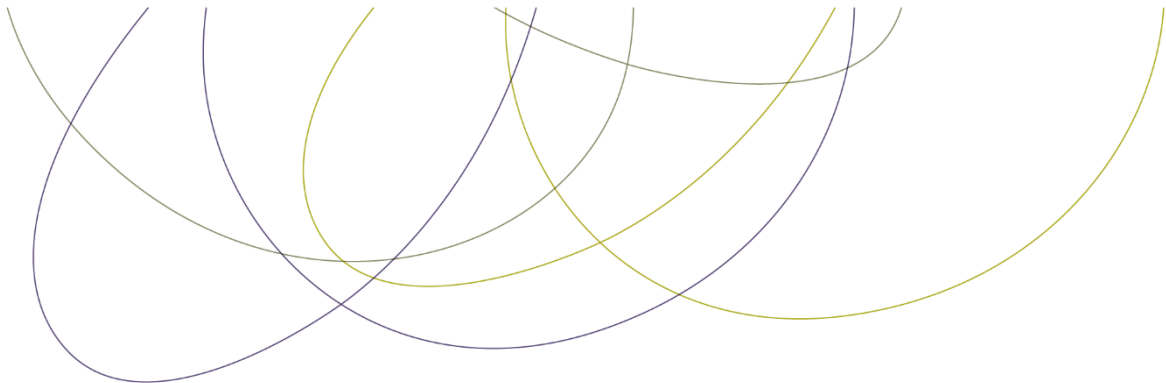




Geothermisches Potenzial des Kantons Baselland: Einschätzung der Wirtschaftlichkeit



Impressum

Datum: November 2025

Auftraggeber: Kanton Basel-Landschaft, Bau- und Umweltschutzdirektion, Amt für Umweltschutz und Energie
Projektbegleitung: Rita Kobler, Leiterin Fachstelle Erneuerbare Energien

Autoren: conim AG
(Gabriele Butti, Gunter Siddiqi und Janine Stampfli)

Begleitgruppe: Bernhard Brodbeck, Leiter Business Development, Primeo Greenpower AG
Christoph Dilger, Projektmanager Wärme, EBL (Genossenschaft Elektra Baselland)
Andreas Peter, Leiter Asset Management Wärme, IWB (Industrielle Werke Basel)

Die Inhalte, die Methodik und die Ergebnisse des vorliegenden Dokuments wurden mit der Begleitgruppe diskutiert und plausibilisiert.

Die technischen Grundlagen und insbesondere technische Teile des Berichts profitierten von einer kritischen Durchsicht und Diskussionen mit Andreas Ebert (Geo Explorers AG).

Inhalt

1. Zusammenfassung.....	5
2. Einleitung.....	7
Teil 1: Wirtschaftlichkeit der geothermischen Wärmeerzeugung.....	11
3. Methodik.....	11
4. Berechnung der Wirtschaftlichkeit der Plays.....	19
Teil 2: Mögliche Erkundungs- und Finanzierungsstrategie	32
5. Risikoprofil eines Projekts der tiefen Geothermie im Überblick	32
6. Förderinstrumente.....	37
7. Mögliche Erkundungs- und Finanzierungsstrategie im Kanton Basel-Landschaft.....	42

Glossar und Abkürzungsverzeichnis

Bandenergie	Kontinuierlich verfügbare Grundlastenergie, die den Basisbedarf deckt. Sie wird als erste Energiequelle eingesetzt, um den dauerhaften Wärmebedarf zuverlässig zu liefern. Zusätzliche Energiequellen kommen ergänzend zum Einsatz, um Spitzenlasten oder zeitlich schwankende Nachfrage zu decken.
Capex	Capital Expenditure, Investitionskosten.
Förderrate	Menge an Thermalwasser, die pro Zeiteinheit aus einem Bohrloch gefördert wird, üblicherweise angegeben in l/s.
Geothermie-kreislauf	System, in dem geothermische Energie aus dem Untergrund zur Nutzung gefördert, die Wärme entzogen und das abgekühlte Wasser wieder in das Reservoir zurückgeführt wird. Er umfasst Bohrungen, Förder- und Injektionssysteme sowie die Wärmeübertragung zur Oberfläche.
Hydrothermale Nutzung	Bezeichnet die Gewinnung geothermischer Energie aus natürlichen, heisswasserführenden Gesteinsformationen. Dabei wird das Thermalwasser direkt aus dem Untergrund gefördert, die Wärme entzogen und das abgekühlte Wasser meist wieder in das Reservoir zurückgeführt.
Konzession	Abkürzung für den Begriff «Sondernutzungskonzession», ein Verwaltungsakt für die Verleihung eines exklusiven Sondernutzungsrecht am öffentlichen Untergrund durch den Kanton. Die Nutzung erfolgt mittels fixer Installationen (z.B. Bohrungen und obertägige Anlagen auf dem Bohrplatz) und ist auf einen langen Zeitraum ausgelegt ¹ .
Play	Ein geothermisches <i>Play</i> ist eine für eine bestimmte Region typische Situation im Untergrund, die sich durch das Zusammenspiel von gemeinsamen geophysikalischen, geologischen, strukturellen oder stratigraphischen Faktoren auszeichnet, welche die Wahrscheinlichkeit, dort eine Ressource effektiv anzutreffen, erhöhen. Eng zusammenhängend ist die <i>Play-Fairway-Analyse</i> , die auf Evaluierung der einzelnen geologischen Faktoren (Kartierung und Gewichtung) und Kombination zu einer Erfolgswahrscheinlichkeitskarte für die einzelnen Plays abzielt ² .
Prospektion	Erdwissenschaftliche Massnahmen für die Erkundung des Untergrunds, um die Erfolgswahrscheinlichkeit des Auffindens und der Bestätigung eines geothermischen Reservoirs zu erhöhen.
WACC	Abkürzung für «Weighted Average Cost of Capital», entspricht den gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten eines Unternehmens (Eigen- und Fremdkapital).

¹ Vergleiche auch Rechtsgutachten «[Untergrund im Recht](#)», A. Abegg und L. Döring, erstellt im Auftrag der Bau-, Planungs- und Umweltdirektorenkonferenz (BPUK) und Energiedirektorenkonferenz (EnDK).

² Quelle: Madritsch, H., «Play Fair Analysen «PFA»: Aussichtsreiche Gebiete für eine Erkundung identifizieren» 4.Juni 2024, swisstopo, Bundesamt für Landestopographie

1. Zusammenfassung

Ausgangslage

Die geothermische Energiegewinnung kann einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung im Kanton Basel-Landschaft leisten. Erste Analysen zeigen ein **theoretisches Potenzial von bis zu rund 10–100 % des zukünftigen Wärmebedarfs**.

Um dieses Potenzial zu nutzen, hat der Landrat den Regierungsrat beauftragt, eine Erkundungs- und Finanzierungsstrategie zu entwickeln. Der vorliegende Bericht bewertet die Wirtschaftlichkeit der geothermischen Wärmeerzeugung und skizziert eine mögliche kantonale Strategie.

Wichtigste Erkenntnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse

Die Analyse zeigt, dass geothermische Plays (ein Gebiet oder geologisches Umfeld mit günstigen Voraussetzungen) in mittleren Tiefen – in Kombination mit Wärmepumpen – aktuell das beste wirtschaftliche Potenzial im Kanton aufweisen.

- Besonders **Play A1 (Tafeljura–Muschelkalk)** kann bereits auf Projektebene wirtschaftlich attraktiv sein. Solche Projekte eignen sich nicht nur für Energieversorger, sondern auch für grössere Areale oder Einzelgebäude.
- **Play D (Rheintal-Flexur)** stellt eine Ausnahme im Bereich der direkten Nutzung dar: Unter Berücksichtigung von Bundesförderung sind hier positive wirtschaftliche Ergebnisse möglich (gleiches Play wie beim Wärmeverbund Riehen).

Zudem gilt:

- **Gezielte Prospektionskampagnen** zur besseren Erkundung des Untergrunds sind gut investiertes Geld: Sie erhöhen die Erfolgswahrscheinlichkeit und können weitere Plays wirtschaftlich attraktiv machen.
- **Ein play-spezifisches Erkundungs- und Erschliessungskonzept** – bei dem mehrere Projekte koordiniert entwickelt werden – verbessert die Wirtschaftlichkeit zusätzlich (Kostenverteilung, Lerneffekte).

Hauptrisiko: Die Fündigkeit

Das zentrale Risiko bei Projekten der tiefen Geothermie ist heute die Fündigkeit – also die Unsicherheit, ob ein geeignetes Reservoir gefunden und wirtschaftlich genutzt werden kann. Aufgrund der **unzureichenden Kenntnis des Untergrunds** und gleichzeitig **hoher Investitionskosten** können private Akteure dieses Risiko derzeit nicht tragen.

Gezielte finanzielle Anreizsysteme können dieses Risiko reduzieren und Investitionen ermöglichen.

Mögliche Erkundungs- und Finanzierungsstrategie

Eine gezielte kantonale Erkundungs- und Finanzierungsstrategie sollte auf vier Pfeilern basieren:

- A. **Begleitgruppe und Vorbereitungsarbeiten.** Koordination zwischen Kanton, Energieversorgern und Fachexperten zur Definition konkreter Ziele und Prioritäten sowie fachliche Begleitung.
- B. **Optimierung der gesetzlichen Rahmenbedingungen.** Beschleunigung der Umsetzung geothermischer Projekte durch Abbau administrativer Hürden sowie optimierte Bewilligungs-, Konzessions- und Aufsichtsprozesse.
- C. **Gezielte Fördermassnahmen.** Entwicklung finanzieller Instrumente – insbesondere Investitionsbeiträge und Geothermie-Garantien – um das Fündigkeitsrisiko für private Investoren tragbar zu machen und die Bundesförderung zu ergänzen.
- D. **Beschaffung primärer Daten.** Systematische Erhebung geologischer Daten zur Verbesserung der Kenntnisse über den Untergrund und Verringerung der Unsicherheiten.

2. Einleitung

2.1 Ausgangslage und Ziele

Im Rahmen der regierungsrätlichen Beantwortung des **Postulats 2022/346 «Geothermie in BL»** hat die Firma Geo Explorers AG im Auftrag des Kantons Basel-Landschaft eine detaillierte Analyse der vorhandenen Daten und Studien zum geologischen Untergrund des Kantonsgebiets durchgeführt³.

Der Bericht bietet einen Überblick über die **Potenziale, Herausforderungen und Risiken der geothermischen Energiegewinnung** im Kanton Basel-Landschaft. Erste Schätzungen zeigen ein signifikantes theoretisches Potenzial von etwa 200 bis 1'800 GWh/a, was rund 10% bis 100% des zukünftigen Bedarfs an Komfortwärme decken könnte⁴.

Darauf aufbauend hat der Landrat des Kantons Basel-Landschaft in der **Motion 2024/659 «Gezielte Exploration zur Nutzung des geothermischen Potenzials in BL»** den Regierungsrat beauftragt:

- eine **Erkundungsstrategie für den Untergrund** zu entwickeln,
- eine **Strategie zur Erschliessung und Finanzierung** auszuarbeiten,
- Modelle sowie **gesetzliche Grundlagen** für die Geothermienutzung zu erstellen und
- **Risikogarantien** sowie **Konzessionsmodelle** zu konzipieren.

Um eine zielgerichtete Erkundungs- und Finanzierungsstrategie zu entwickeln, ist neben der Analyse des geologischen Potenzials auch eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit der Geothermie notwendig. Dadurch können mögliche unterstützende Massnahmen, insbesondere finanzieller Art, sowie deren Umfang besser beurteilt werden.

Ziele des vorliegenden Berichts

- Die **Wirtschaftlichkeit der geothermischen Wärmeerzeugung** im Kanton Basel-Landschaft anhand ausgewählter ökonomischer Parameter einschätzen
- Das **qualitative und quantitative Potenzial der Geothermie** abschätzen sowie die identifizierten geothermischen Plays hinsichtlich ihrer Priorität einordnen
- Eine **mögliche Erkundungs- und Finanzierungsstrategie** – unter Einbezug von Förderinstrumenten – für die Erschliessung dieser Plays im Kanton Basel-Landschaft skizzieren

Die Projektergebnisse sollen eine fundierte Entscheidungsgrundlage für die Bearbeitung der Motion 2024/659 schaffen.

³ Ebert, A. (2024), Bericht zum Potenzial der tieferen Geothermie im Kanton Basel-Landschaft, Download-bar vom Internet ([hier](#), zuletzt am 24. November 2025)

⁴ Die Bandbreite beruht auf der mangelnden Charakterisierung des für die Geothermie relevanten Untergrunds in Tiefen grösser als konventionell mit Erdwärmesonden erschlossener geothermischer Reservoire.

2.2 Geothermische Wärmeerzeugung: Fokus und Abgrenzung

Die folgende Abbildung zeigt die möglichen Typen einer Geothermienutzung basierend auf der Tiefe und einer stetigen Temperaturzunahme.

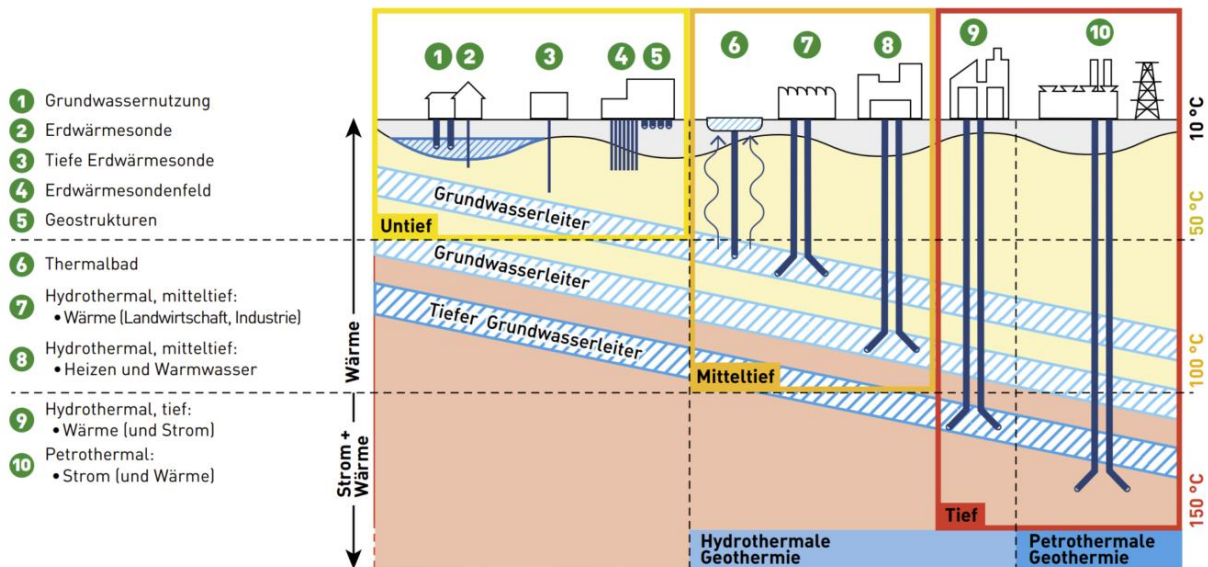


Abbildung 1 Typen der Geothermie (Quelle: Geothermie-Schweiz / EnergieSchweiz)

- Der Schwerpunkt dieses Projekts liegt auf der geothermischen Wärmeerzeugung aus mittleren und grösseren Tiefen⁵ (unter Annahme eines grob geschätzten Gradienten von 30 °C/km und Temperaturen zwischen 40-50 °C und 100-120 °C, handelt es sich um Tiefen von 1.5 – 4 km unter Geländeoberkante).
- Im Fokus stehen dabei hydrothermale Anlagen, die eine im Vergleich zu einem Erdwärmesondensystem für ein Ein- oder Mehrfamilienhaus vergleichsweise grössere Leistung bzw. Abnehmerstruktur ermöglichen (z.B. grössere Überbauungen, Verteil über thermische Netze).
- Kleinere Anlagen mit vergleichsweise tieferen thermischen Leistungen aus dem Geothermiekreislauf, die mit einem Erdwärmesondensystem und Geostrukturen genutzt werden, sind nicht Gegenstand des Projekts.

⁵ Da in erfolgversprechenden Plays höhere Temperaturgradienten von 40-50 °C/km vorgefunden werden können, sind die Tiefenbezeichnungen oft irreführend. Aus der Nutzungsperspektive wird daher bevorzugt, über die direkte oder indirekte (mit Unterstützung einer Wärmepumpe wird nutzbare Wärme bereitgestellt) Nutzung zu sprechen. Daher verzichtet auch der Bund über eine Tiefenkennzeichnung der Geothermie, sondern differenziert über die Nutzung.

2.3 Wärmebedarf Kanton Basel-Landschaft

- Der Wärmebedarf im Sektor «Wohnen» im Kanton Basel-Landschaft betrug 2022 rund 2,55 TWh. Davon stammten etwa 670 GWh (knapp 30 %) aus Heizölf Feuerungen, rund 590 GWh (ca. 25%) aus Erdgasheizungen. Über Fernwärme wurden bereits 210 GWh (rund 8%) des Bedarfs gedeckt. Diese Fernwärme wird aus unterschiedlichen Energieträgern erzeugt⁶ und unterliegt ebenfalls dem Dekarbonisierungsziel.
- Im Bereich «Nicht-Wohnen» – also Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme in Nichtwohngebäuden – lag der Energiebedarf 2022 bei rund 2,49 TWh. Davon wurden etwa 150 GWh über thermische Netze bereitgestellt, rund 810 GWh stammen aus Heizöl- und Erdgasfeuerungen. Analysen im Rahmen der «Strategie beider Basel zu grünem Wasserstoff und seinen Derivaten» zeigen, dass die fossile Wärme überwiegend für Anwendungen unter 150 °C⁷ eingesetzt wird.
- Für die Integration grosser Geothermieanlagen ist eine ausreichend hohe Wärmenachfragedichte erforderlich. Bestehende thermische Netze lassen sich in der Regel gut ergänzen oder erweitern. Da Geothermieanlagen ökonomisch vorzugsweise als Bandenergie betrieben werden, ist für Spitzen- und Mittellasten eine zusätzliche Wärmequelle nötig. Grosse Anlagen eignen sich daher besonders für Ballungsräume oder Industriegebiete mit hoher Wärmenachfrage unter 150 °C⁸. Die Integration geothermischer Wärme kann zudem den Ausbau und die Vernetzung bestehender Wärmenetze fördern.
- Für kleinere geothermische Plays mit erwarteter Wärmeleistung unter 1 MWth ist eine separate Betrachtung nötig. Lokale Wärmecluster mit zentralen Abnehmern (z. B. öffentliche Gebäude oder Industrieanlagen) können über regionale Netze versorgt werden. Solche Cluster finden sich insbesondere ausserhalb der Ballungsräume, z. B. Richtung Ettingen, Aesch und Gelterkinden.
- Unvermeidbare Abwärme aus Abfallverbrennung oder Prozessen, die nicht sinnvoll mit Geothermie dekarbonisierbar sind, hat aus energiepolitischer Sicht Vorrang. In Gebieten mit grösseren Mengen solcher ungenutzten Abwärme gibt es hohe wirtschaftliche Hemmschwellen für vertiefte Abklärungen zum Potenzial grosser Geothermieanlagen auf kantonaler Ebene. Jedoch könnten Gesteinsschichten für die saisonale Wärmespeicherung von Interesse sein.

⁶ [Energiestatistik Kanton Basel-Landschaft](#)

⁷ Für die «Strategie beider Basel zu grünem Wasserstoff und seinen Derivaten» durchgeführte Bedarfsanalyse für Wasserstoff und Derivate (technischer Grundlagenbericht) fokussierte auf kaum elektrifizierbare Anwendungen (vgl. Methodik im technischen Grundlagenbericht).

⁸ Der Bund geht in der Wärmestrategie 2050 davon aus, dass der nach Nutzung des Energieeffizienzpotenzials verbleibende Wärmebedarf für industrielle Prozesse nach Möglichkeit mit Umweltwärme gedeckt wird. Gemäss Wärmestrategie des Bundes gehören dazu u.a. Geothermie und Solar sowie weitere Wärmequellen für Wärmepumpen für Temperaturen bis 200°C ([Wärmestrategie 2050, Seite 8](#)).

2.4 Struktur des Dokuments

Das vorliegende Dokument ist in **zwei Teile** gegliedert, die je nach Interesse unabhängig voneinander gelesen werden können. Die beiden Teile spiegeln die auf der vorherigen Seite genannten Ziele wider.

Teil 1: Wirtschaftlichkeit der geothermischen Wärmeerzeugung

In diesem Teil werden die zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit verwendete Methodik und die entsprechenden Ergebnisse (wirtschaftliche Parameter der Plays) erläutert, mit Angabe der Prioritäten der verschiedenen Plays.

Ab Seite 11

Teil 2: Mögliche Erkundungs- und Finanzierungsstrategie

In diesem Teil werden auf der Grundlage der Ergebnisse aus Teil 1 die Eckpunkte einer möglichen Erkundungs- und Finanzierungsstrategie für den Kanton Basel-Landschaft dargelegt.

Ab Seite 32

Teil 1: Wirtschaftlichkeit der geothermischen Wärmeherzeugung

3. Methodik

3.1 Genauigkeitsgrad des Wirtschaftsmodells

- Die **Wirtschaftlichkeit der einzelnen geothermischen Plays** innerhalb der Perimeter des Kantons Basel-Landschaft wird bewertet.
- Die wirtschaftliche Nutzung der geothermischen Wärme ist u.a. **abhängig von den geologischen und hydrogeologischen Parametern**. Diese können regional stark variieren, denn der Schweizer Untergrund ist sehr heterogen. Gleichzeitig ist er aufgrund der geringen Bergbauaktivitäten insbesondere in Tiefen über 400 m kaum erkundet. Die in dieser Studie getroffenen Annahmen basieren auf dem heutigen, vergleichsweise tieferen Kenntnisstand.
- Im Fokus steht eine **modellhafte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung** auf «Scoping Level», die als **erste Orientierung** dienen soll.
- Der erwartete Genauigkeitsspannweite, also die typische Abweichung im unteren und oberen Bereich, liegt zwischen -50% und +50%.
- Es geht dabei um Schätzklassen, die in der Regel in einer **sehr frühen Projektphase** angewendet werden, in der die Schätzungen vor allem dazu dienen, die grundsätzliche Machbarkeit bzw. verschiedene Projektoptionen miteinander zu vergleichen.
- *Vergleiche Details in Anlage 1 (Klassifizierung des Genauigkeitsgrads einer Kostenschätzung).*
- *Die wesentlichen Parameter der Wirtschaftlichkeitsanalyse wurden mit der Begleitgruppe definiert.*

3.2 Fokus und Abgrenzung

Der Fokus des Projekts liegt auf der **Wirtschaftlichkeit der geothermischen Wärmeherzeugung**. Abbildung 2 zeigt die Elemente der Wertschöpfungskette für die Wärmeherzeugung und -verteilung im Überblick.

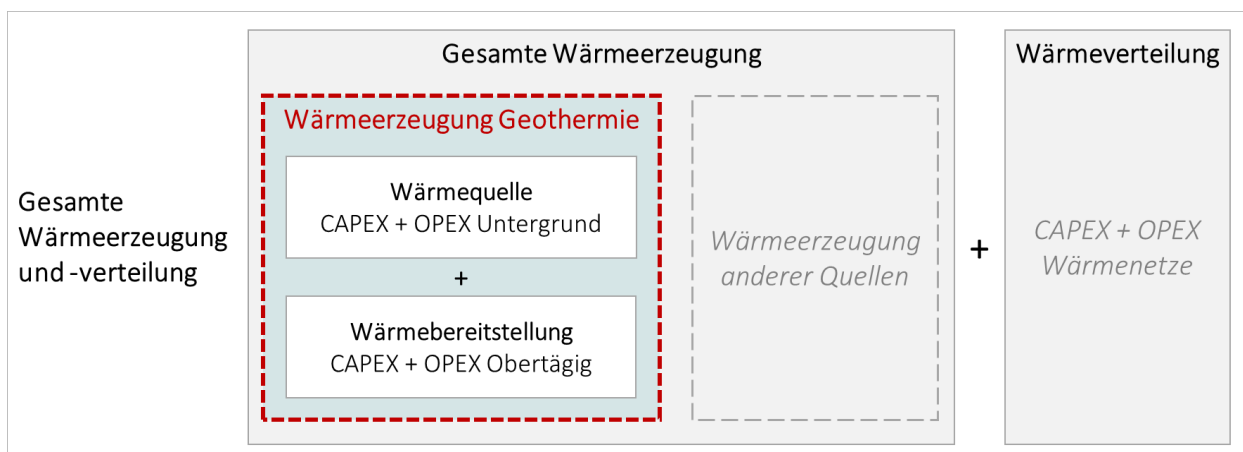


Abbildung 2: Fokus und Abgrenzung des Projekts (Quelle: conim AG)

- Es werden dabei zwei Ebenen berücksichtigt:
 - **Ebene «Untergrund» (Wärmequelle):** Geothermiespezifische Investitions- und Betriebskosten für die Erschliessung der geothermischen Quelle (z.B. Prospektions- und Bohrkosten)
 - **Ebene «Oberfläche» (Wärmebereitstellung):** Geothermiespezifische Investitions- und Betriebskosten für die Bereitstellung nützlicher Wärme aus dem Untergrund (z.B. Wärmetauscher, Wärmepumpen usw.).
- Die Wärmeerzeugung aus anderen Quellen (z.B. weitere Quellen im Energiemix von Wärmeverbunden wie Biomasse oder industrielle Abwärme) oder die Wärmeverteilung (z.B. Investitions- und Betriebskosten für Wärmenetze) sind nicht Gegenstand dieses Berichts.

3.3 Steps im Überblick

Die Prüfung der Wirtschaftlichkeit erfolgt anhand der folgenden vier Schritte:

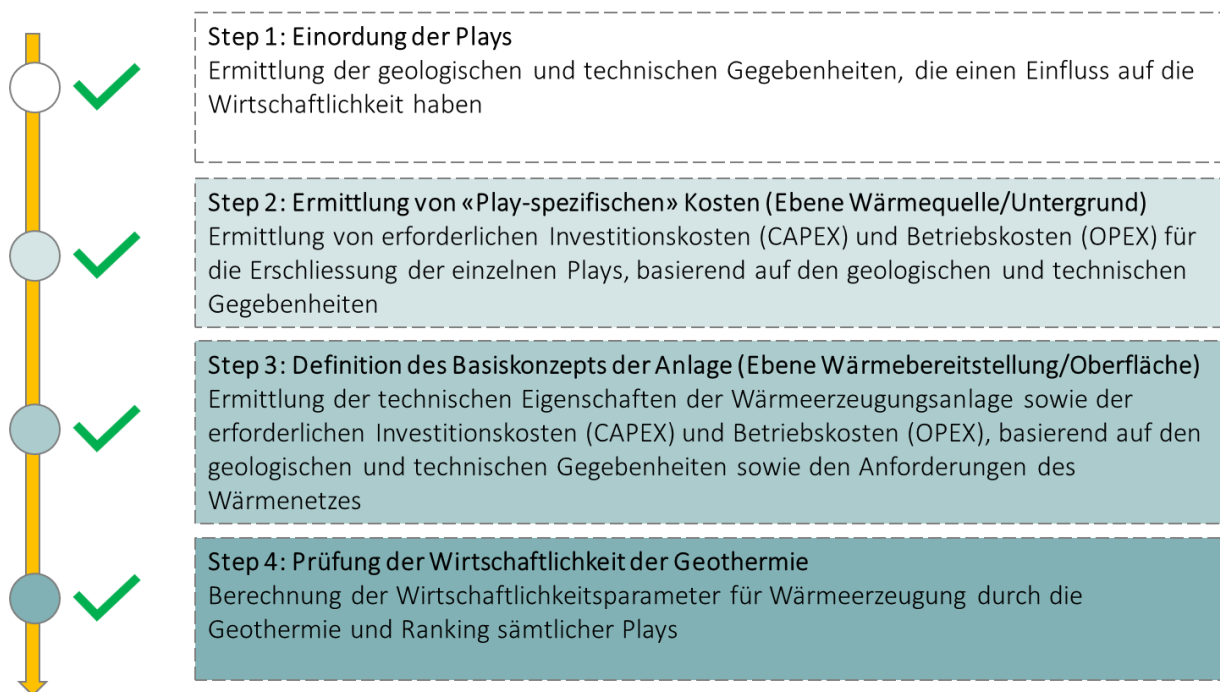


Abbildung 3: Schritte der Methodik (Quelle: conim AG)

- Die einzelnen Schritte werden nachfolgend erläutert.

Schritt 1: Einordnung der Plays

In einem ersten Schritt werden die geologischen und technischen Gegebenheiten pro Play ermittelt, die einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben.

Play	Technische Annahmen					Fündigkeitschancen
	Tiefe des Reservoirs (m)	Prognostizierte Temperatur des Reservoirs (°C)	Rückgabetemperatur (°C)	Erwartete Förderrate (l/s)		
A1: Bruchzonen im Tafeljura (Muschelkalk)	Min.	200	20	8	5	80%
	Max.	500	35	8	20	40%
A2: Bruchzonen im Tafeljura (Kristallin/ Permokarbon)	Min.	600	30	8	5	60%
	Max.	2'000	90	30	20	20%
B: Permokarbon-Trogrand	Min.	800	40	10	5	30%
	Max.	2'500	110	50	15	10%
C: Top Kristallin	Min.	300	30	8	5	40%
	Max.	2'500	110	50	10	20%
D: Rheintal-Flexur und parallele Randstörungen	Min.	700	30	8	10	80%
	Max.	2'500	130	70	40	40%
E: Verwerfungen im Oberrheingraben	Min.	1'000	40	10	5	60%
	Max.	2'500	130	70	20	40%
F: Top Malm im Oberrheingraben	Min.	200	20	8	5	60%
	Max.	800	45	15	50	20%
G: Tertiär im Oberrheingraben	Min.	200	15	8	1	50%
	Max.	700	40	10	10	20%
H: Jura-Hauptüberschiebung	Min.	500	25	8	5	60%
	Max.	1'000	40	10	50	20%

Tabelle 1: Technische Annahmen zur Einordnung der Plays

- Datenquelle: Potenzialstudie Tiefengeothermie Kanton BL⁹. *Vergleiche Anlage 2 für Details zu den einzelnen Plays.*
- Die Fündigkeitschancen entsprechen der Wahrscheinlichkeit des Nachweises der Fündigkeit eines hydrothermalen Reservoirs. Die Fündigkeit wird dabei vereinfacht durch zwei geologische Faktoren bestimmt, deren Wahrscheinlichkeit gemeinsam aufzutreten multiplikativ verknüpft ist:
 - *Temperatur*: Wahrscheinlichkeit, die gewünschte Temperatur in einer gewissen Tiefe zu finden.
 - *Schicht / Struktur / Ergiebigkeit*: Wahrscheinlichkeit, eine geeignete wasserführende Schicht bzw. ein Reservoir von genügend grosser Ergiebigkeit zu erschliessen.
- Pro Play werden Mindest- und Höchstwerte festgelegt, um eine potenzielle Bandbreite für die Wirtschaftlichkeit zu ermitteln.
- Play I «EGS/ petrothermale Geothermie» wird in der Bewertung nicht berücksichtigt, da die Technologie sich noch im Stadium «Forschung / Pilot» befindet und oft die Stromerzeugung und der -verkauf bezweckt, welche nicht Gegenstand des vorliegenden Berichts ist (vergleiche Ziele auf Seite 6).

⁹ Bericht zum Potenzial der Tieferengeothermie im Kanton BL, Geo Explorers AG, 2024. Die in diesem Bericht verwendeten Fündigkeitschancen wurden mit der Geo Explorers AG diskutiert und plausibilisiert.

Schritt 2: Ermittlung von «Play-spezifischen» Kosten (Ebene Wärmequelle / Untergrund)

In diesem Schritt werden die spezifischen Investitionskosten (CAPEX) für die Aufsuchung und Erschliessung der Wärmequellen im Untergrund geschätzt. Die Hauptkostenträger dabei sind **Prospektions- und Bohrkosten**.

Basis für die Schätzung des CAPEX sind unter anderem neuere Daten des Bundesamts für Energie zu subventionierten realisierten Projekten in der Schweiz¹⁰.

Aus Datenschutzgründen werden in diesem Bericht nur aggregierte Daten ohne Details zu einzelnen Projekten ausgewiesen.

Aus konzeptioneller Sicht plausibel sollten Folgekosten auf Grund der gewonnenen Erfahrungen tiefer werden. Jedoch ist dies in der Schweiz noch nicht beobachtet worden. Wie bei den Erschliessungskosten werden von Geothermie-Akteuren oft tiefere Folgekosten für die Prospektionen zwar kolportiert, sind jedoch nicht ausreichend nachgewiesen und werden sogar in der Realität in der Regel übertroffen.

Annahmen Prospektionskosten

	Spezifische Kosten pro km bzw. km2							
	Geometrisches Mittel		Arithmetisches Mittel		Extremwert (Hoch)		Extremwert (Tief)	
Seismik 3D Inkl. nicht-seismische Geophysik	CHF	44'614	CHF	49'551	CHF	72'933	CHF	15'403
Seismik 2D Inkl. nicht-seismische Geophysik	CHF	10'640	CHF	5'037	CHF	14'356	CHF	4'524
Geologie	CHF	3'221	CHF	3'535	CHF	8'510	CHF	1'418
Hydrogeologie, Geochemie, Reservoir Engineering	CHF	2'124	CHF	2'721	CHF	12'079	CHF	429
Overhead für die Prospektion	CHF	12'218	CHF	16'256	CHF	47'960	CHF	2'055
Total mit Seismik 3D <i>Pro Km2</i>	CHF	62'178						
Total mit Seismik 2D <i>Pro Km</i>	CHF	28'203						

Tabelle 2: Annahmen Prospektionskosten

- Alle in der Tabelle 2 betrachteten Projekte haben eine Tiefe von mehr als 1'000 Metern. Die Prospektionskosten variieren erheblich von Projekt zu Projekt.
- In diesem Bericht wird von folgenden **durchschnittlichen Prospektionskosten** ausgegangen, wobei diese Werte als reine Orientierung für die Kosten für ein Erstprojekt in der Schweiz zu verstehen sind:
 - 3D-Seismik: CHF 62'000 pro km²
 - 2D Seismik: CHF 28'000 pro km
- *Vergleiche Anlage 3 für Details zu den Prospektionskosten.*

¹⁰ Die Datenbank beinhaltet Prospektions- und Bohrkosten aus rund 20 grösstenteils Geothermieprojekten, die in der Schweiz durchgeführt wurden. Die Daten sind teilweise vertraulich. Deswegen werden die konkreten Daten und Quellen nicht weiter ausgeführt. Die Daten wurden einerseits mit relevanten Verwaltungseinheiten des Bundes (Bundesamt für Energie, swisstopo) und andererseits mit einem privaten Datenlieferanten plausibilisiert.

Annahmen Bohrkosten

Die entscheidende Variable für die Schätzung der Bohrkosten ist die Tiefe beziehungsweise die erbohrte Länge des Bohrlochs: Für mittlere und tiefe Bohrungen (ab 600 Metern) wird die in Abbildung 4 gezeigte Kostenkurve von Projekten in der Schweiz approximiert¹¹. Die Bohrkosten für das erste Projekt in einem Play korrelieren dabei mit der Tiefe und sind in erster Annäherung unabhängig vom Play.

In der Realität sind die Bohrkosten ein komplexes Zusammenspiel von fixen und variablen Kosten sowie von der Qualität und Reife der Bohrplanung.

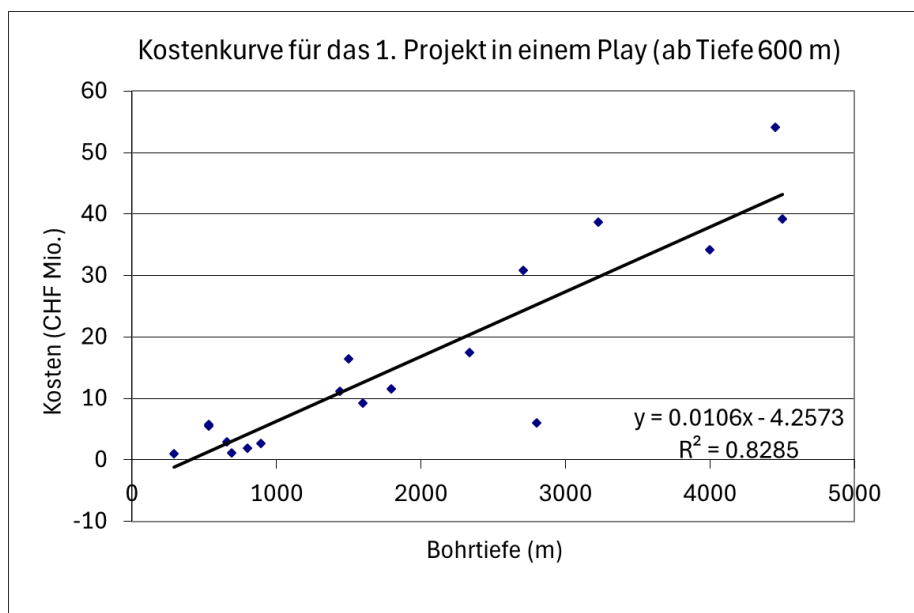


Abbildung 4: Kostenkurve für Bohrkosten in der Schweiz

Für untiefe Bohrungen (mit einer Tiefe von 600 Metern oder weniger) werden die Bohrkosten aus vergleichbaren Projekten extrapoliert, da neuere Bohrungen in dieser Tiefe oft einen sehr starken Forschungs- und Innovationscharakter haben, welche die Kosten stark in die Höhe treiben und so die Bohrkosten nach oben verzerren.

¹¹ Die Kostenunterschiede bei gleicher Tiefe sind primär auf den unterschiedlichen Umfang der Bauausführung zurückzuführen (z. B. nur Bohrung ohne Ausbau vs. komplett ausgebautes Bohrloch).

In der folgenden Tabelle werden die CAPEX pro Play geschätzt:

Play		Ökonomische Annahmen: CAPEX Untergrund				Total
		Tiefe des Reservoirs (m)	Prospektionskosten (CHF)	Kosten 1. Bohrung (CHF)	Kosten 2. Bohrung (CHF)	
A1: Bruchzonen im Tafeljura (Muschelkalk)	Min.	200	84'000	400'000	360'000	844'000
	Max.	500	84'000	1'000'000	900'000	1'984'000
A2: Bruchzonen im Tafeljura (Kristallin/ Permokarbon)	Min.	600	310'000	1'200'000	1'080'000	2'590'000
	Max.	2'000	310'000	16'870'000	15'200'000	32'380'000
B: Permokarbon-Trogrand	Min.	800	310'000	4'190'000	3'780'000	8'280'000
	Max.	2'500	310'000	22'150'000	19'906'000	42'366'000
C: Top Kristallin	Min.	300	84'000	600'000	540'000	1'224'000
	Max.	2'500	84'000	22'150'000	19'906'000	42'140'000
D: Rheintal-Flexur und parallele Randstörungen	Min.	700	310'000	3'690'000	3'330'000	7'330'000
	Max.	2'500	310'000	22'150'000	19'906'000	42'366'000
E: Verwerfungen im Oberrheingraben	Min.	1'000	310'000	6'300'000	5'680'000	12'290'000
	Max.	2'500	310'000	22'150'000	19'906'000	42'366'000
F: Top Malm im Oberrheingraben	Min.	200	84'000	400'000	360'000	844'000
	Max.	800	84'000	4'190'000	3'780'000	8'054'000
G: Tertiär im Oberrheingraben	Min.	200	84'000	400'000	360'000	844'000
	Max.	700	84'000	3'140'000	2'830'000	6'054'000
H: Jura-Hauptüberschiebung	Min.	500	84'000	1'000'000	900'000	1'984'000
	Max.	1'000	84'000	6'300'000	5'680'000	12'064'000

Tabelle 3: Ökonomische Annahmen. Die Prospektionskosten beziehen sich auf ein einzelnes Projekt in einem Play und nicht auf die Prospektion des gesamten Gebiets, in dem das Play vorkommt. Daher werden kostensenkende Skalierungs- und Verbundeffekte, die in der Exploration von Plays in der Regel genutzt werden, nicht berücksichtigt. Vergleiche Annahmen zum Prospektionsgebiet unten.

– Annahmen:

- Prospektionsgebiet: 5 km² mit 3D-Seismik, 3 km (linear) mit 2D-Seismik¹².
- Annahme: Weiter gehen wir davon aus, dass ein Projekt mindestens 2 Bohrungen hintereinander abteuft, sodass bei der zweiten Bohrung gewisse Teilkosten (z.B. Bohrplatz, Mobilisierung) nicht anfallen oder Effizienzen erzielt werden können (Personal, Einkaufskosten) und so die Kosten für die zweite Bohrung 10% tiefer liegen.

¹² Gemäss Angaben der Geo Explorers AG soll bei den Plays A1, C, F, G und H 2D-Seismik durchgeführt werden, bei den übrigen Plays eine 3D-Seismik als zentrale Prospektionsmethode.

Schritt 3: Definition des Basiskonzepts der Anlage (Ebene Wärmebereitstellung / Oberfläche)

Für die Berechnung wird eine Referenzanlage mit folgenden Eigenschaften angenommen (vereinfacht), um sowohl Geothermie-Plays für eine direkte und indirekte Nutzung vergleichbar bewerten zu können:

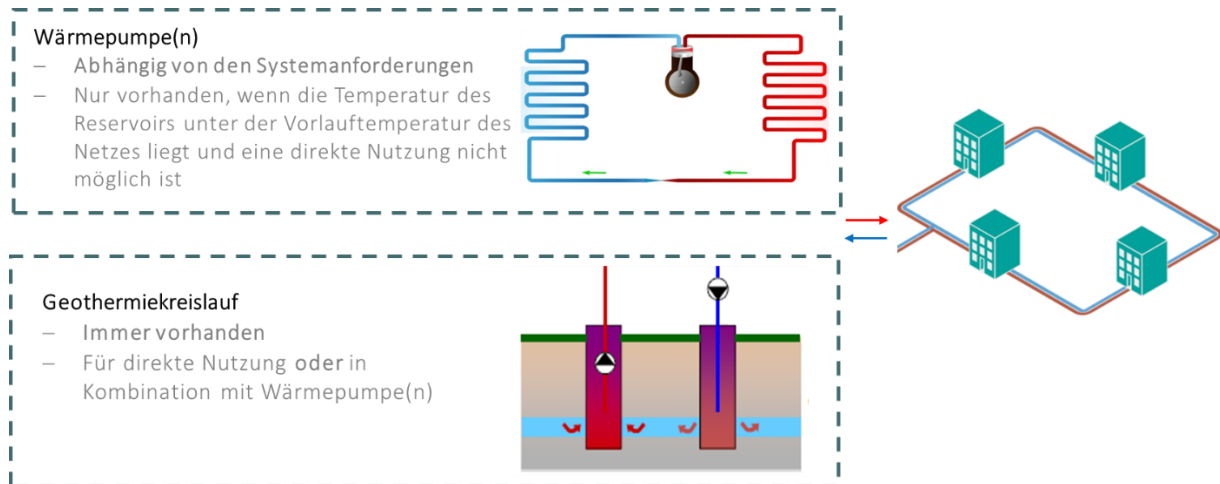


Abbildung 5: Basiskonzept der Anlage (Darstellung: conim AG)

Die folgende Tabelle zeigt das angenommene Basiskonzept der Anlage pro Play:

Play		Tiefe des Reservoirs (m)	Prognostizierte Temperatur des Reservoirs (°C)	Rückgabetemperatur (°C)	Erwartete Förderrate (l/s)	Fündigkeitschancen	Basiskonzept der Anlage
A1: Bruchzonen im Tafeljura (Muschelkalk)	Min.	200	20	8	5	80%	Mit Wärmepumpe
	Max.	500	35	8	20	40%	Mit Wärmepumpe
A2: Bruchzonen im Tafeljura (Kristallin/ Permokarbon)	Min.	600	30	8	5	60%	Mit Wärmepumpe
	Max.	2'000	90	30	20	20%	Direkte Nutzung
B: Permokarbon-Trogrand	Min.	800	40	10	5	30%	Mit Wärmepumpe
	Max.	2'500	110	50	15	10%	Direkte Nutzung
C: Top Kristallin	Min.	300	30	8	5	40%	Mit Wärmepumpe
	Max.	2'500	110	50	10	20%	Direkte Nutzung
D: Rheintal-Flexur und parallele Randstörungen	Min.	700	30	8	10	80%	Mit Wärmepumpe
	Max.	2'500	130	70	40	40%	Direkte Nutzung
E: Verwerfungen im Oberrheingraben	Min.	1'000	40	10	5	60%	Mit Wärmepumpe
	Max.	2'500	130	70	20	40%	Direkte Nutzung
F: Top Malm im Oberrheingraben	Min.	200	20	8	5	60%	Mit Wärmepumpe
	Max.	800	45	15	50	20%	Mit Wärmepumpe
G: Tertiär im Oberrheingraben	Min.	200	15	8	1	50%	Mit Wärmepumpe
	Max.	700	40	10	10	20%	Mit Wärmepumpe
H: Jura-Hauptüberschiebung	Min.	500	25	8	5	60%	Mit Wärmepumpe
	Max.	1'000	40	10	50	20%	Mit Wärmepumpe

Tabelle 4: Technische Annahmen und Basiskonzept der Anlage

- Theoretische thermische Leistung der geothermischen Quelle = (Temperatur des Reservoirs – Rückgabetemperatur) x Förderrate x Wärmekapazität¹³
- Annahme Rückgabetemperatur:

¹³ 4.183 kJ/(kg*Δ°C)

- *Basiskonzept mit Wärmepumpe*: Delta (Δ) zwischen prognostizierter Temperatur des Reservoirs und Rückgabetemperatur von 30°C, jedoch mindestens 8°C
 - *Basiskonzept mit direkter Nutzung*: Delta (Δ) zwischen prognostizierter Temperatur des Reservoirs und Rückgabetemperatur von 60°C
- Annahmen Vorlauftemperatur des Wärmenetzes: 85 °C (abgeleitet aus den von den Energieversorgungsunternehmen (EVUs) bereitgestellten Informationen zu den vorhandenen Netzen).

Schritt 4: Prüfung der Wirtschaftlichkeit der geothermischen Wärmeerzeugung

Vergleiche Kapitel 4 «Berechnung der Wirtschaftlichkeit der Plays».

4. Berechnung der Wirtschaftlichkeit der Plays

4.1 Prämissen zum Rechenmodell

- In diesem Kapitel werden erste Ergebnisse zur Bewertung der Geothermie-Plays vorgestellt.
- Die Wirtschaftlichkeitsparameter hängen stark von den getroffenen Annahmen ab. Die Resultate sind daher als vorläufig und im Sinne einer ersten Diskussionsgrundlage zu verstehen. Im Rahmen dieses Berichts werden dabei Standardannahmen definiert, die für alle Plays gelten, damit die Ergebnisse miteinander vergleichbar sind (siehe Kapitel 3.3).
- Die geothermische Energie wird als kontinuierlich verfügbare Bandenergie berücksichtigt. Zur Deckung der restlichen Wärmelast kommen – abhängig vom jeweiligen Basiskonzept – nicht weiter bestimmte Wärmequellen ergänzend zum Einsatz.
- Eine situationsspezifische Modellierung der Anlage oder der Wärmenetze ist nicht Bestandteil des Auftrags. Dazu gehören beispielsweise:
 - Energetische Optimierung des Anlagekonzepts¹⁴. Stattdessen wird ein Standardkonzept für alle Plays angenommen (vergleiche Step 3 auf Seite 16).
 - Analyse der Auswirkungen der Einbeziehung der Geothermie in den Energiemix auf andere Energiequellen (z.B. Anstieg der Einheitskosten anderer Quellen aufgrund der reduzierten Betriebsstunden zugunsten der Geothermie).
 - (...)

¹⁴ Beispiel Wärmeverbund Riehen: Die Wärmeauskopplungsanlage besteht aus zwei Stufen (direkt und indirekt): In der ersten Stufe wird das Rücklaufwasser aus dem Wärmeverbundnetz mit dem Thermalwasser via Wärmetauscher von ca. 53 °C auf 57 °C vorgeheizt. Danach wird mit einer Ammoniakwärmepumpe das Thermalwasser auf ca. 25 °C abgekühlt und die dadurch gewonnene Wärme mit ca. 70 °C ins Wärmeverbundnetz abgegeben (Quelle: «Fallbeispiele Thermische Netze», EnergieSchweiz, 2017).

4.2 Annahmen

Grundlegende Annahmen

- **Projektart:**
 - Es wird jeweils nur ein Projekt mit zwei Bohrungen in einem Play bewertet.
 - Folgeprojekte im gleichen Play werden nicht berücksichtigt («Playkonzept» mit Lerneffekten).
 - *Vergleiche Kapitel 4.6 für den Ansatz «Playkonzept»*
- **Betriebsstunden Geothermie:** 4'000/Jahr
- **Einnahmen Wärme:** CHF 0.13/KWh¹⁵.
- **Einkaufspreis Strom:** CHF 0.20/KWh (für den Betrieb der Umwälzpumpe des Geothermie-kreislaufs und – falls vorhanden – der Wärmepumpe).
- **Abnahme Wärmeansatz:** 0%. Es wird davon ausgegangen, dass allfällige Rückgänge der Gesamtwärmenachfrage (z.B. aufgrund der verbesserten Gebäudedämmung) durch die Verringerung der Betriebsstunden anderer Quellen ausgeglichen werden.
- **CAPEX Oberfläche:**
 - Für direkte Nutzung (immer vorhanden): extrapoliert aus Riehen
 - Für Nutzung mit Wärmepumpe: Abgeleitet aus Kostenkurve für Projekte in der Schweiz¹⁶
 - *Vergleiche Details in der Anlage (Cashflow Modell)*
- **Kapitalkosten:** 3% in Durchschnitt für Eigen- und Fremdkapital. Eine finanzielle bzw. steuerliche Optimierung wird im Modell nicht berücksichtigt.
- **Förderinstrumente des Bundes:**
 - Gemäss Prospektions- und Erschliessungsbeiträge im Rahmen des CO₂-Gesetzes und der CO₂-Verordnung:
 - Direkte Nutzung: 60% von CAPEX Untergrund
 - Mit Wärmepumpe: Keine¹⁷
 - Die Wirtschaftlichkeitsparameter werden mit und ohne Fördermittel des Bundes berechnet, um die finanziellen Konsequenzen der teilweisen Verlagerung des technischen Fündigkeitsrisikos vom Betreiber auf den Bund darzustellen.
 - Anmerkung: Eine Förderung durch den Kanton Basel-Landschaft wird in diesem Kapitel nicht berücksichtigt. Eine mögliche Erkundungs- und Finanzierungsstrategie im Kanton Basel-Landschaft wird im Teil 2 skizziert.

¹⁵ Dieser Betrag entspricht der Einheitsvergütung ab der Produktionszentrale. Er ist nicht zu verwechseln mit dem Verkaufspreis für Endkunden, der auch die Einheitsvergütung für die Verteilung über das Netz enthält.

¹⁶ "Integration of High-Temperature Heat Pumps in Swiss Industrial Processes (HTHP-CH)", Cordin Arpagaus 2023

¹⁷ Allfällige kantonsspezifische Förderungen für die Wärmepumpe werden nicht berücksichtigt.

Anpassung der Förderrate und Fündigkeitschancen

Um eine standardisierte wirtschaftliche Analyse aller Plays zu ermöglichen, müssen die Werte entsprechend der folgenden Tabelle geändert werden, da einige minimale Förderraten a priori wirtschaftlich keinen Sinn machen:

Play		Technische Annahmen			
		Erwartete Förderrate (l/s) <i>vergleiche Tabelle 1</i>	Angepasste Förderrate (l/s)	Fündigkeitschancen <i>vergleiche Tabelle 1</i>	Angepasste Fündigkeitschancen
A1: Bruchzonen im Tafeljura (Muschelkalk)	Min.	5	14	80%	60%
	Max.	20	20	40%	40%
A2: Bruchzonen im Tafeljura (Kristallin/ Permokarbon)	Min.	5	9	60%	50%
	Max.	20	20	20%	20%
B: Permokarbon-Trogrand	Min.	5	9	30%	20%
	Max.	15	15	10%	10%
C: Top Kristallin	Min.	5	8	40%	30%
	Max.	10	10	20%	20%
D: Rheintal-Flexur und parallele Randstörungen	Min.	10	11	80%	75%
	Max.	40	40	40%	40%
E: Verwerfungen im Oberrheingraben	Min.	5	10	60%	50%
	Max.	20	20	40%	40%
F: Top Malm im Oberrheingraben	Min.	5	14	60%	50%
	Max.	50	50	20%	20%
G: Tertiär im Oberrheingraben	Min.	1	10	50%	-
	Max.	10	10	20%	-
H: Jura-Hauptüberschiebung	Min.	5	12	60%	50%
	Max.	50	50	20%	20%

Table 5: Anpassung der Förderrate und Fündigkeitschancen

- Gemäss der erdwissenschaftlichen Potenzialstudie haben Einzelprojekte innerhalb eines Plays eine Bandbreite von geologisch bedingten möglichen Förderraten. Um eine wirtschaftlich sinnvolle Nutzung zu erlauben, müssen eine minimale Förderrate und eine minimale Fündigkeitschance vorliegen, damit sich die dafür notwendigen Investitionen rechtfertigen lassen.
- In der Regel nimmt aus geologischer Sicht die Wahrscheinlichkeit, hohe Förderraten vorzufinden, mit der Tiefe ab. Aus diesem Grund werden in der Tabelle 5 angepasste Mindestförderraten und damit verknüpfte angepasste minimale Fündigkeitschancen beschrieben, die eine wirtschaftliche Nutzung ermöglichen. Der Grund dafür ist, dass die Mindestwerte keinen positiven operativen Cashflow (Differenz zwischen Einnahmen und Betriebskosten) während der Betriebsphase der Anlage ermöglichen, da sie eine zu geringe Leistung aufweisen, um ausreichende Umsätze zur Deckung der fixen Betriebskosten zu erzielen.
- Bei Play G ermöglicht selbst der Höchstwert von 10 l/s keinen positiven operativen Cashflow.
- Die Fündigkeitschancen werden entsprechend der Zunahme der Förderrate angepasst, d.h. reduziert.

Zusammenfassung der Annahmen

Play	Technische Annahmen								Ökonomische Annahmen: CAPEX Untergrund			
	Tiefe des Reservoirs (m)	Prognostizierte Temperatur des Reservoirs (°C)	Rückgabetemperatur (°C)	Erwartete Förderrate (l/s)	Thermische Leistung (MW)	Fündigkeitschancen	Basiskonzept der Anlage	Prospektionskosten (CHF)	Kosten 1. Bohrung (CHF)	Kosten 2. Bohrung (CHF)	Total	
A1: Bruchzonen im Tafeljura (Muschelkalk)	Min.	200	20	8	14	0.70	60%	Mit Wärmepumpe	84'000	400'000	360'000	844'000
	Max.	500	35	8	20	2.26	40%	Mit Wärmepumpe	84'000	1'000'000	900'000	1'984'000
A2: Bruchzonen im Tafeljura (Kristallin/ Permokarbon)	Min.	600	30	8	9	0.83	50%	Mit Wärmepumpe	310'000	1'200'000	1'080'000	2'590'000
	Max.	2'000	90	30	20	5.02	20%	Direkte Nutzung	310'000	16'870'000	15'200'000	32'380'000
B: Permokarbon-Trogrand	Min.	800	40	10	9	1.13	20%	Mit Wärmepumpe	310'000	4'190'000	3'780'000	8'280'000
	Max.	2'500	110	50	15	3.76	10%	Direkte Nutzung	310'000	22'150'000	19'906'000	42'366'000
C: Top Kristallin	Min.	300	30	8	8	0.74	30%	Mit Wärmepumpe	84'000	600'000	540'000	1'224'000
	Max.	2'500	110	50	10	2.51	20%	Direkte Nutzung	84'000	22'150'000	19'906'000	42'140'000
D: Rheintal-Flexur und parallele Randstörungen	Min.	700	30	8	11	1.01	75%	Mit Wärmepumpe	310'000	3'690'000	3'330'000	7'330'000
	Max.	2'500	130	70	40	10.04	40%	Direkte Nutzung	310'000	22'150'000	19'906'000	42'366'000
E: Verwerfungen im Oberrheingraben	Min.	1'000	40	10	10	1.25	50%	Mit Wärmepumpe	310'000	6'300'000	5'680'000	12'290'000
	Max.	2'500	130	70	20	5.02	40%	Direkte Nutzung	310'000	22'150'000	19'906'000	42'366'000
F: Top Malm im Oberrheingraben	Min.	200	20	8	14	0.70	50%	Mit Wärmepumpe	84'000	400'000	360'000	844'000
	Max.	800	45	15	50	6.27	20%	Mit Wärmepumpe	84'000	4'190'000	3'780'000	8'054'000
G: Tertiär im Oberrheingraben	Min.	200	15	8	10	0.29	50%	Mit Wärmepumpe	84'000	400'000	360'000	844'000
	Max.	700	40	10	10	1.25	20%	Mit Wärmepumpe	84'000	3'140'000	2'830'000	6'054'000
H: Jura-Hauptüberschiebung	Min.	500	25	8	12	0.85	50%	Mit Wärmepumpe	84'000	1'000'000	900'000	1'984'000
	Max.	1'000	40	10	50	6.27	20%	Mit Wärmepumpe	84'000	6'300'000	5'680'000	12'064'000

Tabelle 6: Zusammenfassung der Annahmen für die betrachteten Play und assoziierter «typischer» Projekte.

4.3 Cashflow Modell

Die Wirtschaftlichkeitsparameter werden anhand eines Cashflow Modells berechnet. Die Abbildung zeigt einen Ausschnitt am Beispiel vom Play A1:

	Projektjahr Betriebsjahr	0	1	2	3	4	5 1	6 2
	Leistung Wärme (MW _{th})						3.05	3.05
	Bereitgestellte Wärme (KWh)						12'180'896	12'180'896
	Diskontiert						9'342'139	8'859'307
Erträge	Verkaufspreis Wärme (CHF/KWh)						0.13	0.13
	Einnahmen Wärme (CHF) <i>Inkl. Abnahme Wärmeabsatz</i>						1'583'516	1'583'516
	Total Untergrund						-19'780	-19'780
	Diskontiert						-15'170	-14'386
OPEX (CHF)	Oberfläche							
	Stromkosten Umwälzpumpe + WP (falls vorhanden)						-828'046	-828'046
	Weitere, inkl. Ersatz- und Rückbaukosten						-130'600	-130'600
	Total Oberfläche						-958'646	-958'646
	Diskontiert						-735'234	-697'234
	EBITDA	0	0	0	0	0	605'091	605'091
	<i>Zinsen FK</i>	-11'762	-11'174	-10'586	-9'998	-9'410	-8'822	-8'233
	<i>Abschreibungen</i>	-300'400	-300'400	-300'400	-300'400	-300'400	-300'400	-300'400
	EBT	-312'162	-311'574	-310'986	-310'398	-309'810	295'869	296'457
	<i>Steuern</i>	0	0	0	0	0	0	0
	Jahresgewinn	-312'162	-311'574	-310'986	-310'398	-309'810	295'869	296'457
	Operating Cash Flow	-11'762	-11'174	-10'586	-9'998	-9'410	596'269	596'857
CAPEX (CHF)	Untergrund	-395'600	-593'400	-593'400	-395'600	0	0	0
	Oberfläche	0	0	-806'000	-1'209'000	-2'015'000	0	0
	Allfällige Förderungsinstrumente	0	0	0	0	0	0	0
	Total CAPEX	-395'600	-593'400	-1'399'400	-1'604'600	-2'015'000	0	0
	Diskontiert	-395'600	-562'731	-1'258'487	-1'368'444	-1'629'629	0	0
Free Cash Flow (CHF)	Free Cash Flow	-407'362	-604'574	-1'409'986	-1'614'598	-2'024'410	596'269	596'857
	Discounted Free Cash Flow	-407'362	-573'328	-1'268'007	-1'376'970	-1'637'239	457'308	434'101

Abbildung 6: Wirtschaftlichkeitsparameter des Cashflow Modells – Ausschnitt am Beispiel vom Play A1

- Das Cashflow Modell ist als separates Arbeitsinstrument (Excel-Tool) verfügbar.
- Vergleiche Anlage 4 für Details zum Cashflow Modell und den zugrunde liegenden Annahmen.

4.4 Wirtschaftlichkeitsparameter

Die Wirtschaftlichkeit der geothermischen Wärmeerzeugung wird anhand der folgenden zwei Parameter bewertet:

Erwarteter Nettobarwert (eNPV)

$$\begin{aligned}
 \text{eNPV} &= \text{Erfolgs-} \times \text{NPV} + \text{Misserfolgs-} \times \text{Abbruchkosten} \\
 (\text{erwarteter} & \text{wahrscheinlichkeit} \text{ Erfolgsfall} \text{ wahrscheinlichkeit} \\
 \text{Nettobarwert}) &
 \end{aligned}$$

- Der erwartete Nettobarwert bewertet Investitionen, indem er die erwarteten zukünftigen Cashflows abdiskontiert.
- Der erwartete zukünftige Cashflow wird sowohl im Falle eines Erfolgs des Projekts (d.h. Fündigkeit ist gegeben; es kann Wärme aus der Geothermie erzeugt und verkauft werden) als auch im Falle eines Misserfolgs (d.h. Fündigkeit ist nicht gegeben; das Projekt wird nach der ersten Bohrung eingestellt), unter Berücksichtigung der jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeiten bewertet. Es handelt sich somit um einen risikoadjustierten Parameter.

- Für Geothermie-Projekte bedeutet der Parameter eNPV, dass die erwarteten Investitionskosten, Betriebskosten und Wärmeeinnahmen über die Lebensdauer der Anlage hinweg geschätzt und auf ihren heutigen Wert abgezinst werden.
- Der Zeitpunkt der Bewertung ist vor der Investition. Der eNPV wird zur Beurteilung der Investitionsentscheidung verwendet: Ein positiver Wert deutet auf eine potenziell rentable Investition hin.
- eNPV ist der Hauptparameter, anhand dessen die Plays verglichen werden.

Levelized Cost of Energy (LCOE)

Zur Vervollständigung der Analyse wird der LCOE berechnet:

$$\text{Levelized Cost of Energy (LCOE)} \quad \text{LCOE} \quad \text{CHF/KWh} = \frac{\text{NPV CAPEX}_{\text{CHF}} + \text{NPV OPEX}_{\text{CHF}}}{\text{NPV Wärmeproduktion}_{\text{KWh}}}$$

- Die LCOE-Methode ermittelt den Produktionspreis pro Einheit Wärme und vergleicht diesen mit dem Marktpreis.
- Ist der LCOE vergleichbar bzw. tiefer als der Marktpreis, ist der Betrieb der Geothermie-Anlage aus finanztechnischer Perspektive sinnvoll.
- In der vorliegenden Analyse wird der LCOE mit der Einheitsvergütung ab der Produktionszentrale und nicht mit dem Marktpreis für Endkunden verglichen (vergleiche Seite 19).
- Anmerkung zur Aussagekraft des Parameters LCOE:
 - Aus betriebswirtschaftlicher Perspektive wird der LCOE mit dem Marktpreis verglichen, um festzustellen, ob die Einnahmen aus dem Markt die erforderlichen Investitionen rentabilisieren können.
 - Der LCOE kann aber auch zum Vergleich verschiedener Energiequellen herangezogen werden. Alternativ verwenden verschiedene Betreiber die technischen Gestehungskosten (Unit Technical Cost; UTC, vergleiche Anlage 5).
 - Unabhängig vom verwendeten Parameter ist es von grundlegender Bedeutung, dass der Vergleich auf derselben Berechnungsmethode für die Parameter jeder Energiequelle basiert.

4.5 Ergebnisse und Einordnung der Plays

eNPV

Auf der Grundlage der in den vorangegangenen Kapiteln dargelegten Annahmen zeigt der eNPV der einzelnen Plays folgende **theoretische Bandbreite**:

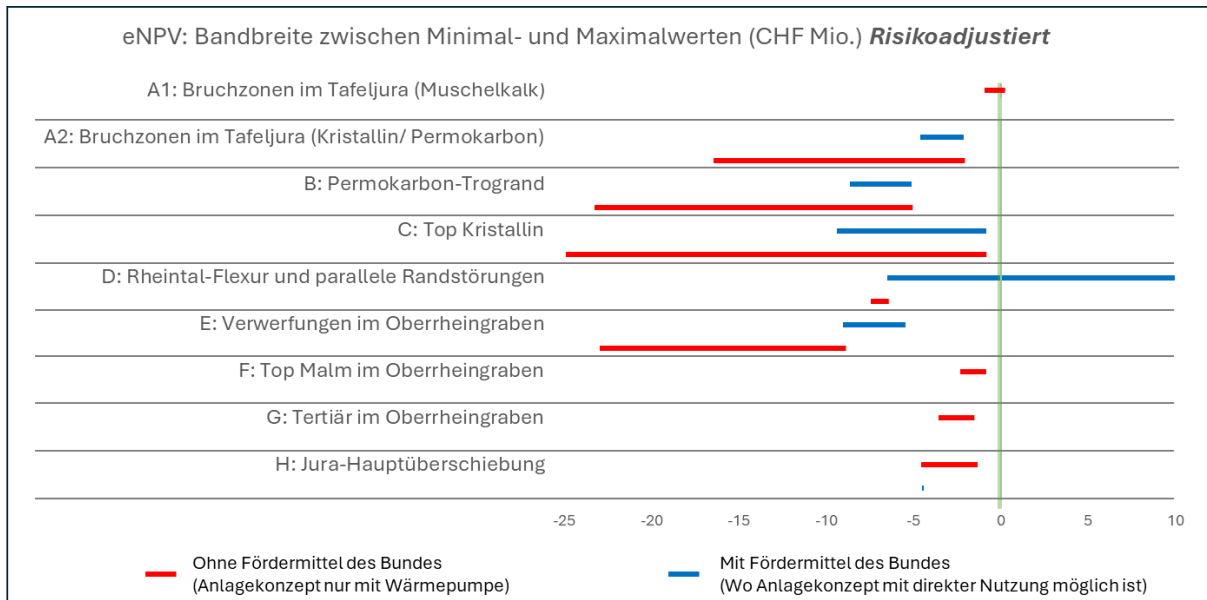


Abbildung 7: Bandbreite eNPV

- Der eNPV ist risikoadjustiert, d.h. er bezieht die Fündigkeitschancen mit ein (vergleiche Seite 12).
- Abbildung 7 zeigt, dass bei gewissen Plays die Möglichkeit besteht, positive eNPV-Werte zu erreichen (der entsprechende Balken geht über die grüne Linie (CHF 0) hinaus).
- Basierend auf den Annahmen zeigen die folgenden Plays die besten wirtschaftlichen Aussichten ():
 - A1: Bruchzonen im Tafeljura (Muschelkalk), ohne Berücksichtigung von Fördermitteln des Bundes¹⁸.
 - D: Rheintal-Flexur und parallele Randstörungen (unter Berücksichtigung von Fördermitteln des Bundes für die direkte Nutzung, siehe Seite 20).
- Play A1 erreicht geringe bis mittlere Tiefen (200–500 m, Anlagekonzept mit Wärmepumpe). Play D zeigt die besten wirtschaftlichen Parameter in grösseren Tiefen (Anlagekonzept mit direkter Nutzung).
- Im Allgemeinen wird der höchste eNPV bei mittleren Tiefen erreicht (Anlagekonzept mit Wärmepumpe). Play D stellt dabei aufgrund der vergleichsweise hohen Fündigkeitschance (40%) und der potenziellen Förderrate (bis 40 l/s, mit einer thermischen Leistung von ca. 10 MW) eine Ausnahme dar. Die Wirtschaftlichkeit des Plays D ist nur unter Berücksichtigung von Fördermitteln des Bundes für die direkte Nutzung gegeben.

¹⁸ Die Förderung des Bundes schliesst die indirekte Nutzung der Geothermie aus, da Technologien auf Grund der bereits präsenten Marktdurchdringung reif sind und Akteure den Umgang von Risiken beherrschen (siehe Seite 17).

- Die direkte Nutzung weist sonst vergleichsweise tiefere eNPV auf, selbst wenn Fördermittel des Bundes in Anspruch genommen werden.
- Eine globale Erhöhung der Fündigkeitschancen innerhalb eines Plays durch eine auf das Play ausgerichtete Prospektions- und Explorationskampagne würde das eNPV erhöhen. Würden zudem Skalierungseffekte (z.B. Abteufung mehrerer Bohrungen) kostensenkend greifen, würde der NPV des Erfolgsfall gesteigert und die Abbruchkosten gesenkt werden.
- Abbildung 7 zeigt die aktuelle Situation bezüglich möglicher finanzieller Förderungen durch den Bund (nur für direkte Nutzung). Vergleiche Anlage 7 für den eNPV unter Annahme einer systematischen Förderung – sowohl für direkte Nutzung als auch für Konzepte mit Wärmepumpe.

LCOE

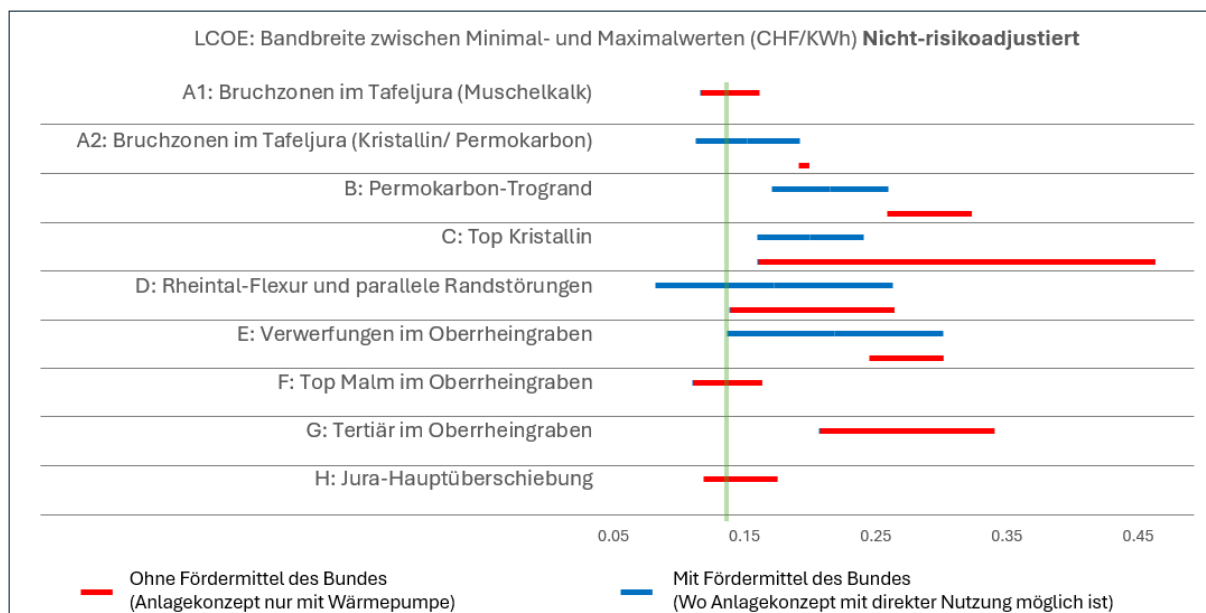


Abbildung 8: Bandbreite der LCOE für den Fall eines Projekts, für das erfolgreich prospektiert wurde und die Erschließung nach Plan verlaufen ist. Die Bandbreiten ergeben sich aus dem Spektrum der thermischen Leistung der geothermischen Produktionsbohrungen.

- Der LCOE ist nicht risikoadjustiert.
- Ist der «LCOE» vergleichbar bzw. tiefer als der Marktpreis (Annahme CHF 0.13/KWh, grüne Linie in der Grafik; siehe auch Anmerkung zur Einheitsvergütung der Komponente «Wärmenetz» auf Seite 19), ist der Betrieb der Geothermie-Anlage aus finanztechnischer Perspektive sinnvoll.
- Interpretation:
 - Mit einem möglichen theoretischen LCOE von CHF 0.11 pro kWh weist das Play «F: Top Malm im Oberrheingraben» einen guten Wert auf.
 - Dieser Wert kann jedoch nur im Falle einer erfolgreichen Umsetzung erreicht werden. Die Fündigkeitschance dieses Plays beträgt lediglich 20%.
- Mit jeweils CHF 0.12 und 0.08 pro kWh als theoretische Untergrenze weisen die Plays A1 und D potenziell konkurrenzfähige wirtschaftliche Werte auf. Allerdings kann die Bandbreite der Ergebnisse relativ gross sein.

Sensitivität

Die Ergebnisse der zwei wirtschaftlichen Parameter hängen insbesondere stark von zwei grundlegenden Variablen ab: **Förderrate** und **Betriebsstunden**¹⁹.

Sensitivität des eNPV bezüglich Förderrate (am Beispiel des Plays A1)

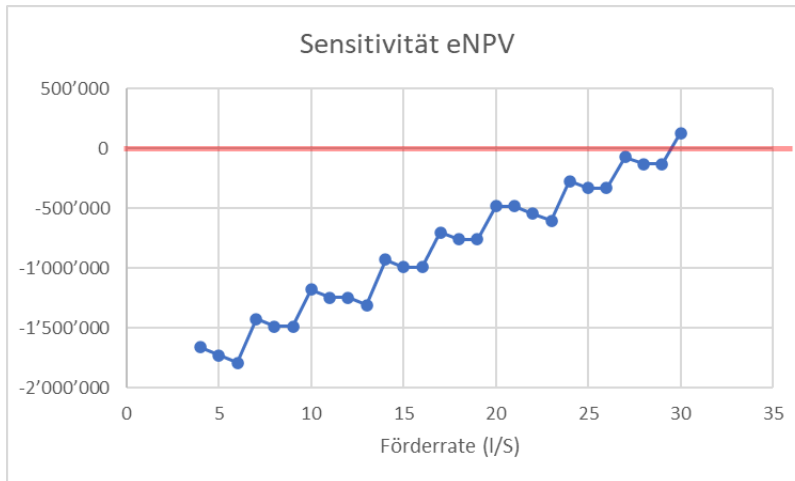


Abbildung 9: Sensitivität eNPV bezüglich Förderrate

- Berechnungsgrundlage sind die Mindestwerte (siehe Tabelle 6).
- Grundsätzlich steigt der eNPV-Wert mit zunehmender erwarteter Förderrate (alle anderen Variablen bleiben konstant).
- Der skalare Verlauf ist auf den nichtlinearen Anstieg der Investitionskosten (CAPEX Oberfläche) zurückzuführen.
- Die Prospektionsarbeiten können einen signifikanten Einfluss auf den eNPV-Wert haben (Bestimmung der möglichen Förderrate mit höherer Sicherheit).

Sensitivität des eNPV bezüglich Betriebsstunden (am Beispiel des Plays A1)

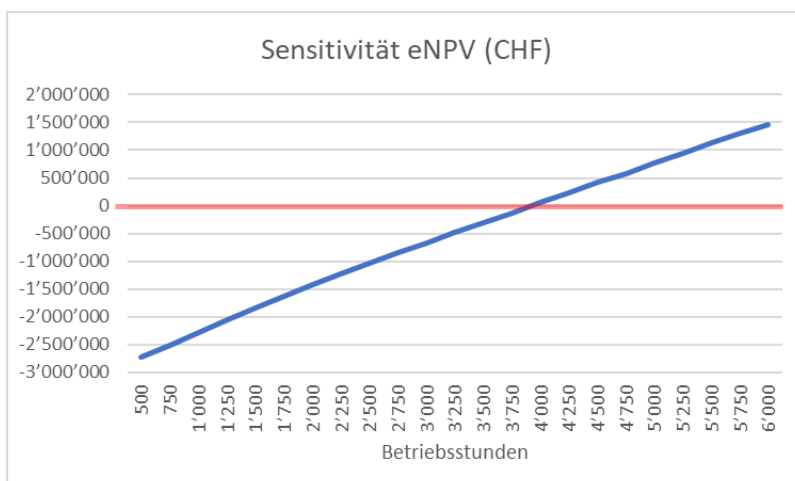


Abbildung 10: Sensitivität eNPV bezüglich Betriebsstunden

- Berechnungsgrundlage sind die Höchstwerte (siehe Tabelle 6).

¹⁹ Vergleiche auch Anlage 6 für ein Beispiel der Services Industriels de Genève (SIG)

- Der eNPV-Wert steigt mit zunehmenden Betriebsstunden (alle anderen Variablen bleiben konstant).
- Die Prospektionsarbeiten können einen signifikanten Einfluss auf den eNPV-Wert haben (Bestimmung der möglichen Förderrate mit höherer Sicherheit).
- Die geothermische Energie soll dabei als Bandenergie im Energiemix berücksichtigt werden, um möglichst hohe Betriebsstunden zu ermöglichen.

Überlappung zwischen geothermischem Potenzial und Abnehmerstruktur

Im Folgenden wird die Lage der beiden Plays, die im Kanton Basel-Landschaft das grösste Potenzial aufweisen (Plays A1 und D), mit den bestehenden oder in Planung befindlichen Wärmeverteilnetzen in Beziehung gesetzt.

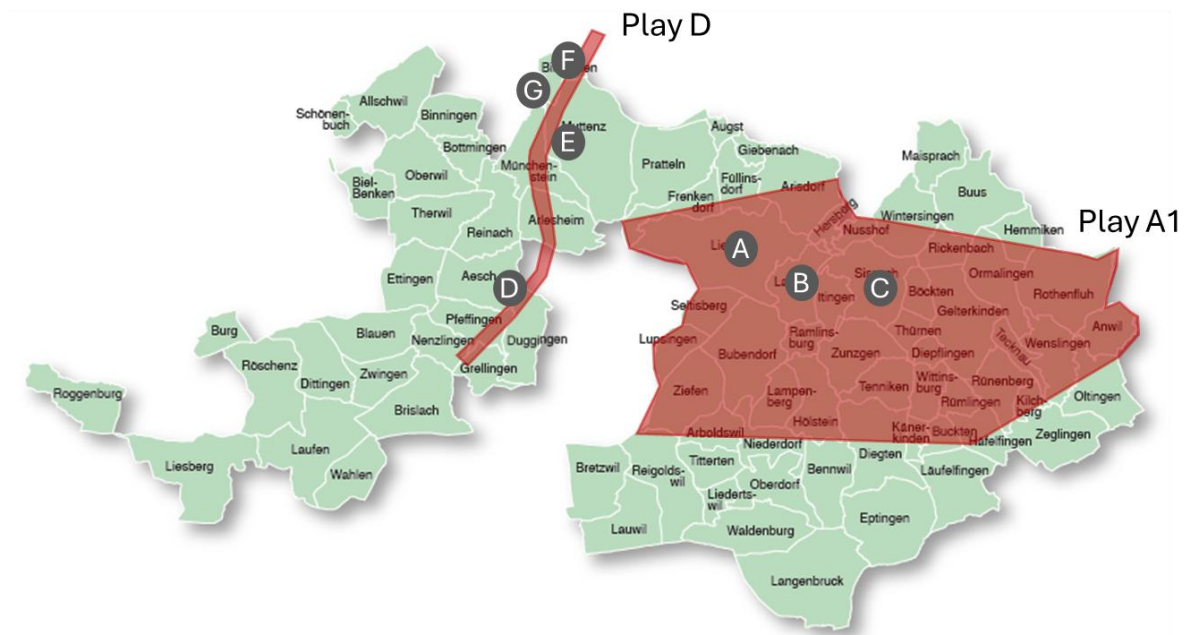


Abbildung 11: Geografischer Überblick, wo die Geothermie für die Fernwärmenutzung eine Rolle spielen könnte (Darstellung conim ag)

Play	Mögliche Wärmenetze aus geografischer Perspektive
<i>Play A1: Bruchzonen im Tafeljura (Muschelkalk)</i>	<ul style="list-style-type: none"> A. EBL, Fernwärme Liestal (in Betrieb, inkl. geplante Anschlüsse «Autobus», «Frenkenbündten», «Hanro» «Brühl Lausen») B. EBL, Stutz Lausen (in Betrieb) C. EBL, ARA Sissach (in Betrieb) / EBL, WZO Sissach (in Betrieb)
<i>Play D: Rheintal-Flexur und parallele Randstörungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> D. Primeo Energie, Wärmeverbund Aesch (im Bau) E. Primeo Energie, Wärmeverbund Muttenz (im Bau)²⁰ F. Primeo Energie, AEB Alternativ-Energie Birsfelden (in Planung) G. IWB, Lehenmatt Birs AG (in Planung)

²⁰ In Muttenz ist die Nutzung der Abwärme aus dem Industriegebiet Schweizerhalle geplant, was mit einer möglichen Nutzung der Geothermie als Bandenergie konkurrieren könnte.

4.6 Ansatz zur Verbesserung der wirtschaftlichen Perspektiven

Playkonzepte

Die Ergebnisse im Kapitel 4.6 basieren auf Einzelprojekten im jeweiligen Play.

Die Erfahrung aus der Geothermie (und aus geologischer Perspektive vergleichbaren Branchen wie der Erdölindustrie) zeigt, dass die **Realisierung mehrerer Projekte mit weiter geografischer Ausdehnung im gleichen Play (sogenannte «Playkonzepte»)** erhebliche wirtschaftliche Vorteile bieten.

Playkonzepte ermöglichen aus wirtschaftlicher Perspektive:

- Verteilung der Prospektionskosten auf mehrere Projekte
- Erfahrungs- und Lerneffekte bei Folgebohrungen:
 - Reduktion der Bohrkosten (Erfahrung, Technologie)
 - Profitieren von der Erhöhung der Fündigkeitswahrscheinlichkeit (grösseres Prospektionsgebiet, bessere Prospektion und bessere Kenntnis des Untergrundes)
- (Teilweiser) Ausgleich der Investitionskosten bei nicht-fündigen Projekten durch Einnahmen aus dem zukünftigen Verkauf von Wärme aus erfolgreichen Projekten

Erläuterndes Beispiel

Annahmen zum Playkonzept

- Prospektionsgebiet 100 km²
- Fündigkeitswahrscheinlichkeit: +5% pro Projekt (1. Projekt = 70%, 5. Projekt = 90%)

Bohrkosten:

	Projekt 1		Projekt 2		Projekt 3		Projekt 4		Projekt 5	
<i>N</i> -tes Bohrloch in dem Play	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Bohrkosten der <i>n</i> -ten Bohrung (CHF Mio.)	1.00	0.90	0.76	0.73	0.71	0.69	0.67	0.66	0.65	0.64

Kosten der n-ten Bohrung = $K_n = K_1 * n^{(-a)}$

K_1 = Kosten der 1. Bohrung / n = die *n*-te Bohrung / a = Elastizitätsfaktor 15% (Erfahrungen aus dem Erdöl- und Erdgasbereich bei Multi-Bohrlochkampagnen: 13%-30%).

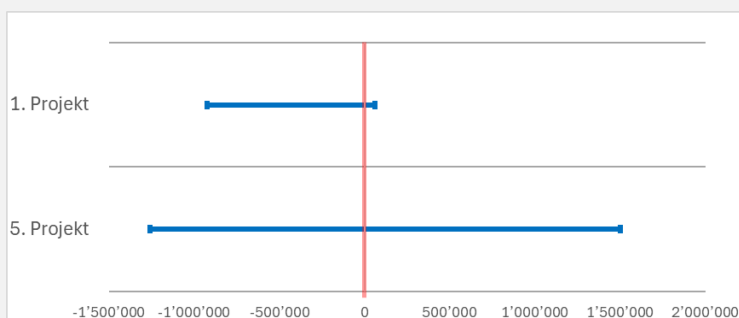


Abbildung 12: eNPV Bandbreiten beim 1. und 5. Projekt

- Basierend auf den Annahmen weist der eNPV beim 5. Projekt eine theoretische Bandbreite von -1.2 Mio. bis +1.6 Mio. auf.

- Ein Erkundungs- und Erschliessungskonzept, welches auf ein jeweiliges Play zurechtgeschnitten ist, würde grundsätzlich die Wirtschaftlichkeit sämtlicher Plays verbessern (Verschiebung nach rechts der Bandbreite der eNPV-Werte).

Verbundeffekte

Die Wirtschaftlichkeit geothermischer Projekte kann durch sogenannte Verbundeffekte (Economies of Scope) verbessert werden. Darunter versteht man Kostenvorteile, die entstehen, wenn mehrere Produkte oder Dienstleistungen gemeinsam produziert oder vorhandene Ressourcen mehrfach genutzt werden²¹.

Ein Beispiel aus der tiefen Geothermie ist die Kombination der Wärmeproduktion mit der Speicherung von CO₂. Dadurch lassen sich die hohen Investitionskosten (CAPEX) auf mehrere Nutzungszwecke verteilen und zusätzliche Erlösquellen erschliessen²².

Kalkulatorisches Beispiel: CO₂-Speicherung im Geothermiereservoir

- Das Geothermiereservoir befindet sich im Muschelkalk, einer Gesteinsschicht, die sich nicht nur für die geothermische Nutzung eignet, sondern konzeptionell auch als geologischer CO₂-Speicher genutzt werden könnte. Eine dauerhafte Speicherung erfolgt gemäss der EU-Verordnung zur Schaffung eines Unionsrahmens für die Zertifizierung von dauerhaften CO₂-Entnahmen, kohlenstoffspeichernder Landbewirtschaftung und der CO₂-Speicherung in Produkten, wenn das CO₂ einige Jahrhunderte lang im Untergrund verbleibt. Dies ist dem Modellalter von rund 13'000-20'000 Jahren des Muschelkalk-Grundwassers kompatibel.
- Seit 30 Jahren werden im bestehenden Geothermieprojekt etwa 20 kg/s gekühltes Thermalwasser in rund 1500 m Tiefe reinjiziert – das entspricht ca. 600'000 Tonnen Wasser pro Jahr.
- In diesem Wasser könnten 2–5 Massenprozent CO₂ gelöst und zusammen mit dem Thermalwasser in den Muschelkalk eingebracht werden. Dafür würde jährlich rund 12'000 bis 30'000 Tonnen CO₂ entsprechen, die beispielsweise durch CO₂-Abscheidung aus einer Kehrichtverwertungsanlage (KVA) bereitgestellt werden könnten.
- Die Ergebnisse einer neueren Ausschreibung²³ für die Anwendung der CCS-Technologie für CO₂-Removal an der Zürcher Klärschlammverwertungsanlage Werdhölzli lässt auf Transportkosten von rund CHF 300 pro Tonne CO₂ und (permanente) CO₂-Speicherkosten von rund CHF 94 pro Tonne CO₂ schliessen.
- Unter Annahme eines CO₂-Speicherungspreises von CHF 90 pro Tonne könnte die Geothermieanlage in Riehen einen zusätzlichen Erlös von rund CHF 1 bis 3 Mio. pro Jahr erzielen. Dem stehen Investitionskosten (CAPEX) von etwa CHF 1 Mio. für Anpassungen am Bohrplatz sowie Betriebskosten (OPEX) von rund CHF 1 Mio. pro Jahr für Mess-, Beobachtungs- und Verifikationsmassnahmen gegenüber.
- Auf dieser Basis würde die CO₂-Speicherung einen substantziellen Beitrag zum Cashflow-Profil leisten.

²¹ Grundsätzlich können insbesondere die tieferen Plays stärker von wirtschaftlichen Synergien bzw. Verbundeffekten profitieren

²² Ein bekannter Verbundeffekt bei der untiefen Geothermie (Erdwärmesonden) ist ihre Nutzung zum Heizen und Kühlen.

²³ Vgl. Seiten 60-66 der Stadt Zürcherischen [Abstimmungspublikation vom 22. September 2024](#)

4.7 Fazit und Erwägungen

- Basierend auf dem Bewertungsmodell, den verfügbaren Daten und den getroffenen Annahmen weisen die Plays mittlerer Tiefe (bis ca. 1'500 m, in Kombination mit Wärmepumpen) das interessanteste wirtschaftliche Potenzial im Kanton Basel-Landschaft auf (positiver eNPV bzw. bei negativen Werten eine geringere Abweichung von null als bei tieferen Plays).
 - Insbesondere das Play A1 (Bruchzonen im Tafeljura-Muschelkalk) zeigt bereits auf Einzelprojektebene Potenzial für einen positiven eNPV. Dieser hängt jedoch vor allem von der erreichbaren Förderrate und den Betriebsstunden ab.
 - Plays mit Potenzial für einen positiven eNPV sind nicht nur für EVUs attraktiv, sondern auch für weitere Zielgruppen, etwa grössere Überbauungen oder grosse Einzelgebäude.
- Das Play D (Rheintal-Flexur und parallele Randstörungen) stellt eine **wirtschaftlich potenziell interessante Ausnahme dar**, da die direkte Nutzung – unter Berücksichtigung von Fördermitteln des Bundes – mit positiven wirtschaftlichen Parametern verbunden ist (gleiches Play wie Geothermieanlage in Riehen).
- Tiefe Plays zur direkten Nutzung sind derzeit **wirtschaftlich kaum attraktiv**, da:
 - die Bohrkosten bei grösseren Tiefen (noch) erheblich sind, und
 - diese Kosten nicht durch zusätzliche Nutzungen (z.B. Stromproduktion, Wärmespeicherung, CO₂-/H₂-Speicherung) verteilt werden können (fehlende Verbundeffekte bzw. «Economies of Scope»²⁴).
- **Die Wirtschaftlichkeit kann über «Play-spezifische Erkundungs- und Erschliessungskonzepte» verbessert werden.**
- Mit erfolgreichen Prospektionen und daraus gewonnenen Erkenntnissen können Plays gegenüber den heutigen wirtschaftlich aussichtsreichsten Projekten attraktiver werden. **Eine gezielte Prospektionskampagne ist daher gut investiertes Geld.**

²⁴ Eine umfassende Analyse, die auch die Stromerzeugung und andere Verwendungszwecke einbezieht, liegt ausserhalb des Rahmens dieses Berichts. Vergleiche Kapitel 2.1.

Teil 2: Mögliche Erkundungs- und Finanzierungsstrategie

Einordnung

- Projekte der Tiefengeothermie haben einen Lebenszyklus von mehreren Jahrzehnten²⁵. Dabei bestehen technische, wirtschaftliche und kommerzielle Risiken, die private Investitionen erschweren. Aufgrund dieses Risikoprofils fehlt es privaten Akteuren meist an Anreizen, in die Technologie zu investieren.
- Mit der Entwicklung von geeigneten Förderinstrumente, die ordnungspolitisch gerechtfertigt werden können, kann die öffentliche Hand in den Markt mit der Absicht eingreifen, die Risiken zu senken.
- Der vorliegende Teil 2 bietet eine Diskussionsgrundlage zur Schaffung solcher Anreize für private Akteure. Ziel ist es, Förderinstrumente zu entwickeln, welche die Risiken abdecken, die ein unternehmerisches Risikomanagement nicht kontrollieren kann und die berechtigterweise von der öffentlichen Hand getragen werden sollten.
- Es wird davon ausgegangen, dass private Entwicklerinnen und Betreiber über die nötigen Kompetenzen verfügen, Projekte erfolgreich umzusetzen. Unternehmerische Risiken, die durch gute Unternehmensführung auf ein akzeptables tiefes Niveau gesenkt werden können, werden daher nicht behandelt.
- Der Bericht konzentriert sich auf Massnahmen und Förderinstrumente mit geldwertem Charakter, die ausserhalb des normalen Geschäftsbetriebs anfallen.

5. Risikoprofil eines Projekts der tiefen Geothermie im Überblick

Die Hauptrisiken eines Projekts der Tiefengeothermie können passend in fünf generische Bereiche eingeteilt werden:²⁶

- Technische Risiken
- Wirtschaftliche Risiken
- Kommerzielle Risiken
- Organisatorische Risiken
- (Gesellschafts)politische Risiken

Technische Risiken

Die technischen Risiken betreffen sowohl den geologischen Untergrund als auch die oberirdischen Anlagen und die gesamte Infrastruktur. Sie umfassen insbesondere Aspekte der Betriebssicherheit, Anlagenintegrität, Nachhaltigkeit sowie Gesundheit, Schutz, Sicherheit und Umwelt (Health, Safety, Security & Environment, HSSE).

²⁵ Vereinfachter Lebenszyklus: Bewilligungsverfahren, Prospektionsarbeiten, Bohrungen, Konzessionsverfahren, Anlagebau, Betrieb, Anlagenrückbau

²⁶ Siehe zum Beispiel [«Risk Management Plan & Risk register, Peterhead CCS Project», Shell U.K. Limited, 2016](#)

Die grössten Unsicherheiten liegen im Untergrund, da die geologischen Bedingungen ortsspezifisch und häufig unzureichend erforscht sind. Historisch wurde der Untergrund in vielen Regionen nur begrenzt im Hinblick auf Bergbau oder energetische Ressourcen erkundet.

Dadurch ergeben sich folgende Hauptrisiken:

- **Fündigkeitsrisiko:** Die Wahrscheinlichkeit, ein geeignetes geothermisches Reservoir mit den erforderlichen Temperaturen und Fließraten zu finden, ist gering. Dieses Risiko ist zentral für die Wirtschaftlichkeit eines Projekts. Technische Probleme beim Bohren zählen nicht zum Fündigkeitsrisiko, da sie durch sorgfältige Planung und Ausführung reduziert werden können.
- **Reservoirausschöpfung:** Unerkannte geologische Bedingungen können dazu führen, dass die Ergiebigkeit eines Reservoirs schneller abnimmt als erwartet. Dies unterscheidet sich von einer Übernutzung des Reservoirs, die durch wirtschaftliche Fehlanreize (z.B. zeitlich befristete Einspeisetarife) verursacht werden kann.

Weitere technische Risiken entstehen bei der Erschliessung, etwa durch längere Bauzeiten oder höhere Kosten, sowie im Betrieb, etwa durch beschleunigte Ausschöpfung, sinkende Ergiebigkeit oder alternde Infrastruktur. Auch die Arbeitssicherheit spielt hier eine zentrale Rolle.

Historisch wird in der Schweiz das Risiko von Erdbeben, die grosse Schäden verursachen, als sehr hoch eingeschätzt. In der Folge werden Projektbetreiber vom Schweizerischen Erdbebendienst und den kantonalen Behörden zu kostenintensiven Massnahmen aufgefordert, um dieses Risiko soweit abzusenken, dass es den Vorgaben von Kantonen und SED entspricht.

Die in dieser Studie angewandte Methode zur Bestimmung des erwarteten Nettobarwerts (eNPV) integriert diese geologischen Unsicherheiten über die Erfolgswahrscheinlichkeit. Ein negativer eNPV zeigt an, dass die geologische Unsicherheit so gross ist, dass sich eine Investition aus unternehmerischer Sicht nicht rechtfertigen lässt (vergleiche Kapitel 4.4).

Wirtschaftliche Risiken

Die wirtschaftlichen Risiken betreffen die Finanzierung, Kostenentwicklung und Rentabilität von Tiefengeothermieprojekten. Sie entstehen sowohl durch externe Faktoren wie Markt- und Wechselkursentwicklungen als auch durch interne Faktoren wie Fehleinschätzungen bei Planung und Betrieb.

Zu den zentralen wirtschaftlichen Unsicherheiten gehören:

- **Fehlschätzungen der Bohr- und Produktionskosten** – insbesondere bei unvorhersehbaren technischen Herausforderungen.
- **Schwierigkeiten bei der Kapitalbeschaffung und Finanzierung** – etwa aufgrund fehlender Investitionssicherheit oder unklarer Förderbedingungen.
- **Wechselkursrisiken** – vor allem zwischen dem Schweizer Franken (CHF) und dem Euro (EUR), da viele Komponenten und Dienstleistungen im europäischen Ausland bezogen werden.
- **Preisgestaltung und Marktintegration** – die Wärme- und Strompreise aus Tiefengeothermie sind oft noch unzureichend an bestehende Energiemärkte oder die Upstream-Industrie (Exploration und Produktion, E&P) angebunden.

Die wirtschaftlichen Risiken sind eng mit den technischen Risiken verknüpft, insbesondere mit der begrenzten Kenntnis des geologischen Untergrunds. Diese Unsicherheiten können zu

unerwarteten Kostensteigerungen oder Projektverzögerungen führen: Die Charakterisierung und Bewertung des potenziellen Reservoirs sind schwierig, und unvorhersehbare geologische Bedingungen können die Investitionskosten erheblich erhöhen oder sogar die Inbetriebnahme der Anlage verhindern.

Zentrale Risiken aus wirtschaftlicher Sicht:

- **Hohe Prospektions- und Explorationskosten** bei gleichzeitig geringer Wahrscheinlichkeit, ein geeignetes Reservoir zu finden.
- **Hohe Investitionskosten** bei unsicherer langfristiger Entwicklung der thermischen Leistung über die mehrjährige oder jahrzehntelange Betriebszeit.
- **Hohe Betriebs- und Unterhaltskosten im Reservoir-Management**, insbesondere wenn die Förderleistung im Laufe der Zeit abnimmt oder technische Anpassungen notwendig werden.

Kommerzielle Risiken

Kommerzielle Risiken betreffen die wirtschaftliche Verwertung der erzeugten Energie und stehen in engem Zusammenhang mit der Marktentwicklung, den regulatorischen Rahmenbedingungen und den Vertragsstrukturen zwischen Produzenten und Abnehmern.

Sie ergeben sich insbesondere aus Änderungen behördlicher Regeln und Vorschriften, aus Schwankungen der Energiepreise, aus dem Verhalten der Kunden, dem Wettbewerb im Wärmemarkt sowie aus der Verfügbarkeit und den Konditionen von Versicherungen.

Sofern die Lieferung und Preisstabilität von Wärme oder Strom nicht vertraglich abgesichert sind, treten kommerzielle Risiken meist in den späteren Phasen des Projektlebenszyklus auf – insbesondere nach der Inbetriebnahme der Anlage. In dieser Phase hängen die Erlöse stark von der Entwicklung von Angebot und Nachfrage sowie vom zugrunde liegenden Preismechanismus ab.

Hauptrisiken dabei sind:

- Zum einen kann eine **künftig sinkende Nachfrage** dazu führen, dass die erzielbaren Einnahmen nicht ausreichen, um die Investitionen zu amortisieren. Dies kann beispielsweise als Folge einer verbesserten Energieeffizienz oder einer verstärkten Gebäudedämmung auftreten, wodurch der Wärmebedarf langfristig abnimmt.
- Zum anderen besteht eine erhebliche **Preisunsicherheit** – sowohl während der langjährigen Planungs- und Bauphase als auch im späteren Betrieb der Anlage. Diese Unsicherheit erschwert die verlässliche Kalkulation der zukünftigen Einnahmen und erhöht damit das wirtschaftliche Gesamtrisiko.

Die kommerziellen Risiken hängen somit weniger von der eingesetzten Technologie als vielmehr von der allgemeinen Entwicklung des Wärmemarktes ab. Da dieser Markt etabliert und den Betreibern vertraut ist, handelt es sich im Wesentlichen um klassische unternehmerische Risiken, die im Verantwortungsbereich der Betreiber liegen.

Es kann daher davon ausgegangen werden, dass erfahrene Marktteilnehmer über das notwendige Wissen und die Kompetenzen verfügen, um diese Risiken angemessen zu steuern. Ein staatlicher Eingriff zur Abfederung kommerzieller Risiken erscheint unter diesen Voraussetzungen nicht gerechtfertigt.

Weitere Risiken

Neben den technischen, wirtschaftlichen und kommerziellen Risiken gibt es weitere Faktoren, die den Erfolg von Tiefengeothermieprojekten gefährden können. Diese lassen sich jedoch in der Regel nicht durch finanzielle Anreizsysteme für private Akteure abfedern. Im Folgenden werden zwei wichtige Risikokategorien beschrieben:

Organisatorische Risiken

Diese Risiken entstehen, wenn die Zusammenarbeit zwischen den beteiligten Akteuren über den gesamten Projektlebenszyklus nicht ausreichend koordiniert ist.

Eine **zentrale Herausforderung** liegt in der **föderalen Struktur der Schweiz**: Die Zuständigkeiten sind zwischen **Bund, Kantonen und Gemeinden** aufgeteilt – etwa bei Bewilligungen, Konzessionen, Aufsicht und Fördermassnahmen. Diese Aufteilung kann zu **Verzögerungen und Abstimmungsproblemen** führen.

Weitere organisatorische Risiken umfassen:

- Verzögerungen im Genehmigungsverfahren durch die Behörden: durch Ressourcenmangel und neue, für die Tiefengeothermie spezifische Fachanforderungen. Unausgereifte Geschäftskonzepte und fehlendes Know-how im Projektmanagement beim Investor oder bei den für die Umsetzung beauftragten Fachunternehmungen.
- Mangelnde Bereitschaft, von erfolgreichen Projekten andernorts zu lernen («Not-invented-here»-Syndrom)
- Schwachstellen in der Lieferkette und unzureichende Zusammenarbeit mit Partnern
- Probleme beim Schutz des geistigen Eigentums
- Betrugsrisiken

(Gesellschafts)politische Risiken

Diese Risiken treten vor allem in frühen Projektphasen auf und können Projekte erheblich gefährden oder sogar zum Scheitern bringen.

Einflussreiche Interessengruppen und Nichtregierungsorganisationen (NGOs) prägen die öffentliche Meinung und können zu erheblicher Opposition führen. Eine fehlende lokale Verankerung – etwa wenn die Standortgemeinde keine direkten Vorteile aus dem Projekt zieht – kann gesellschaftliche Widerstände verstärken.

Kommt es während eines Projekts zu einem Schadensfall (z.B. induzierte Erdbeben), drohen zudem erhebliche Reputationsverluste, die sich auch auf andere Geothermieprojekte auswirken können.

Hinzu kommen Risiken durch das regulatorische Umfeld:

- Sich ändernde Gesetze zum Schutz von Umwelt und Natur
- Komplexe oder verzögerte Baugenehmigungsverfahren
- Einflussnahme verschiedener Interessengruppen
- Geopolitische Entwicklungen (z.B. Verfügbarkeit von Technologie und Materialien)

Fazit

Auf Grundlage der Kurzanalyse des Risikoprofils lässt sich das Fündigkeitsrisiko als zentrales Hauptrisiko identifizieren. Dieses Risiko kann von privaten Akteuren derzeit nicht in ausreichendem Masse reduziert werden, um eine positive Investitionsentscheidung zu ermöglichen, weil die bisherige Erkundung des Untergrunds nicht ausreichend ist.

- **Unsicherheiten bei der Identifikation geeigneter Reservoirs** in Kombination mit hohen Investitionskosten für deren Erschliessung stellen ein wesentliches Hindernis dar.
- Selbst unter Anwendung eines sogenannten **play-spezifischen Erkundungs- und Erschliessungskonzepts**²⁷ lässt sich dieses Risiko bislang nicht auf ein tragbares Niveau senken.

Das Fündigkeitsrisiko könnte grundsätzlich durch geeignete **Anreizsysteme** für private Akteure adressiert werden. Würde die Schweiz über eine **ausreichende Kenntnis des Untergrunds** verfügen, wären diese Risiken weitgehend als herkömmliche unternehmerische Risiken einzustufen, die mit etablierten Methoden auf ein akzeptables Niveau reduziert werden könnten.

Darüber hinaus kann die **Optimierung administrativer Prozesse und Verfahren** einen zusätzlichen Beitrag zur Realisierung von Tiefengeothermieprojekten leisten.

Vergleich mit dem Ausland

Das Fündigkeitsrisiko hat in der Schweiz grundsätzlich ein höheres Gewicht als in vergleichbaren Branchen im Ausland, insbesondere in Ländern mit Traditionen im Bergbau sowie im «upstream» Erdöl- und Erdgassektor.

Aus wirtschaftlicher Sicht spiegeln sich solche Risiken in den Kapitalkosten der Unternehmen wider. Kapitalmärkte reflektieren damit den Risikoappetit der jeweiligen Sektoren.²⁸

Beispiel: Die Kapitalkosten im risikoaversen Versorgungssektor liegen um mehrere Prozentpunkte unter denen im «upstream» Erdöl- und Erdgassektor, die wiederum niedriger sind als im besonders risikoreichen Bergbausektor.

Diese Unterschiede sind entscheidend: Schweizer Unternehmen im Energie- und Versorgungssektor weisen im internationalen Vergleich eine stärker ausgeprägte risikoaverse Kultur auf. Das bedeutet konkret:

- Höhere Hemmschwellen für Investitionen in grundsätzlich unsichere Projekte.
- Höhere Anforderungen an die Erfolgswahrscheinlichkeit, bevor eine Investition getätigt wird.

Im Gegensatz dazu verfügen Unternehmen im klassischen «upstream»- oder Bergbausektor über etablierte Methoden und Erfahrungen im Risikomanagement für Projekte mit hoher Unsicherheit im Untergrund²⁹. Dies ermöglicht ihnen, solche Risiken besser zu bewerten und zu tragen.

²⁷ Für die Umsetzung von play-spezifischen Erkundungs- und Erschliessungskonzepten kommt als weitere Herausforderung die politische Koordination über Kantons- und Gemeindegrenzen hinzu, was aus der Perspektive von potenziellen Investoren zu beträchtlichen Transaktionskosten führt.

²⁸ In den US-amerikanischen Kapitalmärkten beträgt der durchschnittliche Kapitalkostensatz 7.63%, der von breitverankerten Versorgungsunternehmungen 5.20%, der des «upstream» Erdöl- und Erdgassektors 7.52% und der des Bergbaus 8.40%. Vgl. die Zusammenstellung von A. Damodoran (Stern Business School NYU in: [Cost of Capital](#))

²⁹ Inwieweit der tiefe Kapitalkostensatz von Schweizer Akteuren als Wettbewerbsvorteil gesehen wird, ist unbekannt. Interessant ist der weiterhin tiefe Kapitalkostensatz von Unternehmen wie der im Besitz der öffentlichen Hand befindlichen

6. Förderinstrumente

6.1 Mögliche Instrumente aus finanztechnischer Perspektive

Nachfolgend werden die wichtigsten Förderinstrumente beschrieben, die sich – basierend auf den getroffenen Annahmen – zur Förderung von Investitionen durch private Akteure im Kanton Basel-Landschaft eignen.

Diese Instrumente zielen darauf ab, die in Kapitel 5 beschriebenen, derzeit aus unternehmerischer Sicht nicht tolerierbaren Risiken zu reduzieren und so den Markteintritt in die tiefe Geothermie zu erleichtern.

Aus finanztechnischer Perspektive lassen sich drei übergeordnete Kategorien von Förderinstrumenten unterscheiden, die das Risikoprofil geothermischer Projekte verbessern können:

Subventionierung von Investitionskosten (CAPEX-Untergrund)

Diese Kategorie umfasst direkte Investitionsbeiträge an Dritte (Subventionen), welche die Kapitalbelastung in den risikoreichsten Phasen der Projektentwicklung reduzieren. Sie adressiert vor allem das Fündigkeitsrisiko in frühen Phasen des Projekts.

Hauptarten:

- **Prospektionsbeiträge:** Direkte Beiträge an Akteure, die geologische Plays identifizieren oder erste prospektive Untersuchungen durchführen. Ziel ist die Verbesserung der geologischen Datengrundlage und die Erhöhung der Fündigkeitswahrscheinlichkeit künftiger Projekte.
- **Explorationsbeiträge:** Investitionsbeiträge für Projekte, die durch Explorationsbohrungen das Potenzial eines Plays bestätigen wollen. Diese Phase ist finanziell besonders risikoreich und entscheidend für den späteren Projekterfolg.
- **Erschliessungsbeiträge:** Direkte Beiträge für Bohrungen und Massnahmen, die ein bestätigtes Play technisch erschliessen. Sie dienen der Überbrückung der hohen Vorlaufkosten bis zum wirtschaftlichen Betrieb.

Geothermie-Garantien

Geothermie-Garantien dienen der Absicherung des Risikos der **Nicht-Fündigkeit** eines Projekts³⁰. Sie können eine oder mehrere Projektphasen (Prospektion, Exploration, Erschliessung, Betrieb) abdecken, nicht jedoch den Rückbau.

Im Falle eines Misserfolgs übernimmt der Kanton einen Teil der entstandenen Kosten. Dadurch wird das Risiko für Investoren signifikant reduziert und die Bereitschaft zur Projektumsetzung erhöht.

Garantien sind insbesondere dort wirksam, wo Projekte mit hohen Investitionskosten, aber vielversprechenden geologischen Voraussetzungen konfrontiert sind. Derartige Garantien bevorzugen jedoch kapitalkräftige Investoren, welche in der Lage sind in finanzielle Vorleistung zu gehen.

Gasunie der Niederlande, die sich derzeit stark in neuen Geschäftsbereichen der regulierten Kohlenstoffmärkte und spezifisch im CO₂-Rohrleitungstransport engagiert.

³⁰ Private Versicherer sind aufgrund des hohen geologischen und technischen Risikos nicht bereit, Tiefengeothermieprojekte zu versichern.

Finanzielle Unterstützung während der Produktionsphase

In der Produktionsphase können zusätzliche finanzielle Instrumente eingesetzt werden, um Ertragsunsicherheiten abzufedern und einen stabilen Markteintritt zu ermöglichen:

- **Revenue-Supporting-Schemes:** Modelle, die den Erlös aus der Wärmeproduktion erhöhen oder absichern, beispielsweise durch Mindestpreis- oder Abnahmegarantien³¹.
- **Betriebsbeiträge in der Frühphase:** Zeitlich befristete Beiträge zur Unterstützung des Betriebs geothermischer Anlagen in den ersten Betriebsjahren. Hintergrund ist, dass die geologische Antwort des Reservoirs auf Förderung und Reinjektion zu Beginn noch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet ist. Mit zunehmender Nutzungsdauer und gewonnenen Erfahrungen sinken diese Unsicherheiten und das Reservoirmanagement geht in den Bereich des üblichen Betriebsrisikos über.

Weitere Möglichkeiten

Neben den drei oben dargestellten Förderinstrumenten können weitere Fördermodelle entwickelt werden, die finanzielle Unterstützung mit Governance-Strukturen kombinieren.

- Beispielsweise könnten mehrere Energieversorgungsunternehmen (EVUs) gemeinsam ein eigenständiges Geothermie-Unternehmen gründen, an dem sich auch der Kanton beteiligen kann. Die finanzielle Beteiligung des Kantons kann aus finanztechnischer Perspektive als subventionsähnlich betrachtet werden. Alle Partner stellen eine angemessene Kapitalausstattung sicher und regeln sowohl die Verteilung der Risiken als auch eventuelle künftige Gewinne.
- Der Kanton beauftragt (und co-finanziert) private Akteure mit der Durchführung von Play-spezifische Erkundungskonzepten, um den Nachweis von nutzbaren geothermischen Ressourcen zu liefern.

Kurzbewertung

Zur gezielten Reduktion des Fündigkeitsrisikos sind insbesondere Explorationsbeiträge und Geothermie-Garantien die wirksamsten Instrumente.

Sie mindern das unmittelbare finanzielle Verlustrisiko in der entscheidenden Projektphase und schaffen die Voraussetzungen für private Investitionen.

Ergänzende Instrumente wie Revenue-Supporting-Schemes können flankierend wirken, sind jedoch primär für die Markteinführungs- und Betriebsphase relevant.

³¹ Zum Beispiel Contracts for Difference (CfD): Vertrag, bei dem der Staat die Differenz zwischen Marktpreis und einem garantierten Referenzpreis ausgleicht.

6.2 Finanztechnische Auswirkung

Nachfolgend wird die finanztechnische Auswirkung der zwei Kategorien «(Co-)Finanzierung von Prospektions- und Bohrkosten» (am Beispiel von Investitionsbeiträgen) und Geothermie-Garantien erläutert.

Aus finanztechnischer Sicht funktionieren sowohl Investitionsbeiträge als auch Geothermie-Garantien ähnlich, indem sie einen positiven Netto-Cashflow (aus einer externen Finanzierung) generieren, der sich direkt auf das eNPV-Profil auswirkt (vergleiche Kapitel 4.4).

Der Hauptunterschied besteht darin, dass die Investitionsbeiträge ohnehin ausgezahlt werden, während die Geothermie-Garantien nur im Falle eines Misserfolgs des Projekts zum Tragen kommen.

Die folgende Grafik zeigt die theoretische Bandbreite des eNPV-Wertes am Beispiel des Plays A1:

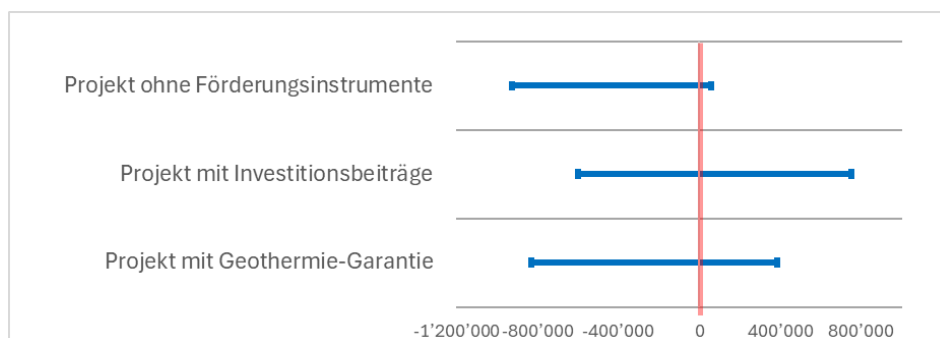


Abbildung 13: Theoretische Bandbreite des eNPV-Wertes am Beispiel des Plays A1

- Vergleiche Annahmen zum Projekt ohne Förderungsinstrumente im Kapitel 4.
- Kalkulatorische Annahmen (lediglich zur Veranschaulichung der möglichen Auswirkungen zu betrachten):
 - Investitionsbeiträge: 50% vom CAPEX Untergrund³².
 - Geothermie-Garantien: 50% vom CAPEX im Misserfolgsfall.

Kontrollmechanismen

Unabhängig von der Ausgestaltung der konkreten Förderinstrumente soll eine unzulässige Überkompensation durch Fördermittel vermieden werden.

Dies wird einerseits durch eine Förderquote gewährleistet, die nur einen bestimmten Prozentsatz der anrechenbaren Kosten deckt und dadurch eine substanzielle Eigenbeteiligung der Projektträger sicherstellt.

Andererseits sind Kontroll- und Rückforderungsmechanismen vorzusehen, falls Subventionsempfänger überdurchschnittliche Gewinne erzielen – beispielsweise aufgrund deutlich höherer Fließraten als erwartet oder infolge unerwartet steigender Marktpreise. In solchen Fällen soll dem öffentlichen Sektor eine teilweise oder vollständige Rückforderung der gewährten Fördermittel ermöglicht werden.

³² Investitionsbeiträge des Bundes sind nicht berücksichtigt, da es nicht um eine direkte Nutzung geht, siehe Seite 17.

6.3 Situation in der Schweiz auf Bundes- und Kantonebene

Nachfolgend wird ein Überblick über die bestehenden Finanzierungsinstrumente des Bundes und der Kantone gegeben (ausgewählte Beispiele).

Bund

Die Förderung der geothermischen Energie auf Bundesebene stützt sich auf zwei zentrale Rechtsgrundlagen:

- **Energiegesetz (EnG)** vom 30. September 2016
- Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen (**CO₂-Gesetz**), letztmals geändert am 15. März 2024

Diese Gesetze bilden die Basis für die Ausrichtung der Förderinstrumente und definieren den Rahmen für den Vollzug durch die zuständigen Bundesstellen.

Förderinstrumente dabei sind:

Förderinstrument	Gesetzliche Grundlage	Nutzung	Zielsetzung
Investitionsbeiträge <i>Finanzielle Unterstützung für Projektinvestitionen</i> ³³	Energiegesetz / CO ₂ -Gesetz	Wärme (direkte Nutzung ³⁴) und Strom	Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien, insbesondere zur Reduktion von CO ₂ -Emissionen
Risikogarantien <i>Absicherung gegen das Risiko der Nicht-Fündigkeit</i>	Energiegesetz	Strom	Technologieentwicklung im Bereich der Tiefengeothermie

Tabella 7: Förderinstrumente des Bundes

Beide Instrumente sind projektbezogen, d.h. sie werden für einzelne Vorhaben gewährt und nicht im Rahmen allgemeiner Förderprogramme.

Die Ausgestaltung der Bundesförderung folgt zwei zentralen Überlegungen:

- *Technologieneutralität*: Geothermie soll im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern nicht bevorzugt, aber auch nicht benachteiligt werden.
- *Risikoteilung*: Das hohe geologische Risiko (insbesondere das Risiko der Nicht-Fündigkeit) wird teilweise auf die öffentliche Hand übertragen, um Investitionen der Privatwirtschaft zu erleichtern.

Die Verfahren und Bewilligungsprozesse sind in den entsprechenden Verordnungen detailliert geregelt. Aufgrund der potenziell hohen Förderbeträge sind die Verfahren komplex und administrativ anspruchsvoll.

Kantone

- Der **Kanton Schwyz** gewährt seit dem 1.1.2025 Beiträge an die Prospektion für Tiefengeothermieprojekte von maximal 30% der anrechenbaren Kosten, sofern der Bund seinerseits Investitionsbeiträge spricht. Die kantonalen Verfahren lehnen sich sehr stark an die des Bundes an.

³³ Der Subventionsvertrag enthält eine Klausel zur (teilweisen) Rückzahlung der Subventionen im Falle von Extra-Gewinnen (siehe Seite 36).

³⁴ Gemäss Art. 34a CO₂-Gesetz wird nur die direkte Nutzung gefördert

- Nach einer kantonalen Abstimmung über die Verwendung des Erlös des Börsengangs der Thurgauer Kantonalbank im Jahr 2023 fördert der **Kanton Thurgau** fördert mit rund CHF 20 Mio. das Projekt TEnU (Thurgauer Energienutzung aus dem Untergrund) 2030. Damit werden Grundlagendaten beschaffen für eine energetische Nutzung des Untergrunds, wobei die Geothermie im Vordergrund steht. Die Grundlagendaten, insbesondere geophysikalische seismische Messungen sollen ein bis drei erfolgsversprechende Bohrstandorte für Erkundungsbohrungen festlegen, die dann in einer abschliessenden Phase vor 2030 abgeteuft werden sollen.
- Weitere Kantone unterstützen programmatisch (**Genf**), mit nützlichen und schnellen Bewilligungs- und Konzessionsverfahren (**Waadt**), oder projektspezifisch über im kantonalen Besitz befindliche Energieversorger die Geothermie (**Freiburg, Basel**).

Herausforderungen

Obwohl die Förderinstrumente grundsätzlich genutzt werden, bestehen verschiedene strukturelle und regulatorische Hindernisse:

- **(Inter-)Kantonale Rahmenbedingungen:** Unterschiedliche kantonale Gesetze und Vollzugspraktiken erschweren die koordinierte Entwicklung von Geothermieprojekten.
- **Fokus auf Einzelprojekte:** Die Branche konzentriert sich stark auf kleinskalige Prospektions-, Explorations- und Erschliessungsprojekte. Dadurch werden Playkonzepte (systematische Erschliessung geothermischer Potenziale in einer Region) nur begrenzt umgesetzt.
- **Fragmentierte Industrie:** Die industrielle Landschaft ist zersplittert, wodurch Skalen- und Verbundvorteile nicht genutzt werden können. Dies hält die Kostenstruktur der Geothermie hoch und erschwert eine wirtschaftlich tragfähige Markteinführung.
- **Fehlende kritische Masse:** Vielen Akteuren fehlen die finanziellen und personellen Ressourcen, um Schlüsselaktivitäten effizient durchzuführen und marktfähige Projekte umzusetzen.

Der erste Punkt lässt sich im Rahmen einer kantonalen Erkundungs- und Finanzierungsstrategie nur eingeschränkt beeinflussen und bedingt die Abstimmung mit dem Kanton Basel-Stadt, Aargau, Solothurn.

Bei den drei übrigen Punkten bestehen jedoch Handlungsspielräume, auf kantonaler Ebene gezielt Impulse zu setzen. Diese Überlegungen werden bei der Ausarbeitung einer möglichen Erkundungs- und Finanzierungsstrategie für den Kanton Basel-Landschaft auf den folgenden Seiten berücksichtigt.

7. Mögliche Erkundungs- und Finanzierungsstrategie im Kanton Basel-Landschaft

7.1 Prämisse, Vision und Mission

Nachfolgend werden die zentralen Aspekte einer möglichen Erkundungs- und Finanzierungsstrategie für den Kanton Basel-Landschaft diskutiert.

Die Ausführungen stützen sich auf die in den vorhergehenden Kapiteln gewonnenen Erkenntnisse sowie auf relevante Erfahrungen aus anderen Regionen der Schweiz und dem Ausland. Sie verstehen sich als Beitrag zur Diskussion und dienen als Input für die weiteren Vertiefungsarbeiten des Kantons Basel-Landschaft.

Vision

Bis zum Jahr 2050 haben die Akteure im Kanton Basel-Landschaft das geothermische Potenzial des Kantons so weit erschlossen, dass der Kanton einen substanziellen Beitrag zur Erreichung des schweizerischen Netto-Null-Ziels leistet und damit den Weg in eine Netto-Negativ-Schweiz aktiv mitgestaltet.

Mission der kantonalen Verwaltung

In enger Abstimmung mit den kantonalen Akteuren arbeitet die Verwaltung an der Gestaltung geeigneter Rahmenbedingungen und entwickelt ordnungspolitisch wie wirtschaftlich tragfähige Ansätze zur Förderung der geothermischen Nutzung.

7.2 Mögliche Pfeiler der Erkundungs- und Finanzierungsstrategie

Die Abbildung zeigt die möglichen Pfeiler der Erkundungs- und Finanzierungsstrategie im Überblick, in denen der Kanton eine aktive Rolle einnimmt. Dabei wird zwischen den Ebenen «Rahmenbedingungen» sowie «Prospektion und Erkundung» unterschieden.

Die Ebene «Projekte» betrifft die Realisierung von Projekten der tiefen Geothermie durch privatwirtschaftliche Akteure und ist nicht Bestandteil der Erkundungs- und Finanzierungsstrategie.

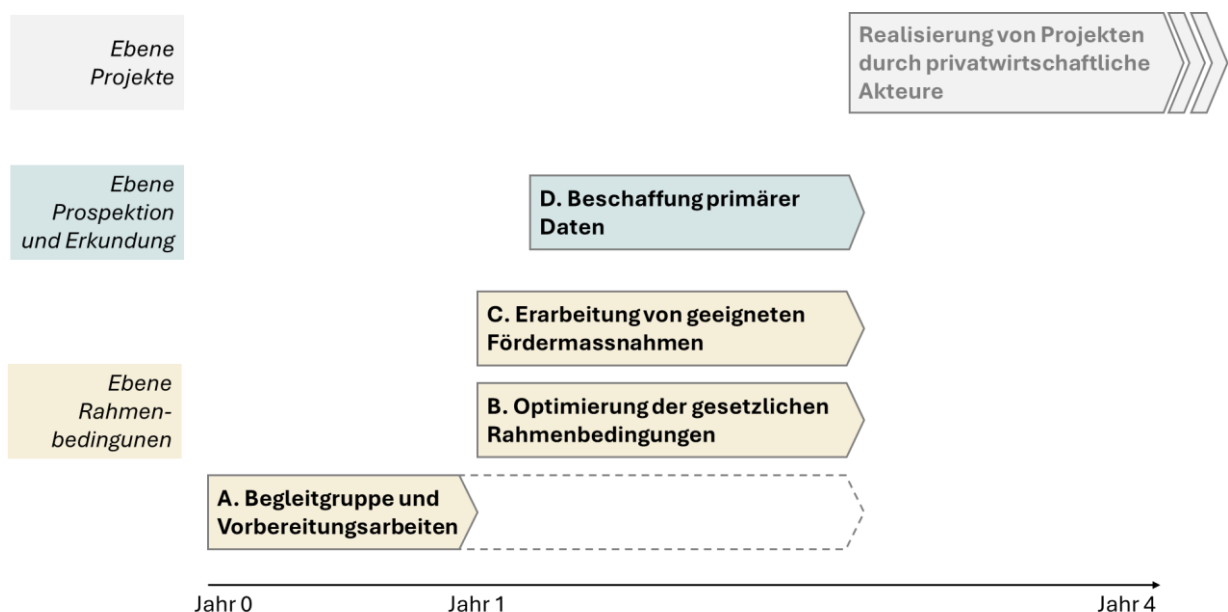


Abbildung 14: Mögliche Pfeiler der Erkundungs- und Finanzierungsstrategie

A. Begleitgruppe und Vorbereitungsarbeiten

Zweck: Die Begleitgruppe dient als zentrales Koordinationsinstrument zur Erarbeitung einer fundierten Erkundungsstrategie für die tiefe Geothermie im Kanton Basel-Landschaft. Er fördert die enge Zusammenarbeit zwischen kantonalen Akteuren, der Energiewirtschaft sowie Unternehmen entlang der Geothermie-Wertschöpfungskette. Gleichzeitig trägt er dazu bei, ein gemeinsames Verständnis des erforderlichen Investitionsbedarfs zu schaffen.

Inhalte:

- Definition von **klaren Zielen** (qualitativ, quantitativ) für die Erkundungs- und Finanzierungsstrategie: Zeithorizont, Anzahl der Projekte, installierte Leistung usw.
- Definition attraktiver «Plays» mit signifikantem Potenzial für Prospektion und Exploration, um die Fündigkeitswahrscheinlichkeit zu erhöhen. Dies kann in Zusammenarbeit mit swisstopo im Rahmen des integrativen Projekts der Landesgeologie «Play-Based Exploration»³⁵ erarbeitet werden.
- Durchführung vertiefter Arbeiten in fachlich relevanten Bereichen (Erdwissenschaften, Ingenieurwesen, Kostenplanung, Ökonomie).
- Auswahl von **mindestens fünf Schlüsselprojekten**, die ein Play mit vermutet hoher Fündigkeit bestätigen und erschliessen. Für jedes Projekt soll eine Klasse-3-Kostenschätzung (vgl. Anlage 3) erstellt werden, um den Investitionsbedarf zu quantifizieren.
- Um mögliche Synergien zu nutzen, ist es empfehlenswert, im Rahmen der Begleitgruppe die Umsetzung der Projekte (bzw. einzelner Projektphasen) nach einem «Playkonzept-Ansatz» zu diskutieren (z.B. Prospektion im Rahmen eines einzigen Projekts, Bohrungen durch einen einzigen Anbieter usw.), vergleiche auch Seite 30.
- Die Begleitgruppe wird in der Periode 2026–2030 durchgeführt:
 - Im ersten Jahr (2026) liegt der Schwerpunkt auf der inhaltlichen Erarbeitung der genannten Elemente.
 - In den Folgejahren übernimmt sie eine begleitende Rolle und unterstützt die Weiterentwicklung und Umsetzung der Strategie; Sie begleiten zudem die weiteren Elemente «Optimierung der administrativen Abläufe», «Erarbeitung geeigneter Fördermassnahmen» und «Beschaffung primärer Daten».

Verantwortlichkeiten: Die kantonale Verwaltung beruft und leitet die Begleitgruppe. Die Rollen der involvierten Akteure sind klar zu definieren.

Ergebnis: Ein umsetzungsfähiges Arbeitsprogramm mit realistischem Zeitplan, einer Budgetierung zu Händen des Kantons sowie Handlungsempfehlungen für die laufende und die kommenden Legislaturperioden.

B. Optimierung der gesetzlichen Rahmenbedingungen

Zweck: Beschleunigung der Umsetzung geothermischer Projekte durch Abbau administrativer Hürden und Optimierung von Bewilligungs-, Konzessions- und Aufsichtsprozessen sowie Prüfung der Einführung eines kantonalen Gesetzes zur Nutzung des Untergrunds³⁶.

³⁵ [Präsentation swisstopo's am Erfahrungsaustausch der Geothermie Schweiz am 4. Mai 2023](#)

³⁶ Vergl. [Untergrundnutzung in der Schweiz: Potenziale, Konflikte und Regulierungsbedarf – Bericht zu Händen von Swisstopo \(2024\)](#) und [BPuK/EnDK Rechtsgutachten Untergrund im Recht \(2018\)](#)

Inhalte:

- Präzisierung des Vollzugs der hoheitlichen Kompetenzen (Bewilligungen, Nutzungskonzessionen, hoheitliche Oberaufsicht, etc.), wie zum Beispiel:
 - Analyse bestehender Prozesse im Bewilligungs- und Aufsichtswesen sowie Identifikation von Doppelspurigkeiten und zeitlichen Engpässen.
 - Prüfung der Einführung des Konzentrationsmodells für Bewilligungen und Nutzungskonzessionen, bei dem alle notwendigen Bewilligungen und Konzessionen von einer zentralen kantonalen Behörde vergeben werden. Diese Leitbehörde übernimmt die Entscheidungsbefugnis sowie die Aufsicht und gewährleistet so eine höhere Effizienz.
 - Erarbeitung von Handlungsempfehlungen für organisatorische oder rechtliche Anpassungen, insbesondere im Hinblick auf die Einführung eines Konzentrationsmodells für Bewilligungs- und Konzessionsverfahren.
 - Prüfung der gesetzlichen Grundlagen, um sicherzustellen, dass die Entscheidungskompetenzen für ein solches Modell rechtskonform übertragen werden können.
 - Abstimmung mit den betroffenen Fachstellen und Gemeinden, um eine praxisingerechte Umsetzung zu gewährleisten.
 - Verbesserung des Investitionsschutzes bei der Vergabe der Nutzungskonzession durch eine transparente Festlegung, unter welchen Umständen keine solche erteilt wird, wie vorgängig geleistete Investitionen für die Erkundung wettbewerbskonform gesichert werden, oder wie der Kanton die Nutzung ausschreibt.
 - Ermöglichung der Nutzung von Skalen- und Verbundeffekten durch Konzessionsvergabe an unterschiedliche Konzessionäre für Bodenschätze wie beispielsweise, Wärme, Fluide, Minerale, oder Porenraum für Speicherung von Fluiden wie CO₂ oder Gasen wie H₂.
 - Erstellung von verbindlichen Weisungen, die Bewilligungen, Nutzungskonzessionen, hoheitliche Oberaufsicht, etc. im Detail regeln.
 - Bei Bedarf: Erhöhung der Fachkompetenz bei der Verwaltung durch gezielte Weiterbildungen oder durch die Schaffung entsprechender Fachstellen; Erhebung von kostendeckenden Gebühren zur Finanzierung des Vollzugs der hoheitlichen Aufgaben.
 - Prüfung der Erarbeitung eines Gesetzes für die Nutzung des Untergrunds.
 - Prüfung, ob hoheitliche Verfahren interkantonal koordiniert werden können.
- Beschleunigung der behördlichen Abläufe
 - Prüfung, ob die Nutzung der Geothermie ein kantonales Interesse darstellt und somit eine höhere Bedeutung in der kantonalen Richtplanung erhalten kann.
 - Weiter kann ein «kantonales Interesse» den Vollzug beschleunigen. Schliesslich können so kantonale Behörden die Kommunikation nach aussen koordinieren und konzentrieren.

Verantwortlichkeiten: Die kantonale Verwaltung erarbeitet gemeinsam mit relevanten Akteuren Vorschläge zur Optimierung der Abläufe. Entscheidungen erfolgen durch Politik und Verwaltung.

Ergebnis: Ein Vorschlag für einen effizienten, transparenten und rechtssicheren Bewilligungsprozess, der die Realisierung geothermischer Projekte vereinfacht und beschleunigt.

C. Erarbeitung von geeigneten Fördermassnahmen

Zweck: Förderung der Nutzung geothermischer Energiequellen durch gezielte ordnungspolitische Eingriffe und finanzielle Unterstützung. Ziel ist es, die Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass geothermische Projekte trotz hoher Anfangsrisiken initiiert und umgesetzt werden können. Die vorgesehenen Massnahmen ergänzen bestehende Bundesinstrumente und sind auf einen mittel- bis langfristigen Zeithorizont ausgerichtet.

Inhalte:

- Entwicklung von Fördermassnahmen, die bestehende Finanzierungsinstrumente ergänzen (z.B. auf Bundesebene).
- Prüfung der Aufnahme von vom Kanton unterstützten programmatischen Play-spezifischen Prospektionen und Explorationstätigkeiten in Ergänzung zu projektspezifischer Förderung
- Fokus primär auf:
 - **Investitionsbeiträge**, um einen Teil der Projektkosten zu decken und die Kapitalbelastung zu reduzieren; senkt aus Sicht des Investors sowohl eNPV wie LCOE
 - **Geothermie-Garantien**, die einen Teil des Explorationsrisikos übernehmen und so die Finanzierungsfähigkeit verbessern (senkt den eNPV).
 - *Bei Bedarf: Beteiligungsmodelle durch Unternehmen, die vom Kanton kontrolliert werden.*
- Die konkrete Ausgestaltung der Fördermassnahmen erfolgt auf Basis folgender Elemente:
 - der im Rahmen der Begleitgruppe formulierten Erwartungen der privatwirtschaftlichen Akteure,
 - der energie- und wirtschaftspolitischen Zielsetzungen des Kantons (Landrat, Regierungsrat und Verwaltung, Politik) und
 - der verfügbaren finanziellen Mittel.

Verantwortlichkeiten: Die kantonale Verwaltung erarbeitet gemeinsam mit relevanten Akteuren Vorschläge zur Erarbeitung von geeigneten Fördermassnahmen. Entscheidungen erfolgen durch Politik und Verwaltung.

Ergebnis: Ein zielgerichtetes Förderkonzept, das Investitionen in tiefe Geothermie erleichtert und den Weg für eine nachhaltige Marktentwicklung ebnet.

D. Beschaffung primärer Daten

Zweck: Beschaffung primärer erdwissenschaftlicher Daten zur systematischen Erhöhung der Kenntnis über den Untergrund und Reduktion des Fündigkeitsrisikos geothermischer Projekte.

Inhalte:

- Erhebung relevanter geowissenschaftlicher Daten, wobei sich die erste Phase auf von der Begleitgruppe definierten prioritären Plays konzentriert:

- Seismische Rohdaten
 - Nicht-seismische geophysikalische Daten (z.B. Schwere-, elektrische Leitfähigkeits- und magnetotellurische Daten)
 - Stratigraphische Bohrdaten zur Identifikation von Gesteinsschichten sowie deren Eigenschaften, einschliesslich Transporteigenschaften
 - Weitere geowissenschaftliche Datensätze, die für die Erkundung relevant sind
 - (...)
- Eine mögliche Massnahme zur langfristigen Nutzbarmachung dieser Daten ist die Entwicklung eines eigenen Online Geo-Portals oder der Nutzung des swisstopo Geo-Portals, das sämtlichen verfügbaren primären Daten zentral und nutzerfreundlich zugänglich macht.

Verantwortlichkeiten: Für die Umsetzung ist die Rolle der involvierten Akteure im Rahmen der Begleitgruppe zu definieren und von allen Beteiligten zu tragen. Optionen sind beispielsweise:

- Der Kanton führt die Datenbeschaffung selbständig durch (indirekte Fördermassnahme);
- Der Kanton beteiligt sich finanziell an der Beschaffung von Daten, die durch private Akteure durchgeführt werden.

Ergebnis: Ein transparenter, effizienter Datenzugang, der private und öffentliche Akteure in der Projektplanung unterstützt und die Grundlage für eine faktenbasierte Erkundungsstrategie schafft.

7.3 Empfehlungen aus der Diskussion mit der Begleitgruppe

Die folgenden Punkte wurden von den Mitgliedern der Begleitgruppe im Rahmen der Diskussionen als Input für die Weiterentwicklung der Erkundungs- und Finanzierungsstrategie eingebracht.

Gesamtes Risikoprofil berücksichtigen

- Neben der im vorliegenden Bericht beschriebenen risikobezogenen öffentlichen Förderung der Geothermie (mit Fokus auf die Minderung des Fündigkeitsrisikos; vgl. Kapitel 5) sollte bei der Finanzierungsstrategie nach Möglichkeit auch ein betriebswirtschaftlich bzw. marktorientierter Ansatz berücksichtigt werden.
- Dabei ist insbesondere die **Möglichkeit einer Anschubfinanzierung** im Rahmen der Vertiefungsarbeiten (vgl. Kapitel 7.2) weiter zu prüfen. Ziel einer solchen Anschubfinanzierung ist es, das gesamte Risikoprofil der Projekte – nicht nur in Bezug auf die Fündigkeit – zu verbessern und damit die Umsetzung von Geothermieprojekten zusätzlich zu begünstigen.

Weitere Plays nicht ausschliessen

- Obwohl die im vorliegenden Bericht durchgeführte Wirtschaftlichkeitsanalyse das grösste Potenzial bei den Plays A1 und D aufzeigt, sollten weitere Plays nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden.
- Insbesondere ist im Rahmen der Vertiefungsarbeiten zu prüfen, welche Plays aufgrund der wirtschaftlichen Parameter (eNPV, LCOE) in Kombination mit einer bereits vorhandenen Abnehmerstruktur – also potenzieller Nachfrage – zukünftig wirtschaftliches Potenzial bieten könnten, beispielsweise bei verbesserten geologischen Parametern infolge weiterer Prospektionsarbeiten.
- Der Play C (Top Kristallin) könnte dabei als «Priorität 2» berücksichtigt werden.

Anlage 1: Klassifizierung des Genauigkeitsgrads³⁷ einer Kostenschätzung











ESTIMATE CLASS	Primary Characteristic	Secondary Characteristic		
	MATURITY LEVEL OF PROJECT DEFINITION DELIVERABLES Expressed as % of complete definition	END USAGE Typical purpose of estimate	METHODOLOGY Typical estimating method	EXPECTED ACCURACY RANGE Typical variation in low(L), and high(H) ranges ^[a]
Class 5	0% to 2%	Conceptual planning	Capacity factored, parametric models, judgment, or analogy	L: -20% to -50% H: +30% to +100%
Class 4	1% to 15%	Screening options	Equipment factored or parametric models	L: -15% to -30% H: +20% to +50%
Class 3	10% to 40%	Funding authorization	Semi-detailed unit costs with assembly level line items	L: -10% to -20% H: +10% to +30%
Class 2	30% to 75%	Project control	Detailed unit cost with forced detailed take-off	L: -5% to -15% H: +5% to +20%
Class 1	65% to 100%	Fixed price bid check estimate	Detailed unit cost with detailed take-off	L: -3% to -10% H: +3% to +15%

Notes: [a] The state of technology, availability of applicable reference cost data and many other risks affect the range markedly. The +/- values represent typical percentage variation of actual costs from the cost estimate after application of contingency (typically at a 50% level of confidence) for given scope.

- Beim vorliegenden Projekt liegt der Grad der Genauigkeit zwischen den Klassen 5 und 4.
- Klasse 5 («Conceptual Planning»): Diese Schätzklasse wird in einer sehr frühen Projektphase angewendet, wenn nur wenige Informationen vorliegen. Grundlage sind häufig grobe Annahmen, Analogien oder Kapitalkostenfaktoren. Die Genauigkeit ist entsprechend gering, und die Schätzungen dienen vor allem dazu, die grundsätzliche Machbarkeit und Grössenordnung der Investition zu beurteilen.
- Klasse 4 («Screening Options»): Hier stehen bereits mehr Projektdaten zur Verfügung, sodass detailliertere Methoden wie Parametrik, Vergleich mit ähnlichen Projekten oder erste Mengenermittlungen eingesetzt werden können. Ziel ist es, verschiedene Projektoptionen miteinander zu vergleichen und Entscheidungen über die weitere Ausrichtung oder Verfeinerung des Projekts zu unterstützen.

³⁷ Association for the Advancement of Cost Engineering (AACE): Cost Estimate Classification System – as applied for the petroleum exploration and production industry TCM Framework: 7.3 – Cost Estimating and Budgeting).

Anlage 2: Überblick potenzieller Plays im Kanton Basel-Landschaft

Name des Plays	Tiefe (m)	Aquifer-Temperatur (°C)	Förderrate (l/s)	Fündigkeitschancen (Schätzung)	Bevorzugte Projektorte
A1: Bruchzonen im Tafeljura (Muschelkalk)	200 – 500	20 – 35	5 – 20	mittel – hoch 50-90%	Ergolztaal und Seitentäler / Tafeljura 
A2: Bruchzonen im Tafeljura (Kristallin/ Permokarbon)	600 – 2'000	30 – 90	5 – 20	mittel 40-60%	Ergolztaal / Tafeljura 
B: Permokarbon-Trogrand	800 – 2'500	40 – 110	5 – 15 (angenommen)	gering 20-40%	Genaue Lage unbekannt, Bereich um Pfeffingen, Bubendorf, Sissach, Gelterkinden 
C: Top Kristallin	300 – 2'500	30 – 110	5 – 10	mittel 40-60%	Theoretisch ganzer Kanton, bevorzugt Tafeljura nördlich Permokarbon-Trog 
D: Rheintal-Flexur und parallele Randstörungen	700 – 1'700 (Malm/Muschelkalk) / 1'200 – 1'700 (Muschelkalk) / 1'700 – 2'500 (Kristallin)	30 – 130 (je nach Schicht)	10 – 40	mittel – hoch 50-90%	Entlang Birs von Birsfelden bis Aesch 
E: Verwerfungen im Oberrheingraben	1'200 – 1'700	40 – 130	5 – 20 (angenommen)	mittel 40-60%	Oberrheingraben 
F: Top Malm im Oberrheingraben	100 – 800	20 – 45	1 – 50	gering 20-40%	Oberrheingraben (im Tafeljura nicht vorhanden / erodiert) 
G: Tertiär im Oberrheingraben	0 – 700	15 – 40	1 – 10	gering – mittel 30-50%	Oberrheingraben 
H: Jura-Hauptüberschiebung	600 – 900	25 – 40	5 – 50	mittel 40-60%	Waldenburg – Langenbruck 
I: EGS/ petrothermale Geothermie	>3'000	>140	bis 50 (theoretisch)	theoretisch hoch, aber noch im Pilotstadium	Ganzer Kanton, v.a. ausserhalb tiefer Permokarbon-Tröge 

– Quelle: Bericht zum Potenzial der tieferen Geothermie im Kanton Basel-Landschaft, Geo Explorers AG, 2024

Anlage 3: Details zu den Prospektionskosten

- **2D-Seismik:** Die empirischen Kostendaten umfassen alle Kostenblöcke (Permitting, Mobilisierung/Demobilisierung, Vermessungswesen, Datenakquise, Stand-by Kosten, Prozessieren und Interpretierung der Rohdaten). Im Gegensatz zur 3D-Seismik besteht das Ziel darin, ein zweidimensionales Bild des Untergrunds zu erstellen, das als seismische Linie bezeichnet wird. Geophone werden entlang einer Linie an der Oberfläche verteilt. Eine seismische Quelle (Vibrator) erzeugt an vordefinierten Stellen entlang der 2D-Linie Wellen, die in den Boden eindringen. Die Energiequelle wird zur nächsten Position auf der Linie bewegt und der Vorgang wird an jedem Quellepunkt wiederholt.
- **3D-Seismik:** Die empirischen Kostendaten umfassen alle Kostenblöcke (Permitting, Mobilisierung/Demobilisierung, Vermessungswesen, Datenakquise, Stand-by Kosten, Prozessieren und Interpretierung der Rohdaten). Bei dieser Methode wird ein dreidimensionales Bild des Untergrunds erzeugt, wofür mehr Sensoren eingesetzt werden müssen. Die Sensoren sind in einem Raster über die Oberfläche verteilt, wobei die Empfängerlinien in der Regel senkrecht oder diagonal zu den Quellenlinien verlaufen. Die im Vergleich zur 3D-Seismik vernachlässigbaren Kosten für die geophysikalische Prospektion umfassen allgemein passive tomographische Messungen, elektromagnetische und Schweremessungen.
- **Geologie:** Die empirischen Kostendaten umfassen die Erfassung aller existierenden erdwissenschaftlicher Daten und deren Analyse und Interpretation, die in einem 3-D statischen geologischen Modell des Untergrunds mündet.
- **Hydrogeologie, Geochemie, Reservoir Engineering:** Die empirischen Kostendaten umfassen die Erfassung von hydrogeologischen Daten und geochemischen Daten aus Quelfassungen. Diese sind zusammen mit dem statischen geologischen Modell die Grundlage für ein dynamisches Reservoir- und Flussmodells des Untergrunds, wobei das dynamische Reservoirmodell für vermutete Geothermiereservoir eine wichtige Grundlage für die Bohrplanung ist.
- **Overhead für die Prospektion:** Die empirischen Kostendaten umfassen unter anderem die Kosten für die Interpretation der existierenden und neu-gewonnenen Daten, um die Planung einer Explorationsbohrung, die das vermutete Geothermiereservoir bestätigen soll. Oft wird in Folge eine erfolgreiche Explorationsbohrung als Produktions- oder Injektionsbohrung ausgebaut³⁸. Hinzu kommen Kosten für die Administration (Vertragswesen, Rechtliches, Kommunikation). Schweizer Projekte kaufen oft Kernkompetenzen (Projektausführung, technisches Fachwissen) bei Dritten ein und bedürfen daher aufwändiger technischer Governanzlösungen wie das Einholen von Zweit- und Drittmeinungen.

³⁸ Der Ausbau erfolgt, da die spezifischen Bohrkosten (CHF/MW_{th}) hoch sind. Im ungleich lukrativeren Erdöl- und Erdgassektor werden im Regelfall eine Reihe von Explorationsbohrungen abgeteuft, die – bei Erfolg – auch als sogenannte «Appraisal-»Bohrungen dienen können, um die Grösse eines Erdgas- oder Erdölfeldes abzuschätzen. Erst danach werden Produktionsbohrungen abgeteuft.

Anlage 4: Cashflow Modell

Nachfolgend wird die Struktur des Modells am Beispiel vom Play A1 gezeigt.

Alle Variablen können vom Benutzer frei geändert werden, um das Modell an die jeweilige Situation anzupassen und eine massgeschneiderte Analyse zu ermöglichen.

Technische Annahmen

TECHNISCHE ANNAHMEN		Anmerkungen
Geplante Tiefe des Reservoirs	500 m	True Vertical Depth (TVD), tatsächliche vertikale Tiefe
Prognostizierte Temperatur des Reservoirs	35 °C	Entspricht der angenommenen Flüssigkeitstemperatur am Boden des Bohrlochs im Injektionsstrang
Prognostizierte Temperatur am Bohrlochkopf	35 °C	Unter Berücksichtigung von 1°C/Km TVD Temperaturverlust (= Eintrittstemperatur Wärmegewinnungsanlage)
Delta Temperatur	30 °C	Differenz zwischen Eintritt- und Austrittstemperatur Wärmegewinnungsanlage, in der Regel zwischen 20-50K, Riehen =35K
Austrittstemperatur Wärmegewinnungsanlage	5 °C	
Prognostizierte Förder- oder Zirkulationsrate	20 l/s	
Fündigkeitschancen	70%	Stellt das Erkundungsrisiko dar: Wahrscheinlichkeit, dass die geologischen Bedingungen die Nutzung der geothermischen Energie ermöglichen
Wärmekapazität	4'183 (J/kg)/°C	
Leistung Wärme (direkte Nutzung)	2.47 MW _{th}	Erstes Betriebsjahr
Wärmepumpe (WP) notwendig	JA	Falls prognostizierte Temperatur am Bohrlochkopf (C11) < Vorlauftemperatur (C5)
Kann WP installiert werden	JA	Wenn die thermische Leistung der Geothermie (C17) für die Wärmepumpe ausreicht, um die gewünschte Temperatur (C5) zu erreichen
Anzahl installierbare WP	1	
Leistung Wärme (mit Wärmepumpe)	3.43 MW _{th}	
Elektrischer Input WP	1.00 MW _{el}	
Betriebsstunden Wärme	4'000 Std./Jahr	Annahme
Abnahme der Jahresleistung	0.0% pro Jahr	Durchschnittswert basierend auf sämtlichen Ursachen für eine Reduktion der Leistung (bezogen auf Reservoir und Kraftwerk)
Strombedarf Umwälzpumpe	150 KW	= Fallbeispiel Riehen

Ökonomische Annahmen

ÖKONOMISCHE ANNAHMEN		Anmerkungen
CAPEX (Investitionskosten)		
Untergrund		
<i>Investitionsphasen (vereinfacht):</i>		
Prospektion	590'000 CHF	Sowohl bei Erfolg als auch bei Misserfolg
1. Bohrung & Fündigkeitstest (Exploration)	1'000'000 CHF	Sowohl bei Erfolg als auch bei Misserfolg
2. Bohrung & Produktionstest	900'000 CHF	Nur bei Erfolg
Total CAPEX (Misserfolg)	1'590'000 CHF	
Total CAPEX (Erfolg)	2'490'000 CHF	
Aufteilung CAPEX Untergrund pro Jahr		
Jahr 1	20%	
Jahr 2	30%	
Jahr 3	30%	
Jahr 4	20%	
Jahr 5	0%	
Oberfläche		
Kapazitätskosten pro installierte MW (direkte Nutzung)	1'500'000 CHF	Ohne allfällige Wärmepumpe, Hochgerechnet und plausibilisiert am Beispiel der Anlage in Riehen (inflationbedingt)
Total CAPEX direkte Nutzung	3'700'000 CHF	
Total CAPEX Wärmepumpe	790'000 CHF	Falls geplant
Total CAPEX Oberfläche	4'490'000 CHF	

OPEX (Betriebs- und Unterhaltskosten)		
Kaufpreis Strom	0.20 CHF/kWh	Umwälzpumpe + Wärmepumpe (falls geplant)
Weitere	1% vom CAPEX	CAPEX Untergund+Oberfläche, ohne Stromkosten
Ersatzkosten	5.00% vom CAPEX	Nur CAPEX Oberfläche, alle 5 Jahre (werden als OPEX über die Lebensdauer aufgeteilt)
Rückbaukosten	1'000'000 CHF	Werden als OPEX über die Abschreibungsdauer aufgeteilt (Bildung von Rücklagen in der Bilanz)
Weitere Annahmen		
Abnahme Wärmeabsatz	0.0% pro Jahr	Aufgrund z.B. der verbesserten Gebäudedämmung
Abschreibungsdauer	20 Jahre	
Anteil Fremdkapital	100%	
Steuern	20% vom EBT	mit Verlustvortrag (Tax Loss Carry Forward)
Fremdkapital Zinsatz	3%	
Förderungsinstrumente		
Bund	0%	Prospektions- und Erschliessungsbeiträge im Rahmen des CO2-Gesetzes und der CO2-Verordnung, 60% vom CAPEX Untergund
Kanton BL (ANNAHME)	0%	Beispiel Kanton Schwyz 20% (1)
Kapitalkostensatz	5.45%	=WACC, weighted average cost of capital. 5.45% entspricht dem vom UVEK festgelegten Kapitalkostensatz der Förderinstrumente für erneuerbare Energien für das Jahr 2025 (2)

(1) <https://geothermie-schweiz.ch/schwyz-will-tiefengeothermie-ausbauen/>

(2) <https://www.news.admin.ch/de/nsb?id=104259>

Cashflow Modell (Ausschnitt)

	Projektjahr Betriebsjahr	0	1	2	3	4	5 1	6 2
Leistung Wärme (MW _{th})							3.43	3.43
Bereitgestellte Wärme (KWh)							13'703'508	13'703'508
Diskontiert							10'509'906	9'966'720
Verkaufspreis Wärme (CHF/KWh)							0.13	0.13
Erträge	Einnahmen Wärme (CHF) <i>Inkl. Abnahme Wärmeabsatz</i>						1'781'456	1'781'456
Total Untergund	<i>Diskontiert</i>						-24'900	-24'900
Oberfläche							-19'097	-18'110
OPEX (CHF)	Stromkosten Umwälzpumpe + WP (falls vorhanden)						-916'552	-916'552
	Weitere, inkl. Ersatz- und Rückbaukosten						-139'800	-139'800
	Total Oberfläche <i>Diskontiert</i>						-1'056'352	-1'056'352
							-810'169	-768'297
EBITDA		0	0	0	0	0	700'204	700'204
<i>Zinsen FK</i>		-13'665	-12'982	-12'299	-11'615	-10'932	-10'249	-9'566
<i>Abschreibungen</i>		-349'000	-349'000	-349'000	-349'000	-349'000	-349'000	-349'000
EBT		-362'665	-361'982	-361'299	-360'615	-359'932	340'956	341'639
<i>Steuern</i>		0	0	0	0	0	0	0
Jahresgewinn		-362'665	-361'982	-361'299	-360'615	-359'932	340'956	341'639
Operating Cash Flow		-13'665	-12'982	-12'299	-11'615	-10'932	689'956	690'639
CAPEX (CHF)	Untergund	-498'000	-747'000	-747'000	-498'000	0	0	0
	Oberfläche	0	0	-898'000	-1'347'000	-2'245'000	0	0
	Allfällige Förderungsinstrumente	0	0	0	0	0	0	0
	Total CAPEX <i>Diskontiert</i>	-498'000	-747'000	-1'645'000	-1'845'000	-2'245'000	0	0
		-498'000	-708'393	-1'479'356	-1'573'463	-1'815'641	0	0
Free Cash Flow (CHF)	Free Cash Flow	-511'665	-759'982	-1'657'299	-1'856'615	-2'255'932	689'956	690'639
	Discounted Free Cash Flow	-511'665	-720'703	-1'490'416	-1'583'369	-1'824'482	529'161	502'310

Zusammenfassung

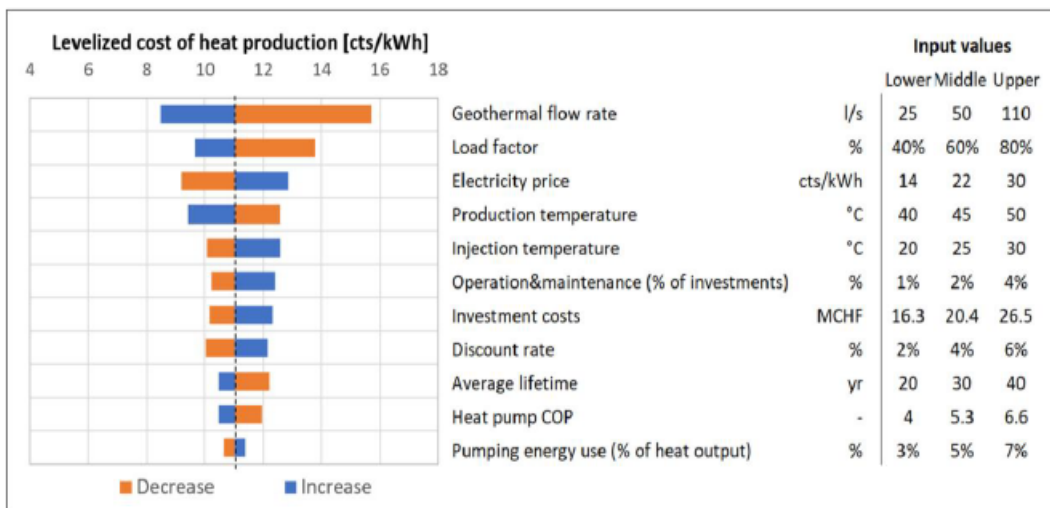
Projektinformationen						<i>Anmerkungen</i>
Tiefe des Reservoirs	500 Meter					
Ausbau	Mit Wärmepumpe					
Installierte Leistung	3.43 MW					
Betriebsstunden	4'000 Std./Jahr					
CAPEX Untergrund	2'490'000 CHF					
CPEX Oberfläche	4'490'000 CHF					
TOTAL CAPEX	6'980'000 CHF					
<u>Risikoadjustierte</u>						
Wirtschaftlichkeitsparameter	20 Jahre	25 Jahre	30 Jahre	35 Jahre	40 Jahre	
<i>Zeitpunkt der Bewertung: Vor der Investition, zur Beurteilung der Investitionsentscheidung</i>						
Expected Net Present Value (eNPV), CHF	-427'000	75'000	461'000	757'000	983'000	
Wirtschaftlichkeitsparameter	20 Jahre	25 Jahre	30 Jahre	35 Jahre	40 Jahre	
<i>Zeitpunkt der Bewertung: Nach der Investition, zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit (nur im Erfolgsfall)</i>						
Technische Gestehungskosten (UTC), CHF/KWh	0.064	0.055	0.048	0.042	0.038	
Levelized Cost of Energy (LCOE), CHF/KWh	0.131	0.125	0.121	0.119	0.117	
Net Present Value (NPV), CHF	71'000	789'000	1'340'000	1'762'000	2'086'000	

Anlage 5: Technische Gestehungskosten

$$\begin{array}{l} \text{Technische} \\ \text{Gestehungskosten} \\ \text{(Unit Technical} \\ \text{Cost UTC)} \end{array} \quad \begin{array}{l} \text{UTC} \\ \text{CHF/KWh} \end{array} = \frac{\begin{array}{l} \text{NPV CAPEX} \\ \text{CHF} \end{array} + \begin{array}{l} \text{NPV OPEX} \\ \text{CHF} \end{array}}{\begin{array}{l} \text{Wärmeproduktion} \\ \text{KWh} \end{array}}$$

- UTC dient dazu, die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Energiequellen vergleichbar zu machen. Es zeigt, wie teuer eine Einheit nutzbarer Energie ist – unabhängig von Marktpreisen.
- Ist der «UTC Geothermie» vergleichbar bzw. tiefer als jener von anderen Quellen im Energiequellenmix, ist die Geothermie konkurrenzfähig.

Anlage 6: Beispiel Sensitivitätsanalyse Services Industriels de Genève (SIG)



- Quelle: «COPIL OP Programmes Geothermies», SIG, 27.8.2025
- Die Grafik zeigt die Sensitivität der LCOE für ein Projekt in 1'000 m Tiefe.
- Förderrate («Flow Rate») und Betriebsstunden (hier als «Load Factor» dargestellt) haben den grössten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit.

Anlage 7: eNPV unter Annahme einer systematischen Förderung

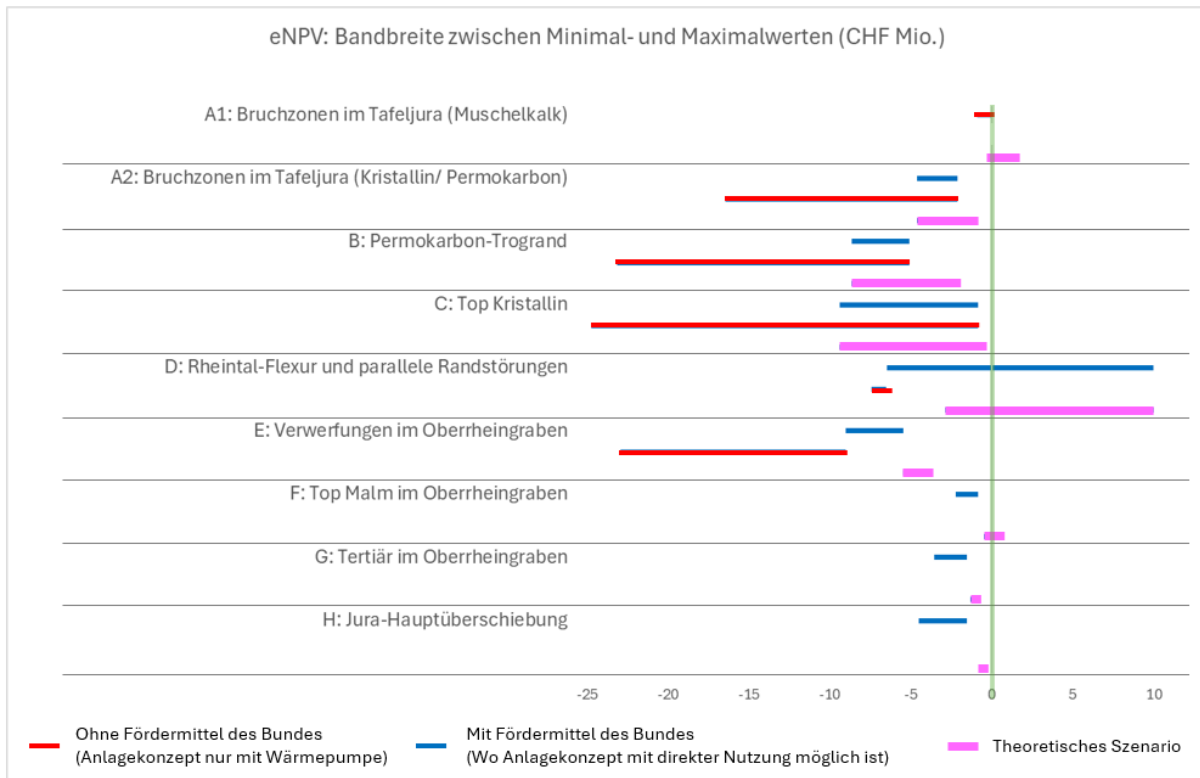


Abbildung 15: eNPV unter Annahme einer systematischen Förderung (theoretisches Szenario)

- Das theoretische Szenario zeigt die Bandbreite der eNPV-Werte bei einer systematischen Förderung: 60% vom CAPEX-Untergrund sowohl für direkte Nutzung als auch für Konzepte mit Wärmepumpe (kalkulatorische Annahme).
- Alle anderen Annahmen bleiben unverändert.
- Mit einer theoretischen Förderung von 60% vom CAPEX Untergrund (unabhängig vom Anlagekonzept) würde sich der eNPV bei Plays verbessern, bei denen der Einsatz von Wärmepumpen erforderlich ist. Für die direkte Nutzung gibt es keine Veränderung gegenüber der Abbildung 7 auf Seite 25.
- Die wichtigsten Auswirkungen würden sich auf die Plays A1 und D (bereits in Kapitel 4.5 behandelt) sowie zusätzlich auf Play F (Top Malm im Oberrheingraben) ergeben.