



Carsten David Fichter (Autor)
**Systemanalyse und Optimierung
tiefengeothermischer Kraftwerke**

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen



TU Clausthal

**Systemanalyse und Optimierung
tiefengeothermischer Kraftwerke**

Carsten David Fichter

Promotion an der Technischen Universität Clausthal

Band 3



Cuvillier Verlag Göttingen

<https://cuvillier.de/de/shop/publications/198>

Copyright:

Cuvillier Verlag, Inhaberin Annette Jentsch-Cuvillier, Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen,
Germany

Telefon: +49 (0)551 54724-0, E-Mail: info@cuvillier.de, Website: <https://cuvillier.de>

1 Einleitung

Aufgrund der klimatischen Auswirkungen von Kohlenstoffdioxid (CO₂) und den daraus resultierenden Folgen, müssen die CO₂ Emissionen gesenkt werden. Erneuerbare Energien sollen hierzu einen erheblichen Beitrag für den deutschen, wie auch den weltweiten Energiemarkt, leisten. Geothermische Kraftwerksanlagen (nachfolgend wird die Gesamtanlage auch als Kraftwerk bezeichnet) gehören zu diesen erneuerbaren Energieformen. Geothermische Kraftwerksanlagen nutzen hierbei den Wärmestrom im tiefen Untergrund (Formation). Das geothermale Fluid (Formationswasser) dient als Wärmeüberträgermedium und fördert die Wärme von Untertage nach Übertage. Übertägig wird der Wärmeinhalt an das eigentliche Kraftwerk übertragen. Das abgekühlte Fluid wird anschließend in den Untergrund injiziert. [1, 2, 3]

Trotz der moderaten Untergrundtemperaturen Mitteleuropas, gibt es ein beachtliches energetisches Potential, das den Primärenergieverbrauch Deutschlands um ein Vielfaches überschreitet. Die wesentlichen Vorteile geothermischer Kraftwerksanlagen, sind der kontinuierliche Wärmestrom im Untergrund, die Unabhängigkeit von saisonalen Schwankungen und die Unabhängigkeit von Witterungsbedingungen. Somit haben geothermische Kraftwerksanlagen das Potenzial, elektrische Energie für den Grundlastbereich zu generieren, sowie Wärme und Kälte in Fernwärme und Kältenetze auszukoppeln. [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8]

Im mitteleuropäischen Raum ist eine direkte Nutzung des geothermalen Fluids aufgrund der Gegebenheit, dass das Medium flüssig und nicht dampfförmig vorliegt, nicht möglich. Die Nutzung des Wärmeinhalts erfolgt in Dampfkraftwerken. Aufgrund der geringen Temperatur des geothermalen Fluids, kann Wasser als Arbeitsmedium im Kraftwerk nicht eingesetzt werden. Es kommen Arbeitsfluide oder Gemische mit niedrigen Siedepunkten zum Einsatz. Diese Kraftwerkstypen werden unter anderem als binäre Kraftwerke bezeichnet. Als Mindesttemperatur für die Erzeugung elektrischer Energie in binären Kraftwerken ist eine Temperatur $> 100^{\circ}\text{C}$ notwendig. [2, 3, 9,10]

In Abhängigkeit der Rückkühlleistung des Kühlturms, ist bei Temperaturen $< 100^{\circ}\text{C}$ der Gesamtanlagenwirkungsgrad des binären Kraftwerks $< 1\%$ und somit eine Wirtschaftlichkeit der geothermischen Anlage nicht darstellbar. [10]

Die für eine Erzeugung elektrischer Leistung notwendigen Temperaturen, unter mitteleuropäischen Bedingungen, im Speziellen in Deutschland, werden in Teufen $> 3.000\text{ m}$ angetroffen. Die Erschließung des Untergrunds erfolgt durch Bohrungen. Die Erschließung von heißen Formationen in dieser Teufenlage wird als tiefengeothermisch bezeichnet. [6, 7, 8]

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf den tiefen Bohrungen im Norddeutschen Becken. Das Norddeutsche Becken weist einen durchschnittlichen Temperaturgradienten von ca. $3^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$ auf. Somit müssen sehr tiefe Bohrungen realisiert werden, um die geforderten Temperaturen am Bohrlochkopf zu gewährleisten. In diesem Gebiet weist der tiefe Untergrund eine geringe Permeabilität auf und daraus resultierend eine geringe Ergiebigkeit (Fördermenge). Weiterhin weisen, durch die umgebenden Salzformationen, die Formationswässer eine hohe Salinität (Salzgehalt) auf. Die Salinität liegt in Bereichen $> 200\text{ g/l}$ und übersteigt um ein Vielfaches den mittleren Salzgehalt von Meerwasser. [6, 7, 8]

Bei dem Betrieb geothermischer Kraftwerksanlagen kann die Wirtschaftlichkeit durch Anlagenschäden gefährdet werden. Typische Schadensbilder sind hierbei Korrosion, Ablagerungen (Scaling und Fouling), Erosion, Kavitation und Materialermüdung. Korrosion und Scaling sind in erster Linie auf die vorliegende hohe Salinität, Erosion durch Sandaustrag aus der Formation,

Kavitation durch das Unterschreiten der Dampfdruckes des geförderten Fluids und Materialermüdung durch An- und Abfahrvorgänge, zurückzuführen. [6, 7, 8, 9]

Es werden für den Anlagenbetrieb hohe Anforderungen an die Materialien gestellt. Während der Planungsphase muss in einem sehr frühen Stadium eine Material- / Werkstoffwahl, oft ohne genaue Kenntnis der vorliegenden örtlichen Begebenheiten, wie z.B. die Fluid-Zusammensetzung, getroffen werden. [6, 7, 8, 9]

Aus bereits realisierten Projekten ist bekannt, dass durch eine ungeeignete Werkstoffwahl z.B. die Verwendung eines niedriglegierten Stahls, mit hohem Verschleiß der Anlagenteile zu rechnen ist. Infolge dessen, führte dies zu hohen Instandhaltungskosten und Anlagenstillständen, welche die Wirtschaftlichkeit gefährden. Aufgrund der moderaten Temperaturen, dem daraus nutzbaren Wärmeinhalt, der hieraus resultierenden geringen Effizienz der Anlagen und den relativ hohen Anfangsinvestitionen, ist es für den weiteren Ausbau geothermischer Kraftwerksanlagen von elementarer Bedeutung, einen möglichst reibungslosen Betrieb zu garantieren. [6, 7, 8, 9, 12]

Die Erdöl- und Erdgaswirtschaft (E&P) beschäftigt sich seit nun mehr 100 Jahren mit der Erschließung des tiefen Untergrundes. In diesem Zeitraum wurden im Norddeutschen Becken mehr als 30.000 Bohrungen abgeteuft. Die daraus gewonnen Erkenntnisse und das Know How der E&P Industrie gilt es zu nutzen, um einen möglichst reibungslosen Bau und Anlagenbetrieb zu gewährleisten. [6, 7, 8, 9, 11]

Die vorliegende Arbeit beruht auf der Hypothese, dass durch:

- (a) Kenntnis der Schäden, welche in geothermischen Anlagen auftreten können,
- (b) Analyse von Fluid-Zusammensetzungen,
- (c) Betrachtung der Interaktion zwischen Fluid und Werkstoffen
- (d) und Modellierung der Ausfallswahrscheinlichkeit der Anlagenteile
- (e) eine höhere Planungssicherheit und infolge dessen, eine größere Investitionssicherheit erzielt werden kann.

Ziel dieser Arbeit ist es, einen sicheren, umweltfreundlichen, effizienten und wirtschaftlichen Anlagenbetrieb darzustellen. [6, 7, 8]

Die vorliegende Arbeit wurde in fünf Schwerpunkte unterteilt:

- (1) eine Systemanalyse geothermischer Anlagen,
- (2) eine Umfrage mit mitteleuropäischen Geothermie-Anlagenbetreibern,
- (3) experimentelle Fluiduntersuchungen,
- (4) eine probabilistische Modellierung der Ausfallswahrscheinlichkeit der Anlagenteile und die hieraus resultierenden Auswirkungen auf die geothermische Anlage
- (5) und die Zusammenstellung von Handlungsempfehlungen.

Die vorliegende Arbeit wird für den Standort der Medizinischen Hochschule Hannover (MHH) durchgeführt, an welchem eine tiefegeothermische Kraftwerksanlage in die Energieinfrastruktur integriert werden soll.

Im zweiten Kapitel werden der Stand des Wissens, zur geothermischen Energie und die Nutzung dieser Energieform, beschrieben. Des Weiteren werden grundlegend die Schädigungsmechanismen, wie z.B. Korrosion, welche in diesen Anlagen auftreten können, beschrieben. Für die gewählte Modellierung werden die mathematischen Grundlagen erläutert. Abschließend wird die Datenbasis für die nachfolgenden Kapitel formuliert.

Auf dieser Grundlage wird eine theoretische Systemanalyse des tiefeingeothermischen Systems durchgeführt. Diese wird im dritten Kapitel beschrieben. Hierfür wurde das geothermische Gesamtsystem in drei Kreisläufe (Primär-, Sekundär- und Tertiärkreislauf) unterteilt. Der Primärkreislauf stellt hierbei den Kreislauf des heißen geothermalen Fluids dar, welches über die Bohrung von Untertage nach Übertage gefördert wird, seinen Wärmeinhalt an den Sekundär- und Tertiärkreislauf überträgt und anschließend wieder in den Untergrund injiziert wird. Der Sekundärkreislauf wird durch das binäre Kraftwerk gebildet. Der Tertiärkreislauf ist das Fernwärme- / Kältenetz. Der Sekundär- wie auch der Tertiärkreislauf sind abgeschlossene Systeme, die verwendeten Fluide, weisen eine annähernd konstante Zusammensetzung auf. Der verfahrenstechnische Aufbau beider Kreisläufe ist weitestgehend bekannt. Die Bedingungen haben zur Folge, dass die Schadenshäufigkeit gering ist. Durch die leichte Zugänglichkeit des sekundären- und tertiären Kreislaufs (übertägige Installation), wirken sich Reparaturmaßnahmen weniger auf die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zum Primärkreislauf aus. Aus diesem Grund liegt das Hauptaugenmerk auf dem Primärkreislauf.

Im vierten Kapitel wird die Besonderheit des geothermalen Fluids beschrieben. Hierzu werden im ersten Schritt die Formationswässer beleuchtet und im Anschluss Fluidanalysen typischer Wässer im Norddeutschen Becken dargestellt. Weiterhin werden die experimentellen Untersuchungsergebnisse der Fluid-Gesteinswechselwirkungen Versuche beschrieben.

Für die Definition typischer Schäden, die in geothermischen Anlagen auftreten können, wurde eine Umfrage mit mitteleuropäischen Anlagenbetreibern durchgeführt. Dies wird im fünften Kapitel beschrieben. Hierzu wurde eine Umfrage mit 18 geplanten und realisierten Anlagen, sowie einem Thermalbad durchgeführt. Gegenstand der Umfrage waren allgemeine Informationen, wie elektrische und thermische Erzeugung, die bohrtechnische Erschließung des Untergrundes, Fragen zum Anlagenaufbau und den Aggregaten, zu eventuellen Schädigungen und Instandhaltungsmaßnahmen.

Die Modellierung der Schädigungsprozesse im primären Kreislauf erfolgt in Kapitel 6. Hierzu werden probabilistische Verteilungsfunktionen für die Schädigungsmechanismen Korrosion, Erosion und Scaling entwickelt. Weiterhin werden Informationen aus der Erdöl- und Erdgaswirtschaft und aus geothermischen Anlagen genutzt, um eine ausreichende Beschreibung zu gewährleisten. Diese Verteilungsfunktionen werden mit den Fluidanalysen des Norddeutschen Beckens gekoppelt, um die Interaktion zwischen Werkstoffen wie z.B. hochlegierter Stähle mit einem Chrom Anteil $> 13\%$ und dem geothermalen Fluid zu beschreiben. Um die Sensitivitäten der einzelnen Parameter zu betrachten, werden mit einer Monte Carlo Simulation Berechnungen durchgeführt, um die Ausfalls- und Versagenswahrscheinlichkeit auszudrücken. Die zwei entscheidenden Parameter sind hierbei die Verfügbarkeit der Aggregate und die Wärmeübertragung vom Primär- zum Sekundär- / Tertiärkreislauf. Die Resultate werden in einem Entscheidungsbaum dargestellt, um Abhängigkeiten der Fluid-Werkstoff Interaktion zu illustrieren.

In Kapitel 8 werden die vorliegenden Daten analysiert und Handlungsempfehlungen herausgearbeitet. Kapitel 9 enthält die Zusammenfassung, einen Ausblick und die Definition zukünftiger Forschungsaufgaben.

2 Stand des Wissens

2.1 Geothermische Energie

Geothermische Energie ist eine regenerative Energieform. Das Wort Geothermie setzt sich aus den beiden griechischen Worten „Geo“ - Erde - und „Thermie“ - Wärme - zusammen und stellt die Nutzung der gespeicherten Energie unterhalb der Erdoberfläche dar. [1]

Der Vorteil eines geothermischen Kraftwerks ist die CO₂-freie Strom- und Wärmeerzeugung, welche die regenerativen Energieformen prinzipiell von den konventionellen Kraftwerken wie z.B. Steinkohle unterscheidet. Vorteile gegenüber den anderen regenerativen Energieformen, sind die Grundlastfähigkeit, das nahezu unerschöpfliche Potential und bei Anwendung der Frac-Technik die nahezu flächendeckende Einsetzbarkeit. Die Grundlastfähigkeit wird durch den Wärmeinhalt des tiefen Untergrundes gewährleistet. [2, 3, 4, 5, 9, 13]

Durch radioaktiven Zerfall und konvektiven Wärmetransport liegen in großen Teufen hohe Temperaturen vor, die mit abnehmender Teufe sinken. Der Wärmestrom fließt vom Erdinneren in höher liegende Gesteinsschichten. Durch die Erschließung des Untergrundes mit Bohrungen, kann dieser Wärmestrom in binären Kraftwerken und Fernwärme- / Kältenetzen genutzt werden. Der Anstieg der Temperatur mit zunehmender Teufe, wird mit dem geothermischen Temperaturgradienten (°C/100 m) beschrieben. Durchschnittlich liegt der geothermische Temperaturgradient bei 3°C/100 m. [2, 3, 4, 5]

Bohrungen in Bereichen bis ca. 400 m werden für die Wärmeversorgung in Gebäuden genutzt. Diese sind nicht Gegenstand dieser Betrachtung. Für die Nutzung eines Wärmestroms in binären Kraftwerken sind Temperaturen > 100°C am Bohrlochkopf notwendig. Hohe Temperaturen können durch die Erschließung von tiefen geothermischen Bohrungen bereitgestellt werden. Durch die Wärmeverluste längs der Förderbohrung, müssen im mitteleuropäischen Raum Zielformationen in Teufen > 3.000 m erbohrt werden. In Abbildung 2.1 sind der geothermische Temperaturgradient und die Erschließungskonzepte aufgezeigt.

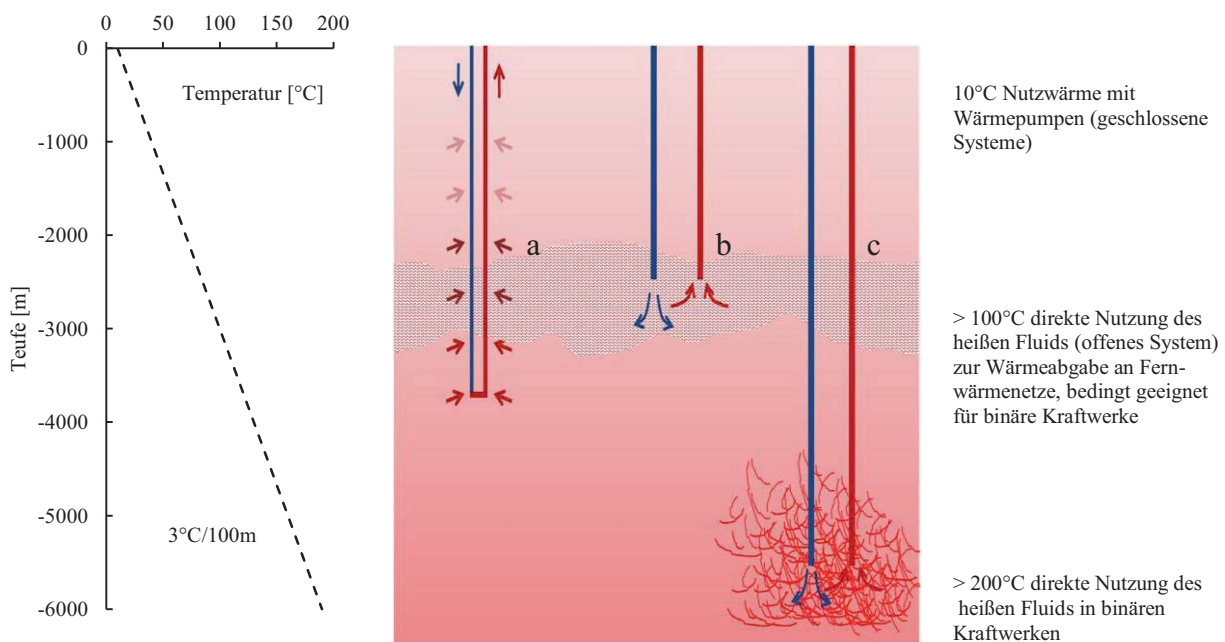


Abbildung 2.1: Geothermische Erschließungskonzepte (a) Erdwärmesonde, (b) hydrothermales System, (c) petrothermales System nach [14]

Es werden geschlossene (Abbildung 2.1 a) und offene (Abbildung 2.1 b und c) Systeme unterschieden. Bei geschlossenen Systemen (Erdwärmesonden, häufig U-Rohr Bauweise) findet kein Stoffaustausch statt. Es wird ein definiertes Fluid in der Sonde zirkuliert. Materialbeanspruchungen durch Korrosion und Scaling finden nicht statt, dies ist der wesentliche Vorteil dieses Systems. Die Wärme des Untergrundes wird nur über die Oberfläche des geschlossenen Systems übertragen. Bei der hydrothermalen Erschließung (Abbildung 2.1 b) wird das Formationswasser eines hochpermeablen Heißwasseraquifers erbohrt und anschließend für die weitere Nutzung nach Übertage gefördert. Die Erschließung eines trockenen, gering permeablen, harten Gesteins wird als petrothermales System bezeichnet (Abbildung 2.1 c). Durch Anwendung der Frac-Technik (hydraulische Stimulationsmaßnahmen) können natürlich vorhandene Risse und Klüfte miteinander verbunden oder künstliche Fließwege im Gestein geschaffen werden. Das Fracen ist notwendig, um eine ausreichende Zirkulation des Fluids zu gewährleisten und den Wärmeinhalt des heißen Gesteins möglichst effektiv an das Fluid zu übertragen. Der Vorteil des petrothermalen Systems ist die Gewährleistung ausreichend hoher Temperaturen und die Standortunabhängigkeit. Petrothermale Systeme werden auch als **Hot-Dry-Rock (HDR)** und **Enhanced Geothermal System (EGS)** bezeichnet. [1, 2, 3, 4, 5]

In Deutschland gibt es drei potentielle Regionen in denen geothermische Kraftwerke mit einem hydrothermalen Erschließungskonzept wirtschaftlich betrieben werden können. Der Oberrheingraben, das bayerische Molassebecken und das Norddeutsche Becken (Abbildung 2.2, links).

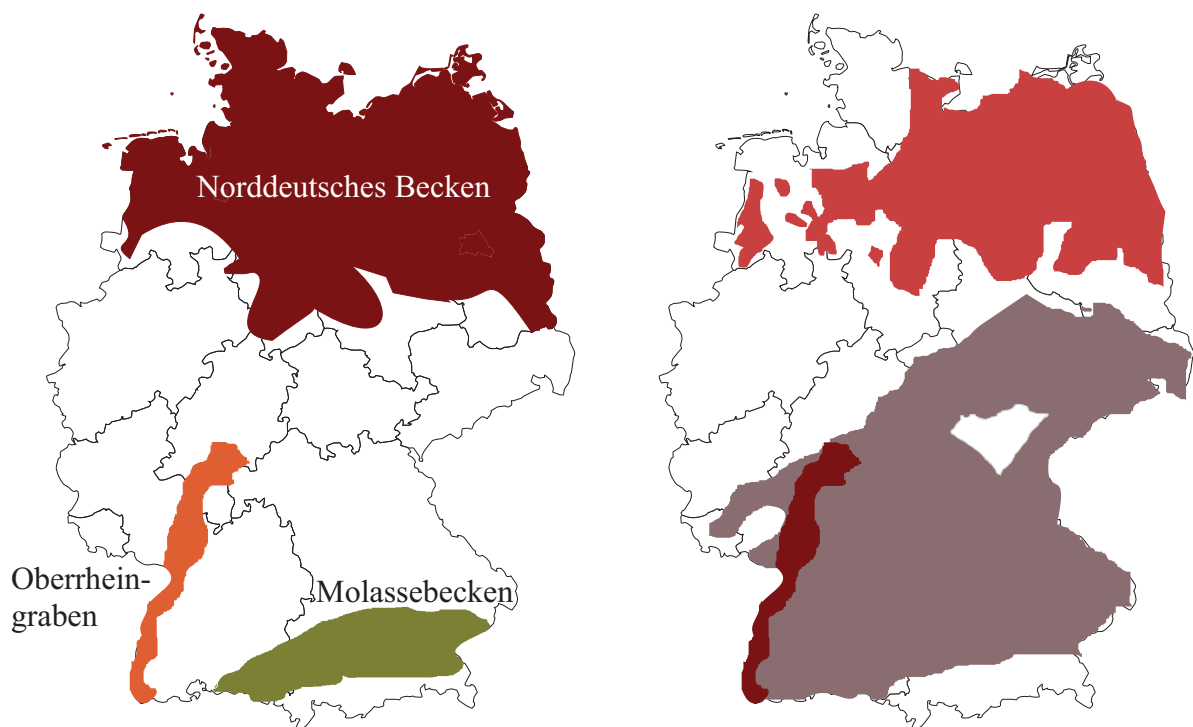


Abbildung 2.2: Links, potentielle hydrothermale Regionen und rechts, potentielle petrothermale Regionen in Deutschland nach [2]

Für die hydrothermale Erschließung steht ein Gesamtpotential von 25 EJ (Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), ohne Wärmepumpen) zur Verfügung. Das petrothermale Gesamtpotential (Abbildung 2.2, rechts) von 2.800 EJ (KWK, ohne Wärmepumpen) übersteigt hierbei das erstgenannte um ein Vielfaches. [2]

Der Anteil der Geothermie an der Bruttostromerzeugung Deutschlands betrug 2009 0,01 %. [15] Dieser sehr geringe Anteil soll weiter ausgebaut werden. In Abbildung 2.3 ist die Entwicklung (schwarz) für die Jahre 2004 – 2009 und die Prognose (rot) der installierten elektrischen Leistung in Deutschland und in Abbildung 2.4 die elektrische Erzeugung in Deutschland dargestellt.

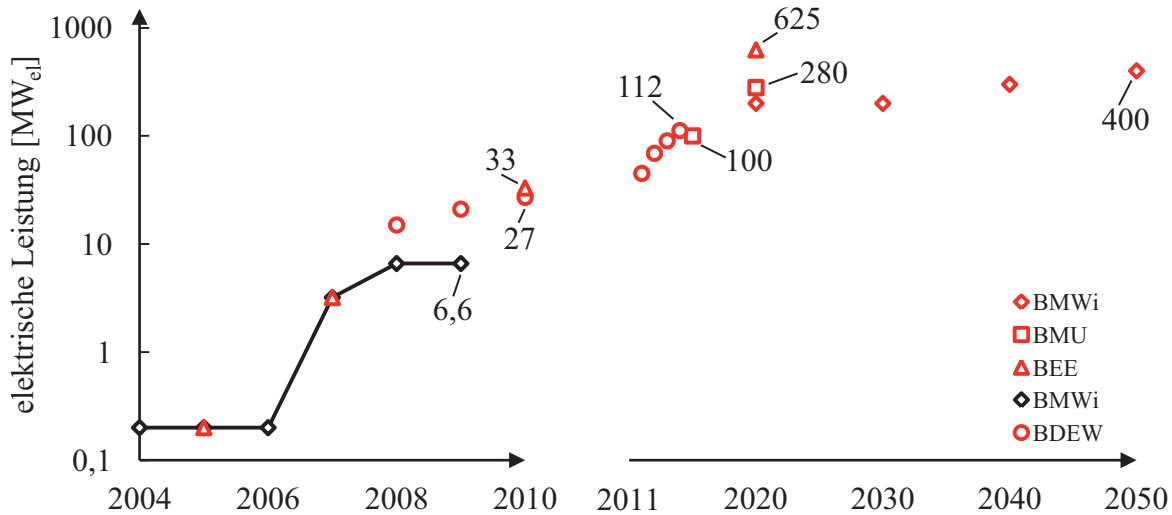


Abbildung 2.3: Entwicklung (schwarz) und Prognose (rot) der installierten elektrischen Leistung in MW_{el} geothermischer Anlagen in Deutschland nach [15, 16, 17, 18, 19, 20, 21]

In diesem Zeitraum, konnte die geothermische Kraftwerkskapazität von 0,2 MW_{el} (2004) auf 6,6 MW_{el} in 2009 gesteigert werden. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) weist in seiner „Studie EEG - Mittelfristprognose - Entwicklungen 2000 bis 2014“ für das Jahr 2008 eine installierte geothermische Kraftwerksleistung von 15 MW_{el} aus. Dieser Wert wurde deutlich unterschritten. Der BDEW prognostiziert in seiner Studie für das Jahr 2010 einen Zuwachs auf 27 MW_{el}, während der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) eine Steigerung auf 33 MW_{el} beschreibt. [15, 17, 18, 21]

Die langfristige Prognose ist für die Jahre 2011 bis 2050 dargestellt. Die Werte variieren hierbei sehr stark. Nach BEE soll 2020 die Kraftwerksleistung schon 625 MW_{el} betragen, während das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) zur gleichen Zeit eine elektrische Leistung von 100 MW_{el} vorhersagt. Langfristig prognostiziert das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) das im Jahr 2050 400 MW_{el} im deutschen Kraftwerkspark installiert sein werden, dies würde einem Anteil von 0,5 % der deutschen Kraftwerksleistung entsprechen. [16, 19, 21]

Ausgehend von dem BMU Szenario müssten für eine geothermische Kraftwerksleistung von 280 MW_{el} bis 2020, bei einer durchschnittlichen Kraftwerksgröße von 5 MW_{el}, 56 Kraftwerke errichtet werden. Bei der Realisierung von jeweils einer Produktions- und einer Injektionsbohrung (Dublettenkonzept) wären mindestens 112 Bohrungen notwendig.

Im Jahr 2009 konnten 0,018 TWh_{el} mit geothermischen Kraftwerken erzeugt werden (BMWi). Für das Jahr 2010 werden vom BMU 0,1 TWh_{el}, 0,117 TWh_{el} (BDEW), 0,2 TWh_{el} (BEE) prognostiziert. Langfristig sollen 2020 1,8 - 100 TWh_{el} bis 2050 5 - 300 TWh_{el} erzeugt werden (Abbildung 2.4). [15, 16, 17, 18, 19, 20, 21]

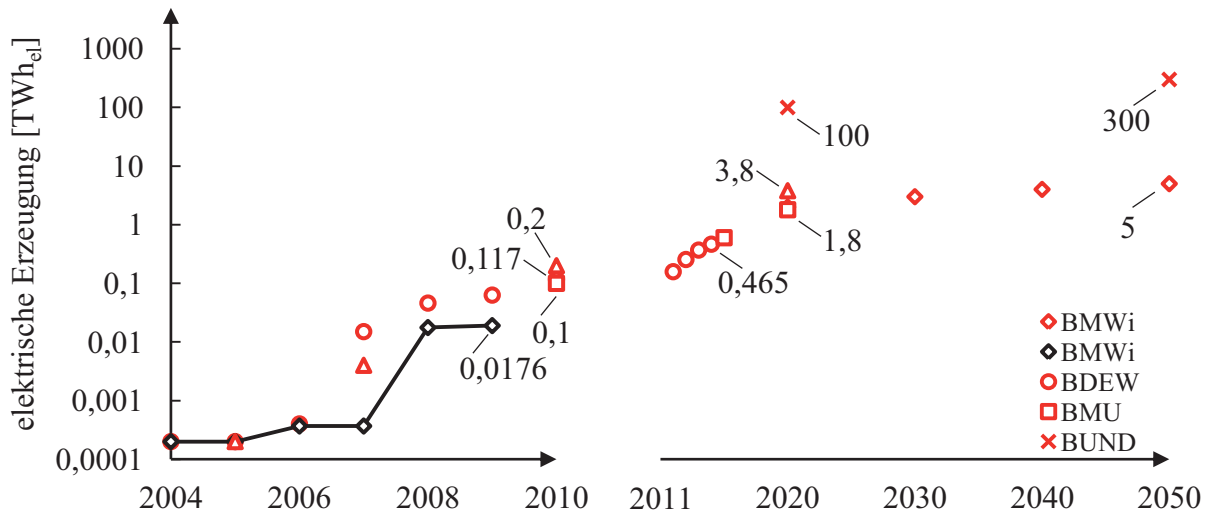


Abbildung 2.4: Entwicklung (schwarz) und Prognose (rot) der elektrischen Erzeugung in TWh_e geothermischer Anlagen in Deutschland nach [15, 16, 17, 18, 19, 20, 21]

2.2 Lokation

In der vorliegenden Arbeit wird die Einbindung eines tiefergeothermischen Kraftwerks auf dem Gelände der Medizinischen Hochschule Hannover (MHH) betrachtet. Die MHH benötigt für den Klinik- und Forschungsbetrieb die Medien Fernwärme, Dampf, Kälte, Gas und Strom.

Fernwärme wird für die Raumwärme, Kälte für die Kühlung, Dampf für die Sterilisation, die Küche und die Wäscherei, Gas für den Betrieb von zwei Blockheizkraftwerken, Strom unter anderem zur Kälteerzeugung, benötigt. Die geothermische Anlage soll hierbei unterstützend in die Energieinfrastruktur implementiert werden. Eine Integration in die Fernwärmeversorgung, Kälteerzeugung und Stromerzeugung wäre möglich. Aufgrund der vorliegenden Temperaturen ist eine Dampferzeugung nicht möglich.

Die Mindesttemperatur des geothermalen Fluids wird auf der einen Seite durch das binäre Kraftwerk ($> 100^{\circ}\text{C}$) und auf der anderen Seite durch die Vorlauftemperatur der Spitzenlast der Wintermonate des Fernwärmenetzes (90°C) vorgegeben. Kälte wird momentan mit elektrischer Energie erzeugt. Es stehen jedoch noch zwei fernwärmebetriebene Absorptionskältemaschinen zur Verfügung. Während die Versorgung mit Fernwärme nur in Absprache mit dem Energieversorger Enercity erfolgen kann, ist eine Integration der geothermalen Wärme in das Kältenetz und ihre Nutzung in einem binären Kraftwerk unabhängig möglich. Durch die Nutzung des geothermalen Fluids zur Kälteerzeugung, könnten die Stromkosten der MHH reduziert werden. Durch die hohen Vergütungssätze sollte jedoch der primäre Fokus auf der Produktion von elektrischer Energie liegen.

Die geforderten Temperaturen können in Teufen > 3.000 m angetroffen werden. In Abbildung 2.5 sind die Untergrundtemperaturen, in 3.000 m Teufe, in Deutschland aufgeführt. Im Raum Hannover liegt der Temperaturgradient im Bereich von $3,8 - 4,9^{\circ}\text{C}/100$ m. [22, 23, 24, 25, 26]