

Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG

im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit

Vorhaben IIb (Geothermie)

Endbericht

Projektleitung:

Thorsten Weimann

Wirtschaftsforum Geothermie e.V.



Juni 2011





Bürgermeister-Wegele-Str. 6
86167 Augsburg
Tel.: (0821) 5699300 – 0
Fax: (0821) 5699300 – 99

Ansprechpartner: Thorsten Weimann
Durchwahl: 20
e-mail: thorsten.weimann@wirtschaftsforum-geothermie.de

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
1.1	Durchführung der Studie	5
1.2	Methodik der Gestehungskostenberechnung	6
1.2.1	Kapitalgebundene Kosten	6
1.2.2	Verbrauchsgebundene Kosten	7
1.2.3	Betriebsgebundene Zahlungen	8
1.2.4	Erlöse	8
2	Die Entwicklung der Geothermie	10
2.1	Ab 2005	10
2.2	Seit 2009	12
2.3	Zukünftige Entwicklung	12
2.3.1	Hydrothermale Projekte	12
2.3.2	Übergang von hydrothermalen zu petrothermalen Projekten	13
2.3.3	Petrothermale Geothermie	14
3	Einflussfaktoren auf die Entwicklung	15
3.1	Kostenentwicklung	15
3.2	Kapitalbeschaffung	15
3.3	Zulieferindustrie	16
3.4	Öffentliche Akzeptanz	16
3.5	Rechtliche Rahmenbedingungen	17
4	Umwelteffekte	18
4.1	Lebenszyklusanalyse	19
4.2	Weitere Umwelteffekte	20
5	EEG- Vergütungssätze	24
5.1	Grundvergütung	24
5.2	Frühstarterbonus	24
5.3	Wärmebonus	24
5.4	Technologiebonus	25
6	Stromgestehungskostenstudie	25
6.1	Projektvorbereitung	26
6.1.1	Projektmanagement	26
6.1.2	Seismik	27
6.1.3	Grundstück	27
6.1.4	Versicherungen	27

6.1.5	Langzeitpumpversuch.....	28
6.2	Bohrkosten	28
6.2.1	Bohrkosten in Stromprojekten.....	28
6.2.2	Entwicklung Bohrkosten.....	30
6.3	Kraftwerkskosten	31
6.4	Betrieb	35
6.5	Ergebnis	35
6.6	Kostensenkungspotenziale.....	38
6.6.1	Bohrkosten.....	38
6.6.2	Finanzierungskosten.....	38
6.6.3	Reservoirkenntnisse	39
6.6.4	Kraftwerk.....	40
6.6.5	Förderpumpe	41
7	Handlungsempfehlungen	42
7.1	Grundlagen der Handlungsempfehlung.....	42
7.1.1	Thermalwasserbedingungen.....	44
7.1.2	Randbedingungen des Kraftwerks.....	45
7.1.3	Wirtschaftlichkeitsdaten	45
7.1.4	Zusammenfassung der Randparameter	45
7.1.5	Ergebnis der Berechnungen	46
7.1.6	Ergebnis unter Berücksichtigung der zukünftigen Entwicklung....	46
7.2	Umsetzungen im EEG.....	47
7.2.1	Grundvergütung.....	47
7.2.2	Frühstarterbonus	48
7.2.3	Wärmebonus	48
7.2.4	Technologiebonus	49
7.2.5	Degression.....	49
7.2.6	Weitere Boni	50
7.3	Berechnung der Gesamtkosten im EEG.....	50
7.4	Flankierende Maßnahmen.....	51
8	Anhang	53

Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG

1 Einleitung

1.1 Durchführung der Studie

Zur Ermittlung der verschiedenen Fragestellungen die im Rahmen dieser Studie bearbeitet werden, wurden verschiedene Workshops unter den Mitgliedern des WFG durchgeführt. In den Workshops wurden rechtliche und wirtschaftlich-technische Rahmenbedingungen sowie Fragestellungen zu den aktuellen Hemmnissen und der zukünftigen Entwicklung der Geothermie bearbeitet. Ebenso wurden die Themenfelder Seismizität, soziale Akzeptanz und Kommunikation diskutiert. Die Ergebnisse der Workshops fließen direkt in die Darstellungen und Handlungsempfehlungen dieses Berichts ein.

Zur Ermittlung der Strom- / Wärmegestehungskosten wurde eine Fragebogenaktion durchgeführt. Die Fragebögen (siehe Anhang, Abbildung 16 und Abbildung 17) wurden mit Bitte um Beantwortung an folgende Projekte übermittelt:

- Unterhaching
- Landau
- Bruchsal
- Neustadt-Glewe
- Kirchstockach
- Dürrnhaar
- Sauerlach
- Bernried
- Kirchweidach
- Utting

Die Beantwortung der Fragebögen war unterschiedlich detailliert und ist aufgrund der zum Teil sehr alten Daten unterschiedlich repräsentativ. Darauf wird in Kapitel 6 noch genauer eingegangen.

Die Angaben aus Fragebögen und die Ergebnisse der Workshops wurden durch Direktansprachen verschiedener Fachleute ergänzt. Zudem wurde in hohem Maße auf brancheninterne Informationen zurückgegriffen, außerdem wurden allgemeine und öffentlich zugängliche Informationsquellen genutzt, dazu zählen Internetrecherchen, Dissertationen, Studienarbeiten und andere Veröffentlichungen.

1.2 Methodik der Gestehungskostenberechnung

Die Berechnung der Wärme- und/oder Stromgestehungskosten erfolgt gemäß der VDI-Richtlinie 2067 „Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, Grundlagen und Kostenberechnung“ /VDI 2067/.

Im Rahmen dieser Richtlinie erfolgt die Gestehungskostenberechnung auf Basis der Annuitätenmethode, die es erlaubt, einmalige Zahlungen als auch laufende Zahlungen mittels des Annuitätsfaktors a über einen Betrachtungszeitraum T zusammenzufassen.

Vier Kostengruppen werden gemäß VDI 2067 dabei betrachtet:

- 1.) Kapitalgebundene Kosten
Hierzu gehören primär die Investitionskosten für betriebstechnische Anlagenteile (beispielsweise Planungskosten, Bohrkosten, Kraftwerkskosten, etc.)
- 2.) Verbrauchsgebundene Kosten
Hierunter fallen vor allem Strom- und Brennstoffkosten, des Weiteren Kosten für Wasser/Abwasser und Entsorgungskosten für Reststoffe
- 3.) Betriebsgebundene Kosten
Durch den Betrieb der Anlage anfallende Kosten wie Personalkosten, Instandhaltungskosten und Versicherungskosten fallen unter diesen Posten
- 4.) Sonstige Kosten / Erlöse
Im Rahmen der durchgeführten Kalkulationen wurden unter diesem Punkt die Erlöse infolge der Stromeinspeisung in Form von EEG-Vergütungen sowie die Wärmeerlöse erfasst

Als Betrachtungszeitraum wird für die Berechnungen eine Dauer von 20 Jahren unterstellt, da über diesen Zeitraum die Zahlung der EEG-Einspeisevergütungen garantiert ist.

Im Folgenden werden die Berechnungsgrundlagen für die o.a. vier Kostengruppen im Detail vorgestellt.

1.2.1 Kapitalgebundene Kosten

Die Gesamtannuität von M kapitalgebundenen Auszahlungen berechnet sich gemäß:

$$A_K = \sum_{i=1}^M [(\sum_{j=0}^N A_{ij} - R_i) \cdot a_i] \quad (\text{Gleichung 1})$$

mit:

A_{i0} = Investitionskosten der Anlagenkomponente i

$A_{i,1,2,3,\dots,N}$ = Barwert der ersten, zweiten, ..., N -ten Ersatzbeschaffung der Anlagenkomponente i

R_i = Restwert der Anlagenkomponente i und

a_i = Annuitätsfaktor der Anlagenkomponente A_i

Der Annuitätsfaktor berechnet sich hierbei zu:

$$a_i = \frac{q_i - 1}{1 - q_i^{-T_{i,Ab}}} \quad (\text{Gleichung 2})$$

mit:

q_i = Zinsfaktor der Anlagenkomponente A_i und

$T_{i,Ab}$ = Abschreibungszeitraum der Anlagenkomponente A_i

Die Barwerte der Ersatzbeschaffungen der Anlagenkomponente A_i werden ermittelt gemäß:

$$A_{ij} = A_{i0} \cdot \frac{r_i^{(j \cdot T_{i,N})}}{q_i^{(j \cdot T_{i,N})}} \quad (\text{Gleichung 3})$$

mit:

r_i = Preisänderungsfaktor der Anlagenkomponente A_i und

$T_{i,N}$ = Nutzungsdauer der Anlagenkomponente A_i

Der Restwert der Anlagenkomponente schließlich wird kalkuliert, indem die Investitionskosten der letzten Ersatzbeschaffung linear abgeschrieben werden und anschließend eine Abzinsung auf den Beginn des Betrachtungszeitraums erfolgt:

$$R_i = A_{i0} \cdot r_i^{(n \cdot T_{i,N})} \cdot \frac{(n+1) \cdot T_{i,N} - T}{T_{i,N}} \cdot \frac{1}{q_i^T} \quad (\text{Gleichung 4})$$

mit:

n = Anzahl der Ersatzbeschaffungen innerhalb des Betrachtungszeitraums

1.2.2 Verbrauchsgebundene Kosten

Die Annuität der verbrauchsgebundenen Kostenkomponente k erhält man gemäß:

$$A_{Vk} = A_{Vk1} \cdot ba_{Vk} \quad (\text{Gleichung 5})$$

mit:

A_{Vk1} = verbrauchsgebundene Kosten der Komponente k im ersten Jahr und

ba_{Vk} = preisdynamischer Annuitätsfaktor der Kostenkomponente k

Der preisdynamische Annuitätsfaktor berücksichtigt die Preissteigerung über den Betrachtungszeitraum T und ermittelt sich zu:

$$ba_{vk} = \frac{1 - \left(\frac{r_k}{q_k}\right)^T}{q_k - r_k} \cdot \frac{q_k - 1}{1 - q_k^{-T}} \quad (\text{Gleichung 6})$$

mit:

r_k = Preisänderungsfaktor der Kostenkomponente k und

q_k = Zinsfaktor der Kostenkomponente k

1.2.3 Betriebsgebundene Zahlungen

Analog zur Ermittlung der Annuitäten der verbrauchsgebundenen Zahlungen berechnen sich die Annuitäten der betriebsgebundenen Zahlungen zu:

$$A_{Bl} = A_{Bl1} \cdot ba_{Bl} \quad (\text{Gleichung 7})$$

mit:

A_{Bl1} = Betriebsgebundene Kosten der Komponente l im ersten Jahr und

ba_{Bl} = preisdynamischer Annuitätsfaktor der Kostenkomponente l

Der preisdynamische Annuitätsfaktor berücksichtigt die Preissteigerung über den Betrachtungszeitraum T und ermittelt sich zu:

$$ba_{Bl} = \frac{1 - \left(\frac{r_l}{q_l}\right)^T}{q_l - r_l} \cdot \frac{q_l - 1}{1 - q_l^{-T}} \quad (\text{Gleichung 8})$$

mit:

r_l = Preisänderungsfaktor der Kostenkomponente l und

q_l = Zinsfaktor der Kostenkomponente l

1.2.4 Erlöse

Analog zur Ermittlung der Annuitäten der verbrauchsgebundenen Zahlungen berechnen sich abschließend auch die Annuitäten der Erlöse m:

$$A_{Em} = A_{Em1} \cdot ba_{Em} \quad (\text{Gleichung 9})$$

mit:

A_{Em1} = Erlös Komponente m aus EEG-Einspeisung oder Wärmeverkauf im ersten Jahr und

ba_{Em} = preisdynamischer Annuitätsfaktor der Erlös Komponente m aus EEG-Einspeisung oder Wärmeverkauf

Der preisdynamische Annuitätsfaktor berücksichtigt die Preissteigerung über den Betrachtungszeitraum T und ermittelt sich zu:

$$ba_{Em} = \frac{1 - \left(\frac{r_m}{q_m}\right)^T}{q_m - r_m} \cdot \frac{q_m - 1}{1 - q_m^{-T}} \quad (\text{Gleichung 10})$$

mit:

r_m = Preisänderungsfaktor der Erlös Komponente m und

q_m = Zinsfaktor der Erlös Komponente m

Aufgrund der fixen EEG-Sätze ist der Preisänderungsfaktor für die Erlöse aus der EEG-Einspeisung konstant 1 über den Betrachtungszeitraum.

Nach Berechnung sämtlicher Annuitäten wird die Differenz von Ausgaben und Einnahmen gebildet und die Gesamtannuität A ermittelt:

$$A = A_K + \sum_{k=1}^n A_{Vk} + \sum_{l=1}^n A_{Bl} - \sum_{m=1}^n A_{Em} \quad (\text{Gleichung 11})$$

Sofern bei Ermittlung der Gesamtannuität die Erlöse aus der EEG-Einspeisung berücksichtigt werden, gibt der Quotient aus der Gesamtannuität A und der Wärmeeinspeisung die Wärmegestehungskosten (WGK) an. Wurde dagegen der Erlös aus dem Wärmeverkauf in Abzug gebracht, so entspricht der Quotient aus Gesamtannuität A und der Stromerzeugung den Stromgestehungskosten (SGK):

$$\frac{A_K + \sum_{k=1}^n A_{Vk} + \sum_{l=1}^n A_{Bl} - \sum_{m=1}^n A_{Em}}{E_{W,S}} = \begin{cases} WGK, & \text{falls : } A_{Em} = EEG - \text{Erlös} \\ SGK, & \text{falls : } A_{Em} = \text{Wärmeerlös} \end{cases} \quad (\text{Gleichung 12})$$

mit:

E_W = Wärmebereitstellung und

E_S = Stromeinspeisung

Exemplarisch ist im Anhang ein Screenshot des Berechnungsdatenblattes für ein mögliches KWK-Projekt angefügt (Abbildung 18). Die angegebenen Zahlen beziehen sich auf kein konkretes Projekt. Als Gesamtannuität abzüglich der Wärmeerlöse ergibt sich in diesem Beispiel eine Summe

von rund 10,3 Mio. € ohne Fernwärmenetz und von rund 11,1 Mio. € inkl. Fernwärmenetz. Dividiert man die Gesamtannuität durch die Strom- bzw. Wärmeenergieerzeugung, so berechnen sich Stromgestehungskosten von 19,7 Ct/kWh und Wärmeenergiegestehungskosten von 5,7 Ct/kWh ohne Fernwärmenetz respektive 8,7 Ct/kWh mit Fernwärmenetz. Die konkreten Berechnungsergebnisse für die einzelnen Projekte werden in Kapitel 6 vorgestellt.

2 Die Entwicklung der Geothermie

Bei der Beschreibung der Entwicklung der Geothermie ist zwischen Wärme- und Stromanwendung zu unterscheiden. Diese zwei Bereiche entwickeln sich unterschiedlich. Der Bereich Geothermie für Wärmeanwendungen ist heute schon in vielen Gebieten konkurrenzfähig gegenüber anderen Energieträgern und hat, wird der CO₂ Footprint mitbetrachtet, erhebliche Wettbewerbsvorteile.

Die Entwicklung für den Bereich Stromproduktion aus Geothermie ist von den politischen Rahmenbedingungen geprägt, vorrangig von der Höhe der EEG-Vergütung und der Zuwendung für Forschungs- und Entwicklungsprojekte.

2.1 Ab 2005

Im Jahr 2004 wurde die signifikante Erhöhung der Einspeisevergütung von 8,95 auf 15 Cent beschlossen, was ab 2005 die Aktivitäten in der Geothermiebranche stark ansteigen ließ. Beispielsweise investierten diverse Bohrunternehmen und Bohranlagenhersteller gezielt in die Förderung der geothermischen Energie, darunter die Firmen Daldrup, Herrenknecht, Hochtief, Hekla, Drilltec/Streicher und H. Angers Söhne.

Projekte zur geothermischen Stromerzeugung konzentrierten sich auf das Molassebecken im Raum München und den nördlichen Oberrheingraben. Hier wurden die Arbeiten zur bergrechtlichen Sicherung von Nutzungsfeldern nochmals verstärkt und bereits Ende 2005 war die Feldesverteilung der aussichtsreichen Felder weitgehend abgeschlossen.

Zahlreiche Standorte befanden sich in dieser Zeit in Voruntersuchungen und der geologischen und technischen Planung. Ihre Zahl stieg in kurzer Zeit sehr stark an. Ende 2006 waren 80 Projekte der tiefen geothermischen Strom- und Wärmeenergieproduktion und Ende 2007 bereits 150 Projekte in verschiedenen Bearbeitungsstufen.

Bohrarbeiten an mehreren Standorten für Stromproduktion begannen in den Jahren 2004/05. So wurde beispielsweise in Offenbach, Speyer, Unterhaching und Landau gebohrt. Im Jahre 2006 folgten dann erste Bohrungen in Groß Schönebeck, Bellheim und Sauerlach. Die Entwicklung setzte sich 2007 z.B. mit dem Projekt Dürrnhaar fort und 2008 folgten Kirchstockach und Mauerstetten.

Trotz einiger Rückschläge aufgrund von Fündigkeits- oder Bohrproblemen in Offenburg, Mauerstetten (Hauptbohrung) und Bellheim wurde mittlerweile die installierte geothermische Leistung von ca. 0,2 MW (Neustadt-Glewe, 2003) auf 7,4 MW angehoben. Die Anlagen in Landau (2007) und Unterhaching (2008/9) sowie in Bruchsal (2009, noch auf Basis eines vorläufigen Betriebsplanes) führten zu diesem Ergebnis.

Nicht nur die Zahl der bearbeiteten Projekte stieg, auch den Fragen der energetischen Effizienz wurde im Konzept und der Systemgestaltung breiterer Raum gewidmet. So wird mit Ausnahme von Landau, wo dies erst mittelfristig angedacht ist, in allen Anlagen zusätzlich Fernwärme ausgekoppelt. Darüber hinaus traten neue Technologien der Energiewandlung auf den Markt. Kalina-Kreisläufe wurden in Unterhaching und Bruchsal installiert.

Auch auf dem Gebiet von Nebensystemen wurde eine Entwicklung angestoßen. Neue große und zuverlässigere Tiefpumpen gehen in die Entwicklung, z.B. bei den Firmen Flowserve, Centrilift und Canadian Advanced. Der im Jahre 2006 in Karlsruhe durchgeführte Workshop „Tiefpumpentechnik“ dokumentiert die Aktivitäten.

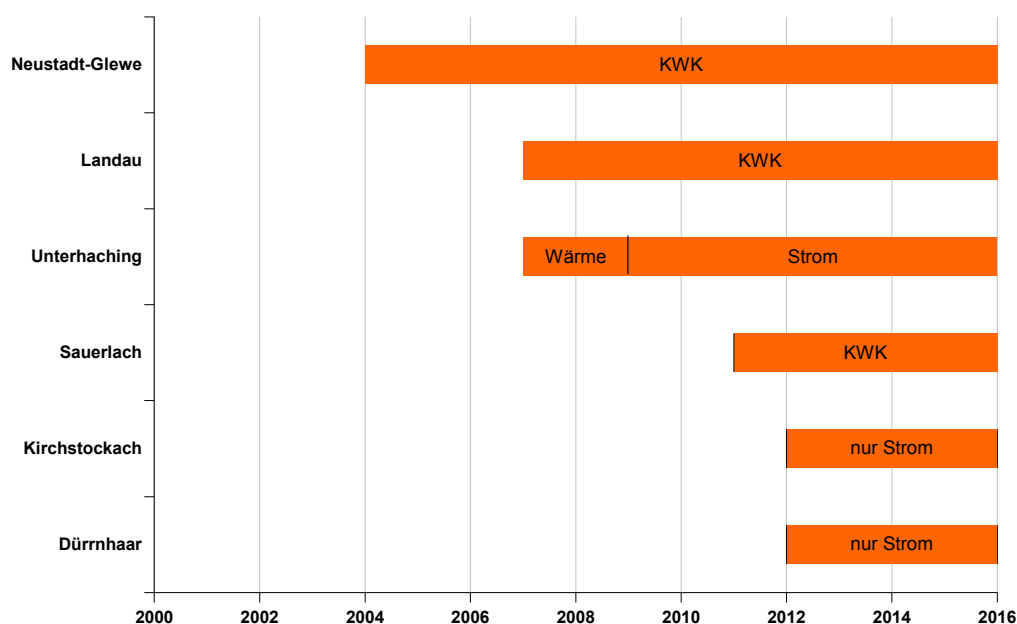


Abbildung 1: Zeitlicher Verlauf der Inbetriebnahme

Die Finanzkrise 2008 führte zu einer Reduzierung der Projektumsetzungen, durch Verunsicherungen der Investoren. Die geothermische Branche wurde hier hart getroffen, da die Projekte zu einem großen Teil mit Eigenkapital finanziert werden müssen, vgl. Kapitel 3.2 und 6.6.2.

2.2 Seit 2009

Bei der Novellierung des EEG im Jahr 2009 wurde die Einspeisevergütung um einen Cent erhöht sowie der Wärmenutzungsbonus, der Frühstarterbonus und der Technologiebonus eingeführt.

Im April 2009 ging in Unterhaching die Stromerzeugungsanlage ans Netz, nachdem seit Oktober 2007 schon die Versorgung mit Wärme geleistet wurde. Ein „Geothermie-Boom“ wie nach der Novellierung im Jahre 2004 stellte sich aber nicht ein, auch wenn sich derzeit einige Projekte in der Planung befinden. In Kirchstockach, Dürrnhaar, Sauerlach und Insheim wurden die Bohrarbeiten 2009 beendet. Als letztes Projekt wurde Grünwald im Sommer 2010 beendet. Folgeaufträge für die Bohrfirmen blieben allerdings aus, was beispielsweise zur Aufgabe der Bohrabteilung von Hochtief führte. In Mauerstetten erwies sich der Sidetrack ebenfalls als nicht fündig. Zu Klärung der Frage ob das Projekt in Zukunft als petrothermales Projekt weitergeführt werden kann, wird aktuell ein Forschungsprojekt angestrebt.

Unabhängig von der langsamen Entwicklung der Stromprojekte werden Wärmeprojekte gut und konstant umgesetzt. Damit ist zum einen bewiesen, dass die Technik grundsätzlich funktioniert, und zum anderen, dass das MAP (Marktanreizprogramm zur Nutzung von erneuerbaren Energien) eine sehr erfolgreiche Maßnahme zur Marktstimulierung für Wärmeprojekte ist. Im Gegensatz zu der sehr positiven Wirkung des MAP auf Wärmeprojekte muss festgestellt werden, dass das MAP für Stromprojekte nicht entsprechend gut funktioniert. Seit Notifizierung des MAP wurden keine Anträge für eine MAP-Förderung für Stromprojekte laut Auskunft der Münchner Rück¹ und KfW² eingereicht.

Als Rückschlag für die Geothermie müssen die seismischen Ereignisse vom August 2009 in Landau gewertet werden. Diese führten zu Verunsicherung in der Bevölkerung und als Folge dessen zu erhöhten Kosten für Vorerkundungen, Aufklärungsarbeit, Monitoring etc. und das gesamte Genehmigungsverfahren.

Die im Rahmen dieser Studie untersuchten Projekte haben ein Investitionsvolumen von ca. 336 Mio. €. Da hier nur Projekte untersucht worden sind, die bereits die Bohrungen erfolgreich abgeteuft hatten, liegt die tatsächliche Investitionssumme noch deutlich höher, nach Einschätzung der Autoren zwischen 430 und 450 Mio. €.

2.3 Zukünftige Entwicklung

2.3.1 Hydrothermale Projekte

Nach übereinstimmender Meinung von Experten ist die Anzahl an möglichen hydrothermalen Projekten für die Stromerzeugung beschränkt,

¹ Telefonische Nachfrage am 07.10.2010 bei der Münchner Rück.

² Telefonische Nachfrage am 12.10.2010 bei der KfW.

da die Technik nur in bestimmten Bereichen mit entsprechenden geologischen Voraussetzungen umgesetzt werden kann. Die genaue Anzahl kann heute noch nicht ermittelt werden, sie wird zum einen von der bergrechtlichen Genehmigungspraxis und zum anderen von der noch nicht sicher zu beurteilenden gegenseitigen Beeinflussung der Projekte abhängen. Sie wird sich nach heutiger Einschätzung aber im Bereich von ca. 100 befinden, was einer installierten Leistung von ca. 480 MW_{el} bedeutet. Hierbei ist zu beachten, dass diese elektrische Leistung als Grundlast rund um die Uhr zur Verfügung steht, somit ca. 8.000 Stunden pro Jahr. Verglichen mit den Zahlen von anderen Energieträgern wie Wind 1.740 Stunden oder Photovoltaik 920 Stunden³ würde diese installierte Leistung im Wind 2.299 MW und im Bereich Photovoltaik 4.348 MW installierter Leistung entsprechen.

Damit die Geothermie einen signifikanten Anteil an der gesamtdeutschen Stromproduktion der Erneuerbaren Energien und somit zur Erreichung der Klimaziele leisten kann, ist die Nutzung der petrothermalen Energie zwingend erforderlich. Bereits in der TAB-Studie⁴ wurde darauf hingewiesen, dass das hydrothermale Potenzial gerade einmal bei 4 % liegt. Der größte Teil liegt im Bereich der petrothermalen Projekte.

Dennoch kann mit den hydrothermalen Projekten in den Regionen, in denen die Projekte realisiert werden, ein signifikanter Beitrag zur Stromerzeugung geleistet werden und damit auch zu den Fragen der Stromverteilung und Netzstabilität. Darüber hinaus liegt in den hydrothermalen Regionen ein erhebliches Potenzial in der Wärmenutzung.

Wirtschaftliche Untersuchungen einiger der untersuchten Projekte haben gezeigt, dass die Kraftwerke auch nach den 20 Jahren weiter wirtschaftlich betrieben werden können. Ein Grund zur Stilllegung nach Auslaufen der EEG Einspeisevergütung ist nicht zu erkennen.

2.3.2 Übergang von hydrothermalen zu petrothermalen Projekten

Die Entwicklung von hydrothermalen Projekten wird als erforderliche Grundlage zur Umsetzung von petrothermalen Projekten benötigt, um wesentliche Teile der Technik zu entwickeln, besser kennen und beherrschen zu lernen und dieses Know-How dann auf die petrothermalen Projekte zu transferieren. Zu diesen Schlüsseltechnologien zählen neben der Bohrtechnik auch die Kraftwerks- und Förderpumpentechnik sowie Methoden des Reservoir- Engineerings.

Zunehmend wird auch im Bereich der hydrothermalen Projekte über den Einsatz von Techniken zur Stimulierung des Reservoirs und zur Erhöhung der Ausbeute nachgedacht. Auch die Methoden der Ermittlung der hydraulischen Reservoireigenschaften (Pump- und Injektionsversuche)

³ Volllaststunden der Deutschen Kraftwerke 2008 gemäß BDEW

⁴ TAB- Studie 2003, Büro für Technikfolgenabschätzung des deutschen Bundestages herausgegeben

und der Reservoirmodellierung (Simulation) werden in der hydrothermalen Geothermie laufend weiter entwickelt und werden einen wichtigen Wissenstransfer zur Nutzung der petrothermalen Geothermie liefern.

Die Entwicklung der Bohrtechnik findet zum größten Teil im Bereich der Anwendung für Erdöl / Erdgas statt. Dennoch werden noch Materialien und Techniken benötigt, die speziell für petrothermale Projekte zu entwickeln sind. Entsprechende Forschungsprojekte laufen bzw. sind in Vorbereitung.

Bei der Kraftwerkstechnik besteht die Herausforderung in der Entwicklung spezieller Technologien zur effizienten Wandlung der niederkalorischen Wärme in Strom und der Beherrschung des Thermalwassersystems.

2.3.3 Petrothermale Geothermie

Bis heute wurde in Deutschland noch kein petrothermales Projekt privatwirtschaftlich umgesetzt. Verschiedene Versuche wurden bereits unternommen, aber nicht zu Ende geführt.⁵ Forschungsprojekte in Deutschland, Frankreich und den USA haben gezeigt, dass die Technologie zur Stromerzeugung geeignet ist. Tendenziell werden in petrothermalen Projekten auch höhere Fördertemperaturen erreicht, so dass auch die Effizienz des Stromerzeugungsprozesses höher ist.

Der Ausbau von petrothermalen Systemen kann flächendeckend über (fast) ganz Deutschland erfolgen und trägt zusammen mit der Grundlastfähigkeit erheblich zur Netzstabilität bei.

Im Ausland entwickeln sich inzwischen die ersten Projekte. In Australien wird das erste petrothermale Projekt derzeit unter Beteiligung deutscher Experten umgesetzt.

Das technische Gesamtpotenzial zur geothermischen Stromerzeugung liegt bei ca. 1.200 Exa Joule (etwa 300.000 TWh), was etwa dem 600fachen des deutschen Jahresstrombedarfes von ca. 2 Exa Joule entspricht. Das zusätzliche Potenzial an thermischer Energie (Wärme bei KWK-Nutzung) beträgt etwa das 1,5fache des Strompotenzials, wenn keine Wärmepumpen eingesetzt werden, bzw. das 2,5fache, wenn Wärmepumpen verwendet werden.⁶

Die Aktivitäten in Deutschland haben gezeigt, dass eine Förderung der petrothermalen Technologie nur über das EEG derzeit noch nicht ausreicht, um die ersten privatwirtschaftlichen Projekte zu realisieren. Es besteht noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Dieser soll im Rahmen einer Vorstudie durch das WFG und die GtV-BV⁷ im Jahr 2011 ermittelt und eine Umsetzungsstrategie bis 2020 erarbeitet werden. Diese Zeiträume sind notwendig aufgrund der langen Projektlaufzeiten.

⁵ Beispielhaft sei hier die Firma ENRO Geothermie GmbH genannt. Das Unternehmen meldete 2009 noch vor Umsetzungsbeginn Insolvenz an.

⁶ TAB- Studie 2003, Büro für Technikfolgenabschätzung des deutschen Bundestages herausgegeben

⁷ Wirtschaftsforum Geothermie e.V. und GtV – Bundesverband Geothermie e.V.

3 Einflussfaktoren auf die Entwicklung

3.1 Kostenentwicklung

Wird die Kostenentwicklung von Einzelprojekte betrachtet, so kann festgestellt werden, dass die Kosten von Projekt zu Projekt gestiegen sind. Dem gegenüber konnten auch Kostensenkungen nachgewiesen werden, wenn von einem Unternehmen mehrere Projekte umgesetzt worden sind.

Weitere Details der Kostenentwicklung werden in den folgenden Kapiteln mehrfach detailliert dargestellt und diskutiert.

3.2 Kapitalbeschaffung

Die in der Abbildung 2 dargestellte notwendige Kapitalstruktur zeigt deutlich, dass für die ersten Jahre bis zur Errichtung des Kraftwerks und somit dem größten Teil der Investition, nur Eigenkapital eingesetzt werden kann. Erst nach erfolgreichem Nachweis der Fündigkeit in einem Kreislauf kann eine Änderung der Kapitalstruktur durchgeführt werden, da kein Fremdkapitalgeber vorher bereit ist dieses zur Verfügung zu stellen. Die Eigenkapitalgeber erwarten eine risikoadäquate Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Im Rahmen der Forschungsarbeiten wurde ein durchschnittlicher Mischzinssatz von 9,3% ermittelt.

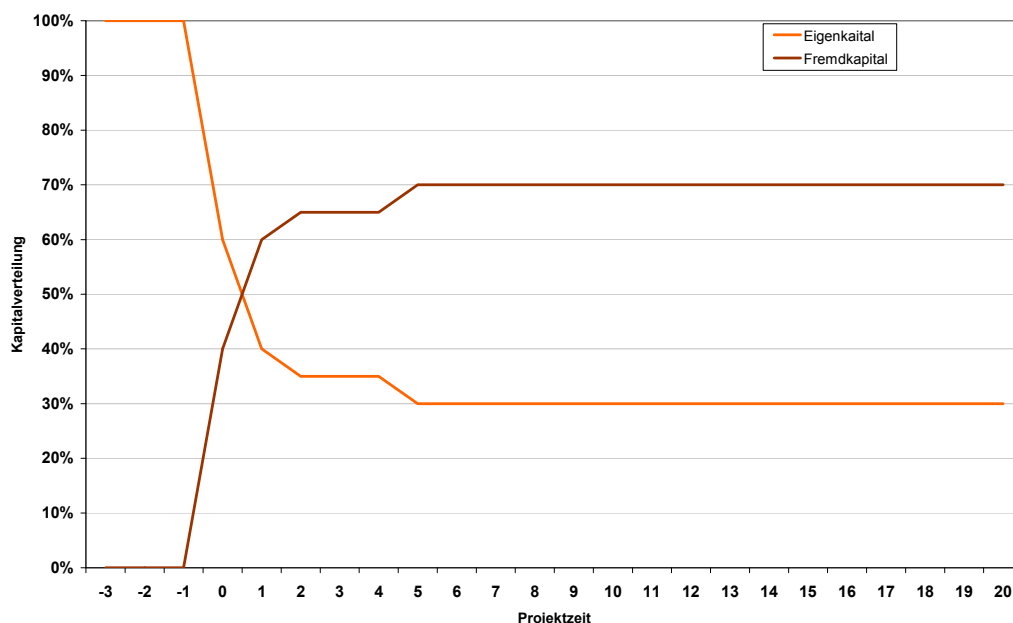


Abbildung 2: erforderliche Kapitalverteilung während der Laufzeit

Es ist dabei zu beachten, dass das mittlere Investitionsvolumen je Projekt bei 55 Mio. € lag. Nur wenige Investoren sind in der Lage diese Summe an Eigenkapital aufzubringen.

Erst durch eine wachsende Anzahl an erfolgreichen Projekten und dem wachsenden Vertrauen der Fremdkapitalgeber in die Technologie ist es möglich die Struktur zu verbessern und somit auch zur Senkung der Kosten beizutragen.

3.3 Zulieferindustrie

Die Zulieferindustrie spielt eine wichtige Rolle bei der Entwicklung. Zwei Bereiche werden hier näher betrachtet. Tiefpumpen und Kraftwerke.

Tiefpumpen zur Förderung des Thermalwassers sind in den erforderlichen Leistungsklassen und den benötigten Temperaturbereichen noch nicht ausreichend am Markt erhältlich. Nur wenn es gelingt Pumpen zu entwickeln, die über ausreichende Lebensdauer unter den vorherrschenden Randbedingungen verfügen, können Geothermieprojekte auch in Zukunft wirtschaftlich betrieben werden. Hier besteht noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

Für eine möglichst effiziente Stromerzeugung ist die Entwicklung von angepasster Kraftwerkstechnologie wichtig. Bedingt durch die geringe Anzahl an Kraftwerken konnte die Anpassung bisher noch nicht ausreichend durchgeführt werden. Mehrere Unternehmen sehen hier einen zukünftigen Markt. Ziel der Entwicklung muss die Erhöhung Verfügbarkeit, die bessere Nutzung der Ressource, Verringerung des Planungsaufwands und eine Reduzierung der Lieferzeit sein. Letzteres kann durch eine modulare Technik erreicht werden, die auch Kostensenkungseffekte mit sich bringt.

3.4 Öffentliche Akzeptanz

Die öffentliche Meinung war zunächst bei den betroffenen Bürgern sehr positiv, wie das Beispiel Unterhaching zeigt. Heute zeigt sich ein differenziertes Bild. Während die breite Bevölkerung von der Geothermie nach wie vor kaum Notiz nimmt, formiert sich in der näheren Umgebung der in Planung befindlichen Projekte zunehmend Widerstand. Generell werden Projekte, die auch Fernwärme anbieten, besser akzeptiert als reine Stromprojekte. Bei Wärmeprojekten ist es für die Bevölkerung einfacher, einen direkten Nutzen zu erkennen, als bei Stromprojekten. Die Akzeptanz erhöht sich deutlich, wenn die betroffene Bevölkerung direkt und mit positivem Effekt an dieser Technologie partizipieren kann. Die Verstromung erscheint der Bevölkerung „unpersönlich“: Der Strom geht ins allgemeine Netz der großen Konzerne und verschwindet dort im Wesentlichen zum Nutzen der Konzerne, aber vor Ort hat man die Folgen der Technologie zu tragen.

Kritisiert werden vor allem induzierte Seismizität, aber auch andere Themen wie Lärmbelästigung, verwendete Arbeitsmittel oder optische Beeinträchtigungen. Mikroseismische Ereignisse können durch entsprechende Informationspolitik und Öffentlichkeitsarbeit akzeptabel

gemacht werden, alle anderen Umweltbeeinflussungen (z.B. Lärm) lassen sich technisch, d.h. mit entsprechenden finanziellen Mitteln, soweit reduzieren, dass sie von der Bevölkerung akzeptiert werden können.

Der Hauptkritikpunkt an geothermischen Anlagen seitens der Bevölkerung ist die Angst vor Erdbeben. Während das seismische Ereignis in Basel 2006 in Deutschland keine Auswirkungen auf die Meinungsbildung hatte, wurde das seismische Ereignis in Landau 2009 von den Medien stärker aufgegriffen und bei der Bevölkerung mit Besorgnis aufgenommen. Wichtig ist nun, die Beherrschbarkeit der seismischen Prozesse zu vermitteln. Dies muss unbedingt schon anhand der hydrothermalen Projekte geschehen, sonst wird der Schritt zur Nutzung der petrothermalen Geothermie umso schwieriger.

Zudem müssen die potenziellen seismischen Ereignisse in Relationen gesetzt werden. Die Möglichkeiten von Erschütterungen, deren Entstehung und deren mögliche Auswirkungen muss kommuniziert und durchaus auch mit anderen alltäglich vorkommenden Erschütterungen (abhängig von der regionalen Geologie, vom Straßenverkehr, Bahnstrecken) verglichen werden.

In Bürgerinitiativen haben sich die Geothermiegegner öffentlichkeitswirksam formiert. Durch Homepages und Flyer werden Informationen, die allzu oft jeder Grundlage entbehren, verteilt. Die in Bürgerinitiativen engagierten Bürger lassen sich zum Großteil der Gruppe der sogenannten „NIMBYs“ (Not In My Backyard) zuordnen.

Beim PtJ wurde eine Skizze für eine entsprechende Öffentlichkeitsarbeit eingereicht. Dabei soll ein auf die Geothermie zugeschnittenes Konzept zur Öffentlichkeitsarbeit entstehen, das an einem derzeit in Planung befindlichen Projekt erarbeitet und umgesetzt wird. Zukünftige wie auch schon bestehende Projekte sollen dadurch in ihrer Öffentlichkeitsarbeit unterstützt werden. Zusätzlich soll die allgemeine Berichterstattung, auch über die derzeit geothermisch genutzten Gebiete hinaus, ausgebaut werden.

3.5 Rechtliche Rahmenbedingungen

Die Konkurrenz von Unternehmen um Aufsuchungserlaubnisse für Erdwärme führt zunehmend zu gerichtlichen Auseinandersetzungen um die Verlängerung der stets befristeten Erlaubnisse. Nach drei erstinstanzlichen Gerichtsentscheidungen liegen derzeit obergerichtliche Entscheidungen des Verwaltungsgerichtshofs Baden-Württemberg vor, die allerdings nicht rechtskräftig sind. Mit einer Entscheidung des Bundesverwaltungsgerichts ist 2011 zu rechnen. Kernpunkt ist die Frage, ob und unter welchen Voraussetzungen die Erlaubnis trotz Verzögerungen gegenüber dem Arbeitsprogramm verlängert werden muss bzw. kann. Nach der bisherigen Rechtsprechung besteht die Gefahr, dass einige Feldesinhaber ihre Felder abgeben müssen und damit erhebliche Investitionen, z. B. in seismische Untersuchungen, ersatzlos verlieren,

obwohl die ganze Branche von ungünstigen Randbedingungen betroffen ist, die zu Verzögerungen bei der Realisierung von Projekten führen.

Räumliche Nutzungskonflikte zwischen benachbarten Geothermieranlagen werden in der Praxis befürchtet, tatsächliche erhebliche Beeinträchtigungen sind aber, soweit bekannt, bislang nicht nachweisbar aufgetreten. Tatsächliche Probleme sind die schwierige Prognostizierbarkeit von Beeinträchtigungen und die Konkretisierung einer Schwelle, unterhalb derer Beeinträchtigungen zumutbar sind. Zu Windkraftanlagen gibt es Gerichtsurteile, wonach der Betreiber einer bestehenden Anlage Ertragseinbußen wegen hinzukommender Anlagen zu dulden hat, solange nicht die Standsicherheit der eigenen Anlage gefährdet wird. Für die Tiefengeothermie könnte ein Außerachtlassen von Ertragseinbußen bedeuten, dass Investitionen in Heiz(kraft)werke und/oder Wärmenetze, die auf Basis der Ergebnisse der Pumpversuche dimensioniert wurden, durch hinzukommende Anlagen drastisch entwertet werden. Berg- und Wasserrecht, die beide parallel anwendbar sind, bieten schon deshalb keinen ausreichenden Investitionsschutz, weil die Regelungen bzw. ihre Anwendung auf einen Nachbarkonflikt unklar sind. Außerdem verfolgen die Regelungen unterschiedliche Lösungsansätze. Während das Bergrecht jeweils ein ausschließliches Recht auf Gewinnung der Erdwärme innerhalb der Feldesgrenzen verleiht, gewährt das Wasserrecht ohne Rücksicht auf räumliche Grenzen von vornherein kein Recht auf Zufluss von Wasser bestimmter Menge und Qualität, sondern überlässt den Ausgleich konkurrierender Nutzungen dem Bewirtschaftungsermessen der Wasserbehörde. Hier sollte im Berg- und Wasserrecht klargestellt werden, dass mit der bergrechtlichen Bewilligung ein einheitliches und abschließendes Recht zur Nutzung der lokalen geothermischen Ressourcen gewährt wird. Eine erhebliche Beschränkung der tatsächlichen Nutzbarkeit im Interesse hinzukommender Nutzungen in der Nachbarschaft sollte nur gegen angemessene Entschädigung geduldet werden müssen.

4 Umwelteffekte⁸

In der energiewirtschaftlichen Diskussion spielen, aus der Nutzung einer Energieform resultierende, Umwelteffekte eine große Rolle. Vor diesem Hintergrund werden nachfolgend ausgewählte Umwelteffekte einer geothermischen Stromerzeugung diskutiert. Dabei wird zwischen Umwelteffekten, welche mit einer Lebenszyklusanalyse (d.h. LCA) quantifizierbar sind, und weiteren (lokalen) Umwelteffekten unterschieden.

⁸ Martin Kaltschmitt, IUE Hamburg, 2010

4.1 Lebenszyklusanalyse

	Norddeutsches Becken	Oberheingraben	Süddeutsches Molassebecken
Tiefe [m]	4.000 - 4.500	3.000 - 3.500	3.500 - 4.000
Temperatur [°C]	130 - 150	140 - 160	120 - 130
Förderrate [m³]	75 - 125	250 - 350	450 - 550
el. Leistung [MW]	0,75 - 1,5	3 - 5	3 - 5
el. Volllaststunden [h/a]	8.000		
durchschnittliche CO ₂ - Äquivalente [t _{CO2} /MWh]	0,085	0,055	0,025
	0,049		

Tabelle 1: Rahmenannahmen geothermischer Stromerzeugung ⁹

Wird gemäß der derzeitigen Marktentwicklung ein entsprechender Ausbau der geothermischen Stromerzeugung unterstellt (Abbildung 3), so können aus den durchschnittlichen spezifischen Emissionen absolute Emissionsmengen der jeweiligen Jahre berechnet werden.

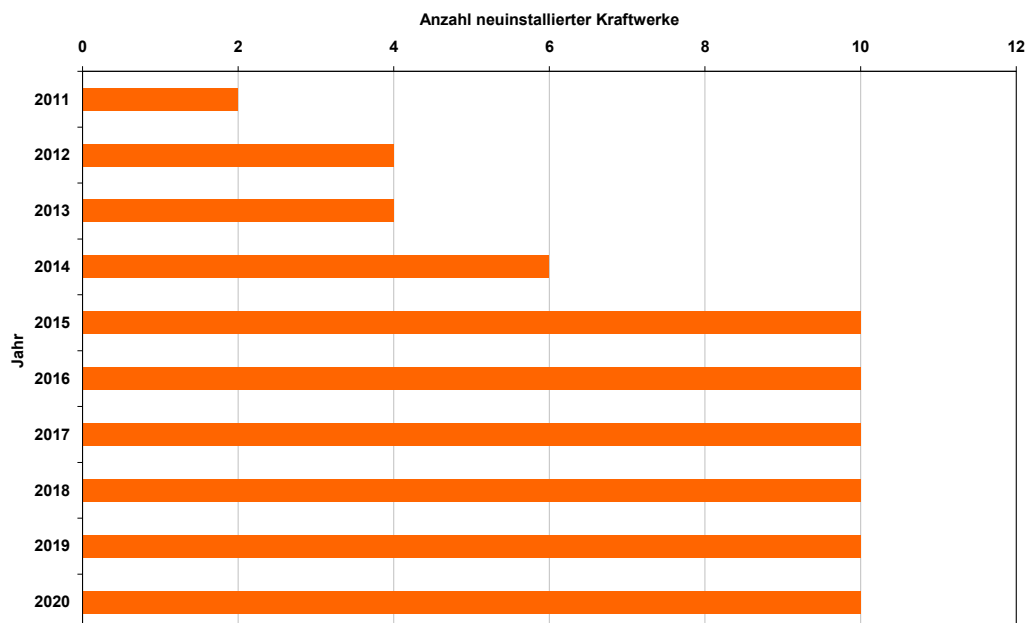


Abbildung 3: Szenario Entwicklung Geothermieprojekte

Diesbezügliche Ergebnisse hierzu zeigt Abbildung 4. Vor dem Hintergrund eines stetigen Ausbaus der geothermischen Stromerzeugung können für eine installierte elektrische Leistung von 15 MW im Jahre 2011 ca. 0,006 Mio. t CO₂-Äquivalente berechnet werden. Stehen im Jahre 2020 ca. 300 MW zur Verfügung, so steigen die Emissionen entsprechend auf ca. 0,11 Mio. t.

⁹ persönliche Informationen Gerd Schröder, IE Leipzig, 16.11. 2009

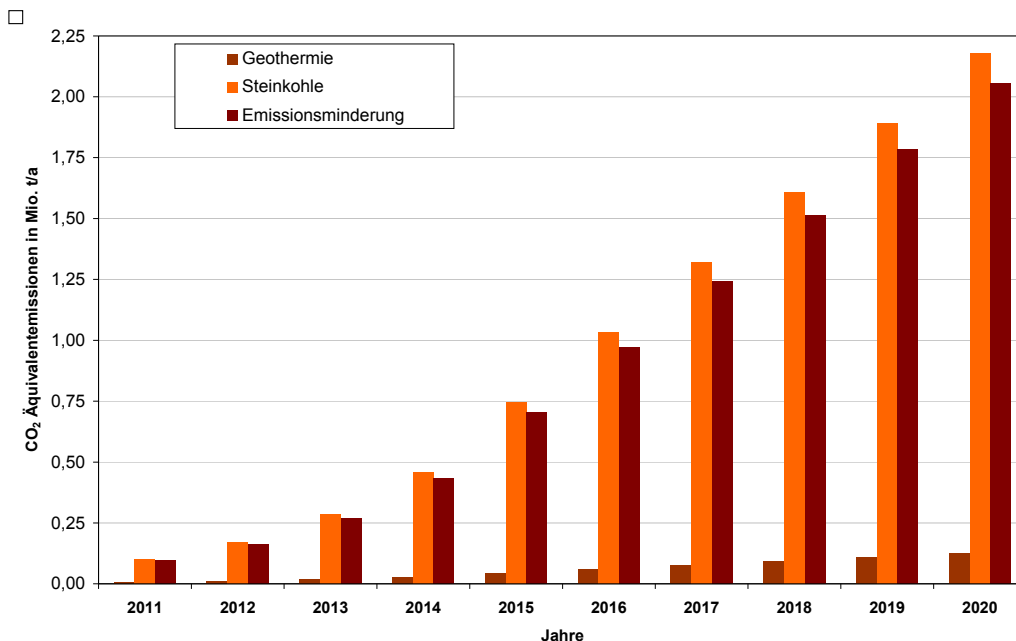


Abbildung 4: CO₂ – Äquivalentemissionen der untersuchten Optionen zur Strombereitstellung¹⁰

Wird unterstellt, dass die sonst durch Geothermie bereitgestellte Energiemenge durch eine Steinkohlestaubfeuerung (d.h. 800 MW, elektrischer Wirkungsgrad 45 %,) erzeugt wird, ergeben sich entsprechend höhere Emissionen (Abbildung 4). Werden die Emissionen der untersuchten Strombereitstellungsoptionen gegenübergestellt, zeigt sich, dass durch eine geothermische Stromerzeugung Emissionsminderungen von ca. 0,1 Mio. im Jahre 2011 bis rund 1,8 Mio. t CO₂-Äquivalente im Jahr 2020 erreicht werden können.

4.2 Weitere Umwelteffekte

Lokale Umwelteffekte einer geothermischen Stromerzeugung treten in allen Phasen eines Geothermieprojektes auf (Abbildung 5).

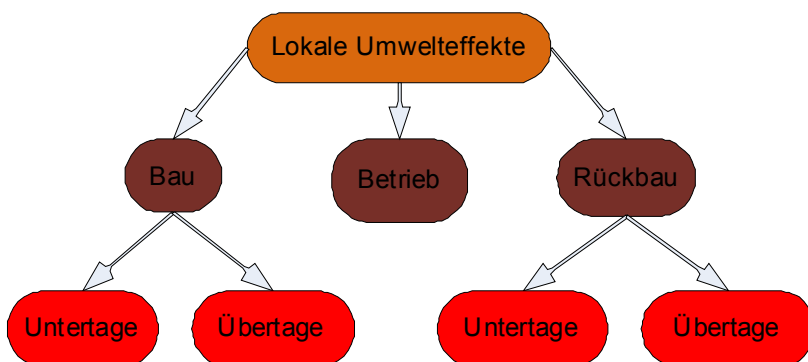


Abbildung 5: Lokale Umwelteffekte nach Projektphasen

Der untertägige Bau ist mit einem merklichen Eingriff in den Untergrund verbunden. Die daraus resultierenden Umwelteffekte sind jedoch in Bezug

¹⁰ persönliche Informationen Gerd Schröder, IE Leipzig, 16.11. 2009

auf die Erfahrungen aus der Erschließung des Untergrunds mittels Tiefbohrungen aus der Erdöl- und Erdgasindustrie bekannt. Die mit Tiefbohrungen verbundenen Umwelteffekte sind deshalb heute technisch beherrschbar und werden im Bergrecht umfassend berücksichtigt und geregelt. Dies gilt auch für die Stimulation von Sedimentgesteinen und somit für die Stimulation für Aquifere. Der große Einfluss des untertägigen Baus verdeutlicht allerdings auch die Notwendigkeit einer erfolgreichen Bohrungsniederbringung für die ökologische Vorteilhaftigkeit einer geothermischen Stromerzeugung. Für einen ökologisch optimierten Ausbau ist daher auch die Verbesserung der Kenntnisse über den Untergrund durch die umfassende Auswertung bestehender Daten sowie den kombinierten Einsatz seismischer und weiterer geophysikalischer, geologischer und geochemischer Vorerkundungsinstrumente entscheidend.

Die Stimulation von Festgestein dagegen ist eine neuartige Technologie, für welche die Erfahrungen der Kohlenwasserstoff-Erschließung nicht uneingeschränkt übernommen werden können. Vor allem in Bezug auf die noch ungenauen Kenntnisse über den natürlichen Spannungszustand im Untergrund sowie dessen Beeinflussung durch die Stimulationsmaßnahmen ist hier noch weiterer Forschungsbedarf gegeben. Durch die Stimulation sind zwar keine Schadböden zu erwarten und bisher auch noch nicht aufgetreten, jedoch können sie auch nicht ausgeschlossen werden. Die durch das Geothermieprojekt ausgelösten Erdstöße in der tektonischen Bruchzone bei Basel haben gezeigt, dass die Stimulation im Festgestein zu an der Oberfläche deutlich fühlbaren Erdstößen und vor allem im Falle eines wohnungsnahen Projektstandorts zur Verunsicherung der Bevölkerung führen kann. Neben der weiteren Erforschung der natürlichen Spannungen im Untergrund sind dabei auch die Anwendbarkeit neuer Stimulierungstechniken, wie z. B. das Multi-Frac-Verfahren, näher zu erkunden.

Der übertägige Anlagenbau ist mit dem konventioneller Kraftwerksbauten vergleichbar. Demzufolge sind keine zusätzlichen Umweltauswirkungen zu erwarten.

Der Betrieb ist bei Untertage offenen Systemen u. a. mit hydraulischen und thermischen Veränderungen im Untergrund verbunden. Nach dem gegenwärtigen Kenntnisstand sind diese ohne negative ökologische Auswirkungen und können im schlimmsten Falle zu anlagentechnischen Problemen führen. Bei petrothermalen Verfahren müssen Langzeiterfahrungen die Kenntnisse über den untertägigen Wärmeübertrager noch verbessern (z. B. der Verbleib von Zirkulationsverlusten).

Weiterhin kann es zur Induzierung seismischer Ereignisse kommen. Die Ursache der induzierten Seismizität während des ordnungsgemäßen Zirkulationsbetriebes dürfte dem gegenwärtigen Kenntnisstand zufolge – wie bei einer Stimulation – in der Erhöhung des Flüssigkeitsdrucks auf bestehende Klufflächen mit geringer hydraulischer Durchlässigkeit im Reservoir liegen. Besitzen diese Klufflächen eine hinreichende

Gesteinhärte und wirken auf diese auf Grund des erhöhten Flüssigkeitsdrucks Scherspannungen, können sie seismisch versagen. Dieses Versagen kann an der Erdoberfläche durch Erdstöße lokal wahrgenommen werden. Demzufolge kann, je nach der Beschaffenheit des Tiefengesteins, eine Druckerhöhung auch im laufenden Betrieb (d. h. bei der Reinjektion des Thermalwassers) auftreten. Auch bei einem ausgewogenen Zirkulationsbetrieb (d. h. Förderrate gleich Injektionsrate) und bei, an der Oberfläche, stationär erscheinenden hydraulischen Druckbedingungen kann es somit im Reservoir lokal zu einem Druckanstieg kommen und dies zu Seismizität führen. So kam es in der Nähe der einer Anlage in Deutschland 2009 zu zwei Erdstößen mit einer Stärke von 1,7 und 2,2 auf der Richterskala.

Diese induzierte Seismizität – und das gilt sowohl beim Speicheraufschluss als auch beim Betrieb – bezieht damit ihre Energie aus dem vorhandenen Spannungsfeld im Speicher. Da jedoch die derzeit genutzten geothermischen Reservoirs in vergleichsweise geringen Tiefen liegen (2.500 bis 4.500 m) und dort die im Spannungsfeld gespeicherte Energie vergleichsweise sehr klein ist, sind geothermisch induzierte Ereignisse meist sehr gering und selten an der Oberfläche spürbar. Aber abhängig von den, den genutzten Speicher umschließenden, Gesteinsformationen können durch derartige geothermisch induzierte (Klein-)Ereignisse natürliche Ereignisse begünstigt und die statistische Verteilung der Ereignisstärke verändert werden (d. h. viele kleine induzierte anstatt eines großen Bebens). Dabei entstehende Schadbeben sind zwar sehr unwahrscheinlich, sie können aber nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Daher sollte stets eine gezielte probabilistische seismische Gefährdungsanalyse durchgeführt werden.

Im Falle hochmineralisierter Thermalwässer kann bei Untertage offenen Systemen natürliche Radioaktivität auftreten, wie dies auch aus der Erdöl- und Erdgasförderung bekannt ist.

Die beim bohrtechnischen Aufschluss der untertägigen Speicher durchteuften Gesteinsschichten können natürliche Radionuklide enthalten. So wurden bei analysierten Proben der Bohrkerne von Förder- und Injektionsbohrung des Geothermiekraftwerkes in Neustadt-Glewe spezifische Aktivitäten von natürlichen Radionukliden festgestellt (Tabelle 2). Diese bewegen sich in dem Bereich, welcher durch die mittleren Elementgehalte der Erdkruste vorgegeben ist.

	²³⁸ U	²³² Th	⁴⁰ K
Sandstein [Bq/kg]	3 - 16	4 - 18	80 - 160
Tonig/kohlende Komponenten [Bq/kg]	15 - 170	11 - 130	130 - 1.150

Tabelle 2: spezifische Aktivität des Untergrundes in Neustadt-Glewe

Auch durch die Förderung der heißen Wässer können darin gelöste radioaktive Isotope an die Oberfläche gefördert und in verschiedenen Anlagenkomponenten angelagert werden. In Abhängigkeit der untertägigen Gegebenheiten wurden in Fluiden hydrothermalen Geothermieranlagen Gehalte an natürlichen Radionukliden von bis zu 130

Bq/l beobachtet. Dabei treten in den Tiefenwässern der Geothermieanlagen vorrangig die Radiumisotope ^{222}Ra , ^{228}Ra , ^{224}Ra und das Kaliumisotop ^{40}K auf. Eine Darstellung entsprechender Fluidkonzentrationen für die verschiedenen geothermiefähigen Regionen zeigt Tabelle 3.

	^{226}Ra , ^{228}Ra	^{40}K
Norddeutsches Becken [Bq/l]	2 - 30	5 - 130
Oberheingraben [Bq/l]	30 - 50	ca. 130
Süddeutsches Molassebecken [Bq/l]	0,01 - 0,7	0,7 - 1,0

Tabelle 3: Fluidkonzentrationen natürlicher Radionuklide der einzelnen geothermiefähigen Regionen

Die geförderten Tiefenwässer – und somit auch die darin gelösten Radionuklide – durchlaufen ein geschlossenes System. In Abhängigkeit einer Änderung der thermodynamischen Parameter der Tiefenwässer beim Durchgang durch verschiedene Anlagenkomponenten und bei verschiedenen Wechselwirkungen mit den unterschiedlichen Materialien können jedoch an den Oberflächen der Bauteile Ablagerungen aufkonzentriert werden. So bestehen diese Ablagerungen beispielsweise in der Anlage in Neustadt-Glewe hauptsächlich aus Baryt (Ba-SO_4), Coelestin (SrSO_4) und deren Mischkristalle, Galenit (PbS) sowie elementarem Blei (Pb). In diesem Zusammenhang wurden Nuklide der Uran- und Thorium-Zerfallsreihen festgestellt (Tabelle 4).

	spez. Aktivität [Bq/g]
^{226}Ra	0,1 - 270
^{210}Pb	0,1 - 800
^{228}Ra	0,1 - 210
^{228}Th	0,1 - 190

Tabelle 4: spezifische Aktivitäten der Ablagerungen in Neustadt-Glewe

Hier sind toxikologische, aber keine strahlenschutztechnischen Auswirkungen zu erwarten. Zudem ist beim Betrieb des Konversionsprozesses auf die Kühlwassermengen hinzuweisen die je nach gewähltem Kühlsystem in unterschiedlichen aber stets größeren Mengen verfügbar sein müssen.

Die durch den Rückbau auftretenden lokalen Umwelteffekte finden hier keine Erwähnung, da sie zum einen vernachlässigbare umwelttechnische Auswirkungen mit sich bringen und zum anderen ausreichend durch entsprechende Gesetzgebung geregelt sind.

5 EEG- Vergütungssätze

5.1 Grundvergütung

Die Grundvergütung gemäß §28 Absatz 1 beträgt:

- Für Anlagen mit einer Leistung von 10 MW derzeit 16 ct/kWh
- Für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW derzeit 10,5 ct/kWh

Wie in Abbildung 11 dargestellt ist, sind bisher keine Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW errichtet worden.

5.2 Frühstarterbonus

Die Erhöhung der Grundvergütung, der so genannte Frühstarterbonus, wird gemäß §28 Absatz 1a gewährt, wenn die Anlage vor dem 01.01.2016 in Betrieb genommen wurde.

Für zwei der drei bereits in Betrieb befindlichen Projekte wird der Frühstarterbonus gewährt. Ein viertes Kraftwerk hat den regulären Betrieb noch nicht aufgenommen, wird diesen Bonus dann auch erhalten. Für zwei weitere Projekte, die die Bohrarbeiten abgeschlossen haben, wird dies auch noch zutreffen.

Bedingt durch den neuen Rhythmus in dem das EEG novelliert werden soll, alle drei Jahre, ist es notwendig bereits für diese Novellierung 2012 ein weiteres Vorgehen für den Frühstarterbonus zu definieren. Die Projektlaufzeit der Geothermieprojekte liegt bei größer gleich drei Jahren.

5.3 Wärmebonus

Die Erhöhung der Grundvergütung, der so genannte Wärmebonus, wird gemäß §28 Absatz 2 in einer Höhe von 3,0 ct/kWh gewährt, wenn die Stromerzeugung in Kombination mit einer Wärmenutzung geschieht.

Die Definition des Wärmebonus ist in der Anlage 4 des EEG geregelt und lässt erheblichen Interpretationsspielraum zu. Dies wird in der Praxis deutlich, da eine erhebliche Unsicherheit bei den Projekten besteht, ob und wann der Bonus gewährt wird. Dies trägt nicht zur Investitionssicherheit und somit zur positiven Entscheidung einer Projektdurchführung bei.

Aus diesem Grund wurde die GtV¹¹ beauftragt eine Arbeitshilfe zu erstellen, die den Umgang mit der Definition im Gesetz erläutern soll. In wie weit die Auslegung des Gesetzes in der Arbeitshilfe bei einem eventuellen Rechtsstreit bestand hat, kann aus heutiger Sicht nicht beurteilt werden.

¹¹ GtV – Bundesverband Geothermie e.V.

5.4 Technologiebonus

Die Erhöhung der Grundvergütung, der so genannte Technologiebonus, wird gemäß §28 Absatz 3 in einer Höhe von 4,0 ct/kWh gewährt, wenn der Strom durch Nutzung petrothermaler Techniken erzeugt wird.

Der Technologiebonus wurde bis heute noch von keinem Projekt in Anspruch genommen, da keines der Projekte die Voraussetzungen, die im Anhang zum EEG und in der Arbeitshilfe definiert sind, erreicht hatte.

Die Entwicklung und der Einsatz von petrothermalen Technologien sollte stärker gefördert werden, vgl. 2.3.2.

6 Stromgestehungskostenstudie¹²

Im Rahmen der Forschungsarbeiten wurde, wie in Kapitel 1.2 beschrieben, eine Ermittlung der Stromgestehungskosten an den bestehenden Geothermiekraftwerken durchgeführt. Dies sind:

- Neustadt-Glewe
- Unterhaching
- Landau

Das Projekt Bruchsal konnte nur technische, jedoch keinerlei wirtschaftliche Daten liefern. Aufgrund der Konstellation in Neustadt-Glewe sind auch hier nicht alle wirtschaftlichen Daten verfügbar. Ein weiteres Projekt in Simbach-Braunau ist ein von der EU finanziertes Forschungsprojekt für Niedertemperaturverstromung, kann noch keine Daten zur Stromerzeugung liefern und wurde daher nicht in die Studie mit einbezogen.

Aufgrund der unterschiedlichen Ausrichtung der genannten realisierten Projekte wurden drei weitere Projekte in die Studie einbezogen. In diesen Projekten wurden die Bohrarbeiten bereits abgeschlossen und die Kraftwerke sind bestellt bzw. es liegen unterschrittsreife Lieferverträge vor. Somit ist der größte Teil der investiven Kosten realisiert bzw. fixiert. Dies sind:

- Dürrnhaar
- Kirchstockach
- Sauerlach

Ein weiterer wichtiger Grund für die ergänzende Einbeziehung vorgenannter Projekte ist deren Realisierungszeitraum. Die Arbeiten wurden in den letzten 3-4 Jahren durchgeführt und geben somit einen besseren Überblick über die aktuelle Kostensituation wieder. Alle Projekte befinden sich in der Bayerischen Molasse, was auch die derzeitige Entwicklung der Geothermie im Allgemeinen widerspiegelt, da in dieser

¹² Aufgrund der geringen Anzahl der Projekte wurden diese anonymisiert und mit Buchstaben versehen, die in den unterschiedlichen Abbildungen nicht immer das gleiche Projekt bezeichnen.

Region derzeit die meisten Projekte durchgeführt werden. Ein weiteres Projekt aus dem Oberrheingraben in Insheim befindet sich im gleichen Stadium, allerdings konnten hier keine Daten erhoben werden.

Aufgrund sehr uneinheitlicher Kostenerfassung und –aufteilung in den verschiedenen Projekten wurden bei der Auswertung die Kosten in nur drei Hauptgruppen Projektvorbereitung, Bohrungen und Kraftwerksbau während der Investitionszeit und eine während des Betriebs aufgeteilt, die sich an den wichtigsten Phasen des Projektes orientieren. Die prozentuale Aufteilung der Investitionskosten ist in Abbildung 6 dargestellt.

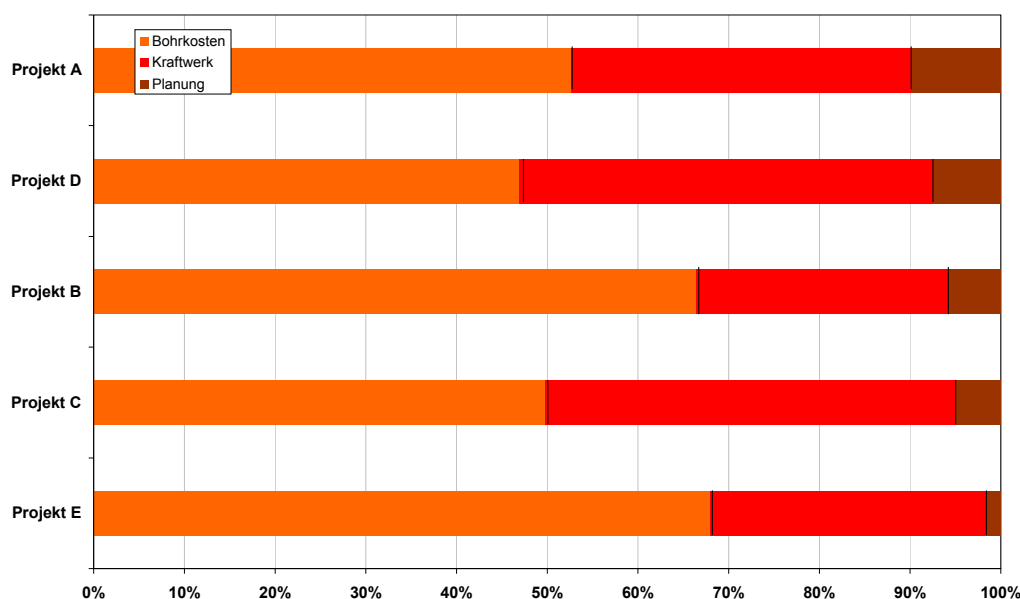


Abbildung 6: Prozentuale Aufteilung der Kosten

Diese Systematik wird später für die Erläuterungen der Handlungsempfehlung auch übernommen.

6.1 Projektvorbereitung

Die Auswertung der Kosten für die Vorbereitung der Projekte zeigt ein sehr uneinheitliches Bild. Dies ist einerseits durch die unterschiedlichen Entstehungswege der Projekte zu erklären, andererseits durch den Projektumfang bei der Umsetzung.

6.1.1 Projektmanagement

Die Kosten für Projektmanagement wurden für drei Projekte separat ausgewiesen. Die Spreizung der Kosten vom günstigsten zum teuersten Projekt beträgt hierbei Faktor 11. Unter dieser Randbedingung kann kein vernünftiger Mittelwert angegeben werden.

6.1.2 Seismik

Teilweise arbeiteten die Projekte mit vorhandenen bzw. angekauften seismischen Unterlagen oder es wurden neue 2D und/oder 3D-Seismik durchgeführt. Die angekauften Unterlagen stammen in den meisten Fällen aus dem Bereich der Erdöl- / Erdgasexploration.

Die aktuelle Entwicklung zeigt, dass mehr Projekte eine neue 3D Seismik durchführen, um die Chance auf eine höhere Gesamtausbeute des Projektes zu verbessern und die Treffergenauigkeit beim Auffinden der wasserführenden Strukturen zu erhöhen. Die Kosten dieser neuen 2D und/oder 3D Seismik einschließlich Auswertung lagen im Mittel bei 1.590.333 €.

Aus allen Daten zusammengenommen lassen sich derzeit noch keine statistischen Werte über alle betrachteten Projekte sinnvoll ableiten, zumal dem Thema Seismik auch noch eine fachliche Diskussion anhängt. Die Fachleute sind sich uneinig, ob 2D Seismik oder 3D Seismik sinnvoller für die Umsetzung eines Geothermieprojektes sind.

6.1.3 Grundstück

Die Kosten für Grundstücke wurden nur in einem Projekt mit 1.862.000 € angegeben.

Teilweise sind die Grundstücke von den Eigentümern gepachtet, so dass nur Pachtzahlungen als laufende Kosten berücksichtigt werden müssen, im Mittel 240.000 €. Bei dieser Höhe der Pachtzahlungen handelt es sich, nach Ansicht der Autoren, auch um einen Abfluss von Gewinnen aus dem Projekt.

6.1.4 Versicherungen

Nur zwei der sechs hier betrachteten Projekte hatten Versicherungen für Bohr- und/oder Fündigkeitsrisiken abgeschlossen. In einem Fall war dies eine Fündigkeitsversicherung nur für die erste Bohrung und im anderen Fall eine Bohrrisiko-Versicherung. Die anderen Projekte haben die bestehenden Risiken ohne Versicherungsschutz getragen. Die Kosten lagen einmal bei 400.000 € und einmal bei 1.000.000 €. Die Angabe von statistischen Daten auf dieser Basis ist nicht sinnvoll.

Zusammen mit der Versicherung ist auch das Thema Seismik zu betrachten, da einige Versicherungen entsprechende Untersuchungen (2D und/oder 3D) für eine Versicherung voraussetzen. In den Projekten, die seit ca. 2000 umgesetzt worden sind, lagen seismische Daten vor. Dies ist somit nicht als Hinderungsgrund für den (Nicht-)Abschluss einer Versicherung zu sehen.

6.1.5 Langzeitpumpversuch

Der Langzeitpumpversuch dient zur Ermittlung der langfristig erzielbaren Förder- und Verpressraten des geothermischen Systems. Dieser wird den Vorbereitungskosten zugeordnet, auch wenn dieser erst nach Abschluss der Bohrarbeiten durchgeführt wird. Es handelt sich um Vorbereitungen für den Kraftwerksbau.

Drei Projekte haben die Kosten für einen Langzeitpumpversuch angegeben. Im Mittel sind dies 1.181.000 € mit einer Standardabweichung von 209.292 €.

6.2 Bohrkosten

6.2.1 Bohrkosten in Stromprojekten

Die Bohrkosten konnten nur in vier Projekten ermittelt werden. Die Bohrarbeiten für die Projekte Neustadt-Glewe wurden bereits in den achtziger Jahren (1988/89) noch unter Regie der damaligen DDR durchgeführt und die Bohrungen von Bruchsal im ähnlichen Zeitraum. Da keine verlässlichen Indizes für Bohrkosten existierten, wurde auf eine Überleitung der Kosten von vor mehr als 20 Jahren auf die heutige Zeit verzichtet.

In der folgenden Abbildung sind die in den einzelnen Projekten durchgeführten Bohrungen mit der jeweiligen Bohrtiefe von Förder- und Re-Injektionsbohrung dargestellt.

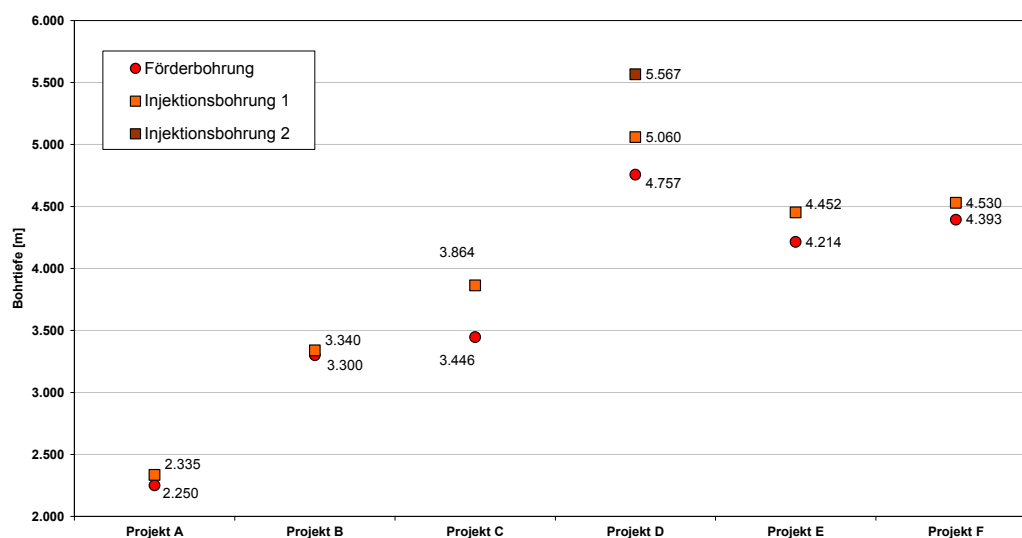


Abbildung 7: Bohrtiefen der einzelnen Bohrungen

Bei der Betrachtung der absoluten Bohrkosten je Projekt sind zwei starke Abweichungen nach oben und nach unten vom Mittelwert von 26.554.600 € zu erkennen, welche sich auch in einem hohen Wert der Standardabweichung von 16.079.804 € ausdrücken. Werden die beiden

starken Abweichungen nicht mit betrachtet, ergeben sich Werte von 23.891.000 € im Mittel und einer Standardabweichung von 3.618.333 €.

Die geringen Bohrkosten in einem Fall sind auf mehrere Umstände zurück zu führen. Zum einen konnten die Bohrungen mit einem günstigen und störungsfreien Verlauf abgeteuft werden. Die mit dem Bohrunternehmen ausgehandelten Konditionen sind auch mit dem gleichen damals ausführenden Unternehmen heute nicht mehr zu realisieren. Weiterhin ist anzunehmen, dass nicht alle Kosten angegeben worden sind, ein entsprechender Hinweis findet sich in den Fragebögen, vgl. Kapitel 6.5.

Deutlich ist hervorzuheben, dass sich die Bohrkosten in einem Projekt mehr als verdoppelt haben. Die Gründe hierfür liegen im ungünstigen, nicht planmäßigen Bohrungsverlauf. In einem weiteren haben sich diese um den Faktor 3,5 erhöht, da zwischen Planung und Ausführung ein erheblicher Zeitraum liegt und die Bohrindustrie durch entsprechende Nachfrage die Preise entsprechend anheben konnte.

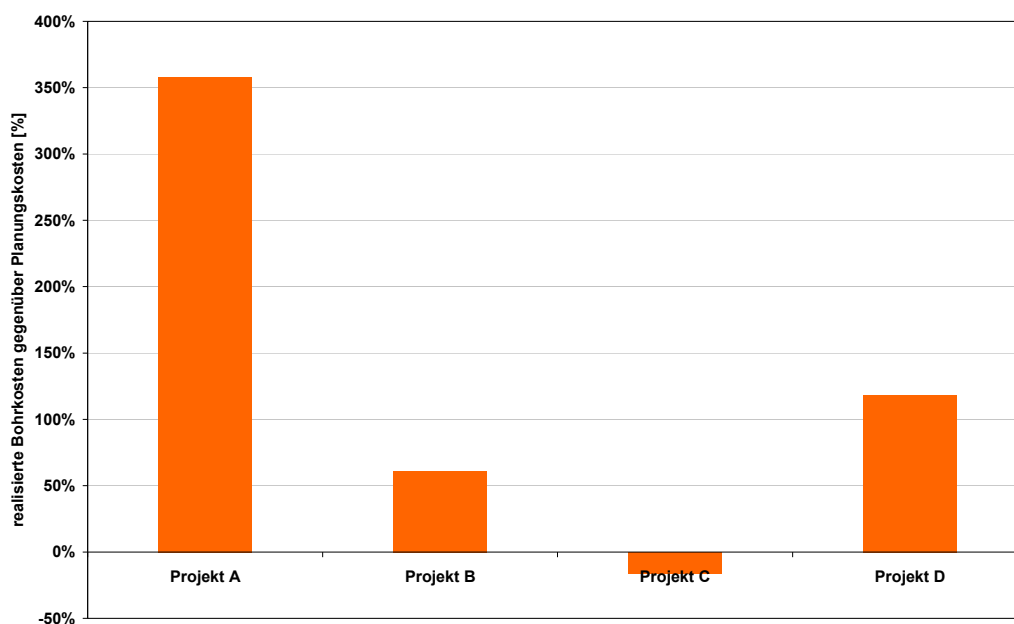


Abbildung 8: realisierte Bohrkosten gegenüber Plankosten.

Wird die Betrachtung pro Bohrung durchgeführt ergibt sich folgendes Bild: In allen Projekten wurden jeweils zwei Bohrungen abgeteuft, nur in Sauerlach waren es drei. Die Gesamtkosten aller betrachteter Bohrungen belaufen sich auf 132.773.000 €, bei insgesamt 11 Bohrungen, dies ergibt einen Mittelwert von 12.070.273 € pro Bohrung.

Insgesamt wurden 46.923 m Bohrungen betrachtet. Dies ergibt einen Mittelwert pro Bohrung von 4.266 m.

Werden alle Projekte betrachtet, so ergeben die Bohrkosten im Mittel 2.677 €/m mit einer Standardabweichung von 849 €/m. Der Grund für die hohe Abweichung sind die geringen Bohrkosten von nur 1.310 €/m aus

einem Projekt. Werden diese nicht mit betrachtet, so ergeben sich Bohrkosten im Mittel von 3.019 €/m mit einer Standardabweichung von 427 €/m.

Beide ermittelten Durchschnittskosten liegen deutlich über den Kosten, die bei der Projektkalkulation angenommen wurden und die Basis für die Durchführungsentscheidung der Unternehmen gebildet haben. Der Durchschnitt der geplanten Bohrkosten lag bei 1.767 €/m mit einer Standardabweichung von 911 €/m. Dieser Durchschnittswert ist direkt mit den realisierten Bohrkosten in Höhe von 3.019 €/m zu vergleichen. Somit kam es zu einer Kostenüberschreitung um 71% gegenüber den geplanten Kosten.

Nur ein Projekt konnte die Bohrkosten um 16% gegenüber den geplanten Kosten unterschreiten. Mehrere Gründe sind hierfür anzuführen. In unmittelbarer Nachbarschaft wurde kurze Zeit vorher ein Projekt durchgeführt. Auf Basis der hier realisierten Bohrkosten wurden die geplanten Kosten des neuen Projekts schon deutlich angehoben. Weiterhin lagen die gesammelten Daten des ersten Projekts vor und konnten somit im zweiten Projekt für Entscheidungen herangezogen werden. Durch diese Erfahrungen konnten die spezifischen Bohrkosten pro Meter, bei annähernd gleichen Bohrtiefen, um 23% gegenüber dem ersten Projekt reduziert werden.

6.2.2 Entwicklung Bohrkosten

Die Höhe der Bohrkosten wird zum einen durch den Einkauf der erforderlichen Materialien und Leistungen und zum anderen durch den tatsächlichen Verlauf der Bohrarbeiten bestimmt.

Für die Entwicklung der Preise für Materialien und Leistungen existiert in Deutschland kein aussagefähiger Index. Entsprechende Indizes werden in den USA erhoben. Diese lassen sich jedoch nicht zielführend auf den deutschen Markt konvertieren. Hierfür wären eine Vielzahl von Annahmen zu treffen und weitere Indizes heranzuziehen, die das Ergebnis, je nach Betrachtungsweise, zu stark verändern können.

Wie bereits im Kap. 2.1 dargestellt, hat sich nach 2005 eine auf die Geothermie fokussierte Bohrbranche in Deutschland gebildet. Diese Unternehmen konnten aufgrund der wenigen Projekte noch keine wesentliche Kostensenkung erzielen. Die Kosten der Bohrunternehmen machen ca. 28 %¹³ an den Bohrkosten und somit ca. 15 % an den Gesamtkosten für ein Geothermieprojekt aus. Durch eine kontinuierliche Auslastung der Bohranlagen für Geothermieprojekte lassen sich hier Kosten noch senken.

Weitere große Preisunterschiede sind hier nicht zu erwarten, da die eingesetzten Bohranlagen ähnliche Preisstrukturen aufweisen wie solche,

¹³ Veröffentlichung IDEAS 2005 www.ie-leipzig.com/IE/Geothermie/.../IDEAS2.pdf

die im Bereich Erdöl / Erdgas eingesetzt werden. Die Kostenstruktur der eingesetzten Bohrmannschaften ist ebenfalls kaum unterschiedlich. Den größten Teil der Bohrkosten machen die sogenannten Services und Verbrauchsmaterialien aus. Hier besteht kaum ein Unterschied zu denen aus dem Bereich Erdöl / Erdgas, da die anbietenden Firmen weitgehend identisch sind.

Die Bohraktivitäten weltweit stiegen seit 2002/2003 kontinuierlich an, abgesehen von einem kurzfristigen Einbruch zwischen 2009 und 2010 aufgrund der Wirtschafts- und Finanzkrise. Das ursprüngliche Niveau von 2009 vor der Krise wurde bereits Mitte 2010 wieder erreicht. Die Auswirkungen in Europa waren deutlich mit einem Rückgang von ca. 25% zu verzeichnen. Inzwischen wurde das alte Niveau auch hier wieder erreicht.¹⁴

Die Anzahl der in der Geothermie in Deutschland eingesetzten Bohranlagen erreichte im Maximum ca. 2-3% der insgesamt in Europa eingesetzten Anlagen und bei der Anzahl der Bohrungen ist die Zahl noch erheblich kleiner. Daraus kann nach wie vor abgeleitet werden, dass die Preise für Geothermiebohrungen von den Preisen für Bohraktivitäten für Erdöl / Erdgas bestimmt werden.

6.3 Kraftwerkskosten

Die Tabelle 5 zeigt den Zeitpunkt der Inbetriebnahme der einzelnen Projekte und ob es sich um ein reines Strom- oder ein KWK-Projekt handelt.

Standort / Projekt	Typ	Inbetriebnahme
Neustadt-Glewe	KWK	11/2003 Probebetrieb 08/2004 Dauerbetrieb
Landau	KWK	Oktober 2007
Unterhaching	KWK	10/2007 Wärme 04/2009 Strom
Sauerlach	KWK	Ende 2011
Dürrnhaar	Strom	01.01.2012 geplant
Kirchstockach	Strom	01.04.2012 geplant
Bruchsal	Strom / KWK	Strom Inbetriebnahme läuft seit Anfang 2010, Wärme bisher nur geplant

Tabelle 5: Zeitpunkte der Inbetriebnahme

Der wichtigste Einflussfaktor auf die eingesetzte Kraftwerkstechnologie ist die Thermalwassertemperatur. Diese ist für die einzelnen Projekte in Abbildung 9 dargestellt.

¹⁴ Baker Hughes international Rig Count for September 2010,
http://investor.shareholder.com/bhi/rig_counts/rc_index.cfm

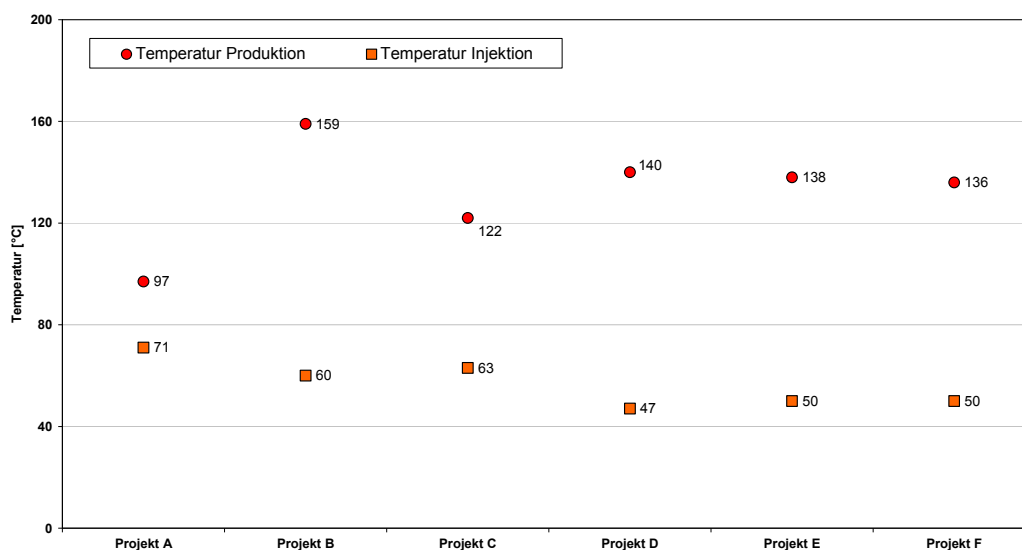


Abbildung 9: Fördertemperatur der einzelnen Projekte

Die realisierten bzw. unterschriftsreifen oder bestellten Kraftwerke basieren auf unterschiedlichen Technologien, die in Tabelle 6 dargestellt sind.

Projekt	Technologie
Neustadt-Glewe	ORC
Landau	ORC
Unterhaching	Kalina
Sauerlach	ORC
Kirchstockach	ORC
Dürrnhaar	ORC
Bruchsal	Kalina

Tabelle 6: Technologie der einzelnen Kraftwerke

Einer der wichtigen Einflussfaktoren auf die Kraftwerksgröße ist die Schüttung. In Abbildung 10 sind die erzielten Schüttungen aufgetragen. Teilweise werde diese nur durch den Einsatz größerer Re-Injektionspumpen realisiert.

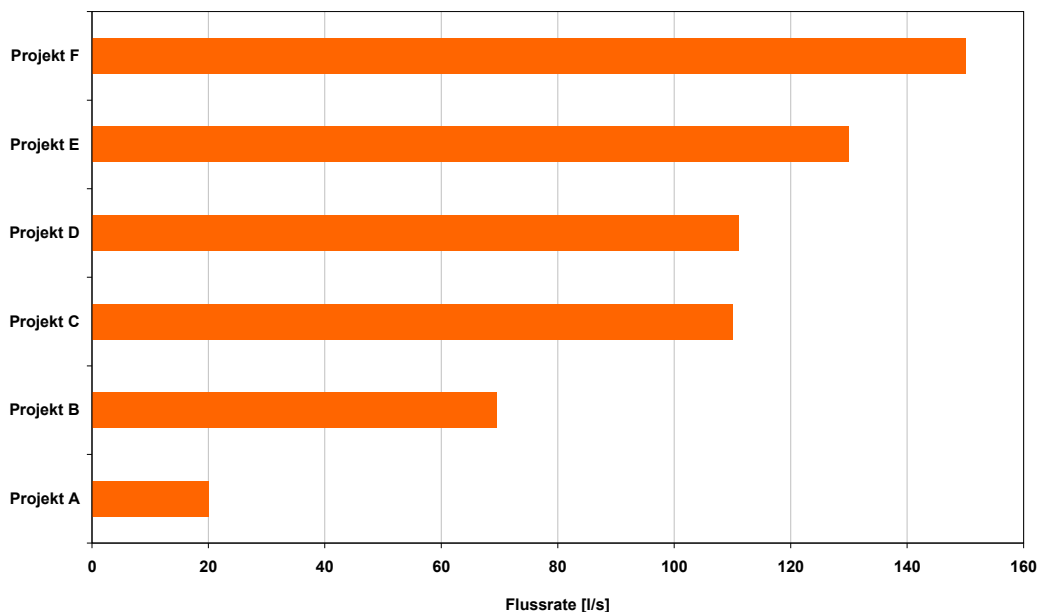


Abbildung 10: Schüttung der einzelnen Projekte

Die Abbildung 11 zeigt die installierte elektrische Leistung der einzelnen Projekte in der Gegenüberstellung.

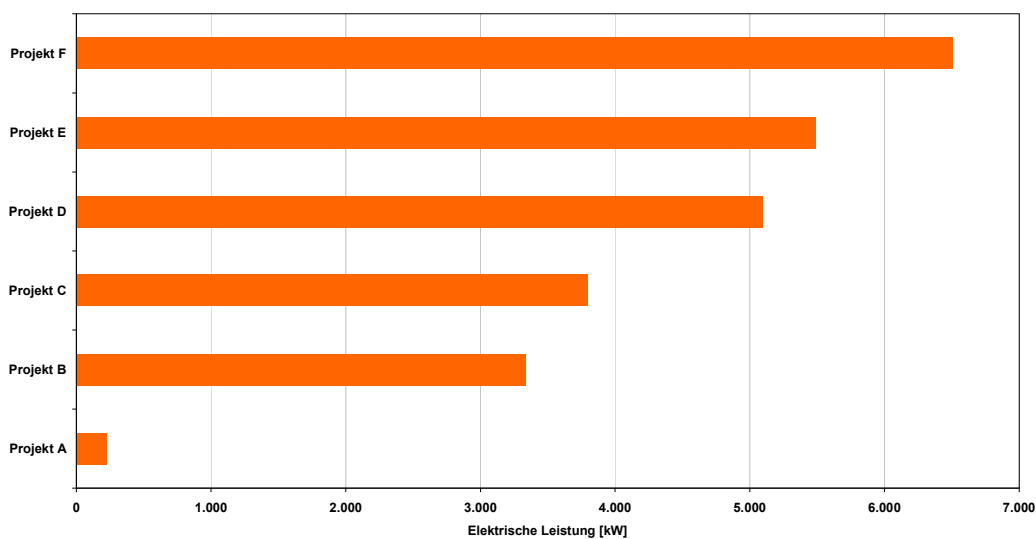


Abbildung 11: Installierte elektrische Leistung der einzelnen Projekte

Die untersuchten Kraftwerke weisen deutliche Leistungsunterscheide auf. Während ein Kraftwerk mit 230 kW aufgrund des am unteren Rand liegt, wird die Leistung in einem geplanten Projekt rund 6.500 kW betragen.

Die durchschnittlich in einem Projekt installierte Kraftwerksleistung liegt bei Betrachtung aller Projekte bei 4.078 kW und ohne das Pilotprojekt bei 4.848 kW mit einer Standardabweichung von 1.285 kW.

Neben den Bohrkosten sind bei den Stromprojekten insbesondere die Kosten für die Stromerzeugungsanlage von großer Bedeutung. Die leistungsspezifischen Kosten der Stromerzeugungsanlage sind in Abbildung 12 veranschaulicht.

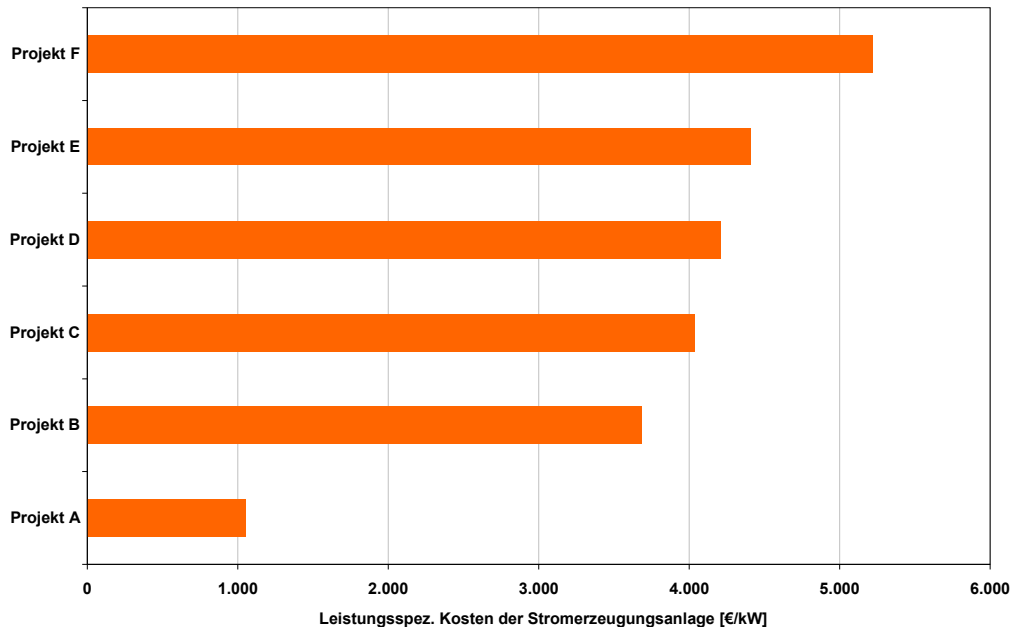


Abbildung 12: Leistungsspez. Kosten der Stromerzeugungsanlage

Es fällt auf, dass die eine ORC-Anlage nutzenden Projekte im Mittel spezifische Kosten von rund 3.700 – 4.400 €/kW_{el} aufweisen, wobei das Projekt A mit lediglich rund 1.050 €/kW_{el} wiederum deutlich nach unten abweicht. Das Projekt F hatte spezifische Kosten von rund 5.200 €/kW_{el}, was möglicherweise auf die erste vom Lieferanten realisierte Anlage zurückzuführen ist.

Erwähnenswert bezüglich der Kosten für die Stromerzeugungsanlage bleibt, dass die absoluten Kosten für die neu zu realisierenden Projekte mit über 20 Mio. € nahe beieinander liegen, so dass sich die Unterschiede vor allem durch den Bezug auf die konkrete Leistung ergeben.

Woraus die niedrigen Kosten für die Stromerzeugungsanlage in einem Projekt im Vergleich zu den anderen Standorten genau resultieren, ist noch offen. Die Differenz ist jedenfalls signifikant und könnte möglicherweise darauf zurückgeführt werden, dass sich die Kostenangaben aus diesem Projekt ausschließlich auf die Anlage beziehen, während bei den anderen Projekten zusätzlich die Kosten für Transport, Aufbau, Infrastruktur, Peripherie, Thermalwasserkreislauf, etc. enthalten sind.

6.4 Betrieb

Die Kosten für den Betrieb des Kraftwerks wurden mit 2% Preissteigerung pro Jahr gerechnet.

Der größte Anteil an den laufenden Kosten entfällt auf den Eigenstrombedarf. Die angesetzten Stromkosten für den Eigenbedarf der Stromerzeugungsanlagen und Förderpumpen setzen sich aus Arbeitspreis, EEG-Umlage, Netznutzung, KWK-Umlage und Stromsteuer zusammen und sind mit 100 €/MWh angesetzt.

Die Betriebsführung des Kraftwerks wurde mit durchschnittlich 95.200 € pro Jahr angegeben, wobei ein Projekt wiederum den geringsten Wert mit 20.000 € pro Jahr angegeben hat. Welche Aufgaben hierin enthalten sind konnte nicht abschließend geklärt werden. Wird dieses eine Projekt nicht mit berücksichtigt, so erhöht sich der Mittelwert auf 114.000 €.

Für die Betriebsversicherungen gibt es ebenfalls eine Vielzahl von Ansätzen. In zwei Projekten bestehen Konzernversicherungen, die anderen Projekte sind individuell versichert. Die durchschnittlichen Kosten der Versicherung belaufen sich auf 338.500 € pro Jahr, mit einer Standardabweichung von 184.959 €.

Die Kosten für Verschleiß und Wartung sind nur ungenau zu ermitteln gewesen, da Daten nur aus zwei Projekten verlässlich vorliegen. Diese belaufen sich bei beiden Projekten ungefähr in der gleichen Größenordnung von 336.000 € bzw. 302.000 € pro Jahr. Zwei Effekte beeinflussen derzeit die Höhe dieser Kosten. Zum einen sind die Anlagen erst vor kurzer Zeit in Betrieb genommen worden und verursachen noch keine hohen Instandhaltungskosten. Zum anderen werden noch laufend Optimierungen und Anpassungen vorgenommen. Diese kostenwirksamen Effekte werden sich zukünftig in etwa aufheben, so dass von gleich bleibenden Kosten über die Laufzeit ausgegangen werden kann.

6.5 Ergebnis

Zur abschließenden Ermittlung der Stromgestehungskosten wurde für sämtliche Projekte ein Betrachtungszeitraum von 20 Jahren gewählt sowie ein mittlerer Zinssatz von 9,3 % unterstellt, vgl. Kapitel 3.2. Die Preisänderungsrate für verbrauchs- als auch betriebsgebundene Zahlungen wurde pauschal mit 2 % angesetzt. Die jeweiligen Annuitätsfaktoren wurden entsprechend der von den Projektbetreibern angegebenen Abschreibungszeiträume für die einzelnen Anlagenkomponenten ermittelt. Teilweise wurden von den Projektbetreibern auch Werte für die Kapitalkosten geliefert, so dass in diesen Fällen darauf zurückgegriffen wurde. Basierend auf diesen Eingangsdaten wurden die in Abbildung 13 dargestellten Stromgestehungskosten der einzelnen Projekte ermittelt.

Die zu Grunde liegenden Gesamtinvestitionen dieser fünf Projekte beläuft sich auf ca. 266 Mio. € für den Stromerzeugungsteil.

Die Stromgestehungskosten der sechs KWK- oder Stromprojekte liegen in einer Bandbreite von 17,6 bis 27,9 Ct/kWh. Die niedrigsten Stromgestehungskosten weist das Projekt auf, das auch die vergleichsweise geringen Investitionskosten für Bohrungen und Stromerzeugungsanlage aufwies. Die hohen Stromgestehungskosten im anderen Projekt sind dagegen auf die unvorhergesehen hohen Bohrkosten zurückzuführen.

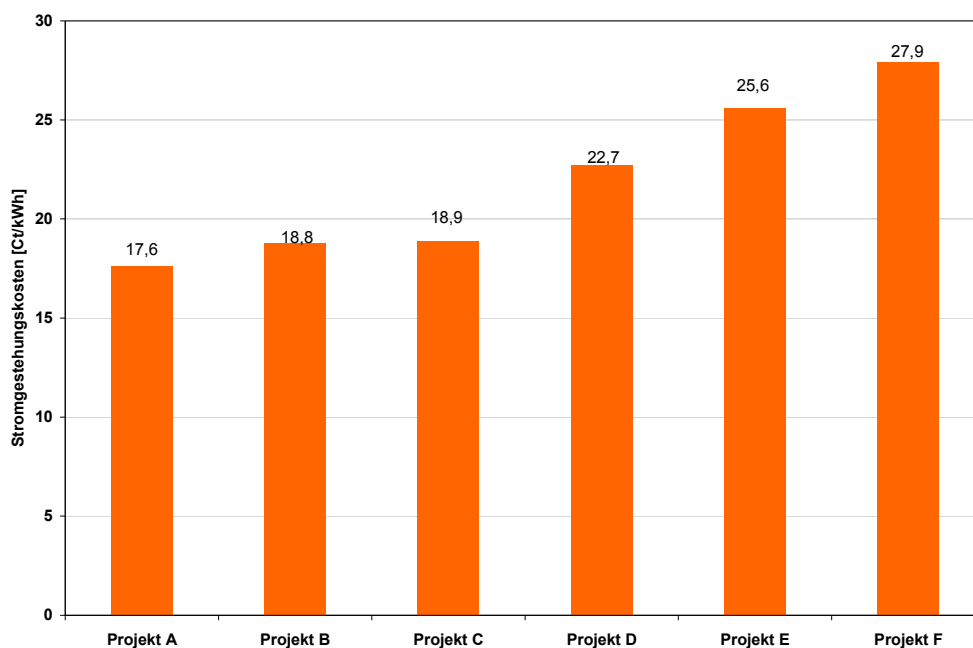


Abbildung 13: Stromgestehungskosten der einzelnen Projekte

Während bei zwei Projekten die berechneten Stromgestehungskosten unter den jeweiligen EEG-Vergütungssätzen liegen, überschreiten die ermittelten Stromgestehungskosten für vier Projekte die zugehörigen EEG-Vergütungssätze. Dies kommt dadurch zustande, dass die Projekte zu unterschiedlichen Zeiten und somit mit unterschiedlichen Einspeisevergütungen in Betrieb gegangen sind oder noch gehen.

Bei einem Projekt resultieren die hohen Stromgestehungskosten aus den hohen Bohrkosten, die mehr als das Doppelte der geplanten Kosten betragen. Damit zeigt dieses Beispiel zugleich deutlich die ökonomischen Risiken, die mit tiefeingeothermischen Vorhaben einhergehen und in der Folge zu einem deutlichen Anstieg der geplanten Kosten führen können. Hätten in die geplanten Bohrkosten eingehalten werden können, so hätten daraus Stromgestehungskosten von 21,4 Ct/kWh resultiert, die wiederum von den Vergütungssätzen gedeckt worden wären.

Ein Projekt weist im Vergleich zu den anderen Projekten niedrige Stromgestehungskosten auf, die allerdings aufgrund der frühen Inbetriebnahme und der zu diesem Zeitpunkt noch niedrigeren EEG-Vergütungssätze über diesen liegen.

Werden die Kosten von einem Projekt genauer betrachtet, so fällt auf, dass diese deutlich unter den Kosten der anderen Projekte liegen. Die genauen Gründe hierfür konnten auch auf Nachfragen nicht eindeutig geklärt werden. Dennoch beinhalten die Antworten im Fragebogen einige Hinweise. Es wurde bei Kostenangaben auf § 255 HGB hingewiesen, der die Behandlung von Kosten für Forschung und Entwicklung beschreibt. Es ist daher davon auszugehen, dass die von Bund und Land gewährten Zuschüsse von den Kosten abgezogen worden sind und diese dann im Rahmen der Fragebogenaktion übermittelt worden sind.

Es bleibt abschließend zu berücksichtigen, dass bei der Ermittlung der Gestehungskosten mit Planungswerten der Strom- und/oder Wärmeerzeugung gerechnet wurde. Grundlage der Berechnung war eine Verfügbarkeit der Stromerzeugungsanlage von 8.000 Stunden pro Jahr, die noch in keinem Projekt nachhaltig erreicht wurden. Aufgrund des hohen Anteils an Fernwärme wurde in einem Projekt mit einem angegebenen Planansatz für die Stromproduktion gerechnet. Weichen die Werte aufgrund von technischen Problemen, Ausfällen der Pumpe, etc. nach unten ab, so kann der wirtschaftliche Betrieb schnell gefährdet sein. Dies gilt auch im Projekt D. Aufgrund der geringen Differenz zwischen Stromgestehungskosten und EEG-Vergütungssatz kann bei auftretenden Schwierigkeiten die Wirtschaftlichkeit des Projekts schnell gefährdet werden. Hinzu kommt weiterhin, dass die in einem Projekt zugrunde gelegte Förderrate von der zuständigen Behörde noch nicht genehmigt worden ist. Sollte diese nicht genehmigt werden, z.B. wegen gegenseitiger Beeinflussung der Nachbarprojekte, so liegen die Stromgestehungskosten über dem Vergütungssatz.

Generell kann zum aktuellen Zeitpunkt gefolgert werden, dass für ein wirtschaftlich rentables Projekt neben den möglichst guten geologisch-technischen Parametern (hohe Flussrate, hohe Fördertemperatur des Wassers) möglichst niedrige Investitionskosten erforderlich sind. Wie des Weiteren gesehen, entscheidet die Bohrtiefe allein nur bedingt über die Bohrkosten denn je nach Untergrundbeschaffenheit bzw. dem Auftreten von Unvorhergesehenem können die tatsächlichen Bohrkosten leicht von den geplanten Kosten abweichen.

Nicht zuletzt stellt auch die Möglichkeit hohe Mengen an Wärme abzusetzen und damit hohe Wärmeerlöse zu generieren grundsätzlich eine geeignete Rahmenbedingung dar, um vergleichsweise geringere Stromgestehungskosten zu erzielen. Dies würde jedoch die Anzahl der realisierbaren Projekte sehr stark limitieren.

Durchschnittlich machen die Bohrkosten einen Anteil von ca. 57 % der Gesamtinvestition aus und unterliegen, wie dargestellt, hohen Schwankungen und somit Kalkulationsunsicherheiten. Die Höhe der Schwankungen ist so groß, dass diese den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit während der Investitionsphase haben.

Das Risiko auf der Seite der Investoren liegt darin, dass erst nach Abteufen der Bohrungen und einem erfolgreichen Zirkulationstest die genauen wirtschaftlichen Parameter bekannt sind.

Diese Risiken sind immer noch eine Hauptursache für die langsame Marktentwicklung.

6.6 Kostensenkungspotenziale

6.6.1 Bohrkosten

Signifikante Senkungen der Bohrkosten werden sicherlich nur durch die Entwicklung neuer Bohrverfahren zu erzielen sein.

Im Forschungsverbund „Geothermie und Hochleistungsbohrtechnik (gebo)“ werden gegenwärtig neuartige Bohrtechnologien untersucht. Ziel des Forschungsvorhabens ist die Entwicklung von kostengünstigen Verfahren zur Bohrlochherstellung. Dabei soll das sogenannte Monoboehrlochkonzept mittels eines flexiblen Bohrstranges zum Einsatz kommen. Es werden mittelfristig Kosteneinsparungen bis zu 30 % erwartet.

Wird die Bohrkostenentwicklung im Bereich Erdöl / Erdgas betrachtet, so wird deutlich, dass zwei Faktoren hier zur Senkung der Kosten beitragen. Werden mehrere Bohrungen in einem Feld abgeteuft, so können die Erfahrungen von einer Bohrung auf die nächste übertragen und zur Kostensenkung genutzt werden. Dieser Effekt wurde bereits im Kapitel 6.2.1 beschrieben. In einem anderen Projekt wurden die gesammelten Erfahrungen nicht zur Kostensenkung genutzt, sondern zur Erreichung weiter entfernter Bohrziele.

Ein weiterer Kosten senkender Effekt wird beobachtet, wenn die realisierenden Firmen mehrere Projekte hintereinander durchführen können.

6.6.2 Finanzierungskosten

Die Errichtung von Geothermieranlagen ist aktuell in den Augen von Investoren mit einem sehr hohen Risiko verbunden. Dies konzentriert sich, wenn auch nicht ausschließlich, auf die Fündigkeit und die technischen Risiken im Untertagebereich.

Konsequenz aus vorgenanntem ist, dass die komplette bohrtechnische Erschließung und deren Vorbereitung, also in etwa die ersten drei Projektjahre, in vollem Umfang mit Eigenkapital zu finanzieren sind. Zinsen auf das Eigenkapital in Höhe von ca. 20 % verteuern das Vorhaben massiv, wenn man demgegenüber einen Fremdkapitalzins von 6 % annimmt.

Der einzige Weg, um den Anteil von Fremdkapital bereits in der Erschließungsphase zu steigern und den Mischzins abzusenken, ist, die Verlässlichkeit der Vorhersagen und deren Umsetzung im Bohrprozess zu steigern. Dies gelingt ausschließlich durch zahlreiche erfolgreich umgesetzte Projekte, die letztlich in der Rückkopplung wieder die Reservoirkenntnis und die Erfahrungen bei den Bohrunternehmen verbessern und die Erfolgswahrscheinlichkeit weiter erhöhen.

Auslöser für (Finanzierungs-) Kostensenkungen, d.h. die Umschichtung von Eigen- zu Fremdkapital, ist wachsendes Vertrauen in die Technologie. Für die Herstellung dieses Vertrauens, d.h. einen Fremdkapitalanteil von bis zu 50 %, ist ein intensiver Anlagenbau über ca. 10 Jahre vonnöten.

Die Laufzeitverkürzung der Projekte bedingt durch steigende Erfahrungen wirkt sich direkt auch auf die Finanzierungskosten aus. Heute werden erst die Bohrungen abgeteuft, Langzeitpumpversuche durchgeführt und dann das Kraftwerk bestellt. Zu dieser Zeit ist der größte Teil der Investitionen bereits getätigt und mit Eigenkapital finanziert. Diese Zeit lässt sich einerseits durch mehr Erfahrungen mit den zu erwartenden Schüttungen verkürzen und zum anderen durch eine modulare Kraftwerkstechnik, die es erlaubt das Kraftwerk wesentlich früher zu bestellen und in Betrieb zu nehmen. Zu diesem Thema ist bereits ein Forschungsantrag eingereicht worden.

6.6.3 Reservoirkenntnisse

Im Zuge der Exploration von geothermischen Reservoiren verdichtet sich permanent der Kenntnisstand zu den Reservoireigenschaften. Dadurch kann die Auswahl der Bohrungsaufschlagpunkte optimiert werden, um Gebiete zu treffen, die eine maximale Injektivität/Produktivität aufweisen, und es können höhere Förderraten bei gleichem energetischem Aufwand realisiert werden. Eine Quantifizierung ist äußerst schwierig, jedoch sollten Zahlen im Bereich von + 15 % bis 20 % möglich sein.

Die höhere Prognosesicherheit verringert zukünftig durch Vertrauenswachstum gleichzeitig auch die Kosten für die Versicherung des geologischen Risikos.

Erreicht wird Vorgenanntes insbesondere durch Untersuchungen der Ablagerungsräume und der resultierenden Gesteinseigenschaften sowie der Veränderung der Gesteinseigenschaften nach ihrer Ablagerung. Die verschiedenen primären Bildungsräume sind in ganz unterschiedlicher Weise für die Ausprägung primärer Gesteinseigenschaften (Porosität, Permeabilität) verantwortlich. Im Zuge der Versenkung der Gesteine werden diese in Abhängigkeit der Ausgangszusammensetzung diagenetisch (nach ihrer Ablagerung) verändert. Dies kann zur Erhöhung aber auch Minimierung der hydraulischen Eigenschaften führen, was unabhängig davon gilt, ob es sich bei dem Aquifer um einen Kalkstein oder Sandstein handelt. Zur Umsetzung des Vorgenannten sind Forschungsarbeiten im Gange bzw. in Vorbereitung.

Weiteres Kostensenkungspotential werden Datenbanken bieten, die z.B. geothermische Eigenschaften wie Viskosität/Wärmeleitfähigkeit in Abhängigkeit des Fluidchemismus (NaCl – CaCl₂ – Verhältnis) oder auch Risseigenschaften unterschiedlicher Gesteine (petrothermale Technik) etc. enthalten.

6.6.4 Kraftwerk

In Deutschland wird vergleichsweise kühles Thermalwasser unter hohem Aufwand zu Tage gefördert. Dieses muss daher möglichst effizient genutzt werden. Die zur Wandlung von geothermischer Wärme in Strom verwendeten Kreisprozesse Organic-Rankine-Cycle (ORC) und Kalina-Prozess weisen jeweils noch erhebliches Optimierungspotenzial auf. F&E-Anstrengungen in diese Richtung haben hohe Priorität.

Dies betrifft auf der einen Seite die Verbesserung der Systemgestaltung gegenüber dem „Standard-Prozess“. Durch geeignete Wahl des Arbeitsstoffes, mehrstufige Verdampfung, überkritische Fahrweise bei hochtemperierten Thermalwässern und auch durch erweiterten Einsatz von binären Stoffgemischen bei niedertemperierten Thermalwässern (der Anfang ist hier durch Ammoniak/Wasser im Kalina-Prozess gemacht) werden zukünftig Effizienzsteigerungen von 15 bis 25 % möglich sein. Erreicht wird dies zum einen durch verbesserten Wirkungsgrad der Energiewandlung und zum anderen auch durch die Möglichkeit, das Thermalwasser weiter als bisher (ca. 60 bis 70°C) bis auf unter 50 °C auszukühlen und damit seinen Energieinhalt besser zu nutzen. Vor allem mehrstufige Prozesse sind hierfür prädestiniert. Im Projekt Sauerlach wird diese Technologie zum ersten Mal eingesetzt.

Darüber hinaus ist unabhängig von der Technologie der Verstromung eine gute Abstimmung der Gesamtanlage erforderlich. Dementsprechend wird bei wachsender Anzahl von laufenden Projekten im Rahmen des Anlagenmonitoring die integrierte Betrachtung von Thermalwasserkreislauf und Kraftwerksprozess einen Schwerpunkt bilden. Ziel ist die Erhöhung der Verfügbarkeit, eine dauerhafte Reduzierung des Betriebsaufwands und die Erreichung eines optimalen Nettowirkungsgrades. Es werden vermehrt Kenntnisse über einen optimalen und stabilen Betriebszustand gefunden werden, um damit einen Beitrag für das bessere Verständnis der Anlagentechnologie und über die Wechselwirkung zwischen den Anlagenteilen zu erreichen.

Volumeneffekte bei der Herstellung der Kraftwerke sowie der Erfahrungszuwachs bei den Herstellern und Kunden (Stichwort Vorsorgezuschläge) werden dazu führen, dass trotz gestiegener Materialpreise und manpower-Kosten die o.g. Effizienzvorteile binnen der folgenden 10 Jahre mit spezifischen Investitionen umsetzbar sein werden, die die aktuellen Zahlen um bis zu 20 % unterschreiten.

Die Wirtschaftlichkeit geothermischer Stromproduktion ist dadurch belastet, dass die wirklichen Auslegungsbedingungen des Gesamtsystems erst sehr spät, d.h. nach Abteufung beider Bohrungen

und dem Langzeit-Zirkulationstest bekannt sind. Die Entwicklung modularer Anlagen der Energiewandlung, die sich flexibel an den jeweiligen Kenntnisstand anpassen lassen, wird den Zeitpunkt erster Stromproduktion deutlich vorverlegen (um ca. ein Jahr).

6.6.5 Förderpumpe

Für die Förderung von Thermalwasser aus Geothermiebohrungen hat sich bis auf wenige Ausnahmen wegen der notwendigen großen Einbauteufe die elektrisch angetriebene Tauchkreiselpumpe durchgesetzt. Diese werden traditionell in der Kohlenwasserstoffindustrie eingesetzt, unterliegen im Geothermieeinsatz jedoch großen Veränderungen bei den Einsatzbedingungen. Große Fördermengen und Förderhöhen führen in Kombination mit der für die Stromerzeugung angestrebten hohen Thermalwassertemperatur zu hohen Motortemperaturen. Diese senken aktuell die Lebenserwartung der Pumpen. Die i.d.R. hochkorrosiven Einsatzbedingungen, die aus der Lagerstätte mitgeführten erosiven Partikel sowie eine Belagsbildung an den Bauteilen infolge Druckentlastung /Entgasung verstärken die Anforderungen an die Pumpen weiter.

Zukünftig, d.h. binnen der nächsten 10 Jahre, wird es durch Verbesserung der Motor- und Pumpentechnologie (Temperaturfestigkeit, Kühlung bzw. Anhebung der Temperaturtoleranzschwelle, Materialien und Konstruktionstechnologien (z.B. Lager und Dichtungen)) gelingen, die Zuverlässigkeit der Maschinen deutlich zu erhöhen. Hierzu sind Maschinen vonnöten, die den in Deutschland anzutreffenden unterschiedlichen Förderbedingungen jeweils optimal angepasst sind. Dies betrifft sowohl die Konstruktion als auch die möglichen Betriebscharakteristiken. Mehrjährige Betriebserfahrungen zahlreicher Anlagen müssen einfließen.

Kostensenkungen werden nicht die Investitionen in die eigentliche Maschine betreffen. Diese werden trotz der anzunehmenden Stückzahlsteigerungen im Wesentlichen konstant bleiben und u.U. wegen neuer Materialien und Technologien sogar geringfügig steigen.

Kostensenkungen entstehen durch die Verbesserung der Zuverlässigkeit. Zeigen die bisherigen wenig umfangreichen Erfahrungen Lebensdauern von wenigen Monaten und mehreren Jahren, sollte dies kurzfristig auf ca. fünf Jahre und in den nächsten zehn Jahren auf 10 Jahre gesteigert werden. Die notwendigen Reinvestitionen halbieren sich faktisch ohne dass die Pumpenwechselkosten und der Produktionsausfall berücksichtigt wären.

7 Handlungsempfehlungen

7.1 Grundlagen der Handlungsempfehlung

Das Grundkonzept dieser Handlungsempfehlung basiert darauf, eine signifikante Anzahl von Geothermieprojekten in die Realisierung zu bringen, um damit die angestrebten Lerneffekte und Kostenreduktionen zu erreichen. Nur so kann die Geothermie einen signifikanten Anteil zur Erreichung der umweltpolitischen Ziele der Bundesregierung beitragen. Mit dem bisherigen Anreiz der EEG-Vergütung wurde nur eine geringe Anzahl von Projekten bis in die Realisierung (Bohrung) gebracht, so dass sich diese gewünschten Effekte noch nicht einstellen konnten. Zudem sind die umgesetzten Projekte hinsichtlich Geologie und strategischer Lage, beispielsweise zu Wärmekunden, als günstig zu betrachten. Der Verkauf von Wärme sollte für die Wirtschaftlichkeit der Projekte nicht ausschlaggebend sein. Ansonsten wird die Anzahl an Projekten sehr beschränkt bleiben, da das Zusammentreffen von günstigen geologischen Verhältnissen und vorhandenen Wärmenetzen nicht häufig der Fall ist. Die Investition in neue Fernwärmenetze erfordert wiederum viel Eigenkapital vom Investor oder eine entsprechende kommunale Absicherung, was die Zahl der möglichen Investoren stark einschränkt. Die Neuregelung soll folglich die nötigen Randbedingungen (vor allem die Vergütung) für eine zügige Umsetzung von vielen Projekten schaffen.

Bei Geothermieprojekten ist vor allem die Thermalwassertemperatur (in Kombination mit der Thermalwassermenge) der entscheidende Parameter für die zu erzielende Leistung und damit auch für die Wirtschaftlichkeit. Über die Festlegung einer „benötigten Mindesttemperatur“ bei der Ermittlung und Definition der Vergütung kann also die Anzahl der realisierbaren Projekte gesteuert werden.

Zur Abschätzung der möglichen Anzahl der Projekte muss nach dem geltenden Recht im ersten Schritt auf die bestehenden Erlaubnisfelder zurückgegriffen werden. Exemplarisch wurde für die Bayerische Molasse die Karte der Erlaubnisfelder mit den Daten (Tiefe des Aquifers und zu erwartende Thermalwassertemperatur) aus dem Geothermieatlas zusammengeführt¹. Auf diese Weise wurde abgeschätzt, dass mit einer Thermalwassertemperatur von 125°C oder größer ca. 37 Felder erteilt sind, während eine Thermalwassertemperatur von 140 °C+ nur in ca. 18 Feldern zu erwarten ist.

Um eine ausreichend große Zahl von möglichen Projekten anzustoßen, wird daher empfohlen, die neue EEG-Vergütung so auszugestalten, dass Projekte ab einer Temperatur von 125 °C wirtschaftlich in der Bayerischen Molasse realisiert werden können.

¹ Interne Studie, unveröffentlicht

Die aktuelle EEG-Vergütung erlaubt gemäß der durchgeführten Strompreisgestehungskostenstudie eine wirtschaftliche Realisierung nur von Projekten mit Temperaturen von ca. 140 °C.

In der Bayerischen Molasse waren im Dezember 2008 unabhängig der erzielbaren Fördertemperatur 108 Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdwärme vergeben.² In dieser Zahl sind die oben erwähnten 18 bzw. 37 Felder bereits enthalten, hinzukommen Felder mit einer erwarteten Temperatur von weniger als 125°C. Im Dezember 2009 waren hingegen nur noch 88 Felder vergeben.³ Einige Felder wurden aufgegeben, da die wirtschaftliche Umsetzung unter den Randbedingungen nicht sichergestellt ist. Damit wird zum einen, wie oben gezeigt, die mögliche Anzahl der Projekte verringert und zusätzlich sinkt die Realisierungswahrscheinlichkeit für diese Projekte, weil die Risiken (bohrtechnisch, geologisch und finanziell), die mit der für die höhere Temperatur erforderlichen tieferen Bohrung einhergehen, steigen.

Grundlage für die Ermittlung der empfohlenen Vergütung ist ein Projekt in der Bayerischen Molasse mit folgenden Randparametern (die in den folgenden Abschnitten noch ausführlicher begründet werden):

- Thermalwassertemperatur 125°C
- Volumenstrom 100 l/s

Für den Bereich des Oberrheingrabens ergibt sich ein ähnliches Bild. Die Projekte dort zeichnen sich im Allgemeinen durch höhere Thermalwassertemperaturen bei jedoch geringerer Schüttung aus. Zum Zeitpunkt der Durchführung der Studie waren in Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz und Hessen insgesamt 52 Felder vergeben.⁴ Eine parallele Abschätzung ergibt für den Oberrheingraben eine minimale Thermalwassertemperatur von 140°C. Dies scheint angesichts der publizierten Projektdaten eine plausible Größenordnung.

Die empfohlene Vergütung wurde daher an einem Projekt im Oberrheingraben mit folgenden Randparametern geprüft:

- Thermalwassertemperatur 140°C
- Volumenstrom 63 l/s.

Es zeigt sich, dass bei diesen Parametern eine leicht höhere Rendite resultiert als bei dem Musterprojekt in der Molasse. Dies erscheint auf Grund der höheren Risiken und anderer Hemmnisse im Oberrheingraben als akzeptabel und passt in die Grundkonzeption dieser Empfehlung, einen Anreiz für die zügige Umsetzung von einer Vielzahl von Projekten zu schaffen. Bei der Anzahl der realisierten Projekte hinkt der Oberrheingraben noch hinter der Molasse her.

Nach derzeitiger Einschätzung lässt sich nicht auf jedem Feld ein Kraftwerksprojekt realisieren, dafür gibt es Felder, auf denen mehr als ein Projekt realisiert werden kann.

² Karte des Bayerischen Wirtschaftsministeriums, herausgegeben Dezember 2008

³ Karte des Bayerischen Wirtschaftsministeriums, herausgegeben Dezember 2009

⁴ Präsentation Hotrock, Juni 2010, second European Geothermal Review

Langfristig ist für die Abschätzung der möglichen Projekte nicht nur die derzeitige Erlaubnissituation entscheidend. Es kann je nach hydraulischer und thermischer Einflussbereiche der Projekte und einer möglichen Einigung zwischen den Erlaubnisinhabern noch zu einer Nachverdichtung der Projekte kommen oder es können einzelne Projekte nicht realisiert werden.

Es liegen dazu keine verlässlichen veröffentlichten Zahlen vor und unter den Experten herrscht keine einheitliche Meinung, welche Felder umgesetzt werden können. Das Potenzial und die angenommene Anzahl von Projekten kann folglich nur eine Abschätzung sein. In der Studie wird davon ausgegangen, dass sich in etwa ein Projekt pro aktuell erteiltem Erlaubnisfeld realisieren lässt.

Die dritte in Deutschland bevorzugte Region ist das Norddeutsche Becken. Eine geothermische Stromerzeugung wird hier auf Grund der geologischen Situation nur regional sehr beschränkt umsetzbar sein. Vor allem petrothermale Projekte für die Stromerzeugung sind sinnvoll, da die über hydrothermale Systeme erzielbaren Temperaturen meist deutlich unter der Schwelle für eine sinnvolle Stromerzeugung liegen. Derzeit werden überwiegend Wärmeprojekte geplant. Eine privatwirtschaftliche Umsetzung von petrothermalen Projekten ist noch nicht in Sicht.

7.1.1 Thermalwasserbedingungen

Für die Ermittlung der empfohlenen Vergütung wird wie oben ausführlich dargestellt eine Thermalwassertemperatur von 125 °C am Flansch des Wärmetauschers angenommen. Das bedeutet nach bisheriger Erfahrung eine Reservoir Temperatur von ca. 127-129°C.

Als Volumenstrom wurde für die Musterkalkulation ein Wert von 100 l/s angenommen. Die Auswertung der Projekte ergab, dass hydraulisch im Mittel etwa dieser Wert erreicht wird.⁵ Es werden auch größere Werte publiziert, allerdings ist fraglich, ob diese Werte auf Grund der lokalen Enge der Projekte und der möglichen gegenseitigen Beeinflussung auch genehmigt werden können.

In der Kalkulation wird der angegebene Volumenstrom bei einem gegebenen Ruhewasserspiegel von 250 m, einer angenommenen Absenkung von 300 m und einem benötigten Überdruck im Thermalwassersystem von 100 m (10 bar) erreicht. Der von der Förderpumpe zu erzeugende Druck beträgt somit ca. 65 bar.

Als Wirkungsgrade für die Pumpe und den Motor wurden jeweils 80% angesetzt, so dass ein Gesamtwirkungsgrad der Tauchkreiselpumpe von 64% resultiert. Dies bedeutet eine elektrische Leistung von ca. 0,9 MW für

⁵ Unterstützt wird dieser Ansatz durch eine interne unveröffentlichte Studie der Firma Erdwerk, 2010

den Antrieb der Pumpe. Der Austausch der Pumpe wird alle 5 Jahre angenommen.

Die Dichte des Thermalwassers wird mit $0,95 \text{ kg/m}^3$ und die mittlere Wärmekapazität mit $4,2 \text{ kJ/kgK}$ angenommen.

7.1.2 Randbedingungen des Kraftwerks

Es wird davon ausgegangen, dass das Thermalwasser auf 60°C ausgekühlt werden kann und der elektrische Bruttowirkungsgrad $12,4\%$ beträgt. Diese Daten stammen aus einem der untersuchten Projekte. Damit resultiert eine Bruttoleistung des Kraftwerks von ca. $3,2 \text{ MW}$ und bei einer angenommenen Nutzungsdauer von 8.000 h/a eine jährliche Stromproduktion von ca. 25.300 MWh . Der elektrische Eigenbedarf des Kraftwerks beträgt in der Kalkulation 15% der Bruttostromproduktion.

7.1.3 Wirtschaftlichkeitsdaten

Die Investitionskosten können im Einzelnen der folgenden Tabelle entnommen werden. Die Annahmen beruhen auf der Auswertung der Fragebögen und stimmen mit der aktuellen Markteinschätzung der Autoren überein.

Die größten Investitionen stellen die Bohrung und das Kraftwerk dar. Für die Investition in die Bohrungen wird für das Musterprojekt von einer 3.700 m tiefen Bohrung und spezifischen Bohrkosten von 2.500 €/m ausgegangen. Für das Kraftwerk wird mit einer spezifischen Investition von 4.407 €/kW gerechnet.

Die laufenden Kosten wurden ebenfalls aus der Auswertung der Fragebögen übernommen und sind im Einzelnen in der Tabelle aufgeführt. Die Wirtschaftlichkeitsrechnung erfolgt über 21 Betriebsjahre (entsprechend dem § 21 des aktuellen EEG und unter der Annahme der Inbetriebnahme zum Anfang des ersten Betriebsjahres).

Die mittlere Gesamtkapitalrendite des Projekts wird mit $9,3 \%$ angenommen, die Aufteilung in Eigen- und Fremdkapital sowie die jahresspezifischen Renditen können der bereits abgestimmten Tabelle im Anhang (Abbildung 19) und der Abbildung 2 entnommen werden.

Die Steigerungsraten für die laufenden Kosten sind mit 2% pro Jahr angenommen.

7.1.4 Zusammenfassung der Randparameter

In der folgenden Tabelle sind alle Randparameter für das Projekt in der Bayerischen Molasse übersichtlich dargestellt.

	Stand 2010 Projekt: 125 °C
Bohrmeter [m]	3.700
Bohrkosten [€/m]	2.500
Temperatur [°C]	125
spez. Wärmekapazität [kJ/kgK]	4,2
Dichte [kg/l]	0,95
Schüttung [l/s]	100
Förderhöhe Pumpe [m]	650
Wirkungsgrad Motor / Förderpumpe / ges. [%]	80 / 80 / 64
Reinvestitionszeitraum Förderpumpe [a]	5
Reinvestitionskosten Förderpumpe [T€]	350
Wirkungsgrad Kraftwerk [%]	12,4
Eigenverbrauch Kraftwerk [%]	15
Auskühlung d. Thermalwassers im Kraftwerk dT [K]	60
Kraftwerk [€/kW]	4.407
Seismik [T€]	1.000
Projektmanagement [T€]	1.500
Grundstück [T€]	1.000
Versicherung [T€]	1.500
Bohrplatz [T€]	1.000
Langzeitpumpversuch [T€]	1.000
Haftpflichtversicherung [T€]	339
Verschleiß / Wartung [T€]	257
Betriebsführung [T€]	95
Stromverbrauch [€/MWh]	100

Tabelle 7: Zusammenfassung der Randparameter Stand 2010 Projekt mit 125°C

7.1.5 Ergebnis der Berechnungen

Unter den oben genannten Bedingungen benötigt das Musterprojekt eine Vergütung von 27ct/kWh um die Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Die Berechnung wurde mit der gleichen Methode wie in Kapitel 1.2 beschrieben durchgeführt.

7.1.6 Ergebnis unter Berücksichtigung der zukünftigen Entwicklung

Die möglichen Kostensenkungspotenziale sind in Kapitel 6.6 dargestellt und in der Tabelle 8: Zusammenfassung der Randparameter Erwartung 2025 Projekt 125°C in den Auswirkungen in Zahlenform wiedergegeben. Werden diese auf die oben durchgeführte Berechnung angewendet, so ergibt sich für das dann veränderte Musterprojekt eine notwendige Vergütung von 20 ct/kWh.

	Erwartung 2025: Projekt 125 °C
Bohrmeter [m]	3.700
Bohrkosten [€/m]	2.000
Temperatur [°C]	125
spez. Wärmekapazität [kJ/kgK]	4,2
Dichte [kg/l]	0,95
Schüttung [l/s]	120
Förderhöhe Pumpe [m]	650
Wirkungsgrad Motor / Förderpumpe / ges. [%]	82 / 80 / 66
Reinvestitionszeitraum Förderpumpe [a]	10
Reinvestitionskosten Förderpumpe [T€]	420
Wirkungsgrad Kraftwerk [%]	12,4
Eigenverbrauch Kraftwerk [%]	15
Auskühlung d. Thermalwassers im Kraftwerk dT [K]	70
Kraftwerk [€/kW]	3.526
Seismik [T€]	1.000
Projektmanagement [T€]	1.350
Grundstück [T€]	1.200
Versicherung [T€]	500
Bohrplatz [T€]	1.000
Langzeitpumpversuch [T€]	500
Haftpflichtversicherung [T€]	339
Verschleiß / Wartung [T€]	257
Betriebsführung [T€]	95
Stromverbrauch [€/MWh]	170

Tabelle 8: Zusammenfassung der Randparameter Erwartung 2025 Projekt 125°C

7.2 Umsetzungen im EEG

7.2.1 Grundvergütung

Es wird eine Anhebung der Grundvergütung von derzeit 16,0 ct/kWh auf 20,0 ct/kWh empfohlen.

Kein Projekt ist nach den im Rahmen dieser Studie erhobenen Daten in der Lage mit der aktuellen Grundvergütung einen wirtschaftlichen Betrieb zu realisieren.

Es wird weiter empfohlen die Reduzierung der Einspeisevergütung bei einer Leistung von 10 MW zu streichen. Die Abbildung 14 macht den Unterschied in der Einspeisevergütung deutlich. Die Wahrscheinlichkeit, dass aus einer Doublette (einer Förder- und einer Re-Injektionsbohrung) ein Kraftwerk mit mehr als 10 MW Leistung betrieben werden kann, ist praktisch nicht vorhanden. Sind so gute geologische Verhältnisse an einem Standort vorhanden, dass zwei Doubletten in unmittelbarer Nachbarschaft abgeteuft werden können, so könnte diese Leistungsklasse eventuell realisiert werden. Aus den vorliegenden Daten der Stromgestehungskostenstudie kann kein Effekt abgeleitet werden, der eine Verringerung in diesem Ausmaß bei einem solchen Projekt kompensieren könnte.

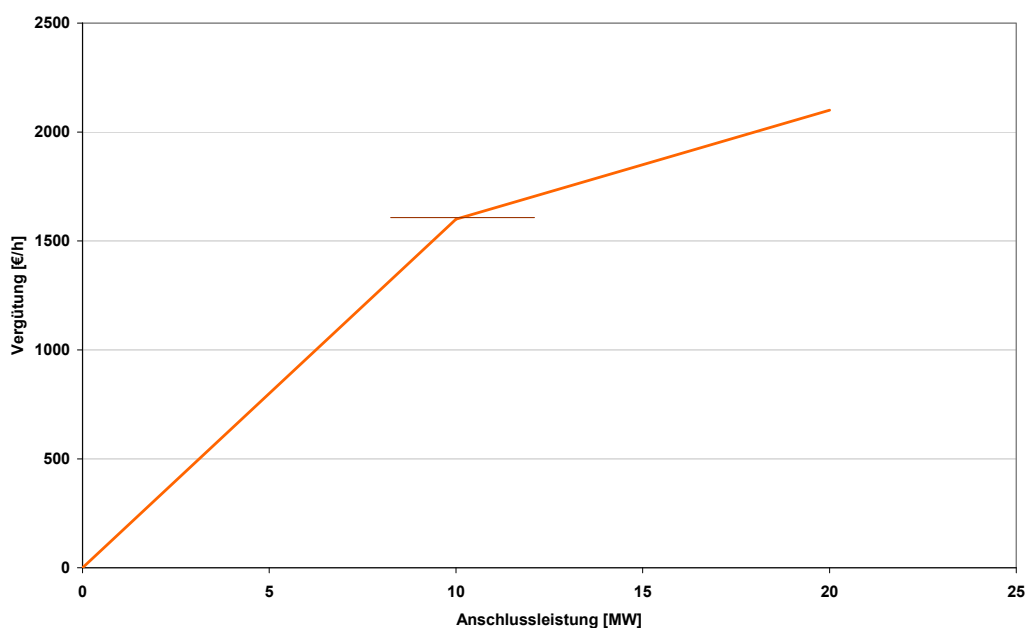


Abbildung 14: Einspeisevergütung bei steigender Leistung

7.2.2 Frühstarterbonus

Es wird empfohlen, den Frühstarterbonus von aktuell 4,0 ct/kWh auf 7,0 ct/kWh zu erhöhen.

Die exemplarischen Rechnungen zeigen, dass dies die Differenzkosten zwischen dem aktuellen Musterprojekt und einem Musterprojekt unter Ausnutzung der Kostensenkungspotentiale sind.

Es wird empfohlen, den Frühstarterbonus nach dem 31.12.2018 nicht komplett entfallen zu lassen, sondern einer steilen Degression (s. unten) zu unterwerfen.

Eine komplette Abschaffung des Frühstarterbonus zu einem fixen Zeitpunkt würde auf Grund der langen Projektrealisierungszeiträume und der damit verbundenen Terminrisiken in den letzten Jahren zu einem nicht kalkulierbaren wirtschaftlichen Risiko führen und die Realisierung von Projekten gefährden. Außerdem gehört es zum Wesen der Lern- und der damit verbundenen Kostensenkungseffekte, dass diese allmählich reifen. Die neue Regelung trägt diesem Effekt stärker Rechnung.

7.2.3 Wärmebonus

Der Wärmenutzungsbonus soll in seiner jetzigen Höhe von 3,0 ct/kWh beibehalten werden. Allerdings sollte die Formulierung angepasst werden, da der Wärmebonus derzeit verschieden interpretiert werden kann.

Ein konkreter Formulierungsvorschlag wird derzeit erarbeitet.

7.2.4 Technologiebonus

Der Technologiebonus (§28(3)) soll in seiner jetzigen Höhe von 4,0 ct/kWh beibehalten werden.

Es wird noch ein konkreter Formulierungsvorschlag erarbeitet. Durch eine weite Auslegung des Bonus kann evtl. das Potenzial der hydrothermalen Geothermie ausgeweitet werden und darüber hinaus sowohl technologisch als auch zeitlich ein fließender Übergang zur petrothermalen Geothermie geschaffen werden.

In der Erschließung der petrothermalen Ressourcen liegt das große Potenzial der Geothermie. Nach aktuellem Stand sind zur Förderung dieser Technologie vor allem Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten erforderlich. Mit dem Bonus soll jedoch ein Anreiz an den Markt gesetzt werden, diese Technologie zügig umzusetzen.

Beim Technologiebonus muss auf die große Unsicherheit bei der Einschätzung der Kosten hingewiesen werden. Auf Grund nicht vorliegender Daten konnte in dieser Studie keine Neuberechnung der Kosten durchgeführt werden. Es wird empfohlen, hier durch Studien und Forschungsprojekte die Kosten zu ermitteln. Wenn die Technologie die Anwendungsreife erreicht hat, muss gegebenenfalls mit Anpassungen der Vergütungssätze reagiert werden.

7.2.5 Degression

Es wird empfohlen, die Degression der Grundvergütung und des Frühstarterbonus bis zum 31. Dezember 2018 auszusetzen.

Auf Grund der langen Projektrealisierungszeiträume und auf Grund der geringen Anzahl der realisierten Projekte in den Anfangsjahren ist vor diesem Zeitpunkt nicht mit relevanten Lern- und damit verbundenen Kostensenkungseffekten zu rechnen.

Die Grundvergütung soll für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2019 in Betrieb genommen werden um 1 % pro Jahr sinken.

Der Frühstarterbonus soll für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2019 in Betrieb genommen werden um 10 % pro Jahr sinken.

Es wird empfohlen, die Degression für den Technologiebonus bis zum 31. Dezember 2024 auszusetzen.

Nach der derzeit absehbaren Entwicklung wird nicht damit gerechnet, dass diese Technologie vor diesem Zeitpunkt zur breiten Anwendungsreife gebracht wird. Der Technologiebonus soll für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2025 in Betrieb genommen werden um 1 % pro Jahr sinken.

Beim Technologiebonus muss auf die große Unsicherheit bei der Einschätzung der Entwicklungsgeschwindigkeit hingewiesen werden. Auf

Änderungen in der Entwicklungsgeschwindigkeit muss gegebenenfalls mit Anpassungen der Zeitpunkte reagiert werden.

7.2.6 Weitere Boni

Die Einführung von weiteren Boni wird derzeit nicht empfohlen, da diese spezifische Steuerimpulse für Entwicklungen innerhalb der Branche auslösen.

Die in verschiedenen Workshops im Rahmen der Durchführung dieses Forschungsvorhabens geäußerten Wünsche nach weiteren Boni sind vor allem dem Umstand geschuldet, dass die Vergütung nicht ausreicht, um die Projekte wirtschaftlich umsetzen zu können. Dies wird vor allem daran deutlich, dass die Mehrzahl der Vorschläge nur für ein oder wenige Projekte in Ansatz gebracht hätte werden können.

7.3 Berechnung der Gesamtkosten im EEG

Um die Auswirkungen dieser vorgeschlagenen Vergütungen abzuschätzen, wurde ein Ausbauszenario erstellt, wie viele Projekte in den Jahren bis 2020 realisiert werden könnten. Dieses Szenario ist in Abbildung 15: Ausbauszenario Geothermie dargestellt und erscheint optimistisch, weil es bereits einen recht weitgehenden Ausbau der hydrothermalen Geothermie entsprechend den momentan vergebenen Aufsuchungsfeldern entsprechen würde.

Das Szenario sagt für 2020 eine installierte elektrische Leistung von 377 MW und eine jährliche Stromproduktion von 2.954 GWh voraus. Insgesamt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 81 Projekte umgesetzt. Die hydrothermale Geothermie würde somit einen Beitrag von 1,3% des EEG-Stroms gemäß dem Leitszenario 2010 liefern.

Mit dem vorgeschlagenen Vergütungssystem würden folglich im Jahr 2020 864 Mio. € an EEG-Vergütung auf die hydrothermale Geothermie entfallen, was 3,6 % der gesamten EEG-Vergütung entspricht.

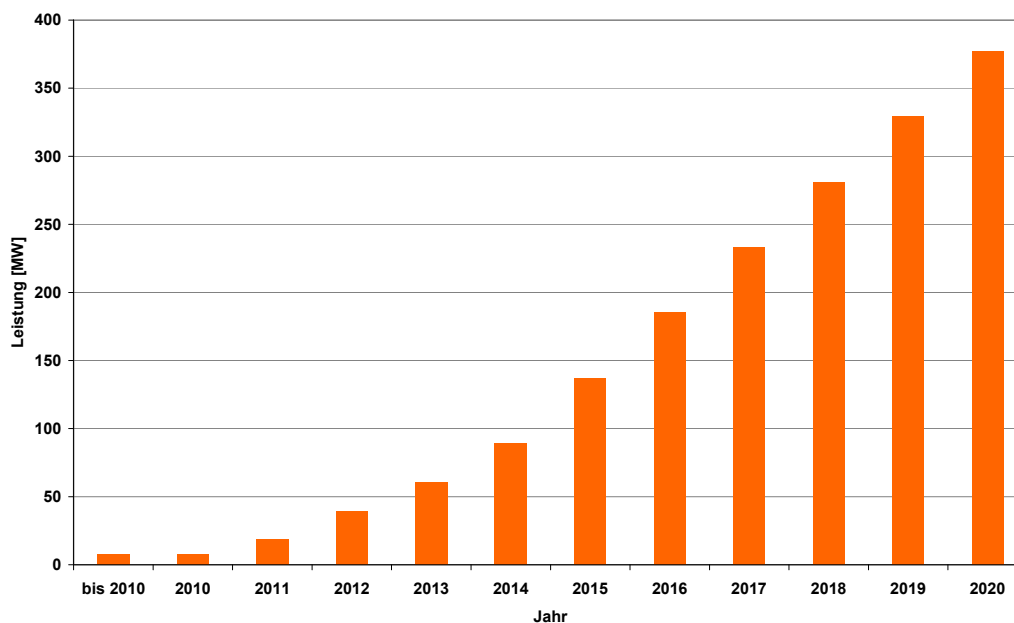


Abbildung 15: Ausbauszenario Geothermie

Werden alle heute in Betracht kommenden Felder zuzüglich einer weiteren Verdichtung der Felder herangezogen, so scheint eine Umsetzung von mehr als 120 Projekten (ohne petrothermale Projekte) unwahrscheinlich. In diesem Falle würden 576 MW Leistung installiert sein und 4.608 GWh liefern. Dies würde einem Stromanteil von 2 % und Kosten von 5,8 % im EEG bedeuten. Selbst unter sehr optimistischen Annahmen ist eine Steigerung über diese Werte nicht erreichbar. Wie bereits in Kapitel 3.2 und 6.6.2 dargestellt werden für die Durchführung von Geothermieprojekten hohe Anteile an Eigenkapital benötigt. Im Durchschnitt werden pro Projekt ca. 30 Mio. € benötigt. Zur Umsetzung von 10 Projekten pro Jahr müssen sich bei einer Projektdauer von 3 Jahren immer mindestens 30 Projekte in der Umsetzungsphase befinden. Hierfür ist Eigenkapital in der Größenordnung von 600 – 900 Mio. € notwendig. Langfristig werden sich überwiegend Unternehmen durchsetzen, die mehr als ein Projekt umsetzen wollen, alleine um die Kostensenkungseffekte auch umsetzen zu können.

Ein weiterer begrenzender Faktor sind die erforderlichen Produktionskapazitäten. Zu den Wichtigsten zählen die Bohranlagen und die dafür benötigten Bohrmannschaften. Diese sind nicht beliebig schnell und in der Anzahl ausbaubar, da jede der Bohranlagen selbst eine Investition von ca. 18 – 24 Mio. € darstellt.

Somit ist eine erhebliche Kostensteigerung im EEG bedingt durch die Geothermie ausgeschlossen.

7.4 Flankierende Maßnahmen

Die wichtigste flankierende Maßnahme zum Erreichen der Ziele ist die konsequente Förderung von petrothermalen Projekten. Dies ist durch einen Ausbau der bestehenden Projekte und die Durchführung von zwei

nacheinander gestaffelten neuen petrothermalen Projekten als Forschungs- und Entwicklungsmaßnahme zu erreichen. Zur genaueren Darstellung der zukünftigen Entwicklung entwickeln die Verbände GtV-BV und WFG gemeinsam eine Roadmap.

8 Anhang

Technisch-geologische Daten für Wirtschaftlichkeitsberechnung Geothermie

		Anmerkungen/ Quelle:	Bemerkung
Standort des Kraftwerks/Netzzentrale			
Inbetriebnahme Kraftwerk/Netzzentrale			
Anzahl Produktionsbohrungen			
Bezeichnung Produktionsbohrung 1 (Prod. 1)			Bitte angeben, wenn aus einem Sidetrack gefördert wird
Bezeichnung Produktionsbohrung 2 (Prod 2)			Bitte angeben, wenn aus einem Sidetrack gefördert wird
Anzahl Injektionsbohrungen			
Bezeichnung Injektionsbohrung 1 (Injek 1)			Bitte angeben, wenn in einen sidetrack injiziert wird
Bezeichnung Injektionsbohrung 2 (Injek 2)			Bitte angeben, wenn in einen sidetrack injiziert wird
Länge Bohrung Prod 1	m		MD nicht korrigierte Gesamtlänge der Bohrung
Länge Bohrung Prod 2	m		MD nicht korrigierte Gesamtlänge der Bohrung
Länge Bohrung Injek 1	m		MD nicht korrigierte Gesamtlänge der Bohrung
Länge Bohrung Injek 2	m		MD nicht korrigierte Gesamtlänge der Bohrung
Flächenbedarf gesamt	m ²		Betriebsgelände
Fördertemperatur Thermalwasser Prod 1	°C		gemessen am well-head, bitte Angabe bei welchem Volumenstrom
Fördertemperatur Thermalwasser Prod 2	°C		gemessen am well-head, bitte Angabe bei welchem Volumenstrom
Injektionstemperatur Thermalwasser Injek 1	°C		gemessen am well-head, bitte um Erläuterung zur Messumgebung
Injektionstemperatur Thermalwasser Injek 2	°C		gemessen am well-head, bitte um Erläuterung zur Messumgebung
Volumenstrom Thermalwasser Prod 1	m ³ /h		
Volumenstrom Thermalwasser Prod 2	m ³ /h		
Volumenstrom Thermalwasser Injek 1	m ³ /h		
Volumenstrom Thermalwasser Injek 2	m ³ /h		
Gesamtmenge gefördertes Thermalwasser	m ³ /a		Auslegung
Salinität	g/l		Gesamtmineralisation
Spez. Wärmekapazität	kJ/(kg*K)		Verwendet für Auslegung, bei Fördertemperatur
Dichte	kg/m ³		bei Fördertemperatur
Produktivität Prod 1	m ³ /(MPa*h)		bezogen auf Absenkung an der Pumpe
Produktivität Prod 2	m ³ /(MPa*h)		bezogen auf Absenkung an der Pumpe
Injektivität Injek 1	m ³ /(MPa*h)		bezogen auf Kopfdruck
Injektivität Injek 2	m ³ /(MPa*h)		bezogen auf Kopfdruck
Injektionsdruck Injek 1	MPa		gemessen am well-head, bitte Angabe bei welchem Volumenstrom
Injektionsdruck Injek 2	MPa		gemessen am well-head, bitte Angabe bei welchem Volumenstrom
Druck Thermalwasserkreislauf 1	MPa		minimal zugelassener Druck, Haltedruck
Druck Thermalwasserkreislauf 2	MPa		minimal zugelassener Druck, Haltedruck
Kalter Ruhewasserspiegel, ungestört Prod 1	m uGOK		falls ermittelt; ansonsten bitte Ruhewasserspiegel und Temperatur angeben
Kalter Ruhewasserspiegel, ungestört Prod 2	m uGOK		falls ermittelt; ansonsten bitte Ruhewasserspiegel und Temperatur angeben
Kalter Ruhewasserspiegel, ungestört Injek 1	m uGOK		falls ermittelt; ansonsten bitte Ruhewasserspiegel und Temperatur angeben
Kalter Ruhewasserspiegel, ungestört Injek 2	m uGOK		falls ermittelt; ansonsten bitte Ruhewasserspiegel und Temperatur angeben
Installierte Leistung Stromerzeugung	kW _{el}		Designpunkt (diesen mit Thermalwasserein- und -austrittstemperatur sowie den Rückkühlparametern belegen)
Nutzungsdauer Stromerzeugung 2007	h/a		
Nutzungsdauer Stromerzeugung 2008	h/a		
Nutzungsdauer Stromerzeugung 2009	h/a		
Stromerzeugung 2007	kWh _{el} /a		
Stromerzeugung 2008	kWh _{el} /a		
Stromerzeugung 2009	kWh _{el} /a		
Art des KW-Prozesses (ORC oder Kalina?)			
Technische Verfügbarkeit ORC-/Kalina-Anlage	%		(Erwartete Betriebszeit-Ausfallzeit während erwarteter Betriebszeit)/Erwartete Betriebszeit
El. Leistungsbedarf Kühlung	%		% der Designbruttoleistung
El. Leistungsbedarf Kraftwerk	%		% der Designbruttoleistung

El. Leistung Förderpumpe Prod 1		kW _{el}		
El. Leistung Förderpumpe Prod 2		kW _{el}		
El. Leistung Reinjektionspumpe Injek 1		kW _{el}		
El. Leistung Reinjektionspumpe Injek 2		kW _{el}		
El. Leistung Umwälzpumpe 1		kW _{el}		
El. Leistung Umwälzpumpe 2		kW _{el}		
El. Leistung sonstige Verbraucher		kW _{el}		
Thermalwassertrasse (Länge)		m		Thermalwassertrasse ist der Bestandteil, der nicht auf dem Kraftwerksgrundstück verläuft
Thermalwasserkreislauf (Länge)		m		Thermalwasserkreislauf, ist der Bestandteil, der auf dem Kraftwerksgrundstück verläuft
Betriebsstunden pro Jahr (Thermalwasserkreislauf)		h/a		
Technische Verfügbarkeit Thermalwasserkreislauf		%		(Erwartete Betriebszeit-Ausfallzeit während erwarteter Betriebszeit)/Erwartete Betriebszeit
Eigenstrombedarf Thermalwasserkreislauf		kWh _{el} /a		

Leistung direkte geothermische Wärmeauskopplung (max)		kW _{th}		
Leistung je Wärmeübertrager		kW _{th}		
Anzahl Wärmeübertrager				
Direkt eingespeiste Wärmemenge Geothermie 2007		kWh _{th} /a		
Direkt eingespeiste Wärmemenge Geothermie 2008		kWh _{th} /a		
Direkt eingespeiste Wärmemenge Geothermie 2009		kWh _{th} /a		
Einsatz von Wärmepumpen? Art des Kreisprozesses?				El. oder gasmotorische Kompressionsanlage, Absorptionsanlage?
Leistung je Wärmepumpe		kW _{th}		
Anzahl Wärmepumpen				
Eingespeiste Wärmemenge Wärmepumpe 2007		kWh _{th} /a		
Eingespeiste Wärmemenge Wärmepumpe 2008		kWh _{th} /a		
Eingespeiste Wärmemenge Wärmepumpe 2009		kWh _{th} /a		
Eingesetzte Antriebsenergie Wärmepumpe 2007		kWh		Strom?, Wärme?, Gas?
Eingesetzte Antriebsenergie Wärmepumpe 2008		kWh		Strom?, Wärme?, Gas?
Eingesetzte Antriebsenergie Wärmepumpe 2009		kWh		Strom?, Wärme?, Gas?
Nutzungsdauer geothermische Wärmeerzeugung 2007		h/a		
Nutzungsdauer geothermische Wärmeerzeugung 2008		h/a		
Nutzungsdauer geothermische Wärmeerzeugung 2009		h/a		
technische Verfügbarkeit (geothermische Wärmenutzung)		%		(Erwartete Betriebszeit-Ausfallzeit während erwarteter Betriebszeit)/Erwartete Betriebszeit
Installierte Leistung Redundanz/Spitzenlast		kW _{th}		
Gesamtanschlussleistung Fernwärmenetz		MW _{th}		
Gesamtwärmeabsatz 2007		kWh _{th} /a		
Gesamtwärmeabsatz 2008		kWh _{th} /a		
Gesamtwärmeabsatz 2009		kWh _{th} /a		
Gesamtlänge Fernwärmenetz		m		

ggf. Leistung Kälteerzeugung		kW _k		
ggf. Nutzungsdauer Kälteerzeugung pro Jahr		h/a		
ggf. Kälteerzeugung pro Jahr		kWh _k /a		
Gesamtlänge Kältenetz		m		

Abbildung 16: Fragebogen an Geothermieprojekte: Technologisch / Geologische Daten

a) Kapitalgebundene Kosten

Anmerkung
en/Quelle: Bemerkung:

Planung und Untersuchungen

		bitte zu den Überschriften (fett) Werte angeben. Wenn vorhanden, können Sie die Werte auch detaillierter angeben (Blöcke unterhalb der Überschriften)	
Projektmanagement, Projektsteuerung	€		
Machbarkeitsstudie	€		
erste Ermittlung & Analyse des Wärme- und Kältebedarfs	€		einfache Prüfung der Machbarkeit für Standort, Ergebnis: ja/nein
Geologische Vorstudie	€		einfaches geologisches Modell mit 2D-Schnitten und einfache Temp.- und Mengenstromprognose, Informationen zum Förder- und injektionsaufwand und zur Zusammensetzung der Schichtwässer
Erste Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	€		
Seismische Altdaten (sichten, auswählen, bewerten)	€		"was ist vorhanden?"
Seismische Altdaten (kaufen)	€		
Geologisches Strukturmodell	€		
Verfeinerte Wirtschaftlichkeitsberechnung	€		
2-D-Seismik	€		alternativ zu 3-D
Vorplanung geophysikalische Messung	€		Permitting, Beweissicherungsverfahren
2D Seismik	€		
Auswertung 2-D-Seismik	€		
Verbessertes Strukturmodell	€		Ergebnis: Planung der Bohrpfade im Zielraum
Weiter verfeinerte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	€		
3D Seismik	€		alternativ zu 2-D
Vorplanung geophysikalische Messung	€		
3D Seismik	€		
Verbessertes Strukturmodell	€		Ergebnis: Planung der Bohrpfade im Zielraum
Weiter verfeinerte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	€		
Bohrplanung und geologische Betreuung	€		
Projektmanagement, Projektsteuerung	€		
Bohrplanung	€		
Wirtschaftlichkeitsmodell	€		
Ausschreibung Bohrarbeiten	€		
Baubetreuung Bohrarbeiten	€		
Planung Thermalwasserkreislauf (Thermalwassertrasse und übertägiger Kreislauf)	€		
Projektmanagement, Projektsteuerung	€		
Ausschreibung Thermalwasserkreislauf	€		
Baubetreuung Thermalwasserkreislauf	€		
Planung Kraftwerk	€		
Projektmanagement, Projektsteuerung	€		
Planung Kraftwerk	€		
Risikoabschätzung (Seismizität, UVP, Schall, etc.)	€		
Ausschreibung Kraftwerk	€		
Baubetreuung Kraftwerk	€		
Planung Wärmenutzung	€		
Projektmanagement, Projektsteuerung	€		
Ausschreibung Wärmenutzung	€		
Baubetreuung Wärmenutzung (Netzzentrale, Heizanlage, Wärmenetzplanung)	€		

Versicherungen

Fündigkeitsversicherung	€		
Bohrisiko	€		
Bergschäden (Seismizität)	€		
Betriebshaftpflicht	€/a		
Betriebsunterbrechung	€/a		
weitere Versicherungen	€		

untertägig

spezifische Standortkosten (Schallschutz, etc.) Prod 1	€		Mehrkosten
spezifische Standortkosten (Schallschutz, etc.) Prod 2	€		Mehrkosten
spezifische Standortkosten (Schallschutz, etc.) Injek 1	€		Mehrkosten
spezifische Standortkosten (Schallschutz, etc.) Injek 2	€		Mehrkosten

Summe Bohrungskosten Prod 1	€		inkl. Bohrplatz, Antriebskosten für Bohren (Strom, Diesel,...) und Bohrungsabschlusskosten etc.
Summe Bohrungskosten Prod 2	€		inkl. Bohrplatz, Antriebskosten für Bohren (Strom, Diesel,...) und Bohrungsabschlusskosten etc.
Summe Bohrungskosten Injek 1	€		inkl. Bohrplatz, Antriebskosten für Bohren (Strom, Diesel,...) und Bohrungsabschlusskosten etc.
Summe Bohrungskosten Injek 2	€		inkl. Bohrplatz, Antriebskosten für Bohren (Strom, Diesel,...) und Bohrungsabschlusskosten etc.

Summe Sidetrack GT ?	€		
----------------------	---	--	--

Kurzzeit-Pumpversuch Prod 1	€		inkl. Frischwasserkosten
Kurzzeit-Pumpversuch Prod 2	€		inkl. Frischwasserkosten
Kurzzeit-Pumpversuch Injek 1	€		inkl. Frischwasserkosten
Kurzzeit-Pumpversuch Injek 2	€		inkl. Frischwasserkosten

Well-Logging Prod 1	€		
Well-Logging Prod 2	€		
Well-Logging Injek 1	€		
Well-Logging Injek 2	€		

Stimulation chemisch Prod 1	€		
Stimulation hydraulisch Prod 1	€		
Stimulation chemisch Prod 2	€		
Stimulation hydraulisch Prod 2	€		
Stimulation chemisch Injek 1	€		
Stimulation hydraulisch Injek 1	€		
Stimulation chemisch Injek 2	€		
Stimulation hydraulisch Injek 2	€		

Förderpumpe Prod 1	€		
Förderpumpe Prod 2	€		

Zirkulationsversuch GT ? - GT ?	€		
Zirkulationsversuch GT ? - GT ?	€		

Reinjektionspumpe Injek 1	€		Wenn nur für den Zirkulationsversuch angeschafft. Die entsprechende Betriebspumpe ist unter Thermalwasserkreislauf zu erfassen
Reinjektionspumpe Injek 2	€		

Seismisches Monitoring	€		
Genehmigungskosten	€		inkl. Aller erforderlichen Gutachten, z.B. Wärmebergbaugutachten
Unvorhergesehenes, Sonstiges:	€		

geplante Kosten Prod 1	€		bezogen auf die Summe aller o.g. Kostenbestandteile
geplante Kosten Prod 2	€		bezogen auf die Summe aller o.g. Kostenbestandteile
geplante Kosten Injek 1	€		bezogen auf die Summe aller o.g. Kostenbestandteile
geplante Kosten Injek 2	€		bezogen auf die Summe aller o.g. Kostenbestandteile

obertägiger Thermalwasserkreislauf

Anlagenbau Thermalwasserkreislauf	€		inkl. Druckhaltung; Thermalwasserkreislauf, ist der Bestandteil, der auf dem Kraftwerksgrundstück verläuft
Anlagenbau Thermalwasseraufbereitung	€		
MSR (Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik)	€		bezogen auf Thermalwasserkreislauf
Elektrotechnik	€		bezogen auf Thermalwasserkreislauf
Thermalwassertrasse (untertägige Verlegungskosten)	€/m		Thermalwassertrasse ist der Bestandteil, der nicht auf dem Kraftwerksgrundstück verläuft
Gebäude	€		
Grundstück und Erschließungskosten, Infrastruktur,...	€		
Genehmigungskosten	€		

Stromerzeugung

Stromerzeugungskreislauf (ORC/Kalina,...)	€		inkl. Einbindung und Peripherie
Kühlkreislauf (Rückkühlanlage)	€		inkl. Einbindung und Peripherie
MSR (Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik)	€		bezogen auf Stromerzeugung
Elektrotechnik	€		bezogen auf Stromerzeugung
Gebäude Strom- und/oder Wärmeerzeugungsanlage sowie			
Thermalwasserkreislauf, für den Teil, der im gleichen Gebäude installiert ist	€		
Gebäude Informationszentrum	€		
Standortspez. Mehrkosten	€		Sonderwünsche Projektinhaber, z.B. "goldene Wasserhähne"
Außenanlage inkl. Ausgleichsflächen	€		
Netzanschluss	€		
Genehmigungskosten	€		
Projektnebenkosten über Tage	€		z.B. Öffentlichkeitsveranstaltungen

Wärmeerzeugung

Wärmetauscher Thermalwasserkreislauf	€		inkl. Einbindung und Peripherie
Wärmepumpe	€		inkl. Einbindung und Peripherie
Spitzenlast- und Reservekessel	€		inkl. Einbindung und Peripherie
Gesamtkosten Fernwärmenetz	€		ohne Berücksichtigung von Fördermitteln u. Investitionskostenzuschüssen
Netzzentrale	€		ges. Kosten für Netzumwälzung, Wasseraufbereitung, Druckhaltung, etc.
MSR (Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik)	€		bezogen auf Wärmeerzeugung
Elektrotechnik	€		bezogen auf Wärmeerzeugung
Gebäude Wärmeerzeugungsanlage sowie Thermalwasserkreislauf, für den Teil, der im gleichen Gebäude installiert ist	€		wenn nicht bereits unter Stromerzeugung berücksichtigt
Standortspez. Mehrkosten	€		
Außenanlage inkl. Ausgleichsflächen	€		wenn nicht bereits unter Stromerzeugung berücksichtigt
Genehmigungskosten	€		wenn nicht bereits unter Stromerzeugung berücksichtigt
Projektnebenkosten über Tage	€		z.B. Öffentlichkeitsveranstaltungen, wenn nicht bereits unter Stromerzeugung berücksichtigt

ggf. Kälteerzeugung

Absorptions-, Adsorptions- bzw. Kompressionskälteanlagen	€		inkl. Einbindung und Peripherie
Gesamtkosten Kältenetz	€		
Technische Nutzungsdauer Bohrungen	a		
Abschreibungszeitraum Bohrungen	a		
Technische Nutzungsdauer Pumpen	a		
Abschreibungszeitraum Pumpen	a		
Technische Nutzungsdauer Thermalwasserkreislauf	a		
Abschreibungszeitraum Thermalwasserkreislauf	a		
Technische Nutzungsdauer Stromerzeugungsanlage	a		
Abschreibungszeitraum Stromerzeugungsanlage	a		
Technische Nutzungsdauer Anlagen zur Wärmebereitstellung	a		
Abschreibungszeitraum Anlagen zur Wärmebereitstellung	a		
Technische Nutzungsdauer Kälteanlagen	a		
Abschreibungszeitraum Kälteanlagen	a		
Technische Nutzungsdauer Kühlkreislauf	a		
Abschreibungszeitraum Kühlkreislauf	a		
Technische Nutzungsdauer Gebäude	a		
Abschreibungszeitraum Gebäude	a		
Technische Nutzungsdauer Fernwärmenetz	a		
Abschreibungszeitraum Fernwärmenetz	a		

b) Verbrauchsgebundene Kosten

Eigenstromverbrauch (Pumpen, Anlage,...) 2007	MWh		bezogen auf Betriebsjahr
Eigenstromverbrauch (Pumpen, Anlage,...) 2008	MWh		bezogen auf Betriebsjahr
Eigenstromverbrauch (Pumpen, Anlage,...) 2009	MWh		bezogen auf Betriebsjahr
Kosten für Eigenstromverbrauch 2007	€/a		
Kosten für Eigenstromverbrauch 2008	€/a		
Kosten für Eigenstromverbrauch 2009	€/a		
Kosten für Betriebsstoffe (Schmierstoffe, Additive, Chemikalien, ...)	€/a		
Kosten Thermalwasseraufbereitung	€/a		z.B. Filtereinsätze
Kosten Frischwasser	€/a		
Kosten Abwasser	€/a		
Kosten Kühlwasseraufbereitung	€/a		
Entsorgungskosten für Reststoffanfall	€/a		
Brennstoffbedarf 2007	MWh		Erdgas?, Heizöl?, Fernwärme?, Sonstige?
Brennstoffbedarf 2008	MWh		Erdgas?, Heizöl?, Fernwärme?, Sonstige?
Brennstoffbedarf 2009	MWh		Erdgas?, Heizöl?, Fernwärme?, Sonstige?
Brennstoffkosten Spitzenlast und Redundanz 2007	€/a		
Brennstoffkosten Spitzenlast und Redundanz 2008	€/a		
Brennstoffkosten Spitzenlast und Redundanz 2009	€/a		

c) Betriebsgebundene Kosten und sonstige Kosten

Personalkosten

i) Geschäftsführung	€/a		
ii) Betriebsführung	€/a		
iii) Verwaltung, Projektsteuerung, Fernüberwachung, etc.	€/a		
iv) Abrechnung Fernwärme	€/a		
v) Vertriebskosten (Fernwärme)	€/a		

Instandhaltungskosten (in VDI 2067 den kapitalgebundenen Kosten zugeordnet)

a) Inspektion		a) - c) bitte als Summe für jeweils i) - viii) angeben	
b) Wartung		Zu beachten: Erneuerungskosten werden zugleich über technische Lebensdauer (--> Ersatzbeschaffungen) und damit bei den kapitalgebundenen Kosten abgedeckt.	
c) Instandsetzung			
d) Erneuerung			

a) - c) d)

i) Bohrungen	€/a		€/a
ii) Pumpen	€/a		€/a
iii) Thermalwasserkreislauf	€/a		€/a
iv) Stromerzeugungsanlage	€/a		€/a
v) Anlagen zur Wärmebereitstellung	€/a		€/a
vi) Anlagen zur Kältebereitstellung	€/a		€/a
vii) Kühlkreislauf	€/a		€/a
viii) Gebäude	€/a		€/a

sonstige Kosten, Unvorhergesehenes,...	€/a		
--	-----	--	--

Pacht, Miete, etc.	€/a		
Kosten für Konzessionen, Lizenzen, Genehmigungsaufgaben, Berichtspflichten etc.	€/a		
Bereitstellungskosten Ersatzförderpumpe	€/a		

d) Erlöse

Wärmeerlöse 2007	€/a		
Wärmeerlöse 2008	€/a		
Wärmeerlöse 2009	€/a		
EEG-Einspeisevergütung Strom	€/kWh		für Anlagen < 10 MW(e) mit Wärmeauskopplung
CO2-Zertifikate	€/a		

Abbildung 17: Fragebogen an Geothermieprojekte: wirtschaftliche Daten

Betrachtungszeitraum [a] T 20

a) Kapitalgebundene Zahlungen

Kostenkomponente	Nutzungsdauer T_N [a]	Abschreibungszeitraum T_{Ab} [a]	Ersatzhäufigkeit	Zinssatz	Annuitätsfaktor	Durchführung x Jahre vor Betriebsbeginn	Investition [€]	Preisänderungsfaktor Ersatzbeschaffungen
Planung, Untersuchungen,...	20	20	0	1,093	0,112	3	2.750.000	
untertägige Kosten ohne Pumpen	50	50	0	1,093	0,094	2	28.800.000	1,02
Pumpen	8	8	2	1,093	0,183	1	750.000	1,02
Thermalwasserkreislauf ohne Trasse	20	20	0	1,093	0,112	1	3.750.000	1,02
Thermalwassertrasse	20	20	0	1,093	0,112	1	4.500.000	1,02
Anlagen Stromerzeugung (ORC)	20	20	0	1,093	0,112	1	25.000.000	1,02
Anlagen Wärmeerzeugung (ohne Netz)	30	30	0	1,093	0,100	1	2.650.000	1,02
Wärmeerzeugung (Netz)	50	50	0	1,093	0,094	1	8.500.000	1,02

Kostenkomponente	Barwert der Investition [€] A_0	Barwert der Ersatzinvestitionen [€] A_1, A_2, A_3, A_4				Barwert des Restwerts [€]	Summe der Barwerte [€]	Annuität [€/a]
Planung, Untersuchungen,...	2.918.322	0	0	0	0	0	2.918.322	326.555
untertägige Kosten ohne Pumpen	29.963.520	0	0	0	0	3.036.273	26.927.247	2.533.936
Pumpen	765.000	440.049	253.129	0	0	51.012	1.407.166	257.081
Thermalwasserkreislauf ohne Trasse	3.825.000	0	0	0	0	0	3.825.000	428.010
Thermalwassertrasse	4.590.000	0	0	0	0	0	4.590.000	513.613
Anlagen Stromerzeugung (ORC)	25.500.000	0	0	0	0	0	25.500.000	2.853.403
Anlagen Wärmeerzeugung (ohne Netz)	2.703.000	0	0	0	0	152.167	2.550.833	254.920
Wärmeerzeugung (Netz)	8.670.000	0	0	0	0	878.551	7.791.449	733.199
Summe								7.900.717

b) Verbrauchsgebundene Kosten

	2007	2008	2009	Designpunkt	Zinssatz	Preisänderungsfaktor	preisdynamischer Annuitätsfaktor	Annuität [€/a]
Stromkosten				1.800.000	1,093	1,02	1,148	2.066.708
Kosten für Schmierstoffe, Additive, Chemikalien, ...				75.000	1,093	1,02	1,148	86.113
Wasser/Abwasser				25.000	1,093	1,02	1,148	28.704
Entsorgungskosten Reststoffe				10.000	1,093	1,02	1,148	11.482
Brennstoffkosten				225.000	1,093	1,02	1,148	258.338
Summe								2.451.345

c) Betriebsgebundene Zahlungen

	2009	Designpunkt	Zinssatz	Preisänderungsfaktor	preisdynamischer Annuitätsfaktor	Annuität [€/a]
Personalkosten		240.000	1,093	1,02	1,148	275.561
Instandhaltung		175.000	1,093	1,02	1,148	200.930
Sonstiges		215.000	1,093	1,02	1,148	246.857
Summe						723.348

d) Erlöse

	2007	2008	2009	Designpunkt	Zinssatz	Preisänderungsfaktor	preisdynamischer Annuitätsfaktor	Annuität [€/a]
Wärmeerlöse				1.102.500	1,093	1,02	1,148	1.265.859
EEG-Einspeisung Strom				8.948.010	1,093	1,00	1,000	8.948.010

Stromerzeugung pro Jahr (Designpunkt) 46.100.000 kWh(el)
 Wärmeerzeugung pro Jahr (Designpunkt) 24.500.000 kWh(th)

SGK 19,7 Ct/kWh
 WGK (ohne Netz) 5,7 Ct/kWh
 WGK (mit Netz) 8,7 Ct/kWh

Kategorie	Kosten [Ct/kWh]
SGK	19,7
WGK (ohne Netz)	5,7
WGK (mit Netz)	8,7

Abbildung 18: Screenshot des Berechnungsdatenblattes für ein KWK-Projekt

	EK	FK	EK-Zins	FK-Zins	Misch
-3	100%	0%	20%	6%	20,0%
-2	100%	0%	20%	6%	20,0%
-1	100%	0%	20%	6%	20,0%
0	60%	40%	14%	6%	10,8%
1	40%	60%	11%	6%	8,0%
2	35%	65%	11%	6%	7,8%
3	35%	65%	11%	6%	7,8%
4	35%	65%	11%	6%	7,8%
5	30%	70%	11%	6%	7,5%
6	30%	70%	11%	6%	7,5%
7	30%	70%	11%	6%	7,5%
8	30%	70%	11%	6%	7,5%
9	30%	70%	11%	6%	7,5%
10	30%	70%	11%	6%	7,5%
11	30%	70%	11%	6%	7,5%
12	30%	70%	11%	6%	7,5%
13	30%	70%	11%	6%	7,5%
14	30%	70%	11%	6%	7,5%
15	30%	70%	11%	6%	7,5%
16	30%	70%	11%	6%	7,5%
17	30%	70%	11%	6%	7,5%
18	30%	70%	11%	6%	7,5%
19	30%	70%	11%	6%	7,5%
20	30%	70%	11%	6%	7,5%
Durchschnitt	41,0%	59,0%	12,3%	6,0%	9,3%

Abbildung 19: Eigen- & Fremdkapital; Gesamtkapitalrendite

Quellenverzeichnis:

- [1] Münchner Rück, Telefonische Nachfrage am 07.10.2010
- [2] KfW, Telefonische Nachfrage am 12.10.2010
- [3] BDEW, Veröffentlichung Volllaststunden der Deutschen Kraftwerke 2008
- [4,5] Büro für Technikfolgenabschätzung des deutschen Bundestages herausgegeben: TAB- Studie 2003
- [8] IUE Hamburg, Martin Kaltschmitt
- [9,10] persönliche Informationen Gerd Schröder, IE Leipzig, 16.11.2009
- [13] IDEAS 2005 www.ie-leipzig.com/IE/Geothermie/.../IDEAS2.pdf
- [14] Baker Huges international Rig Count for September 2010,
http://investor.shareholder.com/bhi/rig_counts/rc_index.cfm
- [15] Stadtwerke München, unveröffentlichte interne Studie 2010
- [16] Karte des Bayerischen Wirtschaftsministeriums, herausgegeben Dezember 2008
- [17] Karte des Bayerischen Wirtschaftsministeriums, herausgegeben Dezember 2009
- [18] Präsentation Hotrock, Juni 2010, anlässlich second European Geothermal Review
- [19] Erdwerk, unveröffentlichte interne Studie 2010.