

Rechenmodell zur Analyse der Wärmegestehungskosten bei hydrothermaler Nutzung

Dirk Straubel, DMT; Heike Ehrlich und Ernst Huenges, Geoforschungszentrum Potsdam; Helmut Wolff, TU Berlin

1	Einleitung und Zielsetzung	68
2	Abnehmerstruktur	68
2.1	Bestehende Bausubstanz	68
2.2	Neubaugebiet.....	68
2.3	Industriebebauung	69
3	Rechenmodell „Geoheat“	69
4	Kostenanalyse einer geothermischen Heizzentrale	71
4.1	Ermittlung der Wärmegestehungskosten unter Berücksichtigung der Standortparameter.	71
4.2	Wärmegestehungskosten einer 12 MW Anlage bei unterschiedlicher Systemkonfiguration	72
5	Darstellung und Diskussion der Ergebnisse	73
6	Schlußfolgerung und Ausblick	78
7	Zusammenfassung	78
8	Literatur	79

1 Einleitung und Zielsetzung

Die Bereitstellung hydrothormaler Erdwärme zu Heizzwecken zählt neben der Nutzung von Solarenergie sowie Wind- und Wasserkraft zu Projekten, die in Deutschland, gemessen an der Gesamtenergieerzeugung, einen verschwindend geringen Anteil besitzen aber dennoch in Zukunft von Bedeutung sein können. Dies gilt insbesondere auch im Kontext der zum Teil sehr positiven Erfahrungen mit den bereits existierenden Anlagen in Mecklenburg-Vorpommern (Neustadt-Glewe, Neubrandenburg, Waren) [Rockel et al., 1997; Seibt et al., 1997].

Die Durchführbarkeit des technischen Prozesses wird neben technischen Restriktionen durch wirtschaftliche Faktoren bestimmt, wie es in Hinblick auf eine mögliche Markteinführung kürzlich untersucht wurde [Ratzesberger et al., 1997].

Ziel dieser Analyse ist es, anhand eines Rechenmodells durch Variation der Systemkomponenten die Auswirkung auf die Wärmegestehungskosten geothermischer Heizzentralen auf Basis des Tabellenkalkulationsprogrammes EXCEL zu bestimmen.

2 Abnehmerstruktur

Die Abnehmerstrukturen bestimmen den zeitlichen Verlauf des Wärmebedarfs sowie die Temperaturniveaus innerhalb eines Heiznetzes [Schallenberg, 1997; Kayser (dieser Report)]. Um unterschiedliche Abnehmerstrukturen zu berücksichtigen wurden in den Berechnungen Szenarios mit den folgenden Siedlungsvarianten durchgeführt:

- Szenario 1: bestehende Bausubstanz
- Szenario 2: Neubaugebiet
- Szenario 3: Industriebebauung

Als weiterer charakteristischer Parameter ist zusätzlich die Heiznetzgröße variiert worden.

2.1 Bestehende Bausubstanz

Für die Analyse der Wärmegestehungskosten wird ein Heiznetz mit einer Vorlauftemperatur von 90 °C und einer Rücklauftemperatur von 70 °C vorgegeben. Handelt es sich dabei um modernisierte Heiznetze, die mit einer gleitenden, der Außentemperatur angepaßten Vorlauf-temperatur betrieben werden, kann die Vorlauftemperatur bei warmen Außentemperaturen auf 70 °C sinken, die minimale Rücklauftemperatur beträgt 50 °C [Kayser und Kaltschmitt, 1996].

2.2 Neubaugebiet

Die in einem Neubaugebiet entstehenden Gebäude können entsprechend den heutigen Standards und aufgrund der Vorschriften zur Wärmedämmung mit großflächigen Heizkörpern ausgestattet werden. Daraus resultieren niedrigere Temperaturparameter. Die für diese Szenario gewählte Vorlauftemperatur des Heiznetzes beträgt maximal 70 °C. Die minimale Vorlauftemperatur sollte in der warmen Jahreszeit wegen der Gefahr des Legionellenbefalls im Brauchwasser 65 °C nicht dauerhaft unterschreiten, da die Bakterien, die die Legionärskrankheit auslösen, bei Temperaturen über 65°C absterben [Recknagel, 1995]. Die maximale Rücklauftemperatur liegt bei 50 °C, die minimale Rücklauftemperatur bei 40 °C.

2.3 Industriebebauung

Bei dieser Bebauungsart setzt sich die Abnehmerstruktur hauptsächlich aus Industriebetrieben zusammen, die einen hohen Bedarf an Prozeßwärme haben. Potentielle Verbraucher könnten beispielsweise die chemische Industrie, Freizeitanlagen mit Schwimmbadbetrieb, Fischzuchtanlagen, aber auch Gewächshäuser sein. Die maximale und die minimale Vorlauftemperatur beträgt auch hier aufgrund der Gefahr des Bakterienbefalls bei 65 °C. Die untere Temperaturgrenze des Rücklaufes liegt, unabhängig von den Außentemperaturen, bei 30 °C.

3 Rechenmodell „Geoheat“

Ausgehend von den geologischen Bedingungen und den verbraucherseitigen Anforderungen ergeben sich Vorgaben für die notwendigen Investitionen einer Wärmeversorgung. Hieraus lassen sich dann unter Berücksichtigung weiterer Einflußgrößen die Wärmegestehungskosten ermitteln.

Das Rechenmodell („Geoheat“) zur Ermittlung der Wärmegestehungskosten geothermischer Heizzentralen wurde mittels des Tabellenkalkulationsprogrammes EXCEL erstellt. Bei diesem Rechenmodell sind die Ausgangsgrößen variierbar, so daß verschiedene technische Systemkonfigurationen, wie beispielsweise der zusätzliche Einsatz von Wärmepumpen oder eines Blockheizkraftwerkes, untersucht und die unterschiedlichen, den Betrieb einer geothermischen Heizzentrale mitbestimmenden Größen, wie zum Beispiel Lagerstättenparameter und Abnehmerstruktur berücksichtigt werden können.

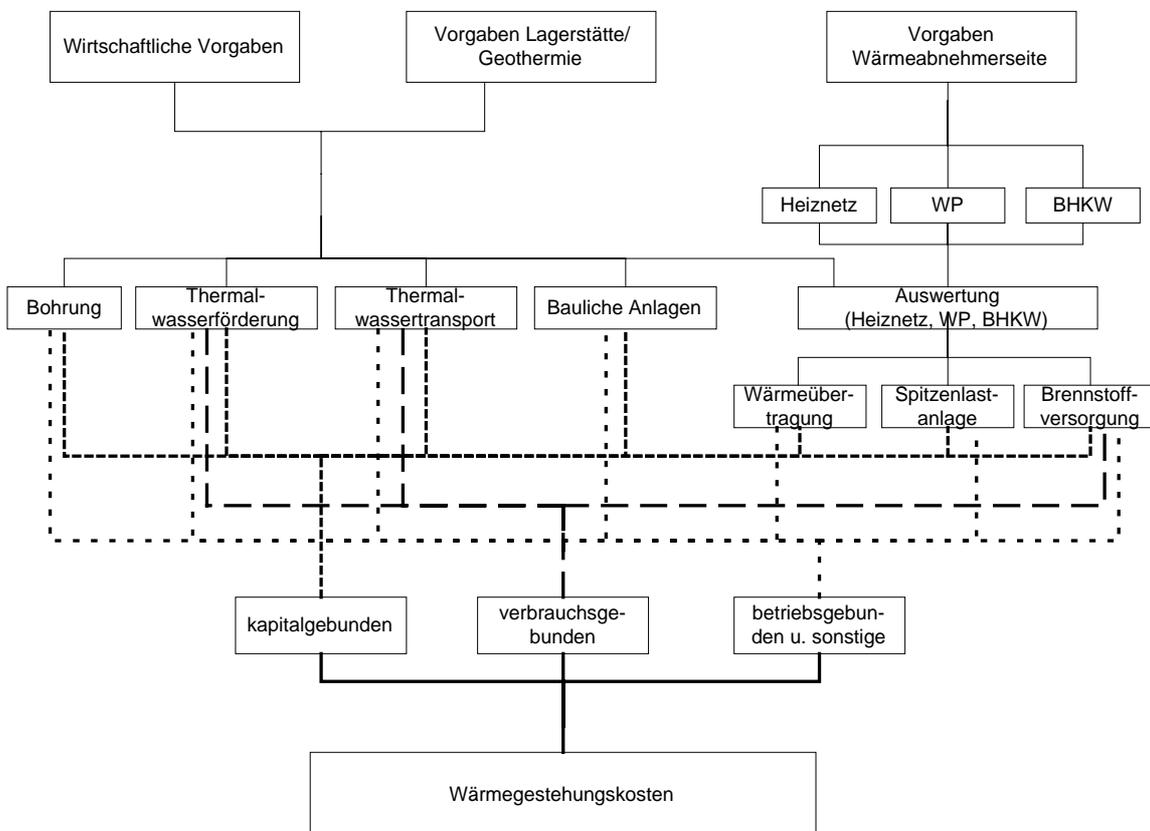


Abbildung 3-1: Komponenten des technisch-wirtschaftlichen Rechenmodells „GEOHEAT“

Das Rechenmodell (s. Abbildung 3-1) ist in die folgenden Bereiche gegliedert:

- Eingabeblatt
- Wirtschaftliche Vorgaben
- Systemkonfiguration
- Auswertungsblätter (Heiznetz, Wärmepumpe, Blockheizkraftwerk, Auswertung)
- Kostenberechnung (kapital-, verbrauchs-, betriebsgebunden)
- Kostenübersicht Wärmegestehungskosten

Im Eingabeblatt befindet sich zunächst eine Bilanzierung des Energie- und Leistungsbedarfs. Hier lassen sich die Dimensionen der eingesetzten Komponenten überblicken bzw. Zahlenwerte der benötigten Energiemengen (z.B. Stromaufnahme Tauchpumpe) oder erzeugten Wärmemengen (z.B. Wärme Blockheizkraftwerk) ablesen.

Im Programmteil „Wirtschaftliche Vorgaben“ sind recherchierte Zahlenwerte eingegeben. Diese können prinzipiell geändert werden, sind zwecks Vergleichbarkeit im Rahmen der hier dargestellten Ergebnisse jedoch konstant gehalten worden. Die Werte werden an verschiedenen Stellen des Modells aufgegriffen und zu Berechnungen herangezogen.

Die Anforderungen der Wärmeabnehmer und Vorgaben der Lagerstätte / Geothermie gehen dagegen ausschließlich in das Blatt „Systemkonfiguration“ ein und dienen der Auswahl der Systemkomponenten. Diese Vorgabeparameter werden variiert, um die resultierenden Auswirkungen auf die Wärmegestehungskosten darzustellen.

Die Tabellenblätter Heiznetz, Wärmepumpe, Blockheizkraftwerk sind Berechnungsgrundlage für die Anlagenkonfiguration. Ein Auswertungsblatt bilanziert die Wärmeleistung und den Stromverbrauch der entsprechenden Komponente über einen bestimmten Zeitabschnitt.

Als Berechnungsansatz der Wärmegestehungskosten wird die VDI Richtlinie 2067 zu Grunde gelegt, diese gilt für die Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen. Sie unterteilt die Kosten in kapitalgebundene, verbrauchsgebundene, betriebsgebundene und sonstige Kosten. Dementsprechend sind auch im Rechenmodell die Blätter zur Kostendarstellung benannt: „kapitalgebunden“, „verbrauchsgebunden“ und „betriebsgebunden“, die sonstigen Kosten werden auf letzterem mit erfaßt.

Die gewählte Berechnungsmethode basiert auf einer statischen Kostenvergleichsrechnung. Dabei bleibt unberücksichtigt, daß die Ausgaben zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen und daher einen anderen Zeitwert haben. Erlöse gehen nicht mit in die Berechnung ein. Eine besondere Variante der Kostenvergleichsrechnung ist hierbei die Ansetzung des Kapitaldienstes der Investitionen in annuitätischer Form. Das heißt, es werden die Investitionsausgaben (kapitalgebundene Kosten) mit dem Annuitätsfaktor (Kapitalwiedergewinnungsfaktor) für die technische Nutzungsdauer multipliziert. So erhält man die durchschnittlichen jährlichen (periodengleichen) Anschaffungsausgaben.

Die Erfassung der Investitionskosten für die einzelnen Systemkomponenten basiert auf Herstellerangaben bzw. auf Leistungen vergleichbarer Firmen. Angaben über Nutzungsdauer und Instandsetzungsfaktor sind der VDI Richtlinie 2067 oder Herstellerangaben entnommen. Bei allen Berechnungen wurde ein Zinssatz von 7% für Kapitaldienste angesetzt.

Die verbrauchsgebundenen Kosten einer geothermischen Heizzentrale ergeben sich aus den Aufwendungen für den Energieeinsatz einschließlich der Bereitstellung von Energie für den Eigenbedarf. Abhängig vom Einsatz der Systemkomponenten ergeben sich Brennstoff- und Energiekosten. Sowohl Arbeits- und Leistungspreise als auch die entsprechenden Energieaufnahmen der Komponenten werden aus dem Eingabeblatt zur Berechnung herangezogen.

Die betriebsgebundenen Kosten ergeben sich aus der Wartung und Instandhaltung der einzelnen Anlagenkomponenten. Ein wesentlicher Anteil der betriebsgebundenen Kosten wird durch die sonstigen Kosten verursacht. Hierzu gehören die Lohnkosten des Personals sowie die Kosten für die Versicherung der Anlage, die mit jährlich 2 % der Investitionskosten kalkuliert werden [VDI, 1991].

In einer Kostenübersicht werden alle jährlich anfallenden Kosten aufgeführt und auf die bereitgestellte Wärmemenge umgerechnet. Diese spezifischen Wärmegestehungskosten werden für weitere Betrachtungen, insbesondere für den Vergleich mit der konventionellen Wärmegewinnung, herangezogen.

4 Kostenanalyse einer geothermischen Heizzentrale

Die Verwendung und Dimensionierung der Systemkomponenten einer geothermischen Heizzentrale wird sowohl durch Vorgaben der Lagerstätte als auch durch Vorgaben der Abnehmerseite bestimmt. Abnehmerseitig kann die Leistung des Heiznetzes (z.B. zusätzliche Anschlüsse) oder die Temperatur im Fernwärmenetz (z. B. Modernisierung der Bausubstanz) variiert werden. Die Lagerstättenparameter eines Standortes gelten hingegen als unveränderlich. Unter Berücksichtigung der konkreten Lagerstättenparameter wird dann für die weiter oben definierten unterschiedliche Abnehmerszenarios die Anlagenkonfiguration ermittelt und die darauf basierenden Wärmegestehungskosten berechnet.

Zum sinnvollen Vergleich der Wärmegestehungskosten wird mit Hilfe des gleichen Rechenmodells ein erdgasbefeuertes konventionelles Heizwerk rechnerisch simuliert. Dazu erhalten nach entsprechender Parametereingabe alle geothermischen Einflußgrößen den Wert Null, so daß die Spitzenlastanlage die Funktion eines konventionellen Heizwerkes übernimmt und die benötigte Wärmemenge erzeugt.

Als Bilanz- bzw. Systemgrenze wird die Wärmelieferung aus dem Heizhaus in das Verteilungsnetz festgelegt. Alle Aufwendungen für die Verteilung der Wärme mit Hilfe eines Fernwärmenetzes werden nicht in den Wärmegestehungskosten berücksichtigt, da die Annahme gemacht wird, daß die Netzkosten bei konventioneller und geothermischer Netzbelieferung identisch sind. Somit können auch die berechneten Wärmegestehungskosten ohne Beachtung dieser Kosten einander gegenübergestellt werden. Der Vergleich mit einer Einzelhausbeheizung wurde nicht vorgenommen.

4.1 Ermittlung der Wärmegestehungskosten unter Berücksichtigung der Standortparameter

Die der Berechnung zugrunde liegenden Lagerstättenparameter, wie Abstand der Bohransatzpunkte, Speichermächtigkeit, Endteufe, Volumenstrom, Kopfdruck, Tiefe des dynamischen Wasserspiegels und stratigraphische Vorgaben sind entsprechend den Angaben in Siebertz et

al. (dieser Report, Pkt. 4.1.1 und 4.1.2) gewählt worden. Es wird hier deshalb die gleiche Bezeichnung für die Lagerstätten (Typ I und Typ II) gewählt.

4.2 Wärmegestehungskosten einer 12 MW Anlage bei unterschiedlicher Systemkonfiguration

Als Beispiel mit den durch die beiden vorgegebenen Lagerstättentypen bestimmtem geologischen Parametern wird ein 12 MW Heiznetz bei bestehender Bebauung (Szenario 1) diskutiert.

Die Versorgung einer älteren Bebauung setzt grundsätzlich hohe Heiznetztemperaturen voraus, die nicht von allen Wärmelagerstätten bereitgestellt werden kann. In diesen Fällen ist der Einsatz einer Wärmepumpe erforderlich. Eine hohe Thermalwassertemperatur der Lagerstätte ermöglicht hingegen, einen größeren Teil der Wärme mit Hilfe von Wärmeübertragern direkt dem Abnehmer zur Verfügung zu stellen, so daß u.U. auf den Einsatz einer Wärmepumpe verzichtet werden kann. Die Abbildungen 4-1 und 4-2 stellen die Wärmegestehungskosten verschiedener Systemkonfigurationen für die betrachteten Lagerstättentypen dar.

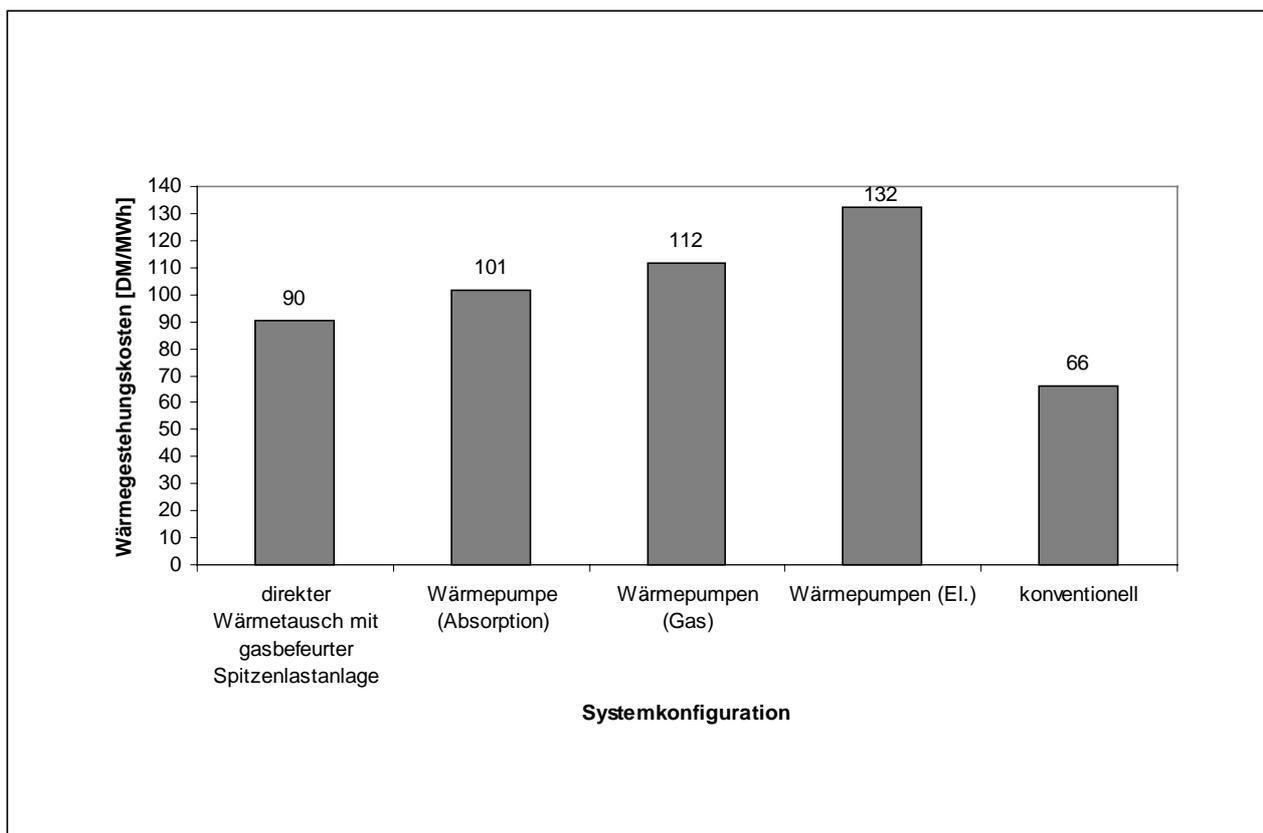


Abbildung 4-1: Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit von der Anlagenkonfiguration für ein 12 MW Heiznetz bei bestehender Bebauung und Lagerstätten Typ I.

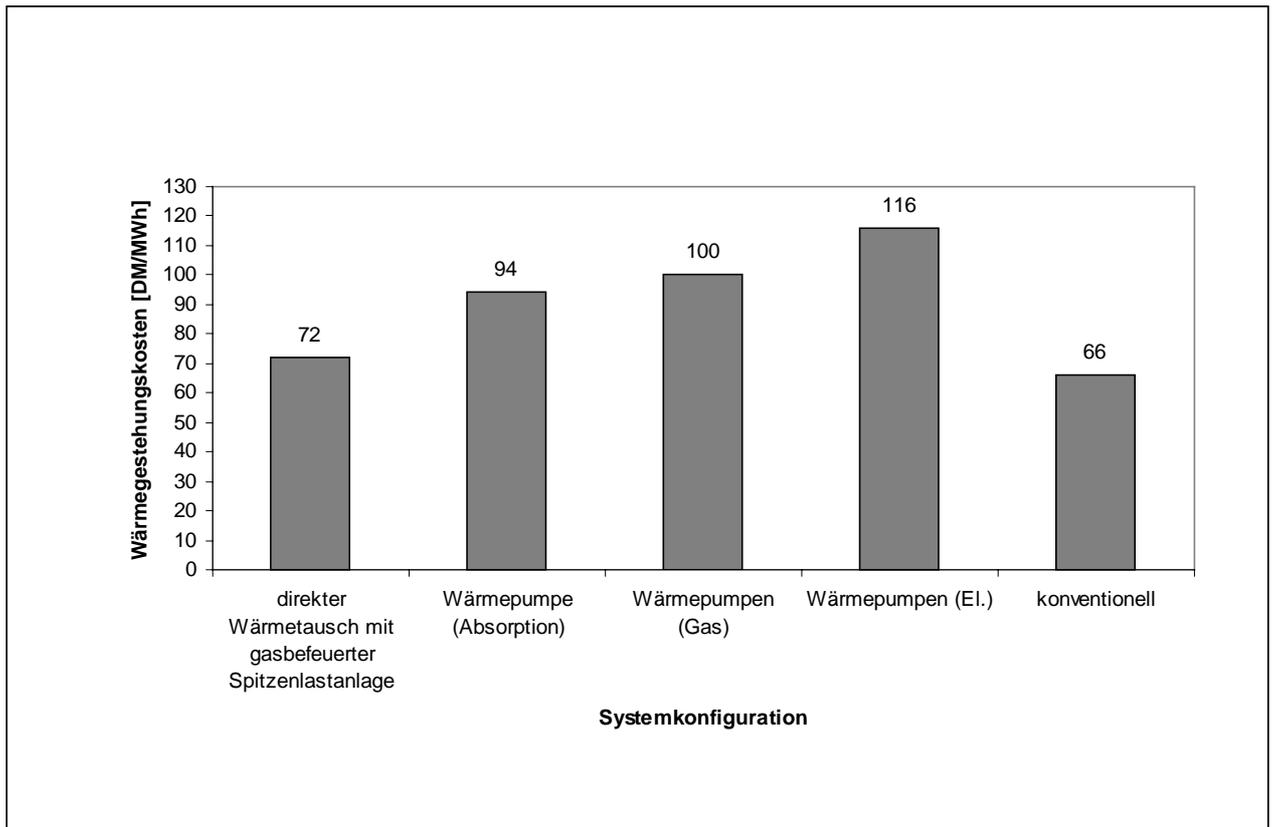


Abbildung 4-2: Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit von der Anlagenkonfiguration für ein 12 MW Heiznetz bei bestehender Bebauung und Lagerstätten Typ II.

Die Konfiguration direkte Wärmeübertragung mit gasbefuehrter Spitzenlastanlage verursacht demnach die geringsten Wärmegestehungskosten bei geothermischen Wärmeversorgungsanlagen. Im Anwendungsfall ist diese Anlagenkonfiguration am ehesten in der Lage, mit der konventionellen Wärmeversorgung zu konkurrieren, die den Vergleichsrechnungen zufolge im betrachteten 12 MW Heiznetz für 66,- DM/MWh bereitgestellt werden kann.

5 Darstellung und Diskussion der Ergebnisse

Die Wärmegestehungskosten einer geothermischen Nutzenergiebereitstellung sinken für zunehmende Heiznetzleistungen und abnehmende Heiznetztemperaturen (Abbildung 5-1). Eine wirtschaftliche geothermische Nutzung, die konkurrenzfähig zu konventioneller Wärmeerzeugung ist, erfordert deshalb eine hohe Thermalwassertemperatur bei einem großen realisierbaren Fördervolumenstrom.

Entsprechende Heiznetztemperaturen vorausgesetzt, ist eine auf einem Lagerstättentyp II basierende geothermische Anlage ab einer Größe von ca. 20 MW von den resultierenden Wärmegestehungskosten her günstiger als eine Anlage mit konventionelle Wärmeerzeugung. Bei schlechteren Lagerstättenvoraussetzungen (Typ I) kann die geothermische Energiebereitstellung jedoch auch bei dem größten untersuchten Heiznetz in keinem Szenario die Kosten konventioneller Wärmebereitstellung unterschreiten.

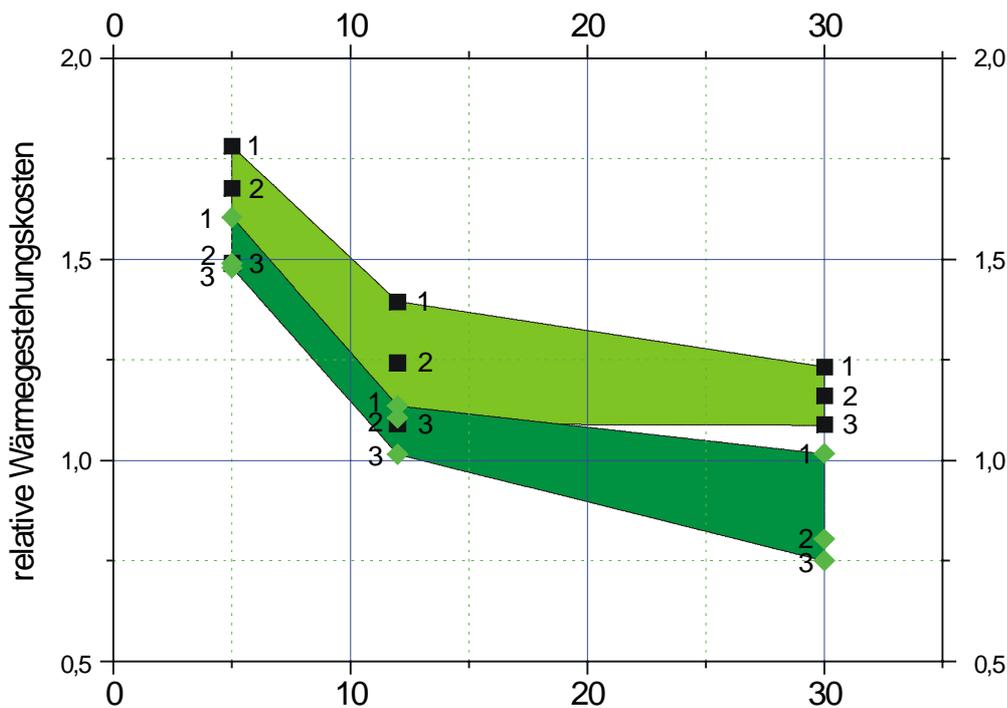
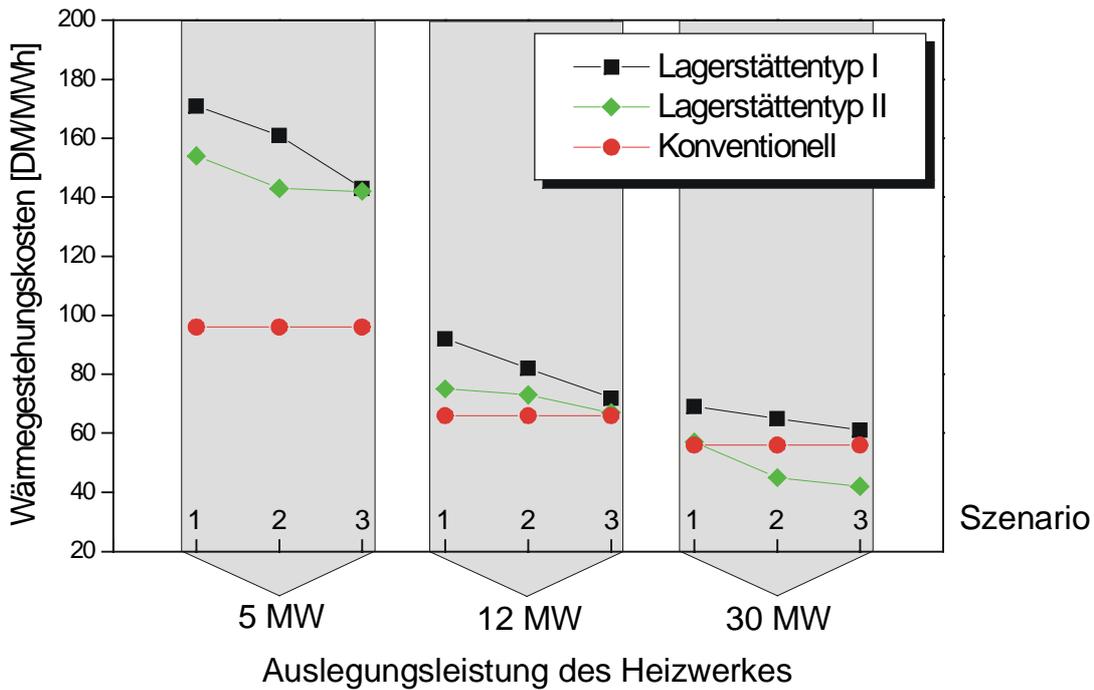


Abbildung 5-1: Vergleich geothermischer Wärmegestehungskosten mit denen konventioneller Wärmeerzeugung für die untersuchten Wärmelagerstätten und Heiznetzscenarios. Insbesondere in der Darstellung der auf die konventionellen Wärmegestehungskosten bezogenen relativen Wärmegestehungskosten (unterer Abbildungsteil) ist der Einfluß von Lagerstättentyp und Heiznetzgröße deutlich zu erkennen. Die berechneten Szenarios entsprechen den in Kapitel 2 definierten: 1: bestehende Bausubstanz, 2: Neubaugebiet, 3: Industriebebauung.

Wie aus der bisherigen Betrachtung hervorgeht, verhindern zu hohe Wärmegestehungskosten eine Integration der geothermischen Nutzenergiebereitstellung in bestehende Wärmeversorgungskonzepte unter heutigen Rahmenbedingungen. Daraus ergibt sich die Frage, bei welchen Systemkomponenten oder Ausführungsvarianten Einsparungen möglich sind. Um diese Potentiale zu identifizieren, wird mit Hilfe des Rechenmodells „Geoheat“ anhand der Anlagen- und Lagerstättenparameter des Typs II eine Analyse der Kostenstruktur einer geothermischen Heizzentrale durchgeführt.

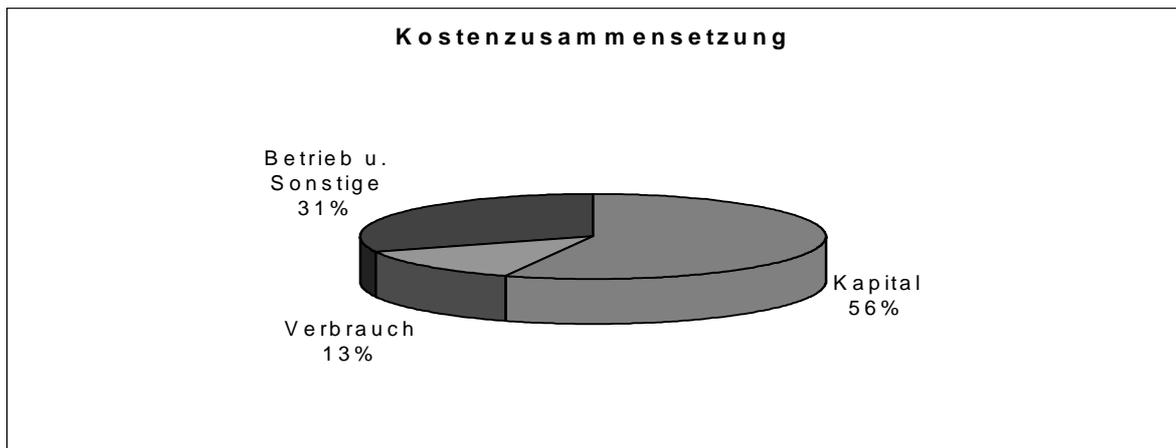


Abbildung 5-2: Kostenzusammensetzung für ein 12 MW Heiznetz bestehender Bebauung, geothermische Wärmebereitstellung, Lagerstättentyp II

Deutlich ist der hohe Anteil der kapitalgebundenen Kosten an den Wärmegestehungskosten und der geringe Anteil der verbrauchsgebundenen Kosten im Vergleich zur fossilen Wärmebereitstellung (Abb. 5-3).

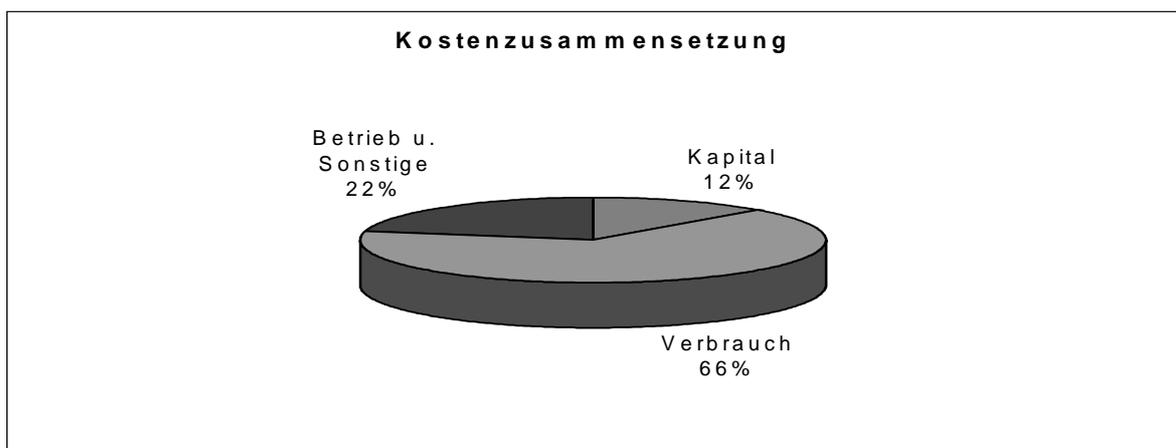


Abbildung 5-3: Kostenzusammensetzung für ein 12 MW Heiznetz bestehender Bebauung, konventionelle Wärmebereitstellung

Die Zusammensetzung der kapitalgebunden Kosten und deren Anteile an der Gesamtinvestition bei einer geothermischen Heizzentrale ist in Abbildung 5-4 dargestellt.

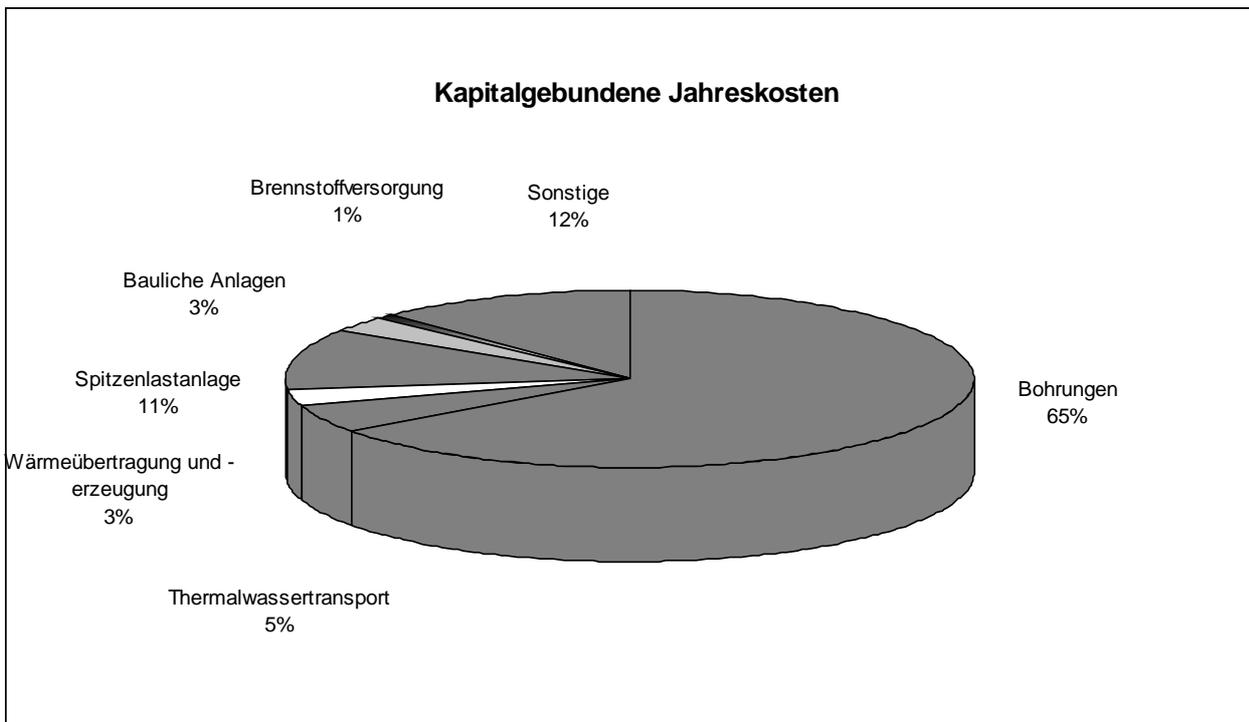


Abbildung 5-4: Zusammensetzung der kapitalgebunden Kosten einer geothermischen Heizzentrale

Ausgehend von den in Abb. 4-2 dargestellten Wärmegestehungskosten von 72,- DM/MWh für eine geothermische Heizzentrale mit direktem Wärmetausch und gasbefeuerte Spitzenlastanlage würden die nur durch die Bohrungen verursachten anteiligen Wärmegestehungskosten ca. 47,- DM/MWh betragen.

Die gegenüber den hohen kapitalgebunden Kosten niedrigen verbrauchsgebundenen Kosten geothermischer Heizzentralen beruhen darauf, daß sich die letztere hauptsächlich aus den Brennstoffkosten zusammensetzen, die aber bei einer GHZ sehr gering sind, da sie nur durch den Einsatz der Spitzenlastanlage bedingt sind. Bei der der Abb. 4.2 zugrundeliegenden Anlagenkonfiguration beträgt der Beitrag der verbrauchsgebundenen Kosten zu den Wärmegestehungskosten für eine geothermische Heizzentrale (direktem Wärmetausch und gasbefeuerte Spitzenlastanlage) 9,40 DM/MWh. Dem steht ein anteiliger Beitrag von 43,60 DM/MWh bei der konventionellen Anlage gegenüber.

Die Darstellung einzelner Veränderungen und deren Auswirkungen auf die Wärmegestehungskosten wird im nachfolgenden Spinnendiagramm verdeutlicht (Abbildung 5-5). Ausgangspunkt sind die technischen Parameter und die im Rechenmodell bestimmten Wärmegestehungskosten einer geothermischen Heizzentrale des Lagerstättentyps II.

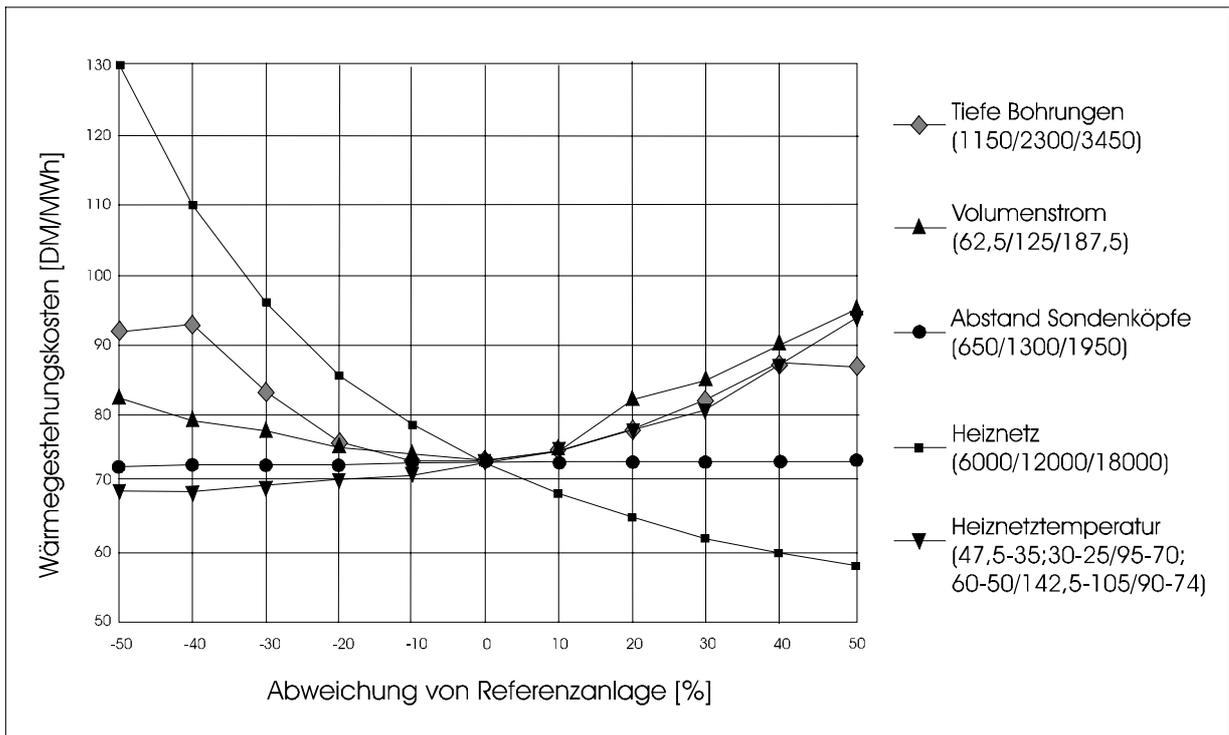


Abbildung 5-5: Änderung der Wärmegehungskosten bei Variation der Parameter für den Lagerstättentyp II. Die mittleren Werte der Legende geben die Basiswerte der Berechnungen wieder. Diese wurden in 10% Schritten im Bereich -50% (linker Wert der Legende) und $+50\%$ (rechter Wert) variiert.

Betrachtet man die Variationen bei Änderungen des Volumenstromes so wird deutlich, daß der Basiswert ($125 \text{ m}^3/\text{h}$) schon fast den optimalen Wert für diesen Parameter bei dieser Anlagenkonfiguration darstellt. Der Bereich, der keine wesentlichen Auswirkungen auf die Kosten hat und aufgrund seines Minimums ökonomisch am sinnvollsten erscheint, liegt im Bereich $+10\%$ bis -20% um diesen Basiswert. Generell setzen die geologischen Vorgaben des Speichers ohnehin Grenzen bezüglich der förderbaren Thermalwassermenge, so daß dem Anlagenbetreiber auch wenig technischer Spielraum bleibt.

Geht man von niedrigeren Vor- und Rücklauftemperaturen im Heiznetz aus, sinken die Wärmegehungskosten nur um rund 6% bei einer Variation des Basiswertes um -50% . Eine Variation um $+50\%$ zu einem höheren Temperaturniveau erhöht die Wärmegehungskosten hingegen um ca. 32% . Daraus folgt, daß niedrige Vor- und Rücklauftemperaturen im Heiznetz günstig sind, aber im betrachteten Fall nicht wesentlich zur Senkung der Wärmegehungskosten beitragen. Dies ist durch die hohe Fördertemperatur (95°C) bei gleichzeitig hohem Fördervolumen für die Basisvariante begründet, die es ermöglicht, auch hohe Heiznetztemperaturen im direkten Wärmetausch zu versorgen.

Sehr sensibel reagieren dagegen die Wärmegehungskosten auf Variationen der Heiznetzleistung. Je größer die abnehmerseitig geforderte Wärmeleistung ist, desto geringer sind die Kosten. Daher sind für die Installation geothermischer Anlagen immer große Heiznetze ($> 10 \text{ MW}$) ökonomisch sinnvoll. Dies wird auch am Beispiel eines 30 MW Heiznetzes in einer Industriebebauung entsprechend Abbildung 5-1 verdeutlicht, wo die Wärmegehungskosten

deutlich unter denen der konventionellen Vergleichsanlage liegen und somit durchaus konkurrenzfähig sind.

Das Kriterium der Bohrtiefe, welches den größten Teil der Investitionskosten – die Bohrkosten - (siehe Abbildung 5-4) beeinflusst, führt nach Abbildung 5-5 zu einer Erhöhung der Wärmegestehungskosten, egal ob die Tiefen geringer oder größer werden. Daß auch bei geringeren Bohrtiefen trotz geringerer Bohrkosten die Wärmegestehungskosten steigen, läßt sich durch die dann niedrigeren Temperaturen im Speicher erklären. Zur Deckung des Wärmebedarfs muß für diesen Fall die Spitzenlastanlage mehr Arbeit verrichten, damit steigt der Brennstoffbedarf und die verbrauchsgebundenen Kosten und somit auch die Wärmegestehungskosten.

Die Variation des Abstandes der Sondenköpfe hat keine Auswirkungen auf die Wärmegestehungskosten. Die betrachtete Änderung des Abstandes der Sondenköpfe entspricht Rohrlängen von 650 m bis 1.950 m. Daraus resultierten Änderungen in den Wärmegestehungskosten von ca. 1,50 DM/MWh.

6 Schlußfolgerung und Ausblick

Die Nutzung von heißen Thermalwässern zu Heizzwecken stellt eine Möglichkeit dar, konventionelle Verfahren der Wärmegewinnung zwar nicht zu verdrängen, sicherlich aber zu ergänzen und dadurch wertvolle Ressourcen zu schonen.

Eine Nutzung geothermischer Wärmelagerstätten, insbesondere bei Beachtung der Einsparungen durch geringere Umweltschäden, erscheint bereits heute sowohl aus ökologischer (Huenges et al., 1996) als auch ökonomischer Sicht sinnvoll. Dafür ist es jedoch erforderlich, geologisch günstige Standorte anhand einer Bewertung der Lagerstättenqualität zu identifizieren und systemtechnisch optimal zu nutzen. Dieses muß unter Einbeziehung der Abnehmeransprüche an die Heiznetzauslegung geschehen.

Die Zukunftschancen der Geothermie liegen nicht in der ausschließlichen Beheizung von Wohnräumen. Hierzu werden in absehbarer Zeit die Vorlauftemperaturen der Heiznetze zu hoch und die Rohstoffpreise für fossile Energieträger zu niedrig sein. Die Vorteile der Geothermie liegen auch heute schon im Bereich Niedrigtemperatur/Prozeßwärme bei großem Wärmebedarf. Abnehmer hierfür könnten beispielsweise die Chemische Industrie, Lederwerke oder Schwimmbäder sein.

In bestimmten Gebieten mit intensivem Fremdenverkehr, wie z. B. Kurbäder, kann eine geothermische Heizzentrale zu einem in dieser Arbeit nicht erfaßten Gewinn an Attraktivität beitragen. Dieses gilt insbesondere dann, wenn eine balneologische Nutzung des Thermalwassers angestrebt wird.

7 Zusammenfassung

In der vorliegenden technisch-wirtschaftlichen Analyse werden die in einer geothermischen Heizzentrale verbauten Systemkomponenten erfaßt. Die verwendeten Daten und aufgezeigten Abhängigkeiten sind bei Herstellern der entsprechenden Komponenten recherchiert worden. Sie bilden die Berechnungsbasis für das Rechenmodell „Geoheat“. Mit dem Ergebnis werden für drei verschieden große Heiznetze und drei unterschiedliche Abnehmerstrukturen aufgrund

vorgegebener Lagerstättenparameter Wärmegestehungskosten ermittelt. Durch einen Vergleich der Wärmegestehungskosten können Aussagen bezüglich der Konkurrenzfähigkeit zur konventionellen Wärmeerzeugung abgeleitet werden.

Außerdem wird in einer Sensitivitätsanalyse der Wärmegestehungskosten die Bandbreite möglicher Veränderungen technischer und geologischer Parameter dargestellt. Damit können Aussagen über den ökonomischen Handlungsspielraum bei der Anlagenauslegung gemacht werden.

Es wird festgestellt, daß die geothermische Nutzenergiebereitstellung unter den heutigen Rahmenbedingungen in den meisten Fällen nicht mit konventioneller Wärmeerzeugung konkurrieren kann. Niedrige Heiznetztemperaturen und große Heiznetze lassen die geothermischen Wärmegestehungskosten jedoch soweit sinken, so daß zumindest unter theoretischen Bedingungen die geothermische Wärme günstiger produziert werden kann als konventionelle.

8 Literatur

- Kayser, M. und M. Kaltschmitt, Ganzheitliche Energie- und Emissionsbilanzen einer hydrothermalen Wärmebereitstellung, In: Geothermie Report 96-1, Hydrogeothermale Anlagen: Systemvergleich und Emissionsbilanz, GeoForschungsZentrum Potsdam, Potsdam, Juni 1996.
- Ratzesberger R., M. Kaltschmitt und E. Huenges, Geothermie vor der Breitenanwendung, Brennstoff Wärme Kraft, Springer Verlag, in Druck, 1997.
- Recknagel et al., Taschenbuch für Heizung- und Klimatechnik. Verlag Oldenbourg, München, S. 8, 1995.
- Rockel, W., P. Hoth und P. Seibt, Charakteristik und Aufschluß hydrothermaler Speicher, Die Geowissenschaften, 1997.
- Schallenberg, K., pers. Mitteilung 1997.
- Seibt, A., F. Kabus und T. Kellner, Der Thermalwasserkreislauf bei der Erdwärmennutzung, Die Geowissenschaften, 1997.
- Siebertz, T., Technisch-wirtschaftliche Aufschlußalternativen hydrothermaler Ressourcen zur Wärmebereitstellung, Diplomarbeit (unveröffentlicht), Fachgebiete Entsorgungs- und Erdöltechnik, Institut für angewandte Geowissenschaften I, Technische Universität Berlin, 1996.
- Straubel, D., Technisch-wirtschaftliche Analyse einer hydrothermalen Nutzenergiebereitstellung, Diplomarbeit (unveröffentlicht), Fachgebiete Entsorgungs- und Erdöltechnik, Institut für angewandte Geowissenschaften I, Technische Universität Berlin, 1996.
- VDI Richtlinie 2067 Blatt 1, Tabelle 5; VDI Verlag GmbH, Düsseldorf, 1991.

