

Aufrüstung konventioneller Wärmegewinnungs- und Industrieanlagen durch Geothermie

In Kooperation mit zwei Energieversorgungsunternehmen und einem energieintensiven Industriebetrieb wurde das österreichische Forschungsprojekt GeoHeat.at realisiert. Anhand von zwei Standorten in unterschiedlichen geologischen Gebieten mit unterschiedlichen Anforderungsprofilen sollte geklärt werden, unter welchen geowissenschaftlichen, technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen eine Auf- bzw. Umrüstung bestehender Wärme- und Industrieanlagen mit Methoden der geothermischen Energiegewinnung und Energiespeicherung sinnvoll durchgeführt werden kann.

Abbildung: Edith Haslinger, mit freundlicher Genehmigung von Dr. Johann Goldbrunner, Geoteam GmbH



Abb. 1 – Hydrogeothermalbohranlage

In Österreich existieren konventionelle Wärme-gewinnungs- und Industrieanlagen, die einen dringenden Modernisierungs- und Emissions-senkungsbedarf aufweisen. Geothermische Energie-gewinnungs-metho-den werden jedoch zumeist bei Neu-bauten berücksichtigt. Hierbei stellt sich die Frage, ob ein nicht viel beachtlicheres Anwendungspotenzial der Geothermie in der Modernisierung (Umrüstung, Nach-rüstung) bestehender Energieversorgungs-anlagen – besonders von Wärme-gewinnungs-anlagen – in Österreich besteht.

In Kooperation mit Energieversorgungs-unternehmen und einem energieintensiven Industriebetrieb wurde im Rahmen des Forschungsprojekts GeoHeat.at anhand von zwei Standorten in unterschiedlichen geologischen Gebieten mit unterschiedlichen Anforderungsprofilen untersucht, unter welchen geowissenschaftlichen, technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen eine Auf- bzw. Umrüstung bestehender Wärme- und Industrieanlagen mit Methoden der geothermischen Energie-gewinnung und Energiespeicherung sinnvoll durchgeführt werden kann. Hierbei wurden tatsächlich erreichbare CO₂-Einsparungspotenziale analysiert und in eine Kosten-Nutzen-Rechnung eingebunden, die auf wirtschaftlichen Vorgaben der Wirtschaftspartner basiert.

Der GeoHeat.at-Ansatz – Hypothese und Methoden

Der GeoHeat.at-Ansatz untersucht die Nachrüstung bestehender Wärme-gewinnungs-anlagen im industriellen- und Energieversorgungssektor mit Methoden der tiefen Geothermie. Die untersuchungsleitende Hypothese besagt hierbei, dass die Nachrüstung mit geothermischen Energie-gewinnungs- und Speichermethoden aufgrund ihres breiten Anwendungsspektrums (Abb. 2) ein signifikantes Marktpotenzial in Österreich besitzt. Es gilt jedoch zu klären, unter welchen Voraussetzungen – geogener und technischer Natur – welche geothermische Anwendungsmethode technisch, respektive thermodynamisch, sinnvoll ist und welche Nachrüstungskonzepte sich bereits wirtschaftlich abbilden lassen. Zur Beantwortung der technisch und wirtschaftlich sinnvollen Nachrüstung wurden im Rahmen von GeoHeat.at folgende Methoden und Lösungsansätze angewandt:

- Abbildung der standortabhängigen geowissenschaftlich-thermodynamischen sowie hydrologisch/hydrogeologischen Verhältnisse im Untergrund (geowissenschaftliche Modellierung) mittels geologischer 3D-Modellierung.

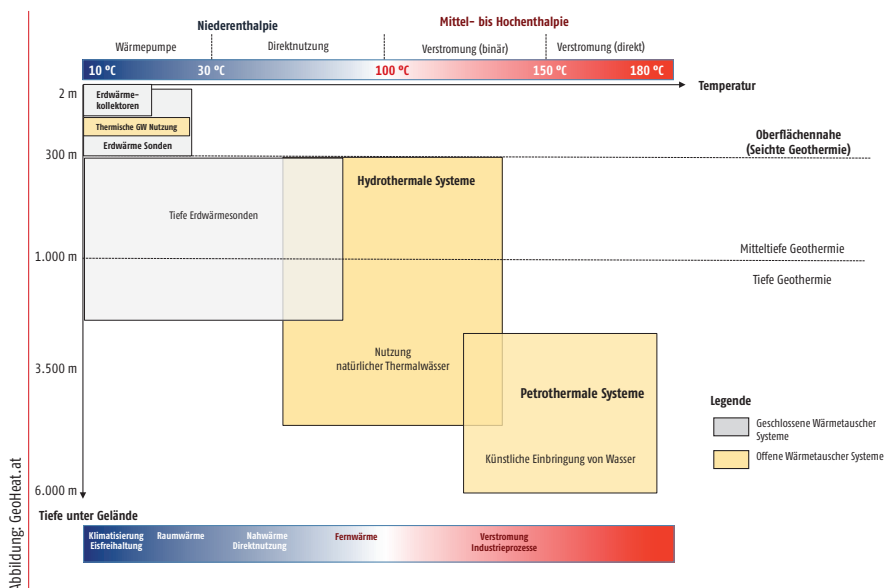


Abb. 2 – Schematisierte Systemübersicht geothermischer Anwendungsmethoden

- Technische Planung der geothermischen Anwendungsmethode inklusive Energie-gewinnungs- und Energieübertragungs-komponenten; besonderes Augenmerk wurde auf technische Lösungen für eine Nachrüstung zu einem bivalenten Wärmeversorgungs-betrieb gelegt.
- Thermodynamische Beurteilung der entworfenen Konzepte.
- Dynamische Simulation der Energie-quelle bzw. des Energiespeichers (Reservoirs) sowie der technischen Gewinnungs- und Energieübertragungs-komponenten.
- Energiewirtschaftliche Analysen der technisch realisierbaren Konzepte und Risikobewertung.
- Standortbeurteilung auf Grundlage standortspezifischer Entscheidungspfade.

Generell umfasst der GeoHeat.at-Ansatz auch die Konditionierung von Betriebsgebäuden. Da die Bereitstellung von Raumwärme jedoch in den meisten Fällen ohnehin durch vorhandene Abwärme gedeckt ist, erfolgte im Rahmen der Studie die generelle Beschränkung auf Methoden der geothermischen Direktversorgung.

Wärmepumpenanwendungen im Niedertemperaturbereich wurden daher ausgeklammert. Die Auswahl der Fallstudien erfolgte unter der Berücksichtigung von vorab definierten Erfolgskriterien, die in Tabelle 1 angeführt sind. In Abstimmung mit den involvierten Wirtschaftspartnern wurden die Standorte Baden bei Wien und Wien-Kaisermühlen ausgewählt.

Geowissenschaftliche Standortvoraussetzungen

Beide Standorte befinden sich im Wiener Becken, welches ein störungsgebundenes Pull-Apart-Becken im Übergangsbereich zwischen Alpen und Karpaten darstellt. Generell setzt sich das Wiener Becken aus unterschiedlichen tektonischen Stockwerken zusammen. Das oberste Stockwerk wird aus miozänen Meeres- und Süßwassersedimenten gebildet, die in den vergangenen 20 Millionen Jahren abgelagert worden sind. Darunter befindet sich ein Stockwerk bestehend aus Gesteinen der Alpen, die im Zuge der Beckenbildung versenkt worden sind. Das unterste Stockwerk bildet das ursprünglich an dieser Position vorhandene Tethysmeer, welches von den Alpen überschoben worden ist.

Tabelle 1 – Eignungskriterien der Standortauswahl

Investitionsbereitschaft des Wirtschaftspartners	Alter der bestehenden Wärme-/Energiebereitstellungsanlage Wirtschaftlichkeit der bestehenden Anlage (spezifische Gesteigungskosten)
Temperaturbereich	30 - 170 °C
Leistungsbereich	Bis 50 MW _{th} Bis 5 MW _{el}
Lage	Thermalwässer vor Ort prinzipiell verfügbar

Wie in Abbildung 3 links dargestellt, setzen sich im Untergrund des Wiener Beckens die wasserführenden Gesteine der Nördlichen Kalkalpen fort und bilden einen großen Thermalwasserspeicher. Aufgrund weitreichender geologischer Störungssysteme lässt sich das Wiener Becken in verschiedene Zonen unterteilen. Der südwestliche Teil, in welchem sich auch der Standort Baden befindet, liegt auf der sogenannten Hochscholle. Wessely beschrieb erstmals für dieses Gebiet ein aktiv zirkulierendes Thermalwassersystem, welches von infiltrierenden meteorischen Wässern am Ostrand der Kalkalpen gespeist wird und entlang des Beckenrandes als erwärmtes Thermalwasser wieder austritt und die bekannten Thermen in Baden und Bad Vöslau speist [1, 2]. Dieses hydrodynamische System produziert lokale, sowohl positive als auch negative Temperaturanomalien im Untergrund (Abb. 3, rechts, Profil 3). Dem gegenüber stehen fossile, hochmineralisierte Tiefenwässer im zentralen Bereich des Wiener Beckens, in welchem sich der Standort Wien-Kaisermühlen befindet. Aus geologischer Sicht befinden sich beide Standorte im Bereich der versenkten kalkalpinen Einheiten, jedoch über verschiedenen Deckensystemen. Der

Standort Wien-Kaisermühlen liegt im Bereich der Frankenfels-Lunzer Decken (heutiger Nordrand der Kalkalpen), welche aufgrund des Norddrucks der Alpen stark deformiert und gefaltet vorliegen (Abb. 3, Profil 2). Der Standort Baden bei Wien befindet sich hingegen im Bereich der Göller Decke, welche durch langgezogene Mulden und Faltenstrukturen gekennzeichnet ist. Beide Deckensysteme weisen zwar im Allgemeinen ähnliche Gesteinsabfolgen auf, unterscheiden sich jedoch hinsichtlich ihrer geothermischen Nutzbarkeit aufgrund ihrer unterschiedlichen tektonischen Entwicklungsgeschichte.

Die geowissenschaftliche Beurteilung der beiden Standorte erfolgte auf Grundlage der Erhebung und Auswertung von Daten aus der Literatur und Archiven der involvierten geowissenschaftlichen Partner. Die Beurteilung fokussierte auf die Eignung zur hydrothermalen Nutzung und beruhte auf den Parametern Tiefenlage und Geometrie, Temperatur, Produktivität und Chemismus der zu erwartenden Thermalwasserreservoirs. Da die geowissenschaftliche Datenlage an beiden Standorten sehr heterogen und lückenhaft ist, wurden zur Abbildung der geothermischen Ressourcen dreidimensio-

nale geologische Modelle (Software Gocad) und numerische Modelle (Software Comsol Multiphysics und FEFLOW) eingesetzt.

Unter Berücksichtigung einer möglichen hydrothermalen Nutzung liefern die beiden Standorte unterschiedliche Voraussetzungen (Tab. 2). Für beide Standorte gilt lediglich, dass eine Nutzung der miozänen Beckenfüllung aufgrund geringer Temperatur und Produktivität nicht von Interesse ist.

Es ist zu erwarten, dass der Standort Baden von dem bereits erwähnten hydrodynamischen Thermalwassersystem am Westrand des Wiener Beckens beeinflusst wird. Dies führt zwar dazu, dass die anzutreffenden Thermalwässer gering mineralisiert sind, jedoch auch Zonen stark ausgeprägter Temperaturanomalien vorhanden sein können. Gerade im Bereich der einsickernden Oberflächenwässer können tiefreichende Abkühlungen des Gebirges angetroffen werden. Dies ist im Temperaturdiagramm in Abbildung 4 als Situation [C] dargestellt und stellt in der Reservoirbeurteilung das Worst-Case-Szenario dar. In Richtung der zentralen Abschnitte des Wiener Beckens stellen sich hingegen gemäßigte geothermische Verhältnisse mit geothermischen Gradienten im Bereich

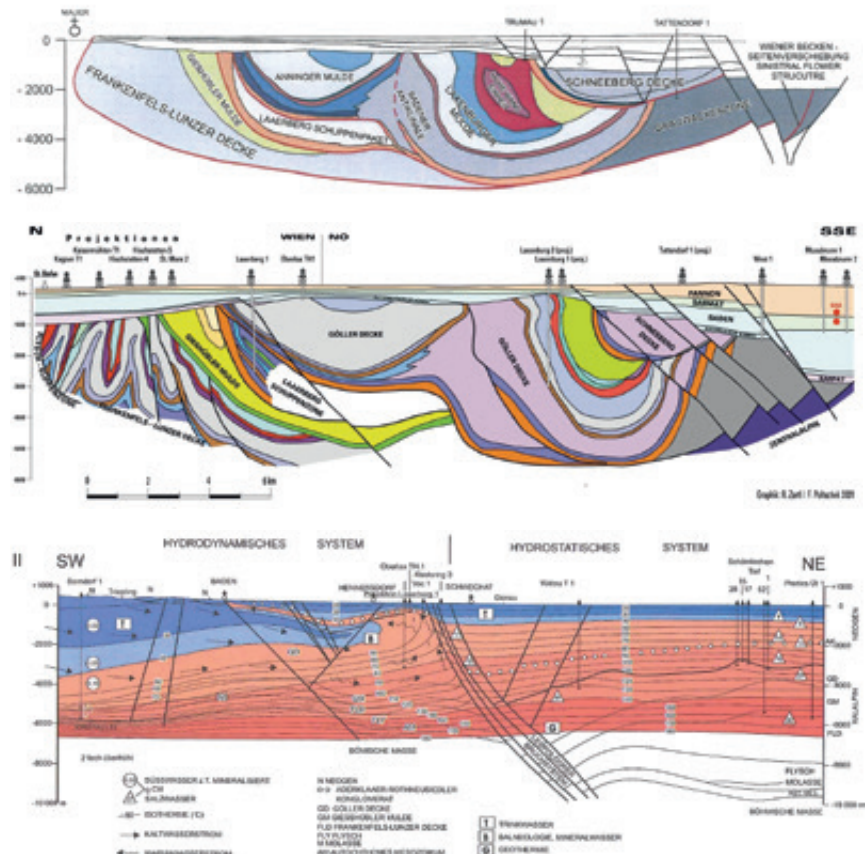
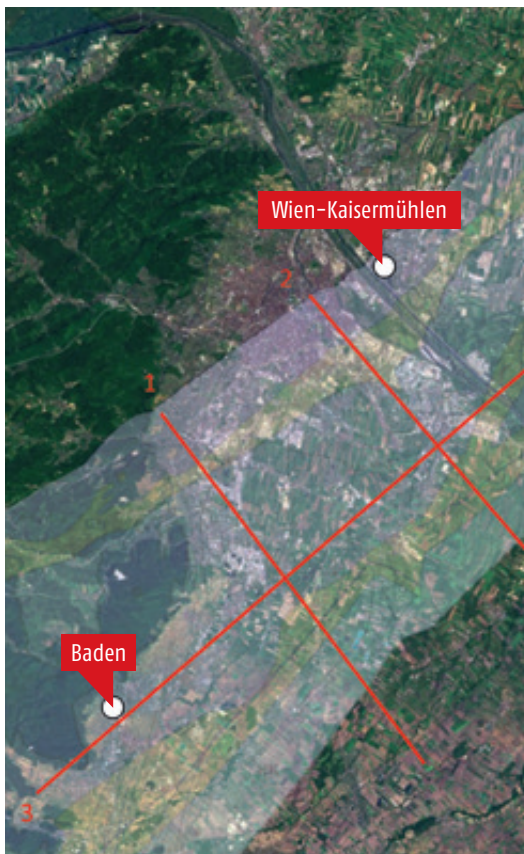


Abb. 3 – Geologisch-geothermische Übersicht der untersuchten Standorte. Links: Lageplan der untersuchten Standorte; der Verlauf der kalkalpinen Deckensysteme ist hervorgehoben. Rechts oben: Geologischer Schnitt 1. Rechts Mitte: Geologischer Schnitt 2. Rechts unten: Geothermischer Schnitt 3

Tabelle 2 – Reservoircharakteristik der Standorte Baden und Wien-Kaisermühlen

Parameter	Reservoir Standort	Miozäne Beckenfüllung	Dachsteinkalk	Hauptdolomit	Wetterstein Dolomit
Reservoir-beschreibung	Baden ¹	Lokale Sandhorizonte	Kalkstein, generell dicht, teilweise verkarstet		Dolomit, regelmäßig geklüftet und teilweise verkarstet
	Kaisermühlen	Lokale Sandhorizonte, Konglomerate	Nicht vorhanden	Siehe Baden	Nicht vorhanden
Tiefenlage (m u. GOK)	Baden	< 3.000	3.000 – 4.000	4.000 – 4.700	4.700 – 5600
	Kaisermühlen	< 2.800	Nicht vorhanden	> 2.400	Nicht vorhanden
Temperatur (°C)	Baden ²	< 100	100 – 130 (WCS: < 55)	130 – 150 (WCS: 55 – 60)	150 – 170 (WCS: 60 – 70)
	Kaisermühlen	< 90	Nicht vorhanden	> 80	Nicht vorhanden
Produktivität	Baden (Schüttung)	Gering, da lokal begrenzte Horizonte	Gering, nur im von Karstschläuchen vorhanden	Ausreichend, wenn Geometrie des Reservoirs korrekt ist	Ausreichend
Kaisermühlen	Im Bereich von Konglomeratlagen	ausreichend	Nicht vorhanden	Ausreichend, jedoch stark von Geometrie der Falte abhängig	Nicht vorhanden
Chemismus	Baden	Hoch (> 10 g/l)		Niedrig bis mittel (<10 g/l)	
	Kaisermühlen		Nicht vorhanden	Hoch (> 10g/l)	Nicht vorhanden

¹ Der identifizierte mögliche Standort der geothermischen Nutzung Baden befindet sich ca. 5 km südöstlich der Stadt Baden.

² Im Bereich Baden ist die Temperaturprognose sehr unsicher, daher wurde anhand der vorliegenden Daten ein Worst-Case-Szenario (WCS) berechnet.

von 2,8 bis 3,0 °C/100 m ein (Abb. 4, Situation [B]). Im Rahmen einer probabilistischen Analyse für den infrage kommenden Standort der geothermischen Dublette südöstlich von Baden konnte dieser Gradient als Erwartungswert ermittelt werden. Nicht zu erwarten sind hingegen die in Abbildung 4 unter Situation [A] angeführten stark erhöhten geothermischen Gradienten, die lediglich im oberflächennahen Austrittsbereich der Thermalwässer im Raum Baden zu beobachten sind. Da im Bereich des Standorts Baden gemäß dem geologischen Aufbau des Untergrundes drei potenziell wasserführende Schichten unmittelbar hintereinander folgen, ist das Risiko einer fehlenden Produktivität der Reservoirs kaum gegeben. Zudem sind auch der Aufbau sowie die Geometrie der Thermalwasserreservoirs aufgrund der Nähe zu den oberflächlich anstehenden Kalkalpen am Standort Baden sehr gut bekannt, sodass die getätigten Tiefenangaben ebenfalls nur mit einem sehr geringen Prognoserisiko versehen sind.

Im Gegenzug hierzu sind die thermischen Verhältnisse am Standort Wien-Kaisermühlen sehr gut bekannt, zumal an den vorgeschlagenen Standorten der geothermischen Bohrungen bereits Erkundungsbohrungen der Erdölindustrie abgeteuft worden sind. An diesem Standort gibt es jedoch lediglich eine potenziell wasserführende Schicht, deren Geometrie aufgrund einer starken Deformation sehr komplex ist. Obgleich das Vorhandensein von Thermalwasser in den besagten Erkundungsbohrungen nachgewiesen ist, liegen noch keine Langzeitbeobachtungen der Produktivität vor. Verlässt man die Standorte der bereits abgeteuften Bohrungen, ist die Prognose der Lagerstättengeometrie (Tiefe und Mächtigkeit) aufgrund der Faltung äußerst unsicher. Es ist an dieser Stelle anzumerken, dass das Reservoir in den Kohlenwasserstoff-Erkundungsbohrungen nur in den obersten Metern angebohrt worden ist und der tatsächliche Verlauf der aus seismischen Erkundungen und geologischen Überle-

gungen abgeleiteten Faltenstruktur keinesfalls gesichert ist. Im Gegenzug zu den Wässern am Standort Baden sind die anzu-treffenden Wässer am Standort Wien-Kaisermühlen stark mineralisiert (ca. 30 g NaCl/l), was wiederum zu einem erhöhten technischen Aufwand der geothermischen Nutzung führt.

Ein wesentlicher Aspekt in der Darstellung der Wirtschaftlichkeit ist die Abbildung geogener Erschließungsrisiken (Fündigkeitsrisiko) und Risiken für den laufenden Betrieb. Im Rahmen der Studie GeoHeat.at wurde nach Abbildungsmöglichkeiten gesucht, die nicht nur, wie in Tabelle 3 abgebildet, auf qualitativen Beurteilungen basieren. Für die Parameter „Temperatur“ und „Produktivität“ konnten probabilistische Beurteilungsmethoden erarbeitet werden, die in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einfließen.

Technische Nutzungskonzepte

Es sei an dieser Stelle vorweggenommen, dass an den betrachteten Stand-



Bis zum letzten Tropfen!

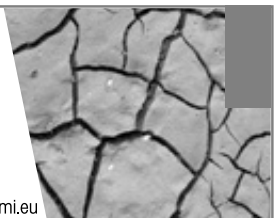
Vom Marktführer im Bausektor:
Pumpen für Klar-, Schmutz- und Abwasser



Elektro/Benzin/Dieselmotor.
Verschleißarm. Kraftvoll.
Trockenlaufsicher. Niveauregler.
Einfachste Wartung.

TSURUMI PUMP

Tel. 0211 - 417 937 450
vertrieb@tsurumi.eu • www.tsurumi.eu



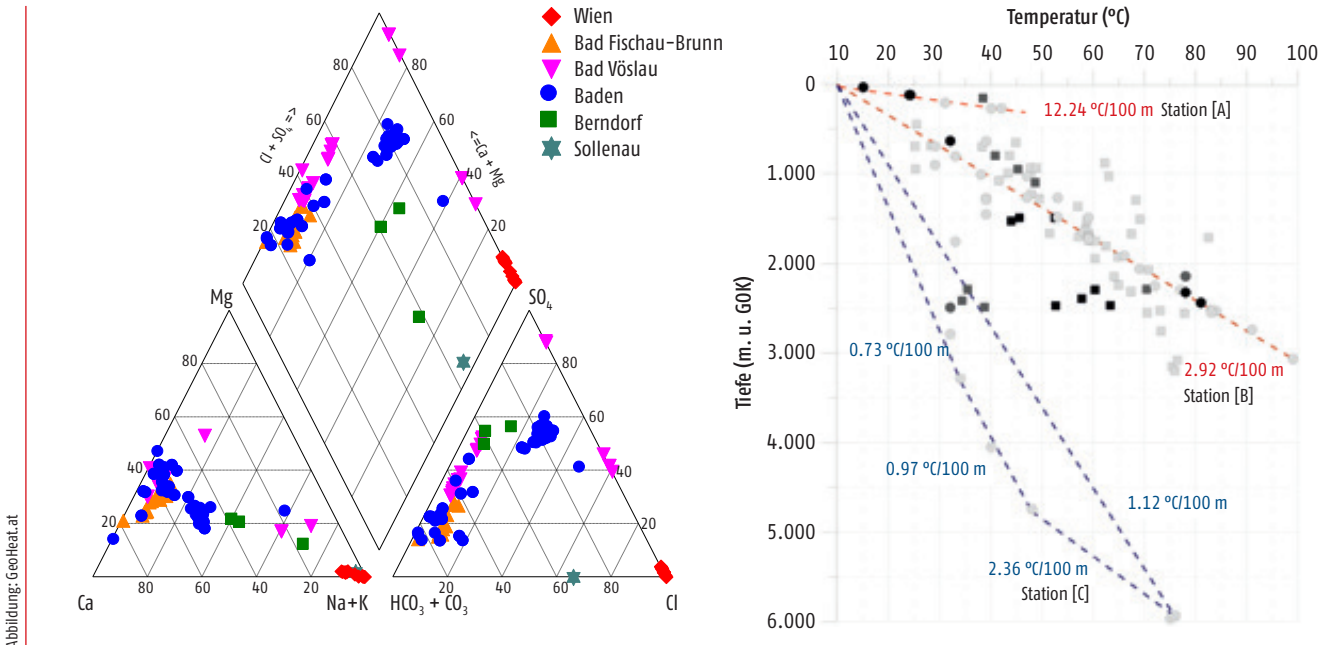


Abb. 4 – Vergleich der hydrochemischen und geothermischen Bedingungen an den Standorten Baden und Wien-Kaisermühlen

orten der Wirtschaftspartner keine elektrische Energie produziert und die geothermische Gewinnung von Strom sowie eine mögliche balneologische Nutzung natürlicher Thermalwässer als zusätzliche Optionen ausgeklammert wurden. Die Einsatzmöglichkeiten geothermischer Anwendungen werden von technischen Anforderungen der Verbraucher bestimmt, die sich aus dem Jahresgang der benötigten Temperatur- und Lastprofile ergeben. Da geothermische Anwendungen in erster Linie für Grundlastdeckung geeignet sind (hohe Verfügbarkeit, jedoch längere Anlaufzeiten), ist eine tatsächliche Umrüstung einer konventionellen Wärmequelle (monovalenter Betrieb) nur im Fall einer möglichst ausgeglichenen Jahreslastkurve sinnvoll, um eine Überdimensionierung der Anlage und somit hohe Investitionskosten zu vermeiden. Dies trifft ausschließlich auf industrielle Verbraucher in Schichtproduktion zu. Im Fall von Energieversorgungsunternehmen (EVU) ist eine Teillastdeckung im

bivalenten Betrieb (Nachrüstung) zu bevorzugen. Hierbei kann die bestehende Wärmequelle für die Spitzenlastabdeckung beibehalten werden oder durch eine modernere Anlage ersetzt werden.

Prinzipiell kann die Nachrüstung der Wärmeversorgung im bivalenten Betrieb in serieller oder paralleler Schaltung erfolgen. Entscheidend ist hierbei, ob das Temperaturniveau der geothermischen Wärmequellen das vorgegebene Temperaturniveau des Verbrauchers erreichen kann. Ist dies nicht der Fall, so muss die Einbindung, wie in Abbildung 5 dargestellt, in serieller Schaltung erfolgen. In diesem Fall übernimmt die geothermische Quelle die Funktion eines Vorwärmprozesses und hebt das Temperaturniveau des Rücklaufes vom Verbraucher an. Aus technischer Sicht ließe sich auch zur Anhebung des Temperaturniveaus eine Hochtemperatur-Wärmepumpe als zusätzliche Wärmequelle installieren, um eine parallele Schaltung zu ermöglichen.

Standort Baden

Die Wirtschaftspartner am Standort Baden setzen sich aus einem Energieversorgungsunternehmen und einem industriellen Betrieb zusammen. Die Anforderungsprofile der Wirtschaftspartner an die Geothermie sind hierbei recht unterschiedlich. Auf Seiten des EVU kann die Grundlast von zwei unterschiedlichen Wärmenetzen durch Geothermie gedeckt werden, die auf unterschiedlichen Temperaturniveaus betrieben werden (Abb. 6). Es hat sich bei beiden Wärmenetzen als wirtschaftlich zweckmäßig erwiesen, die Gesamtlast im bivalenten Betrieb zu decken, wobei die bestehende, konventionelle Wärmequelle zur Spitzenlastabdeckung benutzt werden kann. Da die notwendigen Temperaturniveaus nur bei einem der Wärmenetze mithilfe der geothermischen Quelle erreicht werden können, erfolgt der bivalente Betrieb im Fernwärmenetz 1 durch eine serielle und im Fernwärmenetz 2 durch eine parallele Schaltung der Wärmequellen.

In der ursprünglichen Planung wurde versucht, die Grundlast des industriellen Betriebs mithilfe der geothermischen Quelle zu decken. Aufgrund der Tatsache, dass ein Großteil der Prozesswärme des Betriebes auf einem Temperaturniveau von ungefähr 160 °C benötigt wird, ist ein Vorwärmprozess durch die geothermische Quelle (serielle Schaltung der Wärmequellen) in Betracht gezogen worden. Nach der thermodynamischen Überprüfung stellte sich jedoch heraus, dass eine serielle Schaltung keine thermodynamische

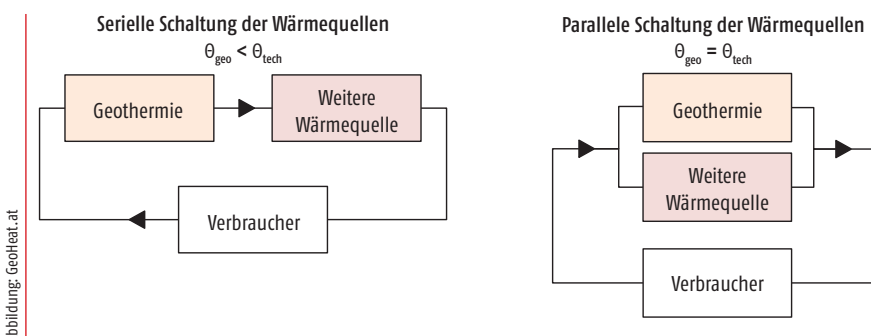


Abb. 5 – Generalisiertes Schema bivalenter Wärmeversorgungszenarien

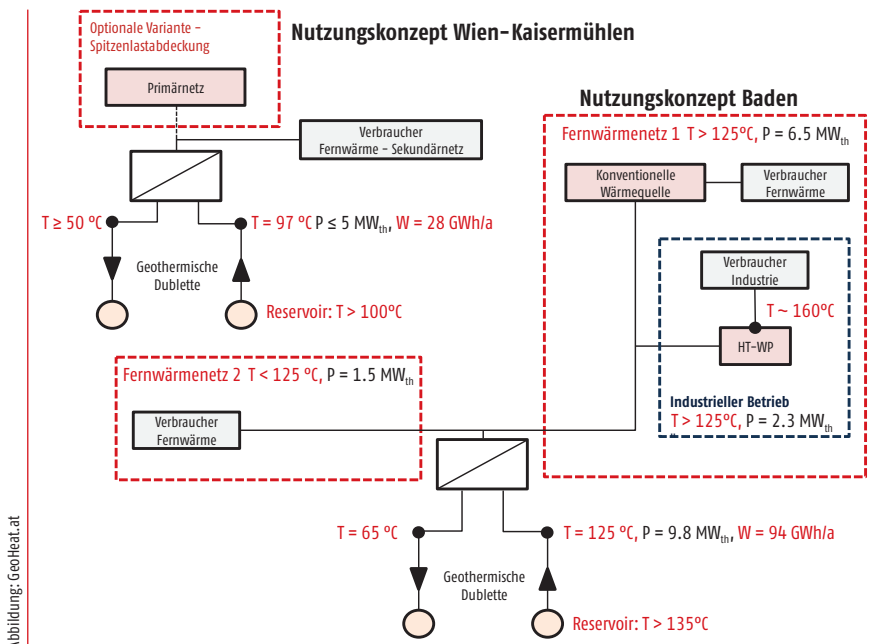


Abb. 6 – Nutzungskonzepte der Standorte Baden und Wien-Kaisermühlen

nicht darstellbar. Aus diesem Grund sieht das in Abbildung 6 dargestellte, stark generalisierte Nutzungskonzept eine Einbindung des industriellen Partners in das Fernwärmenetz 1 vor. Das abgebildete Nutzungskonzept sieht zudem die Auskoppelung der geothermisch produzierten Wärme am Standort der Dublette vor. Aus thermodynamischer Sicht ergibt sich hieraus der Nachteil, dass Temperaturverluste an den zusätzlich an der Auskoppelungsstation zu errichtenden Wärmetauschern auftreten.

Standort Kaisermühlen

Am Standort Wien-Kaisermühlen befindet sich ein sekundäres Wärmenetz eines Wirtschaftspartners aus dem EVU-Sektor, welches gegenwärtig über ein Gebietsumformer von einem Primärnetz gespeist wird. Im Vergleich zum Standort Baden stellen sich die technischen Voraussetzungen durch den Wirtschaftspartner wesentlich einfacher dar. Aufgrund der benötigten Wärmeleistung und der geforderten Temperaturniveaus ist eine hydrothermale Nutzung auch am Standort Wien-Kaisermühlen die sinnvollste geothermische Nutzungsvariante.

schen Vorteile besitzt, da eine Vorwärmung im Rahmen des betrieblichen Dampfprozesses mittels Geothermie die Effizienz der konventionellen Wärmequelle reduziert und weder zu einer Sen-

quelle einen Teil der Grundlast durch Parallelschaltung mit der konventionellen Wärmequelle decken kann. Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass für den in Betracht gezogenen Temperaturbereich

Das Fündigkeitsrisiko muss als wesentlicher Erfolgsfaktor in die wirtschaftliche Betrachtung integriert werden. <<

kung der Befehungskosten noch zu einer Emissionsreduktion führt. Als einziges realisierbares Szenario wurde die Anhebung des Temperaturniveaus durch Integration einer zusätzlichen Wärmequelle in Form einer Hochtemperatur-Wärmepumpe (offener Kreislauf mit Einspritzkühlung) in Betracht gezogen, wodurch die aufbereitete geothermische Wärme-

(125 → 160 °C) keine serienreifen Wärmepumpen existieren und dieses Konzept als experimentell angesehen werden muss. Aufgrund der zusätzlichen Investition (Wärmepumpe) und der vergleichsweise geringen Wärmeleistung ist die ausschließliche Nutzung der geothermischen Quelle zur Deckung der Grundlast des industriellen Prozesses wirtschaftlich

Die geowissenschaftlichen Voraussetzungen am Standort Wien-Kaisermühlen erlauben prinzipiell eine monovalente Vollversorgung des Wärmenetzes. Die saisonal bedingten Lastschwankungen würden jedoch zu großen Variationen der Rücklauftemperatur in das geothermische Reservoir oder des Massenstroms in der geothermischen Dublette führen. →



**STDS
JANTZ**

BOHRTECHNIK FÜR DEN SPEZIALTIEFBAU

STDS-JANTZ GmbH & Co. KG

- Röntgenstraße 44
D-57439 Attendorn
- Tel.: +49 (0) 27 22 - 93 83 - 3
www.stds.de



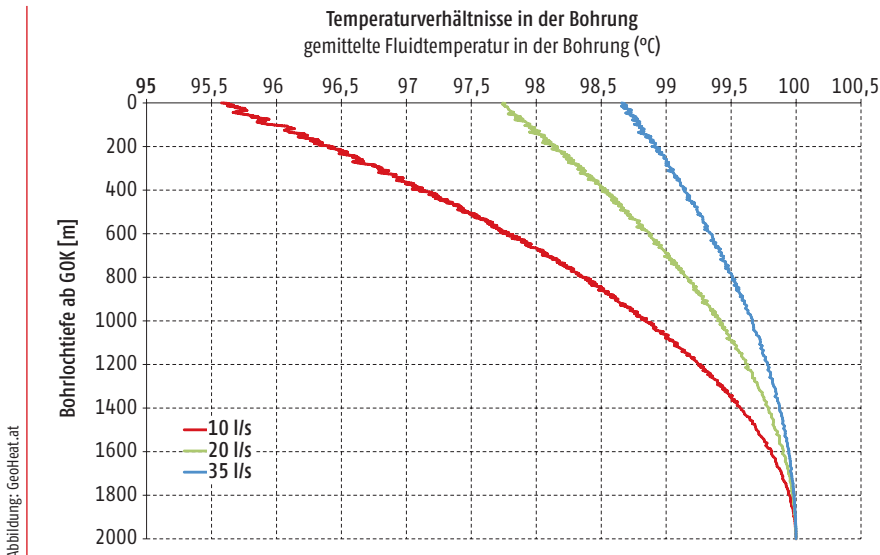


Abb. 7 – Modellierter Temperaturverlauf in der Förderbohrung bei unterschiedlichen Massenströmen

Zudem würde sich wiederum die Frage einer möglichen Überdimensionierung der geothermischen Anlage stellen.

Es galt in einem ersten Schritt zu klären, ob die Regelung des Leistungsbeereichs über den Massenstrom oder über die Rücklauftemperatur bei konstantem Massenstrom aus technischer Sicht sinnvoller ist. Hierfür wurde (1) das thermische Abklingverhalten in der Tiefbohrung infolge variierender Massenströme, (2) die thermisch-hydraulische Antwort des Reservoirs bei den beiden unterschiedlichen Betriebsweisen sowie (3) die chemischen Reaktionen infolge der Druck- und Temperaturänderungen in der Bohrung numerisch simuliert.

Die Reduktion des Massenstroms führt zu einem langsameren Aufstieg der heißen Thermalwässer und somit zu einer stärkeren Abkühlung in der Förderbo-

hrung. Den numerischen Berechnungen der Temperaturverhältnisse in der Produktionsbohrung lag eine angenommene Reservoirtemperatur von 100 °C zugrunde. In einem ersten Modellierungsschritt wurde für den Thermalwasserstrom ein parabolisches Strömungsprofil bei verschiedenen Schüttungen errechnet. In einem zweiten Schritt erfolgte auf Basis dieser Profile die Modellierung des Wärmetransportes im Rohr für den Betriebszeitraum von einem Jahr. Wie in Abbildung 7 ersichtlich, variiert die Austrittstemperatur mit dem Wärmebedarf und somit mit dem Massenstrom. Die Austrittstemperatur liegt jedoch immer über der für eine direkte Nutzung im Fernwärmenetz geforderten Temperatur und ermöglicht somit eine ganzjährige Integration von geothermischer Energie. Aufgrund der geringen Vorlauftemperatur in dieser Periode ist

aber die Deckung des Wärmebedarfs des Verbrauchers auf jeden Fall gesichert. Aus diesem Grund ist eine Massenstrom-gekoppelte Steuerung der geothermischen Nutzung auf jeden Fall aus thermodynamischer Sicht möglich.

Beide Reservoirs – Baden und Wien-Kaisermühlen – weisen Thermalwässer mit hohen Gehalten an gelösten Inhaltsstoffen auf, die für die Förderung in Geothermieanlagen problematisch sein können. So ist zum Beispiel das thermale Tiefengrundwasser in Wien-Kaisermühlen von teilweise extrem hohen Chloridgehalten (bis zu ca. 30 g/l) geprägt. Ein weiteres Risiko während der Förderung sind Ausfällungen von Kalzit durch die Entgasung von CO₂. Basierend auf den Ergebnissen der Druck- und Temperaturprognose wurden mithilfe des Programmes PHREEQC die hydrochemischen Verhältnisse in der Bohrung modelliert, um durch die Förderung potenziell ausfallende mineralische Phasen zu identifizieren. In einem zweiten Schritt wurde auch die notwendige Druckhaltung in der Steigleitung modelliert, um die Ausfällung von Kalzit zu verhindern. Die für eine Kalzitausfällung kritische Druckentlastung und damit Überschreitung des Löslichkeitsprodukts von Kalzit tritt gemäß den Simulationsergebnissen erst sehr spät auf. Die Analyse der einzelnen Reaktionsschritte zeigte, dass ein sehr geringer Druck von mindestens 1,4 bar ausreichen sollte, um das Ausfallen von Kalzit zu verhindern. Bei diesem Druck fallen auch keine anderen Phasen, wie zum Beispiel Fe-Hydroxide, aus.

Aus Sicht des Reservoirs führt weder eine Massenstrom- noch eine Rücklauf-temperatur-gesteuerte Betriebsweise zu thermischen Kurzschlüssen. Die zugrunde

Tabelle 3 – Qualitative Übersicht der geogenen Risiken an den untersuchten Standorten

Geogenes Risiko (Typ)	Standort Baden	Standort Wien-Kaisermühlen
Thermalwassertemperatur (Erschließung)	mittel – hoch Einfluss des hydrodynamischen Systems	gering Reservoirtemperaturen aus Bohrungen bekannt
Tiefenlage der Formation (Erschließung)	mittel Analogie zu anstehenden Alpen, jedoch keine modernen Erkundungsdaten verfügbar	gering bis mittel Tiefenlage im Bereich der vorhandenen Bohrungen nachgewiesen, ansonsten unsicher
Produktivität (Erschließung & Laufender Betrieb)	gering Es stehen drei potenziell wasserführende Schichten mit ausreichender Mächtigkeit zur Verfügung	mittel Thermalwasser wurde in Erkundungsbohrungen nachgewiesen, Mächtigkeit der Formation aufgrund der Geometrie unsicher
Chemismus (Laufender Betrieb)	gering – mittel geringe Mineralisation, eventuell Einfluss von H ₂ S	gering Chemismus aus Erkundungsbohrungen bekannt

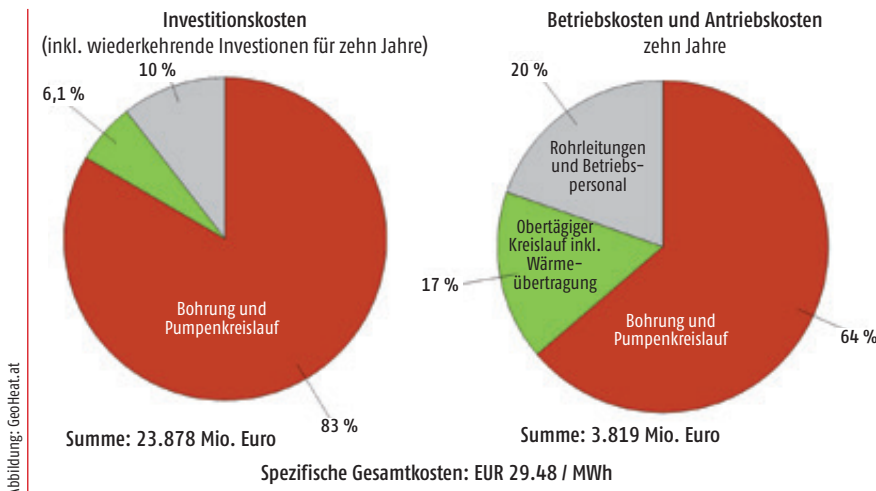


Abb. 8 – Kumulierte Gesamtkosten am Standort Baden gemäß dem Erwartungsszenario

liegende Geometrie des Reservoirs (Fallenstruktur) sowie die Position der Produktions- und Injektionsbohrung an ehemaligen Standorten von Erkundungsbohrungen der Kohlenwasserstoffindustrie wurden in ein geologisches 3D-Modell integriert, welches anschließend in einer gekoppelt thermisch-hydraulischen Simulation des geothermischen Betriebs für einen Zeitraum von 30 Jahren überführt worden ist (Software Comsol Multiphysics). Hierbei wurde unter anderem auch ein Worst-Case-Szenario betrachtet, und zwar ein hypothetischer Vollastbetrieb (maximaler Massenstrom bei minimaler Injektionstemperatur). In keinem der angenommenen Modellierungsszenarien wurde ein thermischer Kurzschluss beobachtet. Die Ursache hierfür kann in der speziellen Faltenstruktur des Reservoirs und der damit verbundenen hypothetischen großen Tiefenlage der Faltenbasis gesehen werden. Es sei an dieser Stelle jedoch darauf hingewiesen, dass sich die Gültigkeit der Modellierungsergebnisse auf die geometrische Form des Reservoirs beschränkt.

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Neben den technischen Anforderungen müssen bei der geothermischen Nachrüstung auch die wirtschaftlichen Anforderungen erfüllt werden. Im Vergleich zu vielen konventionellen, aber auch alternativen Energieträgern besitzt die Geothermie den Nachteil hoher Investitionskosten und geowissenschaftlicher Erfolgsrisiken (Zum Beispiel Fündigkeitsrisiko) – dies gilt speziell bei Betrachtung der hydrothermalen Geothermie. Demgegenüber steht der Vorteil geringer Betriebskosten und hoher Verfügbarkeit. Auf längere Sicht besitzen geothermische Methoden nur dann ein reales Marktpotenzial, wenn die spezifischen

Energiegestehungskosten ohne Berücksichtigung etwaiger Sonderförderungen in einem typischen Planungszeitraum konkurrieren können und sich zudem das Erfolgsrisiko nachvollziehbar quantifizieren lässt.

Im Rahmen von GeoHeat.at wurde die Wirtschaftlichkeit für beide Standorte betrachtet. Der gewählte Weg und die damit verbundenen Erkenntnisse sollen anhand des Standorts Baden dargestellt werden. Das präsentierte Nutzungskonzept am Standort Baden sah die Einbindung der geothermischen Quelle in die vor Ort verfügbaren Fernwärmenetze vor. Aus diesem Grund müssen die Wirtschaftlichkeitskriterien den Vorgaben des EVU genügen. Diese wurden mit maximalen spezifischen Gestehungskosten von 30 Euro/MWh für einen statischen Betrachtungszeitraum vorgegeben.

Die Wirtschaftlichkeitsabbildung basiert auf einer vollständigen Erhebung sämtlicher Investitions- und Betriebskosten. Die größten kostentechnischen Unsicherheiten der Kostenerhebung liegen in den Bohrkosten, die einen wesentlichen Anteil der Gesamtkosten ausmachen und aufgrund des Anfragedrucks aus der Kohlenwasserstoffindustrie starken Schwankungen unterworfen sind.

Bei der Erhebung der kumulierten Kosten am Standort Baden stellte sich heraus, dass der größte Kostenanteil sowohl bei den Investitionskosten als auch bei den Betriebskosten durch die Bohrungen und den Primärkreislauf gegeben sind. Im Fall der Investitionskosten beträgt dieser Anteil gemäß den vorliegenden Hochrechnungen sogar über 80 Prozent (Abb. 8). Am Standort Baden ist aufgrund der Lage der geothermischen Dublette ein zusätz-

liches Rohrleitungsnetz von mehreren Kilometern zu berücksichtigen. Trotz dieses Umstandes und der pessimistischen Betrachtungsweise, dass keine Investitionsförderungen durch öffentliche Stellen zur Verfügung stehen, erbrachte für den Standort Baden ein Erwartungsszenario spezifische Gestehungskosten von 29,48 Euro/MWh. Dies würde die Anforderungen des Wirtschaftspartners knapp erfüllen. Es gilt jedoch zu beachten, dass das Erschließungsrisiko in dieser vorläufigen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung noch ausgeklammert worden ist.

Wie in Tabelle 3 angeführt, ist der Standort Baden von einigen Erschließungsrisiken betroffen. Die quantitative Abbildung von Erfolgsrisiken geothermischer Nutzungen ist aufgrund der Heterogenität der geogenen Voraussetzungen immer noch sehr herausfordernd – einheitliche Beurteilungsstandards fehlen bislang in Österreich. Von den in Tabelle 3 angeführten Parametern ließen sich nur die Aspekte Thermalwassertemperatur und Produktivität durch statistische Betrachtung nachvollziehbar quantifizieren.

Im Allgemeinen setzt sich das Risiko aus dem Produkt aus Eintrittswahrscheinlichkeit und Auswirkung zusammen. Im Fall der geothermischen Nachrüstung lässt sich die Eintrittswahrscheinlichkeit anhand von zwei extremen Fällen festmachen. Fall 1 beschreibt die absolute Nichtfündigkeit und Nichtumsetzbarkeit der geothermischen Nachrüstung. Fall 2 beschreibt die Bestätigung der erwarteten Bedingungen bzw. deren Übertreffung. Am Beispiel des Standorts Baden →

TYFOCOR®
WÄRMEPUMPEN-
SOLEN:
 schützen Ihre Werkstoffe und
 schonen unsere Umwelt.



www.tyfo.de

info@tyfo.de

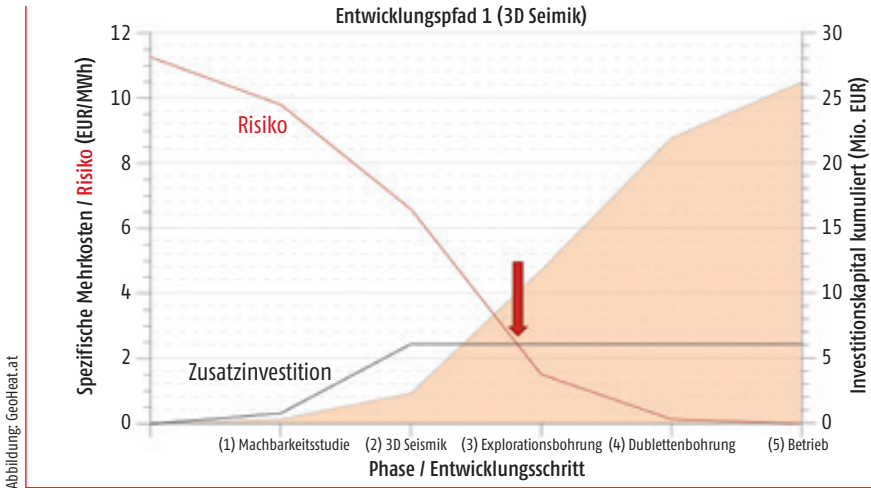


Abb. 9 – Risikofad Standort Baden

konnten nur Teilaussagen hinsichtlich Reservoirtemperatur und Reservoirproduktivität getroffen werden, da keine Quantifizierungen der Eintrittswahrscheinlichkeiten der prognostizierten Tiefenlage und bezüglich des Wasserchemismus getroffen werden konnten. Die berechnete Wahrscheinlichkeit, dass Temperatur und Produktivität des Reservoirs am Standort Baden den Annahmen der oben getätigten Wirtschaftlichkeitsprognose entsprechen, beträgt lediglich 15 Prozent. Die Wahrscheinlichkeit, dass die Reservoirbedingungen generell keine geothermische Nutzung zulassen, beträgt am Standort Baden jedoch nur 35 Prozent.

Innerhalb der oben angeführten Extremfälle wäre eine geothermische Nachrüstung bei einer reduzierten Wirtschaftlichkeit möglich, man spricht von einer Teilfündigkeit. Die spezifischen Gesteinskosten der verschiedenen Aspekte der Teilfündigkeit (zum Beispiel das Reservoir ist 500 Meter tiefer als prognostiziert oder die Temperatur beträgt 20 °C weniger als prognostiziert) lassen sich mit zusätzlichen spezifischen Gesteinskosten versehen. Auf der anderen Seite lassen sich zur Senkung der Prognoseunsicherheit Maßnahmen (zum Beispiel Durchführung einer seismischen Erkundungskampagne) durchführen, die wiederum mit Kosten verbunden sind, und die Wirtschaftlichkeit der geothermischen Nachrüstung beeinflussen. Ab einem kritischen Schwellenwert überschreiten die Mehrkosten der Zusatzmaßnahmen die Kosten des Restrisikos und ebendieses Risiko sollte in Kauf genommen werden, falls die wirtschaftlichen Vorgaben noch erfüllt sind. Diese Entscheidungskette lässt sich rechnerisch in einem Risikofad abbilden, wobei das Risiko als spezifische Zusatzkosten (Euro/MWh) abgebildet wird.

Am Standort Baden wurden die Auswirkungen der Prognoseunsicherheiten im schlechtesten Teilfündigkeitsfall mit spezifischen Mehrkosten von 11,3 Euro/MWh quantifiziert – dies führt zu spezifischen Gesteinskosten in der Höhe von 40,80 Euro/MWh. Wie in Abbildung 9 dargestellt, lassen sich verschiedene, zeitlich aufeinanderfolgende Maßnahmen tätigen, welche das Risiko senken, aber die spezifischen Investitionskosten erhöhen. Am Beispiel Baden wird bei Durchführung einer seismischen Zusatzkampagne der kritische Schwellenwert erst nach Beendigung und Test der Explorationsbohrung erreicht, da große Unsicherheiten in der Prognose der Formationstemperatur liegen. Zu diesem Zeitpunkt betragen die spezifischen Mehrkosten bei einer statischen zehnjährigen Betrachtung ca. 2,50 Euro/MWh bei einem Gesamtinvestitionsvolumen von bislang sechs Millionen Euro. Als alternative Maßnahme am Standort Baden wurde an Stelle der seismischen Erkundung auch die wirtschaftliche Auswirkung einer Slimhole-Erkundungsbohrung untersucht. Hierbei zeigte sich, dass diese Erkundungsmaßnahme wirtschaftlich wesentlich ungünstiger ist (spezifische Mehrkosten 7,36 Euro/MWh bzw. Gesamtinvestition 7,4 Millionen Euro), zumal die Slimhole-Bohrung keine der beiden Dublettenbohrungen ersetzen kann.

Fazit der Studie

Die Nachrüstung konventioneller Wärmebereitstellungsanlagen wird vorrangig durch wirtschaftliche, weniger durch technische Aspekte beschränkt. Bei einer hydrothermalen Nutzung muss das Fündigkeitsrisiko als wesentlicher Erfolgsfaktor in der wirtschaftlichen Betrachtung mit abgebildet werden. Das Konzept einer bivalenten Energieversorgung unter Beibe-

haltung der konventionellen Wärmequelle (zum Beispiel Gaskessel) und Deckung von Grundlasten bzw. Vorwärmprozessen mithilfe geothermischer Energiequellen (serielle Schaltung der Quellen) ist aus wirtschaftlicher Sicht ohne gleichzeitiger Adaption der konventionellen Wärmequellen (Zusatzinvestition) nicht sinnvoll. Eine parallele Schaltung der Energiequellen im bivalenten Betrieb unter Vorgabe von zu erreichenden Temperaturniveaus an die Geothermie ist wesentlich sinnvoller. Hierbei kann der Anwendung von Hochtemperatur-Wärmepumpen zur Angleichung von Temperaturniveaus eine zukünftige Relevanz beigemessen werden.

Literatur

[1] Wessely, G. (1983): „Zur Geologie und Hydrodynamik im südlichen Wiener Becken und seiner Randzone“, Mitt.österr.geol.Ges. 76, S. 27-68.
 [2] Wessely, G. (2006): „Niederösterreich. Geologie der österreichischen Bundesländer“, Verlag der Geologischen Bundesanstalt (GBA).

Autoren

Mag. Gregor Götzl ⁽¹⁾
 DI Dr. Edith Haslinger ⁽²⁾

Team

Mag. Walter Saurer ⁽¹⁾
 Mag. Stefan Hoyer ⁽¹⁾
 Mag. Julia Weilbold ⁽¹⁾
 Dr. Gerhard Heiss ⁽²⁾
 DI Alain Straus ⁽²⁾
 Mag. Martin Jung ⁽²⁾
 Univ. Prof. DI Dr. Karl Ponweiser ⁽³⁾
 Daniel Lange ⁽³⁾
 DI Richard Niederbrucker ⁽⁴⁾

⁽¹⁾Geologische Bundesanstalt
 Fachabteilung Hydrogeologie & Geothermie
 Neulinggasse 38
 1030 Wien, Österreich
 Tel.: +43 (0)17125 674-336
 Fax: +43 (0)17125 674-56
 www.geologie.ac.at
 gregor.goetzl@geologie.ac.at

⁽²⁾AIT Austrian Institute of Technology GmbH
 Health & Environment Department
 Konrad-Lorenz-Str. 24
 3430 Tulln, Österreich
 Tel.: +43 (0)50550 3608
 Fax: +43 (0)50550 3452
 edith.haslinger@ait.ac.at
 www.ait.ac.at

⁽³⁾Technische Universität Wien
 Institut für Energietechnik & Thermodynamik
 Wien, Österreich

⁽⁴⁾Geohydrotherm
 Ingenieurbüro für Geotechnik, Geohydraulik
 und Geothermie
 Wimpassing a.d. Leitha, Österreich

