



Schlussbericht

---

# Geothermieprojekt Brig-Glis

## Vorprojekt Energienutzung mit einer Mitteltiefen Geothermiebohrung (hydrothermal)

---





**Datum:** 16. Oktober 2018

**Ort:** Brig

**Auftraggeberin:**

Bundesamt für Energie BFE

Sektion Energieforschung

CH-3003 Bern

[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

[energieforschung@bfe.admin.ch](mailto:energieforschung@bfe.admin.ch)

**Auftragnehmer/in:**

Stadtgemeinde Brig-Glis

CH-3902 Brig-Glis

[www.brig-glis.ch](http://www.brig-glis.ch)

**Autor/in:**

Werner Leu, Geoform AG, [werner.leu@geoform.ch](mailto:werner.leu@geoform.ch)

Andreas Macek, GeoWell GmbH, [geowell@bluemail.ch](mailto:geowell@bluemail.ch)

Oliver Meyer, Elimes AG, [oliver.meyer@elimes.ch](mailto:oliver.meyer@elimes.ch)

Stefan Pfammatter, Ospag, [pfammatter.stefan@ospag.ch](mailto:pfammatter.stefan@ospag.ch)

**BFE-Programmleitung:** Gunter Siddiqi, Energieforschung BFE, [gunter.siddiqi@bfe.admin.ch](mailto:gunter.siddiqi@bfe.admin.ch)

**BFE-Projektbegleitung:** Céline Weber, BFE, [cweber@focus-e.ch](mailto:cweber@focus-e.ch)

**BFE-Vertragsnummer:** SI/501647-01

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.**

# Vorprojekt

## Geothermie Brig-Glis

**Energienutzungskonzepte mit einer mitteltiefen Geothermiebohrung  
(hydrothermal)**

16. Oktober 2018 (aramis)

Auftraggeberin:

**Geothermie Brig-Glis AG**  
c/o Stadtgemeinde Brig-Glis  
Überlandstrasse 60, 3902 Glis

Auftragnehmerin:

**Geoform AG**  
Av. Du Général-Guisan 28, CH-1800 Vevey

Vertritt Arbeitsgemeinschaft:

**Elimes AG**, 3900 Bern

**GeoWell GmbH**, 5417 Untersiggenthal

**OSPAG**, 3900 Brig

**Polydynamics Engineering**, 8048 Zürich

**Qcon GmbH**, D-76887 Bad Bergzabern

**Geoform AG**, 1800 Vevey

**ELIMES**  
ENERGIE INGENIEURE

**GEOWELL** GMBH

ODILO SCHMID & PARTNER AG  
**OSPAG**  
GEOLOGIE-GEDOTECHNIK

  
Polydynamics Engineering Zürich

**Q-con**  
GmbH

**geo** form  
Geologische  
Beratungen und  
Studien AG

Dieser Bericht, einschliesslich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung ausserhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung der Auftragnehmerin unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Übersetzungen, Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen und Programmen, für Mikroverfilmungen, Vervielfältigungen usw.

Die Auftragnehmerin bestätigt hiermit, dass sie ihr Mandat mit der gebotenen Sorgfalt ausgeführt hat. Die Ergebnisse und Schlussfolgerungen basieren auf dem aktuellen Stand des Wissens, wie er in dem Bericht dargelegt ist, und wurden gemäss den anerkannten Regeln der Branche erarbeitet.

Werden Ergebnisse dieses Berichts ohne Einwilligung der Auftragnehmerin für einen anderen als den vereinbarten Zweck verwendet, lehnt die Auftragnehmerin jegliche Haftung gegenüber der Auftraggeberin für eventuell entstehende Schäden ab. Wenn ein Dritter die Ergebnisse der Arbeit nutzt oder wenn darauf Entscheidungen basieren, lehnt die Auftragnehmerin jede Verantwortung für daraus resultierende direkte oder Folgeschäden ab.

## Zusammenfassung

Die Geothermie Brig-Glis AG hat das Ziel in der Region Brig-Glis mittels einer Geothermiebohrung Bandenergie für Heizzwecke zu fördern. Neben zwei bestehenden Niedertemperatur-Anergienetzen in Brig-Glis, sind zurzeit ein weiteres Anergienetz, sowie die Energieversorgung des neuen Spitalzentrums in der Detailplanung. Das Vorprojekt soll die Nutzungskonzepte, die Grobplanung und die nötigen Investitionen einer reinen Wärmeverwertung einer ca. 1'000 m tiefen hydrothermalen Geothermiebohrung abklären.

Die geologische/hydrogeologische Prognose für den Projektstandort der Gemeinde Brig-Glis, basiert auf den Befunden der erfolgreichen Bohrungen von Brigerbad, die ca. 4 km weiter WSW liegen. Es werden in der mit rund 55-70° gegen Süden einfallenden Kontaktzone des Aar-Massivs Thermalwasserschüttungen von bis zu 35 l/s und erhöhte Temperaturen im Bereich von 75 – 100°C erwartet. Das Wasser zirkuliert in teilweise offenen Kluftsystemen, die parallel zur Hauptschieferung und quer zu den Längsachsen der NE-SW orientierten Grossstrukturen verlaufen.

Für eine erste Bohrung konnten mögliche Areale auf den Landwirtschaftsflächen zwischen Dammweg und Überlandstrasse lokalisiert werden. Die Bohrung soll durchgehend als Rotary-Spülbohrung, mit einer Ablenkung aus der Vertikalen ab einer Tiefe von ca. 460 m gegen N ausgeführt werden. Der Bohrungs-Enddurchmesser ist mit 8 ½ " so gewählt, dass bei instabilem Gebirge noch ein 7" Stützliner für die Förderung eingebaut werden kann. Bei zu wenig Thermalwasser könnte die Bohrung so auch als tiefe Erdwärmesonde genutzt werden. Als Bohrgerät kommen mobile Anlagen mit 70-100 t Zugkraft in Frage, die eine Bohrplatzgrösse von ca. 3'000 m<sup>2</sup> benötigen. Die Bohrzeit, inklusive der ersten Fördertests, ist rund zwei Monate. Die geschätzten Gesamtkosten für Detailplanung, Bohrung, Vermessung, Fördertests und Ausbau belaufen sich auf ~3.1 Mio. Fr. (~2.44 Mio. Fr. für die Alternativvariante einer tiefen Erdwärmesonde). Aufgrund des erheblichen Fündigkeitsrisiko gewährt der Bund einen Förderbeitrag in der Höhe von 60% der anrechenbaren Investitionskosten.

Die berechnete thermische Leistung einer erfolgreichen Bohrung liegt, je nach Temperatur und Schüttung, im Bereich von 2-7 MW (als tiefe Erdwärmesonde nur 90-180 kW). Diese Wärmequelle soll das heisse Wasser an die Quartierzentrale liefern und darauf für das Beheizen des Spitals genutzt werden. Mit dem Rücklauf aus dem Spital soll die Leistung des lokalen Anergienetzes und der Nachbarnetze erhöht werden. Durch die Temperaturerhöhung auf 16°C kann die Kapazität der Anergienetze im Jesuitugrund und der unteren Glismatta mehr als verdoppelt werden. Das auf rund 20°C abgekühlte Thermalwasser soll anschliessend in die Rhone eingeleitet werden. Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen, dass dieses Nutzungskonzept auch ohne Subventionen rentabel ist, mit Wärmegestehungskosten im Bereich von 10.5 bis 11.4 Rp./kWh.

Eine detaillierte Untersuchung des seismischen Risikos (Erdbebengefährdung) zeigt, dass die Gefahr von induzierten Erdbeben im weltweiten Vergleich gering ist. Um natürliche und induzierte Ereignisse zu unterscheiden, müsste ein Monitoring-/Überwachungsnetzwerk nach weiteren Abklärungen eventuell in Betracht gezogen werden.

Mit allen weiteren Abklärungen, Bewilligungs- und Fördergesuchen, dauert die Realisierung der Bohrung und Förderinstallationen rund 12 Monate.

## Summary

The company Geothermie Brig-Glis AG has the goal to promote by means of geothermal wells band energy for heating purposes in the region Brig-Glis. Besides two existing low-temperature district heating networks in Brig-Glis, there is currently a new network with the new planned hospital center. The preliminary investigation of this report aims to define feasible utilization concepts of the hydrothermal energy provided by a geothermal well of 1'000 m depth and related costs.

The geological / hydrogeological prognosis for the Brig-Glis area is based on the findings of the successful geothermal wells of the Brigerbad spa, located about 4 km further WSW. In the contact zone of the Aar massif, which dips approximately 55-70° to the south, thermal water of up to 35 l/s and elevated temperatures in the range of 75-100° C are expected. The water circulates in partially open fracture systems that run parallel to the main schistosity and across the longitudinal axes of the NE-SW oriented large structural elements.

For a first exploration well, possible drill sites could be located on the agricultural areas between Dammweg and Überlandstrasse. The well is planned to be drilled with the standard rotary/mud circulation technique, with deviated well path towards the north (KOP = 460 m, tangent = 30°). The final borehole diameter of 8 ½ " is planned to facilitate the optional setting of a 7" support liner should unstable hole conditions be encountered. In the case of too low hydrothermal production rates, the hole could be used for a deep closed heat exchange system. The 1'000 m well would require a mobile drilling rig of 70-100 t lifting capacity. The necessary well site for rig and accessory equipment has an area of approximately 3'000 m<sup>2</sup>. The drilling time, including the first hydrothermal tests, is about two months. The estimated total costs, including detailed planning, drilling, logging, production tests and completion amount to ~3.1 million Fr. (~2.44 million Fr. for the alternative option of a deep heat exchanger). Related to the considerable exploration risk, the federal government grants a subsidy of 60% of the eligible investment costs.

The calculated thermal power of a successful well is, depending on the temperature and the production rate and lies in the range of 2-7 MW (geothermal heat exchanger only 90-180 kW). This geothermal water will be delivered to the central district heating station that supplies the new hospital with heating energy. The flow back from the hospital can further be used to increase the heating capacity of the local district heating networks. The increase in temperature to 16°C can more than double their capacity. The thermal water, cooled down at the end to ~20°C, will then be discharged into the Rhone. Economic calculations demonstrate that such a system is economic, even without considering subsidies. Resulting heat production costs are in the range of 10.5 to 11.4 Rp./kWh.

A detailed study of the seismic risk (earthquake hazard) shows that the risk of induced seismicity is low compared to global standards. In order to distinguish between natural and induced events, a monitoring network might need to be considered after further investigation.

The implementation of such a geothermal project (planning, permits, drilling, evaluation and completion) is estimated to take about 12 months.

## Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>I</b>
<b>Summary</b>	<b>II</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>III</b>
<b>Tabellen</b>	<b>IV</b>
<b>Figuren</b>	<b>IV</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>1</b>
1.1 Ausgangslage.....	1
1.2 Zielsetzung.....	2
1.3. Projektorganisation und gewählter Lösungsweg .....	3
1.4 Projektstandort.....	3
<b>2 Geologische Prognose</b> .....	<b>4</b>
2.1 Tektonik und Strukturgeologie .....	4
2.2 Resultate der Bohrungen Brigerbad bis 2010 .....	6
2.3 Geologisches Prognoseprofil Brig-Glis .....	8
2.4 Hydrogeologie und Geothermie-Reservoir.....	9
2.4.1 Grundwasser Brig-Glis .....	9
2.4.2 Hydrogeologisches Tiefenmodell .....	10
2.5 Temperaturgradient und Prognose.....	10
2.6 Baugrundcharakterisierung der möglichen Bohrstandorte .....	12
<b>3. Bohr- und Testprogramm mit Kostenschätzung</b> .....	<b>12</b>
3.1 Bohrkonzzept und Design.....	12
3.1.1 Allgemeines .....	12
3.1.2 Bohr- und Verrohrungsschema.....	14
3.2 Bohranlage und Bohrplatzkonzept.....	15
3.3 Mess- und Testkonzept .....	18
3.3.1 Gesteinsbeprobung .....	18
3.3.2 Mudlogging .....	18
3.3.3 Geophysikalische Vermessung ( <i>wire line logging</i> ).....	18
3.3.4 Hydraulische Tests / Produktionstests .....	19
3.4 Komplettierungskonzept.....	19
3.4.1 Hydrothermale Förderbohrung .....	19
3.4.2 Tiefe Erwärmesonde (TEW).....	20
3.5 Kostenschätzung Bohrung und Ausbau .....	21
3.6 Unsicherheiten und Risiken .....	22
<b>4. Wärmenutzung</b> .....	<b>23</b>
4.1 Geothermische Leistung .....	23
4.1.1 Hydrothermale Nutzung .....	23
4.1.2 Nutzung mit geschlossenem System (TEW Tiefe Erdwärmesonde).....	24

4.2	Abnehmersituation und Varianten .....	24
4.2.1.	Variante 1: Quartierzentrale .....	25
4.2.2	Variante 2: Spitalzentrale .....	26
4.3	Wirtschaftlichkeit .....	27
4.4	Tiefere Temperaturen (Alternative Nutzung) .....	28
<b>5.</b>	<b>Rechtliche Grundlagen, Bewilligungen, Konzessionen .....</b>	<b>28</b>
<b>6.</b>	<b>Seismisches Risiko .....</b>	<b>28</b>
<b>7.</b>	<b>Finanzielle Förderbeiträge durch Bund und Kanton.....</b>	<b>29</b>
<b>8.</b>	<b>Zeitplanung und weiteres Vorgehen .....</b>	<b>30</b>
<b>9.</b>	<b>Referenzverzeichnis.....</b>	<b>31</b>

## Tabellen

Tab. 1:	Gewählter genereller Lösungsweg für das Vorprojekt. ....	3
Tab. 2:	Bohr- und Verrohrungsschema (MD = Measured Depth, GeoWell GmbH). ....	14
Tab. 3:	Zeitschätzung für Bohr- und Testarbeiten (GeoWell GmbH). ....	22
Tab. 4:	Wärmepreise (Elimes AG). ....	27

## Figuren

Fig. 1:	Schematische Planungsschritte eines mitteltiefen Geothermieprojektes (500 – 3'000 m). Das Vorprojekt von Brig-Glis behandelt Schritte 1-3 (rot). ....	2
Fig. 2:	Projektstandort mit Brigerbad, NEAT-Bohrung Mund, Nordportal Somplontunnel, potentiellen Bohrstandorten und dem geplanten Anergienetz/Spitalzentrum. ....	4
Fig. 3:	Tektonische Übersicht Visp-Brig (swisstopo). Aa: Aar-Massiv, Te: Zone von Termen, SC: Nordpenninikum Sion-Courmayeur, ML: Monte Leone Decke, A: Autochthon Aar-Massiv. ....	5
Fig. 4:	Geologie Brig-Glis (Geocover, swisstopo) mit Projektstandort. ....	6
Fig. 5:	Geologisches Profil im Raum Brigerbad mit den Resultaten der Sondier- und Förderbohrungen (Norbert 2010). ....	7
Fig. 6:	Geologisches Prognoseprofil Raum Brig-Glis mit Verlauf der geplanten Geothermiebohrung (OSPAG/Geoform AG). ....	8
Fig. 7:	Verlauf des geologischen Prognoseprofils (Fig. 6) mit Bohrspur der geplanten und gegen N abgelenkten Geothermiebohrung (Hellgrün = potentielle Bohrplätze).Kartenhintergrund nach VSGIS.CH.....	9
Fig. 8:	Temperaturprognose für Brig-Glis im Vergleich zu den gemessenen Temperaturen in Brigerbad (nach Buser et al. 2013) und der NEAT-Sondierbohrung Mund. ....	11



Fig. 9:	Geplante Bohrspur für die Geothermie-Bohrung Brig-Glis-01 mit Ablenkungsdaten (Geoform AG).....	15
Fig. 10:	Zwei Beispiele von geeigneten Bohranlagen (GeoWell GmbH).....	16
Fig. 11:	Aufstellungsplan und Footprint einer Bohranlage, die in Brig-Glis eingesetzt werden könnte (Beispiel Bauer B100, GeoWell GmbH).....	17
Fig. 12:	Zeit-Tiefen Diagramm für die beiden Varianten Hydrothermal und TEW der Geothermiebohrung Brig-Glis-01 (GeoWell GmbH).....	22
Fig. 13:	Schema Variante 1 Quartierzentrale (Elimes AG).....	25
Fig. 14:	Situation Variante 1 Quartierzentrale (Elimes AG).....	26
Fig. 15:	Schema Variante 2 Spitalzentrale (Elimes AG).....	26
Fig. 16:	Situation Variante 2 Spitalzentrale (Elimes AG).....	27
Fig. 17:	Natürliche Erdbebenaktivität im weiteren Umfeld des Projektstandortes Brig-Glis. Innerhalb eines Radius von 5 km liegen 29 Epizentren (Erdbebenkatalog SED, ergänzt bis Dezember 2017).....	29
Fig. 18:	Projektzeitplan für die Explorations-/Erschließungsphase der Geothermiebohrung Brig-Glis-01.....	31



# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage

Die Geothermie Brig-Glis AG (BGAG) hat das Ziel in der Region Brig mittels einer Geothermiebohrung Bandenergie zu fördern. Die BGAG übernahm den gesamten Datensatz der Erkundungsarbeiten der Geothermie Brigerbad AG (Resultate und Analysen der verschiedenen Erkundungsbohrungen bis in eine Tiefe von 500 m im Raum des Thermalbad Brigerbad). Diese Informationen, zusammen mit den Kenntnissen aus dem Simplon Eisenbahntunnel, lassen auf eine überregionale geothermische Anomalie im Raum Brig-Glis-Naters schliessen.

Das ursprüngliche Nutzungskonzept ging von einer Förderung von mindestens 50l/s Heisswasser von mindestens 110°C mit einer Einzelbohrung aus. Das Wasser sollte aus einer Tiefe von 2'500-3'500m aus dem geklüfteten Südrand des Aar Massivs gefördert werden und nach der Produktion von Strom und Wärme als Restwasser in die Rhone eingeleitet werden.

Der derzeitige schwierige Strommarktsituation und das hohe Fündigkeitsrisiko einer ersten Tiefbohrung mit grossen Anfangsinvestitionen drängen ein stufenweises Vorgehen auf. Ein erster Schritt ist die Realisierung einer ca. 1'000 m tiefen Förderbohrung, die für die direkte Wärmeversorgung genutzt werden könnte. Diese erste Bohrung würde auch weitere konkrete Informationen über den tieferen Untergrund des Untersuchungsgebietes liefern, die die Planung einer zukünftigen tieferen Bohrung unterstützen werden.

Neben zwei bestehenden Niedertemperatur-Anergienetzen in Brig-Glis, sind zurzeit ein weiteres Anergienetz, sowie die Energieversorgung des neuen Spitalzentrums in der Detailplanung. Höhere Quellentemperaturen, z.B. aus einer hydrothermalen Geothermiebohrung, könnten für diese geplanten Wärmeversorgungsnetze einen wertvollen Beitrag leisten.

Geoform AG hat zusammen mit fünf andern Spezialfirmen am 12.12.2017 von der BGAG den Auftrag für ein Vorprojekt erhalten. Dieses Vorprojekt soll die Nutzungskonzepte, die Grobplanung und die nötigen Investitionen einer reinen Wärmeverwertung einer ca. 1 km tiefen Geothermiebohrung im Bereich des neuen Spitalzentrums Oberwallis aufzeigen. Gemäss allgemeiner Richtlinien von Geothermie Schweiz (Fig. 1) umfasst das Vorprojekt die Planungsschritte 1-3.

Das Vorprojekt wird im Rahmen eines Forschungsvertrages zu rund 40% vom Bundesamt für Energie BFE mitfinanziert.

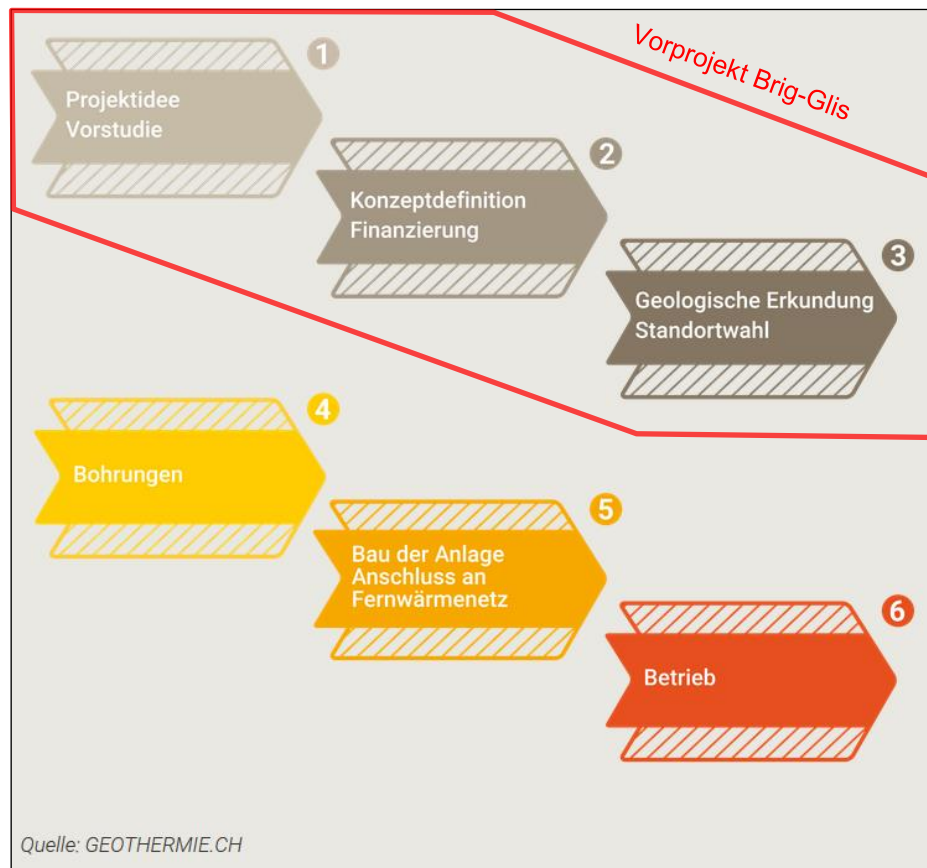


Fig. 1: Schematische Planungsschritte eines mitteltiefen Geothermieprojektes (500 – 3'000 m). Das Vorprojekt von Brig-Glis behandelt Schritte 1-3 (rot).

## 1.2 Zielsetzung

Das Vorprojekt hat folgende Zielsetzungen:

- Aufzeigen der technisch möglichen Energienutzungskonzepte mit einer mitteltiefen Geothermiebohrung, unter Berücksichtigung der heutigen und zukünftigen Abnehmersituation im Raum des sich in Planung befindenden Spitalzentrums Oberwallis in Brig-Glis.
- Abschätzung der notwendigen Investitionen und wirtschaftlichen Konsequenzen über die gesamte Projektdauer.
- Technische Grobplanung einer ca. 1 km tiefen Geothermiebohrung (Bohrplatz, Bohrung, Testarbeiten etc.).
- Beurteilung der möglichen technischen Risiken, insbesondere der induzierten Seismizität.
- Abklären der möglichen Subventionsbeiträge vom Bund für reine Wärmeproduktionsbohrungen.

### 1.3. Projektorganisation und gewählter Lösungsweg

Folgende Firmen haben an der Vorstudie mitgearbeitet:

- **Geoform AG**, 1800 Vevey (Projektleitung, Werner Leu)
- **Elimes AG**, 3900 Brig (Projektleitung Stv., Wärmenutzungskonzepte, Oliver Meyer)
- **OSPAG**, 3900 Brig (Geologie, Baugrund, Stefan Pfammatter)
- **GeoWell GmbH**, 5417 Untersiggenthal (Bohrtechnologie, Andreas Macek)
- **Polydynamics Engineering**, 8048 Zürich (Tiefe Erdwärmesonde, Walter Eugster)
- **Q-con GmbH**, D-76887 Bergzabern (Seismische Risikoanalyse, Stefan Baisch)

Tab. 1: Gewählter genereller Lösungsweg für das Vorprojekt.

Nr.	Arbeitsschritte	Bearbeiter
1	Analyse der möglichen Energieproduktion einer Geothermiebohrung, sowie der Abnehmersituation	Elimes, Polydynamics, Geoform
2	Geologische/hydrogeologische Prognose des Untersuchungsgebietes und Umgebung	Ospag, Geoform,
3	Analyse der seismischen Gefährdung (natürliche Seismizität, qualitative Gefährdungseinschätzung, Überwachungs-Sicherheitskonzept)	Q-con, Geoform
4	Bohr- und Testprogramm (Bohrplatzanalyse, technischer Ablauf, Kostenschätzung)	GeoWell, Geoform
5	Definition möglicher Anlagevarianten für die Wärmenutzung mit Versorgungskonzept und Wirtschaftlichkeitsberechnung (heutige/zukünftige Infrastruktur Raum Spital).	Elimes, Geoform
6	Vorabklärung der notwendigen Bewilligungen/Konzessionen und Umweltanalysen (Bohrplatz, Produktionsanlage, Wasser-Wärmenutzung)	Geoform, Ospag
7	Abklärung der Projektfinanzierung	Geoform
8	Dokumentation der Resultate	alle

### 1.4 Projektstandort

Der Projektstandort befindet sich in der Gemeinde Brig-Glis, direkt südwestlich des Bahnhofs Brig. Die Referenzaufschlüsse Brigerbad und die NEAT-Sondierbohrung Mund liegen rund 4 km südwestlich entlang der Talachse, nördlich der Rohne (Fig. 2).

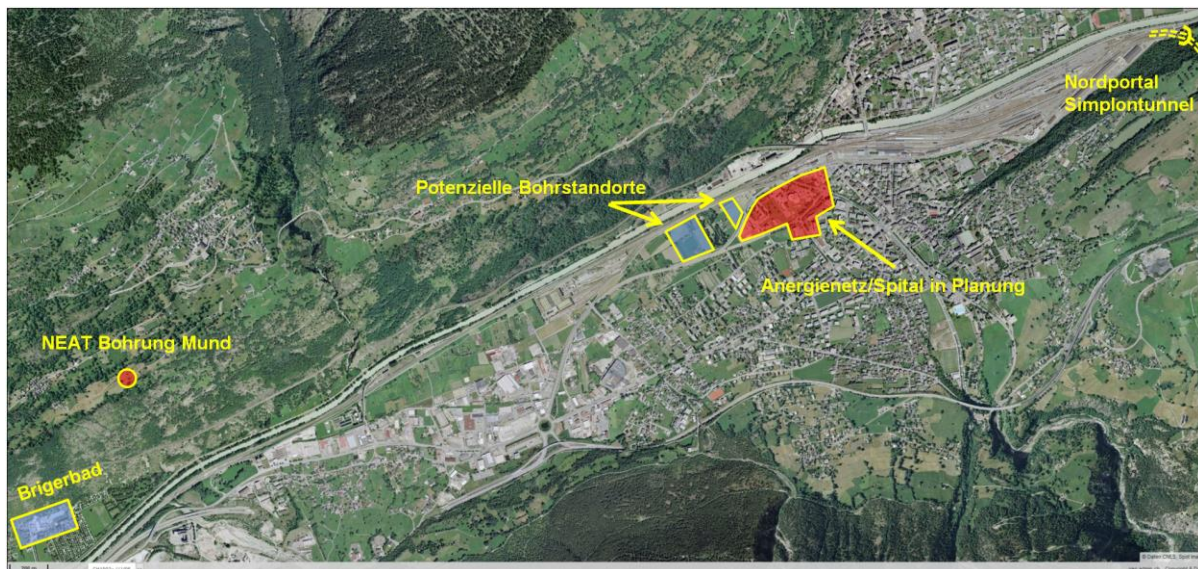


Fig. 2: Projektstandort mit Brigerbad, NEAT-Bohrung Mund, Nordportal Somplontunnel, potentiellen Bohrstandorten und dem geplanten Anergienetz/Spitalzentrum.

Folgende Datengrundlage wurde für das Vorprojekt beigezogen:

- Sämtlich Berichte und Analysenresultate die im Rahmen der Explorationstätigkeit der Geothermie Brigerbad AG erarbeitet wurden.
- Publierte Literatur (z.B. Berichte Geothermoval, andere Geothermieprojekte etc.)
- Daten der NEAT-Bohrung Mund sowie des neuen Lötschberg Basistunnels
- Neue Feldaufnahmen der Strukturgeologie im Raum Brig-Glis-Naters.

## 2 Geologische Prognose

### 2.1 Tektonik und Strukturgeologie

Die Gemeinde Brig-Glis liegt an der Grenze zwischen dem Aar-Massiv im Norden und der penninischen Zone von Sion-Courmayeur im Süden. Dazwischen eingekeilt und nach Westen auslaufend lassen sich die helvetische Zone von Termen und die Urseren-Zone beobachten.

Das Aar-Massiv bildet die Verlängerung des Aiguilles-Rouges- und des Mont Blancs-Massivs und lässt sich als regionale in NW-SE-Richtung verlaufende Antiklinale beschreiben, welche unterhalb der penninischen Einheiten wahrscheinlich in eine Synklinale übergeht. Im Raum Brig-Glis bestehen die Gesteine des Aarmassivs aus feinkörnigen bis augigen Gneisen. Der zentrale Aare-Granit ist erst weiter nördlich und die mesozoische Sedimenthülle, bestehend aus Kalken und Tonschiefern, weiter westlich aufgeschlossen (Fig. 3).

Die Zone von Termen bildet die nördlich Sedimentbedeckung des Gotthard-Massivs und besteht aus Kalk- und Tonschiefern des Lias und den sehr variablen, teils gipshaltigen Ablagerungen aus der Trias (Fig. 4). Am tektonischen Kontakt zum Aar-Massiv befindet sich im Raum Brig die Urseren-Zone welche in westliche Richtung abtaucht. Die für diese Zone typischen Gesteine bestehen aus permischen, oft eher grobkörnigen Konglomeraten und Arkosen.

Das Nordpenninikum besteht hier aus der Zone von Sion-Courmayeur und der Monte Leone-Decke. Die Gesteine der Zone von Sion-Courmayeur bilden im Grossraum Brig die südlichen Talflanken und bestehen überwiegend aus Wechsellagerungen von sandigen Kalken bis sandigen Kalkglimmerschiefern (Schichten von St. Christophe). Die Monte Leone Decke ist erst weiter südlich aufgeschlossen (Fig. 3).

Die quartären Ablagerungen im Talgrund sind ein Produkt fluvialer Erosion und erneuter Sedimentation in der nach der letzten grossen Vereisung hinterlassenen Talmorphologie. Neben dem Rotten sind auch die Massa, der Kelchbach und die Saltina wesentlich am Aufbau der heutigen Trogfüllung beteiligt. Diese Ablagerungen können in hochenergetisch transportierte Schotter und Sande und in niederenergetisch abgelagerte limnische Überschwemmungssedimente unterteilt werden. Darin kommen grosse Bergsturzböcke aus der Flanke des Glishorn vor. Die untersten, direkt auf dem Anstehenden abgelagerten, Quartärsedimente bestehen aus einer grobblockigen Moräne mit einer siltig-kiesigen Matrix.

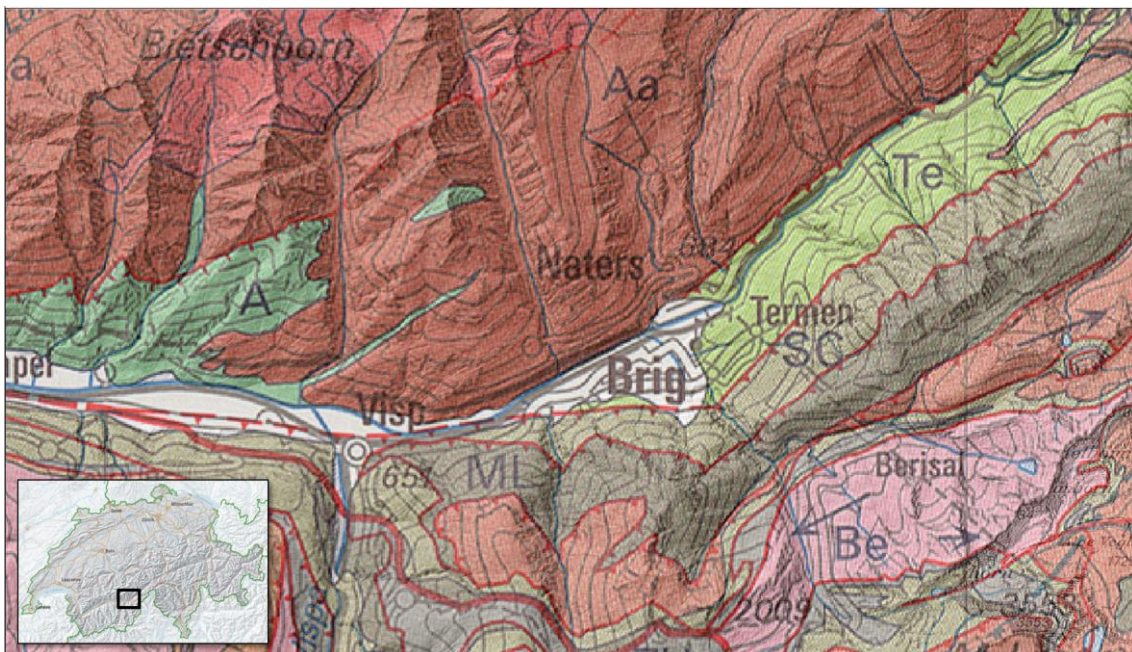


Fig. 3: Tektonische Übersicht Visp-Brig (swisstopo). Aa: Aar-Massiv, Te: Zone von Termen, SC: Nordpenninikum Sion-Courmayeur, ML: Monte Leone Decke, A: Autochthon Aar-Massiv.

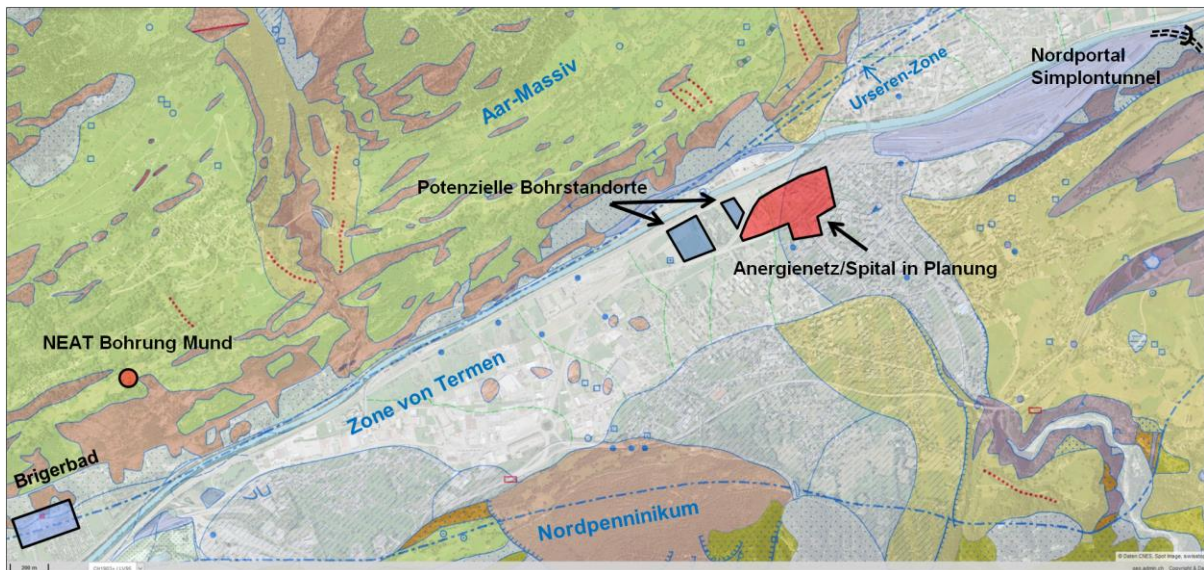


Fig. 4: Geologie Brig-Glis (Geocover, swisstopo) mit Projektstandort.

Die im Raum Brigerbad in den Bohrungen und an der Oberfläche beobachteten Hauptstrukturelemente im Randbereich des Aar-Massivs (ISSKA 2009) können gegen Nordosten bis ins Gebiet von Brig-Glis-Naters weiter verfolgt werden. Neue Strukturaufnahmen im Feld belegen, dass rund 10% der beiden Hauptkluftsysteme K1 (schieferungsparallel steil gegen SE einfallend) und K2 (steil gegen NE einfallend) offen sind und potentielle Fliesswege für Thermalwässer bilden. Die Orientierung der grossen Seitentäler (NNW-SSE Richtung) wird weitgehend durch die beiden Kluftsysteme K2 und N1 bestimmt.

Neue Strukturanalysen in der Zone von Termen zeigen weiter, dass auch in diesen tonigen Sedimenten bis zu vier Trennflächensysteme beobachtet werden können, die jedoch kaum offen oder wasserführend sind.

Die NEAT Sondierbohrung Mund (Fig. 3+4) erschliesst mit einer Neigung von  $29^\circ$  (Abweichung von der Vertikalen) und einem Azimut von  $012^\circ$  rund 370 m (Vertikaltiefe) des Aar-Massivs nordöstlich von Brigerbad (Kote 1031 m.ü.M.) die Bohrlochaufnahmen zeigen ein strukturelles Bild das den beobachteten Kluftsystemen in Brigerbad und Brig-Glis sehr ähnlich ist. Aufgrund offener Klüfte wurden über die gesamte Bohrstrecke starke Spülungsverluste konstatiert. Im tieferen Teil der Bohrung wurden schwache, normal temperierte Wasserzutritte beobachtet. Generell zeigen die erbohrten Gesteine deutliche Anzeichen von hydrothermalen Veränderungen der Gesteine (Porosität, Festigkeitsverluste durch Auslaugung).

## 2.2 Resultate der Bohrungen Brigerbad bis 2010

Die Thermalwasservorkommen von Brigerbad haben eine lange Geschichte und ihre moderne kommerzielle Nutzung hat 1956 mit dem Kauf der Quellen durch Hans Kalbermatten und Albert Jost begonnen. Im Zusammenhang mit dem Ausbau und der Erweiterung des Brigerbades in den letzten 60 Jahren wurden vier Bohrungen abgeteuft, Seismik gemessen und verschiedenste hydrogeologische Untersuchungen durchgeführt um die Kenntnisse der hydrogeologische Situation zu erweitern (Buser



et al. 2013, Norbert 2010, Geoform 2011). Folgende Situation kann mit den Resultaten dieser Untersuchungen belegt werden:

- Die gemessenen Bohrlochtemperaturen belegen einen stark erhöhten geothermischen Gradient im südlichsten Aarmassivs bis in eine Tiefe von 500 m (Bohrung 10-BR2: 60°C in 500 m, ~75°C/km).
- Kurzzeitpumpversuche im Jahr 2010 haben bei Absenkungen von 44.3 m Schüttungen von ~25 l/s mit 37.7°C nachgewiesen (Bohrung 10-BR2).
- Beobachtungen während des Bohrvorgangs (08-BR1 und 10-BR2) und die Auswertung der hydrogeologischen Logmessungen (Leitfähigkeit, Temperatur und Flowmeter) belegen, dass die Wasserzuflüsse aus diskreten Klüftungs-/Schieferungszonen bis in eine Tiefe von rund 250-300 m stattfinden. Tiefer konnten keine relevanten Warmwasserzuflüsse abgeleitet werden.
- Die Wasserzuflüsse sind hauptsächlich an zwei, teilweise nachweislich offene Strukturrichtungen gebunden: a) Klüftung schieferungsparallel mit 30-90° gegen SSE abtauchend und b) Klüftung, untergeordnet, mit ~70° gegen NE abtauchend. Dies wird durch die Bohrkerndaten und Televiever-Messungen belegt.
- Die Hydrochemischen Untersuchungen zeigen, dass es sich beim zufließenden Thermalwasser um ein Mischwasser von mindestens zwei (bis drei) Komponenten handelt: subthermale oder Kaltwasserkomponente aus der zerklüfteten Randzone des Aar-Massivs oder der Quartärfüllung und 1-2 thermale Komponenten aus dem Aare Kristallin und der Serie von Termen.
- Die Kurzzeitpumpversuche in den Bohrungen 08-BR1 und 10-BR2 haben eine schwache Beeinflussung der oberflächlich vom Brigerbad genutzten Thermalquellen nachgewiesen.

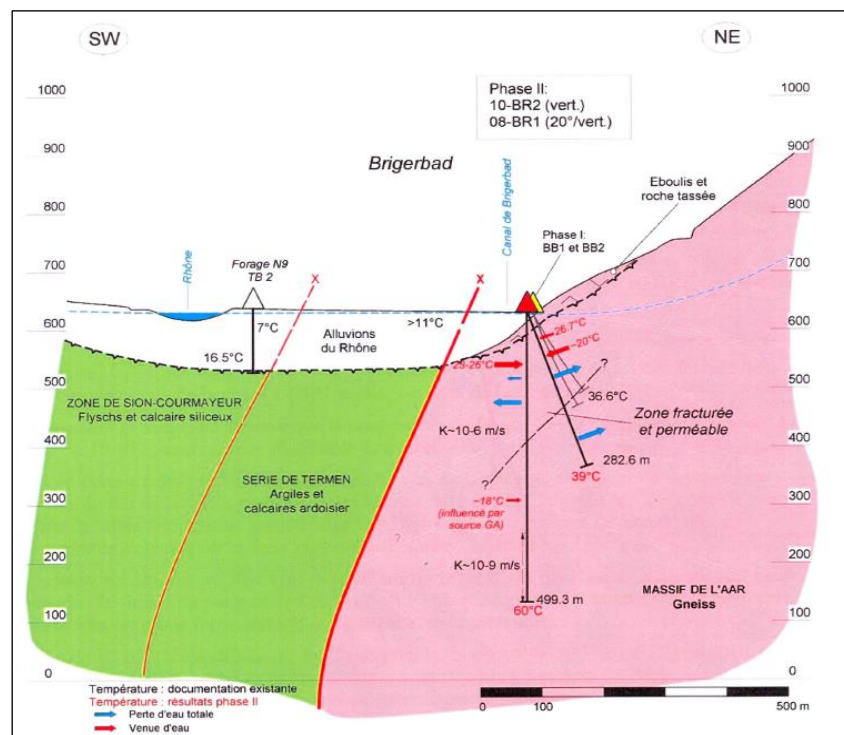


Fig. 5: Geologisches Profil im Raum Brigerbad mit den Resultaten der Sondier- und Förderbohrungen (Norbert 2010).

### 2.3 Geologisches Prognoseprofil Brig-Glis

Anhand vorhandener Unterlagen wurde ein Prognoseprofil für die Bohrung erstellt. Da bisher in der näheren Umgebung keine Sondierungen bis in annähernd diese Tiefe ausgeführt wurden, basiert dieses weitestgehend auf Annahmen und Projektionen ab der Oberfläche. Im hier interessierenden Gebiet wurde in keiner im Talgrund ausgeführten Erdsondenbohrung der Fels erreicht, so dass die Untergrenze der quartären Lockergesteine nur anhand der Talmorphologie und der Angaben im Bericht zur seismischen Mikrozonierung abgeschätzt werden konnte. Das Einfallen des Kontakts zwischen der Zone von Termen/Urseren-Zone und dem Aar-Massiv gegen SE ist sehr unsicher und liegt im Bereich von 55-70°. Hinweise geben die Sondierbohrungen von Brigerbad, sowie Oberflächenaufschlüsse im näheren Untersuchungsgebiet.

Eine weitere Unsicherheit, die aber für die Erstellung der Bohrung wichtig ist, sind die möglichen Linsen von Trias-Gesteinen (Anhydrit/Gips) in der Zone von Termen.

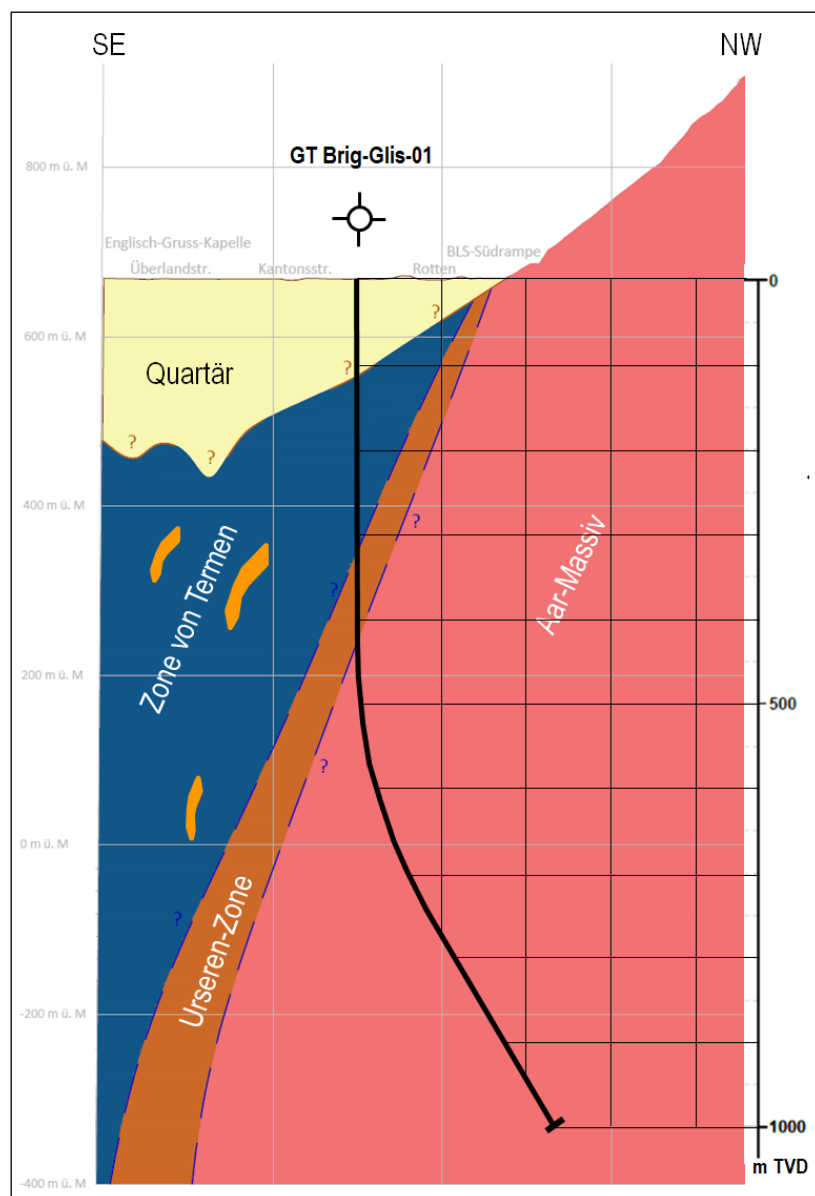


Fig. 6: Geologisches Prognoseprofil Raum Brig-Glis mit Verlauf der geplanten Geothermiebohrung (OS-PAG/Geoform AG).

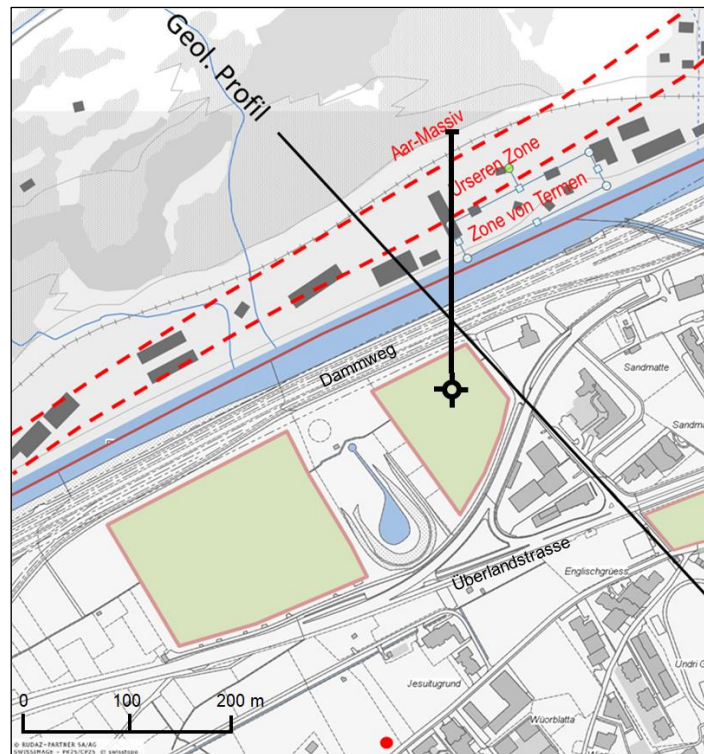


Fig. 7: Verlauf des geologischen Prognoseprofils (Fig. 6) mit Bohrspur der geplanten und gegen N abgelenkten Geothermiebohrung (Hellgrün = potentielle Bohrplätze). Kartenhintergrund nach VSGIS.CH.

Eine Möglichkeit um die Unsicherheiten betreffend dem Einfallen des Aar-Massiv Südrandes und dessen hydrogeologischen Eigenschaften gegen die Kontaktzone zu vermindern, wäre die Anwendung von neuen geophysikalischen Erkundungsmethoden. Dazu gehören z.B. neue Verfahren in der Geoelektrik und Ambient Noise Analyse (ANT), die an der Universität Genf im Zusammenhang mit der Prospektion für Geothermie der SIGE entwickelt werden. Solche, relativ kostengünstige Messungen könnten als Innovationsbeitrag betrachtet werden, eine Grundvoraussetzung um Förderbeiträge vom Bund zu beanspruchen (siehe Kap. 6).

## 2.4 Hydrogeologie und Geothermie-Reservoir

### 2.4.1 Grundwasser Brig-Glis

Die Trogfüllung des Rhontals besteht unterhalb der Deckschicht aus einer Abfolge von fluvio-glazialen Ablagerungen, wobei zwischen grobkörnigen, hochenergetisch abgelagerten Sanden und Kiesen und niederenergetisch abgelagerten Silten bis Feinsanden unterschieden wird. Erstere bilden den eigentlichen Grundwasserträger während letztere als Grundwasserstauer agieren. Die Mächtigkeit dieser Sedimente ist nicht bekannt. Während weiter östlich in Naters in Sondierbohrungen teils bereits in einer Tiefe von 20 m die Moräne erreicht wurde, liegt die Grenze zwischen den fluviatilen Sedimenten und der Moräne weiter westlich in Brigerbad in einer Tiefe von rund 60 m.

Generell fließt das Grundwasser mit einem Gradienten von einigen Promille talparallel von Osten nach Westen, wobei lokal Ablenkungen durch laterale Zuflüsse und die Wechselwirkung (Infiltrati-

on/Exfiltration) mit dem Rotten zu beobachten sind. Die Grundwasserpegel im Lockergesteinsaquifer verlaufen saisonal zyklisch mit einem allgemeinen Grundwassertiefstand zwischen Ende November und Ende März und einem allgemeinen Grundwasserhochstand zwischen Mitte Juni und Ende August. Über ein Jahr gesehen beträgt der Schwankungsbereich rund anderthalb bis zwei Meter, er kann über längere Zeiträume betrachtet aber auch bis zu fünf Meter betragen. Im Talgrund beträgt der Flurabstand des Grundwassers meist nur wenige Meter und kann lokal auch artesisch gespannt sein.

#### **2.4.2 Hydrogeologisches Tiefenmodell**

Die hydrogeologische Situation des Untergrundes von Brig-Glis bis in Tiefen von mehr als 1 km ist heute weitgehend unbekannt (keine existierende Tiefbohrungen). Ein hydrogeologisches Zirkulationsmodell für das Untersuchungsgebiet ist deshalb mit grösseren Unsicherheiten behaftet und basiert vorwiegend auf den gemessenen Testdaten und Beobachtungen der Sondier- und Förderbohrungen des Brigerbad (siehe Kap. 2.2).

Die meisten der heute bekannten Thermalwasservorkommen im Wallis (Lavey-les-Bains, Saxon, Sillon, Rawil Süd, Leukerbad, Lötschbergtunnel und Brigerbad) sind an die südlichen Randzonen der externen kristallinen Massive (Mont Blanc – Aar Massiv, Bianchetti et al. 2007) gebunden.

Das Zirkulationsmodell der Tiefenwässer ist charakterisiert durch eine grossräumige Infiltration im Aar- und Mont Blanc-Massiv mit achsenparalleler Flussrichtung gegen die tieferen Bereiche in der Rawil Depression. Die Fliesswege werden bestimmt durch eine Kombination von NE-SW gerichtete Schieferungsflächen und grosstektonische Störungszonen, sowie quer dazu ausgerichteten Klüftzonen mit spätalpinem Alter. Es handelt sich dabei um ein konzeptionelles Modell, das bisher nur teilweise durch Daten gefestigt ist.

Die gemessenen Transmissivitäten in der tiefsten Bohrung 10-BR2 von Brigerbad liegen im Bereich von  $5\text{-}7^{-4}$  m<sup>2</sup>/s, nehmen aber mit der Tiefe deutlich ab (Buser et al. 2013). Dies ist ein Hinweis, dass die erhöhte Durchlässigkeit ( $\sim 10^{-6}$ , Fig. 5) zumindest teilweise an die oberflächennahe Auflockerungszone ( $\sim 200\text{-}300$  m) gebunden ist.

Die detaillierten hydrochemischen Analysen von beprobten Tiefenwässern und Quellen im Bereich Brigerbad (Buser et al. 2013) geben deutlich Hinweise, dass die thermalen Wässer eine komplexe Mischung von mehreren Komponenten sind (siehe auch Kap. 2.2).

#### **2.5 Temperaturgradient und Prognose**

Die Resultate der Temperaturmessungen in Brigerbad weisen deutlich auf eine positive geothermische Anomalie hin, die im Zusammenhang steht mit aufsteigenden Thermalwässern (siehe oben). Ob sich diese erhöhten Temperaturen regional gegen Süden, in Richtung der penninischen Einheiten fortsetzt, ist unklar: Im Simplontunnel wurden zwischen 8-15 km ab Nordportal erhöhte Temperaturgradienten gemessen (Bianchetti et al. 1993), die jedoch höchst wahrscheinlich mit einem zweiten Tiefenzirkulationssystem unterhalb der Alpe Veglia im Zusammenhang stehen.

Im Brigerbad zeigen die beiden tiefsten Sondierbohrungen (Fig. 8) in rund 280 m Tiefe 40°C, respektive in 500 m Tiefe 60°C. Dies belegt einen erhöhten geothermischen Gradienten im Bereich von 75 – 90°C/km. Die Temperaturen sind systematisch höher in der Bohrung 10-BR2, die näher am Kontakt des Aar-Massivs mit den penninischen Sedimenten liegt. Dies könnte ein Hinweis darauf sein, dass diese tektonische Grenze effektiv auch eine Zone mit erhöhter Durchlässigkeit und Thermalwasserzirkulation ist.

Die gemessenen Temperaturgradienten zeigen grosse Änderungen bis in eine Tiefe von ca. 250 m, was im Zusammenhang steht mit den hydrothermalen Zu- und Abflüssen. Darunter ist der Trend linear. Unter der Annahme, dass sich der geothermische Gradient bis in Tiefen von 1'000 m nicht mehr stark verändert, sind dort Temperaturen im Bereich von 75-100°C möglich.

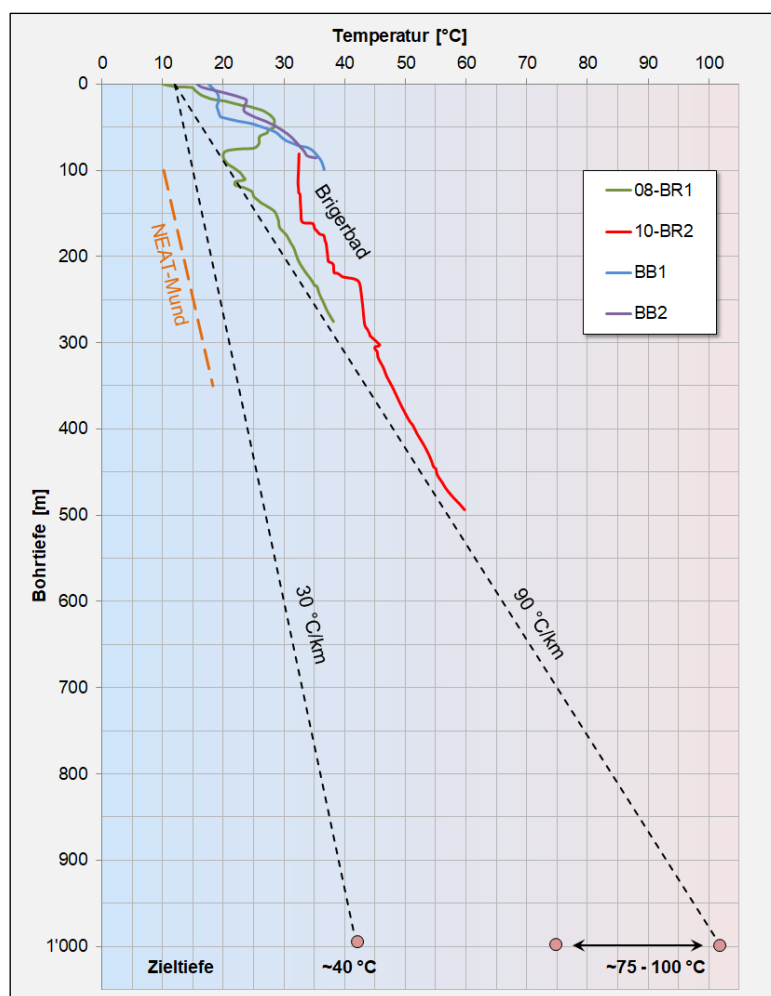


Fig. 8: Temperaturprognose für Brig-Glis im Vergleich zu den gemessenen Temperaturen in Brigerbad (nach Buser et al. 2013) und der NEAT-Sondierbohrung Mund.

## **2.6 Baugrundcharakterisierung der möglichen Bohrstandorte**

Gemäss aktuellem Planungsstand wurden mögliche Bohrplatzstandorte auf den Feldern zwischen Dammweg und Überlandstrasse lokalisiert (Fig. 7). Es handelt sich dabei um grösstenteils öffentliche Parzellen, die im Besitz der Burger- oder Munizipalgemeinde sind. Die Parzelle südlich der Überlandstrasse wird wegen ihrer Nähe zu bewohnten Gebäuden vorläufig nicht mehr berücksichtigt (Geoform 2011). Im Bereich der projektierten Bohrstandorte dominieren unter der geringmächtigen Vegetationsschicht limnische Ablagerungen, welche in der näheren Umgebung Mächtigkeiten von rund fünf bis acht Metern aufweisen.

Darunter treten in komplexer Wechsellagerung die teils leicht siltigen Kiese- und Sandablagerungen der Rhone und der Saltina auf. Aufgrund der Resultate aus früheren Untersuchungen muss an diesen Standorten neben grossen Blöcken (Bergsturzaablagerungen) des Weiteren davon ausgegangen werden, dass gegen Süden hin allmählich auch die eher kantigen und vorwiegend aus Derivaten der Bünderschiefer bestehenden Schuttablagerungen des Holzgrabens auftreten.

## **3. Bohr- und Testprogramm mit Kostenschätzung**

### **3.1 Bohrungskonzept und Design**

#### **3.1.1 Allgemeines**

Aufgrund der geologischen Unsicherheiten wurde im Rahmen dieser Vorstudie ein duales Bohrungskonzept erarbeitet. Es beinhaltet einerseits die Möglichkeit einer hydrothermalen Wärmenutzung falls ein ausreichender Kluftwasserzufluss aus dem Gebirgskomplex des Aar-Massivs erbohrt wird. Andererseits, sollte kein ausreichender Wasserzufluss festgestellt werden, kann die Bohrung zu einer tiefen Erdwärmesonde mit geschlossenem Zirkulationskreislauf ausgebaut werden. Diese beiden Optionen stehen entsprechend der angetroffenen hydrogeologischen Gebirgsbedingungen auch mit unterschiedlichen Tiefenausbauten in der Bohrung zur Verfügung.

Als Basis zu dieser Vorstudie wurden verschiedene Annahmen in Hinblick auf die hydrogeologischen und geothermalen Bedingungen getroffen und somit auch eine Einheitstiefe der Bohrung von 1'000 m gewählt (Beilage 1). Dies ist die Basis für die Planung des bohrtechnischen Ausbaus und der groben Ablaufplanung und somit für eine grobe Kostenschätzung.

Die Bohrung soll aufgrund der geologischen Prognose und den Erfahrungen aus den in den Jahren 2009 und 2010 abgeteuften Bohrungen 08-BR1 und 10-BR2 im Brigerbad durchgehend als Rotary-Spülbohrung ausgeführt werden.

Als nutzbarer Bohrungs-Enddurchmesser wird 8 1/2“ (216 mm) gewählt (Beilage 1). Einerseits bietet dieser Durchmesser im Falle einer Erdwärmesonde eine ausreichende Fläche zur Wärmeübertragung vom Gebirge an die Sonde. Andererseits ist damit auch im Falle einer hydrothermalen Aquifernutzung der Einbau eines genügend grossen 7“ Stützliners (178 mm) möglich, welcher durch seinen Innendurchmesser die Reibungsdruckverluste bzw. die damit erhöhten erforderlichen Pumpleistungen in Grenzen hält. So steigt etwa zum Vergleich der Reibungsdruckverlust bei Verwendung eines geringe-

ren Normdurchmessers des Stützliners von 5“ (127 mm) und eines entsprechenden Bohrungsdurchmesser von 6 3/4“ (171.5 mm) bei theoretischen Förderleistungen von 35 l/s um ca. das Sechsfache an. Zudem bietet der System-Bohrdurchmesser von 8 1/2“ ein höchstes Mass an Verfügbarkeit und technischer Leistungsreserve von Werkzeugen, Untersuchungs sonden und Testgeräten.

Aufgrund des geologischen Prognoseprofils sind neben einem Konduktorrohr zwei weitere technische Verrohrungen vorgesehen. Eine 13 3/8“ Verrohrung sollte die Quartärschichten vollständig abdecken und im Top der Ton- und Kalkschiefer der Zone von Termen abgesetzt werden. Eine weitere Verrohrung mit einem Durchmesser von 9 5/8“ sollte nach Anbohren des Kristallins des Aar-Massivs versetzt werden.

Die beiden zutage geführten Verrohrungen sind mit einem redundanten Preventersystem von mindestens 3'000 PSI (215 bar) auszustatten. Obschon aus geologischen Gründen kaum mit flüssigen oder gasförmigen Kohlenwasserstoffen gerechnet wird, ist eine Preventeranlage erforderlich, um eventuelle Formationsüberdrücke und das Zufließen von ggf. bis zu 100 Grad heissem Wasser unter Kontrolle zu halten.

Beide Rohrtouren sind nach herkömmlicher tiefbohrtechnischer Methodik zu zementieren. Dabei werden zur Verringerung von Wärmeverlusten bzw. zur Optimierung der Wärmeübertragung vom Gebirge auf die Sonde verschiedene Zementrezepturen eingesetzt.

Um das angesteuerte Zielgebiet im Aar-Massiv zu erreichen, wird Richtbohrtechnik mit Untertagemotoren und MWD-Systemen (Measurement While Drilling) eingesetzt. Damit ist einerseits ein höherer Bohrfortschritt zu erzielen, andererseits wird die Gefahr eines unkontrollierten Abweichens der Bohrung vermieden.

Als Bohrspülungen kommen herkömmliche süsswasserbasierte und konditionierte Bentonit-Bohrspülungssysteme in den Sedimentbereichen und Klarwasserspülungen mit Polymerzusätzen im Kristallinbereich zum Einsatz (Beilage 1).

Aufgrund der Erfahrungen mit den Bohrungen 08-BR1 und 10-BR2 muss damit gerechnet werden, dass besonders im Hangenden des Kristallins mit grösseren hydraulischen Problemen in Form von Kluftwasserzuflüssen und -abflüssen gerechnet werden muss. Demgemäss muss auf eine ausreichende Versorgung der Bohrstelle mit Frischwasser und auch eine entsprechende Ableitungsmöglichkeit geachtet werden. Das Abzementieren hydraulischer Problemzonen sollte vermieden werden. Gegebenenfalls kann der Einsatz von säuerbaren Verstopfungsmaterialien Verbesserungen schaffen.

Als Sonderlösung könnte das Absetzen einer temporären 7“ Hilfsverrohrung zur Abdeckung von zu- bzw. abflussreichen Zonen angedacht werden. Dies würde jedoch eine Bohrdurchmesserreduktion auf ca. 6 1/4“ (158.7 mm), den Einsatz eines separaten Bohrstranges, kleinerer Bohrloch garnituren und das spätere Aufbohren auf 8 1/2“ bedingen. Für die vorliegende Zeit- und Kostenabschätzung wurde diese bohrtechnische Option nicht berücksichtigt.

Es wird davon ausgegangen, dass die Bohrung vor ihrem definitiven Ausbau zu einer hydrothermalen Förder sonde oder zu einer tiefen Erdwärmesonde (TEW, Beilage 1) gesichert und konserviert wird, um die Dimensionierung und Beschaffung der Förderausbauten wie z.B. Steigrohre und Pumpe zeitgerecht vornehmen zu können.

Der Einbau des Förder- oder des Zirkulationsstrangs kann später mittels leichter Workover Anlage oder Autokran erfolgen.

### 3.1.2 Bohr- und Verrohrungsschema

Abgestimmt auf das geologische Prognoseprofil wurde ein Bohr- und Verrohrungsschema entwickelt (Tab. 2).

Tab. 2: Bohr- und Verrohrungsschema (MD = Measured Depth, GeoWell GmbH).

Von Teufe MD [m]	bis Teufe MD [m]	Bohrdurch- messer	Verrohrungs- Durchmesser	Verbinder	Nenngewicht [lbs/ft]	Qualität
0	120	17 1/2"	13 3/8"	BTC	54.5	K-55
120 / 0	450	12 1/4"	9 5/8"	BTC	36.0	L-80
450 / 400	1'050	8 1/2"	7" Liner	BTC	20.0	L-80

Der 7" Liner als Teil des Bohrungsausbaus (Komplettierung) wird in Kap. 3.4 näher beschrieben.

Ein während der Bohrkellererstellung mittels Ramm- oder Schneckenbohrmethode auf eine Tiefe von ca. 10 m einzubringendes Konduktorrohr dient dem kontrollierten Rücklauf der Bohrspülung sowie zum Schutz des Bohrfundaments vor Unterspülung während der ersten Bohrphase durch die quartären Schichten.

Ansonsten werden ausschliesslich standardisierte Rohr- und Werkzeuggrössen nach den Normen der Tiefbohrtechnik (z.B. API, American Petroleum Institute) eingesetzt.

Die angegebenen Rohrnenngewichte und -qualitäten sowie Verbindertypen sind als Vorschlag anzusehen, welche normalen mechanischen und hydraulischen Gebirgsbedingungen und auch Förderbedingungen entsprechen. Eine detaillierte Belastungs- und Festigkeitsberechnung hat später im Zuge der Erstellung eines detaillierten Bohrprogrammes zu erfolgen.

Direkt unterhalb des 9 5/8" Rohrschuhs wird der Neigungsaufbau von 3°/30 m und einem Azimut von ca. 360° begonnen. Dazu wird eine 8 1/2" Richtbohrgarnitur mit Untertagemotor und einem MWD-System (Measuring While Drilling) eingesetzt. Damit ist das kontrollierte und gesteuerte Auslenken der Bohrung in das Aar-Massiv möglich. Mit Erreichen einer Neigung von 30° nach einer Aufbaustrecke von 300 m MD wird die Bohrspur geradlinig als Tangente weitergeführt, womit eine laterale Auslenkung von knapp 230 m bei einer Gesamtbohrungslänge von 1050 m MD erzielt werden kann. Die vertikale Tiefe der Bohrung beträgt dabei 1'000 m TVD (Fig. 9).



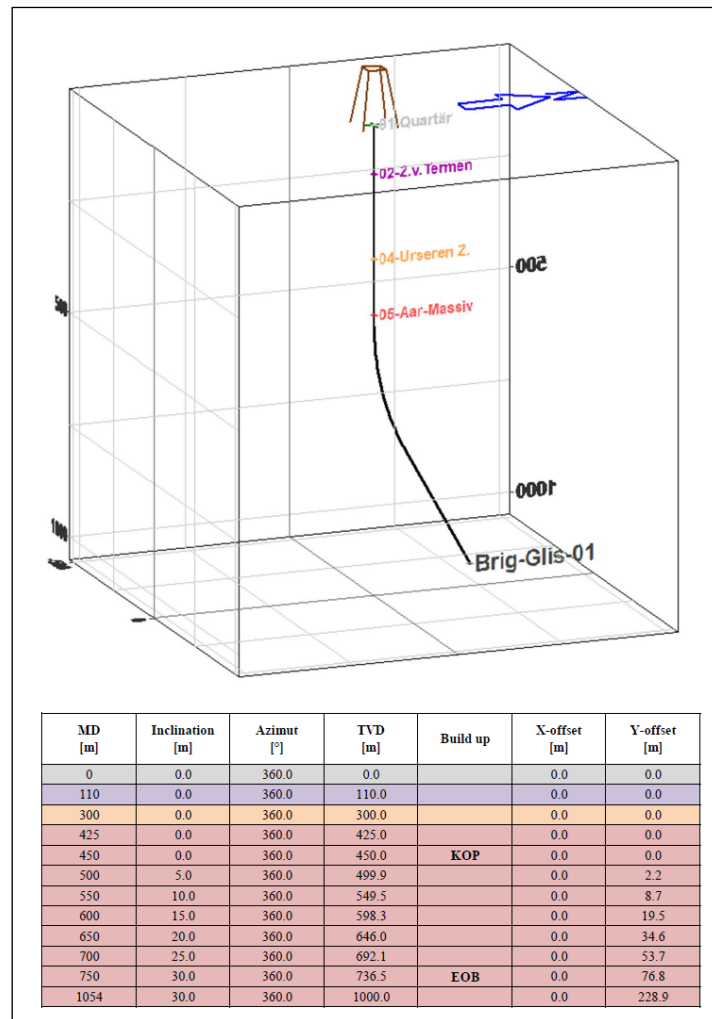


Fig. 9: Geplante Bohrspur für die Geothermie-Bohrung Brig-Glis-01 mit Ablenkungsdaten (Geoform AG).

### 3.2 Bohranlage und Bohrplatzkonzept

Unter Berücksichtigung der Verwendung einer 5“-Gestänge- und 6 3/4“ Richtbohrergarnitur innerhalb der 8 1/2“ Bohrsektion beträgt die benötigte Zugkraft der Bohranlage mindestens 700 kN. Die Einbaulasten der Verrohrungen stellen nach dem vorgeschlagenen Ausbauschema kein Dimensionierungskriterium dar.

Damit ergibt sich die Einsatzerfordernis einer leichten, selbstfahrenden Tiefbohranlage mit ausreichendem Spültank- und Zirkulationssystem, Feststoffaufbereitungsanlagen und Sicherheits-Schliesssystem (BOP, Blow Out Preventer). Üblicherweise sind diese Anlagen, die einzelne oder doppelte Bohrstangen aufnehmen und gleichzeitig verarbeiten können, mit einem Topdrive-Antrieb ausgerüstet. Die Antriebsart ist dieselektrisch oder dieselhydraulisch.

Als Beispiele, um die Grössenordnungen dieser Anlage zu veranschaulichen, werden in Fig. 10 zwei geeignete Anlagen vorgestellt.

Der Platzbedarf für die Bohranlage, Zusatzaggregaten, Lagerungsflächen und Infrastrukturcontainern beträgt rund 1'200 m<sup>2</sup> (Fig. 11, Beispiel Bauer B100). Zusammen mit den Arbeits- und Bewegungsflächen und den übrigen Infrastrukturteilen wird eine Fläche von gesamthaft ca. 3'000 m<sup>2</sup> benötigt. Dieser Flächenbedarf kann je nach Bohranlagentyp variieren, wobei auch die Aufstellung der Container variabel gestaltet werden kann. Die zur Zeit als mögliche Bohrplatzgebiete lokalisierten Flächen sind somit sicher gross genug (Fig. 7).



<p><b><u>HAS WW 185</u></b></p> <p>Hersteller Fa. H. Anger's Söhne, Wülfel  2 zügig, Hakenregellast 700 kN  Höhe 31.5 m  Pumpleistung 2 x 600 kW</p>	 <p><i>Foto: HAS, Hessisch Liechtenau</i></p>
<p><b><u>BAUER B100</u></b></p> <p>Hersteller Wirth, Bauer Resources GmbH  einzügig, Hakenregellast 980 kN  Höhe 31 m  Pumpleistung 2 x 450 kW</p>	 <p><i>Foto: Bauer Resources GmbH, Schrobhausen</i></p>

Fig. 10: Zwei Beispiele von geeigneten Bohranlagen (GeoWell GmbH).

Aufgrund des Umstandes, dass es sich bei den Bohranlagen dieser Grössenordnung um sogenannte „Selbstfahrende Arbeitsmaschinen“ handelt, kann voraussichtlich auf den Einbau eines wasser- und öldichten Deckbelags auf der Bohrplatzfläche verzichtet werden. Somit kann die gesamte Arbeits- und Teile der Aufstellungsfläche in Form eines verdichteten Schotterbelags bautechnisch ausgeführt werden. Wassergefährdende Stoffe wie z.B. Diesel und Hydrauliköle werden in gesetzeskonformen Behältern mit Wannensicherung gelagert.

## BAUER Drilling Rig B100 - Footprint

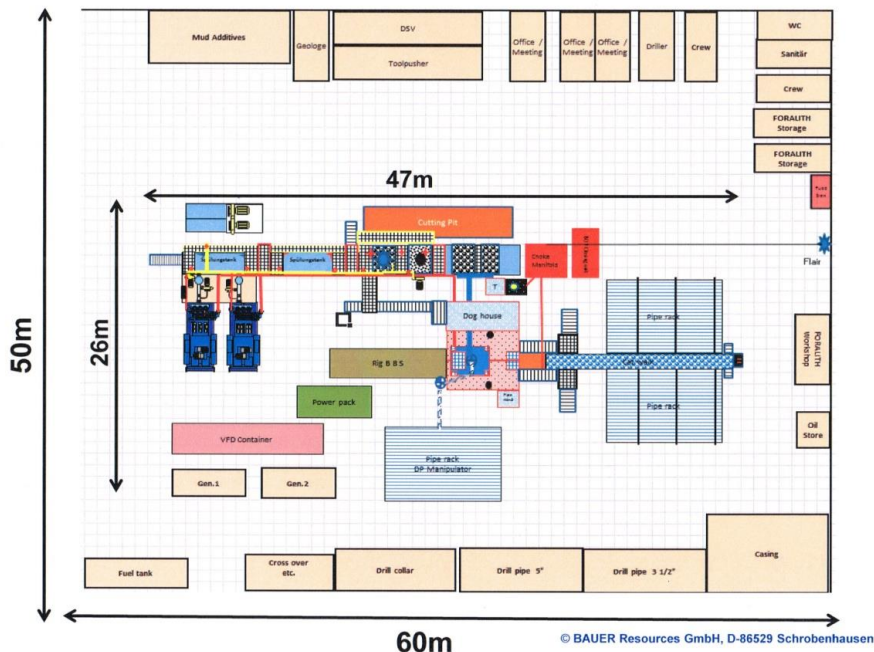


Fig. 11: Aufstellungsplan und Footprint einer Bohranlage, die in Brig-Glis eingesetzt werden könnte (Beispiel Bauer B100, GeoWell GmbH).

Zur Aufnahme der Eigenlasten der Bohranlage und der Bohrlasten ist ein armiertes Streifenfundament aus Beton entsprechend dem spezifischen Lastenplan der Bohranlage zu erstellen. Normalerweise wird dieses in Kombination mit dem zur Aufnahme des Bohrlochkopfes erforderlichen Bohrkellers gefertigt. Der betonierte Bohrkeller mit Ausmassen von ca. 3 x 3 x 3 m dient ebenfalls zur Aufnahme der statischen Lasten und zum flüssigkeitsdichten Einbinden eines Konduktor-Rohres zum Schutz der oberflächennahen Grundwasserschichten.

Da beim Erbohren des Aar-Massivs mit hohen bis vollständigen Spülungsverlusten zu rechnen ist, ist auf eine ausreichende Versorgung der Bohrstelle mit Frischwasser zu achten. Um unter diesen Umständen den Bohrprozess in der 8 1/2“ Sektion aufrecht erhalten zu können, ist eine Wasserbereitstellung von mindestens 25 - 30 Liter/Sekunde erforderlich. Ebenso könnten im Kristallin aber auch überhydrostatische Druckverhältnisse herrschen, welche einen starken Zufluss von Formationsfluiden bewirken. Daher ist auf eine entsprechend dimensionierte Abfluss- bzw. Bohrplatzentwässerungseinrichtung in Form einer Festleitung oder von Versickerungsstrecken zu achten. Diese Installationen sind im Rahmen der Detailplanung mit den kommunalen Behörden abzustimmen.

Eine Einzäunung des Bohrareals durch einen mobilen Bauzaun ist empfehlenswert, besonders da die Test- und Komplettierungsarbeiten lediglich im Tagschichtbetrieb ausgeführt werden sollten.

### 3.3 Mess- und Testkonzept

#### 3.3.1 Gesteinsbeprobung

Während den Bohrarbeiten werden kontinuierlich aus der austretenden Bohrspülung Gesteinsproben (Cuttings) entnommen, ausgesiebt, gewaschen und getrocknet (Beilage 1). Es ist geplant mit einem Probenintervall von 2 m je 3 x 200 g Gesteinsmaterial aufzubereiten.

Bohrkerne sind nur eine Option, die allenfalls im Kristallin des Aar-Massivs zum Einsatz kommt. Dabei würden konventionelle Kerne von 9 m Länge erbohrt. Eine kostengünstige Alternative wären 1"-Seitenkerne, die mit einem Werkzeug am Drahtseil in beliebiger Tiefe entnommen werden können.

#### 3.3.2 Mudlogging

Die Bohrarbeiten werden vor Ort permanent geologisch begleitet (Mudlogging). Die Aufgaben dieses Teams (1-2 Mann, 24/24-7/7 oder nur Tagbetrieb) umfassen die Gasüberwachung, Spülungsbeprobung und eine erste geologische Beurteilung des erbohrten Profils. Diese Gruppe überwacht auch sämtliche Sensoren am Bohrgerät, sichert die digitale Datenerfassung, produziert eine erste Darstellung des Bohrprofils mit sämtlichen Daten und ist verantwortlich für die geologischen Tagesrapporte.

#### 3.3.3 Geophysikalische Vermessung (*wire line logging*)

Während den Bohrarbeiten in der Sektion im Aar-Massiv wird ab ca. 450 m wird zusammen mit der Richtbohrgarnitur (Kap. 3.1.1) ein MWD-Messsystem mitgeföhrt, das die kontinuierliche Messung von z.B. einem GR/Resistivity erlaubt. Damit können bereits während den Bohrarbeiten wichtige Gesteinsparameter bestimmt werden, die mithelfen den weiteren Bohrverlauf zu optimieren.

Nach dem Erbohren jeder Sektion und vor dem Einbringen der Verrohrungen werden am Drahtseil geophysikalische Sonden eingeföhrt um spezifische geophysikalische Gesteinsparameter kontinuierlich zu erfassen.

Folgendes Logging-Programm ist geplant (Beilage 1):

CAL-4/6:	Kaliber-Messung zur Bestimmung der Bohrlochgeometrie
TTRM-COND:	Temperatur und Spülungsparameter
GR/SGR:	Gamma-Strahlung (optional Spektralkomponenten: U, Th, K)
RHOB:	Spez. Dichte des Gesteins
BHC/DSI:	Sonic-/Dipole-Sonic (geomechanische Parameter, Klufteigenschaften)
UBI/RESI:	Bohrloch-Imager (Sonic und/oder Resistivity)
Opt. Scanner:	Bohrlochkamera (nur möglich bei Klarwasserspülung)
Check Shot:	Seismische Geschwindigkeit der Gesteinsformationen
CBL:	Cement Bond Log zur Kontrolle der Verrohrungszementation
FlowM/Spinner:	Messung von Strömungsintensivität im Bohrloch
SWC:	Side Wall Cores (Seitenkerne, optional)
MWD:	Measurement While Drilling
DEVI:	Geometrische Vermessung der Bohrspur (Inklination/Azimut)

Das definitive Logging-Programm wird entsprechend dem effektiven Bohrverlauf pro Sektion während den Bohrarbeiten geplant (Beilage 1).

### **3.3.4 Hydraulische Tests / Produktionstests**

Das Test- und Beprobungsprogramm ist der tatsächlich angetroffenen geologisch/hydraulischen Situation anzupassen. Im Falle des Anfahrens überhydrostatischer Zonen innerhalb des Aar-Massivs können kurzzeitige ad hoc Zuflussmessungen durchgeführt werden. Diese können Spinnerflow-Messungen oder Temperaturmessungen im Bohrloch zur exakten Zuflusslokalisierung sowie Druckaufbaumessungen umfassen. Die Sonden werden am Kabel gefahren. Unterhydrostatische Gebirgsverhältnisse mit Spülwasserverlusten können ebenfalls ad hoc mittels Sonden und Verlustmessungen erfasst und bewertet werden. Abflusssituationen sollten mit Ausnahme von Spinnerflow- und Spiegelabfallmessungen erst nach Ende der Bohrphase bzw. nach Erreichen der Endteufe detaillierter untersucht werden. Dazu gehören geophysikalische Logs zur Einmessung von Kluftsystemen und hydraulische Packertests bzw. Absenk- und Pumptests.

Um die für die Betriebsstrategie notwendigen Daten zu erlangen, wie z.B. die zu erwartende Spiegelabsenkung und die möglichen Produktionsraten während des Betriebs der Sonde, ist die Durchführung von Pumptests erforderlich. Diese sollten in jedem Fall nach Erreichen der Endteufe der Bohrung erfolgen. Diese Tests zeigen das hydraulische Verhalten und die Ergiebigkeit des Reservoirs bei verschiedenen Pumpraten und Pumpzyklen. Es werden damit die erforderlichen Kenntnisse hinsichtlich Transmissivität, hydraulischer Konduktivität, Chemismus, Speicherfaktor, Druckabfall und die Entfernung zu hydraulischen Reservoirgrenzen gewonnen, welche vor allem für die hydrothermale Nutzungsvariante von entscheidender Wichtigkeit sind. Der Pumptest sollte mit einem Doppelpackersystem am Tubing mit elektrischer ESP Pumpe und entsprechender p/t-Zonensensorenausrüstung ausgeführt werden. Mit den Ergebnissen daraus kann auch der Fuss und die Perforationsstrecke des gelochten Stützliners im Falle einer hydrothermalen Nutzung positioniert werden. Dabei werden auch Wasserproben entnommen um die genauen hydrochemischen Charakteristiken des Thermalwassers zu bestimmen.

## **3.4 Kompletierungskonzept**

Wie eingangs erwähnt, wird ein duales Bohrungs- bzw. Kompletierungskonzept in Betracht gezogen (Beilage 1), welches die Nutzung der Bohrung entweder als hydrothermale Förderbohrung (bevorzugt) oder im schlechteren Fall als tiefe Erdwärmesonde erlaubt. Je nach angetroffener hydrogeologischer Situation und dem Ergebnis entsprechender Untersuchungen und Förderteste kann ein zweckentsprechender Ausbau der Bohrung vorgenommen werden, ohne dass besondere bzw. zusätzliche Aufbereitungsmassnahmen an der Bohrung selbst notwendig werden.

### **3.4.1 Hydrothermale Förderbohrung**

Für die nachfolgenden Zeit- und Kostenschätzungen werden die Annahmen getroffen, dass die nutzbaren Klufthorizonte zwischen 800 m und 1050 m MD liegen und dass ggf. darüber liegende Zuflusszonen aufgrund einer damit geringeren Temperatur vom Förderstrom abgetrennt werden sollten. Ebenso wird angenommen, dass die Zuflusszonen durch einen Loch- oder Schlitzliner geschützt werden, so dass ein eventueller Bohrungskollaps bzw. Bohrungsverschluss durch nachfallende Gebirgsteile verhindert werden kann. Die dafür notwendige 7"-Linerkonfiguration kann erst nach der Auswertung der geophysikalischen Logs (siehe oben) festgelegt und im Detail geplant werden.

Der 7“ Liner mit einem Normgewicht von 20 lbs/ft, BTC-Schraubverbindern und in der Stahlqualität L-80 kann als kombinierter Schutz- und Förderliner eingebaut werden. Dazu sind ein External Casing Packer und eine mechanisch/hydraulisch wirkende Zementierstufe erforderlich, welche im untersten Teil des Vollliners bei ca. 800 m gesetzt und aktiviert werden. Der Fuss des Liners ist mit einem Rohrschuh zu versehen. Der Linerhänger mit Packer ist mit einer Überdeckungsstrecke von mindestens 50 m in der 9 5/8“ Verrohrung abzusetzen.

Für eine andauernde Nutzungsmöglichkeit der Bohrung ist eine exakte Zentrierung und vollständige Zementation der Voll-Linerstrecke bis zum Linerhänger bedeutend. Damit können die durch Temperaturwechsel auftretenden Spannungsänderungen in der Verrohrung absorbiert werden, welche andernfalls zu Brüchen in der Verrohrung führen könnten. Auch für eine spätere Aufgabe und ordnungsgemäße Verfüllung der Bohrung ist eine lückenlose Zementation der Voll-Linerstrecke wichtig.

Mit dem Linerhänger bei ca. 400 m ergibt sich die Einsatzmöglichkeit einer elektrischen Tiefpumpe (ESP, Electric Submersible Pump) bis oberhalb dieser Tiefe, innerhalb der 9 5/8“ Verrohrung. Beispielfähig kann eine 13 stufige 6 3/4“ ESP mit 60 Hz, 220 kW und einer Förderleistung von bis zu 60 l/s vorgesehen werden. Eine konkrete Dimensionierung der Pumpe ist erst nach Vorliegen der hydraulischen, thermischen und chemischen Parameter bzw. nach Durchführung und Auswertung eines Leistungspumptests möglich und unabdingbar. Daraus ergeben sich auch die optimale Einbautiefe der Pumpe, der zu verwendende Pumpensteigrohrdurchmesser, der optimale Kabelquerschnitt etc. Zur konzeptionellen Auslegung wird eine Einbautiefe von 300 m und der Einsatz eines 5“ Steigrohrs angenommen. Weiter wird angenommen, dass keine Injektion von Ablagerungsinhibitoren (z.B. gegen  $\text{CaCO}_3$ ) in die Bohrung und keine chemische Aufbereitung des geförderten Thermalfluids vor der Einleitung in die Rhone erforderlich sein wird.

### **3.4.2 Tiefe Erwärmesonde (TEW)**

Wird aufgrund der Untersuchungen und des Pumptests bzw. aufgrund ökonomischer oder ökologischer Überlegungen der Entscheid getroffen, die Bohrung als tiefe Erwärmesonde zu nutzen, erfolgt der Ausbau mit einem durchgehend zementierten 7“ Voll-Liner und mit einem zementierten Verrohrungsschuh von ca. 9 m Länge zu einem geschlossenen System (Beilage 1, TEW).

Eine kostengünstigere Version in Form einer Open-Hole Komplettierung ist aufgrund des höheren technischen Risikos nicht zu empfehlen, denn beim geschlossenen System erfolgt kein Eingriff in die Stoffgleichgewichte des Gebirges. Ebenso treten keine Mineralausfällungen auf, welche u.a. zu Schäden im Wärmetauscher führen können.

Der Wärmetransport an die Oberfläche erfolgt über ein koaxiales Steigrohr, der abgekühlte Rückfluss wird über den Ringraum mengengeregelt zugeführt. Der Wasserkreislauf wird im Wesentlichen durch den Dichteunterschied von warmen zu kaltem Transportfluid aufrechterhalten, eine obertägige Zirkulationspumpe ist zumindest für das Anfahren der Sonde erforderlich. Als Transportmedium kommt eine Glykol-Wassermischung in Frage, die mit sauerstoffbindenden Additiven korrosionshemmend auf den Bohrungsausbau und den Wärmetauscher wirkt. Die inverse Zirkulation ermöglicht höhere Fördertemperaturen als eine klassische Zirkulationsrichtung (Flüssigkeitsaufstieg über den Ringraum). Entscheidend für den Wärmeaustausch zwischen dem absteigenden und dem aufsteigendem Wasser und dem Gebirge sind die Wärmedurchgangskoeffizienten durch das Steigrohr und der Wärmedurchgangskoeffizient vom Ringraum zum Gebirge. Die Wärmeübertragung bewirkt die Ausbildung eines Temperaturgradienten, der zum Nachfließen von Wärme aus der weiteren Umgebung führt.

Als Steigrohre kommen herkömmliche API-Stahlrohre, glasfaserverstärkte Kunststoffrohre oder isolierte Stahlrohre in Frage. Wesentliche Auswahl- und Dimensionierungskriterien sind neben den Wärmedurchgangskoeffizienten das Verhältnis von hydraulischem Innenquerschnitt zum Ringraumquerschnitt sowie die gewählte Zirkulationsrate. Ein Abkühlen des Förderstroms durch den kälteren Gegenstrom im oberen Teil der Sonde soll damit möglichst reduziert werden. Eine Möglichkeit, welche im Vergleich zu den genannten Rohrmaterialien bei weitem die günstigsten Isolationseigenschaften aufweist, wäre ein doppelwandiges Steigrohr aus Stahl, dessen Ringraum ohne Flüssigkeitsfüllung vakuumisoliert oder stickstoffgefüllt wäre. Rohre dieser Art mit Schraubverbindungen sind kostenintensiv und nicht kurz- und mittelfristig verfügbar. Eine kostengünstigere Alternative könnte z.B. ein Coil-in-Coil-System darstellen, welches aus zwei ineinander geschobenen Coiled Tubings (auf Rollen gewickelte Stahlrohre) besteht, welche üblicherweise zur Sondenbehandlung verwendet werden.

Zur Kostenabschätzung wurde ein durchgehender GFK Strang nach API 15 HR mit 3 1/2“ Aussen-durchmesser (OD 89 mm, ID 66.7 mm) gewählt. Zur Optimierung der Wärmeübertragung kann der untere Teil des Tubingstrangs z.B. über ca. 50 m auch als Stahlrohrstrang ausgeführt sein.

### **3.5 Kostenschätzung Bohrung und Ausbau**

Die Bohrzeit wurde anhand der Dauer der Einzelarbeitsschritte und anhand Erfahrungswerten mittlerer Bohrfortschritte berechnet (Tab. 3, Fig. 12).

Es wird für beide Versionen (Hydrothermal, TEW) angenommen, dass nach Fertigstellung der Bohrung (Erreichen der Endteufe, Durchführung der geophysikalischen Logging Runs und der Pumptests) die Bohrung vorübergehend gesichert und die Bohranlage abgezogen wird. Der Einbau der Förderkomplettierung kann zu einem späteren Zeitpunkt, nach Auswertung der erhobenen Daten und nach entsprechender Spezifizierung der Komplettierungsteile (Förderstrang und Tiefenpumpe bzw. isolierter Sonden-Tubingstrang, Sondenkopf), mithilfe eines Mobilkranes oder einer leichten Workover-Anlage erfolgen.

Ein zeitlicher Mehraufwand, welcher im Falle einer hydrothermalen Nutzung der Bohrung aufgrund der damit verbundenen Bekämpfung von hydrogeologisch/technischen Schwierigkeiten beim Abteufen ggf. auftreten könnten, wurde berücksichtigt, ebenso wie ein erhöhter Materialverbrauch für temporäre Verstopfungsmaterialien. Zudem wurde hinsichtlich der TEW Version ein kürzerer Zeitraum für Pumptests angenommen, um die andersgelagerte hydrogeologische Situation zu berücksichtigen.

Dabei wird davon ausgegangen, dass bis zum Erreichen der Endteufe die Arbeiten im durchgehenden 24-Stundenbetrieb ausgeführt werden, was hinsichtlich des Bohrungsrisikos und der Einsatzkosten der Richtbohrausrüstung vorteilhaft ist. Die Pumptests und die Sicherungsarbeiten sollten im 12-Stunden-Tagschichtbetrieb erfolgen.

Die Kostenschätzungen erfolgen anhand der Einzelschrittanalysen und der Abschätzung der spezifischen Verbrauchsmaterial-, Werkzeug- und Dienstleistungsaufwendungen für die beiden Varianten.

Die reinen Bohrkosten belaufen sich auf 1.7 Mio. Fr. (1.5 Mio. Fr. Variante TEW). Für Bohrplatzherichtung, Messungen, Testarbeiten und Ausbau mit Verrohrungen/Pumpe und seismischem Monitoring werden weitere 0.7 – 1.0 Mio. geschätzt. Inklusive Projektleitung, wissenschaftlicher Begleitung

und Innovationsbeiträgen ergeben sich Gesamtkosten von ~3.1 Mio. Fr. (~2.44 Mio. Fr. für Variante TEW).

Tab. 3: Zeitschätzung für Bohr- und Testarbeiten (GeoWell GmbH).

	<b>Hydrothermal</b> (Tage)	<b>TEW</b> (Tage)
Bohren (bis 1'050 m MD)	26	22
Pumptest	15	10
<b>Gesamtzeit</b> (bis und mit Bohrungssicherung)	<b>49</b>	<b>40</b>

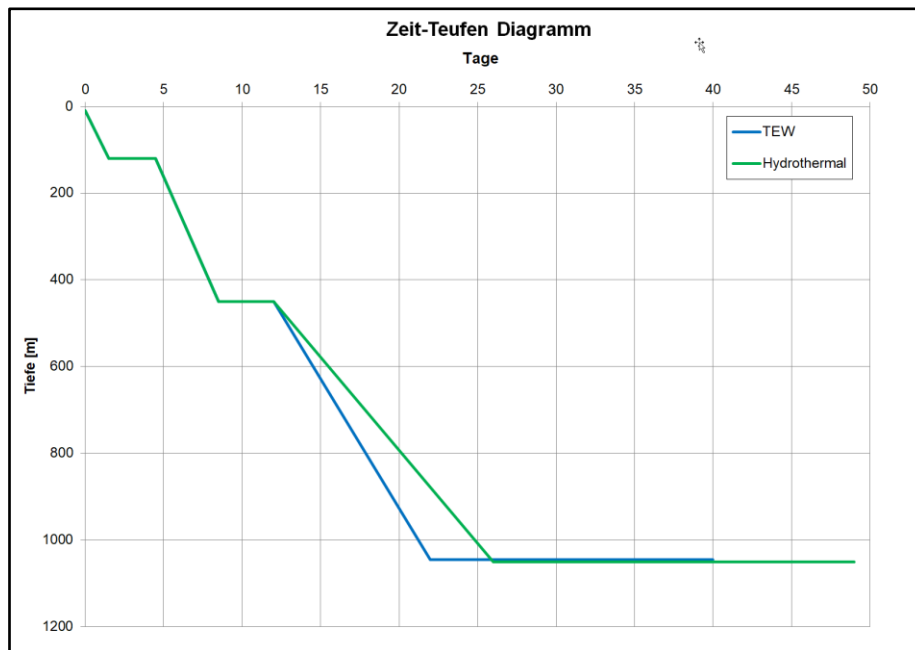


Fig. 12: Zeit-Tiefen Diagramm für die beiden Varianten Hydrothermal und TEW der Geothermiebohrung Brig-Glis-01 (GeoWell GmbH).

### 3.6 Unsicherheiten und Risiken

Bei tiefegeothermischen Projekten müssen generell vier Risikogruppen in Betracht gezogen werden, welche untereinander nicht scharf abgrenzbar sind:

- Fündigkeitsrisiko



- Geologische/geotechnische Risiken
- Umweltrisiken
- Wirtschaftliche/politische Risiken

Treten bei den Bohrarbeiten etwa Schwierigkeiten aufgrund unerwarteter geologischer Verhältnisse auf, so ist dies zwar als geologisches oder geotechnisches Risiko einzuordnen, jedoch bedeuten die damit unweigerlich verbundenen Mehrkosten zugleich auch ein wirtschaftliches Risiko.

Das Fündigkeitsrisiko für die bevorzugte hydrothermale Nutzung ist wesentlich höher als für die Variante einer tiefen Erdwärmesonde (TEW). Dies ist bedingt durch die bestehenden Unsicherheiten betreffend einer genügend hohen Wasserförderrate und Temperatur unterhalb 300 m im Raum Brig-Glis (Kap. 2.4.2).

Ein weiteres zu berücksichtigendes Risiko ist die Unsicherheit über die effektive hydrochemische Beschaffenheit des Thermalwassers. Ein ungünstiger Chemismus könnte die Wiedereinleitung in die Rohne erschweren da nur mit zusätzlichem Mehraufwand machbar.

Die Wahrscheinlichkeit für ein erfolgreiches hydrothermales Projekt wird auf 60% geschätzt (POS = 0.6). Für ein geschlossenes System (TEW) ist die Erfolgswahrscheinlichkeit mit 90% wesentlich höher (POS = 0.9).

## **4. Wärmenutzung**

### **4.1 Geothermische Leistung**

#### **4.1.1 Hydrothermale Nutzung**

In Brigerbad konnten in den Produktionstests von 2010 Förderraten von rund 20-30 l/s dauerhaft im Tiefenbereich bis 500 m nachgewiesen werden (Buser et al. 2013).

Die Annahme ist vertretbar, dass in einer 1'000 m Bohrung in Brig-Glis mit einer abgelenkten Bohrspur, die den Randbereich des Aar-Massiv Südrandes erschliesst, eine doppelt so grosse Förderrate möglich ist. Um der Unsicherheit betreffend der Abnahme der Durchlässigkeit mit der Tiefe Rechnung zu tragen (Kap. 2.2 und 2.4.2) wird für die weiteren Berechnungen ein konservativer Wert für die realisierbare Förderrate von 35 l/s angenommen.

Die prognostizierten Fördertemperaturen liegen im Bereich von 75 bis 100°C (Fig. 8, Kap. 2.5). Für die Leistungsberechnung wird jedoch ein konservativer Bereich von 35 – 65 °C angenommen. Bei einer Wärmeentnahme mit einer Abkühlung bis auf eine Rückgabetemperatur von 20°C ergibt sich somit ein Leistungsbereich von rund 2-7 MW.

#### **4.1.2 Nutzung mit geschlossenem System (TEW Tiefe Erdwärmesonde)**

Um eine realistische Abschätzung der möglichen Leistung und nutzbaren Wärmemenge einer tiefen Erdwärmesonde – für den Fall das die 1'000 m Bohrung in Brig-Glis nicht hydrothermal genutzt werden kann – zu bestimmen wurden spezifische Berechnungen durchgeführt. Dazu wurden bestehende Berechnungsmodelle einer ähnlich tiefen Bohrung bei Fehraltorf (ZH) für die Untergrundsbedingungen der Region Brig-Glis angepasst (Gesteinstypen, geothermische Parameter etc.). Es wurden verschiedene Betriebsarten wie Dauerbetrieb oder saisonale Schaltbetriebe durchgerechnet, unter Annahme verschiedener Typen von Förderrohrmaterialien.

Es resultieren je nach Betriebsart und Temperaturgradienten ca. 90 – 180 kW Leistung für den Fall der Bohrung Brig-Glis-01. Die Entzugsleistung ist dabei bei einer mehrjährigen Betriebsdauer gegen oben durch die minimal mögliche Rückgabetemperatur limitiert (3 - 4° über 0°C), da generell mehr Wärme entzogen wird als durch den konstanten Wärmefluss aus dem Erdinnern kompensiert wird.

Eine Regeneration im Sommerhalbjahr – wie sie bei uniefen Erdwärme-Sondenfeldern angewendet wird – funktioniert bei einer 1'000 m Einzelsonde nicht. Die Rückgabetemperaturen müssten im Bereich von 40 - 80°C liegen, was hier nicht möglich ist. Weiter kommt hinzu, dass die regenerierte Wärme im trockenen Gestein vom Bohrloch wegwandert und so „verloren“ geht (es handelt sich nicht um einen Wärmespeicher mit mehreren dicht positionierten Bohrungen).

Da die potentielle Leistung einer tiefen EWS in diesem Fall, verglichen mit einem hydrothermalen System (Kap. 4.1.1), relativ bescheiden ist, wurden keine Nutzungsvarianten mit einem geschlossenen System für Brig-Glis weiter verfolgt.

#### **4.2 Abnehmersituation und Varianten**

Mit der hydrothermalen Förderbohrung werden bis 35 l/s thermales Wasser bei einer Temperatur von 70 - 100°C erwartet. Dies entspricht einer thermischen Leistung von 2 – 7 MW (Kap. 4.1.1).

Diese natürliche Wärme kann als preiswerte Bandenergie zur Belieferung einer Wärmeverbund-Quartierzentrale beim Spital genutzt werden. Die Quartierzentrale soll das Spitalzentrum Oberwallis heizen und mit Anergie kühlen. Das heisse Wasser der Geothermiebohrung wird zur Quartierzentrale geleitet und dort mittels Wärmetauscher für das Beheizen des Spitals genutzt. Die Quartierzentrale wird parallel zur Geothermie mit verschiedenen Wärmequellen wie Grundwasser, Gas etc. versorgt. Der Rücklauf aus dem Spital kann zur Erhöhung der Leistung des neuen lokalen Anergienetzes weiter verwendet werden. Durch die Temperaturerhöhung auf 16°C und eine Netzkopplung kann weiter die Kapazität der bestehenden Anergienetze im Jesuitugrund und der unteren Glismatta mehr als verdoppelt werden.

Die Anergienetze werden heute mit mehreren Grundwasserbrunnen versorgt. Das Anergienetz ist eine „kalte Fernleitung“, welche die Abnehmer mit Wasser von ca. 10°C beliefert. Die Bezüger können mittels Wärmepumpe ihre Gebäude beheizen sowie Warmwasser erzeugen. Im Sommer eignet sich das Kaltwasser für die Raumkühlung. In einem zweiten Schritt wird mit

Für die Einbindung der hohen Temperaturen der Geothermie und der notwendigen Komponenten in das neue Anergienetze drängen sich zwei Standorte auf. Die Technikzentrale kann als eigenständige

Quartierzentrale (Variante 1) oder direkt im Krankenhaus als Spitalzentrale (Variante 2) gebaut werden.

#### 4.2.1. Variante 1: Quartierzentrale

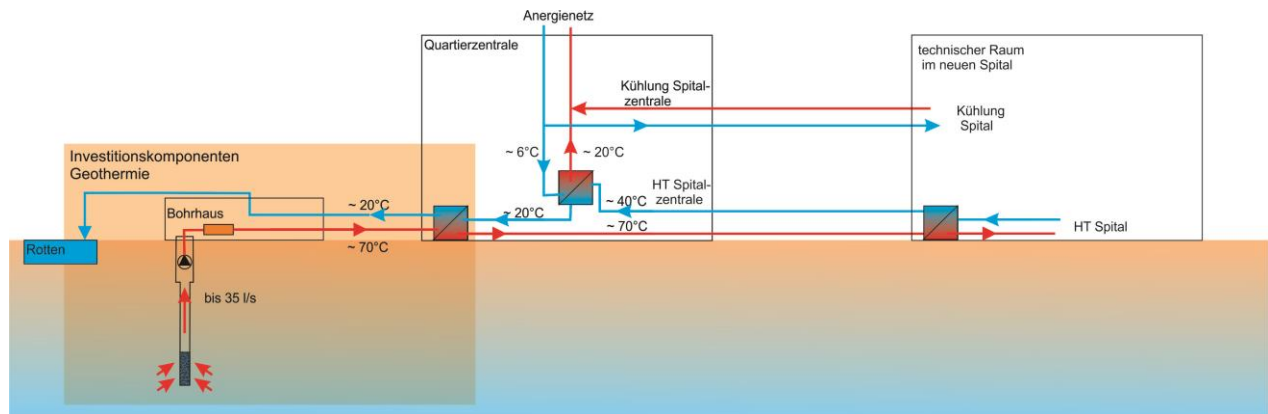


Fig. 13: Schema Variante 1 Quartierzentrale (Elimes AG).

Der Vorlauf aus der hydrothermalen Förderbohrung hat eine Temperatur von  $70^{\circ}\text{C}$  und wird zum Wärmetauscher in der Quartierzentrale geleitet (Fig. 13). Das abgekühlte Wasser der Bohrung wird mit etwa  $20^{\circ}\text{C}$  dem Rotten zugeführt (siehe Kap.5, Rechtliche Grundlagen). Das im Wärmetauscher erhitzte Wasser wird für die Beheizung des Spitalzentrums genutzt. Der abgekühlte Rücklauf reicht daraufhin noch aus, um den Vorlauf des neuen Anergienetzes auf  $16\text{-}20^{\circ}\text{C}$  aufzuwärmen. Das Spitalzentrum Oberwallis kann seine Kühlenergie aus dem Anergienetz beziehen. Die Komponenten im orange markierten Bereich befinden sich innerhalb der Systemgrenze und sind in den Kosten für das Geothermieprojekt eingerechnet. Hingegen sind die übrigen Anlageteile ausgeklammert, da sie unabhängig von der Quelle benötigt werden.

Fig. 14 stellt die örtliche Situation der Variante 1 dar. Das Bohrhaus wird mit dem Wärmetauscher in der Quartierzentrale verbunden. Der heiße Vorlauf aus der Quartierzentrale beheizt das Spital. Der Rücklauf wird wieder zurück zur Zentrale geführt und speist das lokale Anergienetz. Das neue Anergienetz versorgt diverse Liegenschaften in der Nähe des Krankenhauses. Zudem wird es über die neue Übergabestation für die Leistungserhöhung der bestehenden Anergienetze Jesuitgrund und unneri Glismatta zuständig sein.

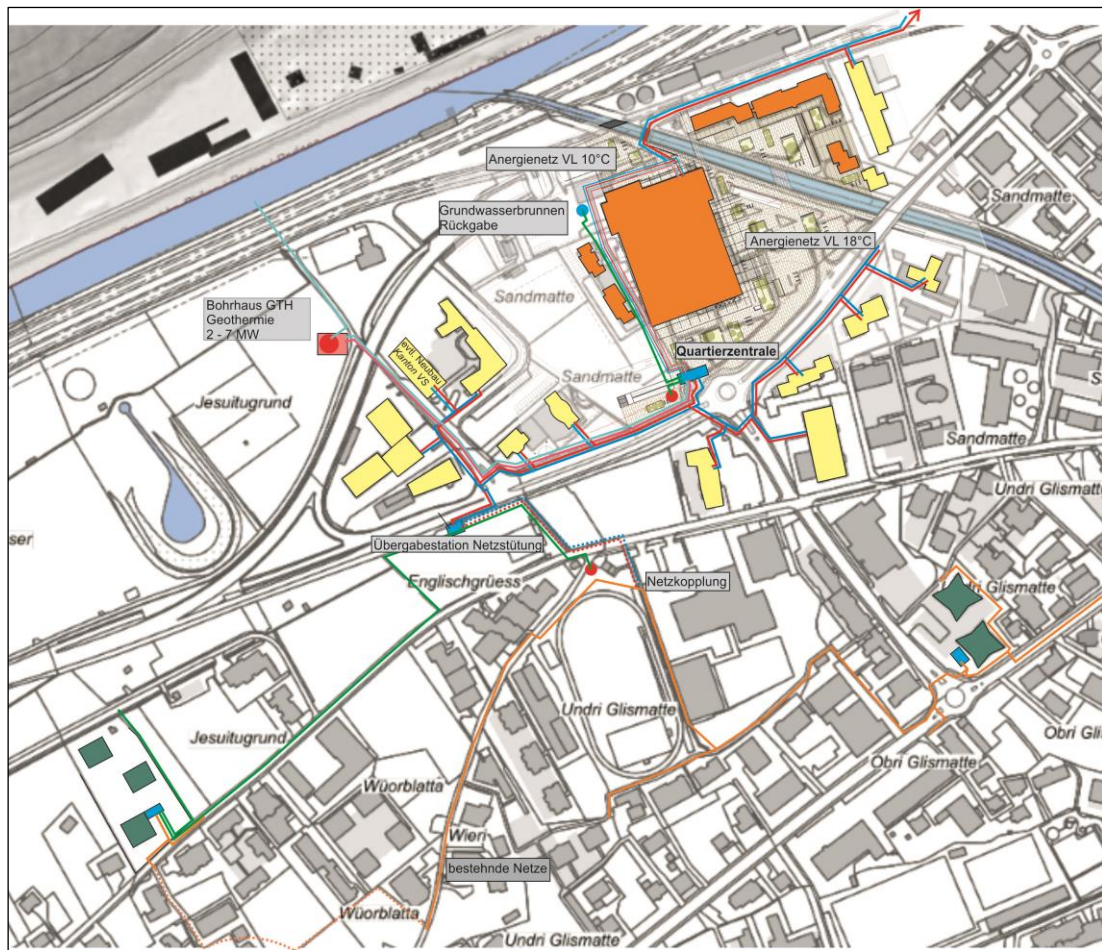


Fig. 14: Situation Variante 1 Quartierzentrale (Elimes AG).

#### 4.2.2 Variante 2: Spitalzentrale

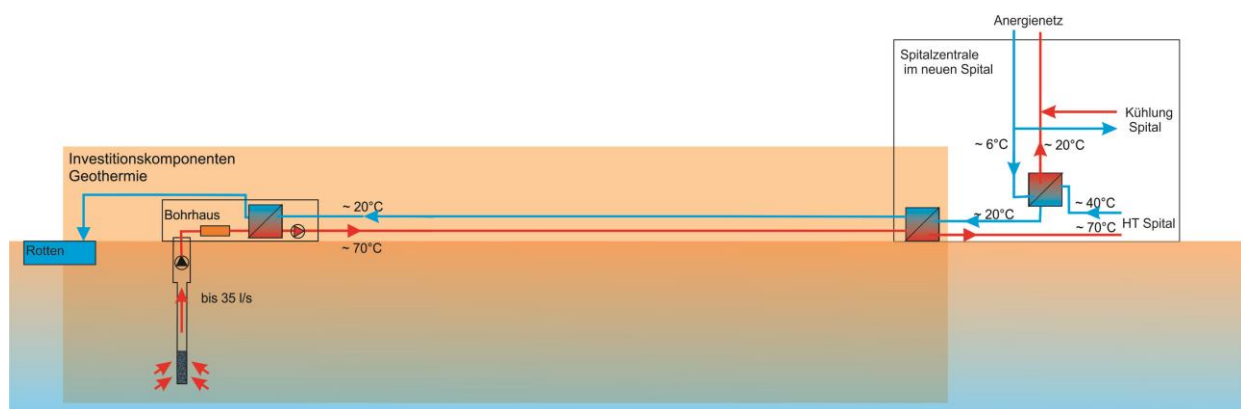


Fig. 15: Schema Variante 2 Spitalzentrale (Elimes AG)

Variante 2 (mit Spitalzentrale) hat grundsätzlich die gleiche Funktionsweise wie Variante 1 (mit Quartierzentrale (Kap. 4.2.1, Fig. 13).

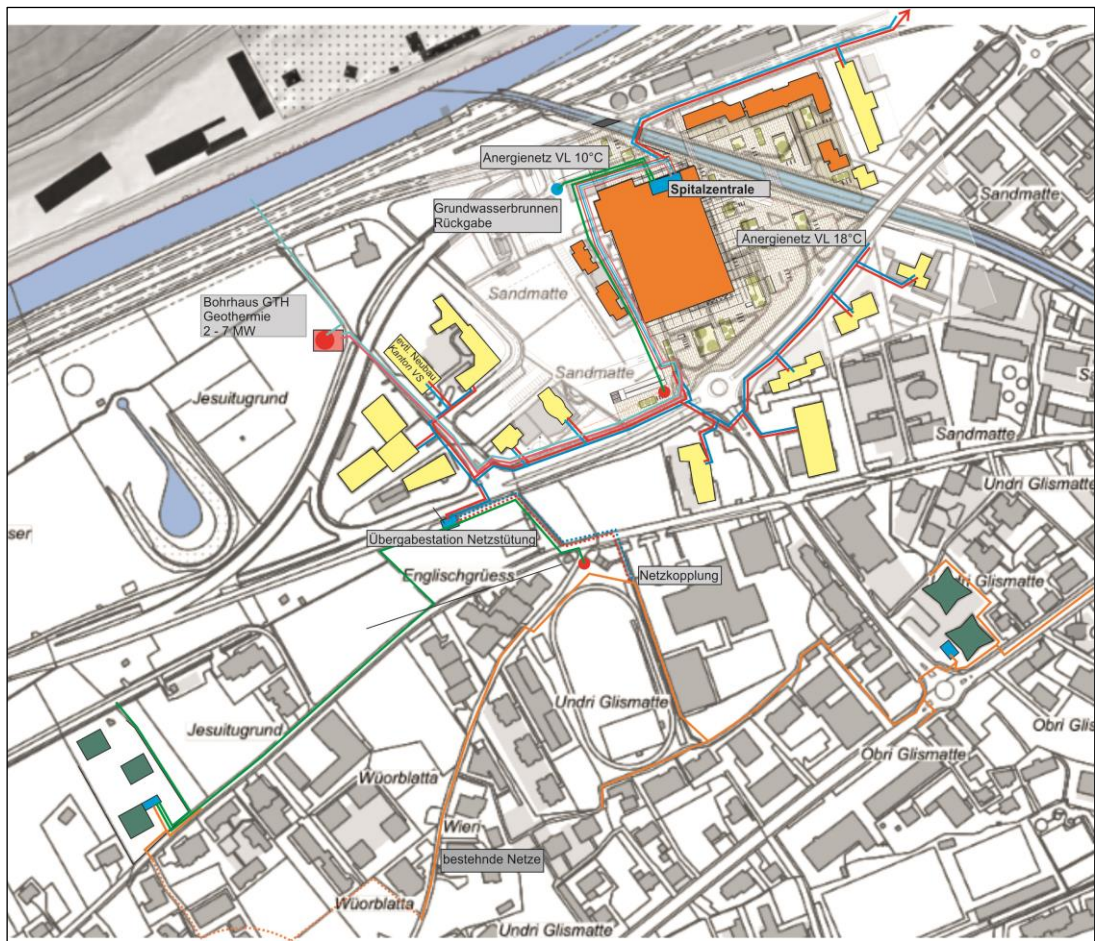


Fig. 16: Situation Variante 2 Spitalzentrale (Elimes AG).

Figur 16 stellt die örtliche Situation der Variante 2 dar. Das Bohrhaus wird mit dem Wärmetauscher in der Spitalzentrale verbunden.

### 4.3 Wirtschaftlichkeit

Tab. 4: Wärmepreise (Elimes AG).

Wärmepreise	Variante 1 Quartierzentrale	Variante 2 Spitalzentrale
Wärmegestehungskosten	10.5 Rp./kWh	11.4 Rp./kWh
Wärmeverkaufspreis	11.5 Rp./kWh	12.6 Rp./kWh
Benchmark Öl	13.0 Rp./kWh	13.0 Rp./kWh
Preisvorteil zu Benchmark Ölheizung	1.5 Rp./kWh	0.4 Rp./kWh

Diese erste Wirtschaftlichkeitsabschätzung zeigt, dass die hydrothermale Nutzung einer Geothermiebohrung im Wärmeverbund in Brig-Glis sicher rentabel sein kann. Detaillierte Wirtschaftlichkeitsbe-

rechnungen müssen jedoch nach Vorliegen der Resultate der ersten Explorationsbohrung (Schüttungsmenge, Chemismus, Temperatur etc.) durchgeführt werden.

#### **4.4 Tiefere Temperaturen (Alternative Nutzung)**

Wenn die Vorlauftemperatur der hydrothermalen Förderbohrung weniger als 70°C beträgt, kann das Spitalzentrum Oberwallis nicht direkt via Geothermie beheizt werden. Es ist eine Wärmepumpe notwendig, welche den Hub auf 70°C macht. Durch die höheren Investitions- und Energiekosten wird dann auch der Wärmepreis steigen.

Varianten mit Erdwärmesonden werden nicht im Detail berechnet weil die Leistungsperspektiven klein sind.

### **5. Rechtliche Grundlagen, Bewilligungen, Konzessionen**

Die Bohrung ist bewilligungspflichtig. Gemäss ersten Angaben der kantonalen Dienststelle für Umwelt ist am vorgesehenen Standort einzig sicherzustellen, dass die Arbeiten gemäss aktuellem Stand der Technik mit geeignetem Material und geschultem Personal auszuführen ist. Sonst sind die gängigen Umweltauflagen z.B. bzgl. Lärm, Bodenschutz etc. einzuhalten. Das anfallende Bohrgut ist aufzubereiten (Trennen von Suspension) und VVEA-konform zu entsorgen. Gemäss Art. 43 des GSchG dürfen Grundwasservorkommen nicht dauernd miteinander verbunden werden, wenn dadurch Menge oder Qualität des Grundwassers beeinträchtigt werden können.

Falls die Bohrung als hydrothermale Singlette ausgebaut werden sollte, muss das anfallende Wasser in ein nahegelegenes Oberflächengewässer, vermutlich den Rotten, eingeleitet werden. Für die Einleitung in ein Oberflächengewässer sind gemäss GSchV bestimmte chemische und physikalische Parameter einzuhalten. Bei ersteren handelt es sich überwiegend, aber nicht ausschliesslich um Schwermetalle und bei letzteren um Temperatur und Trübung.

### **6. Seismisches Risiko**

Da der Projektstandort Brig-Glis in einer der seismisch aktivsten Regionen der Schweiz liegt, wurde eine detaillierte Untersuchung der seismischen Gefährdung durch eine 1'000 m Geothermiebohrung mit hydrothermalen Förderung in Auftrag gegeben (Qcon 2018). Die Studie analysiert einerseits die natürliche Seismizität der weiteren Umgebung um Brig-Glis (Fig. 17) und beschreibt andererseits den möglichen Einfluss einer Geothermiebohrung mit Wasserförderung in Bezug auf die physikalischen Prozesse im Untergrund.

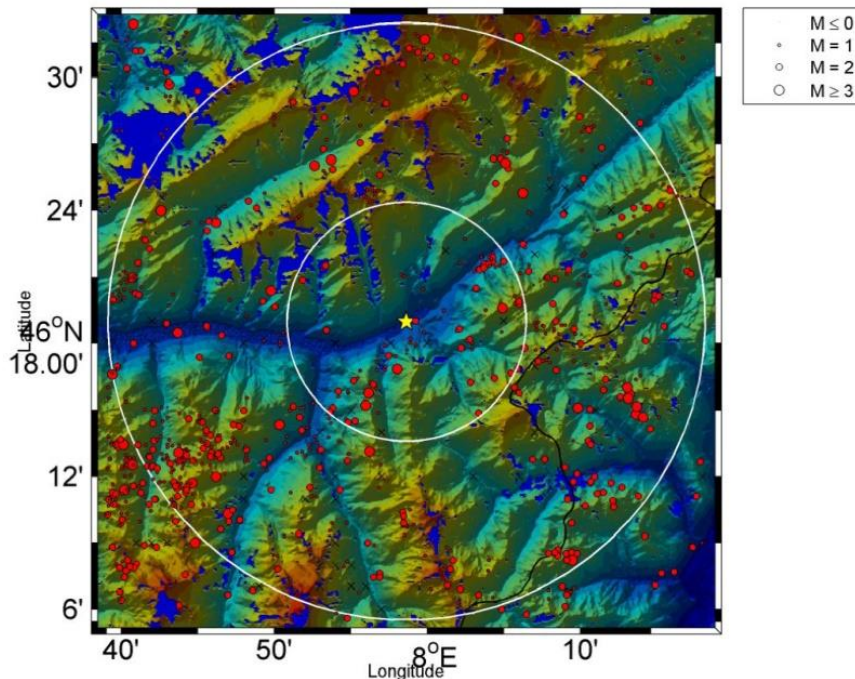


Fig. 17: Natürliche Erdbebenaktivität im weiteren Umfeld des Projektstandortes Brig-Glis. Innerhalb eines Radius von 5 km liegen 29 Epizentren (Erdbebenkatalog SED, ergänzt bis Dezember 2017).

Die Untersuchungen von Qcon GmbH kommen zu folgenden Schlüssen:

- Es sind weltweit keine Geothermie-Singletten (ca. 1'000 m Tiefe) bekannt, die mit Erdbeben korrelieren.
- Während Bohrarbeiten, kleinen Flüssigkeitsinjektionen (<100 m<sup>3</sup>, z.B. Säuerung) und der Wasserentnahme besteht nur eine geringe Gefährdung induzierte Erbeben auszulösen.
- Um jedoch zwischen natürlichen und induzierten Erdbeben zu unterscheiden wird für den Fall einer hydrothermalen Förderung eine weitergehende Untersuchung vor den Bohrarbeiten, sowie eventuell ein Monitoring/Überwachungssystem empfohlen (zu definieren).

Während den Bohr- und Testarbeiten in Brigerbad wurde in Zusammenarbeit mit dem SED (Erdbebendienst Schweiz) die Seismizität speziell überwacht, aber es konnten keine Erschütterungen nachgewiesen werden.

## 7. Finanzielle Förderbeiträge durch Bund und Kanton

Im Rahmen der Wiederverwendung der CO<sub>2</sub>-Abgaben (CO<sub>2</sub>-Verordnung 641.711, Stand 1.1.2018) wird neu auch die direkte Nutzung der Geothermie für die Wärmebereitstellung mit Förderbeiträgern unterstützt. Dabei werden 60% der anrechenbaren Investitionskosten von Prospektion (indirekte Charakterisierung des Untergrundes, Lokalisierung von Bohrstandort etc.) und der Erschliessung (Explorationsbohrung mit anschliessender Wasserförderung) vom Bund bezahlt.

Für die Prospektion – vorliegende Vorstudie – übernimmt der Bund bereits rund 50% der Kosten.

Für die nächste Phase (Erschliessung mit Bohrung) werden 60% der folgenden Aufwendungen übernommen:

- a) Vorbereitung, Erstellung und Abbau des Bohrplatzes;
- b) Bohrungen inklusive Verrohrung, Zementation und Komplettierung für die geplante Explorationsbohrung, Rückführungsbohrung sowie Horchbohrungen;
- c) Bohrlochstimulationen;
- d) Bohrlochtests;
- e) Bohrlochmessungen inklusive Instrumentierung;
- f) Analysen vorgefundener Substanzen;
- g) Geologische Begleitung, Datenanalyse und Interpretation.

Nicht anrechenbar sind die Kosten, die im Rahmen von behördlichen Abläufen im Zusammenhang mit der Prospektion und der Erschliessung anfallen.

Die Anforderungen an das Gesuch sind in der Verordnung klar definiert. Neben den technischen Angaben sind folgende Informationen zu liefern:

- Innovationen, die geplant sind um Geothermie-Reservoire in der Schweiz erfolgreich zu erschliessen.
- Die vorgesehene juristische Form und Name der Betreibergesellschaft.
- Die Finanzierung des Gesamtprojektes (Aktionäre, Partner etc.).

Auch der Kanton Wallis hat Förderbeiträge für die Explorations-Erschliessungsarbeiten in Aussicht gestellt. Die Art der Mitfinanzierung muss jedoch noch im Detail abgeklärt werden.

## **8. Zeitplanung und weiteres Vorgehen**

Die notwendigen Arbeitsschritte nach einer positiven Entscheidung der Geothermie Brig-Glis AG zur Weiterführung des Projektes sind in Figur 18 zusammengefasst.

Die Vorbereitungsarbeiten (Gesuche Förderbeiträge mit Vertrag, Verträge mit Landeigentümer und Baubewilligung) vor einer definitiven Bauentscheidung sind noch nicht im Detail geplant und die notwendigen Kosten nicht in Tabelle 4 enthalten.

Die AG müsste sich in dieser Phase auch mit der konkreten Finanzierung festlegen, eine Voraussetzung um Förderbeiträge vom Bund zu erhalten.

Der Projektzeitplan (Fig. 18) definiert auch die möglichen Milestones für einen eventuellen vorzeitigen Projektabbruch bei negativen Resultaten.



Aktivität	2018				2019												2020		
	Sept	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sept	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mrz
1				◆															
2																			
3																			
4																			
5																			
6																			
7																			
8																			
9																			
10																			
11																			
12																			
13																			
(Kostenschätzung Tabelle 4)				◆ Projektabbruch möglich															

Fig. 18: Projektzeitplan für die Explorations-/Erschliessungsphase der Geothermiebohrung Brig-Glis-01.

## 9. Referenzverzeichnis

**BIANCHETTI, G., KOHL, TH. & GRAF, O. (2007):** Géothermie du cristallin profond de la vallée du Rhône. Phase A: Etude préliminaire. – Agepp Bericht, im Auftrag des BFE, 91 p.

**BIANCHETTI, G., ZUBER, F., VUATAZ, J.-F. & ROULLER, J.-D. (1993):** Hydrogeologische und geothermische Untersuchungen im Simplontunnel. – Beitr. Geol. Schweiz, Geotechn. Serie, Nr. 88, 90 p.

**BUSER, M., Paris, U. Jacoud, J. & Vuataz, J.-F. (2013):** Geothermie Brig-Glis. Geothermiebohrungen Brigerbad Phase 2: Schlussbericht Phase 2. – Bericht Planergemeinschaft zu Handen BFE, 60 p.

**GEOFORM AG (2011):** Wissenschaftliche Beurteilung des aktuellen Ist-Zustandes der tiefen Geothermieerkundung Brigerbad. – Bericht Geoform 257-1, 13 p.

**ISSKA (2009):** Konstruktion eines 3D Modells der geologischen Verhältnisse der Region Brigerbad (VS). - 13.03.2009, p. 25.

**NORBERT SA (2010):** Geothermie Brigerbad – Phase II. Forages géothermiques 08-BR1 et 10-BR2 (Rapport géologique et hydrogéologique).-Rapport du 30 juin avec modification du 7 février 2011, p. 34.