

Ratschlag Nr. 9262

betreffend

**Rahmenkredit für den Bau eines geothermischen
Heiz-Kraftwerks (Deep Heat Mining)**

sowie

**Beantwortung Anzug Dr. Rudolf Rechsteiner und
Konsorten betreffend Geothermie**

Den Mitgliedern des Grossen Rates des Kantons Basel-Stadt
zugestellt am

Zusammenfassung

Zur Entwicklung eines geothermischen Heiz-Kraftwerks nach dem Hot-Dry-Rock Verfahren in Basel wird ein Rahmenkredit aus dem Anlagevermögen der IWB beantragt. Gleichzeitig wird der Regierungsrat einen Beitrag aus der Förderabgabe sprechen.

Mit dem Hot-Dry-Rock Verfahren wird es ermöglicht, Erdwärme auch ausserhalb vulkanischer Zonen in grosser Tiefe zur Gewinnung von Wärme und Strom zu erschliessen. Die Erschliessung der Geothermie als nachhaltige, zuverlässige, umweltfreundliche, insbesondere CO₂-freie Energiequelle wird sowohl vom Bund wie vom Kanton Basel-Stadt gefördert. Das Projekt DEEP HEAT MINING wird vom Bundesamt für Energie als Energieprojekt nationaler Bedeutung erachtet.

In Basel soll eine Pilotanlage nach dem Hot-Dry-Rock Verfahren zur Produktion von Strom und Wärme für rund 5'000 Haushalte erstellt werden. Die Anlage soll innert sechs Jahren entwickelt werden, mit Produktion ab 2008. Die Gesamtinvestition wird auf CHF 86 Millionen (inkl. historische Kosten von CHF 6 Mio. für Vorabklärungen und Sondierbohrung) veranschlagt.

Die Entwicklung erfolgt in zwei Teilschritten: einer Explorationsphase (CHF 39 Mio.), in welcher das Geothermische Reservoir schrittweise erschlossen wird, und einer Ausbauphase (CHF 41 Mio.), in welcher eine zusätzliche Bohrung und die oberirdischen Heizkraftwerksanlagen gebaut werden. Innerhalb der Entwicklungsphase sind jeweils klar definierte Meilensteine zu erreichen, bevor ein nächster Schritt in Angriff genommen werden kann.

Vorgesehen ist die Entwicklung der Anlage auf dem Werkhofgelände der IWB in Kleinbüningen. Dort kann die Wärme gemeinsam mit Wärme der ARA ProRheno ins Fernwärmennetz eingespiesen werden. Bei geringem Wärmebedarf wird hauptsächlich Strom produziert. Die Option für eine Kombination mit einer Gasturbine, welche einerseits die Effizienz der geothermischen Wärmenutzung steigert und einen Gewinn für die Versorgungssicherheit des Fernwärmemetzes bedeuten würde, wird offen gehalten und nach Erschliessung des geothermischen Reservoirs erneut geprüft. Das definitive Anlagenkonzept kann erst dann festgelegt werden, wenn gesicherte Daten aus den Bohrungen vorliegen.

Zur Finanzierung wird Eigenkapital von CHF 32 Mio. benötigt. Dies soll in Form eines Rahmenkredits aus dem Anlagevermögen der IWB gesichert werden. Der Kredit verringert sich um den Betrag, der von Dritten in das Projekt investiert wird. Zudem sind für den wirtschaftlichen Betrieb der Pilotanlage nicht amortisierbare Investitionen (NAI) in der Höhe von CHF 24 Mio. notwendig. Diese setzen sich aus Förderbeiträgen des Bundes (CHF 12 Mio. für die Explorationsphase, CHF 4 Mio. für die Ausbauphase) und einem Beitrag von maximal CHF 8 Mio. aus der Förderabgabe des Kantons Basel-Stadt zusammen.

Bei Vergütung der Wärme basierend auf den heute geltenden tiefen Brennstoffvermeidungskosten und einer Vergütung des geothermisch produzierten Stroms von 15 Rp/kWh sowie der Vergütung des vermiedenen CO₂ nach geplantem Stand, errechnet sich eine Wirtschaftlichkeit mit einem internen Ertragssatz (IRR) von 4.28%.

Zur Durchführung wird eine Projektgesellschaft mit den IWB resp. dem Kanton Basel-Stadt als Hauptaktionär gegründet.

Der Regierungsrat beantragt dem Grossen Rat, einen Rahmenkredit von max. CHF 32 Mio. aus dem Anlagevermögen der IWB zu bewilligen.

1 BEGEHREN	5
1.1 Bisheriges Engagement	5
1.2 Begründung des Engagements	5
1.3 Begründung des Rahmenkredits	5
1.4 Antrag	5
2 AUSGANGSLAGE	6
2.1 Bisherige Aktivitäten	6
2.1.1 Stand der Arbeiten	6
2.1.2 Bisherige Organisation	6
2.2 Bestehende Fernwärmeproduktionsanlagen und -Netz	6
3 ÜBERGEORDNETE ZIELE (NACHHALTIGKEIT)	6
4 PROJEKT	7
4.1 Projektidee und Ziele	7
4.2 Projektüberblick	7
4.2.1 Prinzip des Hot-Dry-Rock / Hot-Fractured-Rock Verfahrens	7
4.2.2 Entwicklungskonzept	10
4.3 Platzbedarf	13
4.4 Standort	13
4.5 Bohrungen	14
4.6 Geothermie-Heizkraftwerk	15
4.7 Einbindung ins Fernwärmennetz	18
4.8 Nachhaltigkeit	19
5 AUSWIRKUNG AUF DIE UMWELT	20
5.1 Wasser	20
5.2 Boden	20
5.3 Luft	21
5.4 Lärm	21
5.5 Erschütterungen	21
5.6 Verkehr	21
5.7 Induzierte Seismizität	21
5.8 Störfälle	22
6 RISIKOFAKTOREN	22
6.1 Geologisches Risiko	22
6.2 Betriebsrisiko	23
6.3 Umweltrisiko	23
6.4 Marktrisiko für Strom- und Wärmepreise	23
7 KOSTEN	24
7.1 Investitionskosten	24
7.1.1 Anlagen	24
7.2 Investitionsbeiträge Dritter	27
7.2.1 Bisherige Finanzierung	27
7.2.2 Zukünftige Finanzierung	29
7.3 Risikogarantie	29
7.4 Betriebs- und Kapitalkosten	29
8 FINANZIERUNG	31
8.1 Finanzierungsmodell	31
8.2 Wirtschaftlichkeitsberechnung	33
8.3 Einspeisevergütung Elektrizität	35
9 PROJEKTORGANISATION	36
10 RECHTLICHES	37
10.1 Allgemeines	37
10.2 Heutige Regelung	37
10.3 Revisionsbedarf	37
11 TERMINE	37
12 NOCH OFFENE PUNKTE	39
13 BEANTWORTUNG ANZUG DR. RUDOLF RECHSTEINER UND KONSORTEN BETREFFEND GEOTHERMIE	40

13.1 Zu den einzelnen Fragen	41
13.1.1 Zu Frage 1	41
13.1.2 Zu Frage 2	41
13.1.3 Zu Frage 3	41
13.1.4 Zu Frage 4	41
14 SCHLUSSBESTIMMUNGEN UND ANTRAG	42

1 Begehren

Zur Entwicklung eines geothermischen Pilot-Heizkraftwerks wird ein Rahmenkredit beantragt. Der Rahmenkredit ist Teil einer Gesamtfinanzierung des Forschungs- und Entwicklungsprojekts DEEP HEAT MINING. Das Projekt wird bis heute mit Geldern des Bundes und des Kantons Basel-Stadt, aber auch von privaten Institutionen gefördert.

Ziel ist der Bau und Betrieb einer Pilotanlage, des weltweit ersten geothermischen Heiz-Kraftwerks nach dem Hot-Dry-Rock- oder nach neuer Diktion dem Hot-Fractured-Rock-Verfahren.

Der Rahmenkredit umfasst sämtliche zukünftigen finanziellen Beteiligungen des Kanton Basel-Stadt und der IWB. Separat wird der Regierungsrat – in Form einer Verfügung – einen Beitrag aus der Förderabgabe sprechen.

1.1 Bisheriges Engagement

In den Jahren 1998 und 2000 hat der Grosse Rat auf Antrag der Industriellen Werke Basel (IWB) im Rahmen des Projekts DEEP HEAT MINING für Sondierbohrungen insgesamt CHF 3.6 Millionen gutgesprochen. Weitere CHF 3.5 Millionen zugunsten des Projekts (inklusive aller Vorabklärungen, auch in anderen Regionen) wurden vom Bund (CHF 2.6 Mio.), dem Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft, PSEL (CHF 0.4 Mio.), der Elektra Baselland, EBL (CHF 0.4 Mio.) und weiteren Sponsoren (CHF 0.1 Mio.) beigesteuert.

1.2 Begründung des Engagements

Gemäss Energiegesetz hat der Kanton die Verpflichtung, im Sinne der Ressourcenschonung, erneuerbare Energie zu fördern und die Abhängigkeit von importierter Energie zu mindern. Der Kanton Basel-Stadt bezieht schon Strom zu ca. 93 % aus Wasserkraft, den Rest aus Sonnen- und Windkraft und aus Wärmekraftkoppelungsanlagen. Das Gesetz verbietet dem Kanton den Bezug von Atomenergie. Die Erschliessung der Erdwärme im Untergrund trägt diesen Forderungen Rechnung. Eine vergleichbare Situation bestand in der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts, als grosse Investitionen getätigt wurden, um die Nutzung der Wasserkraft zu entwickeln, was sich heute als grosser Verdienst erweist.

1.3 Begründung des Rahmenkredits

Das Projekt umfasst über einen Zeitraum von rund 5 Jahren mehrere aufeinanderfolgende Phasen. Zur Vermeidung zeitlich gestaffelter Teilanträge, welche den Projektfortschritt unterbrechen und zur Darlegung der Gesamtkosten, wird ein Rahmenkredit beantragt. Teilbeträge können nach Erreichen klar definierter Meilensteine abgerufen werden, ohne die Finanzierung der nächsten Phase aufs Neue beantragen zu müssen. In einem Entwicklungsprojekt wäre ohne den Rahmenkredit ein kostspieliges „stop and go“ die Folge.

1.4 Antrag

Es wird zuhanden des Projekts DEEP HEAT MINING in Basel ein Rahmenkredit über den Betrag von **32 Mio. Fr.** beantragt. Zusätzlich stellt der Kanton Basel-Stadt 10% der Gesamtkosten jedoch maximal **8 Mio. Fr.** als Förderbeitrag aus der Förderabgabe zur Verfügung. Die stufenweise Auszahlung des Kredits an die zu gründende Projektgesellschaft ist abhängig von der Erreichung definierter technischer Zwischenziele (Meilensteine) und der gesicherten Restfinanzierung durch Dritte.

2 Ausgangslage

2.1 Bisherige Aktivitäten

2.1.1 Stand der Arbeiten

Das Projekt hat mit dem erfolgreichen Abschluss der Bohrung Otterbach die Standorteignung für die Entwicklung einer Pilotanlage eines geothermischen Kraftwerks erbracht. Die Anlage soll auf dem Werkhofareal der IWB in Kleinhüningen realisiert werden. Eine Realisierung des Projekts beim Fernheizkraftwerk Volta hat sich aufgrund der erforderlichen Investitionen und der langfristigen Gestaltungspläne in diesem Gebiet als nicht machbar erwiesen. Die erste Tiefbohrung auf 5'000 m soll vom Standort Kleinhüningen aus abgeteuft werden. Eine gesicherte Finanzierung vorausgesetzt, kann mit den Vorarbeiten zur Bohrung im letzten Semester 2003 begonnen werden.

2.1.2 Bisherige Organisation

Die Projektidee wurde von der Arbeitsgemeinschaft DEEP HEAT MINING (ARGE DHM) erarbeitet. Die ARGE DHM ist eine einfache Gesellschaft der Büros Häring GeoProject in Steinmaur und Polydynamics Engineering in Männedorf. Die ARGE wird finanziert vom Bundesamt für Energie und beschäftigt als Unterakkordanten spezialisierte Ingenieure und Wissenschaftler der Privatwirtschaft und der Hochschulen, insbesondere der ETH Zürich und dem Centre d'Hydrogéologie der Universität Neuchâtel.

Mit der Entwicklung des Projekts in Basel wurde 1999 die privat finanzierte Aktiengesellschaft Geothermal Explorers Ltd. (GEL) mit Sitz in Basel gegründet. GEL hat im Auftrag der IWB und der übrigen Geldgeber die Sondierbohrung Otterbach ausgeführt. GEL verfügt über das Know-How, das Projekt DHM zu entwickeln.

2.2 Bestehende Fernwärmeproduktionsanlagen und -Netz

Die FernwärmeverSORGUNG in Basel-Stadt ist mit einer Wärmeproduktion von rund 1'000 GWh pro Jahr, einer Netzlänge von 196 km und ca. 4'500 Hausanschlüssen die Grösste der Schweiz. Sie ist im Stadtgebiet seit Anfang 1940 erstellt worden. Die Hälfte der erforderlichen Wärme kommt aus der Abwärmenutzung in der Kehrichtverwertungs- und der Abwasserreinigungsanlage. Die andere Hälfte wird in den Kesselanlagen der IWB (Fernheizkraftwerk Volta und Heizwerk Bahnhof), Novartis (Werk Klybeck) und Syngenta (Werk Rosental) grösstenteils mittels Erdgas produziert. Weitere Produktionsanlagen sind aus Sicht der Versorgungssicherheit heute nicht erforderlich. Der Wärmetransport erfolgt grösstenteils über Heisswasser- aber auch über Warmwasser- und Dampfnetze.

3 Übergeordnete Ziele (Nachhaltigkeit)

Die Entwicklung erneuerbarer und CO₂-freier Energieträger ist zum Aufbau einer nachhaltigen Energiewirtschaft und zur Erfüllung umweltpolitischer Forderungen (Kyoto Protokoll) unerlässlich. Die Erschliessung der Erdwärme nimmt unter den erneuerbaren Energien eine zentrale Stellung ein, da es der einzige nachhaltige Energieträger ist, der ohne Zusatzspeicher zuverlässig Bandenergie liefern kann. Aufgrund dieser Tatsache und aufgrund des sehr grossen Potentials, global und in der Schweiz, wird das Projekt DEEP HEAT MINING von Bund und Kanton als Projekt nationaler Bedeutung erachtet und entsprechend gefördert.

4 Projekt

4.1 Projektidee und Ziele

Das Ziel des Projekts DHM ist die Entwicklung und der Bau des weltweit ersten geothermischen Heiz-Kraftwerks nach dem Hot-Fractured-Rock Verfahren. Bisherige Experimentieranlagen haben die Funktionstüchtigkeit des Prinzips bewiesen. Die Pilotanlage in Basel ist im Rahmen der internationalen Geothermieforschung und -entwicklung ein wichtiger Meilenstein einer ersten kommerziellen Anwendung. Die Anlage soll Vorbild für ähnliche Nachfolgeprojekte sein und einen neuen Markt für zuverlässige, saubere und nachhaltige Energie eröffnen. Das Projekt wird exportfähiges Know-How und Arbeitsplätze für hochqualifiziertes Personal wie Geophysiker, Ingenieure und Geologen schaffen.

Basel übernimmt damit auf internationaler Ebene die Vorreiterrolle in einer zukunftsfähigen Technologie mit noch unschätzbar hohem Marktpotential.

4.2 Projektüberblick

4.2.1 Prinzip des Hot-Dry-Rock / Hot-Fractured-Rock Verfahrens

4.2.1.1 Unterirdischer Wärmetauscher

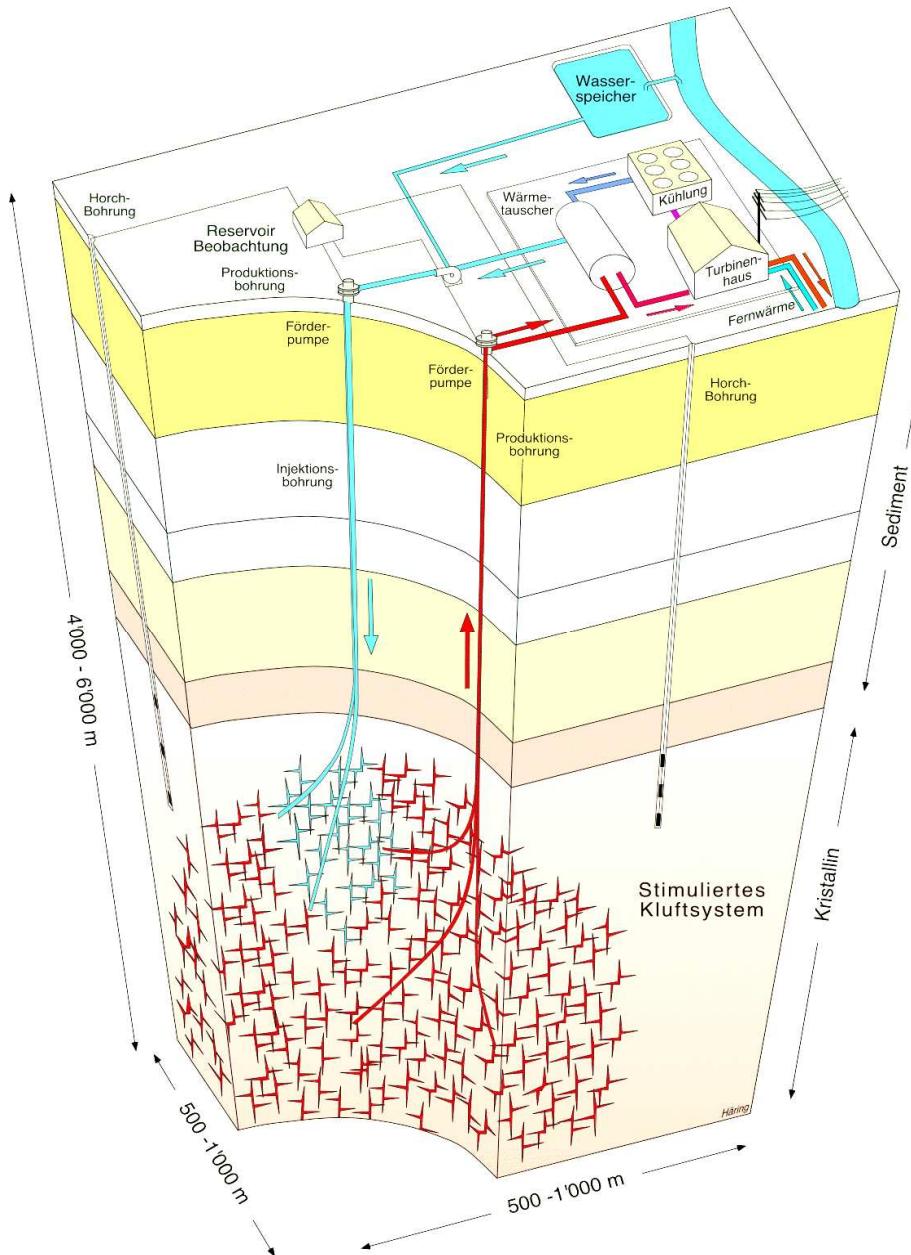
Das *Hot-Dry-Rock*- oder nach neuer präziserer Diktion *Hot-Fractured-Rock-Verfahren* basiert auf der Zirkulation von Wasser durch ein künstlich erweitertes Kluftsystem in einem heißen Wirtsgestein. Mittels hydraulischer Injektion von Wasser in eine Tiefbohrung werden bestehende Klüfte erweitert und durchlässig gemacht. Die Kontrolle der Ausweitung des Kluftsystems erfolgt über so genannte Horchbohrungen, in welchen hochempfindliche Sensoren die räumliche Lage kleinsten Erschütterungen sich öffnender Klüfte registrieren und orten. Weitere Bohrungen fördern das erhitzte Wasser an die Oberfläche.

4.2.1.2 Geschlossene Kreisläufe

An der Oberfläche wird dem erhitzten und unter Druck stehenden Wasser die Wärme über einen Wärmetauscher entzogen und an einen Sekundärkreislauf abgegeben. Das abgekühlte Wasser wird durch die Injektionsbohrung ins heiße Gestein zurückgeführt (Figur 1). Da das Wasser bei der Förderung unter Druck gehalten wird, geht es nicht in die Dampfphase über. Ausfällungen gelöster Stoffe aus dem Untergrund bleiben weitgehend aus. Gelöste Stoffe werden wieder rückgeführt. Der Sekundärkreislauf enthält eine niedrig-siedende Flüssigkeit, welche eine Dampfturbine antreiben kann und Wärme über einen weiteren Wärmetauscher an das Fernwärmennetz überträgt.

4.2.1.3 Konventionelle Energieumwandlung

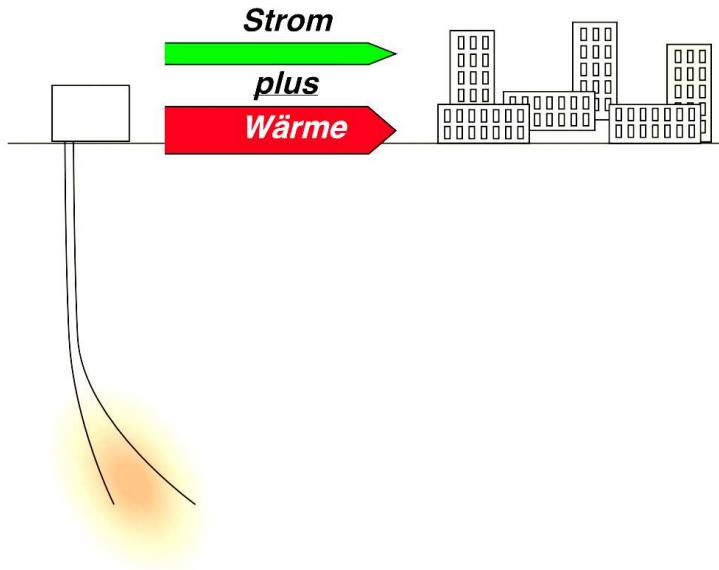
Die Energieumwandlung an der Oberfläche entspricht gängiger Technik konventioneller Geothermiekraftwerke in geothermisch begünstigten Regionen, wie Indonesien, Neuseeland, Island und Kalifornien.



Figur 1: Prinzip des Hot-Fractured-Rock Verfahrens

4.2.1.4 Erfolgsidee

Die bisherige Hot-Fractured-Rock Forschung hat wiederholt bewiesen, dass das Prinzip funktioniert. Bisherige Anlagen waren ausschliesslich experimenteller Art und nicht für die kommerzielle Energiegewinnung bestimmt. Im Gegensatz zu bisherigen Projekten steht in Basel die kommerzielle Anwendung im Vordergrund. Um eine wirtschaftlich machbare Anlage zu realisieren, muss neben der reinen Stromproduktion auch die Abwärme ertragbringend in ein Fernwärmennetz eingespiesen werden (Figur 2). Diese Überlegung ist hier konsequent umgesetzt und hat die Standortsuche massgeblich bestimmt. In Basel sind diese Voraussetzungen vorhanden. Die geologische Eignung stand zuerst bewusst im Hintergrund. Die Kenntnis des tiefen Untergrundes von Basel beruhte bisher ausschliesslich auf indirekten geophysikalischen Messmethoden, aufgrund regionaler Überlegungen wird im Oberrheingraben jedoch von einem überdurchschnittlich hohen Temperaturgradienten ausgegangen. Nun hat die erfolgreiche Sondierbohrung diese Vermutung bestätigt und die geologische Eignung angezeigt.



Figur 2: Strom und Wärme in Nähe zu Abnehmer/-innen

Der Projektplan sieht eine schrittweise Entwicklung vor, welche die inhärenten Risiken einer Neuentwicklung stufenweise abbaut und die finanzielle Exposition auf ein akzeptables Minimum reduziert. Konservative Annahmen in den Projektvorgaben bezüglich des Wärmereservoirs und der Energieeffizienz ergeben ein robustes Geschäftsmodell.

Die Region Basel gewinnt mit dem Projekt in doppelter Weise: Sie erhält ein fortschrittliches und umweltfreundliches Kraftwerk und gewinnt zudem Zugang und Know-How zu einer zukunftsträchtigen und exportfähigen Technologie mit noch unschätzbarem Marktpotential.

4.2.1.5 Geschichtlicher Hintergrund

Das Projekt DEEP HEAT MINING (DHM) hat seinen Ursprung in einer 1996 vom Bundesamt für Energie initiierten Studie der Arbeitsgemeinschaft DHM, bestehend aus den Büros Häring GeoProject, Polydynamics Engineering und der Foralith AG. Die anfängliche Machbarkeitsstudie zur Möglichkeit von Hot-Dry-Rock (HDR) Forschung in der Schweiz entwickelte sich rasch zu einer regionalen Standortevaluation für eine Hot-Dry-Rock Pilotanlage zur Produktion von Strom und Wärme.

Der Grundsatz, dass man keine Anlage ohne Abnehmer entwickeln kann, wurde konsequent verfolgt. Weil eine DHM Anlage ohne den Verkauf von Wärme im aktuellen Umfeld noch unwirtschaftlich schien, suchte man einen Standort in Nähe eines bestehenden Fernwärmennetzes und nach Möglichkeit in einer Region mit einem günstigen geologischen Untergrund.

Bei den Industriellen Werken Basel (IWB) stiess das Projekt auf Interesse. Die IWB unterstützen DHM federführend und ermöglichen die Durchführung der Sondierbohrungen.

Eine erste Sondierbohrung erreichte wegen eines Gestängebruchs die Zieltiefe nicht. Die Geldgeber signalisierten, dass diese Havarie das Projekt an sich nicht in Frage stellen durfte. Entsprechend konnten die notwendigen Mittel zur Durchführung einer zweiten Sondierbohrung mit grösserem Gerät gefunden werden.

4.2.2 Entwicklungskonzept

Die Entwicklung einer Pilotanlage erfolgt nach einem klar definierten Vorgehensplan. Das Projekt gliedert sich in eine *Explorationsphase* und eine *Ausbauphase*. Die Explorationsphase beinhaltet die Bohrarbeiten zur Erschliessung des geothermischen Reservoirs. Sie findet mit dem Nachweis eines leistungsfähigen Zirkulationssystems ihren Abschluss. Die Ausbauphase beinhaltet den Bau der vorwiegend oberirdischen Energieumwandlungs-Anlagen bis zur Produktionsaufnahme.

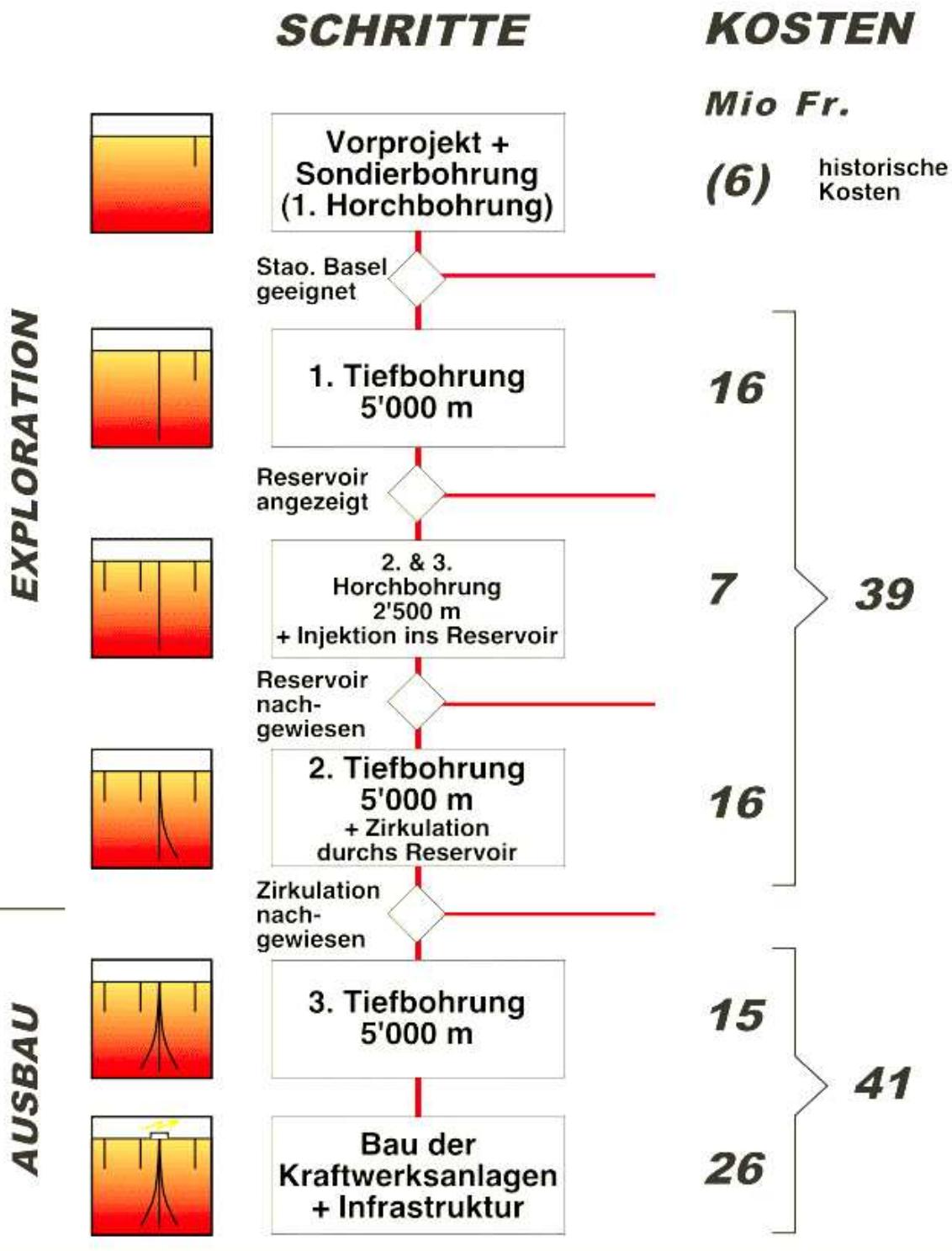
Die Kenntnis des tiefen Untergrundes von Basel beruhte bisher ausschliesslich auf indirekten geophysikalischen Messmethoden. Die Schichtenfolge, deren Mächtigkeit sowie die Tiefe und Beschaffenheit des kristallinen Grundgebirges war bis zur Bohrung Otterbach unbekannt. Aufgrund regionaler Überlegungen wird im Oberrheingraben von einem überdurchschnittlich hohen Temperaturgradienten ausgegangen. Diese Annahmen bezogen sich auf relativ weit entfernte Bohrungen im nördlicheren Teil des Rheingrabens, sowie seichte Bohrungen von maximal einigen hundert Metern in der Region.

Für die erfolgreiche Erschliessung der Erdwärme müssen bestimmte Rahmenbedingungen erfüllt sein. Das ist in erster Linie ein Gestein mit einer Temperatur von 200°C in 5 Kilometern Tiefe und einer Klüftung, welche sich mit einem technisch vertretbaren Druck hydraulisch aufpressen lässt. Im Weiteren muss das Kluftsystem so beschaffen sein, dass eine möglichst weiträumige Durchdringung des eingepressten Wassers erfolgt und schliesslich auch in einer Produktionsbohrung gefasst und in genügender Menge gefördert werden kann. Es steht nicht von Vornherein fest, dass all diese Voraussetzungen gegeben sind.

Zur Minimierung dieser natürlichen Risiken wird das Projekt in klar definierten Schritten entwickelt. Schrittweise werden die grössten Unbekannten eliminiert, so dass zu jedem Zeitpunkt das finanzielle Risiko und komplementär dazu die Chancen voll ersichtlich sind. Beispielsweise wurden mit der Sondierbohrung Otterbach bereits die wichtigsten Risiken ausgeräumt. Im Folgenden werden die einzelnen Schritte und deren zu erreichende Zwischenziele stichwortartig aufgeführt:

<u>Tätigkeit</u>	<u>Zweck</u>	<u>Ziel</u>
<i>EXPLORATIONSPHASE</i>		
1. Sondierung (erfolgreich abgeschlossen)	Prüfung der Temperatur, Spannungsfeld, Klüftung. Kenntnis der Schichtenfolge Nachträgliche Nutzung als Horchbohrung (Monitoring Station)	Nachweis einer Temperaturzunahme $> 3.8^{\circ}\text{C}/100\text{m}$; Nachweis von zerklüftetem, kristallinem Grundgebirge. Diese Ziele wurden mit der Bohrung Otterbach erreicht und teilweise sogar übertroffen (Temperaturzunahme: $4.0^{\circ}\text{C}/100\text{m}$)
2. Tiefbohrung 5'000 m	Prüfung des Reservoirgesteins Bau der ersten Produktions- oder Injektionsbohrung	Nachweis der Formations-temperatur von 200°C . Nachweis initierbarer Klüfte im Reservoirbereich.
3. Horchbohrung(en)	Vervollständigung des Beobachtungssystems zur Ortung des stimulierten Reservoirbereiches.	Geophysikalische Überwachung des Reservoirbereiches.
4. Injektionstests	Stimulierung des Kluftsystems durch Einpressen von Wasser im 5'000 m tiefen Reservoirgestein.	Nachweis der Injektionsfähigkeit des Gesteins. Ortung des Ausbreitungsbereichs zur gezielten Abteufung der nächsten Bohrung.
5. Zweite Tiefbohrung	Produktions- oder Injektionsbohrung	Nachweis einer künstlichen Wasserzirkulation durchs heisse Reservoir. Nachweis der Leistungsfähigkeit des Systems. Abschluss der Explorationsphase.
<i>AUSBAUPHASE</i>		
6. Evtl. dritte Tiefbohrung	Steigerung des Fördervolumens	Produktionssteigerung auf max. Bruttoleistung von 30 MW thermisch.
7. Bau der oberirdischen Kraftwerks-Anlagen:	Optimierte Energieumwandlung in Strom und Wärme ins Fernwärmennetz	Einspeisung ins Netz: 3 MWe, 20 MWth.

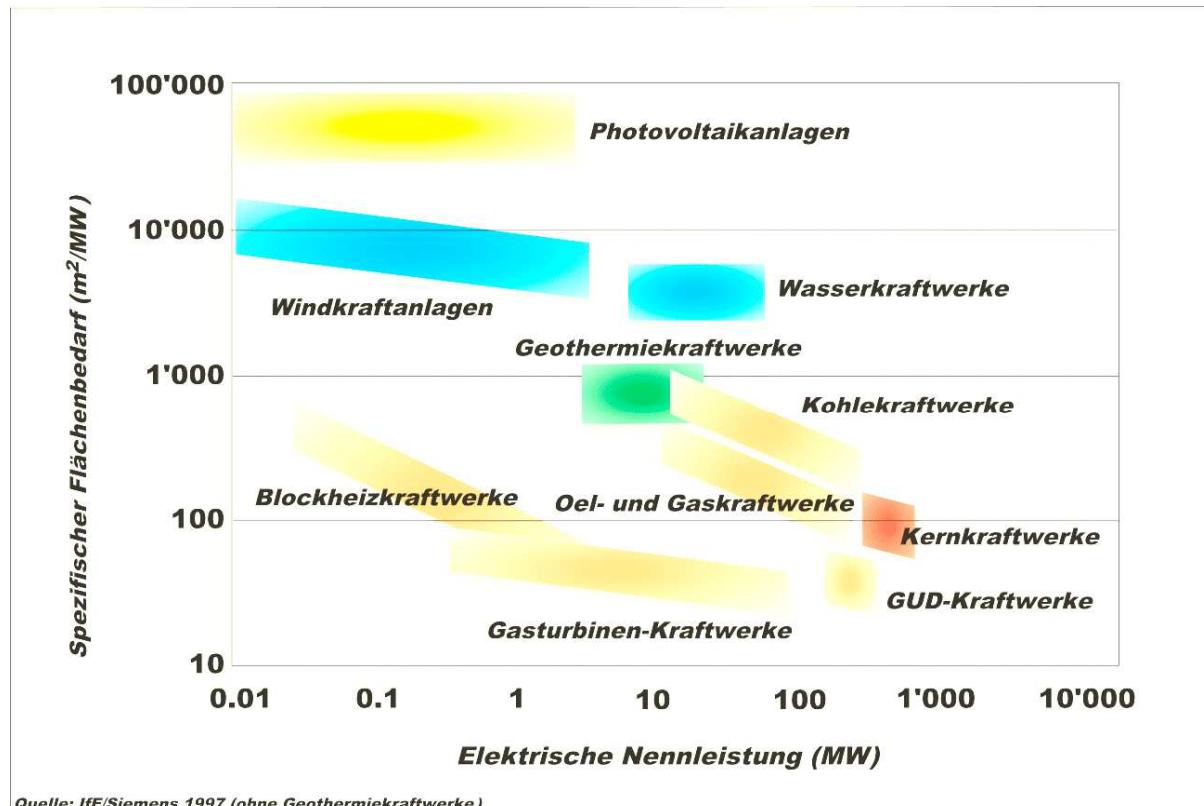
EXPLORATIONS- UND ENTWICKLUNGSKONZEPT DEEP HEAT MINING BASEL



Figur 3: Explorations- und Entwicklungskonzept DEEP HEAT MINING, Basel

4.3 Platzbedarf

Unter anderem begründet sich die Attraktivität der Geothermie darin, dass der spezifische Flächenbedarf pro produzierte Energieeinheit klein ist, wesentlich kleiner als bei allen anderen erneuerbaren Energieträgern (Figur 4).



Quelle: IfE/Siemens 1997 (ohne Geothermiekraftwerke)

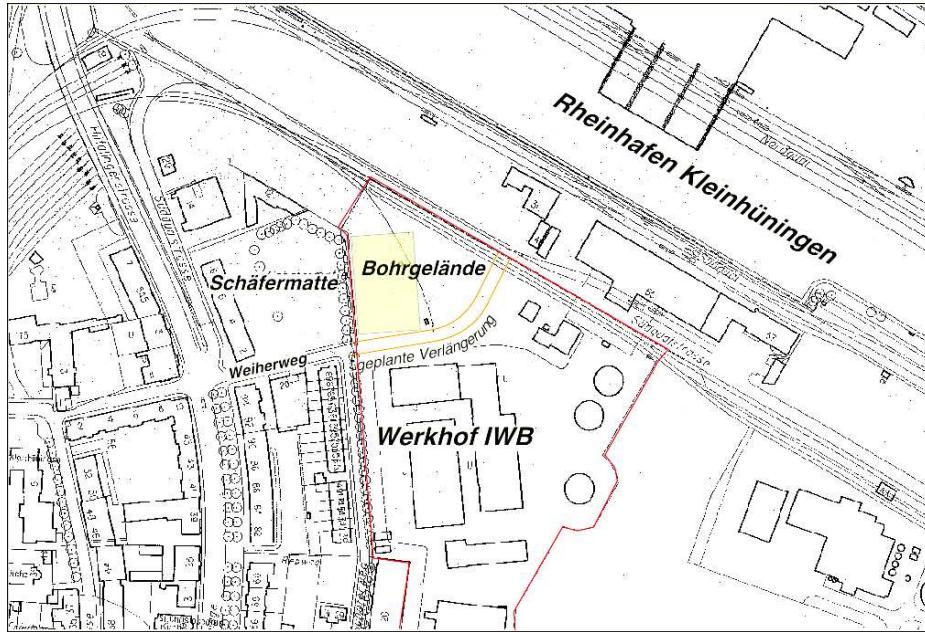
Figur 4: Spezifischer Flächenbedarf unterschiedlicher Kraftwerkstypen.

Trotzdem braucht ein geothermisches Kraftwerk ein *Industriearreal* zur Energieproduktion. Am meisten Platz beanspruchen die Bohrarbeiten. Dafür werden während einem Zeitraum von rund 3 Jahren ein Bohrplatz von ca. 5'000 m² beansprucht. Die permanenten energietechnischen Anlagen beanspruchen deutlich weniger Fläche, können zum Teil aber auch – sofern vorhanden – in bestehende Anlagen integriert werden. Nach Abschluss der Bohrarbeiten kann das Gelände für andere Zwecke genutzt werden wie z.B. Parkplätze. Das Gelände muss jedoch für eventuelle Servicearbeiten, und nach einem Zeitraum von ca. 15 Jahren für weitere Bohrarbeiten, zugänglich bleiben. Für bereits vorgesehene Parkplätze in diesem Bereich ist temporär Ersatz zu suchen.

4.4 Standort

Das Werkareal der IWB in Kleinhüningen (Figur 5) bietet als Standort ideale Voraussetzungen. Das Gelände ist Industriezone, liegt in Gewässerschutzzone B, ist unbebaut und ist für Bohr- und Betriebsphase flexibel nutzbar (Restfläche für Parkplätze). Zudem bietet der Standort eine gute verkehrstechnische Anbindung (Strasse, Bahn, Wasser) für Schwertransporte und wenig Immissionspotenzial während der Bohrphase.

Als Kraftwerks-Standort ist das Werkareal ebenfalls ideal, da nicht nutzbare Abwärme via Hafenbecken / Rhein ohne Probleme abgeführt werden kann und das Gelände mit Hochdruck-Erdgas, Mittelspannungs-Elektrizität und Wasser erschlossen ist. Im Übrigen stehen auch Teile der Infrastruktur der IWB mit Werkstätten und Lagerräumlichkeiten zur Verfügung.



Figur 5: DHM Anlagestandort

4.5 Bohrungen

Der prominenteste Teil eines geothermischen Kraftwerks sind die in der Bauphase notwendigen und später für sporadische Unterhaltsarbeiten benötigten Bohranlagen. Bohrgeräte, welche bis in eine Tiefe von 5'000 m bohren können, verfügen über einen Turm von rund 48 m Höhe. Während der Bauphase wird ein Bohrgerät über eine Periode von bis zu 3 Jahren installiert sein. Zur Abteufung der Horchbohrungen werden kleinere Bohrgeräte verwendet. Die eigentliche Bohrdauer für 5'000 m beträgt durchschnittlich 6 Monate, die restliche Zeit wird das Bohrgerät für Testarbeiten und Installation von Ausrüstungen im Bohrloch verwendet. Während der Bohrphase wird im Dreischichtenbetrieb 24 Stunden am Tag und während 7 Tagen in der Woche gearbeitet.

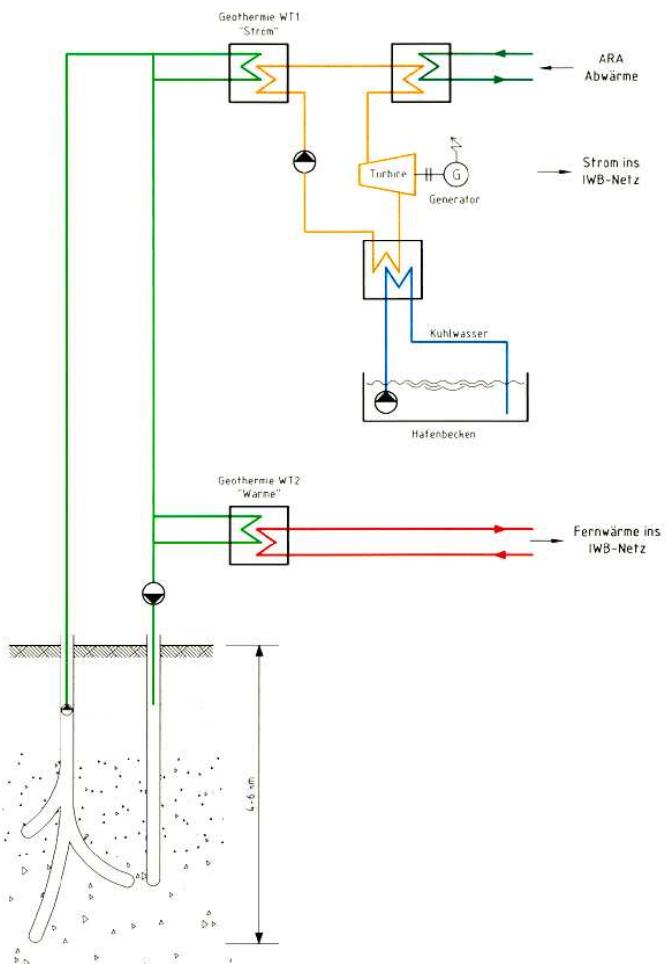
Die 5'000 m Bohrungen – geplant sind drei an der Zahl – werden mit einem Versatz von 6 Metern vom selben Standort aus ausgeführt. In der Tiefe werden die Bohrungen abgelenkt, so dass sie auf der Sohle bis zu 500 Metern voneinander entfernt liegen. Die Bohrungen weisen nach unten abnehmende Durchmesser von 50 cm an der Oberfläche bis 18 cm auf Endtiefe auf. Die Bohrlöcher werden mit Stahlrohren teleskopartig verrohrt.

Eines der Bohrlöcher dient zur Injektion von Wasser in den Untergrund, die anderen beiden zur Förderung des erhitzten Wassers.

Die Horchbohrungen dienen der geophysikalischen Ortung und Überwachung des unterirdischen Wärmetauschersystems. Mittels höchst empfindlicher Erschütterungssensoren können mikroseismische Ereignisse, welche beim Durchströmen von Wasser durch das Kluftsystem auftreten, registriert und geortet werden. Projektiert sind drei Horchbohrungen, wobei die Bohrung Otterbach die erste davon ist. In einem derzeit laufenden Projekt in Zusammenarbeit mit dem schweizerischen Erdbebendienst wird abgeklärt, ob anstelle von drei Horchbohrungen bloss deren zwei, allerdings mit einer aufwändigeren Messanordnung genügen würden. Die Horchbohrungen werden in einem Minimalabstand von einem Kilometer – vorzugsweise zwei bis drei Kilometern – niedergebracht.

4.6 Geothermie-Heizkraftwerk

Als Heizkraftwerkanlage wird der gesamte oberirdische Anlagenteil verstanden. Figur 6 zeigt das vereinfachte Anlagenschema. Obwohl im internationalen Rahmen bisher wenig Geokraftwerke mit Wärme-Kraft-Kopplung existieren (meist fehlt die Wärmeabnahme), wird mit einer Realisierung in Basel kein technisches Neuland betreten. Vielmehr geht es darum, bewährte Kraftwerk-Elemente zusammenzufügen und optimal aufeinander abzustimmen.



Figur 6: DEEP HEAT MINING Anlagenschema (vereinfacht)

Figur 7 zeigt den Anlagenteil eines bestehenden geothermischen Kraftwerks, von vergleichbarer Grösse, dem Kraftwerk Svartsengi in Island mit einer Leistung von 10 MWe.

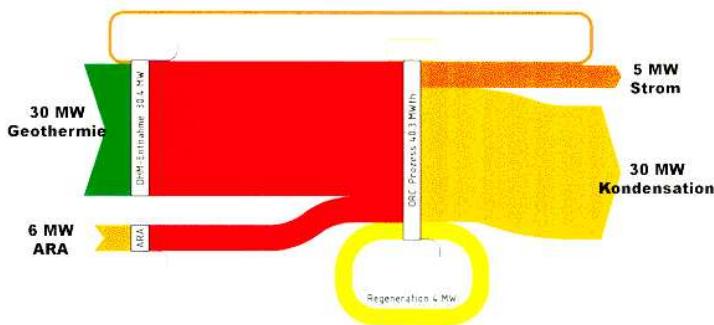


Figur 7: Geothermisches Kraftwerk Svartsengi, Island

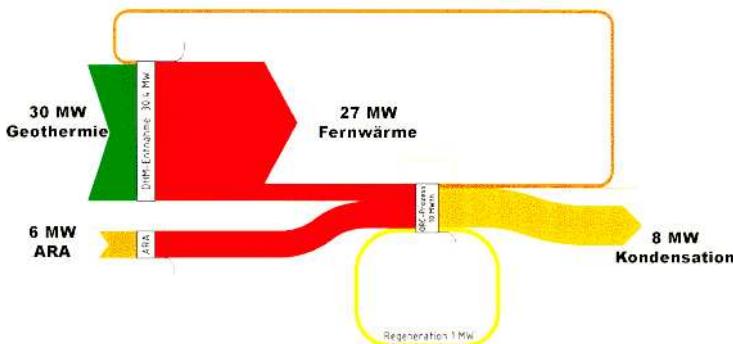
Das in Basel vorgesehene Heizkraftwerk basiert auf der Prognose einer geothermischen Heisswasserförderung von 80 Liter/Sekunde ($288 \text{ m}^3/\text{h}$) mit einer Temperatur von 190°C am Bohrlochkopf und 100°C Verpresstemperatur. Im Vergleich zur hydrogeothermalen Nutzung (Beispiel Riehen) ist beim hier vorgesehenen Hot-Dry-Rock-Verfahren mit einer deutlich kleineren Mineralisation zu rechnen, was sich positiv auf die Anlagentechnik und die Betriebskosten auswirkt. Der geothermale Wasserkreislauf (Primärkreis) wird mit Überdruck betrieben, um Verdampfungen auszuschliessen (gleiches Prinzip wie in der Basler-Fernwärmerversorgung mit 170°C Vorlauftemperatur). Das kristalline heisse Gestein mit künstlicher Klüftung ist bei diesem Kreislauf der natürliche Wärmetauscher.

Ausser den im Kapitel 4.4 erwähnten standortspezifischen Vorteilen, erlaubt die Nähe zur Schlammverbrennung in der ARA-Basel einen weiteren energetischen Vorteil. Die 1999 erstellte Abwärmeauskopplung in der ProRheno wird über einen Heisswasser-Zwischenkreis in den Heizkraftwerk-Prozess eingebunden. Durch die im Bau befindliche Erhöhung der Schlammverbrennungskapazität können bei ProRheno die Wärmetauscher mit 6 MW Leistung und sehr hohen Jahresbetriebsstunden Abwärme zur Verbesserung des ORC-Prozesses (Organic-Rankine-Cycle-Prozess) bereitstellen. Die Elektrizitätsproduktion erhöht sich gegenüber einem reinen DHM/ORC-Prozess um 1.1 MWe, was einer Effektivitätssteigerung von 22% entspricht.

Die geothermische Energie kann als ganzjährige Bandenergie mit einer geschätzten Verfügbarkeit von 85% betrachtet werden. Das Heizkraftwerk wird entsprechend des jeweiligen Wärmebedarfs der Fernwärmebezüger flexibel betrieben (wärmegeführter Betrieb). Im Sommer, wo ein potentieller Wärme-Überschuss vorliegt, erfolgt keine Wärmeeinspeisung ins Fernwärme-Netz. Die gesamte geothermische Energie wird mit oben beschriebener Prozessverbesserung durch ARA-Abwärme verstromt. Im Winter werden die geothermische Energie und die ARA-Abwärme voll ins Fernwärmennetz eingespielen und damit 146'000 MWh/a (15'000 t Heizöl Äquivalent) fossiler Energieeinsatz via gasbetriebenem Heizkessel im Fernheizwerk substituiert. Ca. 2000 - 2500 Std. pro Jahr erfolgt Wärmekraftkopplungsbetrieb (während der Übergangszeit). Jahreszeitlich sind das die Übergangszeiten im Frühjahr und Herbst, wo bereits Wärmenachfrage besteht, der übrige Teil der Geothermiebandlast jedoch zeitgleich verstromt wird. Figur 8 zeigt die Energieflüsse im Sommerbetrieb (max. Verstromung) und Figur 9 die Energieflüsse im Winter.



Figur 8: Energieflussbild, max. Stromproduktion (Sommerbetrieb)



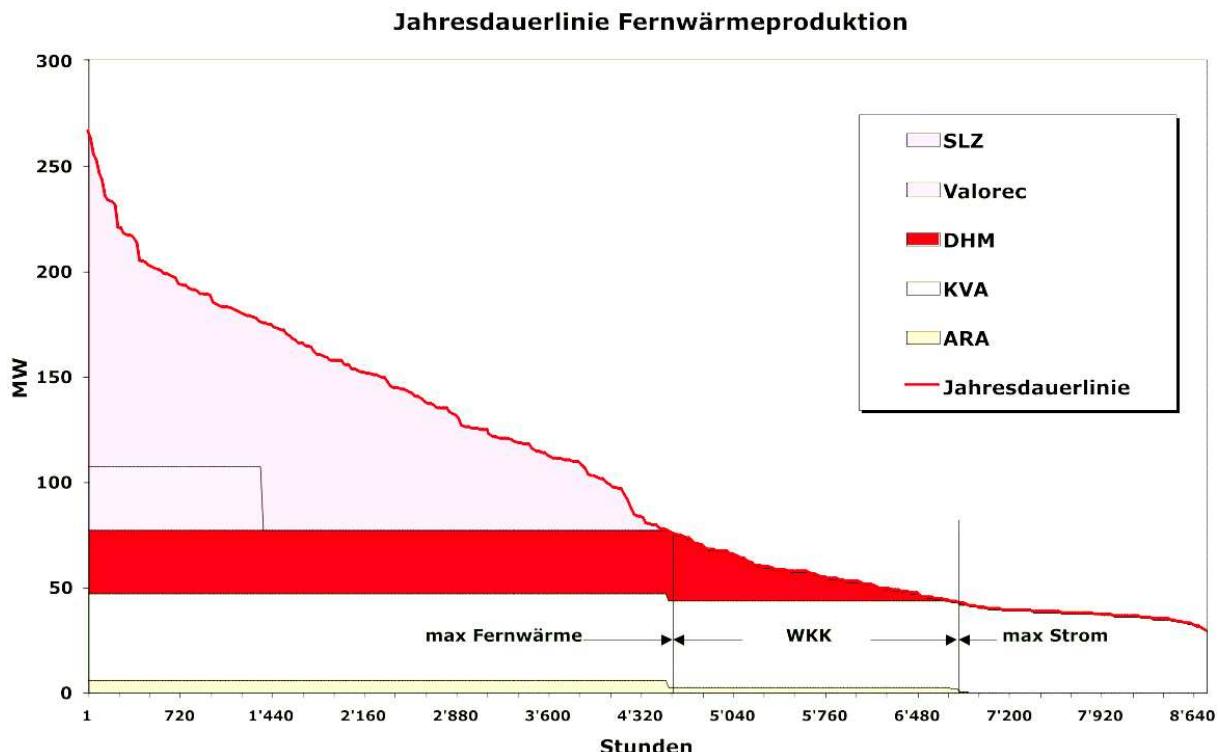
Figur 9: Max. Fernwärmeproduktion (Winterbetrieb)

Die Einbindung des DHM-Heizkraftwerk in die Fernwärmeproduktion Basel ist in Fig. 10 dargestellt. Die Zuschaltpriorität des Geokraftwerks (rote Fläche), gekoppelt mit der ARA-Abwärme (gelbe Fläche) erfolgt in 2. Priorität nach der KVA-Wärmeeinspeisung (grüne Fläche). Nachgeschaltet ist die Wärmeeinspeisung ab Novartis, Werk Klybeck (Valorec), die gasbetriebenen Heisswasserkessel im Heizwerk Bahnhof und die gasbetriebenen Heisswasser- und Dampfkessel im FKW-Voltastrasse. Überkapazitäten im FKW-Voltastrasse könnten im Zeitpunkt fälliger Kesselrevisionen abgebaut werden.

Das oben beschriebene Kraftwerk-Konzept wurde aus vier Varianten für den vorliegenden Ratschlag ausgewählt. **Optional** wird ein Konzept "DHM-/Gasturbinen-Kombination" weiter verfolgt. Vorteile des DHM/Gasturbinen-Konzeptes sind

- eine Effizienzsteigerung, resp. bessere Ausnutzung der geothermischen Wärme,
- eine Erhöhung der Energieproduktion und
- die Reduktion eines Gaskessels in der Fernwärmeverzeugung.

Diese Option kann sich nach Abschluss der Explorationsphase als die ökonomisch und ökologisch interessantere Variante herausstellen und wird deshalb offen gehalten. Der Entscheid wird nach Erschliessung des geothermischen Reservoirs erneut geprüft.



Figur 10: Einbindung des DHM-Heizkraftwerks in die Fernwärme-Produktion Basel

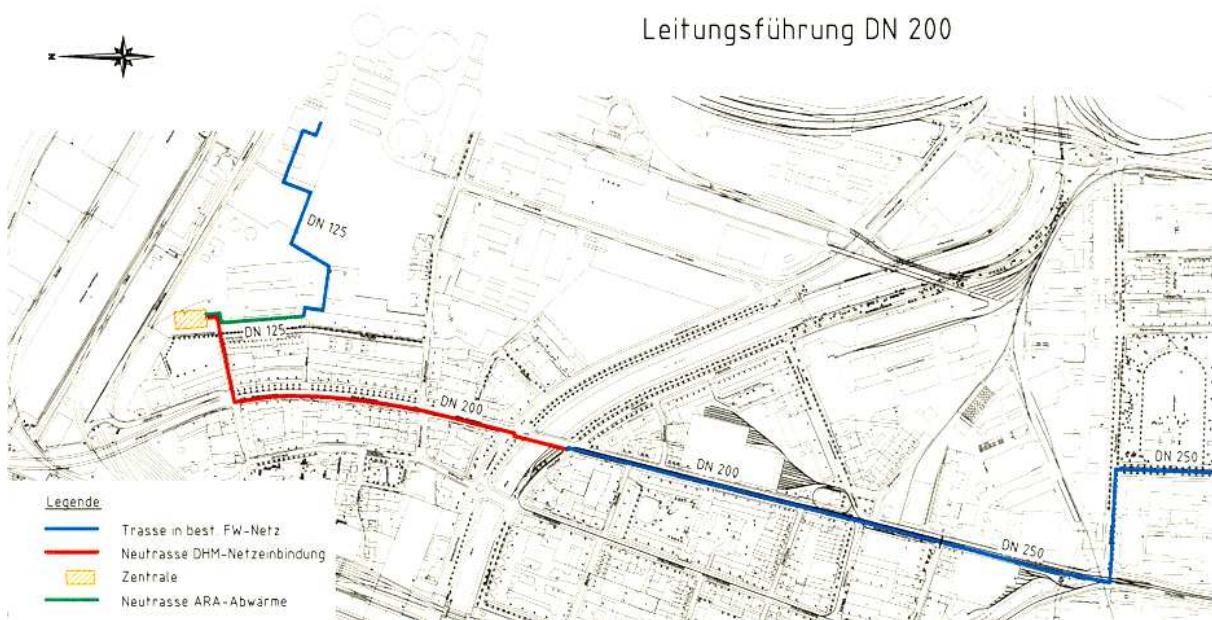
4.7 Einbindung ins Fernwärmennetz

Das DHM-Heizkraftwerk produziert im Winter max. 30 MW Wärmeleistung. Da sich der Standort der Anlage an der Peripherie des Fernwärmennetzes befindet, erfordert diese Wärmeleistung einen Leitungsneubau zwischen DHM-Heizkraftwerk und Wiesenbrücke in der Dimension DN 200 auf ca. 600 m Länge. Ab Wiesendamm ist stadteinwärts die bestehende Fernwärmennetzstruktur ausreichend dimensioniert, um die 30 MW Wärmeleistung aufnehmen zu können (Figur 11).

Für den Wärmetransport ist ein Stahlmantelrohr-System vorgesehen. Diese Verlegtechnik erlaubt Kosteneinsparungen von ca. 60 % gegenüber der üblichen Kanalbauweise.

Zur Einbindung der Abwärme aus der benachbarten ARA-Basel (ProRheno) kann weitgehend die bestehende Infrastruktur weiter verwendet werden. Lediglich zwischen Schäferweg und DHM-Heizkraftwerk ist ein ca. 170 m langes Neutrasse zu erstellen.

Die optionale Variante der Anlage (DHM + Gasturbine) produziert 50 MW Wärmeleistung und erfordert keine Verkettung mit der ProRheno. Die Einbindung ins bestehende Fernwärmennetz ist infolge der grösseren Wärmeleistung erst ab Holderstrasse möglich, was ein Neutrasse (1'360 m) in der Dimension DN 250 erfordert. Alternativ besteht technisch die Möglichkeit, weitgehend in bestehenden Energieleitungstunneln der Industrie die Fernwärmetrassen zu realisieren.

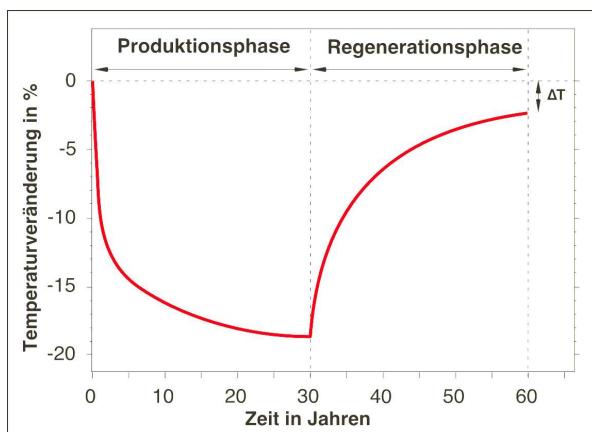


Figur 11: Leitungsführung Fernwärme

4.8 Nachhaltigkeit

Der Wärmeentzug aus dem Untergrund bewirkt im Reservoirbereich auf 5'000 m Tiefe eine lokale Abkühlung. Die gespeicherte Wärmemenge ist von einer Grösse, dass über einen Produktionszeitraum von 30 Jahren mit einer Temperaturreduktion von bis zu 15% zu rechnen ist. Dies bedeutet eine Abkühlung des Gesteins von 200°C auf 170°C (Figur 12). Dies sind modellierte Werte, welche aber bisher in keinem geothermischen Feld nachgewiesen wurden. Wenn dieser Punkt erreicht ist, wird der Reservoirbereich verlassen und werden vom selben Oberflächenstandort aus mit abgelenkten Bohrungen neue Bereiche erschlossen. Die stillgelegten Bereiche erholen sich im ungefähr gleichen Zeitraum zu 80%, so dass vom selben Standort auch auf eine lange Lebensdauer ein nachhaltiger Betrieb gewährleistet werden kann. Diese Abkühlungseffekte sind auf die Reservoirbereiche beschränkt. An der Oberfläche oder im oberflächennahen Bereich treten keine Auswirkungen auf.

Ob mit einem solchen Temperaturverlauf zu rechnen ist, wird zum Teil nach Abschluss der Explorationsphase beantwortet werden können und wird die Wahl des Anlagenkonzepts (z.B. mit Gasturbine) beeinflussen.



Figur 12: Temperaturverlauf im Reservoirbereich bei einer Produktionsdauer von 30 Jahren.

5 Auswirkung auf die Umwelt

Das Projekt untersteht gemäss der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung (SR 814.011, Nr. 21.4) der UVP-Pflicht. Die UVP wird im Rahmen des ordentlichen Baubewilligungsverfahrens durchgeführt. Eine vorläufige projektseitige Analyse zu den Auswirkungen auf die Umwelt sind im folgenden unter 5.1 – 5.8 aufgeführt.

Bereits in der ersten Konzeptphase – also vor der Wahl des Standortes Basel – war die Frage der Umweltverträglichkeit einer DHM-Anlage von grundsätzlichem Interesse. Die Entwicklung einer CO₂ entlastenden Technologie auf Kosten einer anderen Umweltbelastung kann nicht das Ziel sein. Ebenfalls muss der Einsatz von Energie zur Erschliessung der Geothermie – die so genannte graue Energie – in einem attraktiven Verhältnis zur Energieproduktion stehen. Zu diesem Zweck wurden 1999 von der Arbeitsgemeinschaft DEEP HEAT MINING zwei Studien in Auftrag gegeben:

- a) Schaffung einer Grundlage für Aussagen über die Gesamtenergiebilanz in Hot-Factured-Rock-Systemen, an Herrn Axel Spahr, ETH Lausanne, und
- b) Voruntersuchung der Umweltverträglichkeit und Pflichtenheft für eine Umweltverträglichkeitsprüfung an Herrn Dr. Andreas Escher, Escher Consulting, Basel.

Die erste Studie kommt zum Schluss, dass die energetische Amortisationszeit bei ausschliesslicher Stromproduktion 3.2 Jahre beträgt. Berücksichtigt man auch noch die Wärmenutzung, wie sie in Basel vorgesehen ist, verringert sich die Amortisationszeit noch einmal um die Hälfte. In der Gesamtenergiebilanz enthalten sind sämtliche energetischen Aufwendungen wie der Brennstoffverbrauch zum Bohren, die Herstellung der Stahlverrohrungen, die Herstellung der verwendeten Baumaterialien etc.

5.1 Wasser

Der Anlagestandort liegt im Gewässerschutzbereich B. Alle Bohrungen führen durch den Grundwasserbereich und werden entsprechend verrohrt. Das Grundwasser wird nicht genutzt. Der Wasserbedarf kann sowohl aus dem Leitungsnetz als auch aus dem Rhein gedeckt werden. Für den Gebrauch von Rheinwasser zu Kühlungszwecken ist eine Bewilligung einzuholen. Der Kühlwasserbedarf liegt unter der ungenutzten Konzessionsmenge der IWB für ihre Anlagen am Volraplatz. Die Einleitung stark mineralisierten Tiefengrundwassers in die Oberflächengewässer ist nicht vorgesehen. Das produzierte Tiefengrundwasser wird wieder in den gleichen Reservoirbereich verpresst.

5.2 Boden

Während der Bohrphase werden für die Bohrspülung ausschliesslich biologisch abbaubare, nicht toxische Zuschlagstoffe verwendet. Schmiermittel und Brennstoffe werden in industrieüblichen Behältnissen mit Sicherheitswannen gelagert.

Im Laufe des Betriebs werden in den Wärmetauschern geringe Mengen mineralischer Auffällungen aus dem Tiefenwasser anfallen. Dabei wird es sich hauptsächlich um Steinsalz, Karbonate, Sulfate und um geringe Mengen elementaren Schwefels handeln, die in Chemiebetrieben Verwendung finden können oder andernfalls nach gesetzlichen Richtlinien zu entsorgen sind. Die Produktion von Gefahrenstoffen, insbesondere radioaktiver Stoffe ist unwahrscheinlich, wird aber routinemässig überwacht.

5.3 Luft

Der geothermische Kreislauf ist weitgehend emissionsfrei. Geringe Mengen gelöster Gase im zirkulierenden Wasser sind nicht auszuschliessen, aber eher unwahrscheinlich. Mengenmässig sind sie nicht relevant. Dabei handelt es sich in der Regel um Spuren von Stickstoff, CO₂ und Methan. Da ein Kühlungsprozess mit Flusswasser vorgesehen ist, entfällt auch die Emission von Dampfschwaden, welche bei der Verwendung eines Kühlsystems mit Luftkondensatoren auftreten könnte.

5.4 Lärm

Die grössten Lärmbelastungen treten während der Bauphase auf. Die hauptsächlichen Lärmquellen sind: Baumaschinen- und Verkehrslärm, Lärm der Hebevorrichtung, der Pumpen und Generatoren. Eine wesentliche Lärmreduktion ergibt sich beim Einsatz einer voll elektrischen Bohranlage, was auch angestrebt wird. Die Lärmwerte der Bohrarbeiten sind nicht markant höher als bei einem üblichen Baustellenbetrieb, fallen jedoch während eines 24 Stundenbetriebs rund um die Uhr an. Entsprechende Lärmschutzmassnahmen sind auf allen heutigen Tiefbohranlagen Vorschrift.

5.5 Erschütterungen

Beim Bohrbetrieb entstehen an der Oberfläche keine relevanten Erschütterungen. Die gesamte Energie des Bohrvorganges wird in der Tiefe des Bohrmeissels im Gebirge wirksam. Diese auf der Sohle starke Krafteinwirkung pflanzt sich jedoch nicht in spürbarer Form bis an die Oberfläche fort. Erschütterungsschäden als Folge von Tiefbohrungen in der Umgebung sind nicht bekannt.

5.6 Verkehr

Der grösste Verkehr fällt bei der Mobilisation respektive Demobilisation des Bohrgerätes und der Installation des Bohrplatzes an. In einem Zeitraum von 14 Tagen ist mit über 100 Schwertransporten zu rechnen. Während den Bohrphasen, d.h. über eine Dauer von sechs Monaten, ist mit einem Baustellenverkehr von täglich fünf bis maximal zehn Lastwagen zu rechnen.

Die Entsorgung des Bohrgutes – pro Bohrung fallen ca. 1'500 m³ Gestein und eine ungefähr gleich grosse Menge Bohrschlamm an – kann unter Umständen direkt über den bestehenden Bahnanschluss erfolgen. Die Zweckmässigkeit dieser Möglichkeit wird geprüft.

Während der Betriebsphase ist kein nennenswerter Schwerverkehr vorgesehen.

5.7 Induzierte Seismizität

Um die existierenden Klüfte in mehreren Kilometern Tiefe zu öffnen, wird Wasser unter Hochdruck eingepresst. Damit ändert sich der Porendruck, was zu lokalen Frakturen des Gesteins entlang von Schwächezonen führt. Dies ist ein gewollter Prozess, der die Wasserkirculation verbessern soll. Die Frakturierung des Gesteins äussert sich in geringfügigen Erschütterungen, welche in den bereits erwähnten Horchbohrungen aufgezeichnet werden. Die hier eingesetzten Kräfte sind ein Vielfaches geringer als zur Erzeugung eines spürbaren oder sogar Schaden verursachenden Bebens benötigt werden.

Nicht vollständig auszuschliessen ist hingegen, dass eine lokale Stimulation eine bereits vorhandene Gebirgsspannung lösen kann und Energien freisetzt, welche die Injektionskräfte übersteigen.

Der Oberrheingraben ist bekanntlich ein seismisch aktives Gebiet. Das heisst, dass es durch den Aufstau dynamischer Kräfte in geologischen Zeiträumen immer wieder zu spontanen Herdlösungen, sprich Erdbeben, kommen kann. Die Ursachen dieser Kräfte sind wohl bekannt, es handelt sich um eine andauernde Kompression im Zusammenhang mit der Alpenbildung, sowie divergierende Kräfte im Graben. Nicht vorhersehbar sind jedoch die Mechanismen, welche zu der spontanen Herdlösung führen.

Mit der Injektion von Wasser können lokale Herdlösungen induziert werden, das heisst, dass vorhandene Gebirgsspannungen gelöst werden können, bevor diese eine kritische Grösse für eine natürliche Herdlösung erreicht haben. In diesem Sinne geht von der angewandten Technik keine zusätzliche Gefährdung aus, da mit einem solchen Eingriff eine natürlich bestehende Gefährdung nur vermindert aber nicht verstärkt werden kann.

Diese Zusammenhänge haben zu einer beidseitig wünschenswerten Zusammenarbeit mit dem schweizerischen Erdbebendienst geführt. Gemeinsam wird zurzeit der Einbau einer einmaligen Erdbeben- und Mikroseismik-Monitoring Station in der Bohrung Otterbach vorbereitet. Mit dieser Instrumentierung über eine Bohrlochstrecke von 2000 Metern bis 2700 Metern Tiefe ist eine Aufzeichnung seismischer Aktivität mit einer Empfindlichkeit möglich, welche diejenige üblicher Seismometer an der Oberfläche um den Faktor 100 übersteigt. Ziel dieses gemeinsamen Projekts ist es, die natürliche Seismizität zu erfassen und den Einfluss der lokal induzierten auf die natürliche Seismizität festzustellen.

5.8 Störfälle

In einem geothermischen Kraftwerk sind keine relevanten Mengen umweltgefährdender Chemikalien gelagert. Im Sekundärkreislauf kommen je nach gewähltem Anlagentyp geringe Mengen von Ammoniak (Kalina cycle) oder Iso-Pantan (Organic Rankine Cycle) zum Einsatz. Die benötigten Mengen liegen vermutlich unter den in der Störfallverordnung festgelegten Schwellenwerten (2'000 kg). Es wird zu prüfen sein, ob ein Kurzbericht gemäss Störfallverordnung zu erstellen ist. Entsprechende Sicherheitsmassnahmen sind vorgesehen.

6 Risikofaktoren

6.1 Geologisches Risiko

Die substantiellen Risiken, welche zu einem Scheitern des Projekts führen können, sind ausschliesslich geologischer Natur. Das heisst, dass unerwartete geologische Verhältnisse die Realisierung des Kraftwerks verhindern können.

Das grösste geologische Risiko ist, dass nach Abteufung zweier benachbarter Tiefbohrungen keine genügende Zirkulation von Wasser erreicht werden kann, resp. die dazu benötigten Drücke einen wirtschaftlichen Betrieb verunmöglichen würden. Um dieses Risiko in verantwortbaren Schritten sukzessive abbauen zu können, wurde ein Vorgehensplan mit klar definierten Zwischenzielen erarbeitet (siehe Kap. 4.2.2).

Als wichtige Massnahme zur Risikominimierung wurde bei der Eidgenossenschaft eine Risikogarantie nach dem Vorbild früherer Risikogarantien für Geothermie-Bohrungen beantragt. Diese soll im Misserfolgsfalle bis zu 75% der bis zu diesem Zeitpunkt angefallenen Bohrkosten decken.

6.2 Betriebsrisiko

Die Betriebsrisiken beschränken sich auf bekannte technische Probleme konventioneller Geothermie-Kraftwerke. Dies sind insbesondere Ausfällungen und Korrosion als Folge stark mineralisierter Zirkulationswässer. Die Probleme sind weitgehend bekannt, technische Lösungen bestehen. Geothermische Kraftwerke gelten als zuverlässige Anlagen mit den höchsten Kapazitätsfaktoren.

6.3 Umweltrisiko

Die umweltrelevanten Faktoren eines geothermischen Heiz-Kraftwerks sind im Kapitel 5 aufgeführt. Das Gefahrenpotential von Hot-Fractured-Rock Bohrungen ist klein. Verschiedentlich geäusserte Befürchtungen, man könnte radioaktive Stoffe aus dem Untergrund lösen, entbehren jeder Grundlage. Die Radioaktivität der gelösten Stoffe ist vergleichbar derjenigen in Quellwasser aus kristallinem Gestein.

Induzierte Seismizität (künstliche Erschütterungen) durch das Hot-Fractured-Rock Verfahren ist messbar. Die Mikroseismizität ist für die räumliche Erfassung des unterirdischen Wärmespeichers sogar essentiell. Diese Erschütterungen sind energetisch jedoch mehrere Zehnerpotenzen geringer als das kleinste spürbare Erdbeben und können keine Schäden an der Oberfläche verursachen. Sie könnten im schlimmsten Falle natürlich aufgestaute Spannungen vorzeitig lösen. Die bekannten Erdbebenherde im Raum Basel befinden sich auf minimal 15 meist jedoch auf rund 30 Kilometern Tiefe, also wesentlich tiefer als die auf 5 Kilometern liegenden Reservoirs.

Das unabhängig erstellte Pflichtenheft für die Umweltverträglichkeitsprüfung attestiert stark positive Auswirkungen des Projekts auf die Umwelt.

6.4 Marktrisiko für Strom- und Wärmepreise

Die produzierte Energie, sowohl Strom als auch Wärme, können ins IWB-Stromnetz bzw. IWB-Fernwärmennetz eingespiesen werden. Die Vergütung für den produzierten Strom basiert auf dem vom Bund empfohlenen Ansatz für erneuerbare Energie von 15 Rp/kWh; dieser Ansatz ist auch identisch mit dem in Basel aktuell gültigen Referenzpreis von 15 Rp/kWh für dezentral erzeugte Energie, die ins IWB - Netz zurückgeliefert wird. Dieser erneuerbare Strom aus der Geothermienutzung kann als Ökostrom mit einem entsprechenden Aufpreis an interessierte Kundinnen / Kunden vermarktet werden. Durch die ins Fernwärmennetz eingespiesene verwertbare Wärme kann der Brennstoffeinsatz in den Wärmeerzeugungsanlagen der IWB reduziert werden. Die Vergütung dieser Wärme soll auf Basis der vermiedenen Brennstoffkosten in den IWB-Heizanlagen erfolgen. Diese Regelung wird bereits für die Vergütung von Wärmeeinspeisungen aus der Schlammverwertung der ProRheno angewendet; und dies bedeutet, dass durch die Erdwärmennutzung für die Fernwärme keine zusätzlichen Kosten für die Wärmeerzeugung entstehen.

Da die Wirtschaftlichkeit des Projektes auf Basis der aktuell eher tiefen Preise für Wärme berechnet wurde und mittel- und langfristig mit tendenziell steigenden Preisen für Energie zu rechnen ist, besteht kein grösseres Marktpreisrisiko für die Verwertung dieser Energie.

7 Kosten

7.1 Investitionskosten

7.1.1 Anlagen

Die Gesamtinvestition der Pilotanlage, inklusive der historischen Kosten beläuft sich auf CHF **86.4 Mio.**. In **Tabelle 1** ist das Gesamt-Investitionsbudget gemäss der einzelnen Arbeitsschritte und Aktivitäten aufgelistet. Entsprechend dem Vorgehensplan (siehe Kap. 5.2.2) ist das Budget gegliedert in eine *Explorationsphase* und eine *Ausbauphase*. Diese Trennung ist für die Finanzierung deshalb von Belang, da die Explorationsphase weitgehend mit Risikokapital finanziert werden muss und auch mit einer Risikogarantie des Bundes abgedeckt werden soll, währenddem die Ausbauphase teilweise mit Darlehen auch fremd finanziert werden kann.

PROJEKT DEEP HEAT MINING, BASEL

Investitionsbudget	Genauigkeit +0 / - 20%	Alle Angaben in kFr.	Tabelle 1	
Historische Kosten	5'684	Finanzierungsbedarf	Fälligkeit	Status
Vorprojekt & Sondierbohrung	5'684	100		
Planung Otterbach	316		0	abgeschlossen
Bohrung Otterbach 1	1'823		0	abgeschlossen
Bohrung Otterbach 2 (OT2)	3'159		0	abgeschlossen
Planung / Finanzierung	200		0	finanziert
MWST-Nachforderung	186		100	davon 86 kFr. durch Förderabgabe gesichert
EXPLORATIONSPHASE	39'475	36'075		
Erste Tiefbohrung (BS1)	14'575	14'575.0	2003	
Planung	675		675	
Bohrplatzbau	1'200		1'200	
Bohrarbeiten	9'100		9'100	
Tests/Messungen	1'100		1'100	
Auswertung	200		200	
Komplettierung der Bohrung	2'300		2'300	
Horchbohrungen / Injektionstests	7'500	6'900.0	2004	
Instrumentierung OT2* (auf 2002 vorgezogene Aktivität, siehe Kap. 6.7)	1'300		700	2002 1200 kFr. Durch BFE und Förderabgabe gesichert
Planung HB2	400		400	
Ausführung HB2	2'900		2'900	
Instrumentierung HB2	1'000		1'000	
Injektionstests in BS1	1'400		1'400	
Auswertung	500		500	
Zweite Tiefbohrung (BS2)	14'600	14'600.0	2005	
Planung	500		500	
Bohrplatzvorb.	200		200	
Bohrarbeiten	8'800		8'800	
Tests / Messungen	1'100		1'100	
Zirkulationstests BS-BS2	1'500		1'500	
Auswertung	200		200	
Komplettierung der Bohrung	2'300		2'300	
Eventualitäten (Unvorhergesehenes)	2'800	2'800.0		
4'000 Bohrmeter nach-/neubohren	1'900		1'900	
Bergung havarierter Bohrteile	900		900	
AUSBAUPHASE	41'200	41'200		
Dritte Tiefbohrung (BS3)	14'800	14'800.0	2006	
Planung	400		400	
Bohrplatzvorb.	200		200	
Bohrarbeiten	10'100		10'100	
Komplettierung der Bohrung	2'300		2'300	
Leitungsbau ab Bohrungen	1'800		1'800	
Heiz-Kraftwerk	26'400	26'400.0	2007	
Bau der Gebäudehülle	3'600		3'600	
ORC-Anlage komplett	13'100		13'100	
Infrastrukt. + Steuerung	1'900		1'900	
Quellentnahme + Verpressung	2'200		2'200	
Bau FW-Netzanschluss	2'200		2'200	
Unvorhergesehenes 15%	3'400		3'400	
TOTAL	86'359		80'175	
TOTAL gerundet	86'000		80'000	

7.1.1.1 Vorprojekt und Sondierbohrung

Dieser Teil des Projekts ist zum grössten Teil abgeschlossen. Die Finanzierung erfolgte durch Beiträge der IWB, des Kantons, des Bundes, der Elektra Baselland und die G.H. Endress Stiftung. Die laufenden Planungsarbeiten sind durch einen Beitrag aus der Förderabgabe gedeckt. Die Instrumentierung der Bohrung Otterbach (OT2) gehörte konzeptuell zur Teilphase Horchbohrungen, wurde aber aus zwei Gründen vorgezogen. Zum ersten: In Zusammenarbeit mit dem schweizerischen Erdbebendienst ergibt sich eine sinnvolle Kooperation zur Erfassung der natürlichen Seismizität vor dem Eingriff durch Tiefbohrungen. Durch die Zusammenarbeit kann auch eine wesentlich raffiniertere Einrichtung – zum Vorteil beider Partner – zum Einsatz kommen, als dies in Einzelprojekten möglich gewesen wäre (siehe Kap. 6.7). Zum zweiten: Das Bundesamt für Energie hatte die Gelegenheit, einen ausserordentlichen Betrag für das Projekt DHM aus einem nicht ausgeschöpften Fonds zur Förderung erneuerbarer Energien zu sichern. Die Bedingung ist jedoch, dass damit im Jahr 2002 eine sinnvolle Investition getätigt wird. Das gemeinsame Projekt mit dem Erdbebendienst qualifizierte sich dazu in jeder Weise. Die zweite Bedingung beinhaltet, dass ein gleich grosser Betrag aus einer weiteren Finanzierungsquelle bereitgestellt wird. Dieser Betrag von CHF 600'000.- wurde vom Kanton Basel-Stadt aus der Förderabgabe zur Verfügung gestellt.

Offen ist noch eine Mehrwertsteuernachforderung in der Höhe von CHF 186'110.- aufgrund eines durch die Steuerverwaltung nicht akzeptierten Vorsteuerabzuges bei subventionierten Projekten. Die Finanzierung dieser Nachrechnung soll über diesen Ratschlag erfolgen; wobei CHF 86'110.- zulasten der Förderabgabe finanziert werden sollen und damit CHF 100'000.- zulasten des Kredites im Anlagenvermögen der IWB verbleiben.

7.1.1.2 Tiefbohrung (BS1)

Zwei Drittel dieser Budgetposition werden für die reinen Bohrarbeiten beansprucht. Die aufgeführten Bohrkosten beruhen auf Richtpreisen mehrerer qualifizierter Tiefbohrunternehmungen. Ob eine Komplettierung der Bohrung gleich oder erst zu einem späteren Zeitpunkt im Projekt erfolgen muss, z.B. erst nach dem Nachweis einer Zirkulation, kann zurzeit noch nicht beantwortet werden.

7.1.1.3 Horchbohrungen / Injektionstests

Im ursprünglichen Projektplan sind insgesamt drei Horchbohrungen vorgesehen. Mit der innovativen Instrumentierung der ersten Horchbohrung hofft man auf eine dritte Bohrung verzichten zu können. Damit könnten Bohrkosten in der Grössenordnung von CHF 3.5 Mio. eingespart werden. Allerdings bedingt dies eine teurere Instrumentierung in den beiden verbleibenden Bohrungen. Insgesamt dürfte daraus trotzdem eine Einsparung von mindestens CHF 1.5 - 2 Mio. resultieren. Eine genauere Aussage dazu ist erst nach Tests in der Bohrung Otterbach möglich, welche im Laufe 2003 stattfinden sollen.

7.1.1.4 Tiefbohrung (BS2)

Die Bohrplatzvorbereitungen für diese Bohrung sind substantiell geringer als bei der ersten Bohrung, da sie vom selben Standort ausgeführt werden soll. Mit Kenntnis der gesamten Geologie aus der ersten Tiefbohrung werden sich die Kosten der zweiten Bohrung substantiell reduzieren lassen. Allerdings wird dies kompensiert durch ein aufwändigeres Zielbohrverfahren mit einem abgelenkten Verlauf des Bohrloches. Mit einem erfolgreichen Zirkulationstest findet die Explorationsphase respektive die Finanzierung mit Risikokapital ihren Abschluss.

Die Explorationskosten bis zu diesem Zeitpunkt betragen CHF 40 Mio., exklusive der historischen Kosten von ca. CHF 6 Mio. .

7.1.1.5 Tiefbohrung (BS3)

Eine dritte Tiefbohrung ist aus heutiger Kenntnis notwendig und auch entsprechend budgetiert. Ein überaus positives Resultat aus dem Zirkulationstest lässt allerdings auch die Möglichkeit offen, auf eine dritte Bohrung zu verzichten. Eine Kosten- / Nutzen-Analyse einer solchen Massnahme lässt sich erst nach Kenntnis der Zirkulationsresultate zwischen den andern beiden Bohrungen anstellen.

7.1.1.6 Heiz-Kraftwerk

Die Kostenschätzung dieser Investition basiert auf einem Konzeptplan. Grundlage bilden bestehende Anlagen für konventionelle geothermische Vorkommen. Es gibt zurzeit keine ähnlich konfigurierte Anlage, welche einerseits mit einem Organic Rankine- oder Kalina-cycle operiert, wassergekühlt ist und Wärme für ein Fernwärmennetz auskoppelt.

Die verwendeten Zahlen beziehen sich einzig auf die vorgeschlagene Variante, eine substantielle Abweichung durch die Wahl eines vorteilhafteren Verfahrens könnte wesentlich andere Zahlen liefern, was dannzumal aber vermutlich durch eine bessere Wirtschaftlichkeit zu rechtfertigen wäre.

Die Anlagenkosten für die vorgeschlagene Variante zur Stromerzeugung basieren auf Richtangeboten verschiedener Lieferanten. Dies betrifft etwa 60% der Anlagenkosten. Die Kosten für die Baumassnahmen und die infrastrukturelle Ausrüstung der Anlage wurden ermittelt auf der Basis von Kennzahlen und Grundlagen zur Investitionskostenkalkulation (VDI).

Die Ermittlung der Kosten für den Fernwärmemanschluss erfolgte auf der Grundlage einer Planung der vorgesehenen Trasse und auf Basis heute gültiger Richtpreise für Anlagen zur FernwärmeverSORGUNG.

Die Kosten für die oberirdischen Anlagenteile zur Förderung und Verpressung des Wassers wurden geschätzt aufgrund von Annahmen über die zu erwartenden physikalisch-chemischen Eigenschaften des Wassers. Diese Kosten unterliegen einer höheren Ungenauigkeit.

Eine detailliertere Budgetierung der Oberflächenanlagen ist erst nach Kenntnis der Leistungsfähigkeit der geothermischen Quelle möglich.

7.2 Investitionsbeiträge Dritter

7.2.1 Bisherige Finanzierung

Das Projekt DEEP HEAT MINING erhielt bisher Förderbeiträge von insgesamt CHF 7.5 Mio. Diese beziehen sich jedoch nur zu einem Teil auf das Projekt in Basel. Neben den IWB und dem Kanton Basel-Stadt wurden namhafte Beiträge geleistet von der Eidgenossenschaft, dem Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft (PSEL), der Elektra Baselland und der G.H. Endress Stiftung. Eine Aufstellung der Beiträge und deren Verwendung sind aus Tabelle 2 ersichtlich:

PROJEKT DEEP HEAT MINING**Tabelle 2****Historische Finanzierung**

Alle Angaben in kFr.

Bezüge der Arbeitsgemeinschaft DEEP HEAT MINING (Wissenschaftliche Begleitgruppe)

Jahr	BFE DIS Vertrags Nr.	PSEL Gesuch Nr.	Genève		TOTAL
1996	398	56'848			398
1997	426	60'116	117	127	543
1998	400	65'070	173	127/169	573
1999	400	70'865	122	169	522
2000	54	78'105		9	63
2001	131	81'929		7	138
2002	314	45'575		43	356
	2'122		413	59	2'594
Zugunsten:					
Konzeptstudien	1'320		413		1'733
Planung Basel	316				316
Bohrung OT1	323	70'865			323
Planung Genf	164			59	222
					2'594

Bezüge von GEOTHERMAL EXPLORERS LTD

Jahr	BFE DIS Vertrags Nr.	IWB	Kt BS	EBL	E+H	Weitere	TOTAL
1996							0
1997							0
1998							0
1999		1'000 5.12.98	500 16.3.99				1'500
2000	400	79'466					400
2001	400	79'466	900 24.11.00	600 24.11.00	415 7.12.00	100 6.12.00	10 M+J
2002		200	370				570
	800	2'100	1'470	415	100	10	4'895
Zugunsten:							
Bohrung OT1		1'000	500				1'500
Bohrung OT2	800	79'466	770	415	100	10	3'195
Planung Basel1			200				200
							4'895
GESAMTSUMME DHM 1.1.96 BIS 1.8.2002							7'489

Abkürzungen:

BFE	Bundesamt für Energie
PSEL	Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft
IWB	Industrielle Werke Basel
Kt BS	Beitrag aus der kantonalen Förderabgabe
EBL	Elektra Baselland
E+H	Endress + Hauser: Georg Endress Stiftung
M+J	Meier + Jäggi

7.2.2 Zukünftige Finanzierung

Der Kanton Basel-Stadt und die IWB werden auch in Zukunft die Hauptbeteiligten bleiben. Mit Förderbeiträgen der Eidgenossenschaft ist zu rechnen. Das Bundesamt für Energie bestätigt, dass es sich bei DEEP HEAT MINING um ein Energieprojekt nationaler Bedeutung handelt und dieses deshalb auf eine entsprechende finanzielle Förderung zählen kann. Die bisherigen Förderbeiträge des Bundes direkt zugunsten des Projekts in Basel belaufen sich auf CHF 1.14 Mio., was einem Anteil von 24% der bisherigen Kosten entspricht. Es wäre wünschenswert, von der Eidgenossenschaft auch in Zukunft anteilmässig ähnliche Förderbeiträge zu erhalten.

Mit DEEP HEAT MINING wird eine Technologie entwickelt, mit der nachhaltige saubere Energie bereitgestellt werden kann. Für Energieproduzenten bedeutet dies ein neuer Markt. Eine möglichst hohe Beteiligung von Investoren aus der Energiebranche wird angestrebt.

7.3 Risikogarantie

Der Bund hat über zehn Jahre (1987 –1997) eine Risikogarantie für Geothermie-Bohrungen zur Verfügung gestellt (*Botschaft 86.054; Beschluss über die Finanzierung der Risikodeckung von Geothermieprojekten; 1987*). Die Risikogarantie sah vor, die Bohrkosten von Geothermie-Bohrungen im Falle eines Misserfolges bis zu 50% zu decken. In der Praxis wurde diese Garantie meist in Zusammenhang mit einem Förderbeitrag gewährt.

Am 1. Februar 2002 hat GEL an das BFE einen Antrag gestellt die abgelaufene Verordnung wieder in Kraft zu setzen und DEEP HEAT MINING eine entsprechende Garantie zu gewähren. Das BFE hat bestätigt, eine diesbezügliche Botschaft des Bundesrates an das Parlament vorzubereiten und die Erneuerung der Risikogarantie zu empfehlen. Auf Hinweis des BFE, dass dem Antrag in der vorliegenden Form nicht entsprochen werden könne, wurde am 2. Mai 2003 ein revidierter Antrag eingereicht.

Der Antrag zugunsten von DHM fordert eine Risikogarantie, welche bei Nichterreichen klar definierter Erfolgskriterien 75% der bis zu diesem Zeitpunkt aufgelaufenen Explorationskosten übernimmt. Das Kostendach beträgt gemäss nachstehender Tabelle maximal CHF 30 Mio.. Zudem wird um einen etappierten Förderbeitrag von maximal CHF 16 Mio. für das Gesamtprojekt ersucht.

Aktivität	Kosten Mio Fr.	Investoren		Förderbeitrag Bund Mio Fr.	Risikogarantie		Fälligkeit
		Mio Fr.	Selbst- behalt		Mio Fr.	Mio Fr. max.	
EXPLORATION							
1. Tiefbohrung 5'000 m	16	70%	11.2	4.0	30%	4.8	75% 12.0 12.0 2003
Horchbohrungen / Injektionstests	7	70%	4.9	1.8	30%	2.1	75% 5.3 17.3 2004
2. Tiefbohrung 5'000 m	16	70%	11.2	4.0	30%	4.8	75% 12.0 29.3 2005
TOTAL	39	70%	27.3	9.8	30%	11.7	75% 29.3

Tabelle 3: Beantragte Risikogarantie des Bundes mit Selbstbehalt der Investoren.

7.4 Betriebs- und Kapitalkosten

Geothermische Kraftwerke konventioneller Art sind erfahrungsgemäss sehr zuverlässig und laufen weitgehend vollautomatisch. Da sich die Kraftwerksanlagen kaum von einem konventionellen Geothermiekraftwerk unterscheiden werden, können diese als Referenzobjekte herbeigezogen werden.

Ertragsrechnung

			Mio CHF
Investitionskosten			80.0
Finanzierung			
<i>Kapitalisiert:</i>			
Fremdmittel (Anleihen)	30%	24.0	
Eigenmittel (Aktienkapital)	40%	32.0	
<i>Nicht kapitalisiert:</i>			
Förderbeiträge (Bund)	20%	16.0	
Nicht kapitalisierte Investitionen (Förderabgabe)	10%	8.0	
			Mio CHF/a
Betriebskosten			2.3
Unterhalt / Verwaltung		0.9	
Energieverbrauchskosten		1.0	
Versicherungen	0.4% Invest.	0.2	
Rückstellungen	0.4% Invest.	0.2	
			Mio CHF/a
Ertrag			7.1
Strom erneuerbar	100%	0.150 CHF/kWh	2.7
Wärme erneuerbar	100%	0.023 CHF/kWh	3.4
CO2-Bonus		30 CHF/t	1.0
Stromproduktion		17'700 MWh/a	
Wärmeproduktion		146'300 MWh/a	
CO2-Vermeidung		33'768 t/a	
			Mio CHF/a
Erfolgsrechnung			
Gewinn			0.6
Ertrag Energieverkauf			7.1
Aufwand Betriebsaufwand			-2.3
Zinsen / Ammortisation	4.0%	20 a	-4.1

Tabelle 4: Ertragsrechnung

Von der Gesamtinvestition von CHF 80 Mio. werden CHF 24 Mio. als nicht amortisierbare Kosten (Förderbeiträge an die Entwicklungskosten) abgeschrieben.

Beim Ertrag wird von einer minimalen Vergütung des Stroms von 15 Rp./kWh ausgegangen. Als Einspeisungsvergütung für die Wärme wird mit einem Betrag von 2.3 Rp/kWh gerechnet, was den heutigen Brennstoffvermeidungskosten entspricht. Im Weiteren werden für die Vermeidung von CO2 0.54 Rp/kWh, resp. 30 CHF/Tonnen CO₂ vergütet. Wobei darüber seitens BFE zum heutigen Zeitpunkt keine verbindlichen Aussagen erhältlich sind. Die UVEK beab-

sichtigt, Anfang 2004 aufgrund der neusten CO₂-Perspektiven und der zusätzlichen Erfahrungen mit freiwilligen Massnahmen gemäss der zweiten Jahresbilanz von EnergieSchweiz einen Antrag betreffend Einführung der CO₂-Abgabe dem Bundesrat zu unterbreiten. Sollte wider Erwarten keine CO₂-Abgabe eingeführt werden, würden jährliche Mindereinnahmen von CHF 1 Mio. resultieren.

Die kapitalisierten Kosten werden mit 4.0% verzinst und über 20 Jahre abgeschrieben (auch wenn die technische Lebensdauer der Anlage höher angesetzt ist).

8 Finanzierung

8.1 Finanzierungsmodell

Grundsätzlich gibt es zwei Methoden, ein solches Projekt zu finanzieren:

- a) Eine hundertprozentige Kapitalisierung aller eingesetzten Mittel ohne Subventionen und Fördermittel. Dies wäre möglich bei einer garantierten Abnahme von Strom und Wärme zu den Gestehungskosten.
- b) Eine Finanzierung, bei welcher die nichtamortisierbaren Investitionen (NAI), die bei einer Energieabnahme unter marktüblichen Bedingungen entstehen, durch Subventionen gedeckt sind.

Im vorliegenden Falle wird von marktüblichen Bedingungen für die Wärmevergütung ausgangen. Gegenwärtig liegt die Wärmevergütung, basierend auf den aktuellen Brennstoffvermeidungskosten, bei 0.0233 CHF/kWh und einem Zuschlag für die CO₂-Vermeidung von 0.0054 CHF/kWh. Die Brennstoffvermeidungskosten sind wiederum abhängig vom Gaspreis, der gegenwärtig tief ist. Zum Zeitpunkt des Betriebs der geplanten Anlage jedoch mit grosser Wahrscheinlichkeit höher liegen wird.

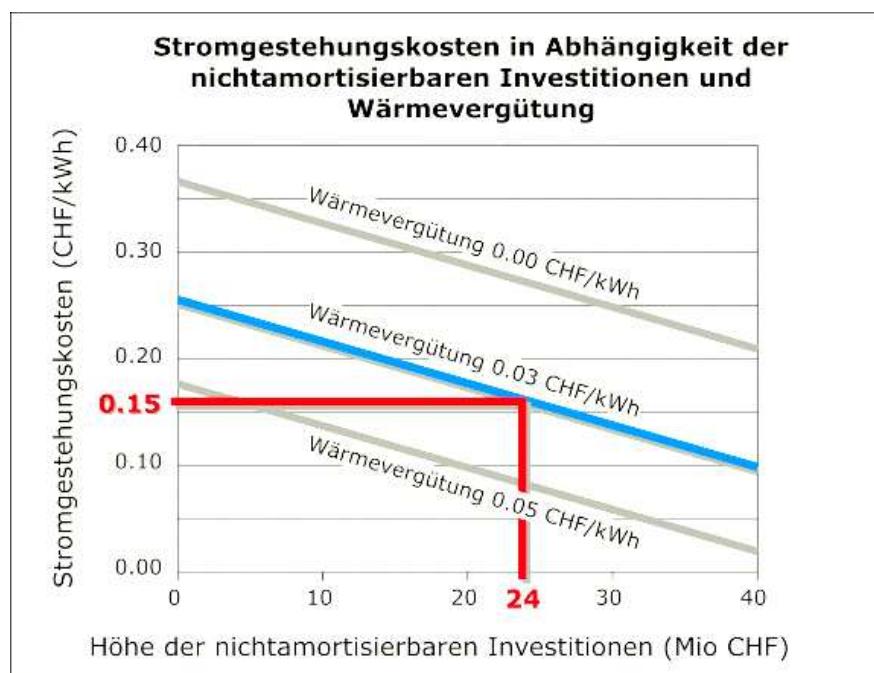


Fig. 13: Stromgestehungskosten

Die Graphik (Figur 13) zeigt, dass bei einem Verzicht auf eine Wärmevergütung und keinerlei Subvention die Stromgestehungskosten auf 0.37 CHF/kWh zu stehen kämen. Im andern Ex-

tremfall, einer Subvention des Projekts mit CHF 40 Mio. (50%) und einer Wärmevergütung von 0.05 CHF/kWh, betragen die Stromgestehungskosten noch 0.02 CHF/kWh.

Auf die Gesamtinvestitionskosten von CHF 80 Mio. sind nicht amortisierbare Investitionen von insgesamt CHF 24 Mio. (30%) vorgesehen, welche mit Förderbeiträgen des Bundes in der Höhe von CHF 16 Mio. (20%) und des Kantons Basel-Stadt in der Höhe von CHF 8 Mio. (10%) gedeckt sind.

Figur 12 verdeutlicht auch, dass trotz Entwicklungsarbeiten die noch zu leisten sind, das Projekt im Vergleich zu andern erneuerbaren Energien in einem höchst attraktiven Bereich liegt und nicht amortisierbare Investitionen gerechtfertigt sind. Die Höhe der Unterstützung führt nicht zu einer Verzerrung im Energiemarkt, sondern dient der Entwicklung einer neuen Technologie, die in Zukunft ohne permanente Unterstützung zur Marktreife gelangen kann.

Die Finanzierung soll stufenweise erfolgen:

- In der risikobehafteten *Explorationsphase* sind die Investitionen mit Eigenmitteln und Förderbeiträgen (Subventionen) zu finanzieren. Fremdkapital (Darlehen) ist für diese Phase nicht denkbar, da dem geliehenen Kapital keine Sicherheiten gegenüberstehen.
- In der *Ausbauphase*, in welcher die Explorationsrisiken entfallen, kann die Anlage fremd finanziert werden. Als Sicherheit steht eine erschlossene Energiequelle zur Verfügung. Der Anteil von Fördermitteln reduziert sich in dieser Phase substantiell.

Die von den Investoren stammenden Beiträge sind beteiligungswirksam, d.h. sie berechtigen wie die kapitalisierten Investitionen zu Anteilen am Kraftwerk. Die von der Eidgenossenschaft stammenden Förderbeiträge sind hingegen nicht beteiligungswirksam, d.h. sie sind für den Bund à fonds perdu und sichern ihm keine Anteile am Kraftwerk zu.

	Explorations- phase		Ausbau- Phase		Total	
	Mio. Fr.	Anteil	Mio. Fr.	Anteil	Mio. Fr.	Anteil
Investition Total*	40		40		80	
Darlehen	0	0%	24	60%	24	30%
Eigenkapital	20	50%	12	30%	32	40%
<i>Aus Förderabgabe</i>	8	20%	0	0%	8	10%
<i>Subvention Bund</i>	12	30%	4	10%	16	20%
kapitalisiert	20	50%	36	90%	56	70%
nicht kapitalisiert	20	50%	4	10%	24	30%

*vereinfachte Annahme von Explorations- und Ausbauphase
je CHF 40 Mio. Fr., statt CHF 39 resp. CHF 41 Mio. Fr. gem.
Budget.

kursiv: NAI

Tabelle 5: Finanzierungsmodell

- Der **Kanton Basel-Stadt** stellt für die *Explorationsphase* (2003 – 2005) aus dem Anlagevermögen der IWB einen Kredit von **max. CHF 20 Mio. plus max. CHF 8 Mio.** aus der Förderabgabe (gestützt auf § 14 des Energiegesetzes (EnG) und § 37 der entspre-

chenden Verordnung), **resp. 70%** der Explorationskosten zur Verfügung. Davon gelten CHF 8 Mio. als nicht amortisierbar.

- Die **Eidgenossenschaft** subventioniert das Projekt mit max. CHF **16 Mio.**, **resp. 30%** und gewährt eine Risikogarantie von max 75% der angefallenen Explorationskosten bis zu einem Maximalbetrag von CHF 30 Mio. .
- Der Rahmenkredit für die *Explorationsphase* verringert sich für den Kanton um den Betrag, der von Drittinvestoren in das Projekt eingebracht wird. In erster Linie sind Energieproduzenten potentielle Mitinvestoren. In jedem Falle sollte der Kanton aber die Mehrheit der Aktien halten.
- Die **Elektra Baselland** hat am 15.4.03 beschlossen, sich mit einem Risikokapital von CHF 6.4 Mio. am Projekt zu beteiligen.
- Für die anschliessende **Ausbauphase** mit einem Investitionsvolumen von CHF 40 Mio. stellt der **Kanton Basel-Stadt** einen Kredit aus dem Anlagevermögen der IWB von max. CHF **12 Mio.** **resp. 30%** zur Verfügung.
- Die **Eidgenossenschaft** fördert den **Ausbau** des geothermischen Heiz-Kraftwerks mit einem Förderbeitrag von CHF **4 Mio.**. Das restliche Kapital ist als Darlehen auf dem Kapitalmarkt zu beschaffen.
- Die Auszahlung der Kredite ist in Tranchen aufgeteilt. Die Auszahlung einer Tranche wird fällig, wenn klar definierte technische Meilensteine erreicht sind.

8.2 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Unter folgenden Annahmen

- Wärmeabgabe: 146.3 GWh zu 2.33 Rp/kWh
- Elektrizitätsabgabe 17.7 GWh zu 15 Rp./kWh
- Beschaffung Wärme ProRheno v.a. im Sommer zu 1.5 Rp./kWh
- NAI: 20 Mio. CHF bei Exploration, 4 Mio. CHF bei Anlage
- Abschreibungsdauer Bohrlöcher und Anlage je 20 Jahre
- Vermiedene CO₂-Abgabe: 0.54 Rp/kWh Brennenergie oder CHF 30.-/Tonne CO₂

ergibt sich ein **interner Zinsfuss von 4.28%**.

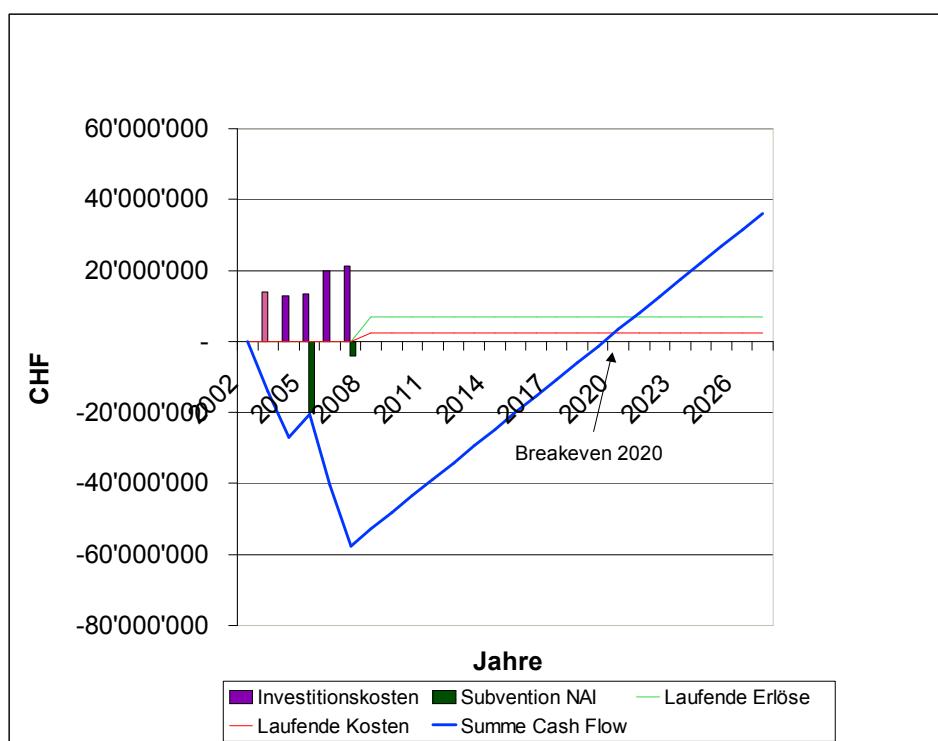


Fig. 14: Kumulativer Cash Flow

Sollte die CO₂-Abgabe nicht eingeführt werden, würden jährliche Mindereinnahmen von CHF 1 Mio. resultieren. Der interne Zinssatz würde dann auf 2.1% sinken und der Breakeven erst im Jahre 2023 erreicht werden. Mit einer Erhöhung des Wärmepreises um 0.27 Rp./kWh auf 2.6 Rp./kWh (11.6%) oder des Elektrizitätspreises um 2.26 Rp./kWh auf 17.26 Rp./kWh (15%) könnten die fehlenden Einnahmen kompensiert werden.

8.3 Einspeisevergütung Elektrizität

Auf nationaler Ebene wird im Rahmen der Überarbeitung des Energiegesetzes zur Zeit diskutiert, dass die Mehrkosten der Einspeisevergütungen für unabhängige Produzenten in Zukunft von den Überlandgesellschaften getragen werden müssen (im Ständerat am 26.11.02 einstimmig beschlossen). Im Moment dürfte diese Kostenverlagerung rund 10 Rappen (Differenz zwischen den Kosten auf dem freien Markt und dem gesetzlichen Einspeisepreis) betragen. Bezogen auf die Stromproduktion von ca. 17'700 MWh pro Jahr bedeutet dies, dass die IWB pro Jahr Mehrkosten von ca. CHF 1.77 Mio. an die "Oberlieger" weitergeben könnten.

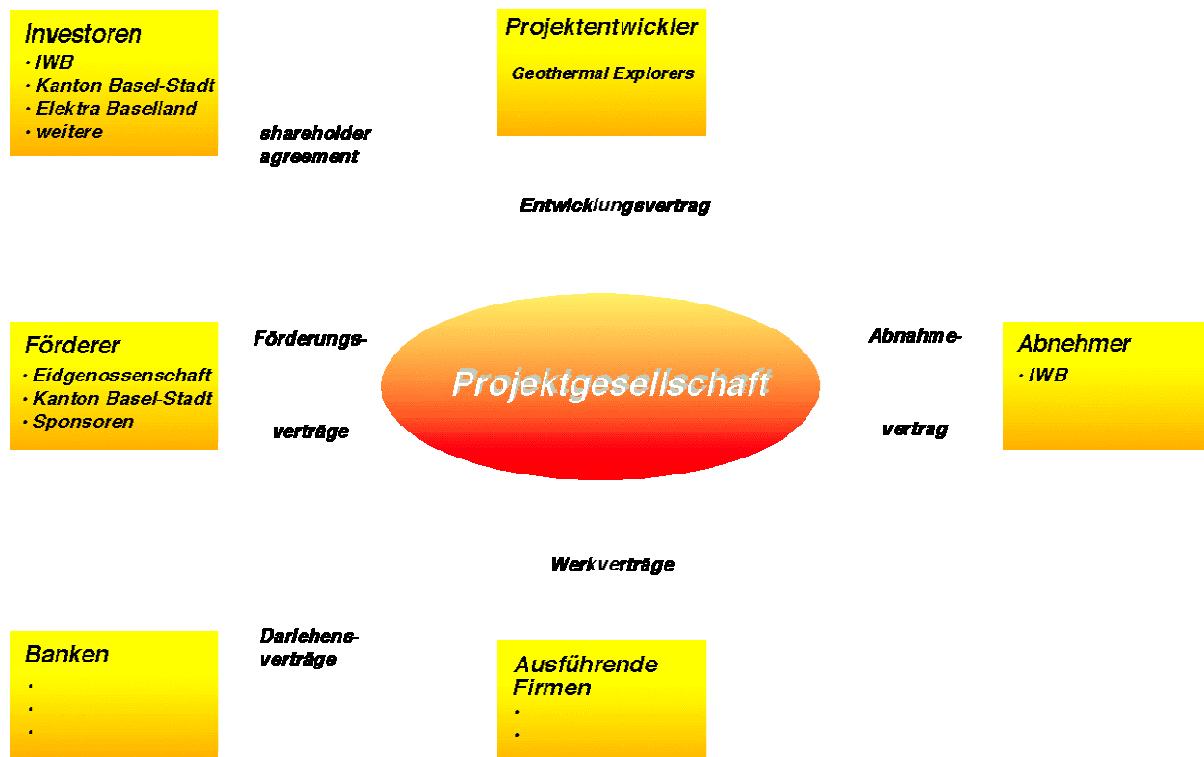
Diese Vergütung wird aber laut Energiegesetz nur den "dezentralen Produzenten" geleistet. Als dezentral gilt ein Produzent, wenn die öffentliche Hand bzw. der Netzbetreiber mit weniger als 50% an der Gesellschaft beteiligt ist.

Damit die Vorteile aus dem Bundesgesetz ausgeschöpft werden können und damit die Ertragsrechnung der IWB entlastet wird, dürfen die IWB nicht mehr als 50% des Aktienkapitals besitzen. Spätestens vor Inbetriebnahme des Kraftwerkes sind dann allenfalls Teile des Aktienkapitals der IWB (siehe auch Kapitel 9 Projektorganisation) an private oder gemeinnützige Gesellschaften zu verkaufen (z.B. Basler Kantonalbank, CMS, Dritte). Auf die Wirtschaftlichkeitsrechnung des Projektes (Geothermie) wirkt sich das Übernehmen der Mehrkosten der Einspeisevergütung durch die Überlandgesellschaften nicht aus.

9 Projektorganisation

Träger des Projekts ist die zu gründende Projektgesellschaft. Die Projektgesellschaft ist Bauherr und Besitzer der zu entwickelnden Anlage. Die Projektgesellschaft ist eine privatwirtschaftlich organisierte Aktiengesellschaft. Als Mehrheitsaktionär zeichnet der Kanton - Basel-Stadt. Als Minderheitsaktionäre beteiligen können sich Energieproduzenten und private Investoren. Die Aktienverhältnisse ergeben sich aus den Finanzierungsbeteiligungen.

Die Gesellschaft finanziert das Projekt mit eigenen und fremden Mitteln wie Darlehen, Subventionen und evtl. Sponsorenbeiträgen. Sie erteilt Aufträge an ausführende Gesellschaften und bindet die Know-How-Träger vertraglich. Die Projektgesellschaft sichert den Betrieb, die Energieabnahme und die Vergütung der produzierten Energie. Sämtliche Rechte an der Nutzung des erworbenen Wissens verbleiben in der Gesellschaft.



Figur 15: Projektorganisation

Der max. siebenköpfige Verwaltungsrat der Projektgesellschaft wird von den Aktionären bestimmt. Der Verwaltungsrat ist für strategische Entscheidungen verantwortlich. Politische und andere (z.B. Umwelt) Interessengruppen sind in einer Begleitkommission vertreten. Die wissenschaftliche Begleitung wird durch den Kantonsgeologen sowie durch die wissenschaftlichen Spezialisten der Arbeitsgemeinschaft DEEP HEAT MINING gewährleistet.

Fig. 16 Organigramm der Projektgesellschaft

Die Aufgaben der Projektgesellschaft sind:

- Planung, Projektierung und Bau des geothermischen Heiz-Kraftwerks
 - Kommunikation des Projekts gegenüber Politik, Wirtschaft und Öffentlichkeit
 - Sicherstellung und Kontrolle der Finanzen.

10 Rechtliches

10.1 Allgemeines

Ziel des vorliegenden Projektes ist es, eine kommerzielle Energiegewinnung auf der Basis des HOT-FRACTURED-ROCK-Verfahrens zu betreiben. Diese kommerzielle Nutzung der Erdwärme ist eine Ausübung des kantonalen Bergbauregals gemäss § 158 des Einführungsgesetzes zum ZGB (SG 211.100). Das kantonale Bergbauregal bedeutet eine uningeschränkte und umfassende Monopolstellung des Kantons in Bezug auf die Schürfung und Gewinnung von Bodenschätzen.

10.2 Heutige Regelung

§ 158 Absatz 1 des Einführungsgesetzes zum ZGB zählt die vom kantonalen Regal (Monopol) erfassten Bodenschätze auf: "Erze, Salze, Solen, Mineralwasser, fossile Brenn- und Leuchtstoffe, wie Stein-, Braun-, Schieferkohle, Erdöle, dagegen nicht Baumaterialien, Steine, Sand, Lehm, Salpeter und in der Landwirtschaft zu verwertende Erden.“ Verständlicherweise findet sich in dieser Regelung, die aus dem Jahr 1911 stammt, die vorliegend interessierende Methode der Erdwärmegewinnung nicht.

10.3 Revisionsbedarf

Um das Regalrecht des Kantons an der gewonnenen Erdwärme sicher zu stellen, bedarf die heutige Regelung einer Ergänzung. Da die ausdrückliche Nennung der Erdwärme eine Diskussion über die Frage der Erdsonden auslösen könnte, die häufig zur Gewinnung von Erdwärme für einzelne Häuser eingesetzt werden, ist zu empfehlen, dass die Erdsonden ausdrücklich vom Bergbauregal ausgenommen werden. Der neue § 158 Absatz 1 Einführungsgesetzes zum ZGB nimmt dann folgende Form an:

„Das Bergbauregal steht dem Kanton zu. Es umfasst alle in der Erde befindlichen nutzbaren metallischen Erze, Salze, Solen, Mineralwasser, fossile Brenn- und Leuchtstoffe, wie Stein-, Braun-, Schieferkohle, Erdöle und die Erdwärme, dagegen nicht Baumaterialien, Steine, Sand, Lehm, Salpeter, in der Landwirtschaft zu verwertende Erden und kürzere Erdsonden, die zur Gewinnung von Erdwärme für den Eigengebrauch dienen.“

11 Termine

Das Projekt befindet sich in einem internationalen Wettbewerb. Zudem sind Unterbrüche in einem Entwicklungsprojekt ("stop and go") kostentreibend. Beides spricht für eine zügige Weiterführung des Projekts. Die technischen Vorgaben für eine Weiterführung liegen vor.

- Ziel ist, die erste 5'000 m Bohrung 2003 zu beginnen.
- Die zusätzlichen Horchbohrung(en) und der Injektionstest sollen bis Mitte 2004 Auskunft über die Reservoirqualität in 5'000 m Tiefe geben.
- Die zweite 5'000 m Bohrung und der entscheidende Zirkulationstest sollten 2005 abgeschlossen sein.
- Für den Ausbau der Anlage sind 2 Jahre veranschlagt, so dass ab 2008 mit der ersten Produktion gerechnet werden kann.

Um diese Ziele zu erreichen, muss die Finanzierung, welche mit dem vorliegenden Ratsschlag erreicht werden soll, bis **Ende drittes Quartal 2003** gesichert sein.

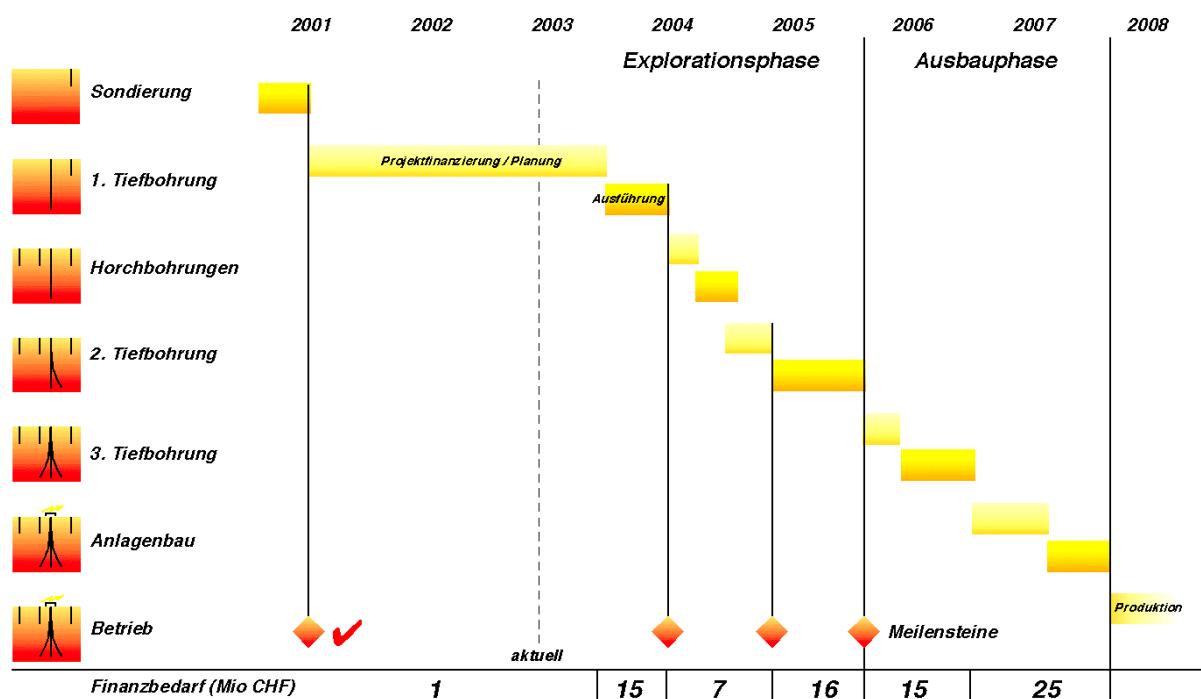


Fig. 16 Zeitplan und Finanzbedarf

12 Noch offene Punkte

Der Ratschlag sieht für den Kanton Basel-Stadt die führende Rolle in der Finanzierung vor. Das Projekt wird sowohl nationalen wie internationalen Energieproduzenten und Energieversorgungs-Unternehmungen vorgestellt.

Die in Aussicht gestellte Rendite und die für eine Pilotanlage typischen Risiken sind nicht Ziel spekulativer Anleger. Attraktiv ist es hingegen für all diejenigen Unternehmungen und Institutionen, welche im Hot-Fractured-Rock Verfahren einen zukünftigen Markt erkennen und bei dieser Entwicklung vorne dabei sein wollen. Für solche Gesellschaften ist eine Beteiligung am Projekt DEEP HEAT MINING von strategischer Bedeutung. Zurzeit laufen Vorstellungsgespräche an verschiedenen Orten.

Hängig ist das Gesuch beim Bund um die Gewährung einer Risikogarantie und die Gewährung eines Förderbeitrags. In der Herbstsession 2002 der eidgenössischen Räte wurde von NR Riklin eine Motion zugunsten der Finanzierung von Geothermie-Projekten mit 103 Unterschriften von Nationalräten eingereicht. Das Projekt findet auf Bundesebene sowohl im Parlament wie in der Verwaltung eine breite Unterstützung. Die Verwaltung ist bemüht, im Rahmen der angespannten finanziellen Verhältnisse eine Lösung zur Erfüllung der hängigen Forderungen zu finden. Termine zur Entscheidung dieser Sache sind noch nicht zu erkennen. Ein positiver Entscheid des Kantons Basel-Stadt wird mit Sicherheit die Entscheidungsfindung beim Bund entscheidend beschleunigen.

Sollte die Finanzierung der noch offenen Beträge durch den Bund und eine Beteiligung Dritter wider Erwarten nicht zu Stande kommen, wird das Projekt nicht realisiert. Eine Finanzierung alleine durch die Förderabgabe und die IWB ist nicht möglich. Ebenso zwingend ist die Risikogarantie des Bundes.

13 Beantwortung Anzug Dr. Rudolf Rechsteiner und Konsorten betreffend Geothermie

Der Grosse Rat des Kantons Basel-Stadt hat in seiner Sitzung vom 18. November 1998 nachstehenden Anzug Dr. Rudolf Rechsteiner und Konsorten betreffend Geothermie an den Regierungsrat zur Berichterstattung überwiesen:

„Im elsässischen Soultz wird seit 1997 aus über 1000 Meter Tiefe Wasser mit einer konstanten Temperatur von über 120 Grad gefördert. Es gibt Hinweise, dass sich entsprechende Heisswasser-Vorkommen auch in Basel vorfinden. Basel mit seinem ausgebauten Fernwärmennetz ist bekanntlich prädestiniert für die Anwendung der Geothermie. Die Unterzeichneten bitten zu prüfen und zu berichten:

1. ob und in welcher Weise eine Geothermiesondierbohrung in Basel mit privater und staatlicher Beteiligung in naher Zukunft vorgenommen werden kann.
2. Mit welchen Kosten pro kWh Wärme und pro kWh Strom nach heutigen Erkenntnissen zu rechnen ist.
3. Welche Bundeshilfen aus Bern für diesen Zweck verfügbar gemacht werden können.
4. Wann dem Grossen Rat ein erstes Begehrten für einen Projektierungskredit unterbreitet werden kann.“

Dr. R. Rechsteiner, H. Baumgartner, J. Merz, F. Mattmüller, H. Hügli, D. Gysin, B. Suter, Ch. Klemm, P. Bachmann, F. Schneider, Dr. Leonhard Burckhardt, Ch. Brutschin, S. Signer, S. Schenker, N. Tamm, M. Flückiger, E. Jost, G. Traub, S. Haller, E. Christ, J. Goepfert, E. Huber, R. Brigger, Dr. P. Aebersold, M. Spörri

Wir gestatten uns, zu dem Anzug wie folgt Stellung zu nehmen.

Durch die in den Jahren 1999 bis 2001 durchgeföhrte Sondierbohrung Otterbach und den vorliegenden Ratschlag werden alle Fragen im Anzug beantwortet. In der Folge wird deshalb nur kurz zu den einzelnen Fragen Stellung genommen und in der Regel auf die entsprechenden Kapitel im Ratschlag verwiesen.

13.1 Zu den einzelnen Fragen

13.1.1 Zu Frage 1

In den Jahren 1999 bis 2001 wurde beim Zoll Otterbach eine Sondierbohrung durchgeführt. Am 14.06.2001 wurde das kristalline Grundgebirge auf einer Tiefe von 2'775 m erreicht und das erforderliche Temperaturniveau konnte nachgewiesen werden. Damit konnte die Standorteignung für ein geothermisches Kraftwerk erbracht werden. Details zur Finanzierung sind in den Kapiteln 7.1 und 7.2 aufgeführt.

13.1.2 Zu Frage 2

Die Wirtschaftlichkeit der Pilotanlage erreicht mit Wärmegestehungskosten von 2.33 Rp./kWh und Stromgestehungskosten von 15 Rp./kWh einen internen Zinssatz von 4.28%. Weitere Angaben sind in Kapitel 8.1 und 8.2 zu finden.

13.1.3 Zu Frage 3

Seitens des Bundes wurden für die Sondierbohrung CHF 2'039'000.- (1.439 Mio an OT1 und OT2, 0.6 Mio an Monitoring Station) beigesteuert. Die Details sind in Kapitel 7.2.1 aufgeführt.

13.1.4 Zu Frage 4

Für die Sondierbohrung Otterbach wurde am 10.01.1999 ein Kredit von CHF 1'500'000.- und am 14.12.2000 ein Nachtragskredit von CHF 900'000.- durch den Grossen Rat bewilligt. Detaillierte Angaben sind im Kapitel 7.2.1 aufgelistet.

Auf Grund der vorstehenden Ausführungen beantragen wir dem Grossen Rat, den Anzug Dr. Rudolf Rechsteiner und Konsorten betreffend Geothermie abzuschreiben.

14 Schlussbestimmungen und Antrag

Der Ratschlag wurde der Werkkommission an der Sitzung vom 16. Oktober 2002 vorgestellt. Die Mitglieder haben den Ratschlag einstimmig genehmigt.

Das Finanzdepartement hat diesen Ratschlag gemäss § 55 des Gesetzes über den kantonalen Finanzhaushalt geprüft.

Gestützt auf unsere Ausführungen beantragen wir dem Grossen Rat:

- den nachstehenden Entwurf des Grossratsbeschlusses betreffend Rahmenkredit für den Bau eines geothermischen Heiz-Kraftwerkes (Deep Heat Mining) anzunehmen
- den nachstehenden Entwurf des Grossratsbeschlusses betreffend Änderung des Gesetzes betreffend die Einführung des Schweizerischen Zivilgesetzbuches (SG 211.100) anzunehmen
- den Anzug Dr. Rudolf Rechsteiner und Konsorten betreffend Geothermie abzuschreiben.

Basel, den 14. August 2003

IM NAMEN DES REGIERUNGSRATES
Der Präsident:

Dr. Christoph Eymann

Der Staatsschreiber:

Dr. Robert Heuss

Beilage
Glossar

Grossratsbeschluss

betreffend

Rahmenkredit für den Bau eines geothermischen Heiz-Kraftwerkes (Deep Heat Mining)

vom

Der Grosse Rat des Kantons Basel-Stadt beschliesst auf Antrag des Regierungsrates

- Für die Realisierung eines geothermischen Heizkraftwerks wird ein Rahmenkredit für die Jahre 2004 bis 2009 von CHF 32 Millionen zu Lasten des Anlagevermögens der Industriellen Werke Basel (IWB) bewilligt. Dieser teilt sich auf in CHF 20 Millionen für die Explorationsphase und CHF 12 Millionen für die Ausbauphase. Die Genehmigung erfolgt vorbehältlich der volumnfänglichen Restfinanzierung der entsprechenden Phase durch Dritte (Explorationsphase: CHF 12 Mio., Ausbauphase: CHF 4 Mio.), sowie der Gewährung einer Risikogarantie in der Höhe von 75% für die Explorationsphase durch den Bund.
- Der Regierungsrat wird ermächtigt, für die Risikogarantie des Bundes einen tieferen Prozentsatz festzulegen, sollte sich in den Verhandlungen mit dem Bund abzeichnen, dass die Risikogarantie nicht in der Höhe von 75% gewährt wird. Die untere Verhandlungsgrenze wird mit 50% festgelegt.
- Der Regierungsrat wird ermächtigt, eine Projektgesellschaft als Aktiengesellschaft nach OR für den Bau und Betrieb des geothermischen Heizkraftwerks zu gründen.

Der Grosse Rat des Kantons Basel-Stadt nimmt zur Kenntnis

- Für die Realisierung eines geothermischen Heizkraftwerks wird ein Förderbeitrag von 10% der Projektkosten, jedoch maximal CHF 8 Millionen aus der Förderabgabe entrichtet.

Dieser Beschluss ist zu publizieren, er unterliegt dem Referendum.

Gesetz betreffend die Einführung des Schweizerischen Zivilgesetzbuches

Änderung vom

Der Grosse Rat des Kantons Basel-Stadt beschliesst auf Antrag des Regierungsrates:

I.

Das Gesetz betreffend die Einführung des Schweizerischen Zivilgesetzbuches vom 27. April 1911 wird wie folgt geändert:

§ 158 Abs. 1 erhält folgende neue Fassung:

§158. Das Bergbauregal steht dem Kanton zu. Es umfasst alle in der Erde befindlichen nutzbaren metallischen Erze, Salze, Solen, Mineralwasser, fossile Brenn- und Leuchtstoffe, wie Stein-, Braun-, Schieferkohle, Erdöle und die Erdwärmе, dagegen nicht Baumaterialien, Steine, Sand, Lehm, Salpeter, in der Landwirtschaft zu verwertende Erden und diejenige Erdwärmе, die durch kürzere Erdsonden, die zur Gewinnung von Erdwärmе für den Eigengebrauch dienen, gewonnen wird.“

II.

Diese Änderung ist zu publizieren; sie unterliegt dem Referendum und wird wirksam.