

Schlussbericht, 15. April 2015

Wärmeverbund Riehen AG

Ökonomische Analyse einer direkten Nutzung der Geothermie für die Wärmebereitstellung

Mit Unterstützung von





Wärmeverbund Riehen AG:
«Ökonomische Analyse einer direkten Nutzung der Geothermie für die Wärmebereitstellung»

Zuhanden des Bundesamtes für Energie

15. April 2015

Oberwiler Kirchweg 4c
CH 6300 Zug
T +41 41 720 35 02
F +41 41 720 35 01
www.conim.ch

Disposition

1. Ausgangslage, Zielsetzung und Auftrag
2. Wärmeverbund Riehen AG
3. Situation und Rahmenbedingungen der direkten geothermischen Wärmegewinnung
4. Ökonomische Analyse der direkten geothermischen Wärmegewinnung in Riehen
5. Empfehlungen

Anlagen zum Bericht

1. Ausgangslage, Zielsetzung und Auftrag

Ausgangslage, Zielsetzung und Auftrag (1/2)

Ausgangslage und Zielsetzung

- In der Gemeinde Riehen (Kanton Basel-Stadt) besteht seit 1994 eine für die Schweiz exemplarische Geothermieanlage, die Wärme aus dem Untergrund gewinnt und durch ein Wärmenetz an Kunden liefert und verkauft.
- Das Bundesamt für Energie (BFE) beabsichtigt, am Fallbeispiel der geothermischen Energiezentrale in Riehen Grundlagenerkenntnisse zu gewinnen, um zu verstehen, ob eine allfällige Multiplikation / Adaption vergleichbarer geothermischer Anlagen an anderen Standorten grundsätzlich möglich wäre.
- Ziel des Fallbeispiels ist es, die Wettbewerbsfähigkeit der Nutzung der Geothermie in dieser Art von Energiezentralen für die direkte Wärmegewinnung (heisses Wasser für Wärmenetze) zu prüfen.
 - Das Verständnis der Kapital- und Betriebskosten soll dazu dienen, die betriebswirtschaftlichen Hindernisse für eine weitere Verbreitung der direkten geothermischen Wärmegewinnung sowie die Art von finanzwirksamen Risiken technischen Ursprungs, die mit solchen Projekten verbunden sind, zu verstehen.
 - Die mögliche Eignung und Wirkung der bestehenden Instrumente zur Förderung von geothermischen Energiezentralen ist zu beleuchten.

Auftrag

- conim ag wurde vom Bundesamt für Energie (BFE) mit der Erarbeitung der ökonomischen Analyse einer direkten Nutzung der Geothermie für die Wärmebereitstellung am Fallbeispiel Riehen beauftragt.
- Es wird dabei eng mit den Vertretern der Wärmeverbund Riehen AG zusammengearbeitet, die u.a. die relevanten technischen und ökonomischen Daten für die Studie zur Verfügung gestellt haben.

Ein Glossar der im Bericht verwendeten Schlüsselbegriffe befindet sich in der Anlage zum Bericht.

Ausgangslage, Zielsetzung und Auftrag (2/2)

Prämissen

- Der Untersuchungsgegenstand ist begrenzt auf natürlich vorkommendes Heisswasser für die Einspeisung in Wärmenetze. Die Rolle der Geothermie in der Stromerzeugung wird nicht berücksichtigt.*
- Die Studie konzentriert sich auf die theoretisch multiplizierbare und wirtschaftlich verwendbare direkte geothermische Wärmenutzung (d.h. Produktion und Verkauf an Kunden durch Wärmenetze) mit Fokus auf Aquifere (Tiefe bis 3'000 Meter) als Nutzungstyp.
- Die Investitionen für den Bau eines Wärmenetzes sind unabhängig vom Energieträger.
 - Bei der ökonomischen Analyse wird deshalb zwischen Wärmeproduktionsanlagen (geothermiespezifisch) und Wärmeverteilnetzen (nicht geothermiespezifisch) unterschieden.
 - Dabei fokussiert sich die ökonomische Analyse der Wärmeproduktionsanlage mehrheitlich auf die Kosten der aus der direkten Nutzung der Geothermie gewonnenen Wärme bis zur Flansche des Bohrlochkopfes (Transferpunkt zwischen dem Untergrund und der übererdigen Energiezentrale).
- Bei der Erschliessung der Wärme aus der Geothermie liegt kein Marktversagen im klassischen Sinne einer nicht-effizienten Allokation der Ressourcen vor. Die Erschliessung und Nutzung der Ressource Geothermie ist eine unternehmerische Aufgabe. Eine staatliche Förderung von Einzelunternehmen ist ordnungspolitisch unerwünscht und rechtlich nicht möglich.

**In Riehen wird kein Heisswasser aus dem Untergrund ins Wärmenetz eingespeist (zu hohe Salinität). Die Heizenergie des Untergrundwassers wird mittels Wärmetauscher an ein sekundäres Fluid übertragen und ans Wärmenetz abgegeben.*

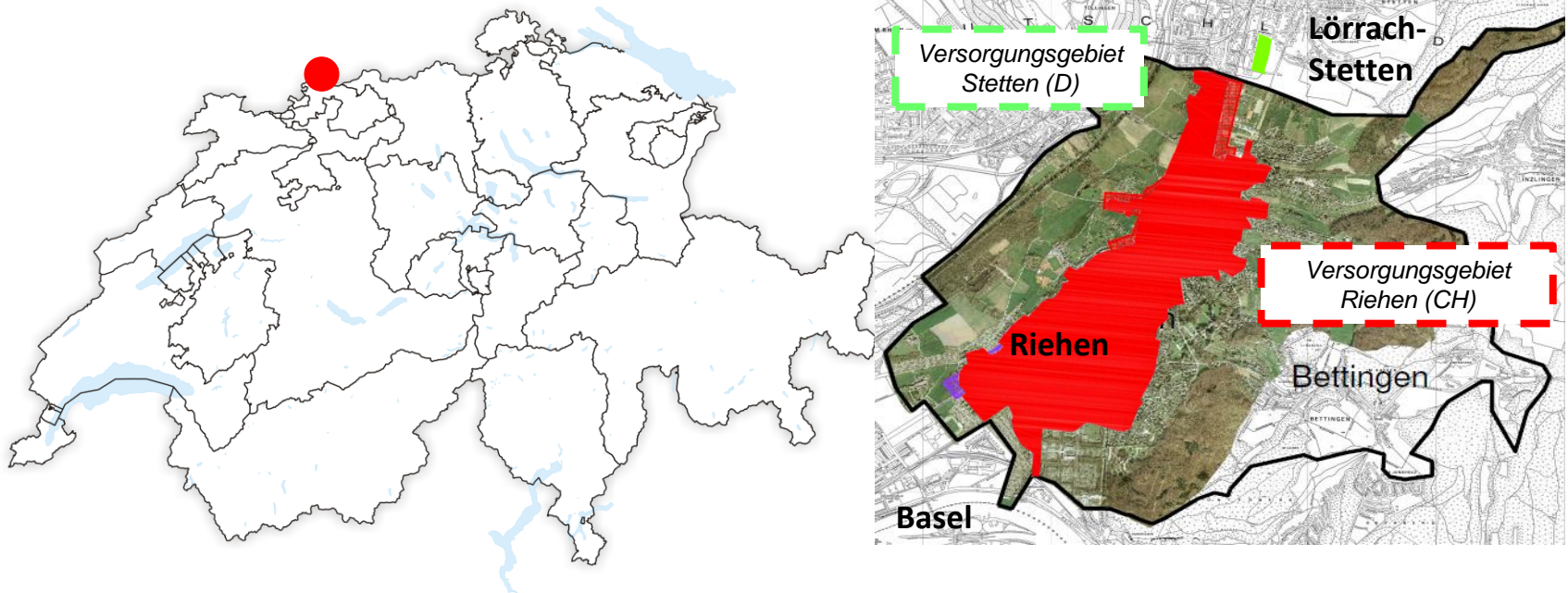
Anmerkung zum Fallbeispiel Riehen

- Wie Riehen demonstriert, schliesst ein optimiertes System für die Wärbereitstellung die Integration einer Wärmepumpe ein, die den Wärmeentzug aus dem Heisswasser optimiert.

2. Wärmeverbund Riehen AG

Wärmeverbund Riehen AG (1/5)

Wärmeverbund Riehen AG im Überblick

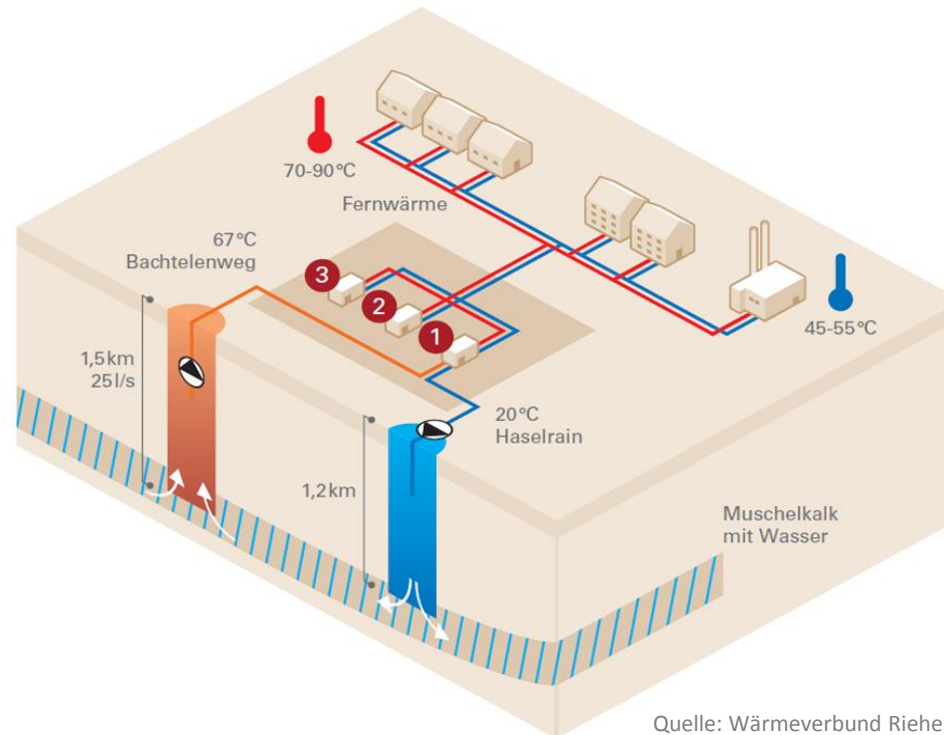


- Die Geothermieanlage der Wärmeverbund Riehen AG ist die grösste Anlage ihrer Art in der Schweiz und die einzige, die durch ein Wärmeverteilnetz geothermische Wärme an Endkunden liefert.
- Die Leitungslänge des Wärmeverteilnetzes beträgt derzeit 36.0 Km (Ende 2014). Die Wärmeverbund Riehen AG versorgt Kunden in der Gemeinde Riehen und in der benachbarten deutschen Gemeinde Stetten.
- Ende 2014 waren 454 Kundenobjekte (Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser und Wohnüberbauungen) sowie das Gemeindespital und die Fondation Beyeler am Wärmeverteilnetz angeschlossen.

Wärmeverbund Riehen AG (2/5)

Technische Parameter der Anlage

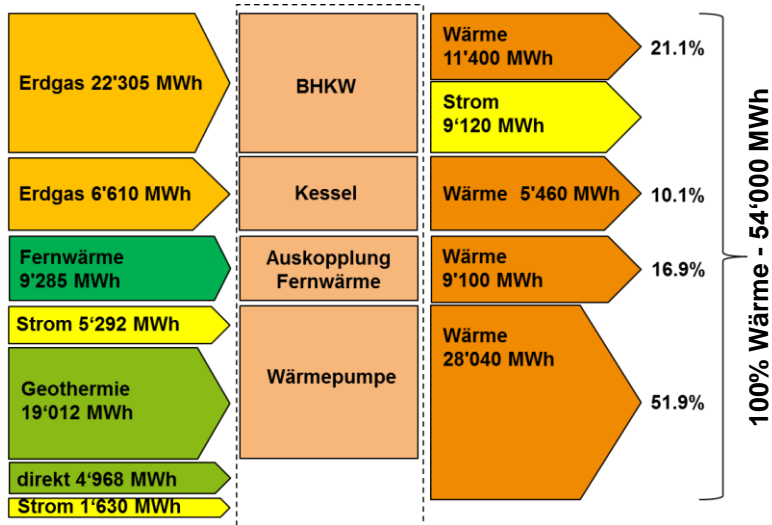
Basiskonzept Anlage



- Die an Endkunden verkaufte Wärme wird durch eine Kombination von Geothermie, Blockheizkraftwerk (Erdgas) und Kesselanlagen (Erdgas) erzeugt.
- Die geothermisch gewonnene Wärme wird sowohl direkt genutzt als auch über Wärmepumpen bereitgestellt. Hier nutzt eine Wärmepumpe beispielsweise das Temperaturgefälle des Thermalwassers zwischen 55°C und 30°C.
- *Das Anlageprinzip befindet sich in der Anlage zum Bericht.*

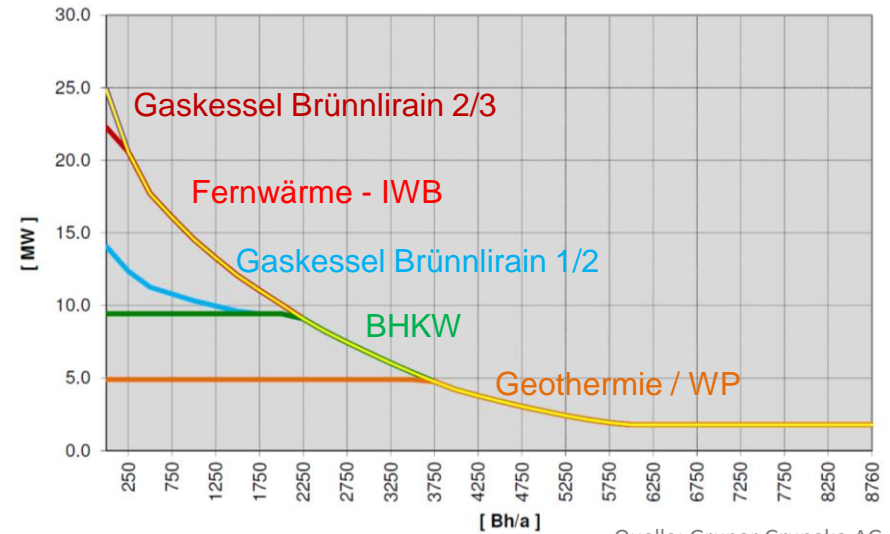
Wärmeverbund Riehen AG (3/5)

Basiskonzept Wärmegewinnung (Endausbau)



Quelle: Gruner Gruneko AG

Jahresdauerlinie nach Betriebsstunden



Quelle: Gruner Gruneko AG

- Das Basiskonzept reflektiert die Komplexität einer optimierten Wärmegewinnungsanlage (Energieinputs, bereitgestellte Energie, hochvariable Tarif- und Umsatzzahlen), was die Herausforderungen einer ökonomischen Analyse erahnen lässt. Die Analyse bedarf deshalb gewisser Vereinfachungen.
- Je nach lokaler Marktnachfrage kann geothermische Wärme als Bandenergie eingesetzt werden.
- Die Spitzen des Wärmeverbrauchs werden durch Erdgas (Blockheizkraftwerk/Kessel) und über die im Jahr 2013 realisierte Verbindung mit dem Wärmeverteilnetz der Industriellen Werke Basel (IWB) gedeckt.
- Bei Normalbetrieb beträgt der Anteil der Wärme aus der Geothermie über 50% der jährlich produzierten Wärmemenge. Um das nutzbare Potenzial des Thermalwassers zu optimieren, wird mit Hilfe einer Wärmepumpe zusätzliche Energie aus dem Heisswasserkreislauf gezogen.
- Der durch das Blockheizkraftwerk (BHKW) produzierte Strom wird an die IWB verkauft.
- Gemäss Angaben der IWB können aufgrund der Nutzung der Geothermie als Wärmeträger im Endausbau rund 7'000 Tonnen CO₂ pro Jahr eingespart werden.

Wärmeverbund Riehen AG (4/5)

Meilensteine von gestern bis heute im Überblick

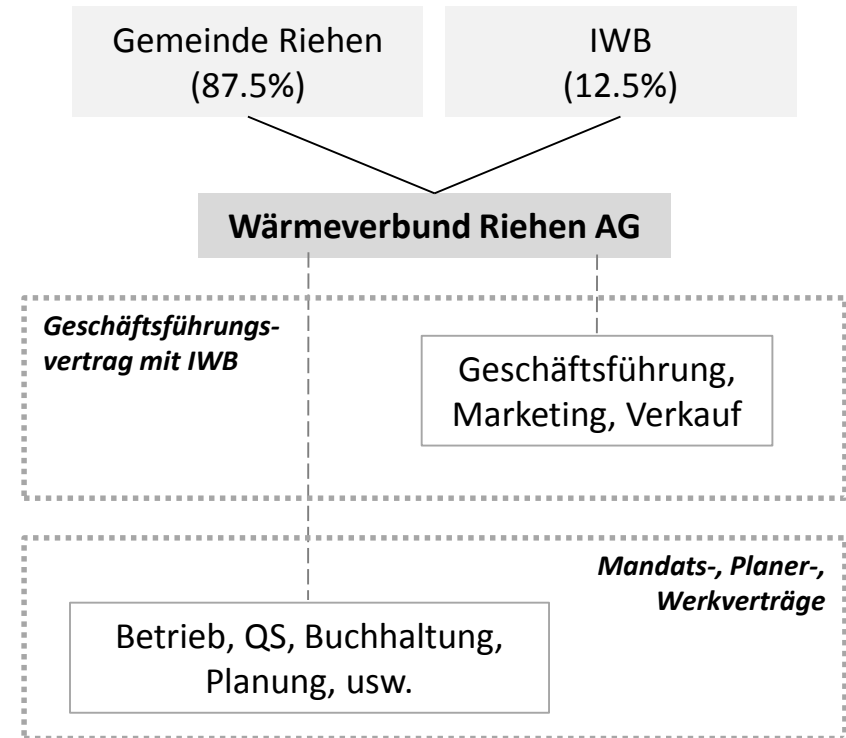
Wärme- verbund Riehen Dorf	70er Jahre: Sensibilisierungsphase.
	1981: Prüfung der Möglichkeiten der Nutzung erneuerbaren Energien.
	1987: Anfang der Explorationsphase zur Exploration des Untergrunds.
	1989: Erfolg des Tests: Verfügbarkeit von heissem Wasser (52-66 °C) und Machbarkeit des Wasserkreislaufs.
	1992: Bau der Grundlastzentrale.
	1994: Inbetriebnahme der Geothermieanlage.
	2001: Lancierung des Projektes „Riehen Plus“ zur Verstärkung der Geothermienutzung durch den Zusammenschluss von 3 benachbarten Wärmeverbunden (Riehen Dorf, Wasserstelzen und Niederholz).
Wärme- verbund Riehen AG	2009: Gründung der Wärmeverbund Riehen AG als Ergebnis des Projektes „Riehen Plus“.
	2013: Verbindung des Netzes der Wärmeverbund Riehen AG mit dem Fernwärmenetz der IWB.

- Das Projekt «Riehen Plus» wurde für eine weitere optimierte Nutzung der geothermisch erzeugten Wärme realisiert. Die aus dem Zusammenschluss der Wärmeverbunde resultierende höhere Anzahl Kunden ermöglichte die Reduktion des Wärmeanteils aus fossilen Energieträgern (Verzicht auf Erdöl als Wärmeträger). Die geschaffene Wärmeverbund Riehen AG diente dabei als das geeignete juristische Gefäss für die Integration vorgängig unabhängig agierender Organisationen. Durch ein gemeinsames Management werden operative und technische Synergien genutzt.
- Die Wärmeverbund Riehen AG beabsichtigt, die Wärmenachfrage im Versorgungsgebiet durch Netzverdichtungen und -erweiterungen weiter zu erhöhen. Zur Nutzung von Synergien und Optimierung der Investitionskosten wird bei Strassenbauarbeiten eng mit der Gemeinde, der Swisscom und der IWB zusammengearbeitet.
- Ab 1. Januar 2016 wird eine harmonisierte Preisstruktur für das Wärmenetz geschaffen.
 - Grundpreis von CHF 18.00 pro kW und einem Arbeitspreis von 11.8 Rp. pro kWh.
 - Wärmepreis und Anschlussbeitrag (CHF 400.- pro Meter bis 20 Meter resp. CHF 800.- ab 20 Meter) sind so festgesetzt, dass die «erdwärmeriehen» preislich konkurrenzfähig zu anderen Wärmeträgern (unter Berücksichtigung von Fördermitteln) ist.

Wärmeverbund Riehen AG (5/5)

Trägerschaft und Organisation

- Steuerbefreite AG mit öffentlichem Zweck (Gründung im Jahr 2009).
- Aktienkapital: CHF 25 Mio.
 - Aktienanteil Gemeinde Riehen 87.5%
 - Aktienanteil IWB 12.5%
- Die Gesellschaft hat mit dem Kanton eine Nutzungsvereinbarung für die Erdwärme.
- Die Gesellschaft verfügt über kein eigenes Personal. Die erforderlichen Arbeiten werden durch Dritte im Auftrags- und Werkvertragsverhältnis ausgeführt:
 - IWB: Geschäftsführung, Marketing und Verkauf sowie betriebliche Aufgaben.
 - Gruner Gruneko AG: Strategische Projektleitung, Qualitätssicherung und technische Entwicklung der Anlage.



Anmerkung:

- *Eine steuerbefreite Aktiengesellschaft ist das geeignete juristische Gefäss für die Wärmeverbund Riehen AG.*
- *Bei anderen Projekten können unterschiedliche Trägerschaften gewählt werden. Wichtiger als die juristische Struktur sind die kritische Grösse der Wärmenachfrage im Versorgungsgebiet sowie das Vorhandensein einer schlanken Organisation mit klar definierten Verantwortlichkeiten und Kompetenzen.*

3. Situation und Rahmenbedingungen der direkten geothermischen Wärmeengewinnung

Situation und Rahmenbedingungen (1/9)

Voraussichtliche Entwicklung der Wärmenachfrage in der Schweiz

- Energetische Baustandards für neue Gebäude und Vorschriften bei energetischen Sanierungen von älteren Gebäuden führen voraussichtlich zu einer nachhaltigen Reduktion des Wärmebedarfs in der Schweiz.
- Gemäss Annahmen des Verbandes Fernwärme Schweiz (VFS, 2014) nimmt der Wärmebedarf bis 2050 von derzeit rund 85 TWh auf 45 TWh ab. Dies entspricht einer Reduktion von 50% im Bereich «Wohnen und Dienstleistungen» resp. 20% im Bereich «Industrie».

Geothermische Potenziale zur Wärmegewinnung

- Nach heutigem Wissensstand ist das theoretische Potenzial der Geothermie in der Schweiz für Warmwasser-/Raumwärme (direkte geothermische Wärmegewinnung) hoch.
- Es ist jedoch eine Herausforderung, das tatsächliche geothermische Potenzial zu nutzen.
 - Mangelnde Sicherheit ein geothermisches Reservoir vorzufinden (Eignung des Standorts für die Wärmeproduktion; Ungewissheit, einen ökonomischen Mehrwert zu erzeugen).
 - Höhere Wärmebereitstellungskosten im Vergleich zu anderen Energieträgern aufgrund der bisher raren technologischen Umsetzung (Einmalprojekte; Mangel an kostenoptimierten Wertschöpfungsketten; neue, kostendeckende Technologien kommen kaum zum Einsatz).
- Ist das Heisswasserreservoir einmal bestätigt, ist die direkte geothermische Wärmenutzung grundsätzlich möglich.

Stand der Technik zur Wärmeerschliessung durch die Geothermie

- Wasserführende Reservoirs in der Schweiz sind schwer vorauszusagen und deshalb nicht einfach zu erschliessen.
- Ist jedoch das Reservoir einmal bestätigt, sind die technischen Verfahren zur Erschliessung von hydrothermalen Lagerstätten (Aquifere) vergleichsweise gut entwickelt.
- Die mit der geothermischen Wärmenutzung assoziierten Risiken sind mit dem aktuellen Stand der Technik noch beträchtlich und sind v.a. auf die Unkenntnis des tiefen Untergrunds der Schweiz zurückzuführen, genauer auf die Schwierigkeiten in der Auffindung von Heisswasser führenden Gesteinsschichten.

Situation und Rahmenbedingungen (2/9)

Direkte geothermische Wärmeengewinnung

- Die direkte geothermische Wärmeengewinnung ist bereits bei Temperaturen zwischen 60° und 90° C wirtschaftlich möglich. Im Sinne des Kaskadenprinzips werden nach Möglichkeit tiefere Temperaturstufen im Sinne einer Restwärmenutzung von wärmeintensiven Betrieben wie z. B. Gewächshäusern (60-30° C), Fischzucht (unter 30° C) genutzt, die sich in unmittelbarer Nähe der Energiezentrale befinden.
- Wärmeproduktion aus Aquiferen:
 - Im Jahr 2013 waren in der Schweiz fünf Anlagen in Betrieb (Bassersdorf, Kloten, Kreuzlingen, Riehen und Seon, mit Nutzung über Wärmepumpe) mit einer jährlichen geothermischen Heizenergie von 14.69 GWh. Dies entspricht rund 0.1% des Schweizer Wärmebedarfs für Heizen und Warmwasser.
 - Mit einer installierten geothermischen Heizleistung von 5 MW und einer geothermischen Heizenergie von 12.4 GWh (2013) ist die Anlage in Riehen die grösste Anlage in der Schweiz und die einzige, die mit einem Wärmenetz verbunden ist. Die übrigen Anlagen sind vergleichsweise klein und für die lokale Nutzung von Wärme bestimmt (z.B. Heizung eines Hallenbades).

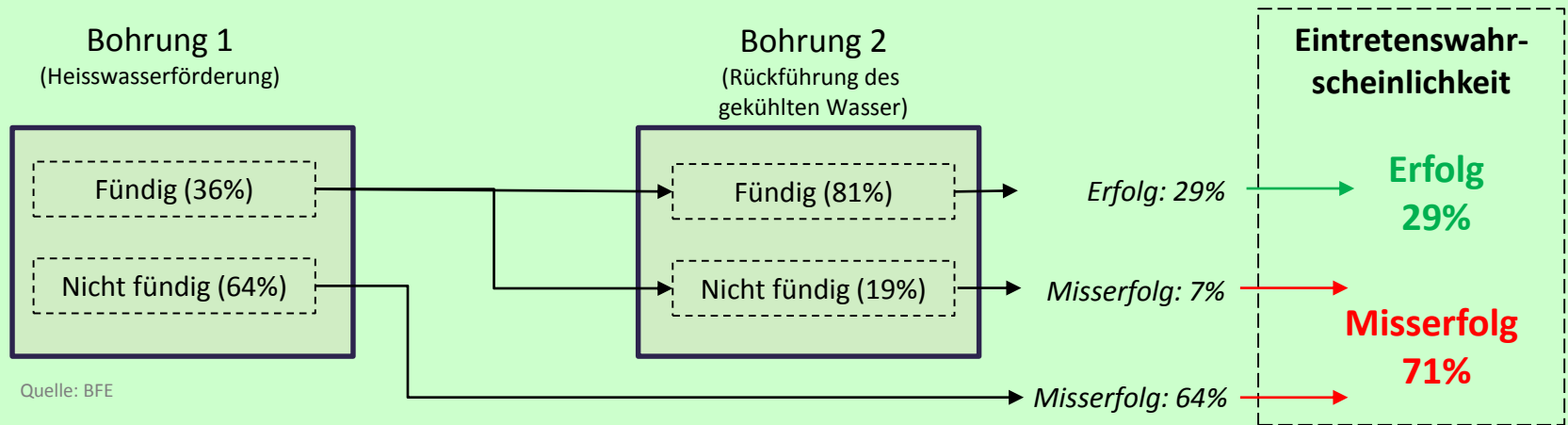
Situation und Rahmenbedingungen (3/9)

Herausforderungen der direkten geothermischen Wärmeengewinnung

- Der Untergrund in der Schweiz ist wenig erforscht, was die Lokalisation von geeigneten Standorten mit natürlich vorkommendem Heisswasser aufwändig macht. Der Nachweis der Fündigkeit kann deshalb erst nach Vollzug einer ersten Bohrung erbracht werden.
- Erfahrungsgemäss beträgt die Wahrscheinlichkeit des Nachweises der Fündigkeit eines hydrothermalen Reservoirs in einer Region bei einem Erstprojekt max. 30%.
 - Die Fündigkeit wird dabei durch drei geologische Faktoren bestimmt, deren Wahrscheinlichkeit gemeinsam aufzutreten multiplikativ verknüpft ist (vergleiche Exkurs, Seite 17).
$$P_{\text{Fündigkeit}} = P_{\text{Temperatur}} * P_{\text{geeignete Schicht / Struktur}} * P_{\text{Ergiebigkeit}}$$
 - Die Wahrscheinlichkeit, die gewünschte Temperatur in einer gewissen Tiefe zu finden, ist vergleichsweise hoch. Hingegen sind die Wahrscheinlichkeiten, eine wasserführende Schicht oder geologische Struktur bzw. ein Reservoir von genügend grosser Ergiebigkeit zu erschliessen, eher gering.
- Potenzielle Investoren zögern sowohl bei Stromprojekten (Bohrungen mit einer Tiefe > 3'500 Meter) als auch bei Wärmeprojekten aufgrund der hohen Upfront-Investitionskosten (insbesondere Bohrkosten) und des vergleichsweise hohen Risikos der Nicht-Fündigkeit (technische Barriere) in Geothermieprojekte zu investieren.
- Bei «Wärmeprojekten» kommen folgende spezifische Herausforderungen dazu:
 - Die Heizzentrale und die Wärmekunden sollten geographisch nahe beieinander liegen, da die direkte Nutzung der Geothermie für die Wärmebereitstellung die Verfügbarkeit eines Wärmenetzes voraussetzt. Die Investitionen für das Erstellen von Wärmenetze sind vergleichsweise hoch (CHF 1'500.-/Laufmeter).
 - Heizsysteme unterliegen vergleichsweise langfristigen Investitionszyklen. Es bedarf Anreizsysteme (u.a. Desinvestitionsbeiträge), damit potenzielle Kunden geothermische Wärme beziehen.
 - Die Abnehmerpreise für geothermisch und aus fossilen Brennstoffen erzeugten Wärme korrelieren eng miteinander. Es besteht deshalb ein Marktrisiko.

Situation und Rahmenbedingungen (4/9)

Exkurs: Wenig Projektaktivität aufgrund des hohen Fündigkeitsrisiko



- $P_{\text{Fündigkeit}} = P_{\text{Temperatur}} * P_{\text{geeignete Schicht / Struktur}} * P_{\text{Ergiebigkeit}}$
 - o $P_{\text{Bohrung 1}}: 90\% * 80\% * 50\%$, was Erfolgswahrscheinlichkeit von 36% entspricht (64% nicht fündig).
 - o $P_{\text{Bohrung 2}}: 100\% * 90\% * 90\%$, was Erfolgswahrscheinlichkeit von 81% entspricht (19% nicht fündig).
 - o Eintretenswahrscheinlichkeiten:
 - Erfolg: $36\% * 81\% = 29\%$
 - Misserfolg: $64\% + (36\% * 19\%) = 71\%$

- Der erwartete Nettobarwert (Mehrwert) eines Projektes lässt sich vereinfacht wie folgt darstellen:

$$\begin{array}{ccccccc} \text{EMV} & & \text{Erfolgs-} & \text{Nettobarwert} & \text{Misserfolgs-} & \text{Nettobarwert des} \\ \text{(erwarteter} & = & \text{wahrscheinlichkeit} & \text{des Erfolgsfalls} & \text{wahrscheinlichkeit} & \text{Nettobarwerts des} \\ \text{Nettobarwert)} & & \text{(29\%)} & \text{+} & \text{(71\%)} & \text{Misserfalls} \\ & & & & & \end{array}$$

- Ein negativer Nettobarwert im Falle eines Misserfolgs kann durch einen positiven Nettobarwert im Erfolgsfall nicht kompensiert werden. Der erwartete Nettobarwert des Projektes ist deshalb negativ. Eine Wahrscheinlichkeit der Fündigkeit von zum Beispiel 70% und realisierte Lerneffekte nach der Umsetzung von mehreren Projekten würde zu einem positiven Nettobarwert führen (vgl. Seite 33).

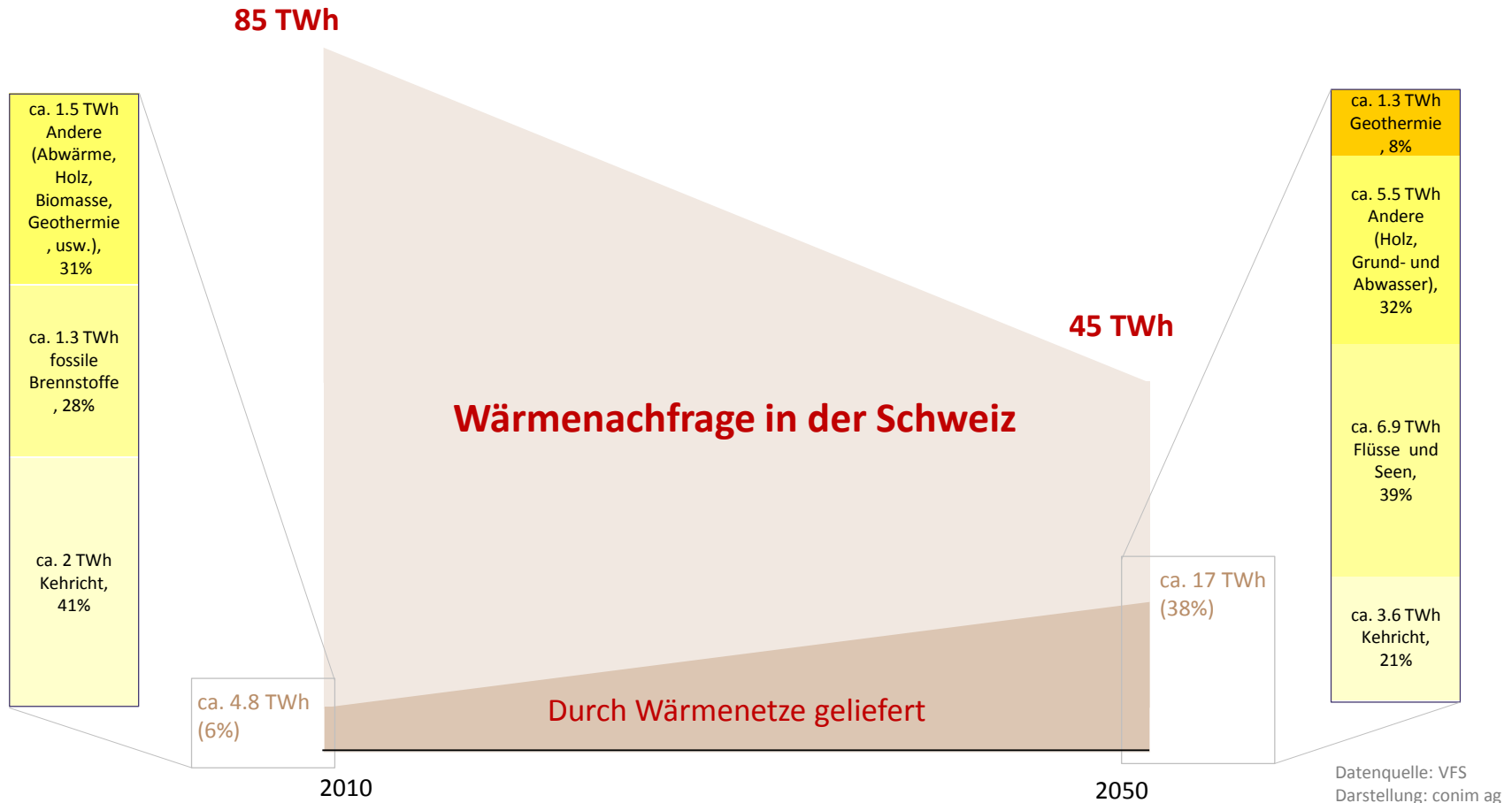
Situation und Rahmenbedingungen (5/9)

Wärmenetze

- Gemäss VFS ist in der Schweiz derzeit ein Netz von Wärmeverteilssystemen von rund 1'200 km verfügbar. Im Jahr 2013 wurden ca. 4'865 GWh Heizenergie über die Netze verteilt. Dies entspricht ca. 6% des gesamten Wärmebedarfs.
- Der Mix der Energieträger setzt sich derzeit wie folgt zusammen:
 - 41.1% Kehricht
 - 27.8% fossile Brennstoffen (24.3% Erdgas, 3.5% Öl)
 - 31.1% Andere (Abwärme von Kernkraftwerken, Holz, Biomasse, Geothermie, usw.).
- Wärmeverteilungskosten von max. 4.5 Rp./kWh sind gemäss VFS die Grenze für die Wirtschaftlichkeit von Fernwärme.
- Aufgrund der beabsichtigten Reduktion der Nutzung von fossilen Brennstoffen im Rahmen der Energiestrategie 2050 und einer angenommenen stabilen Abfallproduktion in der Schweiz bedürfen Wärmekraftwerke erneuerbare Energieträger zur Schliessung der entstehenden Lücke.
- Voraussichtlich werden Wärmenetze aufgrund von geplanten Infrastrukturprojekten in dicht besiedelten Gebieten (vergleichsweise hohe Anzahl von Kunden pro Laufmeter) kurz- und mittelfristig einen zunehmenden Anteil des gesamten Wärmebedarfs in der Schweiz decken (bis 38% bis 2050, gemäss VFS).
- Wärmenetze sind langlebig angelegte Infrastrukturen. Die voraussichtlich abnehmende Wärmenachfrage wird den Bedarf an neuen Verteilinfrastrukturen deshalb längerfristig reduzieren.

Situation und Rahmenbedingungen (6/9)

Angenommene Wärmenachfrage und natürlich vorkommendes Warmwasser als Wärmeträger



- Der Wärmeträger «geothermisch erzeugtes Warmwasser» könnte bis ins Jahr 2050 theoretisch bis 1.3 TWh Warmwasser und Raumwärme (8% der durch Fernwärmenetze bereit gestellte Wärme) liefern.
- Dies entspricht rund dem Hundertfachen der heutigen geothermischen Wärmegewinnung in der Schweiz respektive 50 Mal der in Riehen erzeugten geothermischen Wärme.

Situation und Rahmenbedingungen (7/9)

Förderung der Geothermie

– Ebene Bund

- Die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) und die Risikogarantie des Bundes werden nur für Stromprojekte gewährt. Es bestehen jedoch verschiedene politische Vorstösse mit dem Ziel einer programmatischen Förderung von Wärmeprojekten.
- Das BFE fördert ausgewählte F+E- und Pilotprojekte, sofern neue Erschliessungs- und Fördermethoden entwickelt werden.
- Gesetzliche Grundlagen der Förderung.
 - Finanzhilfe an Einzelprojekten nach Art. 53 i.V. mit Art. 51 Abs. 5 E-EnG
 - Form der Finanzhilfe:
 - Geldleistung, die nicht rückzahlbar ist (Art. 51 Abs. 1 E-EnG), soweit der Empfänger mit dem geförderten Projekt keinen Gewinn erwirtschaftet.
 - Rückzahlungspflicht, soweit der Empfänger mit dem geförderten Projekt einen Gewinn erwirtschaftet (Art. 53 Abs. 4 E-EnG).
 - Rechtsform:
 - Verfügungen (Art. 16 Abs. 1 SuG).
 - öffentlich-rechtlicher Vertrag (Art. 16 Abs. 2 Bst. a SuG).
 - Umfang der Finanzhilfe:
 - 40% der anrechenbaren Kosten, (nur) ausnahmsweise bis 60% der anrechenbaren Kosten (Art. 53 Abs. 2 E-EnG), wofür sich die Geothermie aus Gründen der nationalen Bedeutung qualifizieren könnte.
 - Finanzierung: Allgemeine Bundesmittel

Situation und Rahmenbedingungen (8/9)

- Förderungsbereiche:
 - Pilot- und Demonstrationsprojekte nach Art. 49 Abs. 2 Bst. a E-EnG; bedingt vorgängige Anhörung des Standortkantons.
 - Feldversuche und Analysen, die der Erprobung und Beurteilung von Energietechniken, der Evaluation von energiepolitischen Massnahmen oder der Erfassung der erforderlichen Daten dienen (Art. 49 Abs. 2 Bst. b E-EnG); bedingt vorgängige Anhörung des Standortkantons.

Situation und Rahmenbedingungen (9/9)

– Ebene Kantone

- Die verfügbaren Förderinstrumente für Projekte der direkten geothermischen Wärmeengewinnung sind projektspezifisch und variieren zudem je nach Kanton und Gemeinde.
- In der Regel gewähren Kantone in Rahmen der kantonalen Energiegesetze Fördermittel für Einzelprojekte. Es bestehen keine spezifischen Regelungen für Projekte der direkten geothermischen Wärmeengewinnung. Die Finanzierung erfolgt aus kantonalen Förderabgabe (z.B. aus der CO₂-Abgabe).
- Eine Ausnahme ist beispielsweise der Kanton Thurgau, der über ein Nutzungskonzept zur Weiterentwicklung der Geothermie als Energiequelle (Wärme und Strom) verfügt. Die Konzeptumsetzung wird aus dem kantonalen Energiefonds gespiesen und beinhaltet auch eine Risikodeckung für Projekte der Geothermie (das Projekt Schlattigen verfügt über eine kantonale Risikodeckung von CHF 2 Mio.). Der kantonale Energiefonds wird über Erträge aus Beteiligungen an Energiegesellschaften und allgemeinen Staatsmitteln geäufnet (Art. 6a Abs. 2 EnG des Kantons TG).
- Verschiedene Kantone fördern zudem Wärmenetze durch die vom Bund erhaltenen Globalbeiträge aus der CO₂-Abgabe.

– Situation im Kanton Basel-Stadt

- Gemäss Verordnung zum kantonalen Energiegesetz (Energieverordnung, EnV) hat die Brauchwarmwassererwärmung in neuen Gebäuden oder bei Heizsystemsanierungen mindestens zu 50% aus erneuerbaren Energien zu erfolgen.
- Form der Finanzhilfe:
 - Dezentrale erneuerbare Heizungssysteme werden über kantonale Pauschalbeiträge gefördert (Anhang 4 EnV).
 - Der Kanton leistet besondere Finanzierungsbeiträge für grosse Anlagen zur Nutzung von erneuerbaren Energien (Art. 14 Energiegesetz des Kantons Basel-Stadt, EnG BS). Die nach Gründung der Wärmeverbund Riehen AG gewährten Fördermittel wurden auf dieser Grundlage gewährt.
- Die Finanzierung erfolgt über die Erhebung einer Förderabgabe auf den Netzkosten (bis 12%) (Art. 16 EnG BS).

Fazit

- Trotz einer voraussichtlich längerfristigen und nachhaltigen Reduktion des Wärmebedarfs in der Schweiz bedürfen Energiezentralen mit Wärmenetzen unter Annahme einer stabilen Abfallproduktion mittelfristig erneuerbare Energieträger als Wärmequelle zwecks Kompensation von fossilen Brennstoffen. Natürlich vorkommendes Heisswasser für die Einspeisung in Wärmenetze könnte dabei eine valable Option zur Schliessung der Lücke darstellen.
- Trotz der hohen Attraktivität der Nutzung geothermischer Ressourcen bestehen hohe Investitionshürden.
 - Der ökonomische Mehrwert eines Investitionsentscheids muss positiv sein. Aufgrund der mangelnden Sicherheit des Vorfindens eines geothermischen Reservoirs (resultierend aus den eingeschränkten Kenntnissen des Untergrunds und des wenig systematischen Einsatzes von Erkundungstechnologien), ist dies nicht gegeben.
 - Die Einmaligkeit der Projekte ist auch bei gegebener Fündigkeit für eine kostenoptimale Erschliessung des Reservoirs hinderlich .
 - Die Einspeisung geothermischer Energie in eine Heizzentrale erlaubt in der Regel keine Premium-Tarife. Geothermie steht deshalb im Wettbewerb mit Erdgas, Erdöl und anderen Brennstoffen.
- Im Sinne einer Unterstützung der Technologieentwicklung wäre eine Förderung von ausgewählten Projekten der direkten geothermischen Wärmegegewinnung grundsätzlich zu empfehlen.
- Ziele solcher Fördermassnahmen sind:
 - Die Reduktion der fündigkeitsgewichteten hohen Investitionsbarrieren (Eignung des Standorts für die geothermische Wärmegegewinnung).
 - Die Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit von natürlich vorkommendem Heisswasser im Vergleich zu fossilen Energieträgern.

4. Ökonomische Analyse der direkten geothermischen Wärmegewinnung in Riehen

Ökonomische Analyse der direkten geothermischen Wärmegewinnung in Riehen (1/9)

Finanzielle Eckwerte der Wärmeverbund Riehen AG

Erfolgsrechnung (CHF Mio.)	2013	2012	2011	2010
Fernwärmeverkauf	6.09	5.50	4.59	5.15
EBITDA	2.47	1.99	0.67	0.48
Abschreibungen	-2.75	-2.55	-2.36	-2.28
Gewinn/Verlust	-0.75	-0.87	-1.89	-0.61

Abschreibungen (CHF)	2013	2012
Gebäude Prod. Fernwärme	76'378	77'014
Fernwärmenetze	1'026'273	881'029
Betriebseinrichtungen	1'316'874	1'259'034
Geothermiebrunnen	334'026	334'025
Total Abschreibungen	2'753'551	2'551'102

Erläuterungen:

- 2010 war ein Langjahr: 1.10.2009 (Gründung der Wärmeverbund Riehen AG) bis 31.12.2010.
- In den Jahren 2010 und 2011 wurde die Grundlastzentrale renoviert. Die in der Grundlastzentrale produzierte geothermische Wärme ist entsprechend tiefer. Die Differenz wurde durch aus Erdgas produzierte Wärme kompensiert.
- Der EBITDA bei Normalbetrieb beträgt 35%-40% des Fernwärmeverkaufs.
- In den ersten Geschäftsjahren der Wärmeverbund Riehen AG wurden vergleichsweise hohe Investitionen in die Wärmenetze getätigt.
- Das Investitionsvolumen bzw. die Höhe der Abschreibungen haben einen wesentlichen Einfluss auf die Ertrags-situation.
- Die Höhe der Abschreibungen auf die bestehenden Anlagen (Wärmeproduktion und Wärmenetz) und die geplanten Ersatzinvestitionen (ca. CHF 7.5 Mio. bis 2030) werden auch in den Folgejahren zwischen CHF 1.9 Mio. und 2.2. Mio. pro Jahr betragen.

Ökonomische Analyse der direkten geothermischen Wärmeengewinnung in Riehen (2/9)

Historische Investitionen in Riehen und erhaltene Förderungen bis Ende 2013

Baujahr	Investitionen		Erhaltene Förderung	
	Typ	CHF	Typ	CHF
Riehen Dorf	1988	Geothermiebrunnen	Kostenbeteiligung, Amt für Umwelt und Energie des Kantons Basel Stadt (AUE)	2'500'000
			Kostenbeteiligung, Bund	644'500
			Total	3'144'500
	1989	Spitzenlastzentrale	Kostenbeteiligung, AUE	624'636
	1992	Leitungsnetz*	Kostenbeteiligung, AUE	4'715'685
1993	Grundlastzentrale	Kostenbeteiligung, AUE	3'855'180	
2004	Neuer Spitzenkessel		0	
Wasserstelzen	1994	Wärmeerzeugung	Kostenbeteiligung, AUE	360'000
	1994	Leitungsnetz *		0
	2004	Sanierung		0
Niederholz	1991	Wärmeerzeugung inkl. Gebäude, Leitungsnetz*	Kostenbeteiligung, AUE	654'230
			Kostenbeteiligung, Gemeinde Riehen	2'500'000
		Total	3'154'230	
	2002	Weitere Investitionen Leitungsnetz		0
Wärmeverbund Riehen AG	2010-13	Geothermiewärmepumpe		1'635'000
		BHKW		2'135'000
		Andere		4'890'000
		Leitungsnetz		16'631'330
			Förderung mit Rückzahlungsklausel, AUE	4'000'000

*inkl. Anschlusskostenbeiträge von Kunden

- Das Fündigkeitsrisiko des Projektes wurde über eine Risikodeckung abgesichert. Riehen nahm gemeinsam mit 11 anderen Projekten an einem 1987 lancierten Programm des Bundes teil. Das Projekt setzte vergleichsweise hohe finanzielle Vorleistungen voraus.
- Im Jahr 2009 wurde das Anlagevermögen der drei vormaligen Wärmeverbunde als Grundlage für eine Sachwerteinlage in die zu gründende Wärmeverbund Riehen AG bewertet. Der Restwert der Anlage wurde auf CHF 25 Mio. festgelegt, was dem heutigen Aktienkapital entspricht (Anteile Aktionäre: 87.5% Gemeinde Riehen, 12.5% IWB).
- Für den Bau und Erweiterungen der Anlage (ohne Wärmenetz) wurden insgesamt rund CHF 7.6 Mio. an Fördermitteln gewährt, davon entfielen rund CHF 7 Mio. auf geothermiespezifische Investitionen (Geothermiebrunnen und Grundlastzentrale).
- Die nach Gründung der Wärmeverbund Riehen AG gewährte Förderung des Kantons Basel-Stadt über CHF 4 Mio. beinhaltet eine Rückzahlungsklausel bei Erreichung einer angemessenen Wirtschaftlichkeit. Der von der Wärmeverbund Riehen AG zurück zu erstattende Betrag ist derzeit noch offen, liegt aber bei maximal CHF 1 Mio.

Ökonomische Analyse der direkten geothermischen Wärmegegewinnung in Riehen (3/9)

Modellrechnung: Ökonomische Analyse einer direkten geothermischen Wärmegegewinnung

Getroffene Annahmen:

- Die ökonomische Analyse basiert auf den Unit Technical Costs (UTC, technische Einheitskosten, Wärmegegestehungskosten). Bei den UTC handelt es sich um eine standardisierte betriebswirtschaftliche Kalkulationsmethode.
- Die Wärmeverteilkosten (durch Wärmeverteilstrom) werden nicht berücksichtigt.
- Die kalkulierten UTC setzen sich aus der Summe der Kapitalinvestitionen und der Betriebskosten dividiert durch die Wärmemenge zusammen. Die Investition ist dann attraktiv, wenn die UTC im Vergleich zu fossilen Brennstoffen konkurrenzfähig ist bzw. die Einspeisung von Wärme aus der Geothermie den Energiequellenmix optimiert.

$$UTC_{(\text{CHF/kWh})} = \frac{\text{Total Capex}_{(\text{CHF})} + \text{Total Opex}_{(\text{CHF})}}{\text{Total Wärmeproduktion}_{(\text{kWh})}}$$

- **Capex:** Es werden nachfolgend zwei Varianten dargestellt:
 - **Variante 1:** Historische in Riehen getätigte geothermiespezifische Investitionen plus Ersatzinvestitionen. Es wird angenommen, dass sich die Inflation und die heutigen Preise für die Realisierung einer gleichwertigen Anlage (Kostenreduktion durch Technologieverbesserung) ausgleichen. Diskontiert zu 5%.
 - **Variante 2:** Heutige Standardinvestitionen für vergleichbare geothermische Anlagen wie sie in Riehen verwendet werden. Diskontiert zu 5%.
- **Opex:** 2% von Capex. Die angenommenen 2% der Capex sind in Einklang mit dem effektiven Aufwand der Wärmeverbund Riehen AG. Diskontiert zu 5%.
- **Wärmeproduktion:** Geothermischer Anteil der gesamten Wärmeproduktion der Wärmeverbund Riehen AG. Diskontiert zu 5%.

Ökonomische Analyse der direkten geothermischen Wärmegegewinnung in Riehen (4/9)

Variante 1: Effektive geothermiespezifische Investitionskosten der Wärmeverbund Riehen AG

Opex		Geothermiespezifisch	2% vom Capex (geothermiespezifische Investition)	
Capex	Geothermie-spezifische Investitionen	Vorstudie/Erkundung	CHF 5'500'000	Kosten VWR AG
		Geothermiebrunnen	CHF 11'800'000	Kosten VWR AG
		Grundlastzentrale (geothermischer Anteil)	CHF 5'715'500	Kosten VWR AG
	Ersatzinvestitionen	Geothermiebrunnen: Installationen, Geothermie Pumpen	CHF 600'000	Alle 6 Jahre gemäss Plan WVR AG
		Grundlastzentrale: Geothermiewärmepumpe, Elektoarbeiten, Honorare, usw.	CHF 2'600'000	Alle 15 Jahre gemäss Plan WVR AG
Kapitalisierungszinssatz (WACC)			5%	
Anlage Langlebigkeit			50 Jahre	= Erwartete Lebensdauer Geothermiebrunnen

Erläuterungen:

- Capex der geothermiespezifischen Anlage: Rund CHF 23 Mio. (Vorstudie/Erkundung, Geothermiebrunnen und Geothermieanlage).
- Opex von 2%.
- Die Wirtschaftlichkeit der Anlage wird für einen Zeitraum von 50 Jahre (mit und ohne Förderungen) berechnet, was der angenommenen Lebensdauer des Geothermiebrunnens entspricht. Die Abschreibungsdauer der einzelnen Komponenten der Anlage beträgt zwischen 20 und 50 Jahre.

Ökonomische Analyse der direkten geothermischen Wärmegegewinnung in Riehen (5/9)

Variante 2: Capex gemäss heutigen Standardinvestitionen

Opex		Geothermiespezifisch	Wie in Variante 1	
Capex	Geothermie-spezifische Investitionen	Vorstudie/Erkundung	CHF 3'500'000	Heutige Kosten
		Geothermiebrunnen	CHF 10'000'000	Heutige Kosten
		Grundlastzentrale (geothermischer Anteil)	CHF 5'000'000	Heutige Kosten
	Ersatzinvestitionen	Geothermiebrunnen: Installationen, Geothermie Pumpen	CHF 600'000	Alle 6 Jahre gemäss Plan WVR AG
		Grundlastzentrale: Geothermiewärmepumpe, Elektoarbeiten, Honorare, usw.	CHF 2'600'000	Alle 15 Jahre gemäss Plan WVR AG
Kapitalisierungszinssatz (WACC)			5%	
Anlage Langlebigkeit			50 Jahre	= Erwartete Lebensdauer Geothermiebrunnen

Erläuterungen:

- Angenommene Investitionen von rund CHF 18.5 Mio. (Vorstudie/Erkundung, Geothermiebrunnen und Geothermieanlage).
- Angenommene Ersatzinvestitionen und Opex analog Variante 1.

Ökonomische Analyse der direkten geothermischen Wärmegewinnung in Riehen (6/9)

Auszug Modellrechnung (Variante 1): UTC, Wärmegestehungskosten

		Ist-Situation Riehen						Auf Riehen basiertes Szenario					
Jahr		0	1	2	3	4	5	6	15	50			
Produktion	Produzierte geothermische Wärme (kWh)	12'776'000	12'375'000	12'500'000	12'750'000	13'000'000	13'000'000		13'000'000	13'000'000			
	Diskontierte Produktion	12'167'619	11'224'490	10'797'970	10'489'457	10'185'840	9'700'800		6'253'222	1'133'648			
Opex geothermiespezifisch	Total Opex	-460'310	-460'310	-460'310	-460'310	-460'310	-460'310		-460'310	-460'310			
Capex Geothermiespezifisch	Vorstudie/Erkundung	-5'500'000											
	Geothermiebrunnen	-11'800'000						-600'000					
	Grundlastzentrale	-5'715'500							-2'600'000				
	Total Capex	-23'015'500	0	0	0	0	0	0	-2'600'000	0			
Finanzielle Förderungen	Geothermiebrunnen	3'144'500											
	Grundlastzentrale	3'855'180											
	Gesamtförderung	6'999'680											
Vollkosten pro Jahr	Opex +Capex (ohne Förderung)	-23'015'500	-460'310	-460'310	-460'310	-460'310	-460'310	-1'060'310	-3'060'310	-460'310			
	Disc.	-23'015'500	-438'390	-417'515	-397'633	-378'698	-360'665	-791'220	-1'472'061	-40'141			
	Opex +Capex (mit Förderung)	-16'015'820	-460'310	-460'310	-460'310	-460'310	-460'310	-1'060'310	-3'060'310	-460'310			
	Disc.	-16'015'820	-438'390	-417'515	-397'633	-378'698	-360'665	-791'220	-1'472'061	-40'141			
Anteil Capex unterhalb Transferpunkt pro Jahr	Capex (ohne Förderung)	-17'300'000	0	0	0	0	0	-600'000	0	0			
	Disc.	-17'300'000	0	0	0	0	0	-447'729	0	0			
	Capex (mit Förderung)	-14'155'500	0	0	0	0	0	-600'000	0	0			
	Disc.	-14'155'500	0	0	0	0	0	-447'729	0	0			
Anteil Capex oberhalb Transferpunkt pro Jahr	Capex (ohne Förderung)	-5'715'500	0	0	0	0	0	0	-2'600'000	0			
	Disc.	-5'715'500	0	0	0	0	0	0	-1'250'644	0			
	Capex (mit Förderung)	-1'860'320	0	0	0	0	0	0	-2'600'000	0			
	Disc.	-1'860'320	0	0	0	0	0	0	-1'250'644	0			
Anteil Opex pro Jahr	Opex	0	-460'310	-460'310	-460'310	-460'310	-460'310	-460'310	-460'310	-460'310			
	Disc.	0	-438'390	-417'515	-397'633	-378'698	-360'665	-343'490	-221'417	-40'141			

Erläuterungen:

- **Vollkosten pro Jahr:** Capex oberhalb und unterhalb des Transferpunkt zwischen dem Untergrund und der übererdigen Energiezentrale plus Opex.
- **Anteil Capex unterhalb Transferpunkt pro Jahr:** Vorstudie/Erkundung, Geothermiebrunnen und Ersatzinvestitionen.
- **Anteil Capex oberhalb Transferpunkt pro Jahr:** Geothermischer Anteil der Grundlastzentrale und Ersatzinvestitionen.
- **Anteil Opex pro Jahr:** Betriebskosten.

Ökonomische Analyse der direkten geothermischen Wärmegegewinnung in Riehen (7/9)

UTC, Wärmegegestehungskosten:

Variante 1: Effektive geothermiespezifische Investitionskosten der Wärmeverbund Riehen AG.

Wärmegegestehungskosten (Rp./kWh):	Total UTC		Anteil Capex unterhalb Transferpunkt pro Jahr		Anteil Capex oberhalb Transferpunkt pro Jahr		Anteil Opex pro Jahr
	Ohne Förderung	Mit Förderung	Ohne Förderung	Mit Förderung	Ohne Förderung	Mit Förderung	Ohne Förderung
20 Jahre	19.325	14.966	11.415	9.457	4.338	1.937	3.572
30 Jahre	16.782	13.255	9.402	7.817	3.814	1.871	3.566
40 Jahre	15.441	12.283	8.464	7.045	3.414	1.675	3.563
50 Jahre	14.902	11.935	8.009	6.676	3.331	1.696	3.562

Erläuterungen:

- Die Wärmegegestehungskosten der direkten geothermischen Wärmegegewinnung der Wärmeverbund Riehen AG sind unter Berücksichtigung unterschiedlich angenommener Abschreibungszeiträume sowie ohne und mit Förderung dargestellt.
- Die UTC (Anteil Capex unterhalb Transferpunkt) beträgt bei einer angenommenen Abschreibungsdauer von 20 Jahren (ohne Berücksichtigung der Förderung) rund 11.5 Rp. bzw. unter Berücksichtigung der Förderung 9.5 Rp.
- Im Vergleich zu Erdgas ist die geothermische erzeugte Wärme der Wärmeverbund Riehen AG (unter Berücksichtigung der erhaltenen Fördermittel) preislich konkurrenzfähig.
 - «Total UTC» von Erdgas in Riehen: Zwischen 14-17 Rp./kWh, bei einer angenommenen Abschreibungsdauer von 20 Jahren. Dabei beträgt der Anteil Opex rund 11 Rp./kWh.
 - Unter Berücksichtigung der Erträge des in Riehen durch Erdgas produzierten Stroms betragen die «Total UTC» des Erdgases jedoch nur rund 10 Rp./kWh.
 - *Die detaillierten UTC von Erdgas befinden sich in der Anlage.*

Ökonomische Analyse der direkten geothermischen Wärmegewinnung in Riehen (8/9)

UTC, Wärmegestehungskosten:

Variante 2: Capex zu heutigen Standardinvestitionen.

Wärmegestehungskosten (Rp./kWh):	Total UTC	Anteil Capex unterhalb Transferpunkt pro Jahr	Anteil Capex oberhalb Transferpunkt pro Jahr	Anteil Opex pro Jahr
	<i>Ohne Förderung</i>	<i>Ohne Förderung</i>	<i>Ohne Förderung</i>	<i>Ohne Förderung</i>
20 Jahre	16.513	9.049	3.892	3.572
30 Jahre	14.506	7.487	3.453	3.566
40 Jahre	13.404	6.749	3.091	3.563
50 Jahre	12.988	6.398	3.027	3.562

Erläuterungen:

- Die Wärmegestehungskosten einer Geothermieanlage zu Standardinvestitionen sind ohne Förderung dargestellt.
- Die UTC (Anteil Capex unterhalb Transferpunkt) beträgt bei einer angenommenen Abschreibungsdauer von 20 Jahren (ohne Berücksichtigung der Förderung) rund 9 Rp., was einer angenommenen Differenz zu Variante 1 von 2.4 Rp. entspricht.

Ökonomische Analyse der direkten geothermischen Wärmeengewinnung in Riehen (9/9)

Nettobarwert nach erfolgter Förderung und realisierte Lernkurve

- Es wird angenommen, dass durch eine gezielte Förderung von mehreren Projekten die Erfolgskurve greift:
 - Die angenommenen Investitionskosten reduzieren sich um 25% (Basis Variante 2: Capex zu heutigen Standardinvestitionen).
 - Die Eintretenswahrscheinlichkeit der Fündigkeit beträgt 72%.
 - $P_{\text{Fündigkeit}} = P_{\text{Temperatur}} * P_{\text{geeignete Schicht / Struktur}} * P_{\text{Ergiebigkeit}}$
 - P Bohrung 1: 90% * 90% * 90%, was einer Erfolgswahrscheinlichkeit von 72% entspricht (28% nicht fündig).
 - P Bohrung 2: 100% * 100% * 100%, was einer Erfolgswahrscheinlichkeit von 100% entspricht (0% nicht fündig).
- Der erwartete Nettobarwert (EMV) setzt sich zusammen aus den diskontierten Erträgen (verkaufte Wärme) **minus** der diskontierten Summe von Capex und Opex. Bei einem positiven EMV werden normalerweise Investitionen vorgenommen.
- Bei der Annahme eines Wärmepreises von 11.8 Rp./kWh (Arbeitspreis der Wärmeverbund Riehen AG) wäre der EMV auch bei einem Abschreibungszeitraum von 50 Jahren negativ (minus CHF 0.5 Mio.).
- Bei einem Wärmepreis von 13.5 Rp./kWh wäre der EMV schon bei einem Abschreibungszeitraum von 30 Jahren positiv (+ CHF 0.1 Mio.).
- *Die detaillierte Darstellung der Nettobarwertanalyse inkl. Annahmen befindet sich in der Anlage.*

Fazit

- Grundsätzlich ist festzustellen, dass eine geothermische Energiezentrale, wie sie heute in Riehen verfügbar ist, aufgrund der vergleichsweise hohen Upfront-Investitionskosten und v.a. des hohen Risikos der Nicht-Fündigkeit (technische Barriere) ohne Fördermittel der öffentlichen Hand derzeit nicht wirtschaftlich betrieben werden kann.
- Die Opex-Komponente des UTC für geothermisch erzeugte Wärme ist bei der Wärmeverbund Riehen AG im Vergleich zu den UTC von aus Erdgas gewonnener Wärme jedoch deutlich tiefer. Zudem ist die geothermisch erzeugte Wärme im Gegensatz zur Wärmeengewinnung aus fossilen Brennstoffen unabhängig von der Preisvolatilität auf den Energiemärkten und führt zu CO₂-Einsparungen. Eine einmal realisierte Anlage sollte deshalb permanent in Betrieb sein. Der aus dem Betrieb der Anlage generierte jährliche operative Cashflow wäre wohl auch unter Einbezug von betrieblichen Risiken positiv.
- Ohne Berücksichtigung von Fördermitteln sind die «Total UTC geothermisch» in Riehen nur bei überproportional langen Abschreibungszeiträumen (> 30 Jahre) mit jenen der Wärmeengewinnung aus Erdgas vergleichbar. Bei der Annahme von Capex zu heutigen Standardinvestitionen verbessern sich die UTC jedoch markant. Nicht berücksichtigt bei dieser Kalkulation ist das vergleichsweise hohe Risiko der Nicht-Fündigkeit (technische Barriere) bei Geothermieprojekten.
- Die Herausforderungen für die Wettbewerbsfähigkeit der Wärmeherstellungskosten (Rp/kWh) von natürlich vorkommendem Heisswasser im Vergleich zu fossilen Energieträgern liegen beim Anteil der Capex unterhalb der Flansche des Bohrlochkopfes.
 - Durch eine gezielte Förderung von geeigneten Projekten sollte es unter Berücksichtigung von Lerneffekten (durch die Durchführung von mehreren Geothermieprojekten) potenziell möglich sein, die Wettbewerbsfähigkeit der geothermisch erzeugten Wärme mittel- und längerfristig sicherzustellen.
 - Eine allfällige Förderung von Projekten der direkten geothermischen Wärmeengewinnung durch den Bund sollte sich dabei auf die Reduktion des Fündigkeitsrisikos in Verbindung mit Technologieentwicklung konzentrieren. Dadurch könnte das Zögern von potenziellen Investoren (Gemeinden, Energieversorgungsunternehmen) in geothermische Wärmeprojekte zu investieren, tendenziell reduziert werden.
 - Eine weitere Projektentwicklung nach erfolgtem Fündigkeitsnachweis sollte nicht Bestandteil einer Förderung durch den Bund sein.
- Ein Projekt wie jenes in Riehen könnte auf der Grundlage des heutigen Wissens voraussichtlich zielführender und systematischer realisiert werden. Die einzige Energiezentrale dieser Art in der Schweiz ermöglicht allfällig weiteren Projekten jedoch einen wichtigen Fundus an praktischem Erfahrungswissen (inkl. «Lessons learnt»).

5. Empfehlungen

Empfehlungen

- Es ist zu prüfen, ob geeignete Elemente der Wertschöpfungskette der direkten geothermischen Wärme­gewinnung (unterhalb der Flansche des Bohrlochkopfes, Transferpunkt zwischen dem Untergrund und dem übererdigen Kraftwerk) im Sinne der Technologieentwicklung vom Bund zu fördern sind.
- Eine gezielte Förderung von geeigneten Projekten der direkten geothermischen Wärme­gewinnung sollte dabei folgende Ziele verfolgen:
 - Erhöhung des Kenntnisstandes des Untergrundes.
 - Erprobung innovativer und kosteneffizienter Erkundungsmassnahmen / Bohr- und Bohrlochkomplettierungen.
 - Reduktion des Fündigkeitsrisikos für Investoren in Projekten der direkten geothermischen Wärme­gewinnung.
- Die Förderung sollte sich dabei (neben ausgewählten Pilot- und Demonstrationsprojekten zur Reduktion der UTC) auf einen im Erfolgsfall rückzahlbaren Investitionsbeitrag für das erste Bohrloch eines geeigneten geothermischen Wärmeprojektes konzentrieren. Eine weitere Projektentwicklung nach erfolgtem Fündigkeitsnachweis sollte nicht Bestandteil einer Förderung durch den Bund sein.

Anlagen

Verwendete Quellen

Studie/Dokumente

- *Statistik der geothermischen Nutzung in der Schweiz*, Geowatt AG, 2014
- *Nutzungskonzept Geothermie Thurgau*, Departement für Inneres und Volkswirtschaft, Kanton Thurgau, 2012
- *Weissbuch Fernwärme Schweiz – VFS Strategie*, Dr. Eicher+Pauli AG, 2014
- *Energie aus dem Innern der Erde: Tiefengeothermie als Energieträger der Zukunft?*, TA Swiss, 2014
- *Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich*, Konferenz Kantonaler Energiedirektoren, 2008
- Verschiedene von WVR AG und Gruner Gruneko AG zur Verfügung gestellte Dokumente.

Gesetze

- Direkt im Text zitiert

Webseite

- www.geothermie.ch
- www.erdwaermeriehen.ch
- www.fernwaerme-schweiz.ch

Glossar von Schlüsselbegriffen

Bandenergie	Bezeichnet die Nachfrage, welche während eines Jahres in einem Wärmenetz nicht unterschritten wird. Die darüber hinausgehende Nachfrage wird als Spitzenenergie bezeichnet.
Blockheizkraftwerk (BHKW)	Modular aufgebaute Anlage zur Gewinnung elektrischer Energie und Wärme, die das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung nutzt.
Capex	Capital Expenditure, Investitionskosten
Direkte Nutzung der Geothermie	Direkt Nutzung der Heizwasserenergie aus dem Untergrund (ohne direkte Kopplung an eine Wärmepumpe).
EBITDA	Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization: Gewinn vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen.
Fördertemperatur	Temperatur (in ° C) des vorgefundenen Thermalwassers.
Fündigkeitsnachweis	Nachweis der in den Vorstudien angenommenen Fördertemperatur und Fließrate an einem Standort. Der Abfluss und die Temperatur des geothermischen Wassers am Bohrlochkopf sind die zwei Hauptparameter aus denen die nutzbare energetische Leistungsfähigkeit berechnet werden kann.
Gasheizkessel	Gasheizkessel gewinnen Wärmeenergie aus der Verbrennung von Erdgas und transportieren die Wärmeenergie über den Wärmeträger Wasser.
Opex	Operational Expenditure, Betriebskosten
Risikogarantie	Teilübernahme der Bohrkosten durch den Bund im Falle eines Misserfolges.
Tiefe Aquifere	Gesteinskörper mit Hohlräumen, der zur Leitung von Grundwasser geeignet ist.
Weighted Average Cost of capital (WACC)	WACC bezeichnet die durchschnittlichen Kapitalkosten einer Unternehmung/eines Projektes unter Berücksichtigung der Finanzierungsstruktur (Verhältnis Eigen- und Fremdkapital).

Grobkalkulation UTC Erdgas der WVR AG

Wärmegestehungskosten (Rp./kWh):	Anteil Capex	Anteil Opex		Total UTC	
		Mit	Ohne	Mit	Ohne
		Stromverkauf	Stromverkauf	Stromverkauf	Stromverkauf
20 Jahre	4.608	5.809	10.944	10.417	15.552
30 Jahre	3.972	5.809	10.612	9.781	14.584
40 Jahre	3.600	5.809	10.701	9.409	14.301
50 Jahre	3.478	5.809	10.666	9.287	14.144

Erläuterungen:

- Capex und Opex entsprechen den Erdgas-spezifischen Investitions- und Betriebskosten der Wärmeverbund Riehen AG.
- Aufgrund der Komplexität der Gesamtanlage bzw. bei der Verwendung von Erdgas (Grundlastzentrale, Spitzenzentrale, BHKW, Kessel, usw.) sind die oben dargestellten UTC als Schätzung der durchschnittlichen Wärmegestehungskosten (UTC) zu verstehen (angenommene Variabilität $\pm 10\%$).
- In Riehen wird mit Erdgas über das BHKW Strom produziert und verkauft. Die UTC sind deshalb mit und ohne Berücksichtigung der Stromerträge dargestellt. Diese werden als negativer Aufwand bei den Opex berücksichtigt.

EMV Analyse unter Berücksichtigung der Lernkurve

Annahmen:

- Capex: CHF 13.8 Mio. (minus 25% von Variante 2 aufgrund von Lerneffekten (vgl. Seite 29).
- Geothermische Wärmeproduktion, Opex und Diskontierung: Variante 1 (vgl. Seite 30). Analog der verwendeten Annahmen der «UTC-Kalkulation» für Variante 2.
- Eintretenswahrscheinlichkeit der Fündigkeit (vgl. Tabelle rechts).

	<i>Eintretenswahrscheinlichkeit mit Lerneffekte</i>
EMV Erfolg	0.72
EMV Misserfolg nach der Vorstudie / 1. Bohrung	0.28
EMV Misserfolg nach der 2. Bohrung	0

Erwarteter Nettobarwert (EMV)

Wärmepreis 11.8 Rp./kWh:

	<i>Abschreibungszeitraum</i>			
	<i>20 Jahre</i>	<i>30 Jahre</i>	<i>40 Jahre</i>	<i>50 Jahre</i>
<i>In CHF Mio.</i>				
EMV Erfolg	-2.9	-0.7	1.1	1.8
EMV Misserfolg	-6.4	-6.4	-6.4	-6.4
Total EMV mit Lerneffekte	-3.9	-2.3	-1.0	-0.5

Wärmepreis 13.5 Rp./kWh:

	<i>Abschreibungszeitraum</i>			
	<i>20 Jahre</i>	<i>30 Jahre</i>	<i>40 Jahre</i>	<i>50 Jahre</i>
<i>In CHF Mio.</i>				
EMV Erfolg	-0.2	2.6	4.8	5.8
EMV Misserfolg	-6.4	-6.4	-6.4	-6.4
Total EMV mit Lerneffekte	-1.9	0.1	1.7	2.4

Anlageprinzip der Wärmeverbund Riehen AG

