

Strom aus Erdwärme in Deutschland am Beispiel der GFZ- Forschungs- bohrung Groß Schönebeck

Dr. Ernst Huenges
GFZ
huenges@gfz-potsdam.de

Dipl.-Ing.
Ali Saadat
saadat@gfz-potsdam.de

Dr. Silke Köhler
skoe@gfz-potsdam.de

Dr. Suzanne Hurter
hurter@gfz-potsdam.de

Ute Trautwein
trautw@gfz-potsdam.de

Dr. Lutz Giese
geotherm@
zedat.fu-berlin.de

Einleitung

In den letzten Jahren wurden weltweit eine Reihe von geothermischen Kraftwerken und Heizwerken installiert. Die meisten davon befinden sich in der Nähe von geothermischen Anomalien. An diesen Stellen existieren natürliche Speicher im Gestein mit hohen Temperaturen sowie ausreichender Porosität und Durchlässigkeit für Wasser (Permeabilität), die befriedigende Förderraten gewährleisten. Die Temperatur des Untergrundes nimmt in der Regel mit der Tiefe zu. Die für die jeweilige Nutzung erforderliche Temperatur wird mit einer entsprechend tiefen Bohrung erreicht. Die Fließrate des Wassers hängt wesentlich von der Permeabilität des Speichers ab. Ein Reservoir mit ausreichender Temperatur,

genügender Porosität und Wassermenge muss also auch eine ausreichende Durchlässigkeit aufweisen, um genutzt werden zu können.

Geothermische Stromerzeugung erfordert Temperaturen oberhalb 100 °C und Fließraten von mindestens 50 m³/h. Diese Temperatur wird im Norddeutschen Becken – und vielen Gebieten weltweit – in Tiefen unterhalb 3000 m angetroffen. Eine Permeabilität, die ausreichende Fließraten gewährleistet, muss allerdings in diesen Tiefen oftmals erst geschaffen werden, indem sie mit entsprechenden Stimulationsmaßnahmen erzeugt wird.

Im Norddeutschen Becken (Abb. 1) befinden sich bereits eine Reihe geothermischer Heizwerke. Alle Anlagen nutzen hochpermeable

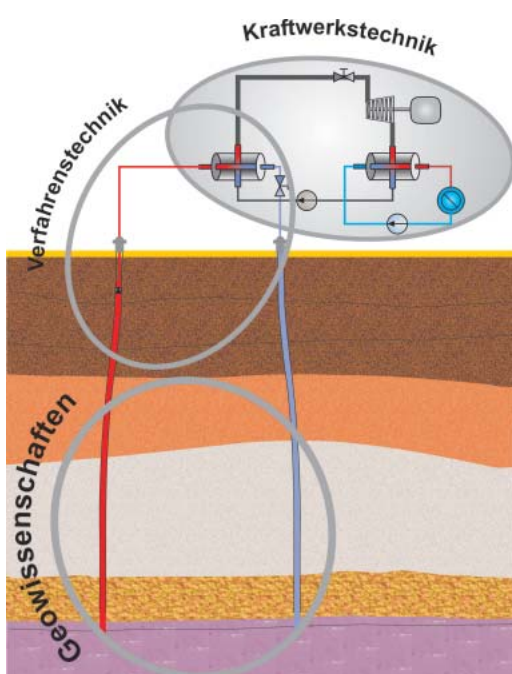
Abbildung 1
Hydrothermale
Ressourcen
in Deutschland



Porenspeicher (Sandsteine) in 1000 bis 2500 m Tiefe. Die Temperaturen reichen von 62 °C (Waren, 1500 m Tiefe) bis zu 98 °C (Neustadt-Glewe, 2250 m Tiefe) [1, 2]. Das GFZ Potsdam initiierte ein interdisziplinäres Projekt, um einen Beitrag zur geothermischen Stromerzeugung abseits von thermischen Anomalien – an Orten mit primär gering permeablen Speichern zu erarbeiten. Ziel des Projektes ist die Entwicklung von Strategien zur Stimulation tiefer Aquifere - und damit zur Erhöhung der Durchlässigkeit - durch hydraulisches Aufbrechen des Gesteins (hydraulic fracturing). Am Ende der Entwicklung sollen Methoden zur kontrollierten Stimulation einer Anzahl sehr unterschiedlicher Gesteine stehen, so dass Erdwärme zuverlässig an den Stellen zur Verfügung steht, an denen sie benötigt wird. Damit soll eine weitgehende Standortunabhängigkeit der Ressource erreicht werden.

Bisher besteht für Orte, die dem Norddeutschen Becken ähneln, noch keine Erfahrung im Betrieb geothermisch angetriebener Kraftwerke. Daher stehen parallel zu den geowissenschaftlichen Aspekten die Untersuchung verfahrenstechnischer Lösungen zum Betrieb

des Thermalwasserkreislaufes und die Bereitstellung von Hinweisen zu Entwurf und Betrieb der Kraftwerke auf dem Programm (Abb. 2).



Die folgenden Abschnitte geben einen kurzen Überblick über die verschiedenen Aspekte und berichten zum Stand des Projektes nach dem ersten Jahr.

1. Geologische Messungen zur Erhöhung der Förderraten

Die Entwicklung von Methoden zur Verbesserung gering permeabler, geothermischer Grundwasserleiter erfordert sowohl Experimente vor Ort, d.h. in einer Bohrung, als auch Laboruntersuchungen an Gesteins- und Fluidproben.

Das Norddeutsche Becken wurde als Standort ausgewählt, weil es eine Anzahl weit verbreiteter, gering permeabler Gesteine mit den gewünschten Temperaturen aufweist. Zudem ist das Gebiet durch Gasexploration geologisch gut erschlossen und beherbergt in seinem Einzugsbereich eine große Anzahl potenzieller Verbraucher.

2. Wahl eines Standortes für die Experimente im Bohrloch

Voraussetzungen für den Standort zur Durchführung der Versuche im Bohrloch waren:

- Temperatur oberhalb von 120 °C, was eine Tiefe von mehr als 3000 m implizierte,
- große regionale Verbreitung der Gesteine, so dass die Übertragbarkeit auf andere Regionen gewährleistet ist,
- möglichst Aufschluss verschiedener Gesteinsformationen, um Erfahrungen mit einer Anzahl verschiedener Gesteine zu sammeln. Daher wurde die im Norddeutschen Becken weit verbreitete Rotliegend-Formation ausgewählt. Diese geologische Formation ist als Gasspeicher gut bekannt und wurde durch Bohrungen bereits intensiv erkundet.

← *Abbildung 2*
Multidisziplinärer
Ansatz zur
geothermischen
Stromerzeugung

Nach Durchsicht von mehr als 100 Bohrakten alter Gas- und Erdölexplorationsbohrungen wurde der Standort Groß Schönebeck für die Experimente im Bohrloch ausgewählt und zum Tiefenlabor ausgebaut. Die Hauptkriterien der Auswahl waren die technische Durchführbarkeit einer Öffnung und das Vorhandensein von

gering permeablen Gesteinen bei Temperaturen größer 130 °C. Die insgesamt 4240 m tiefe Bohrung Groß Schönebeck GrSk 3/90 wurde 1990 abgeteuft und bis in 3880 m Tiefe verrohrt, die unteren 360 m blieben offen (sog. open-hole). Da nicht genug Gas gefunden wurde, wurde die Bohrung 1991 wieder verschlossen. Im November 2000 wurde die Bohrung geöffnet und auf 4294 m vertieft. Der neue Zugang zum open-hole erforderte daher das Durchbohren von insgesamt drei Betonbrücken (je 100 m). Dennoch erforderte das Wiederöffnen der bestehenden Bohrung lediglich einen Bruchteil der Investition einer Neubohrung, so dass es zu erheblichen Kosteneinsparungen kam.

3. Tiefenlabor Groß Schönebeck

Die Bohrung Groß Schönebeck GrSk 3/90 durchteuft 2370 m Sedimentgestein (Quartär bis Perm), gefolgt von 1492 m Zechstein, erreicht das Rotliegende in 3188,1 m Tiefe und endet in 4294 m Tiefe in Vulkanitgesteinen. Damit werden drei große Abschnitte des Rotliegenden aufgeschlossen, von oben nach unten: 203 m Siltstein, 209 m Sandstein einschließlich 19 m Konglomerate und die oberen 9,5 m der Unterrotliegend-Andesite (Abb.3).

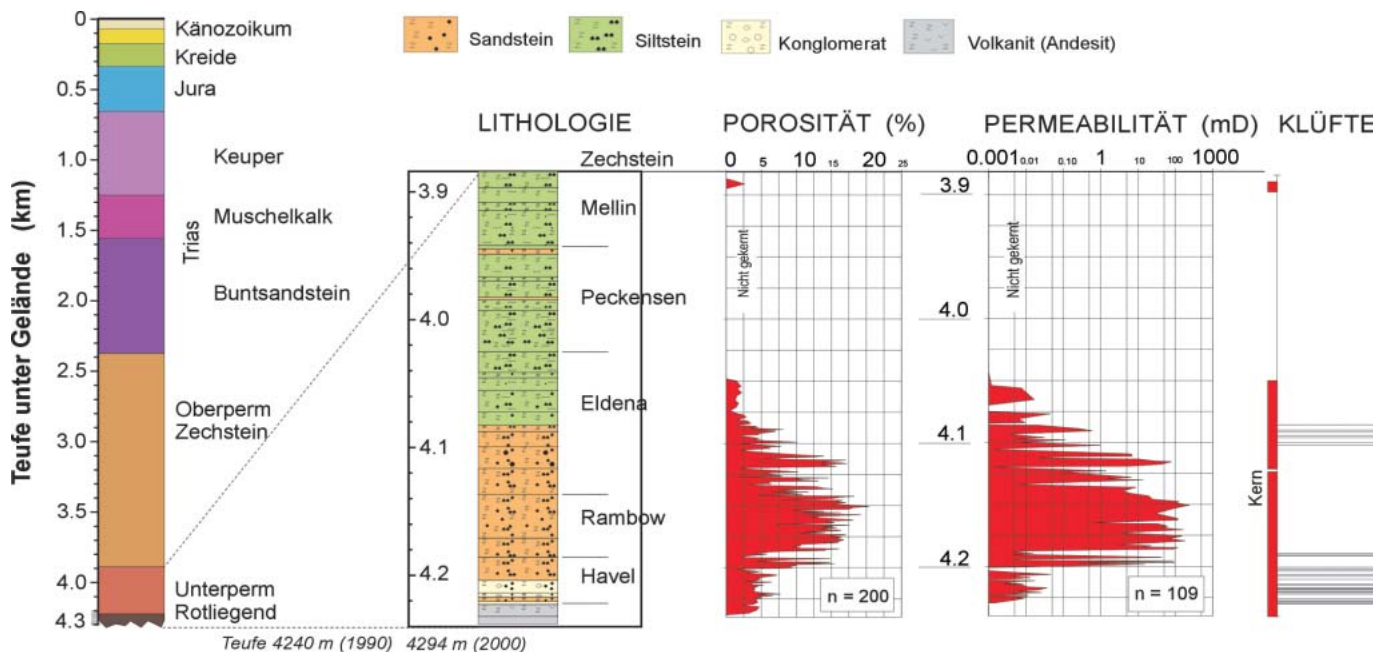
Abbildung 3 Stratigraphie, Porosität und Permeabilität der Rotliegend-Sandsteine in Groß Schönebeck

Ergänzend zu geophysikalischen Messungen (z. B. Bohrlochdurchmesser, natürliche Röntgenstrahlung, elektrischer Gesteinswiderstand, Dichte) standen die Ergebnisse von Bohrkernuntersuchungen zur Porosität (290 Proben) und Permeabilität (109 Proben) zur Verfügung.

In einem ersten Produktionstest wurden insgesamt 334 m³ Fluid gefördert. Eine Flowmetermessung zeigte, dass der größte Zufluss aus dem Übergangsbereich zwischen Konglomeraten und Vulkaniten erfolgt. Die permeablen Rambow-Sandsteine dagegen führen für eine Nutzung zu wenig Wasser.

Die Logging-Gruppe des GFZ-Potsdam führte Ende Januar bis Mitte März 2001 Bohrlochmessungen durch. Dabei wurden verschiedene Sonden in die Bohrung eingeführt, um die thermischen Verhältnisse und Gesteinseigenschaften zu erfassen. Es wurden folgende Parameter gemessen:

- Temperatur, Druck, elektrischer Widerstand der Spülung über die gesamte Bohrung,
- Spektrum der natürlichen Radioaktivität (Uran-, Thorium- und Kaliumgehalt) zur Bestimmung der Gesteinsarten,
- Natürliche Röntgenstrahlung zur Untersuchung struktureller und stratigraphischer Charakteristika der Schichten

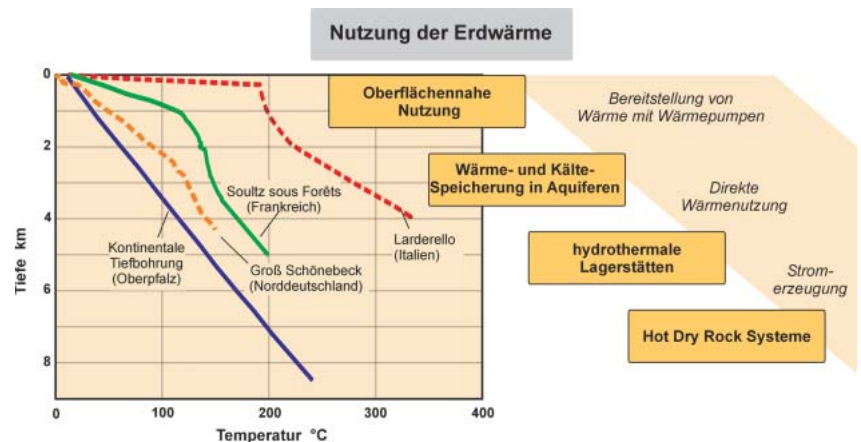


- des offenen Bohrloches,
- akustische Gesteinsparameter zur Beschreibung der Gesteinsstrukturen,
- akustische Messung im verrohrten Bereich zur Festlegung der Qualität der Zementankopplung zwischen Gestein und Verrohrung, daraus sind eventuell Aussagen zur Wärmeleitung durch die Verrohrung möglich,
- elektrischer Gesteinswiderstand, um die Porosität des Gesteines abzuleiten,
- akustische Bohrlochwandabbilder, um die Hauptspannungsrichtungen zu ermitteln und klüftige Bereiche zu orten.

Die Messungen werden zur Zeit mit früheren Messungen korreliert, ausgewertet und interpretiert. Sie bilden u.a. die Grundlage für die Gestaltung der für Sommer/Herbst 2001 geplanten Stimulationsexperimente.

Mit Hilfe wiederholter Temperaturmessungen kann das Temperaturfeld in der Bohrung bestimmt und für eine Nutzung ausgewertet werden. In den verrohrten Bereichen kann ein Zusammenhang der Temperaturgradienten mit den Grenzen der einzelnen Gesteinsschichten nachgewiesen werden. Dies lässt darauf schließen, dass in diesem Bereich das Temperaturgleichgewicht nahezu wieder erreicht ist und dass das Temperaturfeld durch Wärmeleitung dominiert wird. Am tiefsten Ende der Bohrung wurden maximal 148,8 °C gemessen. Dieser Wert liegt zwar weit unter den Temperaturen, die in vergleichbarer Tiefe in Larderello (Italien) oder Soultz-sous-Forêts (Frankreich) - das erste ein beispielhaftes Hochenthalpiefeld, das zweite der Standort des aktuellen europäischen Hot-Dry-Rock Projektes - gemessen wurden (*Abbildung 4*). Aber der Standort Groß Schönebeck weist eine höhere Temperaturzunahme mit der Tiefe auf als zum Beispiel die Kontinentale Tiefbohrung (KTB).

Geophysikalische Vorexperimente ergaben, dass eine seismische Überwachung der Rissausbreitung bei späteren Stimulationen wegen eines starken Hintergrundrauschens in Groß Schönebeck nicht möglich sein wird. Seit Anfang März 2001 ruht das Bohrloch und wird passiv überwacht, indem Pegeldruck, Druck und Temperatur über dem Wasserspiegel sowie Luftdruck in Abständen von 10 Minuten automatisch erfaßt werden.



4. Laboruntersuchung

Laboruntersuchungen der geologischen, hydraulischen und mechanischen Eigenschaften der Gesteine spielen eine wichtige Rolle im Projekt. Die Untersuchungen an Proben von Sandsteinen und Vulkaniten sowie Bohrkernmaterial ergänzen und vervollständigen die Ergebnisse der Experimente im Bohrloch. Die am GFZ-Potsdam vorhandenen Geräte ermöglichen die Bestimmung des mechanischen Verhaltens und die Messung physikalischer Eigenschaften (akustisch, elektrisch, thermisch) unter kontrollierten Umgebungsbedingungen, die hinsichtlich Druck und Temperatur mit den In-Situ-Bedingungen übereinstimmen. Zudem ist es möglich, einzelne Parameter zu variieren, um so Einblick in die Zusammenhänge zwischen den verschiedenen Einflussgrößen zu erhalten. Zum Beispiel können mechanische Eigenschaften wie die Durchlässigkeit unter äußeren Stressbedingungen als Funktion des Porendruckes bestimmt werden – ein Experiment, das in einem Bohrloch nur schwer durchführbar ist.

5. Geochemie der Fluide und Gase

Die im Norddeutschen Becken geförderten Thermalwässer stellen mit hohen Salz- und Gasgehalten erhöhte Anforderungen an die verfahrenstechnische Auslegung des Thermalwasserkreises. Bereits bei den Stimulationsexperimenten muss auf eine sorgfältige

Abbildung 4
Temperaturen in der Kontinentalen Tiefbohrung, Soultz, Larderello und im Norddeutschen Becken

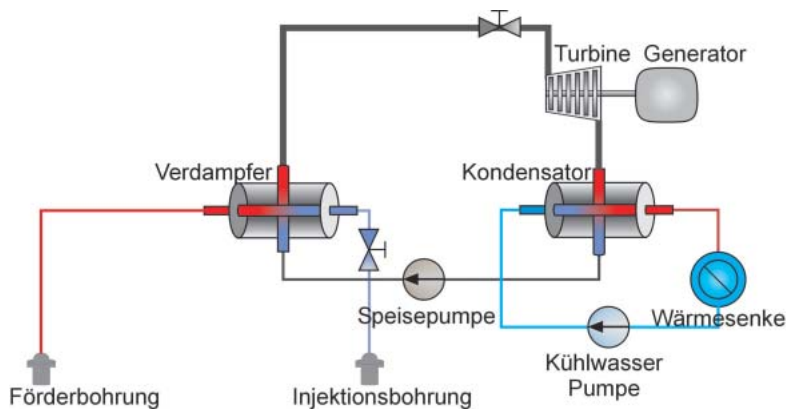


Abbildung 5
Prinzipschaltbild einer
ORC-Anlage (Organic
Rankine Cycle)

Einstellung der verwendeten Injektionsfluide geachtet werden, um Reaktionen mit den Schichtwässern, Ausfällungen und andere dauerhafte Schädigungen des Speichers zu vermeiden.

Während des Fördertests 2001 wurden kontinuierlich Gas- und Flüssigkeitsproben sowie insgesamt drei Tiefenproben genommen. Die Wässer aus dem Rotliegenden der Bohrung Groß Schönebeck lassen sich als Ca-Na-Cl Typ klassifizieren. Der TDS (Total Dissolved Solids, Feststoffgehalt) beträgt 256 g/l. Die Gasgehalte liegen bei 0,73 Norm-m³ pro Norm-m³ Wasser. Es handelt sich überwiegend um Stickstoff und Methan. Der CO₂-Gehalt ist gering. Die Ergebnisse der Analysen bilden die Grundlage für die Anweisungen zur Behandlung der bei den Stimulationsexperimenten verwendeten Injektionsfluide (Aufsalzen, Einstellen des pH-Wertes) sowie für die spätere Prozessführung im Thermalwasserkreis.

6. Verfahrenstechnik für einen dauerhaften und sicheren Betrieb

Für den sicheren Betrieb eines geothermischen Kraftwerkes müssen Lösungen für die Handhabung der hochgradig salzhaltigen und gashaltigen Thermalwässer gefunden werden. Innerhalb des Systems werden diese Thermalwässer abgekühlt und ändern damit ihre physikalischen und chemischen Eigenschaften, bevor sie in den Speicher reinjiziert werden. Der Chemismus der Fluide und möglicherweise

auftretende Mehr-Phasen-Strömungen erfordern hohe Sorgfalt bei der Bestimmung der Prozessparameter im Thermalkreis (Druck, Temperatur) sowie bei der Auswahl der Materialien. Eine angepasste Verfahrenstechnik gewährleistet einen dauerhaften, sicheren Betrieb der Maschinen, Apparate und des gesamten Reservoirs.

7. Geothermisches Kraftwerk – ein Ausblick in die Zukunft

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [3], gewährleistet gute und sichere wirtschaftliche Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung aus Sonne, Wind, Wasser, Biomasse und auch aus Geothermie. Damit rückt die Installation eines geothermischen Kraftwerkes am Standort Groß Schönebeck in einen wirtschaftlich interessanten Bereich. Voraussetzung bleiben erfolgreiche Stimulationsexperimente, die in der Bohrung Groß Schönebeck die zur Stromerzeugung erforderliche Fließrate ermöglichen. Nach der Stimulation würde dann eine zweite Bohrung (Injektionsbohrung) und der Aufbau des Kraftwerkes erfolgen.

Bei den vorliegenden Temperaturen ist ein Kraftwerk mit Sekundärkreislauf die am besten anwendbare Technologie. In solchen Kraftwerken wird die Wärme vom Thermalwasser an ein Sekundärfluid – meist bei geringen Temperaturen siedende Kohlenwasserstoffe – übertragen, das einen klassischen Kraftwerkskreislauf betreibt. Daher resultiert auch der Name dieser Anlagen: Organic Rankine Cycle (ORC), (Abb. 5). Bisher werden solche Kraftwerke jeweils für eine bestimmte Anwendung entworfen bzw. an einen bestimmten Standort angepasst, Standardlösungen sind so gut wie nicht verfügbar.

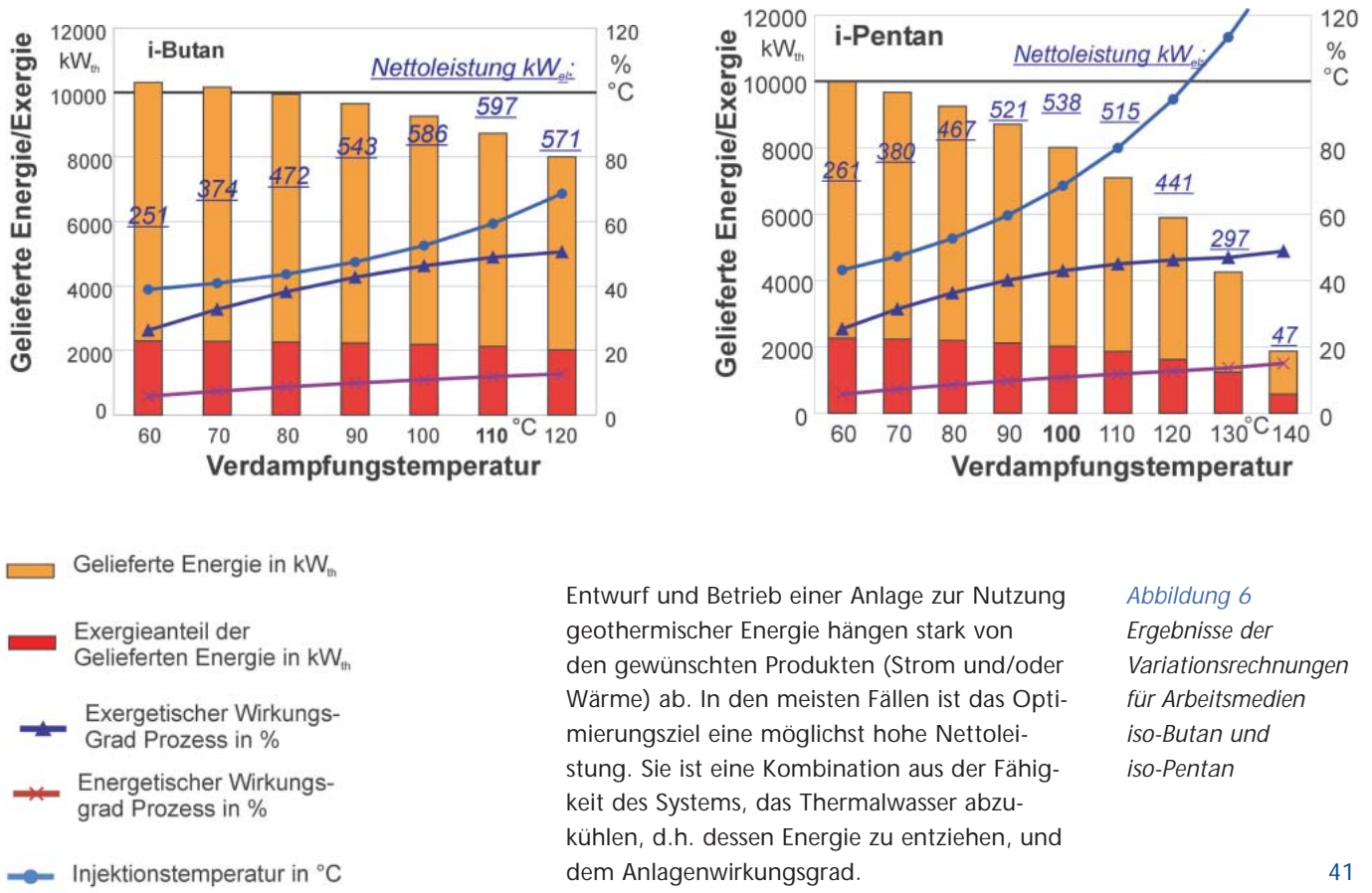
Temperatur und Fließrate der Wärmequelle sowie die vorhandenen Umgebungsbedingungen geben die Eckwerte für den Entwurf des Kraftwerkes vor. Im Planungsprozess können Optimierungsverfahren aus der klassischen Kraftwerksplanung angewandt werden, um den Kreislauf zu entwerfen, die dazugehörigen Anlagenparameter zu dimensionieren und die Prozessparameter zu bestimmen. Qualitätskriterien wie energetischer oder exer-

getischer Wirkungsgrad dienen zur Bewertung eines Prozesses oder einer Umwandlungstechnologie. Zusätzlich zu diesen Kriterien wird die Güte eines geothermischen Kraftwerks anhand der bereitgestellten Nettoleistung, sowie der dem Thermalwasser entnommenen Energie und Exergie bemessen. Diese Größen sind wie in wie folgt definiert: *(siehe Kasten rechts)*

Mit Hilfe eines Kreislauffrechenprogrammes (Cycle-Tempo) wurden erste Berechnungen zur Auslegung eines Kraftwerkes durchgeführt. Cycle-Tempo [4] ist ein Programm für thermodynamische Modellierung und Optimierung von energietechnischen Anlagen. Das primäre Ziel der Berechnung ist die Bestimmung der Massenströme und Energieflüsse in dem ORC-Kreislauf. Neben der grundsätzlichen Auswahl und Verschaltung der Anlagenkomponenten spielen die Auswahl des Arbeitsmittels sowie die Prozessparameter Verdampfungsdruck und -temperatur, Dampfgehalt, Grad der Überhitzung und Kondensationsdruck eine entscheidende Rolle für die Optimierung.

Nettoleistung P_{Net} (kW): $P_{Net} = P_{Generator} - [P_{Tauchpumpe} + P_{Speisepumpe} + P_{Kühlwasserpumpe}]$	
Gelieferte Energie ΔQ (kW): $\Delta Q = Q_{Thermal, vor} - Q_{Thermal, rück}$	Gelieferte Exergie ΔE (kW): $\Delta E = E_{Thermal, vor} - E_{Thermal, rück}$
Energetischer Wirkungsgrad des Kreislaufs η : $\eta = \frac{P_{Generator}}{\Delta Q}$	Exergetischer Wirkungsgrad des Kreislaufs ε : $\varepsilon = \frac{P_{mech, Turbine}}{\Delta Q}$

Abb. 6 zeigt die Ergebnisse von Parameter-Variationen, die auf folgenden Eckwerten basieren: Reservoirtemperatur 150°C, Massenstrom des Thermalwassers 20 kg/s (72 t/h), Kühlwassertemperatur 15°C, Erwärmung des Kühlwassers 5K, Dampfgehalt 100% (nicht überhitzt), keine Rekuperation (Vorheizung des Arbeitsmittels vor dem Verdampfer). Die Berechnungen wurden für zwei Arbeitsmedien (iso-Pentan und iso-Butan) durchgeführt.



Entwurf und Betrieb einer Anlage zur Nutzung geothermischer Energie hängen stark von den gewünschten Produkten (Strom und/oder Wärme) ab. In den meisten Fällen ist das Optimierungsziel eine möglichst hohe Nettoleistung. Sie ist eine Kombination aus der Fähigkeit des Systems, das Thermalwasser abzukühlen, d.h. dessen Energie zu entziehen, und dem Anlagenwirkungsgrad.

Abbildung 6 Ergebnisse der Variationsrechnungen für Arbeitsmedien iso-Butan und iso-Pentan

Beispiel:

Eine Erhöhung der Verdampfungstemperatur im Kraftwerkskreislauf führt dazu, dass das Thermalwasser weniger abgekühlt und damit weniger Energie übertragen wird. Dagegen erhöht sich gleichzeitig mit der Verdampfungstemperatur der Kreislaufwirkungsgrad.

Es existiert also ein Maximum der Nettoleistung. Mit 597 kW_{el} und 538 kW_{el} liegen die Maxima der beiden Arbeitsmedien dicht beieinander, so dass die Auswahl letztendlich eher unter technischen Gesichtspunkten wie z. B. die Drücke in der Anlage oder Fragen der Dichtheit erfolgt.

Im betrachteten Temperaturbereich liegt der Verdampfungsdruck von iso-Butan mit 9 bis 28 bar wesentlich über den bei iso-Pentan auftretenden 3 bis 16 bar.

Der Einfluss der Verdampfungstemperatur auf die Rücklaufftemperatur des Thermalwassers ist für iso-Butan wesentlich stärker als für iso-Pentan. Wenn Strom und Wärme gleichzeitig bereitgestellt werden sollen - also hohe Thermalwassertemperaturen nach dem Kraftwerk erwünscht sind - bietet sich die Installation einer Anlage mit iso-Pentan an. Bei 13 bar Verdampfungsdruck (130 °C Verdampfungstemperatur) liegt die erzeugte Nettoleistung bei 297 kW_{el} während das Thermalwasser nur auf 110 °C abgekühlt wird, eine Temperatur, die für die direkte Nutzung in einem Heizwerk ausreicht.

8. Zusammenfassung

Das Ziel des im Jahr 2000 begonnenen interdisziplinären Projektes zur geothermischen Stromerzeugung ist die Entwicklung geeigneter Verfahren, welche die Ergiebigkeit primär gering permeable Speicher so weit erhöhen, dass diese wirtschaftlich nutzbar sind. Die Erdgasexplorationsbohrung Groß Schönebeck wurde wieder geöffnet, vertieft und als In-Situ-Labor ausgebaut. Die Reservoirtemperatur in 4294 m Tiefe beträgt 148,8 °C. Die geplanten Stimulationsexperimente zielen auf zwei sehr unterschiedliche Gesteinstypen: Sandsteine und Vulkanite.

Laboruntersuchungen der mechanischen und chemischen Eigenschaften der Gesteine begleiten und unterstützen die Experimente.

Verfahrenstechnische Untersuchungen und die Analyse des Entwurfs und Betriebs von Niedertemperatur-Kraftwerken zielen auf Umsetzung und Anwendung der entwickelten Technologie in Regionen mit Strukturen, die den im Norddeutschen Becken angetroffenen vergleichbar sind.

Danksagung

Das Projekt "Nutzbarmachung klüftig-poröser Speichergesteine" ist ein gemeinsames Forschungsprojekt von Forschungsinstitutionen (GFZ-Potsdam, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe in Hannover und Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben in Hannover), Universitäten (Ruhr-Universität Bochum, Technische Universität Berlin und Universität Stuttgart) und Partnern aus der Industrie (Geothermie Neubrandenburg GmbH und MeSy-Mess Systeme Bochum). Das Projekt wird von BMWi, BMBF und MWFK Brandenburg unterstützt.

Literatur

- [1] Schellschmidt, R., C. Clauser and B. Sanner, 2000. Geothermal Energy use in Germany at the Turn of the Millenium, Proceedings, World Geothermal Congress, Kyushu - Tohoku, Japan, May - June 2000.
- [2] Erbas, K., A. Seibt, P. Hoth and E. Huenges, 1999. Evaluierung geowissenschaftlicher und wirtschaftlicher Bedingungen für die Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen. Report STR 99/09, Geoforschungszentrum, Potsdam (Deutschland).
- [3] BMU, 2000. Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG, Bundesministerium für Umwelt und Naturschutz, Alexanderplatz 6, D-10178 Berlin, Deutschland, <http://www.BMU.de>, März 2000
- [4] DUT, 2000. Cycle-Tempo Release 4.14, Delft University of Technology, Section Thermal Power Engineering, Netherlands, 2000