

<b>Zeitschrift:</b>	Swiss bulletin für angewandte Geologie = Swiss bulletin pour la géologie appliquée = Swiss bulletin per la geologia applicata = Swiss bulletin for applied geology
<b>Herausgeber:</b>	Schweizerische Vereinigung von Energie-Geowissenschaftern; Schweizerische Fachgruppe für Ingenieurgeologie
<b>Band:</b>	23 (2018)
<b>Heft:</b>	2
<b>Artikel:</b>	Potenzialstudie hydrothermale Tiefengeothermie im Churer und Sarganser Rheintal bis zum Walensee
<b>Autor:</b>	Büsser, Erich / Heinz, Roger
<b>DOI:</b>	<a href="https://doi.org/10.5169/seals-832409">https://doi.org/10.5169/seals-832409</a>

### **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

### **Conditions d'utilisation**

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

### **Terms of use**

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

**Download PDF:** 23.02.2026

**ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>**

# Potenzialstudie hydrothermale Tiefengeothermie im Churer und Sarganser Rheintal bis zum Walensee

Erich Büsser<sup>1</sup>, Roger Heinz<sup>2</sup>

## Vorbemerkungen

Der vorliegende Beitrag ist ein Abdruck der bereits veröffentlichten Kurzfassung des Schlussberichtes «Potenzialstudie hydrothermale Tiefengeothermie im Churer und Sarganser Rheintal bis zum Walensee» aus dem Jahre 2015, der vom Amt für Energie und Verkehr (AEV), dem Amt für Natur und Umwelt (ANU) und dem Amt für Raumentwicklung (ARE) des Kantons Graubünden sowie dem Amt für Umwelt und Energie (AFU, heute AWE) des Kantons St.Gallen, der an die Sankt Galler Stadtwerke in Auftrag gegeben und mit der Gesamtkoordination betraut wurde. Verfasst wurde der Kurzbericht von Dr. Michael Sonderegger, damals noch bei den Sankt Galler Stadtwerken. Unterstützt wurden er von einer Arbeitsgruppe bestehend aus Erich Büsser (AEV), Hansruedi Aebli (ANU), Tanja Bischofberger (ARE) und Dr. Roger Heinz (AFU). Der Kurzbericht wurde im Januar 2016 veröffentlicht.

Im Projekt Potenzialstudie wirkten neben dem Projektteam bestehend aus Dr. Michael Sonderegger (Gesamtkoordination), Marco Huwiler und Thomas Bloch (alle Sankt Galler Stadtwerke) noch folgende Fachpersonen im Projekt und an der Erarbeitung der Unterlagen mit: Dr. Riccardo Bernasconi, Kaspar Papritz und Samuel Bucher (Dr. Bernasconi AG), gefolgt von Dr. Christian Regli, Dr. Reto Hänni und Stephan Bolay (Geotest AG). Von Seiten der Energieagentur St.Gallen GmbH beteiligten sich Alfons Schmid und Julie Kästl am Projekt. Als geologischer Fachexperte wurde Prof. em. Adrian Pfiffner beigezogen. In der begleitenden Arbeitsgruppe wirkten die im ersten Abschnitt erwähnten Personen aus den kantonalen Fachstellen mit.

Ziel der Potenzialstudie zur hydrothermalen Tiefengeothermie durch die Kantone Graubünden und St.Gallen war die verfügbaren geothermischen Ressourcen sowie deren Nutzungspotenzial im Gebiet Churer und Sarganser Rheintal bis zum Walensee abzuklären. Die Abklärungen und die Ergebnisse der Studie wurden an der SASEG-Jahrestagung in Chur in einem Vortrag von R. Heinz vorgestellt.

<sup>1</sup> Amt für Energie und Verkehr (AEV), Amt für Natur und Umwelt (ANU), Amt für Raumentwicklung (ARE), Kanton Graubünden

<sup>2</sup> Ehemals Amt für Umwelt und Energie (AFU), Kanton St.Gallen, Vorstandsmitglied SFIG und SASEG

## Abstract

For a long-term security of energy supply in Switzerland, the energy strategy 2050 was elaborated at federal level and measures for its implementation were defined. The Federal Council is particularly focusing on the consistent implementation of energy efficiency measures as well as on a balanced expansion of hydropower and new renewable energies.

Geothermal energy as an almost inexhaustible, renewable, indigenous, baseload and low-CO<sub>2</sub> energy source is sometimes seen as a potential bearer of hope for Switzerland's energy future. For example, the development of geothermal heat and electricity production is progressing steadily at both the research and practice levels. Against this background, the cantons of Grisons and St.Gallen have used this potential study on hydrothermal deep geothermal energy to investigate the available geothermal resource and its potential use in the Churer and Sargans Rhine Valley to Lake Walen. This summary gives a summary of their results.

## 1 Einführung

### 1.1 Ausgangslage und Untersuchungsperimeter

Im Jahr 2011 haben der Schweizerische Bundesrat und die Bundesversammlung einen Grundsatzentscheid für den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie gefällt. Als Folge dieses Beschlusses und im Rahmen der internationalen Energiepolitik ist ein sukzessiver Umbau des Schweizer Energiesystems unabdingbar. Für eine langfristige Sicherstellung der Energieversorgung in

der Schweiz wurde deshalb die Energiestrategie 2050 erarbeitet und Massnahmen zu deren Umsetzung definiert. Der Bundesrat setzt hierzu insbesondere auf die konsequente Umsetzung von Energieeffizienzmassnahmen sowie auf einen ausgewogenen Ausbau der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien.

Die Erdwärme als nahezu unerschöpfliche, erneuerbare, einheimische, grundlastfähige und CO<sub>2</sub>-arme Energiequelle wird mitunter als eine potenzielle Hoffnungsträgerin für die Energiezukunft der Schweiz gesehen. So wird die Entwicklung der geothermischen Wärme- und Stromproduktion sowohl auf Forschungs- als auch auf Praxisebene stetig vorangetrieben.

Vor diesem Hintergrund haben auch die Kantone Graubünden und St.Gallen mit der Potenzialstudie zur hydrothermalen Tiefengeothermie die verfügbare geothermische Ressource sowie deren Nutzungspotenzial im Gebiet Churer und Sarganser Rheintal bis zum Walensee untersucht (August, 2015). Diese Kurzfassung gibt einen zusammenfassenden Überblick über deren Ergebnisse.

## 1.2 Studienumsetzung

Gemäss Auftrag der beiden Kantone wurde das Potenzial der hydrothermalen Tiefengeothermie – d.h. die potenzielle Nutzung von natürlich vorhandenem, heissen Tiefenwasser – zur Wärme- und Stromproduktion abgeklärt. Als wesentliche Grundlage konnte

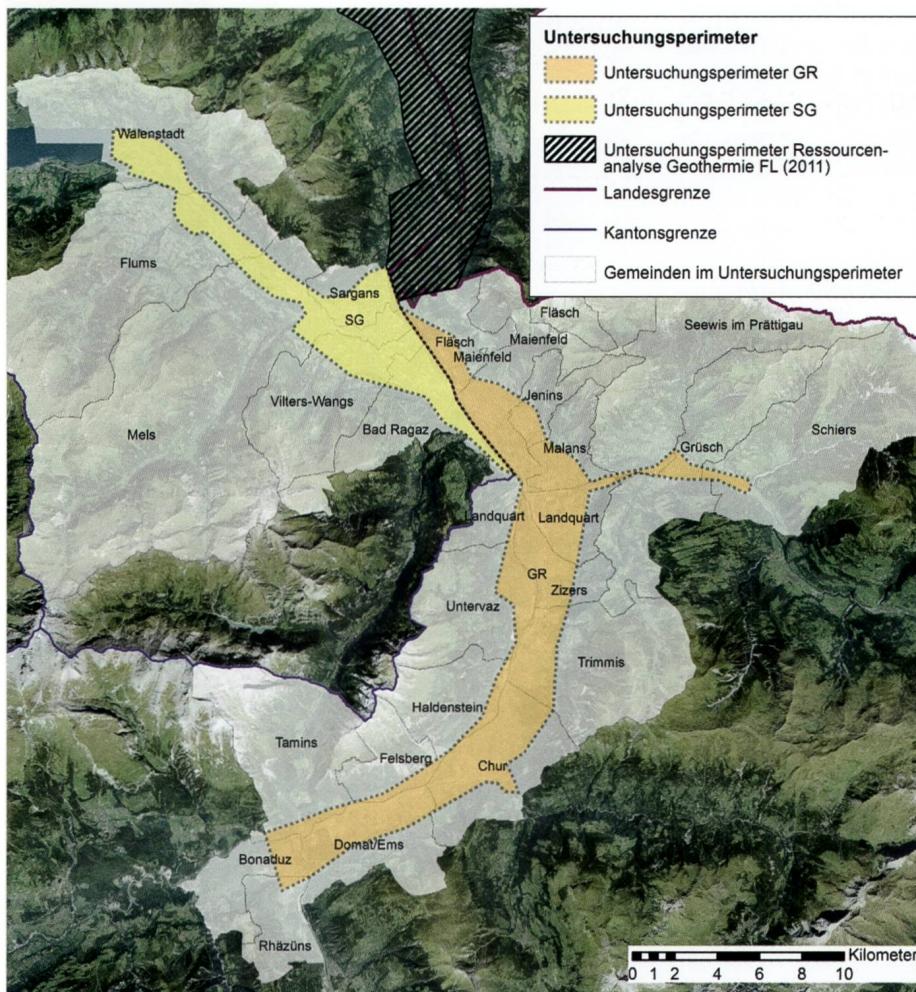


Fig. 1: Untersuchungsperimeter im Kanton Graubünden (orange), im Kanton St.Gallen (gelb) sowie Perimeter mit bestehender Ressourcenanalyse des Fürstentums Liechtenstein aus dem Jahr 2011 (schraffiert).

im Rahmen der Studie aus bestehenden geologischen Daten und Kenntnissen erstmalig ein flächendeckendes, geologisches 3D-Modell des tiefen Untergrundes im Untersuchungsperimeter generiert werden. Die für eine tiefengeothermische Nutzung potenziell interessanten Gesteinseinheiten wurden darauf basierend identifiziert und deren geothermische Entzugspotenziale beurteilt. Aufgrund fehlender Tiefbohrungen im Projektgebiet ist die Quantifizierung der geothermischen Ressourcen unweigerlich mit grösseren Unsicherheiten behaftet.

Da aus wirtschaftlichen Überlegungen selbst bei strombasierten Geothermieanlagen eine parallele Wärmenutzung vorteilhaft ist, wurde im Rahmen dieser Studie neben der geothermischen Ressource auch das Wärmeabnehmepotenzial systematisch untersucht. Basis hierzu bilden gebäudescharfe Modellrechnungen zum Energieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser.

## 2 Grundlagen der geothermischen Nutzung

### 2.1 Geothermische Nutzungstypen

Zur Nutzung der geothermischen Ressource für die Wärme-, Kälte- und/oder Stromproduktion sind in Abhängigkeit der geologischen Voraussetzungen und des Verwendungszwecks unterschiedliche Technologien anwendbar. In der Schweiz sind im Bereich der tiefengeothermischen Systeme (über 400 m Tiefe) im Wesentlichen die drei Nutzungstypen «Tiefe Erdwärmesonden», «hydrothermale Systeme» und «petrothermale Systeme» bekannt (vgl. Fig. 2), wobei die vorliegende Studie ausschliesslich auf die zweitgenannte Technologie fokussiert. Bei dieser wird natürlich vorhandenes, heißes Wasser im tiefen Untergrund genutzt. Typischerweise wird hierfür eine Tiefbohrung zur Förderung des Heisswassers und eine andere zur Rückführung des in einem

Heizwerk oder Heizkraftwerk abgekühlten Wassers abgeteuft.

In Abhängigkeit der geförderten Wassermenge und -temperatur sind sowohl eine Direktnutzung der Wärme, als allenfalls auch eine Stromproduktion möglich. Aus technischer und wirtschaftlicher Sicht sind Fördertemperaturen von unter 120°C und Föderaten von deutlich unter 30 l/s kaum für eine Stromgewinnung geeignet. Die «hydrothermale Tiefengeothermie» ist gerade in Mitteleuropa weit verbreitet und etabliert, weist jedoch in der Regel ein hohes Fündigkeitsrisiko auf. Auch in der Schweiz sind mehrere solcher Anlagen zur Wärmeproduktion oder für balneologische Anwendungen installiert.

### 2.2 Rahmenbedingungen der tiefengeothermischen Nutzung

Die Kompetenz zur Regelung der Nutzung des tiefen Untergrunds liegt bei den Kantonen. Im Untersuchungsperimeter gilt dies im engeren Sinne jedoch nur für den Kanton St.Gallen; der Kanton Graubünden hat diese Zuständigkeit (bzw. das Bergregal) an die Gemeinden delegiert. In beiden Kantonen finden sich Regelungen bezüglich des Abteufens von Tiefbohrungen für geothermische Zwecke derzeit insbesondere in der Gewässerschutz- und Gewässernutzungsgesetzgebung.

Zur Förderung von Tiefengeothermieprojekten sind derzeit im Wesentlichen die kostendeckende Einspeisevergütung für geothermische Stromproduktion ( $\leq 40$  Rp./kWh) sowie die Risikoabsicherung des Bundes ( $\leq 50\%$  der anrechenbaren Bohr/Testkosten; eine Erhöhung ist absehbar) von Bedeutung. In den Kantonen Graubünden und St.Gallen sind keine weiteren, spezifischen Förderinstrumente vorhanden.

### 3 Geothermische Ressourcen

#### 3.1 Geologischer Überblick

Die Geologie im Untersuchungsperimeter ist deutlich geprägt durch die Alpenbildung und weist entsprechend komplexe Lagerungsverhältnisse auf. So wurden die über dem kristallinen Grundgebirge abgelagerten Sedimentgesteine durch alpine Prozesse übereinander geschoben und teilweise stark verfaltet. Heute befinden sich über dem kristallinen Sockel bzw. Aar-Massiv mitunter das sogenannte Infrahelvetikum sowie der Glarner Deckenkomplex (vgl. Fig. 3). In allen drei tektonischen Einheiten gibt es Gesteinseinheiten, welche in Abhängigkeit der Tiefenlage, Ausdehnung und geologischen Ausprägung für eine tiefengeothermische Nutzung interessant sein können. Im nachfolgenden Kapitel 3.2 werden diese Zonen beschrieben und ausgeschieden.

#### 3.2 Potenzielle geothermische Reservoirgesteine

Für die Nutzung der hydrothermalen Tiefengeothermie eignen sich im Wesentlichen

Gesteinsformationen in ausreichender Tiefe und mit erhöhter Wasserdurchlässigkeit. Die Tiefenlage hat einen direkten Einfluss auf die Fördertemperatur (vgl. Fig. 2), während die Wasserdurchlässigkeit die erreichbare Förderrate bestimmt. Daneben spielen aber auch die räumliche Ausdehnung eines potenziellen Aquifers sowie die chemische Wasserbeschaffenheit eine wichtige Rolle. So kann sich ein erhöhter Salz- oder Gasgehalt negativ auf den späteren Anlagenbetrieb auswirken (z.B. Korrosion, Ausfällungen oder zusätzliche Installationen für Gas-Wasser-Separation).

Im Untersuchungsperimeter können unter Einbezug dieser Randbedingungen drei potenzielle Aquifer-Einheiten ausgeschieden werden (vgl. Tab. 1).

#### 3.3 Geothermische Ressourcen im Untersuchungsperimeter

Auf Basis des in dieser Studie erstellten geologischen 3D-Modells können die Tiefenlagen der in Tabelle 1 aufgeführten, potenziellen Aquifer-Einheiten im gesamten Untersu-

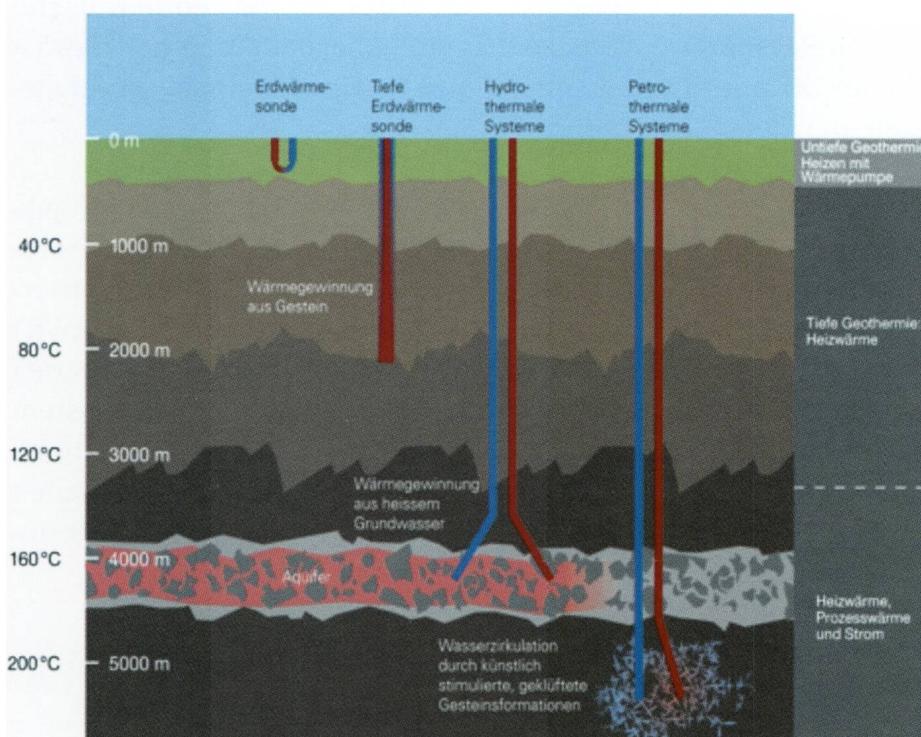


Fig. 2: Bekannte geothermische Nutzungstypen in der Schweiz (Sankt Galler Stadtwerke, 2010).

chungsperimeter prognostiziert werden. Geothermische Reservoir in Tiefen von rund 2'000 bis 5'000 Meter sind von besonderem Interesse, da sie Fördertemperaturen von rund 80°C bis 170°C versprechen und unter Verwendung der aktuellen bohrtechnischen Möglichkeiten mit vernünftigem Aufwand erreichbar sind. In grösseren Tiefen steigen der bohrtechnische Aufwand sowie die Bohrrisiken soweit an, dass eine wirtschaftliche Erschliessung derzeit kaum möglich erscheint.

In Figur 4 sind die für tiefengeothermische Zwecke potenziell interessanten Aquifer-Einheiten hinsichtlich ihrer mittleren Tiefenlage ausgeschieden und in die geothermischen Zonen A bis G unterteilt.

Die Zonen A bis C umfassen Gebiete, in welchen die prognostizierte mittlere Tiefe der Aquifer-Einheit «Kristallin» zwischen 2'000 und 5'000 Meter unter Terrain beträgt. Die Zonen D bis F repräsentieren die Aquifer-Einheit «Infrahelvetische Kalke» in entsprechenden Tiefenlagen. Darüber hinaus wird mit der Zone G ein deutlich untieferes geologisches Zielgebiet – die Aquifer-Einheit «Glarner Deckenkomplex» – in Tiefenlagen von ungefähr 600 bis 1'000 Meter unter Terrain ausgeschieden.

Prognosen zur thermischen Leistung pro Anlage, welche bei einer Erschliessung mittels Förder- und Injektionsbohrung (vgl. Fig. 2) innerhalb einer ausgeschiedenen Zone erreicht werden können, sind aufgrund fehlender Kenntnisse insbesondere zur Wasserführung im tiefen Untergrund nur über

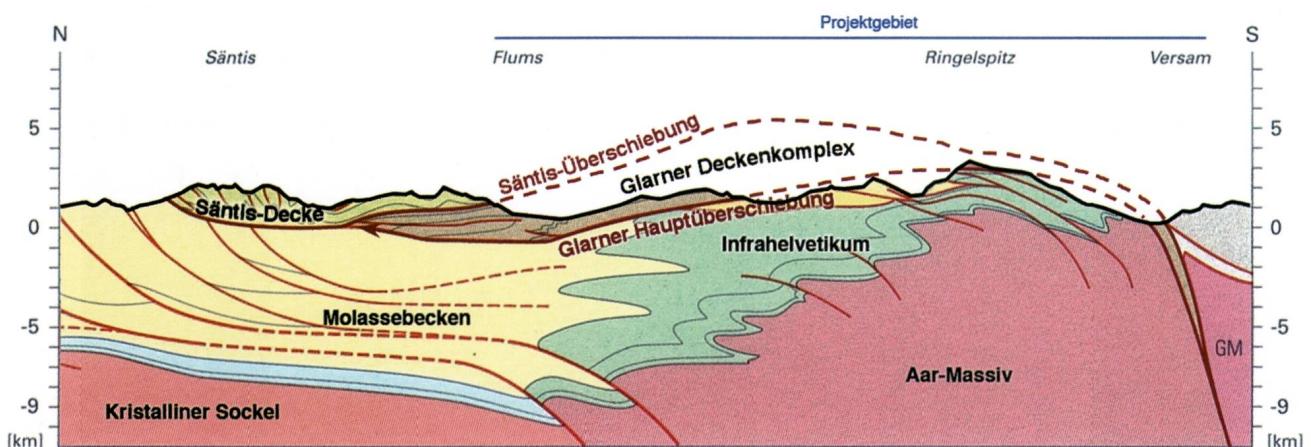


Fig. 3: Geologischer Nord-Süd-Profilschnitt im Bereich des Projektgebiets mit tektonischen Einheiten (vereinfacht nach Pfiffner, 2009).

Potenzielle Aquifer-Einheit	Gesteinseinheiten	Beschreibung / Prognose
«Kristallin»	Oberes Kristallin des Aar-Massivs und Triasgesteine des Infrahelvetikums	Verwitterungszonen und geklüftete Bereiche als Zielgebiete, weit ausgedehnt, Salzgehalt als gering (< 1 g/l) prognostiziert
«Infrahelvetische Kalke»	Malmkalke und Kreidekalke des Infrahelvetikums	Geklüftete Bereiche als Zielgebiete (evtl. mit Verkarstung), Salzgehalt gering bis mässig (wenige g/l) prognostiziert
«Glarner Deckenkomplex»	Glarner Verrucano und Triasgesteine des Glarner Deckenkomplexes	Geklüftete Bereiche als Zielgebiete, nur begrenzte Ausdehnung, Salzgehalt gering bis mässig (wenige g/l) prognostiziert

Tab. 1: Potenzielle Aquifer-Einheiten im Untersuchungsperimeter (Projektgebiet).

theoretische Szenarien mit Annahmen zu diversen Parametern anzugeben. In Tabelle 2 sind die Ergebnisse dieser Szenarienbe trachtung aufgeführt. Im Rahmen von Erkun-

dungsmassnahmen müssten diese ersten, groben Abschätzungen verifiziert werden (siehe auch Kapitel 6.1).

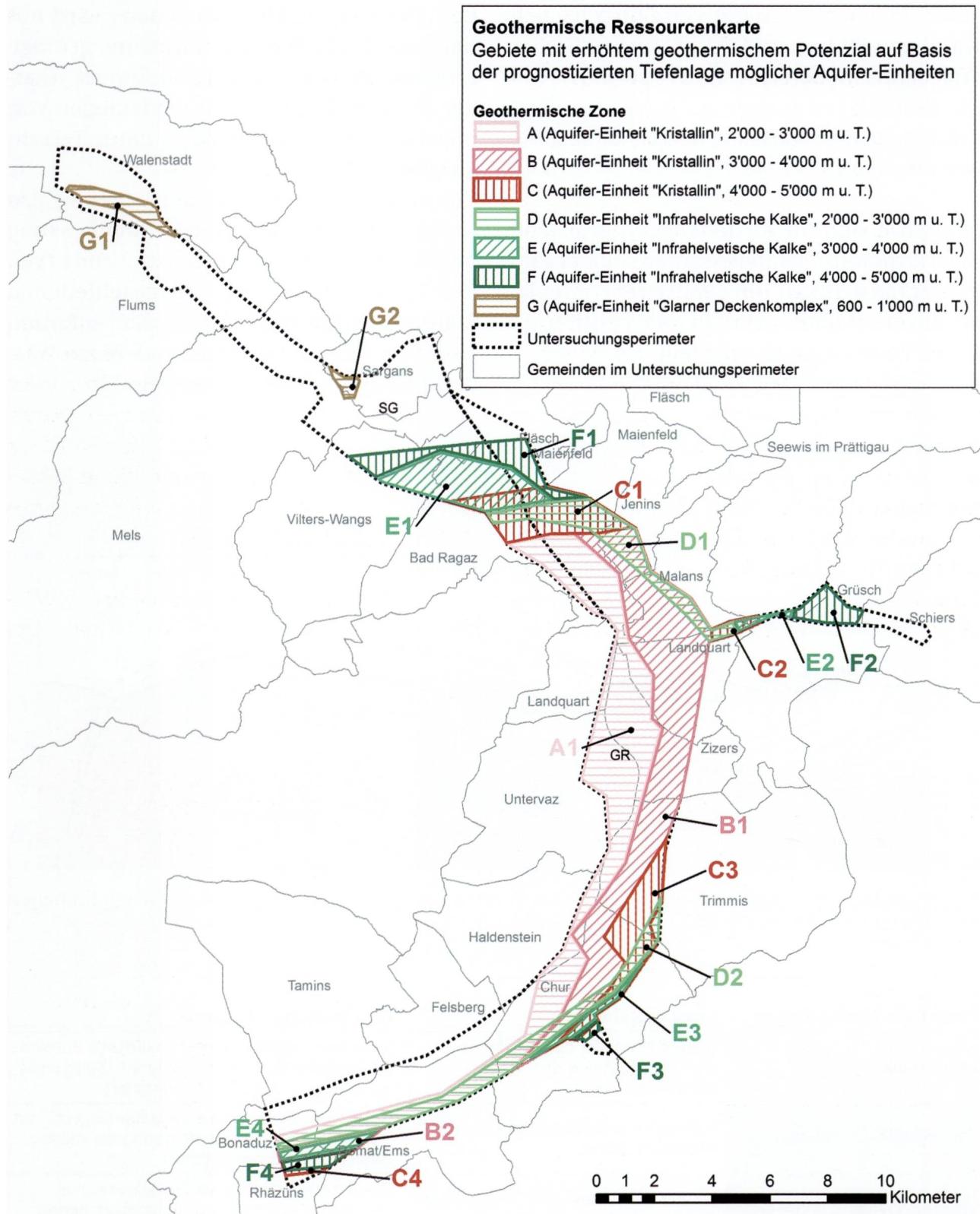


Fig. 4: Geothermische Ressourcenkarte: Potenziell interessante Zonen für hydrothermale Tiefengeothermie auf Basis der prognostizierten mittleren Tiefenlage möglicher Aquifer-Einheiten (vgl. Tabelle 2).

## 4 Wärmeabnehmerpotenzial

### 4.1 Wärmenetzeignung und Gesamtwärmebedarf je Gemeinde

Die Wirtschaftlichkeit einer Geothermieanlage ist im Einzelfall und auf Basis der lokalen Gegebenheiten zu prüfen. Ein ausreichender Wärmeabsatz ist typischerweise selbst bei strombasierten Anlagen aber wesentlich. Folglich sind Gebiete, in denen Wärmenetze bereits bestehen und potenziell erweitert oder neu installiert werden können, von prioritärem Interesse bei der Standortwahl von Geothermieanlagen. Eine fundierte Beurteilung des Wärmeabnehmerpotenzials sowie die Eignungsabklärung eines Gebietes für den Bau und Betrieb eines Wärmenetzes sind damit für jedes Tiefengeothermieprojekt essentiell. In Gebieten mit bestehenden Wärme- oder Gasverbünden sind mögliche Synergien in Bezug auf einen Netzausbau, die Sicherstellung von Redundanzen oder die Abdeckung von Leistungsspitzen zu prüfen. Gleichzeitig kann die vorhandene Infrastruktur für Wärme- und Gasversorgung zu Interessenskonflikten beziehungsweise

Konkurrenzsituationen führen, weshalb diesbezüglich eine frühzeitige Koordination ebenso entscheidend ist.

Im Rahmen einer Erstbeurteilung kann die potenzielle Eignung einer Gemeinde für den Bau bzw. Betrieb eines Wärmenetzes insbesondere auf Basis der Wärmebedarfsdichte für Raumwärme und Warmwasser erbracht werden. Im Hinblick auf eine wirtschaftliche Wärmeversorgung sollten zusammenhängende Gebiete mit Wärmebedarfsdichten von typischerweise mehr als 500 MWh/ha pro Jahr erschlossen werden können. So wurden für jede Gemeinde im Untersuchungsperimeter diese und weitere Informationen zum Wärmeaushalt auf Basis von gebäudescharfen Modellrechnungen ermittelt. Neben dem Ist-Zustand konnten unter Berücksichtigen von verschiedenen Sanierungszielen auch Simulationen für die Jahre 2020 und 2030 durchgeführt werden.

Die Ergebnisse zur Erstbeurteilung der Wärmenetz-Eignung sowie zum gesamten Wär-

Parameter (Szenarien)	Geothermische Zone						
	A	B	C	D	E	F	G
A1: Bad Ragaz – Bonaduz	B1: Jenins – Landquart – Zizers – Trimmis – Chur	C1: Bad Ragaz – Maienfeld	D1: Bad Ragaz – Maienfeld – Jenins – Malans – Felsenbach	E1: Vilters – Bad Ragaz	F1: Vilters – Fläsch	G1: Flums – Walenstadt,	
B2: Bonaduz	B2: Bonaduz	C2: Felsenbach	D2: Chur – Bonaduz	E2: Chur – Hochgrichtwald	F2: Grüschi	G2: Sargans	
C3: Trimmis – Chur	C4: Bonaduz	C3: Trimmis – Chur	E3: Chur	F3: Chur	F4: Bonaduz		
			E4: Bonaduz				
Aquifer-Einheit	«Kristallin»				«Infrahelvetische Kalke»		«Glarner Deckenkomplex»
Ø Gesamtmächtigkeit der Aquifer-Einheit [m]	Ca. 450 m			Ca. 1'500 m			50 - 300 m
Mittlere Tiefe [m u. T.]	2000 - 3000	3000 - 4000	4000 - 5000	2000 - 3000	3000 - 4000	4000 - 5000	600 - 1000
Förderrate [l/s]	30 ± 6			40 ± 8			20 ± 4
Fördertemperatur [°C]	79 - 112	112 - 142	142 - 172	79 - 112	112 - 142	142 - 172	32 - 46
Reinjektionstemperatur [°C]	60	60	60	60	60	60	30 / 36

Tab. 2: Hypothetische Szenarien von erreichbaren thermischen Entzugsleistungen pro Anlage (geothermische Anlage mit einer Injektionsbohrung und einer Produktionsbohrung) innerhalb der ausgeschiedenen geothermischen Zonen A bis G (vgl. Fig. 4).

meendenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser sind je Gemeinde in den nachfolgenden Grafiken dargestellt.

In der Potenzialstudie wurde darüber hinaus erfasst, in welcher Form der Wärmebedarf zum heutigen Zeitpunkt abgedeckt wird. Der Anteil an fossilen Energieträgern (Heizöl und Erdgas) liegt in allen Gemeinden innerhalb des Untersuchungsperimeters im Bereich von 61% bis 95%. Diese Rahmenbedingung ist in den oben gezeigten Grafiken (Fig. 5) nicht dargestellt und müsste bei einem allfälligen Bau oder einer Erweiterung eines Wärmenetzes im Einzelfall einbezogen werden.

Auch nicht berücksichtigt in der Erstbeurteilung der Wärmenetz-Eignung ist eine Vielzahl von weiteren lokalen Faktoren, welche in der effektiven Netzplanung entscheidenden Einfluss nehmen können. Dazu gehören unter anderem die topographischen Verhältnisse, das Einverständnis von Grundeigentümern für die benötigten Dienstbarkeiten beim Leitungsbau oder auch der Erhalt von erforderlichen Baubewilligungen und Netzkonzessionen.

## 4.2 Kumulierter Wärmebedarf im regionalen Überblick

Um zusammenhängende Gebiete mit hoher Gesamtwärmenachfrage im Untersuchungsperimeter identifizieren zu können, wurde auf Basis des gebäudescharfe ermittelten Wärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasser eine regionale Wärmeschwerpunkt-karte generiert (Fig. 6). Diese zeigt für jeden betrachteten Standort den aufsummierten aktuellen Wärmeendenergieverbrauch innerhalb eines Radius von 2 km und gibt damit einen ersten Überblick über potenziell geeignete Wärmenetzgebiete.

## 5 Potenzielle Standortgebiete für tiefengeothermische Nutzung

### 5.1 Anlagendimensionierung

Um potenziell geeignete Gebiete für die Nutzung der hydrothermalen Tiefengeothermie auszuscheiden, werden die Erkenntnisse zu den verfügbaren geothermischen Ressourcen (siehe Kapitel 3) mit den Erkenntnissen

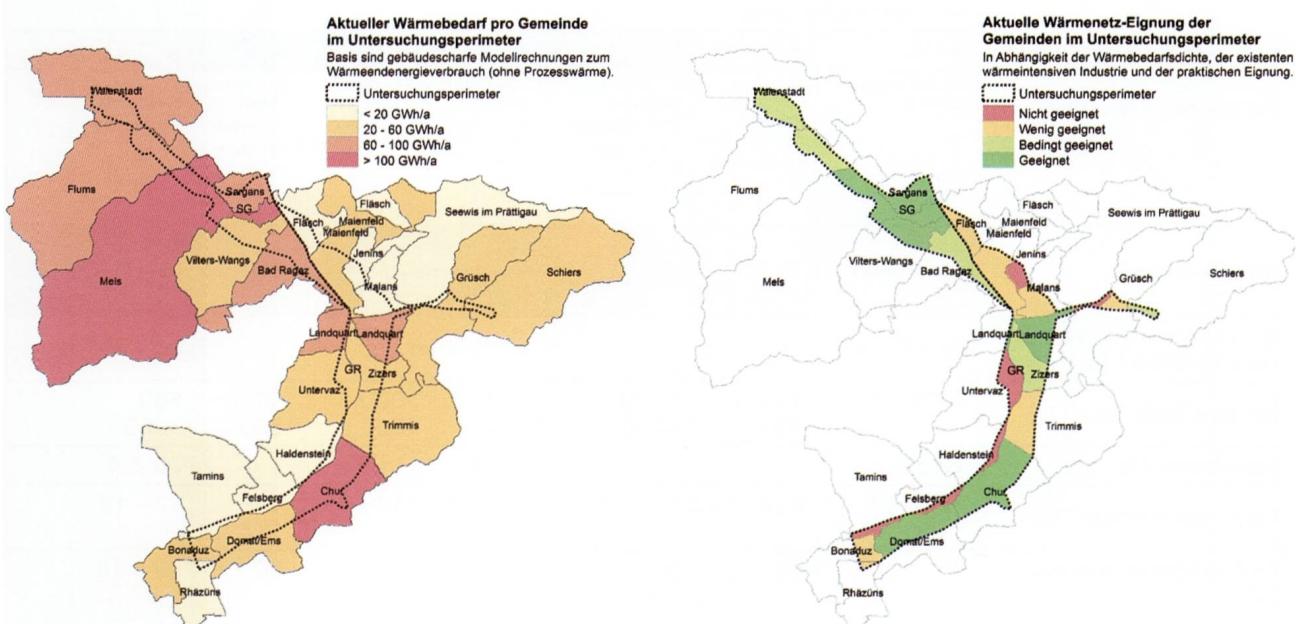


Fig. 5: Übersichtskarten zur aktuellen Wärmenetz-Eignung (links) sowie zum aktuellen Gesamtwärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser (rechts) je Gemeinde im Untersuchungsperimeter.

zum obertägigen Wärmeabnehmerpotenzial (siehe Kapitel 4) gekoppelt. Potenziell geeignete Gebiete zeichnen sich dadurch aus, dass die prognostizierte geothermische Ressource mit dem vorhandenen Wärmeab-

nehmerpotenzial vereinbar ist. Mit anderen Worten soll die in einer Geothermieanlage produzierte Wärmeenergie im nahen Umfeld abgesetzt werden können.

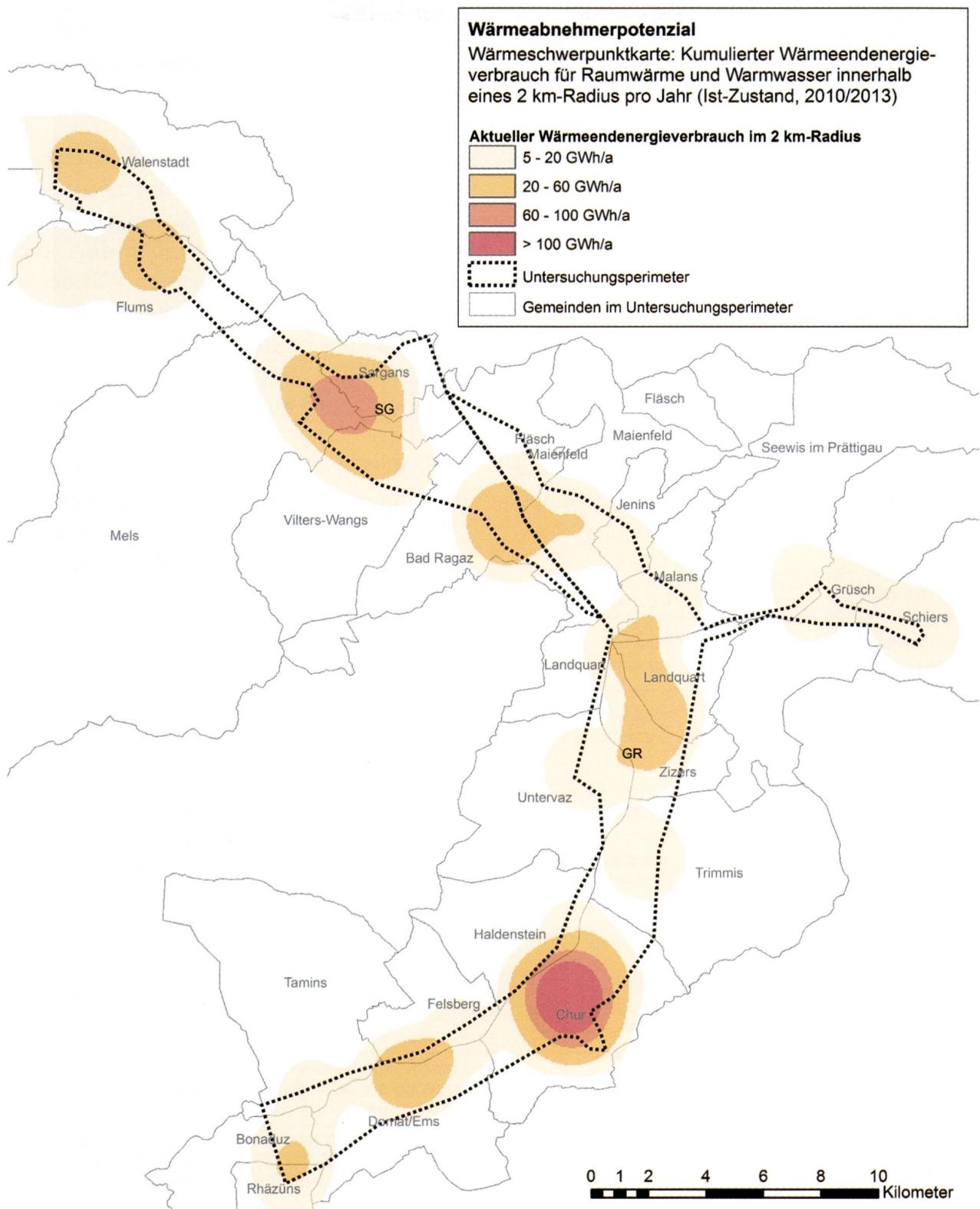


Fig. 6: Wärmeschwerpunktkarte: Kumulierter Wärmeendenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser innerhalb eines 2 km-Radius pro Jahr (Ist-Zustand, 2010/2013).

Mit der Szenarienbetrachtung in Tabelle 2 können die theoretisch erreichbaren thermischen Leistungen pro Anlage und die daraus abgeleiteten potenziellen Wärme- und Stromproduktionsmengen abgeschätzt werden. Je nach Temperatur und Wasserführung des erschlossenen geothermischen Reservoirs ist mit einer Geothermieanlage im Untersuchungsperimeter eine Wärmeproduktion im Bereich von einigen GWhth bis gegen 100 GWhth pro Jahr sowie unter Umständen eine zusätzliche jährliche Stromproduktion von einigen GWhe denkbar.

Unter Berücksichtigung von diversen Faktoren zur Anlagendimensionierung – dazu zählen der Anschlussgrad, die Netzverluste oder der Bandenergieanteil – ist es somit möglich, für jede identifizierte, geothermisch interessante Zone (gemäß Kapitel 3.3) die minimal erforderlichen Wärmeendenergieverbräuche im direkten Umfeld eines potenziellen Anlagenstandortes anzugeben.

In den geothermisch interessanten Zonen C und F sind für einen ausreichenden Wärmeabsatz Wärmeendenergieverbräuche von über 100 GWh/Jahr im nahen Umfeld erforderlich. In den Zonen B und E sollten entsprechende Verbräuche von mindestens 60 – 100 GWh/Jahr, in den Zonen A und D im Minimum 20 – 60 GWh/Jahr und in der Zone G wenigstens 5 – 20 GWh/Jahr in naher Umgebung vorliegen.

Da in den geothermischen Zonen C, E und F unter Umständen ein Teil der geothermischen Energie für die Stromproduktion genutzt werden würde, können dort auch Gebiete mit deutlich geringeren Wärmeendenergieverbräuchen (mindestens aber rund 20 GWh/Jahr) von Interesse sein.

## 5.2 Eingrenzung auf acht Potenzialgebiete

Unter Berücksichtigung der zuvor erläuterten Rahmenbedingungen zum erforder-

Potenzialgebiet	Potenzial-zone(n)	Potenzielle Aquifer-Einheit(en)	Bemerkungen
<b>Raum Walenstadt – Flums (1)</b>	G1'	«Glarner Deckenkomplex»	< 1MW thermische Leistung pro Anlage, reine Wärmeproduktion, evtl. Grossabnehmer einbinden
<b>Raum Sargans (2)</b>	G2'	«Glarner Deckenkomplex»	< 1MW thermische Leistung pro Anlage, reine Wärmeproduktion, evtl. Grossabnehmer einbinden
<b>Raum Vilters-Wangs (3)</b>	F1'	«Infrahelvetische Kalke»	Potenzial für > 10 MW thermische Leistung pro Anlage, gekoppelte Wärme-/Stromproduktion allenfalls möglich
<b>Raum Bad Ragaz – Maienfeld (4)</b>	A1', C1', D1', E1'	«Infrahelvetische Kalke», «Kristallin»	Potenzial für > 10 MW thermische Leistung pro Anlage, gekoppelte Wärme-/Stromproduktion allenfalls möglich, mehrere potenzielle Zielgebiete über eine Tiefbohrung
<b>Raum Landquart – Zizers (5)</b>	A1'	«Kristallin»	< 10 MW thermische Leistung pro Anlage, reine Wärmeproduktion, Abnehmerpotenzial tendenziell abnehmend (Ausbau Wärmenetz über KVA-Trimmis geplant)
<b>Raum Chur (6)</b>	A1', B1', C3', D2', E3', F3'	«Infrahelvetische Kalke», «Kristallin»	Potenzial für > 10 MW thermische Leistung pro Anlage, gekoppelte Wärme-/Stromproduktion allenfalls möglich, grosse Unsicherheiten in der Tiefen- und Temperaturprognose
<b>Raum Domat/Ems (7)</b>	A1', D2'	«Infrahelvetische Kalke», «Kristallin»	< 10 MW thermische Leistung pro Anlage, reine Wärmeproduktion, zukünftige Entwicklung Holzkraftwerk und damit Abnehmerpotenzial unklar
<b>Raum Bonaduz – Rhäzüns (8)</b>	C4', E4', F4'	«Infrahelvetische Kalke», «Kristallin»	Potenzial für > 10 MW thermische Leistung pro Anlage, gekoppelte Wärme-/Stromproduktion allenfalls möglich, grosse Prognoseunsicherheiten, Abnehmerpotenzial kritisch

Tab. 3: Gebiete mit potenzieller Eignung zur Nutzung der hydrothermalen Tiefengeothermie unter Berücksichtigung der geothermischen Ressource sowie des Wärmeabnehmerpotenzials (räumliche Darstellung in Figur 7); Reihenfolge ohne Priorisierung.

lichen Wärmeendenergieverbrauch in naher Umgebung einer Geothermieanlage können die ausgeschiedenen, geothermisch interessanten Zonen (Fig. 4) mit der Wärmeschwer-

punktkarte (Fig. 6) verschnitten werden. Auf diese Weise ergibt sich innerhalb des Untersuchungsperimeters eine Eingrenzung auf acht potenzielle Standortgebiete, welche

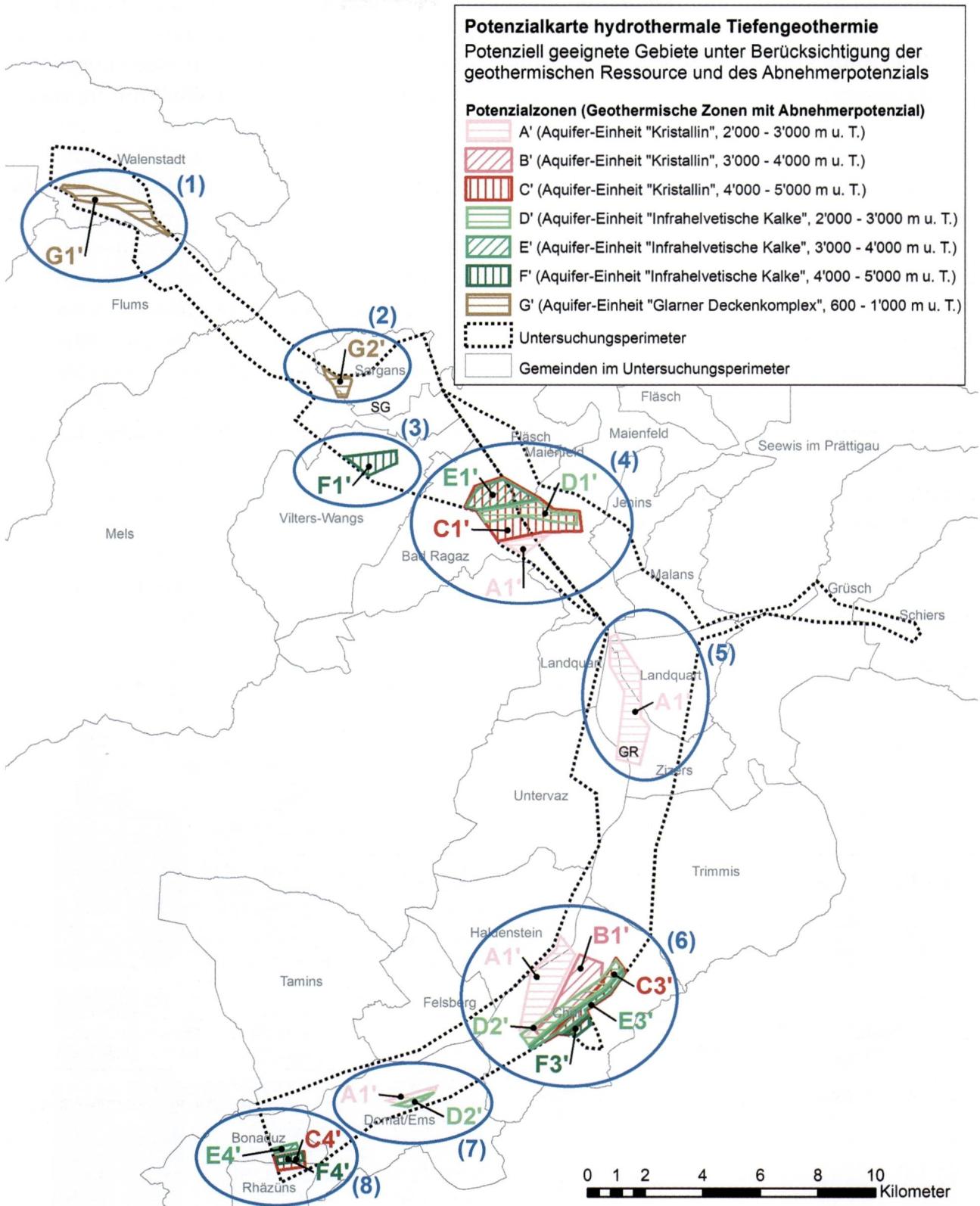


Fig. 7: Potenzialkarte hydrothermale Tiefengeothermie: Potenziell geeignete Gebiete zur Nutzung der hydrothermalen Tiefengeothermie unter Berücksichtigung der potenziellen geothermischen Ressource sowie des Wärmeabnehmerpotenzials (Potenzialgebiete blau markiert und nummeriert gemäss Tabelle 3).

sich für die Nutzung der hydrothermalen Tiefengeothermie eignen könnten (siehe Tab. 3 und Fig. 7).

## 6 Perspektiven

### 6.1 Fazit und Empfehlungen für weiteres Vorgehen

Im Untersuchungsperimeter können acht Gebiete ausgeschieden werden, welche von besonderem Interesse sind für eine mögliche Nutzung der hydrothermalen Tiefengeothermie. In den vier Potenzial-gebieten Vilters-Wangs, Bad Ragaz – Maienfeld, Chur sowie Bonaduz – Rhäzüns sind thermische Leistungen von über 10 MW pro Anlage potenziell erreichbar, wobei neben einer Wärmebereitstellung auch eine allfällige geothermische Stromproduktion in Betracht gezogen werden kann. Die Potenzial-gebiete Walenstadt – Flums, Sargans, Landquart – Zizers und Domat/Ems sind hingegen auf Basis der aktuellen Kenntnisse unter Berücksichtigung der geologischen Situation und

des Wärmeabnehmerpotenzials auf eine reine geothermische Wärmeproduktion mit thermischen Leistungen von unter 10 MW pro Anlage beschränkt.

Aufgrund der nur wenigen verfügbaren Daten über den tiefen geologischen Untergrund – insbesondere fehlen im nahen Umfeld des Untersuchungsperimeters jegliche Tiefbohrungen – sind Prognosen zur verfügbaren geothermischen Ressource mit grossen Unsicherheiten behaftet. So gibt die Potenzialstudie zwar einen regionalen Überblick über potenziell interessante Aquifer-Einheiten mit einer Szenarienbetrachtung zur Nutzung der hydrothermalen Tiefengeothermie im Churer und Sarganser Rheintal bis zum Walensee, schlüssige Aussagen zu möglichen Wasserwegsamkeiten, Temperaturen oder daraus resultierenden thermischen Leistungen sind derzeit jedoch nicht möglich.

Im Hinblick auf eine konkrete Projektumsetzung wird als nächster Schritt empfohlen, lokalspezifische Interessensabwägungen

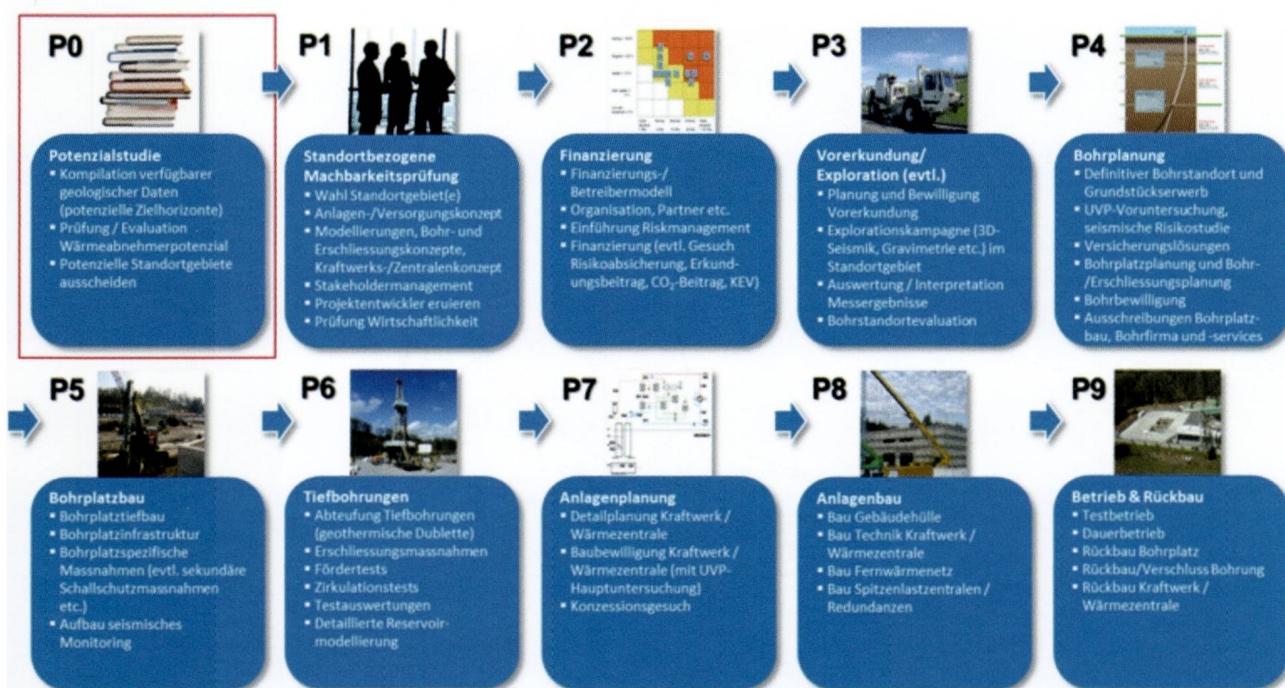


Fig. 8: Typischer Ablauf eines Tiefengeothermievorhabens mit einzelnen Projektphasen (rot eingekreist: Aktuelle Projektphase).

bezüglich der zukünftigen Energieversorgung und Gebietsentwicklungen innerhalb der einzelnen Potenzialgebiete anzustellen. Hierfür ist der Einbezug von diversen Anspruchsgruppen – wie etwa Kanton, Gemeinden und Energieversorgungsunternehmen – sinnvoll.

Basierend darauf kann eine standortbezogene Machbarkeitsprüfung für eine oder mehrere der ausgeschiedenen Potenzialgebiete umgesetzt werden. Darin ist ein an die lokalen Verhältnisse angepasstes Erkundungskonzept vorzuschlagen, um die erwähnten geologischen Prognoseunsicherheiten vorab einer allfälligen Geothermiebohrung zu reduzieren. Ebenso dazu gehören hydraulisch-thermische Modellierungen, die Ausarbeitung von konkreten Bohr- und Betriebskonzepten, Wirtschaftlichkeitsberechnungen sowie detaillierte Chancen-Risiken-Analysen. Mit Letzterem sind in Abhängigkeit des erarbeiteten Bohrkonzepts auch das spezifische Erdbebenrisiko sowie je nach Standortgebiet allfällige Auswirkungen auf bestehende, oberflächennahe Thermalwassernutzungen (z.B. Therme Bad Ragaz) zu prüfen.

## 6.2 Ausblick

Als Ausblick werden in Figur 8 die einzelnen Projektphasen eines typischen Tiefengeothermievorhabens zusammenfassend dargestellt. Von der umgesetzten Potenzialabklärung bis hin zu einer allfälligen Inbetriebnahme einer Anlage ist ein Zeitraum von rund sechs bis zehn Jahren realistisch.

