

Stand der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland

Martin Kaltschmitt, Markus Müller
Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Torgauer Straße 116, D-04347 Leipzig

Erneuerbare Energien sollen helfen, zukünftig eine umwelt- und klimaverträgliche sowie ressourcenschonende Energieversorgung zu ermöglichen. Eine vielversprechende Option dabei ist die Nutzung der Erdwärme. Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel der folgenden Ausführungen, den Stand der geothermischen Stromerzeugung aus energiewirtschaftlicher Sicht – auch im Vergleich zu anderen Optionen einer Strombereitstellung aus regenerativen Energien – zu analysieren. Dazu werden zunächst ausgewählte Projekte zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland kurz vorgestellt. Auch wird auf die vorhandenen Potenziale, auf ausgewählte Umwelteffekte und die gegenwärtig erreichbaren Stromgestehungskosten eingegangen. Dabei zeigt sich, dass die Geothermie durchaus bedeutend zur Deckung der Energienachfrage in Deutschland beitragen kann. Dafür notwendig ist aber, dass die technischen Fortschritte, die in den letzten Jahren erzielt wurden, auch direkt und unmittelbar in konkreten Projekten umgesetzt werden und die noch gegebenen Forschungs- und Entwicklungsdefizite identifiziert und reduziert werden. Deshalb wird nachfolgend zusätzlich der Versuch gemacht, noch offene technische und nicht-technische Fragen, die einer weitergehenden Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung entgegen stehen, aufzuzeigen.

1. Einleitung

Eine deutliche Verbesserung der ökonomischen Situation der geothermischen Stromerzeugung ermöglicht die Novellierung des Gesetzes zum Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG). Zwar wurde hier die Einspeisevergütung nur für Anlagen bis 10 MW erhöht, diese Einschränkung wirkt sich aber bisher (noch) nicht aus, da nach dem gegenwärtigen Stand der Technik in den kommenden Jahren in Deutschland nicht zu erwarten ist, dass Anlagen mit einer höheren installierten Leistung ans Netz gehen werden. Konkret wurde die Einspeisevergütung für Anlagen bis zu 5 MW elektrischer Leistung auf 0,15 €/kWh festgelegt. Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis einschließlich 10 MW werden künftig mit 14 und Anlagen bis 20 MW mit 0,0895 €/kWh vergütet. Für Strom aus Geothermieanlagen mit mehr als 20 MW installierter elektrischer Leistung wurde eine Vergütung von 0,0716 €/kWh festgelegt (Abb. 1).

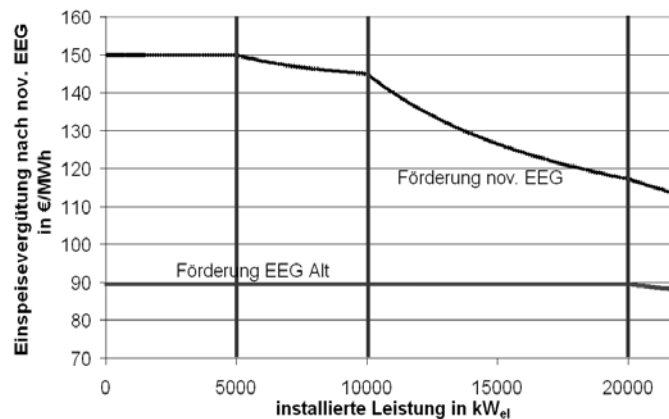


Abb. 1: Einspeisevergütung für geothermisch erzeugten Strom nach EEG

Diese deutlich erhöhte Vergütung ist ein wichtiger Schritt für eine weitergehende Nutzung der Geothermie in Deutschland. Sie sichert aber – aufgrund der beachtlichen Herausforderungen, durch die diese Technologie gekennzeichnet ist – noch nicht notwendigerweise den Durchbruch dieser Technologie am Markt. Aufgrund dieses frühen Standes der Technik der geothermischen Stromerzeugung wird sie zusätzlich mit F&E-Mitteln (z. B. aus dem Zukunfts-Investitions-Programm (ZIP)) forschungsseitig unterstützt.

Vor diesem Hintergrund werden nachfolgend der Stand der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland analysiert, diese Stromerzeugungsoption in die verschiedenen weiteren Möglichkeiten zur Nutzung regenerativer Energien eingeordnet und der noch gegebene F&E-Bedarf kurz dargestellt.

2. Nutzung geothermischer Energie zur Stromerzeugung

Werden die derzeit in Deutschland angedachten bzw. laufenden Projekte einer geothermischen Stromerzeugung anhand des jeweils zugrunde liegenden Systemansatzes bzw. Konzeptes analysiert, lassen sich folgende Ansätze auf der Basis offener und geschlossener Systeme unterscheiden.

- Stromerzeugung mittels offener Systeme. Bei diesen Systemen handelt es sich bei dem im Untergrund zu erschließenden Wärmeübertrager um ein offenes System (d. h. das in den Untergrund gepumpte Wärmeträgermedium vermischt sich mit dem ggf. im Untergrund bereits vorhandenen Wasser). Dabei lassen sich zwei Varianten in Abhängigkeit von den jeweiligen Gegebenheiten im Untergrund unterscheiden.
 - Nutzung von Sedimenten (d. h. klüftig-poröse Speicher). Mit Bohrungen kann ein Heißwasseraquifer in einem Sedimentbecken (d. h. klüftig-poröser Speicher) aufgeschlossen werden. Sofern genügend hohe Temperaturen im Aquifer vorliegen und eine ausreichende Förderrate natürlicherweise oder z. B. durch Stimulationen realisierbar ist, kann eine gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung bzw. eine ausschließliche Stromerzeugung realisiert werden. Dieser am weitesten verbreitete Ansatz wird u. a. in den Projekten Speyer, Unterhaching, Offenbach/Pfalz, Bruchsal, Isar Süd, Landau, Karlsruhe, Riedstadt und Groß-Schönebeck verfolgt.
 - Nutzung des Kristallin (d. h. Hot Dry Rock (HDR) bzw. Hot Fractured Rock (HFR)). Bei der Hot Dry Rock (HDR) bzw. Hot Fractured Rock (HFR) Technologie wird im tiefen Untergrund ein großer Wärmeübertrager durch das Fracen neuer bzw. der Erweitern vorhandener Klüfte und Spalten künstlich geschaffen. Wird dieser Wärmeübertrager über zwei oder mehr Bohrungen von Übertage aus erschlossen, kann durch ihn Wasser zirkuliert und dabei erwärmt werden, das dann für eine geothermische Strom- und/oder Wärmeerzeugung genutzt werden kann. Die HDR/HFR-Technologie wurde in Soultz (Frankreich) erheblich weiter entwickelt. Auch das derzeit unterbrochene Projekt in Bad Urach basiert auf der Anwendung der HDR-Technologie.
- Stromerzeugung mittels geschlossener Systeme. Hier ist der im Untergrund zu realisierende Wärmeübertrager geschlossen (d. h. das in den Untergrund gepumpte Wärmeträgermedium ist vollständig von im Untergrund ggf. vorhandenen Fluiden getrennt). Dieser Systemansatz hat bisher u. a. aufgrund der hier nutzbaren geringen untertägigen Wärmeübertragerflächen sowie der aufwändigen Horizontalbohrtechnik keine praktische Relevanz erzielt. Dieser Systemansatz wird aber derzeit detailliert untersucht.

Nachfolgend werden die derzeit in Deutschland laufenden, bekannten Projekte zur geothermischen Stromerzeugung kurz dargestellt; bei allen handelt es sich um offene Systeme. Tabelle 1 zeigt wichtige technische Parameter dieser laufenden Projekte und gibt Aufschluss zu geplanten Fertigstellungsterminen. Demnach kann nach positivem Abschluss aller derzeit laufenden Projekte (voraussichtlich im Jahr 2007) aus gegenwärtiger Sicht in der Summe mit deutlich mehr als 30 MW installierter elektrischer Leistung in Deutschland gerechnet werden. Zusätzlich gibt Abb. 2 einen Überblick mit einer geografischen Zuordnung der laufenden Projekte. Demnach decken die derzeit in der Entwicklung befindlichen Projekte die in Deutschland vorhandenen geologischen Bedingungen, die aus gegenwärtiger Sicht sinnvoll zur Erzeugung geothermischer Energie genutzt werden können, ab. Damit sind im Norddeutschen Becken, im Molassebecken und hauptsächlich im Oberrheingraben entsprechende Projekte angedacht bzw. in unterschiedlichen Realisierungsphasen. Ausgehend davon ist zu erwarten, dass zukünftig belastbare Erfahrungen vorliegen werden, inwieweit bezüglich der regionalen Verteilung – und damit der geologischen Randbedingungen – bestimmte Gebiete in Deutschland vorteilhafter oder weniger vorteilhaft sind bzw. unter welchen Rand- und Rahmenbedingungen sie für eine geothermische Stromerzeugung vielversprechend sind.

Projekt Groß Schönebeck. Eine ehemalige Erdgasexplorationsbohrung aus dem Jahr 1990, welche das Rotliegende mit Sandstein und Vulkanitschichten aufschließt, wurde in Groß Schönebeck im Jahr 2000 mit Mitteln des GeoForschungsZentrums (GFZ) Potsdam wieder geöffnet, um Stimulationsexperimente durchführen zu können mit dem Ziel, Thermalwasser in – für den Betrieb einer geothermischen Stromerzeugungsanlage – ausreichender Menge aus der Tiefe zu fördern.

Um die Förderrate des Thermalwassers zu erhöhen, wurden erfolgreich unterschiedlichste Stimulationstests durchgeführt, um zusätzliche künstliche Fließwege (Fracs) zu erzeugen. Die Förderrate konnte erheblich gesteigert werden. Zusätzlich wurde ein längerer Pumpstest zur Ermittlung der hydraulischen Daten und anschließend eine open-hole Stimulation durchgeführt. Die erzielte Produktivität liegt erstmals in einem Bereich, der eine geothermische Stromerzeugung im Norddeutschen Becken energiewirtschaftlich interessant macht.

Die Bohrung in Groß Schönebeck repräsentiert die Gegebenheiten, wie sie im Norddeutschen Becken und den angrenzenden Nachbarländern vorliegen. Deshalb ist zu erwarten, dass die gewonnenen Erkenntnisse sich auf viele Standorte ähnlicher geologischer Strukturen anwenden lassen.

Projekt Neustadt-Glewe. In Neustadt-Glewe (ca. 6 000 Einwohner) wird aus 2 250 m Tiefe Thermalwasser gefördert. Damit kann fast die komplette Wärmenachfrage (16 bis 20 GWh/a) der Stadt gedeckt werden. Die bestehende Heizzentrale wurde im November 2003 um eine ORC-Anlage zur Stromerzeugung erweitert, die im Volllastbetrieb 210 kW elektrische Leistung bereitstellen kann.

Das Projekt in Neustadt-Glewe ist das erste deutsche Kraftwerk, das geothermisch erzeugten Strom ins Netz der öffentlichen Versorgung einspeist. Die Anlage läuft derzeit im Dauerbetrieb mit einer elektrischen Leistung von 130 bis

150 kW. Mit einer Thermalwassertemperatur von etwa 96 °C ist diese Anlage das "kälteste" Kraftwerk weltweit. Bei diesem Projekt wird damit die Demonstration der Machbarkeit einer Stromerzeugung unter Nutzung von Thermalwässern im Norddeutschen Becken im praktischen Betrieb umgesetzt.

Projekt Speyer. In Speyer sollen, wie auch in Offenbach und Bruchsal, die hydrothermalen Energieressourcen des Oberrheingrabens, welcher aufgrund einer Temperaturanomalie besondere Vorteile für die Nutzung geothermaler Tiefenwässer zur Stromerzeugung bietet, erschlossen werden.

Dabei wird in der geplanten Anlage in Speyer eine elektrische Leistung von ca. 5,4 MW angestrebt. Dies kann dadurch erreicht werden, dass von einem Bohrplatz aus neun Bohrungen niedergebracht werden (drei Injektions- und sechs Förderbohrungen), die anschließend stimuliert werden sollen. Diese große Anzahl an Bohrungen bietet Vorteile bei den Bohrkosten und der Genehmigungsplanung. Das Risiko und die Kosten für die einzelne Bohrung sind geringer, da eine Fehlbohrung später evtl. noch als Injektionsbohrung genutzt werden kann; auch muss das Gestänge nicht transportiert und kein neuer Bohrplatz eingerichtet werden. Insgesamt soll die Anlage im Endausbau 24 MW thermischer Leistung haben. Die bei der Stromerzeugung zusätzlich anfallende Wärme soll teilweise in das Fernwärmenetz der Stadt Speyer eingespeist werden.

Die Stadt und die Stadtwerke sind in das Projekt eingebunden. Das Projekt wurde zwar zu einem kleinen Anteil vom rheinland-pfälzischen Wirtschaftsministerium unterstützt, ist aber im Wesentlichen privatwirtschaftlich finanziert.

Projekt Offenbach. Das Projekt beinhaltet die Voruntersuchung zu einer Probebohrung in den Muschelkalk in Offenbach an der Queich bei Landau (Pfalz). Ziel dieser Bohrung ist die Untersuchung der Eignung dieses Horizonts für die geothermische Strom- und Wärmeerzeugung. Ist die Bohrung erfolgreich, soll ein Kalina-Kraftwerk zur Stromerzeugung mit max. 4,8 MW elektrischer Leistung errichtet werden.

Erste Voruntersuchungen zur reflexionsseismischen Strukturerkundung, zur geomechanischen Untersuchung und zur Reservoirmodellierung wurden bereits im Wesentlichen abgeschlossen und bieten die Möglichkeit, die Mächtigkeit und Tiefenlage des Förderhorizonts sowie die Lage von Störungen mit ausreichender Sicherheit abzuschätzen. Diese Maßnahmen dienen dem Verständnis der örtlichen und regionalen Geologie und ermöglichen eine exaktere Planung der Erschließung des Förderhorizonts sowie des Test- und Stimulationsprogramms.

Durch weitere Untersuchungen, die nach dem Abteufen der Bohrung realisiert werden sollen, ist die Erkundung der geologischen Eigenschaften, der Temperatur und der Gesteinsdurchlässigkeit (d. h. Porosität, Klüftigkeit und Verkarstung) sowie der chemischen Zusammensetzung des Thermalwassers geplant. Aus diesen Eigenschaften ergeben sich die maßgeblichen Informationen zur wirtschaftlich entscheidenden Frage der Menge des förderbaren Thermalwassers.

Projekt Bruchsal. Vor dem Hintergrund der Ölpreiskrise wurde 1979/80 ein Geothermie-Projekt in Bruchsal begonnen. Ziel dieses Projektes war die Versorgung des Sportzentrums Bruchsal mit Wärme. An diesem Standort sind günstige geothermische Randbedingungen gegeben.

Mit der ersten Bohrung mit 1 932 m Tiefe konnte 1983 eine Fördermenge von 11 l/s bei einem Temperaturniveau von 112 °C realisiert werden. Die Analyse des gefördert Thermalwassers (Mineralisation von 130 g/l) ergab die Notwendigkeit einer zweiten Bohrung (Abteufung auf 2 542 m in 1,4 km Entfernung), um die abgekühlte Sole wieder in den Untergrund zurückzuleiten. Nach Schließung des oberirdischen Kreislaufs durch eine temperatur- und druckbeständige Verbindungsleitung (unterirdisch verlegte GFK-Leitung) konnten beim Probebetrieb Förderraten von rund 15 l/s bei einem Temperaturniveau von rund 115 °C erreicht werden. Infolge fallender Energiepreise und damit fehlender Wirtschaftlichkeit wurde das Projekt 1990, mit dem Ziel einer späteren Wiederaufnahme, eingestellt.

Mit dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2000 änderten sich die Rahmenbedingungen und das Projekt wurde, mit dem Ziel, eine zusätzliche Stromerzeugung mittels einer ORC-Anlage zu installieren, wieder aufgenommen. Voruntersuchungen haben u. a. ergeben, dass der Solekreislauf umgekehrt, die Förderpumpe um 300 m tiefer gesetzt und ein Sauerstoffzutritt in den Solekreislauf sicher verhindert werden muss. Bei einem Zirkulationstest traten Festigkeitsprobleme mit der vorhandenen GFK-Verbindungsleitung auf; diese musste durch eine Stahlleitung ersetzt werden. Dadurch kam es zu Projektverzögerungen und zu einem deutlich höheren Investitionsaufwand.

Projekt Unterhaching. Hier ist die Erschließung eines Malmaquifers im Molassebecken mit einer Endteufe von 3 400 m durch die Errichtung einer Dublette geplant. Die geologischen Randbedingungen des Malm (maximale Verkarstungstiefe: 150 bis 300 m) versprechen relativ große Fördermengen. Derzeit wird von bis zu 150 l/s bei einer Temperatur von 120 °C ausgegangen.

Neben der Verstromung mit einem möglichst hohen Wirkungsgrad (Kalina-Cycle mit einer elektrischen Leistung von 3,2 MW) ist die Bereitstellung kostengünstiger Wärme für die Einspeisung in ein Fernwärmenetz (16 MW_{th}) geplant. Das Risiko des Projekts gegen Nicht- und Teilständigkeit bei der Tiefbohrung wurde durch geologische Gutachten verringert und wird z. T. durch entsprechende Versicherungen abgefangen. Es wird im Betrieb von einem dynamischen Wasserspiegel von 190 bis 250 m unter Geländeoberkante ausgegangen, welcher den Einsatz einer Unterwassermotorpumpe mit ca. 710 kW elektrischer Leistung nötig macht, um im Primärkreis einen Druck von ca. 10 bar zu halten.

Nach einem Festfahren der Bohrtechnik kurz vor Erreichen des Zielhorizontes konnte durch ein Absprengen des Bohrkopfes und nach Zementierung der Weg für eine Bohrablenkung über der Schadstelle geebnet werden. Derzeit ist die Bohrung kurz vor dem Erreichen der Endteufe.

Tabelle 1: Projekte zur geothermischen Stromerzeugung

	Geoth. Leistung	Elektr. Leistung	Tem- pera- tur	Förder- rate ¹	Bohr- tiefe	Art der Nutzung	Strom- erzeug.	Lager- stätte	Geplante Inbetriebn.	Bemerkung
	in MW	in MW	in °C	in m ³ /h	in m				Jahr	
Norddeutschland										
Neustadt-Glewe ⁸	6,5	0,21	98	118,8	2 250	B, H	O	A	2003	Bestand, Dublette
Groß Schönebeck ⁵		1	150	<25,2	4 294			A	2005	Forschung, Dublette
Bremerhaven ⁷	0,5	0,065	90	geschl.	5 000	H	O	T	abgebr.	Einzelsonde
Südwestdeutschland										
Bad Urach ⁶	6-10	ca. 1,0	170	48 ²	4 500	H	O	HDR	abgebr.	Triplette
Offenbach ⁵	25-30	4,8	150	360 ²	2 500	H	K	A	2006	Dublette
Riedstadt ⁵	21,5	ca.3	>140	250	2300	H	K	A	2007	Dublette
Karlsruhe ⁵	28	max. 4,2	>150	270	3100	H	K	A	2007	Dublette
Speyer ⁵	24-50	5,4	150	120 ²	2 500	H	O	A	2005?	9 Bohrungen
Landau ⁵		ca. 2,5	150	250	3000	H	O/K	A	2006	Dublette
Bruchsal ⁵	4	ca. 0,5	120	72	2 000	H	O	A	2005	Dublette
Süddeutschland										
Unterhaching ⁵	>30	3	120	<540 ²	3 100	H	K	A	2005	Dublette
Isar Süd ⁵	30	2				H	K	A	?	
Ausland										
Soultz ^{4,6}	30	6	200	240 ²	5 084	?	O	HDR	2005	Triplette

B – Bad, Brauchwasser; H - Heizung; A - Aquiferspeicher; HDR - HDR-Technologie; O - ORC-Anlage; K - Kalina-Cycle-Anlage;

T - Tiefe Sonde mit Ammoniakdirektverdampfung; geschl. – untertägig geschlossenes System

¹ die Förderraten wurden zur Vergleichbarkeit auf eine Dublette normiert; ² erwartete Zielstellung der Förderrate; ⁴ liegt an der franzö-

sisch – deutschen Grenze im Oberrheingraben; ⁵ System: Nutzung klüftig poröser Speicher; ⁶ System: HDR-Technologie im Kristallin,

⁷ System: Nutzung Tiefe Einzelsonde, ⁸ System: Annex-Anlage an vorh. Wärmezentrale

Projekt Soultz (Frankreich). Bereits seit 1987 wird in Soultz-sous-Forêts am westlichen Rand des Oberrheingrabens, ca. 50 km nördlich von Straßburg, geothermische Grundlagenforschung betrieben. Hauptgrund für dieses nun seit 25 Jahren laufende Vorhaben ist eine Temperaturanomalie in diesem Gebiet und ein damit verbundener hoher geothermischer Gradient. Wesentliche Grundlagen erlangte man durch die Auswertung von erfassten Daten von bereits niedergebrachten Ölbohrungen.

Durch die Schaffung eines ca. 3 km² großen Riss- und Kluftsystems im Zeitraum von 1994 bis 1996 in ca. 3 km Tiefe (HDR/HFR-Technologie) und eines sich anschließenden viermonatigen Zirkulationsexperimentes konnte bei einer Fließrate von ca. 25 l/s und einer Produktionstemperatur von 140 °C eine thermische Leistung von 10 bis 11 MW dauerhaft nachgewiesen werden.

Durch Vertiefungen der Bohrung GPK-2 auf 5 084 m konnten Temperaturen von über 200 °C erschlossen werden. Anhand erfolgreicher Stimulation wurden im Jahr 2000 Fließraten von bis zu 50 l/s erreicht. Damit konnte nachgewiesen werden, dass eine Stimulation des Grundgebirges und folglich ein wirtschaftliches Betreiben geothermischer Anlagen zur Stromerzeugung möglich sein kann.

Auf der Grundlage der gewonnenen Erkenntnisse kam es zur Abteufung weiterer Bohrungen (GPK-3 sowie GPK-4) und gegenwärtig wird an der Schaffung des Wärmeübertragers in 5 000 m Tiefe gearbeitet. Die während des Projektes gewonnenen Erkenntnisse sind für vergleichbare Anlagen äußerst hilfreich.

Ursprünglich als ein rein wissenschaftliches Forschungsvorhaben initiiert, gab es bereits frühzeitig Interesse der Wirtschaft an diesem zukunftsorientierten Projekt. Energieunternehmen aus Deutschland, Frankreich, Italien und den Niederlanden gründeten eine „Europäische Wirtschaftliche Interessenvereinigung“ (EWIV), die sich verstärkt an der Umsetzung dieses Projektes beteiligt.

Projekt Bad Urach. Wegen in ihrem Ausmaß unerwarteter geologischer Problemzonen und behördlicher Auflagen wurde die zweite Bohrung zur Vervollständigung der geplanten Dublette in Bad Urach im Mai 2004 bei einer Tiefe von knapp 2 800 m abgebrochen. Die zusätzlichen Kosten für die vollständige Abteufung der Bohrung konnten trotz einer zugesagten Mittelbeteiligung der öffentlichen Hand nicht aufgebracht werden, da die Stadt Bad Urach nicht über das erforderliche Kapital verfügt und auch die anderen Projektbeteiligten keine zusätzlichen Gelder bereit stellten. Vor diesem Hintergrund beschäftigt sich die Projektgruppe gegenwärtig mit den Abbau- und Auswertearbeiten und erstellt ein Konzept, wie die HDR-Forschung am Standort Bad Urach mit neuen Strukturen weitergeführt werden kann. Die Bohrung ist gesichert und kann jederzeit weitergeführt werden.

In Bad Urach ist vorgesehen, eine große Wärmeübertragerfläche im Untergrund zu schaffen, in der injiziertes Wasser auf ca. 175 °C erhitzt werden soll (HDR-Technologie). Übertage sind die Produktion von Strom und die Auskopplung von Wärme geplant. Ausgehend von einer existierenden Altbohrung wurde die Stimulation der ersten Hälfte des Wärmeübertragers bereits erfolversprechend abgeschlossen.

Durch die Finanzierungsschwierigkeiten ist die Zukunft des Projektes derzeit ungewiss. Alle Beteiligten haben aber ihr Interesse an einer Fortsetzung der Bohrung signalisiert und arbeiten intensiv an der erfolgreichen Weiterführung des

Projektes. Die geplante Errichtung eines Pilotkraftwerks mit einer elektrischen Leistung von ca. 1 MW, das schon im Jahre 2005 umweltfreundlichen Strom ins Netz einspeisen sollte, ist vorerst auf Eis gelegt.

Projekt Isar Süd. Das Projekt Isar Süd entsteht in Nachbarschaft Unterhachings. Hier soll ein alter Industriestandort durch eine neue, an geothermische Anforderungen angepasste Infrastruktur aufgewertet werden. Ausgangspunkt des Konzeptes ist daher die Verbrauchsstruktur.

Projekt Landau. In Landau soll mittels einer Dublette heißes Tiefenwasser zur Stromerzeugung und Fernwärmeversorgung gefördert werden. Das Fernwärmenetz ist bereits vorhanden. Nach erfolgreichen Tests an der ersten Bohrung wird eine Entscheidung zum Ausbau zu einer Dublette und zum Heizkraftwerk gefällt. Bei positivem Ergebnis wird bereits 2006 der erste Strom in das öffentliche Netz eingespeist.

Projekt Karlsruhe. Am Forschungszentrum Karlsruhe im Oberrheingraben wurde ein Standort für ein geothermisches Heizkraftwerk mit einer optimalen Wärmenachfragestruktur gefunden. Gegenwärtig laufen die Auswertungen der seismischen Untersuchungen, so dass ab Mitte 2005 mit der ersten Bohrung begonnen werden kann.

Projekt Riedstadt. Auch am Nordrand des Oberrheingraben wird bei dem Projekt Riedstadt die Bedeutung der Wärmeabgabe berücksichtigt. Ende diesen Jahres werden die seismischen Erkundungen abgeschlossen sein.

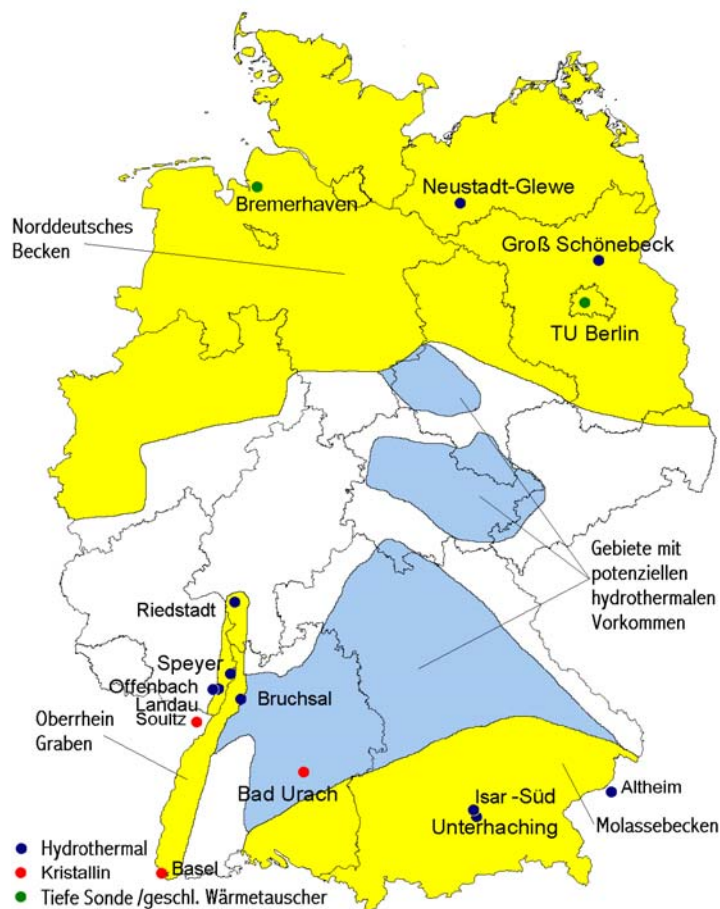


Abb. 2: Regionale Verteilung

3. Energiewirtschaftliche Einordnung

Nachfolgend wird die geothermische Stromerzeugung aus energiewirtschaftlicher Sicht – d. h. anhand der vorhandenen technischen Potenziale, anhand ausgewählter Umweltkenngößen und anhand der Kosten – im Vergleich zu anderen Optionen einer Stromerzeugung aus regenerativen Energien und fossilen Energieträgern analysiert.

3.1 Potenzialanalyse

Das technische Potenzial regenerativer Energien beschreibt den Anteil des theoretisch insgesamt vorhandenen Energieangebots, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist /2/. Zusätzlich dazu werden i. Allg. solche strukturellen und ökologischen Restriktionen, gesetzlichen Vorgaben und ggf. weiteren nicht-technischen Restriktionen berücksichtigt, die auch – ähnlich den "klassisch" technisch bedingten Eingrenzungen – "unüberwindbar" sind. Damit gibt es immer verschiedene technische Potenziale in Abhängigkeit z. B. der zugrunde gelegten Technik. Zusätzlich kann unterschieden werden zwischen den

- technischen Angebots- bzw. Erzeugungspotenzialen, welche die unter Berücksichtigung ausschließlich technischer und struktureller angebotsseitiger Restriktionen bereitstellbare Energie beschreiben (z. B. die solarthermisch bereitstellbare Wärme), und den
- technischen Nachfrage- bzw. Endenergiepotenzialen, bei denen zusätzlich nachfrageseitige Restriktionen berücksichtigt werden (z. B. die solarthermisch bereitstellbare Niedertemperaturwärme, die im Energiesystem Deutschlands auch wirklich genutzt werden kann).

Die Unterscheidung zwischen den Erzeugungs- bzw. Angebots- und den Endenergie- bzw. Nachfragepotenzialen ist immer dann notwendig, wenn das regenerative Energieangebot die potenzielle Energienachfrage übersteigt (z. B. kann unter ausschließlicher Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen mit Hilfe solarthermischer Anlagen Niedertemperaturwärme in Deutschland bereitgestellt werden, welche zeitweise die Nachfrage nach Brauchwarmwasser mit Temperaturen unter 100 °C deutlich übersteigen kann).

Ausgehend von diesen Definitionen ergibt sich für die geothermische Stromerzeugung in Deutschland ein technisches Erzeugungspotenzial von ca. 320 TWh/a (Angebotspotenzial). Es berechnet sich aus den insgesamt vorhandenen geothermischen Ressourcen unter der Annahme, dass diese nachhaltig genutzt werden. Unter Berücksichtigung der Einschränkungen auf der Nachfrageseite reduziert sich dieses Angebotspotenzial auf maximal 288 TWh/a (ausschließliche Stromerzeugung, Nachfragepotenzial) bzw. unter der Annahme, dass die Anlagen in KWK wärmegeführt betrieben werden, auf 66 TWh/a (KWK, Nachfragepotenzial) /8/.

Vergleichbar dazu können auch die Potenziale anderer Optionen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien ermittelt werden /9/. Abb. 3 zeigt die technischen Erzeugungspotenziale in Deutschland für die Stromerzeugung aus Erdwärme und anderen erneuerbaren Energien. Zum Vergleich ist auch die derzeitige Bruttostromerzeugung in Deutschland aufgeführt.

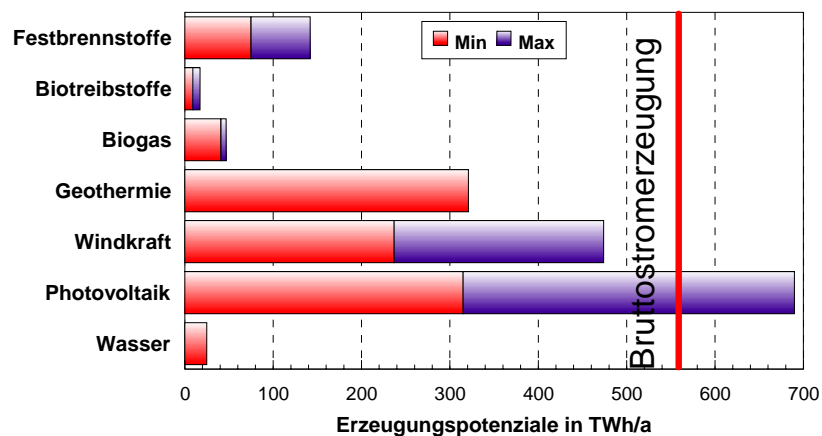


Abb. 3: Technische Erzeugungspotenziale einer Stromerzeugung aus regenerativen Energien (zum Vergleich ist die Bruttostromerzeugung in Deutschland 2001 aufgeführt; Windkraft ohne (min) bzw. mit (max) Offshore-Aufstellung; Sonnenenergie: Photovoltaik auf Dach- (min) und Freiflächen (max); u. a. nach /2/, /9/)

Demnach kann die geothermische Stromerzeugung bezüglich der Erzeugungspotenziale einen merklichen Beitrag zur Deckung der Stromnachfrage in Deutschland leisten, der etwas oberhalb der Größenordnung einer Stromerzeugung aus Biomasse (d. h. Summe aus Festbrennstoffen, Biogas und Biotreibstoffen) und etwas unterhalb der Windkraft (On- und Offshore) liegt. Im Unterschied zu der letzteren Option handelt es sich bei der geothermischen Stromerzeugung aber um Grundlaststrom, der einfacher ins Elektrizitätsversorgungssystem integriert und zur Deckung der Stromnachfrage eingesetzt werden kann.

Infolge der hohen Verfügbarkeit einer geothermischen Stromerzeugung, ähnlich wie dies auch für die Optionen zur Stromerzeugung aus Biomasse (d. h. Festbrennstoffe, Biogas und Biotreibstoffe) der Fall ist, sind die Nachfrage- oder Endenergiepotenziale einer geothermischen Stromerzeugung durchaus beachtlich (Abb. 4). Sie übersteigen die einer wasser-, wind- und solartechnischen Stromerzeugung merklich. Dies gilt selbst dann, wenn unterstellt wird, dass Strom aus Erdwärme ausschließlich in KWK bereitgestellt und damit die Stromerzeugung durch die absetzbare Wärme begrenzt wird. Wird demgegenüber eine ausschließliche Stromerzeugung aus Erdwärme unterstellt (d. h. keine Nutzung der anfallenden Niedertemperaturwärme), übersteigen die technischen Nachfragepotenziale die aller anderen hier

untersuchten Optionen zur Stromerzeugung. Unter diesen Prämissen ist die geothermische Stromerzeugung die Option mit den größten technischen Nachfragepotenzialen in Deutschland. Sie hat deshalb das Potenzial, sich ggf. – wenn die noch vorhandenen technischen Probleme zur erfolgreichen Erschließung des Untergrunds gelöst werden können – zu einem integralen Bestandteil eines zukünftig mehr aus erneuerbaren Energien bestehenden Energiesystems zu entwickeln.

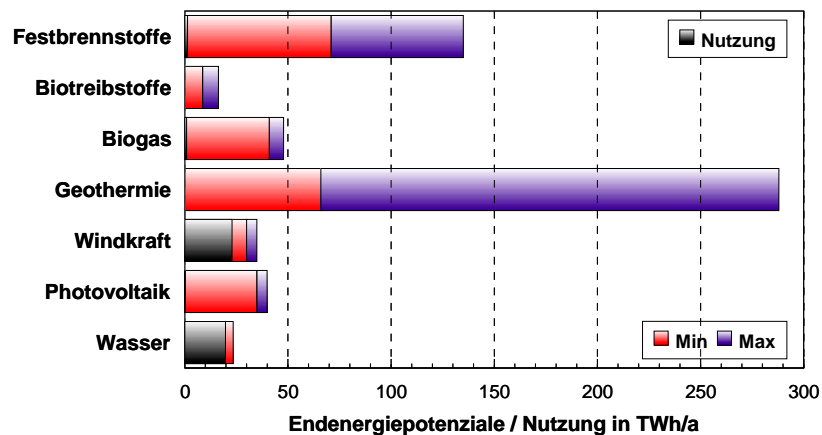


Abb. 4: Technische Endenergiepotenziale einer Stromerzeugung aus regenerativen Energien (Geothermie: untere Grenze ausschließlich KWK und obere Grenze ausschließlich Stromerzeugung; u. a. nach /2/, /9/)

4. Ökonomische und ökologische Analyse

Nachfolgend wird die geothermische Stromerzeugung aus ökonomischer und ökologischer Sicht eingeordnet in die anderen Optionen einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Dazu werden zunächst die entsprechenden Referenztechnologien definiert.

Für die Stromerzeugung aus geothermischer Energie werden zwei Standorte betrachtet. Am Standort NDB, wie er z. B. im Norddeutschen Becken gegeben sein könnte, wird ein durchschnittlicher geothermischer Gradient von 3,5 °C pro 100 m unterstellt. Bei einer Bohrtiefe von 4 500 m hat damit das geförderte Wasser eine Temperatur von rund 150 °C; dabei wird eine Förderrate von 100 m³/h unterstellt. Im Fall ORG wird ein höherer Gradient angenommen, wie er z. B. im Oberrhingraben anzutreffen ist; aus einer Tiefe von ca. 2 700 m wird hier ebenfalls 150 °C warmes Wasser mit 100 m³/h gefördert. Die geförderte geothermische Energie wird dann in beiden Fällen in einer ORC-Anlage (Organic-Rankine-Cycle) mit einer elektrischen Leistung von 850 kW bei einem elektrischen Wirkungsgrad von rund 11 % verstromt (Tabelle 2). Die Anlage wird in der Grundlast mit 7 500 h/a betrieben. Die elektrische Energie zum Betrieb der Förderpumpe (Leistung 190 kW bei einem Druckabfall von 440 mm WS in Aquifer, Förderstrang und obertägigem System) wird von der ORC-Anlage zur Verfügung gestellt. Der Nettostromertrag liegt bei 4 950 MWh/a. Die technische Lebensdauer der Anlage beträgt 30 Jahre.

Die Energie der tiefen Gesteinsschichten kann neben der ausschließlichen Stromerzeugung auch zur gekoppelten Produktion von Strom und Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung, KWK) genutzt werden. Um den Einfluss der Wärmeauskopplung auf die ökologischen und ökonomischen Kenngrößen zu analysieren, wird neben der diskutierten ausschließlichen Stromerzeugung auch eine gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung untersucht. Hierzu wird die zusätzliche Versorgung eines Nahwärmenetzes (70 °C über 1 900 h/a) angenommen (Tabelle 2). Die dazu von der Geothermieanlage bereitgestellte Wärme beläuft sich auf 13 500 MWh/a. Die Auskopplung der Wärme erfolgt ohne Einbußen an elektrischer Leistung in der ORC-Anlage, so dass hier weiterhin 4 950 MWh/a an elektrischer Energie bereitgestellt werden können.

Für die weiteren hier untersuchten Optionen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden folgende Referenztechniken unterstellt: ein Windkraftkonverter im Binnenland, eine Photovoltaik-Dachanlage auf Basis von Modulen aus multikristallinem Silizium, ein kleines Flusskraftwerk (Laufwasseranlage) und eine mit Waldrestholz befeuerte Biomasseanlage zur ausschließlichen Stromerzeugung (Tabelle 2).

Zum Vergleich mit einer Stromerzeugung in mit fossilen Brennstoffen befeuerten Kraftwerken werden zusätzlich auch ein modernes Steinkohle-Dampfkraftwerk und ein modernes Erdgas-GuD-Kraftwerk betrachtet. Wichtige Daten der untersuchten Stromerzeugungstechniken sind in Tabelle 2 aufgeführt.

4.1 Ökonomische Analyse

Mit Hilfe der Annuitätenmethode können aus den Gesamtinvestitionen und den jährlich anfallenden Betriebskosten die Stromgestehungskosten ermittelt werden. Dabei wird ein realer Zinssatz von 4,5 % unterstellt und von einer Abschreibung über die technische Lebensdauer ausgegangen (d. h. volkswirtschaftliche Betrachtung). Steuern und Abgaben

werden nicht berücksichtigt. Es wird eine ausschließliche Kostenbetrachtung der realen Stromgestehungskosten (d. h. keine Berücksichtigung einer Inflation) durchgeführt.

Für die in Tabelle 2 definierten Optionen einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zeigt Abb. 5 einen Vergleich der entsprechenden Stromgestehungskosten.

Tabelle 2: Zusammenstellung wichtiger Daten für die untersuchten Technologien

Energieform	Leistung in kW	Elektrischer Nettonutzungsgrad (bei thermischen KW) in %	Volllaststunden in h/a	Lebensdauer in a
Geothermie	850	11 ^a	7 500	30
Geothermie KWK	850	11 ^a	5 600 ^b / 1 900 ^c	30
Windkraft	1 500	-	1 550	20
Wasserkraft	300	-	5 000	70 ^d / 40 ^e
Sonnenenergie	5	-	800	30
Biomasse	20 000	30	7 500	35
Steinkohle	700 000	43	5 000	35
Erdgas	400 000	58	5 000	35

^a ohne den Eigenbedarf für die Förderpumpe, ^b ausschließliche Stromerzeugung, ^c KWK-Betrieb, ^d bauliche Anlagenteile, ^e maschinenbauliche Anlagenteile.

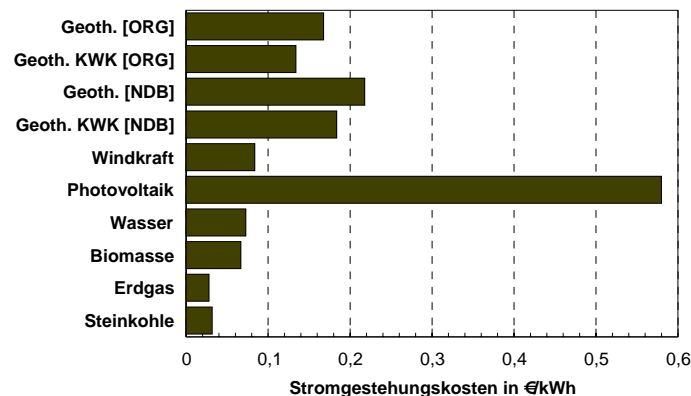


Abb. 5: Gestehungskosten einer Stromerzeugung aus regenerativen Energien (KWK Kraft-Wärme-Kopplung, NDB Norddeutsches Becken, ORG Oberrheingraben; u. a. nach /2/)

Die Kosten der geothermischen Stromerzeugung liegen bei einem hohen thermischen Gradienten (z. B. im Oberrheingraben) mit knapp 0,17 €/kWh im Mittel über denen aus Wasser- und Windkraft. Sie weisen aber im Vergleich zu diesen beiden Optionen noch ein erhebliches Entwicklungs- und damit Kostenreduktionspotenzial auf, da diese Technologie noch am Anfang der technischen Entwicklung steht. Hinzu kommt, dass die Stromgestehungskosten durch die zusätzliche Nutzung der Wärme (d. h. Verkauf über ein Nah-/Fernwärmenetz an Endkunden) reduziert und dadurch – wie im Fall KWK [ORG] – auf 0,13 €/kWh gesenkt werden könnten. Eine höhere Temperatur des geförderten Thermalwassers (hier werden 150 °C angenommen) bei konstanter Tiefe (d. h. weitergehende geothermische Anomalie) oder eine weitere Vergrößerung des Volumenstroms (hier 100 m³/h) hätte zusätzliche Kostenreduktionen zur Folge. Hinzu kommen weitere Kostenreduktionen z. B. durch eine effizientere Kraftwerkstechnik (d. h. höherer Wirkungsgrad der Niedertemperaturkreisprozesse) oder durch reduzierte Bohrkosten (z. B. durch Plattformlösungen).

Bei einem durchschnittlichen geothermischen Gradienten (z. B. Norddeutsches Becken oder Molassebecken) liegen die Kosten der geothermischen Stromerzeugung in diesem Beispiel mit über 0,20 €/kWh jedoch deutlich über denen einer Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern und der anderen regenerativen Energien – mit Ausnahme der photovoltaischen Stromerzeugung.

Daran ändert sich auch nichts grundsätzliches, wenn andere, die Kosten im positiven Sinne beeinflussende Rahmenbedingungen unterstellt werden. Mit Ausnahme einer solaren Stromerzeugung bleibt die geothermische Stromerzeugung auf der Basis der heute vorhandenen Techniken und Verfahren eine tendenziell vergleichsweise teure Option. Dies liegt primär darin begründet, dass sich diese Technik noch am Anfang der technischen Entwicklung befindet. Diese vergleichsweise hohen Kosten können sich aber dann ändern, wenn die Technik substantiell weiterentwickelt wird und die Kosten dadurch signifikant reduziert werden können; Ansätze dazu sind bei den in Forschung und in der Entwicklung befindlichen Projekten erkennbar /8/.

4.2 Umwelteffekte

Um die Umwelteffekte einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien umfassend im Vergleich untereinander analysieren zu können, müssen die Umweltbelastungen der einzelnen Bereitstellungs- und Nutzungs-Systeme im Ver-

lauf des gesamten Lebenswegs erhoben werden. Dies ist mit Hilfe der Ökobilanzierung möglich. Dabei werden im Rahmen einer solchen Ökobilanz nicht nur die direkten Umweltbelastungen infolge der eigentlichen Energieumwandlung berücksichtigt. Vielmehr werden auch die Umweltauswirkungen von allen vor- und ggf. nachgelagerten Prozessstufen (Brennstoffgewinnung, Transport, Entsorgung) betrachtet. Auch Prozesse, die nur indirekt an der Energiebereitstellung beteiligt sind, wie z. B. die Herstellung von Materialien oder die Bereitstellung von Infrastruktur, werden erfasst. Um den kompletten Lebensweg zu bilanzieren wird die Methode der Hybrid-Ökobilanzierung verwendet /4/.

Eine Ökobilanz besteht nach der DIN EN ISO 14040 /5/ aus den vier Schritten: Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens, Sachbilanz, Wirkungsabschätzung und Interpretation. Demnach wird nach der entsprechenden Festlegung der Rahmenbedingungen einer derartigen Untersuchung in der Sachbilanz ein Inventar aller In- und Outputströme, die bei der Bereitstellung des untersuchten Produktes bzw. der betrachteten Dienstleistung auftreten, erstellt. Ausgehend davon können im Rahmen der Wirkungsabschätzung Wirkungsindikatorwerte quantifiziert werden. Dazu werden alle Stoffströme, die einen bestimmten Wirkungsbereich (z. B. Treibhauseffekt, Versauerung) beeinflussen, mit ihrem jeweiligen Gewicht zu einem Indikator für diesen Bereich aggregiert. Die in den einzelnen Schritten erarbeiteten Ergebnisse werden anschließend interpretiert, diskutiert und ggf. bewertet.

Der Lebensweg, der hier im Rahmen einer Ökobilanz einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bilanziert wird, umfasst den Bau, den Betrieb und den Abriss der untersuchten Kraftwerke bzw. Konversionsanlagen. Dabei werden alle relevanten, im Verlauf des Lebenswegs benötigten Stoffe einschließlich ihrer Produktion, sämtlicher anfallender Transporte und der benötigten Infrastruktur berücksichtigt. Weiterhin werden auch die Dienstleistungen (Planung, Instandhaltung usw.) in der Bilanz berücksichtigt.

Die Daten der Input-Output-Rechnung beziehen sich dabei auf Deutschland 1997 /6/ bzw. 1999 /7/. Als funktionelle Einheit für die Analyse der Stromerzeugung aus regenerativen Energien wird die Bereitstellung von 1 GWh Strom ab Klemme Kraftwerk gewählt. Die Versorgungssicherheit der Strombereitstellung ist dabei nicht berücksichtigt. Für die im Lebensweg eingesetzte elektrische Energie wird der deutsche Strommix von 1999 angesetzt. Die Herstellung der Basismaterialien erfolgt nach dem derzeitigen technischen Stand in Mitteleuropa.

Die für die Untersuchung einer Energiebereitstellung aus regenerativen Energien herangezogenen Wirkungsgrößen sind der anthropogene Treibhauseffekt und die Versauerung von Böden und Gewässern (Tabelle 3).

Tabelle 3: Zusammenstellung der bilanzierten Parameter

Wirkungskategorie	Wirkungsindikator	Substanzen
Zusätzlicher anthropogener Treibhauseffekt	CO ₂ -Äquivalente	Kohlenstoffdioxid ^a , Methan, Distickstoffoxid, SF ₆ , CF ₄ , C ₂ F ₆ usw.
Versauerung von Böden und Gewässern	SO ₂ -Äquivalente	Schwefeldioxid, Stickstoffoxide, Chlorwasserstoff, Ammoniak usw.

^a das in der Biomasse gebundene CO₂ wird nicht ausgewiesen, ^b Strom aus Kernenergie wird über einen Wirkungsgrad von 33 % in Primärenergie umgerechnet.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Ökobilanzen für eine Stromerzeugung aus den untersuchten erneuerbaren Energien und fossilen Energieträgern getrennt nach Wirkungsbereichen dargestellt. Im Anschluss werden die Ergebnisse zusammengefasst.

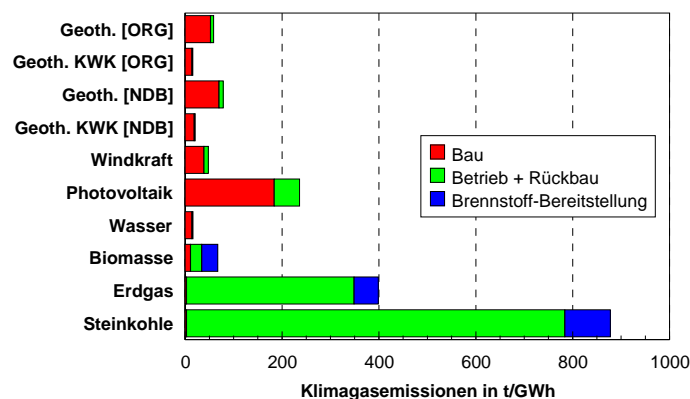


Abb. 6: CO₂-Äquivalent-Emissionen der untersuchten Stromerzeugungsoptionen (Tabelle 2) und deren Aufteilung auf Bau, Betrieb und Rückbau sowie Brennstoff-Bereitstellung (KWK Kraft-Wärme-Kopplung, NDB Norddeutsches Becken, ORG Oberrheingraben)

Die CO₂- (Abb. 6) und SO₂-Äquivalent-Emissionen (Abb. 7) der Geothermieanlagen mit KWK liegt dabei generell unter den entsprechenden Umweltkenngößen von geothermischen Anlagen zur ausschließlichen Stromerzeugung. Dabei sind die Umweltbelastungen für beide Anlagen bezogen auf die eigentlichen Anlagen gleich groß. Bei der Anlage mit KWK werden diese jedoch auf die beiden Outputs "Strom" und "Wärme" aufgeteilt; dadurch reduziert sich der für den Stromanteil in Abb. 6 und 7 ausgewiesene Anteil entsprechend. Auch macht sich der überdurchschnittliche

geothermische Gradient, wie er im Oberrheingraben zu finden ist, im Vergleich zu einem für das Norddeutsche Becken typischen durchschnittlichen geothermischen Gradienten in einer um rund ein Viertel niedrigeren Kenngrößen für die CO₂- und SO₂-Äquivalent-Emissionen bemerkbar – bei sonst gleichen Verhältnissen.

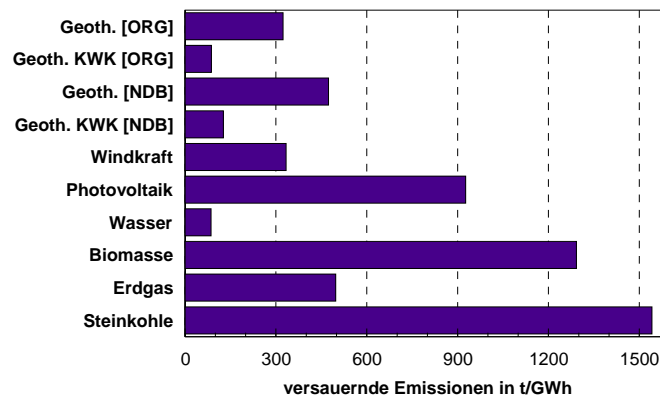


Abb. 7: SO₂-Äquivalent-Emissionen der untersuchten Stromerzeugungsoptionen (Tabelle 2) (KWK Kraft-Wärme-Kopplung, NDB Norddeutsches Becken, ORG Oberrheingraben)

Abb. 6 und 7 machen auch deutlich, dass sich durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Verstromung von Steinkohle und Erdgas klimawirksame Emissionen und fossile Primärenergie einsparen lassen. Nur bei der photovoltaischen Nutzung der Sonnenenergie und von fester Biomasse zur Stromversorgung ergeben sich für versauernd wirkende SO₂-Äquivalent-Emissionen teilweise höhere Emissionen als beim Einsatz von Erdgas (Abb. 7). Die anderen Stromerzeugungsoptionen – und hier insbesondere die Erdwärme – sind auch bei diesen Emissionen mit Einsparungen im Vergleich zu Kraftwerken auf der Basis fossiler Energieträger verbunden.

Im Vergleich der verschiedenen Stromerzeugungsoptionen aus erneuerbaren Energien untereinander stellt damit aus Sicht der hier untersuchten Umweltkenngößen die geothermische Stromerzeugung mit KWK eine der vielversprechendsten Optionen der betrachteten Varianten dar. Eine ausschließliche geothermische Stromerzeugung stellt dagegen eine Option dar, die tendenziell eher im Mittelfeld der untersuchten Möglichkeiten liegt.

Während bei der Stromerzeugung aus Erdwärme, Sonne, Wind und Wasserkraft der Bau der Kraftwerke die Emissionen dominiert, sind es bei den mit fossilen Brennstoffen befeuerten Anlagen die direkten Emissionen infolge des Betriebs. Bei der Biomassennutzung entfallen die Emissionen in ähnlicher Größenordnung auf den Betrieb und die Brennstoffbereitstellung.

5. Forschungs- und Entwicklungsdefizite

Trotz der beachtlichen ökologischen Vorteile, durch die eine geothermische Stromerzeugung gekennzeichnet ist, befindet sich die benötigte Technik z. T. noch am Anfang der technischen Entwicklung. Zwar können auf einigen Teilgebieten schon vielversprechende Lösungen präsentiert werden. So wird der erfolgreiche Betrieb eines geothermischen Kraftwerkes in Neustadt-Glewe demonstriert. Weitere Projekte planen erste Netzeinspeisungen in 2005. Allerdings werden durch die laufenden Projekte auch Forschungs- und Entwicklungsdefizite sowie nichttechnische Hemmnisse deutlich, die es für eine erfolgreiche Markteinführung der geothermischen Stromerzeugung im großen Stil in Deutschland zu lösen gilt. Die derzeit sich abzeichnenden Defizite lassen sich wie folgt einordnen in Exploration, in Technik Untertage, in Technik Übertage, in Betrieb, in Projektentwicklung und in Sonstiges. Nachfolgend werden ausgewählte Aspekte vertieft diskutiert.

Exploration. Ein großes Problem bei dem Start neuer Projekte zur geothermischen Stromerzeugung ist die schlechte Verfügbarkeit geologischer Grunddaten. Da die Möglichkeiten der Nutzung der Erdwärme immer an die lokalen geologischen Gegebenheiten gebunden sind, können nur eingeschränkt Informationen und Erfahrungen aus anderen Geothermie-Projekten übernommen werden. Dies ist zum einen durch die noch geringe Anzahl an Geothermiebohrungen und zum anderen durch deren eingeschränkte regionale Verteilung in Deutschland begründet. Ziel muss daher sein, die große Zahl an vorhandenen Daten und Betriebserfahrungen aus den Bohrungen der Kohlenwasserstoff-Industrie und anderer für die Geothermienutzung zugänglich zu machen. Diese könnte beispielsweise in Form eines geologischen Tiefenatlas für Reservoireigenschaften oder eine GIS-basierte Datenbank realisiert werden. Darin eingeschlossen sollten Neuinterpretation vorhandener Daten inklusive möglicher Unsicherheitsanalysen sein.

Die Optimierung geowissenschaftlicher Methoden zur Erkundung und Modellierung geothermischer Lagerstätten kann nur auf der Integration und Weiterentwicklung der in der Kohlenwasserstoff-Industrie eingesetzten Techniken erfolgen. Dazu müssen seismische (3 und 4d), elektrische und elektromagnetische Feldexperimente durchgeführt und ausgewertet werden. Zusätzlich sind thermisch/hydraulisch/chemische Modellierungen notwendig. Dies setzt z. T. Software-Anpassungen an die speziellen Anforderungen oder Randbedingungen der geothermischen Nutzung voraus.

Erkenntnisse aus Strukturbestimmungen und Faziesmodellierungen können hier ein genaueres Bild der geothermischen Lagerstätte erzeugen und somit zum Projekterfolg beitragen. Durch die Vielzahl zusätzlicher Möglichkeiten zur Datengenerierung sind auch Konzepte ohne vorhandene bzw. benachbarte Bohrungen (und damit genauere Kenntnisse der lokalen Gegebenheiten) denkbar.

Technik Untertage. Zur Reduzierung des geologisch bedingten bohrtechnischen Risikos sind die Erfahrungen der Kohlenwasserstoff-Industrie in speziellen Geologien unerlässlich. Bei einer geeigneten Zusammenführung der vorhandenen Erfahrungen können Fehler vermieden werden.

Die an die Anforderungen der Kohlenwasserstoff-Industrie angepasste Bohrtechnik muss in Bezug auf die Forderungen der Geothermie hin optimiert werden. Daraus resultieren entsprechende Bohrkostenreduktionspotenziale, die es zu analysieren und auszuschöpfen gilt. Das primäre Ziel muss es dabei sein, durch derartige Maßnahmen den Bohrtechnikanteil (z. B. durch Steigerung der Bohrprozessqualität) an den geothermischen Stromgestehungskosten zu reduzieren; dies muss nicht notwendigerweise mit der Bohrkostenreduktion einhergehen. So muss beispielsweise auch immer die Lebensdauer der Untertage-Installationen unter den Bedingungen der Geothermie berücksichtigt werden. Ein mögliches Hilfsmittel könnte dabei die Definition und Anwendung eines "Geothermiestandards" bei der Bohrtechnik sein. Sogenannte Plattformlösungen können ggf. ebenfalls Kostenreduktionspotenziale erschließen. Im Rahmen derartiger Maßnahmen müssen bei der Erschließung des Nutzhorizontes auch speicherschonende Techniken zum Einsatz kommen.

Eine an die Forderungen der Geothermie angepasste Komplettierungstechnik muss eine Anpassung der Förderpumpen an die zu erwartenden hohen Temperaturen und angestrebten Förderraten sowie die mineralhaltigen Thermalwässer einschließen. Weiterhin sind neue und kostengünstigere Systemansätze bei dem Einsatz von Linern anzustreben.

Eine Stimulation des Speichers unterstützt den wirtschaftlichen Erfolg des Geothermieprojektes nachhaltig. Daher muss der Untersuchung geeigneter Fracfluide (z. B. Wasser, abbaubare Stützmittel) und weiterer Frac-Methoden (z. B. chemische Stimulation) ein hoher Stellenwert bei zukünftigen Forschungsarbeiten eingeräumt werden. Als Ziel sind an die jeweilige Geologie angepasste Methoden und Verfahren zu identifizieren. Gleichzeitig müssen die Stimulationsarbeiten die Eingangsgrößen für die parallel dazu zu realisierenden Modellierungen liefern. Dazu sind u. a. robuste Sensoren und Übertragungssysteme für die In-situ-Messdatenerfassung während der Stimulation zu entwickeln und ggf. zur Markteinführung zu bringen. Um die möglichen Stimulationserfolge letztlich dann auch zu messen, sind verlässlichere Tracermethoden notwendig.

Technik Übertage. Um die obertägigen Installationen an die Anforderungen der Geothermie anzupassen, sind Untersuchungen sowohl zum Thermalkreislauf als auch zum Binärkreislauf (dem Konversionskreislauf) notwendig. Die Materialien der Komponenten (Verbindungsleitungen, Pumpen etc.), die mit den Thermalwässern in Kontakt treten, müssen weiter verbessert und an die Forderungen der Thermalwässer angepasst werden. Der sichere und langzeitstabile Einsatz bei Temperaturen bis 200 °C und Mineralgehalten bis 250 g/l muss beherrschbar sein. In Bezug auf die Erzielung der geforderten Langlebigkeit und der mechanischen Festigkeit kann auf die Erfahrungen aus vorhandenen Wärmeprojekten zurückgegriffen werden. Dabei muss sowohl der Chemismus in Bezug auf u. a. Ablagerungen in den Leitungen als auch die Korrosion berücksichtigt werden.

Die übertägige Technik muss weiterhin so angepasst werden, das eine Beherrschung der in dem Thermalfluid enthaltenen Gase sicher möglich ist. Hinzu kommen Vorkehrungen gegen die ungewollte Förderung von Kohlenwasserstoffen und zur Beherrschung möglicherweise vorhandener natürlicher Radioaktivität insbesondere an Stellen im Thermalwasserkreislauf, an denen es zu Ablagerungen kommen kann.

Derzeit stehen als Konversionskreisläufe die ORC-Technologie – mit langjährigen Betriebserfahrungen in anderen Anwendungsbereichen – und zukünftig die vielversprechende, aber bisher kaum erprobte Kalina-Technologie zur Verfügung. Die thermodynamische und technische Optimierung der Binärkreisläufe muss die Untersuchung innovativer Fluide (ggf. Mischungen) einschließen und somit weitere Effizienzsteigerungspotenziale erschließen. Da die obertägige Installation nur einen vergleichsweise geringen Anteil an den Gesamtinvestitionen hat, sind hier u. U. durch relativ geringe Mittelaufwendungen merkliche Wirkungsgradsteigerungen erzielbar. Hinzu kommt, dass die bewährte Technik der Rückkühlung im kleinen Leistungsbereich, in dem geothermische Kraftwerksanlagen installiert werden, u. a. bezüglich der Grundwasserentnahme optimiert werden muss. Auch mögliche Kombinationen des geothermisch betriebenen Kraftwerks mit weiteren regenerativen (Ab-)Wärmequellen müssen sowohl theoretisch untersucht als auch praktisch umgesetzt werden. Hierzu erscheinen standardisierte Konzepte zur geothermischen Stromerzeugung für vergleichbare Rahmenbedingungen für eine mittelfristige Markteinführung hilfreich.

Betrieb. Zur Gewährleistung eines langjährigen sicheren Betriebs sind Stand- und Verfügbarkeitenoptimierungen des Gesamtsystems notwendig. Dazu zählen auch Untersuchungen zur Praxistauglichkeit theoretischer Konzepte der Speicherbewirtschaftung inklusive Reservoir-Monitoring und Management und die Prüfung deren Nachhaltigkeit. Auch müssen die Standzeiten der eingesetzten Komponenten weiter verlängert werden.

Projektentwicklung. Hemmnisse bei der Entwicklung neuer Projekte bestehen außer im technischen auch im nicht-technischen Bereich. Letztere sind nur teilweise durch technische Maßnahmen zu überwinden bzw. zu reduzieren. So ist z. B. die Analyse und die objektive Bewertung der gegebenen Risiken sowie die Erörterung möglicher Alternativstrate-

gien unerlässlich. Damit lässt sich das sogenannte Fündigkeits- bzw. Erfolgsrisiko eines geothermischen Projekts quantifizieren und ggf. durch z. B. eine Versicherungs- oder Fondslösung absichern.

Auch genehmigungsrechtliche Anpassungen könnten die Markteinführung der geothermischen Stromerzeugung unterstützen. Das Berg- und Wasserrecht sollte hinsichtlich der Anforderungen der geothermischen Nutzung angepasst und neuentwickelt werden. Hier wäre eine Länder-übergreifende Koordination und Abstimmung wünschenswert, damit eine einheitliche Verwaltungspraxis sichergestellt werden kann. Auch könnte die Vereinfachung der verfahrenstechnischen Genehmigungen (z. B. Untertage und Kraftwerksteil gemeinsam genehmigen) die Entwicklung neuer Projekte beschleunigen. Da bisher nur wenige, regional verteilte Projekte zur Stromerzeugung aus Erdwärme existieren, ist eine Abgrenzung der genutzten Lagerstättenhorizonte bisher nicht problematisch gewesen. Die Entwicklung zeigt aber, dass Geothermieprojekte zukünftig räumlich sehr nah nebeneinander realisiert werden könnten, so dass eine Regelung zur Abgrenzung (der "Aquiferbewirtschaftung") geschaffen werden muss.

Sonstiges. Zur Unterstützung der Markteinführung und zur Reduzierung der vorhandenen Informationsdefizite der vielversprechenden Technologie der geothermischen Stromerzeugung sind unabhängige Informationen (für potenzielle Projektentwickler) unerlässlich. Die allgemeine Akzeptanz und das Verständnis kann durch eine ökologische Begleitforschung und Studien zur Einordnung der Geothermie in das deutsche Energiesystem weiter unterstützt werden.

Neben der Entwicklung und Einführung der Technologie in Deutschland sollten die Erkenntnisse und Erfahrungen auch für die Erarbeitung eines Export-Konzeptes genutzt werden.

6. Schlussbetrachtung

Ziel dieser Ausführungen ist es, die derzeit in Deutschland laufenden Projekte einer geothermischen Stromerzeugung aufzuzeigen und die Systeme anhand energiewirtschaftlicher Kriterien zu analysieren. Die aufgezeigten Zusammenhänge lassen sich wie folgt zusammenfassen.

- Die geothermische Stromerzeugung in Deutschland hat ein Stromerzeugungspotenzial von rund 320 TWh/a. Es liegt damit bei mehr als der Hälfte der gegenwärtigen Bruttostromerzeugung und ist – insbesondere auch aufgrund des Grundlastcharakters – energiewirtschaftlich relevant.
- Das entsprechende Nachfragepotenzial – und damit der Anteil der erzeugbaren elektrischen Energie aus Erdwärme (d. h. Erzeugungspotenzial), der ins Energiesystem integriert werden kann – liegt bei einer ausschließlichen Stromerzeugung maximal bei rund 288 TWh/a. Wird demgegenüber eine ausschließliche Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) – diese ist die primär gegenwärtig wirtschaftlich darstellbare Option der geothermischen Stromerzeugung – unterstellt, errechnet sich ein technisches Nachfragepotenzial an elektrischer Energie von rund 66 TWh/a.
- Eine geothermische Stromerzeugung kann im Vergleich zu einer Bereitstellung elektrischer Energie aus fossilen Energieträgern signifikant zu einer Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen und an Emissionen mit versauernder Wirkung beitragen. Ist zusätzlich eine entsprechende Wärmenachfrage am Anlagenstandort gegeben und damit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) möglich, ist eine weitere merkliche Reduktion der hier untersuchten Umweltkenngößen möglich. Auch im Vergleich zu den Umweltkenngößen anderer Optionen einer Stromerzeugung aus regenerativen Energien ist die geothermische Stromerzeugung eine Möglichkeit, die durch relativ geringe Umweltkenngößen – und damit eine große Umweltentlastung im Vergleich zur Nutzung fossiler Energieträger – gekennzeichnet ist.
- Die noch vorhandenen Unsicherheiten, durch die eine geothermische Stromerzeugung aus technischer Sicht gekennzeichnet ist, spiegeln sich noch immer in den Kosten wieder. Durch die mit dem novellierten EEG verbesserten Einspeisevergütungen und einen potenziellen Erlös aus verkaufter Fernwärme ist aber zu erwarten, dass sich derartige Anlagen unter günstigen geologischen Bedingungen wirtschaftlich darstellen lassen. Dies wird durch die in den letzten Jahren deutlich steigende Zahl neuer privatwirtschaftlich finanzierter Projekte belegt. Im Vergleich zu anderen Optionen einer Stromerzeugung aus regenerativen Energien ist die geothermische Stromerzeugung – aufgrund der hohen Investitionen – aber immer noch eine der tendenziell teureren Optionen.
- Um die geothermischen Stromgestehungskosten zu senken, sind noch eine Vielzahl technischer und nicht-technischer Hemmnisse zu überwinden und dadurch ggf. Kostenreduktionspotenziale zu erschließen. Bisher ungelöste Forschungs- und Entwicklungsdefizite finden sich hauptsächlich in den Bereichen der Exploration und der Technologieentwicklung für die unter- und übertägigen Verfahren und Installationen. Aber auch die Projektentwicklung, der Betrieb und insbesondere die Außendarstellung der Geothermie kann noch verbessert werden.

Damit die aus Sicht der untersuchten energiewirtschaftlichen Kenngrößen durchaus vielversprechende geothermische Strombereitstellung merklich zu einer nachhaltigen Energieversorgung in Deutschland beitragen kann, müssen die noch offenen technischen und nicht-technischen Probleme gelöst werden. Dazu sind die noch vorhandenen F&E-Defizite zu reduzieren, damit die Technik in den nächsten Jahren betriebssicher verfügbar, betriebswirtschaftlich darstellbar und umweltfreundlich umsetzbar ist und damit den ihr zustehenden Platz im deutschen Energiesystem einnehmen kann.

7. Literatur

- /1/ Rogge, S.; Kaltschmitt, M.: Strom- und Wärmebereitstellung aus Erdwärme – Eine ökonomische Analyse; Erdöl – Erdgas – Kohle 118(2002), 1, S. 34 – 38
- /2/ Kaltschmitt, M; Wiese, A.; Streicher, W. (Hrsg.): Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte; Springer, Heidelberg, Berlin, 2003, 3. Auflage
- /3/ Nill, M.; Thrän, D.; Kaltschmitt, M.: Ökobilanzen einer Nutzung biogener Festbrennstoffe. In: Wiemer, K.; Kern, M. (Hrsg.): Bio- und Restabfallbehandlung VI; Witzhausen-Institut; Witzhausen, 2002
- /4/ Marheineke, T.: Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Stromerzeugungstechniken. Dissertation. Universität Stuttgart 2002
- /5/ DIN EN ISO 14040: Umweltmanagement – Produkt-Ökobilanz – Prinzipien und allgemeine Anforderungen. Beuth, Berlin, 1997
- /6/ Statistisches Bundesamt (Hrsg.): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Fachserie 18 Reihe 2. Input-Output-Rechnung. Wiesbaden 2002
- /7/ Statistisches Bundesamt: Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Fachserie 19 Reihe 5. Umweltökonomische Gesamtrechnungen. Wiesbaden 2002
- /8/ Kaltschmitt, M.; Schröder, G.: Zusammenfassung der laufenden Projekte im Bereich der geothermischen Stromerzeugung; Symposium "Geothermische Stromerzeugung – Eine Investition in die Zukunft"; Landau, Juni 2002, Tagungsband
- /9/ Falkenberg, D.; Schneider, S.; Kaltschmitt, M.: Regenerative Energien – Stand 2002; BWK 55(2003), 4, S. 68 – 77
- /10/ Baumgärtner, J.; Jung, R.: Nutzung trockener Formationen; in: Kaltschmitt, M.; Huenges, E.; Wolff, H. (Hrsg.): Energie aus Erdwärme, Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Stuttgart 1999
- /11/ Jung, R.: Geothermische Potenziale zur Stromerzeugung, Ressourcen in Deutschland; Symposium "Geothermische Stromerzeugung – Eine Investition in die Zukunft"; Landau, Juni 2002, Tagungsband
- /12/ Kayser, M.: Energetische Nutzung hydrothermalen Erdwärmevorkommen in Deutschland – Eine energiewirtschaftliche Analyse, Forschungsbericht Band 59, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, 1999
- /13/ Rogge, S.; Kaltschmitt, M.: Strom- und Wärmebereitstellung aus Erdwärme – Eine ökologische Analyse; Erdöl – Erdgas – Kohle 119(2003), 1, S. 35 – 40