Temperaturen durch Einsatz von Stimulationsmethoden erschließbar ist.

Auf die Betrachtung offener Prozesse wird im Weiteren also verzichtet.

Hintergrund dieser Feststellungen ist zum einen, dass bei den aktuell nutzbaren Ressourcenparametern (-temperaturen) (vgl. später Abschnitt 5) der Einsatz von Flash-Prozessen nicht sinnvoll bzw. technisch nicht realisierbar ist. Zum anderen sind die Wassermengen, die zur Erzeugung einer Einheit Strom mit geschlossenen Systemen gefördert werden müssen, bei geringeren Temperaturen deutlich und bei höheren Temperaturen immer noch sichtbar geringer als bei offenen Prozessen. Das hat sowohl positiven Einfluss auf die Höhe der Untertageinvestitionen als auch auf den Eigenstrom-einsatz (vor allem für die Förder- und u.U. Injektionspumpen).

Unterstellt man den Anteil der Bohrungen an den Gesamtinvestitionen mit ca. 75 %, so wird deutlich, dass die i.d.R. etwas geringeren Investitionen in die offenen Prozesse diesen Nachteil nicht ausgleichen können.

Der Vergleich der beiden betrachteten binären Systeme (ORC- und Kalina-Prozess) weist aus, dass im Kalina-Prozess Potenzial zur deutlichen Anhebung der Effizienz der Energiewandlung steckt. In Abhängigkeit der Randbedingungen sind theoretisch Wirkungsgradsteigerungen von 15 % bis 30 % möglich.

Der Nachweis allerdings, ob dies auch in der Praxis umgesetzt werden und ob dies zu vergleichbaren Kosten geschehen kann, ist allerdings bisher noch nicht erbracht worden.

Unabhängig von den Darstellungen (vgl. dazu z.B. /12/) kann aber auch für Anlagen nach dem ORC-Prozess in der Zukunft eine deutliche Verbesserung der energetischen Effizienz vorhergesagt werden, die dem Kalina-Prozess durchaus nahe kommen kann.

4 Eingrenzung der für eine geothermische Stromproduktion relevanten Randbedingungen

4.1 Allgemeine Vorbemerkungen

In diesem Abschnitt geht es darum, den Umfang der geologischen Recherche einzugrenzen. Im Wesentlichen betrifft diese Beschneidung des Betrachtungsrahmens die Parameter Fördertemperatur und Volumenstrom.

Auf der Basis von Fördertemperatur und Volumenstrom und unter Festlegung der Technologie der Energiewandlung (hier binäre Prozesse) kann der Umfang der Stromproduktion berechnet werden. Gleiches gilt für den Energieaufwand zum Antrieb des Thermalwasserkreislaufes (unter Verwendung der Produktivitäts- und Injektivitätsindices).

Die Auswahl relevanter Parameterkombinationen kann auf unterschiedliche Art und Weise erfolgen:

- a. aus der erzeugbaren elektrischen Netto-Leistung
 - positiv bzw.
 - ein Mindestwert
- b. aus der Höhe der Stromerzeugungskosten
 - im Vergleich mit einer geltenden bzw. erwarteten gesicherten Einspeisevergütung
 - im Umfeld des freien Marktes
- c. aus der Höhe der Stromerzeugungskosten unter Einbeziehung zusätzlicher Einnahmen aus Wärmeverkauf

Für die Auswahlkriterien b und c müssen zusätzlich zu den energetischen Betrachtungen Wirtschaftlichkeitsberechnungen unter generalisierten Randbedingungen (spezifische Investitionen, Preise, Zinsen, Situation auf dem Energieträgermarkt, etc.) angestellt werden. Die Ergebnisse spiegeln entweder eine spezifische Situation oder ein mit großen Unsicherheiten behaftetes Szenarium wider. Insoweit sind sie nur eingeschränkt für eine langfristige Potenzialbewertung geeignet.

Das Auswahlkriterium a ist unabhängig von der Marktsituation. Es weist ausschließlich den energetischen Effekt (positive Netto-Stromproduktion) aus. Ob dieser Effekt ausreicht, eine Anlage wirtschaftlich betreiben zu können, bleibt ohne Berücksichtigung. Eine Entscheidung über die letztendliche Machbarkeit ist Einzelbetrachtungen vorbehalten (vgl. z.B. Abschnitt 6.6).

Die folgende Betrachtung nach a überstreicht die Parameterbereiche:

- Fördertemperatur 90 °C (Grenze der Sinnhaftigkeit und maschinentechnischen Realisierbarkeit geothermischer Stromproduktion)
- ... 160 °C (maximale Temperatur der in Mecklenburg-Vorpommern vorhandenen Aquifere)

Das entspricht bei einem mittleren geothermischen Gradienten von 3,30 K/100 m:

- Teufenbereich ca. 2.500 m ... 4.500 m
- Produktivitätsindex/
Injektivitätsindex 25 m³/h/MPa ... 150 m³/h/MPa

4.2 Druckverluste in den Bohrungen

Die Berechnung der Reibungsdruckverluste in den Bohrungen basieren auf den in Abschnitt 3.2 dargestellten teufenbezogenen Konstruktionen. Temperaturabhängige Stoffwerte kommen zur Anwendung. Die Mineralisation ist generell mit 250 g/l definiert.

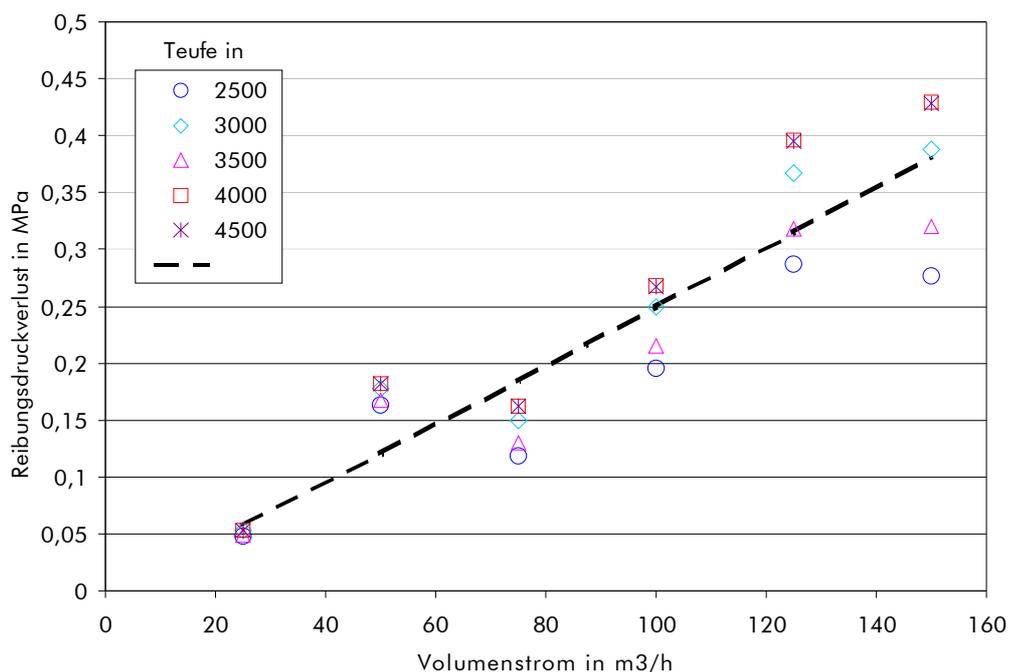


Abbildung 4-1: Reibungsdruckverlust in der Förderbohrung

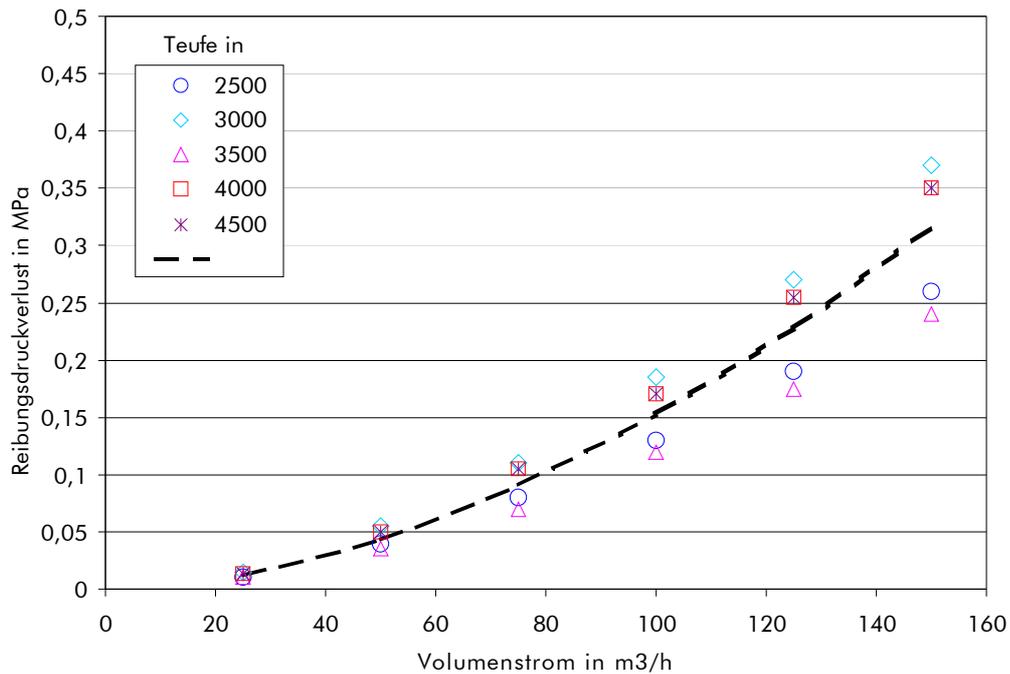


Abbildung 4-2: Reibungsdruckverluste in der Injektionsbohrung

Wie Abbildung 4-1 und Abbildung 4-2 zeigen, kann keine eindeutige Teufen- (und damit Temperatur-)abhängigkeit der Reibungsdruckverluste ausgewiesen werden. Darüber hinaus sind die Differenzen der Kurven gering. Im Weiteren wird also mit einem ausschließlich volumenstromabhängigen Reibungsdruckverlust (gestrichelte Kurven) gerechnet.

4.3 Größe der Pumpen im Thermalwasserkreislauf

Die folgenden Abbildungen stellen den Gesamtaufwand dar, der durch Pumpen im Thermalwasserkreislauf geleistet werden muss.

Sie enthalten:

- die Reibungsdruckverluste (vgl. Abschnitt 4.2),
- die Speicherhydraulik (Produktivitäts- und Injektivitätsindex, vgl. Abschnitt 4.1),
- eine Förderhöhe aus dem statischen Spiegel von 150 m,
- den Druckverlust der Übertageanlage in Höhe von 2,5 bar.

Bei der Bestimmung der notwendigen Pumpleistung wurde von einem Pumpenwirkungsgrad von 70 % ausgegangen.

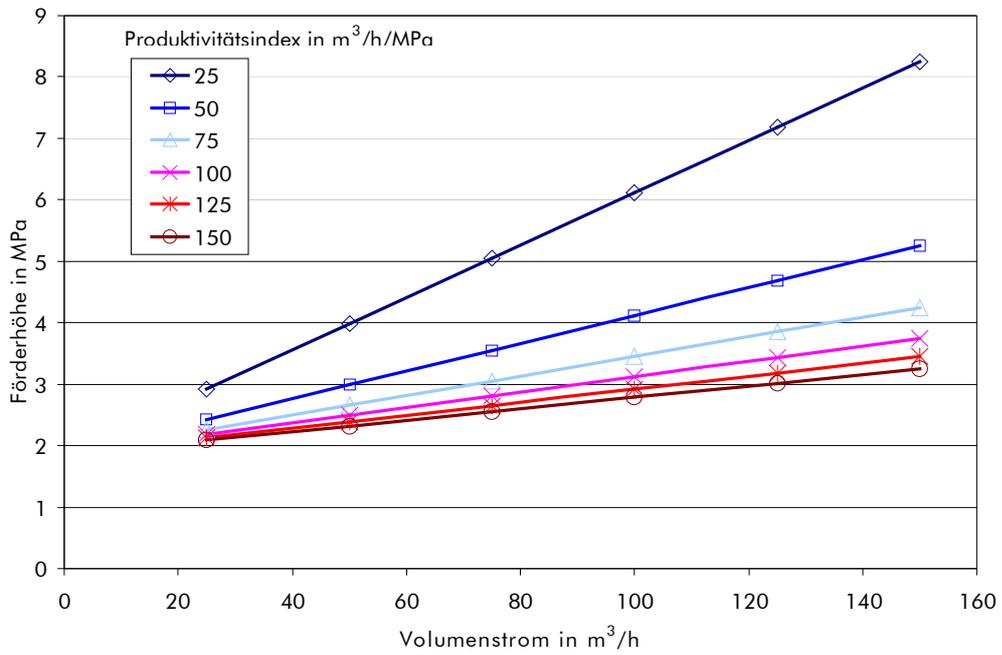


Abbildung 4-3: Notwendige Pumpenförderhöhe für Förderbohrung und Übertagessystem

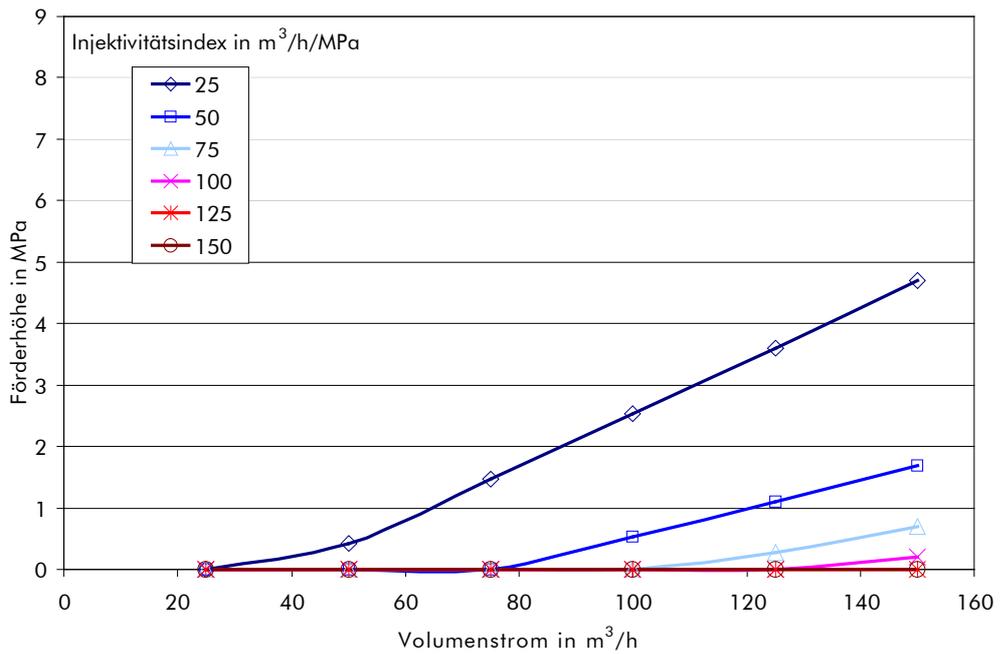


Abbildung 4-4: Notwendige Pumpenförderhöhe für Injektionsbohrung

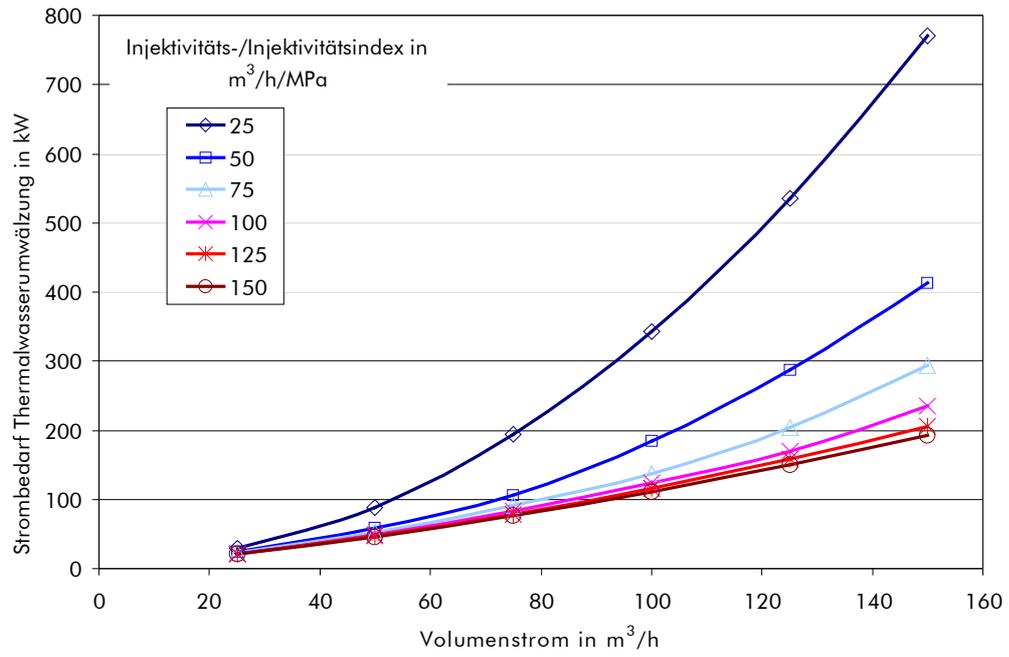


Abbildung 4-5: Strombedarf der Pumpen im Thermalwasserkreislauf

4.4 Energetisches Verhalten der Stromerzeugungsanlage

Die Nettostromerzeugung eines ORC-Prozesses wird auf Basis der Wirkungsgrade nach Abbildung 3-18 und einer angenommenen Auskühlung des Thermalwassers im Verdampfer der ORC-Maschine auf 70 °C bestimmt.

Den in Abbildung 4-11 bis Abbildung 4-16 dargestellten Parameterkombinationen, die auf dem Kalina-Prozess basieren, liegt die Wirkungsgradkurve aus Abbildung 3-22 zugrunde. Auf die Darstellung einer Abbildung 4-6 entsprechenden Kurve wurde hierbei verzichtet.

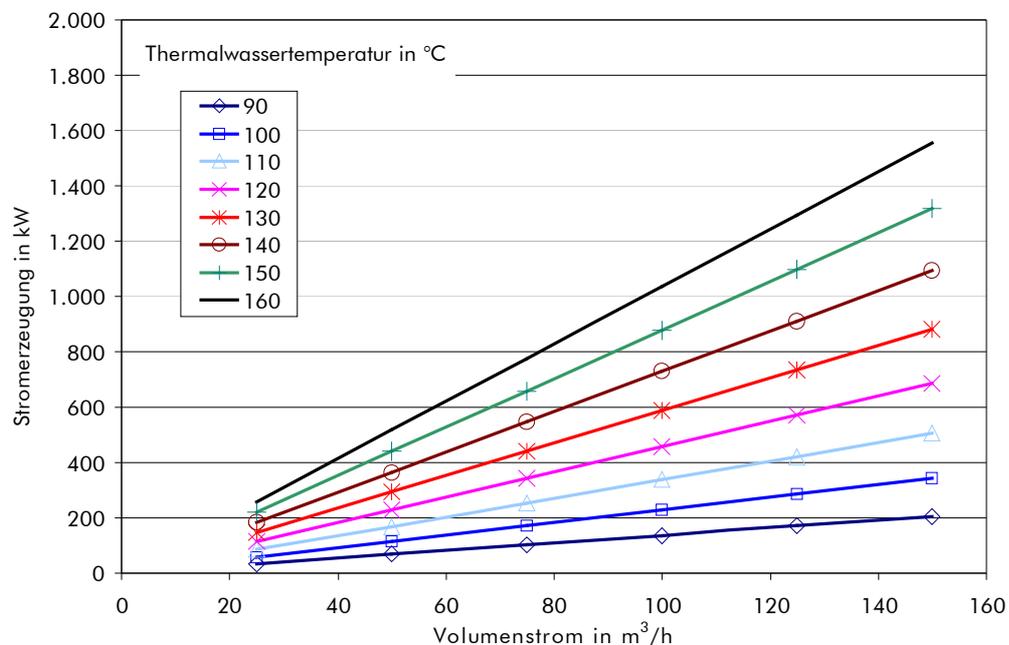


Abbildung 4-6: Umfang der Stromerzeugung mit ORC-Anlagen

4.5 Netto-Ertrag der Stromerzeugung

Folgende Abbildungen ergeben sich als Differenz von Stromerzeugung mit dem ORC-Prozess (vgl. Abschnitt 4.4) und Eigenstrombedarf (vgl. Abschnitt 4.3).

Auf die Darstellung der sich mit dem Kalina-Prozess in gleicher Weise ergebenden entsprechenden Kurven wurde verzichtet.

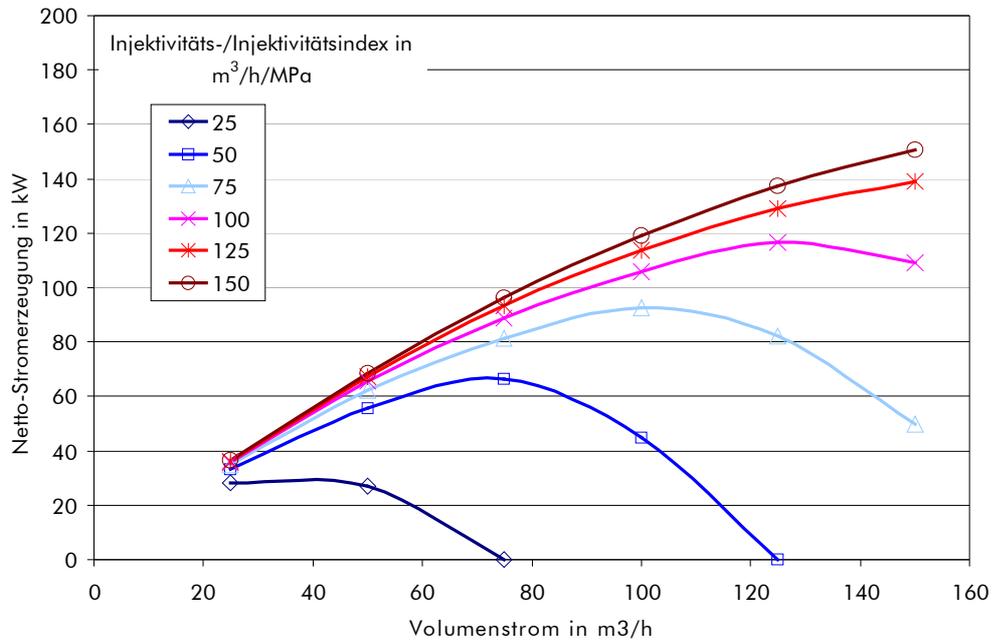


Abbildung 4-7: Geothermische Netto-Stromerzeugung bei 100 °C

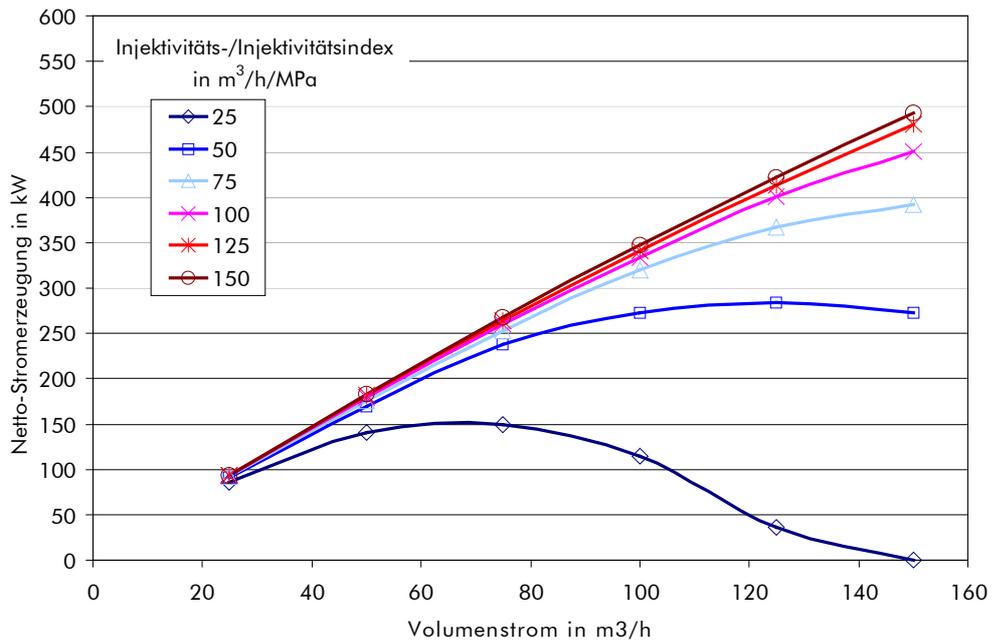


Abbildung 4-8: Geothermische Netto-Stromerzeugung bei 120 °C

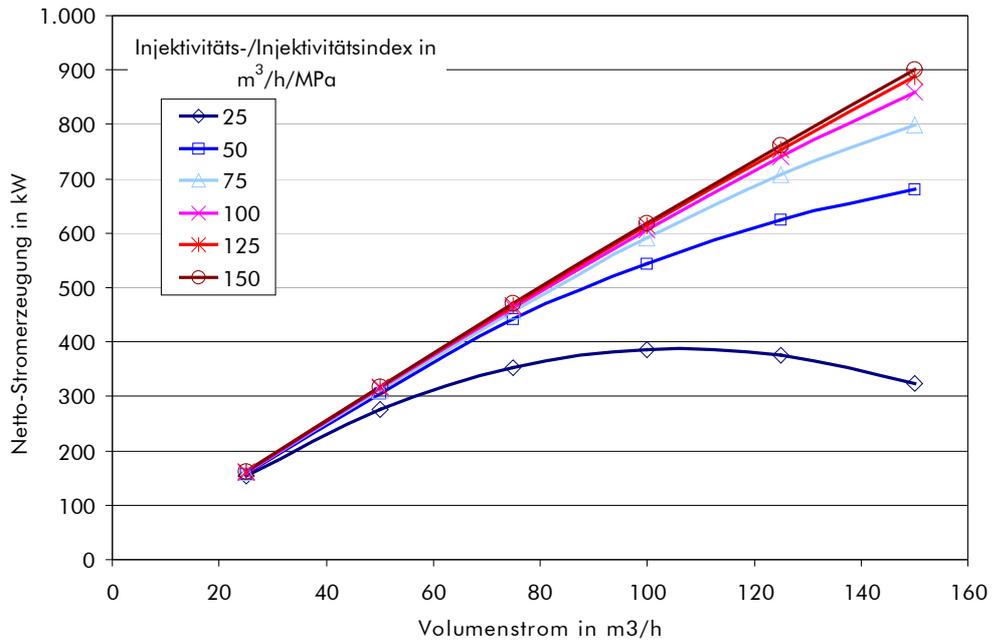


Abbildung 4-9: Geothermische Netto-Stromerzeugung bei 140 °C

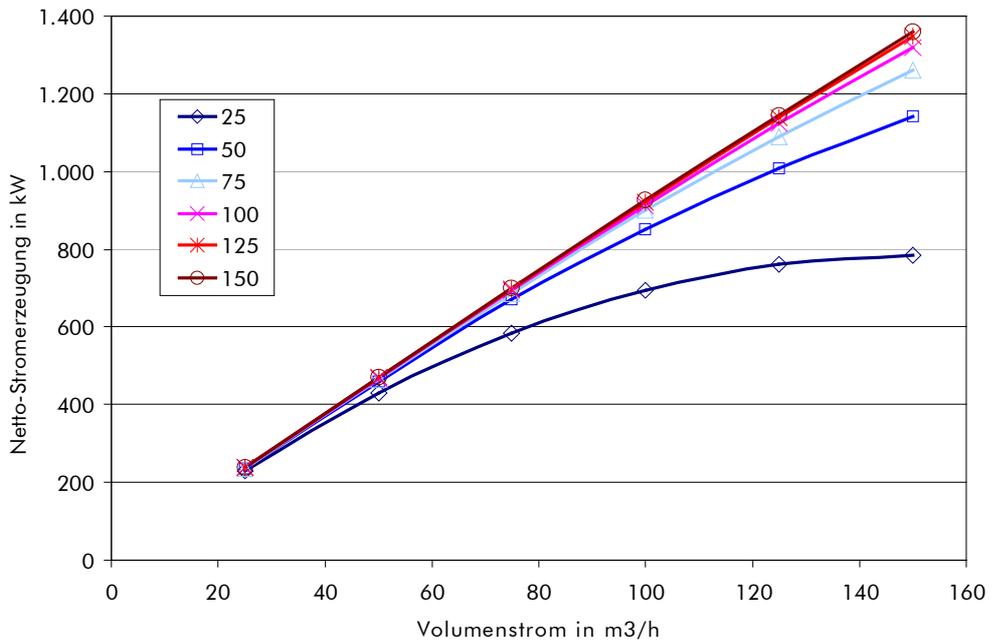


Abbildung 4-10: Geothermische Netto-Stromerzeugung bei 160 °C

4.6 Parameterkombinationen

Für die folgenden beispielhaften Abbildungen gilt:



Mit ORC-Prozess ist die entsprechende Netto-Stromproduktion möglich.



Mit Kalina-Prozess ist zusätzlich die entsprechende Netto-Stromproduktion möglich.



Eine entsprechende Netto-Stromproduktion ist nicht möglich.

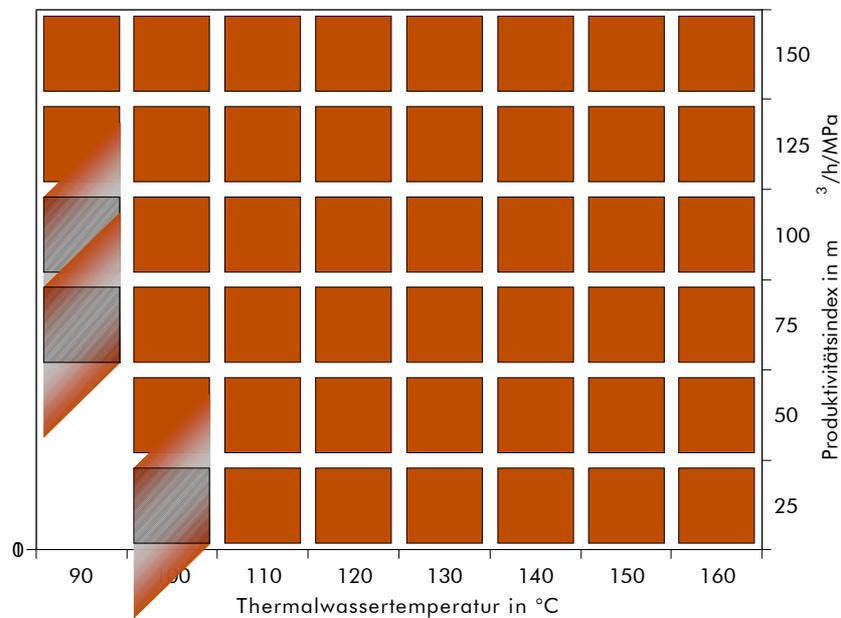


Abbildung 4-11: Parameterkombinationen, die eine positive Netto-Stromerzeugung erlauben

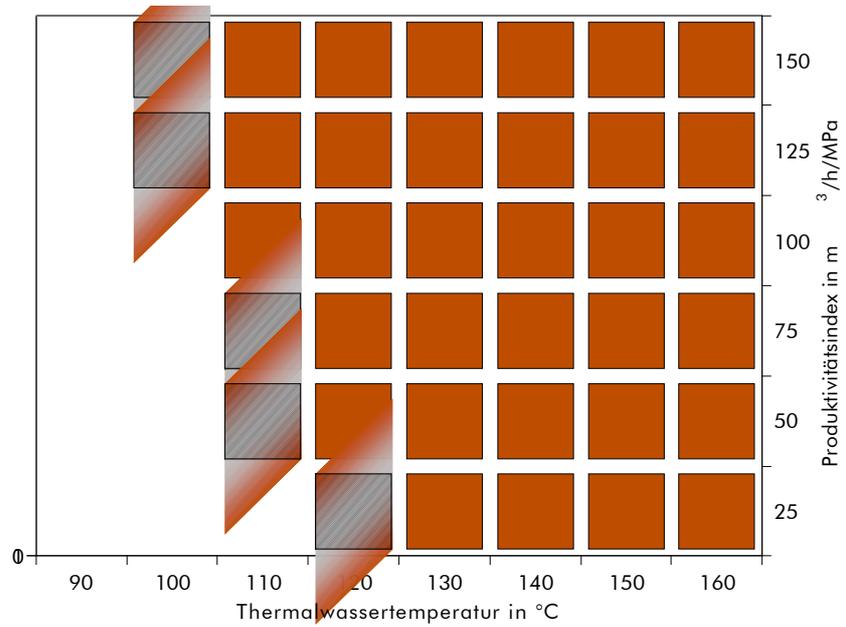


Abbildung 4-12: Parameterkombinationen, die eine Netto-Stromerzeugung von mindestens 200 kW erlauben

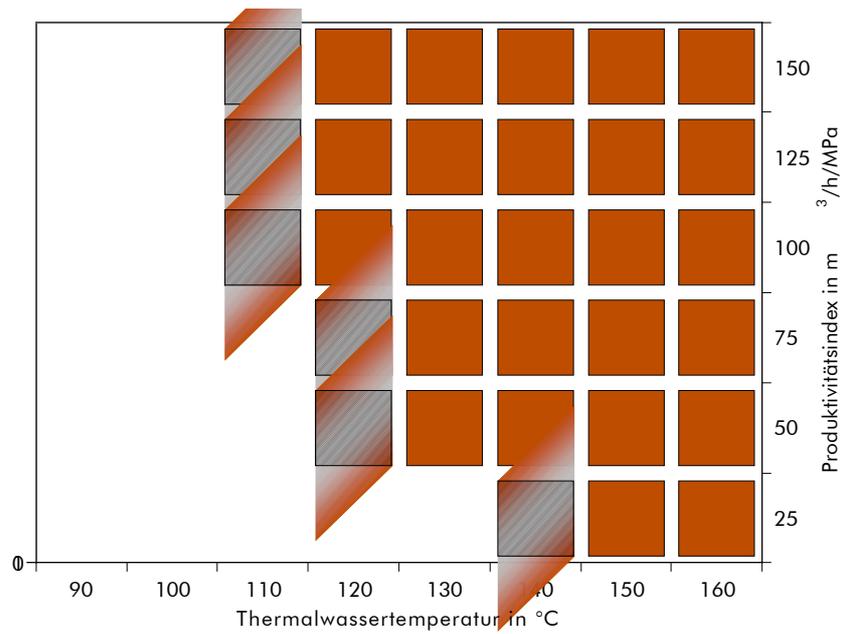


Abbildung 4-13: Parameterkombinationen, die eine Netto-Stromerzeugung von mindestens 400 kW erlauben

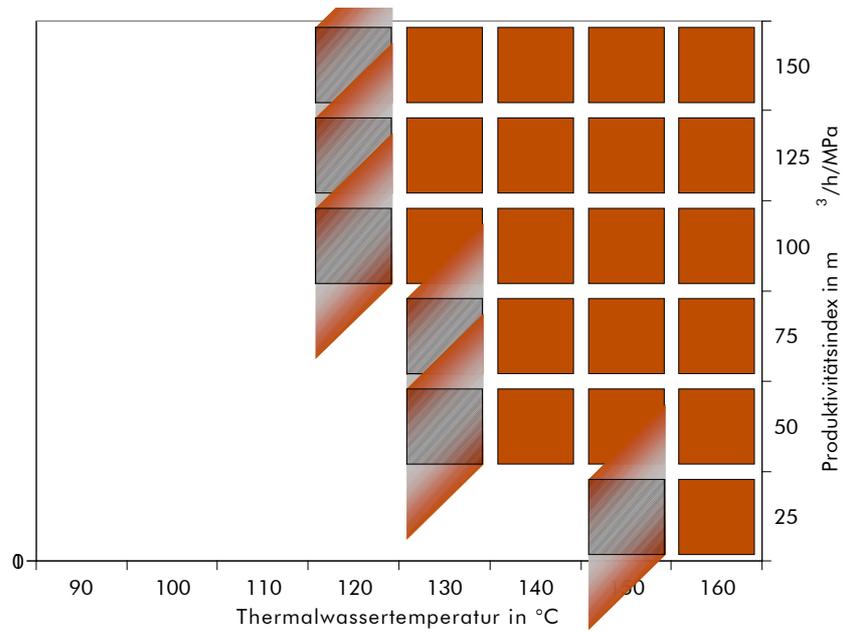


Abbildung 4-14: Parameterkombinationen, die eine Netto-Stromerzeugung von mindestens 600 kW erlauben

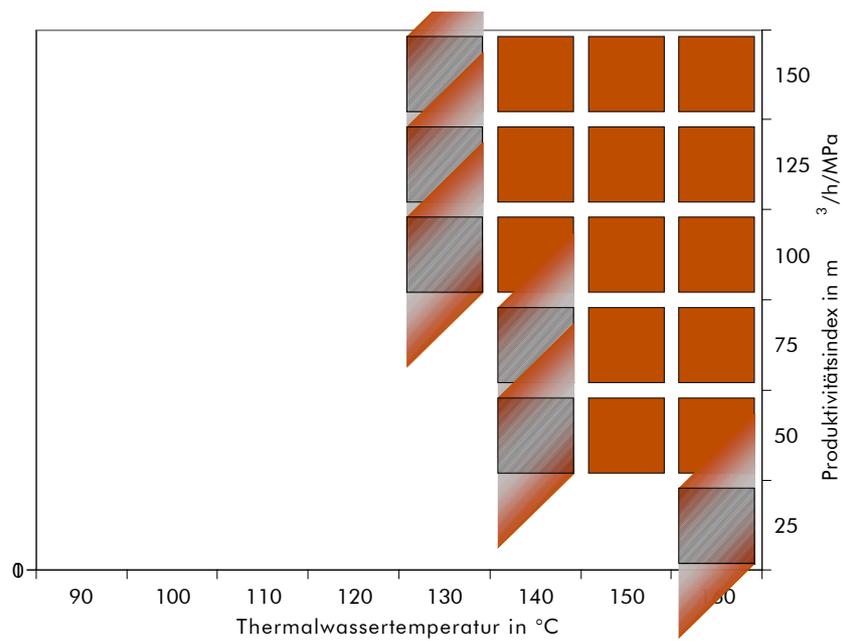


Abbildung 4-15: Parameterkombinationen, die eine Netto-Stromerzeugung von mindestens 800 kW erlauben

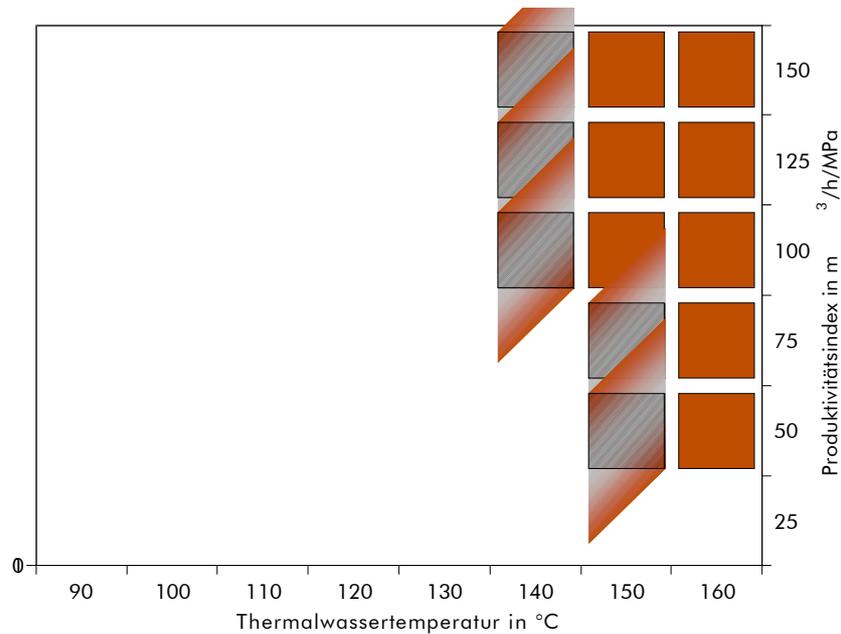


Abbildung 4-16: Parameterkombinationen, die eine Netto-Stromerzeugung von mindestens 1.000 kW erlauben

Deutlich wird, dass eine positive Netto-Stromproduktion sowohl bei Temperaturen von 90 °C (bei entsprechenden hydraulischen Mindestparametern) als auch bei einem Produktivitätsindex von 25 m³/h/MPa (bei entsprechender Mindesttemperatur) prinzipiell möglich ist.

Durch den Einsatz der effizienteren Kalina-Technologie wird das mögliche Einsatzfeld der geothermischen Stromerzeugung bei gleicher Hydraulik i.d.R. um 10 K in Richtung niedrigerer Temperaturen erweitert.

Fazit ist, dass sich aus energetischen Gründen keine weitere Einschränkung des vorausgewählten Betrachtungsfeldes ergibt. Es bleibt bei der Recherche nach

- Thermalwassertemperaturen => 90 °C
- Produktivitätsindex/Injektivitätsindex => 25 m³/h/MPa

5 Geologie

5.1 Vorbemerkungen, Einordnung

Die Bearbeitung der Thematik wurde in zwei großen Teilkomplexen durchgeführt:

- Einschätzung der geologischen Möglichkeiten
- Standortauswahl nach konkreten geologischen Ergebnissen

Die Klärung der generellen geologischen Möglichkeiten erfordert zunächst die Untersuchung folgender notwendiger Voraussetzungen (vgl. Abschnitt 4.6):

- Erreichen von Temperaturen $> 90\text{ °C}$
- Auftreten von Speichergesteinen, die auf Grund ihrer speziellen lithologischen Eigenschaften (Porosität $\geq 20\%$, Permeabilität $\geq 500\text{ mD}$, Mächtigkeit $\geq 20\text{ m}$) /39/ oder/und durch vorhandene Klüfte die erforderlichen hydrogeologischen Parameter für eine geothermische Energiegewinnung liefern
- Eignung des Schichtinhaltes (Thermalwasser und Begleitkomponenten)

Auf Grund relativ einheitlicher geothermischer Verhältnisse in Mecklenburg-Vorpommern ist dabei bereits erkennbar, dass sich ein positives Ergebnis in erster Linie aus der Kongruenz des Auftretens nutzungsfähiger Speichergesteine und des Erreichens entsprechender Teufenlagen ergibt. Diese Feststellung ist insofern von Bedeutung, als sie, ausgehend vom generellen tektonischen Bau Mecklenburg-Vorpommerns, vorab zu folgenden Schlussfolgerungen führt:

- Während für stratigraphisch jüngere Abschnitte (Mesozoikum) mit vorwiegend flächenhaft verbreiteten Speicherhorizonten die Realisierung eines ausreichenden Teufen-/Temperaturniveaus zunächst unabhängig von den Speichereigenschaften im Vordergrund steht, verlagert sich für stratigraphisch ältere Schichten der Untersuchungsschwerpunkt auf den Nachweis nutzungsfähiger Speichergesteine.
- Es ist davon auszugehen, dass die auszuhaltenden perspektivischen Bereiche nur relativ kleinflächig sind und strukturell verursachte (Mesozoikum) oder faziell bedingte (Paläozoikum) Ausnahmesituationen widerspiegeln werden.

Mit diesen Prognosen erschien eine komplette Darstellung aller entsprechenden Tiefbohrergebnisse nicht sinnvoll. Wichtig war eine Überprüfung, inwieweit mesozoische Horizonte das notwendige Teuffenniveau erreichen

und im Paläozoikum das Auftreten geeigneter Speicher erwartet werden kann.

Bei positivem Ergebnis erfolgte dann an Hand von Ergebnissen aus Tiefbohrungen eine weitere Untersuchung der Speicherausbildung und des Speicherinhaltes.

Daraus ergab sich zur Klärung der geologischen Voraussetzungen die Abarbeitung folgender Arbeitsschritte:

- Herausarbeitung allgemeingültiger Teufen-/Temperaturbeziehungen im Untergrund von Mecklenburg-Vorpommern
- Untersuchungen zu diagenetischen Prozessen
- Untersuchungen zum erreichbaren Teuffenniveau für mesozoische Horizonte
- Untersuchung ausgewählter paläozoischer Horizonte
- Abgrenzung potenzieller geothermischer Lagerstätten
- Analyse potenzieller geothermischer Lagerstätten

5.2 Geologische Grundlagen

5.2.1 Geothermische Verhältnisse (Temperaturverhältnisse)

Die Darstellung regionaler und lokaler Temperaturverhältnisse im Bereich der oberen Erdkruste erfolgt in der Regel auf der Grundlage von in Tiefbohrungen durchgeführten Temperaturmessungen. Diese werden dargestellt als:

- Temperaturverlaufskurven
- Vertikale Temperaturgradienten
- Karten der Temperaturverteilung

Die überwiegend regional orientierten Temperaturverteilungen in verschiedenen Teufenlagen sind im „Geothermieatlas der Deutschen Demokratischen Republik“ /20/ dargestellt und bewertet. Regional bis lokal ausgerichtete und aktualisierte Temperaturverteilungen liegen in den Berichten zu den „Geothermischen Ressourcen im Nordteil der DDR“ vor (DIENER, I. u.a., 1988 und 1989).

Diese genannten Dokumentationen erfassen hinsichtlich der Temperaturverhältnisse das gesamte Territorium des Landes Mecklenburg-Vorpommerns, das regionalgeologisch gesehen zum Bereich des Tafeldeckgebirges der Mecklenburg-Brandenburg-Senke (nördlicher Teil) gehört. Die in den Dokumentationen beschriebenen und dargestellten Ergebnisse zur Temperaturverteilung in horizontaler und vertikaler Richtung bilden in Verbindung mit der in Abbildung 5-1 speziell für das Territorium Mecklenburg-Vorpommerns ermittelten Temperatur-Tiefenfunktion die Grundlage

für die Darstellung möglicher nutzbarer geologischer Horizonte mit einer Temperatur > 90 °C.

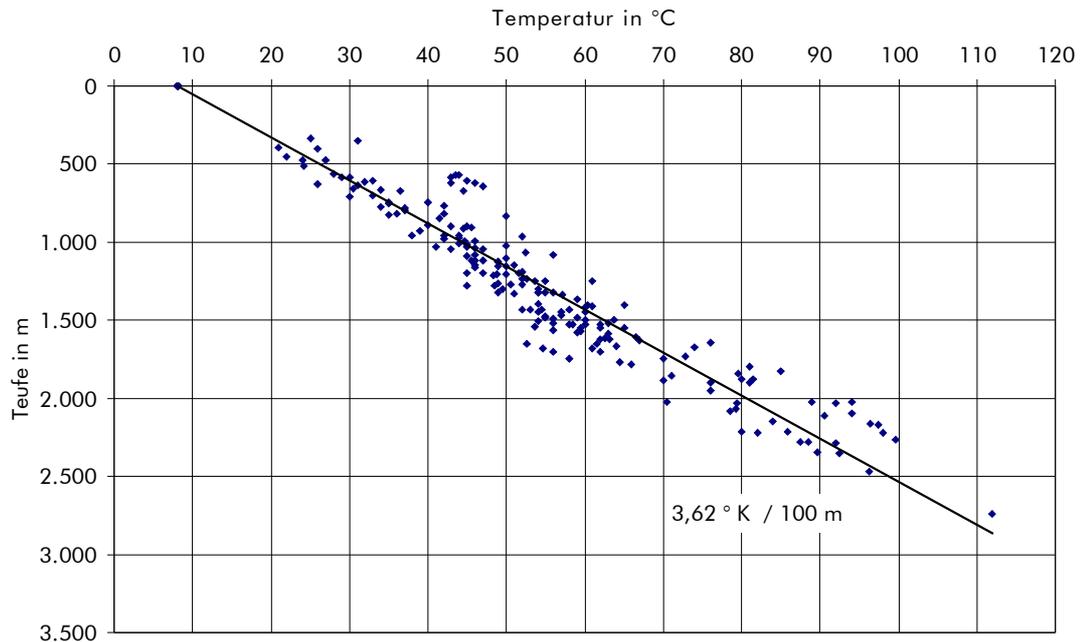


Abbildung 5-1: Temperatur-Teufendiagramm für Mecklenburg-Vorpommern

Diese Beziehung zwischen Teufe und Temperatur entstand auf der Basis konkreter Messdaten /1/. Ausgewertet wurden dazu Messungen von ca. 90 Tiefbohrungen in Mecklenburg-Vorpommern, die überwiegend in Sandsteinhorizonten der Unterkreide, des Dogger (Aalen), des Lias (Untersinemur/Hettang), des Oberen Keuper (Contorta- und Postera-Schichten) und des Mittleren Buntsandsteins (Solling-, Defurth-, Volpriehausen-Sandstein) unmittelbar im Anschluss an Testarbeiten (bottom-hole Temperatur, Standzeit < 1 Tag) gewonnen wurden. Insgesamt standen für eine Regressionsanalyse 184 sichere Wertepaare zur Verfügung (vgl. Abbildung 5-1). Die erkennbare Streubreite der Temperaturwerte ist hauptsächlich auf wechselnde Verhältnisse im Anteil des salinaren und suprasalinaren Deckgebirges sowie lithologischer Differenzierungen im geologischen Profilaufbau zurückzuführen.

Unter Einbeziehung des Jahresmittelwertes der Lufttemperatur von 8 °C, gültig für das Territorium Mecklenburg-Vorpommerns, ergeben die durchgeführten regressionsanalytischen Berechnungen eine lineare Beziehung zwischen Teufe (m) und Schichttemperatur (°C), mit der es möglich wird, für eine gewünschte Temperatur (z.B. auch für > 90 °C) die entsprechende Teufe abzuleiten. Der vertikale Temperaturgradient, identisch mit dem Anstieg der dargestellten Geraden, erreicht einen mittleren Wert von 3,62 K/100 m. Er kann prinzipiell für eine Teufenermittlung bis Tiefen von 3000 m unter Gelände genutzt werden. Im näheren Einzugsbereich von Salzstrukturen kann es zu deutlichen positiven Abweichungen zumeist we-

gen der guten Wärmeleitfähigkeit des Salzes und der geringerer umliegender Sedimente hinsichtlich der Temperatur kommen (Arendsee, Allermöhe).

Trotz etwas veränderter Herangehensweise bei der Auswahl der Temperaturwerte (hier nur nach Testarbeiten) ergibt sich eine relativ gute Übereinstimmung des Temperaturgradienten zu dem, der nach /19/ ermittelt werden kann.

5.2.2 Untersuchungen zu diagenetischen Prozessen

5.2.2.1 Allgemeines zur Diagenese

Die Diagenese (die zweite Genese/Bildung) umfasst alle Prozesse, welche ein Gestein nach dessen Ablagerung verändern. Diagenetische Prozesse verändern die Eigenschaften von Gesteinen z.T. so stark, dass primäre Strukturen vollständig verwischt werden können. Da somit auch die für die Geothermie wichtigen hydraulischen Eigenschaften verändert werden können, ist eine Betrachtung sekundärer Gesteinsumwandlung im Rahmen der vorliegenden Studie notwendig.

Rekonstruktionen der Diagenesegegeschichte von Gesteinen und damit zusammenhängende Prozesse sind umfangreich in /9/, /11/, /10/, /49/, /50/, /51/ u.a. für den Bereich des Norddeutschen Beckens publiziert. Für die ausgewählten Speicher sei jedoch besonders auf die Dissertation von SCHOLLE /43/ verwiesen, welcher die Genese und Diagenese der Rät- und Hettang-Sinemurgesteine in Mecklenburg-Vorpommern und angrenzenden Gebieten auf der Basis von 126 Tiefbohrungen bearbeitete.

Bei den ausgewählten mesozoischen Zielhorizonten handelt es sich überwiegend um flachmarine Bildungen, welche eine hohe texturale und kompositionelle Reife aufweisen. Die geothermischen Zielaquifere sind matrixarme (Tonanteil < 2 %), feldspat- bzw. lithoklastführende Quarzsandsteine. Bei den Lithoklasten, welche im Mittel mit 3 % enthalten sind, handelt es sich überwiegend um quarzreiche Gesteinsbruchstücke. Feldspäte treten durchschnittlich mit einem Anteil am Gesamtgestein von ca. 5 % auf, wobei Plagioklase und Kalifeldspäte unterschieden werden können (/43/). Die primäre Gesteinszusammensetzung ist für spätere diagenetische Umwandlungsreaktionen von Bedeutung.

Die Diagenese beginnt im Allgemeinen mit der Kompaktion (mechanische Diagenese) und entsprechenden Mineralbildungen (Drucklösung von Quarz etc.) sowie mit dem Ausfällen frühdiagenetischer Mineralzemente aus Oberflächen- und Grundwässern. Mit zunehmender Versenkung gelangen die Gesteine in Bereiche erhöhter Temperaturen und ab einer Teufe von

etwa 1.000 m oder Temperaturen von ca. 50 °C setzen chemische Umwandlungsprozesse ein.

Für die matrixarmen, also tonarmen Sandsteine des Rhät und Hettang/Sinemur konnte SCHOLLE /43/ folgende Diageneseabfolge ermitteln (vgl. Abbildung 5-2).

Quarzzemente in Form homoaxialer Anwachsäume lassen sich ab einer Teufenlage von etwa 1.000 m gehäuft beobachten, finden sich aber schon ab 500 m (/43/). Anwachsäume sind selten. Frühdiagenetische Karbonat- und Sulfatzemente sowie Illitzemente auf Quarzoberflächen behindern die Quarzblastese offensichtlich.

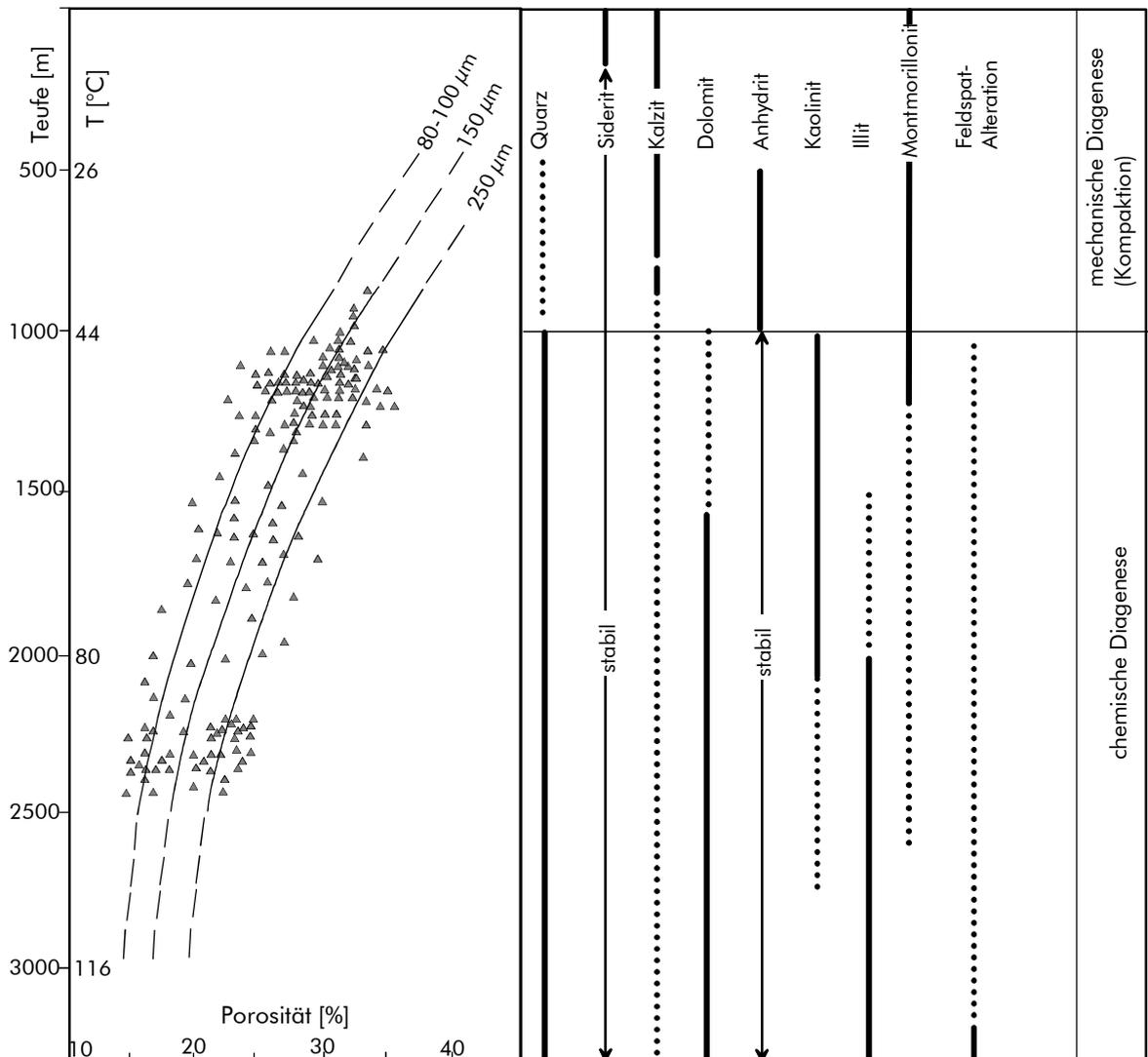


Abbildung 5-2 : Zusammenhang zwischen Porosität, Korngröße, Teufe und diagenetischen Mineralbildungen (nach /43/ und /49/)

Als SiO₂-Quellen kommen in Frage:

- Quarz-Detritus,
- Tonminerale,
- Feldspäte.

Bei vielen diagenetischen Prozessen wird SiO₂ freigesetzt (/50/), so dass Quarzzemente über einen großen Temperatur- und Teufenbereich neu gebildet werden können.

Kaolinitzemente können überwiegend in Form der so genannten „booklets“ ab 1.000 m im Porenraum beobachtet werden. SCHOLLE /43/ fand Kaolinit in enger Nachbarschaft von kohligen Partikeln. Das erscheint sinnvoll, da die Dekarboxylierung organischen Materials mit einer Erniedrigung des pH-Wertes einhergeht. Leicht saure Verhältnisse sind für eine Kaolinitbildung notwendig (/50/).

Illitzemente konnten ab Tiefenlagen von 1.500 – 2.000 m beobachtet werden. Hier konnten die so genannten 2M-Illite auf Quarzzementen nachgewiesen werden. Ein Eintrag hochdiagenetischer bis schwach metamorpher Illite erschwert jedoch weitere Aussagen (/43/). Eine Illitisierung kann durch die Umwandlung von Smektiten (50 – 200 °C) bzw. Kalifeldspäten (120 – 200 °C) erfolgen (/50/). Auch der **Montmorillonit**, der als frühdiagenetische Bildung interpretiert wird (/43/), erfährt ab Tiefenlagen von 1.000 – 1.500 m eine deutliche Illitisierung. Eine Bildung kann jedoch auch in größeren Versenkungstiefen nicht ausgeschlossen werden.

Sideritzemente in Form von Toneisenstein können als frühdiagenetische Bildungen angesehen werden. Ihre Verdrängung durch andere Zemente wurde nicht beobachtet (/43/). Sideritzement ist auch bei höheren Temperaturen noch stabil.

Eine Bildung von **Kalzit** findet oberflächennah statt. Aber auch die spätdiagenetische Bildung in großen Tiefenbereichen ab 3.500 m konnte nachgewiesen werden (/49/). Im Teufenbereich ab 1.500 m findet teilweise eine Dolomitisierung der Kalzite statt (/43/).

Dolomitzemente werden oberflächennah als frühdiagenetische Porenraumfüllungen gebildet (/49/). Wie oben beschrieben entstehen sie teilweise aus der Dolomitisierung der Kalzite.

Anhydritzemente können frühdiagenetisch gebildet werden (Rotliegend-Sandsteine; vgl. /49/). Für die Zielhorizonte konnte SCHOLLE /43/ jedoch eine Bildungstiefe von 500 – 1.000 m angeben, wobei Anhydrit, wenn er einmal gebildet ist, sehr stabil ist.

Plagioklase werden bereits früh durch Karbonatzemente ersetzt. Eine **Alteration** der **Feldspäte** setzt aber ab Temperaturen von 120 °C verstärkt ein. Es werden vor allem auch Kalifeldspäte aufgelöst und Illit, Chlorit etc. neu gebildet (/50/).

Die genannten Zementbildungen sind z.T. lokal und nicht flächendeckend ausgebildet.

Der Einfluss der diagenetischen Prozesse in den matrixarmen Sandsteinen auf die Eigenschaften Porosität und Permeabilität wird von SCHOLLE /43/ für den NE-Deutschen Raum dargestellt (Abb. 5-2). Es kann eine signifikante Korrelation der Porosität und der Teufe in Abhängigkeit von der Korngröße nachgewiesen werden. So haben Sandsteine mit Medianwerten der Korngröße von 80 – 100 μm (etwa Feinsand) bei 1.000 m eine Porosität von 27 % und bei 2.500 m immer noch von 16 %. Bei Medianwerten von 250 μm (Mittelsand) sinkt die Porosität von 35 % bei 1.000 m auf 22 % bei 2.500 m. Für die matrixarmen Sandsteine des Rhät und Hettang/Sinemur in Mecklenburg-Vorpommern können somit in Tiefenlagen von 2.500 m immer Porositäten > 15 % erwartet werden.

Eine Korrelation von Porosität und Permeabilität ist nach /43/ nicht möglich. Letzteres lässt sich durch den Einfluss der Korngröße auf die Porosität erklären. Prinzipiell schwanken die Porositäts- und Permeabilitätswerte für eine Teufenlage bis 2.500 m zwischen 15 – 45 % (Porosität) und 0,1 – 2.000 mD. Dabei sind bei Porositäten von > 30 % die Permeabilitäten > 50 mD.

SCHOLLE /43/ zeigt weiterhin eine Abhängigkeit der Porositäts-Permeabilitätsbereiche für bestimmte Zementtypen auf:

- Illitisch zementierte Sandsteine besitzen bei Porositäten von 18 - 25 % und Permeabilitäten bis 20 mD.
- Kaolinitisch zementierte Sandsteine haben Porositäten von 16 - 25 % und Permeabilitäten von 20 – 2.000 mD.
- Karbonatisch-sulfatisch zementierte Sandsteine schwanken in ihren Porositäten zwischen 3 - 25 % und den Permeabilitäten von 0,1 - 800 mD.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass bei Gehalten von Illitzementen > 5 %, Kaolinit > 15 % und karbonatisch-sulfatischem Zement > 15 % eine geothermische Nutzung des Aquifers in Frage zu stellen ist.

Trotz der vielen untersuchten Bohrungen kommt SCHOLLE /43/ zu dem Schluss, dass die Zementationen sehr lokal geprägt sein können.

5.2.2.2 Zementation in Salzstocknähe

Untersuchungen, welche sich mit der Zementation von Sandsteinen in Salzstocknähe befassen, sind bisher nicht bekannt und sollten Schwerpunkt aktueller Forschung sein. Die im Folgenden angestellten Betrachtungen sind deshalb nur als Modell zu werten.

Die Umgebung von Salzstöcken ist gekennzeichnet durch:

- Erhöhte Temperaturen in Folge der großen Wärmeleitfähigkeit des Salzes („salt pipes“);
- Lokal mögliche Ablaugung und Auswaschung durch dichtegetriebene Tiefenwasserzirkulation im Aquifer.

Die lateralen Temperaturunterschiede im Bereich von Salzstöcken können bedingt zu Mineralausfällungen führen. So konnte KÜHN /23/ modellhaft die Anhydritzementation in Salzstocknähe aufzeigen. Um Anhydrit auszufällen, bedarf es bei gleich bleibendem Fluidchemismus einer Temperaturerhöhung. Da die Temperaturen ab Salzstock aber sehr hoch in Bezug auf die Umgebung sind, müssen die Wässer deszendieren. Bei entsprechenden Schichtneigungen und großen Entfernungen vom Salzstock (> 1.000 m) wäre eine Sulfatausfällung prinzipiell möglich.

Die Löslichkeit von SiO_2 - Mineralphasen verhält sich entgegengesetzt. Bei abnehmenden Temperaturen werden die Quarzminerale ausgefällt. Mit zunehmender Entfernung vom Salzstock wäre also eine geringfügige Quarzausfällung denkbar. Aufgrund der geringen Gehalte von SiO_2 im Fluid (vgl. Abschnitt 5.4) sind diese Prozesse nicht signifikant.

Die Ablaugung von Salzen aus dem Salzstock ist nur bedingt möglich und auch bekannt (Caprock). Eine große und weitreichende Sulfatzufuhr vom Salzstock in die Aquifere scheint unwahrscheinlich. Dies determiniert sich auch in den vielen fluidchemischen Daten, welche häufig keinen Einfluss von Zechsteinwasser zeigen.

5.2.2.3 Diageneserisiko an den ausgewählten Standorten

Die ausgewählten Standorte sind durch ca. 10 Tiefbohrungen erschlossen. Von diesen Bohrungen weisen 2/3 petrophysikalische Messungen (Porosität, Permeabilität) der Gesteinskerne, Bohrlochmessungen sowie Daten aus hydraulischen Bohrlochtesten auf. Bei keiner der Bohrungen konnte eine besondere Porositäts- oder Permeabilitätsreduzierung beobachtet werden, wie sie in Folge lokal ausgebildeter, großräumiger Sulfatausfällungen zu erwarten wäre.

Somit kann für die ausgewählten Standorte nur die teufenabhängige Porositätserniedrigung postuliert werden, wie sie von SCHOLLE /43/ für die Speicher des Rhät und Hettang/Sinemur in Norddeutschland dargestellt wurde (Abbildung 5-2).

5.2.2.4 Zusammenfassung

Die Diagenese und Zementation der matrixarmen Sandsteine an den ausgewählten Standorten unterliegt nach aktueller Datenlage nur einer teufen- und korngößenabhängigen Reduzierung der Porosität und Permeabilität. Durch diverse Tests von ca. 10 Bohrungen an diesen Standorten konnten keine weiteren, lokal möglichen Porositätserniedrigungen in Folge einer z.B. großräumigen Anhydritzementation beobachtet werden. Daraus wird geschlossen, dass eine diagenetisch bedingte Reduzierung der Porosität und Permeabilität zwar weiter prinzipiell möglich, aber im ausgewiesenen perspektiven Gebiet recht unwahrscheinlich ist.

5.2.3 Untersuchungshorizonte

Untersuchungswürdige Horizonte i.S. der Aufgabenstellung sind diejenigen stratigraphischen Horizonte, die auf Grund ihrer lithologischen Ausbildung eine Nutzungsfähigkeit erwarten lassen.

Nachfolgende stratigraphische Abschnitte sind von Bedeutung (/4/, /52/, /53/, /54/; /2/; /42/; /29/):

Mesozoikum

- Unterkreide (Valangin-Wealden)
- Dogger (Aalen)
- Lias/Keuper (Hettang, Contorta- und Postera-Sandstein)
- Buntsandstein (Basissandsteine der Detfurth- und Volpriehausen-Folge)

Paläozoikum

- Zechstein (Staßfurtkarbonat, Werrakarbonat)
- Rotliegend
- Präperm

Weitere Horizonte (z.B. Schilfsandstein) bleiben außerhalb der Betrachtung, da geeignete Speichergesteine nur auf eng begrenzte Lokalgebiete beschränkt sind.

5.2.4 Struktureller Bau und Schichtverbreitung; Datenbasis

Als Grundlage einer gesicherten Bewertung sind für die definierten stratigraphischen Horizonte zunächst diejenigen Gebiete abzugrenzen, in denen das in Abschnitt 5.2.1 abgeleitete Temperaturniveau erreicht wird.

Als Datenbasis standen folgende Unterlagen zur Verfügung:

- Geophysikalisches Kartenwerk Reflexionsseismik des Kombinates VEB Geophysik Leipzig
- Berichte und Dokumentationen des Zentralen Geologischen Instituts Berlin
- Berichte und Dokumentationen der Gesellschaft für Umwelt- und Wirtschaftsgeologie mbH Berlin
- Berichte und Dokumentationen des LUNG Mecklenburg-Vorpommern
- Ergebnisse aus der Bohrdatenbankrecherche und eine komprimierte Speicherbewertung vom LUNG Mecklenburg-Vorpommern
- Berichte und Dokumentationen des Instituts für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben Hannover
- Berichte und Dokumentationen des GeoForschungsZentrums Potsdam
- Abschlussberichte von Kartierungs- und Geothermiebohrungen

Die vorhandenen Unterlagen werden als ausreichend angesehen, die geologischen Möglichkeiten der Stromerzeugung aus hydrothermalen Energie in Mecklenburg-Vorpommern einzuschätzen. Deshalb sind neuere in den 90er Jahren durchgeführte seismische Arbeiten nicht in diesem Bericht eingeflossen.

Die oben genannte Verfahrensweise sichert die Abgrenzung von Räumen, die hinsichtlich des Auftretens potenziell nutzungsfähiger Speichergesteine weiterhin interessieren.

Grundlage der Flächenabgrenzung ist die Geologische Niveauschnittkarte für die Tiefe von 2.000 m (/52/, /53/, /54/) (Anlage 1) und ein Geologisches NE-SW-Profil des tieferen Untergrundes von Mecklenburg-Vorpommern /49/ (Anlage 2). Weiterhin sind die aktuellen Tiefenlinienpläne entsprechender Reflexionshorizonte (Stand 1989) in die Bearbeitung eingegangen. Dabei müssen neben den jeweiligen Geländehöhen weitere, aus dem Abstand des reflexionsseismischen Reflektors vom konkreten Teufenniveau potenzieller Nutzhorizonte sich ergebende Korrekturbeträge berücksichtigt werden.

Tabelle 5-1: Zuordnung verwendeter reflexionsseismischer Leithorizonte

Untersuchungs-Horizont	Rx-Horizont	Stratigraphische Zuordnung des Rx-Horizontes	Angesetzter durchschnittlicher Korrekturbetrag
Unterkreide	T3	Basis Hauterive	--
	T4	Basis Valangin-Wealden	--
Dogger	L ₁	Grenzbereich Dogger / Lias (im Lias)	- 50 m (Einsetzen des Aalensandsteins)
Lias / Keuper	K ₂ /T ₇	Basis Dolomitmergelkeuper – Folge	- 100 m (Einsetzen des Postera-Sandsteins)
Buntsandstein	S ₂	Basis Salinarrot-Folge	- 180 m (Basis Detfurth-Sandstein)
Zechstein	Z ₃	Zechsteinbasis	--
Rotliegendes	H ₆	etwa Saxonbasis	--

Mit Hilfe der Anlage 1, der beschriebenen Teufenkorrekturen und der in Abbildung 5-2 abgeleiteten Temperatur-Teufenbeziehung ist die Anlage 3 entstanden, mit der die Verbreitung und Lage potenzieller Gebiete mit Temperaturen > 90 °C festgelegt werden konnten.

In der Unterkreide und im Dogger (Aalen) werden diese Bedingungen nur in Teilflächen tiefer Randsenken, vorwiegend in SW-Mecklenburg, erreicht.

Unterkreide:

- an der E- und W- Flanke des Salzaufbruches Gülze-Sumte
- N- und E-Flanke des Diapirs Kraak
- N- und W-Flanke des Diapirs Conow

Aalen:

- an der N- und E-Flanke des Diapirs Kraak
- NW-Flanke des Diapirs Wredenhagen

Für den Komplex Lias-Keuper ergeben sich neben den bereits für die Unterkreide ausgehaltenen Gebiete SW-Mecklenburgs etwas größere zusammenhängende Flächenanteile:

- Randsenke des Diapirs Kraak und höher gelegene Bereiche der Temperaturanomalie Neustadt-Glewe im Gebiet zwischen den Diapiren Werle, Conow und Ludwigslust,
- Randsenkenzone an der Salinarstruktur Wredenhagen,
- Randsenkenzone in der Umgebung des Salzkissens Brustorf und der Diapire Wesenberg und Zechlin.

Im Buntsandstein sind von vornherein nur die Verbreitungsgebiete der sandigen Randfazies (NE-Mecklenburg-Vorpommern) zu berücksichtigen, die das notwendige Temperaturniveau allerdings nur im Bereich Südusedom, Eggesin, Torgelow erreichen. In den anderen Regionen werden, wie auch für alle paläozoischen Untersuchungshorizonte, im gesamten Beckenbereich die Temperaturanforderungen sicher erfüllt. Das Vorhandensein von Speichergesteinen mit den postulierten Eigenschaften ist aber nicht zu erwarten.

Auch für den Zechstein sind im Prinzip nur die Bereiche der karbonatischen Randfazies interessant. In NE-Mecklenburg-Vorpommern ergibt sich nur ein zusammenhängendes Gebiet, in dem die Zechsteinkarbonate das erforderliche Teufenniveau erreichen. Der Beckenbereich ist auf Grund seiner dichten bituminösen Faziesentwicklung von vornherein nicht perspektivisch. Die faziell geeigneten Bereiche erschließen nur Tiefenbereiche, die Temperaturen $< 90\text{ °C}$ erwarten lassen.

Das Rotliegend erreicht überall das geforderte Teufenniveau. Lediglich in den Gebieten mit besonders hochliegendem Grundgebirge (Rügen) ist der sedimentäre Anteil des insgesamt heterogenen Abschnittes des Präperm der einzige perspektive Horizont (vgl. Anlage 2).

5.2.5 Verbreitung nutzungsfähiger Speichergesteine und weitere geologische Randbedingungen in Mecklenburg-Vorpommern

Um die Verbreitung nutzungsfähiger Gesteine zu ermitteln, wurde eine Datenbank (pers. Mitteilung Herr J. Iffland vom LUNG Mecklenburg-Vorpommern) mit mehr als 700 Bohrungen nach folgenden Auswahlkriterien durchsucht:

- Sandsteinmächtigkeit $> 10\text{ m}$
- Teufenlage der Sandsteine $> 2.000\text{ m}$

Immerhin 66 Bohrungen erfüllten diese Kriterien. Zusätzlich wurden 17 Geothermiebohrungen in die Bearbeitung einbezogen. 83 Bohrungen konnten so für Aussagen bzgl. der Sandsteinmächtigkeiten und stratigraphischen Zuordnung verwendet werden, welche im Folgenden dargestellt sind.

5.2.5.1 Unterkreide – Keuper (jüngeres Mesozoikum)

Aktuelle Untersuchungsergebnisse an verschiedenen Geothermiestandorten (Schwerin, Neustadt-Glewe) verweisen auf das Auftreten nutzungsfähiger Gesteine bis nahe an die geforderte Mindestteufe von ca. 2.270 m (Temperaturgradient 3,62 K/100 m nach (z.B. Contorta-Sandstein Neustadt-Glewe: 2.220 - 2.270 m). Derzeitig spricht nichts gegen das Auftreten geeigneter Speichergesteine in noch größeren Teufen, was auch in den Ressourcenkarten berücksichtigt ist /2/15/40/41/42/.

Dem stehen – auch aus dem Bereich der Mitteleuropäischen Senke – internationale veröffentlichte Untersuchungsergebnisse /35/ gegenüber, die mit zunehmender Teufe eine deutliche Verschlechterung der Speichereigenschaften (Reduzierung der Gesteinsporosität und -permeabilität) erkennen lassen.

In Mecklenburg-Vorpommern werden die qualitativen Eigenschaften der ausschließlich als Sandsteine entwickelten potenziellen Nutzhorizonte in erster Linie durch sowohl regional als auch lokal beeinflusste Ablagerungsbedingungen geprägt (Korngrößen- und Porenradienverteilung, Schichtgefüge, Bindemittelgehalt). Ein Einfluss teufenabhängiger Zementations- und Kompaktionserscheinungen auf die hydrodynamischen Eigenschaften der Gesteine ist dagegen bisher nicht festzustellen (siehe Abschn. 5.2.2).

Bei Antreffen gut sortierter Fein- bis Mittelsandsteine sind in der Regel immer gute bis sehr gute Förder- und Verpresseigenschaften anzunehmen (Sondenleistungen z.T. > 100 m³/h).

Aus diesen Zusammenhängen ergeben sich – auf der Grundlage der in Abschnitt 5.2.4 abgegrenzten strukturtiefen Flächen (Teufen-/ Temperaturindikation) – nach Faziesindikation o.g. Tiefbohraufschlüsse (Speicherkorrelation) nachfolgende perspektivische Gebiete:

5.2.5.1.1 Unterkreide

- Westflanke des Salzaufbruches Gülze-Sumte
(E Boizenburg 1: karbonatische Sandsteine des Hauterive)
- Ostflanke des Salzaufbruches Gülze-Sumte
(E Boizenburg 2: Wealden-Sandsteine, nicht durchteuft)
- Randsenke Conow (Wealden-Sandsteine, derzeitig nicht aufgeschlossen)

Im Bereich der Randsenke Kraak konnten durch die Bohrungen Gt Schwerin 1 und 3 keine Sandsteine der Unterkreide nachgewiesen werden.

5.2.5.1.2 Dogger (Aalen)

Nach dem bisherigen geologischen Kenntnisstand ist der Aalen hinsichtlich des Auftretens besonders prädestiniert. Allerdings wird nur in zwei kleinflächigen Gebieten das notwendige Temperaturniveau erreicht.

- Randsenke nördlich des Diapirs Wredenhagen und
- Randsenke nördlich des Diapirs Kraak

Die Randsenke Kraak wird bereits im Rahmen der Soleversenkung Kraak genutzt.

5.2.5.1.3 Lias/Keuper

Auf der Grundlage des derzeitig erreichten Aufschlussgrades kann für alle ausgehaltenen Randsenkenbereiche (vgl. Abschnitt 5.2.3) das Auftreten potenzieller Nutzhorizonte, allerdings unterschiedlichster stratigraphischer Zuordnung, angenommen werden. Dabei ist verbreitet mit erheblichen vertikalen und lateralen Faziesdifferenzierungen zu rechnen, was sich in der lokal sehr unterschiedlichen Ausbildung der einzelnen Schichtglieder (z.B. Schilfsandstein) widerspiegelt.

5.2.5.1.4 Buntsandstein

In NE-Mecklenburg erreicht der Buntsandstein nur in einem Gebiet Temperaturen, welche dem Kriterium ≥ 90 °C genügen. Dieser Bereich befindet sich im Übergang von der feinkörnigen Beckenfazies zur sandigen Beckenrandfazies, was sich in relativ ungünstigen Speicherparametern zeigt (E Pudagla 1, Porosität 10 – 13 %, Permeabilität um 100 mD, Normal- und Großporenanteil 3,6 %). Ansonsten ist der mittlere Buntsandstein in ganz Mecklenburg-Vorpommern i.S. der vorgegebenen Kriterien nicht perspektivisch.

5.2.5.1.5 Rotliegend

Trotz hohem Aufschlussgrad (Erdöl-, Erdgaserkundung) und zahlreich durchgeführter Tests konnten keine Sandsteine des Rotliegend lokalisiert werden, deren Speicherausbildung für eine geothermische Nutzung ausreichend war. In allen recherchierten Bohrungen lagen die Porositäten um 5 % und die Permeabilitäten zwischen < 1 mD bis max. 50 mD.

5.2.5.1.6 Präperm

Mit dem bisher erreichten geologischen Aufschlussgrad lassen sich keine Horizonte nachweisen, die auch nur annähernd den speichergeologischen Anforderungen genügen. Damit ist der Komplex des Präperm i.S. der Aufgabenstellung derzeitig als nicht perspektivisch einzuschätzen.

5.3 Zusammenfassende Perspektivitätsbewertung

Für die jüngeren mesozoischen Speicher (Unterkreide – Keuper) ist die geologische Perspektive vorrangig ein Problem der erreichbaren Teufe. Letztlich verbleiben nur einige kleinflächige, zentrale Randsenkenbereiche, die das erforderliche Temperatur-/Teufenniveau erreichen und das Auftreten nutzungsfähiger Horizonte erwarten lassen (vgl. Anl. 4, Perspektivitätskarte).

Die entsprechend der Speicherparameter günstige sandige Beckenrandfazies des Buntsandsteins liegt nicht im Bereich des notwendigen Temperaturniveaus. Damit ist der Buntsandstein i.S. der Aufgabenstellung nicht perspektivisch.

Das Rotliegend erreicht zwar weitgehend die notwendige Lagerungsteufe, die speichergeologischen Bedingungen genügen aber nicht den gestellten Anforderungen.

Das Präperm ist nach derzeitigem Kenntnisstand durch den bislang noch ausstehenden Nachweis geeigneter Speicherhorizonte ebenfalls nicht perspektivisch.

Da die komplexe Bewertung ergibt, dass nur im stratigraphischen Bereich Unterkreide bis Keuper positive Ergebnisse für eine Stromerzeugung möglich sind, wurden dafür detaillierte geologische und speichergeologische Untersuchungen an drei ausgewählten Standorten durchgeführt (vgl. Abschnitt 6).

5.4 Geochemische Bedingungen

5.4.1 Chemische Beschreibung der Fluide

In Abschnitt 5.3 werden Unterkreide – Keuper als nutzungsfähige Speichergesteine angegeben. Diese sind als poröser Sandsteinaquifere ausgebildet. Zur Erstellung einer Prognoseanalyse für diesen Aquifertyp wurden Vergleichsanalysen aus den Standorten Schwerin und Neustadt-Glewe ausgewählt, da hier vor allem zu Neustadt-Glewe umfangreiche Untersuchungen am Fluid vorliegen /22/, /33/, /38/. Diese Standorte repräsentieren salzstockunbeeinflusste Aquifere. Weiterhin wurden Daten der Standorte Neuruppin und Hamburg-Allermöhe sowie Daten aus /32/ zur prognostischen Beschreibung der Formationsfluide mit Hinweisen auf Salzstockbeeinflussung hinzugezogen.

Das Thermalwasser in den genannten Formationen zeichnet sich durch sehr hohe Gesamtmineralisation von 200 bis über 250 g/l aus. Mit 42 meq-% Na⁺ und >49 meq-% Cl⁻ gehört es zum NaCl-Wassertyp. Die Eisengehalte werden weit über 50 mg/l liegen. Außerdem sind nachweisbare Gehalte an Schwermetallen, vor allem Blei zu erwarten. Die Gehalte an gelöster Kieselsäure werden aufgrund der hohen Temperatur größer als 50 mg/l sein. H₂S ist primär nicht vorhanden. Es muss darauf hingewiesen werden, dass Abweichungen von dieser Zusammensetzung in Diapirnähe zu erwarten sind. In Salzstocknähe sind aufgrund von Ablaugungs- und Transportvorgängen höhere Mineralisationen möglich. Dabei kann es vor allem zur Anreicherung von Kalium, Natrium, Magnesium und Sulfat im Fluid kommen.

In Tabelle 5-2 ist eine Prognoseanalyse für den Teufenbereich um 3.000 m zusammengestellt. Sie beruht auf o.g. Standortdaten und auf dem teufenabhängigen Trend der Mineralisationszunahme bei gleichbleibender prozentualer Zusammensetzung der Äquivalentanteile /32/. Mit dieser Beziehung ist es möglich, Prognosen über den Wasserchemismus bei einer bestimmten Teufe und Stratigraphie, abgeleitet von Analysen vergleichbarer Bohrungen zu berechnen.

Salzstockbeeinflusste Fluide zeichnen sich durch höhere Gesamtmineralisation (TDS) und veränderte prozentuale Ionengehalte aus. Eine Salzstockbeeinflussung der betrachteten Aquifere konnte in den vorhandenen Unterlagen nicht erkannt werden.

Im Thermalwasser können neben den Salzen auch dispers organische Substanzen, vorzugsweise organische aromatische Kohlenwasserstoffe gelöst sein, die nach derzeitigem Erkenntnisstand keinen negativen Einfluss auf die Nutzung zur Wärmegewinnung haben.

Es ist mit höheren Gasgehalten von bis zu 20 % vom Gesamtfluidanteil zu rechnen, die vorwiegend aus CO₂ und Methan bestehen werden.

5.4.2 Zu erwartende geochemische Reaktionen

Das Verhalten der Wässer bei Förderung und Wärmeentzug (Abkühlung) ist relativ gut untersucht. Im Einzelnen sind folgende unerwünschte Reaktionen möglich:

- Eisen - massive Ausfällung bei Zutritt von Sauerstoff und pH-Wert-Erhöhung
 - Blei - Ablagerungen von Pb_{metall} (radiogenes Pb) durch elektrolytische Vorgänge
 - Karbonatische Ausfällungen in Form von Aragonit (Modifikation von Kalzit, CaCO₃) bei Entgasung (CO₂-Verlust) wahrscheinlich
 - SiO₂-Übersättigung bei Abkühlung des Fluids auf unter 60 °C mit nachfolgender Ausfällung, wobei die Reaktionskinetik dieser Si-Verbindungen nicht eindeutig bekannt ist und die Salzmatrix die Löslichkeit wahrscheinlich erhöht
-

5.4.3 Kurzbeschreibung

Aus chemischer Sicht gibt es folgende problematische Parameter, die bei der wärmetechnischen Nutzung zu beachten sind:

Parameter	Wert	Bedeutung
Salzgehalt (g/l)	280	Korrosion
Temperatur (°C)	120	Korrosion, Materialbeanspruchung
pH	5,4	Korrosion
Gasgehalt (%)	10-20	Teilentgasung bei Förderung möglich (2-Phasengemisch) evtl. Entgasung erforderlich
CO ₂ (%)	>90	Gefahr der Kalkausfällung bei Entgasung
Methan (Vol%)	2 (bei Vollentg.) (ca. 40 bei Teilentgasung „Headspace“)	evtl. Ex-Gefahr, da Methan bei Oberflächenbedingungen besser entlöst als CO ₂
Eisen (mg/l)	80 - 100	Ausfällung bei O ₂ -Zutritt
Blei (mg/l)	1	elektrolytische Ablagerung übertage
Chlorid (Cl ⁻) (mg/l)	> 150.000	Korrosion
Silikat (SiO ₂) (mg/l)	80	erst ab < 60°C Beginn der Übersättigung
Kalzium, Magnesium (mg/l)	um 10.000	Dolomitfällung (CaMg[CO ₃] ₂), aber kinetisch gehemmt
Barium (mg/l)	5	keine Übersättigung bei Abkühlung bis 60°C
H ₂ S (mg/l)	nicht nachweisbar	keine Gefahr der Sulfidausfällung

Aus den Bewertungen zum Fluidchemismus ergibt sich, dass an allen Standorten Korrosionsschutzmaßnahmen für die Anlagenteile des Thermalwasserkreislaufes vorzusehen sind. Geeignete Materialien, Beschichtungen und Ausrüstungen sind auf dem Markt vorhanden.

Um Entgasungen und Sauerstoffzutritt zu vermeiden, werden Druckhaltemaßnahmen für den Thermalwasserkreislauf empfohlen.

Eine weitere Problematik ergibt sich aus der Entgasung des Fluides. Standortkonkret muss in diesem Zusammenhang geprüft werden, ob dadurch karbonatische Ausfällungen hervorgerufen werden. Bei stark CO₂-haltigen Fluiden sollte in der Regel nicht entgast werden.

Eine Säuredosierung zum Thermalwasserstrom zur Einstellung eines pH-Wertes, der die Ausfällungen von Karbonaten und Eisen minimiert, kann vorgenommen werden, dies erhöht aber einerseits die Betriebskosten und andererseits die Korrosivität der Fluide.

Karbonatausfällungen im Bereich der Wärmetauscher lassen sich durch periodische Reinigungsmaßnahmen rückgängig machen.

Bei Aufschluss einer Lagerstätte sollten neben den geologischen und hydraulischen Parametern auch die Fluideigenschaften, d.h. sowohl der Lösungsinhalt als auch die Gehalte an Gasen, Metallen und organischen Inhaltsstoffen, bewertet werden.

Dies ist als Grundlage einer geochemischen Modellierung zu nutzen, die der Bestimmung des standortkonkreten Ausfällungs- und Korrosionspotenzials dient.

6 Standortanalysen

6.1 Geologie

6.1.1 Standort 1: östlich Durchbruch des Salzstockes Gülze-Sumte

6.1.1.1 Geologisches Vorprofil

Stratigraphie	Teufe in m	Lithologie
Quartär	0-325	Geschiebemergel, Sand
Tertiär	-1331	Wechsellagerung Sand, Braunkohle
Miozän	-442	
Oligozän	-636	
Chatt	-477	
Rupel	-636	
Eozän	-1303	
Paläozän	-1331	
Kreide	-2980	Tonmergelstein Ton-, Kalkmergelstein Kalkstein Kreide, Kalk-, Kalkmergelstein Kalk-, Kalkmergelstein Ton-, Tonmergelstein Ton-, Sand-, Mergelstein Tonstein Ton-, Sand-, Mergelstein Sand-, Tonstein
Oberkreide	-2298	
Maastricht	-1472	
Campan	-2001	
Santon/Coniac	-2141	
Turon	-2204	
Cenoman	-2298	
Unterkreide	-2980	
Alb	-2548	
Apt	-2584	
Barreme	-2644	
Hauterive	-2875	
Wealden	-2980	
	ET	

Je nach örtlicher Lage der Bohrung kann der Teufenfehler ± 100 m betragen.

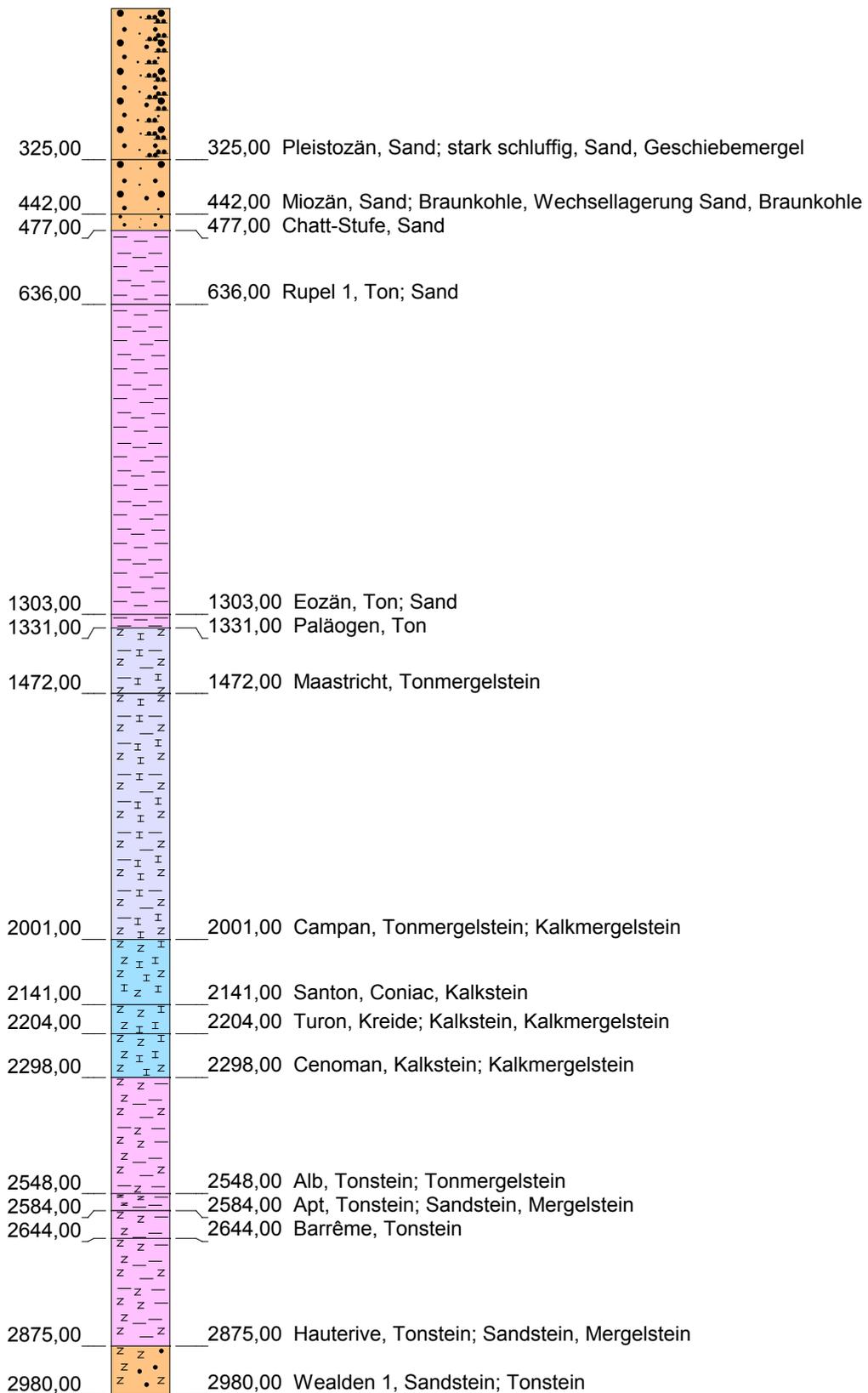


Abbildung 6-1: Geologisches Übersichtsprofil für den Standort 1

6.1.1.2 Speicherparameter

- Zielhorizont: Wealden (sandige Unterkreide)
- Teufenbereich: 2.900 – 2.960 m
- Lithologie: Fein-, Mittelsandstein, grau, partienweise kalkig, schluffig
- Effektive Sandsteinmächtigkeit: ca. 60 m
- Porosität: ca. 20 % *
- Permeabilität: ca. 250 mD
- Temperatur: 110 – 120 °C
- Schichtwassermineralisation: ca. 220 g/l
- Produktivitätsindex: $> 100 \text{ m}^3/(\text{h} * \text{MPa})$
- Ruhewasserspiegel: ca. 120 – 140 m unter Gelände

* Wert aus dem Schichtenverzeichnis der Bohrung E Boizenburg 2/73

Die geologischen Lagerungsbedingungen, die Temperaturverhältnisse, die flächenmäßige Ausbreitung der im Bereich des Standortes 1 möglichen nutzbaren Sandsteinspeicher sind in Anlage 5 dargestellt. Die dargestellten verschiedenen Produktivitätsindizes beruhen auf dem unterschiedlichen Anteil an bindigem Material und der Mächtigkeitsänderungen der perspektivischen Sandsteinhorizonte.

6.1.1.3 Geologische Aufgabenstellung

6.1.1.3.1 Qualitätsanforderungen

- Teufengerechte Spülprobenentnahme
- Kerngewinn: mindestens 90 %
- Mindestkerndurchmesser: $> 60 \text{ mm}$
- Einsatz einer speicherschonenden Spülung im Bereich Wealden
- Neigungsänderung: max. 1 gon pro 100 m

6.1.1.3.5 *Aufschlussintervalle und Rohreinbauten*

- Standrohr: Rasensohle bis ca. 30 m
- 1. techn. Rohrtour: Rasensohle bis ca. 610 m
- Endrohrtour (Liner): 570 – 2.900 m
- Filter (SW 0,5): 2.900 – 2.960 m

6.1.1.3.6 *Geologisch bedingte bohrtechnische Komplikationen*

Über den gesamten Bereich des Tertiär ist mit Kaliberverengung und Tonmännerbildung zu rechnen. In den sandigen Bereichen der Unterkreide kann es zu Ankleberscheinungen kommen.

6.1.1.3.7 *Testarbeiten*

Reinigungslift

Der Lift ist nach dem Unterschneiden als Stickstofflift durchzuführen. Er dient zur Reinigung der bohrlochnahen Zone, zur Ermittlung von Speicherparametern vor der Installation des Filters und zur Gewinnung von Wasser für das Verkiesen des Filters. Das bereitzustellende Behältervolumen sollte ca. 400 m³ betragen.

Leistungstest und Zuflussprofilierung

Der Leistungstest und die Zuflussprofilierung können als Stickstofflift oder mit einem Kompressor durchgeführt werden. Es sind mehrere Etappen einzuplanen. Ein Behältervolumen von 600 m³ ist bereitzustellen.

6.1.1.3.8 *Laboruntersuchungen*

- Kopf- und Tiefenproben Schichtwasser
 - Gesteinsphysik aus Kernproben
-

6.1.2 Standort 2: westliche Randsenke des Salzstockes Werle

6.1.2.1 Geologisches Vorprofil

Stratigraphie	Teufe in m	Lithologie
Quartär	0-60	Geschiebemergel, Sand
Tertiär	-810	
Miozän	-300	Wechsellagerung Sand, Ton
Oligozän	-490	
Rupel	-490	Ton, Sand
Eozän	-790	Ton, Sand
Paläozän	-810	Ton
Kreide	-1020	
Oberkreide	-900	
Turon	-850	Kreide, Kalk-, Kalkmergelstein
Cenoman	-900	Kalk-, Kalkmergelstein
Unterkreide	-1020	
Alb, Apt, Barreme	-990	Ton-, Tonmergelstein
Hauterive	-1020	Tonmergelstein
Jura	-2670	
Malm	-1110	
Korallenoolith	-1110	Sand-, Tonstein
Dogger	-2100	
Callov	-1230	Ton-, Sandsteine
Bath, Bajoc	-1970	Ton-, Sandsteine
Aalen	-2100	Sand-, Tonstein
Lias	-2670	
Toarc	-2280	Tonstein
Domer	-2380	Tonstein
Carix	-2410	Tonstein
Obersinemur	-2500	Tonstein
Hettang	-2670	Sand-, Tonstein
Keuper	-2750	
Rhät	-2730	
Triletes-Schichten	-2690	Ton-, Schluffstein
Contorta-Schichten	-2730	Sandstein
Dolomitmergelkeuper	-2750	Tonmergelstein
	ET	

Je nach örtlicher Lage der Bohrung im Randsenkenbereich kann der Teufenfehler ± 100 m betragen.

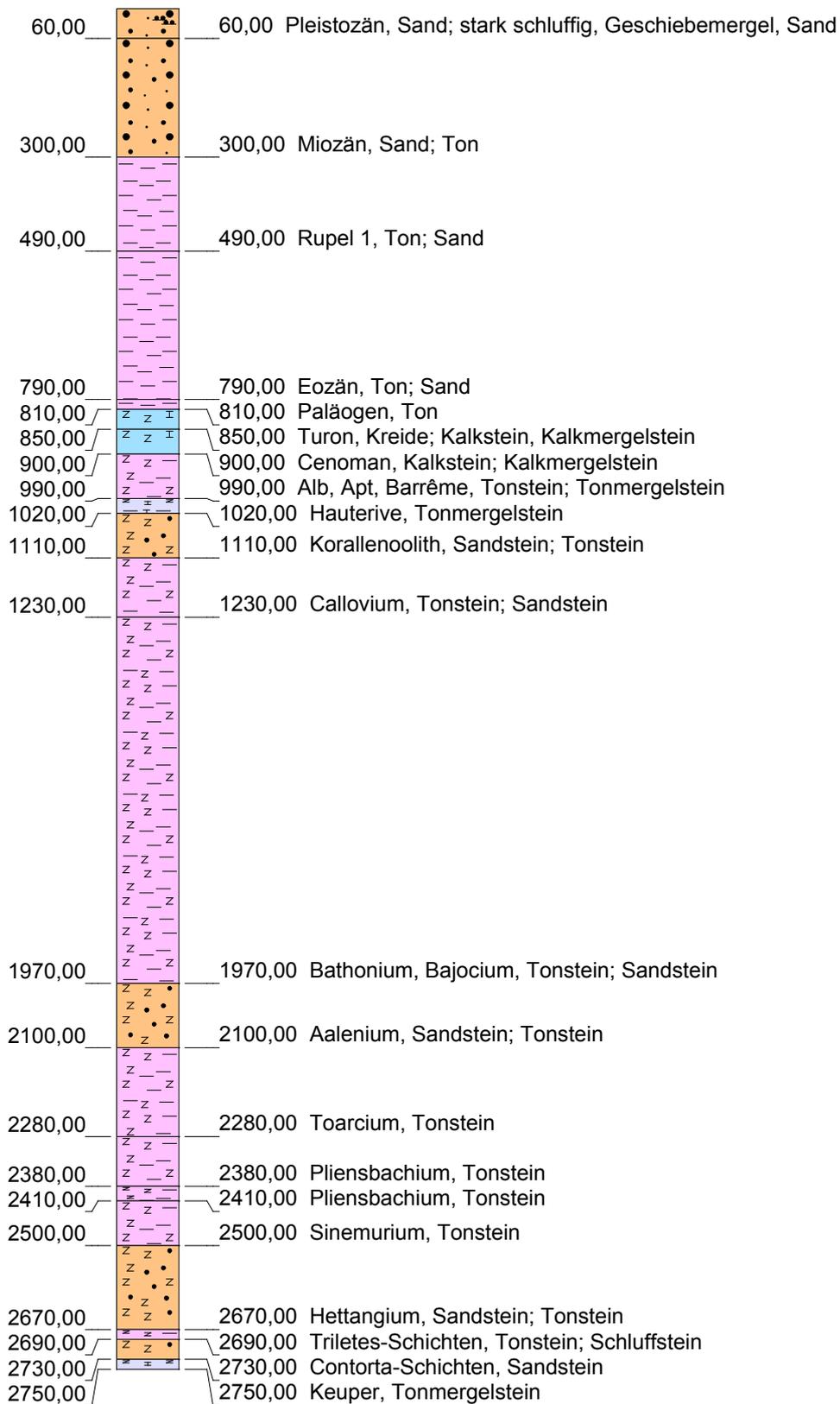


Abbildung 6-2: Geologisches Übersichtsprofil für den Standort 2

6.1.2.2 Speicherparameter

- Zielhorizont: Rhät (Contorta-Schichten)
- Teufenbereich: 2.690 – 2.730 m
- Lithologie: Mittelsandstein, feinsandig, grau
- Effektive Sandsteinmächtigkeit: ca. 30 m
- Porosität: 20 % bis 25 % *
- Permeabilität: ca. 250 – 500 mD**
- Temperatur: 100 – 110 °C
- Schichtwassermineralisation: ca. 230 g/l
- Produktivitätsindex: $> 100 \text{ m}^3/(\text{h} * \text{MPa})$
- Ruhewasserspiegel: ca. 130 m unter Gelände

*,** Werte aus den Geologischen Abschlussberichten Gt Neustadt-Glewe 2/89, Gt Neustadt-Glewe 1/88 und E Karstädt Nord 3/58

Die geologischen Lagerungsbedingungen, die Temperaturverhältnisse, die flächenmäßige Ausbreitung der im Bereich des Standortes 2 möglichen nutzbaren Sandsteinspeicher sind in Anlage 6 dargestellt. Die dargestellten verschiedenen Produktivitätsindizes beruhen auf dem unterschiedlichen Anteil an bindigem Material und der Mächtigkeitsänderungen der perspektivischen Sandsteinhorizonte.

6.1.2.3 Geologische Aufgabenstellung

6.1.2.3.1 Qualitätsanforderungen

- Teufengerechte Spülprobenentnahme
 - Kerngewinn: mindestens 90 %
 - Mindestkerndurchmesser: $> 60 \text{ mm}$
 - Einsatz einer speicherschonenden Spülung im Bereich Contorta-Schichten
 - Neigungsänderung: max. 1 gon pro 100 m
-

6.1.2.3.6 *Geologisch bedingte bohrtechnische Komplikationen*

Über den gesamten Bereich des Tertiär ist mit Kaliberverengung und Tonmännerbildung zu rechnen. In den sandigen Bereichen des Jura kann es zu Ankleberscheinungen kommen.

6.1.2.3.7 *Testarbeiten*

Reinigungslift

Der Lift ist nach dem Unterschneiden als Stickstofflift durchzuführen. Er dient zur Reinigung der bohrlochnahen Zone, der Ermittlung von Speicherparametern vor der Installation des Filters und zur Gewinnung von Wasser für das Verkiesen des Filters. Das bereitzustellende Behältervolumen sollte ca. 350 m³ betragen.

Leistungstest und Zuflussprofilierung

Der Leistungstest und die Zuflussprofilierung können als Stickstofflift oder mit einem Kompressor durchgeführt werden. Es sind mehrere Etappen einzuplanen. Ein Behältervolumen von 500 m³ ist bereitzustellen.

6.1.2.3.8 *Laboruntersuchungen*

- Kopf- und Tiefenproben Schichtwasser
 - Gesteinsphysik aus Kernproben
-

6.1.3 Standort 3: nördliche Randsenke des Salzstockes Wredenhagen

6.1.3.1 Geologisches Vorprofil

Stratigraphie	Teufe in m	Lithologie
Quartär	0-90	Geschiebemergel, Sand
Tertiär	-1100	
Miozän	-420	Wechsellagerung Sand, Ton
Oligozän	-720	
Chatt	-500	Schluff
Rupel	-720	Ton
Eozän	-1100	Ton, Schluff
Kreide	-1800	
Oberkreide	-1620	
Maastricht	-1300	Kalksandstein
Santon, Coniac	-1450	Kalkstein
Turon	-1550	Kalk-, Tonmergelstein
Cenoman	-1620	Kalkmergelstein
Unterkreide	-1800	
Alb	-1650	Tonmergelstein
Wealden	-1800	Feinsandstein
Jura	-2560	
Malm	-1870	
Kimmeridge	-1850	Sand-, Tonstein
Oxford	-1870	Kalk-, Kalkschluffstein
Dogger	-2220	
Callov	-2020	Ton-, Schluffstein
Bath, Bajoc	-2070	Ton-, Kalksandstein
Aalen	-2220	Sand-, Tonstein
Lias	-2560	
Toarc	-2250	Tonstein
Domer, Carix	-2500	Schluff-, Sand-, Tonstein
Hettang	-2560	Sand-, Tonstein
Keuper	-2700	
Rhät	-2680	Sand-, Tonstein
Dolomitmergelkeuper	-2700	Tonmergelstein
	ET	

Je nach örtlicher Lage der Bohrung im Randsenkenbereich kann der Teufenfehler ± 100 m betragen.

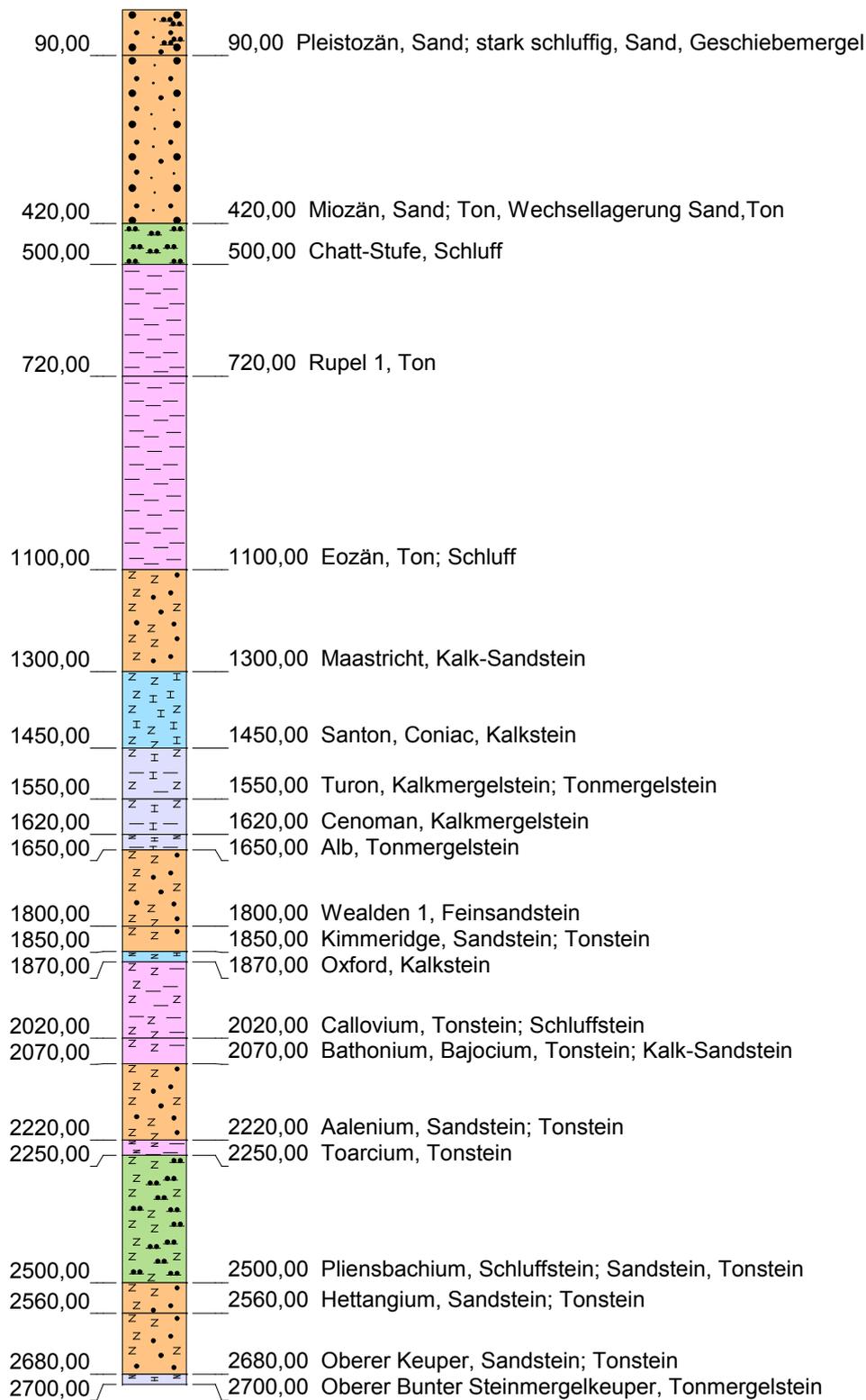


Abbildung 6-3: Geologisches Übersichtprofil für den Standort 3

6.1.3.2 Speicherparameter

- Zielhorizont: Rhät
- Teufenbereich: 2.560 – 2.680 m
- Lithologie: Feinsandstein, mittelsandig, grau
- Effektive Sandsteinmächtigkeit: ca. 60 m
- Porosität: 20 % bis max. 26 %*
- Permeabilität: ca. 700 – 1500 mD**
- Temperatur: 100 – 110 °C
- Schichtwassermineralisation: ca. 220 g/l
- Produktivitätsindex: $> 100 \text{ m}^3/(\text{h} * \text{MPa})$
- Ruhewasserspiegel: ca. 140 m unter Gelände

*,** Werte aus dem Ergebnisbericht TB Wredenhagen 1/65

Die geologischen Lagerungsbedingungen, die Temperaturverhältnisse, die flächenmäßige Ausbreitung der im Bereich des Standortes 3 möglichen nutzbaren Sandsteinspeicher sind in Anlage 7 dargestellt. Die dargestellten verschiedenen Produktivitätsindizes beruhen auf dem unterschiedlichen Anteil an bindigem Material und der Mächtigkeitsänderungen der perspektivischen Sandsteinhorizonte.

6.1.3.3 Geologische Aufgabenstellung

6.1.3.3.1 Qualitätsanforderungen

- Teufengerechte Spülprobenentnahme
 - Kerngewinn: mindestens 90 %
 - Mindestkerndurchmesser $> 60 \text{ mm}$
 - Einsatz einer speicherschonenden Spülung im Bereich Hettang und Rhät
 - Neigungsänderung: max. 1 gon pro 100 m
-

6.1.3.3.6 *Geologisch bedingte bohrtechnische Komplikationen*

Über den gesamten Bereich des Tertiär ist mit Kaliberverengung und Tonmännerbildung zu rechnen. In den sandigen Bereichen der Kreide und des Jura kann es zu Ankleberscheinungen kommen.

6.1.3.3.7 *Testarbeiten*

Reinigungslift

Der Lift ist nach dem Unterschneiden als Stickstofflift durchzuführen. Er dient zur Reinigung der bohrlochnahen Zone, der Ermittlung von Speicherparametern vor der Installation des Filters und zur Gewinnung von Wasser für das Verkiesen des Filters. Das bereitzustellende Behältervolumen sollte ca. 350 m³ betragen.

Leistungstest und Zuflussprofilierung

Der Leistungstest und die Zuflussprofilierung können als Stickstofflift oder mit einem Kompressor durchgeführt werden. Es sind mehrere Etappen einzuplanen. Ein Behältervolumen von 500 m³ ist bereitzustellen.

6.1.3.3.8 *Laboruntersuchungen*

- Kopf- und Tiefenproben Schichtwasser
 - Gesteinsphysik aus Kernproben
-

6.2 Bohrtechnisches Konzept

6.2.1 Zielstellung

Die potenziellen Speicherhorizonte an den Standorten

1. Östlicher Durchbruch des Salzstockes Gülze-Sumte
2. Westliche Randsenke des Salzstockes Werle
3. Nördliche Randsenke des Salzstockes Wredenhagen

werden mittels Tiefbohrungen erkundet, untersucht und getestet. Bei positivem Erkundungsergebnis werden die Bohrungen als nutzbare Geothermiebohrungen ausgebaut.

Entsprechend dem technischen Konzept wird die Thermalwassernutzung durch Bohrungsdubletten, bestehend aus Förder- und Injektionsbohrung, realisiert, welche in einem zu berechnenden Abstand (obertage oder untertage) angeordnet werden. Vorzugsvariante ist hierbei die Dublette mit saigerer Förderbohrung und gerichteter Injektionsbohrung (vgl. Abbildung 3-2).

6.2.2 Aufgabenstellung der Bohrungen

Sowohl in der Förderbohrung als auch in der Injektionsbohrung sind die als Nutzhorizont betrachteten Sandsteinschichten mit geothermiespezifischen Verfahren und Methoden auf ihre speichergeologischen Parameter, die Schichtinhalte, die Temperatur- und Druckverhältnisse zu untersuchen und die Eignungskriterien zu ermitteln.

Mit dem Abteufen der jeweiligen Erkundungsbohrung sind folgende Aufgabenstellungen zu lösen:

- Untersuchung der Stratigraphie und Lithologie,
 - Nachweis der potenziellen Nutzhorizonte,
 - Untersuchung der speichergeologischen Eigenschaften,
 - Ermittlung zuverlässiger hydrodynamischer Speicherparameter, vorrangig zum Förderverhalten,
 - Untersuchung der physiko-chemischen Eigenschaften der Speicherinhalte,
 - Installation zur Förderbohrung mit dem Nachweis der Dauerförderleistung (max. 200 m³/h).
-

Der jeweiligen Injektionsbohrung werden analoge Aufgaben übertragen. Im Unterschied zur Förderbohrung wird bei dieser Bohrung das Injektionsverhalten geohydrodynamisch untersucht.

6.2.3 Aufschluss und Komplettierung der Bohrungen

Der bohrtechnische Aufschluss der potenziellen Nutzhorizonte erfolgt im Rotary-Spülbohrverfahren. Die Dimensionierung der Bohrung (Bohrdurchmesser, Verrohrung, Filter und Tiefpumpe) entspricht der Auslegungsgröße des zu realisierenden Thermalwasservolumenstromes.

Ein umfangreiches geowissenschaftliches Untersuchungsprogramm begleitet die Bohr- und Testarbeiten, um möglichst viele Informationen von der Thermalwasserlagerstätte zu erhalten. Durch geophysikalische Bohrlochmessungen kann ein optimaler Ausbau der Bohrungen gewährleistet werden. Untersuchungen an Kernproben aus dem Sandstein ermöglichen die petrographische Charakterisierung des Speichers.

Das Herzstück der Bohrung ist die sog. Openhole-Komplettierung mit Wickeldrahtfilter und Gravelpack. Dazu wird die Endverrohrung an der Oberkante des Speichers abgesetzt und zementiert. Die Rohreinbauteufe wird durch Kernen und Bohrlochmessung genau lokalisiert.

Zur Vorbereitung der Filterinstallation wird der Speicherbereich mit einem Spezialwerkzeug unterschritten (proflerweitert). Diese Arbeiten erfolgen unter Einsatz einer speziellen speicherschonenden Spülung (tonfrei). Nach dem Unterschneiden wird ein Stickstofflift zur Reinigung des Bohrloches sowie zur Gewinnung von unbeeinflusstem Gravelwasser durchgeführt.

Der einzubauende Wickeldrahtfilter bildet in Verbindung mit dem Gravelpack (Kiespackung) die optimale Verbindung von Bohrloch und Speicherstein. Durch Auswahl und Abstimmung von Filterschlitzweite und Kieskörnung werden definierte Fließbedingungen im sondennahen Bereich geschaffen, und damit hohe Leistungen bei langen Lebensdauern der Bohrungen gewährleistet.

In die Bohrungen wird ein komplettes Korrosionsschutzsystem integriert, da die Sole erfahrungsgemäß hoch korrosiv wirkt. Alle thermalwasserberührten Teile werden aus korrosionsbeständigen Materialien gefertigt bzw. beschichtet.

- Innenbeschichtete Schutzrohrtour (temperaturstabil)
- Ringraumschutzflüssigkeit mit Korrosionsinhibitor zwischen zementierter Endverrohrung und Schutzrohrtour
- Edelstahl-Filterkomplettierung (chloridbeständig)
- Monelbeschichtete Tiefpumpe
- Innenbeschichteter und gasdichter Sondenkopf
- Stickstoffbeaufschlagung (Verhinderung Sauerstoffzutritt)

Abbildung 6-4 zeigt den prinzipiellen Aufbau einer Förderbohrung.

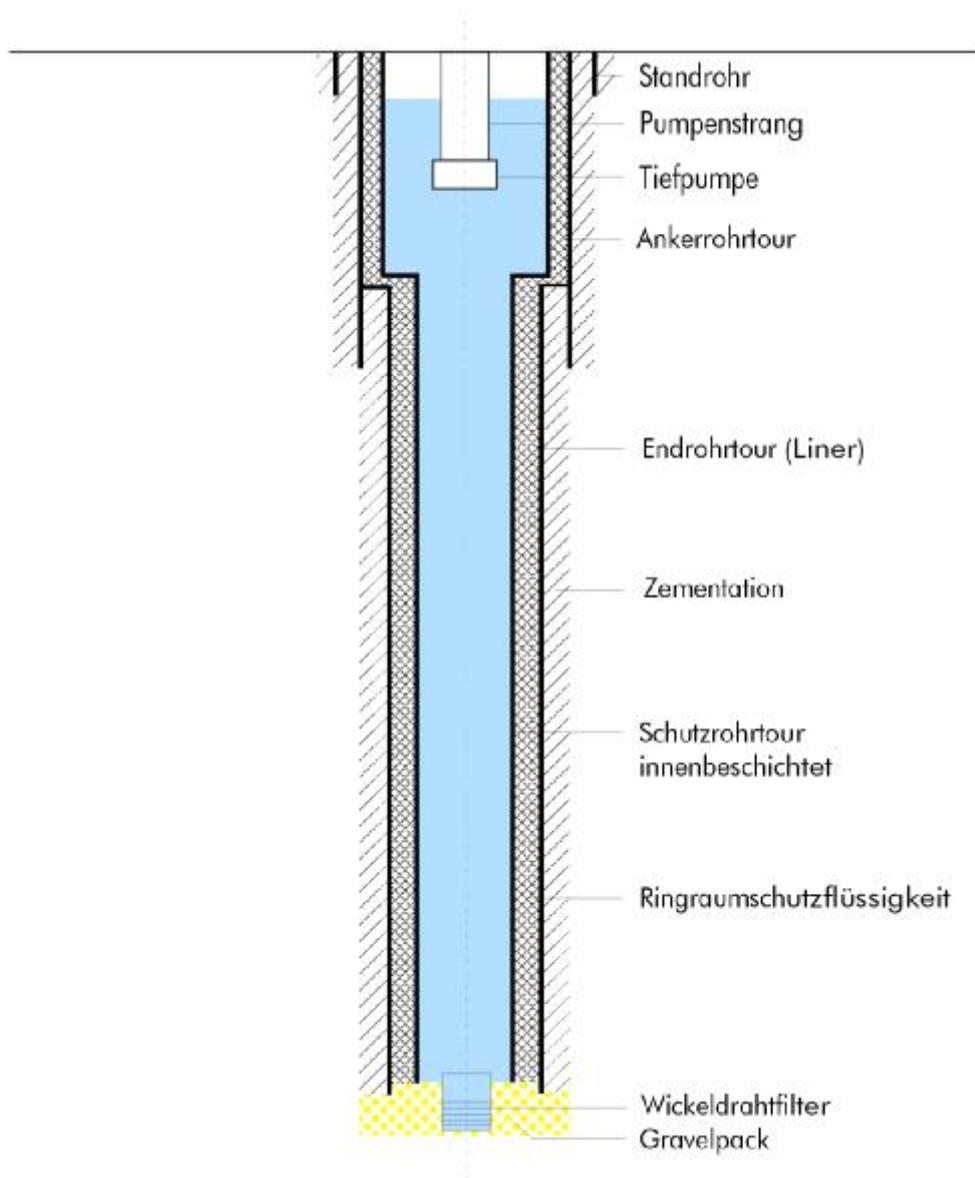


Abbildung 6-4: Förderbohrung mit Schutzrohrtour, Filterkomplettierung und Gravelpack

6.2.4 Endinstallation

Nach Abteufen, Komplettieren und Testen der Bohrungen erfolgt der Einbau der Endinstallation, welche folgende Bauteile umfasst:

- Unterwassermotorpumpe (Förderbohrung)
- Pumpenstrang
- Sondenkopf
- Injektionsstrang (Injektionsbohrung)
- Regelarmaturen
- Inertisierungsanlage

Die Leistungscharakteristik der Tiefpumpe richtet sich nach den erzielten Testergebnissen sowie nach dem Thermalwasserbedarf.

Es können nur solche Unterwassermotorpumpen eingesetzt werden, die unter den extremen Einsatzbedingungen (hohe Temperaturen, hohe Mineralisation des Fördermediums, hohe Korrosionsgefahr) eine dauerhafte Betriebssicherheit gewährleisten (Herstellergarantie).

Die Pumpenkomplettierung besteht aus folgenden Baugruppen (von unten nach oben):

- Motor
- Protaktor
- Pumpe
- Pumpenkopfventile
- Pumpenstrang
- Pumpenabsetzvorrichtung
- Drehzahlregler
- Transformator

Die Einbauteufe der Pumpenkomplettierung richtet sich nach den in den Testarbeiten zu ermittelnden dynamischen Spiegeländerungen im Förderbetrieb zuzüglich einer Sicherheit für geogene Speicheränderungen. Die Förderhöhe der Pumpe resultiert aus der Einbautiefe, den zu erwartenden Druckverlusten im Rohrleitungssystem sowie aus dem Systemdruck der Heizzentrale.

6.3 Übertägiges Konzept

6.3.1 Thermalwasserkreislauf

Der übertägige Kreislauf des Thermalwassersystems schafft die Verbindung zwischen den beiden Bohrungen und den Strom- und evtl. Wärmeerzeugeranlagen.

Im einfachen Fall der ausschließlichen Stromproduktion sind in ihn die Verdampfer und Vorwärmer der binären Erzeugeranlage integriert. Darüber hinaus kann er optional Wärmeübertrager zur direkten Auskopplung von Wärme aus dem Thermalwasser und u.U. die Niederdruckapparate von Wärmepumpen enthalten.

Weitere Bestandteile, die der Verfahrenssicherheit dienen, sind

- § Überdruckhaltung
- § Schutzgasbeaufschlagung von Bohrungsköpfen und Kreislauf
- § Partikelfiltration
- § Slopsystem

Hydraulisch wird der Kreislauf im Wesentlichen durch die in der Förderbohrung installierte Unterwasserpumpe betrieben, die mit einem Frequenzsteller versehen ist. Besonders bei hohen Volumenströmen können jedoch beträchtliche Kopfdrücke an der Injektionsbohrung nötig werden. Hierfür ist dann zur Vermeidung hoher Gesamtsystemdrücke eine Injektionspumpe zu installieren.

Thermalwasser wird also mittels der unter dem dynamischen Wasserspiegel in der Förderbohrung eingebauten Pumpe dem geologischen Speicher entnommen, in die in unmittelbarer Nähe der Förderbohrung befindliche Heizzentrale transportiert, wird hier in einer ersten Stufe grob gefiltert und gibt dann seine Wärme an die Nutzer ab. Dann wird es zur Injektionsbohrung geleitet und zuvor ein zweites Mal mit höherer Feinheit gefiltert.

Der Abstand zwischen den beiden unmittelbar nebeneinander liegenden Bohrungen und der Zentrale wird durch erdverlegte vorisolierte Leitungen überbrückt, die eine Leckageüberwachung enthalten.

Der Aggressivität des Mediums Thermalwasser angepasst, werden die Ausrüstungen in korrosionsresistenter Ausführung erstellt (Wärmeübertrager Titan, Rohrleitungen GFK für die Erdverlegung und Stahl gummiert bzw. GFK für die technologische Verschaltung, Armaturen vorwiegend als korrosionsfeste Klappen oder Membranarmaturen, Behälter GFK oder innen gummiert). Das hohe Korrosionspotenzial ergibt sich durch das gemeinsame Vorkommen von hohen Salinitäten und Temperaturen sowie niedrigen pH-Werten.

Eine Druckhaltung wirkt Entgasungen (z.B. CO₂) und Sauerstoffzutritt entgegen. Damit können Ausfällungen von vor allem Eisenhydroxiden und Karbonaten vermieden werden.

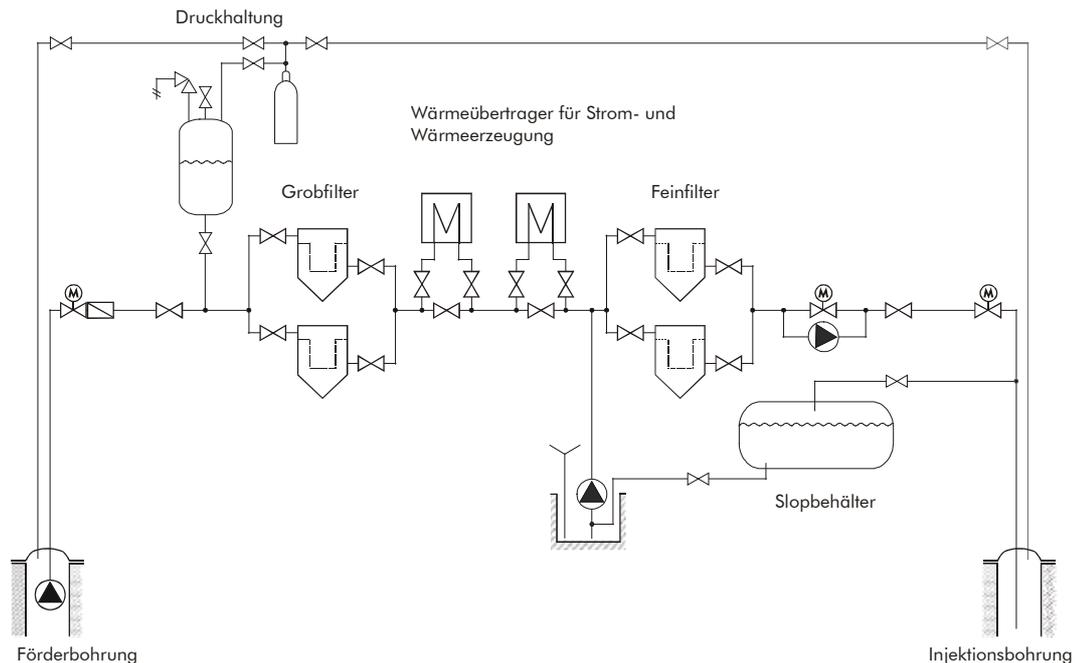


Abbildung 6-5: Prinzipschema des Thermalwasserkreislaufes

6.3.2 Anlagen der Stromerzeugung

Eingesetzt werden binäre Systeme (ORC und alternativ und als Ausblick auf zukünftige Entwicklungen Anlagen nach dem Kalina-Prozess), deren Gestaltung in den Abschnitten 2.2.2 und 3.5.2 beschrieben ist. An dieser Stelle sei darauf verwiesen, dass die Erläuterungen und Ergebnisse, die unter dem Begriff Kalina-Prozess im Folgenden angeführt werden, auch für zukünftige Entwicklungen auf dem ORC-Sektor (Arbeitsmittelanpassungen, Gemischeinsatz, ...) gelten können. „Kalina-Prozess“ steht also im weiteren Sinne stellvertretend für die nächste Generation binärer Stromerzeugungssysteme (vgl. dazu auch Abschnitt 2.2.2).

Auf der Wärmequellseite der Maschinen erfolgt die Auskühlung des Thermalwassers bis auf eine Temperatur von 70 °C. Mit dieser Temperatur steht es für eine u.U. integrierte geothermische Wärmeerzeugung zur Verfügung.

Die Rückkühlung wird durch einen offenen Nasskühlturm realisiert. Das zu seinem Betrieb nötige Wasser wird einer Eigenversorgung entnommen (Brunnen, Wasseraufbereitung).

Grundsätzlich gilt, dass die Anlagen zu jedem Zeitpunkt mit maximaler Leistung (d.h. auch maximalem Volumenstrom) für die Stromerzeugung betrieben werden. Eine Verminderung der Leistung zur Absicherung von hohem Wärmebedarf bzw. zeitweilig hohen Temperaturanforderungen verbundener Heiznetze ist nicht vorgesehen.

In das Netz des Stromversorgers werden nur Überschüsse eingespeist. Eigenbedarf wird mit dem geothermisch erzeugten Strom gedeckt.

6.3.3 Anlagen der zusätzlichen Wärmeerzeugung

Wie in Abbildung 6-5 dargestellt, wird zur zusätzlichen Wärmeauskopplung aus dem Thermalwasser in den wärmequellseitigen Ablauf der Stromerzeugung ein weiterer Wärmetauscher (eine Wärmetauschergruppe) installiert. Auf der Sekundärseite dieses Apparates kann dann eine maximale Temperatur von 68 ... 69 °C abgegriffen und zu den Abnehmern geleitet werden. Es ist also bei den Abnehmern, so nicht ausgesprochen niedertemperierte Netze bedient werden, eine Nachheizmöglichkeit vorzusehen.

An allen drei ausgewählten Vorzugsstandorten werden die für eine geothermische Stromerzeugung relevanten geologischen Parameter nur in sehr eng begrenzten Gebieten angetroffen. In diesen Gebieten (vgl. Anlagen 5 bis 7) bzw. in der Nähe dieser Gebiete existieren keine nennenswerten zentralisierten Wärmeversorgungen und besteht aktuell auch kein Wärmebedarf, der die Errichtung von Fern- oder Nahwärmesystemen rechtfertigen würde.

Die folgenden Betrachtungen gehen davon aus, dass es gelingt, zeitnah zur geothermischen Stromerzeugung und in deren unmittelbarem Umfeld einen kompakten und großen Wärmeabnehmer anzusiedeln, der die geothermische Restwärme bis zu einem Temperaturniveau von 45 °C und über 5.000 Vollbenutzungsstunden anwenden kann.

Der Abnehmer muss mit Rücksicht auf den Standort technologischer Art sein, z.B. eine Gewächshausanlage.

Dass eine Ansiedlung gelingen kann, dafür sprechen die möglichen sehr günstigen Wärmepreise und die Zukunftssicherheit der Versorgung. Sie ist im Wesentlichen unabhängig von den Entwicklungen auf dem Energieträgermarkt.

6.4 Energetische Bilanzierung

6.4.1 Allgemeine Randbedingungen

- § Temperatur im Speicher
 - Standort 1 110 ... 120 °C
 - Standorte 2 und 3 100 ... 110 °C

§ Temperaturverluste in der Förderbohrung

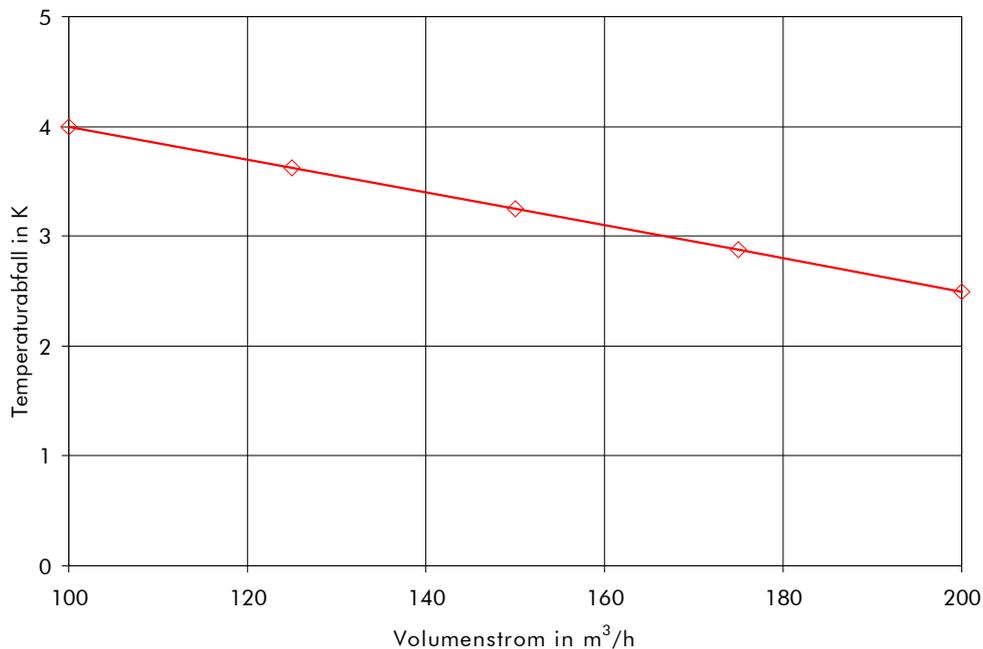


Abbildung 6-6: Temperaturabfall in der Förderbohrung

- § Die Reibungsdruckverluste in den Bohrungen basieren auf den Konstruktionen entsprechend Abschnitt 6.2
- § Produktivitäts- und Injektivitätsindex
 - Standort 1 125 m³/h/MPa
 - Standorte 2 und 3 150 m³/h/MPa
- § Übertägiger Reibungsdruckverlust 0,25 MPa
- § Pumpenwirkungsgrade 70 %
- § Das energetische Verhalten der Stromerzeugungsanlagen wird durch Abbildung 3-18 und Abbildung 3-22 charakterisiert.
- § Strombedarf für Kühlwasserkreislauf 10 W/kW Kühlung
- § Jährliche Volllaststunden 8.000 h/a

6.4.2 Standort 1: östlich Durchbruch des Salzstockes Gülze-Sumte

6.4.2.1 Stromerzeugung

Tabelle 6-1: Energetische Daten im Bestpunkt

	ORC-Anlage			Kalina-Anlage		
	110	115	120	110	115	120
Thermalwassertemperatur in °C	110	115	120	110	115	120
Thermalwasserstrom in m ³ /h	150	175	200	200	200	200
Stromerzeugung in kW	470	650	870	815	970	1.130
Netto-Stromerzeugung in kW	220	310	420	390	530	680
Stromverkauf in MWh/a	1.760	2.480	3.360	3.120	4.240	5.440

In den folgenden Abbildungen sind die der Tabelle 6-1 zugrunde liegenden Kurven dargestellt. Der Bestpunkt ergibt sich bei maximaler Netto-Stromerzeugung.

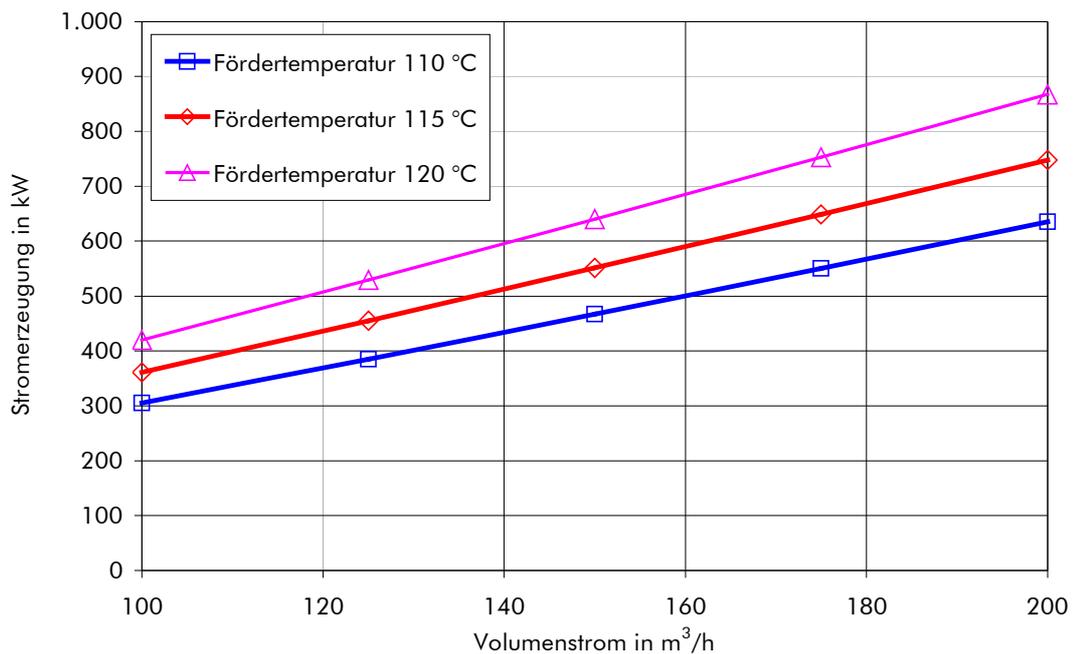


Abbildung 6-7: Stromerzeugung an der Klemme einer ORC-Maschine

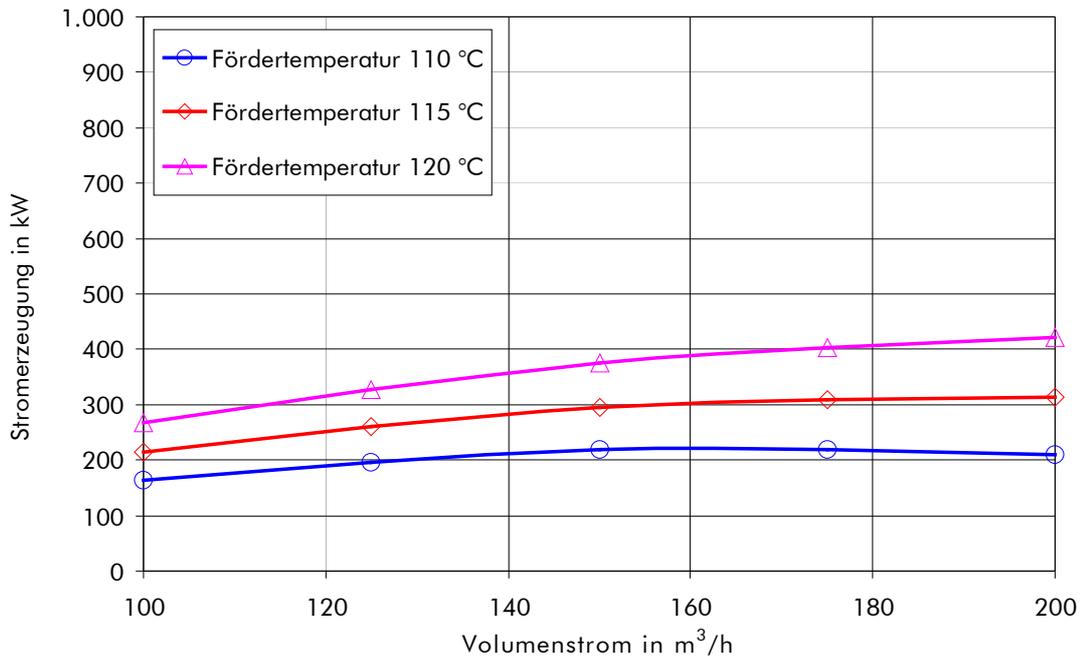


Abbildung 6-8: Netto-Stromerzeugung aus einer ORC-Maschine zur Einspeisung in das Netz

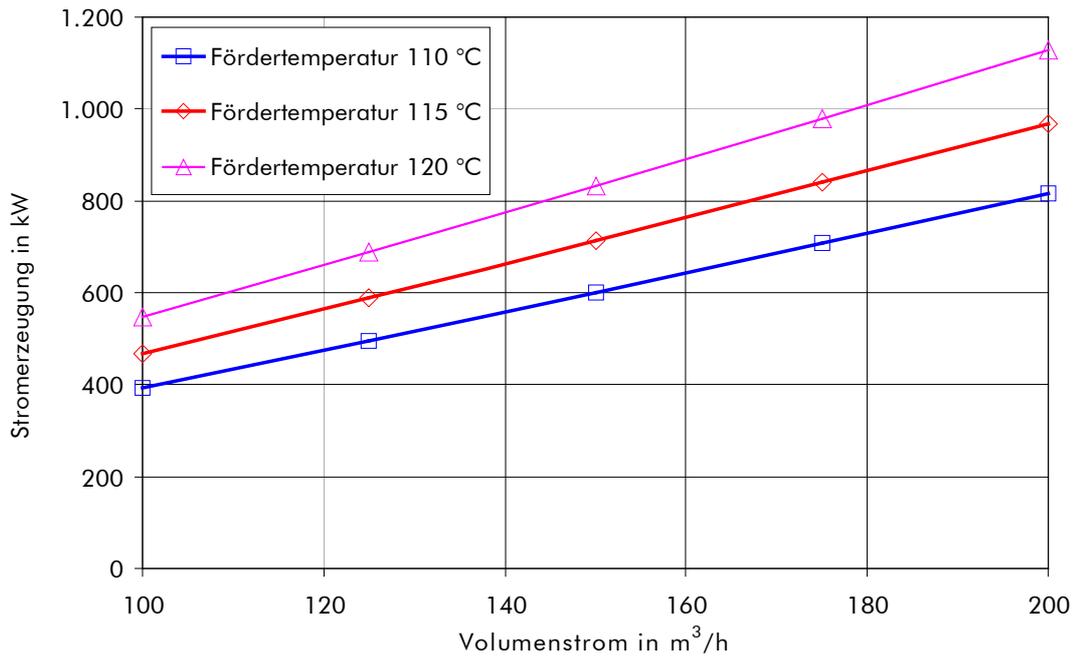


Abbildung 6-9: Stromerzeugung an der Klemme einer Kalina-Maschine

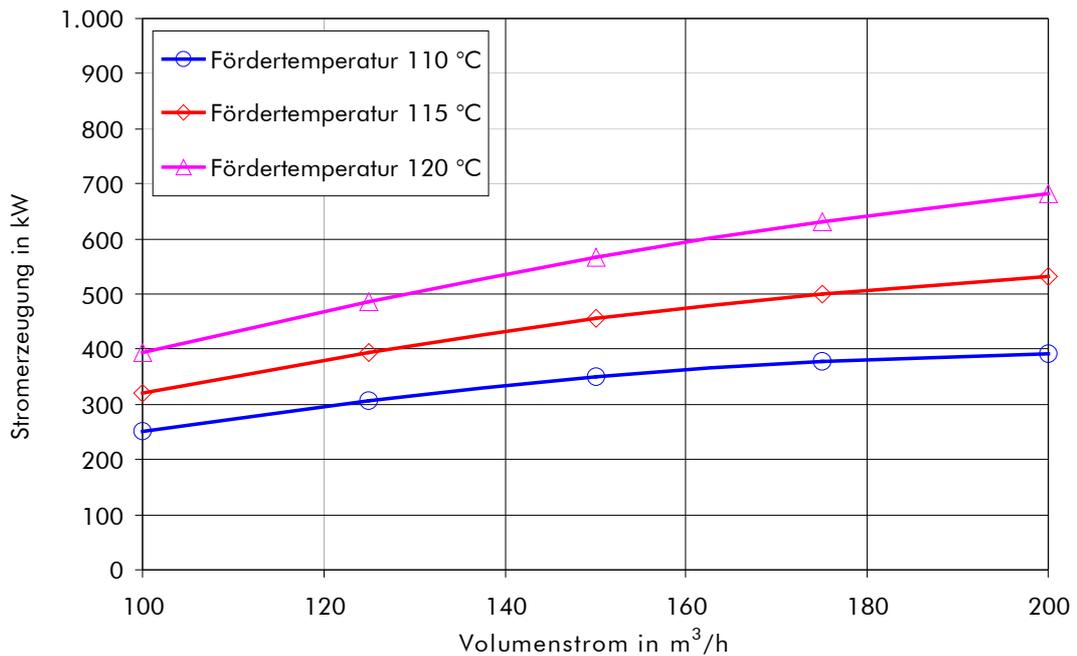


Abbildung 6-10: Netto-Stromerzeugung aus einer Kalina-Maschine zur Einspeisung in das Netz

6.4.2.2 Zusätzliche Wärmeerzeugung

Es wird unterstellt, dass die Abwärme aus dem Ablauf der Stromerzeugung (bei 70 °C) einem in unmittelbarer Umgebung der Anlage vorhandenen Abnehmer zugeführt werden kann. Geothermie versorgt die Grundlast in diesem Netz (5.000 Vollbenutzungsstunden). Die Rücklauftemperatur beträgt 45 °C.

Tabelle 6-2: Energetische Daten im Bestpunkt

	ORC-Anlage			Kalina-Anlage		
	110	115	120	110	115	120
Thermalwassertemperatur in °C	110	115	120	110	115	120
Thermalwasserstrom in m ³ /h	150	175	200	200	200	200
Wärmeerzeugung in kW	3.795	4.425	5.060	5.060	5.060	5.060
Wärmeverkauf in MWh/a	18.975	22.125	25.300	25.300	25.300	25.300

6.4.3 Standort 2: westliche Randsenke des Salzstockes Werle und Standort 3: nördliche Randsenke des Salzstockes Wredenhagen

6.4.3.1 Stromerzeugung

Tabelle 6-3: Energetische Daten im Bestpunkt

	ORC-Anlage			Kalina-Anlage		
	100	105	110	100	105	110
Thermalwassertemperatur in °C	100	105	110	100	105	110
Thermalwasserstrom in m ³ /h	175	175	200	200	200	200
Stromerzeugung in kW	365	450	635	525	665	815
Netto-Stromerzeugung in kW	100	180	285	200	325	465
Stromverkauf in MWh/a	800	1.440	2.280	1.600	2.600	3.680

In den folgenden Abbildungen sind wiederum die der Tabelle 6-3 zugrunde liegenden Kurven dargestellt. Der Bestpunkt ergibt sich bei maximaler Netto-Stromerzeugung.

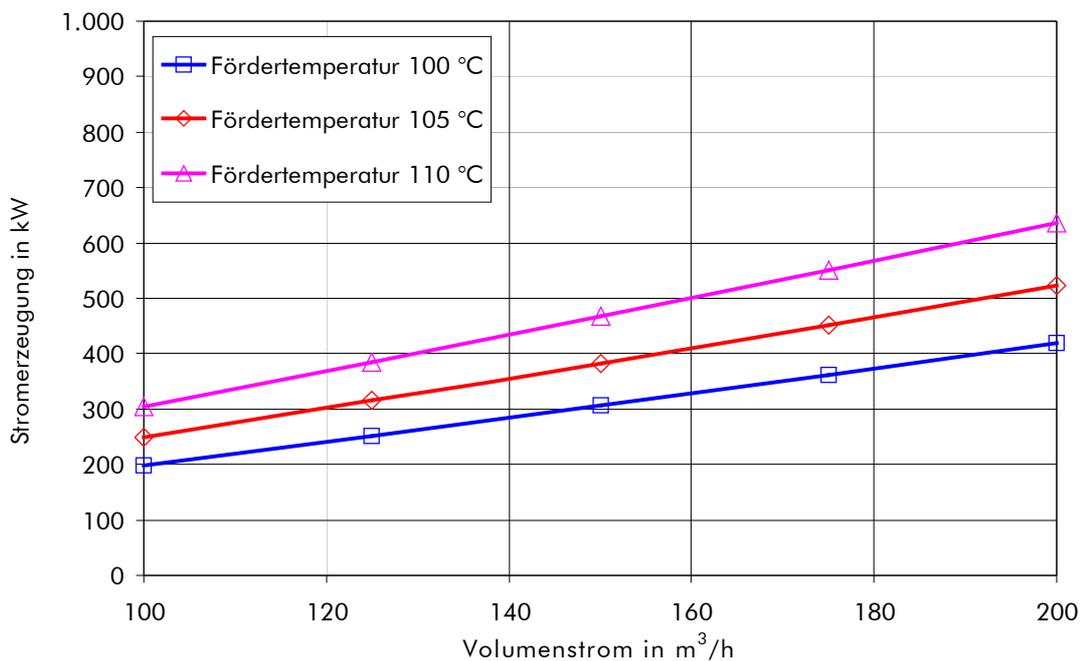


Abbildung 6-11: Stromerzeugung an der Klemme einer ORC-Maschine

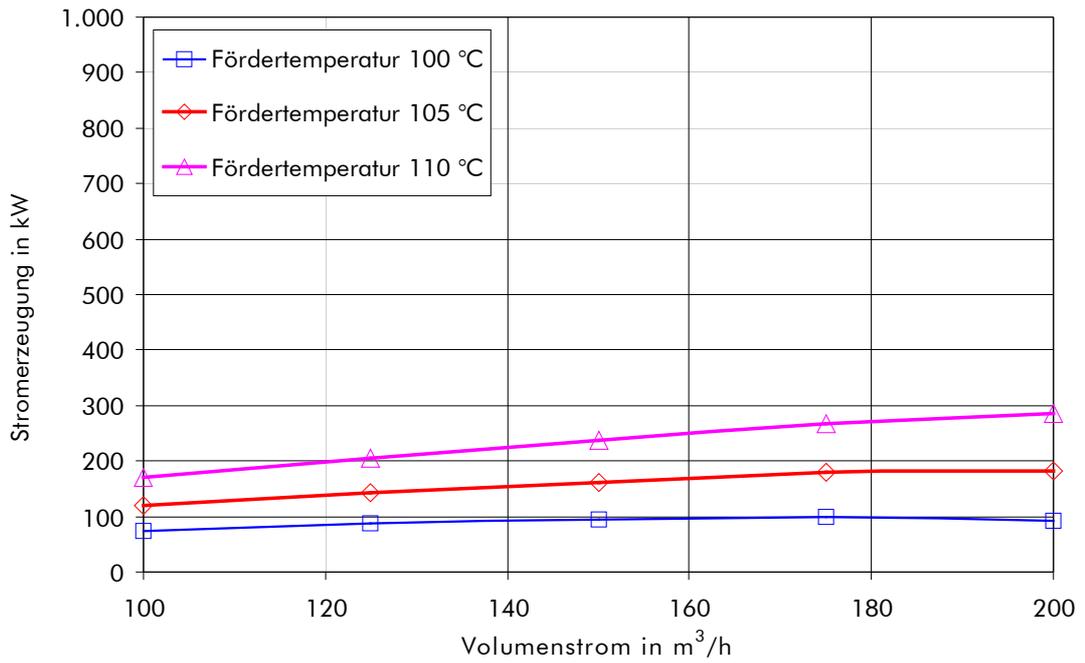


Abbildung 6-12: Netto-Stromerzeugung aus einer ORC-Maschine zur Einspeisung in das Netz

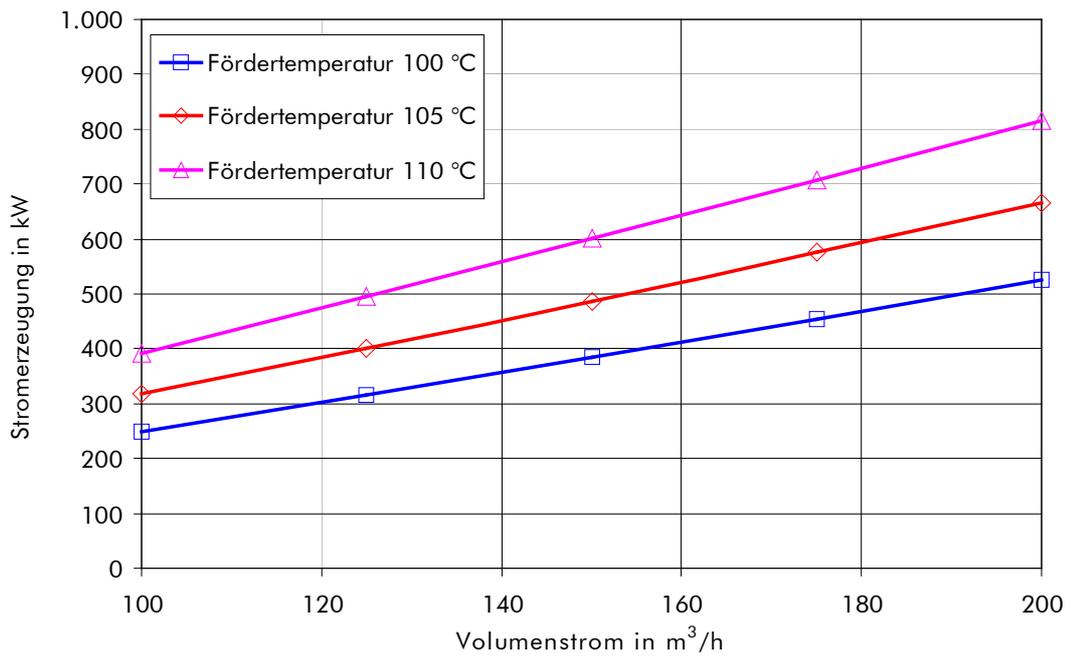


Abbildung 6-13: Stromerzeugung an der Klemme einer Kalina-Maschine

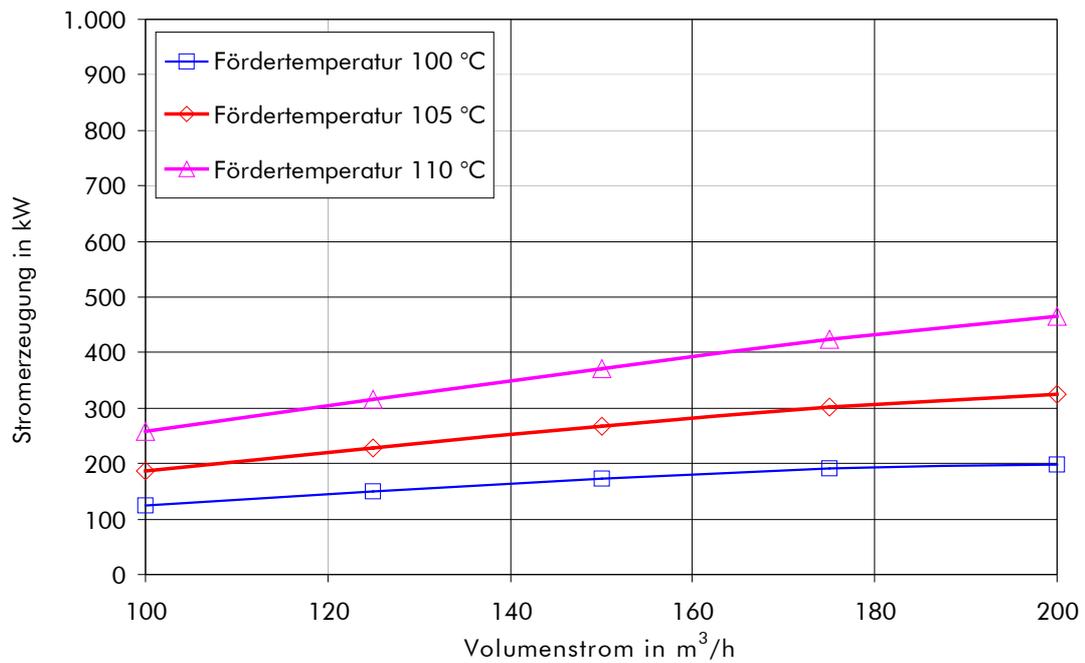


Abbildung 6-14: Netto-Stromerzeugung aus einer Kalina-Maschine zur Einspeisung in das Netz

6.4.3.2 Zusätzliche Wärmeerzeugung

Es gelten die unter 6.4.2.2 gemachten Anmerkungen in gleicher Weise.

Tabelle 6-4: Energetische Daten im Bestpunkt

	ORC-Anlage			Kalina-Anlage		
	100	105	110	100	105	110
Thermalwassertemperatur in °C	100	105	110	100	105	110
Thermalwasserstrom in m ³ /h	175	175	200	200	200	200
Wärmeerzeugung in kW	4.425	4.425	5.060	5.060	5.060	5.060
Wärmeverkauf in MWh/a	22.125	22.125	25.300	25.300	25.300	25.300

6.4.4 Ausgewiesenes Potenzial der Aquiferspeicher in den ausgewählten Gebieten

6.4.4.1 Methodik

1. Der Wärmeinhalt der heißen Thermalsole wird bis zur Rücklaufftemperatur von 70 °C verstromt.
2. Der Wärmeinhalt des Gesteins wird bis zu einer Temperatur von 90 °C genutzt, da diese Wärme nur über das Wasser entnommen werden kann und in dieser Studie davon ausgegangen wird, dass eine geothermische Stromerzeugung bei Temperaturen unterhalb 90 °C nicht sinnvoll ist.
3. Nur die ausgewiesenen Gebiete mit ausreichender Produktivität ($> 50 \text{ m}^3/\text{h}$) werden berücksichtigt.
4. Als Wirkungsgrade der Energiewandlung werden die mit modernen Technologien zu erreichenden Parameter verwendet (vgl. Abbildung 3-22).
5. Angegeben wird die gesamte Stromproduktion ohne Abzug des Eigenbedarfs der Geothermieanlage.
6. Die Parameter *Verbreitung, Mächtigkeit, Porosität und Mineralisation der Thermalsole* für die 3 Standorte folgen aus den Abschnitten 6.1.1, 6.1.2 und 6.1.3. Zusätzlich wurden angesetzt:

Tabelle 6-5: Zusätzliche Stoffwerte

Parameter	Wert
Wärmekapazität Sandstein	720 J/(kg K)
Dichte Sandstein	2.250 kg/m ³
Wärmekapazität Sole	3.250 J/(kg K)
Dichte Sole	1.150 kg/m ³

6.4.4.2 Ergebnisse

Tabelle 6-6: Gesamtwärmeinhalt an ausgewählten Standorten und entsprechende Stromproduktion

	Nutzbarer Wärmeinhalt in PJ	Erzeugbare elektrische Energie in GWh
Standort 1	460	11.600
Standort 2	570	13.100
Standort 3	1.010	23.300
GESAMT	2.040	48.000

Für eine gemittelte Größe der Einzelanlage und bei Berücksichtigung mittlerer Abmessungen des entsprechenden Erlaubnisfeldes sowie bei einer Anlagenlebensdauer von 30 Jahren ergeben diese 48.000 GWh im Maximum eine installierte Leistung von ca. 200 MW_{el} in ca. 310 Anlagen.

Zur Einordnung dieses geothermischen Stromerzeugungspotentials von jährlich 1.600 GWh sei auf die Menge des im Jahre 2001 in Mecklenburg-Vorpommern erzeugten Windstromes im Umfang von ca. 700 GWh verwiesen (Quelle Wirtschaftsministerium Mecklenburg-Vorpommern).

Zum Vergleich zu den kurz- und mittelfristig erschließbaren Potentialen aus hydrothormaler Geothermie seien im Folgenden einige Anmerkungen zum Potenzial der permokarbonen Vulkanite ab 3.000 m Tiefe bei Erschließung mit der HDR-Methode gemacht (vgl. dazu Abschnitt 3.4).

Grundlage dieser Betrachtung ist eine Berechnung aus der TAB-Studie /34/ für das gesamte Norddeutsche Becken. Danach sind dort 63.000 km² mit der HDR-Methode nutzbar. Das ergibt eine maximal gewinnbare elektrische Energie von 66.000 PJ oder 2.100 GWh.

Mecklenburg-Vorpommern liegt vollständig im geeigneten Teil des Norddeutschen Beckens, so dass eine Fläche von 23.173 km² in die Berechnung des Potenzials von Mecklenburg-Vorpommern eingehen kann. Es ergibt sich hier also für eine ausschließliche Stromproduktion mit der HDR-Methode ein Wert von 24.300 PJ (775 GWh). Das sind rund 2 % des deutschen Potenzials für dieses Verfahren /34/.

6.5 Investitionen

Die im Folgenden angeführten Investitionen (Nettowerte) basieren auf Kennzahlen, die die aktuelle Marktsituation widerspiegeln.

Abschätzungen der Verfasser weisen allerdings darauf hin, dass sowohl im Untertage- als auch im Übertagebereich nennenswerte Kostensenkungspotenziale bestehen, die in überschaubarer Zeit einen Umfang von ca. 20 % erreichen können.

Beim wesentlichen Kostenbestandteil, den Bohrungen, ist z.B. folgendes zu konstatieren.

Mögliche Kostenreduzierungspotenziale müssen unter folgenden Randbedingungen betrachtet werden:

- Die Bohrtechnik für Geothermiebohrungen greift auf die Erfahrungen der Erdöl-/Erdgas-Industrie zurück, die über Jahrzehnte einen sehr hohen Aufwand zur Weiterentwicklung der Bohrtechnik getrieben hat. Alternativen zum Rotarybohrverfahren sind gegenwärtig nicht in Sicht.
- Die technischen Anforderungen an Geothermiebohrungen sind mit denen der Erdöl-/Erdgasexploration vergleichbar. Damit erscheinen spezielle Technologien für Geothermiebohrungen, die eine wesentliche Kostensenkung erwarten lassen, eher unwahrscheinlich. Die im Kostenansatz gewählten Installationsvarianten stellen bereits ein Minimalprogramm dar.
- Neben den Abschreibungen sind die Material- und Lohnkosten eine wesentliche Kostenkomponente, die den allgemeinen Steigerungsraten unterliegen und deshalb kein Einsparpotenzial aufweisen.

Kostensenkungspotenziale bestehen deshalb mehr in den folgenden Richtungen:

- Durch die Öffnung des Marktes kommt es zu einem größeren Wettbewerb insbesondere mit osteuropäischen Anbietern. Das osteuropäische Preisniveau liegt gegenwärtig im mittleren Teufenbereich bei ca. 80 % der in der Studie angesetzten Preise.
- Das größte Potenzial für Kostenreduzierungen wird in der höheren Auslastung der Bohranlagen gesehen. Hier sehen einstimmig alle Befragten die Möglichkeit zu deutlichen Kostenverringerungen. Das setzt aber eine Entwicklung des Geothermiemarktes voraus, die vorher durch externe Instrumente initiiert werden muss.

In den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen des Abschnittes 6.6 werden die Kostensenkungspotenziale dadurch berücksichtigt, dass einmal mit 100 % der in den Abschnitten 6.5.1 und 6.5.2 angegebenen Kosten und zum anderen mit 80 % dieser Kosten gerechnet wird.

6.5.1 Kostenschätzung untertage

Die Kostenschätzung basiert auf folgenden Annahmen:

- Beide Bohrungen werden von einem gemeinsamen Bohrplatz aus abgeteuft (Förderbohrung saiger – Injektionsbohrung gerichtet).
 - Die Bohrarbeiten werden nacheinander ohne Pause mit einer Baustelleneinrichtung durchgeführt.
 - Es wurde jeweils eine Kostenreserve für Unvorhergesehenes (geologisches Risiko) in Höhe von 5 % eingerechnet.
 - Die Ingenieurleistungen wurden nach § 56 HOAI (Zone III, Anfang) einschließlich Örtlicher Bauüberwachung nach § 57 HOAI (2,1 %) sowie Nebenkosten (5 %) berechnet.
 - Die Geowissenschaftlichen Leistungen werden nicht durch die technischen Planungsarbeiten im Rahmen der HOAI abgedeckt und gelten daher als „Besondere Leistungen“. Sie beinhalten die Erarbeitung der geologischen Aufgabenstellung, die geologische Betreuung der Bohr-, Mess- und Testarbeiten sowie die geologische Auswertung der Ergebnisse. Da der Hauptteil des geologischen Untersuchungsprogramms in der Erkundungsbohrung durchgeführt wird, sind die Kosten bei dieser (Förderbohrung) entsprechend höher.
-

	Standort 1		Standort 2		Standort 3	
	Förderbohrung	Injektionsbohrung	Förderbohrung	Injektionsbohrung	Förderbohrung	Injektionsbohrung
Bohrplatz / Bohrkeller	130.000 €	20.000 €	130.000 €	20.000 €	130.000 €	20.000 €
Baustelleneinrichtung / Umsetzen	175.000 €	25.000 €	175.000 €	25.000 €	175.000 €	25.000 €
Bohrarbeiten	806.000 €	1.009.000 €	725.000 €	953.000 €	742.000 €	965.000 €
Verrohrung	981.000 €	1.066.000 €	895.000 €	980.000 €	904.000 €	994.000 €
Zementation	110.000 €	115.000 €	106.000 €	112.000 €	106.000 €	112.000 €
Geophysikalische Bohrlochmessung	66.000 €	71.000 €	61.000 €	68.000 €	61.000 €	68.000 €
Komplettierung	234.000 €	216.000 €	234.000 €	216.000 €	234.000 €	216.000 €
Testarbeiten	145.000 €	114.000 €	145.000 €	114.000 €	145.000 €	114.000 €
Endinstallation	285.000 €	48.000 €	285.000 €	48.000 €	285.000 €	48.000 €
Entsorgung	175.000 €	167.000 €	165.000 €	158.000 €	165.000 €	157.000 €
Dokumentation	20.000 €	20.000 €	20.000 €	20.000 €	20.000 €	20.000 €
Reserve für Unvorhergesehenes	156.350 €	143.550 €	147.050 €	135.700 €	148.350 €	136.950 €
Summe (netto)	3.283.350 €	3.014.550 €	3.088.050 €	2.849.700 €	3.115.350 €	2.875.950 €
Ingenieurleistungen nach HOAI	223.552 €	207.946 €	212.213 €	198.171 €	213.798 €	199.731 €
Geowissenschaftliche Leistungen	60.000 €	30.000 €	60.000 €	30.000 €	60.000 €	30.000 €
Gesamtkosten (netto)	3.566.902 €	3.252.496 €	3.360.263 €	3.077.871 €	3.389.148 €	3.105.681 €
Nettosumme Bohrungsdublette	6.819.398 €		6.438.134 €		6.494.829 €	

Tabelle 6-7: Zusammenstellung der Bohrungsinvestitionen

6.5.2 Kostenschätzung übertage

6.5.2.1 Stromerzeugung

Die Kostenschätzung basiert auf folgenden Annahmen:

- Die Anlage entspricht in ihrer Größe jeweils dem in Abschnitt 6.4 ermittelten Bestpunkt.
- § Für Kalina-Anlagen (bzw. die in gleicher Weise zu betrachtenden innovativen ORC-Systeme) werden die Investitionen durch 50 %ige Anhebung des auf die erzeugte elektrische Leistung bezogenen spezifischen Preises von konventionellen ORC-Systemen abgeschätzt.
- Das Technikgebäude wird in einem Abstand von 50 m zu den Köpfen von Förder- und Injektionsbohrung errichtet.
- Die Rückkühlanlage befindet sich in unmittelbarer Nähe des Technikgebäudes. Spezielle Schallschutzmaßnahmen sind nicht berücksichtigt.
- Es wird davon ausgegangen, dass der gewonnene Strom in unmittelbarer Nähe der Erzeugung in das Netz einspeisbar ist.
- Die Ingenieurleistungen wurden nach § 74 HOAI (Zone III, Anfang) einschließlich Nebenkosten (5 %) berechnet.

In folgender Tabelle 6-8 sind zu Verdeutlichung der Relationen beispielhaft für zwei Anlagen nach dem ORC-Prozess und für mittlere Standortkonditionen die detaillierten Aufgliederungen der Investitionen im Übertagebereich dargestellt.

Tabelle 6-9 zeigt die gesamten Investitionen in die Übertagesysteme für alle betrachteten Standorte und für die Variation der Fördertemperatur.

Tabelle 6-8: Übertageinvestitionen ausgewählter Stromerzeugungsanlagen nach dem ORC-Prozess

	Standort 1 (115 °C)	Standorte 2 und 3 (105 °C)
Thermalwasserkreislauf		
Zubehör Unterwassermotorpumpe	75.000,00 €	75.000,00 €
Erschließung Förder-/Injektionsbohrung	60.000,00 €	60.000,00 €
Druckhaltung/Vollhaltung	35.000,00 €	35.000,00 €
Inertisierung	20.000,00 €	20.000,00 €
Filtration	135.000,00 €	135.000,00 €
Armaturen und Zubehör	135.000,00 €	135.000,00 €
Rohrleitungen und Zubehör	145.000,00 €	145.000,00 €
Sonstiges	60.000,00 €	60.000,00 €
ORC-Anlage	1.020.000,00 €	770.000,00 €
Rückkühlwerk	200.000,00 €	165.000,00 €
Wasseraufbereitung	130.000,00 €	115.000,00 €
Brunnen	25.000,00 €	25.000,00 €
Automatisation	220.000,00 €	220.000,00 €
Elektrotechnik	175.000,00 €	155.000,00 €
Bau	185.000,00 €	175.000,00 €
Summe	2.620.000,00 €	2.290.000,00 €
Ingenieurleistungen	325.000,00 €	295.000,00 €
Gesamtsumme (netto)	2.945.000,00 €	2.585.000,00 €

Tabelle 6-9: Zusammenstellung der Übertageinvestitionen

		ORC-Anlage	Kalina-Anlage
Standort 1	110 °C	2.545.000,00 €	3.905.000,00 €
	115 °C	2.945.000,00 €	4.210.000,00 €
	120 °C	3.355.000,00 €	4.495.000,00 €
Standorte 2 und 3	100 °C	2.405.000,00 €	3.235.000,00 €
	105 °C	2.585.000,00 €	3.575.000,00 €
	110 °C	2.990.000,00 €	3.905.000,00 €

6.5.2.2 Zusätzliche Wärmeerzeugung

Die Kostenschätzung basiert auf folgenden Annahmen:

- Die Wärmeerzeugungsanlage ist in jedem Fall eine Ergänzung zur Stromerzeugung.
- § In den Thermalwasserablauf der Stromerzeugung werden jeweils drei parallel geschaltete Plattenwärmetauscher (à 50 % Leistung) integriert, die in einem Bypass auch umfahren werden können.
- Die sekundärseitige Verrohrung und die Druckerhöhung sowie eine erdverlegte Versorgungsstrasse hin zum Abnehmer sind berücksichtigt.
- Wegen des geringen Druckverlustes der Wärmetauscher wird die Erhöhung des Energieeinsatzes für die Thermalwasserumwälzung vernachlässigt.
- Der Abnehmer (der Standort der Spitzenkesselanlage und die Netzumwälzung) befindet sich in einer angenommenen Entfernung von 50 m.
- Die Ingenieurleistungen wurden nach § 74 HOAI (Zone III, Anfang) einschließlich Nebenkosten (5 %) berechnet.

Tabelle 6-10: Investitionen in eine zusätzliche Wärmeerzeugung

		ORC-Anlage	Kalina-Anlage
Standort 1	110 °C	410.000,00 €	590.000,00 €
	115 °C	500.000,00 €	590.000,00 €
	120 °C	590.000,00 €	590.000,00 €
Standorte 2 und 3	100 °C	500.000,00 €	590.000,00 €
	105 °C	500.000,00 €	590.000,00 €
	110 °C	590.000,00 €	590.000,00 €

6.6 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

6.6.1 Allgemeine Randbedingungen

Die Stromgestehungskosten werden auf annuitätischem Wege bestimmt. Folgende Randbedingungen gelten:

- Kapitalzins 5 %/a
- Nutzungsdauern
 - Untertage 30 a
 - Übertage 15 a
- Instandhaltungssätze
 - Untertage 0,5 % Invest/a
 - Übertage 2 % Invest/a
- Versicherung (ohne Untertage) 0,75 % Invest/a
- Variable Betriebskosten 40 Euro/kW Stromerzeugung
- Sonstige Kosten (pauschal) 10.000 Euro/a
- Personalkosten 40.000 Euro/a

Die spezifischen Kosten werden durch Bezug der Stromgestehungskosten auf die in das Netz eingespeiste Strommenge ermittelt. Letztere ist für die wesentlichen Bewertungen im Rahmen dieser Studie die Netto-Strommenge. Ein Strombezug mit entsprechenden Kosten tritt hierbei nicht auf, da der Eigenbedarf vollständig aus dem geothermisch erzeugten Strom gedeckt wird.

Darüber hinaus werden zum Vergleich und zur Auslotung von Wirtschaftlichkeits-Spielräumen auch Stromgestehungskosten auf die in der Praxis des EEG für andere regenerative Energieträger übliche Weise ermittelt. Der Stromeigenbedarf wird jetzt aus dem Netz bezogen und die komplette geothermisch erzeugte Strommenge zurückgespeist und entsprechend vergütet. Es wird angesetzt :

§ Strompreis 10 Ct/kWh

Im Falle der Integration einer zusätzlichen Auskoppelstufe wird Wärme gilt

§ Wärmepreis

2 Ct/kWh

Wie unter Abschnitt 6.5 bereits ausgeführt, wird der Einfluss von Kostensenkungspotenzialen dadurch analysiert, dass auch Rechnungen mit 80 % der aktuellen Marktpreise angestellt werden.

Die im Ergebnis der Betrachtungen vorliegenden Stromerzeugungskosten messen sich an den vorgeschlagenen Vergütungen aus der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes - EEG (Referentenentwurf, /13/).

Für Anlagen unterhalb 5 MW elektrischer Nettoleistung, und in Mecklenburg-Vorpommern wird dieser Wert mit Sicherheit nicht erreicht (vgl. Abschnitt 6.4), könnte die Vergütung entsprechend dieser Novelle auf 15 Ct/kWh steigen.

Der aktuell gültige Vergütungssatz nach EEG beträgt für geothermisch erzeugten Strom 8,95 Ct/kWh. Nach einmütiger Meinung aller Fachleute ist diese Zahl, zumindest für Anlagen in der Größenordnung bis 10 MW elektrischer Leistung, nicht ausreichend, um eine positive Entwicklung dieser Technologie zu generieren. Das gilt auch unter deutlich günstigeren Rahmenbedingungen als sie in Mecklenburg-Vorpommern angetroffen werden.

6.6.2 Standort 1: östlich Durchbruch des Salzstockes Gülze-Sumte

6.6.2.1 Stromerzeugung

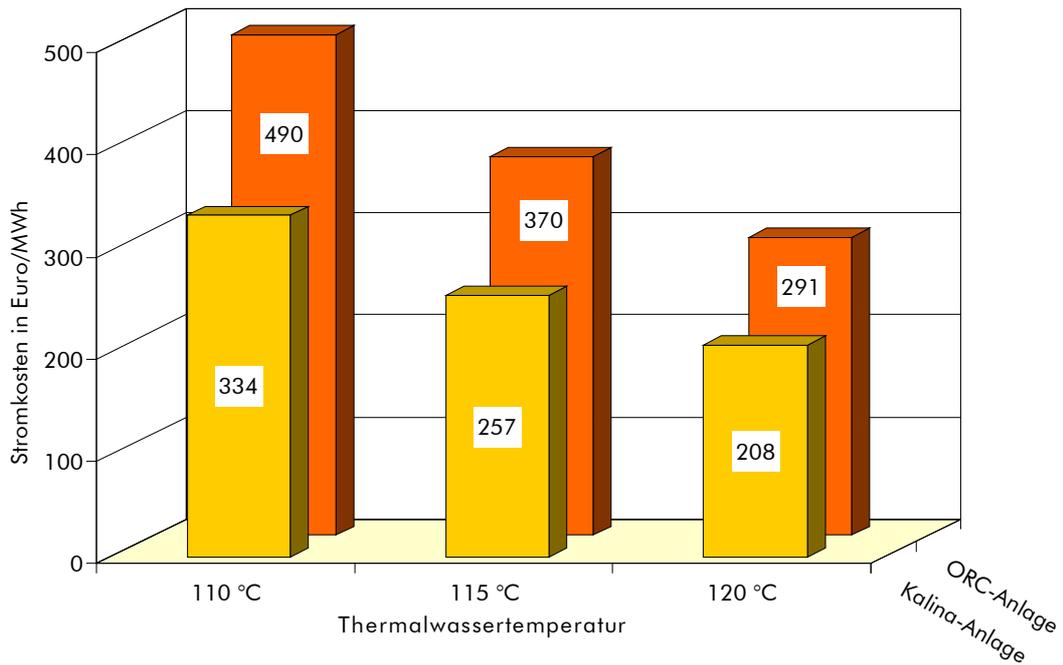


Abbildung 6-15: Spezifische Stromgestehungskosten bei Ansatz der Investitionen entsprechend Abschnitt 6.5

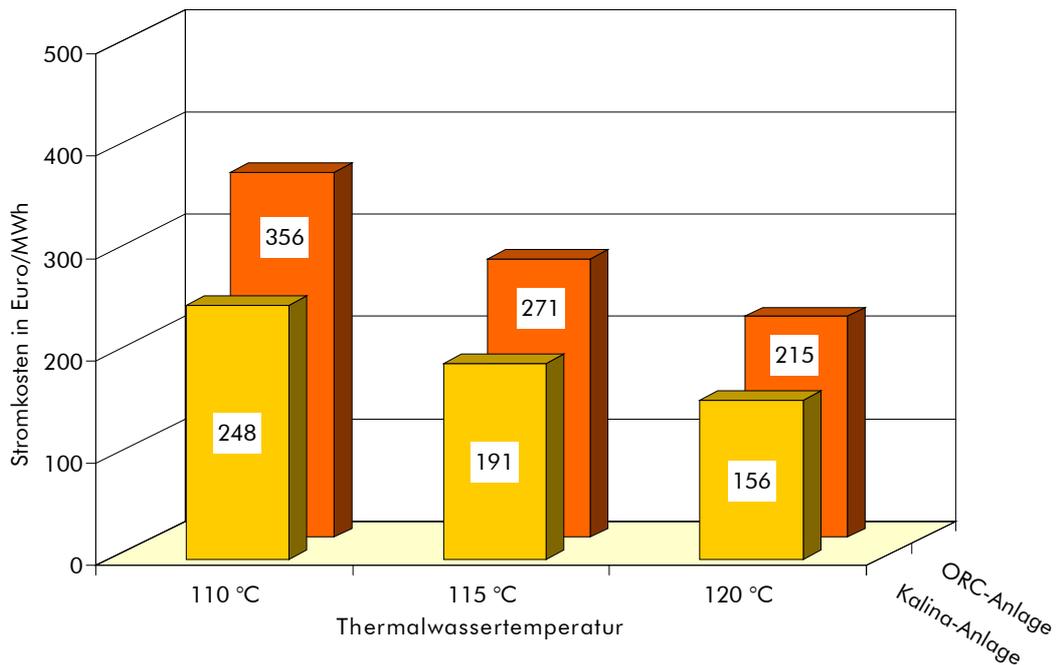


Abbildung 6-16: Spezifische Stromgestehungskosten bei um 20 % geminderten Investitionen

Im Vergleich zu Abbildung 6-15 und Abbildung 6-16 sind im Folgenden die Ergebnisse nicht des Verkaufes der Netto-Strommenge, sondern der gesamten erzeugten Strommenge dargestellt.

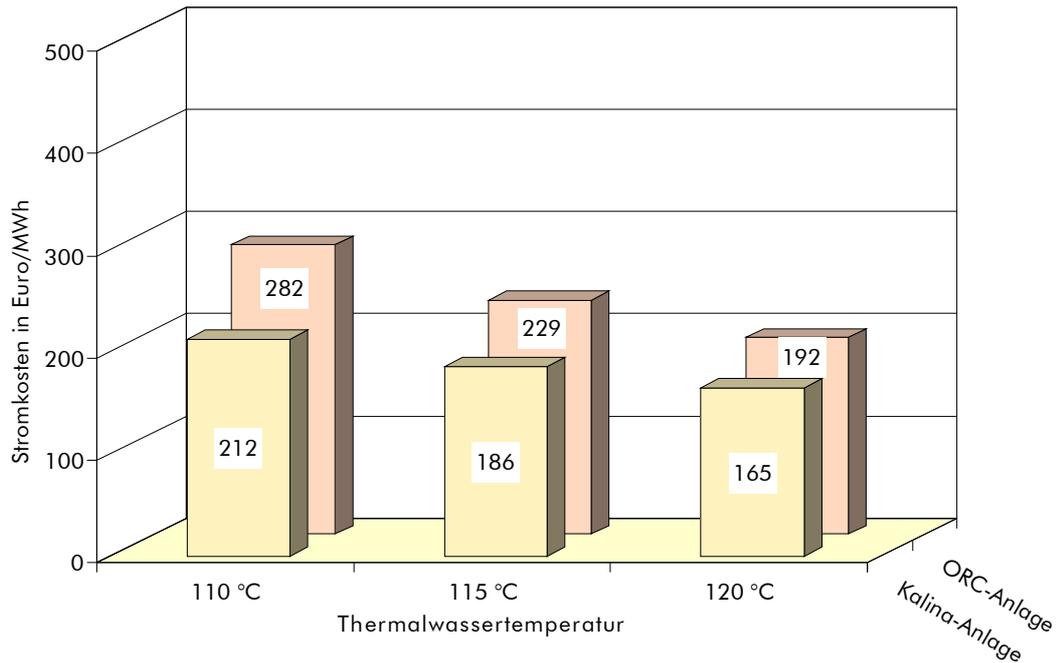


Abbildung 6-17: Spezifische Stromgestehungskosten bei Ansatz der Investitionen entsprechend Abschnitt 6.5 (Verkauf der gesamten Strommenge)

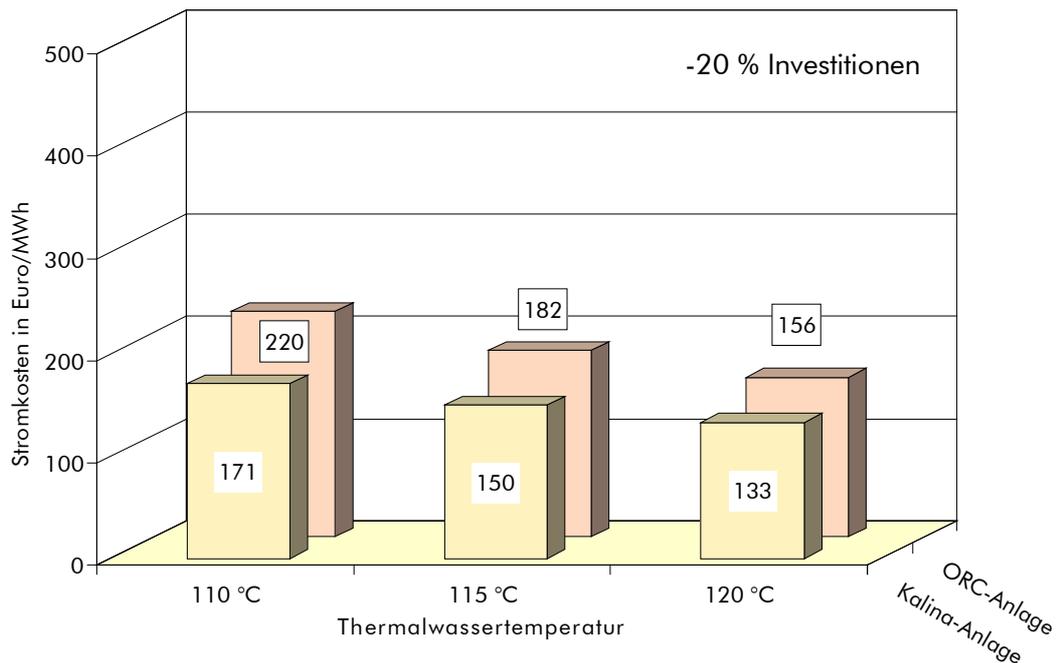


Abbildung 6-18: Spezifische Stromgestehungskosten bei um 20 % geminderten Investitionen (Verkauf der gesamten Strommenge)

6.6.2.2 Zusätzliche Wärmeerzeugung

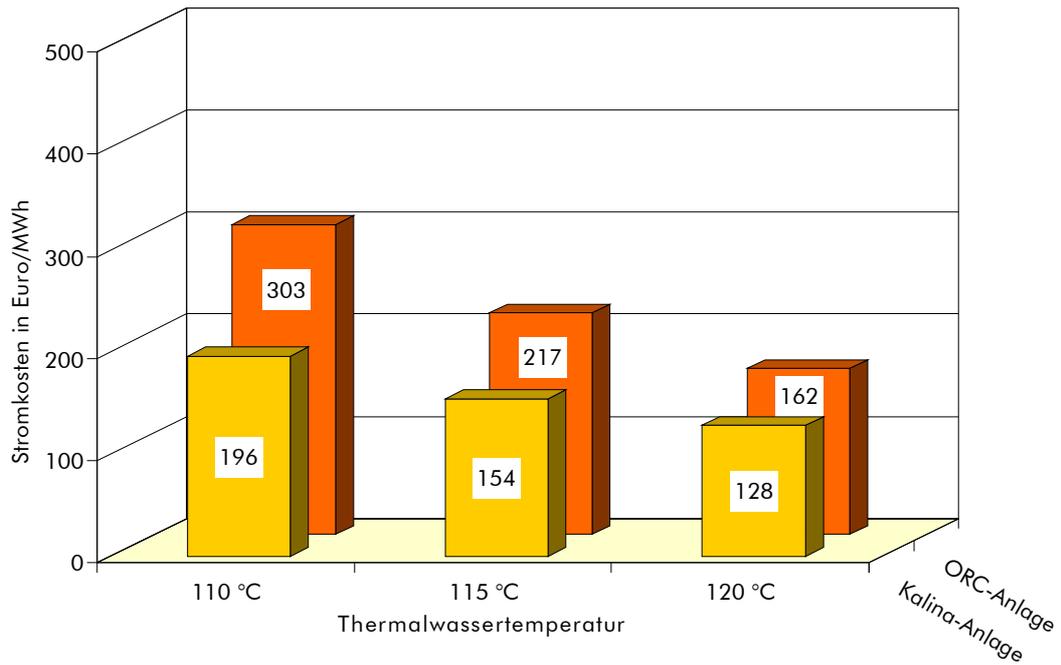


Abbildung 6-19: Spezifische Stromgestehungskosten bei Ansatz der Investitionen entsprechend Abschnitt 6.5

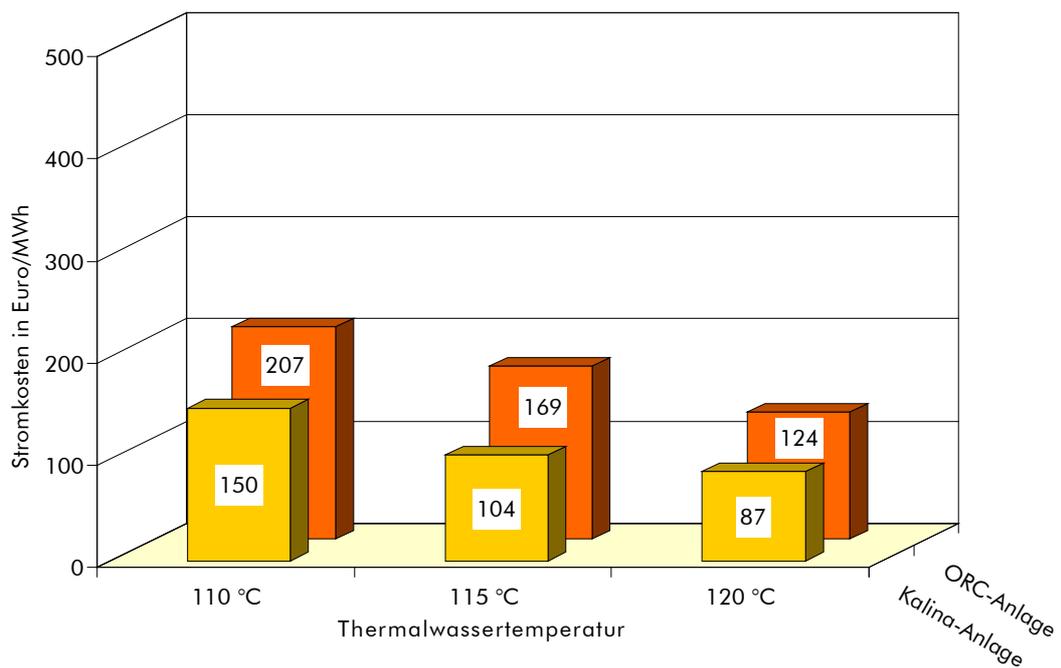


Abbildung 6-20: Spezifische Stromgestehungskosten bei um 20 % geminderten Investitionen

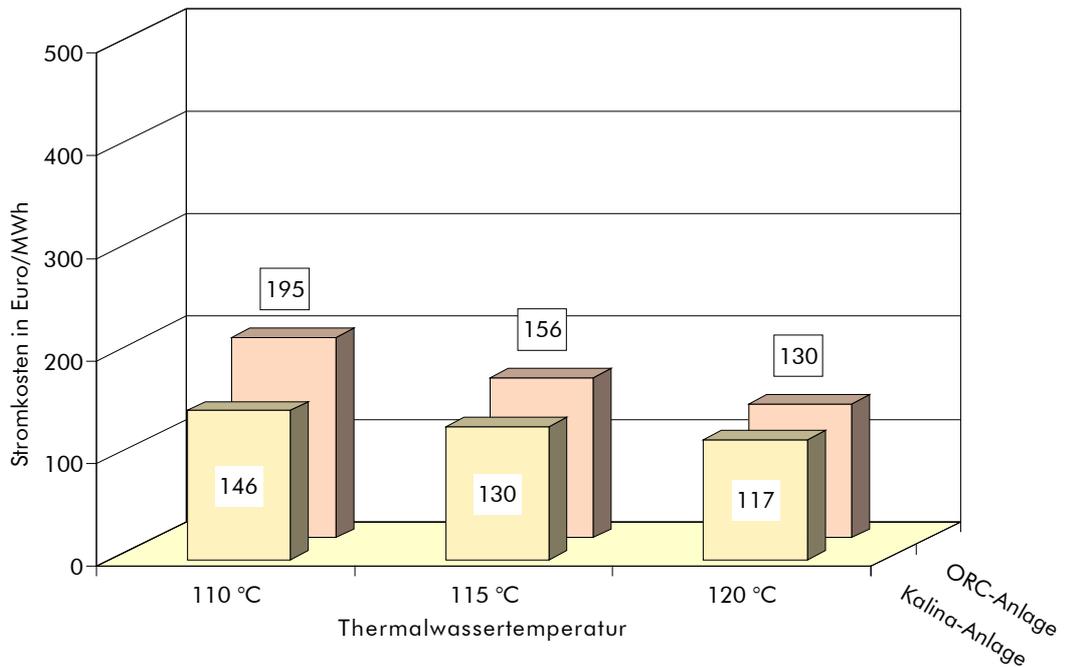


Abbildung 6-21: Spezifische Stromgestehungskosten bei Ansatz der Investitionen entsprechend Abschnitt 6.5 (Verkauf der gesamten Strommenge)

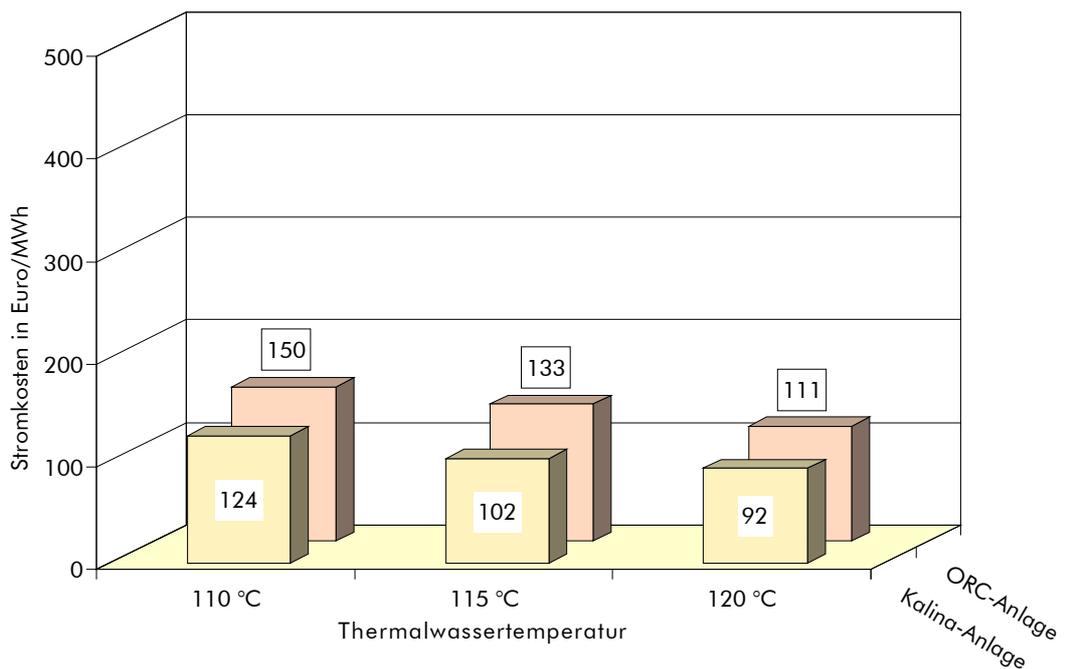


Abbildung 6-22: Spezifische Stromgestehungskosten bei um 20 % geminderten Investitionen (Verkauf der gesamten Strommenge)

6.6.2.3 Wertung

Die Errichtung einer reinen geothermischen Stromerzeugung am Standort 1 führt auf der Basis konventioneller Energiewandlungstechnologien und bei den aktuell auf dem Markt erzielbaren Preisen für die Investitionen zu Stromgestehungskosten, die deutlich oberhalb der für das EEG avisierten Zahl von 150 Euro/MWh liegen. Dies gilt auch bei der optimistisch vorhergesagten Speichertemperatur von 120 °C.

Gelingt es, die angesprochenen Kostensenkungspotenziale von ca. 20 % zukünftig auszuschöpfen (bzw. bereits heute im entsprechenden Umfang Zuschüsse einzuwerben) und treten darüber hinaus durch Integration innovativer Energiewandlungstechnologien Effizienzsteigerungen des Kraftwerksprozesses auf, so können die Stromgestehungskosten in den Bereich von 155 bis 250 Euro/MWh gesenkt werden (abhängig von der real angebotenen Speichertemperatur). Dies reicht jedoch noch nicht aus, um in den Bereich der Wirtschaftlichkeit zu gelangen. Unterstellt man allerdings die Trennung von Stromerzeugung (komplett vergütet nach EEG) und Eigenstrombezug, entstehen demgegenüber Kosten im Bereich von 130 bis 170 Euro/MWh und die Wirtschaftlichkeitsschwelle wird gestreift.

Erst durch Kopplung der geothermischen Strom- mit der Wärmeproduktion kann ein Projekt am Standort 1, abgesehen von den größeren Entlastungseffekten für die Umwelt, bei Netto-Stromeinspeisung auch wirtschaftlich attraktiv werden. Abbildung 6-19 und Abbildung 6-20 verdeutlichen das. Die Einspeisung der gesamten erzeugten Strommenge und der gleichzeitige komplette Bezug des Eigenbedarfes erbringen wiederum meist Vorteile (vgl. Abbildung 6-21 und Abbildung 6-22), die allerdings eine geringere Größenordnung haben als oben genannt.

Im Falle einer komplexen Projektentwicklung, d.h. bei Kopplung der Errichtung der Geothermieanlage mit der Ansiedlung eines Niedertemperatur-Wärmeabnehmers mit einer Nennleistung von ca. 5 MW, sind unter günstigen geologischen Randbedingungen (120 °C Speichertemperatur) bereits heute Kosten nahe der Wirtschaftlichkeitsgrenze erreichbar (160 Euro/MWh bei Netto-Stromverkauf).

Werden weiterhin die möglichen Kostensenkungs- und Effizienzsteigerungspotenziale ausgeschöpft, sind gar Stromgestehungskosten von 90 bis 150 Euro/MWh möglich, die selbst bei Eintreten der pessimistischen Temperaturprognose von 110 °C einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb gewährleisten. Bei Vergütung des gesamten erzeugten Stromes nach EEG ist Gleiches bereits mit der heute auf dem Markt verfügbaren Technik realisierbar.

6.6.3 Standort 2: westliche Randsenke des Salzstockes Werle und Standort 3: nördliche Randsenke des Salzstockes Wredenhagen

6.6.3.1 Stromerzeugung

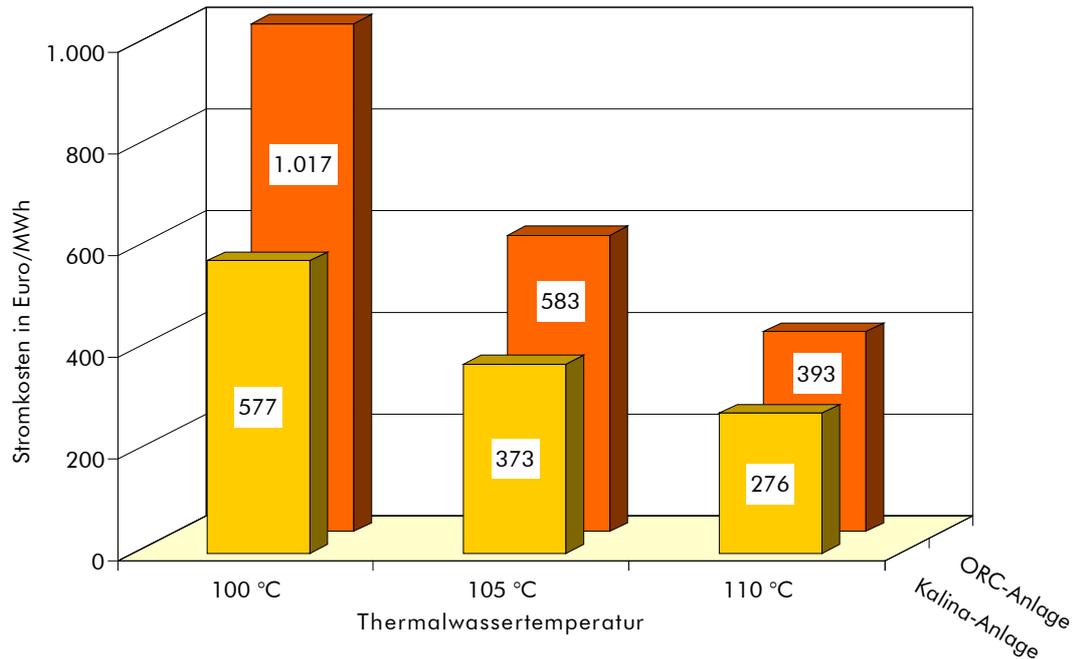


Abbildung 6-23: Spezifische Stromgestehungskosten bei Ansatz der Investitionen entsprechend Abschnitt 6.5

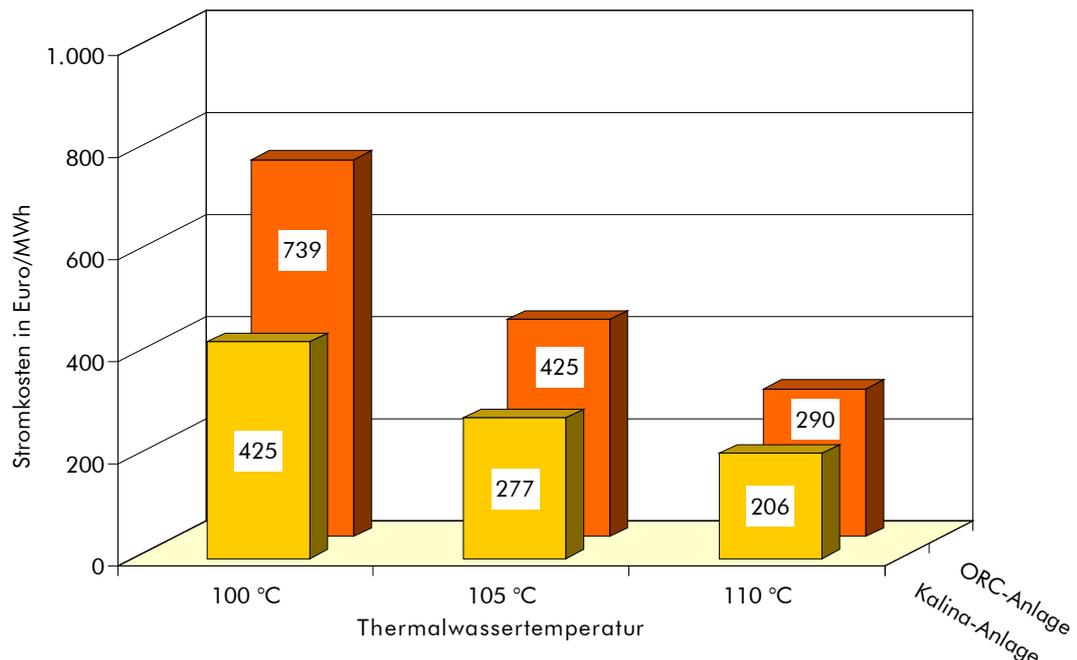


Abbildung 6-24: Spezifische Stromgestehungskosten bei um 20 % geminderten Investitionen

Im Folgenden sind wiederum die Ergebnisse bei Verkauf der gesamten erzeugten Strommenge dargestellt.

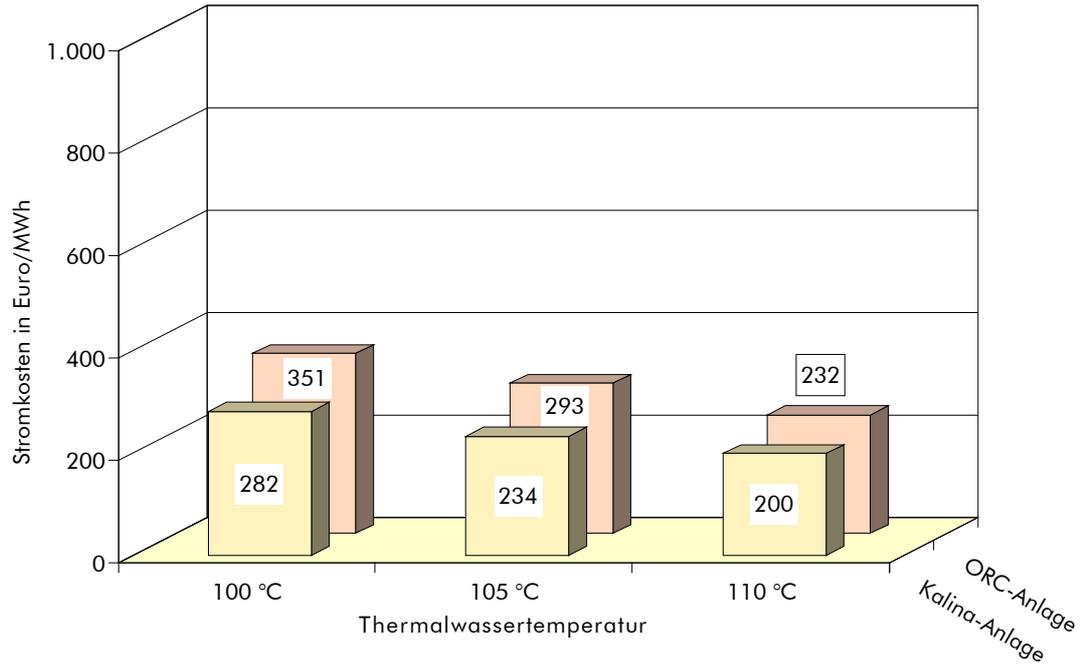


Abbildung 6-25: Spezifische Stromgestehungskosten bei Ansatz der Investitionen entsprechend Abschnitt 6.5 (Verkauf der gesamten Strommenge)

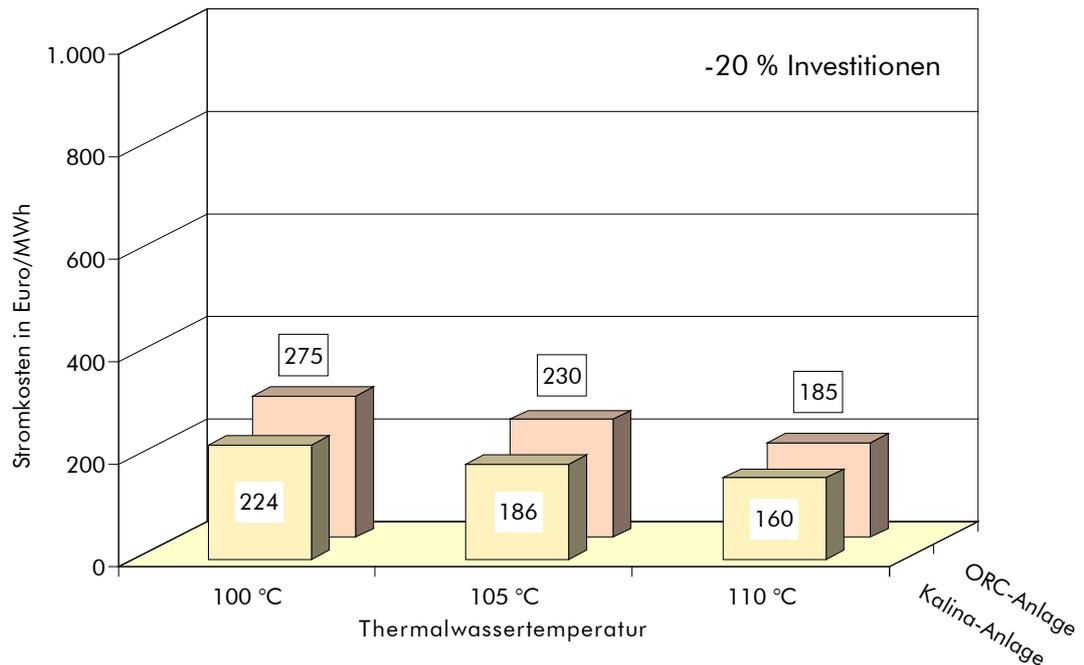


Abbildung 6-26: Spezifische Stromgestehungskosten bei um 20 % geminderten Investitionen (Verkauf der gesamten Strommenge)

6.6.3.2 Zusätzliche Wärmeerzeugung

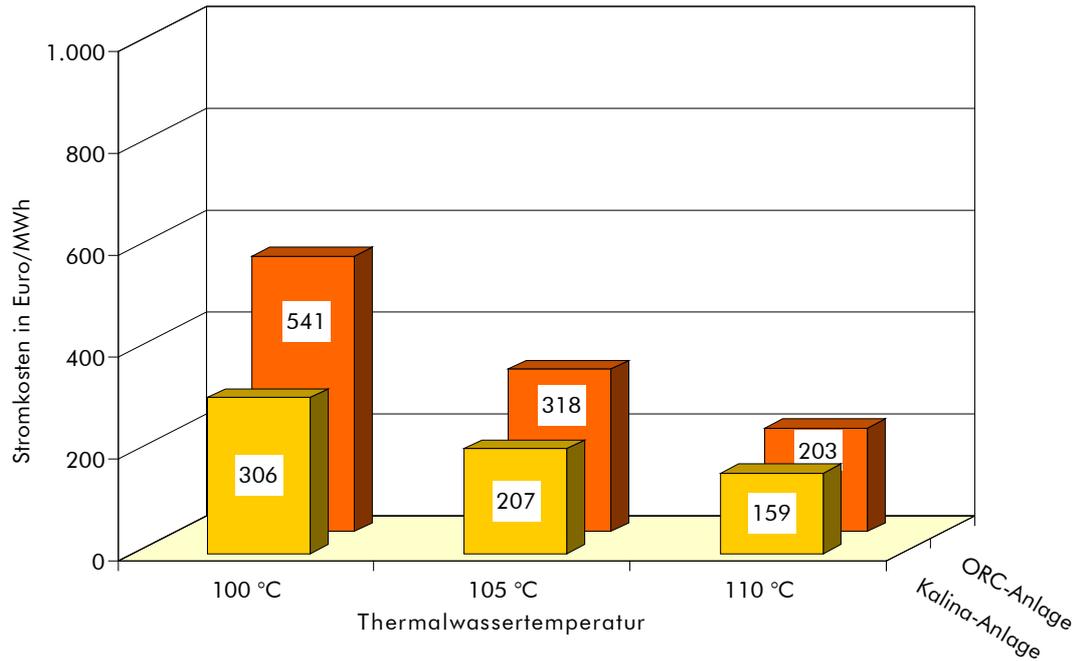


Abbildung 6-27: Spezifische Stromgestehungskosten bei Ansatz der Investitionen entsprechend Abschnitt 6.5

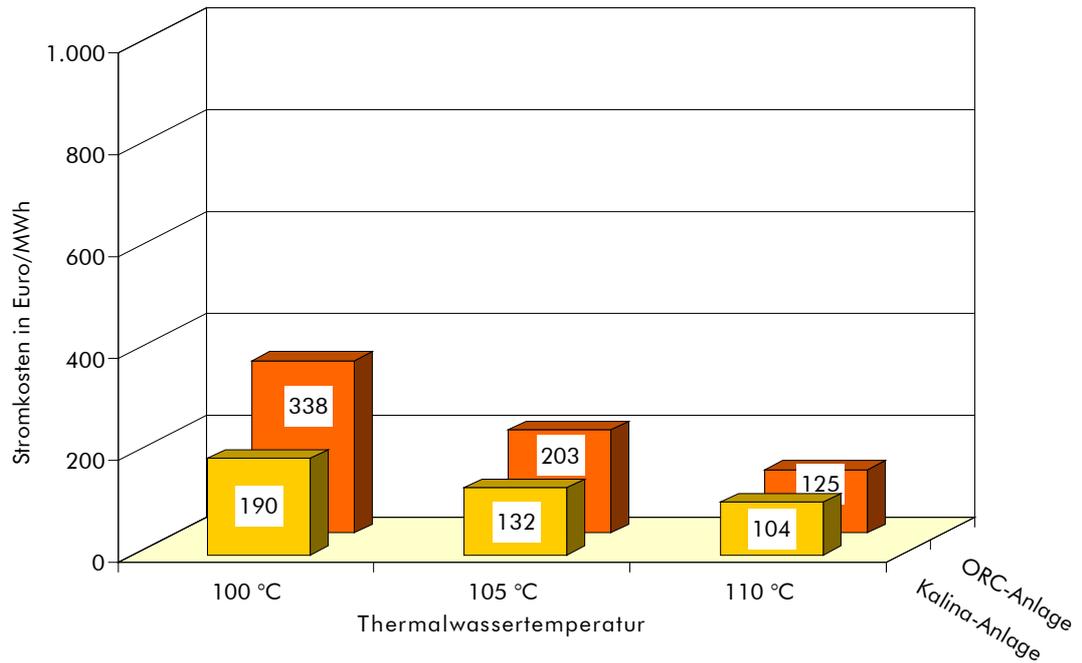


Abbildung 6-28: Spezifische Stromgestehungskosten bei um 20 % geminderten Investitionen

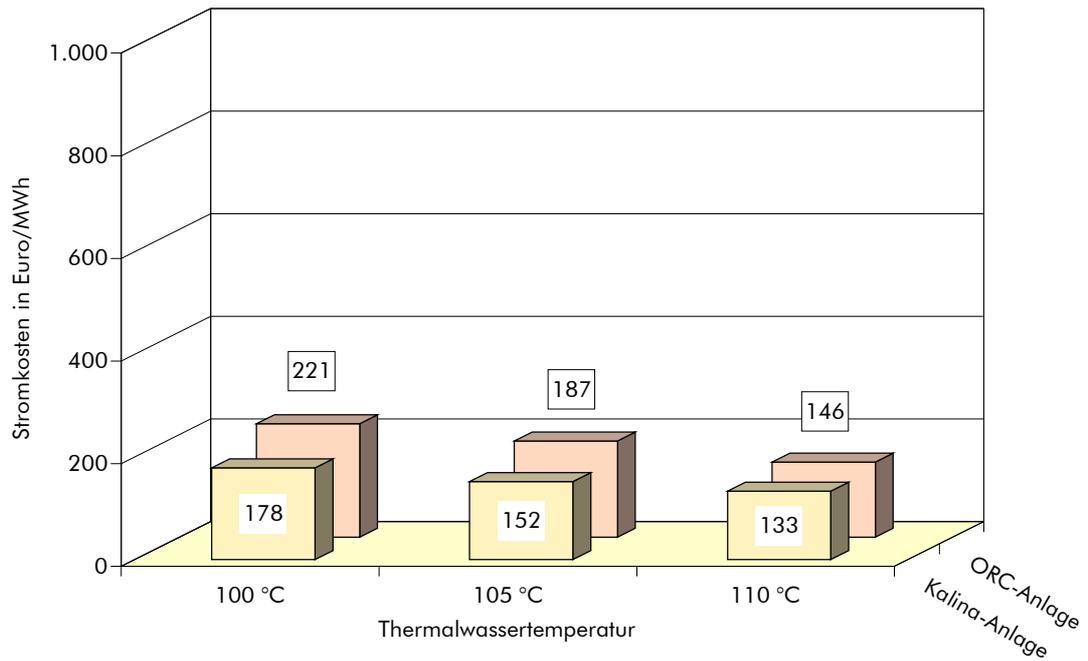


Abbildung 6-29: Spezifische Stromgestehungskosten bei Ansatz der Investitionen entsprechend Abschnitt 6.5 (Verkauf der gesamten Strommenge)

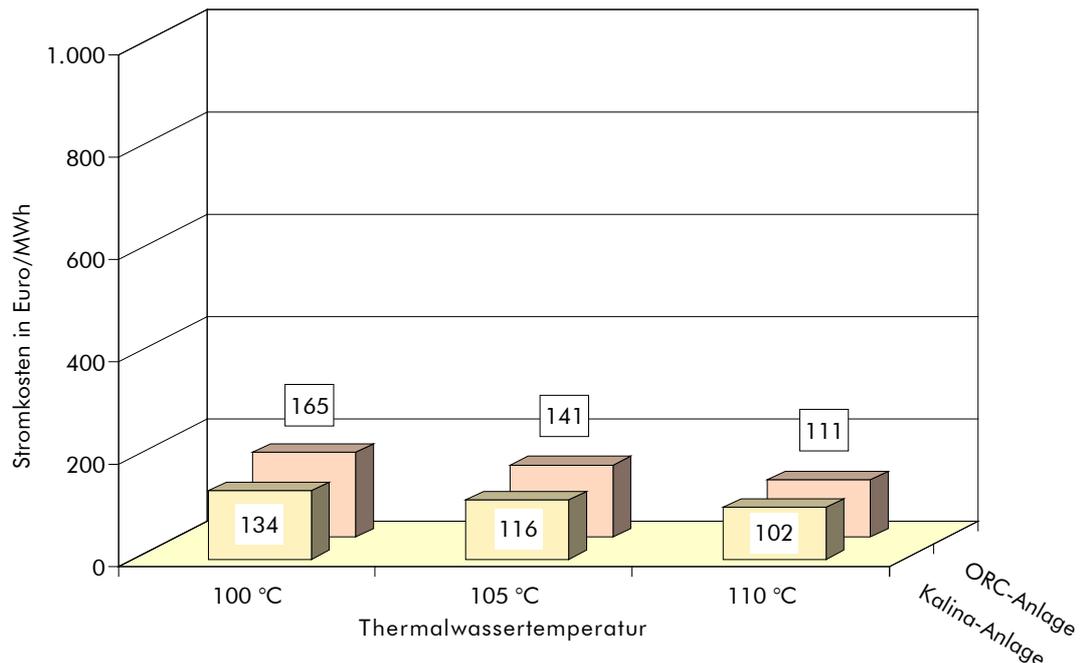


Abbildung 6-30: Spezifische Stromgestehungskosten bei um 20 % geminderten Investitionen (Verkauf der gesamten Strommenge)

6.6.3.3 Wertung

Die geothermischen Anlagen an den Standorten 2 und 3 sind gegenüber der am Standort 1 durch eine um 10 K niedrigere Spanne der erwarteten Thermalwassertemperatur belastet. Etwas günstigere hydraulische Bedingungen im Speicherbereich, ausgedrückt durch den besseren Produktivitätsindex, können das nicht ausgleichen.

Kosten, die mit der in der Novelle des EEG avisierten Einspeisevergütung zu decken sind, werden verfehlt.

Erst durch Kopplung der geothermischen Strom- mit der Wärmeproduktion erreicht auch hier ein Projekt den Bereich der Wirtschaftlichkeit (vgl. Abbildung 6-27 und Abbildung 6-28, mehr noch Abbildung 6-29 und Abbildung 6-30).

Werden alle Kostensenkungs- und Effizienzsteigerungspotenziale ausgeschöpft, sind, den ausschließlichen Verkauf der Netto-Stromproduktion unterstellt, Stromgestehungskosten von 100 Euro/MWh bis 130 Euro/MWh möglich. Dies setzt allerdings das Antreffen einer Speichertemperatur von mindestens 105 °C voraus.

Unterstellt man allerdings die Trennung von Stromerzeugung (komplett vergütet nach EEG) und Eigenstrombezug, besteht vorgenanntes geologisches Risiko nicht. Selbst bei Antreffen der pessimistischen Temperaturprognose werden Kosten von 150 Euro/MWh deutlich unterschritten.

6.6.4 Standortvergleich

In den beiden folgenden Abbildungen werden exemplarisch am Beispiel der jeweils wirtschaftlichsten Anlagenkonfiguration (ausschließlicher Verkauf der Netto-Stromproduktion) die Standorte 1 bzw. 2 und 3 gegenübergestellt.

Deutlich wird eine Überschneidung der Ergebnisse der Rechnungen. Vergleicht man die Stromerzeugungskosten an den Standorten 2 und 3, wenn die optimistische Temperaturprognose von 110 °C eintritt, mit denen an Standort 1 bei pessimistischer Prognose (ebenfalls 110 °C), so zeigen sich Vorteile für die Standorte 2 und 3, die im Bereich von ca. 30 % liegen. Hintergrund ist die geringere Bohrteufe und die günstigere Hydraulik bei gleicher Temperatur.

Auch energetisch, d.h. bezüglich der Umweltentlastung bestehen an diesem Punkt Vorteile für die Standorte 2 und 3. Sie sind allerdings anteilig geringer, da sie ausschließlich hydraulisch bedingt sind und damit auf dem geringeren Eigenstrombedarf fußen.

Die vorstehende Betrachtung ist jedoch akademisch, da die Festlegung der konkreten Speichertemperaturen nicht ohne investitionsintensive technische Arbeiten und damit nicht vor einer Standortentscheidung erfolgen kann.

Da das Feld möglicher Stromerzeugungskosten am Standort 1 Chancen der Erreichung geringerer Kosten eröffnet, muss der Entwicklung eines Projektes in diesem Gebiet der Vorrang gegeben werden.

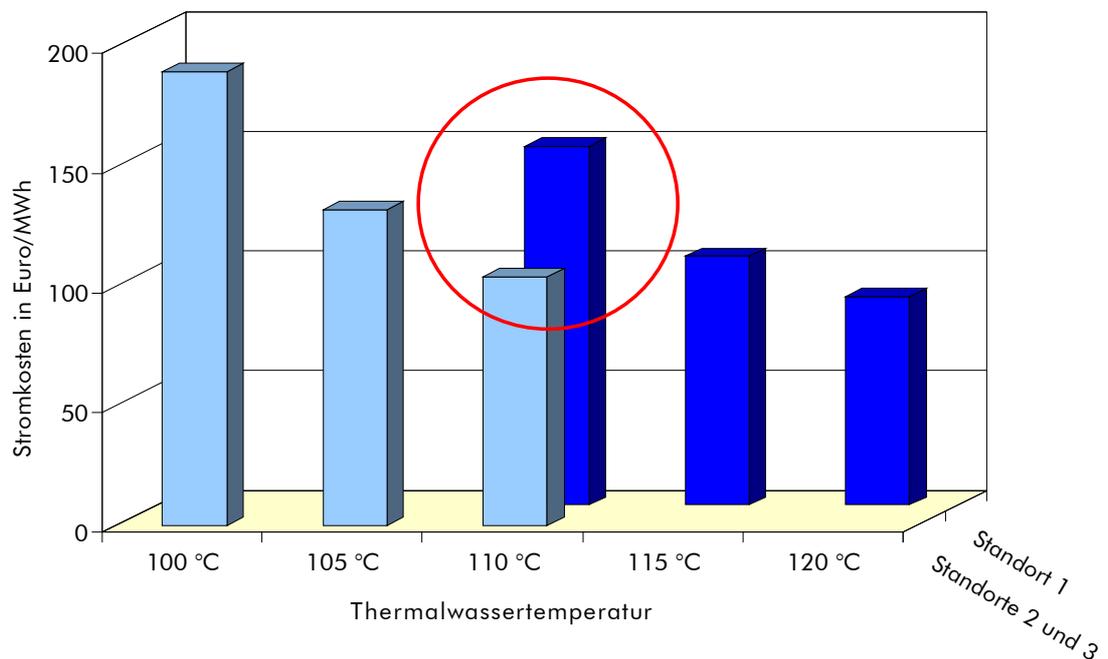


Abbildung 6-31: Vergleich der Stromgestehungskosten an den Standorten 2 und 3 mit denen an Standort 1 (Kalinaprozess, -20 % Investitionen, Wärmeverkauf)

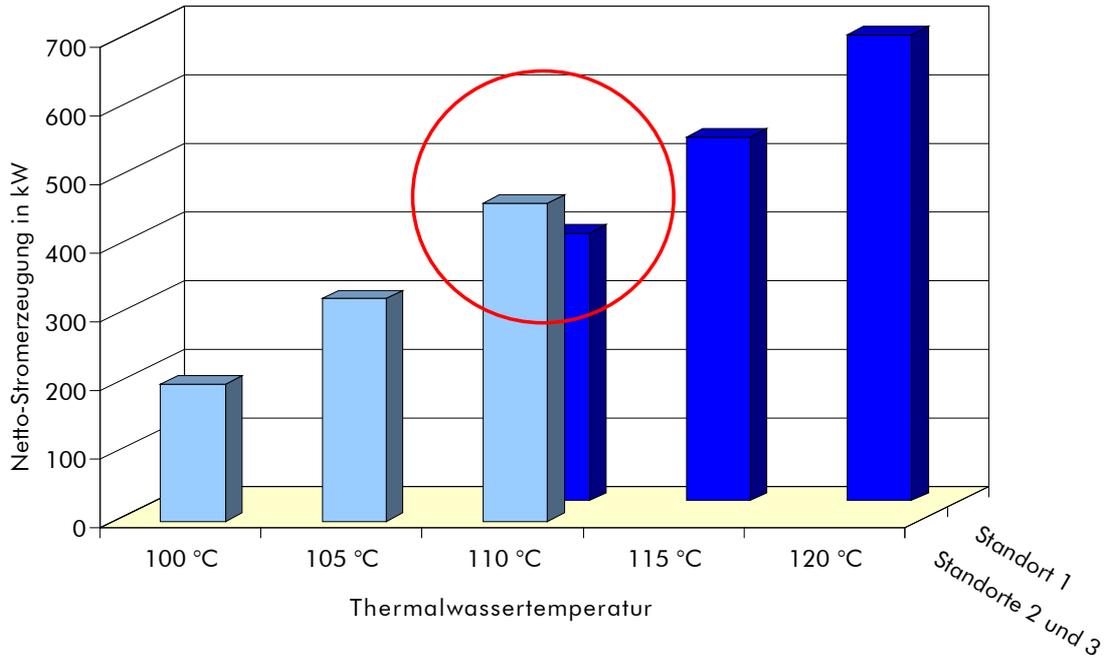


Abbildung 6-32: Vergleich der Netto-Stromerzeugung an den Standorten 2 und 3 mit denen an Standort 1 (Kalinaprozess)

7 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Für die prinzipielle Möglichkeit geothermischer Stromerzeugung sind Temperaturen der Tiefenwässer $> 90\text{ °C}$, das Vorkommen geeigneter Aquifere (Porosität $\geq 20\%$, Permeabilität $\geq 500\text{ mD}$, Mächtigkeit $\geq 20\text{ m}$; eventuell Klüftigkeit) und die Eignung des Schichtinhaltes (Thermalwasser und Begleitkomponenten) notwendig. Für den Bereich von Mecklenburg-Vorpommern wurden auf Grundlage von Bohrungsakten, geophysikalischen Kartenwerken und Berichten die Gesteine vom Präperm bis zum Mesozoikum auf diese Eignung hin untersucht.

Die komplexe Bewertung des Datenfundus ergab, dass nur die Sandsteine der Unterkreide-Rhät in den Randsenken der Salzstöcke Wredenhagen, Werle, Kraak, Conow und des Salzaufbruches Gülze-Sumte den geforderten Anforderungen entsprechen.

Tabelle 7-1: Parameter der aus den o.g. Gebieten ermittelten Vorzugsstandorte

	Gülze-Sumte	Werle	Wredenhagen
Stratigraphie	Wealden (Kreide)	Rhät (Contora)	Rhät
Teufe [m]	2.900 – 2.960	2.690 – 2.730	2.560 – 2.680
Lithologie	Mittelsandstein	Mittelsandstein	Feinsandstein
eff. Mächtigkeit [m]	ca. 60	ca. 30	ca. 60
Porosität [%]	20	20 – 25	20 – 26
Permeabilität [mD]	250	250 – 500	700 – 1000
Temperatur [°C]	110 – 120	100 – 110	100 – 110
Salinität [g/l]	220	230	220
Produktivitätsindex [m ³ /(h*MPa)]	100 - 150	100 - 150	100 - 150
Ruhewasserspiegel [m u.GOK]	120 – 140	ca. 130	ca. 140

Eine diagenetisch bedingte Reduzierung der Porosität und Permeabilität ist zwar prinzipiell möglich, aber in den ausgewiesenen perspektiven Gebieten auf Grund der vorliegenden Datenbasis unwahrscheinlich.

Die Tiefenwässer sind mit Schichtwassermineralisationen von 220 – 230 g/l als Solen zu bezeichnen. Zudem weisen sie Gasgehalte von etwa 20 % und eine Reihe von Schwermetallen in kleineren Konzentrationen auf. Aus den Bewertungen zum Fluidchemismus ergibt sich, dass an allen Standorten

Korrosionsschutzmaßnahmen für die Anlagenteile des Thermalwasserkreislaufes und eine Druckhaltung vorgesehen werden müssen.

Die Erschließung der geothermischen Ressource muss jeweils im so genannten Dublettenverfahren erfolgen. Dazu sind eine Förder- und eine Injektionsbohrung abzuteufen. Der im Nutzhorizont nötige Abstand der Bohrungen wird untertägig, d.h. durch Ablenkung der Injektionsbohrung hergestellt.

Grundsätzlich muss das Thermalwasser zur Förderung und i.d.R. auch für die Injektion gepumpt werden.

In der Studie wurden die auf dem Markt verfügbaren, weltweit in zahlreichen geothermischen Stromerzeugungsanlagen eingesetzten und die in der Entwicklung befindlichen Stromerzeugungssysteme analysiert. Unter den Bedingungen Mecklenburg-Vorpommerns (vor allem wegen der niedrigen Thermalwassertemperaturen) ergibt sich, dass ausschließlich die so genannten binären geschlossenen Systeme, d.h. Anlagen nach dem organic rankine cycle (ORC) oder nach dem Kalina-Prozess eine Einsatzchance haben.

Aktuell sind im relevanten Temperaturbereich von 100 bis 120 °C mit dem weltweit bereits oftmals bewährten ORC-Prozess Stromerzeugungswirkungsgrade von 7 % bis 9 % erreichbar. Kalina-Anlagen, die ihre technische Bewährungsprobe allerdings noch nicht bestanden haben, lassen Werte von 9 % bis 11 % erwarten. In die gleiche Größenordnung werden zukünftig auch ORC-Systeme gelangen, wenn deren Optimierungspotenzial (neue Arbeitsstoffe/Arbeitsstoffgemische, Maschinen- und Apparateauslegung) ausgeschöpft wird.

Unter den benannten Randbedingungen kann in Mecklenburg-Vorpommern am energetisch günstigsten Standort einer hydrogeothermalen Stromerzeugung (Randsenke des Salzstockes Gülze-Sümte) und bei Annahme des oberen Wertes der Temperaturprognose eine Anlage entstehen, die eine Generatorleistung von 1.100 kW aufweist und die dem Netz nach Abzug des Eigenbedarfes eine elektrische Leistung von ca. 700 kW zur Verfügung stellt. An den alternativen Standorten vermindern sich die entsprechenden Werte auf 800 kW und 450 kW.

Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen, dass die Beschränkung eines Projektes auf die hydrogeothermale Stromerzeugung in Mecklenburg-Vorpommern zur Zeit ohne nennenswerte Zuschüsse keine Chance der Realisierung haben wird. Erst durch die Kopplung der Strom- mit der Wärme-Produktion kann wirtschaftliche Attraktivität erreicht werden.

Im Umfeld der ausgewiesenen Vorzugsstandorte existieren keine nennenswerten zentralisierten Wärmeversorgungen und besteht aktuell auch kein

Wärmebedarf, der die Errichtung von Fern- oder Nahwärmesystemen rechtfertigen würde. Deshalb muss die Errichtung der Geothermieanlage und die Ansiedlung von entsprechenden Wärmeabnehmern (5 MW, z.B. Gewächshäuser) in eine komplexe Projektentwicklung integriert werden. Gelingt dies und werden die Kostensenkungs- und Effizienzsteigerungspotenziale der Technologie ausgeschöpft, sind am energetisch günstigsten Standort Stromgestehungskosten von 90 Euro/MWh bis 150 Euro/MWh möglich, die selbst bei Eintreten der pessimistischen Temperaturprognose von 110 °C einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb gewährleisten. Letztgenannte Zahlen gelten für den Fall, dass nur die Netto-Stromproduktion in das Netz eingespeist, der Eigenbedarf also aus geothermischem Strom gedeckt wird. Die Einspeisung der vollständigen Erzeugerleistung in das Netz und der komplette Bezug der Eigenleistung aus dem Netz führt zu Stromgestehungskosten von 90 Euro/MWh bis 125 Euro/MWh.

An den alternativen Standorten steigen die entsprechenden Werte bei Netto-Stromverkauf auf 100 Euro/MWh bis 190 Euro/MWh. Unterstellt man eine Einspeisevergütung für geothermischen Strom von 150 Euro/MWh (aktueller Stand der Novelle des EEG /13/), wird das höhere Risiko dieser Standorte deutlich.

Im Ergebnis der angestellten Untersuchungen wird empfohlen, den Standort „Östlich Durchbruch des Salzstockes Gülze-Sümte“ im Raum Boizenburg in o.g. Weise komplex zu entwickeln.

Diese Verfahrensweise hat mehrere Vorteile:

1. Eine Anlage entsteht, die, eine Umsetzung der aktuell diskutierten EEG-Novelle vorausgesetzt, wirtschaftlich betrieben werden kann.
2. Es eröffnet sich die Möglichkeit, die Erfahrungen des ersten deutschen Systems der gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion in Neustadt-Glewe bei dieser Überführung vom Demonstrations- zum industriellen Maßstab zu berücksichtigen und so die Vorreiterrolle des Landes Mecklenburg-Vorpommern bei der Technologieentwicklung zu festigen.
3. Zusätzlich werden mit vertretbarem Risiko Informationen und Erfahrungen gesammelt, die auf die anderen vorgeschlagenen Standorte in Randsenken von Salzstöcken angewendet werden können und so deren späterer Projektentwicklung dienen.

Literaturverzeichnis

- /1/ Becker, U.: Temperatur-Teufendatei von Tiefbohrungen in Mecklenburg-Vorpommern. Geothermie Neubrandenburg GmbH, Neubrandenburg, 2003 (unveröff.)
 - /2/ Brückner, W. u.a.: Geothermische Ressourcen im Nordteil der DDR – Blatt Wittenberge. Geologische Forschung und Erkundung GmbH, Schwerin, 1990
 - /3/ Culver, G.: Performance Evaluation of the ORMAT Generator at Wabuska, Nevada. Geo-Heat Center in Cooperation with TAD's Enterprises, Ormat Systems Inc., Sierra Pacific Power Company, Electric Power Research Institute, Idaho Power Company and the Bonneville Power Administration, 1986
 - /4/ Diener, I.; Rockel, W.; Bohnke, H.: Geologische Voraussetzungen zur Nutzung des geothermischen Potenzials auf dem Territorium der Deutschen Demokratischen Republik. Z. Angew. Geologie., 32 (10), S. 253-258, Berlin, 1986
 - /5/ DiPippo, R.: Geothermal Power Systems. Standard Handbook of Powerplant Engineering, 2nd ed., Sect. 8.2, S. 8.27 - 8.60, McGraw-Hill Inc., New York, 1998
 - /6/ Entingh, D. J.; Easwaran, E.; McLarty, L.: Small Geothermal Electric Systems für Remote Power. Geothermal Resources Council Bulletin, Vol. 23, No. 10, S. 331 – 338
 - /7/ Europäisches Parlament: Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften vom 27.10.2001, s. 283-33 ff
 - /8/ Freeston, D. H.: Direct Uses of Geothermal Energy 1995. World Geothermal Congress, Florence, Italy, 1995
 - /9/ Füchtbauer, H. (1988): Sedimente und Sedimentgesteine II. S. 146-184, E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, Stuttgart, 1988
 - /10/ Gaupp, R.: Diagenesis types and their applications in diagenesis mapping. Zbl. Geol. Paläont., I, 11/12, S. 1183-1199, 1994
 - /11/ Gaupp, R.; Matter, A.; Platt, J.; Ramseyer, K.; Walzebuck, J.: Diagenesis and fluid evolution of deeply buried Permian (Rotliegende) Gas Reservoirs. AAPG, V77, 7, S. 1111-1128, 1993
 - /12/ Gawlik, K.; Hassani, V.: Advanced Binary Cycles: Optimum Working Fluids. Geothermal Resources Council, Annual Meeting, San Diego, 1998
 - /13/ Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG), Referentenentwurf, Stand 12. August 2003
 - /14/ Hutterer, G. W.: The Status of World Geothermal Power Generation 1995 - 2000. Geothermics 30 (2001) 1 - 27
 - /15/ IGA News No. 42. International Geothermal Association, 2000
-

-
- /16/ Kalina, A. I.; Leibowitz, H. M.: Application of the Kalina Cycle Technology to Geothermal Power Generation. Geothermal Resources Council, Transactions Vol. 13, 1989
- /17/ Kaltschmitt, M.; Wiese, A. (Hrsg.): Erneuerbare Energien. Springer Verlag Berlin, Heidelberg, New York (in Druck)
- /18/ Katzung, G. (Hrsg.): Geothermie-Atlas der Deutschen Demokratischen Republik. Zentrales Geologisches Institut, Berlin, 1984
- /19/ Katzung, G.; Diener, I.; Kühn, P.: Temperaturverteilung im Untergrund Ostdeutschlands und für die Nutzung der geothermischen Ressourcen in Betracht kommende Aquifere. Braunkohle, 1992 (6), S. 27-32; Düsseldorf, 1992
- /20/ Katzung, G. u.a.: Geothermische Ressourcen im Nordteil der DDR – Blatt Neuruppin. Zentrales Geologisches Institut, Berlin, 1984
- /21/ Köhler, S.; Saadat, A.: Möglichkeiten und Perspektiven der geothermischen Stromerzeugung. in: Geothermische Technologieentwicklung – Geologische und energietechnische Ansatzpunkte, STR00/23, GeoForschungsZentrum Potsdam, 2000
- /22/ Kühn, M.: Geochemische Folgereaktionen bei der hydrogeothermalen Energiegewinnung. Diss., Berichte Fachbereich Geowissenschaften, Nr. 92, Universität Bremen, 1997
- /23/ Kühn, M.: Reactive flow modelling of hydrothermal systems. Habilitationsschrift TU Haburg, eingereicht, 2003
- /24/ Kutscher, C. F.: The Status and Future of Geothermal Electric Power. American Solar Energy Society (ASES) Conference, Madison, Wisconsin, 2000
- /25/ Leibowitz, H. M.; Markus, D. W.: Economic Performance of Geothermal Power Plants using Kalina Cycle Technology. Geothermal Resources Council, Transactions Vol. 14, 1990
- /26/ Low, P.; Morris, G.: Recommissioning of Nagqu Power Station, Tibet, PRC. World Geothermal Congress, Kyushu-Tohoku, Japan, 2000
- /27/ Lund, J. W.: Small Geothermal Power Project Examples. GHC Bulletin, Juni 1999
- /28/ Lund, J. W.: Weltweiter Stand der geothermischen Energienutzung. Geothermische Energie 28/29, 8. Jahrgang/Heft 1/2, März/ September 2000
- /29/ LUNG Mecklenburg-Vorpommern: Geologische Karte von Mecklenburg-Vorpommern – Übersichtskarte 1 : 500 000 – Geothermie, 2000
- /30/ McLarty, L.; Reed, J. M.: The U.S. Geothermal Industry: Three decades of Growth. U.S. Department of Energy, Geothermal Energy Technical Site (<http://id.inel.gov/geothermal/articles>)
- /31/ Mit weniger Wärme mehr Strom. Chemische Rundschau, S. 6, 3.5.2002
-

-
- /32/ Müller, E.P.; Papendieck, E.: Zur Verteilung, Genese und Dynamik von Tiefenwässern unter besonderer Berücksichtigung des Zechsteins. Z. geol. Wiss. 3(2), S. 167-196, Berlin, 1975
 - /33/ Naumann, D.: Salinare Tiefenwässer in Norddeutschland – Gas- und isotopengeochemische Untersuchungen zur Herkunft und geothermischen Nutzung. GFZ Potsdam Scient. Techn. Rep., STR00/21, 2000
 - /34/ Paschen, H.; Oertel, D.; Grünwald, R.: Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland, Sachstandsbericht. TAB-Arbeitsbericht Nr. 84, Büro für Technikfolgeabschätzungen beim Deutschen Bundestag, Berlin, Februar 2003
 - /35/ Priesholm, S.; Christensen, S.: Bewertung der geothermischen Ressourcen und Reserven Dänemarks. Repl. Geol. Surv. Denm., Reihe C, Nr. 2, Kopenhagen, 1985
 - /36/ Rafferty, K.: Geothermal Power Generation - A Primer on Low-Temperature, Small-Scale Applications. Geo-Heat Center, Oregon Institute of Technology, Klamath Falls, OR., 2000
 - /37/ Ragnarsson, A.: Geothermal Development in Iceland 1995 - 1999. World Geothermal Congress, Kyushu-Tohoku, Japan, 2000
 - /38/ Rockel et. al. (1996): Geothermische Energiegewinnung Neustadt-Glewe - Abschlussbericht zu den F/E-Arbeiten (Teil I: Geowissenschaftliche Untersuchungen). GTN GmbH unveröff., 1996
 - /39/ Rockel, W.; Hoth, P.; Seibt, P.: Charakteristik und Aufschluss hydrogeothermaler Speicher. Geowissenschaften, 15 (8), S. 244 - 252, Berlin, 1997
 - /40/ Rockel, W.; Hurter, S.: Tiefe Altbohrungen als Beitrag zur Nutzbarmachung klüftig-poröser Speichergesteine (geologische Grundlagen): Groß Schönebeck. in: Geothermische Technologieentwicklung – geologische und energietechnische Ansatzpunkte, STR00/23, GeoForschungsZentrum Potsdam, 2000
 - /41/ Schlumberger Well-Services: Persönliche Mitteilung, Schlumberger Well-Services, Celle, 1999
 - /42/ Schneider, H.: Nutzung geothermischer Energie in Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg. WLB Wasser, Luft und Boden - Umwelttechnik, 1991 (9)
 - /43/ Scholle, Th.: Genese und Diagenese des Rhät + Hettang/Sinemur in NE-Deutschland – Ein Beitrag zur Nutzung geothermischer Energie. Dissertation an der Ernst-Moritz-Arndt-Universität Greifswald, unpubl., 1992
 - /44/ Sechster Umweltkontrollbericht. Umweltbundesamt Österreich, 2001
 - /45/ Shulman, G.: Low Temperature Flashed Steam Power Generation. World Geothermal Congress, Florence, Italy, 1995
 - /46/ Sifford, A.; Bloomquist, R.G. : Geothermal Electric Power Production in the United States: A Survey and Update for 1995 - 1999. World Geothermal Congress, Kyushu-Tohoku, Japan, 2000
-

-
- /47/ Ura, K.; Saitou, S.: Geothermal Binary Power Generation System. World Geothermal Congress, Kyushu-Tohoku, Japan, 2000
 - /48/ Wobst, E.; Vollmer, D.: Stoffdatenprogramm AWMix zur Berechnung thermodynamischer Eigenschaften von Ammoniak-Wasser-Gemischen. Fachbericht ILK-B-3/99-1628, ILK Dresden, 1999
 - /49/ Wolfgramm, M.: Fluidentwicklung und Diagenese im norddeutschen Becken – Petrographie, Mikrothermometrie und Geochemie stabiler Isotope. Dissertation an der Martin-Luther-Universität Halle, 2002 (<http://sundoc.bibliothek.uni-halle.de/diss-online/02/02H158/index.htm>)
 - /50/ Wolfgramm, M.; Schmidt Mumm, A.: Die zeitliche Einordnung diagenetischer und hydrothermaler Fluidphasen im Nordostdeutschen Becken (NEDB). Zbl. Geol. Paläont., I, Heft 3/4, S. 237-256, 2000
 - /51/ Wolfgramm, M.; Schmidt Mumm, A.: Der Einfluss von Subsidenz und Diagenese auf die geochemische Zusammensetzung von Beckenfluiden am Beispiel des NO-deutschen Beckens. Zbl. Geol. Paläont., I, 1/2, S. 211-231, 2001
 - /52/ Wormbs, J. u.a.: Geothermische Ressourcen im Nordteil der DDR – Blatt Güstrow, Zentrales Geologisches Institut, Berlin, 1988
 - /53/ Wormbs, J. u.a.: Geothermische Ressourcen im Nordteil der DDR – Blatt Schwerin / Bad Doberan. Zentrales Geologisches Institut, Berlin, 1989
 - /54/ Wormbs, J. u.a.: Geothermische Ressourcen im Nordteil der DDR – Blatt Neubrandenburg / Torgelow, Zentrales Geologisches Institut, Berlin, 1989
-