

16. Juni 2011

Branchenstudie

SMC Research
Small and Mid Cap Research

Geothermie kompakt

„Entwicklungsstand und Perspektiven
nach der EEG-Novelle 2011“

Branchenstudie 2011 | Erneuerbare Energien

Analyst: Dipl.-Kfm. Holger Steffen
sc-consult GmbH, Alter Steinweg 46, 48143 Münster

Bitte beachten Sie unseren Disclaimer auf der letzten Seite!

Telefon: +49 (0) 251-13476-94
Telefax: +49 (0) 251-13476-92
E-Mail: kontakt@sc-consult.com
Internet: www.sc-consult.com

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	3
Einleitung.....	4
Technologie.....	5
Vor- und Nachteile der Geothermie	6
Markt und Förderung in Deutschland	9
Potenzial in Deutschland und Europa.....	11
Fazit	12
Impressum & Disclaimer.....	13
Quellennachweis.....	13

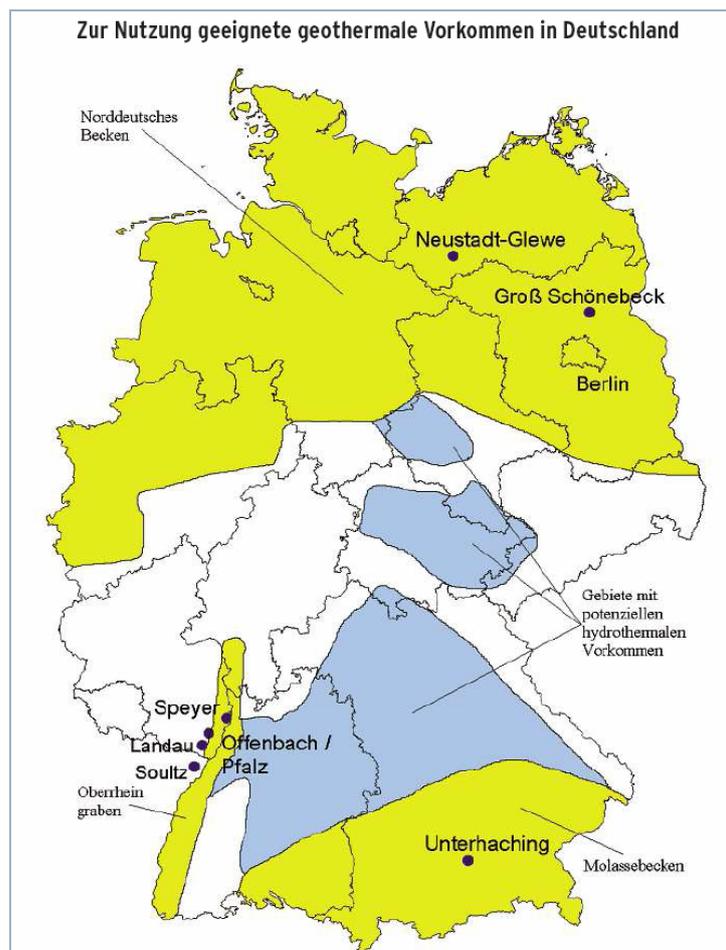
Executive Summary

- **Zwei Anwendungsbereiche:** Sowohl die oberflächennahe Geothermie (bis 200 Meter Bohrtiefe) als auch die Tiefengeothermie (500 – 5000 Meter) nutzen die Erdwärme zur Energiegewinnung. Während erstere zur Wärmeversorgung von Gebäuden eingesetzt wird, eignet sich die Tiefengeothermie aufgrund der höheren Temperaturen auch für die Stromproduktion.
- **Zahlreiche Vorteile:** Tiefengeothermiekraftwerke können mehr als 8.700 Volllaststunden erreichen und übertreffen damit alle anderen erneuerbaren Stromerzeugungsquellen. Da der Energieträger, die Erdwärme, konstant und unabhängig von Witterung, Jahres- und Tageszeit zur Verfügung steht, kann er – im Gegensatz zu Photovoltaik oder Windanlagen – zur Grundlastsicherung der Stromnetze eingesetzt werden. Die Elektrizitätsproduktion kann darüber hinaus dezentral in kleinen Einheiten und CO₂-neutral erfolgen.
- **Wirtschaftlichkeit im Zentrum:** Die zentrale Herausforderung beim Ausbau der Tiefengeothermie stellt derzeit ihre noch geringe Wirtschaftlichkeit dar. Um diese zu verbessern, empfiehlt der EEG-Erfahrungsbericht des BMU die Förderung einer größeren Anzahl von Projekten, um damit die kritische Masse zu erreichen und die erheblichen Kostensenkungspotenziale in den Bereichen Bohrung, Kraftwerkstechnologie und Förderpumpen zu realisieren. Demgegenüber wird den mit der Technologie gerade in den Medien in Verbindung gebrachten Komplikationen wie in Basel, Staufen oder Landau seitens der Experten keine überragende Bedeutung im Hinblick auf die Ausbaupotenziale beigemessen.
- **Förderung wird intensiviert:** Bislang wurden in Deutschland lediglich 13 Tiefengeothermieanlagen in Betrieb genommen, davon nur 5 zur Stromproduktion (Stand Ende 2010). Durch eine deutlich verbesserte Förderung im Rahmen der EEG-Novelle 2011 soll deren Zahl nun erheblich gesteigert werden. Daher hat das BMU unter anderem vorgeschlagen, die Grundvergütung von 16 auf 25 Cent / KWh anzuheben (wobei dafür zwei an bestimmte Bedingungen geknüpfte Boni im Gesamtumfang von 7 Cent / KWh gestrichen wurden). Als ein äußerst wirksames Instrument könnte sich zudem die nun vorgesehene Aufnahme in das Marktanzreizprogramm erweisen, wodurch künftig für bis zu 30 Prozent der Bohrkosten Investitionszuschüsse beantragt werden können.
- **Technologiesprung möglich:** Zusätzliches Potenzial könnte mit der petrothermalen Tiefengeothermie erschlossen werden, die derzeit noch zur Marktreife entwickelt wird. Mit dieser Technologie, die auf einem künstlich erzeugten Flüssigkeitskreislauf durch heißes Tiefengestein basiert, wären die Kraftwerke nicht mehr auf heiße Wasserreservoirs angewiesen. Die Realisierbarkeit zu wirtschaftlich attraktiven Konditionen vorausgesetzt, würde sich dadurch die Zahl der geeigneten Standorte sprunghaft erhöhen.
- **Enormes Potenzial:** Von Experten wird der Tiefengeothermie zugetraut, einen substanziellen Beitrag zur Energieversorgung in Deutschland zu leisten: Bis zu 60 Prozent des Stromverbrauchs könnten theoretisch mit dieser Technologie abgedeckt werden. Auch in Europa besteht ein erhebliches Ausbaupotenzial, vor allem für die Türkei wird eine Vervielfachung der installierten Kapazität prognostiziert.

Einleitung

Dass die Geothermie in der künftigen Energieversorgung Deutschlands grundsätzlich eine bedeutende Rolle spielen könnte, ist unter Energieexperten seit Jahren bekannt. Deutschland verfügt nämlich über drei Regionen, das Norddeutsche Becken, den Oberrheingraben und das Molassebecken (siehe Karte), die aufgrund ihrer vorteilhaften geologischen Beschaffenheit günstige Voraussetzungen für die Errichtung von Erdwärmekraftwerken aufweisen. Das Stromerzeugungspotenzial aus dieser unerschöpflichen Energiequelle wird deshalb auf bis zu 65 Prozent des hiesigen Verbrauchs taxiert. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz sieht deswegen für die Strom- und Wärmeerzeugung mit Hilfe dieser Technologie

Fördermaßnahmen vor, mit denen die ersten Projekte realisiert, die ersten Erfahrungen gesammelt und die erforderlichen Effizienzgewinne erzielt werden sollen. Doch bisher hat sich die gewährte Förderhöhe als nicht ausreichend erwiesen, um der Technologie zu einem breiten Durchbruch nach Vorbild der Windenergie und der Photovoltaik zu verhelfen. Deswegen hat die Bundesregierung am 6. Juni auf Empfehlung des BMU eine Vereinfachung und Erhöhung der Tarife beschlossen. Wird das Gesetz in dieser Form umgesetzt, haben sich die Perspektiven der Branche deutlich verbessert.



Quelle: BMU Geothermie1

Technologie

Mit der Geothermie wird die Erdwärme zur Gewinnung von Strom und / oder Wärme genutzt. Angesichts der enormen Hitze im Erdinneren greift die Technologie damit auf ein Energiereservoir zurück, das nach menschlichen Maßstäben unerschöpflich ist. Die Form der Nutzung kann dabei grob in zwei verschiedene Klassen eingeteilt werden: Die *oberflächennahe Geothermie* und die *Tiefengeothermie*.

Oberflächennahe Geothermie

In der oberflächennahen Geothermie kommen zwei verschiedene Verfahren zum Einsatz: Entweder werden dabei sogenannte Erdwärmesonden bis zu einer maximalen Tiefe von 200 Metern ins Erdreich getrieben, oder es werden Erdwärmekollektoren knapp unter der Erdoberfläche (1-1,5 m) verlegt. In beiden Fällen handelt es sich um geschlossene Kreisläufe, in denen spezielle Flüssigkeiten für die Aufnahme und den Transport der Wärme eingesetzt werden.

Tiefengeothermie

Von der Tiefengeothermie spricht man in der Regel ab einer Bohrtiefe von 500 Metern, derzeit werden Maximalwerte von ca. 5.000 Metern erreicht. Auch in diesem Bereich können Erdwärmesonden zur Wärmegewinnung eingesetzt werden, die beschränkte Energieaufnahmefähigkeit der zirkulierenden Flüssigkeit sorgt allerdings für einen niedrigen Wirkungsgrad. Eine bessere Bilanz weist diesbezüglich die *hydrothermale Geothermie* auf. Dabei werden unterirdische Heißwasser-Reservoirs, die nach heutigem Stand der Technik eine Temperatur von 30 bis 100° C (Wärmegewinnung) oder mehr als 100° C (Stromproduktion) aufweisen müssen, angebohrt

und nach oben befördert. Über eine zweite Bohrung wird kaltes Wasser so in den Untergrund zurückgepumpt, dass es sich beim Durchfließen von porösen Gesteinsschichten erhitzen und das Reservoir wieder auffüllen kann. Der Durchfluss kann dabei durch Aufbrechen von Gesteinsschichten (Hydraulic Fracturing) stimuliert werden, was die Effizienz einer Anlage erhöht.

Die speziellen Anforderungen an das Gestein und an die Temperatur des Wassers beschränken den Einsatz der hydrothermale Geothermie allerdings auf ausgesuchte Standorte (zumindest unter aktuellen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen hinsichtlich der Kosten und der Vergütung).

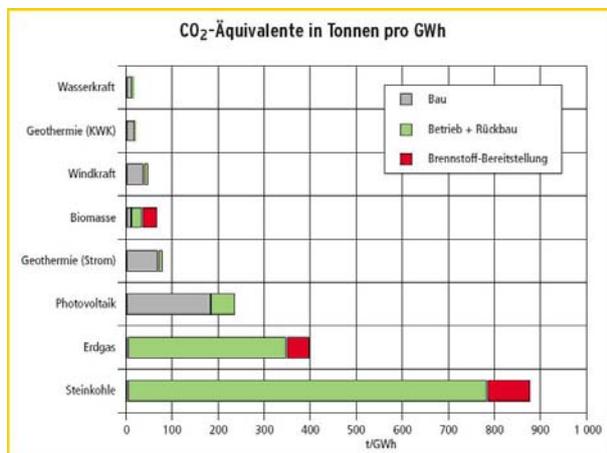
Wesentlich flexibler einsetzbar wäre die *petrothermale Geothermie*, die sich aber noch im Forschungsstadium befindet. Diese Technik benötigt keine natürlichen Wasserreservoirs, sondern nutzt lediglich die im unterirdischen Gestein vorherrschenden hohen Temperaturen. Zu diesem Zweck wird mit einer ersten Bohrung die Möglichkeit zur Einleitung von kaltem Wasser geschaffen. Dieses Wasser soll unterirdisch bis zu einer zweiten Bohrstelle (an der es wieder hochgepumpt wird) fließen und sich dabei erhitzen. Die Flussmöglichkeit ist entweder durch besondere geologische Formationen gegeben oder wird durch das Hydraulic Fracturing erst geschaffen.

Im Folgenden werden wir uns in erster Linie auf die Analyse der Tiefengeothermie und deren Potenzial, zukünftig einen substanziellen Beitrag zur Stromproduktion zu leisten, fokussieren.

Vor- und Nachteile der Geothermie

Grundlastfähig

Der Charme der Tiefengeothermie liegt in der unendlichen und konstanten Verfügbarkeit des Energieträgers. Die Erdwärme kann das ganze Jahr über genutzt werden – unabhängig von der Witterung, der Jahres- oder der Tageszeit. Keine andere erneuerbare Energiequelle erfüllt diesen Anspruch in einem vergleichbaren Ausmaß. Geothermische Stromkraftwerke können auf mehr als 8.700 Volllaststunden im Jahr kommen und übertreffen damit die nächsten Konkurrenten Biomasseanlagen (max. 8.300 h) und Fließwasserkraftwerke (max. 6.000 h) noch deutlich. Damit verfügt die Geothermie im Vergleich mit Photovoltaik- oder Windkraftanlagen über zwei wesentliche Vorteile: die Möglichkeit einer kombinierten Elektrizitäts- und Wärmeproduktion und vor allem die Fähigkeit, für die Grundlastsicherung des Stromnetzes eingesetzt zu werden.



Quelle: BMU Geothermie

Hervorragende Klimabilanz

Die Nettostromproduktion einer Anlage erfolgt nach der Installation komplett CO₂-frei. Unter Berücksichtigung der Freisetzung während der Errichtungsphase fällt das CO₂-Äquivalent pro GWh ähnlich gut aus wie bei Biomasseanlagen und deutlich besser als in der Photovoltaik. Wird ein Kraftwerk zur kombinierten Erzeugung von Wärme und Strom genutzt

(Kraft-Wärme-Kopplung), hat die Tiefengeothermie sogar die beste Klimabilanz nach der Wasserkraft (siehe Grafik).

Dezentrale Erzeugung

Und die Erzeugung muss darüber hinaus nicht in Großkraftwerken erfolgen, sondern kann dezentral in kleinen Einheiten umgesetzt werden. Aktuelle Geothermie-Anlagen in Deutschland haben eine Leistung von weniger als 5 MW und eignen sich damit wegen der vergleichsweise kleinen Investitionssumme für Kommunen oder gewerbliche Großabnehmer. Damit entfielen auch die Notwendigkeit für einen aufwendigen und in der Bevölkerung unbeliebten Netzausbau im großen Stil.

Anspruchsvolle geologische Bedingungen

Allerdings kommt die Installation einer Anlage nicht an allen Standorten in Frage. Die hydrothermale Geothermie ist an besondere geologische Voraussetzungen gebunden, die in Deutschland vor allem im Molassebecken, im Oberrheingraben sowie mit Abstrichen im Norddeutschen Becken gegeben sind. In anderen Regionen ist ein wirtschaftlicher Betrieb solcher Anlagen nach aktuellem Stand zumeist schwierig. Die Zahl der verfügbaren Standorte könnte sich mit der weiteren Erforschung der petrothermalen Technologie aber deutlich erhöhen, da das Verfahren nicht mehr auf die Verfügbarkeit umfangreicher Heißwasserreservoirs angewiesen ist.

Unfallrisiko gering und beherrschbar

Entgegen dem Eindruck, den die stark auf die Risiken fokussierte öffentliche und mediale Diskussion um die Geothermie vermitteln mag, sehen Experten bei der Tiefengeothermie keine höheren Unfallrisiken als in anderen Stromkraftwerken auch (siehe dazu: MIT Geothermie²). Geothermie-spezifische Risiken bestehen ohnehin nur in dem Bohrprozess und dem Aufbrechen unterirdischer Gesteinsschichten. Zu den häufigsten Bohrunfällen zählte in den ersten

Jahren des Kraftwerksbaus der unkontrollierte Gasaustritt (Blow-out), der mittlerweile durch eine geeignete Technik vermieden werden kann. Komplikationen, wie die in Stufen aufgetretene Gipsbildung im Untergrund, die den Boden der Stadt angehoben und für ein für die Branche verheerendes Medien-echo gesorgt hat, sind auf einen Verfahrensfehler des Bohrunternehmens zurückzuführen, der bei der Nutzung der „Best-practice“-Methoden nicht aufgetreten wäre.

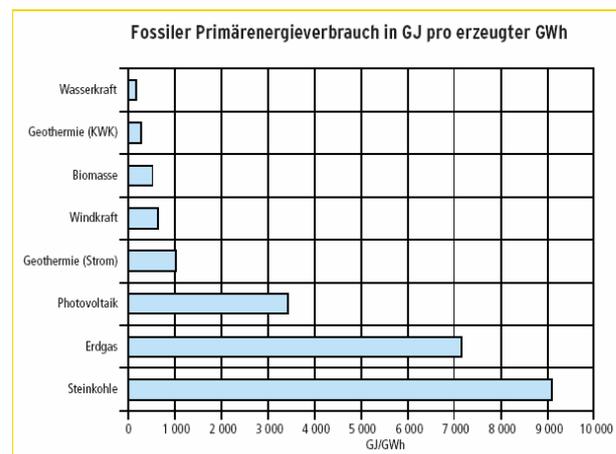
Erdbebenrisiko beherrschbar

Darüber hinaus können bei der Bohrung kleinere Erdbeben auftreten, die aber in der Regel unterhalb der Wahrnehmungsschwelle bleiben. Eine etwas höhere Erdbebengefährdung tritt im Rahmen der Stimulierung von Reservoirs auf. Doch auch hier sind wegen des verhältnismäßig kleinen Umfangs des Eingriffs größere seismische Effekte nach einer umfangreichen Auswertung der weltweiten Datenbasis aber praktisch auszuschließen (MIT Geothermie³). Trotzdem können auch kleinere Erdbeben – wie in Basel und in Landau – Schäden verursachen. So musste die Versicherung in Basel vor allem für zahlreiche Gebäudeschäden 9 Mio. Schweizer Franken aufbringen.⁴ Um derartige Auswirkungen zu vermeiden, die in der Bevölkerung zu einem Imageverlust der Geothermie beigetragen haben, ist eine Weiterentwicklung der geologischen Modelle und Simulationen notwendig. Durch einen größeren Erfahrungsschatz sowie die Auswahl geeigneter Standorte und gegebenenfalls das Ausweichen auf weniger dicht besiedelte Gebiete kann das Risiko nach Meinung von Experten auf ein Minimum begrenzt werden.

Zentrale Frage: Wirtschaftlichkeit

Für die mittelfristige Entwicklung der Branche dürfte aber nicht das Unfallrisiko entscheidend sein, sondern die Frage der Wirtschaftlichkeit. Ein zentraler Kritikpunkt an Tiefengeothermie-Kraftwerken ist der hohe Eigenstromverbrauch der Anlagen, der in erster Linie zur Förderung der erhitzten Flüssigkeit an die Oberfläche und zur Abkühlung benötigt wird. Dieser variiert in der Regel zwischen 30 und 55 Prozent des erzeugten Bruttostroms (Quelle: BMU

EEG-Erfahrungsbericht⁵) und dient oft als Beleg für die Ineffizienz des Kraftwerks. Tatsächlich liegt der fossile Primärenergieverbrauch eines Geothermie-Stromkraftwerks nur bei rund 1.000 GJ je erzeugter GWh und damit bei weniger als einem Drittel des Photovoltaik-Wertes. Kann die Elektrizitätsproduktion mit der Wärmegewinnung verbunden werden, erzielt die Technologie sogar – analog zu den CO₂-Emissionen – den besten Wert nach der Wasserkraft.



Quelle: BMU Geothermie

Bohrkosten dominieren

Einen weiteren Kernaspekt der Wirtschaftlichkeit stellen die Investitionskosten dar, die in Deutschland vor allem durch die in der Regel notwendigen tiefen Bohrungen in die Höhe getrieben werden. Nach Angaben des BMU liegen die Aufwendungen zwischen 1.000 und 2.000 Euro je Tiefenmeter (Quelle: BMU Geothermie). Auf Basis der Betrachtung von sechs deutschen Geothermie-Projekten mit insgesamt elf Bohrungen kommt der EEG-Erfahrungsbericht zu dem Ergebnis, dass sich diese Ausgaben pro Kraftwerk auf 20 bis 28 Mio. Euro summieren können – zu hoch, um die Anlagen zu aktuellen Strommarktpreisen kostendeckend zu betreiben. Aber auch die Inanspruchnahme der bisherigen Vergütungssätze im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ermöglicht nur einen Betrieb in der Nähe der Rentabilitätsschwelle, einige der bestehenden Anlagen arbeiten sogar trotz der Förderung defizitär.

Damit besteht gerade im Planungsstadium ein signifikantes Wirtschaftlichkeitsrisiko, welches die Ban-

ken insbesondere während der Finanz- und Wirtschaftskrise von der Finanzierung von Geothermie-Stromkraftwerken abgehalten hat. Aus diesem Grund mussten die Projekte überwiegend mit Eigenkapital realisiert werden, was die Expansion zusätzlich hemmte. Darüber hinaus besteht bei der Planung einer Anlage ein Restrisiko, das sogenannte Fündigkeitsrisiko, dass die Bohrung nicht auf ein nutzbares Wasserreservoir stößt. Dieses kann zwar bei entsprechender Expertise des Bohrunternehmens auf bis zu 1 Prozent begrenzt werden, trotzdem muss ein möglicher kostspieliger Fehlschlag bei einer Bohrung einkalkuliert werden. Allerdings gibt es am Markt dafür passende Versicherungslösungen, bspw. von der Branchengröße Munich Re.

Hohe Kostensenkungspotenziale

Die Realisierung von kostendeckenden Geothermiekraftwerken in Deutschland stellt somit eine große Herausforderung dar, die nach Einschätzung von Experten aber nicht unlösbar ist. Nach dem EEG-Erfahrungsbericht des BMU ist sie vor allem dem frühen Entwicklungsstadium der Branche und dem hieraus resultierenden noch geringen Erfahrungsschatz mit derartigen Projekten geschuldet. Aus einer steigenden Projektzahl sind dementsprechend noch umfangreiche Effizienzverbesserungen zu erwarten, die im EEG-Erfahrungsbericht wie folgt skizziert werden:

- Der wichtigste Kostenfaktor, die Ausgaben für die Bohrung, könnte nach einer Expertenschätzung um 30 Prozent reduziert werden
- Aus Fortschritten in der Kraftwerkstechnologie sind Effizienzsteigerungen um 15 bis 25 Prozent zu erwarten
- Die Förderpumpen sind bislang noch nicht für einen Einsatz in der Geothermie optimiert und versprechen damit ebenfalls Sparmöglichkeiten
- Und auch das Fündigkeitsrisiko sollte mit besseren Methoden noch reduziert werden können

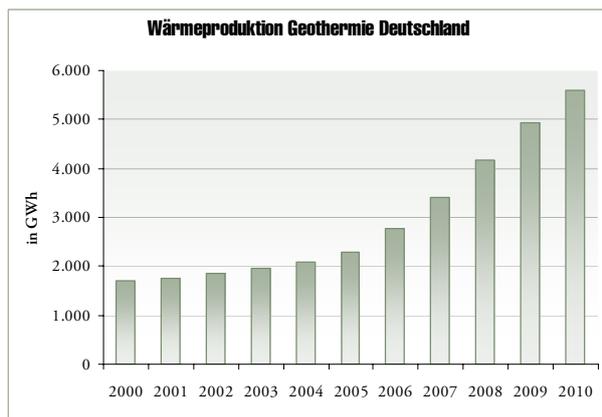
Zwischenfazit zu Vor- und Nachteilen

Die Tiefengeothermie weist einige Stärken auf, die sie in Zukunft zu einem wichtigen Energielieferanten in Deutschland heranwachsen lassen könnte. Der Energieträger ist unbegrenzt verfügbar, dezentral realisierbar und vor allem grundlastfähig – da unabhängig von Witterung, Jahres- und Tageszeit. Dank ihrer überzeugenden Klimabilanz kann die Technologie zudem einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten, insbesondere dann, wenn die Möglichkeit zur Kraft-Wärme-Kopplung genutzt wird. Lässt sich außerdem die petrothermale Technik zur Marktreife entwickeln, könnten Kraftwerke künftig auch unabhängig von verfügbaren unterirdischen Heißwasserreservoirs realisiert werden.

In der öffentlichen Diskussion werden dem meist die möglichen Komplikationen entgegengehalten, die beim Bau und dem Betrieb solcher Anlagen auftreten können bzw. bereits beobachtet wurden. Entgegen dem negativen Medienbild, oftmals ein Resultat von zu geringem Fachwissen, sehen Experten die Ursache der Probleme vor allem in Anwendungsfehlern, die auf Erfahrungsmangel oder fehlenden Standards beruhen. Das Vorliegen eines größeren und vor allem nicht beherrschbaren Risikos wird hingegen negiert. Für die weiteren Perspektiven der Branche entscheidend dürfte daher die Frage der Wirtschaftlichkeit sein. Aktuell fällt in Deutschland die Rentabilität von Geothermie-Kraftwerken in Relation zu Investitionssumme und -risiko noch so niedrig aus, dass keine größeren Kapitalsummen attrahiert werden können. Dies ist aber dem Frühstadium der Entwicklung geschuldet, vergleichbar mit der anfänglichen Situation in der Wind- oder Photovoltaikbranche. Bei einer größeren Anzahl realisierter Projekte und einem darauf basierenden größeren Erfahrungsschatz sind nach Einschätzung des BMU deswegen erhebliche Kostensenkungspotenziale bei Bohrkosten, in der Kraftwerkstechnologie sowie bei Förderpumpen zu erwarten, die die Wirtschaftlichkeit erheblich verbessern dürften. Auch das – prinzipiell versicherbare – Fündigkeitsrisiko sollte mit Hilfe neuer Methoden noch deutlich reduziert werden können.

Markt und Förderung in Deutschland

Der Geothermiemarkt in Deutschland ist zweigeteilt: Die oberflächennahe Geothermie wird aktuell bereits in größerem Maßstab zur Wärmeversorgung von Gebäuden genutzt und befindet sich damit im Wachstumsstadium. In der letzten Dekade hat sich die Wärmeerzeugung mit dieser Technologie – vor allem dank des starken Wachstums im Bereich von Privathäusern – um 213 Prozent auf 5,3 GWh erhöht. Der Anteil an der gesamten Wärmergewinnung mit Erneuerbaren Energien belief sich damit auf 3,8 Prozent, bezogen auf den gesamten Wärmeenergieverbrauch in Deutschland lag der Beitrag bei rund 0,4 Prozent (BMU EE-Zahlen⁶).

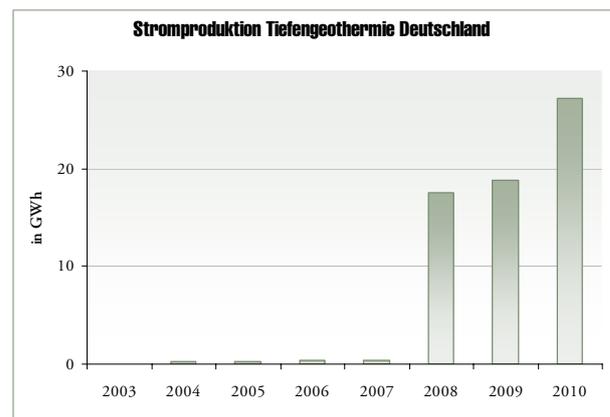


Wärmeerzeugung mit Geothermie; Quelle: BMU EE-Zahlen

Tiefengeothermie im Anfangsstadium

Die Tiefengeothermie befindet sich hingegen immer noch im Anfangsstadium. Ende letzten Jahres waren erst 13 Anlagen in Deutschland in Betrieb, weitere 21 befanden sich im Bau (Quelle: IWR Monatsreport⁷). Die Mehrheit der realisierten Projekte dient allerdings der Wärmergewinnung, insgesamt wurden mit ihnen 0,3 GWh erzeugt (in voranstehender Grafik mitenthalten). Demgegenüber befanden sich lediglich drei Stromkraftwerke (Neustadt-Glewe, Landau und Unterhaching) im Regelbetrieb und zwei weitere (Bruchsal und Simbach-Braunau) in der Testphase. (Quelle: BMU EEG-Erfahrungsbericht). Daher fällt auch die installierte Leistung in diesem

Bereich sehr gering aus. Nachdem 2004 die ersten 0,2 MW ans Netz gegangen waren, hat sich die Kapazität bis Ende 2010 auf 7,5 MW erhöht. Dies entspricht lediglich 0,13 Prozent der verfügbaren Gesamtleistung (55.702 MW) aus Erneuerbaren Energien. Die Erzeugung ist in den letzten Jahren zwar stetig gestiegen, von 0,2 auf 27,2 GWh (siehe Grafik), summierte sich trotzdem aber erst auf 0,03 Prozent des Stromverbrauchs in Deutschland (Quelle: BMU EE-Zahlen). Aktuell befinden sich aber immerhin mehr als 80 Tiefengeothermie-Projekte im Planungsstadium. Trotzdem muss konstatiert werden, dass die Förderung bislang noch nicht für den erhofften Durchbruch dieser Technologie ausgereicht hat.



Stromerzeugung mit Tiefengeothermie; Quelle: BMU EE-Zahlen

Tarife bereits erhöht

Die Politik ist sich des Problems, dass ohne eine stärkere Anschubförderung die Mindestzahl an Projekten, die für die Generierung von spürbaren Erfahrungskurveneffekten notwendig ist, kaum erreichbar ist, seit Langem bewusst. Deswegen wurden die Einspeisetarife bereits 2004 von 8,95 auf 15 Cent pro kWh erhöht, 2009 folgte eine weitere kleine Aufstockung auf 16 Cent / kWh (ab einer Anlagenleistung von 10 MW fällt der Vergütungssatz aber auf 10,5 Cent / kWh), wobei eine jährliche Degression um

einen Prozentpunkt eingeführt wurde. Zusätzlich wurden ein Bonus von 3 Cent pro kWh bei gleichzeitiger Nutzung einer Anlage zur Wärmegenerierung und ein Frühstarter-Bonus in Höhe von 4 Cent pro kWh eingeführt, der bei Inbetriebnahme bis zum Jahr 2016 gewährt wird. Für die Errichtung eines petrothermalen Kraftwerks stellte man darüber hinaus einen sogenannten Technologie-Bonus in Höhe von 4 Cent / kWh in Aussicht.

Geothermie-Sätze	2009	2011*
Grundvergütung	16,0	25,0
Frühstarterbonus	4,0	-
Wärmebonus	3,0	-
Technologiebonus	4,0	5,0

In Cent / kWh; Quelle: BMU EEG-Erfahrungsbericht

* 2011: Beschluss der Bundesregierung

Erneute Aufstockung geplant

Die Marktergebnisse zeigen jedoch deutlich, dass das Ziel, dem Sektor einen spürbaren Schub zu geben, damit noch nicht erreicht wurde. Vor diesem Hintergrund erscheint es konsequent, dass die Bundesregierung nun eine weitere Aufstockung der Vergütungen vorgeschlagen hat. Die am 6. Juni verabschiedete Gesetzesvorlage (Quelle: EEG-Novelle⁸) sieht gleichzeitig eine deutliche Vereinfachung der Förderstruktur vor: Der Vergütungssatz soll von 16 auf 25 Cent pro kWh angehoben werden, im Gegenzug sollen allerdings die Boni für einen frühen Start und die Wärmenutzung entfallen. Für Anlagen, die beide Bedingungen erfüllen, steigt der Preis pro Kilowattstunde damit um 2 Cent.

Eine etwas erhöhte Vergütung ist zudem für die Errichtung von Kraftwerken auf Basis der petrothermalen Technologie vorgesehen. Hierfür soll die Bonusstruktur erhalten bleiben und der Aufschlag um einen auf 5 Cent angehoben werden.

Als dritte wichtige Änderung im Rahmen der EEG-Novelle soll die Degression der Tarife bis 2018 ausgesetzt werden, dann aber 5 statt 1 Prozent pro Jahr betragen. Der Branche wird damit die Chance zur Generierung von Erfahrungen gewährt, gegen Ende der Dekade steigt dann aber der Druck für permanente Effizienzverbesserungen.

Einen sehr wichtigen Beitrag zur Förderung der Tiefengeothermie könnte zudem die vom BMU geplante Erweiterung des Marktanzreizprogramms leisten, das schon bisher mit Hilfe von Zuschüssen und zinsgünstigen Krediten als zentrales Instrument zur Förderung der Erneuerbaren Energien im Wärmemarkt fungiert. Zukünftig können im Rahmen des Programms für bis zu 30 Prozent der Bohrkosten Investitionszuschüsse beantragt werden, wodurch nicht nur das Risiko eines solchen Projekts deutlich reduziert, sondern auch die Finanzierungshürde spürbar abgesenkt würde.

Zwischenfazit zur Förderung

Da die hohen Anfangsinvestitionen bisher ein zentrales Hemmnis der Marktentwicklung dargestellt haben und da die Erfahrungskurveneffekte zu deren Reduzierung eben eine größere Anzahl an Projekten erfordern, setzen die geplanten Bohrkostenzuschüsse an der richtigen Stelle an. Wird diese Maßnahme tatsächlich umgesetzt, dürfte sie einen starken Effekt auf die Wirtschaftlichkeit geplanter Projekte ausüben. Da gleichzeitig auch hinsichtlich der erzielbaren Einnahmen ein Zuschlag beschlossen wurde – vor allem für Anlagen, die allein der Stromerzeugung dienen und keine Infrastruktur für die Wärmeweiterleitung benötigen – sollte die tatsächliche Umsetzung des Reformpaketes eine starke Belebung der Branchenentwicklung ermöglichen.

Potenzial in Deutschland und Europa

Erneuerbare Energien steuerten im letzten Jahr 11 Prozent zur Deckung des hiesigen Bruttoendenergieverbrauchs bei, der Anteil in der Stromversorgung liegt mit 16,8 Prozent deutlich höher. Für beide Bereiche wurden von der Regierung zudem ehrgeizige Ziele formuliert: So sollen bis 2020 18 Prozent des Bruttoendenergieverbrauch und sogar 35 Prozent des Stromverbrauch aus Erneuerbare Energien gedeckt werden (Quelle: BMU EE-Zahlen). Da die bisherige Elektrizitätsproduktion aus Erneuerbaren Energien zu einem substanziellen Teil (2010: 19,4 Prozent) mit Wasserkraftwerken erfolgt, für die nur ein begrenztes Ausbaupotenzial besteht, werden mutmaßlich sämtliche anderen Bereiche drastisch zulegen müssen, um die Ziele zu erfüllen.

80 neue Geothermie-Kraftwerke bis 2020

Angesichts der sehr geringen Basis dürfte die Geothermie dabei in der laufenden Dekade noch keine Schlüsselrolle spielen. Im EEG-Erfahrungsbericht rechnet das BMU – bei Annahme einer Ausweitung der Förderung – mit 80 neuen Projekten bis 2020, die auf eine installierte Gesamtleistung von 380 MW kommen könnten. Unter Annahme einer noch großzügigeren Förderung (siehe Tabelle) kommen Bundesverband und Wirtschaftsforum Geothermie (GtV und WFG) sogar auf höhere Zahlen (aber bis 2025). Nach deren Positionspapier seien allein im Oberrheingraben und im Molassebecken (sowie in angrenzenden Gebieten) 120 Kraftwerke mit einer Kapazität von 4,6 TWh realisierbar.⁹

Geothermie-Sätze	BMU	Branche
Grundvergütung	25,0	20,0
Frühstarterbonus	-	7,0
Wärmebonus	-	3,0
Technologiebonus	5,0	4,0

In Cent / kWh; Quelle: BMU, GtV und WFG

Langfristig enormes Potenzial

Hinzu kämen zahlreiche Projekte im Norddeutschen Becken, die in der Kalkulation nicht berücksichtigt wurden. Würde man einmal hypothetisch unterstellen, dass dort noch einmal dieselbe Menge erzeugt werden könnte (was aus heutiger Sicht sehr optimistisch ist), könnte die Tiefengeothermie dann 9 Prozent der Strommenge produzieren, die von Erneuerbaren Energien im Jahr 2010 bereitgestellt wurde. Experten sehen darin jedoch nur eine erste Ausbaustufe. Werden mit dem unterstellten deutlichen Anstieg der realisierten Projekte die oben skizzierten Kostendegressionseffekte erzielt, dürfte der Beitrag der Geothermie langfristig noch deutlich höher ausfallen. Das Büro für Technikfolgeabschätzung des deutschen Bundestages sieht sogar ein technisches Potenzial, um langfristig rund 60 Prozent des hiesigen Stromverbrauchs aus geothermischen Anlagen zu decken (Quelle: BMU Geothermie).

Türkei vor Verachtfachung

Dabei spielt auch die vorteilhafte geologische Beschaffenheit Deutschlands eine wichtige Rolle. Diese und der bestehende Förderrahmen sind dafür verantwortlich, dass – gemäß einer Befragung von 61 Geothermieexperten durch das Marktforschungsunternehmen Trend:Research – Deutschland neben Island und Italien zu den aus der Sicht der Branche interessantesten Ländern Europas gezählt wird. Aber auch der Schweiz, Ungarn, Italien und der Türkei werden hohe Wachstumspotenziale zugetraut. So prognostiziert Trend:Research für die Türkei bis 2030 eine Versechsfachung der Zahl der Tiefengeothermiekraftwerke auf 30 und eine Verachtfachung der oberflächennahen Anlagen auf mehr als 800.000. (Quelle: Trend:Research Geothermiemarkt¹⁰). In Italien könnte sich die Stromerzeugungskapazität aus Geothermie bis 2020 verfünffachen.¹¹

Fazit

Angesichts der steigenden Preise fossiler Energieträger und der Bedenken um die Auswirkungen der CO₂-Emissionen auf das Klima stellt die Geothermie eine in vielerlei Hinsicht überzeugende Alternative für die Energieversorgung dar. Erdwärme ist unbegrenzt verfügbar und auch keinen Schwankungen in Abhängigkeit von der Witterung sowie der Jahres- oder Tageszeit unterworfen. Daher können Geothermiekraftwerke zur Grundlastproduktion eingesetzt werden, und dass mit bis zu 8.700 Volllaststunden im Jahr. Vorteile, die ansonsten in ähnlicher Form nur die begrenzt ausbaubare Wasserkraft aufweist.

In der öffentlichen Debatte, befeuert durch eine einseitige Berichterstattung der Medien, dominieren derzeit allerdings noch die Risiken. Experten hingegen sehen in den durch Bohrungen verursachten Schäden und Erdbeben keine unbeherrschbaren Probleme, sondern betonen die Notwendigkeit weiterer Forschung und Entwicklung, um größere Komplikationen künftig ausschließen zu können. Vorrangig sollten daher zunächst einmal Projekte an geeigneten Standorten realisiert werden, auch wenn dies das Potenzial zur Kraft-Wärme-Kopplung reduziert.

Angesichts hoher Investitionskosten stellt Wirtschaftlichkeit aber die wichtigste Herausforderung dar, deren dringend notwendige Verbesserung die Realisierung von Erfahrungseffekten durch die Errichtung und den Betrieb einer hohen Anlagenzahl erfordert. Dafür benötigt der Sektor eine stärkere Anschubfinanzierung, die nun mit einer Erhöhung der Förderung im Rahmen der EEG-Novelle von der Bundesregierung beschlossen wurde. Wird dieses Gesetz so tatsächlich umgesetzt, erwarten wir eine deutliche Zunahme der Zahl der Geothermie-Projekte in Deutschland.

Auch die Forschung an der petrothermalen Technik, die im Gegensatz zu der derzeit vorherrschenden hydrothermalen Variante an deutlich mehr Standorten einsetzbar wäre, dürfte dann forciert werden. Ein Durchbruch in diesem Bereich würde die Wahrscheinlichkeit erhöhen, dass die Geothermie tatsächlich langfristig einen substanziellen Beitrag zur hiesigen Stromversorgung leistet. Das auf 60 bis 65 Prozent des aktuellen Verbrauchs taxierte Erzeugungspotenzial der Technologie lässt in jedem Fall noch reichlich Luft nach oben.

Impressum & Disclaimer

Impressum

Herausgeber

sc-consult GmbH
Alter Steinweg 46
48143 Münster

Telefon: +49 (0) 251-13476-94
Telefax: +49 (0) 251-13476-92
E-Mail: kontakt@sc-consult.com
Internet: www.sc-consult.com

Verantwortlicher Analyst

Dipl.-Kfm. Holger Steffen

Disclaimer

Copyright

Copyright 2011, für alle Beiträge und Statistiken, sc-consult GmbH, Münster. Alle Rechte vorbehalten. Nachdruck, Aufnahme in Online-Dienste, Internet und Vervielfältigungen auf Datenträgern nur mit vorheriger schriftlicher Genehmigung.

Haftungsausschluss

Sie erhalten diese Branchenstudie als kostenlosen Service der sc-consult GmbH (die Herausgeberin). Dabei übernimmt die Herausgeberin keinerlei Gewähr für die Korrektheit und Vollständigkeit der Informationen und Daten in der Analyse. Die Informationen und Daten in der vorliegenden Studie stammen aus Quellen, die die Herausgeberin für zuverlässig hält. Bezüglich der Korrektheit und Vollständigkeit der Informationen und Daten übernimmt die Herausgeberin jedoch keine Gewähr. Alle Meinungsäußerungen spiegeln die aktuelle Einschätzung der Ersteller wider. Diese Einschätzung kann sich ohne vorherige Ankündigung ändern. Es wird keine Haftung für Verluste oder Schäden irgendwelcher Art übernommen, die im Zusammenhang mit dem Inhalt dieser Branchenstudie. Mit der Entgegennahme dieses Dokuments erklären Sie sich einverstanden, dass die vorhergehenden Regelungen für Sie bindend sind.

Quellennachweis

¹ BMU: Tiefe Geothermie in Deutschland, September 2007

² MIT: The Future of Geothermal Energy, Chapter 8-2-12

³ MIT: The Future of Geothermal Energy, Chapter 8-10

⁴ Baseler Zeitung: Erdbebenrisiko deutlich zu groß für Geothermie in Basel, 09.12.2009

⁵ BMU: Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz, Juni 2011

⁶ BMU: Erneuerbare Energien in Zahlen, Dezember 2010

⁷ IWR: Regenerative Energiewirtschaft, Monatsreport 03/2011

⁸ Deutscher Bundestag: Drucksache 17/6071, 06.06.2011

⁹ GtV, WFG: Positionspapier der Geothermie zur Novellierung des EEG

¹⁰ Trend:Research: Der Geothermiemarkt in Europa bis 2030

¹¹ GEA: Geothermal Energy – International Market Update, Mai 2010.