

**Carl von Ossietzky
Universität Oldenburg**

**Diplomstudiengang Wirtschaftswissenschaften mit ökologischem
Schwerpunkt**

Diplomarbeit

Geothermische Stromerzeugung im Energemarkt der Zukunft

- Eine Szenarioanalyse für Deutschland -

vorgelegt von

**Alexandra Purkus
Blumenstraße 20
26121 Oldenburg
Matrikelnr. 8786980
alexandra.purkus@uni-oldenburg.de
Tel. 0441 7791931**

Betreuender Gutachter: Prof. Dr. Bernd Siebenhüner

Zweiter Gutachter: Dr. Volker Barth

Oldenburg, den 04.11.2008

Inhalt

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS.....	5
ABBILDUNGSVERZEICHNIS.....	6
TABELLENVERZEICHNIS.....	7
EINLEITUNG.....	8
KAPITEL 1: ENERGIEÖKONOMISCHE GRUNDLAGEN.....	11
1.1 Besonderheiten des Strommarktes.....	11
1.1.1 Besonderheiten der Ware „Elektrizität“.....	12
1.1.2 Struktureller Einfluss der Energienachfrage.....	13
1.1.3 Externe Effekte	14
1.2 Energieangebot.....	14
1.2.1 Unterteilung nach Lastbereichen.....	15
1.2.2 Kapazitätsplanung.....	16
1.2.3 Innovation im Energiemarkt.....	17
1.3 Die Rolle von Backstop-Technologien.....	18
1.4 Struktur des Strommarkts in Deutschland.....	19
1.4.1 Zusammensetzung der Energieversorgung.....	19
1.4.2 Marktstruktur.....	21
1.4.3 Herausforderungen.....	22
KAPITEL 2: TECHNISCHE GRUNDLAGEN DER GEOTHERMIE.....	23
2.1 Einordnung: Energie aus der Tiefe.....	23
2.2 Nutzungsformen der Geothermie.....	26
2.2.1 Stand der Technik: Die Hydrogeothermie.....	27
2.2.2 Technologie der Zukunft: Das Hot-Dry-Rock-Verfahren.....	30
2.3 Stromerzeugungsverfahren.....	32
2.4 Potenzial der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland.....	35
2.4.1 Definitionen.....	35
2.4.2 Theoretisches Potenzial.....	36
2.4.3 Technisches Angebotspotenzial.....	36

2.4.4 Technisches Nachfragepotenzial.....	38
KAPITEL 3: DIE MARKTSITUATION GEOTHERMISCHER STROMERZEUGUNG.....	40
3.1 Nutzung geothermischer Stromerzeugung in Deutschland.....	40
3.2 Nutzung geothermischer Stromerzeugung weltweit.....	42
3.3 Ökologische Analyse.....	45
3.3.1 Emissionen und Primärenergieverbrauch.....	45
3.3.2 Weitere Umweltauswirkungen.....	47
3.4 Ökonomische Analyse.....	48
3.6 Politische und rechtliche Rahmenbedingungen.....	53
3.6.1 Rechtlicher Rahmen.....	53
3.6.2 Energiepolitische Einordnung.....	54
3.6.3 Geothermie in der politischen Wahrnehmung und im EEG.....	55
3.6.4 Forschungs- und Investitionsförderung.....	58
3.6.5 Förderung auf europäischer Ebene.....	59
3.6.6 Einschätzung der politischen Lage in Deutschland.....	60
KAPITEL 4: DIE SZENARIO-TECHNIK – VORSTELLUNG DER ANALYSEMETHODE.....	62
4.1 Grundlagen.....	62
4.2 Anwendung.....	64
4.3 Methodik.....	66
4.3.1 Szenario-Vorbereitung.....	67
4.3.2 Szenariofeld-Analyse.....	67
4.3.3 Szenario-Prognostik.....	70
4.3.4 Szenario-Bildung.....	71
4.3.6 Szenario-Transfer.....	72
KAPITEL 5: DURCHFÜHRUNG DER SZENARIOANALYSE.....	73
5.1 Gestaltung des Szenario-Projekts.....	73
5.2 Szenariofeld-Analyse.....	74
5.2.1 Energiemarkt.....	75
5.2.2 Politik.....	78
5.2.3 Gesellschaft.....	80

5.2.4 Technologie.....	82
5.2.5 Vernetzungsmatrix.....	84
5.2.6 Ergebnisse.....	87
5.3 Szenario-Prognostik.....	89
5.4 Szenario-Bildung.....	91
5.4.1 Szenario I: Energieerzeugung im Zeichen der Nachhaltigkeit.....	91
5.4.2 Szenario II: Mit fossilen Energien in die Zukunft.....	93
5.4.3 Szenario III: Die Renaissance der Atomkraft.....	94
KAPITEL 6: ÜBERTRAGUNG DER ERGEBNISSE AUF THEORIE UND POLITIK.....	97
6.1 Rückbezug zur Theorie.....	97
6.2 Ableitung politischer Empfehlungen.....	101
FAZIT.....	105
ANHANG.....	109
A1: TABELLEN.....	110
A2: AUSWERTUNG DER INTERVIEWS.....	113
A2.1 Gesprächsleitfaden.....	113
A2.2 Interview A: Erdwärme-Kraft GbR.....	116
A2.3 Interview B: Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG.....	127
A3: SZENARIO-ANALYSE.....	138
A3.1 Projektionskatalog - Langfassung.....	138
A3.2 Szenariobündelung: Ausprägungsliste.....	147
LITERATURVERZEICHNIS.....	148
ERKLÄRUNG.....	155

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AKW	Atomkraftwerk
BSE	Bruttostromerzeugung: inländisch erzeugte Elektrizität + Importe – Exporte
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Reaktorsicherheit und Naturschutz
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
€	Euro
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Endenergieverbrauch = Nettostromerzeugung = BSE – (Transport- und Umspannungsverluste) – Kraftwerkseigenverbrauch
EF	Einflussfaktor
EU	Europäische Union
F&E	Forschung und Entwicklung
GWh	Gigawattstunde (= 10 ⁹ Wattstunden)
HDR	Hot-Dry-Rock
J	Joule (1 J = 1 Ws, Energie, die aufgewendet werden muss, um für eine Sekunde eine Leistung von einem Watt zu erzeugen)
KW	Kraftwerk
KWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
l	Liter
MW	Megawatt (MW _{th} : thermische Leistung, MW _{EL} : elektrische Leistung)
MWSt	Mehrwertsteuer
PEV	Primärenergieverbrauch
PJ	Petajoule (= 10 ¹⁵ J)
s	Sekunde
SF	Schlüsselfaktor
t	Tonne
TWh	Terawattstunden (= 10 ¹² Wattstunden)
Ws	Wattsekunde (vgl. Joule)

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1:	Leistungsdauerlinie und Lastbereiche	15
Abb. 2:	Durchschnittskosten thermischer Kraftwerke.....	15
Abb. 3:	Merit Order und Preisbildung auf dem Elektrizitäts-Spotmarkt.....	16
Abb. 4:	Struktur der Bruttostromerzeugung 2007.....	21
Abb. 5:	Struktur der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien 2007.....	21
Abb. 6:	Temperaturverläufe unterschiedlicher Bohrungen.....	25
Abb. 7:	Übersicht über hydrogeothermisch potenziell nutzbare Gebiete.....	28
Abb. 8:	Schematische Darstellung des Zirkulationsversuchs im HDR-Versuchsfeld in Soultz sous Fôrets (1997).....	31
Abb. 9:	Fallbeispiel I – Geothermiekraftwerk Unterhaching.....	34
Abb. 10:	Geothermie-Projekte in Deutschland.....	41
Abb. 11:	Fallbeispiel II – Geothermiekraftwerk Neustadt-Glewe.....	42
Abb. 12:	Weltweit installierte geothermische Stromerzeugungskapazität von 1975 bis Ende 2007 und 2010.....	43
Abb. 13:	CO ₂ -Äquivalente in Tonnen pro GWh.....	46
Abb. 14:	Zukünftige Kostenentwicklung stromerzeugender EE-Technologien bis 2050. .	52
Abb. 15:	Entwicklung der mittleren Stromgestehungskosten bis 2050 in Cent/kWh.....	52
Abb. 16:	Das Szenariotrichter-Modell.....	63
Abb. 17:	System-Grid.....	69
Abb. 18:	System-Grid „Geothermie im Strommarkt der Zukunft“	87

Tabellenverzeichnis

Tab. 1:	Marktkennzahlen der Geothermiebranche 2007.....	42
Tab. 2:	Weltweit installierte geothermische Stromerzeugungskapazität 1975 bis Ende 2007 (Schätzwert).....	43
Tab. 3:	Investitionskosten am Beispiel einer hydrogeothermischen 850 kW ORC-Anlage	49
Tab. 4:	Leistungs- und Volllaststundenvergleich verschiedener regenerativer Energien	50
Tab. 5:	Dimensionen eines Szenario-Projekts.....	65
Tab. 6:	Vernetzungsmatrix.....	68
Tab. 7:	Vernetzungsmatrix „Geothermie im Strommarkt der Zukunft“.....	86
Tab. 8:	Projektionskatalog – Kurzfassung.....	89

ANHANG:

Tab. A1.1	Zusammenstellung des technischen Gesamtpotenzials zur geothermischen Strom- und Wärmeproduktion.....	110
Tab. A1.2	Geothermie-Projekte in Deutschland.....	111
Tab. A1.3	Weltweit installierte geothermische Stromerzeugungskapazität nach Ländern (für 2000, 2005 und 2007, Prognose für 2010).....	112

Einleitung

Klimaschutzverpflichtungen, Atomausstieg, Überalterung des Kraftwerksparks – all dies kennzeichnet einen Energiemarkt, der vor beträchtlichen Herausforderungen steht. Sollen Probleme wie der Klimawandel, das nie abschließend einschätzbare Risiko von Atomkraft und geopolitische Versorgungsfragen ernsthaft angegangen werden, sind tiefgreifende Veränderungen in der Struktur der deutschen Energieversorgung nicht zu vermeiden. Für einen umweltverträglichen Umbau des Energiemarktes, der diesen Herausforderungen begegnet, ist es unabdingbar, heute die Weichenstellungen hin zu einem massiven Ausbau der erneuerbaren Energien vorzunehmen. Politische Förderung, allen voran das 2000 verabschiedete Erneuerbare-Energien-Gesetz, sowie technologische Fortschritte haben bereits in den letzten Jahren vor allem bei den regenerativen Energieträgern Windkraft, Solarenergie und Biomasse einen beispiellosen Boom ausgelöst. Der Anteil der Erneuerbaren an der Stromerzeugung ist zwischen 1998 und 2007 so von 4,8 % auf 14,2 % angewachsen (BMU 2007b: 13, AG Energiebilanzen 2008).

Ende 2003 ist mit der Fertigstellung des ersten geothermischen Kraftwerks in Deutschland zudem ein weiterer erneuerbarer Energieträger auf die Bühne des hiesigen Strommarktes getreten. Während die Nutzung von Erdwärme zu Heizzwecken in der Vergangenheit auch hierzulande bereits eine gewisse Verbreitung erfahren hat, ist das Potenzial der geothermischen Stromerzeugung noch nahezu ungenutzt. Dabei gehen Abschätzungen davon aus, dass dieses Potenzial – anders als es die bislang eher geringe Aufmerksamkeit, die dieser Energiequelle zuteil wurde, vermuten ließe – erstaunlich groß ist. Einer Studie des Büros für Technikfolgen-Abschätzung des Bundestags zufolge beläuft es sich theoretisch auf etwa 300.000 TWh, was dem 600-fachen des deutschen Jahresbedarfs an Elektrizität entspricht (Paschen et al. 2003: 5).

Die technischen Möglichkeiten zur Nutzung dieser Energiequelle sind bei der Hydrogeothermie dank internationaler Erfahrungen bereits relativ weit fortgeschritten. Das räumlich flexibler anwendbare Hot-Dry-Rock-Verfahren, mit dessen Hilfe die Erschließung des Großteils des Potenzials in Deutschland erst ermöglicht wird, befindet sich hingegen noch in der Entwicklungsphase. Doch die Zahl von 150 zurzeit in Planung befindlichen Projekten für hydrogeothermale Kraftwerke zeigt die Dynamik einer Marktentwicklung, die gera-

de auch durch einen wichtigen Unterschied der Geothermie zu anderen erneuerbaren Energien für die Struktur des zukünftigen Energiemarktes interessant wird (BMU 2007d). Im Gegensatz zu von Wetter und zeitlichen Variationen abhängigen Energiequellen wie Wind- und Solarkraft stellt die Geothermie unabhängig von äußeren Einflüssen Energie bereit und teilt so mit den klimaschädlichen Kohle-, Gas- und Atomkraftwerken die Eigenschaft der Grundlastfähigkeit. Sie könnte unter den Erneuerbaren daher eine wichtige Rolle beim Ersatz dieser Kapazitäten spielen und den Strommarkt der Zukunft entscheidend mitgestalten.

Forschungsziel dieser Arbeit ist es, die Bedingungen und Einflussfaktoren herauszuarbeiten, die für die Entwicklung der Geothermienutzung im deutschen Elektrizitätsmarkt von Bedeutung sind, sowie eine Abschätzung der Rolle vorzunehmen, welche Geothermie in Abhängigkeit bestimmter Entwicklungspfade der Zukunft in diesem Markt spielen kann. Aus Gründen der Absehbarkeit technischer und gesellschaftlicher Veränderungen wird dabei ein Betrachtungszeitraum von 10-20 Jahren zugrunde gelegt. Als Analysemethode bietet sich die Szenariotechnik an, mit deren Hilfe strukturelle Zusammenhänge identifiziert, dargestellt und in Zukunftsszenarios verdichtet werden können. Das Ziel der Untersuchung ist somit nicht, eine detaillierte Prognose über die Entwicklung der Geothermie abzugeben, was anhand der Komplexität der Zukunft und der Tatsache, dass sich die Nutzung dieser Stromerzeugungsform hierzulande noch sehr in den Anfängen befindet, kaum möglich ist, sondern Schlüsselfaktoren und Stellschrauben zu ermitteln, anhand derer diese Entwicklung beeinflusst werden kann. Auch liegt der Fokus klar auf der Stromerzeugung, die Nutzung von Geothermie zu Heizzwecken wird nur insofern betrachtet, wie sie hierfür, etwa im Rahmen von Kraft-Wärme-Kopplung, relevant ist. Grund für diese Einschränkung sind die grundlegend verschiedenen, strukturellen Bedingungen, die auf Elektrizitäts- und Wärmemarkt zum Tragen kommen.

Zur Ermittlung der Einflussfaktoren, die für die Entwicklung der Geothermie entscheidend sind, wurden neben der Analyse von Literatur und Datenmaterial Interviews mit Geschäftsführern der Erdwärme-Kraft GbR und der Erdwärme Unterhaching GmbH & Co KG durchgeführt. Hierbei handelt es sich um zwei der drei ersten Unternehmen, die in Deutschland geothermische Stromerzeugungsanlagen betreiben. Die Interviews wurden persönlich auf Basis eines im Rahmen dieser Arbeit entworfenen Gesprächsleitfadens ge-

führt, der, ebenso wie die Interviewauswertungen, im Anhang zu finden ist. Fragen wurden zu den Bereichen Investitionsentscheidungen im Unternehmen, Erwartungen an die Energiemarktentwicklung, Politische Rahmenbedingungen, Technologie & Preisentwicklung, Marktstruktur und Akteure gestellt, die Auswertung erfolgte entlang der im Leitfaden formulierten Fragen anhand einer Gesprächsaufzeichnung. Kurzporträts der interviewten Unternehmen finden sich auf den Seiten 34 und 42.

Inhaltlich ist die Arbeit in sechs Abschnitte gegliedert. Um ein theoretisches Verständnis für energiewirtschaftliche Zusammenhänge zu schaffen, führt Kapitel 1 in energieökonomische Grundlagen ein, gefolgt von einer Vorstellung des deutschen Strommarkts. Kapitel 2 liefert einen Überblick über die technischen Grundlagen und Entwicklungspotenziale der Geothermie, während in Kapitel 3 eine Charakterisierung der gegenwärtigen Marktlage sowie der branchenspezifisch relevanten Faktoren vorgenommen wird. Hierunter fallen Analysen der ökonomischen und ökologischen Aspekte dieser Stromerzeugungsoption sowie der politischen Rahmenbedingungen. In Kapitel 4 wird die Methode der Szenariotechnik vorgestellt, die Durchführung der eigentlichen Analyse und die Ausarbeitung der Szenarios schließen sich in Kapitel 5 an. Eine Interpretation der Ergebnisse, die Ableitung energiepolitischer Empfehlungen und Rückschlüsse zur energieökonomischen Theorie schließlich bilden das letzte Kapitel, gefolgt von einem zusammenfassenden Fazit.

Die vorliegende Diplomarbeit ist inhaltlich in das Forschungsprojekt ALICE – Akteurs handeln und langfristige Investitionsentscheidungen im Kontext von Klimaschutz und Energie – der Universität Oldenburg, des Potsdam Instituts für Klimafolgenforschung sowie des International Institute for Applied Systems Analysis eingebettet.

Kapitel 1: Energieökonomische Grundlagen

Als Grundlage jeder wirtschaftlichen Aktivität kommt der Bereitstellung von Energie eine zentrale Rolle im Wirtschaftssystem zu. Das folgende Kapitel stellt Grundlagen der energieökonomischen Theorie vor, um ein Verständnis für die Vorgänge auf dem Markt dieses so essenziellen Gutes zu schaffen. Der Fokus liegt dabei auf der Erklärung, wie die strukturelle Zusammensetzung eines Kraftwerksparks und damit die Stromerzeugung eines Landes zu Stande kommt. Im ersten Teil werden Besonderheiten des Strommarktes vorgestellt, die neben physikalischen und wirtschaftlichen Charakteristika auch die externen Effekte der Stromerzeugung umfassen. Darüber hinaus wird der Einfluss der Energienachfrage auf die Erzeugungsstrukturen diskutiert. Im zweiten Abschnitt erfolgt eine Erklärung der Angebotsseite sowie der Rolle von Backstop-Technologien in einem von erschöpfbaren Ressourcen geprägten Stromerzeugungssystem. Abschließend werden Struktur und Charakteristika des deutschen Strommarkts vorgestellt.

1.1 Besonderheiten des Strommarktes

Im Vergleich zu anderen Märkten weist der Strom- und Energiemarkt eine Reihe von Besonderheiten auf. Zum einen entstehen diese aus den physikalischen Merkmalen der Elektrizität, zum anderen aus ihrem Charakter als essenzielles, für die Ausübung anderer wirtschaftlicher Aktivitäten grundlegendes, Gut. Die Nutzung dieses Gutes wird durch Fragen der Versorgungssicherheit, negative externe Effekte, lange Investitionsvorlaufzeiten in Energieanlagen, Marktmacht und die Erschöpfbarkeit fossiler Energieträger verkompliziert. Eine pareto-, d.h. wohlfahrtsoptimale Selbstregulation des Marktes über den Preismechanismus, die Smithsche „Unsichtbare Hand“, ist daher nicht gewährleistet. Dies begründet die Existenz eines gesonderten Fachgebietes der energieökonomischen Theorie sowie ein starkes regulatives Interesse des Staates an diesem Sektor (Erdmann, Zweifel 2008: 7).

1.1.1 Besonderheiten der Ware „Elektrizität“

In physikalischer Hinsicht entsteht die Ware „Elektrizität“ in einem mehrstufigen Prozess, der in die technischen und wirtschaftlichen Vorgänge Erzeugung, Transport- und Verbundnetz, physische Verteilung und Verkauf unterteilt werden kann (Hensing et al. 1998: 111). Primärenergieträger wie fossile Brennstoffe, Uran, Wind, Sonne oder Erdwärme werden in spezifischen technischen Prozessen in Sekundärenergie, sprich in Elektrizität umgewandelt. Die auf diesem Weg aus inländischen Quellen erzeugte Energie – zuzüglich von Importen, abzüglich von Exporten – wird als Bruttostromerzeugung (BSE) bezeichnet (Erdmann, Zweifel 2008: 24). Um diese Verbrauchern zugänglich zu machen, sind Verbundnetze, die Generatorenleistung und Nachfrage auf hoher Spannungsstufe ausgleichen, sowie Niederspannungs-Verteilnetze zu den Verbrauchern vonnöten. Zieht man Transport- und Umspannungsverluste sowie den Kraftwerkseigenverbrauch von der BSE ab, bleibt der Nettostrom- oder Endenergieverbrauch (EEV) als die den Verbrauchern zur Verfügung stehende Größe (ebd.). Verbraucher haben dabei keinen Einfluss darauf, von welchem Kraftwerk sie ihren Strom beziehen. Im Verteilnetz fließen Elektronen vom Punkt ihrer Einspeisung automatisch zu Lastsenken, die im Netz dort entstehen, wo Strom entnommen wird. Dementsprechend stellt Elektrizität ein Mischprodukt der Generatorenaktivität aller in ein Netz einspeisenden Kraftwerke dar (Hensing et al. 1998: 111). Nach Hensing et al. lassen sich hieraus fünf für die Organisation des Strommarkts bedeutsame Charakteristika ableiten (ebd.: 112/113):

- Verbraucher sind auf den Anschluss an ein spezifisches Netz angewiesen, um Strom zu beziehen. Dies erschwert eine über Arbitrageeffekte funktionierende Angleichung regionaler Preisdifferenzen.
- Elektrizitätsnetze stellen ein natürliches Monopol dar, da ein einzelnes, integriertes Netz kostengünstiger betrieben werden kann, als mehrere konkurrierende Netze.
- Strom lässt sich, abgesehen von kleinskaligen Lösungen wie Batterien oder Pumpspeicherkraftwerken praktisch nicht lagern, so dass Verbrauch und Produktion gleichzeitig stattfinden müssen. Um Netzzusammenbrüche zu vermeiden, sind entweder Rationierungsmaßnahmen wie die Abschaltung von Verbrauchern oder die Vorhaltung großzügiger Reservekapazitäten notwendig. Im Strommarkt wird traditionell letztere Lösung verwandt.

- Zu Elektrizität gibt es kaum Substitutionsmöglichkeiten. In Verbindung mit dem Charakter eines essentiellen Gutes ist die politische Interventionsbereitschaft daher hoch.
- Um den Anschluss von Gebieten mit einer geringen Nachfragedichte sicherzustellen, erhalten Netzbetreiber zumeist Konzessionen für geschlossene Versorgungsgebiete, in denen eine Anschlusspflicht unerschlossener Gebiete durch die Investitionsrisikominderung, die ein regionaler Monopolstatus mit sich bringt, ausgeglichen wird.

1.1.2 Struktureller Einfluss der Energienachfrage

Aus den genannten Charakteristika des Strommarkts ergibt sich, dass die Nachfrageseite wenig Einfluss auf die Zusammensetzung der Energieträger, die zur Stromerzeugung verwendet werden, besitzt. Seit der Liberalisierung des Strommarktes können Verbraucher zwar zwischen verschiedenen Anbietern wählen, und ihre Entscheidung an deren Kraftwerksstruktur bzw. der Herkunft angekaufter Strommengen ausrichten, sofern diesbezüglich Transparenz gegeben ist. Der letztendlich bezogene Strom bleibt aber dennoch ein homogenes Gut, dessen Erzeugung nicht einzelnen Kraftwerken zugerechnet werden kann. Selbst mit der Wahl von Ökostromanbietern können Konsumenten demnach nicht direkt auf einen umweltfreundlicheren Kraftwerkspark hinwirken, zumal in Deutschland Strom, der mit dem EEG vergütet wird, nicht noch einmal gesondert als Ökostrom verkauft werden darf. Entsprechende Anbieter müssen ihre Strommengen daher in erster Linie aus dem Ausland beziehen¹ (Die Zeit, 19.06.2008). Da mit der Zahlungsbereitschaft allerdings Präferenzen für eine bestimmte Struktur der Stromerzeugung offenbart werden, kann die Nachfrageseite auf diese indirekt – über den Aufbau politischen Drucks – einwirken. Da dieser Einfluss vorrangig über die Gestaltung politischer Rahmenbedingungen zum Tragen kommt, soll an dieser Stelle auf eine theoretische Diskussion der Energienachfrage verzichtet werden.

¹ Zum Ausgleich der Energiebilanz des entsprechenden Landes sind wiederum Importe oder eine Erhöhung der inländischen Stromproduktion notwendig. Da dies nicht notwendigerweise unter Einsatz erneuerbarer Energien erfolgt, ist die Existenz eines positiven Nettoeffekts auf deren Ausbau umstritten (Die Zeit, 19.06.2008).

1.1.3 Externe Effekte

Eine weitere Besonderheit des Energiemarkts besteht in der Existenz externer Effekte. Hierbei handelt es sich um Auswirkungen des ökonomischen Handelns eines Wirtschaftssubjektes auf andere, für die keine adäquate Kompensation erfolgt (Erdmann, Zweifel 2008: 154). Im Falle der Energieerzeugung entstehen vor allem durch die Emission klimaschädlicher Treibhausgase und gesundheits- und umweltgefährdender Luftschadstoffe Schäden, die von der Gesellschaft getragen werden müssen. Es existieren verschiedene umweltpolitische Instrumente, um mit solchen negativen externen Effekten umzugehen. Hierzu zählen sowohl ordnungsrechtliche Standardsetzungen, in denen Emissionsgrenzen festgelegt werden, als auch Internalisierungsansätze, in denen Verursacher mittels einer Pigou-Steuer oder zu erwerbender Zertifikate einen Preis für ihre Emissionen bezahlen müssen und dadurch Reduktionsanreize erhalten (ebd.: 160f). Problematisch ist der globale Charakter energienutzungsbedingter Umweltprobleme wie des Klimawandels, der eine Zuordnung der Schäden und Verantwortungen erschwert. Den umfassendsten Versuch hiermit umzugehen stellt das 2005 in Kraft getretene Kyoto-Protokoll dar, das in einer Kombination aus Standard- und Internalisierungsansätzen für die Teilnehmerländer verbindliche Reduktionsziele festlegt und Emissionen über den Emissionsrechtehandel mit einem Preis belegt.

1.2 Energieangebot

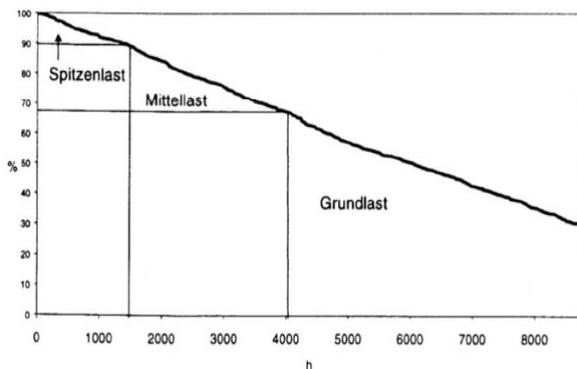
Zur Stromerzeugung kommen verschiedene Kraftwerksalternativen in Frage, die sich nach spezifischer Investitionshöhe, Umwandlungswirkungsgrad, Brennstoffkosten und Kosten für Reststoffentsorgung und Umweltschutzmaßnahmen unterscheiden lassen (Hensing et al. 1998: 117). Ein weiteres Merkmal ist der Anfall externer Kosten. Am häufigsten verwendet werden Wärme-Kraftwerke, in denen durch die Verbrennung fossiler Energieträger, Kernspaltung, aber auch durch Erdwärme oder Sonnenenergie Dampf erzeugt wird, der über eine Turbine einen Generator antreibt. Weitere Kraftwerkstypen umfassen Gasturbinen, wirkungsgradstarke Gas- und Dampfturbinen, Wasser- und Windkraftwerke, die sich kinetische Energie zu Nutze machen und elektrochemische Anlagen wie Photovoltaik und Brennstoffzellen (Erdmann, Zweifel 2008: 298f). Die angegebenen Brennstoffnut-

zungsgrade lassen sich durch Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung zum Teil erheblich steigern, die jedoch beträchtliche Netz-Investitionen benötigt (Hensing et al. 1998: 117).

1.2.1 Unterteilung nach Lastbereichen

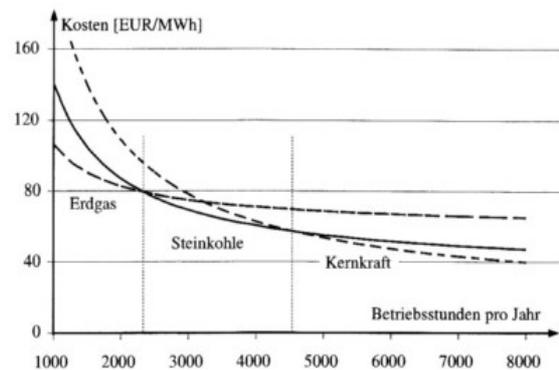
Entscheidend für die Einsatzweise eines bestimmten Kraftwerks ist das Verhältnis von Kapital- und Brennstoffkosten. Misst man die Nachfrage aller Stromverbraucher im Jahresverlauf und sortiert die Messpunkte nach der Nachfragehöhe, erhält man eine Jahresdauerlinie (vgl. Abbildung 1). Diese lässt sich nach drei Lastbereichen unterteilen. Als Grundlast bezeichnet man die Kraftwerksleistung, die konstant das ganze Jahr über nachgefragt wird, während Spitzenlast die höchsten Nachfragewerte benennt. Um festzustellen, welche Kraftwerke in welchem Lastbereich eingesetzt werden, vergleicht man die Leistungsdauerlinie mit dem Durchschnittskostenverlauf der verschiedenen Anlagen (vgl. Abb. 2). Die Durchschnittskosten kapitalintensiver Kraftwerke wie z.B. von Atomkraftwerken (AKWs) fallen mit der Zahl der Betriebsstunden deutlich, so dass sie möglichst viele Stunden im Jahr, d.h. in Grundlast, betrieben werden sollten. Erdgaskraftwerke etwa haben hingegen hohe Brennstoff- und vergleichsweise geringe Kapitalkosten und demnach einen Wettbewerbsvorteil im Spitzenlastbereich (Erdmann, Zweifel 2008: 301).

Abb. 1: Leistungsdauerlinie und Lastbereiche



Quelle: Hensing et al. 1998: 116

Abb. 2: Durchschnittskosten thermischer Kraftwerke



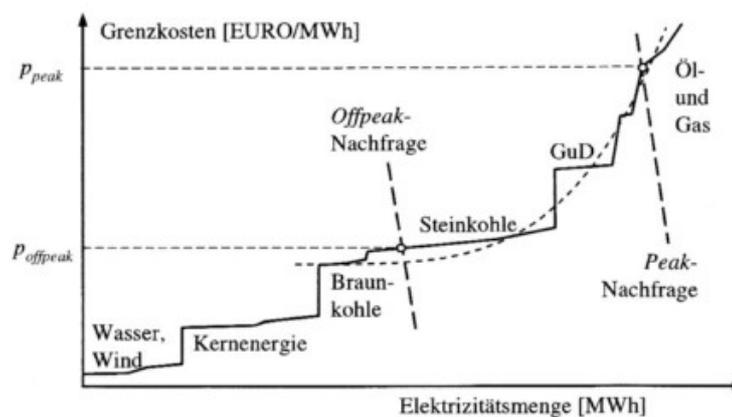
Quelle: Erdmann, Zweifel 2008: 301

1.2.2 Kapazitätsplanung

Ergäbe sich in einem geschlossenen Versorgungsgebiet die Situation, einen Kraftwerkspark neu zu bauen, wäre anhand dieser Überlegungen und einer prognostizierten Leistungsdauerlinie eine zentrale, optimale Kapazitätsplanung möglich. In der Praxis steht dem jedoch die lange Lebensdauer von Kraftwerken entgegen, in deren Verlauf sich Kostenparameter ändern können (Hensing et al. 1998: 118).

Im liberalisierten Strommarkt ergeben sich Kapazitäts- und Einsatzplanung, wie auch die Strompreise, aus dem Zusammenspiel der Marktteilnehmer. Elektrizität wird entweder über langfristige Verträge gehandelt oder auf Spotmärkten, z.B. an Strombörsen, für einzelne Stunden des folgenden Tages verkauft (Erdmann, Zweifel 2008: 304). Hierfür werden die anbietenden Kraftwerke nach ihren variablen Kosten geordnet, die sich v.a. aus den Brennstoffkosten pro produzierter MWh, den Kosten für Verschleiß, An- und Abfuhr sowie Steuern auf eingesetzte Brennstoffe zusammensetzen (ebd.: 303). Aus dem Schnittpunkt dieser aggregierten Angebotskurve, der Merit Order, auf der die Grenzkosten jeder zusätzlichen MWh abgebildet werden, und der aggregierten Nachfragekurve ergibt sich der Preis, der für alle zum Zug kommenden Angebote gezahlt wird (vgl. Abb. 3).

Abb. 3: Merit Order und Preisbildung auf dem Elektrizitäts-Spotmarkt



Quelle: Erdmann, Zweifel 2008: 304

In Zeiten niedriger Nachfrage bleiben die Kapazitäten aller Kraftwerke, deren Grenzkosten über dem Offpeak-Preis liegen, ungenutzt. Sie werden nur zu Spitzenlastzeiten hinzugeschaltet. Hier reichen kleine Änderungen bei Angebot oder Nachfrage aus, um starke

Preissprünge auszulösen, da die Angebotskurve als Folge steigender Grenzkosten der Stromproduktion stark konvex verläuft (Erdmann, Zweifel 2008: 305). Hierbei entstehende Preisspitzen erwirtschaften nicht nur die Grenzkosten der hinzugeschalteten Kraftwerke, sondern leisten auch einen Deckungsbeitrag zu den fixen Kosten. Dementsprechend spielen Preisspitzen eine wichtige Rolle bei der Kraftwerksplanung unter Wettbewerbsbedingungen. Treten sie häufig auf, ist der erwartete Deckungsbeitrag zu den fixen Kosten als Differenz aus erwarteten stündlichen Preisen und Grenzkosten hoch, und neue Investitionen werden getätigt. Hierdurch erhöht sich wiederum die Kapazität, Preisspitzen werden seltener, die erwarteten Deckungsbeiträge sinken. Auf diese Weise findet eine Selbstregulation der Kapazitäten über den Markt statt (ebd.: 316/317).

Kapazitäten mit niedrigen Grenzkosten, zu denen vor allem regenerative Energien mit ihren nicht vorhandenen oder, im Fall der Biomasse, niedrigen Brennstoffkosten zählen, werden zuallererst eingesetzt. Sie können so bereits zu Offpeak-Preisen Deckungsbeiträge erzielen, denen natürlich wieder höhere Fixkosten gegenüberstehen. Auch ist ihr Angebot z.T. wetter- und tageszeitbedingten Variationen unterworfen, was zusätzliche Absicherungen nötig macht (Hensing et al. 1998: 119). Generell lässt sich aber beobachten, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien unter dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) eine deutliche Rechtsverschiebung der Merit Order nach sich gezogen hat (Bode, Groscurth 2006: 738). Entgegen der Behauptungen, dass die Förderung dieser Energieerzeugungsformen den Strompreis erhöhen würde, ist so die Deckung derselben Elektrizitätsmenge zu niedrigeren Preisen möglich² (ebd.: 739). Konventionelle Kraftwerke mit hohen Grenzkosten kommen hingegen seltener zum Zug, so dass das EEG auch auf diesem Wege Einfluss auf Investitionsanreize und die Struktur der Stromversorgung nimmt.

1.2.3 Innovation im Energiemarkt

Technischer Fortschritt kann über Effizienzsteigerungen bei verbrauchenden Geräten den Strombedarf für einen gegebenen Output deutlich senken, spielt aber auch auf der Angebotsseite eine wichtige Rolle. Über die Substitution von Energie oder Kapital durch Know-How können Grenz- und Durchschnittskosten von Kraftwerken gesenkt werden, z.B. in-

² Dies schlägt sich allerdings nur im Großhandels- und Börsenstrompreis und nicht in den großteilig von anderen Posten wie Steuern und Netzentgelten abhängigen Endverbraucherpreisen nieder (Bode, Groscurth 2006: 735).

dem Wirkungsgrade erhöht werden. Dies kann eine Änderung der Kraftwerkseinsatzordnung oder eine Verschiebung der Merit Order auslösen, wie sie zuvor beschrieben wurde. So wird der erfolgreiche Ausbau der erneuerbaren Energien begleitet von Effizienzsteigerungen und der Durchsetzung neuer Anlagentechnologien. Der Innovationsprozess lässt sich klassischerweise in die drei Phasen Energieforschung (Invention), erstmalige Durchsetzung der neuen Erkenntnisse am Markt (Innovation) und die letztendliche Nachahmung und Verbreitung der innovativen Technologie (Diffusion) unterteilen (Erdmann 1995: 279). Innovationen in der Energiewirtschaft zeichnen sich allerdings meist dadurch aus, dass existierende Technologie, auch aus anderen Sektoren, stufenweise verbessert und ergänzt wird (Fri 2003: 54). Dies ist auch bei der auf klassischen Bohr- und Dampfkraftwerkstechniken aufbauenden Geothermie der Fall. Ein weiteres Spezifikum des Energiemarkts ist die Rolle etablierter Betreiber, die ihre Innovationsbemühungen vorwiegend auf die Weiterentwicklung konventioneller Mainstream-Technologie konzentrieren, da sie hier Skaleneffekte nutzen können (ebd.: 59). Die Entwicklung und Anwendung neuer Technologien wird hingegen meist kleinen, neuen Marktteilnehmern überlassen.

1.3 Die Rolle von Backstop-Technologien

Ein Großteil unserer Energieversorgung basiert auf der Nutzung erschöpflicher Energieträger wie Kohle, Öl, Erdgas und Uran. Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist daher die Kennzahl der statistischen Reichweite von Bedeutung, die angibt, wie lange es dauert, bis die Reserven bei konstant bleibender Förderung aufgebraucht sein werden (Hensing et al. 1998: 27). Reserven bezeichnen allerdings nur den Teil der Ressourcenbasis, der zu heutigen Kosten wirtschaftlich gefördert werden kann und bekannt ist. Steigt der Preis mit zunehmender Verknappung, lohnt es sich, neue, kostspielige Erschließungen durchzuführen und bislang unrentable Ressourcen zu fördern. Auf diese Weise erweitern sich die Reserven mit steigendem Preis, weshalb die Reichweite etwa von Erdöl und -gas in den letzten 30 Jahren relativ konstant bei ca. 40 bzw. 60 Jahren geblieben ist (Erdmann, Zweifel 2008: 126).

Der Preis der sich verknappenden Energieträger steigt aber nicht ins Unermessliche. Erreicht er ein bestimmtes Niveau, zu dem alternative Energieträger wirtschaftlich werden,

wird die Energieversorgung auf diese umgestellt und der Preis der nun deutlich weniger nachgefragten, endlichen Ressource stabilisiert sich (ebd.: 130). Solche Backstop-Technologien, zu denen vor allem erneuerbare Energien zählen, nehmen auch eine wichtige Rolle im Konzept der schwachen Nachhaltigkeit ein. Nach der Hartwick-Regel lässt sich eine Ausbeutung erschöpfbarer Ressourcen gegenüber folgenden Generationen rechtfertigen, wenn die hierbei erzielten Gewinne für den Aufbau eines reproduzierbaren Kapitalstocks, etwa in Form von erneuerbaren Energieanlagen, verwendet werden (ebd.: 144). Da ein Umschwung in der Energieversorgungsstruktur lange Übergangszeiten erfordert, ist hiermit frühzeitig zu beginnen. Problematisch ist, dass Energieanbieter wenig Anreiz haben, ihre Gewinne entsprechend zu investieren, da sich hierdurch mittelfristig die Preise senken würden, die mit den von ihnen genutzten, endlichen Energieträgern und den entsprechenden Kraftwerken erzielbar sind (Hensing et al. 1998: 38).

Ein weiteres Problem liegt in Investitionsanreizen, die von der Höhe des Marktzinssatzes ausgehen. Eine hohe Kapitalverzinsung beschleunigt die Ausbeutung erschöpflicher Ressourcen, während kapitalintensive Investitionen in erneuerbare Energien weniger attraktiv werden (Erdmann 1995: 129). Es bleibt an der Politik, Investitionsanreize entsprechend zu korrigieren, um der Kurzsichtigkeit des Marktes, der gegenwärtige gegenüber zukünftigen Erträgen höher bewertet, entgegenzuwirken und eine frühzeitige Weichenstellung für den Umstieg auf Backstop-Technologien vorzunehmen.

1.4 Struktur des Strommarkts in Deutschland

Im folgenden Abschnitt werden Faktoren dargestellt, die für das Verständnis des deutschen Strommarkts von Bedeutung sind. Neben einem Überblick über die Zusammensetzung der Energieversorgung und die Marktstruktur gehören hierzu energiepolitische Herausforderungen, denen sich der Markt zurzeit zu stellen hat.

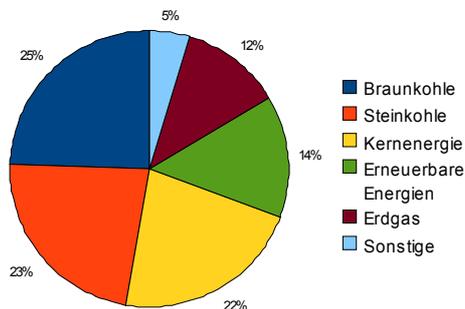
1.4.1 Zusammensetzung der Energieversorgung

Die Energieversorgung Deutschlands basiert vorrangig auf fossilen Energieträgern und ist dementsprechend hochgradig importabhängig. 2006 wurden über 80 % des Primärenergieverbrauchs über die erschöpflichen Energieträger Erdöl, Erdgas und Kohle gedeckt, von

denen 60 % importiert wurden (BMWi 2008: Tab. 4; BMU, BMWi 2006: II/III). Vor allem bei Öl und Gas besteht dabei eine Abhängigkeit von wenigen, z.T. politisch instabilen Förderregionen. Da das in Atomkraftwerken benötigte Uran zu 100 % importiert werden muss, stellen Braunkohle und erneuerbare Energien die einzigen vollständig einheimischen Energiequellen dar (BMU, BMWi 2006: II). Steinkohle ist ebenfalls im Inland vorhanden, aber ohne beträchtliche Subventionen nicht zu wettbewerbsfähigen Preisen förderbar. Diese sollen bis 2018 auslaufen (Fokus Online, 29.01.07).

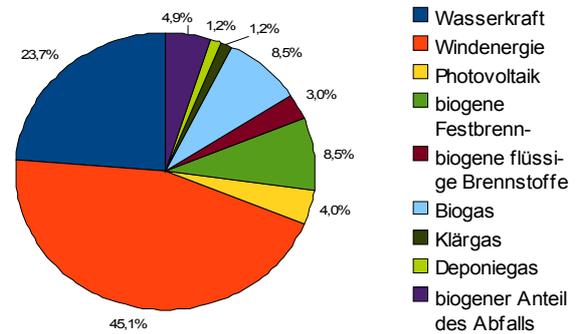
Betrachtet man unter Vernachlässigung von Wärme und Verkehr nur den Strommarkt, gewinnen Kernkraft und erneuerbare Energien an Bedeutung, selbst wenn immer noch 60 % der Elektrizität aus fossilen Energien stammen (AG Energiebilanzen 2008). Am meisten Strom wurde 2007 unter Einsatz von Braunkohle gewonnen, dicht gefolgt von Steinkohle und Kernenergie (vgl. Abb. 4). Der Anteil von Erdgas beträgt rund 12 %, der der erneuerbaren Energien 14,2 %. Diese beiden Energieträger konnten ihren Beitrag zur Stromversorgung deutlich ausbauen – bei den Erneuerbaren fand im Vergleich zu 1991 eine Anteilssteigerung um über das 4-fache, beim Erdgas um das doppelte statt –, während die Nutzung der drei Hauptenergieträger gleichmäßig um je 5 % zurückgegangen ist (AG Energiebilanzen 2008). Unter den erneuerbaren Energien spielt Windkraft mit Abstand die wichtigste Rolle, gefolgt von Wasserkraft (vgl. Abb. 5). Im Gegensatz zu der Primärenergiebilanz ist Deutschland bei der Stromproduktion Nettoexporteur, wenngleich sich die Nettoexporte nur auf 3 % der 2007 636,5 TWh umfassenden Bruttostromerzeugung belaufen (AG Energiebilanzen 2008). Als Erklärung dient der seit den 90ern dank einer weitgehenden Entkoppelung vom Wirtschaftswachstum nur leicht gestiegene inländische Stromverbrauch, der einer wachsenden Stromnachfrage in anderen europäischen Ländern gegenübersteht (BMU, BMWi 2006: VI).

Abb. 4: Struktur der Bruttostromerzeugung 2007



Quelle: AG Energiebilanzen 2008

Abb. 5: Struktur der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien 2007



Quelle: BMU 2008d: 14

Anm.: Geothermie ist aufgrund geringer Strommengen nicht dargestellt

1.4.2 Marktstruktur

Die Energiemarktstruktur wird durch eine hohe Konzentration von Marktmacht auf der Erzeugerebene geprägt. Auf die vier großen Erzeugerunternehmen Eon, RWE, EnBW und Vattenfall, die gleichzeitig für den Betrieb der vier Netzregelungszonen verantwortlich sind, entfallen zusammen 80 % der inländischen Kraftwerkskapazität (BMU, BMWi 2006: IV). Hinzu kommt eine Vielzahl von regionalen Versorgern, Stadtwerken und Betreibern erneuerbarer Energien. Erste Preissenkungen, die der im Zuge der Liberalisierung ermöglichten freien Wahl des Stromanbieters durch Verbraucher folgten, sind seit 2001 wieder teils massiven Preissteigerungen gewichen (BMWi 2008b: 24). Dies liegt neben Rohstoffpreissteigerungen, staatlichen Auflagen wie der Stromsteuer und dem EEG, einer steigenden Stromnachfrage in der EU und der Einpreisung kostenlos vergebener CO₂-Zertifikate daran, dass die Liberalisierungsbestrebungen nicht zu der erhofften Wettbewerbsanregung geführt haben (BMU, BMWi 2006: IV). Vielmehr reagierten große Versorgerunternehmen mit einer – auch grenzüberschreitenden – Welle von Fusionen und Übernahmen, welche die Marktmacht z.T. noch gesteigert haben (Green 2006: 2533). Ein weiteres Problem stellt die Regulierung des Netzzugangs dar, da die Betreiber von Netzen weiterhin über eine Monopolstellung verfügen und sie zur Begünstigung der eigenen Erzeugungskapazitäten nutzen könnten (IEA 2007: 10). Die deutsche Regierung favorisiert hier ein Modell der recht-

lichen und operationalen Entflechtung, während auf EU-Ebene ein weitergehendes Ownership Unbundling, d.h. eine Auftrennung vertikal integrierter Konzerne, angemahnt wird (BMWi 2008b: 25).

1.4.3 Herausforderungen

Neben der Strommarktliberalisierung sind die Umsetzung des Atomausstiegs und Klimaschutzmaßnahmen zwei weitere zentrale energiepolitische Themen. Im Rahmen des Atomausstiegs wurde 2000 vereinbart, die Stromerzeugung aus Kernenergie bis 2023 auslaufen zu lassen (BMU, BMWi 2006: XIII). Dieser Konsens wird jedoch in jüngerer Zeit durch Debatten, dass hierdurch die Klimaschutzziele der Bundesrepublik gefährdet werden könnten, in Frage gestellt. Tatsächlich werden zurzeit Planungen für eine Vielzahl neuer, fossil befeuerter Kraftwerke angestellt (IEA 2007: 8). Die europäische CO₂-Reduktionsverpflichtung, bis 2012 den Ausstoß im Vergleich zu 1990 um 21 % zu senken, scheint angesichts einer realisierten Reduktion von 18 % Ende 2004 erreicht werden zu können, wobei hierzu neben Energieeffizienzsteigerungen und dem Ausbau der erneuerbaren Energien auch die Folgen der deutschen Einheit beigetragen haben (BMU, BMWi 2006: XI).

Mittel- bis langfristig stellt sich dem Energiemarkt zudem die Herausforderung, dass nicht nur angesichts des Atomausstiegs, sondern auch aufgrund der Überalterung vieler Anlagen ein massiver Investitionsbedarf besteht. So müsste bis 2020 ein großer Teil der Kraftwerkskapazität ersetzt werden (BMU, BMWi 2006: IX). Bei den Netzen gibt es ebenfalls erheblichen Ausbau- und Modernisierungsbedarf – auch, um den Zuwachs an dezentral erzeugter Energie aus erneuerbaren Quellen aufnehmen zu können (ebd.).

Kapitel 2: Technische Grundlagen der Geothermie

Für ein Verständnis der gegenwärtigen und zukünftigen Möglichkeiten der Geothermie sowie der Herausforderungen, die ihre Nutzung mit sich bringt, ist das Wissen um die physikalischen, geologischen und technischen Grundlagen dieser Energiequelle unabdingbar. Aufgabe des vorliegenden Kapitels ist es, einen Überblick über dieses Wissen zu geben. Den Beginn bildet eine Einordnung der Geothermie in das Energiesystem der Erde, eine Erklärung ihrer Herkunft sowie eine Abschätzung ihrer energetischen Größenordnung. Der zweite Abschnitt stellt die verschiedenen Vorkommen und Nutzungsmöglichkeiten der Erdwärme vor, wobei näher auf die für die Stromerzeugung besonders relevanten Anwendungsgebiete der Hydrogeothermie und des Hot-Dry-Rock-Verfahrens eingegangen wird. Abschließend erfolgt eine Einführung in verschiedene Stromerzeugungsverfahren.

2.1 Einordnung: Energie aus der Tiefe

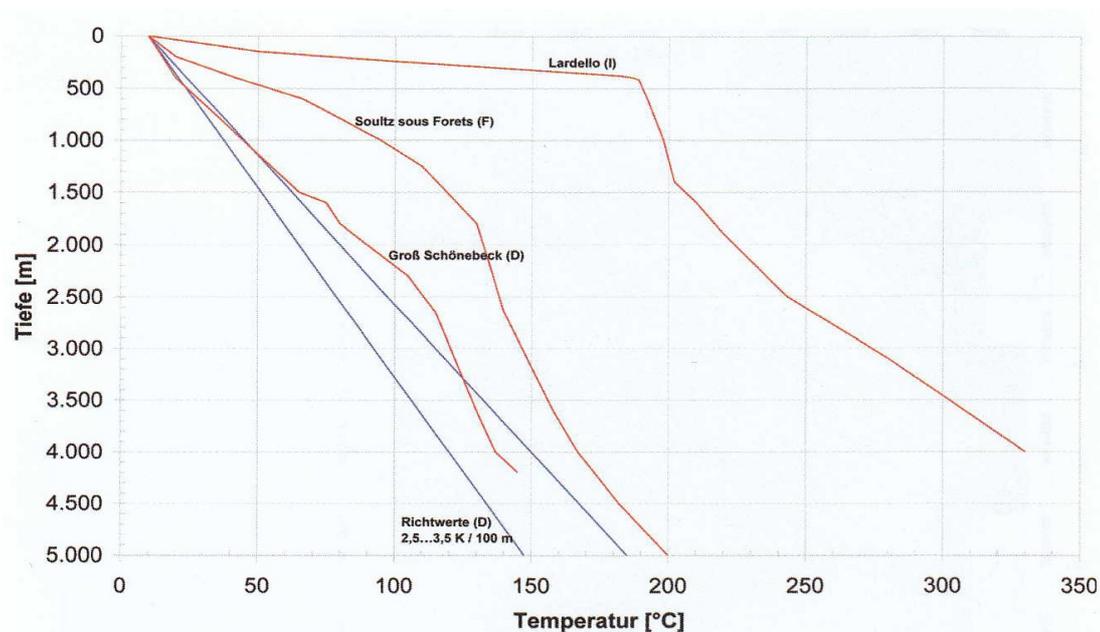
Der Energiehaushalt der Erde wird klar von einer Energiequelle dominiert, nämlich der solaren Strahlung. Neben der Erwärmung von Atmosphäre, Erdoberfläche und Meeren stellt sie den energetischen Antrieb für so vielfältige Phänomene wie Wind, Wellen, Meeresströmung, Verdunstung und Niederschläge und die Bildung von Biomasse dar und zeigt sich so für über 99,9 % der auf der Erde jährlich umgesetzten Energie verantwortlich (Kaltschmitt et al. 2006: 45). Neben der Planetengravitation und -bewegung, die in den Gezeiten resultiert, und chemischer Energie stellt die Erdwärme die vierte Energiequelle des Erdsystems dar. Dabei wirkt ihr Beitrag zur Energiebilanz von 0,02 % – der Anteil der Gezeitenkraft ist noch um den Faktor 10 geringer – im Vergleich zur Sonne verschwindend klein (ebd.: 46). Dieser Eindruck wird allerdings relativiert angesichts einer jährlichen solaren Einstrahlung von $5,6 \cdot 10^{24}$ Joule und der Tatsache, dass die etwa im Jahr 2004 durch die Nutzung biogener fossiler Energieträger und der Atomkraft freigesetzte Energiemenge von rund $402 \cdot 10^{18}$ J gerade einmal einen Anteil von 0,006 % am globalen Energiehaushalt hat (ebd.: 45).

Die Geothermie selbst speist sich ihrerseits aus dem Zerfall radioaktiver Isotope in der Erdkruste sowie der im Erdinneren gespeicherten Energie. Diese geht auf die Zeit der Erdentstehung vor 4,5 Mrd. Jahren zurück, als sich in einem 200 Mio. Jahre dauernden Prozess die Materie innerhalb des in sich zusammengebrochenen Gasnebels, aus dem das Sonnensystem entstand, durch ihre Anziehungskraft immer weiter verdichtete. Die Gravitationsenergie der zusammenstürzenden Massen wurde fast vollständig in Wärme umgewandelt, deren Großteil über die entstehende, abgeschmolzene Erde wieder in den Weltraum abgestrahlt wurde. Je nach Hypothese über die Temperatur dieses ursprünglichen Planeten liegen Schätzungen für die in der Erde damals verbliebene Energie zwischen 15 und 35 10^{30} Joule, wobei die schlechte Wärmeleitfähigkeit von Gestein bis heute zu einer weitgehenden Speicherung führt (Kaltschmitt et al. 2006: 41). Eine permanente Wärmezufuhr über die Jahrtausende hinweg besteht darüber hinaus durch den Zerfall langlebiger Isotope wie Uran, Thorium und Kalium. Der gesamte Wärmestrom durch die Erdoberfläche wird auf etwa 10^{21} J pro Jahr geschätzt, wobei radioaktive Zerfallsprozesse für etwa 60 % der abgegebenen Wärme verantwortlich sind (Zahoransky 2007: 289). Diese Ausführungen machen deutlich, dass Geothermie im engeren Sinne keine erneuerbare Energiequelle darstellt, da langfristig eine Abkühlung unausweichlich ist. Allerdings handelt es sich hierbei um Zeiträume im geologischen Maßstab, so dass eine derartige Unterscheidung wenig sinnvoll erscheint.

Regional betrachtet ist die Wärmestromdichte, die als Maß für den thermodynamischen Zustand des oberen Erdinneren als die pro Zeiteinheit durch eine Flächeneinheit strömende Wärmemenge definiert wird, keinesfalls einheitlich. Sie hängt vielmehr maßgeblich von der tektonisch-magmatischen Aktivität, dem Bildungsalter eines entsprechenden Untergrunds sowie von Faktoren wie Abweichungen in der Wärmeleitfähigkeit der verschiedenen Schichten, Flüssigkeitsbewegungen sowie der Verteilung lokaler Wärmequellen und -senken ab (Kaltschmitt 1999: 37). Während die Temperaturunterschiede im Erdinnern im globalen Durchschnitt einen ständigen Wärmestrom von 63 mW/m^2 zur Erdoberfläche bewirken, kann die Wärmestromdichte für vulkanisch aktive Gebiete bei $90\text{-}800 \text{ mW/m}^2$ oder in ozeanischen Riftzonen bei $100\text{-}150 \text{ mW/m}^2$ liegen, während Werte in alten Kontinentalgebieten, zu denen weite Teile Europas zählen, mit $25\text{-}50 \text{ mW/m}^2$ deutlich niedriger ausfallen (ebd.: 38). Für die technische Nutzung sind diese oberflächennahen Wärmedichten jedoch oftmals zu gering, was Tiefenbohrungen nötig macht.

Mit steigender Tiefe nimmt die Temperatur im Durchschnitt etwa 30°C pro km zu. Allerdings ist der Temperaturverlauf in der Erdkruste analog zur Wärmestromdichte von regionalen Unterschieden geprägt. Abbildung 6 zeigt beispielhaft die Entwicklung des geothermischen Temperaturgradienten im deutschen Durchschnitt, der zwischen $2,3$ und $3,5^{\circ}\text{C}$ pro 100 m liegt, sowie entlang der Bohrungen Groß Schönebeck nahe Berlin, Soultz sous Forêts in Frankreich und Lardello in Italien. Während der Temperaturgradient in Groß Schönebeck im Norddeutschen Becken einen für Deutschland günstigen, jedoch nahe am Durchschnitt liegenden Verlauf zeigt, sind die Gradienten in Grabenregionen wie dem Oberrheingraben, in dem Soultz sous Forêts zu finden ist, mit bis zu 100°C pro km deutlich höher. Besonders interessant für die geothermische Nutzung sind tektonisch aktive, junge Krustengebiete an Erdplattenrändern wie Island, Cerro Prieto in Mexiko oder Lardello, wo Temperatursteigerungen von 200°C pro km möglich sind. In den günstigsten Fällen, wie hier am Beispiel Lardellos gezeigt, können Temperaturen von $100\text{-}200^{\circ}\text{C}$ schon in wenigen hundert Metern Tiefe oder, wie etwa in Cerro Prieto der Fall, sogar direkt an der Oberfläche in Form von geothermischen Feldern gefunden werden (Gupta, Roy 2007: 169).

Abb. 6: Temperaturverläufe unterschiedlicher Bohrungen



Quelle: Loose 2007: 6

2.2 Nutzungsformen der Geothermie

Zur Nutzung der tiefen Erdwärme bieten sich verschiedene, technisch unterschiedlich weit ausgereifte Möglichkeiten an. Voraussetzung für die Nutzung ist in allen Fällen das Vorliegen eines ausreichenden Temperaturniveaus in handhabbarer Tiefe. Um das Thermalfluid direkt zur Stromerzeugung nutzen zu können, sollten im Untergrund Temperaturen über 150°C vorliegen (Kaltschmitt et al. 2006: 109). Sekundärkreislaufverfahren (s.u.) und Heizzentralen zur Fern- und Nahwärmebereitstellung können bereits mit niedrigeren Temperaturen arbeiten. Neben einer stofflichen Nutzung z.B. in Thermalbädern ist bei Verhältnissen unter 60°C auch eine Anhebung des Wärmeniveaus auf das gewünschte Level mittels Wärmepumpen denkbar, wenngleich nicht immer wirtschaftlich (BMU 2007c). In Hinblick auf die erreichbare Bohrtiefe werden derzeit bei Forschungsbohrungen Bereiche von 10.000 m erreicht, als oberste Grenze der energetischen Nutzbarmachung muss nach heutigem Stand der Technik jedoch die Marke von 6.000 m dienen (Loose 2007: 3).

Geothermische Energievorkommen gliedern sich in hydrothermale Lagerstätten, heiße, trockene Gesteine und Störungszonen, d.h. Tiefenstörungen in Form steil abfallender Risse, die als Fließwege für Thermalwasser in Frage kommen (Kaltschmitt et al. 2006: 109). Eine weitere, denkbare Energiequelle läge in Magmavorkommen in der Nähe tektonisch aktiver Zonen, jedoch stellt die Erschließung von über 700°C heißem, geschmolzenem Gestein eine noch ungelöste technische Herausforderung dar (Kaltschmitt et al. 2006: 109). In der Anwendung befindet sich in Deutschland bislang nur die Nutzbarmachung hydrothermalen Heißwasservorkommen mittels Wärmetauschersystemen sowie, in Modellprojekten, das Hot-Dry-Rock-Verfahren, bei dem ein Heißwasserzirkulationssystem zur Wärmeübertragung erst künstlich geschaffen wird. In beiden Varianten wird das erhitzte Wasser zur Erdoberfläche gepumpt und hier durch ein Kraftwerk geleitet. Technologisch machbar, jedoch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten zurzeit wenig vielversprechend, ist zudem die Option tiefer Einzelerdsonden, bei dem Wasser in einer vertikalen, komplett gegen das Grundgebirge abgedichtete Bohrung zur Erwärmung in die Tiefe geleitet und in derselben Bohrung wieder zur Oberfläche gepresst wird (ebd.: 490).

Weit verbreitet sind hingegen Systeme zur Nutzung der oberflächennahen Erdwärme. Es handelt sich allerdings um keine Nutzung von Geothermie im eigentlichen Sinne, da der

Temperaturgang bis in eine Tiefe von 10-20 m von der solaren Wärmeeinstrahlung beeinflusst wird. Die Bodentemperatur folgt hier mit einer bestimmten Zeitverzögerung den mittleren jahreszeitlichen Lufttemperaturen, wobei im Jahresmittel Werte um 10°C erreicht werden (Kaltschmitt et al. 2006: 110). In den nächsten 20 m schließt sich im Erdreich eine neutrale Zone ohne Jahresgang an, deren Temperatur in etwa der entspricht, die im langjährigen Durchschnitt in der jeweiligen Region an der Erdoberfläche herrscht. In größeren Tiefen kommt allmählich der geothermische Wärmefluss zum Tragen. Die begriffliche Abgrenzung zur tiefen Geothermie ist dabei weitgehend willkürlich. In der Schweiz geht man von einer verwaltungstechnischen Festlegung von 400 m aus, in Deutschland wird der Übergang oft schon bei 100 m angesetzt, da hier bergrechtliche Bestimmungen mit aufwändigeren Genehmigungspflichten zu greifen beginnen.

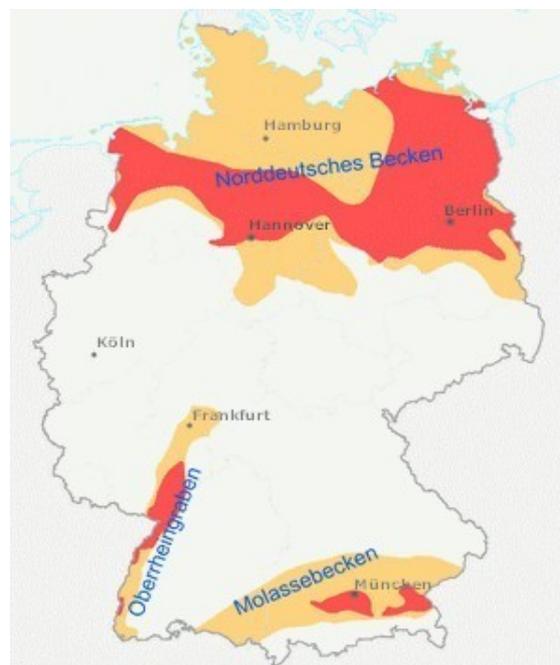
Oberflächennahe Erdwärmesysteme, die vor allem im Raumwärme- und Kühlungsbereich eingesetzt werden, müssen also mit sehr geringen Temperaturen auskommen. Dies wird durch den Einsatz von Wärmepumpen möglich, welche die dem Erdreich entzogene Wärme unter Zufuhr zusätzlicher Energie aus Verbrennungs- oder Elektromotoren auf ein verwendbares Temperaturniveau anhebt. Mit zurzeit rund 300.000 installierten Systemen ist die oberflächennahe Erdwärme in Deutschland bereits gut aufgestellt (BMU 2007c: 6). Da die Entwicklung dieser Branche jedoch vom Wärmemarkt und von individuellen Entscheidungen von Hausbesitzern abhängt und somit strukturell anderen Bedingungen unterliegt als die geothermische Stromerzeugung, wird im Folgenden auf diese Form der Erdwärmennutzung nicht weiter eingegangen.

2.2.1 Stand der Technik: Die Hydrogeothermie

Die Hydrogeothermie beschäftigt sich mit der direkten Nutzbarmachung der Wärmeenergie von in Aquiferen gespeichertem Thermalwasser. Derartige Wasservorkommen liegen in Deutschland in Tiefen oberhalb von 3.000 m zumeist in Temperaturbereichen von 60-120°C vor, heißere Reservoirs von 150-250°C findet man in Gebieten mit besonderen tektonischen Bedingungen, wie etwa dem Oberrheingraben (Kaltschmitt et al. 2006: 108). Grundlegende, nur in wenigen Gesteinsformationen vorfindbare Voraussetzung für eine geothermische Nutzung dieser Ressourcen ist eine ausreichende Ergiebigkeit und Durchlässigkeit der wasserführenden Gesteinsschicht. Für eine wirtschaftliche Stromerzeugung

ist eine Förderrate von 50-100 m³ pro Stunde von Nöten (ebd.: 459). Weitere Bedingungen sind eine genügend hohe Temperatur, eine hinreichende vertikale wie horizontale Ausdehnung der Schicht, um eine langfristige Nutzung des Reservoirs zu gewährleisten, sowie die grundsätzliche, stoffliche Eignung des oft hochmineralisierten, Materialkorrosion verursachenden Thermalwassers für den technologischen Prozess der Stromerzeugung (Kaltschmitt et al. 1999: 48). Geeignete Vorkommen findet man in Deutschland vorwiegend in den großen Sedimentstrukturen im Oberrheingraben, Süddeutschen Molassebecken und Norddeutschen Becken, wo 2003 im mecklenburg-vorpommerischen Neustadt-Glewe das erste deutsche Hydrogeothermiekraftwerk ans Netz ging (siehe Abb. 7).

Abb. 7: Übersicht über hydrogeothermisch potenziell nutzbare Gebiete



Anmerkungen: rot = Regionen mit Aquiferen, deren Temperatur über 100 °C beträgt; gelb = Regionen mit Aquiferen über 60 °C; 100 °C ist für Stromerzeugung, 60 °C für direkte Wärmenutzung erforderlich.

Quelle: GeotIS 2008

Ein maßgeblicher Teil der Investitionen, die beim Bau eines Geothermiekraftwerks anfallen, stehen in Zusammenhang mit der Errichtung des untertägigen Thermalwasserkreislaufs. Allein die Kosten für die Bohrungen betragen rund 1 Mio. €/km und stellen ein beträchtliches Risiko dar, zumal verlässliche Eignungstests bezüglich der oben beschriebenen Bedingungen und die Auswahl der letztendlichen Förderschicht erst während der Bohrung

erfolgen können (Quaschnig 2007: 289). Auch die Ausmaße des Bohrlochs müssen sorgfältig gewählt werden, da ein zu kleines Bohrloch mit einem zu hohen Widerstand gegen die Aufwärtsströmung und somit einer Einschränkung der Produktionsrate einhergeht, während ein größeres mit erhöhten Kosten verbunden ist. Typische Enddurchmesser der nach oben hin u.a. durch Zementierung verstärkten Bohrlöcher variieren zwischen 200 und 300 mm (Kaltschmitt et al. 2006: 458).

Hydrothermale Kraftwerke arbeiten mit einer Bohrungsdublette aus einer Produktionsbohrung, aus der mithilfe einer unterhalb des Wasserspiegels installierten Förderpumpe das Tiefenwasser gewonnen wird, und einer Reinjektionsbohrung, in welcher das abgekühlte und entspannte Wasser nach Durchlaufen des Kraftwerks wieder verpresst wird. Um einen Durchbruch der von dieser Bohrung ausgehenden Kaltfront auf den Förderhorizont zu vermeiden, muss zwischen den Bohrungen ein Mindestabstand von einem Kilometer eingehalten werden (Kaltschmitt et al. 2006: 504). Die Einrichtung eines Rücklaufs ist nicht nur nötig, um die Mengenbilanz im Untergrund zu erhalten und hydraulische Probleme zu vermeiden. Vielmehr ist eine Ausbringung des stark salzhaltigen Wassers übertage auch unter Umweltschutzaspekten nicht empfehlenswert (Quaschnig 2007: 289).

Die zum Einsatz kommende Bohrtechnologie wird zum Großteil aus der Erdöl- und Erdgasgewinnung übernommen. Unterschiede ergeben sich aus teilweise anderen Gesteinsarten, dem Temperaturbereich sowie aus Aggregatzustand und chemischer Zusammensetzung des geförderten Mediums (Kaltschmitt et al. 1999: 109). So stellen z.B. thermische Spannungen und die Aggressivität der mineralhaltigen Dämpfe und Flüssigkeiten die Haltbarkeit des verwendeten Materials vor große Herausforderungen und erzeugen durch den beschleunigten Verschleiß von Komponenten zusätzliche Kosten. Die Entwicklung von speziell auf geothermische Erfordernisse ausgerichteten Technologien wird in näherer Zukunft jedoch als unwahrscheinlich eingestuft (Paschen et al. 2003: 61).

Ergänzend zur eigentlichen Bohrung empfiehlt sich u.U. eine Verfestigung des Speichergesteins, etwa durch die Einbringung von Sand, oder eine Verbesserung der Fließigenschaften des Gesteins durch die Erzeugung zusätzlicher, künstlicher Risse, auf welche im Zusammenhang mit der HDR-Technologie näher eingegangen wird. Auf diese Weise sind

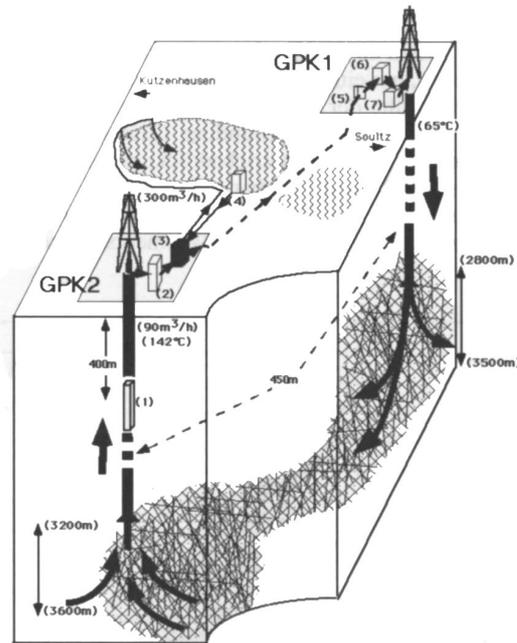
Produktivitätssteigerungen um das zwei- bis dreifache möglich (Kaltschmitt et al. 2006: 504).

2.2.2 Technologie der Zukunft: Das Hot-Dry-Rock-Verfahren

Das Hot-Dry-Rock-Verfahren zur Nutzung der Wärmeenergie trockener Tiefengesteinsformationen ist aufgrund der beträchtlichen, weitgehend standortunabhängigen Potenziale, die hiermit erschlossen werden können, als die Option der Zukunft im Bereich geothermischer Stromerzeugung anzusehen. Da unterirdische Zirkulationssysteme erst künstlich geschaffen werden, entfällt die Abhängigkeit von Aquiferen mit ausreichenden Temperatur- und Fließeigenschaften und damit auch ein beträchtlicher Teil des Bohrrisikos. Die Tiefe, in der Temperaturen vorliegen, die einer wirtschaftlichen Stromerzeugung genügen, kann unter Berücksichtigung bohrtechnischer Beschränkungen frei gewählt werden.

Entgegen der Namensgebung ist auch „trockenes“, kristallines Tiefengestein von natürlichen, zum überwiegenden Teil wasserführenden Bruchflächen durchzogen. Allerdings ist die Durchlässigkeit und der Umfang dieser Wasservorkommen zu gering, um sie mittels hydrogeothermischer Verfahren nutzen zu können (Kaltschmitt et al. 2006: 109). Stattdessen wird das Rissystem durch Hydraulic Fracturing, eine aus der Erdöl- und Erdgasförderung seit den 50ern bekannte Technik zur Steigerung der Bohrungsergiebigkeit, erweitert. Hierzu presst man in einer ersten Bohrung kaltes Wasser mit einem Druck, der über dem hydrostatischen Druck des Grundgebirges liegt, in die gewünschte Tiefe. Die mechanischen sowie thermischen Spannungen, welche das mit der Erwärmung sich ausdehnende Wasser bewirkt, führen zu einem Aufreißen des Gesteins. Die Risse breiten sich dabei aufgrund der Druckverhältnisse im Gebirge bei vertikalen Bohrungen parallel zum Bohrloch aus und können Längen von mehreren hundert Metern bei Breiten von weniger als 10 mm annehmen (Kaltschmitt et al. 1999: 157). Durch seismo-akustische Untersuchungen der Bruchgeräusche, Ultraschallabtastungen der Bohrlochwandung, seismische Tomografie und weitere Methoden wird noch während des Fracturingprozesses ein detailliertes Modell der Rissgeografie erstellt (Kaltschmitt et al. 2006: 510). An den Rändern des so stimulierten Gebietes können nun eine oder mehrere Produktionsbohrungen installiert werden (siehe Abb. 8).

Abb. 8: Schematische Darstellung des Zirkulationsversuchs im HDR-Versuchsfeld in Soultz sous Fôrets (1997)



Anmerkungen: 1) Tauchkreislumpumpe, 2) Vorfilter, 3) Wärmeübertrager, 4) Kühlwasserpumpen, 5) Korrosionstestkammer, 6) Filterbatterie, 7) Verpresspumpe

Quelle: Kaltschmitt et al. 1999: 172

Die vorangegangene, in der obigen Abbildung illustrierte Verfahrensbeschreibung bezieht sich auf das im französischen Soultz sous Forêts im Oberelsaß entwickelte Konzept, das inzwischen als State of the Art in der HDR-Technologie anzusehen ist (Gupta, Roy 2007: 58). Zurzeit wird hier in 5.000 m Tiefe bei 200°C und einer Fließrate von 30-40 l/s Wasser gefördert, das zum Betrieb eines Kraftwerks mit einer auf 6 MW erweiterbaren, elektrischen Leistung von 1,5 MW genutzt wird (BGR 2007). Erstmals, wenn auch mit geringem Erfolg angewandt wurde das HDR-Verfahren Anfang der 70er Jahre im amerikanischen Los Alamos National Laboratory, besser bekannt für die Entwicklung der ersten Atom-bombe (Kaltschmitt et al. 1999: 21). Im Gegensatz zu diesem und verschiedenen anderen Projekten in den USA, Japan, Europa, Russland und Australien gelang der 1987 in deutsch-französischer Initiative als EU-Gemeinschaftsprojekt gestarteten Forschungsanlage in Soultz sous Fôrets jedoch erstmalig der Aufbau eines dauerhaften, verlustfreien Zirkulationssystems (Kaltschmitt et al. 1999: 160; BGR 2007). Neben der Nutzung natürlicher Klüftungen und des darin enthaltenen Wassers ist die Schaffung eines großräumigen

Druckgefälles der zentrale Faktor für den Erfolg dieses Projekts. 1994 wurde hier erstmals heißes Thermalwassers aus über 3.000 m Tiefe gefördert, 1997 folgten erfolgreiche, stabile Tiefenzirkulationsexperimente. Seit 2005 zählt Soultz das weltweit tiefste Zirkulationssystem zu seinen Errungenschaften, so dass die Forschungsanlage für die Geothermie nicht ohne Grund als „die größte Erfolgsgeschichte der letzten 30 Jahre“ angesehen wird (Gupta, Roy 2007: 58) und nun diversen HDR-Projekten international als Vorbild dient (Kaltschmitt et al. 1999: 21; BGR 2007; BMU 2004: 24; Gupta, Roy 2007: 58). Verläuft die derzeitige Testphase mit 5-6 MW installierter Stromerzeugungskapazität erfolgreich, wird für 2010 die Errichtung eines 25 MW-Kraftwerksprototyps geplant (Antics, Sanner 2007: 4).

2.3 Stromerzeugungsverfahren

Hinsichtlich der in Geothermiekraftwerken verwendeten Technik zur Stromerzeugung kann grundsätzlich zwischen offenen Systemen mit einer direkten Nutzung des heißen Thermalwassers und geschlossenen Systemen, in denen die Wärme auf ein Arbeitsmittel übertragen wird, unterschieden werden. Die erste Variante, bei der nach dem klassischen Clausius-Rankine-Konzept aus der herkömmlichen Kraftwerkstechnik geothermaler Wasserdampf über Turbinen geleitet wird, kommt allerdings nur selten zum Einsatz, da das geförderte Wasser hierfür hohe Temperaturen und einen hohen Dampfanteil haben muss. Der flüssige Anteil des Thermalwassers fließt ungenutzt in den Untergrund zurück, was in niedrigen Systemnutzungsgraden resultiert (Kaltschmitt et al. 2006: 513).

In geschlossenen Systemen hingegen wird die Wärme des Thermalfluids auf einen zweiten Stoff in einem Sekundärkreislauf übertragen. Dieser verfügt meist über einen Siedepunkt, der deutlich unter dem des Wassers liegt, so dass eine Stromerzeugung schon bei wesentlich geringeren Temperaturen möglich wird. Am häufigsten kommt in Geothermiekraftwerken zur Zeit das Organic Rankine Cycle-Verfahren (ORC) zum Einsatz (vgl. Abb. 5). Dieses basiert auf dem klassischen Dampfturbinenkonzept, setzt allerdings organische Arbeitsmittel wie den – ozonunschädlichen – Kohlenwasserstoff Isopentan oder den Fluorkohlenstoff PF5050 ein, die schon bei rund 30°C sieden (Loose 2007: 18). Diese Arbeitsmittel werden durch das Thermalwasser erhitzt, verdampfen und werden in die Turbine geleitet, wo ihre Entspannung die Drehbewegung der Turbine antreibt. Deren mechanische

Energie wird in Elektrizität umgewandelt. Anschließend wird der Dampf abgekühlt, kondensiert und durch eine Pumpe wieder auf den für den Beginn des Verdampfungsprozesses nötigen Druck befördert (Kaltschmitt et al. 2006: 515).

Die Gesamtwirkungsgrade von ORC-Kraftwerken sind bedingt durch den hohen elektrischen Eigenbedarf v.a. der Pumpen, der sich auf bis zu 50 % der erzeugten Elektrizität beläuft, verglichen mit konventionellen Kraftwerken gering. So ist bei einer Thermalwassertemperatur von 100°C mit einem Wirkungsgrad von 8 %, bei 200°C mit 13 % zu rechnen (Paschen et al. 2003: 66). Allerdings eignet sich das bei der Stromerzeugung auf etwa 70 °C abgekühlte Wasser für den Betrieb eines Fern- oder Prozesswärmenetzes. Bei einem Wirkungsgrad von 10 % können so für jede kWh Strom zusätzliche 10 kWh an Niedertemperaturwärme bereitgestellt werden (ebd.: 67). Zum Betrieb eines Fernwärmenetzes kann allerdings die Installation eines konventionell befeuerten Spitzenlast-Ausgleichssystems nötig werden. Obwohl das Verfahren an sich weitgehend ausgereift ist, wird der ORC-Technik grundsätzlich ein großes Optimierungspotenzial etwa bei der Wahl des Arbeitsmittels und der Betriebstemperaturen zugeschrieben. Auch gibt es global erst wenige Anbieter entsprechender Anlagen, was für die Weiterentwicklung sowie das Preisniveau nicht gerade förderlich ist (ebd.).

Eine Alternative ist das neuere Kalina-Verfahren, das höhere Wirkungsgrade bei niedrigeren Temperaturen verspricht. Hier wird als Arbeitsmittel ein Gemisch aus Ammoniak und Wasser verwendet, das mit seinen gleitenden Temperaturverläufen Übertragungsverluste vermindert und so auf Wirkungsgrade von 8,5 % schon bei 80°C und 12 % bei 160°C kommt (Kaltschmitt et al. 2006: 516). Allerdings mangelt es bislang noch an praktischer Erfahrung mit dieser Technik. Neben dem ersten derartigen Kraftwerk, das 2001 in Island fertiggestellt wurde, ist das im Juni diesen Jahres in Betrieb genommene Geothermiekraftwerk Unterhaching bei München weltweit die zweite Anlage dieser Art (Paschen 2003: 67, Spiegel Online 2008). Theoretisch ebenfalls denkbar, in der Praxis aber des höheren Aufwands wegen noch nicht angewandt, sind Kombinationen aus direkter Thermalwassernutzung und nachgeschalteten ORC- oder Kalinaanlagen mit entsprechend höheren Ausnutzungsgraden (Kaltschmitt et al. 2006: 518). Das theoretisch erreichbare Maximum, das bei der Umwandlung von Wärme in mechanische oder elektrische Energie erreichbar ist, wird derzeit durch den Carnot-Wirkungsgrad vorgegeben, der sich aus den höchsten und nied-

rigsten im Prozess vorkommenden Temperaturen berechnet und z.B. bei 130°C heißem Thermalwasser, das auf 20°C zurückgekühlt wird, 27 % beträgt (Loose 2007: 10).³

Abb. 9: Fallbeispiel I – Geothermiekraftwerk Unterhaching

Das Geothermiekraftwerk Unterhaching stellt nach Neustadt-Glewe und Landau das dritte und bislang umfangreichste Geothermieprojekt in Deutschland dar. Seinen Anfang nahm es im Rahmen eines kommunalen Wärmeversorgungskonzepts für die Gemeinde Unterhaching, für dessen Umsetzung ein großes Interesse an Klimafreundlichkeit und dem Einsatz erneuerbarer Energien bestand. Eine Machbarkeitsstudie offenbarte 2001 das sehr hohe geothermische Potenzial der Gemeinde, das die Möglichkeit bietet, 80 % der Unterhachinger mit erneuerbar erzeugter Fernwärme zu versorgen. Die Errichtung einer geothermischen Stromerzeugungsanlage bot sich zur Nutzung überschüssiger Energie, vor allem im Sommer, an. 2002 wurde so die gemeindeeigene **Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG** gegründet, um Geothermiekraftwerk und Fernwärmenetz zu bauen und zu betreiben. Das Investitionsrisiko wurde dabei erstmalig durch den Abschluss einer privaten Fündigkeitssicherung reduziert. Hinsichtlich der Stromerzeugungsanlage fiel die Entscheidung auf eine hochmoderne Kalina-Anlage, die ein großes Wirkungsgradsteigerungspotenzial verspricht. Die Wärmeerzeugung wurde mit einer thermischen Leistung von 38 MW im Jahr 2007 aufgenommen, ein Beginn der Stromerzeugung ist für Ende 2008, Anfang 2009 geplant. Mit dem Bohrungserfolg wurden die lokal besonders günstigen, geologischen Bedingungen bestätigt, was in der Region einen regelrechten Boom neuer Projektplanungen ausgelöst hat.

Steckbrief:

Bohrtiefe: 3.300 m

Fließrate: 540 m³/h

(größte geothermale Tiefbohrung mit derart hohen Temperaturen in Deutschland)

Thermalwassertemperatur: 122°C

Elektrische Leistung: 3,36 MW (Durchschnittsleistung)

Geothermische Wärmeleistung: 38 MW (im Endausbaustadium des Fernwärmenetzes: 70-80 MW Anschlussleistung)

Quelle: Geothermie Unterhaching GmbH & Co GK (2008), Interview B

³Der Carnot-Wirkungsgrad berechnet sich nach dem im Prozess erzielten Temperaturgefälle wie folgt:
 $\eta = (T_{\text{höchst}} - T_{\text{niedrigst}}) / T_{\text{höchst}}$, für 130°C: $\eta = (403 \text{ K} - 293 \text{ K}) / 403 \text{ K} \approx 0,27$ (Loose 2007: 11)

2.4 Potenzial der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland

Spricht man von dem Potenzial einer Energiequelle, können damit die verschiedensten Größen gemeint sein. Darum wird im Folgenden einleitend die Unterscheidung zwischen theoretischem, technischem, wirtschaftlichem und erschließbarem Potenzial erläutert, bevor Abschätzungen und Bedingungsfaktoren für die Erschließung geothermischer Möglichkeiten in Deutschland vorgestellt werden. Dabei wird eine Differenzierung zwischen den verschiedenen Erdwärmevorkommen der Aquifere, kristallinen Gesteine und Störungszonen sowie angebots- und nachfrageseitigen Restriktionen getroffen. Hinsichtlich der Angaben zu den Potenzialgrößen bezieht sich die vorliegende Arbeit maßgeblich auf die 2003 auf Veranlassung des Deutschen Bundestages vom Büro für Technikfolgenabschätzung (TAB) durchgeführten Sachstandsbericht von Paschen et al. zu den Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland, welcher bis heute als die umfassendste Veröffentlichung in diesem Bereich zu gelten hat.

2.4.1 Definitionen

Die am genauesten zu beziffernden und deshalb am weitesten verwendeten Potenzialarten sind das theoretische und das technische Potenzial. Ersteres gibt das durch physikalische Zusammenhänge bedingte Energieangebot an, das zu einem bestimmten Zeitpunkt oder in einem bestimmten Zeitraum in einer Region genutzt werden kann (Kaltschmitt et al. 2006: 21). Es handelt sich jedoch um eine rein theoretische Größe, da vor der tatsächlichen Nutzung zumindest zum betrachteten Zeitpunkt unüberwindbare Hindernisse technischer, ökologischer, struktureller wie administrativer Natur stehen. Berücksichtigt man diese Restriktionen, gelangt man zum technischen Potenzial, das im Zeitablauf durch technologische und gesellschaftliche Veränderungen wandelbar ist. Der Umfang dieser Größe hängt vom Fokus der Untersuchung ab. So lassen sich etwa technische Potenziale für Primär-, Sekundär- und Nutzenergie, Energieerzeugung und -nachfrage errechnen (ebd.: 22). Der Begriff des wirtschaftlichen Potenzials wiederum zielt auf den Anteil des technischen Potenzials ab, der bei gegebenen ökonomischen Rahmenbedingungen konkurrenzfähig genutzt werden könnte, während das erschließbare Potenzial den Nutzungsumfang der Energiequelle bezeichnet, mit dem man realistischere Weise, unter Einbezug von Verzögerungen in Nut-

zung und Diffusion der Erschließungstechnologie, rechnen kann (Paschen et al. 2003:16). Die beiden letztgenannten Potenzialarten hängen dabei stark von den getroffenen Annahmen bezüglich Vergleichsenergieträgern und deren Preisen, dem Einbezug externer Kosten, Investitionsparametern wie Zinssatz, geforderter Rendite oder Abschreibedauer, sowie rechtlicher, administrativer oder informationeller Barrieren ab, was eine Vergleichbarkeit entsprechender Abschätzungen erschwert (ebd., Kaltschmitt et al. 2006: 22). Darum findet an dieser Stelle nur eine Betrachtung des theoretischen und vor allem des technischen Potenzials statt, während Überlegungen zur Wirtschaftlichkeit sowie zu politischen und sonstigen Faktoren, die zum tatsächlichen Nutzungsumfang führen, im folgenden Kapitel zu finden sind. Hier soll es bei der Bemerkung bleiben, dass bei staatlicher Förderung das erschließbare Potenzial über dem wirtschaftlichen liegen kann.

2.4.2 Theoretisches Potenzial

Aus den thermodynamischen Zusammenhängen, auf die in Abschnitt 3.1 eingegangen wurde, lässt sich das theoretische geothermische Potenzial unter der Gebietsfläche Deutschlands ableiten. Geht man von einer maximalen Bohrtiefe von 10.000 m und einer Entziehbarkeit der Gesteinswärme bis auf 20°C aus, stünde eine Energiemenge von 1.200.000 EJ zur Verfügung (Kaltschmitt et al. 2006: 527). Allerdings benötigen einmal ausgekühlte Gesteinsformationen aufgrund ihrer schlechten Wärmeleitfähigkeit Jahrhunderte, um vom geothermalen Wärmestrom wieder auf ihr ursprüngliches Temperaturniveau erhitzt zu werden. Unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten ist daher eine allmähliche Erschließung über einen sehr langen Erschließungszeitraum zu befürworten. Legt man eine Zeitspanne von 1000 Jahren zu Grunde, ergibt sich allein für die Stromerzeugung ein theoretisches Potenzial von 1.200 EJ bzw. 333,6 PWh pro Jahr, was sich auf mehr das 86-fache des deutschen Primärenergieverbrauchs von 13,84 EJ im Jahr 2007 beläuft (BMWI 2008: Tab. 4).⁴

2.4.3 Technisches Angebotspotenzial

Das theoretische Potenzial stellt die Obergrenze für das in Zukunft evtl. erreichbare technische Potenzial dar. Beim derzeitigen Stand der Technik müssen allerdings Wirkungsgrade von durchschnittlich 10 % berücksichtigt werden, was das Stromerzeugungspotenzial auf 33,6 PWh verringert. Wird zusätzlich die Abwärme genutzt, ist der Vorrat an aktuell nutz-

⁴ $1 \text{ J} = 1 \text{ Ws} = 2,78 \cdot 10^{-7} \text{ kWh}$

barer, geothermischer Energie deutlich höher (Kaltschmitt et al. 2006: 528). Weitere Einschränkungen, die gemacht werden müssen, liegen in der heute erreichbaren Bohrtiefe von 7 km, einer Temperaturuntergrenze von 100°C – wobei unter Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung auch niedrigere Temperaturen genutzt werden können und genutzt werden – sowie in Mindestabständen zwischen den Bohrungen und einer Fließrate von 50 m³/h (Paschen et al. 2003: 17). Wie bedeutend diese Beschränkungen sind, zeigt die Überlegung, dass ein Gesteinsquader mit einer Fläche von 1 km² und einer Tiefe von 7 km über einen theoretischen Energievorrat von 1,3 EJ verfügt, was 10 % des deutschen Primärenergieverbrauchs entspricht und die Versorgung einer darüber liegenden Kleinstadt über Jahrhunderte hinweg sicherstellen könnte (ebd.:19). Neben den genannten Einschränkungen hängt die gewinnbare Energiemenge jedoch auch von den geologischen Randbedingungen des Untergrunds ab. So sind derzeit 15-20 % des in Aquiferen gespeicherten Wärmehalts nutzbar, in kristallinem Gestein und Störungszonen liegt der Anteil mit 2,5-5 % deutlich niedriger (Kaltschmitt et al. 2006: 528). Besonders wichtig bei der Einschätzung des technischen Erzeugungspotenzials ist die Tatsache, dass dessen überwiegender Teil erst durch das noch in der Entwicklung befindliche HDR-Verfahren verfügbar gemacht werden kann, was der Gleichung einen zusätzlichen Unsicherheitsfaktor hinzufügt. Letztendlich vereinen die von der Hydrogeothermie genutzten Aquifere nur 1 % des geothermischen Potenzials Deutschlands auf sich, während 4 % auf die bislang nicht erschlossenen Störungszonen und 95 % auf kristallines Gestein fallen (Paschen et al. 2003: 5).

Für die geothermische Stromerzeugung geeignete Heißwasseraquifere findet man im Norddeutschen Becken, im Oberrheingraben und im süddeutschen Molassebecken. Hier sind bereits die meisten Anlagen zur Direktwärmenutzung angesiedelt, und auch die Existenz von in der Vergangenheit erschlossenen Erdöl- und Erdgasfeldern trägt zu einem relativ guten Informationsstand über den Untergrund bei. Dementsprechend günstig sind die Voraussetzungen für aktuelle Geothermieprojekte (Paschen et al. 2003: 25). Insgesamt lassen sich, nach Abzug von technischen Restriktionen und Umwandlungsverlusten, aus der in den Aquiferen gespeicherten Energie bei einem Nutzungszeitraum von 1000 Jahren rund 2,5 TWh Elektrizität pro Jahr gewinnen (vgl. Anhang, Tab. A1.1). Über zwei Drittel hiervon entfallen auf das Norddeutsche Becken, wo man typischerweise allerdings erst in Tiefen von 4-5 km günstige Temperaturen von 130-160°C antrifft und die Erfolgswahrscheinlichkeit für ausreichende Thermalwasserfließraten unter 30 % liegen (Paschen et al. 2003:

26, 48). Von den übrigen Aquiferen sind weitere 25 % im Temperaturbereich von 100-130°C und 15 % zwischen 160-190°C angesiedelt (ebd.: 35). Aus den sich quer durch Deutschland ziehenden Störungzonen lassen sich etwa 12,5 TWh/a Elektrizität erzeugen, während auf kristalline Gesteine mit 305,5 TWh/a der Großteil des Potenzials entfällt (vgl. Anhang, Tab. A1.1). Knapp 85 % der mit dem HDR-Verfahren zu erschließenden Wärme ist dabei im kristallinen Grundgebirge Süd- und Mitteldeutschlands anzutreffen, das räumlich allerdings auch 14 bzw. 15-mal größer ist als das Norddeutsche Becken und der Oberrheingraben (Paschen et al. 2003: 40f.). Insgesamt addieren sich diese Schätzungen zu einem technischen Stromangebotspotenzial von 320,5 TWh pro Jahr (ebd.: 46). Dies entspricht knapp der Hälfte des jährlichen deutschen Strombedarfs (BMWI 2008: Tab. 21).

2.4.4 Technisches Nachfragepotenzial

Will man sich ein realistisches Bild von den Erschließungsbedingungen der Geothermie machen, muss auch die Endenergienachfrage in die Überlegungen miteinbezogen werden. Da diese von der Entwicklung und Struktur des Elektrizitäts- und Wärmeverbrauchs abhängt, sind die Werte einerseits genauer abzuschätzen, allerdings kurz- bis mittelfristig auch variabler als die von technischen Obergrenzen geprägten Angaben des Erzeugungspotenzials. Da Strom aus Erdwärme ohne jahres- und tageszeitliche Variationen und mit einer hohen Volllaststundenzahl – grundsätzlich ist ein ganzjähriger Betrieb mit maximal 8.760 Volllaststunden möglich, selbst wenn hinsichtlich Wartungszeiten etc. bislang noch keine belastbaren Erfahrungswerte existieren – bereitgestellt werden kann, eignet er sich für den Einsatz im Grundlastbereich. Dieser macht etwa die Hälfte der deutschen Bruttostromerzeugung von 636,5 TWh im Jahr 2007 aus, so dass sich, würde der gesamte Grundlastanteil von Geothermie abgedeckt, ein Wert von ca. 318 TWh/a ergibt, was knapp oberhalb des Angebotspotenzials liegt (Paschen et al. 2003: 52, AG Energiebilanzen 2008). Grundsätzlich ist auch ein Einsatz im Mittel- oder Spitzenlastbereich möglich, dagegen sprechen unter wirtschaftlichen und energieökonomischen Gesichtspunkten aber die hohen Investitions- und niedrigen Betriebskosten sowie die – zurzeit noch – langen Reaktionszeiten bei Lastwechseln (Paschen et al. 2003: 52).

Unter ökonomischen wie ökologischen Gesichtspunkten wünschenswert ist hingegen eine Kopplung von Strom- und Wärmeproduktion (siehe Kapitel 3.3 und 3.4). Ginge man da-

von aus, dass geothermischer Strom nur in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt würde, bestünde die entscheidende Restriktion demnach in der Nachfrage nach Niedertemperaturwärme (Paschen et al. 2003: 53). Als Obergrenze käme also die gesamte deutsche Wärmenachfrage von 5466 PJ im Jahr 2005 in Betracht (BMW 2008: Tab. 7). Da die Stromproduktion mit einem Wirkungsgrad von 10 % um den Faktor 10 geringer ist, ergibt sich ein maximales Nachfragepotenzial von 546,6 PJ bzw. 152 TWh/a, was etwa 24 % der BSE entspricht. Einschränkungen ergeben sich aus der Verteilung der Wärme, da KWK in absehbarer Zeit nur in großen, zentralen Anlagen möglich sein wird, deren Einsetzbarkeit durch die räumliche Nachfragestruktur eingeschränkt wird. Berücksichtigt man also nur den Anteil an Siedlungsflächen, der eine genügend hohe Wärmenachfrage für den Ausbau von Wärmeverteilnetzen aufweist, sowie die Niedertemperaturnachfrage der Industrie, erhält man einen Wert von rund 2.500 PJ/a, was etwa 70 TWh/a oder einem Anteil an der BSE von 11 % entspricht (Paschen et al. 2003: 53; Kaltschmitt et al. 2006: 530). Dabei sind die Siedlungsstrukturen in den alten Bundesländern etwas besser für diese Art der Wärmeversorgung geeignet als in den neuen (Kaltschmitt et al. 2006: 530). Tatsächlich hat allerdings in den letzten Jahren kaum ein Ausbau von Fernwärmenetzen stattgefunden, da Erdgas als leitungsgebundener Energieträger im Wärmebereich favorisiert wird und die in Fernwärmenetze eingespeiste Energie seit Ende der 90er Jahre rückläufig ist (Kaltschmitt et al. 2006: 531; BMW 2008: Tab. 25). Als Minimalabschätzung für das Nachfragepotenzial kann also die derzeitige Wärmeeinspeisung von 314 PJ im Jahr 2005 dienen (Paschen et al. 2003: 54; BMW 2008: Tab. 25). Dies würde einer Strommenge von knapp 9 TWh/a und einem BSE-Anteil von nur 1 % entsprechen. Allerdings handelt es sich bei der Annahme, geothermischer Strom würde nur in KWK erzeugt werden, um ein Extremszenario. Gerade von der HDR-Technik mit ihrem Zugriff auf heißere Temperaturen in größeren Tiefen wird nach Erlangung der Marktreife erwartet, dass sie ausschließliche Stromproduktion zu wirtschaftlichen Bedingungen ermöglichen wird. So kommen Paschen et al. in ihrem Bericht an den Bundestag zu dem Schluss, dass „geothermische Energie grundsätzlich eine ernst zu nehmende Option für die zukünftige Energieversorgung darstellt, wenn auch nur Bruchteile der geschätzten Potenziale tatsächlich genutzt werden können“ (Paschen et al. 2003: 5). Tabelle A1.1 im Anhang liefert eine Zusammenfassung der vorhandenen technischen Potenziale und ihrer Strukturierung.

Kapitel 3: Die Marktsituation geothermischer Stromerzeugung

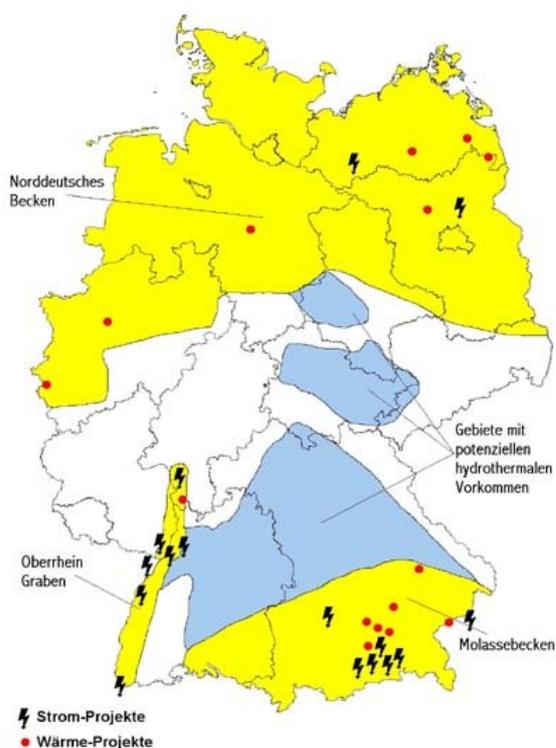
Das folgende Kapitel befasst sich mit der Lage der geothermischen Stromerzeugung sowohl in Deutschland als auch weltweit. Neben einer Darstellung der Ausbausituation wird eine Analyse der ökonomischen Bedingungen und der ökologischen Folgen der Geothermie vorgenommen, in deren Rahmen auch ein Vergleich mit anderen Stromerzeugungsoptionen stattfindet. Abschließend werden die relevanten politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen vorgestellt.

3.1 Nutzung geothermischer Stromerzeugung in Deutschland

Das Fehlen von natürlichen, oberflächennahen Heißwasserdampfreservoirs, wie sie in vulkanisch aktiven Gebieten wie Island oder Teilen Italiens vorkommen, hat in Deutschland lange Zeit ein weitergehendes Interesse an geothermischer Stromerzeugung verhindert. Geothermische Energie wurde nur in geringer Menge und lokal begrenzt in Form von Heizzentralen, zur Gebäudeheizung und in Thermalbädern sowie oberflächennah in erdgekoppelten Wärmepumpen genutzt. Auf diese Weise wurden 2007 2.299 GWh, bzw. 2,5 % der gesamten Wärmebereitstellung, an thermischer Energie erzeugt, wobei nur 160 GWh bzw. 0,2 % hiervon auf Anlagen der tiefen Erdwärmenutzung entfallen (BMU 2008d: 12). Erst die Aufnahme von Geothermie in das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Jahr 2000 regte eine Beschäftigung mit dieser Option auch zu Stromerzeugungszwecken an (BMU 2007c: 6). 2003 wurde so in Neustadt-Glewe das erste deutsche Geothermiekraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 230 kWh in Betrieb genommen (Schellschmidt et al. 2007: 3). Dabei handelt es sich um eine Erweiterung eines bereits seit 1993 bestehenden Heizkraftwerks, bei der mittels einer dem Heizkreislauf vorangeschalteten ORC-Turbine in Zeiten geringer Wärmenachfrage zusätzlich Strom produziert wird (BMU 2007c: 30). Das Kraftwerk verfügte über Vorbildcharakter, und so nahmen mit Unterhaching, Landau und Groß Schönebeck im Jahr 2007 drei weitere Kraftwerke den Betrieb auf, wobei letztgenanntes im Rahmen eines In-situ-Geothermielabors des Geoforschungszentrums Potsdam realisiert wurde (BMU 2007c: 36). Selbst wenn der derzeitige Beitrag zur Endenergiebereitstellung mit 0,4 GWh Ende 2006 noch vernachlässigbar gering ist, beginnt sich aktuell ein

beispielloser Aufwärtstrend der Branche bemerkbar zu machen. Die Reaktionszeit auf die Aufnahme der Geothermie in die EEG-Förderung lässt sich dabei auf eine relativ lange Projektrealisierungsdauer von 2 bis 5 Jahren zurückführen (Sanner, Busmann 2003: 4). Mindestens 11 weitere Kraftwerke mit elektrischen Leistungen zwischen 2 und 8 MW befinden sich zurzeit im Bau oder in den letzten Vorbereitungsphasen (vgl. Anhang, Tab. A1.2). Wie aus Abb. 10 ersichtlich, befinden sich die meisten dieser und der bereits realisierten Projekte in den geologisch günstigsten Gebieten des Oberrheingrabens und des süd-deutschen Molassebeckens.

Abb. 10: Geothermie-Projekte in Deutschland



Quelle: IE Leipzig 2008, vgl. auch Anhang, Tab. A1.2

Insgesamt 140 Projekte sind zurzeit laut Angaben des BMU in Planung (BMU 2007d). Mit dem Erreichen der Marktreife des HDR-Verfahrens, das Geothermie geographisch unabhängig machen würde, wird ein weiterer Boom der Branche erwartet, doch auch jetzt schon sind beachtliche Steigerungswerte zu beobachten. Tab. 1 fasst die wichtigsten Marktkennzahlen für 2007 zusammen. Dabei ist zu beachten, dass sich die meisten Projekte noch im Bau befinden, was die niedrigen Betriebsumsätze erklärt.

Tab. 1: Marktkennzahlen der Geothermiebranche 2007

	Geothermie- branche	Erneuerbare- Energien-Branche insg.	Prozentualer Anteil Geothermie- branche	Wachstum gegen- über 2005
Umsatz aus Anla- generrichtung	600 Mio. €	10,7 Mrd. €	5,6 %	114 %
Umsatz aus Anla- genbetrieb	0,05 Mio. €	14,3 Mrd. €	< 0,01 %	0,7 %
Gesamtumsatz	600,05 Mio. €	25 Mrd. €	2,4 %	114 %
Arbeitsplätze	4.500	249.300	1,8 %	150 %*

* Wachstum gegenüber 2004

Quelle: BMU (2007a): 23/24, BMU (2007b): 18/19, BMU (2008d): 29,31

Abb. 11: Fallbeispiel II – Geothermiekraftwerk Neustadt-Glewe

In Neustadt-Glewe wurde 2003 die erste geothermische Stromerzeugungsanlage in Deutschland in Betrieb genommen. Bereits seit 1994 existiert hier ein geothermisches Heizwerk, das von der WEMAG AG und der Stadt Neustadt-Glewe betrieben wird. Da im Sommer die Wärmenachfrage äußerst gering ist, entstand die Idee, das Heizwerk mit einer Stromerzeugungsanlage zu erweitern, um die überschüssige Energie nutzen zu können. Die Aufnahme der Geothermie in das EEG ermöglichte die Realisation dieser Pläne. Eigens zu diesem Zweck wurde 2002 die **Erdwärme-Kraft GbR** gegründet, die zu 94,3 % Vattenfall und zu 5,7 % der WEMAG AG gehört, an der Vattenfall ebenfalls mehrheitlich beteiligt ist. Ein vorrangiges Investitionsmotiv bestand dabei auch darin, Erfahrungen und Know-How im Umgang mit dieser neuen Stromerzeugungsmöglichkeit zu erlangen. 2004 ging die eingerichtete ORC-Turbine mit einer maximalen Leistung von 230 kW in den Dauerbetrieb, die eine Stromerzeugung von 1.400-1.600 MWh/a oder die Jahresstrombedarfsdeckung von ca. 500 Haushalten ermöglicht. Die Wärmeversorgung steht allerdings im Vordergrund, so dass die Stromerzeugungsanlage bei kalten Witterungsverhältnissen in Teillast gefahren oder außer Betrieb genommen wird.

Steckbrief:

Bohrtiefe: 2.250 m

Fließrate: 110 m³/h

Elektrische Leistung: max. 230 kW
(garantierte Leistung 210 kW)

Thermalwassertemperatur: 97°C (weltweit
niedrigste Temperatur, die zur Stromer-
zeugung genutzt wird)

Geothermische Wärmeleistung: 6,5 MW

Quelle: Erdwärme-Kraft GbR (2008), Interview A

3.2 Nutzung geothermischer Stromerzeugung weltweit

Global gesehen deckten Strom und Wärme aus Geothermie im Jahr 2005 0,4 % des weltweiten Primärenergieverbrauchs von 479.100 PJ ab (BMU 2008d: 63). Dabei ist zu beachten, dass der weitaus größte Teil des regenerativen Primärenergiebeitrags von 12,7 %

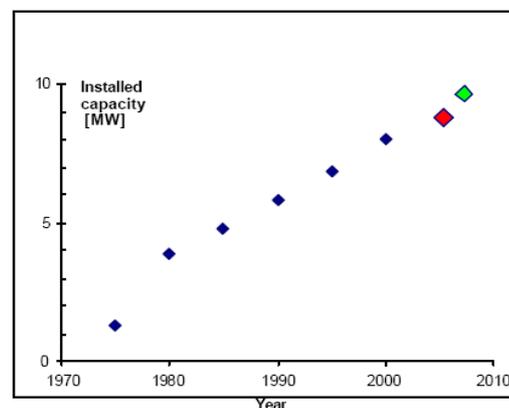
durch klassische, nicht notwendigerweise nachhaltig genutzte Energieträger wie Biomasse und Wasserkraft gebildet wird. Der gering erscheinende Anteil der Erdwärme beträgt so immerhin das Vierfache des Anteils „neuer“ regenerativer Energien wie Wind-, Solar- und Meeresenergie (ebd.). Insgesamt beläuft sich die im Jahr 2007 installierte elektrische Kapazität auf etwa 9.732 MW (Bertani 2007: 1). Angaben über die darüber hinausgehende, direkte thermische Nutzung sind mit größeren Unsicherheiten behaftet, die Geothermische Vereinigung GtV geht für 2005 von einem Wert von knapp 28 GW aus (GtV 2005a, 2005b). Tabelle 2 und Abb. 12 liefern einen Überblick über die Entwicklung der globalen geothermischen Stromerzeugungskapazität seit Mitte der 70er Jahre. In den Jahrzehnten zuvor wurde bereits seit 1913 in einer Größenordnung von mehreren hundert MW heißer Wasserdampf aus der Erde zur Stromerzeugung genutzt (Fridleifsson et al. 2008: 2). Doch erst mit den technologischen Weiterentwicklungen Ende der 70er, wie sie etwa in Los Alamos vorangetrieben wurden, setzte nach dem anfänglichen Boom ein bis heute anhaltendes, stetiges Wachstum von 3-4 % pro Jahr ein, wobei die in den letzten drei Jahren neu installierte Kapazität rund 800 MW betrug (s. Tab. 2).

Tab. 2: Weltweit installierte geothermische Stromerzeugungskapazität 1975 bis Ende 2007 (Schätzwert)

Jahr	Installierte Kapazität MW _{EL}	jährliche Wachstumsrate in %
1975	1.300	
1980	3.887	24,49
1985	4.764	4,15
1990	5.832	4,13
1995	6.833	3,22
2000	7.972	3,13
2005	8.933	2,30
2007	9.732	4,38

Quelle: Bertani 2007: 1; Angaben zur Wachstumsrate: eigene Berechnungen (mit $WR(t_0, t) = (Cap(t) / Cap(t_0))^{1/N} - 1$ und $N = t - t_0$)

Abb. 12: Weltweit installierte geothermische Stromerzeugungskapazität von 1975 bis Ende 2007 und 2010



Quelle: Bertani 2007: 1

Gegenwärtig wird Geothermie in 24 Ländern zur Stromerzeugung genutzt, wobei die USA mit 2.687 MW und die Philippinen mit 1.970 MW die Spitzenreiter in Sachen installierter Kapazität darstellen, gefolgt von Indonesien (992 MW), Mexiko (953 MW) und Italien

(811 MW) (Bertani 2007: 2, vgl. Anhang, Tab. A1.3). Dabei werden, anders als bislang in Deutschland, am häufigsten größere Kraftwerkseinheiten mit Leistungen zwischen 20 und 110 MW eingesetzt (Fridleifsson et al. 2008: 10). Nach dem Anteil an der nationalen Stromerzeugung liegen die fünf Länder Costa Rica, El Salvador, Kenia, Island und die Philippinen vorne, da sie 15-22 % ihres Strombedarfs durch Geothermie decken (Fridleifsson et al. 2008: 2). Zur Wärmeengewinnung wird Geothermie in insgesamt 72 Ländern eingesetzt, 18 weitere Staaten verfügen über bislang ungenutzte Potenziale (Fridleifsson 2007: 2). Beachtenswert ist die Zahl der Entwicklungsländer unter den Nutzern dieser Energiequelle. So befinden sich unter den 15 Staaten, die am meisten geothermischen Strom produzieren, zehn Entwicklungsländer, unter den größten 15 Anwendern im Wärmebereich sind es fünf (ebd.). Der Exportmarkt entsprechender Technologie wird hingegen klar von den USA mit Japan und Island als kleineren Wettbewerbern dominiert, wobei in der EU Italien und Frankreich bislang die einzigen Länder waren, die hier global aktiv wurden (Sanner, Bussmann 2005: 2).

Hinsichtlich des globalen geothermischen Stromerzeugungspotenzials sind belastbare Schätzungen schwierig, einige Autoren nennen jedoch maximale Kapazitätsangaben um die 140 GW ohne und 240 GW mit HDR-Verfahren (Fridleifsson et al. 2008: 6). 39 Länder vor allem in Afrika, Zentral- und Südamerika sowie der Pazifikregion könnten theoretisch ihren Elektrizitätsbedarf vollständig durch Geothermie decken (ebd.: 7). Für 2010 sagen Prognosen, in Übereinstimmung mit dem bisherigen Wachstumstrend, eine installierte Kapazität von 11 GW und eine geothermisch erzeugte Strommenge von 74.669 GWh pro Jahr voraus, ein Erreichen der 140 GW-Marke mit, bei erhöhtem Auslastungsgrad, 1.104 TWh Elektrizitätsproduktion wird um 2050 herum als realisierbar angesehen (ebd.: 26). Dies entspräche etwa 6 % der derzeitigen globalen Stromerzeugung von 18.307 TWh im Jahr 2005 (BMW 2008: Tab. 26).

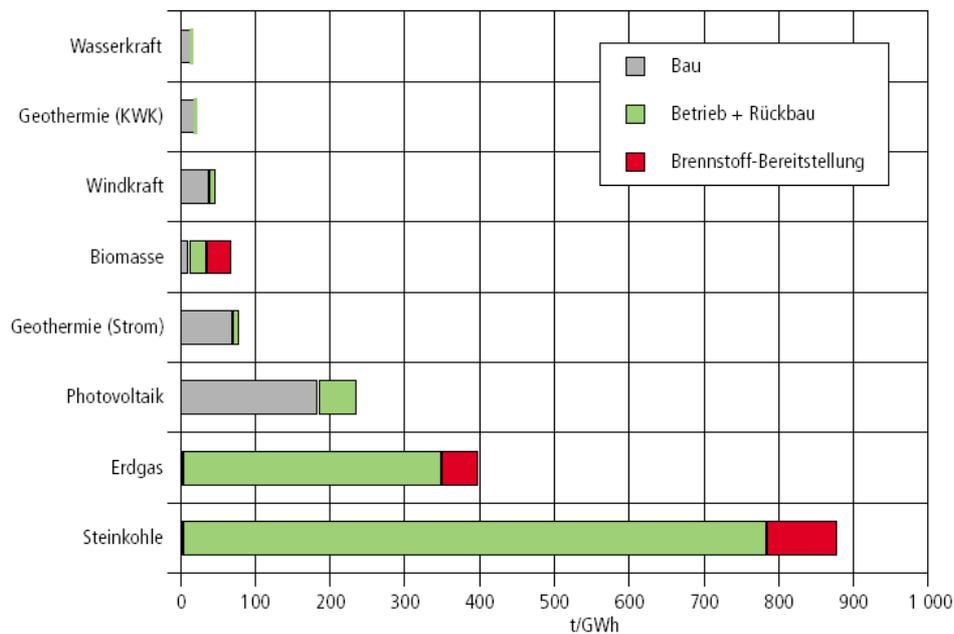
3.3 Ökologische Analyse

Auswirkungen auf die Umwelt können entlang verschiedener Dimensionen und in verschiedenen Abschnitten der Lebensdauer eines Kraftwerks auftreten. Quantifizierbar sind dabei vor allem der Verbrauch erschöpflicher Energieträger und die Freisetzung von Stoffen – Größen, die man anhand einer Lebenszyklusanalyse, welche Energieströme und Stofffreisetzungen im Verlauf der gesamten Anlagenlebensdauer und unter Berücksichtigung von vor- und nachgelagerten Prozessen betrachtet, untersuchen und mit entsprechenden Ergebnissen für andere Energieträger vergleichen kann. Weitere ökologische Effekte wie Flächenverbrauch, Lärm oder thermodynamische Veränderungen werden im Anschluss behandelt.

3.3.1 Emissionen und Primärenergieverbrauch

Rechnet man die im Lebenszyklus anfallenden Emissionen an CO₂ und anderen Treibhausgasen auf eine GWh geothermisch produzierten Stroms um, erhält man einen Wert von maximal 79 t CO₂-Äquivalenten pro GWh für durchschnittliche und minimal 16 t/GWh für gute geologische Bedingungen (Kaltschmitt et al. 2006: 524). Hiervon entfallen 85-90 % allein auf den Bau, und hier vor allem auf die Bohrung und die Herstellung der hierfür und für die Pumpen benötigten Materialien (ebd.: 525). Schon der Energieverbrauch des Bohrergeräts produziert mehr als ein Drittel der gesamten CO₂-Äquivalent-Emissionen, während der Bau der übertägigen Anlage sowie der Betrieb inklusive Rückbau nur jeweils ein Zehntel beisteuern (ebd.). Mit dieser CO₂-Bilanz liegt Geothermie knapp oberhalb von Windkraft und Biomasse, jedoch deutlich unterhalb der Photovoltaik (vgl. Abb. 13). Fossile Energieträger wie Steinkohle verfügen über einen mehr als zehnmal so hohen CO₂-Ausstoß, Erdgas über einen fünfmal höheren. Unter Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung lässt sich die geothermische Bilanz sogar auf 21 t/GWh verbessern, da die Emissionen hier auf die Strom- und Wärmeproduktion aufgeteilt werden (Paschen et al. 2003: 84). Nur Wasserkraft weist ein günstigeres Verhältnis auf.

Abb. 13: CO₂-Äquivalente in Tonnen pro GWh



Quelle: BMU 2007c: 29

Der fossile Primärenergieverbrauch im Lebenszyklus zeigt dieselben Relationen zwischen den Energieträgern wie die CO₂-Äquivalent-Emissionen. Geothermische Stromerzeugung ist hier mit 1.048 GJ/GWh ohne und 281 GJ/GWh mit KWK vertreten, die Extreme werden von Wasserkraft mit 203 GJ/GWh und Steinkohle mit 9.109 GJ/GWh gebildet (ebd.: 85). Hinsichtlich der Versauerung von Böden durch den Eintrag von Schwefel- und Stickstoffoxiden liegt Geothermie ohne KWK mit 474 kg SO₂-Äquivalenten pro GWh auf einem Niveau mit erdgasbefeuerten Gas- und Dampf-Kraftwerken und bei rund der Hälfte der Emissionen von Photovoltaik und Biomasse (ebd.: 84). Steinkohle bildet mit 1.542 kg/GWh wieder die ungünstigste und Wasserkraft mit 86 kg/GWh die umweltfreundlichste Option, während geothermische KWK mit 127 kg/GWh hier erneut an zweiter Stelle steht (ebd.). Auch 90 % der versauernden Emissionen sind der Bohrung und dem untertägigen Bau der Anlage zuzurechnen, zwei Drittel hiervon entfallen auf den Energiebedarf des Bohrvorgangs (Nitsch et al.: 90). Diese Konzentration der umweltschädlichen Auswirkungen auf einen Abschnitt des Lebenszyklus und entsprechende vorgelagerte Prozesse geht mit einem erheblichen Verbesserungspotenzial einher. So wird damit gerechnet, den Primärenergieeinsatz und die CO₂-Äquivalent-Emissionen bis 2020 um 40 % und die SO₂-Äquivalent-Emissionen um 30 % senken zu können (ebd.).

3.3.2 Weitere Umweltauswirkungen

Weitere Umwelteffekte, die während des Kraftwerksbaus und der Bohrung zum Tragen kommen, bestehen in Lärm und Flächenverbrauch. Insgesamt bleiben diese Beeinträchtigungen aber auf einem niedrigen Niveau, da der Bohrplatz bis auf das eigentliche Bohrloch nach Abschluss der Arbeiten rekultiviert werden kann, sich die Belastungen auf einen relativ kurzen Zeitraum von 3 bis 6 Monaten beschränken und die Lärmentwicklung auf das gesetzlich vorgeschriebene Maß reduzierbar ist (Kaltschmitt et al 2006: 525). Der Landverbrauch der oberirdischen Anlage entspricht dem vergleichbarer konventioneller Kraftwerke (BMU 2007c). Vor allem in der öffentlichen Wahrnehmung problematischer sind seismische Erschütterungen, die bei der Stimulierung und während des Fracturing-Prozesses auftreten können. So wurde das Projekt eines Hot-Dry-Rock-Heizkraftwerks bei Basel 2006 auf Druck von Protesten der Bevölkerung vorerst auf Eis gelegt, nachdem in zeitlichem Zusammenhang mit dem Einpressen von Wasser mehrere Erdbeben mit einer Stärke von bis zu 3,4 auf der Richterskala auftraten (IE Leipzig 2008; Zahoransky 2007). Während äußerst geringe, an der Oberfläche nicht wahrnehmbare Mikroseismizität eine normale Begleiterscheinung des Fracturing darstellt, sollten sich solche Vorkommnisse jedoch durch eine sorgfältige Standortvoruntersuchung, die seismisch labile Zonen identifiziert, vermeiden lassen (Kaltschmitt et al. 2006: 526; Paschen et al. 2003: 87).

Im Betrieb sind Geothermiekraftwerke sehr umweltfreundlich, da es zu keiner Freisetzung von Schadstoffen kommt. Im Thermalwasser gelöste Salze und Mineralien kommen nicht in Kontakt mit der Umwelt, da es wieder in den Untergrund gepresst wird. Eventuelle Filterausfälle lassen sich unproblematisch entsorgen (BMU 2007c: 26). Die unmittelbarste, wenn auch in ihren Auswirkungen auf Ökosysteme als gering und lokal begrenzt einzuschätzende Einwirkung des Kraftwerksbetriebs besteht im Anfall z.T. beträchtlicher Abwärme, die jedoch in Kraft-Wärme-Kopplung genutzt oder zurück in den Untergrund geleitet werden kann (Kaltschmitt et al. 2006: 526). Auf der anderen Seite führt die graduelle Auskühlung des Grundgebirges zu einer Veränderung der chemischen Zusammensetzung im Thermalfluidreservoir. Da dies allerdings in einer Tiefe stattfindet, in der keine Verbindung mehr zur Biosphäre besteht, resultieren keine Auswirkungen auf die darüber liegenden Ökosysteme (Paschen et al. 2003: 86). Abkühlungsbedingte Absenkungen der Erdoberfläche durch Kontraktionen im Speichergestein, wie sie im Bergbau und bei der Ölförderung häufig vorkommen, treten wenn überhaupt nur über lange Zeiträume hinweg und in

einem weitaus geringerem, gegenüber diesen Beispielen vernachlässigbarem Maße auf (ebd. 2003: 87).

Im Rahmen eines Störfalls könnte u.U. aggressives Thermalfluid oder entweichender Dampf Beeinträchtigungen der umgebenden Umwelt nach sich ziehen, die aber gering und stets nur lokaler Natur wären (Kaltschmitt et al. 2006: 526/527). Zudem schreibt das Bundesbergrecht einen Schutz des Untergrunds gegen ausweichende Flüssigkeiten durch eine Versiegelung des Bohrplatzes vor (Kaltschmitt 1999: 111). Nach Betriebsende schließlich ist eine Abdichtung der Bohrung notwendig, um Schadstoffeintrag in den Untergrund und einen hydraulischen Kurzschluss zwischen unterschiedlichen Erdschichten zu vermeiden. Eine Entsorgung der Kraftwerksanlage ist problemlos entlang der gesetzlichen Vorgaben für Maschinentechnik durchführbar (Kaltschmitt et al. 2006: 527). Die Regeneration des Wärmereservoirs beginnt praktisch sofort nach Einstellen des Kraftwerksbetriebs. Da der Untergrund nicht völlig ausgekühlt wird, sondern Wärme nur bis zum Erreichen der Wirtschaftlichkeitsgrenze entzogen wird, läuft die Wiederherstellung von bis zu 95 % des Energievorrats innerhalb eines Zeitrahmens ab, welcher der Lebensdauer des Kraftwerks entspricht. Die Geschwindigkeit des Vorgangs nimmt dabei asymptotisch ab (Fridleifsson et al. 2008: 29).

3.4 Ökonomische Analyse

Im Gegensatz zur fossilen Stromerzeugung, bei der die Preise für Brennstoffe einen wesentlichen Anteil an den Stromgestehungskosten ausmachen, fallen bei der Geothermie während des Betriebs nur geringe Kosten an. Stattdessen machen Investitionen den größten Anteil der Kosten aus, wobei hiervon durchschnittlich 70 % allein auf die Bohrung entfallen (BMU 2007c: 21). Tab. 3 gibt beispielhaft einen Einblick in die Kostenzusammensetzung einer 850 kW-ORC-Anlage mit einer 4.000 m Bohrung. Der hohe Anteil der Bohrkosten stellt dabei in der Hydrogeothermie ein nicht zu unterschätzendes Risiko dar, da Aussagen über die Fließgeschwindigkeit und Temperatur des angebohrten Aquifers mit letzter Sicherheit erst während der Bohrungsarbeiten getroffen werden können. Eine Versicherung dieses Fündigkeitsrisikos wäre für die ökonomische Absicherung geothermischer Projekte daher sehr empfehlenswert, jedoch befindet sich der Aufbau privatwirtschaftlicher

Angebote aufgrund der mangelnden Datenbasis für die Risikoberechnung noch in den Anfangsschritten (BMU 2007: 21).

**Tab. 3: Investitionskosten am Beispiel einer hydrogeothermischen
850 kW ORC-Anlage**

Kostenart	Kostenhöhe	Anmerkungen	Anteil an Gesamtkosten (850 kW, 4000 m)	durchschnittliche Kostenverteilung von Geothermieprojekten ^{a)}
Bohrlochkosten (Bohrung inkl. Verrohrung)	Durchschnittlich 1.150 €/m für 4.000-5.000 m Tiefe, insg. 4,6-5,75 Mio. €; dabei unterproportionaler Anstieg: bis 3.000 m Tiefe ca. 1.000 €/m	größter Anteil (durchschn. 36 %): Bohranlagenmiete inkl. Personal- und Energiekosten	60 %	70 %
Förderpumpe	150.000 €		2 %	2 %
Stimulation	360.000 €	konservative Schätzung, stark abhängig von lokalen Gegebenheiten	5 %	2 %
Thermalwasserkreislauf	rd. 390.000 €, zzgl. anlagenspezifische Kosten von 25 €/kW inst. Leistung		5 %	5 %
ORC-Anlage (850 kW)	1,5 Mio. €, zzgl. 10 €/kW für Wärmeübertrager		20 %	15 %
Gebäude und Grundstück	150.000 €		2 %	3 %*
Planung und Vorarbeiten	500.000 €	inkl. geologische Gutachten, Gebühren für Bergämter	7 %	3 %
Summe (850 kW, 4000 m)	7.679.750 €		100 %	100 %

*Angabe bezieht sich hier auf den Punkt „Sonstiges“

Quelle: nach Kaltschmitt et al. 2006: 519 / 520, a) vgl. BMU 2007c: 21

Setzt man die fast 7,7 Millionen €, die für dieses 850 kW-Kraftwerk zu veranschlagen wären, in Verhältnis zu den Investitionskosten etwa für Windkraftanlagen, erscheint die Effizienz des Kapitaleinsatzes, ginge es nur um die Stromproduktion, auf den ersten Blick fragwürdig. Für eine Windkraftanlage von einer Leistung von 1,5 MW lägen die Kosten z.B. bei nur 1,9 Mio. € (Kaltschmitt et al. 2006: 326). Dabei ist allerdings zu beachten, dass Windkraft- und Geothermieanlagen sehr unterschiedliche Volllaststundenanzahlen erreichen. Grundsätzlich können Geothermiekraftwerke das gesamte Jahr über betrieben werden, während Windräder nur während 16 % bis maximal 37 % des Jahres Energie erzeugen (vgl. Tabelle 4)⁵. Dementsprechend würde, bei maximaler Volllaststundenanzahl beider Kraftwerksarten, eine Geothermieanlage fast drei mal so viel Elektrizität erzeugen

⁵1.400 h/a / 8.760 h/a = 16 %, 3.200 h/a / 8.760 h/a = 37 %

wie eine Windkraftanlage gleicher Leistung. Außerdem ist der Vorteil zu beachten, der durch die Verlässlichkeit des nicht-variablen Energieangebots der Geothermie entsteht. Tab. 4 vergleicht die Volllaststundenanzahlen verschiedener regenerativer Energieträger.

Tab. 4: Leistungs- und Volllaststundenvergleich verschiedener regenerativer Energien

	Photo-voltaik	Wind-energie	Wasser-kraft	Feste Biomasse	Biogas	Geo-thermie
Leistungen in kW _E	1- >3000	100- >5000	10- >100.000	< 500- > 5000	70- > 500	100- >5000
Volllaststunden in h/a	800-1020	1400-3200	4500-6500	2500-5500	Ø 6500	max. 8760

Quelle: Kaltschmitt et al. 2006: 537, Werte für Biomasse und Biogas: Institut für Energetik und Umwelt (2004): 6ff.

Im laufenden Betrieb fallen vor allem Kosten für Wartung, Instandhaltung, Geschäftsführung und Personal an. Ein weitgehender Automatisierungsgrad hält letztere allerdings gering, da Personal nur für Überwachungs- und Steuerungsaufgaben benötigt wird (BMU 2007c: 22). Hinzu kommt ein gewisser Eigenstrombedarf der Anlage, der sich bei Eigenversorgung in einem verringerten Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks niederschlägt. Die EEG-Vergütung lässt es ökonomisch jedoch meist sinnvoll werden, hierfür Strom hinzuzukaufen. Die Wirtschaftlichkeit der Anlage wird darüber hinaus durch die eingespeiste Strommenge, die zusätzliche Nutzung von Wärme, die Anzahl der jährlichen Volllaststunden und geologische Standortbedingungen sowie die Höhe der Förderraten und Temperatur bestimmt. Bei mittleren Annahmen wie einer Förderrate von 100 m³/h und einer Temperatur des hochgepumpten Wassers von 150°C ergeben sich für die in Tab. 3 beschriebene Anlage unter geologisch günstigen Bedingungen, wie sie im Oberrheingraben herrschen, so insgesamt Stromgestehungskosten von ca. 0,17 €/kWh, in weniger günstigen Gebieten wie dem Norddeutschen Becken steigen sie auf 0,22 €/kWh (Kaltschmitt et al. 2006: 520; Paschen et al. 2003: 75)⁶. Die Kostenunterschiede ergeben sich in erster Linie aus den Bohrkosten, die zusammen mit Stimulation und Pumpeneinrichtung 70% der Stromgeste-

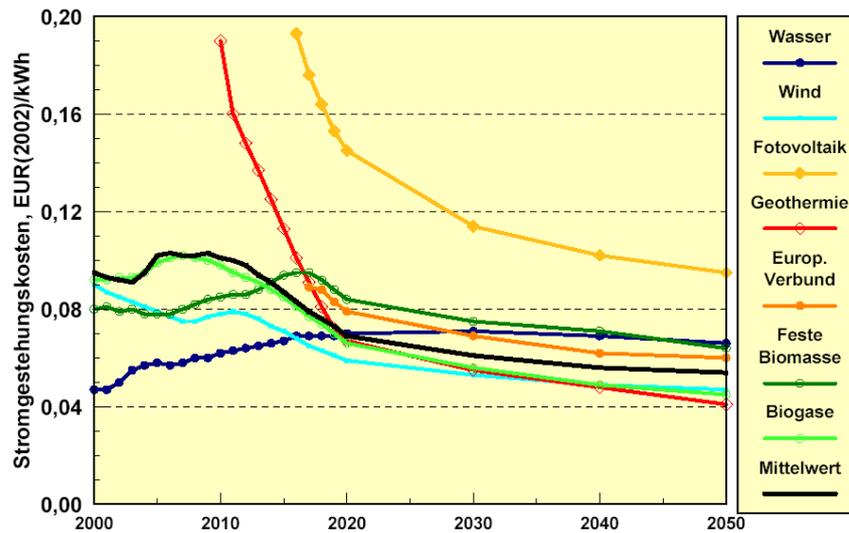
⁶ weitere Annahmen: Kalkulationszinssatz 4,5 %, Abschreibungsdauer von 30 Jahren, Nettowirkungsgrad 8,5 % (Versorgung des Stromeigenbedarfs über ORC-Anlage) und Volllaststundenzahl 7.500 h/a (4.950 MWh/a Nettostromertrag); zusätzliche Versorgung des Wärmenetzes zu 70°C über 1.900 Volllaststunden/a (13.500 MWh Wärmeertrag), Wärmenettoerlös 2 ct/kWh_{th} (Paschen et al. 2003: 74).

hungskosten ausmachen (ebd.). Der Rest wird durch die weiteren Investitionskosten sowie die Betriebskosten gebildet, wobei letztere jeweils nur mit etwa 2-3 Cent zu Buche schlagen (Kaltschmitt et al. 2006: 521). Die zusätzliche Nutzung von Wärme in KWK kann die Wirtschaftlichkeit signifikant verbessern. Betrachtet man die Wärmeerlöse als Gutschrift auf die Stromgestehungskosten, reduzieren sich diese, je nach Standort, auf 0,13-0,18 €/KWh (Kaltschmitt et al. 2006: 522). Allerdings sind diese Angaben sehr von den zugrunde gelegten Annahmen bzw. den konkreten Bedingungen vor Ort abhängig. Für eine Anlage im Oberrheingraben, die mit einer höheren Förderrate von 200 m³/h und 180°C arbeitete, wäre so eine ausschließliche Stromerzeugung zu nur 0,08 €/kWh möglich (ebd.; Paschen et al. 2003: 76).

Unter durchschnittlichen Bedingungen ist Geothermie demnach im Vergleich zu anderen Energieerzeugungsoptionen noch relativ teuer. Von den erneuerbaren Energien verfügt nur die Photovoltaik über höhere Stromgestehungskosten, moderne Kohle- oder Gas- und Dampf-Kraftwerke liegen mit 0,03-0,07 €/kWh weit darunter (Quaschnig 2007: 323). Jedoch befindet sich die Geothermie auch noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium mit großem Kostensenkungspotenzial. Da Investitionen, und hier vor allem die Bohrkosten, den größten Teil der Kosten ausmachen, würden sich technologische und verfahrenstechnische Fortschritte unmittelbar bemerkbar machen. Zurzeit leiden zudem die Preise vieler erneuerbarer Energietechniken unter dem Problem, dass ein Einstieg in kostengünstige Großserienfertigung noch aussteht und ein Markt mit vielen, konkurrierenden Anbietern erst unzureichend ausgeprägt ist (ebd.: 322). Für Geothermie kommt die Konkurrenz mit Erdöl- und Gasförderunternehmen verschärfend hinzu. So stiegen die Bohrpreise allein in den letzten 1,5 Jahren um 30 % an, und auch die Verteuerung von Stahl trug dazu bei, dass bereits Vorhaben wegen sich verschlechternder Wirtschaftlichkeit zurückgestellt wurden (BMU 2007e: 103). Dennoch geht die vom BMU in Auftrag gegebene Leitstudie 2007 zur Ausbaustrategie erneuerbarer Energien davon aus, dass bis 2020 beträchtliche Senkungen der durchschnittlichen Kosten bis unter 8 Cent/KWh realisiert werden können (Nitsch, DLR 2007: 8). Geothermische Stromerzeugung könnte dann mit Windkraft und Biogas zu den kostengünstigsten erneuerbaren Energien gehören. Bis 2050 wären sogar weitere Kostensenkungen bis auf 4 Cent/kWh möglich (vgl. Abb. 14). Während die durchschnittlichen Stromgestehungskosten aller regenerativen Stromerzeugungsformen über Skaleneffekte und technologische Weiterentwicklungen zukünftig deutlich sinken werden, bestehen

für konventionelle Kraftwerke kaum noch Kostensenkungspotenziale (Fischedick, Nitsch 2002: 48). Vergleicht man den Kostenverlauf der EE-Technologien mit dem prognostizierten Anstieg der Kosten für fossile Brennstoffe, zeigt sich, dass Geothermie – wie auch der Durchschnitt aller regenerativen Energien – ab 2025 niedrigere Stromgestehungskosten als die fossilen Kraftwerke aufweisen könnte (vgl. Abb. 15).

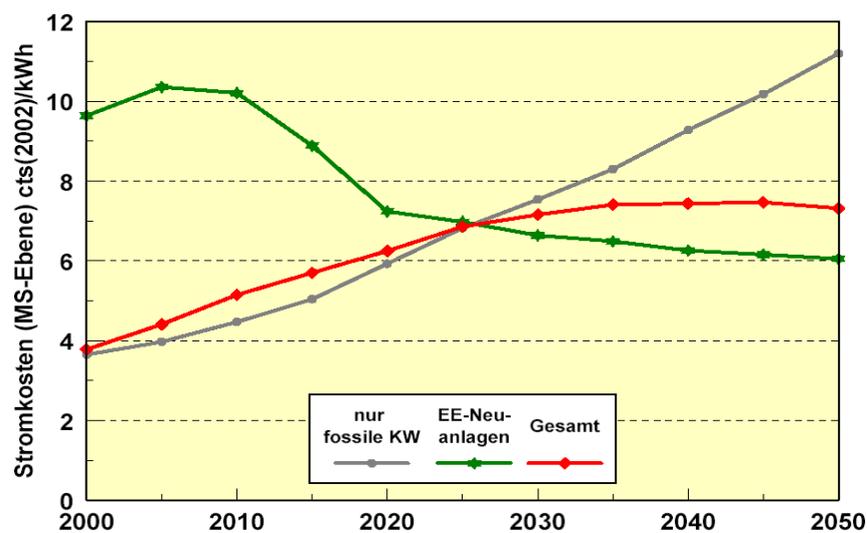
Abb. 14: Zukünftige Kostenentwicklung stromerzeugender EE-Technologien bis 2050



Anmerkung: Geldwert 2002; realer Zinssatz 6 % p.a.; jeweils Mittelwerte mehrerer Einzeltechnologien

Quelle: Nitsch, DLR 2007: 8

Abb. 15: Entwicklung der mittleren Stromgestehungskosten bis 2050 in Cent/kWh



Quelle: Nitsch, DLR 2007: 63

Die Erlösseite wird maßgeblich durch die Vergütung durch das EEG bestimmt. Seit 2004 werden geothermische Anlagen mit bis zu 5 MW installierter Leistung mit 15 Cent, bis zu 10 MW mit 14 Cent, bis zu 20 MW mit 8,95 Cent und darüber mit 7,16 Cent pro kWh gefördert (BMU 2007: 22). Zu der EEG-Vergütung addieren sich gegebenenfalls Erlöse aus dem Absatz von Wärme. Wie viel hiervon zu welchem Preis verkauft werden kann, bestimmt sich vor allem durch die lokalen Marktgegebenheiten, wie die Nachfrage nach Fernwärme. Generell orientiert sich der Wärmepreis jedoch auch an der Preisentwicklung fossiler Energieträger (BMU 2007c: 22). So stieg der Verbraucherpreis für Fernwärme zwischen 1991 und 2007 von 4,3 auf 7,4 ct/kWh, der für Erdgas von 3,55 auf 6,51 ct/kWh (inkl. MWSt) (BMWi 2008: Tab. 26).

3.6 Politische und rechtliche Rahmenbedingungen

Bei einer Energieerzeugungsform wie der Geothermie, deren Wirtschaftlichkeit zumindest zum gegebenen Zeitpunkt noch stark von politischer Förderung abhängt, ist die Betrachtung der politischen Rahmenbedingungen von besonderem Interesse. Nach einer kurzen Darstellung der rechtlichen Grundlagen nimmt dieser Abschnitt daher eine Einordnung der Geothermieförderung in die Energie- und Klimapolitik der Bundesregierung vor, gefolgt von einem Überblick über die politische Beachtung, die geothermische Stromerzeugung seit der Aufnahme in das EEG 2000 erfahren hat. Hierbei wird auf das EEG selbst sowie weitere Förderinstrumente wie die Forschungsförderung einzugehen sein. Einem Abriss der Einflüsse auf Ebene der EU, die für die Entwicklung der Geothermie von Bedeutung sind, schließt sich eine Beurteilung der politischen Situation in Deutschland an.

3.6.1 Rechtlicher Rahmen

Die Nutzung geothermischer Ressourcen in Tiefen über 100 m wird in Deutschland durch das Bundesberggesetz geregelt und unterliegt damit grundsätzlich denselben Bestimmungen, die beim Abbau von Kohle, Öl und Mineralien zum Tragen kommen. Danach liegt das Eigentum an geothermischen Energiequellen nicht beim Besitzer der entsprechenden Landoberfläche, sondern beim Bund, welcher Förderlizenzen vergeben kann. Üblicherweise geschieht dies unter Erhebung eines Förderzinses, von dem Geothermie allerdings be-

freit ist (Sanner, Bussmann 2003: 1). Die Lizenz geht mit einer starken rechtlichen Position für den Lizenzhalter einher, der seine Nutzungsinteressen sogar gegen den Willen des Oberflächeneigentümers durchsetzen kann, sofern dieser angemessen entschädigt wird (ebd.). Auch besteht ein Rechtsanspruch auf Bewilligung einer Aufsuchungslizenz, sofern dem nicht „überwiegende öffentliche Interessen“ entgegenstehen (Große 2005). Problematisch ist allerdings, dass Erdwärme anders als Öl- oder Kohlevorkommen keinen klar definierten Grenzen folgt, so dass hier noch Bedarf für eine klare Definition der Größe von lizenzierten Gebieten vorhanden ist (Sanner, Bussmann: 3). Neben der thermodynamischen Beeinträchtigung benachbarter Nutzungsfelder kommt hinzu, dass Lizenzgebiete nach einem auf der Erdoberfläche abgegrenzten Areal vergeben werden, das in die Tiefe unbegrenzt verlängert wird. Die Nutzung des Lizenzgebiets durch Dritte wird ausgeschlossen (Schulz 2003). Dies verhindert einen theoretisch ohne weiteres machbaren „Stockwerkbetrieb“ von mehreren Geothermieanlagen mit unterschiedlicher Tiefenreichweite in demselben Gebiet, selbst wenn zwischen den genutzten Wärmefeldern Tiefenunterschiede von Kilometern liegen – ein rechtliches Hindernis, das bislang trotz Initiativen der GtV nicht ausgeräumt werden konnte (Schulz 2003; BBergG 2006: § 4, Abs. 7). Weitere Regelungen, denen geothermische Projekte unterliegen, finden sich im Abtragungsgesetz, dem Wasserhaushaltsgesetz, in landesrechtlichen Wassergesetzen und bauplanungs- bzw. bauordnungsrechtlichen Vorschriften; bei größeren Projekten oder in besonders geschützten Gebieten greift u.U. das Raumordnungsgesetz oder das Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (Große 2005).

3.6.2 Energiepolitische Einordnung

Als wichtigstes politisches Instrument für die Entwicklung erneuerbarer Energien in Deutschland ist zweifellos das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zu nennen. Es steht im Zusammenhang der Energie- und Klimaschutzpolitik der aktuellen und der rot-grünen Vorgängerregierung, die im Einklang mit europäischen Verpflichtungen das Ziel verfolgt, bis 2010 einen Ausbau der Erneuerbaren auf einen Anteil von 12,5 % am Bruttostromverbrauch zu erreichen und diesen bis 2020 auf mindestens 20 % und bis 2050 auf 50 % auszubauen (BMU 2007b: 8). Die erste Marke wurde mit einem Anteil von 14,2 % im Jahr 2007 bereits überschritten, was sicherlich einen Beitrag dazu leistete, dass in der am 01.01.2009 in Kraft tretenden Neufassung eine Ausweitung der Ziele auf 30 % 2020 mit

einem anschließend kontinuierlich weiter zu betreibenden Ausbau vorgenommen wurde (BMU 2008a: 4; BMU 2007e: 22). Das EEG erschöpft sich dabei nicht in über einen Zeitraum von 20 Jahren garantierten Vergütungszahlungen, die – je nach Wettbewerbsfähigkeit der entsprechenden Energieerzeugungsform – mehr oder weniger deutlich über dem regulären Strompreis liegen. Wichtig ist auch die Bestimmung, dass unter das EEG fallende Anlagen Vorrang beim Anschluss ans Netz und bei der Abnahme von Strom haben (BMU 2007f: 5). Ist ein Netz ausgelastet, sind es die konventionellen Kraftwerke, die ihre Stromproduktion und damit ihre Erlöse verringern müssen.

Die aktuelle Novelle des EEG ist Teil des im August 2007 verabschiedeten Meseburger Klimaprogramms der schwarz-roten Bundesregierung. Im Dezember 2007 und Mai/Juni 2008 wurden in diesem Zusammenhang insgesamt 21 Gesetze und Verordnungen erlassen, die neben dem Ausbau erneuerbarer Energien Themen wie Energieeffizienz, Verkehr und den Strom- und Wärmemarkt allgemein adressieren und dem Ziel untergeordnet sind, die Treibhausgasemissionen Deutschlands bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 bzw. um weitere 22 % relativ zum jetzigen Stand zu reduzieren (BMU 2007g: 1). Umweltverbände und Medien kritisieren das Programm jedoch als unzureichend, da viele Vorhaben vor der Beschlussfassung verwässert wurden.

3.6.3 Geothermie in der politischen Wahrnehmung und im EEG

Anders als Wind- oder Solarenergie wurde Geothermie im Vorläufer des EEG, dem Strom-einspeisegesetz von 1991, noch nicht erwähnt. Auch die Aufnahme in das im Jahr 2000 verabschiedete EEG war lange Zeit aufgrund des Arguments umstritten, dass es in Deutschland keine geothermische Stromproduktion gäbe und demnach auch keine Förderung notwendig wäre. Erst beharrliches Lobbying seitens der Geothermischen Vereinigung (GtV) und die Unterstützung einiger, in der Gestaltung des EEG eine tragende Rolle spielender Bundestagsabgeordneter wie Hermann Scheer (SPD) und Hans-Josef Fell (Bündnis 90/Die Grünen) führte zur Berücksichtigung (Sanner, Bussmann 2003: 3). Mit 8,95 Cent/kWh für Anlagen bis 20 MW und 7,16 Cent/kWh für höhere Leistungen war die Vergütung jedoch zu niedrig angesetzt, und auch die Dimensionierung erwies sich als Fehlgriﬀ.⁷ So wäre ein wirtschaftlicher Betrieb zu diesen Sätzen erst ab einer Leistung von 30

⁷ für Vergütungssätze des EEG 2000 vgl. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/2676/>

MW möglich, ein Maßstab, der in Deutschland in absehbarer Zeit nicht erreicht werden wird (Sanner, Bussmann 2003: 6; Kaltschmitt 2004: 1). Nichtsdestotrotz gaben die EEG-Bestimmungen in Verbindung mit Fördermitteln aus dem Zukunfts-Investitions-Programm zur Erforschung und Entwicklung umweltschonender Energietechniken (ZIP) der Geothermiebranche erste, wichtige Impulse, was 2003 in der bereits erwähnten Erweiterung des vormalig reinen Heizkraftwerks Neustadt-Glewe mündete. Diesem Einstieg in die geothermische Stromproduktion und dem positiven Fazit der vom Bundestag in Auftrag gegebenen TAB-Studie, wonach „geothermische Energie grundsätzlich eine ernst zu nehmende Option für die zukünftige Energieversorgung darstellt“ (Paschen et al.: 5), folgte 2004 ein Auftrag des Parlaments an die Regierung, Forschung wie Nutzung der Geothermie voranzutreiben und die Rahmenbedingungen für einen verstärkten Einsatz zu schaffen (BMU 2004: 14). Als Ziel wurde formuliert, in den folgenden 10-15 Jahren 1.000 MW elektrische und weitere 1.000 MW thermische Leistung zu installieren, wofür ein Investitionsbedarf von 9-10 Mrd. € veranschlagt wurde (ebd.: 16).

Die Novellierung des EEG 2004 brachte eine massive Aufstockung der Vergütungssätze vor allem für kleinskalige Anlagen und eine differenziertere Aufteilung der Größenkategorien (s.o.). Eine Degression der Vergütungen ist bis 2010 nicht vorgesehen, da erst ab diesem Zeitpunkt mit einer größeren Zahl von Anlagen und erfahrungs- bzw. technologiebedingten Kostensenkungen zu rechnen ist (BMU 2007f: 7). Dennoch blieb das Marktwachstum hinter den Erwartungen des Gesetzgebers zurück. Auswertungen zeigten, dass selbst bei relativ hohen Fördersätzen von 15 Ct/kWh ein wirtschaftlicher Betrieb von Anlagen mit weniger als 5 MW nur mit intensiver, begleitender Forschungsförderung von staatlicher Seite möglich ist (BMU 2007e: 103). Die 2009er Novelle des Gesetzes greift diese Erkenntnis auf und profitiert in ihrem Ansatz deutlich von den nun erstmals einfließenden, praktischen Erfahrungen. So wird die Zahl der Vergütungsklassen wieder auf zwei beschränkt, wobei die Trennlinie mit 10 MW bei dem Leistungsbereich gezogen wird, in dem sich voraussichtlich bis auf weiteres die hiesige Branchenentwicklung abspielen wird (Deutscher Bundestag 2008: 17). Die Vergütung wird nichtsdestotrotz für beide Bereiche angehoben, und zwar auf 16 ct/kWh für Anlagen kleiner und 10,5 ct/kWh für Anlagen größer 10 MW (Bundesregierung 2007: 15). Für Kraftwerke, die bis Ende 2015 in Betrieb genommen werden, erhöht sich die Förderung sogar um jeweils 4 ct/kWh (Deutscher Bun-

destag 2008: 9). Damit wird Geothermie nach der Photovoltaik die am zweitstärksten geförderte erneuerbare Energieerzeugungsform (Bundesregierung 2007: 12ff.).

Neu ist zudem die Einführung von Bonuszahlungen für Wärmenutzung und die Anwendung nicht-hydrothormaler Systeme, wie HDR, von 3 bzw. 4 ct/kWh (BMU 2007e: 17; Deutscher Bundestag 2008: 9). Der Wärmenutzungsbonus trägt der Erfahrung Rechnung, dass der ökologisch und ökonomisch wünschenswerte KWK-Betrieb oft mit Abstrichen bei der Stromproduktion verbunden ist, da die Temperatur des Thermalfluids nach Durchlaufen der Kraftwerks-Anlage nicht immer noch hoch genug ist, um ein Fernwärmenetz zu speisen. Wird hingegen ein Teil des Fluids exklusiv für die Wärmeproduktion genutzt, entstehen Einbußen bei der EEG-Vergütung, die durch die Bonuszahlung ausgeglichen werden sollen (BMU 2007e: 104). Der Technologiebonus unterstützt eine schnelle Entwicklung hin zur Marktreife der noch forschungsintensiven, aber so vielversprechenden Hot-Dry-Rock-Technologie. Als flankierende Maßnahme neben der Forschungsförderung soll außerdem im Rahmen des Marktanreizprogrammes (MAP) ein Modell zur Abdeckung des Fündigkeits- und Bohrrisikos in Höhe von maximal 30 % der Gesamtbohrkosten entwickelt werden (ebd.: 17). Auch arbeitet das BMU zurzeit mit der KfW und privaten Versicherungen an einem Konzept für die Einrichtung einer Fündigkeitsversicherung (ebd.: 105).

Neben der EEG-Novelle wird die Geothermie durch drei weitere Punkte des Meseburger Klimaprogramms tangiert. Die Neufassung des KWK-Gesetzes sieht eine Verdopplung des Anteils von KWK-Anlagen an der Stromproduktion von derzeit 12 % auf 25 % im Jahr 2020 vor, wozu der Bau von Neuanlagen und Wärmenetzen mit bis zu 750 Mio. € pro Jahr gefördert werden soll (ebd.: 2; BMU, BMWi 2007: 9). Das neue Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz ist eher auf dezentrale Energietechniken zur Gebäudeversorgung fokussiert, beinhaltet aber immerhin verwaltungstechnische Erleichterungen beim Ausbau von Wärmenetzen (BMU 2008b: 4). Zudem werden „innovative Energietechnologien“ als Schlüsselemente der „integrierten Energie- und Klimapolitik“ der Bundesregierung benannt und sollen entsprechend in Förderprogrammen berücksichtigt werden (BMU 2007g: 2 und 7).

3.6.4 Forschungs- und Investitionsförderung

Neben dem EEG sind für die Geothermie die Energieforschungsprogramme der Bundesregierung und das inzwischen ausgelaufene Zukunfts-Investitions-Programm (ZIP) am bedeutendsten. Forschungsschwerpunkte der zwischen 2003-2006 46 Mio. € umfassenden Förderung sind und waren Exploration, Stimulation, Stromerzeugung im Niedertemperaturbereich sowie die Sammlung und Bereitstellung geologischer Informationen (BMU 2007e: 102, 105). Zu den Ergebnissen zählen die Entwicklung von Explorationsmethoden und Tiefbohrgeräten, die inzwischen international eingesetzt werden, und die Internetdatenbank GeotIS, deren Informationen Explorationsaufwand und Fündigkeitsrisiko beträchtlich senken können. Im Rahmen des 2006 aufgenommenen 5. Energieforschungsprogramms werden jährlich etwa 80-90 Mio. € für erneuerbare Energietechniken aufgewandt (BMU 2008c: 11). 2007 lag der Anteil von Geothermieprojekten an diesen Mitteln mit 7,9 % an dritter, jedoch weit abgeschlagener Stelle hinter Windkraft mit 34 % und Photovoltaik mit 40,8 %, während er zwischen 2004 und 2007 mit 15,2 % noch knapp hinter der Windkraft mit 16,8 % lag (ebd.: 12). Eine Erklärung für diese Variabilität liegt in der vergleichsweise geringen absoluten Zahl von Erdwärmeprojekten, die jeweils mit hohen Beträgen gefördert werden.

Für 2008 werden dank Mittelzuflüssen aus dem Verkauf von Emissionszertifikaten erstmals über 100 Mio. € für die Forschungsförderung erneuerbarer Energien veranschlagt (ebd.: 12). Hinzu kommen Fördermittel aus den Ländern, die für Geothermie mit 0,2 Mio. € bzw. 0,6 % der gesamten Länderforschungsausgaben für Erneuerbare vernachlässigbar sind (ebd.: 67). Faktisch sind hier nur Sachsen und Nordrhein-Westfalen in nennenswertem Maßstab aktiv. Des Weiteren existieren auf Bundes- und vereinzelt auf Länderebene Investitionsförderprogramme, als deren wichtigste das BMU-Programm zur Förderung von Demonstrationsvorhaben, die erstmalig neue Techniken oder Verfahren anwenden, und das Marktanreizprogramm, in dessen Rahmen verbilligte Darlehen und Teilschuldenerlasse gewährt werden, genannt werden müssen (BMU 2007b: 30; BMU 2007c: 23).

3.6.5 Förderung auf europäischer Ebene

Die europäische Förderung erneuerbarer Energien geschieht vor dem Hintergrund der zentralen energiepolitischen Ziele, in einem möglichst integrierten Markt Versorgungssicherheit zu wettbewerbsfähigen Preisen zu gewährleisten und dabei klimaschädliche Auswirkungen der Energieversorgung zu reduzieren (Antics, Sanner 2007: 3). Für eine Region, die die Hälfte ihres jährlich um 1-2 % wachsenden Energiebedarfs über Importe von erschöpflichen Ressourcen deckt, um die globale Konkurrenz besteht, ist ein forcierter Ausbau regenerativer Energien zur Erreichung dieser Ziele kaum zu umgehen (ebd.: 2). Als Instrument hierfür setzt die EU in erster Linie auf die Verabschiedung von Richtlinien, in denen verbindliche Ausbauziele für die Union als Ganzes sowie für die einzelnen Mitgliedsstaaten erlassen werden. So sieht der aktuelle Vorschlag der europäischen Kommission für eine Richtlinie zur Förderung der erneuerbaren Energien, welche nächstes Jahr die Direktiven zur Förderung regenerativer Energien im Elektrizitäts- und im Kraftstoffsektor von 2001 bzw. 2003 verbinden und ablösen soll, vor, bis 2020 mindesten 20 % des Endenergieverbrauchs (EEV) der EU über erneuerbare Quellen zu decken (Kommission der europäischen Gemeinschaften 2008: 10). Der derzeitige Anteil beträgt 6,6 % (BMU 2007b: 37). Deutschland etwa wird verpflichtet, seinen Anteil auf 18 % am nationalen EEV auszubauen (Kommission der europäischen Gemeinschaften 2008: 47). Den Mitgliedsstaaten bleibt dabei selbst überlassen, mit welchen Instrumenten und mit welchem sektoralen Schwerpunkt sie ihre Verpflichtungen erfüllen.

Neben dieser Rahmenpolitik engagiert sich die EU in Forschungsprogrammen, in denen neben anderen Energieerzeugungsformen auch die Geothermie gezielt gefördert wird. In den 80ern nahm diese Förderung mit der europäischen Forschungsanlage in Soultz ihren Anfang, inzwischen werden innerhalb des 6. Forschungsrahmenprogramms diverse Projekte zur Entwicklung fortgeschrittener geothermischer Systeme wie das HDR-Verfahren begleitet (Ledru, Genter 2007: 1). Auch unterstützt die Kommission Vernetzungsprojekte wie das Enhanced Geothermal Innovative Network for Europe sowie Forschungen zu rechtlichen und ordnungspolitischen Rahmenbedingungen und beteiligt sich an internationalen Forschungsk Kooperationen wie dem Geothermal Implementing Agreement der IEA (Antics, Sanner 2007: 8; Ledru, Genter 2007: 1)

3.6.6 Einschätzung der politischen Lage in Deutschland

Innerhalb Europas hat kaum ein Land in jüngerer Zeit solche Anstrengungen zur Förderung tiefeingeothermischer Stromerzeugung betrieben wie Deutschland. Vor allem dank der Vorgaben des EEGs wird die Bundesrepublik im europäischen Kontext inzwischen als geothermisches Boom-Land wahrgenommen, dessen Erfahrungen in Bezug auf eine eventuelle Übertragbarkeit auf andere Staaten genau beobachtet werden (Sanner, Busmann 2005: 1). Die Ausbaupflichtungen der kommenden EU-Rahmenrichtlinie zur Förderung der erneuerbaren Energien spielen in diesem Interesse zweifellos eine Rolle.

Hervorzuheben ist, dass fast jeder der Punkte, welche die TAB-Studie 2003 als zentralen Handlungsbedarf für eine weitergehende Nutzung des geothermischen Potenzials Deutschlands identifizierte, inzwischen politisch adressiert wurde. Dazu gehören, neben der Förderung technologischer Weiterentwicklungen, die Reduzierung von Fündigkeits- und Investitionsrisiken, der Ausbau von Kraft-Wärme-Kopplung und die bundesweite Erfassung und Verfügbarmachung geologischer Standortinformationen (Paschen et al. 2003: 9). Konsequenz werden diese Themen vor allem in der Neufassung des EEG für 2009 angegangen, zum einen über Bonuszahlungen für KWK und Technologie, zum anderen über die oben beschriebenen, flankierenden Maßnahmen. Auch die Tatsache, dass die Förderung der Geothermie in der verabschiedeten Fassung der EEG-Novelle gegenüber dem Entwurf noch einmal angehoben wurde, lässt sich als Hinweis auf den politischen Willen zum zügigen Ausbau dieser Stromerzeugungsoption deuten (Bundesregierung 2007:15; Deutscher Bundestag 2008: 9). Es ist zu erwarten, dass dieser verstärkte Ausdruck politischer Unterstützung der Branchenentwicklung zu einem weiteren Schub verhilft. Dies gilt umso mehr, als dass diese explizite Unterstützung in Verbindung mit verbindlichen Ausbauzielen für erneuerbare Energien einen positiven Einfluss auf das Vertrauen von Investoren hat, was sich wiederum in sinkenden Risikoprämien und günstigeren Krediten niederschlagen kann (Intelligent Energy for Europe 2007: 3).

Handlungsbedarf besteht hingegen noch in nicht-technischen Bereichen wie der Vereinfachung und Verbesserung administrativer und rechtlicher Bestimmungen, etwa bezüglich der Vergabe von Lizenzen oder Genehmigungen (Antics, Sanner 2007: 8; Kaltschmitt 2004: 12). Neben der vermehrten Ausbildung geologisch geschulter Arbeitskräfte, vor allem auch im bohrtechnischen Bereich, ist zudem auf eine Verbesserung des Images der

Geothermie im öffentlichen Bewusstsein hinarbeiten (WGC 2005: 2/3). Noch bis vor kurzem wurde Geothermie allgemein außer für vulkanisch aktive Regionen wie Island kaum als ernstzunehmende Stromerzeugungsoption wahrgenommen, und mediale Aufmerksamkeit verband sich oft eher mit vermeintlichen, oder in Einzelfällen tatsächlichen, Erdbebengefahren statt mit den Chancen und Vorzügen dieser erneuerbaren Energiequelle. Dies scheint sich zurzeit mit einer ausführlicher werdenden Berichterstattung, vor allem in Zusammenhang mit in Betrieb gehenden Projekten, zum Positiven zu ändern.

Kapitel 4: Die Szenario-Technik – Vorstellung der Analysemethode

In einer Welt, die sich durch komplexe, vielfältige Wirkungsgefüge auszeichnet, stößt der Versuch, belastbare Prognosen über zukünftige Entwicklungen zu treffen, schnell an seine Grenzen. Die Szenarioanalyse ist ein Instrument des Zukunftsmanagements, welches – anders als die auf der Extrapolation vergangener Daten beruhenden Prognosen – bewusst darauf ausgelegt ist, der prinzipiellen Unsicherheit von Zukunft Rechnung zu tragen. Eine weitere Grundlage liegt im systemischen, vernetzten Denken, das Monokausalitäten ablehnt und den Blick auf die Wechselwirkungen des Untersuchungsgegenstands mit einer sich verändernden Umwelt lenkt (von Reibnitz 1992: 22). Das Ergebnis der Analyse ist eine Beschreibung alternativer, komplexer Zukunftsbilder, die für den strategischen Umgang mit Wandel und einer offenen Zukunft genutzt werden können (Gausemeier et al. 1995: 83).

4.1 Grundlagen

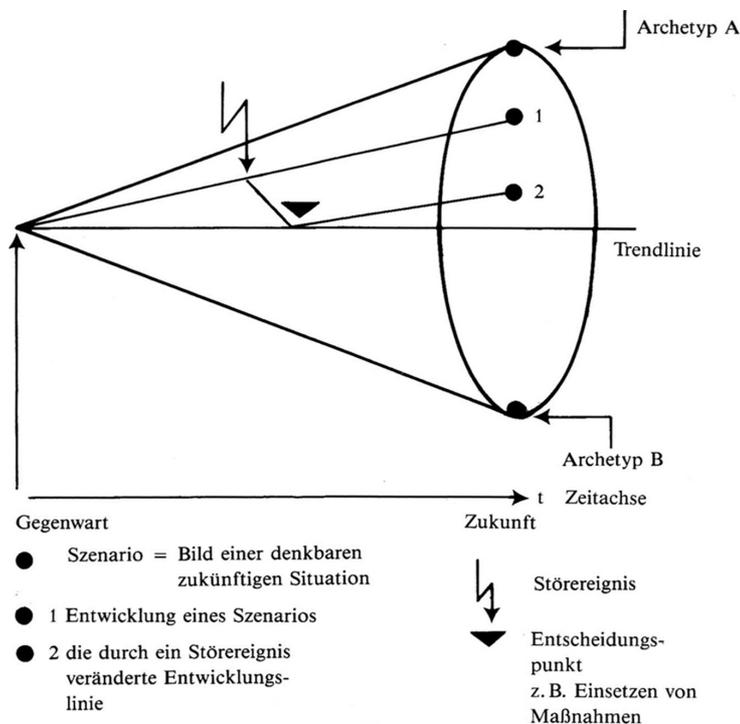
Das grundlegende Modell, auf dem die Szenarioanalyse aufbaut, kann durch einen Trichter multipler Zukünfte dargestellt werden (siehe Abb. 16). In der Gegenwart verfügen alle Faktoren, die im untersuchten System wirken, über eine bestimmte, erfassbare Struktur. Bewegt man sich 2 bis 3 Jahre in die Zukunft, werden sie sich teilweise, aber kaum bedeutend verändert haben (von Reibnitz 1992: 26). Anders sieht die Situation aus, wenn man weiter in die Zukunft blickt: Die Unsicherheit über die Entwicklung nimmt zu, evtl. treten neue Faktoren im Wirkungsgefüge auf. Dies wird im sich entlang der Zeitachse erweiternden Trichter symbolisiert, dessen Schnittfläche zu einem beliebigen Zeitpunkt den Raum aller denkbaren, theoretisch möglichen Zukunftsbilder darstellt (Gausemeier et al. 1995: 85). Aus dieser Menge werden einzelne, besonders stimmige, unterschiedliche und stabile, d.h. gegenüber kleineren Veränderungen resistente, Szenarios ausgewählt und weiter ausgearbeitet (von Reibnitz 1991: 28). Die größtmöglichen Unterschiede findet man zwischen den Szenarios, die auf den Rändern des Trichters liegen und deshalb als Archetypen zweier vollkommen gegensätzlich verlaufender Entwicklungen oder Extremprojektionen bezeichnet werden (ebd.: 27). Als Grenzmarken der möglichen Zukünfte sind sie für die Betrachtung von besonderem Interesse, da die letztendliche Realität zwischen ihnen zum Liegen

kommt und in abgeschwächter Form von den hier deutlich formulierten, gegensätzlichen Einflüssen geprägt sein wird. Die Absicht der Szenarioanalyse ist somit nicht, Aussagen über die Eintrittswahrscheinlichkeit bestimmter Zukunftsbilder zu treffen, sondern in einem Rückbezug auf die Gegenwart Zusammenhänge aufzudecken, die zu bestimmten Entwicklungen führen können. Eine besondere Bedeutung kommt daher qualitativen Faktoren zu, da das Interesse nicht, wie bei Prognosen, in der Vorhersage quantifizierbarer Entwicklungen liegt, sondern im Verständnis eines dynamischen Wirkungsgefüges (ebd.: 19). Des Weiteren bietet diese Methode die Möglichkeit, Störereignisse mit geringer Eintrittswahrscheinlichkeit und erheblichen Auswirkungen in die Betrachtung mit einzubeziehen (ebd.: 29). Zusammenfassend kann folgende Definition aufgestellt werden:

„Ein Szenario ist die Beschreibung einer komplexen, zukünftigen Situation, deren Eintreten nicht mit Sicherheit vorhergesagt werden kann, sowie die Darstellung einer Entwicklung, die aus der Gegenwart zu dieser Situation führen könnte.“

(Gausemeier et al. 1995: 90)

Abb. 16: Das Szenariotrichter-Modell



Quelle: von Reibnitz 1992: 27

4.2 Anwendung

Ihren Ursprung hat die Szenarioanalyse in militärstrategischen Studien des US-Verteidigungsministeriums, für die sie in den 50ern von der RAND Corporation als Instrument der Zukunftsforschung entwickelt wurde (Meyer-Schönherr 1992: 12). Eine Ausweitung auf nicht-militärische Bereiche fand erst zu Beginn der 70er-Jahre statt, als große Mineralölunternehmen wie Shell im Zuge der ersten Ölkrise erkannten, dass herkömmliche Prognoseinstrumente bei der Vorhersage einer solchen Entwicklung versagt hatten, und man nicht länger von einer linearen Aufwärtsentwicklung der Wirtschaft, wie sie seit dem Ende des 2. Weltkriegs geherrscht hatte, ausgehen konnte (von Reibnitz 1992: 12). Bis heute ist die Szenario-Technik in Literatur und Anwendung als Instrument der strategischen Planung am weitesten verbreitet, da sie Unternehmen im Umgang mit einer komplexen Umwelt hilft, auch wenn die Vorzüge dieser Methode weit über den betriebswirtschaftlichen Anwendungsbereich hinausreichen. Folgerichtig werden Szenarios, wie sie etwa Shell bis heute ca. alle 3 Jahre veröffentlicht, in einem weitaus größeren Kreis als dem des Unternehmens selbst verfolgt.⁸ Weithin beachtete, wissenschaftlicher ausgerichtete Szenario-Projekte wie die wegweisende Studie „Grenzen des Wachstums“ vom Club of Rome 1972 oder die Klimaszenarios des IPCC hingegen sind oft stark quantitativ ausgerichtet und machen kaum von dem Vorteil der Szenarioanalyse Gebrauch, qualitative Faktoren mit einzu beziehen (Meyer-Schönherr 1992: 22). Die Vielfalt von Anwendungsmöglichkeiten wird in einer Übersicht der Dimensionen deutlich, anhand derer man zwischen verschiedenen Typen von Szenario-Projekten unterscheidet:

⁸ Vgl [http://www.shell.com/home/content/aboutshell/our_strategy/shell_global_scenarios/previous_scenario/previous_scenarios_30102006.html] und die Medienberichterstattung zu den entsprechenden Studien.

Tab. 5: Dimensionen eines Szenario-Projekts

Dimension	Szenario-Typ	Anwendungsbereich
Zeitliche Beschaffenheit	Prozessszenarios	Die Entwicklung hin zu einer zukünftigen Situation ist von Interesse
	Situationsszenarios	Gefragt ist eine Beschreibung einer zukünftigen Situation
Ausgangspunkt	Explorative Szenarios	„Was-wäre-wenn“-Szenarios, zu einem analysierten Ist-Zustand werden verschiedene Entwicklungsmöglichkeiten dargestellt
	Antizipative Szenarios	„Was-muss-geschehen-dass“-Szenarios, zu einem festgelegten zukünftigen Zustand werden Entwicklungspfade entwickelt
Zielgerichtetheit	Deskriptive Szenarios	Zukunftsbilder sind wertfrei, basieren auf Kausalitätsbeziehungen
	Präskriptive Szenarios	gesucht werden Mittel zur Erreichung eines festgesetzten Zukunftsziels (Finalitätsbeziehungen)
Wahrscheinlichkeit	Projektionen	es werden keine Aussagen über Eintrittswahrscheinlichkeiten von Szenarios getroffen
	Vorhersagen	den Szenarios werden zumindest subjektive Eintrittswahrscheinlichkeiten zugeordnet
Inhaltliche Ausrichtung	Extremprojektionen	vollständige Abbildung der möglichen Entwicklungen
	Trendprojektionen	Fortführung gegenwärtiger Trends in die Zukunft
Problemstellung	Entscheidungsprojekt	Ableitung konkreter Investitions- oder politischer Entscheidungen
	Orientierungsprojekt	eine generelle Orientierung ist gefragt
Lenkbarkeit	Lenkungsorientiertes Projekt	interne und beeinflussbare externe Faktoren stehen im Mittelpunkt
	Umfeldorientiertes Projekt	in die Entwicklung kann bzw. soll nicht eingegriffen werden

Quelle: nach Gausemeier et al.: 103ff.

Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal besteht in der Wahl eines zeitlichen Horizonts. Hinsichtlich der Einschätzung, wie schnell Unsicherheit mit den Jahren zunimmt und für welchen Zeitraum Szenarienbildung sinnvoll ist, gibt es jedoch wenig Einigkeit. So bezeichnen Gausemeier et al. schon Szenarios als langfristig, die fünf Jahre in der Zukunft liegen, während z.B. Shell Horizonte von mindestens 15 Jahren wählt (Gausemeier et al. 1995: 115; Meyer-Schönherr 1991: 66).

4.3 Methodik

Den rein quantitativen, auf mathematischen Modellen basierenden Szenarioprojekten etwa des Club of Rome steht ein weites Spektrum an so genannten weichen Methoden gegenüber, die neben den quantitativen auch qualitative Faktoren berücksichtigen. Den harten Methoden diametral entgegengesetzt sind intuitive, nicht formalisierte Vorgehensweisen, wie sie von Herman Kahn, einem der militärstrategischen Erfinder der Szenariotechnik, propagiert wurden. Ziel seines „Scenario Writings“ ist eine unmittelbare, ganzheitliche Auseinandersetzung mit dem Problemfeld mittels gesunden Menschenverstandes, bei der geordnetes Vorgehen nur eine Illusion von Verständnis einer hierfür zu komplexen Realität erzeugen würde (Meyer-Schönherr 1991: 24).

Aus der Kritik an der starken Subjektivität und bisweilen schwierigen Nachvollziehbarkeit dieser Vorgehensweise wurden Mitte der 70er eine Reihe systematischer, strenger formalisierter Methoden entwickelt. Diese lassen sich unterteilen in Ansätze, die einer intuitiven Logik folgen und Kreativität sowie Gruppenprozessen einen hohen Stellenwert einräumen, und solche, die auf einer diskursiven, modellgestützten Logik basieren und Erkenntnisse in einem logisch nachvollziehbaren, stark formalisierten Prozess zu erlangen trachten (Gausemeier et al. 1995: 174). Allerdings kann ein gewisses Maß an Subjektivität bei der Auswahl der für ein Untersuchungsfeld relevanten Einflussfaktoren auch hier nicht vermieden werden. Es existiert also eine ganze Reihe von Analyseverfahren, zwischen denen ein Anwender der Szenariotechnik wählen kann. Einigkeit herrscht über den grundsätzlichen Aufbau des Szenarioprozesses, der nach Gausemeier et al. in fünf Stufen unterteilt werden kann (ebd.: 100):

- 1) Szenario-Vorbereitung
- 2) Szenariofeld-Analyse
- 3) Szenario-Prognostik
- 4) Szenario-Bildung
- 5) Szenario-Transfer

4.3.1 Szenario-Vorbereitung

Am Anfang eines Szenarioprojektes steht die Szenariovorbereitungsphase, in welcher der Untersuchungsgegenstand in seiner gegenwärtigen Situation beschrieben wird (von Reibnitz 1992: 30). Diese Ist-Analyse bildet die Grundlage, auf der später die Szenarios erstellt und interpretiert werden. Auch findet eine Definition des Szenariofelds und damit des Betrachtungsbereichs, dessen Entwicklung in den Szenarios beschrieben werden soll, sowie ggf. des Gestaltungsfelds statt. Eine derartige Differenzierung ist sinnvoll, wenn das Projekt von einem Unternehmen oder etwa einer politischen Instanz durchgeführt wird, die den Untersuchungsgegenstand, etwa eine neue Technologie oder Produktgruppe, selbst beeinflussen kann. Das Gestaltungsfeld umfasst dann interne, lenkbare Größen, während das Szenariofeld auch externe Umfeldgrößen umfasst. Es bleibt dem konkreten Projektzuschnitt überlassen, ob das Szenariofeld sich auf diese externen Größen beschränkt oder das Gestaltungsfeld einschließt (Gausemeier et al. 1995: 132/133).

4.3.2 Szenariofeld-Analyse

Ziel der Szenariofeld- bzw. Einflussanalyse ist die Identifikation von Schlüsselfaktoren, die für die Entwicklung des untersuchten Bereichs von zentraler Bedeutung sind. In einem ersten Schritt wird das Szenariofeld in Untersysteme gegliedert, die von verschiedenen Einflussbereichen wie Gesellschaft, Politik, Technologie und Ökonomie gebildet werden (Gausemeier et al. 1995: 102). Anschließend werden für den Untersuchungsgegenstand relevante Einflussfaktoren (EF) entwickelt, welche den Ist-Zustand und die Entwicklungsmöglichkeiten der einzelnen Einflussbereiche beschreiben. Intuitive Methoden wenden hierfür kreative Techniken wie Brainstorming oder Assoziation an, diskursive Verfahren trachten nach einer logischen Ableitung basierend auf einer Analyse des Problemfeldes. Um die Subjektivität des Auswahlprozesses zu verringern, empfiehlt sich der Einbezug externer Quellen, etwa in Form von Literaturrecherche oder Expertenbefragungen (ebd.: 174). Die Beziehungen und Wechselwirkungen, die zwischen diesen Faktoren bestehen, können mit Hilfe einer Vernetzungs- oder Einflussmatrix vom folgenden Typ untersucht werden:

Tab. 6: Vernetzungsmatrix

Systemelemente		A) Gesellschaft		B) Politik			C) Technologie		Aktivsumme
		EF A1	EF A2	EF B1	EF B2	EF B3	EF C1	EF C2	
A) Gesellschaft	EF A1	xx	2	2	2	1	2	1	10
	EF A2	1	xx	1	1	0	0	2	5
B) Politik	EF B1	0	2	xx	2	1	2	1	8
	EF B2	0	2	2	xx	1	1	0	6
	EF B3	0	2	0	1	xx	0	0	3
C) Technologie	EF C1	0	1	0	0	0	xx	1	2
	EF C2	1	1	1	0	0	0	xx	3
Passivsumme		2	10	6	6	3	5	5	37

Mittelwert: $37/7 = 5,29$

0= kein Einfluss, 1 = schwacher oder indirekter Einfluss, 2 = starker Einfluss

Quelle: nach von Reibnitz 1992: 35

Für jeden Faktor wird zeilenweise untersucht, inwiefern er die anderen, in den Spalten abgetragenen Faktoren in ihrer Entwicklung beeinflusst. Für qualitative Faktoren wird eine Bewertungsskala von 0 für neutralen bis 2 für starken Einfluss empfohlen, da eine stärker differenzierte Skala zu hoher Unsicherheit und somit verminderter Aussagekraft der Analyse führen würde (von Reibnitz 1992: 36). Ob die Wirkung positiv oder negativ ausfällt, spielt bei der Bewertung keine Rolle. Die Bedeutung, die einem EF im betrachteten System zukommt, lässt sich aus den resultierenden Zeilen- und Spaltensummen ableiten. Die Zeilen- oder Aktivsumme einer Variable gibt die Stärke an, mit der sie auf alle anderen Faktoren einwirkt, während die Spalten- oder Passivsumme ein Maß dafür darstellt, wie stark sie selbst beeinflusst wird (Gausemeier et al. 1995: 194). Es lassen sich demnach vier Kategorien von Einflussfaktoren unterscheiden:

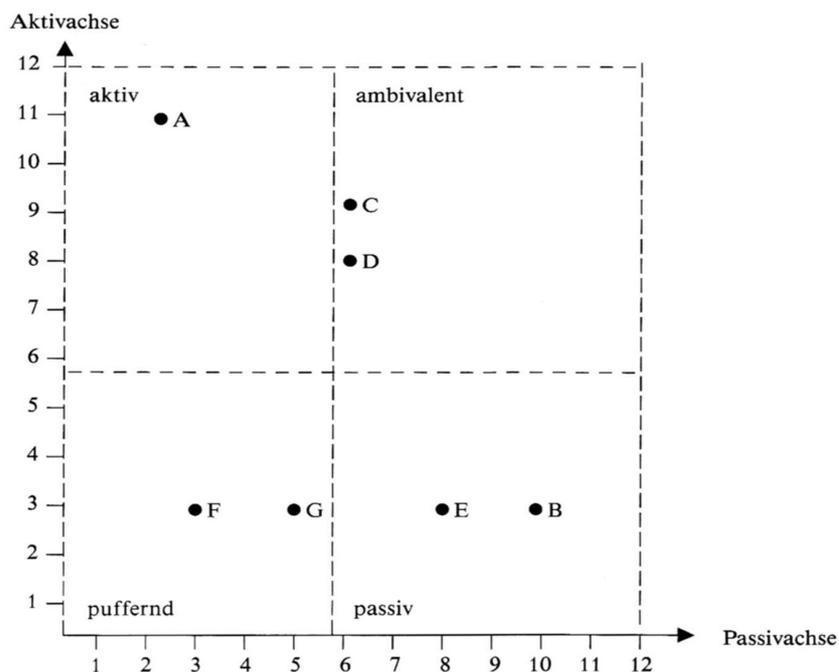
- **Aktive bzw. impulsive Faktoren** haben einen starken Einfluss auf das untersuchte System und werden dabei selbst nur schwach beeinflusst. Sie bieten sich daher besonders für lenkende Eingriffe an.
- Von **Dynamischen bzw. ambivalenten Faktoren** geht zwar ein starker Einfluss auf das System aus, sie werden aber auch selbst stark beeinflusst. Sie müssen daher immer im Systemzusammenhang betrachtet werden.

- **Passive bzw. reaktive Faktoren** beeinflussen das System nur schwach, werden aber selbst stark beeinflusst. Veränderungen im System wirken sich hier besonders stark aus.
- **Puffernde bzw. träge Größen** haben einen schwachen Einfluss auf das System und werden auch selbst nur geringfügig beeinflusst.

(von Reibnitz 1992: 36ff., Gausemeier et al. 1995: 202)

Mittels eines System-Grids lassen sich diese Kategorien grafisch darstellen. Hierzu werden in einem Koordinatensystem die Aktiv- und Passivsummen der Faktoren sowie der entsprechende Durchschnittswert aufgetragen. Anhand ihrer Position in den entstehenden Quadranten lassen sich die Faktoren klassifizieren:

Abb. 17: System-Grid



Quelle: von Reibnitz 1992: 38

Veränderungen aktiver und dynamischer Einflussfaktoren wirken sich stark auf das Gesamtsystem aus, weshalb sie als Schlüsselfaktoren in die Szenarioerstellung aufgenommen werden müssen. Passive EF besitzen aufgrund ihrer hohen Sensibilität auf Veränderungen im System eine Indikatorwirkung und werden deshalb ebenfalls zu den Schlüsselfaktoren gezählt. Die puffernden Variablen im 4. Quadranten können hingegen aufgrund ihrer ge-

ringen Einbindung in das System vernachlässigt werden (Gausemeier et al. 1995: 202). In komplexeren Szenarioanalysen mit einer Vielzahl von EF kann mittels einer Analyse von Quotienten und Produkten der Aktiv- und Passivsummen eine weitere Kategorie von neutralen Einflussfaktoren ermittelt werden, die in den Übergangsbereichen der Quadranten liegen. Hier liegt es im Ermessen des Anwenders, sie bei der weiteren Analyse zu berücksichtigen oder nicht (ebd.: 203). Für die Zwecke dieser Arbeit soll jedoch eine Entscheidung anhand des System-Grids ausreichen.

4.3.3 Szenario-Prognostik

In der Phase der Szenario-Prognostik wird der Grundstein für Inhalt und Ausrichtung der Szenarios gelegt. Jeder Schlüsselfaktor (SF) wird durch ein bis, der Übersichtlichkeit halber, maximal zwei Merkmale beschrieben. Für diese werden mehrere Entwicklungsmöglichkeiten formuliert, die in einem Szenario-Katalog zusammengefasst werden (Gausemeier et al. 1995: 228). Bei nur einer Entwicklungsmöglichkeit spricht man von eindeutigen, unkritischen SF, für kritische Variablen mit alternativen Entwicklungsmöglichkeiten wird aufgrund der Nachvollziehbarkeit empfohlen, sich auf zwei, höchstens drei Ausprägungen zu beschränken (ebd.: 229). Für die Ermittlung möglicher Zukunftsprojektionen existieren verschiedene Techniken, wie zum Beispiel das Fortschreiben gegenwärtiger Trends, die sich vor allem für Extremprojektionen anbietende Überzeichnung von Entwicklungen und Merkmalen von SF, die bewusste Beschleunigung von Entwicklungen, die Identifikation von Ereignissen oder Entscheidungen, welche bestimmte Entwicklungspfade bedingen, sowie bei passiven Faktoren der Einbezug von Reaktionen auf Veränderungen anderer SF (ebd.: 232ff.).

Soll in dem Szenarioprojekt mit Wahrscheinlichkeiten gearbeitet werden, werden an dieser Stelle ebenfalls Eintrittswahrscheinlichkeiten für die einzelnen Entwicklungsmöglichkeiten festgelegt. Dieses Vorgehen ist allerdings stark umstritten, da zum einen die hierfür notwendige Beurteilung einer unsicheren Zukunft einer hohen Subjektivität unterliegt und zum anderen der eigentliche Anspruch der Szenarioanalyse, keine Prognosen aufzustellen, sondern Verständnis für Entwicklungspfade zu schaffen, unterlaufen wird (von Reibnitz 1992: 49). In dieser Arbeit soll daher davon abgesehen werden.

4.3.4 Szenario-Bildung

Im vierten Schritt findet die eigentliche Szenariobildung statt. Die einzelnen Zukunftsprojektionen werden zu Zukunftsbildern verknüpft, die den drei Kriterien der größtmöglichen Konsistenz, Stabilität und Unterschiedlichkeit genügen müssen (Mißler-Behr 2006: 216). Konsistent sind Szenarios, wenn die in ihnen enthaltenen Zukunftsprojektionen der Schlüsselfaktoren gut zueinander passen und keine Widersprüche aufweisen. Unter Stabilität versteht man die Eigenschaft, dass sich die Konsistenz eines Szenarios nicht oder nur geringfügig ändert, wenn einzelne Ausprägungen der SF verändert werden. Sie besitzen daher eine längere Gültigkeitsdauer (von Reibnitz 1996: 52). Unterschiedlichkeit schließlich besagt, dass die SF in den verschiedenen Szenarios möglichst unterschiedlich ausgeprägt sein sollen (Mißler-Behr 2006: 217).

Bei der Alternativenbündelung treten wieder die unterschiedlichen methodischen Ansätze zu Tage. Grundsätzlich werden Szenarios erstellt, die für jeden Schlüsselfaktor genau eine alternative Zukunftsprojektion enthalten. Bei der deduktiven Projektionsbündelung werden bestimmte Kombinationen intuitiv als die Konsistentesten, Stabilsten und Unterschiedlichsten angenommen, und für die Szenarioerstellung ausgewählt (Gausemeier et al. 1996: 253). Bei der systematisch-logische Herangehensweise hingegen werden mit Hilfe einer Konsistenzmatrix alle möglichen Kombinationen der Zukunftsprojektionen ermittelt und hinsichtlich ihrer Konsistenz bewertet (Mißler-Behr 2006: 218). Da die Zahl der Kombinationen schon bei relativ wenigen Schlüsselfaktoren hoch ist, benötigt man eine entsprechenden Software, um alle theoretischen Szenario-Bündel berechnen und hinsichtlich der drei Kriterien selektieren zu können. Diese Herangehensweise empfiehlt sich vor allem bei umfangreichen, sehr komplexen Szenario-Projekten. Weitere Ansätze zur Szenariobildung, wie die auf einer Plausibilitätsbetrachtung aufbauende Cross-Impact-Analyse, basieren auf der Zuweisung von Wahrscheinlichkeiten und sollen hier daher nicht weiter betrachtet werden.

An die Alternativenbündelung schließt sich die Ausarbeitung von üblicherweise 2-3 ausgewählten Szenarios an. Als Endergebnis entstehen in sich geschlossene, plausible Prosabeschreibungen möglichst gegensätzlicher Zukunftsbilder sowie der Entwicklungspfade, die zu ihnen führen (von Reibnitz 1992: 53). Dabei ist besonderes Augenmerk auf die Eigen-

dynamik der Szenarios zu richten, welche durch die Vernetzung und wechselseitige Bedingung der Einflussfaktoren zu Stande kommen kann (ebd.: 54).

4.3.6 Szenario-Transfer

In der abschließenden Phase werden die Ergebnisse der Szenarioerstellung verwendet, um Schlüsse für die Gegenwart zu ziehen. Für den Untersuchungsgegenstand werden Chancen und Risiken aufgezeigt, es wird herausgearbeitet, welche Faktoren für seine Entwicklung zentral sind und welche Maßnahmen von Seiten der Politik und anderen Akteuren getroffen werden können, um den Entwicklungspfad zu beeinflussen (von Reibnitz 1992: 56). In diesem Schritt werden demnach die Fragen beantwortet, die das Szenario-Projekt motiviert haben.

Insofern es für das untersuchte Problemfeld sinnvoll ist, kann ergänzend eine Störereignisanalyse durchgeführt werden. Als Störereignisse versteht man Vorkommnisse, die so unwahrscheinlich sind, dass sie nicht in die Szenarios integriert werden sollten, dafür aber den Untersuchungsgegenstand in erheblichem – positiven oder negativen – Maße beeinträchtigen würden (Gausemeier et al. 1995: 333). Entsprechende Möglichkeiten werden aufgelistet und hinsichtlich ihrer Konsequenzen auf die Szenarios interpretiert. Ziel ist es, sich als planender Akteur auch von sehr unwahrscheinlichen Ereignissen nicht vollkommen überrumpeln zu lassen. Ein typisches Beispiel für ein Störereignis ist ein nuklearer GAU wie in Tschernobyl, dessen Möglichkeit von den meisten Akteuren und Experten als vernachlässigbar angesehen wurde (und wird) (von Reibnitz 1992: 59). Auch wenn ein derartiger Vorfall zweifellos einen beträchtlichen Einfluss auf die Stromerzeugungsstruktur hätte, soll in dieser Arbeit von einer Störereignisanalyse abgesehen werden, da Spekulationen über Reaktionen der Geothermiebranche auf Ereignisse sehr geringer Wahrscheinlichkeit den Blick auf das eigentliche Forschungsziel – die Identifikation von Bedingungsfaktoren und plausibler Entwicklungsmöglichkeiten – verstellen würden.

Kapitel 5: Durchführung der Szenarioanalyse

Im folgenden Kapitel werden die erlangten Erkenntnisse unter Anwendung der Szenario-Technik auf die Forschungsfrage, unter welchen Bedingungen Geothermie welche Rolle im Energiemarkt der Zukunft einnehmen könnte, angewandt. Im ersten Abschnitt wird der Zuschnitt des Projekts sowie die angewandten Methoden vorgestellt. Hieran schließen sich die Szenariofeld-Analyse, die Szenario-Prognostik und schließlich die Szenario-Bildung an. Der Szenario-Transfer erfolgt in Kapitel 6.

5.1 Gestaltung des Szenario-Projekts

Mit der folgenden Szenarioanalyse soll untersucht werden, welche Rolle geothermische Stromerzeugung um 2020 im deutschen Elektrizitätssektor einnehmen könnte. Da, wie im letzten Kapitel dargestellt, der Sinn von Szenarioentwürfen nicht in der Abgabe von Prognosen liegt, ist es nicht Ziel dieser Untersuchung, die wahrscheinlichste Entwicklung vorherzusagen. Vielmehr wird versucht, in archetypischen Szenarios das Resultat einer möglichst unterschiedlichen Entwicklung der Einflussfaktoren, die für die Geothermie von besonderer Bedeutung sind, darzustellen. Aus den Entwicklungspfaden, die zu diesen gegensätzlichen Zukunftsbildern führen, lassen sich im Anschluss energieökonomische Rückschlüsse und Politikempfehlungen ableiten.

Der Untersuchungsgegenstand im engeren Sinne, die geothermische Stromerzeugung in Deutschland, lässt sich sinnvoll nur in Verbindung mit Entwicklungen auf dem Elektrizitätsmarkt insgesamt betrachten. Die strukturelle Entwicklung der Energieversorgung ist daher, wie die Geothermiebranche selbst, als Teil des untersuchten Szenariofeldes zu sehen. Als zeitlicher Horizont wurde das Jahr 2020 gewählt, da sich viele energiepolitische Vorgaben auf EU- und Bundesebene, wie Ausbauziele für EE, an dieser Marke ausrichten. Dementsprechend wird das Datum auch in Studien zur Energiemarktentwicklung verwendet, die überprüfen, unter welchen Bedingungen diese Ziele eingehalten werden können, was für die Beschreibung der Einflussfaktoren nützlich ist.

Für die Identifikation der Einflussfaktoren wird zum einen auf eben solche Studien und die in den vorangegangenen Kapiteln erfolgten Analyse des Untersuchungsgegenstands zurückgegriffen. Vor allem aber kommen hier die Ergebnisse der Interviews mit der Erdwärme-Kraft GbR und der Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG zum Tragen. Die Auswertungen der Gespräche sind im Anhang zu finden (s. Anhang, A2).

Aufgrund der im Vergleich zu intuitiven Methoden besseren Nachvollziehbarkeit der modellgestützten Logik wird diese der Einflussanalyse zu Grunde gelegt. Für die Szenario-Bündelung wird hingegen die deduktive Methode gewählt. Da für die beschreibenden Merkmale der Schlüsselfaktoren nur zwei, maximal drei möglichst unterschiedliche Ausprägungen definiert werden, und die Komplexität des Projekts beherrschbar bleibt, bietet sich eine intuitive Auswahl zwischen den Kombinationsmöglichkeiten an. Nach den in Tab. 5 formulierten Dimensionen von Szenarioprojekten handelt es sich beim vorliegenden Projekt um explorative, deskriptive Prozessszenarios, d.h. es werden wertneutrale Entwicklungspfade zu verschiedenen zukünftigen Zuständen aufgezeigt. Da Anliegen der vorliegenden Arbeit nicht die Ableitung konkreter Entscheidungen für einen bestimmten Akteur ist, sondern die generelle Identifikation von Zusammenhängen, erübrigt sich die Definition eines gesonderten Gestaltungsfelds.

5.2 Szenariofeld-Analyse

Das untersuchte Szenariofeld lässt sich in die Bereiche Energiemarkt, Technologie, Gesellschaft und Politik untergliedern, wobei hier sowohl Energie- als auch Umwelt- und Klimapolitik relevant sind, insofern sie den Energiesektor tangieren. Um die Faktoren, von denen die Entwicklung der Geothermie abhängt, realistisch erfassen zu können, muss dabei auch auf die Rahmenbedingungen eingegangen werden, die für die Entwicklung anderer Energieträger und damit der Stromerzeugungsstruktur insgesamt relevant sind. In einem Energiemarkt, der von erneuerbaren Energien geprägt ist, wird die Rolle der Geothermie als grundlastfähige regenerative Stromerzeugungsmöglichkeit weitaus bedeutender ausfallen, als wenn Entwicklungspfade eingeschlagen werden, die konventionelle Energiequellen desselben Lastbereichs, wie Kohle oder Atomenergie, bevorzugen. Um die Komplexität

der Analyse beherrschbar zu halten, ist daher ein gewisser Aggregationsgrad bei der Einflussfaktorenbildung unvermeidbar.

5.2.1 Energiemarkt

Unter den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen kommt der zukünftigen **Stromerzeugungsstruktur** vermutlich die größte Bedeutung für den Einsatz der Geothermie zu. Während die Erreichbarkeit der anvisierten 20 %-Marke für erneuerbare Energien (EE) in aktuellen Energiemarktstudien praktisch Konsens ist, gibt es doch Unterschiede hinsichtlich der prognostizierten Schwerpunkte der Stromerzeugung um 2020 und der weiteren Entwicklung (BMU, BMWi 2006: IX). Die zielorientierte Leitstudie 2007 von Nitsch et al. hält einen Anteil der EE an der BSE von rund 27 % für erreichbar, flankierende Steigerungen der Energieproduktivität vorausgesetzt (Nitsch, DLR 2007: 4). Im 2005er Energiereport IV der Prognos AG und des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität Köln (EWI) dominieren mit Kohle (48 %) und Erdgas (24 %) klar die fossilen Energieträger, EE bleiben bei 20 % (BMWA 2005: 9). In einer aktuelleren, im Auftrag des BMWi für den Energiegipfel 2007 erstellten Studie derselben Institute erscheinen auch verlängerte Laufzeiten für Kernkraftwerke wieder als Option, die 2020 bis zu einem Drittel der BSE decken könnten (EWI, Prognos AG 2007: 5). Zudem werden international große Erwartungen mit den Generatoren der 4. Generation verbunden, die ab 2030 mit Laufzeiten von über 60 Jahren eine nach menschlichen Maßstäben langfristige Möglichkeit zur Deckung der Energienachfrage in Aussicht stellen (Die Zeit, 28.09.2006). Der Einflussfaktor „Stromerzeugungsstruktur“ fasst die Investitionsentscheidungen der nächsten Jahre zusammen, die in ihrer Schwerpunktsetzung die Zusammensetzung des Kraftwerksparks auf Jahrzehnte hinaus bestimmen werden.

Energieverbrauch und Energieproduktivität sind zwei Größen, die maßgeblichen Einfluss darauf haben, wie hohe Anteile der zukünftigen Energieversorgung mittels EE gedeckt werden könnten. Soll der Einsatz sowohl von klimaschädigender Kohleverstromung als auch riskanter Atomenergie massiv reduziert werden, ohne dass die Versorgungssicherheit gefährdet wird, ist zur Deckung der Energieversorgung neben einem forcierten Ausbau der EE eine Steigerung der volkswirtschaftlichen Energieproduktivität notwendig (Nitsch, DLR 2007: 5). Das bedeutet, dass Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum und Energie-

verbrauch noch stärker entkoppelt werden müssten als bisher. Die bereits zitierte Leitstudie 2007 etwa legt ihrem 27-prozentigen Ausbauziel für EE eine jährliche Energieproduktivitätssteigerung von 2,9 % zugrunde, verglichen mit durchschnittlich 1,6 % zwischen 1990 und 2005 (ebd.). Eine Alternative bestünde in erhöhten absoluten Energieeinsparungen. Da sich auch Effizienzgewinne letztendlich in ihrer Wirkung auf den Energieverbrauch bemerkbar machen, wird dieser als zusammenfassender EF verwendet.

Für den Ausbau erneuerbarer Energien spielt die **Strompreisentwicklung** unmittelbar keine Rolle, da regenerativ erzeugter Strom über das EEG vergütet wird und daher vom Marktpreis unabhängig ist (Interview A: 4.1). Auch Auswirkungen, die eine Europäisierung des Stromhandels auf die Strompreisentwicklung haben könnte, sind für Investitionen in EE daher irrelevant (Interviews A und B: 5.4). Langfristig liegt in der Höhe des Marktpreises jedoch der Schlüssel für die Wettbewerbsfähigkeit der Erneuerbaren (Interview B: 4.3). Wenn Verknappung und spekulative Preisanstiege bei fossilen Brennstoffen, aber auch andere Preisbestandteile wie internalisierte externe Kosten den Strompreis in Höhen treiben würden, die über den EEG-Vergütungszahlungen lägen, wäre es für Betreiber von EE-Anlagen lohnenswerter, ihren Strom direkt am Markt zu verkaufen (Interview A: 4.1). Dies wäre der Punkt, an dem EE unabhängig von politischer Förderung würden, garantierten Netzzugang vorausgesetzt, so dass die Strompreisentwicklung als EF berücksichtigt werden sollte.

Ein Punkt, der die Kostenstruktur der Stromerzeugung nachhaltig verändern könnte, ist die Internalisierung externer Kosten. Im Energiesektor konzentriert sich die Debatte zurzeit auf den Versuch, die Emission von klimaschädlichem Kohlenstoffdioxid mit einem Preis zu belegen und den Verursachern so Anreize zu geben, ihre Ausstöße zu reduzieren. Hierfür wurde auf EU-Ebene 2005 der **Emissionsrechtehandel** eingeführt, der zum Erreichen der europäischen Klimaschutzverpflichtungen nach dem Kyoto-Protokoll beitragen soll. Die bisherige Praxis, CO₂-Zertifikate kostenlos zuzuteilen, sowie eine deutliche Überversorgung des Marktes haben die Wirksamkeit des Instruments bislang jedoch stark beeinträchtigt. Anfang des Jahres beschloss daher die EU-Kommission, dass ab 2013 die teilweise intransparenten, für industriepolitische Interessen anfälligen Zuteilungssysteme der Mitgliedsstaaten von einem gesamteuropäischen Zuteilungssystem abgelöst werden sollen, in dem Kraftwerksbetreiber zudem sämtliche Emissionsrechte ersteigern müssen (Die Zeit,

17.01.2008). Sollte das Reformvorhaben Interessensstreitigkeiten der Mitgliedsstaaten überstehen und ihre Zustimmung erlangen, würden CO₂-Preise deutlich über die aktuellen 20-25 €/t steigen (CO₂-Handel.de 2008). Eine erhebliche Verteuerung fossiler, und hier vor allem älterer, ineffizienter, Kraftwerke wäre die Folge. Bei ausreichend hohen Preislagen könnte es sogar für Geothermiekraftwerke interessant werden, sich – alternativ zur EEG-Vergütung – durch die regenerative Energieproduktion eingesparte CO₂-Mengen zertifizieren zu lassen, um diese zu verkaufen (Interview B: 4.4). Da der Umfang vermiedener Emissionen bei reinen Stromerzeugungsanlagen mit Leistungen von wenigen MW allerdings nicht sehr groß ist, wird diese Option eher für Kraftwerke, die in Kraft-Wärme-Kopplung mit höheren thermischen Leistungen betrieben werden, in Frage kommen (Interview A: 4.4).

Als weiterer Einflussfaktor ist die Entwicklung der **Energiemarktstruktur** zu nennen. Geothermiekraftwerke, wie EE-Anlagen generell, begünstigen eine dezentrale, kleinskalige Struktur der Energieversorgung, der eine zentralisierte Versorgung mit Großkraftwerken im 3 bis 4-stelligen MW-Bereich gegenübersteht. Während heute Fluktuationen des regenerativen Stromangebots mit konventionellen Schattenkraftwerken ausgeglichen werden, ist in einer dezentral ausgerichteten Stromversorgung auch die Kombination von vielen, kleinen erneuerbaren Anlagen möglich, die sich in ihrem Angebot gegenseitig ausgleichen (Interviews A und B: 5.1). Mittels neuer Methoden des interaktiven Lastmanagements, die von moderner Informationstechnologie profitieren, lässt sich eine bessere Integration von Energiequellen und Verbrauchern verwirklichen, während auch überregional EE-Anlagen zu virtuellen Kraftwerken zusammengefasst werden können (Fishedick, Nitsch et al. 2002: 43). Geothermiekraftwerke könnten hier einen bedeutenden Beitrag zur Bereitstellung von Grundlast leisten. Darüber hinaus ist die Frage nach der Energiemarktstruktur hinsichtlich der Marktakteure und des Konzentrationsgrads von Bedeutung. Die EE-Branche wird von kleinen und mittleren Unternehmen dominiert, während sich ein großer Teil der konventionellen, zentralisierten Erzeugungsanlagen sowie die Netze im Besitz der vier großen Stromerzeugungsunternehmen befinden. Auch wenn diese ebenfalls verstärkt in erneuerbare Energien investieren, liegen – ausgehend von den vorhandenen Kapazitäten – die Schwerpunkte der Unternehmen anderweitig, was sich im Investitionsverhalten und der Interessenslage widerspiegelt (Interview B: 5.1). Sollte die im EEG verankerte Abnahmeverpflichtung für erneuerbar erzeugten Strom seitens der Netzbetreiber einmal wegfallen,

wäre auch die Regulierung des Netzzugangs und -anschlusses ein Faktor, der für den Ausbau dezentraler Anlagen wie Geothermiekraftwerken von Interesse ist (Interview A: 4.1).

Den Einfluss, den die **Kraft-Wärme-Kopplung** auf sowohl ökonomische Rentabilität als auch ökologische Vorteilhaftigkeit von Geothermiekraftwerken hat, wurde in den Abschnitten 3.3 und 3.4 dargestellt. Auch wurde in beiden Interviews die Auffassung vertreten, dass ein wettbewerbsfähiger Betrieb geothermischer Stromerzeugungsanlagen am ehesten unter Nutzung der Abwärme möglich ist, und unter günstigen Bedingungen auch heute schon realisiert werden kann (Interview A: 4.2, 5.3; Interview B: 5.3). Insofern wirken sich steigende Preise für klassische, fossile Heizenergieträger wie Öl und Erdgas auch vorteilhaft auf die Möglichkeiten zur geothermischen Stromerzeugung aus. Dass Fernwärmeversorgung zu einer immer attraktiveren Option wird, zeigt sich nicht nur in der entsprechenden Nachfrage bei Hauskäufern, sondern auch in Ausbauförderprogrammen der Bundesregierung (Interview B: 3.6; Kapitel 3.6.3). Neben Biomasseheizwerken bieten sich Geothermiekraftwerke an, um diese Nachfrage aus erneuerbaren Energien zu bedienen. Die Wärmeversorgungsstruktur bzw. die Ausbaupotenziale, die für KWK-gespeiste Fernwärmenetze bestehen, kennzeichnen diesen letzten Einflussfaktor der energiewirtschaftlichen Dimension.

5.2.2 Politik

In beiden Interviews wurde deutlich, dass der politischen Förderung eine sehr hohe Bedeutung für die Entwicklung der Geothermie zukommt. Hier ist zuallererst das EEG zu nennen, dessen garantierte Vergütung in den allermeisten Fällen ausschlaggebend für die Projektdurchführung ist (Interviews A und B: 3.1). Aber auch staatliche Förderprogramme für Forschung und Entwicklung, Investitionskostenzuschüsse oder Risikogarantien spielen eine wichtige Rolle für die Realisation von Projekten, selbst wenn damit zu rechnen ist, dass diese Art der Förderung mit fortschreitender Branchenentwicklung abnehmen wird (Interviews A und B: 3.3). Da die Förderung von EE und der Geothermie nie auf ein einzelnes Instrument beschränkt ist, sondern in einem politischen Zusammenhang stattfindet, der z.B. auch Ausbauziele umfasst, werden diese Maßnahmen zum EF „**Förderung erneuerbarer Energien**“ zusammengefasst. Dabei wird angenommen, dass das EEG als das bei

weitem erfolgreichste Instrument für den Ausbau der EE bei anhaltendem Förderwillen der Politik beibehalten und weiterentwickelt wird.

Die späte Aufnahme der Geothermie in das EEG sowie die aktuelle Diskussion um die Vergütungssätze für Photovoltaik zeigen, dass sich Förderschwerpunkte zwischen den einzelnen erneuerbaren Energiequellen durchaus ändern können. Dem Ausbau geothermiespezifischer Förderung wird daher mit dem EF „**Förderung der Geothermie**“ Rechnung getragen. Hierunter fällt etwa die Höhe der EEG-Vergütungssätze für Geothermie oder die Bewilligung von Förderanträgen, aber auch die Adressierung nicht-wirtschaftlicher Hemmnisse z.B. in Bezug auf Rechtsvorschriften, Genehmigungsverfahren u.ä. (Interview B: 3.7; Kapitel 3.6.1).

Politische Förderung auf EU-Ebene spielt bei den befragten Projekten keine große Rolle (Interviews A und B: 3.5). Im Zuge der Harmonisierungsbestrebungen der Union, die verstärkt auch im Energiesektor zum Tragen kommen, kann jedoch erwartet werden, dass in Zukunft wichtige Impulse für EE aus dieser Richtung kommen werden (Interview A: 3.5). Die Aktivität der Kommission in Fragen des Klimaschutzes mag hier als Beispiel dienen, so dass „**Europäische Energie- und Klimapolitik**“ als weiterer EF aufgenommen wird.

Zwei Themen, die großen Einfluss auf die Energieerzeugungsstruktur haben, sind der **Atomausstieg** und die **Klimaschutzpolitik**. Letztere kommt in bundesweiten Vorgaben etwa über CO₂-Reduktionsverpflichtungen und der Ausgestaltung des Emissionshandels zum Tragen, aber auch auf lokaler Ebene bei der Genehmigung von Kraftwerken. Gleichzeitig wird in letzter Zeit verstärkt darüber diskutiert, ob der Einsatz von Atomkraft unter Klimaschutzgesichtspunkten wünschenswert sein könnte.

Auch im Zusammenhang mit den letzten beiden Punkten sollte die Bedeutung von **Lobbyismus** für Entwicklungen auf dem Strommarkt nicht übergangen werden. Als Mittel zur Erlangung von mehr Mitspracherecht und Einflussmöglichkeiten auf die Politik wird die Rolle von Lobbygruppen auch in der Geothermiebranche als sehr wichtig eingeschätzt (Interviews A und B: 6.2).

Die Gewährleistung von Versorgungssicherheit stellt eine zentrale Säule der Energiepolitik dar. Dabei kann eine hohe Importabhängigkeit zu einem Risikofaktor werden, falls zu große Abhängigkeit von einzelnen Lieferanten besteht, oder große Anteile von Energieträgern aus politisch und ökonomisch instabilen Gebieten bezogen werden. Der EWI/Prognos-Energiereport IV geht davon aus, dass dies in Zukunft verstärkt der Fall sein wird (BMU, BMWi 2006: 3). Der größte Beitrag zur deutschen Energieversorgung wird indes von den GUS-Staaten bzw. Russland geleistet, woher 2006 41 % der Erdöl- und 37 % der Erdgasimporte stammten (BMU, BMWi 2006: 11). Die hier in jüngster Vergangenheit zu beobachtende Tendenz, Gaslieferungen und -preise als politisches Druckmittel einzusetzen, könnte ebenfalls dazu beitragen, das Interesse auf Energieträger mit einer breiter gestreuten Anbieterstruktur, wie Steinkohle oder Uran, oder inländische Optionen wie EE oder Braunkohle zu lenken. **Geopolitische Entwicklungen** und ihr Einfluss auf die Stromerzeugungsstruktur werden deshalb ebenfalls als EF aufgenommen.

5.2.3 Gesellschaft

Die Einflussfaktoren des Untersystems „Gesellschaft“ sind eng mit denen der Politik verbunden. Das, was – vermittelt über Medien, Umfragen, Interessensgruppen, Demonstrationen etc. – als signifikanter Teil der öffentlichen Meinung wahrgenommen wird, prägt die Haltungen der Politik, bzw. der Parteien und Politiker, die für ihre Wiederwahl auf das Wohlwollen der Öffentlichkeit angewiesen sind. Weitreichende Reformen des Energiesektors sind nicht gegen den Willen einer Bevölkerungsmehrheit durchzusetzen, weshalb Faktoren wie **Umweltbewusstsein**, und hier vor allem die Haltung zum Klimaschutz, oder die **gesellschaftliche Beurteilung der Atomkraft** von zentraler Bedeutung sind. Während die Ablehnung der Atomkraft aktuell zu sinken scheint, und eine Infragestellung des Ausstiegskonsens für Politiker wieder zu einer gangbaren Position wird, hat eine ausführliche mediale Berichterstattung zum Klimawandel die Sensibilität hierfür in den letzten Jahren stark erhöht (Spiegel Online, 11.07.2008; Infratest dimap 2008). Die Titulierung von schwerwiegenden Naturereignissen wie Hurrikans und Hochwassern als Vorboten der „Klimakatastrophe“ mögen das ihrige hierzu beigetragen haben. Unzweifelhaft ist das Bewusstsein für die externen Effekte der Energieerzeugung gewachsen, wie sich häufende Bürgerproteste gegen Neubauten von Kohlekraftwerken zeigen. Klimaschutz stellt aber auch ein wichtiges Motiv auf Seiten von Unternehmen dar, um in erneuerbare Energien zu

investieren, u.a. auch in solche, die noch in frühen Entwicklungsstadien stehen (Interviews A und B: 2.4). Neben der Notwendigkeit, das in der Zukunft verstärkt zum Tragen kommende Problem des Klimawandels frühzeitig anzugehen, und hiermit politischen Anforderungen zu entsprechen oder vorauszukommen, spielt hier auch der positive Imagegewinn, der mit Klimaschutz verbunden ist, eine Rolle (Interview A: 2.4, 6.4). Dieser Imagegewinn fällt wiederum umso höher aus, je weiter verbreitet ein hohes Umwelt- bzw. Klimaschutzbewusstsein in der Bevölkerung ist.

Neben der Bedeutung der öffentlichen Meinung ist auf Seite der Energiekonsumenten auch zu betrachten, inwieweit Bereitschaft besteht, ihr Umweltbewusstsein im individuellen Handeln zu verankern. Dies kann über den Kauf effizienter Geräte oder Energieeinsparungen geschehen, oder auch über die Wahl des Stromversorgers nach seiner Angebotsstruktur. Aber auch politische Entscheidungen sind relevant, wie die sich im Wahlverhalten ausdrückende Zustimmung, den Ausbau der EE über die um das EEG erhöhte Stromrechnung zu finanzieren. Alternativ zur EEG-Vergütung käme theoretisch auch die direkte Nachfrage nach regenerativ erzeugtem Strom von entsprechenden Kraftwerksbetreibern in Frage (Interview B: 6.5). Zusammenfassen lässt sich dies im EF **„Zahlungsbereitschaft für erneuerbare Energien“**.

Neben der gesellschaftlichen Beurteilung von konventionellen versus erneuerbaren Energieerzeugungsformen ist auch die spezifische **Haltung zur Geothermie** zu betrachten. Bisherige Projekte in Deutschland stießen auf eine positive öffentliche Meinung, was von beiden Interviewpartnern als wichtig für die Projektdurchführung betrachtet wurde (Interviews A und B: 6.4). Allerdings besteht eine gewisse Vulnerabilität der Geothermie gegenüber der Angst, dass Eingriffe in das Erdreich Erdbeben auslösen könnten. Selbst nicht von Geothermieprojekten verursachte Erdbeben könnten diesen angelastet werden, wenn sie einige Male in örtlichem und zeitlichem Zusammenhang aufträten, und so die öffentliche Meinung umschwenken lassen (ebd.). Ein anderer Aspekt dieses Einflussfaktors besteht in dem Grad an Informiertheit, der in der Gesellschaft in Bezug auf die geothermische Stromerzeugung herrscht. Potenzielle Investoren für EE-Projekte müssen sich der Möglichkeiten der Geothermie bewusst sein, um diese Option in ihren Überlegungen zu berücksichtigen. So entstand die Idee, für Unterhaching eine Geothermie-Machbarkeitsstudie zu erstellen, erst durch einen Vortragsbesuch des Bürgermeisters zum Thema „Geothermie

und Klima“ (Interview B: 1.2). Und auch andere Projektfinanzierer wie Banken oder Fondsanleger benötigen ein gewisses Maß an Wissen und eine positive Haltung zur Geothermie, um entsprechende Kredite zu vergeben oder Anlagen zu tätigen. Auch andere Marktangebote, wie Risikoversicherungen, die eine zentrale Rolle für die Absicherung des Bohrungsrisikos spielen und viele Projekte erst durchführbar werden lassen, beginnen sich erst jetzt mit einer größer werdenden, öffentlichen Beachtung der Branche zu entwickeln (Interview B: 2.3).

In Ergänzung zu diesen allgemeinen Faktoren ist die Existenz von persönlich engagierten Vorreitern zu nennen. Die große Bedeutung, die kleinen Unternehmen beim Ausbau der EE-Branche zukommt, lässt sich auch auf das Engagement von Individuen zurückführen, die ihre Motivation aus ihrem Bewusstsein für Umwelt- und Klimaprobleme ziehen und mit ihren Investitionen einen Beitrag zur Lösung dieser Probleme leisten wollen (Interview B: 1.2, 2.4). Auch auf politischer Ebene bedarf es persönlichen Einsatzes, um EE und die Geothermie voranzubringen, was sich z.B. in der Rolle gezeigt hat, die einzelne Abgeordnete anfänglich bei der Berücksichtigung der geothermischen Stromerzeugung im EEG spielten (s. Kapitel 3.6.3). Ein eher wirtschaftliches Motiv, mit innovativen Ideen in den Markt zu treten, stellt die Nutzung von First-Mover-Vorteilen dar, die das frühzeitige Erlangen von Know-How und Erfahrung zu einem Wettbewerbsvorteil bei der späteren Marktentwicklung werden lassen (Interview A: 1.2). Da die Trennung ideeller und marktorientierter Motive mitunter schwer fällt, stellt die „**Existenz von Vorreitern**“ einen beide Aspekte zusammenfassenden, gemischten EF dar.

5.2.4 Technologie

Der Kostenunterschied zwischen erneuerbaren und konventionellen Energien tritt in beiden Interviews als zentraler Faktor auf. Die **Differenzkostenentwicklung** wird als ausschlaggebend für die Zusammensetzung des zukünftigen Strommixes angesehen, da langfristig ein gesellschaftlicher Konsens in Richtung der Stromerzeugungsoption mit den geringsten volkswirtschaftlichen Kosten wahrscheinlich scheint (Interview A: 2.1). Zudem stellt die Erwartung steigender Kosten für konventionelle Energieträger ein wichtiges Motiv für Investitionen in EE dar, für die man mit langfristiger Preisstabilität rechnen kann (Interview B: 4.1). In der Leitstudie 2007 wird 2025 als Zeitangabe dafür genannt, wann EE im

Durchschnitt auch ohne EEG-Vergütung wettbewerbsfähig sein könnten (s. Kapitel 3.4; Nitsch, DLR 2007:8). Preissprünge bei Erdöl und -gas, wie sie durch Spekulation oder geopolitische Ereignisse verursacht werden, könnten die Kostenangleichung jedoch wesentlich beschleunigen, allerdings könnte z.B. eine Abflachung des Weltwirtschaftswachstums und damit der Energienachfrage auch einen langsameren Kostenanstieg bei fossilen Energien bewirken (Interview A: 4.1).

Differenziert man die EE untereinander, wird es von Bedeutung sein, wie sich die **Gestehungskosten der geothermischen Stromerzeugung** entwickeln, bzw. wie schnell und in welchem Ausmaß sie sich unter Nutzung technologischer Fortschritte und gesammelter Erfahrungen senken lassen. Dies kann zum einen unter Ausnutzung von Effizienz- und Kostenreduktionspotenzialen geschehen, vor allem bei Stromerzeugungsanlagen und Pumpentechnik (Interviews A und B: 4.2). Bei der Bohrtechnik stellt eher die preistreibende Konkurrenz mit Öl- und Gasfirmen um Bohrgeräte und Personal ein Problem dar (ebd.). Generell gibt es bislang auch global noch keinen ausgeprägten Markt für geothermiespezifische Technologie. Während bei der Bohrtechnik erste diesbezügliche Entwicklungen vorhanden sind, gibt es bislang etwa nur ein Unternehmen, das entsprechend geeignete Pumpen herstellt (Interview B: 4.2). Neben Technologieentwicklung und Forschung im Rahmen von staatlich geförderten Projekten ist daher, auch unter Wettbewerbsgesichtspunkten, die **Marktentwicklung bei geothermiespezifischen Technologieanbietern** für die Kostenentwicklung relevant.

Da die spezifischen Kosten der Geothermie mit der Anlagengröße abnehmen, sind auch die Möglichkeiten zur Leistungssteigerung zu betrachten (Interview A: 4.2). Da die erzielbare elektrische Leistung von der Fündigkeit abhängt, ist hierfür vor allem die **Entwicklung des Hot-Dry-Rock-Verfahrens** von Bedeutung, welches eine verringerte Abhängigkeit von den vorgefundenen Bedingungen verspricht (s. Kapitel 2.2.2). Nicht nur für die Leistungsgröße, sondern auch für die großflächige Einsetzbarkeit der geothermischen Stromerzeugung hängt viel davon ab, wie sich die positiven Ergebnisse aus Soultz sous Fôrets auf andere geologische Bedingungen übertragen lassen (Interview A: 4.2). Resultate der Forschungsanlage in Groß Schönebeck und folgender HDR-Projekte werden hier entscheidend sein.

Auch auf anderen Gebieten gibt es noch einiges an Forschungsbedarf, etwa in Bezug auf tiefe Erdwärmesonden, die Nutzung der Störungszonen oder die oben genannte Weiterentwicklung von Stromerzeugungsverfahren (s. Kapitel 2.2, 2.3). Die Verbesserung der geologischen Informationslage, etwa über regionale Potenzialschätzungen, würde die Durchführung von Geothermieprojekten ebenfalls erleichtern (s. Kapitel 3.6.4). Die Anstrengungen und Ergebnisse, die in diesen Richtungen erzielt werden, werden im EF **„Forschung und Entwicklung“** zusammengefasst. Auch macht sich hier die Wahl von Forschungsschwerpunkten, die andere Energieerzeugungsoptionen begünstigen, bemerkbar.

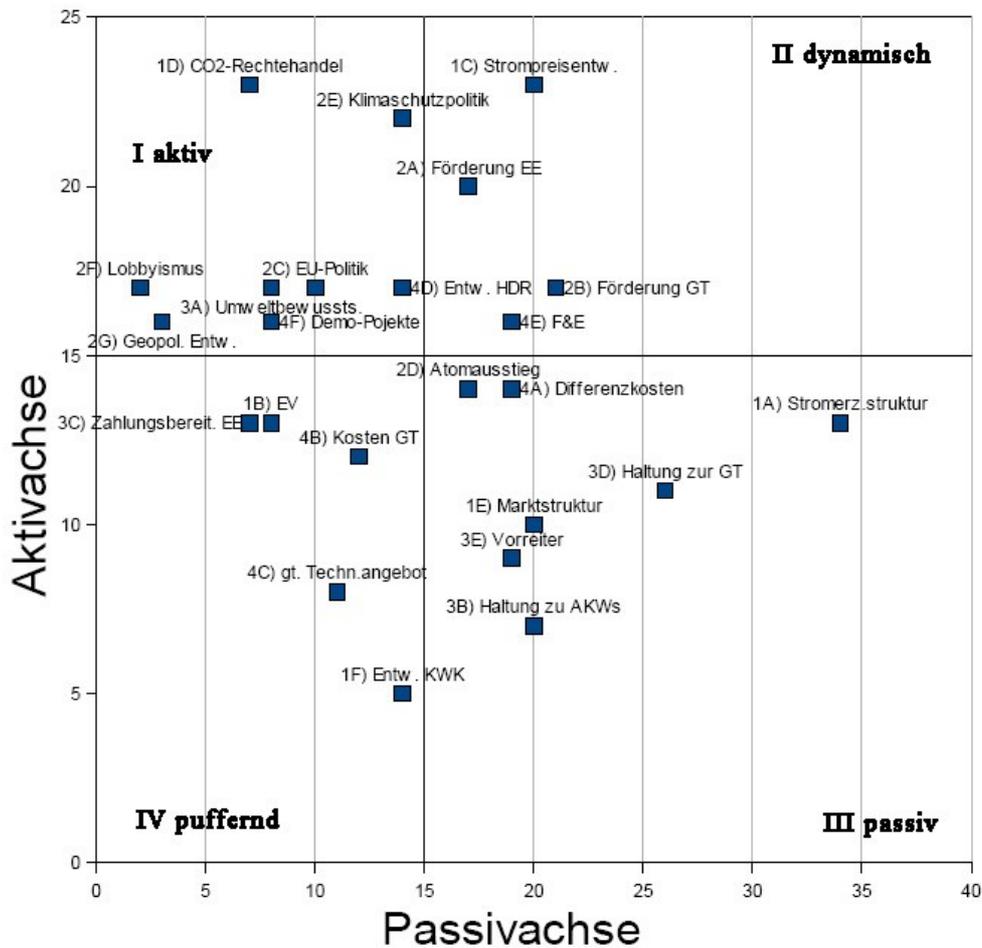
Nicht nur in Bezug auf HDR lässt sich die Bedeutung von Modellprojekten nicht genug betonen. Erfolgreiche Projekte, die günstige geologische Bedingungen demonstrieren, können einen regelrechten geothermischen Boom in der entsprechenden Region auslösen (Interview B: 6.1). Und auch die Bewährung technologischer Neuerungen, wie der Kalina-Anlage in Unterhaching, wird von anderen Marktakteuren mit großer Aufmerksamkeit beachtet (Interview B: 2.3). Generell lässt sich die aktuelle Branchensituation gut mit einer Phase des Abwartens und Ausprobierens beschreiben, in der in Vorreiter-Projekten technologisches Know-How aufgebaut und Erfahrung gesammelt wird, während Konkurrenten und potenzielle Investoren die Marktentwicklung intensiv beobachten (Interview A: 1.2, 6.1). Der **Verlauf von Demonstrationsprojekten** ist damit ein weiterer EF.

5.2.5 Vernetzungsmatrix

In der folgenden Einflussmatrix werden die genannten EF zusammengefasst und hinsichtlich der Stärke ihres gegenseitigen Zusammenhangs bewertet. Dabei entspricht eine „0“ der Unabhängigkeit zweier Faktoren, bei „1“ liegt ein schwacher oder indirekt wirkender Einfluss vor und bei „2“ ein starker, wobei hier noch keine Angabe darüber gemacht wird, ob der Einfluss positiver oder negativer Natur ist. Es wird versucht, die Berücksichtigung indirekter Wirkungszusammenhänge zu begrenzen, da über Umwege letztendlich zwischen fast allen Faktoren Zusammenhänge konstruierbar wären, was die Aussagekraft der Analyse deutlich verringern würde. So könnte man etwa argumentieren, dass die Förderung von EE einen Einfluss auf den Lobbyismus hätte, da sie die Marktentwicklung anregt und somit u.U. das Gewicht entsprechender Lobbygruppen erhöht. Nach dieser Sichtweise würde aber fast jeder Faktor, der die Stromerzeugungsstruktur verändert, indirekt auch auf den

Lobbyismus einwirkt, was die Passiv- und Aktivsummen aller drei beteiligten Faktoren verfälschen würde. Daher werden derartige Zusammenhänge mit „0“ bewertet. Anders liegt der Fall bei indirekten Wirkungen, die über nicht in der Analyse beinhaltete Faktoren zum Tragen kommen. So wird angenommen, dass EF der öffentlichen Meinung nicht nur auf die Politik einwirken, sondern dass diese ihrerseits, wenn auch in geringerem Maße, zur Meinungsbildung beiträgt, z.B. über die Finanzierung von Studien, Kongressen, Informationskampagnen etc. Dennoch lässt sich gerade bei den schwachen Einflüssen ein gewisses Maß an Subjektivität bei der Beurteilung schwerlich vermeiden.

Abb. 18: System-Grid „Geothermie im Strommarkt der Zukunft“



Quelle: eigene

5.2.6 Ergebnisse

Das System-Grid in Abb. 18 stellt eine Visualisierung der Ergebnisse aus der Einflussanalyse dar. Die EF sind nach ihren Passiv- und Aktivsummen im Koordinatenraum angeordnet. Die Unterscheidung, bei welchem der EF Passivität oder Aktivität überwiegt, wird durch Eintragen der Mittelwerte der Aktiv- und Passivsummen als zu den Achsen parallele Geraden erleichtert. Aus den so entstehenden vier Quadranten lassen sich folgende Ergebnisse der Analyse ablesen:

- I) Mit Klimaschutzpolitik, EU-Politik, Lobbyismus und geopolitischen Entwicklungen finden sich besonders viele Aspekte der Politik-Dimension unter den aktiven Faktoren, die einen stärkeren Einfluss auf das Gesamtsystem ausüben, als dass sie

selbst beeinflusst würden. Auch der Emissionsrechtehandel als politisch gestaltetes Element des Energiemarktes findet sich hier. Da aktive Faktoren sich besonders für Lenkungszwecke eignen, ist die Konzentration politischer Variablen im 1. Quadranten folgerichtig und spiegelt den hohen Einfluss der Politik bei der Gestaltung des Energiemarktes wieder. Aber auch die Bedeutung, die Umweltbewusstsein, die Entwicklung des Hot-Dry-Rock-Verfahrens und der Verlauf von Demonstrationsprojekten auf die Ausprägung der anderen EF haben, wird deutlich.

- II) Ähnliches gilt für die dynamischen EF des zweiten Quadranten, die neben ihrer aktiven Einwirkung auf das Gesamtsystem aber auch selbst stark durch die anderen Faktoren beeinflusst werden. Hierzu gehören mit der Förderung von EE und der Geothermie zwei speziellere politische Faktoren, die nicht nur von gesellschaftlichen Haltungen und Lobbyismus, sondern auch von Schwerpunktsetzungen der allgemeineren Politik abhängen. Auch für Strompreisentwicklung und Forschung und Entwicklung lassen sich zahlreiche beeinflusste wie beeinflussende EF finden.
- III) Bei den passiven Faktoren sind mit den Haltungen zu Atomkraft und Geothermie sowie der Existenz von Vorreitern ein hoher Anteil gesellschaftlicher EF zu finden. Dies lässt sich daraus erklären, dass gesellschaftliche Einstellungen vielfältigen Einflüssen ausgesetzt sind, von ihnen geht ein wirklich starker Einfluss jedoch nur auf die Politik aus. Der Atomausstieg selbst ist, trotz seiner hohen Bedeutung für die Stromerzeugungsstruktur, wiederum von öffentlicher Meinung, Lobbyismus und Rahmenbedingungen des Energiemarkts geprägt. Die EF Stromerzeugungs- und Energiemarktstruktur sind zahlreichen strukturprägenden Faktoren ausgesetzt und daher nicht überraschenderweise reaktiv, und auch die Differenzkosten, die über die Preisentwicklungen der einzelnen Energieträger vielen Einflüssen unterliegen, wirken stärker passiv als aktiv.
- IV) Puffernde Faktoren sind nach Kap. 4.3.2 bei der Auswahl der Schlüsselfaktoren vernachlässigbar. Dabei ist zu beachten, dass hiermit keine Aussage über die Bedeutung der Faktoren für den Untersuchungsgegenstand selbst getroffen wird (von Reibnitz 1992: 38). Geringe Aktivität und Passivität bedeutet nur, dass der Grad der Vernetzung mit den anderen EF gering ist, und dass Ausprägungen stärker einge-

bundener Faktoren eine höhere Bedeutung für die Entwicklung des Gesamtsystems, und damit den Verlauf der Zukunft haben. So lässt sich die überraschende Einordnung der Gesteungskosten der geothermischen Stromerzeugung und die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in diesen Bereich verstehen, die laut Interviews und Literatur einen großen Einfluss auf den Ausbau der Geothermie haben. KWK wird aber vorrangig über den in der Untersuchung vernachlässigten Wärmemarkt beeinflusst, und die absolute Entwicklung der geothermischen Stromgestehungskosten ist weniger wichtig als der relative Abstand zu anderen Energieerzeugungsoptionen, der in den Differenzkosten erfasst wird. Ebenfalls nicht zu den Schlüsselfaktoren gehören nach dieser Logik der Energieverbrauch, die Zahlungsbereitschaft für EE und die Marktentwicklung bei geothermiespezifischen Technologieanbietern.

5.3 Szenario-Prognostik

Die nachfolgende Tabelle fasst die 19 Schlüsselfaktoren, die Merkmale, die zu ihrer Beschreibung ausgewählt wurden, sowie die erstellten Trendprojektionen nach ihren Überschriften zusammen. Ein ausführlicher Projektionskatalog, in dem die Entwicklung der Beschreibungsmerkmale dargestellt wird, findet sich im Anhang unter A3.1. Der Übersichtlichkeit halber wurde, wo sinnvoll möglich, versucht, die Anzahl der Projektionen auf zwei pro Schlüsselfaktor zu begrenzen. Prinzipiell wurden die Projektionspaare so gestaltet, dass sie extreme, möglichst gegensätzliche Entwicklungen repräsentieren.

Tab. 8: Projektionskatalog - Kurzfassung

Schlüsselfaktor (Beschreibungsmerkmal)	Trendprojektionen
1) Stromerzeugungsstruktur (Anteile der Energieträger an der Elektrizitätsversorgung, Investitionen nach Stromerzeugungsoptionen)	1A) Der Erneuerbare-Energien-Pfad
	1B) Der Kohle-Pfad
	1C) Der Atomkraft-Pfad
2) Strompreisentwicklung (Höhe und Tendenz des Strompreises)	2A) Energie als teures Gut
	2B) Stabilität der Preise
3) Emissionsrechtehandel (Zertifikatspreise und Verbindlichkeit)	3A) Beispielhaftes Klimaschutzinstrument
	3B) Gescheitertes Experiment

4) Energiemarktstruktur (Marktkonzentration, Versorgungsstruktur)	4A) Dezentrale Stromversorgung
	4B) Konzentration und Zentralisierung
5) Förderung erneuerbarer Energien (Fördervolumen, politische Unterstützung)	5A) Ideale Rahmenbedingungen für EE
	5B) Nachlassendes politisches Interesse
6) Förderung der Geothermie (Fördervolumen, politische Unterstützung)	6A) Geothermie als politischer Hoffnungsträger
	6B) Nachlassende Unterstützung
7) Europäische Energie- und Klimapolitik (Inhalt, Durchsetzungsfähigkeit)	7A) Einheitliche Linie für Wettbewerb & Klimaschutz
	7B) Durchsetzung nationaler Egoismen
	7C) Einheitlicher Strommarkt mit Atomkraft
8) Atomausstieg (Durchsetzung des Ausstiegsbeschlusses)	8A) Ausstieg nach Atomkonsens
	8B) Ausstieg aus dem Ausstieg
9) Klimaschutzpolitik (Inhalt, Durchsetzung)	9A) Ambitionierter Klimaschutz
	9B) Klimaschutz als Standortnachteil
10) Lobbyismus (Ausrichtung, Einfluss)	10A) Einflussreiche EE
	10B) Dominanz der konventionellen Stromwirtschaft
11) Geopolitische Entwicklungen (Versorgungssicherheit, Konkurrenz um Ressourcen)	11A) Unsichere Versorgungslage
	11B) Politische und wirtschaftliche Entspannung
12) Umweltbewusstsein (Unterstützung für Umwelt- und Klimaschutz)	12A) Ausgeprägtes Umweltbewusstsein
	12B) Indifferenz und Fatalismus
13) Haltung zur Atomkraft (Einschätzung von Nutzen und Risiken)	13A) Klare Ablehnung
	13B) Wachsende Zustimmung
14) Haltung zur Geothermie (Informiertheit, Einstellung)	14A) Aufgeschlossenheit
	14B) Skepsis
15) Existenz von Vorreitern (Investitionen in innovative Konzepte)	15A) Vorreiter beflügeln die Branche
	15B) Mangel an Marktpionieren
16) Differenzkostenentwicklung (relative Kostenentwicklung erneuerbarer und fossiler Stromerzeugung)	16A) Wettbewerbsfähigkeit der EE
	16B) Beständige Kostenlücke
	16C) Kostenlücke zwischen EE
17) Entwicklung des HDR-Verfahrens (Forschungs- und Anwendungsergebnisse)	17A) Erfolgreicher Markteinsatz
	17B) Marktreife nicht absehbar
18) Forschung und Entwicklung	18A) Forschungsschwerpunkt EE

(Forschungsschwerpunkte)	18B) Fokus konventionelle KW-Technik
19) Verlauf von Demonstrationsprojekten (Erfolg, Beispielwirkung)	19A) Hoffnungen werden bestätigt
	19B) Misserfolge prägen das Bild

Quelle: eigene

5.4 Szenario-Bildung

Die genannten Trendprojektionen werden im Folgenden intuitiv zu drei konsistenten, gegensätzlichen und möglichst stabilen Bildern der Zukunft im Jahr 2020 gebündelt. Die Szenarios richten sich dabei an dem Weg aus, der hinsichtlich der grundlegenden Stromerzeugungsstruktur gewählt wird. Hier stehen die drei Optionen Kohle, erneuerbaren Energien und Atomenergie zur Verfügung. Ausgehend hiervon werden Entwicklungspfade und Zusammenhänge aufgezeigt, die zu der entsprechenden Energieversorgung führen, und es wird die Rolle abgeleitet, die Geothermie in dem jeweiligen Zusammenhang spielen kann. Aus der Menge denkbarer Szenarien wurde eines ausgewählt, das für die Geothermie besonders positiv ausfällt, und zwei negative, strukturell jedoch unterschiedliche. Eine Auflistung, welche der Projektionen in welchem Szenario verwendet werden, findet sich im Anhang (s. A3.2).

5.4.1 Szenario I: Energieerzeugung im Zeichen der Nachhaltigkeit

Im Laufe der Jahre sind die globalen Auswirkungen und Zusammenhänge des Klimawandels immer deutlicher geworden. Die externen Kosten der Stromerzeugung sind im öffentlichen Bewusstsein verankert, und es herrscht ein breiter Konsens, das Energiesystem auf eine nachhaltige, umwelt- und klimaschonende Grundlage umzustellen. Allgemein ist das Umweltbewusstsein in der Bevölkerung hoch. Vermehrte Anzeichen für durch menschliche Aktivitäten an den Rand des Zusammenbruchs getriebene Ökosysteme befördern die Überzeugung, dass ein „Weiter so“ nicht länger möglich ist, was sich im Erfolg internationaler Umwelt- und Klimaschutzverhandlungen genauso niederschlägt wie im individuellen Handeln und in Ansprüchen, die an die Wirtschaft gestellt werden.

Dementsprechend hoch ist die Unterstützung für erneuerbare Energien, die von einer regelrechten Aufbruchstimmung profitieren können. Gas und Kohle bedienen zwar immer noch

den größeren Teil der Energienachfrage, der Anteil Erneuerbarer wächst jedoch stetig an und deckt inzwischen ein Drittel der Energienachfrage. Der Neubau von Kohlekraftwerken trifft auf gesellschaftlichen Widerstand, dem sich auch die Politik nicht verschließt, und auch die letztendlich nicht nachhaltige und risikoreiche Atomkraft wird abgelehnt. Anhaltende Krisen in Förderregionen und die globale Konkurrenz um fossile Energieträger liefern weitere Argumente für eine Stärkung der EE, welche die Importabhängigkeit verringern. Die politische Förderung bleibt demnach hoch, wobei sich der Schwerpunkt im Zuge sinkender Stromgestehungskosten der EE allmählich von Vergütungszahlungen hin zu der Schaffung idealer Rahmenbedingungen bewegt. Diese Kostensenkungen auf der einen und Preissteigerungen der fossilen Energieträger sowie teure Emissionszertifikate auf der anderen Seite haben dazu geführt, dass sich die Differenzkostenlücke fast geschlossen hat. Eine große Zahl von EE-Anlagen ist bereits wettbewerbsfähig, darunter auch zahlreiche Hydrogeothermie-KW. Für 2030 wird als engagierte, politische Vorgabe ein Anteil der EE von 50 % an der BSE angestrebt, die Geothermie wird dabei als wichtiges Ausbauglied betrachtet.

Die ersten, erfolgreichen geothermischen Stromerzeugungsprojekte um 2010 haben eine dynamische Entwicklung der Branche in Gang gesetzt, die nun, nachdem sich HDR-Demonstrationsprojekte bewährt haben, einen weiteren, beträchtlichen Schub erhält. Aber bereits die Hydrogeothermie hat dazu beigetragen, die Dezentralisierung des Energiemarkts voranzutreiben. Als Grundlastlieferant stellt sie in zahlreichen Projekten die Basis für EE-Netzwerke dar, die regionale, energetische Unabhängigkeit ermöglichen. Im Zuge steigender Strompreise ist dieses Modell sehr attraktiv geworden, oft in Verbindung mit einem geothermisch befeuerten Fernwärmenetz. Auch entsprechen solche erneuerbaren, lokalen Bezugsmöglichkeiten den Wünschen umweltbewusster Energienachfrager. Nachdem geologisch günstige Gebiete innerhalb kurzer Zeit erschlossen wurden, konzentrierten sich Forschungsanstrengungen auf das HDR-Verfahren, mit Hilfe dessen nun eine flächendeckendere Anwendung dieses Energieversorgungsmodells möglich ist. Selbst wenn Geothermie noch weit davon entfernt ist, Stromerzeugungsanteile in der Größenordnung von Windkraft oder Biomasse zu erreichen, spielt sie in der öffentlichen Wahrnehmung aufgrund der gewaltigen Potenziale, die zu erschließen man auf dem besten Wege ist, bereits eine sehr bedeutende Rolle. Hinsichtlich der Investitionen, die in geothermische Kraftwerke fließen, der politischen Unterstützung und der strukturellen Bedeutung, die Geothermie

in EE-Netzwerken zukommt, zeichnet sich bereits deutlich die Entwicklung hin zu einer tragenden Säule eines nachhaltigen, dezentralen Energiesystems ab.

5.4.2 Szenario II: Mit fossilen Energien in die Zukunft

Die Folgen des Klimawandels machen sich bemerkbar, doch es fehlt an internationaler Einigkeit, um wirkungsvoll dagegen angehen zu können. Nationale Politik richtet sich an der Befürchtung aus, durch klimapolitische Alleingänge die eigene Wirtschaft im internationalen Wettbewerb zu benachteiligen, ohne dabei, in Bezug auf die globalen Gesamtemissionen gesehen, beim Klimaschutz viel bewirken zu können. Das Emissionshandelssystem wurde durch kostenlose Zuteilungen und eine Überversorgung des Marktes mit Zertifikaten untergraben und wird allgemein als gescheitert betrachtet, und damit auch der Versuch, die externen Kosten der Stromversorgung zu internalisieren. Mit jeder gescheiterten Klimakonferenz breitet sich auch in der Bevölkerung Fatalismus aus, der Klimawandel wird als unabwendbar hingenommen.

Der Preis der Stromversorgung wird in der öffentlichen Meinung zum entscheidenden Kriterium, Nachhaltigkeit wird vernachlässigt. Anhaltende Skepsis gegenüber der Atomkraft, die Zahl bereits abgeschalteter Reaktoren und die Tatsache, dass Investitionen in Erwartung des Ausstiegs seit Jahren in andere Bereiche fließen, führen dazu, dass 2020 die Atomenergie keine wesentliche Bedeutung in der Stromversorgung mehr spielt. Den Platz der vom Netz gegangenen Reaktoren haben mit Kohle befeuerte Großkraftwerke eingenommen. Reservenknappheit macht sich bei Kohle noch nicht bemerkbar, so dass eine Versorgung zu moderaten Preisen möglich ist. Betreiber der Kraftwerke sind vorwiegend die etablierten Stromerzeugungsunternehmen, die ihre Marktposition ausbauen können, entsprechend zentralisiert bleiben die Versorgungsstrukturen.

Private Energieforschung richtet sich vorrangig auf Effizienzverbesserungen von fossilen Kraftwerken, angesichts des bestehenden Kraftwerksparks liegt hier auch der Schwerpunkt politischer Förderung. EE werden ebenfalls gefördert, stellen aber keinen politischen Schwerpunkt mehr dar. Der Punkt, an dem sich die Erschöpfbarkeit der Kohle akut bemerkbar machen wird, und EE als Backstop-Technologie in den Markt treten, wurde weiter in die Zukunft verlagert. Zurzeit bleibt die Kostendifferenz zur Kohle hoch, da in der Ver-

gangenheit Chancen zur Nutzung von Effizienzpotenzialen vertan wurden, und Lernkurveneffekte nicht in erhofftem Umfang eintraten. Wähler sehen die EEG-Vergütung als vermeintlichen Strompreis-Treiber, so dass die Förderung reduziert wird. Investitionen in EE gehen zurück, und es scheint kaum wahrscheinlich, dass der Anteil in näherer Zukunft noch weit über die erreichten 20 % steigen wird.

Mit zentralen Kohlekraftwerken, die günstige Grundlast bereitstellen, ist die Notwendigkeit gering, Grundlastkapazitäten im EE-Bereich auszubauen. Zwar verfügt hier die Geothermie mit ihren vernachlässigbaren Grenzkosten über einen Wettbewerbsvorteil, die hohen Investitionskosten schrecken in Verbindung mit der bereits durch Kohle gedeckten Nachfrage jedoch Investoren ab. Die politische Lage lässt es fraglich werden, ob über einen längeren Amortisationszeitraum hinweg Einspeisegarantien und -vergütungen Bestand haben werden, so dass investitionsintensive EE-Projekte generell gescheut werden. Zudem haben technische Probleme und nicht erfüllte Rentabilitätserwartungen früherer Geothermieprojekte die Hoffnungen, die mit dieser Option verbunden waren, gedämpft. Die politische Unterstützung wurde nach einigen fehlgeschlagenen Förderprojekten zurückgefahren, die Branchenentwicklung bereits in den Anfängen gehemmt. Für die Entwicklung des HDR-Verfahrens wurden nur noch begrenzt Ressourcen zur Verfügung gestellt, und auch hier haben Anwendungsprobleme die Erwartungen reduziert. Vereinzelt Erdbeben, die mit Modellprojekten in Verbindung gebracht wurden, verschlechtern zudem die öffentliche Meinung, so dass geothermische Stromerzeugung für Investoren in einem von Kohle dominierten Energiemarkt kaum mehr als Option ins Auge gefasst wird.

5.4.3 Szenario III: Die Renaissance der Atomkraft

Der Klimawandel gilt in der allgemeinen Wahrnehmung als ernsthaftes Problem, dem begegnet werden muss. Zugleich ist die Befürchtung weit verbreitet, dass die Kosten, die mit der Reduktion von Treibhausgasen verbunden wären, das ohnehin schwache Wirtschaftswachstum abwürgen könnten. Auch individuelle Belastungen in Form von hohen Strompreisen oder der Notwendigkeit, energetischen Verzicht zu üben, werden gescheut. Die gesellschaftliche Debatte ist stark emotionalisiert. Die heftige Ablehnung, auf die der Neubau von Kohlekraftwerken stößt, ist weniger Ausdruck eines hohen Umweltbewusstseins, als Angst vor den Folgen des Klimawandels. Die Unterstützung für einen konsequenten Um-

bau des Energiesystems mit Hilfe der EE und Energieeffizienz bleibt jedoch gering, da Erneuerbare weithin als Preistreiber gesehen werden.

In dieser Situation ist es der Atomkraft gelungen, ein Image als klimaschonende, dabei aber dennoch kostengünstige Stromerzeugungsoption aufzubauen und sich so in der öffentlichen Meinung zu rehabilitieren. Die wachsende Verbindlichkeit des Emissionshandelsystems und steigende Zertifikatspreise haben die Rentabilitätsaussichten von AKWs relativ zu fossilen Kraftwerken steigen lassen, so dass von Seiten der großen Stromerzeugungsunternehmen zunehmend die Forderung laut wurde, den Atomausstieg zu überdenken. Die Tatsache, dass die im deutschen Markt aktiven Unternehmen über Beteiligungen in einem zunehmend europäisierten Strommarkt die Atomkraft weiterhin zu ihrem Portfolio zählten, beförderte dies. Auch auf internationaler Ebene wurde Atomenergie zunehmend als Mittel der Wahl zur Begegnung des Klimaproblems präsentiert. Vereinbarungen zum Klimaschutz kamen unter dem Vorzeichen zu Stande, Kernenergie als umweltfreundliche Option anzuerkennen und ihren Ausbau, auch durch internationale Kooperationen, zu fördern. Deutschlands Ausstiegspläne wurden mit zunehmender Irritation betrachtet und schließlich, unter äußerem wie innerem politischen Druck, aufgegeben. Ungeklärte Probleme der Atomkraft, wie Risiken, radioaktiver Abfall, Proliferation und die Tatsache, dass Uran trotz Wiederaufbereitung letztendlich auch ein erschöpflicher Energieträger ist, werden weithin ausgeblendet.

Energieforschung und politische Förderung konzentrieren sich zunehmend auf die 4. Generation von Kernkraftwerken, von denen erwartet wird, dass sie ab 2030 Energie für den Rest des Jahrhunderts bereitstellen. In Erwartung der künftigen Effizienz- und Sicherheitsfortschritte wird die Verringerung der fossilen Kapazitäten bislang vor allem über Laufzeitverlängerungen für alte Reaktoren ausgeglichen, sowie durch Investitionen in effiziente Gas- und Dampfkraftwerke im Mittellastbereich und erneuerbare Energien nahe der Wettbewerbsfähigkeit. Auf diese Weise konnten Strompreise auf einem relativ stabilen Niveau gehalten werden.

Nachdem politisch nicht mehr die Notwendigkeit gesehen wird, mittels einer breiten politischen Unterstützung eine erneuerbare Basis für das zukünftige Energiesystem aufzubauen, hat sich bei der Entwicklung regenerativer Energien eine Spaltung aufgetan. EE wie Wind

oder Biomasse, die inzwischen auch ohne Förderung rentabel sind, werden in die Stromerzeugung integriert, während Technologien, die bei Nachlassen der Förderung noch am Anfang ihrer Kostendegression standen, vernachlässigt werden. Hierzu gehört neben der Photovoltaik auch der breitere Einsatz der Geothermie. Günstige Standorte, an denen ein Betrieb zu wettbewerbsfähigen Bedingungen möglich ist, wurden relativ schnell erschlossen, die Hydrogeothermie ist aber eine Nischenlösung geblieben. Die Forschung am HDR-Verfahren hat positive, viel versprechende Ergebnisse hervorgebracht, dennoch gibt es wenig Interesse an einer Anwendung auf breiterer Front. Die sich mit leistungsstarken Atomkraftwerken weiter zentralisierende Energiemarktstruktur verhindert, dass die Vorteile, die Geothermie in einer dezentralen Energieversorgung bietet, zum Tragen kommen. Die Kosten, eine neue Stromerzeugungstechnologie in den Markt einzuführen, die zudem nicht optimal zur vorherrschenden Versorgungsstruktur passt, werden daher gescheut. Vereinzelt nehmen umweltbewusste Gemeinden die HDR-Technologie in Modellprojekten auf, die eine lokale Selbstversorgung mit EE zum Ziel haben, unterstützt von ideell motivierten Investoren. Trotz positiver Erfahrungen bleiben derartige Vorhaben jedoch isoliert, von einem nennenswerten Beitrag der Geothermie zur Stromerzeugung kann nicht gesprochen werden.

Kapitel 6: Übertragung der Ergebnisse auf Theorie und Politik

Die Szenarios zeigen die beträchtliche Bedeutung auf, welche politische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen auf die Entwicklungsmöglichkeiten der Geothermie haben. In Szenario I treffen denkbar günstige Bedingungen – ein nachhaltiger Umbau des Energiesystems, in dem erneuerbare Energien zukünftig den Großteil der Energieversorgung übernehmen sollen – auf eine positive Entwicklung der Faktoren, die sich speziell auf die Geothermie beziehen. In Szenario II wurden für diese Faktoren durchweg die negativen Ausprägungen gewählt und mit einer für den Ausbau der EE unvorteilhaften, die Umwelteinflüsse der Stromerzeugung wenig beachtenden Stromerzeugungsstruktur kombiniert. In Szenario III allerdings entwickelt sich die geothermische Stromerzeugung durchaus vielversprechend, was technologisches Potenzial und erste positive Erfahrungen angeht. Dennoch verhindern die Rahmenbedingungen einen umfassenden Ausbau dieser Stromerzeugungsoption. Aufgabe dieses abschließenden Kapitels ist es nun, aufbauend auf den in den Szenarien vorgestellten Entwicklungspfaden die energieökonomischen und politischen Rahmenbedingungen hervorzuheben, die für die Entwicklung der Geothermie entscheidend sind, und dabei Empfehlungen für die Politik abzuleiten sowie einen Rückbezug zur ökonomischen Theorie herzustellen.

6.1 Rückbezug zur Theorie

Nach den in den Szenarios dargestellten Entwicklungen kann geothermische Stromerzeugung besonders erfolgreich in einer Versorgungsstruktur sein, die dezentral und auf den Einsatz erneuerbarer Energien ausgelegt ist. Dezentralität kann zum einen so interpretiert werden, dass Geothermiekraftwerke im Rahmen regionaler, integrierter Wärme- und Stromversorgungskonzepte erneuerbare Grundlast und Fernwärme für die Haushalte einer gegebenen Gemeinde bereitstellen. Die Rahmenbedingungen für den Einsatz der Geothermie wären aber ebenso günstig, wenn dezentral erzeugte Elektrizität von Wind-, Solar-, Biomasse-, Wasser- und Geothermiekraftwerken in so großen Mengen in ein bundesweites Stromnetz eingespeist wird, dass sie die Stromerzeugungsstruktur dominiert. Dies lässt

sich über die Bedeutung des Grundlastbereichs und die Kraftwerkseinsatzordnung, die Merit Order, erklären.

Geht es nur darum, eine möglichst große Menge an erneuerbar produziertem Strom zu generieren, und diesen in das Netz einzuspeisen, lässt sich, selbst unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Volllaststundenanzahl, dies unter Einsatz mehrerer Windkraftträder kostengünstiger realisieren als mit einem Geothermiekraftwerk. Der grundsätzliche Vorteil des letzteren kommt erst dadurch zum Tragen, dass durch die zeitliche Variabilität in der Verfügbarkeit anderer EE keine Stromversorgung „rund um die Uhr“ gewährleistet werden kann. Speist man verschiedene, variable EE in ein ausreichend großes Netz, kann davon ausgegangen werden, dass sich bis zu einem gewissen Grad ein ausgeglichenes Angebotsprofil ergibt. Dennoch fehlt aufgrund der fehlenden Speicherbarkeit des Stroms die Sicherstellung einer Grundversorgung, die durch einen breiten Einsatz von Geothermie erzielt werden kann. Gelänge es, deren Investitionskosten zu senken, wäre auch ein Einsatz im Mittellastbereich denkbar, da die prinzipiell dauerhafte Verfügbarkeit der Energie im Gegensatz zu variablen Energiequellen einen planbaren Einsatz zulässt. Die hohen Investitionskosten legen aber zurzeit einen Betrieb in Grundlast nahe, während andere planbare EE, wie Biomasse und Pumpspeicherkraftwerke, die in der Zahl erreichbarer Volllaststunden unter der Geothermie liegen, sich für die Mittellast empfehlen.

Eine grundlegend andere Situation ergibt sich, wenn der Grundlastbereich bereits durch konventionelle Großanlagen, wie Kohle- oder Atomkraftwerke, abgedeckt wird. Hier würde Geothermie, genau wie die anderen EE, nur zusätzlichen Strom in das Netz einspeisen. Die EEG-Einspeisegarantie, und auch die Merit Order, nach der EE aufgrund der äußerst geringen Grenzkosten als erste zum Einsatz kommen, garantiert zwar, dass der produzierte Strom abgenommen wird. Es besteht aber kein expliziter Bedarf an erneuerbarer Grundlast, so dass sich für Investitionen Alternativen wie die Windkraft anbieten, deren Durchschnittskosten geringer sind, und die daher schneller kostendeckende Erträge erzielen. Die Zusätzlichkeit des geothermisch erzeugten Stroms macht sich umso mehr bemerkbar, als dass das An- und Abfahren von konventionellen Grundlastkapazitäten sehr kostspielig ist. Selbst wenn also zu bestimmten Zeiten die Grundlastnachfrage durch EE gedeckt wird, und konventionelle KW nach der Merit Order nicht zum Einsatz kämen, müssten die Kapazitäten dennoch vorgehalten werden, was die Effizienz der Stromversorgung und ggf. auch

die Abnahmebereitschaft gegenüber EE verringert (vgl. Interview A: 5.1). EEG-Vergütung und -Einspeisegarantie sowie die Aussicht, dass EE in Zukunft eine bedeutende Rolle in der Energieversorgung spielen werden, lassen Investitionen in Geothermie dennoch auch zu den Bedingungen der aktuellen, noch von konventionellen Grundlastkraftwerken geprägten Energiemarktstruktur lohnenswert erscheinen. Bei Wegfallen der Einspeisegarantie und der Ausbauperspektive sähe die Situation allerdings anders aus, was die geringe Rolle der geothermischen Stromerzeugung in Szenario III erklärt.⁹

Die in Szenario I entworfene Vision regionaler EE-Versorgungsnetzwerke, deren Basis Geothermiekraftwerke bilden, lässt sich natürlich auch mit einer überregionalen Stromeinspeisung der Kraftwerke verknüpfen. Die wohnraumnahe Anbindung von Geothermiekraftwerken ist vor allem aufgrund der ökonomischen und ökologischen Vorteilhaftigkeit der KWK-Nutzung wünschenswert, die einer gleichzeitigen Stromeinspeisung in bundesweite Netze, wie sie auch zurzeit betrieben wird, nicht im Wege steht. Chancen wie Risiken bietet hier auch die europäische Integration des Strommarktes. Transnationale EE-Netzwerke, in denen Solarenergie aus südlichen Regionen, Wasserkraft aus Skandinavien auf in Deutschland eingesetzte EE trifft, könnten die Kosten des regenerativen Energieangebots senken sowie die Versorgungssicherheit erhöhen. Eine sehr heterogene Energieversorgungsstruktur in den EU-Ländern hingegen könnte dazu führen, dass die inländische Wettbewerbsfähigkeit der EE durch billige Atomstromimporte aus anderen, keinen Ausstiegszielen verpflichteten Staaten untergraben würde. Momentan sind die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten allerdings noch zu niedrig, als dass das Thema akut relevant wäre (VDN 2007: 25).

Darüber hinaus bietet es sich an, die Szenarios über die Theorie der Backstop-Technologien zu interpretieren. In den Szenarios II und III liegt der Zeitpunkt, an dem sich die Kosten regenerativer und konventioneller Energieerzeugungsmöglichkeiten kreuzen, noch weit in der Zukunft. Dies gilt zumindest unter der Maßgabe, dass eine Internalisierung externer Kosten nicht stattgefunden hat. Da diese von politischen Eingriffen in den Markt abhängt, wird hiervon im nächsten Abschnitt die Rede sein. Für die Entwicklung und den Einsatz von Backstop-Technologien ist zudem der Innovationszyklus des Energiemarkts relevant,

⁹Auch wenn nach der Merit-Order-Theorie geothermischer Strom auch in diesem Szenario abgenommen werden müsste, spielen in der Realität verkomplizierende Faktoren, wie eine mögliche Diskriminierung beim Netzzugang, eine Rolle, die für Investitionsplanungen eine erhöhte Unsicherheit bedeuten.

zu dem sich auch die Einflussfaktoren „Kosten der geothermischen Stromerzeugung“ und „Marktentwicklung bei geothermiespezifischen Technologieanbietern“ zuordnen lassen, die wegen ihrer puffernden Natur nicht explizit in der Szenarioerstellung berücksichtigt wurden. Innovation bei den Backstop-Technologien senkt deren Einsatzkosten und beschleunigt so ihren Markteintritt, setzt aber Investitionen in diesen Bereich voraus. Hierfür sind, mehr noch als der tatsächliche Zeitpunkt, zu dem Backstop-Technologien wettbewerbsfähig werden, die Erwartungen bezüglich dieses Zeitpunkts entscheidend. Zurzeit werden viele Investitionen in Einsatz, Erforschung und Weiterentwicklung der EE getätigt, da in Erwartung weiterhin steigender Brennstoffkosten für fossile Energieträger und dem Ausstieg aus der Atomenergie mit einer Wettbewerbsfähigkeit in absehbarer Zeit zu rechnen ist. Die Langfristigkeit von Investitionen im Energiesektor macht es empfehlenswert, prognostizierte, zukünftige Preisentwicklungen bei den Entscheidungen zu berücksichtigen. Fällt im Jahr 2010 die Entscheidung, ein zu aktuellen Bedingungen rentables Kohlekraftwerk mit einer Nutzungsdauer von 30-40 Jahren zu bauen, kann sich 15 Jahre später die Marktsituation bedeutend geändert haben, da bei Erreichen eines bestimmten Strompreisniveaus der Übergang zur Backstop-Technologie stattgefunden hat. Diese wirkt nun strompreissenkend, während die weiter steigenden Brennstoffkosten die Rentabilität des Kraftwerks verringern.

Auf der anderen Seite können sich Investitionen in EE reduzieren, wenn erwartet wird, dass die fossile Stromversorgung noch bis in weite Zukunft zu moderaten Preisen gesichert ist. Auch ist von Bedeutung, inwieweit die Hartwick-Regel der schwachen Nachhaltigkeit Beachtung findet, die verlangt, Erlöse aus Abbau und Verfeuerung fossiler Ressourcen in Backstop-Technologien zu investieren. Die Umsetzung dieses Prinzips kann von der Politik forciert werden, wird aber auch durch eine gesellschaftliche Anspruchshaltung befördert. Werden Nachhaltigkeitsprinzipien von Bevölkerung, Politik und Wirtschaft ignoriert, kann eine Entwicklung ähnlich der in Szenario II beschriebenen eintreten, in der fossile Reserven unter dem Gesichtspunkt der gegenwärtigen Gewinnmaximierung aufgebraucht werden, ohne dass Investitionen in zukunftsfähige Alternativen stattfinden. In diesem Fall würde, sobald sich die Knappheit der erschöpflichen Energieträger tatsächlich bemerkbar macht, das Strompreisniveau ungebremst bzw. bis zu einem deutlich höheren Niveau ansteigen, als es bei vorherigen Investitionen in die Weiterentwicklung von Alternativen der Fall gewesen wäre. Im Extremfall könnte ein Teil der Energienachfrage – nämlich der we-

niger zahlungskräftige – nicht mehr bedient werden – zugegebenermaßen ein düsteres Zukunftsbild.

6.2 Ableitung politischer Empfehlungen

Elektrizität ist ein für das Funktionieren des Wirtschafts- und Gesellschaftssystems essenzielles Gut, dessen Erzeugung gleichzeitig mit erheblichen Umweltauswirkungen verbunden sein kann. Dies bedingt, dass die Entscheidung darüber, wie die Energieversorgung der Zukunft auszusehen hat, eine gesellschaftliche Grundsatzentscheidung sein sollte. Die Szenarios heben hervor, wie einen großen Einfluss das Umweltbewusstsein in der Bevölkerung auf den Weg hat, der hinsichtlich der Stromerzeugungsstruktur eingeschlagen wird. Außer im Rahmen von Selbstversorgungsprojekten und über den gesellschaftlichen Anspruch, der gegenüber Unternehmen formuliert wird, kommt dieser Einfluss in erster Linie über die Ausrichtung der Politik zum Tragen. Nach den in den Szenarien dargestellten Entwicklungspfaden ist es für die Geothermie entscheidend, dass auf Ebene der Politik eine deutliche und verlässliche Entscheidung für ein auf erneuerbaren Energien aufbauendes Versorgungskonzept getroffen wird. Die Verlässlichkeit ist ein wichtiges Kriterium, da langfristige Investitionen im Energiesystem sich nur dann an politischen Vorgaben orientieren werden, wenn nicht zu befürchten steht, dass von Wahl zu Wahl eine Neuausrichtung der Prioritäten und energiepolitischen Instrumente stattfindet. Das EEG, und das in seiner Folge ausgelöste Wachstum der EE in Deutschland, ist das erfolgreichste Beispiel für eine solche Politik, die über ein langfristiges Bekenntnis zum Ausbau der Erneuerbaren Verbindlichkeiten schafft, auf der Investitionsplanungen aufbauen können. Im Fall der geothermischen Stromerzeugung hat das EEG erst eine Marktentwicklung in Gang gesetzt, die es, nach einstimmiger Aussage der interviewten Unternehmen, sonst so nicht geben würde.

Besteht Einigkeit hinsichtlich des Aufbaus eines nachhaltigen Energieversorgungssystems auf Basis erneuerbarer Energien, drängt sich die Sinnhaftigkeit einer Förderung geothermischer Stromerzeugung geradezu auf. Der Grund hierfür liegt in der im vorliegenden Abschnitt beschriebenen Eigenschaft der Grundlastfähigkeit. Zwar sind auch mit Wasserkraft und Biomasse hohe Volllaststundenzahlen erreichbar, die Ausbaupazitäten sind aller-

dings beschränkt – die Wasserkraftkapazität lässt sich in Deutschland kaum noch erhöhen, bei der Biomasse tritt beim Anbau von Brennstoffen ab einem gewissen Umfang das Problem auf, dass eine Flächenkonkurrenz zu herkömmlicher Landwirtschaft und Nahrungsmittelproduktion besteht. Die Unterstützung der Geothermie empfiehlt sich daher stark, selbst wenn große Potenziale erst durch das HDR-Verfahren erschlossen werden können. Die Förderung von hydrogeothermalen Projekten leistet einen wichtigen Beitrag, um eine Bewegung in Richtung Wettbewerbsfähigkeit in Gang zu setzen, zu beschleunigen und eine Geothermiebranche inklusive technologischem Wissen aufzubauen. Auf diese Weise entsteht ein Markt, der auf den Einsatz von Hot-Dry-Rock vorbereitet ist und, die erfolgreiche geologische Übertragbarkeit des Verfahrens vorausgesetzt, eine rasche Diffusion der neuen Technologie vorantreiben kann.

Für die Durchführung beider Fallbeispiele war die Verfügbarkeit von staatlichen Finanzierungszuschüssen und Technologieförderungen sehr wichtig, um die Projekte trotz hoher Investitionskosten und Risiken in Angriff zu nehmen. Wie wirkungsvoll eine solche Unterstützung von Demonstrationsprojekten ist, zeigt die Initialisierung zahlreicher Nachfolgerprojekte, die durch den Erfolg ihrer Vorgänger ermutigt wurden. Zudem ergeben sich aus der politischen Begleitung von Modellprojekten wichtige Erfahrungen hinsichtlich der Hindernisse, die für Geothermie bei rechtlichen, administrativen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen bestehen, und auch bezüglich der konkreten Ausgestaltung von politischen Instrumenten in den betreffenden Bereichen. Beispiele sind der Entwurf von Risikoabsicherungsmodellen oder die Aufnahme von KWK-Förderungszuschlägen ins EEG. Gerade bei der Entwicklung des HDR-Verfahrens wird darüber hinaus deutlich, wie wichtig für technologischen Fortschritt im Energiesektor staatliche Grundlagenforschung abseits bereits etablierter Lösungen sein kann. Die langwierige und kostspielige Forschung, die in Soultz sous Fôrets als internationales, staatliches Projekt betrieben wurde und dank der nun erstmals die Aussicht auf marktreife Lösungen besteht, wäre für private Akteure kaum zu realisieren gewesen. Für den Ausbau der erneuerbaren Energien wäre ein privater Forschungsdurchbruch auch u.U. wenig vorteilhaft, da das technologische Wissen nur dem Unternehmen, das die Invention hervorgebracht hat, zur Verfügung stünde und nicht einer Vielzahl potenzieller Projektentwickler.

Neben der grundsätzlichen Unterstützung erneuerbarer Energien ist es für deren Wettbewerbsfähigkeit entscheidend, zu welchem Grad die externen Kosten der Stromerzeugung internalisiert werden, das heißt, inwieweit sie von den Verursachern getragen werden müssen. Würden diese Kosten in einem realistischen Umfang in den Strompreis einbezogen, könnten erneuerbare Energien vermutlich heute schon wettbewerbsfähig sein. Durch die Diskussion um Klimaschutz und den Aufbau des Emissionshandelssystems werden externe Kosten oft mit den Kosten des durch anthropogene CO₂-Emissionen hervorgerufenen Klimawandels gleichgesetzt. Der Ausstieg aus der Atomenergie wird hingegen als politische Entscheidung dargestellt. Dabei wird übersehen, dass die Kosten, die der Gesellschaft durch die Lagerung radioaktiv strahlenden Abfallmaterials, den Schutz von Transporten dieser Stoffe oder, im Extremfall, durch einen atomaren Unfall entstehen, ebenfalls externe Kosten darstellen. Selbst wenn man die Kosten des letztgenannten Falls, mit einer äußerst geringen Wahrscheinlichkeit gewichtet, in die Stromgestehungskosten von Atomkraftwerken einbeziehen würde, wäre es fraglich, ob diese noch wirtschaftlich betreibbar wären.¹⁰ Der Atomausstieg kann dementsprechend auch als konsequente Kosteninternalisierung verstanden werden – wenn die externen Kosten so hoch ausfallen, dass weder Verursacher noch Gesellschaft willens sind, sie zu tragen, ist ein Ablassen von dieser Stromerzeugungsoption der folgerichtige Weg. Um für fossile Energieträger zu realitätsabbildenden Preisen zu gelangen, ist wiederum eine konsequente Klimaschutzpolitik vonnöten. Ein glaubwürdiges, entsprechendes politisches Programm kann ebenfalls viel zur Planungssicherheit für Geothermieprojekte beitragen. Die Einbettung in verbindliche, internationale Abkommen, die Ansätze wie den Emissionshandel und die Einigung auf verbindliche Reduktionsziele erst ermöglicht haben, stärkt diesen Effekt.

Abschließend lässt sich als Fazit aus den Szenarios II und III formulieren, dass es für die Politik ratsam ist, über eine klare Aufrechterhaltung des Atomausstiegs und eine rasch und möglichst umfassend umgesetzte Kosteninternalisierung bei fossilen Energieträgern genügend Druck aufzubauen, um Investitionen in den Bereich der erneuerbaren Energien zu lenken und den nachhaltigen Umbau des Energiesystems anzugehen. Momentan scheint die gesellschaftliche Unterstützung für einen solchen Umbau hoch zu sein, ebenso wie das Klimabewusstsein. Die allmählich sich wieder zum positiven wendende Meinung zum Thema Atomkraft zeigt jedoch, was passieren kann, wenn energiepolitische Grundsatzent-

¹⁰ U.a. würde sich hierbei auch die Frage nach der monetären Bewertung menschlichen Lebens stellen.

scheidungen, die einmal Ausdruck eines gesellschaftlichen Konsens waren, in der Tagespolitik immer wieder in Frage gestellt werden. Das Aufschieben solcher Entscheidungen in die Zukunft ist im energiepolitischen Zusammenhang ebenso wenig empfehlenswert, wie die Entwicklung allein dem Zusammenspiel der Marktkräfte zu überlassen – die langfristige Wirkung von Energiemarktinvestitionen sowie die vielen Unzulänglichkeiten des Marktes, darunter die Existenz negativer externer Effekte, sprechen dagegen. Nur unter Druck finden strukturelle Veränderungen statt – und eine Situation wie die gegenwärtige, in der beträchtliche Anteile der Kraftwerkskapazität veraltet sind und durch neue Investitionen ersetzt werden müssen, ist für die Durchsetzung struktureller Veränderungen ausgesprochen günstig.

Fazit

Ziel der vorliegenden Arbeit war es zu untersuchen, welche Rolle Geothermie im Elektrizitätsmarkt der Zukunft einnehmen könnte und welche Bedingungen hierbei entscheidend wären. Zu diesem Zweck wurden naturwissenschaftliche und technische Grundlagen genauso analysiert wie die Marktsituation und ökologische, ökonomische und politische Rahmenbedingungen. Theoretisch unterlegt wurde dies mit einer Darstellung der Konzepte, die in der Energieökonomik zur Erklärung der Stromerzeugungsstruktur einer Volkswirtschaft verwendet werden. Diese Untersuchung des Forschungsgegenstands wurde durch Interviews mit zwei Unternehmen, die in der Geothermiebranche als Vorreiter gelten, um anwendungsbezogene Erfahrungen ergänzt. Die so gewonnenen Erkenntnisse wurden mittels der Methode der Szenarioanalyse zu Einflussfaktoren, die für die Entwicklung der Geothermie zentral sind, verdichtet. Auf Basis der Faktoren, deren Veränderungen am stärksten auf das untersuchte Gesamtsystem wirken, wurden schließlich drei Szenarien erstellt, die Entwicklungspfade der Geothermie in einer von erneuerbaren Energien, Kohle oder der Atomkraft dominierten Stromerzeugungsstruktur aufzeigen. Abschließend wurden die Ergebnisse der Szenarioanalyse interpretiert, indem Rückschlüsse zur energieökonomischen Theorie und zur Politik gezogen wurden.

Bei einer Einschätzung des mittelfristig durch die Geothermie erschließbaren Stromerzeugungspotenzials wurde deutlich, welche herausragende Bedeutung dem Hot-Dry-Rock-Verfahren zukommt. Gleichzeitig ist nicht zu unterschätzen, dass in Deutschland zurzeit bahnbrechende Arbeit im Bereich der geothermischen Energiegewinnung im niedrigen Temperaturbereich geleistet wird. In anderen Ländern ist geothermische Stromerzeugung zwar deutlich stärker ausgebaut, dort liegen jedoch auch deutlich günstigere geologische Bedingungen vor, die eine großskalige Stromproduktion ermöglichen. Die deutsche Geothermiebranche baut hingegen einmalige Erfahrungen dabei auf, in geologisch inaktiven, alten Kontinentalgebieten mit geringer Wärmestromdichte kleinere, dezentrale Lösungen zu entwickeln, die – spätestens nach Marktreife des HDR-Verfahrens – weitgehend unabhängig von den geologischen Bedingungen auf der ganzen Welt einsatzfähig wären. Der Markt für geothermiespezifische Technologie ist erst im Bestehen begriffen, für Unternehmen, die

hier Lösungen entwickeln, bieten sich jedoch beachtliche Chancen auch im internationalen Bereich.

Über Heißwasseraquifere, deren Erschließung aktuell über die Hydrogeothermie angegangen wird, kann mit maximal 2,5 TWh oder 0,4 % der Bruttostromerzeugung nur ein geringer Teil des technischen Stromerzeugungspotenzials der Geothermie verfügbar gemacht werden. Hinsichtlich der dynamischen Branchenentwicklung der jüngeren Vergangenheit und der Geschwindigkeit, mit der entsprechende Förderlizenzen erworben werden, ist davon auszugehen, dass zumindest die geologisch günstigen Gebiete innerhalb kürzester Zeit erschlossen sein werden. Bei Projektentwicklungsdauern von bis zu 6 Jahren scheint es wahrscheinlich, dass sich dieser Phase relativ übergangslos die Anwendung des HDR-Verfahrens anschließen wird. Der Beitrag, den Geothermie unter Einsatz dieser Technologie einmal zur deutschen Stromerzeugung leisten können, lässt sich indes noch kaum abschätzen. Zu viel hängt von Forschungs- und Entwicklungserfolgen und hier v.a. von der Übertragbarkeit auf unterschiedliche geologische Bedingungen ab. Das technische, durch HDR erschließbare Potenzial von 305,5 TWh würde allerdings ausreichen, um knapp die Hälfte des deutschen Strombedarfs zu decken, und illustriert so die gewaltigen Möglichkeiten, die mit dieser Technologie verbunden sind.

Ökologisch und ökonomisch besonders günstig lässt sich Strom aus Geothermie derweil in Verbindung mit Fernwärmekonzepten erzeugen – unter Emissions- und Schadstoffgesichtspunkten stellen geothermische Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerke nach Wasserkraft die umweltfreundlichste Option überhaupt dar. Unter Berücksichtigung der Nachfrage nach Fernwärme scheint, den Ausbau entsprechender Netze vorausgesetzt, ein Anteil geothermischer Stromerzeugung von bis zu 11 % an der Bruttostromerzeugung denkbar, was immerhin der heutigen Rolle von Erdgas entspricht. Im Zuge steigender Strompreise wird aber auch die alleinige Stromerzeugung immer interessanter werden.

Literaturrecherche und Interviews haben allerdings auch gezeigt, dass der Ausbau der Geothermie stark von politischer Unterstützung abhängt sowie von dem Weg, der in Bezug auf die zukünftige Struktur der Energieversorgung eingeschlagen wird. Dies spiegelte sich in den Ergebnissen der Szenarioanalyse wider, die zu den drei Szenarios „Energieerzeugung im Zeichen der Nachhaltigkeit“, „Mit fossilen Energien in die Zukunft“ und „Die Re-

naissance der Atomkraft“ verdichtet wurden. Selbst bei einer günstigen Technologieentwicklung und ersten positiven Erfahrungen wird Geothermie aufgrund des hohen Investitionsaufwands, der mit der Erschließung dieser noch neuen Energieerzeugungsmöglichkeit verbunden ist, kaum eine bedeutende Rolle im Strommarkt einnehmen, wenn die Förderung erneuerbarer Energien zugunsten eines anhaltenden Vertrauens auf konventionelle Optionen wie Atomkraft oder Kohle zurückgefahren wird. Dabei ist zweitrangig, ob dies geschieht, weil Nachhaltigkeit und Umweltbewusstsein im Zuge einer allgemeinen, von Fatalität geprägten Passivität in Hinblick auf die Zukunft in den Hintergrund gedrängt werden, oder weil Kohle und Atomkraft „nur übergangsweise“ weiter genutzt bzw. ausgebaut werden und so der Druck für einen nachhaltigkeitsorientierten Umbau der Energieversorgung verringert wird. Lange Kraftwerkslaufzeiten würden im letzteren Fall dafür sorgen, dass dieser „Übergang“ die Stromerzeugungsstruktur auf Jahrzehnte hinweg prägen würde. Im Gegensatz hierzu lassen sich in einer auf Nachhaltigkeitsprinzipien und erneuerbaren Energien aufbauenden Energieversorgung große Potenziale für die grundlastfähige Geothermie erwarten. Dies gilt in besonderem Maße im Rahmen von dezentralen Energieversorgungskonzepten.

Für den Umbau des Energiemarkts spielt dabei die Internalisierung externer Effekte eine wichtige Rolle. Solange ökologische und gesellschaftliche Kosten und Risiken nicht in der Höhe der Stromgestehungskosten abgebildet werden, bleiben erneuerbare Energien gegenüber fossilen Energieträgern und der Atomkraft strukturell benachteiligt. Ein funktionierendes Emissionshandelssystem würde daher die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien rapide beschleunigen und sich entsprechend positiv auf den Ausbau der Geothermie auswirken.

Die Bedeutung, die politischer Förderung generell beim Ausbau der Geothermie zukommt, wird durch den Beginn der Branchenentwicklung in Deutschland illustriert. Erste Projekte konnten erst realisiert werden, nachdem auch diese erneuerbare Energie in das EEG aufgenommen wurde. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz stellt heute noch das wichtigste einzelne Politikinstrument für die Entwicklung der Geothermie dar, ohne das wohl kaum ein Projekt durchgeführt würde. Aber auch die direkte Unterstützung von Vorreiterprojekten, etwa im Rahmen der Forschungsförderung, hat sich als essenziell erwiesen, um die Hemmnisse zu überwinden, die hohe Investitionskosten in Verbindung mit einem nie ganz auszuschlie-

ßenden Fündigkeitsrisiko darstellen. Der Erfolg dieser Projekte und auch die hiermit verbundene, positive Prägung der öffentlichen Meinung zu Geothermie ist für die Folgeentwicklung der Branche von nicht zu unterschätzender Bedeutung. Die Hydrogeothermie kann zurzeit als an der Schwelle von Innovation und Diffusion stehend charakterisiert werden. Dabei weisen positive Erfahrungen der ersten Projekte darauf hin, dass – entsprechende Rahmenbedingungen vorausgesetzt – der Zukunft der Branche mit Zuversicht begegnet werden kann.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Ausgangsbedingungen für eine erfolgreiche Entwicklung der Geothermie sehr günstig sind. Hemmnisse werden von der Politik adressiert, und der Aufbau einer nachhaltigen, klimafreundlichen Energieversorgung ist erklärtes politisches Konzept. Ein ausgeprägtes öffentliches Problembewusstsein bezüglich der mit Stromerzeugung verbundenen Umweltauswirkungen, das sich u.a. in dem vermehrten Wunsch, erneuerbar erzeugten Strom zu beziehen, niederschlägt, sowie der gegenwärtig sehr hohe Ersatzinvestitionsbedarf in der Elektrizitätswirtschaft liefern die idealen Voraussetzungen dafür, den Wandel hin zur Nachhaltigkeit zu vollziehen. Die Politik täte gut daran, diese günstigen Bedingungen nicht dadurch verstreichen zu lassen, dass Maßnahmen unter zu starker Rücksichtnahme auf Interessen konventioneller Energieerzeuger oder in Hoffnung auf kurzfristig niedriger ausfallende Strompreise inkonsequent bleiben. Es ist wenig hilfreich, die Umsetzung der – in Hinblick auf die Bedürfnisse der Zukunft alternativen – Entscheidung zur Nachhaltigkeit immer wieder in die Zukunft zu verlagern. Fest steht, dass mit der geothermischen Stromerzeugung eine überaus interessante, grundlastfähige, ökologisch vorteilhafte und ökonomisch mit einem großen Kostensenkungspotenzial versehene Option zur Verfügung steht, die entscheidend zum Aufbau einer sicheren, nachhaltigen Energieversorgung der Zukunft beitragen kann.

Anhang

A1: Tabellen

Tab. A1.1 Zusammenstellung des technischen Gesamtpotenzials zur geothermischen Strom- und Wärmeproduktion

Räumliche Zuordnung	Gesamte gespeicherte Energie [EJ]	Devon zur Stromerzeugung prinzipiell nutzbar thermische Energie [EJ]	Elektrische Energie unter Berücksichtigung von Umwandlungswirkungsgraden [EJ]	Summe (gerundet) [EJ]	Summe (gerundet) [TWh]	KWK ohne Wärmepumpe [EJ]	KWK mit Wärmepumpe (max. gewinnbare thermische Energie) [EJ]	Erfolgswahrscheinlichkeit für Thermalwasserdiensten von > 50 m ³ /h und geschätzte max. Fließrate
Helwig asset-aquifere								
Ndt. Becken	340	59	6,8			1,8	3,6	0-33% (max. 100 m ³ /h)
Oberflächgraben	99	18,1	2,04			5,02	9,9	z. T. 33-66%, z. T. 66-100% (max. 300 m ³ /h)
Städt. Molassebecken	k.A.	5,7	0,6			2,5	5,1	66-100% (> 300 m ³ /h)
Summe Aquifers (gerundet)				9	2.500	2,5	5,0	
Störungen								
	8.700	370	45			6,5	1,20	k.A.
Summe Störungen				45	12.500	6,5	1,20	
Kristallines Gestein								
Ndt. Becken	13.000	540	66			1,00	1,90	k.A.
Oberflächgraben	9.500	480	62			7,6	1,40	k.A.
Mittel- und Untertal- und Ingebiet	180.000	7.600	940			1.400	2.500	k.A.
Summe Kristallinsystem (gerundet)				1.100	305.500	1.000	2.800	
Summe Angebotspotenzial gesamt (gerundet)				1.200	3.20.500			
Nachfragepotenzial¹⁾ (gerundet)								
bei stromgeführten Betrieb mit Deckung der gesamten Grundlast								
bei KWK-Betrieb					318.000			
Substitution sämtlicher Niedertemperaturwärme								
Erschließung zusätzlicher KWK-Potenziale durch Zubau von Verteilnetzen ²⁾								
Substitution der derzeitigen Fernwärmeversorgung in bestehende Netze								
					152.000			
					70.000			
					9.000			

Quelle: nach Paschen et al. 2003: 48 f.; ¹⁾ eigene, aktualisierte Berechnungen für 2005, nach Paschen et al. 2003: 54; Kaltschmitt et al. 2006: 530, BMWI 2008; Tab. 25, außer ²⁾ Schätzwert aus Paschen et al. 2003: 53

Tab. A1.2 Geothermie-Projekte in Deutschland

Name	Lage	Zustand (geplante Inbetriebnahme)	Hauptnutzung	Nebennutzung	Art	Leistung Strom	Leistung Wärme
Bad Urach	Baden-Württemberg	Bau (Fortführung ungewiss)	Stromerzeugung	Fernwärme	HDR	k.A.	k.A.
Bellheim	Rheinland-Pfalz	Bau (k.A.)	Stromerzeugung	Fernwärme	Kalina	5-6 MWel	in Prüfung
Bruchsal	Baden-Württemberg	Bau (2008)	Stromerzeugung	Fernwärme	Kalina	550 kWel	4 MWth
Dürmbach	Bayern	Bau (2009)	Stromerzeugung	Fernwärme	hydrothermal (Verfahren in Prüfung)	5 MWel	in Prüfung
Groß Schönebeck	Brandenburg	Betrieb, Erweiterung in Bau (2008)	Forschung	Stromerzeugung	HDR	> 750 kWel	> 10 MWth
Insherrn	Baden-Württemberg	in Vorbereitung	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Kirchstockach	Bayern	Bau (2009)	Stromerzeugung	Fernwärme	Geothermie-Biogas-Hybridkraftwerk	5 MWel	in Prüfung
Landau in der Pfalz	Rheinland-Pfalz	Betrieb	Stromerzeugung	Fernwärme	ORC	3 MWel	5 MWth
Mauerstetten	Bayern	in Vorbereitung	k.A.	k.A.	hydrothermal	k.A.	k.A.
Neustadt-Glewe	Mecklenburg-Vorpommern	Betrieb	Fernwärme	Stromerzeugung	ORC	210 kWel	5,5 MWth
Neuried	Baden-Württemberg	Bau (2010)	Stromerzeugung	Fernwärme	Geothermie-Biogas-Hybridkraftwerk, Kalina	2,3 MWel	in Prüfung
Offenbach an der Queich	Rheinland-Pfalz	Bau (k.A.)	Stromerzeugung	Fernwärme	Kalina	in Prüfung	in Prüfung
Riedstadt	Hessen	Bau (2008)	Fernwärme	Stromerzeugung	Kalina	3 MWel	21 MWth
Sauerlach	Bayern	in Vorbereitung	Stromerzeugung	Fernwärme	Kalina	8 MWel	7 MWth
Unterhaching	Bayern	Betrieb	Fernwärme	Stromerzeugung	Kalina	3,4 MWel	38 MWth
Wolfartschhausen	Bayern	in Vorbereitung	k.A.	k.A.	hydrothermal	k.A.	k.A.

Quelle: nach IE Leipzig 2008 (<http://www.ie-leipzig.de/Geothermie/Portal/Geothermie.htm>), geotis 2008 (<http://www.geotis.de/vgs/>), dort fehlende Angaben ergänzt über Internetrecherche (Medienberichte, Homepage der Betreiber)

Tab. A1.3 Weltweit installierte geothermische Stromerzeugungskapazität nach Ländern

(für 2000, 2005 und 2007, Prognose für 2010)

COUNTRY	Installed Capacity in 2000 (MW)	Installed Capacity in 2005 (MW)	Installed Capacity in 2007 (MW)	Running Capacity in 2007 (MW)	Increment (MW)	Increment (%)	Forecasting for 2010(MW)
AUSTRALIA	0,2	0,2	0,2	0,1			0,2
AUSTRIA	0,0	1,1	1,1	0,7			1
CHINA	29,2	27,8	27,8	18,9			2,8
COSTA RICA	142,5	163,0	162,5	162,5			197
EL SALVADOR	161,0	151,0	204,2	189,0	53	35%	204
ETHIOPIA	7,3	7,3	7,3	7,3			7
FRANCE	4,2	14,7	14,7	14,7			3,5
GERMANY	0,0	0,2	8,4	8,4	8		8
GUATEMALA	33,4	33,0	53,0	49,0	20	61%	53
ICELAND	170,0	202,0	421,2	420,9	219	100%	580
INDONESIA	589,5	797,0	992,0	991,8	195	24%	1192
ITALY	785,0	791,0	810,5	711,0	20	2%	910
JAPAN	546,9	535,0	535,2	530,2			535
KENYA	45,0	129,0	128,8	128,8			164
MEXICO	755,0	953,0	953,0	953,0			1178
NEW ZEALAND	437,0	435,0	471,6	373,1	37	8%	590
NICARAGUA	70,0	77,0	87,4	52,5	10	14%	143
PAPUA-NEW GUINEA	0,0	6,0	56,0	56,0	50	833%	56
PHILIPPINES	1909,0	1930,0	1969,7	1855,6	40	2%	1991
PORTUGAL	16,0	16,0	23,0	23,0	7	44%	3,5
RUSSIA	23,0	79,0	79,0	79,0			185
THAILAND	0,3	0,3	0,3	0,3			0,3
TURKEY	20,4	20,0	38,0	29,5	18	90%	8,3
USA	2228,0	2564,0	2687,0	1935,0	123	5%	2817
TOTAL	7973	8933	9732	8590	800		10903

Quelle: Bertani 2007: 2

A2: Auswertung der Interviews

A2.1 Gesprächsleitfaden

1 Investitionsentscheidungen im Unternehmen

1.1 Welche maßgeblichen Investitionsentscheidungen wurden seit der Gründung des Unternehmens getroffen, und wie kamen sie zu Stande?

1.2 Was sind die zentralen Motive hinsichtlich der Wahl der geothermischen Stromerzeugung? Welche Rolle spielen weiche Faktoren wie Idealismus oder der First Mover Vorteil?

1.3 Wie ist die Entscheidungsfindung im Unternehmen organisiert? Wer bzw. welche Ebene trifft bei strategischen, wer bei konkreten Projektentscheidungen die letzte Entscheidung? Welche Rolle spielt die Geschäftsleitung?

2 Prognosen / Szenarien

2.1 Was sind Ihre Erwartungen bezüglich der Entwicklung des Strommixes in Deutschland? Welche Rolle werden erneuerbare Energien dabei spielen?

2.2 Welche Rolle kann die Geothermie um 2020 im deutschen Strommarkt einnehmen?

2.3 Von welchen Faktoren hängt die Entwicklung der Geothermie primär ab?

2.4 Welche Bedeutung hat der Klimawandel für Ihre Entscheidungsfindung?

3 Politische Rahmenbedingungen

3.1 Welche Bedeutung hat das EEG für Ihre Investitionsentscheidung?

3.2 Inwiefern beeinflusst die Staffelung des Vergütungssatzes nach installierter Leistung die Wahl der Kraftwerksgröße?

3.3 Welche andere Fördermechanismen oder -programme sind für die Investition relevant?

3.4 Wie wichtig sind staatlich betriebene oder geförderte Forschungsprojekte für die Technologieentwicklung der geothermischen Stromerzeugung?

3.5 Welche Bedeutung messen Sie politischer Förderung auf EU-Ebene zu? Wird in Zukunft mit einer Harmonisierung energiepolitischer Vorgaben und Fördermechanismen zu rechnen sein, und wäre dies wünschenswert?

3.6 Wie beurteilen Sie die Wirksamkeit von energiepolitischen Anreizen (z.B. EEG, 100.000 Dächer-Programm) bzw. Regulationen (z.B. die Marburger Solarenergiesatzung)?

3.7 Wo sehen Sie bei den Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien, und speziell für die Geothermie, in Deutschland Verbesserungsbedarf?

4 Technologie & Preisentwicklung

4.1 Wie schätzen Sie die Kostenentwicklungen von regenerativen und konventionellen Energien in den nächsten 20 Jahren ein? Inwiefern schlagen sich diese Erwartungen in den Investitionsentscheidungen nieder?

4.2 Wie werden sich voraussichtlich die Stromerzeugungskosten der Geothermie entwickeln? Wie sieht das Potenzial für technologischen Fortschritt aus, und welche Rolle spielt hierbei speziell das Hot-Dry-Rock-Verfahren?

4.3 Wann und ggf. unter welchen Bedingungen rechnen Sie mit der Wettbewerbsfähigkeit der geothermischen Stromerzeugung?

4.4 Inwiefern rechnen Sie damit, dass zukünftig Umweltschutzkosten verstärkt von den Energieunternehmen zu tragen sein werden? Ist dies für Ihre aktuellen Planungen relevant?

5 Marktstruktur

5.1 Welchen Einfluss hat die Energiemarktstruktur auf die Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung? In welchem Maß ist mit dem Ausbau der Geothermie ein Strukturwandel der Energieversorgung verbunden, z.B. in Hinblick auf eine verstärkte Dezentralisierung?

5.2 Für wie bedeutsam für den Ausbau der geothermischen Stromerzeugung halten Sie das Vorhandensein von Nachfrage nach in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugter Fernwärme?

5.3 Mit welchen Entwicklungen rechnen Sie innerhalb Ihrer Branche? Wo sehen Sie dabei ihr Unternehmen?

5.4 Welche Erwartungen verbinden Sie mit der Europäisierung des Strommarktes bzw. der Strompreisbildung, etwa im Zusammenhang mit der Einrichtung einer europäischen Strombörse?

6 Akteure

6.1 Inwieweit beeinflusst das Verhalten von Konkurrenten Ihre Investitionsentscheidungen?

6.2 Wie wichtig sind Lobbygruppen in Ihrer Branche?

6.3 Welche Medien / Datenquellen spielen bei der Entscheidungsfindung eine Rolle (z.B. Tages- und Wochenzeitschriften, Fachzeitschriften, Rundfunk und Fernsehen, Internet, Tagungen)?

6.4 Inwiefern war bei Ihrer Investition die öffentliche Meinung relevant? Wie schätzen Sie die Bedeutung dieser Meinung und des Verhaltens von Stromkunden für die Entwicklung der Geothermie ein?

6.5 Wie sehen Sie die Bedeutung von Ökostromanbietern für den Ausbau erneuerbarer Energien?

A2.2 Interview A: Erdwärme-Kraft GbR

Gesprächspartner: Geschäftsführer der Erdwärme-Kraft GbR

Gesprächsort: Geschäftsräume der Erdwärme-Kraft GbR beim HKW Mitte, Berlin

Gesprächsdauer: ca. 80 Minuten

1 Investitionsentscheidungen im Unternehmen

1.1 Welche maßgeblichen Investitionsentscheidungen wurden seit der Gründung des Unternehmens getroffen, und wie kamen sie zu Stande?

- geothermische Stromerzeugungsanlage Neustadt-Glewe (210 kW), Beginn der Projektentwicklung 2002, Inbetriebnahme November 2003, Dauerbetrieb ab August 2004
- baute auf dem geothermischen Fernwärme-Heizkraftwerk der Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH auf (seit 1995), die z. T. der WEMAG, z. T. der Stadt Neustadt-Glewe gehört. Da die Stadt Neustadt-Glewe nichts mit der Stromerzeugung zu tun haben wollte, wurde die Erdwärme-Kraft GbR für die Stromerzeugung gegründet
- Anlagenbetrieb durch die Neustadt-Glewe GmbH, die Erdwärme-Kraft GbR besteht nur aus den beiden Geschäftsführern, die diese Aufgabe ehrenamtlich, zusätzlich zu anderen Aufgaben im Unternehmen Vattenfall übernehmen
- einziger Sinn der Firma: Bau und Besitz der Neustadt-Glewe Anlage, keine weiteren Investitionen geplant
- Vattenfall: Verfolgung von Geothermie an anderer Stelle (New Energy, GFZ Potsdam), ansonsten sind hier konzernweit bis auf weiteres keine weiteren Investitionen geplant (Fokus bei erneuerbaren Energien auf Offshore-Windkraft)

1.2 Was sind die zentralen Motive hinsichtlich der Wahl der geothermischen Stromerzeugung? Welche Rolle spielen weiche Faktoren wie Idealismus oder der First Mover Vorteil?

- wichtig: durch das Projekt einen Fuß in der Technologie zu haben und eigenes Know-How aufzubauen, um auf Änderungen bei der Technologie und Marktentwicklung reagieren zu können, um Projektvorschläge realistischer beurteilen zu können
- 2002 hatte die BEWAG, vor ihrem Kauf durch Vattenfall, Anteile der Stadtwerke Landau (laufendes Geothermieprojekt) gekauft, darüber kam die Technologie in den Konzern. Technische Probleme in Landau verhinderten die Nutzung eines Förderbescheids, um dessen Verfall zu verhindern, wurde er von der BEWAG übernommen und auf Neustadt-Glewe übertragen
- Erträge und Kosten sind im Vergleich zum Gesamtumsatz des Unternehmens gering, weiche Faktoren (First Mover, Know-How) wichtiger
- Probleme der Geothermie: nur dezentrale, kleine Lösungen möglich, die keine großen Strommengen produzieren können, Rentabilität hängt sehr von Rahmen- und Standortbedingungen ab, meist nur in Verbindung mit Wärmenutzung erreichbar (dann wiederum muss Fernwärmenetz vorhanden sein)

1.3 Wie ist die Entscheidungsfindung im Unternehmen organisiert? Wer bzw. welche Ebene trifft bei strategischen, wer bei konkreten Projektentscheidungen die letzte Entscheidung? Welche Rolle spielt die Geschäftsleitung?

- Investitionsentscheidung: Vorstand der BEWAG (damals noch als eigenständiges Unternehmen)
- in Abhängigkeit von der Investitionshöhe wird bei Vattenfall von bestimmten Gremien entschieden. Investitionen von ca. 100.000 - 400.000 Euro können im Unternehmen selbst entschieden werden, darüber hinaus geht die Entscheidung an weitere Gremien
- Neustadt-Glewe-Investition von ca. 1 Million €: vermutlich wäre Entscheidung der deutschen Holding ausreichend, bei größeren Beträgen Entscheidung in Schweden

2 Prognosen / Szenarien

2.1 Was sind Ihre Erwartungen bezüglich der Entwicklung des Strommixes in Deutschland? Welche Rolle werden erneuerbare Energien dabei spielen?

- Position von Vattenfall: sowohl Steinkohle, Braunkohle, Kernenergie, Öl, Gas als auch Erneuerbare werden benötigt, um einen ausgewogenen Mix zu schaffen, es gibt Programme, CO₂ zu senken, durch Initiativen (Vattenfall Combat Climate Change) und Technologie (CO₂-arme Kohlestromerzeugung), aber man kann nicht sowohl auf Kohle wie auf Atomstrom verzichten
- sehr relevant: gesellschaftliche Diskussion, wird z.T. „sehr emotional“ geführt
- letztendlich wird vermutlich der Preis entscheiden, die gesellschaftliche Grundsatzmeinung wird sich in die Richtung entwickeln, in die sich die Preise für Energie entwickeln (kann sowohl in Richtung Präferenz für regenerative als auch konventionelle Energieträger gehen, wenn volkswirtschaftliche Kosten der Einspeisevergütung als zu hoch bewertet werden)

2.2 Welche Rolle kann die Geothermie um 2020 im deutschen Strommarkt einnehmen?

- Wirtschaftlich zu betreiben ist Geothermie, wenn ideale Voraussetzungen vorliegen (vorhandenes Fernwärmenetz, Stromerzeugung möglich, geologische Bedingungen), einzelne Voraussetzungen müssen räumlich zusammenfallen (z.B. Wärmeressource und Fernwärmenachfrage)
- auch Hot-Dry-Rock ist nicht überall machbar, optimal ist Granit
- spezifische Kosten sprechen gegen eine alleinige geothermische Stromerzeugung (je kleiner die Anlagen sind, weil in Abhängigkeit von den geologischen Bedingungen nicht mehr machbar ist, desto höher werden die spezifischen Kosten)
- größere Leistungsklassen (mehrere MW) werden noch einige Jahre auf sich warten lassen, Projektrealisation dauert sehr lange (5-6 Jahre durchaus typisch)

2.3 Von welchen Faktoren hängt die Entwicklung der Geothermie primär ab?

- tiefe Geothermie steht und fällt mit der Fündigkeit, mit den geologischen Bedingungen
- technische Entwicklungen, z.B. tiefe Wärmesonden, die mit einer Bohrung auskommen
- interessant sind EU-Erweiterungsländer, v.a. Ungarn, Polen und Rumänien, aber auch Russland
- politische Förderung

2.4 Welche Bedeutung hat der Klimawandel für Ihre Entscheidungsfindung?

- Klimawandel war im Hintergrund; ein Motiv war zu sehen, was sich in Richtung der erneuerbaren Energien tut und dort mehr zu machen
- Teil der Philosophie von Vattenfall: positiv auf die Stromerzeugung einzuwirken, soweit es geht, hin zu umweltschädigungsarmer Durchführung
- wirtschaftliche und umweltschonende Aspekte können im Widerspruch sein, in diesem Fall ist Rentabilität der Kleinanlage nicht prioritär (s. Motive)

3 Politische Rahmenbedingungen

3.1 Welche Bedeutung hat das EEG für Ihre Investitionsentscheidung?

- ohne das EEG würde keine geothermische Stromerzeugungsanlage starten, höchstens in Verbindung mit Thermalwasserbadkonzepten

3.2 Inwiefern beeinflusst die Staffelung des Vergütungssatzes nach installierter Leistung die Wahl der Kraftwerksgröße?

- technische Aspekte sind ausschlaggebend, größere Leistungsklassen zurzeit nicht machbar

3.3 Welche andere Fördermechanismen oder -programme sind für die Investition relevant?

- neben EEG-Förderung war Investitionsförderung für den Bau relevant, ohne staatlichen Zuschuss von 380.000 € wäre das Projekt nicht gestartet worden (BMU-Förderantrag)
- ein weiterer Förderungsantrag wurde für die technische Weiterentwicklung des Projektes in Neustadt-Glewe gestellt, aber wieder zurückgezogen, weil man für die technische Umsetzung noch nicht bereit war
- Inanspruchnahme von Förderungsmechanismen wird schwieriger werden, nach Phase des Testens, welche Förderungen interessant, nachgefragt, am effektivsten sind, werden jetzt bei der Vergabe Schlüsse aus den gemachten Erfahrungen gezogen. Geothermie könnte weniger gefördert werden, da viele geförderte Projekte nicht zum Ende gekommen sind
- vermutlich wird es keine Investitionsförderung mehr geben, höchstens auf Landesebene aus Wirtschaftsförderungsgründen, auch Forschungs- und Entwicklungsförderungen für Neuanlagen fraglich

3.4 Wie wichtig sind staatlich betriebene oder geförderte Forschungsprojekte für die Technologieentwicklung der geothermischen Stromerzeugung?

- wissenschaftliche Forschungsprojekte sind wichtig, aber der Schnitt zu Technologieforschung mit anwendungsbezogenen Ergebnissen auch, bei „reiner“ Wissenschaft wird auch viel Aufwand in Forschung gesteckt, deren Ergebnisse für die Praxis wenig relevant sind
- bewährt: Mischung von Anreizen für Forschungsinstitutionen und Unterstützung von der Industrie, Zusammenarbeit von Unternehmen und Universitäten (Erfolgsbeispiele: Rauchgasentschwefelungstechnologie, Entstickungstechnologie, jetzt die CO₂-Abscheidetechnologie, wurden ohne staatliche Förderung oder staatliche Forschung entwickelt)

3.5 Welche Bedeutung messen Sie politischer Förderung auf EU-Ebene zu? Wird in Zukunft mit einer Harmonisierung energiepolitischer Vorgaben und Fördermechanismen zu rechnen sein, und wäre dies wünschenswert?

- auf EU-Ebene gibt es noch wenig konkretes, aber große diesbezügliche Erwartungen
- bislang eher Beschäftigung mit großen Themen (Entflechtung von Stromnetzbetreibern und Kraftwerksbetreibern), theoretisch müssten erneuerbare Energien flankierend dazu stoßen, aber die Entwicklung ist noch nicht soweit
- Förderprogramme gibt es, sie sind aber noch nicht durchgedrungen, weil sie immer noch national umgesetzt werden müssen
- Harmonisierung wird kommen, ist auch Zweck und Sinn der Union und der Kommission, aber im Energiesektor spielen viele nationale Interessen eine Rolle, die das Finden einer gemeinsamen Linie erschweren (es sei denn, dramatische Geschehnisse auf dem Energie- oder Rohstoffsektor erleichtern „aus der Not geborene“ Entwicklungen)

3.6 Wie beurteilen Sie die Wirksamkeit von energiepolitischen Anreizen (z.B. EEG, 100.000 Dächer-Programm) bzw. Regulationen (z.B. die Marburger Solarenergiesatzung)?

- Anreize funktionieren besser als Regulationen, wichtig ist der gesellschaftliche Konsens. Verordnungen ziehen eher Abwehrschlachten nach sich, v.a. ein System, in dem Unwirtschaftliches verordnet wird, kann nicht funktionieren
- im Kleinen (z.B. EE bei Neubauten) können Verordnungen funktionieren, es kann aber passieren, dass durch Kostensteigerungen der Bausektor gebremst wird u.ä.

3.7 Wo sehen Sie bei den Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien, und speziell für die Geothermie, in Deutschland Verbesserungsbedarf?

- gezieltere Förderung: regenerativen Technologien, die marktnah sind, sollte man weniger fördern, bei denen, die noch lange nicht die Marktreife erreicht

haben, wäre Entscheidung nötig, ob sie diese jemals erreichen können
(wenn ja: dann Weiterförderung)

- größerer Marktdruck: Unternehmen, die schon am Rande der Wirtschaftlichkeit arbeiten, müssten gezwungen werden, über niedrigere Einspeisevergütungen wirtschaftlich zu arbeiten

4 Technologie & Preisentwicklung

4.1 Wie schätzen Sie die Kostenentwicklungen von regenerativen und konventionellen Energien in den nächsten 20 Jahren ein? Inwiefern schlagen sich diese Erwartungen in den Investitionsentscheidungen nieder?

- fixe Einspeisevergütungen: für die Regenerativen spielt es keine Rolle, wie sich der Marktpreis entwickelt. Es sei denn, die Strompreise steigen derartig an, dass mit Vergütung der regenerativ erzeugte Strom günstiger ist als der konventionell erzeugte Strom, dann würde man den Strom über den Markt verkaufen wollen. Allerdings: das EEG beinhaltet auch den Abnahmepflicht seitens des Netzbetreibers, fiele der weg, müssten erneuerbare Energien sehr viel günstiger sein als konventionelle, um sich durchzusetzen
- relative Preisentwicklung: Preise können sich morgen angleichen, wenn geopolitische Ereignisse oder Spekulationen den Öl- und Gaspreis in die Höhe schießen lassen, es kann aber auch noch sehr lange dauern. Hängt auch von Weltwirtschaftsentwicklung, Wachstum in China, Indien usw. und der Energieerzeugungsstruktur in Nachbarländern ab (z.B. wären bei AKW-Ausbau in Frankreich wachsende Importe billigen Atomstroms denkbar)

4.2 Wie werden sich voraussichtlich die Stromerzeugungskosten der Geothermie entwickeln? Wie sieht das Potenzial für technologischen Fortschritt aus, und welche Rolle spielt hierbei speziell das Hot-Dry-Rock-Verfahren?

- problematisch: Konkurrenz um Bohrfirmen mit Erdölindustrie mit wesentlich höherer Finanzkraft

- kein Markt für tief installierte, kleine Wasserpumpen, zu geringe Abnehmerzahlen, als dass es Anreize für Entwicklung spezieller Pumpen gäbe (zumal die Spezialisierung auf Erdölpumpen lukrativer ist)
- ORC-Anlagen: noch nicht absoluter Stand der Technik, aber beherrschbar, häufig eingesetzt z.B. auch bei Biomasseanlagen
- Stromerzeugungskosten: hängen von der Anlagengröße ab, je größer die Anlage, desto geringer sind die spezifischen Kosten (Neustadt-Glewe: spezifischen Kosten am Rande der Wirtschaftlichkeit)
- außerdem wichtig: Technik, Wirkungsgraderhöhungen sind allerdings nur eingeschränkt möglich (Verweis auf Carnot)
- wenig Kostensenkungspotenzial bei Bohrungen, außer durch Nutzung nur eines Bohrlochs für Injektion und Produktion und tiefer Erdwärmesonden
- Auffinden der richtigen Stelle ist problematischer als die Bohrung an sich, 2-D, 3-D-seismische Verfahren werden standardmäßig genutzt, aber letztendliche Sicherheit schafft nur die Bohrung
- Hot-Dry-Rock: Forschung in Soultz seit 13 Jahren, wenn die Technologie funktioniert, muss erst in anderen Projekten geprüft werden, ob sie auf andere Standorte übertragbar ist, es ist noch unklar, ob das Soultz-Konzept als Standard-Technologie taugt oder wann es Marktreife erlangt

4.3 Wann und ggf. unter welchen Bedingungen rechnen Sie mit der Wettbewerbsfähigkeit der geothermischen Stromerzeugung?

- wenn eine Kombination mit Fernwärme als KWK-Anlage möglich ist und man geringe Investitionskosten hat (z.B. ein vorhandenes Fernwärmenetz nutzen kann), dann kann bereits heute Wettbewerbsfähigkeit gegeben sein, allerdings gibt es nur wenige solcher idealen Standorte

4.4 Inwiefern rechnen Sie damit, dass zukünftig Umweltschutzkosten verstärkt von den Energieunternehmen zu tragen sein werden? Ist dies für Ihre aktuellen Planungen relevant?

- CO₂ müsste sehr teuer werden, um darüber eine geothermische Stromerzeugungsanlage zu finanzieren, auch sind die eingesparten Mengen zu gering

5 Marktstruktur

5.1 Welchen Einfluss hat die Energiemarktstruktur auf die Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung? In welchem Maß ist mit dem Ausbau der Geothermie ein Strukturwandel der Energieversorgung verbunden, z.B. in Hinblick auf eine verstärkte Dezentralisierung?

- Bemühungen von Gemeinden, sich mittels erneuerbarer Energien unabhängig zu machen, gibt es, v.a. durch geschickte Verschaltung aller regenerativen Anlagen. Für den Ausfall muss aber immer ein Schattenkraftwerk vorhanden sein, es sei denn, die Bewohner einer Gemeinde akzeptieren, dass sie bei Stromausfall auch keinen Strom haben (gesellschaftliche Entscheidung). Problem: wenn das Ersatzkraftwerk erst angefahren werden muss, ist bei 2 bis 3-maligem Stromausfall die Ersparnis wieder kompensiert

5.2 Für wie bedeutsam für den Ausbau der geothermischen Stromerzeugung halten Sie das Vorhandensein von Nachfrage nach in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugter Fernwärme?

- für wettbewerbsfähige Stromerzeugung ist die KWK-Nutzung unerlässlich

5.3 Mit welchen Entwicklungen rechnen Sie innerhalb Ihrer Branche? Wo sehen Sie dabei ihr Unternehmen?

- Schwerpunkt der Entwicklung wird aufgrund steigender Wärmepreise auf der oberflächennahen Geothermie liegen
- großes Entwicklungspotenzial für den Ausbau von Fernwärmenutzung, sowohl wegen der Wärmepreisentwicklung, als auch wegen Förderprogrammen (KWK-Nachfolgegesetz, EEG). Positive Effekte auf den Geothermieausbau sind möglich, allerdings wird geothermischer Strom „Abfallprodukt“ der Wärmeversorgung bleiben

5.4 Welche Erwartungen verbinden Sie mit der Europäisierung des Strommarktes bzw. der Strompreisbildung, etwa im Zusammenhang mit der Einrichtung einer europäischen Strombörse?

- Bezug garantierter Einspeisevergütungen über das EEG: es spielt keine Rolle, was der Preis am Strommarkt macht, es sei denn, man bezieht den Eigenbedarf am Markt (Probleme, wenn der Marktpreis über der Einspeisevergütung liegt)

6 Akteure

6.1 Inwieweit beeinflusst das Verhalten von Konkurrenten Ihre Investitionsentscheidungen?

- Beeinflussung weniger durch die kleinen Unternehmen, durch die großen schon: Eon, EnBW und RWE investieren alle in erneuerbare Energien, auch in die Geothermie
- im Vergleich zu den anderen 3 großen Stromerzeugern ist Vattenfalls Budget für öffentlichkeitswirksame Projekte geringer (wie Geothermie, Gezeitenkraftwerke)
- der Markt wird intensiv beobachtet, aber noch wird das Potenzial als gering eingeschätzt

6.2 Wie wichtig sind Lobbygruppen in Ihrer Branche?

- spielen eine ganz entscheidende Rolle, z.B. sind bei der EEG-Novelle 2004 bestehende Anlagen bei der Erhöhung vergessen worden, da nicht klar war, dass es bereits eine gab (Neustadt-Glewe), hierfür werden Lobbygruppen benötigt, die sich im Gesetzgebungsverfahren gut auskennen und sich einschalten
- Bedeutung nimmt zu mit der Tendenz, geothermische Entwicklung und Forschung nicht mehr so zu fördern, wie es bisher der Fall gewesen ist; die Geothermische Vereinigung versucht, das zu verhindern

6.3 Welche Medien / Datenquellen spielen bei der Entscheidungsfindung eine Rolle (z.B. Tages- und Wochenzeitschriften, Fachzeitschriften, Rundfunk und Fernsehen, Internet, Tagungen)?

- lässt sich nur schwer sagen, das Unternehmen ist Mitglied der GtV, aber nicht aktiv, genutzt werden Newsletter, viele Informationen werden beschafft

6.4 Inwiefern war bei Ihrer Investition die öffentliche Meinung relevant? Wie schätzen Sie die Bedeutung dieser Meinung und des Verhaltens von Stromkunden für die Entwicklung der Geothermie ein?

- die öffentliche Meinung war wichtig, es wird auch versucht, das Image in Richtung erneuerbarer Energien deutlicher zu machen
- großes öffentliches Interesse an der Anlage (Eröffnung durch Trittin und Vorstandsvorsitzenden, viele Medienberichte, Besuche in- und ausländischer Politiker etc.)
- die öffentliche Meinung kann durch Erdbeben komplett umschwenken, wie in Basel, problematisch ist die Tendenz, die Ursache normaler Erdbeben bei Geothermieprojekten zu suchen und Schadensersatz zu fordern
- in Neustadt-Glewe: keine Probleme, allerdings war auch kein aktiver Eingriff ins Gestein notwendig wie bei Hot-Dry-Rock-Projekten

6.5 Wie sehen Sie die Bedeutung von Ökostromanbietern für den Ausbau erneuerbarer Energien?

- Intransparenz ist ein Problem

A2.3 Interview B: Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG

Gesprächspartner: Geschäftsführerin der Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG

Gesprächsort: Geschäftsräume der Geothermie Unterhaching GmbH im Rathaus der Gemeinde Unterhaching bei München

Gesprächsdauer: ca. 70 Minuten

1 Investitionsentscheidungen im Unternehmen

1.1 Welche maßgeblichen Investitionsentscheidungen wurden seit der Gründung des Unternehmens getroffen, und wie kamen sie zu Stande?

- Investitionen: Geothermie-Anlage mit 38 MW thermischer Leistung, die je nach Jahreszeit zur Stromerzeugung mit 3,36 MW elektrischer Durchschnittsleistung und für die Fernwärmeversorgung im Endausbaustadium mit bis zu 70-80 MW Anschlussleistung aufgeteilt werden (dazu Neuaufbau eines Fernwärmenetzes)
- Amortisationsdauer: nach Aufnahme der Stromerzeugung 15-17 Jahre, z. Zt. erst Einnahmen aus dem Wärmeverkauf, relativ hohe Anfangsinvestitionen aufgrund des Fernwärmenetzaufbaus
- Bewirtschaftungsdauer der Wärmeressource: leichte Abkühlung von 1-2°C erst in 50 Jahren zu erwarten
- Hintergrund: Wärmeversorgungskonzept für einige größere kommunale Objekte, die neue Heizungen benötigten, großes Interesse, für die Versorgung erneuerbare Energien einzusetzen

1.2 Was sind die zentralen Motive hinsichtlich der Wahl der geothermischen Stromerzeugung? Welche Rolle spielen weiche Faktoren wie Idealismus oder der First Mover Vorteil?

- Mitte der 90er wurde für die Gemeinde ein Energieatlas erstellt (Energieverbrauch der Gebäude, Effizienzpotenziale, Solarenergienutzung, Wärmenetz), in diesem Zusammenhang gab es Überlegungen zu verschiedenen Optionen, ein Blockheizkraftwerk für die Wärmeversorgung zu betreiben

- Wahl der Geothermie: Interesse des Bürgermeisters an erneuerbaren Energien und Klimaschutz (Hintergrund: frühere Aktivität bei Umweltschutzprojekten und frühere Tätigkeit der Geschäftsführerin beim Umweltamt), die Idee zu einer Geothermie-Machbarkeitsstudie entstand aus einem Vortrag zu Geothermie und Klima
- Ergebnis der Machbarkeitsstudie 2001: sehr hohes geothermisches Potenzial, Möglichkeit, 80 % der Unterhachinger mit Fernwärme aus erneuerbaren Energien zu versorgen, daraus leitete sich die Entscheidung ab
- Stromerzeugung: Möglichkeit wurde in der Machbarkeitsstudie mit aufgezeigt, um im Sommer die nicht zu Heizungszwecken benötigte Energie zu nutzen (andere Möglichkeiten: direkte Hausbeheizung, Fischzucht etc.)

1.3 Wie ist die Entscheidungsfindung im Unternehmen organisiert? Wer bzw. welche Ebene trifft bei strategischen, wer bei konkreten Projektentscheidungen die letzte Entscheidung? Welche Rolle spielt die Geschäftsleitung?

- Entscheidungsstrukturen sind die einer gemeindeeigenen Gesellschaft: die drei Ebenen der Geschäftsführung, des Aufsichtsrats, der Gesellschafter
- Geschäftsführung (seit kurzem 2 Personen): kümmert sich um Tagesgeschäft (Baustelle, Buchführung, Kundenaquise, Projektsteuerung, Fördermittelanträge, Verträge etc., umfangreiches Aufgabenfeld), und trifft Entscheidungen in einem bestimmten Handlungsspielraum, der größtmäßig bis zu einem bestimmten Betrag festgelegt wird
- Aufsichtsrat: trifft Entscheidungen über einem bestimmten Betrag, steht der Geschäftsführung vor, überwacht diese und steuert das Unternehmen in grundlegenden Fragen mit
- Gesellschafter: die Gemeinde Unterhaching, vertreten durch den Bürgermeister. Behält sich die Zustimmung vor, in welche Richtung das Unternehmen laufen soll oder bei größeren Vergaben z.B. von Bohraufträgen
- Projektrealisation: Unterstützung durch Projektsteuerer (Vorbereitung von Verträgen, Begleitung von Ausschreibungen, Terminkontrolle, Business Case Planungen und Kostenentwicklungsplanungen)
- Unternehmensgröße: 5, bald 6 Mitarbeiter

2 Prognosen / Szenarien

2.1 Was sind Ihre Erwartungen bezüglich der Entwicklung des Strommixes in Deutschland? Welche Rolle werden erneuerbare Energien dabei spielen?

- großes Entwicklungspotenzial bei erneuerbaren Energien, vor allem im Offshore-Bereich bei der Windkraft

2.2 Welche Rolle kann die Geothermie um 2020 im deutschen Strommarkt einnehmen?

- Entwicklungspotenzial im Grundlastbereich
- im Vergleich zur Solarenergie vielleicht Anteile um die 5 % möglich (als grobe Schätzung)

2.3 Von welchen Faktoren hängt die Entwicklung der Geothermie primär ab?

- weitere Entwicklung der Stromerzeugungsanlagen, Bewährung der in Unterhaching errichteten Kalina-Anlage (höherer Wirkungsgrad)
- große Bedeutung von Modellprojekten, die Aufmerksamkeit anderer Projekte etwa in Bezug auf Erfahrungen mit der Kalina-Anlage ist hoch
- Kostensenkungen bei den Bohrungen, momentan sind nur wenige Bohrgeräte verfügbar, die Bohrungen sind zeitaufwendig, teuer und risikoreich
- Risiko als großes Investitionshemmnis
- Risikoreduktion über Fündigkeitsversicherungen möglich, bislang wenige private Anbieter (3), hohe Prämien, genaue Auswahl seitens des Anbieters, welche Projekte überhaupt versichert werden

2.4 Welche Bedeutung hat der Klimawandel für Ihre Entscheidungsfindung?

- war im Hintergrund der Entscheidung, Überzeugung bei Geschäftsführerin und Bürgermeister, erneuerbare Energien voranbringen zu müssen und sich für CO₂-Einsparungen einzusetzen

3 Politische Rahmenbedingungen

3.1 Welche Bedeutung hat das EEG für Ihre Investitionsentscheidung?

- bei Entscheidung für das Projekt lag die Vergütung bei 8 Cent und hätte nicht zur Kostendeckung ausgereicht (v.a. wegen hohen Bohrungsinvestitionen), war aber dennoch wichtig für die Entscheidung
- bei neuen Projekten hingegen wird die Erhöhung der Vergütung (ab 2004 auf 15 Cent, 16 Cent ab 2009) ausschlaggebend für die Durchführung sein
- ob sich Stromerzeugung alleine rechnet, bleibt auch nach der Erhöhung sehr von den spezifischen Projektbedingungen abhängig (nötige Bohrtiefe, erzielbare Schüttung, Temperatur, vorhandene Infrastruktur...). Unterhaching: kompletter Neuaufbau eines Fernwärmenetzes, machte mehr als ein Drittel der Investitionen aus

3.2 Inwiefern beeinflusst die Staffelung des Vergütungssatzes nach installierter Leistung die Wahl der Kraftwerksgröße?

- Kraftwerksgröße wird über technische Gründe bestimmt, richtet sich danach, was technisch machbar ist, wie viel man aus dem Boden fördern kann. Erst danach kommt die Entscheidung, was man für eine Stromerzeugungsanlage benutzen kann
- erste Planung: kleineres Fernwärmenetz mit Stromerzeugung, das entdeckte große Potenzial und steigende Energiepreise ließen die Bedienung der Fernwärmenachfrage prioritär werden

3.3 Welche andere Fördermechanismen oder -programme sind für die Investition relevant?

- BMU: Förderung für Kalina-Anlage im Rahmen von Forschungs- und Entwicklungsvorhaben
- Marktanzreizprogramm: Förderung von Geothermieanlagen und Fernwärmenetzen
- Bayrisches Wirtschaftsministerium: Zuschuss für Risikoversicherungsprämie

3.4 Wie wichtig sind staatlich betriebene oder geförderte Forschungsprojekte für die Technologieentwicklung der geothermischen Stromerzeugung?

- aufgrund der hohen finanziellen Aufwendungen und des Risikos sehr wichtig, da private Akteure sich hier nicht hin wagen würden

3.5 Welche Bedeutung messen Sie politischer Förderung auf EU-Ebene zu? Wird in Zukunft mit einer Harmonisierung energiepolitischer Vorgaben und Fördermechanismen zu rechnen sein, und wäre dies wünschenswert?

- auch über EU-Förderprogramme wurde nachgedacht, aber meist ist eine Zusammenarbeit mit anderen Ländern notwendig
- hohe Hemmschwelle zur Inanspruchnahme von EU-Förderprogrammen aufgrund des Aufwands und der Komplexität (z.B. Mehrsprachigkeit der einzureichenden Anträge etc.)

3.6 Wie beurteilen Sie die Wirksamkeit von energiepolitischen Anreizen (z.B. EEG, 100.000 Dächer-Programm) bzw. Regulationen (z.B. die Marburger Solarenergiesatzung)?

- Anreize: großer Einfluss, ein Beispiel ist der Boom bei Windkraft- und Solaranlagen nach Einführung des EEGs
- Regulationen: z.B. bei Nutzung erneuerbarer Energien in Neubaugebieten richtig, wenn es dort die Möglichkeit gibt. Unterhaching: Anschluss an geothermisches Fernwärmenetz ist Werbeaspekt für die Bauträger, Bauten mit erneuerbaren Energien haben inzwischen vermutlich Verkaufsvorteil

3.7 Wo sehen Sie bei den Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien, und speziell für die Geothermie, in Deutschland Verbesserungsbedarf?

- Kreditsystem ist zu starr: Abruf zugesagter Kredite in bestimmten, unflexiblen Tranchen nötig (z.B. häufige Verlängerungsanträge notwendig, Anfall von Strafzinsen, wenn Kredite nicht innerhalb von 3 Monaten ausgegeben werden, was wegen Rechnungsprüfungen effektiv nicht möglich ist), bei großen Projekten sind Bewegungen in der finanziellen Planung unvermeidbar, komplette Planung ist 4 Jahre im Voraus nicht möglich

- evtl. staatlicher Risikofonds für Geothermieprojekte sinnvoll (laufendes BMU-Projekt)

4 Technologie & Preisentwicklung

4.1 Wie schätzen Sie die Kostenentwicklungen von regenerativen und konventionellen Energien in den nächsten 20 Jahren ein? Inwiefern schlagen sich diese Erwartungen in den Investitionsentscheidungen nieder?

- bei der Entscheidung war klar, dass sich Öl- und Gaspreisanstiege (Ressourcenverknappung...) in absehbarer Zeit auswirken würden
- Kostenentwicklung Fernwärme Unterhaching: Entwicklung einer speziellen Preisgleitklausel, in die zu bestimmten Prozentsätzen Strom- Gas- und Investitionsgüterindex einfließen
- auch bei regenerativen Energien leichte Kostenanstiege wegen Inflationsausgleich unvermeidbar, aber langfristig gesehen bleiben die Preise stabil, im Gegensatz zu steigenden konventionellen Energieträgerpreisen

4.2 Wie werden sich voraussichtlich die Stromerzeugungskosten der Geothermie entwickeln? Wie sieht das Potenzial für technologischen Fortschritt aus, und welche Rolle spielt hierbei speziell das Hot Dry Rock-Verfahren?

- technologischer Fortschritt / Kostensenkungen: Entwicklungen sind vorhanden, z.B. Einstieg in Entwicklung spezifischer Bohrtechnologie, um Kosten zu senken
- viele weitere Potenziale auch bei Pumpentechnologie (Förderleistungen, Stromeinsparungen)
- verfahrenstechnische Unterschiede zu Öl- und Gasbohrungen fangen erst im Förderhorizont an, Nutzung unspezifischer Bohrtechnologie dementsprechend unproblematisch
- Problem: größerer finanzieller Rückhalt der Erdölunternehmen, treiben Preise für Bohrtechnologie in die Höhe, zudem ist der Bohrerfolg bei Geothermieprojekten wesentlich wichtiger als für die Erdölindustrie

- Marktentwicklungen bei Bohrgerätefirmen sind vorhanden, anders bei Pumpenherstellern: nur eine Firma, die Pumpen mit höheren Leistungseinheiten herstellt, noch viel Forschungsbedarf bei der Kombination hoher Förderstrom / hohe Temperatur, Anstoß von Forschungsvorhaben beim BMU
- großes Entwicklungspotenzial durch Hot-Dry-Rock-Verfahren, auch in Bezug auf den Weg zur Konkurrenzfähigkeit

4.3 Wann und ggf. unter welchen Bedingungen rechnen Sie mit der Wettbewerbsfähigkeit der geothermischen Stromerzeugung?

- Geothermie: kleine, dezentrale Projekte, Ersatz der Leistung z.B. eines AKWs dauert
- Konkurrenzfähigkeit wird kommen, auf jeden Fall mit EEG-Vergütung, ob ohne, hängt sehr von der Strompreisentwicklung ab

4.4 Inwiefern rechnen Sie damit, dass zukünftig Umweltschutzkosten verstärkt von den Energieunternehmen zu tragen sein werden? Ist dies für Ihre aktuellen Planungen relevant?

- Entwicklung wird kommen, als Beispiel auch die Verpflichtung für Neubaugebiete, 20 % erneuerbare Energien vorweisen zu müssen, Energiepässe etc.
- Relevanz für Unternehmen: Zertifizierung von CO₂-Einsparungen ist theoretisch eine Alternative zur EEG-Vergütung, EEG-Vergütung ist vermutlich der einfachere Weg, aber die Alternativen werden durchgerechnet

5 Marktstruktur

5.1 Welchen Einfluss hat die Energiemarktstruktur auf die Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung? In welchem Maß ist mit dem Ausbau der Geothermie ein Strukturwandel der Energieversorgung verbunden, z.B. in Hinblick auf eine verstärkte Dezentralisierung?

- große Energieversorger gehen mit, sind aber nicht die größten Treiber, die erneuerbare Energien-Projekte voranbringen, da Priorität beim Verkauf der vorhandenen, eigenen, v.a. konventionell erzeugten Energie liegt
- dezentrale Versorgung z.B. durch kleine Gemeindekraftwerke durchaus denkbar, in Abhängigkeit von technischer Machbarkeit
- realitätsnäher: Versorgung aus Mischung erneuerbarer Energien, Kraftwerkspark mit vielen kleinen regenerativen Anlagen, die sich bei Ausfällen und Schwankungen gegenseitig ausgleichen (Unterhaching: es wurde ein zusätzliches Heizkraftwerk aufgebaut, das bei Ausfällen die Versorgung übernimmt)

5.2 Für wie bedeutsam für den Ausbau der geothermischen Stromerzeugung halten Sie das Vorhandensein von Nachfrage nach in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugter Fernwärme?

- bei günstigen Bedingungen kann sich auch alleinige Stromerzeugung rechnen, viele Faktoren sind bedeutsam

5.3 Mit welchen Entwicklungen rechnen Sie innerhalb Ihrer Branche? Wo sehen Sie dabei ihr Unternehmen?

- Bayerischer Rahmen: sehr viele Projekte, allein im Umkreis von 20 km 10 Projekte, die schon aktiv bohren, Entwicklung in günstigen Gebieten ist stark fortgeschritten
- Unternehmen: im Raum um Unterhaching viele Gemeinden und private Investoren in Zusammenarbeit mit Gemeinden

- im internationalen Vergleich ist die Entwicklung in Deutschland beachtlich (ausgenommen von Island und Italien mit seit langem vorhandener Geothermienutzung)

5.4 Welche Erwartungen verbinden Sie mit der Europäisierung des Strommarktes bzw. der Strompreisbildung, etwa im Zusammenhang mit der Einrichtung einer europäischen Strombörse?

- europäische Entwicklungen spielen keine Rolle, da man die Vergütung nach dem EEG erhält

6 Akteure

6.1 Inwieweit beeinflusst das Verhalten von Konkurrenten Ihre Investitionsentscheidungen?

- Felderlaubnis im Vorfeld von Geothermieprojekten: nach Bekanntwerden des Erfolgs der Unterhachinger Bohrung startete Run auf Erlaubnisfelder der Umgebung, sie waren in kürzester Zeit vergeben.
- gegenseitige Beeinflussung bei Größe des Erlaubnisfeldzuschnitts: bei zu kleinen Feldern ist gegenseitige Beeinflussung der Bohrungen, der thermalen Verhältnisse problematisch

6.2 Wie wichtig sind Lobbygruppen in Ihrer Branche?

- sind wichtig
- neben der Geothermischen Vereinigung (GtV) Gründung des Wirtschaftsforums Geothermie unter Beteiligung namhafter Firmen (z.B. Siemens, Projektsteuerer) durch den Unterhachinger Altbürgermeister, Ziel: mehr Mitspracherecht, Einflussmöglichkeiten

6.3 Welche Medien / Datenquellen spielen bei der Entscheidungsfindung eine Rolle (z.B. Tages- und Wochenzeitschriften, Fachzeitschriften, Rundfunk und Fernsehen, Internet, Tagungen)?

- Seminare über geothermische Projekte, die über neue Entwicklungen informieren, Tagungen
- Vortrag über Klima und Geothermie, der die Idee zur Machbarkeitsstudie lieferte
- Fachzeitschriften, Tageszeitungen, um über Entwicklungen bei anderen Gemeinden informiert zu sein
- Rundfunk und Fernsehen weniger, da das Unternehmen nicht deutschlandweit tätig ist, selbst wenn großes Interesse dieser Medien am Unternehmen besteht
- Internet wird mitgenutzt

6.4 Inwiefern war bei Ihrer Investition die öffentliche Meinung relevant? Wie schätzen Sie die Bedeutung dieser Meinung und des Verhaltens von Stromkunden für die Entwicklung der Geothermie ein?

- die öffentliche Meinung spielt immer eine Rolle, gerade im Rahmen einer öffentlichen Gesellschaft (andere Betrachtungsweise des Projekts, als bei privaten Trägern), Zielvorgaben werden politisch mitgesteuert
- die Planung für das Geothermiekraftwerk wurde sehr positiv aufgefasst, auch weil aufgrund der Öffentlichkeitswirksamkeit (Pionierrolle) des Projektes viele Unterhachinger selbst darauf angesprochen wurden
- Anfragen wegen Erdbebengefahr gab es erst nach dem Erdbeben in Basel, im Vorfeld gab es keine Bedenken
- Problem: Erdbeben, die in zeitlichem Zusammenhang mit Geothermiebohrungen auftreten, wie in Basel. Selbst bei unklarem Kausalzusammenhang ist bei Wiederholung ein Umschwenken der öffentlichen Meinung möglich, wenn Angst entsteht

6.5 Wie sehen Sie die Bedeutung von Ökostromanbietern für den Ausbau erneuerbarer Energien?

- wenn der Strompreis über die EEG-Vergütung steigt, könnte es für Ökostromanbieter lohnend sein, selbst Projekte zu starten, wenn sie finanzstark genug sind
- es gibt Anfragen von Unterhachingern an das Unternehmen, ob ein direkter Strombezug von der Gemeinde möglich wäre, ob sie nicht als Anbieter von Ökostrom auftreten könnte. Momentan würde es sich nicht tragen, aber die Entwicklung wird beobachtet (würde evtl. eine Stromnetzübernahme nach sich ziehen und die Eröffnung eines neuen Geschäftszweigs, erst muss Stromerzeugung laufen und das Unternehmen etwas wachsen, bevor weitere Überlegungen hierzu angestellt werden)

A3: Szenario-Analyse

A3.1 Projektionskatalog - Langfassung

SF 1: Stromerzeugungsstruktur (Beschreibungsmerkmal: Anteile der Energieträger an der Elektrizitätsversorgung, Investitionen nach Stromerzeugungsoptionen)

- **Projektion 1A: Der Erneuerbare-Energien-Pfad.** Erneuerbare Energien werden von Politik, Gesellschaft und Wirtschaft als alternativenlose Energiequelle der Zukunft erkannt. Ein immer größerer Anteil von Neuinvestitionen erfolgt in regenerative Anlagen, so dass um 2020 EE mit 25-30 % einen bedeutenden Anteil der Stromnachfrage decken. Vor allem Offshore-Windkraft und Biomassenutzung boomen, aber auch jüngere Technologien wie Photovoltaik und Geothermie machen sich in der Stromerzeugungsstruktur bemerkbar. Da ein großer Teil von Ersatzinvestitionen für alte, konventionelle KW in den EE-Sektor fließt, hält der Wachstumspfad auch in fernerer Zukunft ungebrochen an.
- **Projektion 1B: Der Kohle-Pfad.** Auch 2020 wird die Stromerzeugungsstruktur noch klar von fossilen Energieträgern dominiert, eine Energiewende hat nicht stattgefunden. Allein Kohle deckt die Hälfte der Stromproduktion ab und kann so den gesamten Grundlast- sowie einen Teil des Mittellastbereichs decken. Hier spielt auch Erdgas eine wichtige Rolle. Für EE wurden die politisch gesetzten Mindestziele von 20 % knapp erreicht. Ein weiteres Wachstum ist jedoch kaum abzusehen, da veraltete Kohle- und abgeschaltete Atomkraftwerke vorwiegend durch neue, effizientere Kohlekraftwerke ersetzt wurden.
- **Projektion 1C: Der Atom-Pfad.** Die Atomkraft erlebt eine Renaissance, nachdem der Atomausstieg in den vorangegangenen Jahren mehr und mehr in Frage gestellt wurde. Notwendige Ersatzinvestitionen wurden zu Gunsten von Laufzeitverlängerungen aufgeschoben, und auch der Neubau neuer, vermeintlich sicherer Reaktoren ist nicht länger ein Tabu. Wo die Verstromung von Kohle aus Klimaschutzgründen reduziert wird, wird die Atomkraft ausgebaut. EE wachsen auch hier nicht über das politische Mindestziel hinaus.

SF 2: Strompreisentwicklung (Höhe und Tendenz des Strompreises)

- **Projektion 2A: Energie als teures Gut.** Konkurrenz um knappe Reserven, Spekulation und Versorgungsunsicherheiten treiben den Strompreis in ungekannte Höhen, und auch nach beigelegten Krisen mag keine Entspannung mehr eintreten. Wirtschaft und Verbraucher stellen sich auf ein dauerhaft hohes Energiepreisniveau ein.
- **Projektion 2B: Stabilität der Preise.** Entgegen aller Prognosen hat sich die Preislage am Energiemarkt entspannt. Die Entdeckung neuer Reserven, Energiemarktregulationen und die Schaffung eines europäischen Binnenmarktes für Strom haben u. a. dazu beigetragen, dass sich die Preise nahe des Niveaus des Jahres 2000 stabilisiert haben.

SF 3: Emissionsrechtehandel (Zertifikatspreise und Verbindlichkeit)

- **Projektion 3A: Beispielhaftes Klimaschutzinstrument.** Die Verbindlichkeit des Emissionshandels ist deutlich gestiegen, neben Energieerzeugungsunternehmen müssen auch diverse andere, energieintensive Branchen sämtliche Zertifikate ersteigern. Die Zertifikatspreise sind stark gestiegen, da die insgesamt erlaubte Emissionsmenge in der 3. Zuteilungsphase 2013-2020 spürbar reduziert wurde und dazu mehr Akteure am Handel teilnehmen.
- **Projektion 3B: Gescheitertes Experiment.** Das Emissionshandelssystem der EU ist ein zahnloses Instrument geblieben. Kaum eine Regierung konnte sich dazu durchringen, ihren Unternehmen die Kosten des Klimaschutzes in einem Umfang aufzubürden, der für eine Wirksamkeit des Emissionshandels nötig gewesen wäre. Nur wenige Branchen sind überhaupt eingebunden, und auch hier bleibt der Anteil versteigerter Zertifikate gering. Zertifikatspreise bewegen sich auf niedrigem Niveau.

SF 4: Energiemarktstruktur (Marktkonzentration, Versorgungsstruktur)

- **Projektion 4A: Dezentrale Stromversorgung.** Der Energiemarkt wird durch eine große Anzahl kleiner Anbieter gekennzeichnet. Hierzu gehören vor allem viele Betreiber regenerativer Anlagen. Eine wachsende Zahl von Gemeinden nutzen die

Chancen, die EE bieten, um sich energetisch unabhängig zu machen. Mit der steigenden Zahl kleiner Anbieter sinkt der Konzentrationsgrad des Marktes.

- **Projektion 4B: Konzentration und Zentralisierung.** Die Konzentration des Energiemarkts steigt bis an die kartellrechtlich erlaubten Grenzen an und setzt sich in europaweiten Zusammenschlüssen fort. Zentrale, mit Kohle oder nuklear betriebene Großkraftwerke prägen die Versorgungsstruktur, die Betreiber wissen im Wettbewerb mit kleineren Anbietern Skaleneffekte und Verbundvorteile zu nutzen.

SF 5: Förderung erneuerbarer Energien (Fördervolumen, politische Unterstützung)

- **Projektion 5A: Ideale Rahmenbedingungen für EE.** Die EE-Branche erfreut sich konsequenter politischer Unterstützung, die sich nicht nur im weiterentwickelten EEG und Förderprogrammen, sondern auch in der Verfolgung ambitionierter Ausbauziele und der Schaffung von Planungssicherheit für EE-Investoren niederschlägt. Auch nicht-wirtschaftliche Hemmnisse administrativer oder rechtlicher Natur werden angegangen.
- **Projektion 5B: Nachlassendes politisches Interesse.** Die Dringlichkeit einer Energiewende nimmt in der politischen Wahrnehmung ab. Ausbauziele für EE werden restriktiv gesetzt oder wenig engagiert verfolgt, die Förderung zurückgefahren. Die Schaffung günstiger Rahmenbedingungen gehört nicht länger zu den Prioritäten der Energiepolitik.

SF 6: Förderung der Geothermie (Fördervolumen, politische Unterstützung)

- **Projektion 6A: Geothermie als politischer Hoffnungsträger.** Die Erwartung, mit Geothermie beträchtliche Energiepotenziale erschließen zu können, macht diese Option zu einem Förderschwerpunkt unter den Erneuerbaren. Branchenspezifische Markthemmnisse werden adressiert, das allmählich breiter in den Markt tretende HDR-Verfahren auf breiter Front unterstützt.
- **Projektion 6B: Nachlassende Unterstützung.** Nachdem eine Reihe geförderter Projekte nicht die erhofften Ergebnisse erzielen konnten, wird die Vergabe von Fördermitteln deutlich restriktiver. Das politische Interesse wendet sich anderen Optionen zu.

SF 7: Europäische Energie- und Klimapolitik (Inhalt, Durchsetzungsfähigkeit)

- **Projektion 7A: Einheitliche Linie für Klimaschutz.** EU-Kommission und -Parlament setzen Maßstäbe bei Klimaschutz und dem Aufbau einer zukunftsfähigen, umweltfreundlichen Energieversorgung. Wegweisende Beschlüsse etwa zu Emissionsreduktionen oder dem Ausbau der EE werden von den Mitgliedsstaaten effektiv umgesetzt.
- **Projektion 7B: Durchsetzung nationaler Egoismen.** Versuche auf EU-Ebene, in Klimaschutz- und Energiefragen eine progressive Haltung durchzusetzen, scheitern an der Opposition der Mitgliedsländer und reduzieren sich zu unverbindlichen Appellen.
- **Projektion 7C: Einheitlicher Strommarkt mit Atomkraft.** Eine einheitliche klima- und energiepolitische Linie kann erzielt werden, jedoch nur unter Anerkennung der Atomkraft als klimafreundliche und zukunftsfähige Stromerzeugungsoption. Der Fokus der EU-Kommission liegt stärker auf der Durchsetzung eines einheitlichen Strommarkts, als auf der Förderung erneuerbarer Energien.

SF 8: Atomausstieg (Durchsetzung des Ausstiegsbeschlusses)

- **Projektion 8A: Ausstieg nach Atomkonsens.** Der Atomausstieg wird wie vereinbart umgesetzt, die meisten KW wurden bereits abgeschaltet. Nach Ablauf der Restlaufzeiten ist das Ende der Atomkraft in wenigen Jahren greifbar.
- **Projektion 8B: Ausstieg aus dem Ausstieg.** Die Verlängerung von Laufzeiten lässt die Verbindlichkeit des Atomkonsens brüchig werden. Trotz der Risiken setzt sich Atomkraft als billige Art des Klimaschutzes durch, im Zuge veränderter politischer Mehrheiten wird der Ausstiegsbeschluss rückgängig gemacht

SF 9: Klimaschutzpolitik (Inhalt, Durchsetzung)

- **Projektion 9A: Ambitionierter Klimaschutz.** Klimaschutz gehört zu den politischen Prioritäten, und wird langfristig und konsequent verfolgt. Internationale Vereinbarungen werden umgesetzt, Verhandlungen zum Klimaschutzregime vorangetrieben. Auch unbequeme Maßnahmen, die Kosten für Wirtschaft und Wähler mit sich bringen, werden angegangen, um die weitaus höher ausfallenden Kosten des Klimawandels zu reduzieren.

- **Projektion 9B: Klimaschutz als Standortnachteil.** Klimaschutzanstrengungen erschöpfen sich in unkoordinierten Einzelmaßnahmen, die Publizität erregen, aber wenig bewirken. Maßnahmen, welche die eigene Industrie mit Kosten belegen, werden gescheut. Auch auf internationaler Ebene verhindert die Befürchtung, gegenüber anderen Ländern ins Hintertreffen zu gelangen, die Umsetzung des Kyoto-Protokolls und das Zustandekommen von Folgeabkommen, die ambitioniert genug wären, um den Klimawandel wirkungsvoll entgegenwirken zu können.

SF 10: Lobbyismus (Ausrichtung, Einfluss)

- **Projektion 10A: Einflussreiche EE.** Die EE-Branche verfügt über gut aufgestellte Interessensvertretungen, die ihre Interessen und Belange wirkungsvoll in den politischen Willensbildungsprozess einbringen. Ein Gegengewicht zu Interessensgruppen der konventionellen Stromwirtschaft kann aufgebaut werden.
- **Projektion 10B: Dominanz der konventionellen Stromwirtschaft.** EE-Lobbygruppen sind zu klein und wenig koordiniert, um spürbaren Einfluss auf die Politik auszuwirken. In Öffentlichkeit und politischer Wahrnehmung dominieren Informationen und Interessensverlautbarungen der konventionellen Stromerzeuger.

SF 11: Geopolitische Entwicklungen (Versorgungssicherheit, Konkurrenz um Ressourcen)

- **Projektion 11A: Unsichere Versorgungslage.** Die politische Lage in wichtigen Förderregionen für Erdgas und Öl bleibt instabil, mitunter werden Preise und Angebot als politisches Druckmittel eingesetzt. Der wachsende Energiebedarf von China, Indien und anderen Schwellenländern schlägt sich in verstärkter Konkurrenz um fossile Ressourcen nieder, was sich auch im Kohleangebot bemerkbar macht.
- **Projektion 11B: Politische und wirtschaftliche Entspannung.** Die Lage in Förderregionen stabilisiert sich, Lieferbeziehungen sind verlässlich. Neue Reserven werden erschlossen, die Anbieterseite diversifiziert sich. Eine Verlangsamung des Weltwirtschaftswachstums bremst zudem den globalen Energiehunger, so dass Preissprünge und Versorgungsengpässe bis auf weiteres nicht zu befürchten sind.

SF 12: Umweltbewusstsein (Unterstützung für Umwelt- und Klimaschutz)

- **Projektion 12A: Ausgeprägtes Umweltbewusstsein.** Das Umweltbewusstsein ist hoch. Der Klimawandel wird als unmittelbares Problem angesehen, es herrscht ein verantwortungsvoller Umgang mit Energie und natürlichen Ressourcen vor. Umweltbewusstes Verhalten wird auch von der Wirtschaft verlangt. Der Neubau von Kohle-KW trifft auf gesellschaftliche Ablehnung.
- **Projektion 12B: Indifferenz und Fatalismus.** Steigende Strompreise bewegen die öffentliche Meinung stärker als die externen Kosten der Stromerzeugung, vor dem Ruf nach kurzfristig möglichst billigen Energiequellen verblassen Nachhaltigkeitsansprüche und Umweltbewusstsein. Der Klimawandel wird mit seinen Auswirkungen fatalistisch als unabwendbar hingenommen, Konsequenzen für eigenes Verhalten werden abgelehnt.

SF 13: Haltung zur Atomkraft (Einschätzung von Nutzen und Risiken)

- **Projektion 13A: Klare Ablehnung.** Die Risiken der Atomkraft und das nicht gelöste Endlagerproblem sind im öffentlichen Bewusstsein fest verankert. Die Mehrheit der Bevölkerung lehnt Laufzeitverlängerungen für alte AKWs ab, der Atomausstieg wird begrüßt.
- **Projektion 13B: Wachsende Zustimmung.** Hohe Strompreise, das Versprechen neuer, unfehlbarer Reaktoren und die günstige Positionierung der Atomkraft in der Klimadebatte bewirken einen Meinungsumschwung. Atomkraft wird wieder als zukunftsfähige Option angesehen, der Ausstiegsbeschluss in Frage gestellt.

SF 14: Haltung zur Geothermie (Informiertheit, Einstellung)

- **Projektion 14A: Aufgeschlossenheit.** Geothermie ist als Stromerzeugungsoption weithin bekannt und wird als vielversprechend angesehen. Als „saubere“, klima- und umweltschonende Energiequelle ist Geothermie in der öffentlichen Meinung positiv belegt, neue Projekte treffen auch bei Anwohnern auf Aufgeschlossenheit und Wohlwollen.
- **Projektion 14B: Skepsis.** Geothermie wird weiterhin in erster Linie mit vulkanisch aktiven Gebieten in Verbindung gebracht, der Großteil der Bevölkerung ist sich der geothermischen Möglichkeiten nicht bewusst und begegnet Projekten mit Skepsis. Anwohner stehen Projekten aus Furcht vor Erdbeben ablehnend gegenüber.

SF 15: Existenz von Vorreitern (Investitionen in innovative Konzepte)

- **Projektion 15A: Vorreiter beflügeln die Branche.** Nachdem schon vor 2010 Vorreiterprojekte wichtige Impulse zur Entstehung einer Geothermiebranche gesetzt haben, treten nun die ersten Unternehmen mit HDR-Konzepten in den Markt und treiben die Entwicklung voran. Auch Gemeinden, die sich für dieses Versorgungskonzept entscheiden, gehören zu den Vorreitern.
- **Projektion 15B: Mangel an Marktpionieren.** Das hohe finanzielle Risiko von Geothermieprojekten schreckt potenzielle Vorreiter ab, auch ideell motivierte Investoren wenden sich anderen EE zu. Es finden sich kaum Unternehmen, die bereit sind den Versuch zu unternehmen, HDR in den Markt zu tragen.

SF 16: Differenzkostenentwicklung (relative Kostenentwicklung erneuerbarer und fossiler Stromerzeugung)

- **Projektion 16A: Wettbewerbsfähigkeit der EE.** Steigenden Preisen für fossile Energieträger stehen starke Kostensenkungen auf Seiten der EE gegenüber. Lernkurveneffekte, die Nutzung von Effizienzpotenzialen, technologischer Fortschritt und Marktentwicklungen auf der Anlagenangebotsseite haben die EE bereits nahe an die Wettbewerbsfähigkeit gebracht. Der Zeitpunkt, an dem EE auch ohne Förderung deutlich günstiger werden als fossile Energien, wird in den nächsten Jahren erreicht werden.
- **Projektion 16B: Beständige Kostenlücke.** Eine Entspannung der Preislage auf Seiten der fossilen Brennstoffe trifft auf fortlaufende Ineffizienzen auf Seiten der EE. Kostensenkungspotenziale wurden in den letzten Jahren verschenkt, die Preise für Anlagen sind hoch. Die Abhängigkeit von Förderung bleibt für die EE auf absehbare Zeit bestehen.
- **Projektion 16C: Kostenlücke zwischen EE.** Die Kostenentwicklung der einzelnen regenerativen Technologien verläuft extrem unterschiedlich. Während Windkraft oder Biomasse, die bereits auf breiterer Front angewandt werden, schnell die Wettbewerbsfähigkeit erreichen, sind weniger weit verbreitete Technologien wie Geothermie oder Photovoltaik auch 2020 noch auf Förderung angewiesen.

SF 17: Entwicklung des Hot-Dry-Rock-Verfahrens (Forschungs- und Anwendungsergebnisse)

- **Projektion 17A: Erfolgreicher Markteinsatz.** In Forschungsanlagen erzielte, positive Ergebnisse haben sich erfolgreich auf andere geologische Bedingungen übertragen lassen. Der Markt beginnt, das HDR-Verfahren aufzunehmen, die beträchtlichen Stromerzeugungspotenziale der Geothermie werden erstmals in größerem Umfang erschlossen.
- **Projektion 17B: Marktreife nicht absehbar.** Trotz ersten Erfolgen in Forschungskraftwerken erweist sich das HDR-Verfahren zu teuer und mit technischen Problemen behaftet, um in absehbarer Zeit im Markt eingesetzt zu werden. Die Übertragbarkeit auf verschiedene Standortbedingungen erweist sich als problematisch, so dass die Nutzung der Geothermie weiterhin auf Aquifere beschränkt bleibt.

SF 18: Forschung und Entwicklung (Forschungsschwerpunkte)

- **Projektion 18A: Forschungsschwerpunkt EE.** Der Fokus der Energieforschung liegt klar auf erneuerbaren Energien, sowohl was öffentliche Forschungsförderung als auch private Anstrengungen in diesem Bereich angeht. Dies führt zu beschleunigten Kostensenkungen bei etablierten EE, wie auch zu beträchtlichen Fortschritten bei noch in der Entwicklung befindlichen regenerativen Techniken, wie etwa dem HDR-Verfahren und Gezeitenkraftwerken.
- **Projektion 18B: Fokus konventionelle KW-Technik.** Energieforschung wird vorrangig zur Weiterentwicklung konventioneller Energietechniken betrieben, Schwerpunkte liegen auf der 4. Generation von AKWs oder der CO₂-Abspaltungstechnik. F&E im Bereich der EE bleibt sekundär oder wird als Instrument der Öffentlichkeitsarbeit verwendet.

SF 19: Verlauf von Demonstrationsprojekten (Erfolg, Beispielwirkung)

- **Projektion 19A: Hoffnungen werden bestätigt.** Die ersten hydrogeothermischen Kraftwerke haben sich bewährt, der Erfolg von Modellprojekten hat eine Vielzahl von weiteren Projekten inspiriert und der Branche zu anhaltendem Wachstum verholfen. Auch erste HDR-Projekte, die aufmerksam beobachtet werden, verlaufen positiv.

- **Projektion 19B: Misserfolge prägen das Bild.** Demonstrationsprojekte haben mit technischen Schwierigkeiten zu kämpfen, Rentabilitätserwartungen erfüllen sich nicht. Potenzielle Investoren schrecken daher davor zurück, weitere Projekte anzugehen, die Branchenentwicklung kommt nach einer ersten Begeisterungswelle zum Stocken.

A3.2 Szenariobündelung: Ausprägungsliste

Schlüsselfaktor	Trendprojektion		
	Szenario I	Szenario II	Szenario III
1) Stromerzeugungsstruktur	Projektion 1A	Projektion 1B	Projektion 1C
2) Strompreisentwicklung	Projektion 2A	Projektion 2B	Projektion 2B
3) Emissionsrechtehandel	Projektion 3A	Projektion 3B	Projektion 3A
4) Energiemarktstruktur	Projektion 4A	Projektion 4B	Projektion 4B
5) Förderung erneuerbarer Energien	Projektion 5A	Projektion 5B	Projektion 5B
6) Förderung der Geothermie	Projektion 6A	Projektion 6B	Projektion 6B
7) Europäische Energie- und Klimapolitik	Projektion 7A	Projektion 7B	Projektion 7C
8) Atomausstieg	Projektion 8A	Projektion 8A	Projektion 8B
9) Klimaschutzpolitik	Projektion 9A	Projektion 9B	Projektion 9B
10) Lobbyismus	Projektion 10A	Projektion 10B	Projektion 10B
11) Geopolitische Entwicklungen	Projektion 11A	Projektion 11B	vernachlässigt
12) Umweltbewusstsein	Projektion 12 A	Projektion 12B	Projektion 12B
13) Haltung zur Atomkraft	Projektion 13A	Projektion 13A	Projektion 13B
14) Haltung zur Geothermie	Projektion 14A	Projektion 14B	vernachlässigt
15) Existenz von Vorreitern	Projektion 15A	Projektion 15B	Projektion 15A
16) Differenzkostenentwicklung	Projektion 16A	Projektion 16B	Projektion 16C
17) Entwicklung des HDR-Verfahrens	Projektion 17A	Projektion 17B	Projektion 17A
18) Forschung und Entwicklung	Projektion 18A	Projektion 18B	Projektion 18B
19) Verlauf von Demonstrationsprojekten	Projektion 19A	Projektion 19B	Projektion 19A

Anm.: Da die Projektionen bewusst gegensätzlich formuliert und dementsprechend mit A oder B bezeichnet wurden, lassen sie sich mehrheitlich von vornherein einem der Szenarien zuordnen.

Literaturverzeichnis

- AG Energiebilanzen (2008): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2007 nach Energieträgern. Online [http://www.ag-energiebilanzen.de/cms/verwaltung/files.-php?path=../../daten/1202486788_91.0.98.84.pdf&name=BRD_Stromerzeugung1990-2007_08Feb2008.pdf&mime=application/pdf] (aufgerufen 27.09.08).
- Antics, Miklos; Sanner, Burkhard (2007): Status of Geothermal Energy Use and Resources in Europe. Proceedings European Geothermal Congress 2007, Unterhaching, 30 Mai -1.06.2007.
- DLR (Arbeitsgemeinschaft Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) / ifeu (Institut für Energie- und Umweltforschung) / WI (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie) (2007): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. BMU, Berlin.
- Bertani, Ruggero (2007): World Geothermal Generation in 2007. Proceedings European Geothermal Congress 2007, Unterhaching, 30 Mai -1.06.2007.
- BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (2007): Hot-Dry-Rock-Projekt Soultz. Online [http://www.bgr.bund.de/nn_322848/DE/Themen/Energie/Projekte/Geothermie/Soultz.html] (aufgerufen 16.07.2008).
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Reaktorsicherheit und Naturschutz) (Hrsg.) (2004): Geothermie – Energie für die Zukunft. BMU, Berlin.
- BMU (Hrsg.) (2007a): Umweltpolitik. Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung. Internet-Update Januar 2007. BMU, Berlin.
- BMU (Hrsg.) (2007b): Umweltpolitik. Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung. Internet-Update November 2007. BMU, Berlin.
- BMU (Hrsg.) (2007c): Tiefe Geothermie in Deutschland. BMU, Berlin.
- BMU (Hrsg.) (2007d): Erneuerbare Energien: Gute Perspektiven für Geothermie. Online [<http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/40226/4594/>] (aufgerufen 20.06.2008).
- BMU (Hrsg.) (2007e): EEG Erfahrungsbericht 2007. BMU, Berlin.
- BMU (Hrsg.) (2007f): EEG – Das Erneuerbare Energien Gesetz. Die Erfolgsgeschichte nachhaltiger Politik für den Standort Deutschland. BMU, Berlin.

- BMU (Hrsg.) (2007g): Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung. Hintergrundpapier. Online [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_meseberg.pdf] (aufgerufen 23.08.08).
- BMU (Hrsg.) (2008a): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2007. Daten des Bundesumweltministeriums zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2007 (vorläufige Zahlen) auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). BMU, Berlin.
- BMU (Hrsg.) (2008b): Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz im Überblick. Online [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_waermegesetz_fragen.pdf] (aufgerufen 30.08.08).
- BMU (Hrsg.) (2008c): Innovation durch Forschung. Jahresbericht 2007 zur Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien. BMU, Berlin.
- BMU (Hrsg.) (2008d): Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung. Stand Juni 2008. BMU, Berlin
- BMU, BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (2006) (Hrsg.): Energieversorgung für Deutschland - Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006. BMU, Berlin.
- BMU, BMWi (Hrsg.) (2007): Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24.08.2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm. Online [http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/gesamtbericht_iekp.pdf] (aufgerufen 20.08.08).
- BMWA (Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit) (Hrsg.) (2005): EWI/Prognos-Studie – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Energiereport IV- Kurzfassung, Dokumentation Nr. 545. BMWA, Berlin.
- BMWi (2008b): Allgemeine Wirtschaftspolitik: Schlaglichter der Wirtschaftspolitik. Monatsbericht Januar 2008. BMWi, Berlin.
- BMWi (2008): Zahlen und Fakten: Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung. Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi. Online [<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken.html>] (aufgerufen 16.07.2008).

- Bode, Sven; Groscurth, Helmuth (2006): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz und die Industriestrompreise. In: Wirtschaftsdienst – Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 86. Jahrgang, Heft 11: 735-740.
- BbergG (Bundesberggesetz) (2006): Bundesberggesetz vom 13. August 1980 (BGBl. I S. 1310), zuletzt geändert durch Artikel 11 des Gesetzes vom 9. Dezember 2006 (BGBl. I S. 2833). Online [<http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bbergg/gesamt.pdf>] (aufgerufen 23.08.08).
- Bundesregierung (2007): Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften. Online [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/entwurf_ee_recht.pdf] (aufgerufen 23.08.08).
- CO2-Handel.de (2008): Das Info-Portal zu Emissionshandel und Klimaschutz. Marktinformationen. Online [http://www.co2-handel.de/article102_0.html] (aufgerufen 15.10.08).
- Deutscher Bundestag (Hrsg.) (2008): Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (16. Ausschuss) zu dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung „Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften“. Drucksache 16/9477, 04.06.2008, elektronische Vorabfassung. Online [<http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/16/094/1609477.pdf>] (aufgerufen 23.08.08).
- Die Zeit, (28.09.2006): Kernenergie – Spaß am Spalten. Von Hans Schuh. In: Die Zeit Nr. 40, 28.09.2006.
- Die Zeit (17.01.2008): Zahlen wie Dynamit. Von Fritz Vorholz. In: Die Zeit Nr. 04, 17. Januar 2008.
- Die Zeit (19.06.2008): Illusion Ökostrom. Von Dirk Asendorpf. In: Die Zeit Nr. 26, 19. Juni 2008.
- EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln), Prognos AG (2007): Endbericht Energieszenarien für den Energiegipfel 2007. Für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. EWI, Köln; Prognos AG, Basel.
- Erdmann, Georg (1995): Energieökonomik – Theorie und Anwendungen. 2. Aufl., Hochschulverlag AG an der ETH Zürich, Zürich; B.G. Teubner, Stuttgart.
- Erdmann, Georg; Zweifel, Peter (2008): Energieökonomik – Theorie und Anwendungen. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg.

- Erdwärme-Kraft GbR (2008): Homepage des Unternehmens. Online [<http://www.erdwaerme-kraft.de/>] (aufgerufen 29.10.08).
- EIB (Europäische Investitionsbank) (2006): EIB-Energiebericht. Online [<http://www.eib.-europa.eu/projects/publications/eib-energy-review.htm>] (aufgerufen 14.09.08).
- Fischedick, Manfred; Nitsch, Joachim et al. (2002): Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland - Forschungsvorhaben für das Umweltbundesamt. UBA-Publikationsreihe „Climate Change“ Nr. 02/2002, Stuttgart, Wuppertal.
- Fokus Online (29.01.07): Steinkohle – 2018 stehen die Fördertürme still. Von Karl-Heinz Steinkühler. Online [http://www.focus.de/finanzen/news/steinkohle_aid_123617.html] (aufgerufen 29.10.08).
- Fri, Robert W. (2003): The Role of Knowledge: Technological Innovation in the Energy System. In: The Energy Journal, Vol. 24, Nr. 4: 51-74.
- Fridleifsson, Ingvar B. (2007): Geothermal Energy and the Millennium Development Goals of the United Nations. Proceedings European Geothermal Congress 2007, Unterhaching, 30 Mai -1.06.2007.
- Fridleifsson, Ingvar B.; Bertani, Ruggero; Huenges, Ernst; Lund, John W.; Ragnarsson, Arni; Rybach, Ladislaus (2008): The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change. In: Hohmeyer, Olav; Trittin, Tom (Hrsg.): IPCC Scoping Meeting on Renewable Energy Sources, Proceedings, Luebeck, Germany, 20-25 January 2008: 59-80.
- Gausemeier, Jürgen; Fink, Alexander; Schlake, Oliver (1995): Szenario-Management. Planen und Führen mit Szenarien. 1. Aufl., Carl Hanser Verlag, München, Wien.
- Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG (2008): Homepage des Unternehmens. Online [<http://www.geothermie-unterhaching.de>] (aufgerufen 29.10.08).
- GtV (Geothermische Vereinigung e.V.) (2005a): Geothermal Heat – Daten nach World Geothermal Congress 2005. Online [<http://www.geothermie.de/geothermal-heat-wgc2005.xls>] (aufgerufen 20.06.2008).
- GtV (2005b): Geothermal Power – Daten nach World Geothermal Congress 2005. Online [<http://www.geothermie.de/geothermal-power-wgc2005.xls>] (aufgerufen 20.06.2008).
- GeotIS (Geothermisches Informationssystem Deutschland) (2008): Verzeichnis geothermischer Standorte. Online [<http://www.geotis.de/vgs>] (aufgerufen 16.07.2008).
- Green, Richard (2006): Electricity Liberalisation in Europe – How Competitive will it be? In: Energy Policy 34 (2006): 2532-2541.

- Große, Andreas (2005): Rechtliche Grundlagen für die Genehmigung geothermischer Anlagen. In: Geothermische Energie 48, 12. Jahrgang/Heft 4/5. Online [http://www.geothermie.de/gte/gte48/gte_48_index.htm] (aufgerufen 20.08.08).
- Gupta, Harsh; Roy, Sukanta (2007): Geothermal Energy : An Alternative Resource for the 21st Century. Elsevier, Amsterdam.
- Hensing, Ingo; Pfaffenberger, Wolfgang; Ströbele, Wolfgang (1998): Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik. 1. Aufl., R. Oldenbourg Verlag: München, Wien.
- IE Leipzig (Institut für Energetik und Umwelt) (2008): Portal zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland – Geothermie-Projekte in Deutschland. Online [<http://www.ie-leipzig.de/Geothermie/Portal/Geothermie.htm>] (aufgerufen 16.07.2008).
- Infratest dimap (2008): ARD DeutschlandTREND Juni 2008. Online [<http://www.infratest-dimap.de/?id=39&aid=164>] (aufgerufen 18.10.08).
- Institut für Energetik und Umwelt (2004): Fortschreibung der Daten zur Stromerzeugung aus Biomasse. Bericht für die Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) im Auftrag des Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg. Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig.
- Intelligent Energy for Europe (2007) (Hrsg.): OPTRES: Assessment and optimisation of renewable support schemes in the European electricity market – Final Report. Intelligent Energy for Europe, European Commission Directorate-General for Energy and Transport, Karlsruhe.
- IEA (International Energy Agency) (2007): Energy Policies of IEA Countries – Germany - 2007 Review. Executive Summary. IEA, Paris.
- Kaltschmitt, Martin (Hrsg.) (1999): Energie aus Erdwärme: Geologie, Technik und Energiewirtschaft. Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Stuttgart.
- Kaltschmitt, Martin; Streicher, Wolfgang; Wiese, Andreas (Hrsg.) (2006): Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 4. Aufl., Springer Verlag, Berlin, Heidelberg.
- Kommission der europäischen Gemeinschaften (2008): Vorschlag für eine Richtlinie des europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (von der Kommission vorgelegt). 2008/0016 (COD). Online [<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0019:FIN:DE:PDF>] (aufgerufen 24.08.08).

- Ledru, Patrick; Genter, Albert (2007): Enhanced Geothermal Innovative Network for Europe. Proceedings European Geothermal Congress 2007, Unterhaching, 30 Mai -1.06.2007.
- Loose, Peter (2007): Erdwärmenutzung – Versorgungstechnische Planung und Berechnung. 2. Aufl., C. F. Müller Verlag, Hüthig Verlag, Heidelberg.
- Meyer, Schönherr, Mirko (1991): Szenario-Technik als Instrument der strategischen Planung. Verlag Wissenschaft und Praxis, Ludwigsburg, Berlin.
- Mißler-Behr, Magdalena (2006): Auf der Suche nach Zukunftsbildern. Eine Regelbasis zur Szenarienauswahl. In: Wilms, Falko E. P. (Hrsg): Szenariotechnik – Vom Umgang mit der Zukunft. 1. Aufl., Haupt Verlag, Bern: 215-240.
- Nitsch, Joachim et al. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. BMU, Berlin.
- Nitsch, Joachim; DLR (Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung) (2007): Leitstudie 2007: Ausbaustrategie Erneuerbare Energien - Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. BMU, Berlin.
- Paschen, Herbert; Oertel, Dagmar; Grünwald, Reinhard (2003): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland – Sachstandsbericht. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Bundestag (TAB), Arbeitsbericht Nr. 84, Berlin.
- Quaschnig, Volker (2007): Regenerative Energiesysteme. Technologie – Berechnung – Simulation. 5. Aufl., Carl Hanser Verlag, München.
- Reibnitz, Ute v. (1992): Szenario-Technik: Instrumente für die unternehmerische und persönliche Erfolgsplanung. 2. Aufl., Gabler Verlag, Wiesbaden.
- Sanner, Burkhard; Bussmann, Werner (2003): Current Status, Prospects and Economic Framework of Geothermal Power Production in Germany. In: Geothermics - International Journal of Geothermal Research and its Applications, 32: 429-438.
- Sanner, Burkhard; Bussmann, Werner (2005): Economic Situation and Political Support for Geothermal Energy in Germany. Proceedings World Geothermal Congress 2005 Antalya, Turkey, 24-29 April 2005.
- Schellschmidt, Rüdiger; Sanner, Burkhard; Jung, Reinhard; Schulz, Rüdiger (2007): Geothermal Energy Use in Germany. Proceedings European Geothermal Congress 2007, Unterhaching, 30 Mai -1.06.2007.

- Schulz, Rüdiger (2003): Bergrecht und Erdwärme – Gesichtspunkte zur Bemessung von Erlaubnis- und Bewilligungsfeldern. In: Geothermische Energie 40, 11. Jahrgang/Heft 1. Online [http://www.geothermie.de/gte/gte40/gte40_index.htm] (aufgerufen 23.08.08).
- Spiegel Online (02.06.2008): Geothermie - Wie sich eine Kleinstadt mit sauberer Energie versorgt. Von Tobias Lill. Online [<http://www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,555875,00.html>] (aufgerufen 12.08.09).
- Spiegel Online (11.07.2008): Energiedebatte – Mehrheit der Deutschen will längere AKW-Laufzeiten. Online [<http://www.spiegel.de/politik/deutschland/0,1518,565323,00.html>] (aufgerufen 18.10.08).
- VDN (Verband der Netzbetreiber) (2007): Daten und Fakten – Stromnetze in Deutschland 2007. VDN, Berlin.
- WGC (World Geothermal Congress) (Hrsg.) (2005): Findings and Recommendations. Proceedings World Geothermal Congress 2005 Antalya, Turkey, 24-29 April 2005.
- Zahoransky, Richard A. (2007): Energietechnik - Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf. 3. Aufl., Vieweg Verlag, Wiesbaden.

Erklärung

Hiermit versichere ich, dass ich diese Arbeit selbstständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe.

Oldenburg, 03.11.2008

Alexandra Purkus