

Strom und Wärme aus der Tiefe

Die Nutzung der tiefen Geothermie stellt im Rahmen der erneuerbaren Energien eine viel versprechende Option dar. Das Potenzial ist riesig, aber noch sind längst nicht alle technischen Probleme gelöst.

TEXT: Sebastian Janczik, Martin Kaltschmitt, TU Hamburg Harburg FOTO/GRAFIK: GFZ

Angesichts eines weltweiten Bevölkerungswachstums und eines stetig steigenden Verbrauchs endlicher, fossiler Energieressourcen, ist es das Ziel der Bundesregierung, bis 2020 den Anteil erneuerbarer Energien auf 30 Prozent an der Stromerzeugung sowie auf 14 Prozent an der Wärmebereitstellung anzuheben [1]. 2008 lag der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch in Deutschland aber nur bei 9,7 Prozent. Der Anteil am Bruttostromverbrauch lag bei 14,8 Prozent und bei der Wärmebereitstellung waren es 7,7 Prozent [1]. In diesem Kontext kann die geothermische Strom- und Wärmebereitstellung aufgrund ihrer beträchtlichen Potenziale und der in den letzten Jahren realisierten technischen Weiterentwicklungen zur Erreichung dieser Zielvorgaben merklich beitragen.

Hydrothermale Reservoirs gut nutzbar

Zur Nutzung der tiefen Geothermie für eine Wärme- und Strombereitstellung lassen sich prinzipiell petro- und hydrothermale Reservoirs nutzen. Bei petrothermalen Lagerstätten handelt es sich um Tiefengesteine, die tendenziell „trocken“ sind. Unter hydrothermalen Lagerstätten werden tief liegende wasserhaltige Sedimente (Aquifere) verstanden. Zwar sind die hydrothermalen im Vergleich zu den petrothermalen Lagerstätten die mit Abstand kleinere geothermisch nutzbare Ressource (etwa ein Prozent des deutsch-

landweiten Potenzials), sie können jedoch beim heutigen Stand der Technik sicher erschlossen werden [2].

Aufgrund der geologischen Gegebenheiten befinden sich die Potenziale einer geothermischen Strom- und Wärmebereitstellung primär im Norddeutschen Becken, im Oberrheingraben sowie im Süddeutschen Molassebecken (Abbildung rechte Seite oben). Insgesamt liegt das theoretische Wärmepotenzial bei 1.200.000 Exajoule (Exa = 10^{18} oder eine Trillion). Wird nur der technisch nutzbare Anteil betrachtet, lässt sich daraus die bereitstellbare elektrische Energie errechnen. Unterstellt man zusätzlich, dass dieses insgesamt vorhandene Energiepotenzial aufgrund von Nachhaltigkeitsüberlegungen nur innerhalb eines sehr langen Zeitraums erschlossen werden kann, ergibt sich ein technisches Stromerzeugungspotenzial von 321 TWh/a. Wird dieses Potenzial demgegenüber in Kraft-Wärme-Kopplung nutzbar gemacht, würde das einer potenziellen Stromerzeugung von 140 TWh/a sowie einer zusätzlich möglichen Wärmebereitstellung von 5250 PJ/a ($P = \text{Peta} = 10^{15}$ oder eine Billiarde) entsprechen [2, 3].

ORC-Prozess zur Stromerzeugung

Für die Nutzung heißer Tiefenwässer werden mindestens zwei Bohrungen – eine Förder- und eine Injektionsbohrung – benötigt. Fachleute sprechen von einer Dublette.

Das Thermalfluid wird aus dem Untergrund gefördert und durchläuft einen Wärmeübertrager, über den es die geothermische Wärme an ein Sekundärmedium abgibt. Anschließend lässt sich das abgekühlte Tiefenwasser über die Injektionsbohrung wieder in die Tiefe pressen.

Die geothermische Wärme kann grundsätzlich zur Wärmeversorgung in einem Nah- oder Fernwärmenetz eingesetzt werden. Die dafür benötigte Anlagentechnik ist Stand der Technik. Alternativ oder additiv ist auch eine Nutzung zur Stromerzeugung über einen „Organic Rankine Cycle“ (ORC) oder einen Kalina-Prozesses möglich. Der ORC-Prozess ist Stand der Technik und zeichnet sich durch eine hohe Zuverlässigkeit aus. Im Unterschied dazu befindet sich der Kalina-Prozess derzeit noch in der Markteinführung. Das Verfahren benötigt aufgrund aufwendiger Technik höhere Investitionen, verspricht jedoch merklich höhere Stromwirkungsgrade [5].

Beispiel für eine geothermische Strom- und Wärmeproduktion im Süddeutschen Molassebecken ist das im Juni 2009 offiziell eröffnete Geothermieheizkraftwerk in Unterhaching mit einer installierten elektrischen Leistung von 3,4 MW. Ein Anlagenbeispiel aus dem Oberrheingraben stellt die Anlage in Landau mit einer elektrischen Leistung von 3 MW dar. Hinzu kommt das geothermische Heizkraftwerk Neustadt-Glewe, das seit mehreren Jahren im Norddeutschen Becken primär zur Wärmebereitstellung betrieben wird. Als kältestes Geothermieheizkraftwerk gilt die Anlage in Simbach am Inn. Das dort aus dem Untergrund geförderte Thermalwasser besitzt eine Temperatur von nur rund 80 °C und versorgt seit rund zehn Jahren die bayrische Gemeinde Simbach sowie die in Österreich gelegene Gemeinde Braunau mit Wärme. Bei diesem System ist eine Stromerzeugungsanlage auf der Basis eines ORC-Prozesses mit einer elektrischen Nennleistung von etwa 200 kW im Juli 2009 ans Netz gegangen. Zusätzlich befinden sich insbesondere in Südbayern und am Oberrhein (Bellheim, Dürrnhaar, Insheim, Mauerstetten und Kirchstockach) weitere Anlagen im Bau [6]. Insgesamt wurden 2008 in Deutschland rund 18 GWh an elektrischer Energie aus Erdwärme erzeugt [14].

Im Unterschied zur geothermischen Kraft-Wärme-Kopplung, die in den letzten Jahren aufgrund des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) eine forcierte Entwicklung erfuhr, wurde die ausschließliche Wärmebereitstellung durch tiefe Geothermie nur begrenzt ausgebaut. Da relativ hohe Energiepreise und günstige geologische Bedingungen sowie eine hohe Niedertemperaturwärmenachfrage die Errichtung und den Betrieb geothermischer Heizwerke begünstigen, nehmen entsprechende Aktivitäten in Deutschland gegenwärtig aber wieder zu. Bereits laufende Anlagen werden weiter ausgebaut und neue Anlagen errichtet. Beispielsweise entstehen in der Umgebung von München (beispielsweise in Poing und Unterföhring) neue Fernwärmeversorgungen. Derzeit werden etwa 30 bis 40 Anlagen betrieben (Tabelle Seite 125) [6]. Der Beitrag der Erdwärme zur Wärmebereitstellung belief sich 2008 auf 2,5 TWh [14].



Warmer Untergrund: Regionale Verteilung der geothermalen Lagerstätten in Deutschland

„Geostrom“ ab 16 Cent

Zur Einordnung der geothermischen Kraft-Wärme-Kopplung in die Gegebenheiten im Energiesystem lassen sich entsprechende Referenzanlagen definieren und diese aus ökonomischer und ökologischer Sicht bewerten [3, 4, 15]. Werden konservative Rahmenannahmen mit >



Bohrturm in Groß Schönebeck: In dem brandenburgischen Ortsteil der Gemeinde Schorfheide soll ein Geothermie-Kraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 0,75 MW entstehen.

	Geoth. Leistung in MW _g	Bohrloch-konzept	elektrische Leistung in MW _e	Förder-temperatur in °C	Förderrate in m ³ /h	Bohr-tiefe ^a in m	Konversions-technik	Wärme-nutzung	Lager-stätte	Inbetrieb-nahme
Norddeutsches Becken										
Groß-Schönebeck ^c	ca. 10 ^b	Dublette	> 0,75 ^b	150	mind. 50 ^b	4 400	ORC	keine	Aquifer	k. A.
Neustadt-Glewe	10,4	Dublette	0,23	97	max. 110	2 250	ORC	Wärme-netz	Aquifer	2003
Oberrheingraben										
Bruchsal	4	Dublette	0,55 ^b	118	86	2 500	Kalina	Wärme-netz	Aquifer	2009 ^b
Landau	ca. 5	Dublette	ca. 3	ca. 150	ca. 250	3 000	ORC	Wärme-netz	Aquifer	2007
Süddeutsches Molassebecken										
Unterhaching	30,4	Dublette	3,4	122	540	3 300	Kalina	Wärme-netz	Aquifer	2009
Sauerlach	k.A.	2 Dubletten	8 ^b	130 ^b	860 ^b	4 230	k.A.	Wärme-netz	k.A.	2011 ^b

^a Förderbohrung, ^b geplant, ^c Forschungsprojekt

Strom aus der Tiefe: Ausgewählte Anlagen für eine geothermische Stromerzeugung [7, 8, 9, 10, 11, 12]

entsprechenden Preisen zugrunde gelegt, errechnen sich Stromgestehungskosten unter den im Oberrheingraben vorliegenden Gegebenheiten von 0,19 Euro/kWh für die ausschließliche Stromerzeugung. Bei der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sind das 0,17 Euro/kWh. Dabei werden eine Bohrtiefe von 2900 m sowie eine Reservoirtemperatur von 150 °C und eine Thermalwasserförderrate von 150 m³/h zugrunde gelegt. Sind günstigere geologische Bedingungen erzielbar, verringern sich die Stromgestehungskosten entsprechend.

Im Vergleich dazu liegen mit 0,20 Euro/kWh für die ausschließliche Stromerzeugung sowie 0,16 Euro/kWh bei KWK die Stromgestehungskosten im Süddeutschen Molassebecken in einer vergleichbaren Größenordnung. Die dort größere Bohrtiefe von 3500 m und relativ niedrige Reservoirtemperatur von 120 °C kann durch die höhere Thermalwasserfließrate von 300 m³/h ausgeglichen werden.

Im Gegensatz dazu berechnen sich für das Norddeutsche Becken deutlich höhere Stromgestehungskosten von 0,33 Euro/kWh bei ausschließlicher Stromerzeugung sowie 0,31 Euro/kWh für KWK. Dies ist maßgeblich auf die größere Bohrtiefe von 4300 m sowie auf die geringe Thermalwasserfließrate von 100 m³/h bei einer Thermalwassertemperatur von 150 °C zurückzuführen. Insgesamt fällt damit aber eine geothermische Strom- und Wärmeerzeugung im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien noch vergleichsweise teuer aus.

Werden die betrachteten Anlagen hinsichtlich der spezifischen kumulierten Energieströme und ausgewählter Stofffreisetzungen im Verlauf des gesamten Lebensweges untersucht, zeigt sich, dass die Anlage im Oberrheingraben bei einer ausschließlichen Stromerzeugung mit 0,4 GJ/MWh den geringsten Verbrauch erschöpflicher Energieressour-

cen und mit 0,025 t CO₂-Äquivalent- beziehungsweise 0,2 kg SO₂-Äquivalent-Emissionen pro Megawattstunde die kleinsten Stofffreisetzungen aufweist.

Im Vergleich dazu errechnet sich mit etwa 0,8 GJ/MWh oder 0,055 t/MWh CO₂-Äquivalent- und 0,41 kg/MWh SO₂-Äquivalent-Emissionen für die Anlage im Süddeutschen Molassebecken ein fast doppelt so hoher Verbrauch an erschöpflicher Energieressourcen sowie eine mehr als doppelt so hohe Stofffreisetzung. Bei der Referenzanlage im Norddeutschen Becken ergeben sich der mit Abstand höchste Verbrauch an erschöpflicher Energieressourcen (1,3 GJ/MWh) sowie die höchsten Emissionen (0,085 t/MWh CO₂-Äquivalent- und 0,65 kg/MWh SO₂-Äquivalent-Emissionen). Die beschriebenen Unterschiede resultieren maßgeblich aus den verschiedenen geologischen Bedingungen. Im Vergleich zur Energiebereitstellung aus anderen regenerativen Energien (Ausnahme: Photovoltaik) bewegen sich die Energie- und Emissionsbilanzen in einer ähnlichen Größenordnung [4].

Risiko Tiefenbohrung

Eine Strom- und Wärmebereitstellung aus tiefer Geothermie befindet sich nach wie vor am Anfang der technischen Entwicklung. Wesentliche Herausforderung ist die zum Teil schwierige technische Beherrschbarkeit des tiefen Untergrunds. Daraus resultiert unter anderem ein zum Teil sehr hohes Fündigkeitsrisiko, da eine geothermische Anlage nur bei ausreichend hohen Fließraten und Reservoirtemperaturen wirtschaftlich betrieben werden kann. Diese Parameter sind aber bisher nicht bei der Anlagenplanung bekannt.

Hinzu kommen hohe Anforderungen an die eingesetzten Materialien (beispielsweise Rohrleitungen), damit die An-

	Geoth. Leistung	Jahresarbeit	Temperatur	Förderrate	Bohrtiefe	Art der Nutzung ¹⁾
	in MW _{th}	in GWh/a	in °C	in m ³ /h	in m	
Erding	8	28	65	87	2.350	H,T
Hannover [*]	2	10	130	25	3.800	H
Landau	5	k.A.	155	max. 250	3.000	S,H
München – Riem	12	43,3	98	270	2.747	H
Neubrandenburg	ca. 3,5	8,3	54	100	1.250	H
Neuruppin	1,3	2,7	64	50	1.930	H,T
Neustadt-Glewe	10,4	16	97	max. 110	2.250	S,H
Pullach	9,6	21	102	155	3.445	H
Simbach – Braunau (A/D)	7	67	80	288	1.942	H,S
Straubing	4,1	11,8	36	162	825	H,T
Unterhaching	30,4	67	122	540	3.300	S,H
Unterschleißheim	12,9	28,3	81	324	1.960	H
Waren – Müritzt	1,3	2,9	63	61	1.566	H
Weinheim	2,3	8	65	k.A.	1.050	H,T

^{*} Im Bau; ¹⁾ H: Heizung, S: Strom, T: Thermalbad

Wärme aus der Tiefe: Ausgewählte Anlagen mit mehr als 1 MW thermischer Leistung [7, 8, 9, 10, 11, 12, 13]

lagen auch bei hochkorrosiven Thermalwässern über Jahrzehnte sicher betrieben werden können. Aus ökonomischer Sicht herausfordernd ist die Bohrungsabteufung, da dies die mit Abstand größte Kostenposition einer Geothermieanlage darstellt. Obwohl die dafür benötigte Technologie in der Erdöl- und Erdgaswirtschaft technisch perfektioniert wurde, muss die Bohrtechnik an die Anforderungen und die Randbedingungen der Geothermie unter merklichen Kostenreduktionen angepasst werden. Außerdem gilt es, innovative Bohrverfahren zu entwickeln – auch um petrothermale Lagerstätten erschließen zu können (hier liegt ein weitaus größeres Potenzial als bei den hydrothermalen Lagerstätten vor). Zusätzlich muss die Lebensdauer von Bohrwerkzeugen erhöht sowie der Energie- und Materialverbrauch während der Bohrung reduziert werden.

Eine weitere Herausforderung besteht in der möglichst maximalen Nutzung der im geförderten Thermalwasser enthaltenen Energie. Dazu sollte naturgemäß ein maximierter Absatz der durch Kraft-Wärme-Kopplung verfügbaren Wärme angestrebt werden. Im Allgemeinen ist dies nur bei der Belieferung industrieller Kunden möglich. Zusätzlich könnten aber auch Haushaltskunden versorgt werden. Voraussetzung ist jedoch ein Wärmeverteilnetz, dessen Errichtung hohe Investitionen erfordert [3].

Ausblick

Trotz der dargestellten Herausforderungen kann eine geothermische Strom- und Wärmeerzeugung durchaus vielversprechend sein. Mit der Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) sowie der Verabschiedung des Erneuerbaren-Energien-Wärme-Gesetzes (EEWärmeG) wurde der energiewirtschaftliche Rahmen für die Bereit-

stellung geothermischer Wärme deutlich verbessert. Ein Indikator dafür ist die Tatsache, dass für mehr als 150 Projekte zur geothermischen KWK eine Aufsucherlaubnis von den Bergämtern vergeben wurde [1]. Damit sind die Chancen durchaus nicht schlecht, dass die geothermische Strom- und Wärmeerzeugung in den kommenden Jahren einen deutlich weitergehenden umwelt- und klimaverträglichen sowie versorgungssicheren Beitrag zur Deckung der Energienachfrage in einem nachhaltigeren Energiesystem in Deutschland und weltweit leisten können. □

Weitere Informationen

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Strom aus Erneuerbaren Energien – Zukunftsinvestition mit Perspektiven; EEG-Erfahrungsbericht 2007 und EEG 2009 im Überblick, Berlin, Juni 2009
- [2] R. Jung: Stand und Aussichten der Tiefengeothermie in Deutschland, Erdöl Erdgas Kohle 123 Jg. 2007, Heft 2
- [3] Kaltschmitt, Streicher, Wiese: Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Springer Verlag 2006
- [4] S. Frick, M. Kaltschmitt: Ökologische Analyse einer geothermischen Stromerzeugung – Analyse und Bewertung der Umwelteffekte im Lebensweg, Erdöl Erdgas, Kohle 125 Jg. 2009, S. 37-42
- [5] Wolfram Müller: Möglichkeiten der geothermischen Stromerzeugung im Oberreingrauen, VGB Powertech 10/2005
- [6] Bundesverband Geothermie: Nachrichten und Kurzmeldungen, www.geothermie.de, Stand 27.07.09
- [7] Bundesverband Geothermie: Geothermie in Zahlen, www.geothermie.de, Stand 27.07.09
- [8] Leipziger Institut für Energie: Geothermieportal – Geothermische Stromerzeugung, www.ie-leipzig.com/Geothermie/Portal/Geothermie.htm, Stand 20.07.09
- [9] Pester, S., Schellschmidt, R. & Schulz, R. (2007): Verzeichnis geothermischer Standorte – Geothermische Anlagen in Deutschland auf einen Blick – Geothermische Energie 56/57: 4-8
- [10] Erdwärme Kraft: Fakten zum Standort Neustadt-Glewe, www.erdwärme-kraft.de, Stand 06.08.09
- [11] Geothermie Unterhaching: www.geothermie-unterhaching.de, Stand 06.08.09
- [12] Stadtwerke München, www.swm.de/dokumente/swm/pdf/infomaterial/geothermie-hkw-sauerlach.pdf, Stand: 06.03.09
- [13] www.geowaerme-erding.de/geoheizwerk.html, Stand 06.03.09
- [14] Agentur für Erneuerbare Energien: Marktentwicklung Geothermie in Deutschland 2008, www.unendlich-viel-energie.de, Stand 11.08.09
- [15] S. Frick, E. Huenges, R. Jung, M. Kaltschmitt: Ökonomische Analyse einer geothermischen Stromerzeugung in Deutschland, 2. Trinationale Konferenz zur Geothermie – Herausforderungen und Potentiale am Oberrhein, Europapark Rust, 2006

> MORE@CLICK E2K10553