



März 2017

Fracking in der Schweiz

Grundlagenbericht der interdepartementalen
Arbeitsgruppe zum Postulat Trede 13.3108
vom 19. März 2013

Projektoberleitung BAFU

Siegfried Lagger, BAFU

Stephan Müller, BAFU

Karine Siegwart, BAFU

Gérard Poffet, BAFU

Koordination

Reto Dettli, econcept AG

Stefan von Grünigen, econcept AG

Ronald Kozel, BAFU (Projektleitung)

Daniel Montanari, econcept AG

Barbara Wegmann, econcept AG

Interdepartementale Arbeitsgruppe**«Fracking in der Schweiz»**

c/o

BAFU

3003 Bern

Christian Bauer, Paul Scherrer Institut

Loa Buchli, BAFU

Nadja Christinet, Kanton Waadt

Blaise Duvernay, BAFU

Manuel Fischer, Eawag

David Giorgis, Kanton Waadt

Felix Gremminger, BLW

Martin Grüter, BAFU

Lukas Gutzwiller, BFE

Matthias Hostenstein, Stiftung Risiko-Dialog

Berenice Iten, BAFU

Isabel Junker, BAFU

Sybille Kilchmann, BAFU

Kornel Köstli, BAFU

Frank Krysiak, SCCER

Olivier Lateltin, swisstopo

Nina Mahler, BAFU

Christian Minnig, swisstopo

Kurt Nyffenegger, Kanton Zürich

Lena Poschet, ARE

Irène Schwyzer, BAFU

Ruedi Stähli, BAFU

Andreas Stalder, BAFU

Leila Stieger, SECO

Pierre Studer, BLV

Andreas Schellenberger, BAFU

Franz Schenker, Eidg. Geologische Kommission EGK

Gunter Siddiqi, BFE

Josef Tremp, BAFU

Andrea Ulrich, BLW

Damien Vacheron, SECO

Stefan Wiemer, Schweizerischer Erdbebendienst SED

Christian Wirz, ARE

1	Hintergrund	5
2	«Fracking» bzw. Hydraulische Frakturierung	6
2.1	Unkonventionelle Kohlenwasserstoffressourcen	8
2.2	Tiefe geothermische Ressourcen	9
2.3	Hydraulische Frakturierung und Förderung der Ressourcen	10
2.3.1	Erschliessung und Förderung unkonventioneller Kohlenwasserstoffressourcen	10
2.3.2	Frackingflüssigkeit bei unkonventionellen Gasressourcen	11
2.3.3	Erschliessung und Förderung von Tiefengeothermie	13
2.3.4	Frackingflüssigkeit bei petrothormaler Tiefengeothermie	13
2.4	Erfahrungen mit Fracking im Ausland	14
2.4.1	Weltweite Erschliessung unkonventioneller Gasressourcen	14
2.4.2	Weltweite Erfahrungen mit tiefer Geothermie	15
2.5	Fazit	16
3	Situation in der Schweiz	17
3.1	Tiefbohrungen	17
3.1.1	Kohlenwasserstoffressourcen	17
3.1.2	Tiefengeothermie	18
3.2	Theoretische geologische Potenziale	19
3.2.1	Potenzial unkonventioneller Kohlenwasserstoffressourcen	19
3.2.2	Potenzial petrothormaler Tiefengeothermie	20
3.2.3	Wissensaufbau durch Exploration	20
3.3	Bestehende Rechtsgrundlagen	21
3.3.1	Zuständigkeiten	21
3.3.2	Eigentumsrecht	22
3.3.3	Raumplanung	22
3.3.4	Umweltrecht	23
3.3.5	Haftungsrecht	24
3.3.6	Gesetzliche Grundlagen und Verhältnismässigkeit eines Moratoriums	25
3.3.7	Internationales Recht	26
3.4	Schnittstellen zur Energie- und Klimapolitik	26
3.5	Fazit	27
4	Raum- und Umweltaspekte und Risiken für die menschliche Gesundheit	29
4.1	Raum, Boden, Landschaft und Biodiversität	29
4.1.1	Unkonventionelle Gasressourcen	29
4.1.2	Tiefengeothermie	30
4.2	Wasserbedarf	30
4.2.1	Unkonventionelle Gasressourcen	31

4.2.2	Tiefengeothermie	31
4.3	Grundwasser und Oberflächengewässer	31
4.3.1	Unkonventionelle Gasressourcen	32
4.3.2	Tiefengeothermie	33
4.4	Treibhausgas-Emissionen	33
4.4.1	Unkonventionelle Gasressourcen	34
4.4.2	Tiefengeothermie	34
4.5	Induzierte Seismizität	35
4.5.1	Unkonventionelle Gasressourcen	35
4.5.2	Tiefengeothermie	35
4.6	Lärm,- Luftschadstoff- und Lichtemissionen	35
4.7	Abfall und Abwasser	36
4.8	Risiken für die menschliche Gesundheit	36
4.9	Fazit	36
5	Sozioökonomische Aspekte	38
5.1	Volkswirtschaftliche Auswirkungen	38
5.1.1	Unkonventionelle Gasressourcen	38
5.1.2	Tiefengeothermie	39
5.2	Gesellschaftliche Akzeptanz	40
5.3	Fazit	41
	Anhang	43
A-1	Ausgeführte und geplante Tiefbohrungen in den Kantonen zur Exploration und Erschliessung von Erdgasressourcen oder Tiefengeothermie (Stand: August 2016)	43
A-2	Übersicht über theoretische geologische Potenziale	47
A-3	Auswahl von parlamentarischen Vorstössen im Zusammenhang mit der Nutzung des Untergrundes	54
A-4	Kantonale Regelungen bezüglich der Nutzung des Untergrundes und der hydraulischen Frakturierung (Stand: August 2016)	55
A-5	Umweltrechtliche Regelungen im Einzelnen	59
A-6	Glossar	71

1 Hintergrund

Die Ansprüche an die Nutzung des Untergrundes nehmen in jüngster Zeit kontinuierlich zu. Dies widerspiegelt sich auch in den diversen politischen Vorstössen, welche verstärkte Koordination und Nutzungsregelungen des Untergrundes fordern (vgl. Anhang A-3). Das Postulat Trede 13.3108 (Fracking in der Schweiz) beauftragt den Bundesrat mit der Stellungnahme zur Nutzung des Untergrundes durch die Anwendung der Fracking-Technologie.

Postulat Trede 13.3108 (Fracking in der Schweiz) vom 19. März 2013¹

Eingereichter Text

Um dem Risiko des Fracking in der Schweiz und auch in den umliegenden Ländern vorzubeugen, wird der Bundesrat beauftragt, in einem oder mehreren Berichten:

1. explizit die Haltung des Bundesrates gegenüber Fracking in der Schweiz festzuhalten;
2. gesicherte Erkenntnisse zur Umweltverträglichkeit des Fracking auszuweisen;
3. detailliert darzulegen, welche Gesetzesgrundlagen geschaffen werden müssten, um die Exploration und Gewinnung von Schiefergas - unter Zuhilfenahme welcher Technik auch immer - einem zehnjährigen Moratorium zu unterstellen;
4. die Möglichkeiten aufzuzeigen, welche die Schweiz hat, um sich bei den an die Schweiz grenzenden Ländern für ein Fracking-Verbot oder ein Fracking-Moratorium einzusetzen.

Der Bundesrat empfahl das Postulat am 22. Mai 2013 zur Annahme. Er anerkannte den Bedarf nach einer vertieften Auseinandersetzung mit der Fracking-Technologie und war bereit, seine Haltung gegenüber der Fracking-Technologie darzulegen.

Der Bund (ARE, BFE, BLV, BLW, swisstopo, SECO) hat sich ab Mai 2014 in einer interdepartementalen Arbeitsgruppe unter der Federführung des BAFU und unter engem Einbezug von SED (Schweizerischer Erdbebendienst), PSI (Paul Scherrer Institut), Eawag (Wasserforschungsinstitut des ETH-Bereichs), EGK (Eidgenössische Geologische Fachkommission) sowie ausgewählten Kantonsvertretern mit den zentralen Aspekten der Thematik des Postulats befasst. Der vorliegende Grundlagenbericht fasst den Stand der wissenschaftlichen Erkenntnisse zum Einsatz der Fracking-Technologie aus schweizerischer Sicht zusammen und legt die Folgerungen des Bundesrates hinsichtlich des Umgangs mit der Technologie dar. In diesem Zusammenhang werden mögliche Umweltauswirkungen aufgezeigt und die Möglichkeiten sowie die Notwendigkeit eines Moratoriums geprüft.

¹ <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefft?AffairId=20133108>

2 «Fracking» bzw. Hydraulische Frakturierung

Unter dem Begriff «Fracking» bzw. «Hydraulische Frakturierung» wird eine Technologie zur Reservoir-/Lagerstättenerschliessung im Untergrund bezeichnet. Hierbei wird das gering durchlässige Gestein (Reservoir/Lagerstätte), welches die Energieressource enthält, unter hohem Druck aufgebrochen. Dadurch kann mithilfe der Aufweitung existierender Wegsamkeiten und/oder künstlich erzeugter zusätzlicher Wegsamkeiten im Gestein die Durchlässigkeit erhöht und so Zugang insbesondere zu unkonventionellen Kohlenwasserstoff- oder Wärmeressourcen im Untergrund hergestellt werden (vgl. Abb. 1). Um den nötigen Druck im Bohrloch aufzubauen und um die erzeugten Wegsamkeiten offen zu halten, wird in den meisten Fällen Wasser mit Beimischungen verwendet.

Im vorliegenden Grundlagenbericht wird der Begriff Fracking bzw. hydraulische Frakturierung stellvertretend für verschiedene, jedoch verwandte Technologiebezeichnungen wie hydraulische Frakturierung, hydraulische Stimulation, hydraulische Bohrlochstimulation oder Scherstimulation verwendet. Aus dem Kontext kann abgeleitet werden, dass der Postulattext ausschliesslich die hydraulische Frakturierung umfasst. Thermische oder chemische Stimulationen werden daher nicht weiter betrachtet.

Die hydraulische Frakturierung wird nach Abschluss der Bohrarbeiten zeitlich befristet eingesetzt. Insofern ist die Technologie Teil der Bauphase bzw. der Bohrung, im Allgemeinen aber nicht Teil der Produktionsphase. Der Vollständigkeit halber wird im vorliegenden Grundlagenbericht aber auch die Produktionsphase nach der eigentlichen hydraulischen Frakturierung miteinbezogen.

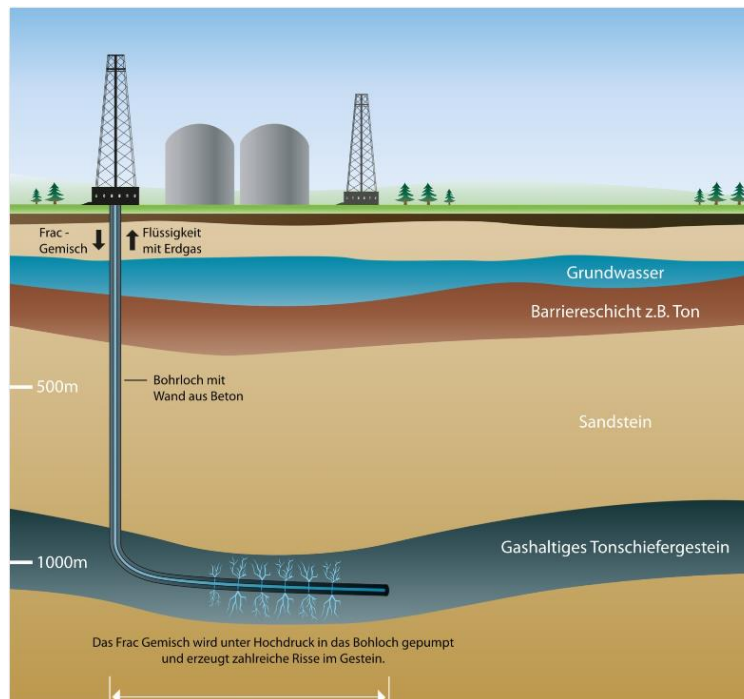
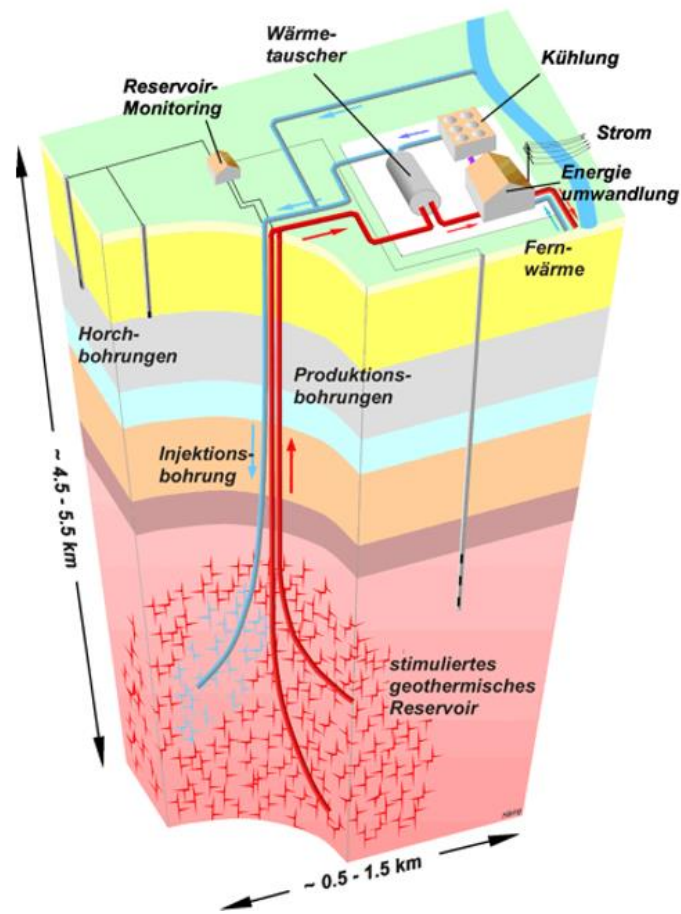


Abb. 1: Prinzipgraphik zur Hydraulischen Frakturierung in der Tiefengeothermie (oben; Quelle: Markus O. Häring, Geothermal Explorers) sowie bei der Schiefergaserschließung; nicht massstabsgetreu (unten; Quelle: Umweltbundesamt D [bilderzweig / Fotolia.com])

2.1 Unkonventionelle Kohlenwasserstoffressourcen

In unkonventionellen Kohlenwasserstoff-Speichergesteinen ist das Erdgas bzw. das Erdöl in geologischen Formationen geringer Permeabilität gebunden. Das heisst, dass die kleinen Porenräume, in denen das Gas resp. Öl gefangen ist, nicht oder kaum miteinander verbunden sind. Durch die Frakturierung in der Erschliessungsphase wird diese Verbindung künstlich hergestellt, wodurch die Ressource frei zum Bohrloch fließen kann. Im Gegensatz dazu sind die Porenräume bei konventionellen Erdöl- und Erdgas-Ressourcen besser miteinander verbunden, wodurch der Fluss zum Bohrloch und die Förderung meistens ohne grössere technische Massnahmen gewährleistet sind. Auch bei konventionellen Vorkommen kommt die Technologie der hydraulischen Frakturierung bisweilen zur Anwendung, um die Produktion zu vereinfachen bzw. zu verlängern.

Zu den typischen unkonventionellen Kohlenwasserstoffressourcen (vgl. Abb. 2) gehören

- Schiefergas bzw. Schieferöl
- Tight-Gas bzw. Tight-Öl
- Kohleflözgas

Schiefergas/-öl-Lagerstätten sind Tonsteine in denen das «in situ» entstandene Gas/Öl nicht vollständig abgewandert ist, sondern ein wesentlicher Teil im Muttergestein zurückgeblieben ist. Tight-Gas/Öl findet sich in Gesteinen mit niedriger Porosität und Durchlässigkeit (meist stark verfestigte Sand- und Siltsteine), in denen das Gas, resp. Öl nach der Maturierung (Reifung) im Muttergestein zurückgehalten wurde. Der Übergang zwischen konventionell und unkonventionell ist bei Tight-Gas/Öl dementsprechend fließend und oft schwer zu definieren. Kohleflözgas ist in den Mikroporen von Kohle adsorbiert.

In der Schweiz sind vor allem mögliche unkonventionelle Gasvorkommen von Bedeutung, die in Tiefen von 1'000 bis 5'000 m vermutet werden (vgl. Kapitel 3.2.1). Möglichen Ölvorkommen in der Schweiz wird nach heutigem Kenntnisstand kein grosses Potenzial attestiert. Aus diesem Grund beschränkt sich der vorliegende Grundlagenbericht in der Folge auf die Betrachtung unkonventioneller Gasressourcen².

Während zur Erschliessung von Schiefergas der Einsatz der hydraulischen Frakturierung immer notwendig ist, ist dies bei der Erschliessung von Tight-Gas- und Kohleflözgas-Vorkommen nur zum Teil der Fall, da dort durch horizontale Bohrungen, welche der gasführenden Schicht folgen, häufig eine wirkungsvolle Drainage erzeugt werden kann.

² Grundsätzlich gelten die im Grundlagenbericht gemachten Aussagen zur Technologie der hydraulischen Frakturierung im Zusammenhang mit unkonventionellen Gasressourcen, sind aber auch für die Förderung unkonventioneller Ölressourcen anwendbar.

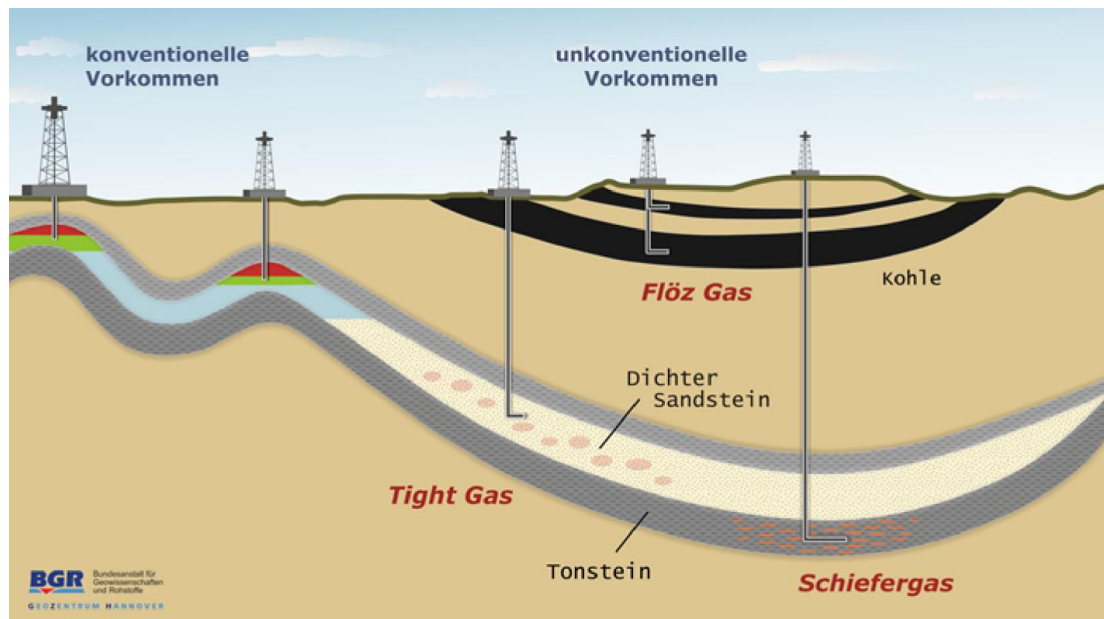


Abb. 2: Typen von Kohlenwasserstofflagerstätten schematisch (nicht massstabsgetreu; Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe BGR, Hannover)

2.2 Tiefe geothermische Ressourcen

Bei der Nutzung von tiefer Erdwärme (Tiefengeothermie) wird zwischen hydrothermalen und petrothermalen Geothermie unterschieden.

Bei der hydrothermalen Geothermie, d.h. beim Vorliegen von Heisswasser führenden Gesteinsschichten, kommt die hydraulische Frakturierung normalerweise nicht zur Anwendung. Meist wird eine Säurestimulation eingesetzt, um den während der Bohrung eingesetzten Schlamm zu beseitigen bzw. um die bereits bestehenden Klüfte zu erweitern und so die Produktions- resp. die Injektionsrate zu verbessern. Die Energienutzung erfolgt über die Förderung des im Untergrund vorliegenden Heisswassers bzw. heissen Wasserdampfes.

Bei der petrothermalen Geothermie, d.h. in Wärmereservoirs ohne oder mit sehr geringer natürlicher Wasserführung und Wegsamkeit, ist der Einsatz der hydraulischen Frakturierung notwendig, damit die Wärme den weitgehend dichten Gesteinen entzogen werden kann. Als Reservoir können Kristallingesteine und gering durchlässige Sedimentgesteine in grosser Tiefe (> 3'000 m) und mit entsprechend hohen Temperaturen dienen. Die Energienutzung erfolgt durch Zufuhr von Wasser über eine erste Bohrung, welches durch die künstlich erzeugten Wegsamkeiten im Gestein fließt, sich dabei erhitzt und dann als Heisswasser oder Dampf über eine zweite Bohrung an die Oberfläche zurückgeführt wird.

2.3 Hydraulische Frakturierung und Förderung der Ressourcen

Die Technologie der hydraulischen Frakturierung wird seit gut 60 Jahren im Erdöl- und Erdgassektor standardmässig und seit rund 40 Jahren im Geothermiesektor zur Reservoirerschliessung bzw. zur künstlichen Verbesserung der Reservoireigenschaften eingesetzt. Erst in den letzten 15 Jahren, seit dem Beginn des sogenannten «Shalegas-Booms» (Schiefergas-Booms) in den USA, erlaubt diese Technologie in weiterentwickelter Form auch die Erschliessung von Schiefergas bzw. von petrothormaler Energie. Dies ist unter anderem auf die Möglichkeit, heute auch in grossen Tiefen und über weite Strecken horizontal bohren zu können, zurückzuführen. Da sich die unkonventionellen Kohlenwasserstoff-Lagerstätten und nutzbare Wärme in grossen Tiefen von bis zu mehreren Kilometern befinden und meist gezielt horizontal erschlossen werden müssen, wurde die horizontale Bohrtechnologie (Richtbohrtechnologie) entwickelt, die auch eine Erschliessung über mehrere Kilometer ermöglicht. Nach erfolgter Bohrung und hydraulischer Frakturierung können die freigesetzten Kohlenwasserstoffressourcen bzw. die Wärme gefördert werden.

2.3.1 Erschliessung und Förderung unkonventioneller Kohlenwasserstoffressourcen

Die Technologie der hydraulischen Frakturierung zur Erschliessung von unkonventionellen Kohlenwasserstoffressourcen kommt hauptsächlich in Nordamerika, aber zunehmend auch weltweit zum Einsatz. Dabei wird in mehreren Bohrphasen vertikal in eine Tiefe von ca. 1 bis 4 km gebohrt. Um eine effiziente Abdichtung gegenüber den durchquerten Formationen sicher zu stellen, ist der Einbau von einzementierten Rohrtouren über die gesamte Mächtigkeit von Grundwasserhorizonten – und wo notwendig auch über andere Abschnitte – die Regel. Anschliessend wird die Bohrung abgelenkt und nachfolgend eine horizontale Strecke gebohrt, oft über 2-3 km Länge mit einem Durchmesser von rund 10-15 cm.

Nach der Prüfung der Bohrlochintegrität (u.a. Dichtigkeit) werden bei der Erschliessung von unkonventionellen Gasressourcen, abhängig von der Länge der stimulierbaren Zone, bis zu 20-30 Intervalle einzeln frakturiert. Dazu wird Frackingflüssigkeit (vgl. nachstehendes Kapitel 2.3.2) unter hohem Druck in die zu stimulierende Gesteinsformationen eingepresst.

Die gesamte hydraulische Frakturierung zur Förderung von unkonventionellen Kohlenwasserstoffen dauert routinemässig einige Wochen. Auf dem Bohrplatz werden temporär eine grosse Anzahl von Tanks, Stützmittelspeichern, Mischvorrichtungen, Pumpen, etc. stationiert. Insbesondere wenn der Operateur nicht fixe Anlagen (beispielsweise Wasserleitungen) installiert hat, herrscht vor Ort während der Frakturierungsphase ein sehr hohes Verkehrsaufkommen.

Nach der hydraulischen Frakturierung verbleibt ein grosser Teil der Frackingflüssigkeit samt Stützmitteln und Additiven in der Formation zurück. Der andere Teil gelangt durch die Gasförderung, zusammen mit – je nach geologischen Bedingungen – aus dem Gestein

gelösten Stoffen (z.B. Salze, Schwermetalle, flüchtige organische Substanzen, natürlich vorkommende radioaktive Stoffe) wieder an die Erdoberfläche («Rückfluss»). Dieser Rückfluss muss folglich sachgerecht entsorgt werden. Insbesondere in den USA wurde er in der Vergangenheit durch Injektion unter hohem Druck (Verpressung) in speziellen Entsorgungsbohrungen im Untergrund entsorgt, in offenen Rückhaltebecken verdampft oder behandelt und in Oberflächengewässer eingeleitet. Dies führte in einigen Fällen zu Erdbeben (durch hohen Druck bei der Verpressung) und Gewässerverschmutzungen (durch unsachgerechte Einleitung in Oberflächengewässer). In der aktuellen Praxis nimmt die Aufbereitung und Wiederverwendung des Rückflusses stark zu und die regulatorischen Auflagen für Verpressung werden vielerorts verschärft. Versuche, Wasser bei der Frakturierung durch flüssiges Gas (z.B. Propangas) zu ersetzen, haben bislang nicht zu einem industriellen Einsatz geführt.

Im Vergleich zu konventionellen Gasvorkommen, wo der Rückgang der Förderrate (Abfallrate) nach Erreichen des Produktionsmaximums einige Prozent pro Jahr beträgt, weist das typische Förderprofil bei unkonventionellen Gasressourcen nach einer anfänglich hohen Förderrate einen raschen Rückgang auf: Rückgangsraten von über 50% im ersten Jahr sind häufig. Nach wenigen Jahren flacht die Produktionskurve auf tiefem Niveau ab. Aus diesem Grund ist die Nutzungsdauer eines Bohrlochs für die Förderung unkonventioneller Gasressourcen, im Vergleich zu konventionellen Gasressourcen, deutlich kürzer. Eine konstante Fördermenge in einem Erschliessungsgebiet kann daher nur durch die laufende Erstellung neuer Bohrungen aufrechterhalten werden.

Heute werden standardmässig mehrere Bohrungen von einem Bohrstandort («multiple well pad») aus erstellt. Die sternförmige Erschliessung eines Gebietes von ca. 4 Quadratkilometern in mehreren Tausend Metern Tiefe ist möglich, indem bis zu 30 Bohrungen vom gleichen Bohrplatz (Grösse Bohrplatz: ca. 200 m x 100 m) niedergebracht werden. Eine grossmassstäbliche Erschliessung von unkonventionellen Gasvorkommen benötigt mehrere Bohrplätze, die in der Regel im Raster (ca. alle 4 Kilometer) angelegt sind.

2.3.2 Frackingflüssigkeit bei unkonventionellen Gasressourcen

Gemäss heutigem Stand der Technik, der vor allem in den USA entwickelt und vorangetrieben wurde, besteht die verwendete Frackingflüssigkeit zu etwa 99% (97 bis 99.8%) aus Wasser und Sand (siehe für Wasserbedarf auch Kapitel 4.2). Bei der hydraulischen Frakturierung zur Förderung von unkonventionellen Gasressourcen müssen die erzeugten Klüfte, bzw. die aufgebrochenen, gering porösen Formationen, «durchgängig» gehalten werden. Dazu werden meist gesiebter Quarzsand bzw. Keramikpartikel als Stützmittel (engl.: «proppant» oder «propping agent») verwendet. Dieses macht einen Anteil von ca. 2 bis 30% des Wasser/Stützmittel-Gemischs aus. Etwa 1% (0.2 bis 3 %) der Frackingflüssigkeit besteht aus chemischen Additiven³, welche die

³ Für eine allgemeine Liste der eingesetzten Chemikalien siehe: <http://fracfocus.org/chemical-use/what-chemicals-are-used>. Diese Liste ist nicht vollständig, da gewisse Additive und chemische Substanzen unter das Geschäftsgeheimnis fallen.

operationelle Durchführung der hydraulischen Frakturierung optimieren (vgl. Abb. 3). Diese Additive werden vor allem beigefügt, um den pH-Wert anzupassen⁴, bakterielles Wachstum zu kontrollieren⁵, die Stabilität der Frackingflüssigkeit zu optimieren⁶, nach der Frakturierung die Flüssigkeit zu zersetzen⁷, Schaden an der intakten Gesteinsformation zu vermeiden und schliesslich auch um Verluste in die Gesteinsformation zu minimieren⁸.

Um die Fließfähigkeit des Wassers zu verringern und somit die Stützmittel besser in den erzeugten Brüchen platzieren zu können, werden entweder Guarpolymere (ein Zuckermolekül) und deren Derivate, Zellulose und deren Derivate oder ein Polysaccharidgummi⁹ zugesetzt. Bei Temperaturen im Reservoir von 100-200° C werden zudem Metallionen oder Metallkomplexe¹⁰ hinzugefügt, welche die Polymere auch bei hohen Temperaturen vernetzt lassen und eine genügende Zähflüssigkeit (Viskosität) sicherstellen.

Die Komplexität der Frackingflüssigkeit zur Förderung unkonventioneller Gasressourcen hat in jüngster Vergangenheit stark abgenommen. Es laufen Bestrebungen, die Zahl der Additive weiter zu verringern und das Gefahrenpotenzial in Bezug auf deren Öko- und Humantoxikologie zu vermindern. Nach aktuellem Stand der Technik kommen noch rund 5-15 Additive pro Bohrung zum Einsatz (USA: 4-28 mit Median von 14 Additiven¹¹), welche beispielsweise maximal der deutschen Wassergefährdungsklasse 1 (schwach wassergefährdend) entsprechen. Zudem setzt sich international die Forderung durch, dass alle verwendeten Additive sowie die verwendeten Mengen (an einem Bohrstandort können mehrere Zehner Tonnen Additive verwendet werden) im Rahmen des Bewilligungsprozesses offengelegt werden müssen.

⁴ Um den pH-Wert anzupassen, werden Säuren und Basen eingesetzt.

⁵ Um bakterielles Wachstum zu kontrollieren, werden Biozide verwendet.

⁶ Um die Stabilität der Frackingflüssigkeit zu optimieren, kommen Methanol und Natriumthiosulfat zum Einsatz.

⁷ Um nach der Frakturierung die Flüssigkeit zu zersetzen, werden (Cellulase-)Enzyme oder oxidierende Peroxydisulfate verwendet.

⁸ Um Verluste in die Gesteinsformation zu minimieren, werden Tonstabilisatoren eingesetzt.

⁹ Xanthan, ein Biopolymer

¹⁰ Meistens werden Borate, seltener und nur bei sehr hohen Temperaturen werden auch Übergangsmetalle wie Ti(IV), Zr(IV), gelegentlich Al(III)-Komplexe als Vernetzer verwendet.

¹¹ USEPA (U.S. Environmental Protection Agency). 2016. Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States. Office of Research and Development, Washington, DC. EPA-600-R-16-236Fa.

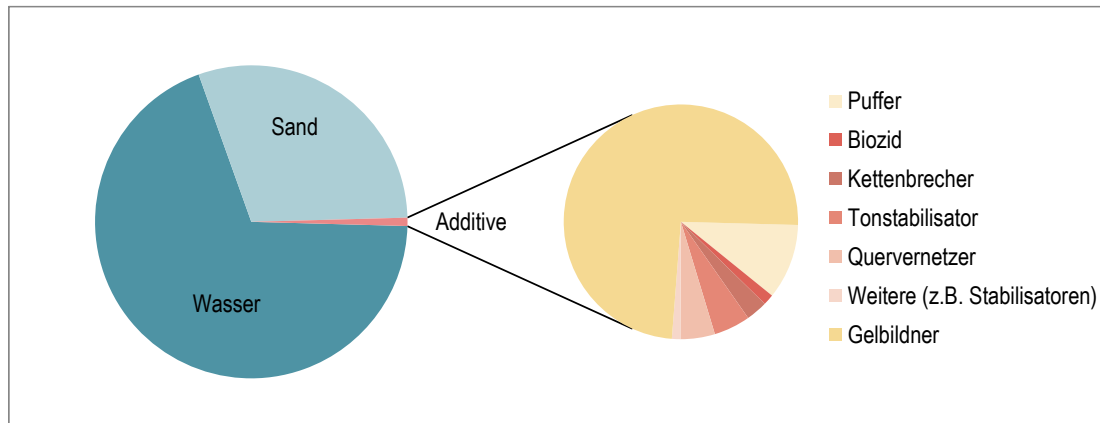


Abb.3: Zusammensetzung Frackingflüssigkeit schematisch

2.3.3 Erschliessung und Förderung von Tiefengeothermie

In der petrothermalen Geothermie ist der Einsatz der hydraulischen Frakturierung vorgesehen, wurde aber bislang lediglich in Pilotprojekten erprobt. Der hydraulischen Frakturierung wird aber, in Anbetracht der riesigen regenerativen Wärmeressourcen im tiefen Untergrund, ein grosses Potenzial attestiert. Die operativen Abläufe bei der hydraulischen Frakturierung zur Erschliessung petrothormaler Geothermie sind jenen der unkonventionellen Gasressourcen sehr ähnlich (vgl. Kap. 2.3.1), bringen aufgrund der geologischen Beschaffenheit der petrothormalen Reservoirs aber ein grösseres Seismik-Risiko mit sich. Die bisher verwendete Frackingflüssigkeit (vgl. nachstehendes Kapitel 2.3.4) war im Gegensatz zur Erschliessung von unkonventionellen Gasressourcen weniger komplex zusammengesetzt. Zudem wurde bisher nicht in mehreren Stufen frakturiert, sondern in der Regel in einer einzigen Frakturierungsphase. Beim Fracking für die Geothermie wird die Injektionsrate der Frackingflüssigkeit kontinuierlich erhöht, um die gewünschten Risse und Brüche zu reaktivieren bzw. zu erzeugen. In der Regel wird ein zweites Bohrloch (sogenannte Doublette) niedergebracht und ebenfalls frakturiert, mit dem Ziel, die frakturierten Zonen der beiden Bohrlöcher zu verknüpfen. Nach der Erstellung der Doublette erfolgt der Wärmeentzug mittels Injektions- und Förderpumpe. Die geothermischen Lagerstättenwässer, die durch die Förderung zu Tage treten, werden je nach Qualität und Menge wieder in das Reservoir rückgeführt. Zurzeit sind aber ebenfalls Projekte in Planung, welche – ähnlich wie bei der Schiefergasförderung – ein mehrstufiges Frakturierungsverfahren vorsehen.

2.3.4 Frackingflüssigkeit bei petrothormaler Tiefengeothermie

Auch in der Tiefengeothermie wurde bisher Wasser als Frackingflüssigkeit eingesetzt. Aus Kostengründen und auf Grund des Self-propping-Effekts¹² von kristallinem Gestein wurde bisher auf Stützmittel verzichtet. Damit entfielen bei bisherigen Pilotprojekten auch

¹² Durchlässigkeit des Gesteins bleibt nach der Frakturierung erhalten, weil geöffnete Rissoberflächen auf beiden Seiten des Bruchs nach der Entstehung nicht mehr aufeinander passen.

nennenswerte Beigaben von Additiven. Die Technologietrends weisen allerdings darauf hin, dass in der Tiefengeothermie in Zukunft auch mit Stützmitteln und mit weiteren chemischen Zusatzstoffen gearbeitet werden dürfte¹³. Bei der petrothermalen Tiefengeothermie wird ein geschlossener Wasserkreislauf angestrebt. Das geförderte Wasser muss also nicht aufwendig aufbereitet oder entsorgt werden, sondern wird wieder ins Reservoirgestein reinjiziert.

2.4 Erfahrungen mit Fracking im Ausland

Die Technologie der hydraulischen Frakturierung wurde sowohl weltweit (insbesondere in den USA), als auch in Europa bereits in grosser Zahl zur Erschliessung konventioneller und unkonventioneller Kohlenwasserstoffressourcen angewendet. Es wird somit von einer Routine-Technologie gesprochen, die ständig weiterentwickelt wird.

Die Erfahrungen bei der Tiefengeothermie sind dagegen noch sehr beschränkt, da petrothermale Systeme bisher nur in wenigen Demonstrations- und Pilotprojekten durch hydraulische Frakturierung erschlossen wurden.

2.4.1 Weltweite Erschliessung unkonventioneller Gasressourcen

Weltweit und insbesondere in den USA hat die Förderung von unkonventionellen Gasressourcen die Energiewirtschaft revolutioniert. Während im Jahr 2000 die Förderung von unkonventionellem Gas noch kaum eine Rolle spielte, erreichte die Produktion in den USA im Jahr 2012 einen Anteil von rund 60% und in Kanada im Jahr 2014 rund 50% an der Gesamtproduktion von Erdgas. Je nach Ausmass der liberalisierten Energiemärkte investieren Staaten direkt oder schaffen Rahmenbedingungen für die Erschliessung ihrer unkonventionellen Gasvorkommen (Mexiko, Kolumbien, Argentinien, Südafrika, Indien, China).

In Europa wird die hydraulische Frakturierung ebenfalls häufig eingesetzt. So wurde z.B. in Deutschland bereits seit 1961 hydraulische Frakturierung zur Förderung von Erdgas betrieben. Etwa ein Drittel des in Deutschland geförderten Erdgasvolumens (meistens konventionelle und Tight-Gas-Vorkommen) stammt aus hydraulisch frakturierten Bohrungen. Auch in anderen europäischen Ländern geht man von unkonventionellen Gasressourcen aus. Die bedeutendsten vermuteten Schiefergasvorkommen befinden sich in Polen und Frankreich, gefolgt von Norwegen, der Ukraine, Schweden, Dänemark und Grossbritannien. Tight-Gas-Vorkommen sind aus Deutschland, der Tschechischen Republik, der Slowakei und Ungarn bekannt.

Die Haltung der europäischen Länder sowie die Rechtslage bezüglich der hydraulischen Frakturierung zur Förderung unkonventioneller Gasressourcen sind sehr unterschiedlich und reichen von Verbot bis aktiver Unterstützung. Die Verfügungshoheit zur Nutzung

¹³ Das Geothermieprojekt Soultz-Sous-Fôrets in Frankreich hat bereits Flusssäure zur Unterstützung der Stimulation eingesetzt.

fossiler Energieträger in der EU liegt bei den Mitgliedsstaaten. Eine Delegation der Verfügungshoheit an die EU steht nicht zur Diskussion. In England, Polen und Rumänien wurden bereits Probebohrungen erstellt, in Dänemark ist eine erste Explorationsbohrung im Gange, wird aber derzeit durch Widerstände blockiert. Frankreich hat die Schiefergasförderung 2011 verboten. Moratorien bestehen in Bulgarien, der Tschechischen Republik, Luxemburg, den Niederlanden und Schottland. In Österreich sind Pläne für Probebohrungen am Widerstand der Bevölkerung gescheitert, ein explizites Frackingverbot gibt es aber nicht. In Deutschland war eine intensive politische Debatte im Gange. Gemäss dem verabschiedeten Gesetzesentwurf der Bundesregierung¹⁴ soll der Einsatz der hydraulischen Frakturierung von Schiefergas in Deutschland vorerst nur für 4 Tests und in Tiefen von mehr als 3000 Metern unter der Erdoberfläche möglich sein. In Wasserschutz- und Wassereinzugsgebieten soll er ganz verboten bleiben, auf den Einsatz wassergefährdender Stoffe soll verzichtet werden. Hingegen soll das bereits seit anfangs der 60er-Jahre in Deutschland praktizierte Fracking von konventionellen Gasressourcen möglich bleiben¹⁵.

Die Europäische Kommission verfolgt in Anbetracht dieser Divergenzen derzeit keine klar erkennbare Politik. Ein gemeinsamer Nenner in der Kommission und den Mitgliedsländern besteht jedoch darin, die Aspekte rund um die Auswirkungen von unkonventioneller Erdgasförderung in den Bereichen Umwelt und Natur zu verfolgen. So hat die EU am 22. Januar 2014 eine Empfehlung formuliert, welche ihre Mitgliedstaaten auffordert, bei der Anpassung ihrer Gesetzgebungen Mindestgrundsätze bei der Anwendung von Fracking zu berücksichtigen. Diese Mindestanforderungen bei der Exploration und Förderung von Erdgas aus Schieferformationen dienen den Mitgliedstaaten als Stütze und sollen den Schutz von Klima und Umwelt, die effiziente Nutzung von Ressourcen und die Unterrichtung der Öffentlichkeit sicherstellen¹⁶.

2.4.2 Weltweite Erfahrungen mit tiefer Geothermie

Weltweit wird das allgemeine Potenzial der Tiefengeothermie als erneuerbare Energie als sehr gross eingeschätzt. Insbesondere in die petrothermale Tiefengeothermie werden grosse Hoffnungen gesetzt, da diese Form der Energiegewinnung weniger an geologische Spezialfälle gebunden ist als die hydrothermale. Hieraus resultiert ein wesentlich kleineres Fündigkeitsrisiko¹⁷. Da in der petrothermalen Geothermie jedoch noch erhebliche technische Herausforderungen bestehen, wird bisher fast ausschliesslich die hydrothermale Geothermie genutzt. Alleine in Deutschland sind heute 26 hydrothermale Tiefengeothermie-Projekte in Betrieb. Das grösste und am weitesten fortgeschrittene

¹⁴ Von Bundestag und Bundesrat im Juni 2016 verabschiedeter Gesetzesentwurf der Bundesregierung: «Entwurf eines Gesetzes zur Änderung wasser- und naturschutzrechtlicher Vorschriften zur Untersagung und zur Risikominimierung bei den Verfahren der Fracking-Technologie»

¹⁵ Dabei wurde die Technologie der hydraulischen Frakturierung eingesetzt, um die Produktion zu vereinfachen bzw. zu verlängern, nicht aber zur grundsätzlichen Erschliessung der Gasressourcen.

¹⁶ EU Commission Recommendation of 22 January 2014 on minimum principles for the exploration and production of hydrocarbons (such as shale gas) using high-volume hydraulic fracturing.

¹⁷ Bei geothermischen Bohrungen beschreibt das Fündigkeitsrisiko die Gefahr, ein geothermisches Reservoir mit einer oder mehreren Bohrungen in nicht genügender Qualität oder Quantität zu erschliessen.

petrothermale Projekt in Europa ist eine Pilotanlage im Elsass (Soultz-sous-Forêts) mit einer elektrischen Leistung von 1.5 MW elektrischer Energie. Verschiedene weitere petrothermale Projekte sind weltweit – darunter auch in der Schweiz – in Planung.

2.5 Fazit

Im Rahmen dieses Grundlagenberichts umschreibt der Begriff Fracking die hydraulische Frakturierung sowie alle verwandten Technologien. Hydraulische Frakturierung wird einerseits zur Erschliessung von Kohlenwasserstoff-Lagerstätten und andererseits von Wärme in petrothermalen Systemen eingesetzt.

Die Frakturierung des Untergrundes erfolgt mithilfe von Frackingflüssigkeit, die sich zu rund 99% aus Wasser und Quarzsand und 1% aus chemischen Additiven zusammensetzt. Die Frackingflüssigkeit wird unter hohem Druck durch ein Bohrloch in den Reservoirhorizont verpresst, wo sie natürlich existierende Risse im Gestein aufweitet bzw. neue Risse erzeugt. Der Rückfluss aus unkonventionellen Gasbohrungen wird entweder behandelt und fachgerecht entsorgt, für neue Frakturierungen rezykliert oder – je nach den geltenden gesetzlichen Vorschriften – auch in tiefe geologische Schichten verpresst. Bei der petrothermalen Anwendung entfällt dieses Vorgehen weitgehend, da das rückgeförderte Wasser in einem geschlossenen Kreislauf durch eine zweite Bohrung wieder in das Reservoir eingepresst werden muss.

Die Fracking-Technologie wird in der Erdöl- und Erdgasindustrie seit Jahrzehnten routinemässig eingesetzt, unter anderem auch in Europa. Durch die in den letzten 10 Jahren in den USA gewonnenen Erfahrungen, haben sich die operationellen, technischen und regulatorischen Praktiken stark weiterentwickelt. Bei der hydraulischen Frakturierung zur Nutzung petrothormaler Tiefengeothermie steht man trotz weltweiter Pilotprojekte erst am Anfang, dementsprechend kleiner ist der Erfahrungsschatz. Trotz einiger Unterschiede im operationellen Ablauf profitiert die geothermale Anwendung der hydraulischen Frakturierung von den gemachten Erfahrungen der Kohlenwasserstoff-Branche.

3 Situation in der Schweiz

3.1 Tiefbohrungen

Bei der Untergrundprospektion, insbesondere der NAGRA¹⁸, sowie bei der Suche nach Kohlenwasserstoffressourcen und in der Tiefengeothermie wurden in der Schweiz bereits verschiedene Tiefbohrungen erstellt (vgl. Abb. 4). Die Technologie der hydraulischen Frakturierung kam dabei lediglich dreimal zur Anwendung (Bohrung Basel 2006, erfolglos in Bohrung Weiach 2000 und 2004).

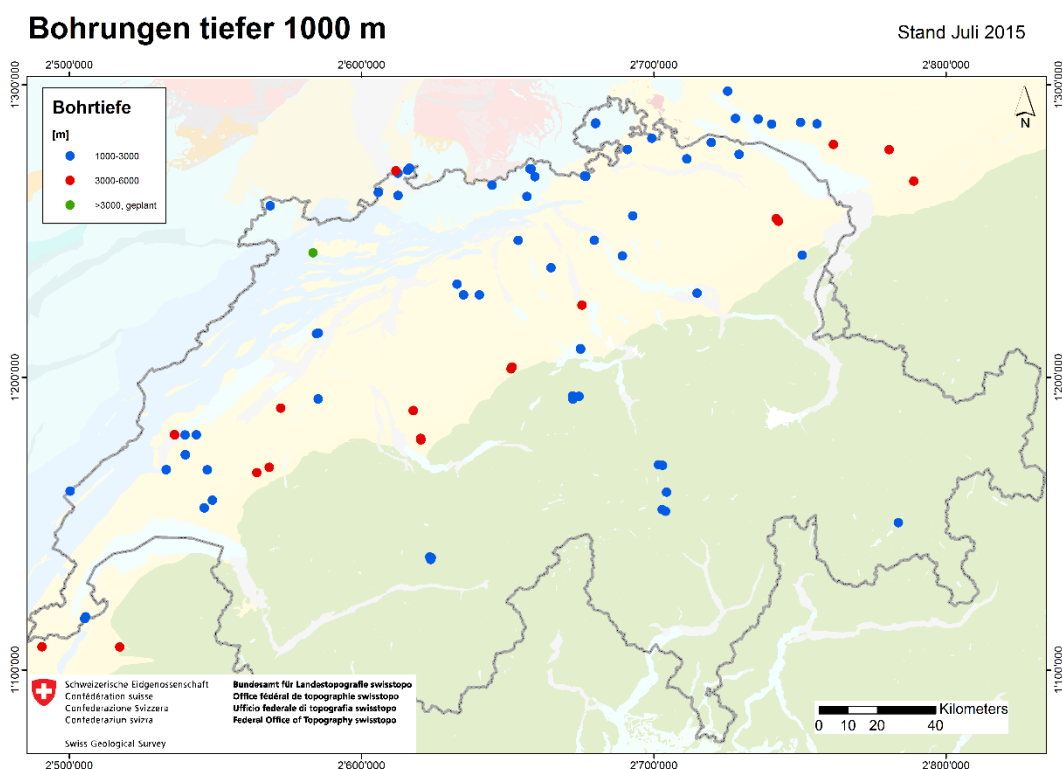


Abb. 4: Ausgeführte und geplante Tiefbohrungen in der Schweiz

3.1.1 Kohlenwasserstoffressourcen

In den letzten 100 Jahren wurden in der Schweiz rund 40 Tiefbohrungen zur Exploration von Erdöl und -gas durchgeführt. Mit Ausnahme der Bohrung Weiach-2 im Zürcher Weinland suchte man bislang ausschliesslich nach konventionellen Kohlenwasserstoffressourcen, vor allem im alpinen Vorlandbecken. Trotz zahlreicher positiver Indikatoren für Erdöl und Erdgas wurde bisher nur aus einer Bohrung kommerziell Erdgas gefördert (Bohrung Entlebuch-1, Förderung von 75 Mio. m³ zwischen 1985 und 1994). Die anderen Vorkommen wurden aufgrund von zu geringer Ergiebigkeit als nicht kommerziell nutzbar bewertet.

¹⁸ Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle

Die Bohrung Weiach-2 wurde im Jahr 2000 in ein vermutetes Tight-Gas-Vorkommen im Nordschweizer Permokarbondrog abgeteuft und getestet. Die Resultate waren negativ. Dabei gilt zu erwähnen, dass die Position der Bohrung wahrscheinlich nicht optimal war und dass eine hydraulische Frakturierung zwar geplant war, aber nach enttäuschenden Vortests (Mini-Frac-Tests) nicht durchgeführt wurde. Die Bohrung Noville-1 im Jahr 2010, welche eigentlich konventionelle Vorkommen im Fokus hatte, wies ein Tight-Gas-Vorkommen im östlichen Genferseegebiet in Sedimenten des Permokarbon nach. Seit 2014 läuft ein Bewilligungsverfahren bei den Waadtländer Kantonalbehörden für weitere Testarbeiten in der bestehenden Bohrung.

In jüngerer Zeit zeigten verschiedene Firmen wieder ein erhöhtes Interesse an der Exploration von Erdgasressourcen in der Schweiz (vgl. Anhang A-1).

3.1.2 Tiefengeothermie

In der Schweiz sind aktuell (Stand: August 2016) verschiedene Firmen mit der Entwicklung von Geothermieprojekten beschäftigt (vgl. Anhang A-1).

In Basel wurde 2006 eine rund 5000 m tiefe Bohrung für ein petrothermales Projekt zur Stromgewinnung erstellt. Trotz zufriedenstellenden Temperaturen und der durch hydraulische Frakturierung erreichten Durchlässigkeitserhöhung, musste das Projekt wegen unerwartet hoher Seismizität (Stärke 3.4 auf der Richterskala) während der Frakturierungsphase eingestellt werden. Weitere petrothermale Projekte befinden sich in der Planungsphase.

Wenn auch für die Diskussion der hydraulischen Frakturierung nicht direkt relevant, sollen an dieser Stelle auch die hydrothermalen Projekte in der Schweiz erwähnt sein. Hydrothermale Projekte zur Wärmegewinnung wurden zunächst in Zürich für die Versorgung des Stadtspitals Triemli und der benachbarten Wohnsiedlung Sonnengarten (2010) sowie in Schlattigen/TG (2013) für die Beheizung von Gemüsekulturen durchgeführt. Während das Projekt in Zürich aufgrund der zu geringen angetroffenen Wassermengen abgebrochen wurde, erreichte man in Schlattigen durch eine zweite, horizontale Bohrung das gewünschte Ergebnis. In St. Gallen wurde 2014 ein hydrothermales Geothermieprojekt zur Wärme- und Stromgewinnung in Angriff genommen. Nach chemischer Stimulation zur Erhöhung der Durchlässigkeiten wurden bei Produktionstests der ersten Bohrung Erdgaseintritte im Bohrloch registriert. Um das im Bohrloch aufsteigende Gas in die Formation zurückzudrängen, wurde schwere Bohrspülung unter hohem Druck in die Bohrung gepresst. Dadurch wurde seismische Aktivität bis zu einer Magnitude von 3.5 auf der Richterskala ausgelöst, weshalb das Projekt in dieser Form gestoppt wurde. Produktionstests haben zudem eine zu kleine Wasserförderrate ergeben, wodurch die Pläne für ein Geothermieprojekt aufgegeben wurden. Evaluert wird momentan die Nutzung des Erdgases im System.

3.2 Theoretische geologische Potenziale

Bei der Evaluation der Potenziale der verschiedenen Lagerstätten (vgl. hierzu die Definition des Potenzialbegriffs im Glossar A-6) spielt die geologische Struktur der Schweiz eine wichtige Rolle. Die Kenntnisse über die Geologie des tiefen Schweizer Untergrundes sind derzeit allerdings noch sehr lückenhaft. Insbesondere fehlt es an Kenntnissen zum Untergrund im Mittelland unterhalb von 1000 Metern. Dies verhindert eine Evaluation von Reserven – sowohl für die Erdgasnutzung wie auch für die Geothermie. Auch die Struktur des schweizerischen Untergrundes mit einer kleinteiligen heterogenen Geologie (unterschiedliche geologische Formationen auf kleinem Raum) und mit zahlreichen Störungen und Bruchzonen erschwert die Evaluation.

3.2.1 Potenzial unkonventioneller Kohlenwasserstoffressourcen

Trotz des lückenhaften Kenntnisstandes über den Untergrund, wird das Vorhandensein abklärungswürdiger Kohlenwasserstoffressourcen u.a. durch verschiedene Erdgasaustritte und Erdölfunde belegt (z.B. Geothermiebohrung St. Gallen, Explorationsbohrung Entlebuch-1). Allerdings mangelt es bislang an genügend Daten zu Kohlenwasserstoffgehalten, Reifegraden und Ausdehnungen dieser Kohlenwasserstoffe, die entscheidend wären für die wirtschaftliche Beurteilung der Förderbarkeit solcher Ressourcen aus dem Schweizer Untergrund.

Gemäss dem heutigen Kenntnisstand haben vor allem die unkonventionellen Gasreservoirs Opalinuston und Posidonienschiefer (Schiefergas) sowie Permokarbon-Sandsteine (v.a. Tight-Gas) in Tiefenlagen von 2000 und 5000 m ein relevantes Förderpotenzial verglichen mit dem schweizerischen Erdgasbedarf. Dem Kohleflözgas des Permokarbons wird ein mittleres Potenzial zugeschrieben. Gesamthaft wird das theoretisch gewinnbare Gasvolumen auf 114 – 3'400 Mrd. m³ (entspricht 1'100 – 24'000 TWh¹⁹) geschätzt²⁰ (vgl. Anhang A-2.1 für einen Kurzbeschreibung). Bei einem jährlichen Verbrauch in der Schweiz von 3.2 Mrd. m³ Gas (entspricht 32 TWh) scheint dieses Potenzial, trotz der grossen Unsicherheit und der Annahme, dass vom theoretischen geologischen Potenzial nur ein Bruchteil tatsächlich förderbar wäre (vgl. Anhang A-2.3 für die Berechnungsgrundlagen), beträchtlich. Die untere Bandbreite der Schätzung entspricht einer Erdgasversorgung der Schweiz von etwa 30 Jahren. Alle drei Lagerstättentypen wären beim heutigen Stand der Technik meist nur unter Zuhilfenahme der Technologie der hydraulischen Frakturierung erschliessbar.

¹⁹ Bei einem Heizwert (Hu) von ca. 10 kWh/m³

²⁰ Die abgeleiteten Ressourcen der einzelnen Plays sind bislang nur sehr grob quantitativ erfasst: Für das Play «Opalinuston/Posidonienschiefer» wird eine gewinnbare Menge Gas von ca. 120 Mrd. m³ als wahrscheinlichster Fall, bei einer Spannweite von 7 – 3000 Mrd. m³ abgeschätzt. Für das Play «Permokarbon-Sandsteine» wird eine Gasmenge von 100 – 300 Mrd. m³ geschätzt. Für das Play «Kohleflözgas» wird eine Gasmenge von 7 – 80 Mrd. m³ geschätzt, was für schweizerische Verhältnisse höchstens einem mittleren Potenzial entspricht.

3.2.2 Potenzial petrothermaler Tiefengeothermie

Die Existenz eines grossen Geothermiepotenzials in der Schweiz ist unbestritten. Da bei hydrothermalen Projekten normalerweise keine hydraulische Frakturierung angewendet wird, wird im Folgenden nur das Potenzial von petrothermalen Reservoiren zur Stromgewinnung betrachtet. Weiter beschränkt sich die Potenzialabschätzung auf den Raum nördlich der Alpen, da dort die geologischen Strukturen grossräumig ähnlich ausgebildet sind, was für die Berechnung notwendig ist.

Dem petrothermalen Reservoir «Kristallines Grundgebirge» in 3.5 bis 5.5 km Tiefe wird ein grosses Potenzial attestiert (vgl. Anhang A-2.2 für einen Kurzbeschrieb). Erste Schätzungen ergeben für dieses Reservoir ein, über einen längeren Zeitraum theoretisch extrahierbares, Gesamtpotenzial von ca. 6'000 TWh Energie, unterteilbar in 660 TWh elektrisch und 5'340 TWh thermisch. Das in mittelfristiger Zukunft effektiv jährlich realisierbare Potenzial zur geothermalen Stromgewinnung in der Schweiz ist wesentlich kleiner, da die technische Machbarkeit einer effektiven und nachhaltigen Nutzung dieser Ressource noch nicht erbracht ist. Der Bundesrat sieht im Rahmen seiner Energiestrategie 2050 vor, dass Tiefengeothermie-Kraftwerke in der Schweiz bis 2050 jährlich rund 4.4 TWh elektrisch produzieren könnten (vgl. Kapitel 3.4). Dieses Ziel ist nur unter Zuhilfenahme der Technologie der hydraulischen Frakturierung zu erreichen.

3.2.3 Wissensaufbau durch Exploration

Zur Evaluation, ob die geschätzten theoretischen Potenziale der unkonventionellen Gasressourcen und der Tiefengeothermie-Vorkommen von energiewirtschaftlicher Relevanz sind, bedarf es verbesserter Kenntnisse des Untergrundes, v.a. durch Exploration (Tiefbohrungen und seismische Messungen). Dabei empfiehlt es sich, Synergien zu nutzen, indem beispielweise bei Erkundungs- und Erschliessungsbohrungen für die Tiefengeothermie – wenn sinnvoll und möglich – auch unkonventionelle Gasressourcen mit in die Prospektion einbezogen werden. Von den Explorationen könnten auch weitere Anwendungen (z.B. die hydrothermale Geothermie, die nukleare Abfallentsorgung oder die CO₂-Speicherung) profitieren, indem Wissen über den Untergrund generiert und dadurch die Koordination zwischen den verschiedenen Nutzungsansprüchen erleichtert würde.

Das Defizit in Bezug auf die geologischen Kenntnisse über den Untergrund der Schweiz wird auch auf politischer Ebene thematisiert (vgl. auch Anhang A-3). Im Zusammenhang mit den politischen Vorstössen erarbeitet der Bund zurzeit ein Förderprogramm, um die Exploration des tiefen Untergrundes bezüglich Tiefengeothermie in der Schweiz voranzutreiben. Gleichzeitig sind verschiedene weitere Projekte zur Erkundung der Struktur des Untergrundes in Umsetzung²¹. Hinsichtlich der Verbesserung der Kenntnisse

²¹ Zu erwähnen sind in diesem Zusammenhang:

- Geologisches Informations- und Produktionssystem (GIPS)
- NFP 70: Das Nationale Forschungsprogramm «Energiewende» befasst sich u. a. auch mit Technologieentwicklung, welche zu positiven Weiterentwicklungen im Bereich Geothermie führen soll.

der geologischen Verhältnisse erachtet der Bundesrat im Rahmen des Berichts in Erfüllung des Postulats 11.3229 Riklin («Nutzung des Untergrundes») die Umsetzung der laufenden Aktivitäten (insb. Erarbeitung von Geodatenmodellen) als prioritär.

3.3 Bestehende Rechtsgrundlagen

Im Rahmen der Beantwortung des Postulats 11.3229 Riklin sind die bestehenden, den Untergrund betreffenden Regelungen und Rechtsgrundlagen bereits im Detail dargelegt worden. Die Zuständigkeiten sind zwischen Bund und Kantonen aufgeteilt und die Regelungen finden sich je nach Thema (Eigentum, Raumplanung, Schutz, Nutzung, etc.) in unterschiedlichen Erlassen (vgl. Anhang A-5). Nachfolgend werden diese Grundsätze kurz zusammengefasst bzw. in Bezug auf den Einsatz der hydraulischen Frakturierung vertieft.

3.3.1 Zuständigkeiten

Der Bund ist grundsätzlich für die Regelung der eigentumsrechtlichen Fragen zuständig. Über umfassende Gesetzgebungskompetenzen verfügt der Bund u.a. im Umweltrecht und übergeordnet bei der Raumplanung.

Die Kantone haben die Hoheit über die im Untergrund vorhandenen Rohstoffe inne und sind für Regelungen bezüglich deren Nutzung zuständig. Genehmigungsverfahren für Anlagen zur Gewinnung von Energie aus dem Untergrund sind daher durch kantonales Recht bestimmt.

Eine im März 2014 durch BFE und ARE durchgeführte Umfrage bei den Kantonen ergab, dass sie sich im Zusammenhang mit Tiefbohrungen vom Bund Unterstützung wünschen. Wie im Bericht in Erfüllung des Postulats 11.3229 Riklin festgehalten, sieht der Bundesrat vor, die Erarbeitung eines Leitfadens für Tiefbohrungen, die Schaffung einer Austauschplattform betreffend Exploration des Untergrundes sowie die Einrichtung einer überkantonalen Aufsichtsinstitution für Tiefbohrungen zu prüfen. Damit wird eine Vereinheitlichung der Praxis angestrebt, was einerseits den Investoren mehr Rechts- bzw. Planungssicherheit geben soll, andererseits die Überwachung vereinfachen und die Projekte sicherer machen soll.

-
- GeoMol: grenzüberschreitendes (Deutschland, Frankreich, Italien, Österreich, Slowenien Schweiz) Projekt zur Bewertung der Geopotenziale in den alpinen Vorlandbecken für die nachhaltige Planung und Bewirtschaftung der natürlichen Ressourcen. Dafür werden für die Schweiz sämtliche vorhandenen seismischen Daten und Tiefbohrungen (auch der Industrie) verwendet. Die Arbeiten (mit finanzieller und personeller Beteiligung von Bund und mehreren Kantonen) sind im Gang und das Projekt soll 2017 abgeschlossen werden.
 - SCCER-SoE: Das Projekt sieht den Aufbau und Betrieb eines Kompetenzzentrums für Energieforschung unter der Leitung der ETH und Partnern aus Akademie, Industrie und Behörden vor. Es soll Grundlagenforschung betreiben und innovative Lösungen im Bereich Geoenergien (Tiefengeothermie und CO₂ Sequestration) und Wasserkraft entwickelt werden. Das Programm ist auf 10 Jahre ausgelegt und hat im Jahr 2014 begonnen.
 - Projekt der Universität Genf mit dem Ziel, das Potenzial von Kohlenwasserstoff-Reservoirs genauer zu erfassen und zu quantifizieren.
 - GEOBEST: Der Schweizerische Erdbebendienst SED implementiert das Projekt GEOBEST für das BFE, um für die kantonalen und Bundesbehörden Richtlinien zu entwerfen, wie mit seismischen Gefahren (oder Gefahren der induzierten Seismizität) im Rahmen von Umweltverträglichkeitsprüfungen umgegangen werden soll.

3.3.2 Eigentumsrecht

Das Eigentum des Untergrundes ist in Artikel 667 des Zivilgesetzbuchs vom 10. Dezember 1907 (ZGB, SR 210) geregelt. Darin ist festgehalten, dass sich das Grundeigentum soweit erstreckt, wie der Grundeigentümer für die Ausübung seines Eigentums ein Interesse ausweisen kann. Jenseits dieser Tiefe gilt der Untergrund gemäss Artikel 664 ZGB als herrenlose und öffentliche Sache, dessen Verfügungs- und Gesetzgebungshoheit bei den Kantonen liegt. Diese Verfügungsgewalt über den Untergrund ist in den Kantonen jedoch häufig nur marginal geregelt (z.B. im Rahmen von Regalrechten). Einige Kantone haben ein Verbot oder Moratorium von Fracking allgemein, von Fracking zur Förderung unkonventioneller Gasressourcen, von Förderung unkonventioneller Gasressourcen auch ohne Fracking oder generell für die Förderung von jeglichen Kohlenwasserstoffen verfügt.

Aktuell sind mehrere Kantone daran, Untergrundgesetze zu erarbeiten oder die bestehenden zu revidieren (vgl. Anhang A-4). Anstoss waren häufig anstehende Geothermieprojekte, für welche Bewilligungs- und Konzessionsverfahren nicht eindeutig geregelt waren. So auch bei der Gruppe von Kantonen (ehemaliges Erdölkonkordat der Nordostschweizer Kantone²²), die 2014 gemeinsam ein Mustergesetz über die Nutzung des Untergrundes erarbeiteten. Dieses dient den Kantonen als Vorlage, an der sie sich bei der konkreten Ausgestaltung eines kantonalen Gesetzes orientieren können. Das Mustergesetz führt aus, in welchen Fällen eine Konzession oder eine Bewilligung erforderlich ist und unter welchen Umständen ein Ausgleichsanspruch für vergebene Vorleistungen des Investors besteht. Auch eine Haftungsbestimmung und Vorgaben zum Risikotransfer (z.B. Versicherungslösung) sind in den Bestimmungen enthalten.

3.3.3 Raumplanung

Gemäss Artikel 2 Absatz 1 des Raumplanungsgesetzes vom 22. Juni 1979 (RPG, SR 700) erarbeiten Bund, Kantone und Gemeinden die für ihre raumwirksamen Tätigkeiten nötigen Planungen und stimmen diese aufeinander ab. Der Untergrund wird jedoch bislang in den raumplanerischen Instrumenten noch nicht systematisch berücksichtigt, obschon dies heute bereits möglich wäre. Deshalb wurde im Rahmen der Vernehmlassung der 2. Teilrevision des RPG vorgeschlagen, einerseits den Untergrund grundsätzlich auch als Gegenstand der Raumplanung zu definieren und andererseits die Kantone anzuhalten, wichtige Vorhaben im Untergrund, bei denen ein Abstimmungsbedarf zwischen unter- und oberirdischen Nutzungen besteht, in den kantonalen Richtplänen aufzunehmen. Die 2. Teilrevision des RPG ist momentan sistiert, aber das UVEK wurde vom Bundesrat beauftragt, die Thematik „Untergrund“ unter Einbezug der Kantone, Städte und Gemeinden zu vertiefen.

²² Dazu gehören folgende Kantone: AG, AI, AR, GL, SG, SH, SZ, TG, ZH, ZG

3.3.4 Umweltrecht

Die meisten Schutzgüter des Umweltrechts (z.B. Luft, Boden, Oberflächengewässer, Landschaft, Biodiversität) sind oberflächennah, zum Untergrund gibt es keine spezifischen umweltrechtlichen Regelungen. Einzig das Schutzgut Grundwasser reicht in den Untergrund und ist durch das Gewässerschutzgesetz erfasst. Ziel des Grundwasserschutzes ist es, das Grundwasser in seiner Gesamtheit, d.h. einschliesslich seiner geologisch-hydrogeologischen Umgebung mit Grundwasserleiter, Grundwasserstauer und Deckschichten sowie seine natürliche Hydrodynamik, zu erhalten.

Von den Bestimmungen des Gewässerschutzrechts sind alle ober- und unterirdischen Gewässer, also auch Grundwasser, das sich tief im Untergrund befindet, erfasst (Art. 2 Gewässerschutzgesetz vom 24. Januar 1991, GSchG, SR 814.20). Insbesondere enthält das Gewässerschutzrecht ein generelles Verbot, Stoffe, die Wasser verunreinigen können, mittel- oder unmittelbar in Grundwasser oder Oberflächengewässer einzubringen bzw. versickern zu lassen (Art. 6 GSchG) sowie die Verpflichtung, alle nach den Umständen gebotene Sorgfalt anzuwenden, um nachteilige Einwirkungen auf die Gewässer, also auch auf das Grundwasser, zu vermeiden (Art. 3 GSchG). Die Bestimmungen hingegen, die sich spezifisch auf nutzbares Grundwasser beziehen (insb. Regelungen zum Gewässerschutzbereich A_u und zu den Grundwasserschutzzonen) sind für Grundwasser in grossen Tiefen, das sich nicht als Trinkwasserressource eignet (z.B. stark salzhaltiges Grundwasser), nicht anwendbar. Allerdings gibt es auch in grossen Tiefen Thermal- und Mineralwasser sowie gering mineralisiertes Wasser mit Trinkwasserqualität (bis in 2500 m nachgewiesen), das nutzbares Grundwasser darstellt. Für solche Grundwasservorkommen in grossen Tiefen können somit auch die Vorschriften zum Schutz nutzbarer unterirdischer Gewässer gelten.

Bohrungen in besonders gefährdeten Bereichen, d.h. in sämtlichen Gebieten mit nutzbaren Grundwasservorkommen, benötigen eine gewässerschutzrechtliche Bewilligung und sind in Grundwasserschutzzonen und –arealen im Grundsatz verboten.

Sowohl Anlagen zur Nutzung der Erdwärme mit mehr als 5 MW_{th} als auch Anlagen zur Gewinnung von Erdöl, Erdgas oder Kohle unterstehen der Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) im Rahmen des Bewilligungsverfahrens (Anhang Nr. 21.4 und Nr. 21.7 zur Verordnung vom 19. Oktober 1988 über die Umweltverträglichkeitsprüfung, UVPV, SR 814.011). Da der zeitlich befristete Einsatz der hydraulischen Frakturierung dazu führt, den Untergrund und dessen Ergiebigkeit oder Speicherfähigkeit zu modifizieren, kann dieser Einsatz als Teil der Bauphase einer Anlage betrachtet werden. Ist eine Anlage der UVP unterstellt, muss der Gesuchsteller einen Umweltverträglichkeitsbericht verfassen. Da es durch die Nutzung des Untergrundes aber auch zu Umweltauswirkungen an der Oberfläche kommen kann, decken die Umweltverträglichkeitsberichte (UVB) dieselben Umweltbereiche ab wie für Anlagen an der Oberfläche. Demnach müssen im Zusammenhang mit hydraulischer Frakturierung nebst dem Gewässerschutzgesetz die Regelungen des Umweltschutzgesetzes vom 7. Oktober 1983 (USG, SR 814.01, insb. bezüglich Abfälle, Chemikalien, Bodenschutz, UVP,

Luftemissionen, Lärmschutz, Lichtemissionen, Störfallvorsorge), des Waldgesetzes vom 4. Oktober 1991 (WaG, SR 921.0) sowie des Bundesgesetzes vom 1. Juli 1966 über den Natur- und Heimatschutz (NHG, SR 451) berücksichtigt werden (vgl. Anhang A-5). Heute ist keine Anhörung der Bundesbehörden im Rahmen des Bewilligungsverfahrens von UVP-pflichtigen Tiefbohrungen vorgesehen.

Da bei Eingriffen in den tiefen Untergrund – insbesondere bei den komplexen geologischen Verhältnissen in der Schweiz – die Prognose von Umweltauswirkungen mit grossen Unsicherheiten behaftet ist, spielt das Vorsorgeprinzip eine wichtige Rolle. Dieses sieht vor, dass Einwirkungen, die schädlich oder lästig werden können, frühzeitig begrenzt werden. Je schwerer die drohende negative Einwirkung wiegt und je grösser die Wahrscheinlichkeit ihres Eintritts ist, desto eingreifendere Vorsorgemassnahmen können ergriffen werden. Dabei gilt es, das Prinzip der Verhältnismässigkeit zu berücksichtigen.

In seiner Stellungnahme zur Motion 12.4262 Reimann («Kein Fracking. Zum Schutz des Bodensee-Trinkwassers sowie von Flora und Fauna») weist der Bundesrat darauf hin, dass das bestehende Schweizer Umweltrecht umfassende Massnahmen verlange, welche bei korrektem Vollzug das von Tiefbohrungen – mit oder ohne hydraulischer Frakturierung – ausgehende Restrisiko auf ein vertretbares Mass reduzieren. Und in seiner Antwort auf die Anfrage 14.1106 Trede («Fracking für die Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050?») hält der Bundesrat fest, dass die Technologie der hydraulischen Frakturierung grundsätzlich eingesetzt werden kann, «wenn bei der Ausführung den regulatorischen Vorschriften bezüglich Sicherheit, Arbeitsschutz sowie Natur- und Umweltschutz entsprochen wird.»

In den Kantonen herrschen bezüglich der konkreten regulatorischen Rahmenbedingungen zur hydraulischen Frakturierung verschiedene Ansichten vor (vgl. Anhang A-4). Während gewisse Kantone auf eine weitere Regulierung in ihrem Hoheitsgebiet verzichten, da sie die Umweltschutzbedingungen, welche an die Konzessionsvergabe geknüpft sind, als ausreichend erachten, wünschen sich andere Kantone regulatorische Anpassungen auf Bundesebene. Diese reichen von Anpassungen der Gewässerschutzregelungen bis hin zu einer gesonderten Verordnung für die hydraulische Frakturierung.

3.3.5 Haftungsrecht

Im Falle von Erdbeben- oder anderen Umweltschäden infolge von Tiefengeothermie- oder Erdgasbohrungen, dürften aus haftpflichtrechtlicher Sicht namentlich drei Haftungsnormen einschlägig sein:

- a. Das Bundesgesetz über den Umweltschutz vom 7. Oktober 1983 (USG; SR 814.01) statuiert einerseits in Artikel 59a eine Gefährdungshaftung. Haftungssubjekt ist der Inhaber eines Betriebes oder einer Anlage, mit denen eine besondere Gefahr für die Umwelt verbunden ist. Dieser haftet für den Schaden aus Einwirkungen, der durch die Verwirklichung dieser Gefahr entsteht.

- b. Das Schweizerische Zivilgesetzbuch vom 10. Dezember 1907 (ZGB; SR 210) statuiert andererseits in Artikel 679 eine Grundeigentümerhaftung. Hat die Bohrung auf einem Grundstück Erschütterungen zur Folge, welche Nachbargrundstücke schädigen, ist darin aufgrund des Wortlauts von Artikel 685 ZGB wie auch gemäss Artikel 684 Abs. 2 ZGB eine Überschreitung der Eigentümerbefugnisse zu sehen. Dafür haftet der Grundeigentümer gemäss Artikel 679 ZGB. Als Grundeigentümer dürfte das jeweilige Gemeinwesen als Inhaberin der Sachhoheit über den tiefen Untergrund gelten.
- c. Ferner statuiert das Bundesgesetz betreffend die Ergänzung des Schweizerischen Zivilgesetzbuches (Fünfter Teil: Obligationenrecht) vom 20. März 1911 (OR; SR 220) in Artikel 58 eine Haftung des Werkeigentümers. Der Erdboden könnte dann als Werk qualifiziert werden, wenn er durch menschliche Bearbeitung so umgebildet worden ist, dass er in seiner neuen Gestalt infolge Art der Umformung oder wegen mangelhafter Unterhaltung geeignet ist, Dritte zu schädigen. Die Werkeigentümerhaftung dürfte deshalb (nebst den oberflächlichen Anlagen) auch Bohrlöcher umfassen.

Die Haftung für durch Geothermie- oder Erdgasbohrungen verursachte Erdbebenschäden richtet sich also insbesondere nach Art. 59a USG, Art. 679 ZGB und allenfalls nach Art. 58 OR. Neben der Konzessionärin und dem von ihr beauftragten Bohrunternehmen kann auch das konzedernde Gemeinwesen als Inhaber der Sachhoheit über den tiefen Untergrund nach Art. 679 ZGB für die Schäden Dritter haftbar gemacht werden.

Die Konzessionsbehörden, d.h. die Kantone, schreiben in ihren Gesetzen der Konzessionärin den Abschluss einer Schadensversicherung sowie die Verpflichtung zur Schadloshaltung vor. Inwieweit dieses Risiko versicherbar ist, respektive durch private Versicherer abgedeckt werden kann, ist aber unklar (vgl. auch Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulats 11.3229 Riklin).

3.3.6 Gesetzliche Grundlagen und Verhältnismässigkeit eines Moratoriums

Durch die Einführung eines Moratoriums für den Einsatz der hydraulischen Frakturierung würden die Grundrechte der Wirtschaftsfreiheit sowie die Eigentumsgarantie tangiert. Eine Grundrechtseinschränkung muss durch ein öffentliches Interesse gerechtfertigt und verhältnismässig sein, zudem bedarf sie einer gesetzlichen Grundlage (Art. 36 der Bundesverfassung vom 18. April 1999, BV, SR 101). Eine solche kann der Bund nur schaffen, wenn er sich auf eine sachliche Gesetzgebungskompetenz in der Bundesverfassung stützen kann. Die BV beinhaltet jedoch keine spezifischen Bestimmungen zur hydraulischen Frakturierung. Ein Moratorium könnte auf die Kompetenz des Bundes zum Erlass von Vorschriften zum Umwelt- bzw. Gewässerschutz (Art. 74 und 76 BV) abgestützt und beispielsweise im Umwelt- oder Gewässerschutzgesetz geregelt werden²³.

²³ Das Raumplanungsrecht wird als ungeeignet für die Verankerung eines Fracking-Moratoriums erachtet, weil der Bund hier nur über eine Rahmengesetzgebungskompetenz verfügt.

Dies ist jedoch nur möglich, wenn aus wissenschaftlicher Sicht der Einsatz dieser Technologie systembedingt schädliche Auswirkungen auf die Umwelt hat. Da grundsätzlich eine Gefahr der Verschmutzung von Grundwasser und Oberflächengewässern von der Technologie ausgeht und mit der Erschliessung und Förderung von unkonventionellen Gasressourcen Treibhausgas-Emissionen verbunden sind, ist dies gegeben (siehe dazu Kapitel 4).

Die negativen Auswirkungen der hydraulischen Frakturierung auf die Umwelt können jedoch durch mildere Massnahmen als ein Moratorium, wie den Verzicht auf den Einsatz von langlebigen umwelt- bzw. gesundheitsgefährdenden Stoffen oder den Einsatz moderner Bohrverfahren und Oberflächeninstallationen zur Vermeidung von Gewässerbelastungen und von Methanschlupf, weitgehend reduziert werden. Deshalb ist ein Moratorium unter dem Gesichtspunkt der Verhältnismässigkeit problematisch.

3.3.7 Internationales Recht

Die Schweiz ist mit ihren Nachbarländern durch das UNECE-Übereinkommen vom 17. März 1992 zum Schutz und zur Nutzung grenzüberschreitender Wasserläufe und internationaler Seen (SR 0.814.20) und dessen Implementierungsmechanismus verbunden. Das Abkommen dient dem Schutz grenzüberschreitender unter- und oberirdischer Gewässer. Bei Anlagen, die in Nachbarstaaten erstellt werden und die zu erheblichen nachteiligen, grenzüberschreitenden Auswirkungen führen können und die im Anhang der UNECE-Übereinkommen vom 25. Februar 1991 über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) im grenzüberschreitenden Rahmen (Übereinkommen von ESPOO, SR 0.814.06) aufgeführt sind, muss die Schweiz entweder angehört werden, oder sie kann am jeweiligen Verfahren mitwirken. Bei Anlagen, die nicht im Anhang des Übereinkommens aufgeführt sind, kann der betroffene Kanton gegenüber dem Nachbarstaat beantragen, ein analoges Verfahren durchzuführen, sofern die Kriterien von Anhang III des Übereinkommens erfüllt sind. Im Rahmen der Beantwortung der Motion 12.4262 Reimann («Kein Fracking. Zum Schutz des Bodensee-Trinkwassers sowie von Flora und Fauna») ging der Bundesrat bereits auf die Frage der grenzüberschreitenden Einflussnahmemöglichkeiten ein.

3.4 Schnittstellen zur Energie- und Klimapolitik

In der Strategie des Bundesrates zur Nachhaltigen Entwicklung 2012-2015 ist im Bereich der ökologischen Aspekte u.a. die Effizienzsteigerung bei der Energieverwendung sowie die Förderung erneuerbarer Energien verankert. Im Rahmen der Energiestrategie 2050 werden diese Ziele konkretisiert. Ausgehend davon hat der Bundesrat in seiner Antwort auf die Motion 12.4262 Reimann ausgeführt, dass er eine Politik der Substitution fossiler Energieträger durch erneuerbare Energien verfolge und sich nicht für eine vermehrte Nutzung fossiler Energien einsetze, da dies dem Klimaschutz und auch der Energiestrategie 2050 widerspreche.

Die Stromnachfrage soll künftig mit einem Mix aus Wasserkraft und neuen erneuerbaren Energien gedeckt werden. Dennoch könnte aufgrund des vorliegenden Massnahmenpakets der Botschaft zur Energiestrategie 2050 in der Schweiz bis im Jahr 2020 für eine Übergangsphase der Bau eines Gas-Kombikraftwerks (fossil-thermisches Kraftwerk) notwendig werden. Der weitere Bedarf hängt, gemäss Botschaft zur Energiestrategie 2050, im Wesentlichen von der Entwicklung der Wirtschaft und des Stromverbrauchs, der Akzeptanz in der Gesellschaft sowie dem Ausbau der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien ab. Je nachdem müsste die Stromversorgung mit weiteren Gas-Kombikraftwerken (fossil-thermische Kraftwerke) und/oder zusätzlichen Stromimporten sichergestellt werden. Dabei muss jedoch gewährleistet sein, dass die klimapolitischen Ziele des Bundes nicht gefährdet werden. Um dies sicherzustellen, sind die Betreiber solcher Kraftwerke durch die CO₂-Gesetzgebung (Art. 22ff. CO₂-Gesetz) zur vollständigen Kompensation der verursachten CO₂-Emissionen verpflichtet. Mindestens die Hälfte der Kompensationspflicht muss durch die Umsetzung von Projekten im Inland erbracht werden. Die Gas-Kombikraftwerk-Projekte Chavalon, Utzenstorf und Cornaux wurden aufgrund der aktuellen Rahmenbedingungen zurückgestellt bzw. aufgegeben.

Die Tiefengeothermie soll im Rahmen des Umstiegs auf erneuerbare Energien gefördert werden. Die Energieperspektiven 2050, auf denen die Energiestrategie des Bundesrates basiert, sehen bis 2050 einen Zubau von Geothermie im Umfang von 4.4 TWh_{el} vor. Dazu sieht die Energiestrategie vor, die Hemmnisse für potenzielle Investoren durch die hohen Investitionskosten und die grossen geologischen und technischen Risiken abzubauen. Hierfür sollen die bestehenden Garantien des Bundes zur Absicherung der Fündigkeitsrisiken ausgeweitet und die Rolle von Pilot- und Demonstrationsanlagen verstärkt werden. Einige grosse Forschungsprojekte (z.B. SCCER, siehe auch 3.2.3) und Projekte der Bundesverwaltung basieren auf dieser Verankerung der Geothermie in der Energiestrategie 2050.

3.5 Fazit

Der Bundesrat verfolgt grundsätzlich eine Politik der Substitution fossiler Energieträger durch erneuerbare Energien sowie der Verbesserung der Energieeffizienz. Er lehnt eine vermehrte Nutzung fossiler Energien ab, da dies dem Klimaschutz und auch der Energiestrategie 2050 widerspricht. Die Energiestrategie 2050 sieht vor, dass die Stromnachfrage in der Schweiz künftig mit einem Mix aus Wasserkraft und neuen erneuerbaren Energien gedeckt wird. Tiefengeothermie-Kraftwerke könnten dazu bis 2050 4.4 TWh Strom beitragen. Weiter geht die Energiestrategie davon aus, dass in einer Übergangsphase Gas-Kombikraftwerke notwendig werden könnten. Die hierdurch verursachten CO₂-Emissionen müssen jedoch vollständig kompensiert werden, um die klimapolitischen Ziele nicht zu gefährden.

Trotz der grossen Unsicherheiten bei der Schätzung der theoretischen geologischen Potenziale, insbesondere bei den unkonventionellen Gasressourcen, scheinen diese im Vergleich zum schweizerischen Erdgasbedarf beträchtlich. Das Potenzial von

Tiefengeothermie in der Schweiz wird als gross eingeschätzt. Zur Evaluation, inwiefern die geschätzten theoretischen Potenziale technisch realisierbar und von energiewirtschaftlicher Relevanz sind, bedarf es allerdings verbesserter Kenntnisse des Untergrundes. Bestrebungen in diese Richtung sind im Gange.

Die Verfügungshoheit zur Nutzung des Untergrundes liegt bei den Kantonen. Diese ist allerdings häufig nur marginal geregelt. Während einige Kantone Gesetze zur Nutzung des Untergrundes erarbeiten, haben andere ein Verbot oder Moratorium von diversen Aktivitäten im Untergrund (u.a. Fracking zur Förderung unkonventioneller Gasressourcen) ausgesprochen. Die Bemühungen der Bundesbehörden, die kantonalen Behörden bei Bewilligungsverfahren, Aufsicht und Vollzug von Tiefbohrungen zu unterstützen, haben erst kürzlich begonnen.

Aus umweltrechtlicher Sicht ist der Bundesrat gemäss seiner Stellungnahme zur Motion 12.4262 Reimann der Ansicht, dass beim korrekten Vollzug der bestehenden umweltrechtlichen Vorschriften das von Tiefbohrungen – mit oder ohne hydraulische Frakturierung – ausgehende Restrisiko auf ein vertretbares Mass reduziert werden kann.

Für ein Moratorium von hydraulischer Frakturierung müsste eine gesetzliche Grundlage geschaffen werden. Da grundsätzlich eine Gefahr der Verschmutzung von Grundwasser und Oberflächengewässern von der Technologie ausgeht und mit der Erschliessung und Förderung von unkonventionellen Gasressourcen Treibhausgas-Emissionen verbunden sind, könnte eine solche gesetzliche Grundlage (z.B. im Umweltschutz- oder Gewässerschutzgesetz) für ein Moratorium von hydraulischer Frakturierung auf Art. 74 BV (allg. Umweltschutz) und Art. 76 BV (Wasser) gestützt werden. Dabei müsste aber zwingend der Grundsatz der Verhältnismässigkeit (Art. 36 Abs. 3 BV) gewahrt bleiben und deshalb in erster Linie mildere Massnahmen zur weitgehenden Vermeidung der von der Technologie ausgehenden Umweltgefährdung getroffen werden. Solche milderen Massnahmen sind heute bekannt und technisch umsetzbar, weshalb ein Moratorium unter dem Gesichtspunkt der Verhältnismässigkeit problematisch wäre.

Bezüglich der Möglichkeit, auf Projekte in Nachbarländern Einfluss zu nehmen, bei denen hydraulische Frakturierung zum Einsatz kommt, können vom Bund bzw. den Kantonen die im Rahmen des UNECE-Übereinkommen über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) im grenzüberschreitenden Rahmen (ESPOO-Konvention) vorgesehenen Massnahmen ergriffen werden.

4 Raum- und Umweltaspekte und Risiken für die menschliche Gesundheit

Die Technologie der hydraulischen Frakturierung wird häufig mit Umweltbelastungen in Zusammenhang gebracht. Auch wenn es in den USA in der Anfangsphase des Einsatzes der hydraulischen Frakturierung zur Erschliessung von Schiefergas zu zahlreichen Irregularitäten (z.B. Gewässerverschmutzungen) gekommen ist, bestehen unterschiedliche Meinungen dazu, inwiefern eine korrekte Anwendung der Technologie Auswirkungen auf die Umwelt hat. Tausende in Mittel- und Westeuropa bis heute durchgeführte Tiefbohrungen mit hydraulischer Frakturierung haben zu keinen nachweisbaren negativen Auswirkungen auf die Umwelt geführt.

Um das Ausmass der Risiken in der Schweiz abzuschätzen, müssen diese im Schweizer Kontext betrachtet werden. Um dies zu illustrieren, wurden je ein Szenario für die Nutzung unkonventioneller Gasressourcen und für die petrothermale Geothermie entwickelt (A-2.3).

4.1 Raum, Boden, Landschaft und Biodiversität

Jegliche Energienutzung ist mit Raumbedarf sowie Beeinflussung des Landschaftsbilds verknüpft. Tiefbohrungen haben insbesondere während der Bohr- und einer eventuellen Frakturierungsphase solche Auswirkungen. Nach der Erschliessung verbleiben feste Installationen, Zufahrtsstrassen und Leitungen; Fruchtfolgefleichen können dauerhaft verloren gehen.

4.1.1 Unkonventionelle Gasressourcen

Heute ist es Standard, dass von einem zentralen Bohrplatz zahlreiche Bohrungen (multiple well pad) erstellt werden (vgl. Kapitel 2.3). Dadurch kann von einem Bohrplatz aus etwa 25 km² Reservoirausdehnung im Untergrund erschlossen werden, was deutlich mehr ist als in der Vergangenheit, als pro Bohrplatz lediglich eine Bohrung abgeteuft wurde. Für das im Anhang (A-2.3) beschriebene Szenario (Deckung von 20% des jährlichen Gasbedarfs bzw. Produktion von 4.4 TWh Strom pro Jahr) würden insgesamt rund 0.1 bis 1 km² Fläche für etwa 5 bis 50 Bohrplätze mit insgesamt etwa 130 bis 1300 Bohrlöchern notwendig; sollten sie ausserhalb erschlossener Industriezonen errichtet werden, bedingt dies den Bau von Zufahrtstrassen, wodurch sich diese Fläche verdoppelt. Es wird davon ausgegangen, dass Rohrleitungen und assoziierte Förderanlagen bestehende Infrastrukturen (z.B. Erdgasleitungen, Industriegebiete) - wenn vorhanden - nutzen werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der hohen Abfallraten der Erdgasproduktion (vgl. Kapitel 2.3) die Förderung unkonventioneller Gasressourcen laufend neue Bohrungen erfordert.

Während der Bohrphase sowie der hydraulischen Frakturierung wird eine grosse Menge an Material und Geräten vor Ort gebracht, was einen starken Baustellenverkehr generiert.

Während dieser Phasen liegt der Flächenbedarf pro Bohrplatz bei maximal 2 ha (für Tight- und Schiefergas). Das Landschaftsbild wird während dieser Erschliessungsphase durch einen rund 60 Meter hohen Bohrturm beeinträchtigt.

In der Produktionsphase reduziert sich der Raumbedarf deutlich, auf manchen Bohrstandorten mit einem Gasabscheider sowie Wassertanks und Absetzbecken bleibt eine visuelle Beeinträchtigung jedoch erhalten. Während der Produktionsphase ist für den Abtransport des geförderten Erdgases die Verlegung eines Leitungsnetzes notwendig.

Nebst dem Raumbedarf sind bei Störfällen und unsachgemässer Handhabung negative Auswirkungen auf die Bodenqualität möglich, was eine Folgenutzung nach dem Rückbau erschweren kann. Aus diesem Grund werden Bohrplätze normalerweise als dichte Wannan erstellt, damit keine Schadstoffe während der Bohr- und Frakturierungsphase in den Boden und die umliegenden Gewässer gelangen können.

Die Flora und Fauna (und dadurch die Biodiversität) kann durch die direkte Inanspruchnahme von Lebensräumen, durch die Unterbrechung von Vernetzungsachsen und die zusätzliche Fragmentierung von Lebensräumen sowie durch weitere, insbesondere betriebliche Störeffekte (z.B. Beleuchtungen während der Bauphase) negativ betroffen sein.

4.1.2 Tiefengeothermie

Die benötigte Fläche einer petrothermalen Tiefbohrung mit hydraulischer Frakturierung ist etwas geringer (weniger als 2 ha) als bei der Erschliessung von unkonventionellen Gasressourcen, da in der Regel lediglich 2 - 3 Bohrungen (Doublette) erstellt werden. Soll die Geothermie einen signifikanten Anteil des Schweizer Strombedarfs decken, so sind allerdings ebenfalls zahlreiche Bohrstandorte mit den obengenannten Auswirkungen erforderlich. Diese müssten jedoch als langfristige Förderstandorte erst nach grossen Zeiträumen (etwa 25 Jahre) ersetzt werden bzw. es müssten vom alten Standort neue Bohrungen in eine andere Zielregion errichtet werden.

Entsprechend dem Szenario im Anhang (A-2.3) wären 25 bis 50 Kraftwerkstandorte mit etwa 330 Bohrungen und einem Gesamtflächenbedarf für alle Kraftwerkstandorte von etwa 1 km² zur Erreichung des Ziels der Energiestrategie 2050 (4.4 TWh Strom) notwendig.

4.2 Wasserbedarf

Die für die hydraulische Frakturierung erforderliche Wassermenge ist erheblich und hängt stark von der Geologie, der eingesetzten Förder- und Erschliessungstechnologie, den Gewohnheiten der Operateure und den regulatorischen Rahmenbedingungen ab. In Anbetracht des Wasserreichtums der Schweiz ist die Verfügbarkeit von Wasser für die hydraulische Frakturierung generell gesichert, kann aber lokal und vor dem Hintergrund der Klimaänderung ein Problem darstellen. Der Aufwand für die Bereitstellung, z.B. durch

Leitungen aus weiter entfernten Grundwasservorkommen bzw. von Seewasser, kann im Einzelfall erheblich sein.

4.2.1 Unkonventionelle Gasressourcen

Durchschnittlich bedarf es zur Erschliessung unkonventioneller Gasressourcen etwa 15'000 bis 25'000 m³ Wasser pro Bohrloch (vgl. A-2.3). Auf einem Bohrplatz werden bis zu 30 Bohrungen niedergebracht. Für die Tight-Gas-Erschliessung werden deutlich weniger Bohrlöcher benötigt als für Schiefergas. Vergleicht man die Wasserintensität (m³/GJ) mit anderen Energiequellen, relativiert sich die Menge allerdings²⁴. Zudem laufen Bestrebungen der Industrie, den Verbrauch von Wasser hoher Qualität (Trink- und Grundwasser) durch das Rezyklieren der Frackingflüssigkeit oder den Einsatz von Wasser minderer Qualität weiter zu reduzieren.

Je nach Region und Lagerstätte werden 10 bis 80% des für die Erschliessung von unkonventionellen Kohlenwasserstoffen eingesetzten Wassers zurückgefördert. Dieses Wasser kann nach Aufbereitung als Frackingflüssigkeit wiederverwendet werden. Der restliche Anteil der Frackingflüssigkeit verbleibt samt den Zusatzstoffen im Gestein.

4.2.2 Tiefengeothermie

Die Schaffung eines petrothermalen Reservoirs mittels hydraulischer Frakturierung erfordert rund 10'000 bis 20'000 m³ Wasser. Während der Produktionsphase einer Tiefengeothermieanlage zirkuliert das Wasser, wobei bei der petrothermalen Geothermie in der Regel weniger Wasser gefördert als reinjiziert wird. Für eine optimale Energieproduktion muss in diesem Fall zusätzliches Wasser bereitgestellt werden, das zusammen mit dem geförderten Wasser injiziert wird.

4.3 Grundwasser und Oberflächengewässer

Die US-amerikanische Umweltbehörde EPA prüfte in einer breiten Studie den Zusammenhang zwischen Fracking-Aktivitäten und der Belastungen von Grund- bzw. Trinkwasser²⁵. Die Studie fand – unter Berücksichtigung der bestehenden Daten – keine Hinweise dafür, dass der Einsatz der hydraulischen Frakturierung weitverbreitete und systemisch bedingte Auswirkungen auf Trinkwasserressourcen hat. Unter bestimmten Bedingungen, insbesondere bei Störungen im Betriebsablauf, Fehlern in Gerätschaften und unsachgemässer Handhabung kann es allerdings aus unterschiedlichen

²⁴ Die Wasserintensität von Schiefergas liegt zwischen 2 und 6 m³/GJ, wohingegen jene von Biodiesel (Soja, bewässert) zwischen 49'513 und 215'273 m³/GJ beträgt (Mielke et al., 2010)

²⁵ USEPA (U.S. Environmental Protection Agency). 2016. Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States. Office of Research and Development, Washington, DC. EPA-600-R-16-236Fa.

Schadstoffquellen und über verschiedene Eintragspfade während des Bohr- und Frakturierungsvorgangs zu einer Beeinträchtigung von Grundwasser und Oberflächengewässern kommen.

4.3.1 Unkonventionelle Gasressourcen

Folgende Schadstoffquellen, die die Gewässer negativ beeinflussen können, lassen sich unterscheiden:

- Die Frackingflüssigkeit, insbesondere darin enthaltene Additive (vgl. 2.3.2 und 2.3.4),
- das geförderte Erdgas,
- das Lagerstättenwasser und die darin enthaltenen Salze und un-/gelöste Gase, das natürlicherweise in einer Lagerstätte vorkommt bzw. durch die hydraulische Frakturierung freigesetzt wird (Rückfluss),
- Treibstoffe aus Lastwagen und Pumpen,
- Hilfsstoffe, die beim Betrieb der Förderanlagen eingesetzt werden, z.B. Hydraulikflüssigkeiten und Schmierstoffe.

Als problematisch gelten insbesondere Stoffe, die schwer abbaubar, bioakkumulierbar bzw. toxisch für Menschen und/oder die Umwelt sind.

Im Einzelnen können folgende mögliche Eintragspfade in die Gewässer identifiziert werden.

Einträge unmittelbar an der Oberfläche

Zu (Schad-)stoffeinträgen unmittelbar an der Erdoberfläche und in die umliegenden Oberflächengewässer kann es beim Umgang mit der vor Ort zubereiteten Frackingflüssigkeit, mit Treib- und Hilfsstoffen sowie bei der Entsorgung des Rückflusses kommen. Dabei geht vielfach ein Versagen der technischen Systeme oder menschliche Unachtsamkeit bzw. ein Unfall voraus.

Einträge unmittelbar an der Oberfläche werden als der wahrscheinlichste Eintragspfad angesehen. Aus diesem Grund kommen den verwendeten Additiven, dem Zustand des Bohrplatzes sowie dem Umgang mit dem Rückfluss grosse Bedeutungen zu.

Einträge entlang von Bohrungen und Altbohrungen

Zu (Schad-)stoffeinträgen entlang von Erschliessungs- und Produktionsbohrungen, die künstliche Wegsamkeiten im Untergrund darstellen, kann es aufgrund von Undichtigkeiten kommen. Über Undichtigkeiten der Verrohrung, der Rohrverbindungen und der Rohrzementierungen kann es während der hydraulischen Frakturierung und nach Abschluss der Arbeiten zu einem ungewollten Aufstieg von Frackingflüssigkeit bzw. Lagerstättenwasser oder Kohlenwasserstoffen kommen. Dadurch besteht die Gefahr eines Eintrags in Gesteinsschichten oberhalb des Reservoirs bzw. in Grundwasserhorizonte. Die langfristige Dichtigkeit und die mechanische Integrität der Bohrung sind daher zentral.

Zudem ist bei Bohrungen generell darauf zu achten, dass es zu keiner Verbindung von unterschiedlichen Grundwasserstockwerken kommt.

Eine weitere Gefahr besteht beim Vorhandensein von Altbohrungen in der Nähe von neuen Bohrungen, die hydraulisch frakturiert werden, da es zum Eindringen von Frackingflüssigkeit in solche Altbohrungen und damit zu einem zusätzlichen Schadstoffeintragspfad bis an die Oberfläche kommen kann.

Einträge über geologische Störungen und Bruchzonen

Auch in grossen Tiefen liegen geologische Störungen und Bruchzonen vor, die bevorzugte Fliesswege für Tiefengrundwasser darstellen können. Bei diesem in grossen Tiefen zirkulierenden Wasser handelt es sich um gering bis stark mineralisierte Wässer, die z.T. als Trink-, Thermal- oder Mineralwasser genutzt werden. Häufig ist solches Tiefengrundwasser aber aufgrund seines Chemismus (sehr hohe natürliche Gehalte an gelösten Inhaltsstoffen, insbesondere Salz) für solche Nutzungen nicht oder nur bedingt geeignet. Durch die hydraulische Frakturierung können Frackingflüssigkeiten in solche Bruchsysteme gelangen und die Tiefengrundwasserzirkulationen beeinflussen.

Flächenhafte Einträge

Die Gefahr von (Schad-)stoffeinträgen durch ein flächenhaftes Aufsteigen von Gasen, Frackingflüssigkeit oder Lagerstättenwasser, bzw. deren laterale Ausbreitung in den geologischen Schichten ohne bevorzugte Wegsamkeiten, hängt von verschiedenen Parametern wie z.B. der Porosität der Schichten oder von Austauschprozessen zwischen der Grundwasserleiter und dem festen Gestein ab. Die kurzfristige Ausbreitung von Frackingflüssigkeit und von Lagerstättenwasser während des Frackings selbst beträgt, auch unter hohem Druck, nur wenige Zehner-Meter. Damit ist, im Gegensatz zu Gas, das einen erhöhten Auftrieb hat, eine vertikale Verlagerung von Frackingflüssigkeit während der hydraulischen Frakturierung nicht über diese Distanzen hinaus zu erwarten.

4.3.2 Tiefengeothermie

Auch bei der Erschliessung der Tiefengeothermie besteht, wie bei jeder Bohrung, ein Verschmutzungsrisiko von Grund- und Oberflächengewässern. Obwohl die hydraulische Frakturierung in der Tiefengeothermie nicht zwingend den Einsatz von Stützmitteln oder Chemikalien erfordert und das Kontaminationsrisiko infolgedessen geringer eingeschätzt wird als bei der Förderung unkonventioneller Gasvorkommen, darf der korrekte Umgang mit Lagerstättenwasser nicht vernachlässigt werden.

4.4 Treibhausgas-Emissionen

Bereits bei der Abteufung von Tiefbohrungen und dem Transport der gewonnenen Ressource entstehen Treibhausgas-Emissionen. Die Gesamtemissionen der Erdgasnutzung (wie auch von anderen fossilen Energieträgern) sind somit höher als die reinen Verbrennungsemissionen. Über die Differenz besteht – insbesondere bei der unkonventionellen Gasnutzung – eine grosse Unsicherheit. Das unkontrollierte Austreten

von Methan (Methanschlupf) kann die Treibhausgasbilanz der Erdgasförderung deutlich verschlechtern, da Methan ein 25-mal grösseres Treibhausgaspotenzial hat als CO₂.

4.4.1 Unkonventionelle Gasressourcen

Die Förderung von unkonventionellen Gasressourcen hat direkte und indirekte Auswirkungen auf die Treibhausgas-Emissionen.

Die direkten Auswirkungen stehen im Zusammenhang mit der Erschliessung unkonventioneller Gasressourcen durch die Bohrarbeiten und den Einsatz hydraulischer Frakturierung. Ökobilanzen, welche die Gewinnung von konventionellen und unkonventionellen Gasressourcen miteinander vergleichen, zeigen bezüglich Treibhausgas-Emissionen eine grosse Bandbreite auf. Das Ausmass der Emissionen hängt ab von der Art des Gesteins, dem Förderaufwand und insbesondere der Unsicherheit bezüglich eines möglichen Methanschlupfs. Eine Überblicksstudie²⁶ zeigt, dass die Treibhausgas-Emissionen durch die Förderung und Verteilung («precombustion emissions») der unkonventionellen Erdgasnutzung 17 % höher sind als diejenigen der konventionellen Erdgasnutzung. Durch den Einsatz moderner Bohr- und Ausbauverfahren können direkte Methan-Emissionen vermindert werden. Eine Quantifizierung des Methanschlupfs bleibt sehr aufwendig, die Monitoringmethoden werden aber laufend verbessert. Strenge gesetzliche Auflagen bezüglich Methanschlupf können implementiert werden (wie z.B. in Colorado).

Als indirekte Auswirkungen werden jene bezeichnet, welche im Zusammenhang mit der Zusammensetzung der Energieversorgung stehen. Bei der Beurteilung der Nutzung von unkonventionellen Gasvorkommen in der Schweiz wird davon ausgegangen, dass Erdgasimporte entsprechend reduziert würden, falls die Gestehungskosten unter die Importpreise für konventionelles Gas sinken würden (vgl. Kapitel 5.1). In diesem Fall würde die Klimabilanz der Schweiz durch die mit der Förderung der Gasvorkommen verbundenen Treibhausgas-Emissionen (Methanschlupf) zusätzlich belastet. Auch global betrachtet würde eine Angebotserweiterung von Erdgas durch die Schweiz zu zusätzlichen Treibhausgas-Emissionen führen, wenn dadurch mehr Erdgas anstelle nicht-fossiler Energieträger verbraucht würde.

4.4.2 Tiefengeothermie

Die petrothermale Tiefengeothermie konzentriert sich auf Zielformationen (Granite und Gneisse), welche im Regelfall kaum Potenzial für Gasvorkommen aufweisen. Dadurch weist hier der Aspekt des Methanschlupfs wie auch des Auftretens von nicht kondensierbaren Gasen (z.B. CO₂) eine untergeordnete Bedeutung auf. Die Treibhausgas-Emissionen entstehen vorwiegend durch die Bohrung bei der Erschliessung eines Reservoirs und sind in der Grössenordnung vergleichbar mit anderen erneuerbaren Energien zur Wärme- und Stromproduktion. Da die gewonnene Wärme den Einsatz anderer fossiler Energieträger substituiert, hätte die Nutzung der Tiefengeothermie einen

²⁶ IEAGHG (2013): Shale Gas Greenhouse Gas Footprint Review, 2013/TR1

positiven Effekt auf den Energieträgermix in der Schweiz und würde die nationale Treibhausgasbilanz positiv beeinflussen.

4.5 Induzierte Seismizität

Das Erschliessen unkonventioneller Gasressourcen und petrothormaler Tiefengeothermie erfolgt mittels hydraulischer Frakturierung, welche stets auch seismische Aktivität auslöst und somit potenziell zu, bis an die Oberfläche spürbaren, Erschütterungen und ab einer bestimmten Grösse zu Schäden führen kann.

4.5.1 Unkonventionelle Gasressourcen

Bei der hydraulischen Frakturierung zur Nutzung von unkonventionellen Gasressourcen erfolgen die Arbeiten in Sedimentschichten, welche die Energie in der Regel dämpfen können oder sich diffus verformen. Die hydraulische Frakturierung in mehreren Intervallen verbessert zudem die Möglichkeit der Steuerung und Überwachung der Rissausbildung. Spürbare Beben traten in der Vergangenheit nicht primär durch die hydraulische Frakturierung selbst auf, sondern bei der Entsorgung durch Verpressen des Rückflusses und produzierten Lagerstättenwassers in den Untergrund (vgl. Kapitel 2.3.1).

4.5.2 Tiefengeothermie

Petrothermale Tiefbohrungen erfolgen in kristallinem Gestein, welches als sprödebrüchiger erachtet wird als das Sedimentgestein, in dem die Bohrungen zur Förderung unkonventioneller Gasressourcen stattfinden. Aus diesem Grund ist die Gefahr von Beben, die an der Oberfläche spürbar sind und Schäden an Gebäuden und Infrastruktur anrichten können, grösser (maximal beobachtete Magnitude: Bohrung Basel mit 3.4 auf der Richterskala). Bislang haben diese Beben nur zu leichten Schäden an Gebäuden (Risse im Verputz), jedoch zu keiner Gefährdung von Menschenleben geführt. Verfahren zur schrittweisen Frakturierung in mehreren Intervallen sowie neue Monitoring-Systeme zur Minderung des Potenzials von induzierten Erdbeben sind in Erprobung.

4.6 Lärm,- Luftschadstoff- und Lichtemissionen

Nebst den Treibhausgas-Emissionen kommt es insbesondere während der Bau-, bzw. Bohrphase zu weiteren Luftverunreinigungen durch Bohrgeräte, Lastwagen und verwendete Stützmittel (Chemikalien, Staub). Auch Licht- und Lärmemissionen (durch den möglichen 24h-Bohrbetrieb, das hohe Verkehrsaufkommen, etc.) sind während der Exploration und Erschliessung von Bedeutung und müssen insbesondere in dicht besiedelten Gebieten berücksichtigt werden.

4.7 Abfall und Abwasser

Während bei der Erschliessung von Tiefengeothermie das Abwasser der Bohrphase bislang in normalen Kläranlagen gereinigt oder in anderer Form aufbereitet werden kann, muss der Rückfluss bei der Erschliessung und Förderung unkonventioneller Gasressourcen in speziellen Anlagen behandelt bzw. recycelt werden. Die dabei anfallenden festen Rückstände müssen in Deponien entsorgt werden. Eine Einleitung der Abwässer in Oberflächengewässer bzw. ein Verpressen von Abwässern in den Untergrund birgt sowohl die Gefahr von Gewässerverschmutzungen wie auch der Auslösung von Erdbeben.

4.8 Risiken für die menschliche Gesundheit

Von möglichen gesundheitlichen Risiken durch die Förderung von unkonventionellen Gasressourcen und der Nutzung von Tiefengeothermie sind Angestellte und, in kleinerem Ausmass, Anwohner/innen betroffen. Zu den direktesten Risiken für die Angestellten gehören Unfälle und Verletzungen (z.B. durch Gasausbrüche, sog. blowouts). Indirekte gesundheitliche Gefährdungen sind durch die Verwendung von chemischen Substanzen sowie Gas-, Lärm-, Staub- und Lichtemissionen möglich.

4.9 Fazit

Die Gefahren für den Raum, die Umwelt und die menschliche Gesundheit im Zusammenhang mit der hydraulischen Frakturierung unterscheiden sich, je nachdem ob es sich um die Erschliessung von unkonventionellen Kohlenwasserstoffen oder Tiefengeothermie handelt.

Bei der hydraulischen Frakturierung zur Förderung von unkonventionellen Gasressourcen steht die Gefahr der Verschmutzung von Grundwasser und Oberflächengewässern durch den Einsatz von Additiven im gesamten Prozess sowie durch die Förderung von Schadstoffen aus dem Untergrund (Rückfluss) im Vordergrund. Mehr als die Hälfte der verwendeten Frackingflüssigkeit verbleibt im Untergrund. Die neusten Entwicklungen in der Technologie der hydraulischen Frakturierung ermöglichen allerdings Verfahren, die ohne den Einsatz von langlebigen umwelt- bzw. gesundheitsgefährdenden Stoffen auskommen. Auch der Rückfluss kann mit heutigen Technologien so aufbereitet werden, dass eine Wiederverwendung als Frackingflüssigkeit bzw. eine Einleitung in Oberflächengewässer keine Gewässergefährdung darstellt.

Ein weiterer wichtiger Umweltaspekt bei der Erschliessung und Förderung von unkonventionellen Gasressourcen sind die Treibhausgas-Emissionen. Die Bandbreite des möglichen Methanschlupfs ist allerdings gross, weshalb die Treibhausgaswirkung nicht abschliessend beurteilt werden kann. Mit dem Einsatz geeigneter moderner Bohrverfahren, Oberflächeninstallationen und Überwachungsmethoden dürfte dieser Aspekt jedoch an Bedeutung verlieren.

Im Zusammenhang mit der hydraulischen Frakturierung zur Nutzung von Tiefengeothermie geht das Hauptrisiko von der induzierten Seismizität (Erdbeben) aus. Dabei steht jedoch nicht die Umweltgefährdung im Zentrum, sondern die gesellschaftliche Akzeptanz und allfällige ökonomische Effekte infolge von Schäden.

Generell ist eine Annäherung der verwendeten Frakturierungstechniken (Einsatz von Additiven und Stützmitteln, Frakturierungsverfahren etc.) zur Erschliessung von tiefer Geothermie und unkonventionellen Gasressourcen zu beobachten.

5 Sozioökonomische Aspekte

5.1 Volkswirtschaftliche Auswirkungen

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Förderung unkonventioneller Gasressourcen und der Nutzung von Tiefengeothermie sind äusserst vielschichtig und lassen sich aus heutiger Sicht nur grob skizzieren. Dies liegt einerseits an der ungenügenden Datengrundlage, insbesondere bezüglich der Höhe des wirtschaftlich nutzbaren Potenzials in der Schweiz, und andererseits an der Unsicherheit hinsichtlich der Ausgestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen im In- und Ausland.

Die Analyse der volkswirtschaftlichen Aspekte Versorgungssicherheit, Haushalte und Unternehmen sowie der regionalökonomischen und gesamtwirtschaftlichen Effekte lassen jedoch die nachfolgenden Schlüsse zu.

5.1.1 Unkonventionelle Gasressourcen

Die Erschliessung von unkonventionellen Gasressourcen in der Schweiz könnte einen positiven Effekt auf die Versorgungs- bzw. Krisensicherheit haben. Langfristig liesse sich durch die Erschliessung von unkonventionellen Gasressourcen in der Schweiz der Anteil von im Inland produziertem Gas an der gesamthaft verbrauchten Gasmenge erhöhen und so die Abhängigkeit vom Ausland reduzieren. Da die Versorgungssicherheit zurzeit jedoch als ausreichend beurteilt wird und sich diese künftig mit anderen Mitteln (z.B. Speicher im In- und Ausland, internationale Zusammenarbeit) einfacher und günstiger erhöhen liesse, lassen sich daraus keine zwingenden Argumente für die Förderung unkonventioneller Gasvorkommen in der Schweiz ableiten. Auch im Licht der Energiestrategie 2050 des Bundesrates und seines Vorschlages für einen Verfassungsartikel über ein Klima- und Energielenkungssystem (zweites Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050), welche eine Erhöhung der Preise für fossile Energieträger zur Internalisierung der externen Effekte vorsehen, erscheint zum heutigen Zeitpunkt die Sicherstellung einer längerfristig wirtschaftlichen Versorgung als wenig relevantes Argument für die Nutzung unkonventioneller Gasressourcen.

Für die Schweiz kann davon ausgegangen werden, dass unkonventionelle Gasvorkommen nur dann erschlossen und gefördert würden, wenn die Gestehungskosten unter den Importpreisen für konventionelles Erdgas liegen. Die Gestehungskosten für die Förderung unkonventioneller Gasvorkommen in der Schweiz sind mit grossen Unsicherheiten behaftet, dürften aber deutlich über den Gasimportpreisen liegen. Die Explorationskosten tragen wesentlich zu dieser Unsicherheit bei. Es kann jedoch mit grosser Wahrscheinlichkeit davon ausgegangen werden, dass die Förderkosten in der Schweiz nicht das tiefe Niveau der in den USA beobachteten Förderkosten erreichen. Verantwortlich hierfür sind insbesondere die unterschiedlichen geologischen Rahmenbedingungen, strengere Regulierung und höhere Kosten für Arbeit und Infrastruktur. Würden jedoch die inländischen Produktionskosten von unkonventionellen

Gasvorkommen dennoch unter die Preise für importiertes Gas aus dem Ausland fallen und das bisher importierte Gas durch in der Schweiz gefördertes Erdgas substituiert werden, ergäbe dies kurzfristig einen positiven volkswirtschaftlichen Effekt. Dem gegenüber stehen negative Effekte auf Umwelt und Gesundheit (externe Kosten). Externe Kosten fallen allerdings auch bei der Produktion von importiertem Gas an. Auch wenn die Abschätzung der Höhe der externen Kosten schwierig ist, müssen aus volkswirtschaftlicher Perspektive die externen Kosten bei der Beurteilung von verschiedenen Energieträgern umfassend berücksichtigt werden. Eine umfassende Berücksichtigung sollte aus einer Lebenszyklus-Perspektive erfolgen und die gesamte Produktions- und Konsumkette beinhalten. Insgesamt lassen sich aus heutiger Sicht die resultierenden gesamtwirtschaftlichen Effekte nicht abschliessend beurteilen. Tendenziell wird jedoch davon ausgegangen, dass wenig volkswirtschaftlich relevante Effekte zu erwarten wären und diese die Wirtschaftsleistung der Schweiz nicht wesentlich beeinflussen würden. Die Schweizer Verbraucherpreise für Gas würden mit grosser Wahrscheinlichkeit durch die Förderung von unkonventionellem Gas in der Schweiz nicht beeinflusst.

Nebst den Nettoeffekten sind aus volkswirtschaftlicher Perspektive auch Verteilungswirkungen wichtig. Hier ist zu erwarten, dass es sowohl zu Verteilungseffekten zwischen den Regionen/Kantonen, beispielsweise durch die regionalen Unterschiede beim natürlichen Vorkommen der Gasressourcen, als auch zwischen einzelnen Branchen, beispielsweise zwischen Bau-/Maschinenindustrie und Landwirtschaft/Tourismus, kommen könnte.

5.1.2 Tiefengeothermie

Die Stromgestehungskosten für in der Schweiz produzierte Elektrizität mittels Tiefengeothermie liegen zurzeit noch deutlich über den Gestehungskosten anderer erneuerbarer Energien, sofern die anfallende Wärme nicht abgesetzt werden kann. Die Autoren der TA-Swiss Studie²⁷ schätzen, dass die Gestehungskosten zwischen 18 und 61 Rp./kWh liegen, wobei die Bohrkosten für einen Grossteil der Kosten verantwortlich sind. Falls neben der Elektrizitätsproduktion noch Wärme abgesetzt werden kann, können die Gestehungskosten substantiell gesenkt werden. Bis wann die zukünftigen Gestehungskosten mittels Lerneffekten reduziert werden können, kann zurzeit nicht abgeschätzt werden. Die Energiestrategie 2050 sieht zur Förderung der Technologieentwicklung und Lerneffekte vor, die Hemmnisse für potenzielle Investoren als Folge von hohen Investitionskosten und grossen geologischen und technischen Risiken abzubauen. Hierfür sollen die bestehenden Garantien des Bundes zur Absicherung der Fündigkeitsrisiken ausgeweitet und die Rolle von Pilot- und Demonstrationsanlagen verstärkt werden (vgl. Kapitel 3.4).

²⁷ S.Hirschberg, S.Wiemer, P.Burgherr (eds.), 2015: Energy from the Earth. Deep Geothermal as a Resource for the Future? Zentrum für Technologiefolgen-Abschätzung. TA-SWISS 62/2015.

5.2 Gesellschaftliche Akzeptanz

Betreffend die gesellschaftliche Akzeptanz muss ebenfalls zwischen der Förderung unkonventioneller Gasressourcen und der Nutzung von Tiefengeothermie unterschieden werden.

Bezüglich der Förderung von unkonventionellen Gasressourcen liegen für die Schweiz keine Untersuchungen zur Akzeptanz bei der Bevölkerung vor. Aus entsprechenden Arbeiten in Deutschland wird aber ersichtlich, dass die bestehende Skepsis bei den Befragten insbesondere von möglichen Gewässer- und Umweltverschmutzungen herrührt. Auch Eingriffe in die Landschaft und klimapolitische Bedenken dürften hier eine Rolle spielen, insbesondere in der Schweiz, wo bezüglich Kulturland- und Klimaschutz aktuell politische Diskussionen im Gang sind.

Bezüglich der Nutzung von Tiefengeothermie zeigen aktuelle Untersuchungen aus der Schweiz²⁸, dass die finanziellen und technischen Risiken (z.B. bedingt durch Erdbeben), sowie die Unsicherheiten bezüglich der ökologischen Auswirkungen als kritische Aspekte wahrgenommen werden, in der Bevölkerung aber dennoch eine neutrale oder leicht positive Einstellung gegenüber der Tiefengeothermie festgestellt werden kann. Aufgrund der geringen Erfahrungen in der Schweiz ist die öffentliche Meinung allerdings noch nicht gefestigt, den Medien kommt bei der Meinungsbildung eine wichtige Rolle zu. Eine aktive und transparente Kommunikation gegenüber der betroffenen Bevölkerung kann massgeblich zur Akzeptanz beitragen, wie das Tiefengeothermieprojekt in St. Gallen zeigt, wo trotz nicht reibungslosem Projektverlauf lokale Akzeptanz geschaffen werden konnte.

Die öffentliche Meinung zu Fracking für unkonventionelle Gasvorkommen und Tiefengeothermie ist nicht gefestigt, sondern unterliegt einer Dynamik, welche in Form der diversen öffentlichen Diskussionen in den Medien sichtbar wird. Dabei zeigt sich, dass die Diskussion über Tiefengeothermieprojekte vorwiegend anhand konkreter Projekte auf lokaler Ebene geführt wird, wohingegen die Diskussion über die Förderung unkonventioneller Gasvorkommen eher auf nationaler Ebene stattfindet.

Die lokal vorherrschende Meinung ist neben der öffentlichen Meinung für das Gelingen von Fracking-Projekten zentral. Ohne die Akzeptanz der lokalen Bevölkerung sind Fracking-Projekte kaum umzusetzen. Der sogenannte «not in my backyard» (NIMBY) Effekt beschreibt dieses Phänomen: Die generelle öffentliche Meinung kann durchwegs positiv sein, dennoch ist keine lokale Akzeptanz erreichbar. Der NIMBY-Effekt ist besonders dann stark ausgeprägt, wenn positive Effekte eines Projektes auf nationaler Ebene, negative Effekte desselben Projektes aber auf lokaler Ebene anfallen. In der Schweiz kann davon ausgegangen werden, dass ohne lokale gesellschaftliche Akzeptanz, Fracking-Projekte für Tiefengeothermie wie auch für unkonventionelle Gasvorkommen im Rahmen von Konsultations- und Bewilligungsverfahren oder durch die Instrumente der direkten Demokratie blockiert würden.

²⁸ S.Hirschberg, S.Wiemer, P.Burgherr (eds.), 2015: Energy from the Earth. Deep Geothermal as a Resource for the Future? Zentrum für Technologiefolgen-Abschätzung. TA-SWISS 62/2015.

5.3 Fazit

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Förderung unkonventioneller Gasressourcen und der Nutzung der Tiefengeothermie sind äusserst vielschichtig und lassen sich aus heutiger Sicht noch nicht abschliessend beurteilen.

Die Sicherheit der Erdgasversorgung in der Schweiz wird zurzeit als ausreichend beurteilt und da sich die künftige Versorgungssicherheit mit anderen Mitteln als durch die Förderung unkonventioneller Gasvorkommen (z.B. Vorratshaltung, internationale Zusammenarbeit) einfacher und günstiger erhöhen liesse, lassen sich daraus keine zwingenden Argumente für entsprechende Projekte in der Schweiz ableiten. Im Licht der Energiestrategie 2050 und des Vorschlages des Bundesrates für einen Verfassungsartikel über ein Klima- und Energielenkungssystem (zweites Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050), welche eine Erhöhung der Preise für fossile Energieträger zur teilweisen Internalisierung der externen Effekte vorsehen, erscheint die Sicherstellung einer wirtschaftlichen Versorgung mit Gas ebenfalls als wenig relevantes Argument für die Nutzung unkonventioneller Gasressourcen. Unkonventionelle Gasvorkommen in der Schweiz würden durch die Industrie nur dann erschlossen und gefördert, wenn die Gesteinskosten unter den Importpreisen für konventionelles Gas liegen. Die Schweizer Verbraucherpreise für Gas würden durch die Förderung von unkonventionellen Gasvorkommen in der Schweiz mit grosser Wahrscheinlichkeit nicht wesentlich beeinflusst.

Bezüglich der Nutzung von Tiefengeothermie sieht die Energiestrategie 2050 vor, die Hemmnisse für potenzielle Investoren abzubauen. In welchem Ausmass dadurch Lerneffekte zur Reduktion der Gesteinskosten für in der Schweiz produzierte Elektrizität mittels Tiefengeothermie – welche zurzeit noch über den Gesteinskosten anderer erneuerbarer Energien liegen – realisiert werden können, kann zurzeit nicht abgeschätzt werden.

Die resultierenden gesamtwirtschaftlichen Effekte durch die Anwendung hydraulischer Frakturierung lassen sich aus heutiger Sicht nicht abschätzen. Möglichen negativen Auswirkungen durch externe Wirkungen für Umwelt und Gesundheit stehen mögliche positive Effekte gegenüber. Dies gilt insbesondere falls die inländischen Gesteinskosten unkonventioneller Gasvorkommen unter die Importpreise von Gas respektive die Stromgestehungskosten von Tiefengeothermie unter die Gesteinskosten anderer Energien fallen. Tendenziell wird davon ausgegangen, dass insgesamt wenig volkswirtschaftlich relevante Effekte zu erwarten sind und diese die Wirtschaftsleistung der Schweiz nicht wesentlich zu beeinflussen vermögen. Diese Einschätzung deckt sich mit den Resultaten ähnlicher Untersuchungen im europäischen Raum.

Die bestehende Skepsis der Bevölkerung gegenüber hydraulischer Frakturierung zur Förderung von unkonventionellen Gasvorkommen rührt insbesondere von der Berichterstattung über Gewässer- und Umweltverschmutzungen in den USA her. Bezüglich der Nutzung von Tiefengeothermie sind es vor allem die finanziellen und technischen Risiken (z.B. bedingt durch Erdbeben), sowie die Unsicherheiten bezüglich der ökologischen Auswirkungen, welche als negative Aspekte wahrgenommen werden. In der

Schweiz kann davon ausgegangen werden, dass ohne gesellschaftliche Akzeptanz Projekte mit dem Einsatz hydraulischer Frakturierung für Tiefengeothermie wie auch für unkonventionelle Gasvorkommen mittels der im Rahmen der direkten Demokratie zur Verfügung stehenden Instrumente blockiert würden. Hinzu kommt, dass eine generell positive öffentliche Meinung noch keine lokale Akzeptanz garantiert, welche für die Umsetzung von solchen Projekten in der Schweiz unabdingbar ist. Eine aktive und transparente Kommunikation gegenüber der betroffenen Bevölkerung kann massgeblich zur Akzeptanz beitragen.

Anhang

A-1 Ausgeführte und geplante Tiefbohrungen in den Kantonen zur Exploration und Erschliessung von Erdgasressourcen oder Tiefengeothermie (Stand: August 2016)

Kanton	Gasressourcen (konventionell/unkonventionell)	Tiefengeothermie (petrothermal/hydrothermal)	Projekt (Gegenstand, Ort, Zeitraum, Stand des Projektes)	Einsatz von «Hydraulischer Frakturierung» (ja/nein)
Aargau	-	Hydrothermal	Erdwärmennutzung für Heizzwecke, Oftringen, ca. 2018, Vorabklärung (3D-Seismik kombiniert mit Bodengasmessungen)	-
Appenzell AR	-	-	Keine Frackingprojekte geplant.	-
Appenzell AI	-	-	-	-
Basel-Land	Keine	Keine	Kein Projekt	nein
Basel-Stadt	-	Hydrothermal	Seit 1988 in Betrieb: Riehen I und II, Wärmeverbund Riehen AG.	nein
	-	Petrothermal	2006 Geopower Basel AG und der Geothermal Explorers Ltd.: Projekt infolge von Erdbeben (Magnitude 3.4) eingestellt.	ja
Bern	Konventionell	-	1973 Bohrung Linden	nein
	Konventionell	-	1976 Bohrung Tschugg	nein
	Konventionell	-	1977 Bohrung Ruppoldsried	nein
	Konventionell	-	1982 Bohrung Hermrigen	nein
	Konventionell	-	1989 Bohrung Thun	nein
	Konventionell	-	2016-2017? Geplante Explorationsbohrung Ruppoldried-2 (SEAG)	nein
Freiburg	-	-	Aktuell ist eine kantonsweite Analyse des Untergrundes in Form eines Pilotprojekts in Vorbereitung. Zudem plant der Kanton ein Geothermie-Kraftwerk. Der Standort ist dabei noch offen.	-
Genf	-	Hydrothermal	2014-2020 Services Industriels de Genève – SIG: Prospektions- und Explorationsphase für kantonales Geothermie-Programm, einschliesslich Tiefengeothermie.	noch nicht bestimmt
Glarus	Keine Angaben	Keine	Kein Projekt	nein

Kanton	Gasressourcen (konventionell/ unkonventionell)	Tiefengeothermie (petrothermal/hydro- thermal)	Projekt (Gegenstand, Ort, Zeitraum, Stand des Projektes)	Einsatz von «Hydraulischer Frakturierung» (ja/nein)
Graubünden	-	-	-	-
Jura	-	Petrothermal	2015-2020 GeoEnergie Suisse: Petrothermales Geothermieprojekt in Haute-Sorne. Bewilligung der Regierung des Kantons Jura im Juni 2015. Geplant ist Kraftwerk mit Leistung von maximal 5 MW _{th} . Erste Bohrungen voraussichtlich 2017. Ab 2020 soll an 6000 Haushalte Strom geliefert werden.	ja
Luzern	Erdgas	Petrothermal	Seit 2013 werden durch Geo- Energie Suisse im nördlichen Kantonsteil (Raum Sursee - Pfaffnau) Abklärungen für ein petrothermales Geothermieprojekt durchgeführt. Bei positivem Befund soll gegen Ende 2015 beim Kanton Luzern eine UVB-Voruntersuchung eingereicht werden. 2014: Gesuch der SEAG an den Kanton Luzern für die Erkundung von flüssigen, gasförmigen und festen Kohlenwasserstoffen. Der weitere Verlauf ist noch von beiden Seiten in Bearbeitung.	-
Neuenburg	Konventionell	-	2014 Celtique Energy: Bohrbewilligung für Bohrung Noiraigue-1 im Val-de-Travers vor öffentlicher Auflage politisch verhindert. Weitere Projekte in Vorbereitung	nein
Nidwalden	-	-	2014 wurde eine Potenzialstudie Erdgas und Tiefengeothermie für die Kantone Nid- und Obwalden erstellt. Der Kanton plant zurzeit keine Tiefbohrungen.	-
Obwalden	Keine Angaben	-	Es wurden seismische Messungen vom Gasverbund Mittelland durchgeführt. 2014 wurde eine Potenzialstudie Erdgas und Tiefengeothermie für die Kantone Nid- und Obwalden erstellt. Der Kanton plant zurzeit keine Tiefbohrungen.	-
Schaffhausen	-	-	Es sind keine Projekte ausgeführt oder in Planung.	-
Schwyz	Keine Angaben	Keine	Gemäss Angaben des Kantons sind keine Frackingprojekte geplant.	nein
St. Gallen	Konventionell (freies Gas im angeschlossenen Kluftaquifer)	Hydrothermal	2013 Stadt St. Gallen / St. Galler Stadtwerke: Hydrothermale Tiefbohrung St. Gallen-GT1 mit ungenügender	nein

Kanton	Gasressourcen (konventionell/unkonventionell)	Tiefengeothermie (petrothermal/hydrothermal)	Projekt (Gegenstand, Ort, Zeitraum, Stand des Projektes)	Einsatz von «Hydraulischer Frakturierung» (ja/nein)
			Wasserführung bei hohen Gasgehalten und Erdbebengefährdung (bis max. Magnitude 3,5); Abbruch Geothermieprojekt im Jahr 2014 und Prüfung alternativer Nutzungen (u.a. Gasnutzung); Bohrung provisorisch verschlossen/konserviert nach durchgeführtem Gas-Wasser-Produktionstest.	
	-	Hydrothermal	2006 Tiefbohrung HaRa, Oberriet	nein
Solothurn	Konventionell	Keine	Gesuch hängig von Celtique Energy auf Gas (konventionell) Schürfrecht	nein
Tessin	Keine Angaben	Keine	Keine Projekte	nein
Thurgau	Konventionell	-	Kreuzlingen-1, Kreuzlingen, 1962, Gas-Öl-Exploration , Bohrung verfüllt	nein
	Konventionell	-	Berlingen-1, Berlingen, 1964, Gas-Öl-Exploration , Bohrung verfüllt	nein
	Konventionell	-	Herdern-1, Herdern, 1981/82, Gas-Speicherung/Exploration , Bohrung verfüllt	nein
	Konventionell	-	Homburg-1, Homburg, 1982, Gas-Speicherung , Bohrung verfüllt	nein
	Konventionell	-	Steckborn-1, Steckborn, 1983/84, Gas-Speicherung , Bohrung verfüllt	nein
	Konventionell	-	Berlingen-2, Berlingen, 1984, Gas-Speicherung , Bohrung verfüllt	nein
	Konventionell	-	Berlingen-3, Berlingen, 1985/86, Gas-Speicherung , Bohrung offen; Nutzung mit Konzession erteilt (Wärme und Wasser)	nein
	-	Hydrothermal	Kreuzlingen-2, Kreuzlingen, 1988, Geothermie , Bohrung offen, Nutzung mit Konzession erteilt	Bohrloch-Stimulation mit Säure
	-	Hydrothermal	Geothermieprojekt Grob SLA-1, Schlattingen, 2010/2011, Bohrung offen, Ausarbeitung Konzessionsgesuch	Bohrloch-Stimulation mit Säure
	-	Hydrothermal	Geothermieprojekt Grob SLA-2, Schlattingen, 2013, Bohrung offen, Ausarbeitung Konzessionsgesuch	Bohrloch-Stimulation mit Säure
Uri	-	-	-	-
Waadt	Konventionell	-	Schuepbach Energy: Oberflächen Exploration konventioneller Gasressourcen	-
	Konventionell	-	eCorp - SEAG: Exploration konventioneller Gasressourcen mit vier Tiefbohrungen. Dossier in Vorbereitung: Region "Gros-de-Vaud".	-
	Konventionell / Tight-Gas	-	2010 – heute Petrosvibri, Tiefbohrung Noville 1	-

Kanton	Gasressourcen (konventionell/ unkonventionell)	Tiefengeothermie (petrothermal/hydro- thermal)	Projekt (Gegenstand, Ort, Zeitraum, Stand des Projektes)	Einsatz von «Hydraulischer Frakturierung» (ja/nein)
			Stand: Bewilligungsantrag für weitere Prospektionsphase	
	-	Petrothermal	2016 ff GeoEnergie Suisse: Petrothermale Geothermieprojekte zur kombinierten Strom- Wärmegewinnung. Dossier in "Stand-by": Avenches VD	-
	-	Hydrothermal	2016 ff EnergieÖ La Côte: Hydrothermales Geothermieprojekt in Region La Côte zur Strom- und Wärmegewinnung. Stand: Selektion von Bohrstandort, Verfassen von Bewilligungen, Planungsarbeiten.	-
			2016 ff AGEPP Lavey-les Bains: Hydrothermales Projekt in Lavey- les Bains, primär zur Stromgewinnung. Stand: Planungsphase, Finanzierung seit Kurzem gesichert.	
Wallis	Nicht erwartet	-	-	-
	-	Hydrothermal	Projekt Brig-Glis (Allg. hohes Potenzial aber Erdbeben-empfindliche Region)	nein
	-	Hydrothermal	2016 ff AGEPP Lavey-les Bains: siehe VD	-
	-	Hydrothermal	Erkundung Tiefenaquifere des Rhonetals Stand: Vor-Vor-Projekt	nein
Zug	Konventionell	-	Tiefbohrung Hünenberg 1 Zur Erdöl und Erdgas Exploration, 1965 abgeteuft, 3288 m tief, kein Öl und kein Gas	-
Zürich	-	Hydrothermal	2010/2011 ewz Zürich Bohrung Sonnengarten/Triemli: Wassermenge für hydrothermale Nutzung ungenügend. Einbau einer tiefen Erdwärmesonde.	nein
	Unkonventionell	-	2000-2004: Forest Oil/SEAG Explorationsbohrung Weiach-2: Insgesamt wurden dreimal Fracking-Tests im Karbon durchgeführt: Im Jahr 2000 in einer Tiefe von 1780 m und im Jahre 2004 in einer Tiefe von 1873 bis 1923 m bzw. von 1613 bis 1643 m. Im ersten Fracking-Test trat stark salzhaltiges Wasser aus den erzeugten Mikrorissen aus, worauf das Vorhaben abgebrochen wurde. 2004 wurde dieselbe Bohrung wieder aufgebohrt, aber die Fracking-Tests führten erneut zu keinen positiven Resultaten.	ja

A-2 Übersicht über theoretische geologische Potenziale

A-2.1 Theoretisches Potenzial unkonventioneller Gasressourcen

Die folgende Übersicht (Tab. A-2.1.1) der theoretisch verfügbaren Potenziale unkonventioneller Kohlenwasserstoffe basiert auf dem heutigen Kenntnisstand und ist relativ zum Gasbedarf des Landes. Die Mengenabschätzungen sind dabei aufgrund der schlechten Datenlage äusserst unsicher.

Play Art:	Opalinuston und Posidonienschiefer: Nicht-konventionelle Gas- und Ölvorkommen in jurassischen Muttergestein bestehend aus Tonschiefern (Schiefergas; resp. -öl) (Abb. A-2.1.1).
Vorkommen:	Ca. 30 km breiter, NE–SE verlaufender Gürtel im nordalpinen Molassebecken (Abb. A-2.1.2).
Muttergestein:	In situ
Potenzial:	Gross (geschätzt 7 – 3000 Mrd. m ³ ; best guess: 120 Mrd. m ³)
Hydraulische Frakturierung:	Notwendig
Play Art:	Permokarbon: Nicht-konventionell v.a. Tight-Gas in paläozoischen klastischen Sedimenten (Abb. A-2.1.1).
Vorkommen:	Als Füllung von Trögen im kristallinen Grundgebirge. Diese Tröge können potenziell praktisch im gesamten Molassebecken und Juragebiet auftreten. Die exakte Lokalisation dieser Tröge ist bis auf ein paar wenige Ausnahme jedoch sehr unsicher (Abb. A-2.1.3).
Muttergestein:	V.a. Kohleserien (Karbon); untergeordnet Autunien-Schiefer (Perm)
Potenzial:	Gross (geschätzt 100 – 300 Mrd. m ³ Gas)
Hydraulische Frakturierung:	Wahrscheinlich notwendig
Play Art:	Kohlenflözgas: Nicht-konventionell CBM in paläozoischen Kohleserien (Stephanien des Karbons) (Abb. A-2.1.1).
Vorkommen:	Als Füllung des grossen Nordwestschweizer Permokarbontrögs (Abb. A-2.1.4). Weiter südlich gelegene Tröge liegen zu tief.
Muttergestein:	In situ
Potenzial:	Mittel (7 – 80 Mrd. m ³ Gas)
Hydraulische Frakturierung:	Wahrscheinlich notwendig

Tab. A-2.1.1: Übersicht über das geschätzte Potenzial unkonventioneller Kohlenwasserstoffe (swisstopo 2017, in Vorbereitung)

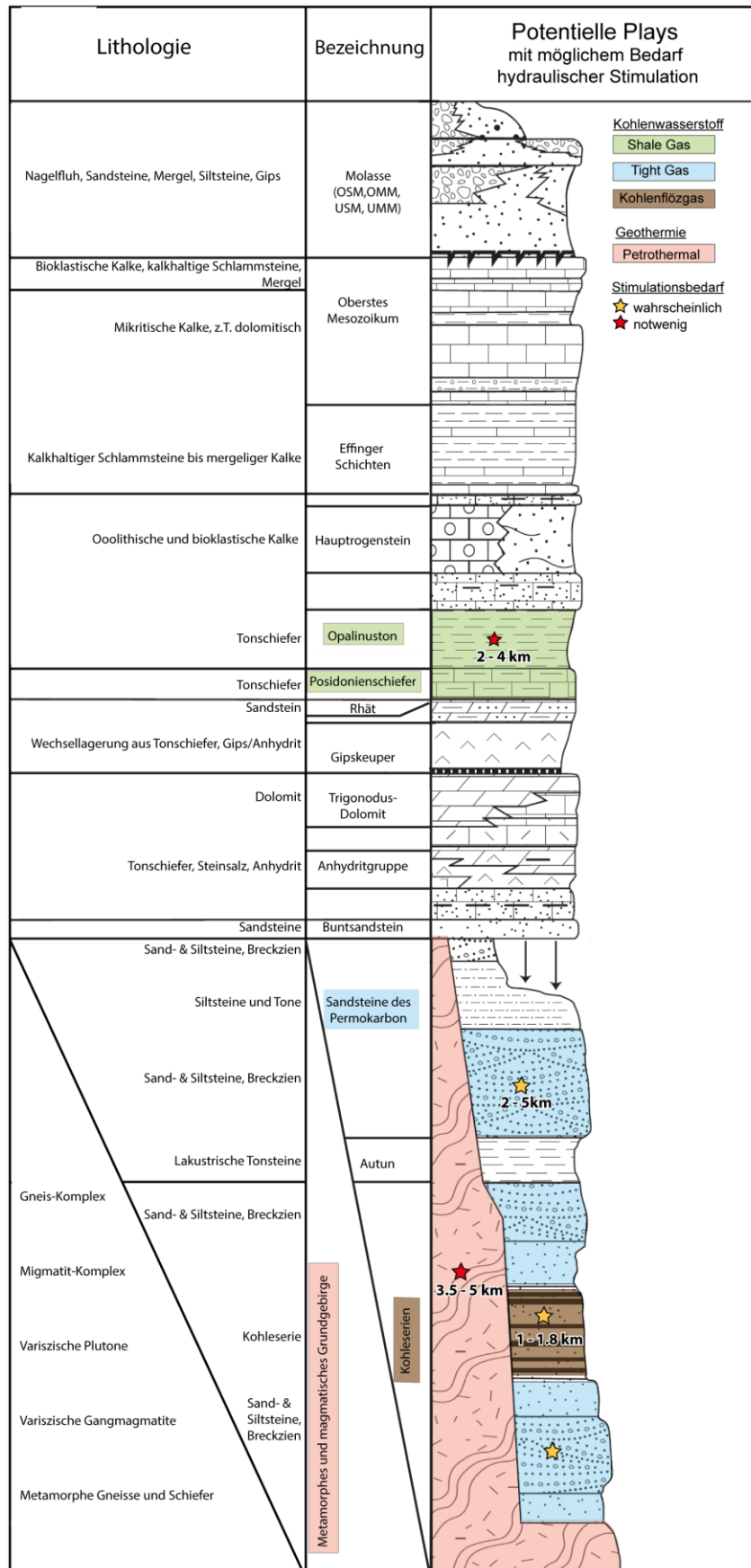


Abb. A-2.1.1: Typprofil und Situation der potenziellen Lagerstätten (swisstopo 2017, in Vorbereitung)



Abb. A-2.1.2: Vorkommen Play Opalinuston und Posidonienschiefer mit Tiefenangaben. Da dieses unkonventionelle Play nicht an Strukturen gebunden ist, kann in erster Annäherung die gesamte Fläche als potenzielles Reservoir betrachtet werden (swisstopo 2017, in Vorbereitung).

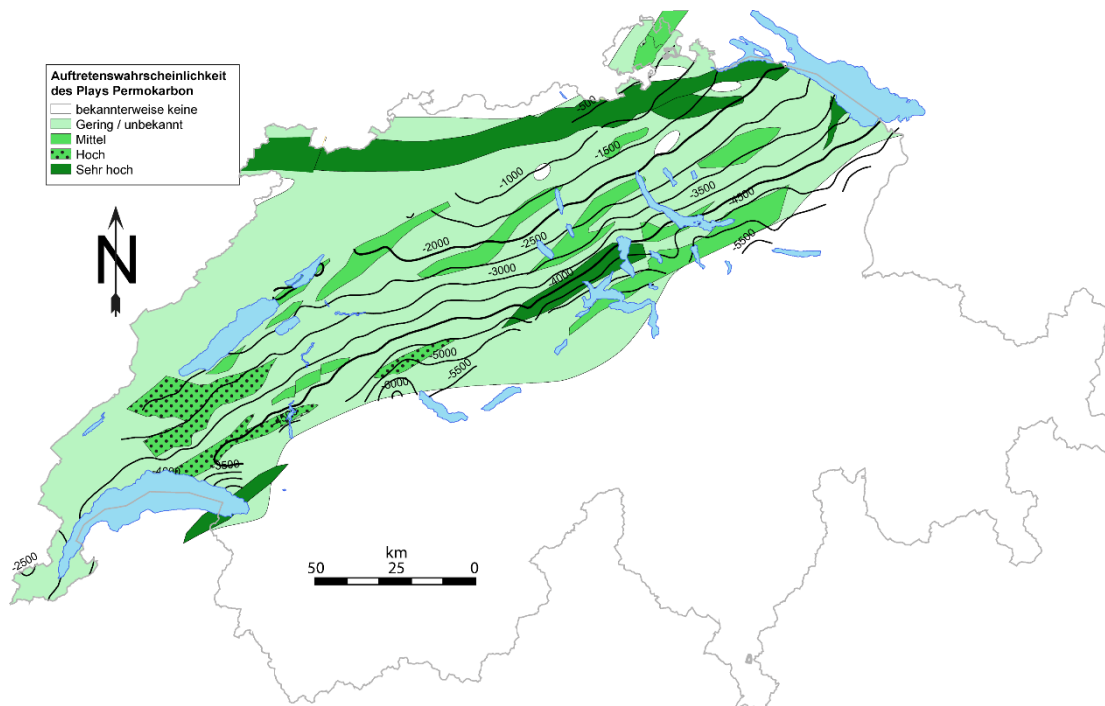


Abb. A-2.1.3: Auftretenswahrscheinlichkeiten der Permokarbontröge (verschiedene Grüntöne und Punktmusterung). Die Isohypsen (graue durchgezogene Linien) [m ü. M] der Basis Mesozoikum geben das potenzielle Top des Plays an. Gegen Norden wird das Play v.a. durch die zu geringe Tiefe, resp. das Schwarzwaldmassiv beschränkt. Die südliche Begrenzung wird v.a. durch die Alpenketten und die grossen Tiefen (zu hoher Reifegrad, „overcooked“) gebildet (swisstopo 2017, in Vorbereitung).

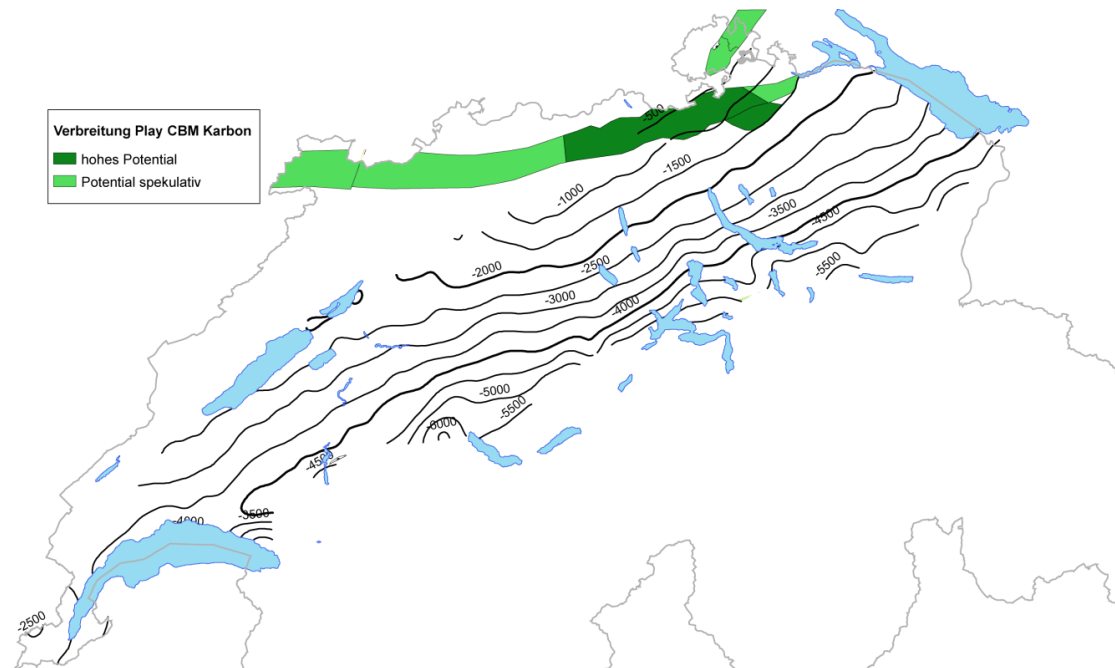


Abb. A-2.1.4: Auftretenswahrscheinlichkeit des Plays Kohlenflözgas mit den zwei Potenzialstufen hoch und spekulativ. Die Isohypsen (graue durchgezogene Linien) [m ü. M] der Basis Mesozoikum geben das potenzielle Top des Plays an. Gegen Süden wird das Play durch die zu hohe Tiefe (Isolinie -1500 m. ü. M.) beschränkt (swisstopo 2017, in Vorbereitung).

A-2.2 Theoretisches Potenzial petrothermaler Tiefengeothermie

Die folgende Übersicht (Tab. A-2.2.1) über das theoretische Potenzial petrothermaler Tiefengeothermie basiert auf dem heutigen Kenntnisstand.

Play Art:	Petrothermal für Stromgewinnung (+Wärme als Beiprodukt) (Abb. A-2.2.1)
Vorkommen:	Überall wo im Tiefenbereich zwischen 3.5 km (Mindesttemp.) und 5.5 km (Bohrkosten) kristallines Grundgebirge angetroffen wird (Abb. A-2.2.1).
Wasserwegsamkeit:	Entlang von bestehenden, aber durch hydraulische Frakturierung erweiterten Klüften bzw. Kluftsystemen in Graniten und Gneissen.
Potenzial:	Sehr hoch
Hydraulische Frakturierung:	Notwendig

Tab. A-2.2.1: Übersicht über das geschätzte Potenzial petrothermaler Tiefengeothermie in der Schweiz (swisstopo 2017, in Vorbereitung).

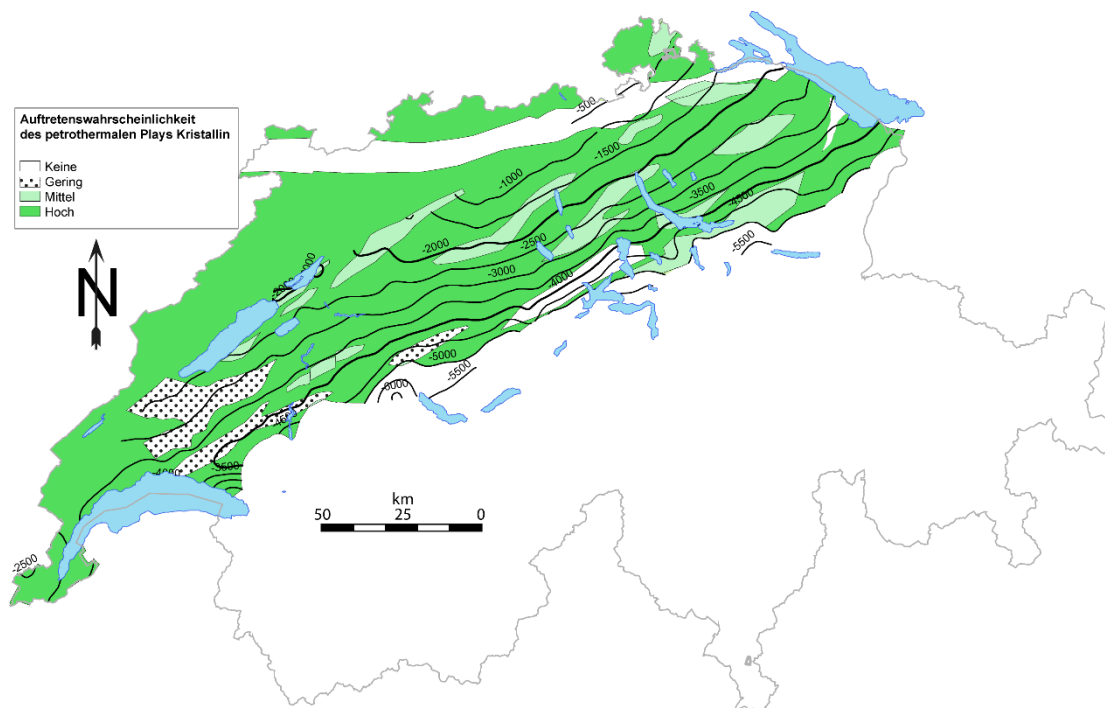


Abb. A-2.2.1: Auftretenswahrscheinlichkeit des petrothermalen Plays Kristallin in Abhängigkeit der Wahrscheinlichkeit der Präsenz von tiefen Permokarbontrögen. Die Isolinien (m ü. M.) bezeichnen die Basis des Mesozoikums, was identisch ist mit dem Top des Grundgebirges (Kristallin und Permokarbon) (swisstopo 2017, in Vorbereitung).

A-2.3 Quantitative Annahmen zu den Potenzialen in der Schweiz

Allgemeine Grundlagen (gerundet):

- Gesamtenergieverbrauch Schweiz 2015: 840 Petajoule (PJ) oder 840'000 Terajoules (TJ)
- Stromverbrauch 2015: 210 PJ oder 60 Terawattstunden (TWh)
- Endverbrauch Erdgas 2015: 115 PJ oder 3.2 Mia m³
- Endverbrauch Heizöl 2015: 130 PJ

- Stromproduktion aus Geothermie: 4.4 TWh (Szenario Tiefengeothermie in Energiestrategie bis 2050)

Annahmen Tiefengeothermie:

Pro erfolgreiche Produktionsbohrung werden aus dem tiefen Untergrund (rund 5 km Tiefe) 60 l/s 150° C Heisswasser produziert. Dem Heisswasser wird für die Strombereitstellung die Wärme bis 90° C entzogen und für die Bereitstellung von Heizwärme die Wärme von 90 bis 60° C. Die thermische Leistung eines Bohrlochs beträgt rund 20 MW; daraus können 20 GWh Strom pro Jahr und zusätzlich gut 33 GWh pro Jahr Wärme bereitgestellt werden.

Um 4.4 TWh (4'400 GWh) Strom bereitzustellen, würde man folglich rund 220 erfolgreiche Produktionsbohrungen benötigen und noch einmal rund 110 Bohrungen für die Reinjektion oder Rückführung des gekühlten Wassers in die Schichten, aus denen das Heisswasser entzogen wurde. Jede der 330 Bohrungen wird hydraulisch frakturiert, um entweder die Produktivität oder die Injektivität zu verbessern. Die 220 erfolgreichen Produktionsbohrungen liefern also 4.4 TWh Strom pro Jahr und noch zusätzliche 13 TWh absetzbare Wärme.

Die Bohrlöcher wären an 25-50 Kraftwerkstandorte gebunden, wobei jeder Standort 2-3 Bohrplätze mit je 4 Tiefbohrungen umfassen würde. Der Platzbedarf der Kraftwerke beläuft sich auf rund 250'000 m² (25 ha) und der für die Bohrplätze zwischen 300'000 – 500'000 m² (30-50 ha), gesamthaft also rund 1 km² (100 ha).

Annahmen unkonventionelle Erdgasressourcen:

Bezüglich Erdgas beläuft sich der Jahresverbrauch der Schweiz (2015) auf rund 3.2 Mia m³ bzw. 115 PJ Energie (13% der Gesamtnachfrage). Würden Schweizerische Erdgasreserven 20% der einheimischen Nachfrage decken, müsste die kumulative Produktion über 20 Jahre rund 13 Mia. m³ Erdgas betragen, was knapp 650 Mio. m³ Jahresproduktion bzw. 1.8 Mio. m³ Tagesproduktion entspricht. Um 4.4 TWh Strom aus einem Gas- und Dampfkombikraftwerk zu erzeugen, würden eben diese rund 650 Mio. m³/Jahr bzw. 1.8 Mio. m³/Tag Erdgas benötigt.

Auf Grund der theoretischen geologischen Potenziale (A-2.1) wird geschätzt, dass in der Schweiz Erdgasfelder im Opalinuston und Posidonienschiefer in der Deutschschweiz und Tight-Gas in den Permokarbontrögen der Westschweiz erschlossen werden könnten.

Ein Bohrplatz (multiple well pad) mit einer Grösse von 200 m x 100 m (2 ha) könnte mithilfe von 25 Bohrungen etwa 25 km² im Untergrund erschliessen. Pro Bohrloch würden kumuliert über 20 Jahre rund 10 – 100 Mio. m³ Erdgas gefördert werden (0.5 – 5 Mio m³ pro Jahr bzw. 1'400 – 14'000 m³ pro Tag). Die auf dem Bohrplatz gesamthaft förderbare Erdgasmenge kann mit 250 – 2'500 Mio. m³ über 20 Jahre (10 – 100 Mio. m³ pro Jahr bzw. 30'000 – 300'000 m³ pro Tag) beziffert werden. Zum Vergleich belief sich die Spitzenproduktion in St-Gallen auf rund 150'000 m³ pro Tag und die Erdgasbohrung im Entlebuch förderte rund 30'000 m³ pro Tag.

Die Schweiz würde also 5 – 50 derartige Bohrplätze mit insgesamt rund 130 bis 1'300 Bohrlöchern zur Produktion von 4.4 TWh Strom benötigen bzw. um 20% der einheimischen Erdgasnachfrage zu decken.

Für die Bohrplätze wären rund 0.1 – 1 km² (10 – 100 ha) Fläche notwendig; sollten Bohrplätze ausserhalb erschlossener Industriezonen errichtet und Zufahrtstrassen notwendig werden, verdoppelt sich diese Fläche.

Der Wasserbedarf für eine Bohrung und Frakturierung zur Erschliessung unkonventioneller Gasressourcen beläuft sich auf rund 15'000 bis 25'000 m³ pro Bohrung oder für 130 bis 1'300 Bohrungen über 20 Jahre auf rund 2 – 35 Mio. m³ (entspricht 0.1 – 1.6 pro Jahr). Während der Produktionsphase kann für sämtliche Bohrungen von jährlich rund 0.1 bis 0.3 Mio. m³ Abwasser ausgegangen werden.

A-3 Auswahl von parlamentarischen Vorstössen im Zusammenhang mit der Nutzung des Untergrundes

- Motion 09.4067 (SR Gutzwiller) «Im Untergrund herrscht Chaos. Ergänzung im Raumplanungsgesetz nötig»
http://www.parlament.ch/d/suche/seiten/geschaefte.aspx?gesch_id=20094067
- Interpellation 09.3806 (NR Riklin) «Regelung der nachhaltigen Nutzung des Untergrundes»
http://www.parlament.ch/d/suche/seiten/geschaefte.aspx?gesch_id=20093806
- Motion 09.4291 (NR Riklin) «Regelung der nachhaltigen Nutzung des Untergrundes»
http://www.parlament.ch/d/suche/seiten/geschaefte.aspx?gesch_id=20094291
- Interpellation 11.3014 (NR van Singer) «Negativen Auswirkungen der nichtkonventionellen Gasförderung vorbeugen»
http://www.parlament.ch/d/suche/seiten/geschaefte.aspx?gesch_id=20113014
- Postulat 11.3229 (NR Riklin) «Nutzung des Untergrundes»
http://www.parlament.ch/d/suche/seiten/geschaefte.aspx?gesch_id=20113229
- Motion 11.3562 (SR Gutzwiller) «Tiefe Geothermie. Offensive»
http://www.parlament.ch/d/suche/seiten/geschaefte.aspx?gesch_id=20113562
- Motion 11.3563 (SR Gutzwiller) «Tiefe Geothermie. Schweizweite geologische Erkundung»
http://www.parlament.ch/d/suche/seiten/geschaefte.aspx?gesch_id=20113563
- Motion 11.4027 (NR Riklin) «Aktionsplan für die Geothermie»
http://www.parlament.ch/d/suche/seiten/geschaefte.aspx?gesch_id=20114027
- Motion 12.4262 (NR Reimann) «Kein Fracking. Zum Schutz des Bodensee- Trinkwassers sowie von Flora und Fauna»
http://www.parlament.ch/d/suche/seiten/geschaefte.aspx?gesch_id=20124262
- Motion 13.3954 (NR Bourgeois) «Untergrund. Einrichtung einer Koordinationsstelle des Bundes»
http://www.parlament.ch/d/suche/Seiten/geschaefte.aspx?gesch_id=20133954
- Anfrage 14.1106 (NR Trede) «Fracking für die Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050?»
http://www.parlament.ch/d/suche/seiten/geschaefte.aspx?gesch_id=20141106

A-4 Kantonale Regelungen bezüglich der Nutzung des Untergrundes und der hydraulischen Frakturierung (Stand: August 2016)

Kanton	Gesetzesgrundlage	Bemerkungen
Aargau*	Gesetz über die Nutzung des tiefen Untergrundes und die Gewinnung von Bodenschätzen (GNB), seit 1. März 2013 in Kraft	<p>§ 4: Bewilligung für Vorabklärungen notwendig. Bewilligung begründet keinen Anspruch auf Erhalt einer Konzession</p> <p>§7-12: Konzession</p> <p>Antwort des Regierungsrats auf zwei politische Vorstösse zum Thema Fracking (13.32 und 14.100): Kein grundsätzliches Technologieverbot. Mit Blick auf die angestrebte Energiewende erachtet es der Regierungsrat als unumgänglich, die Nutzung neuer Ressourcen unvoreingenommen zu prüfen. Der Regierungsrat ist der Meinung, dass Fracking zur Gewinnung nicht-konventioneller Gasvorkommen nach heutigem technischem Stand (Einsatz wassergefährdender Chemikalien, grosse Wassermengen) nicht zugelassen werden soll, wenn wasserführende geologische Schichten betroffen sein können.</p>
Appenzell AR*	Gesetzgebung vorgesehen, Termin unbestimmt.	-
Appenzell AI*	-	-
Basel-Land	Totalrevision des Kantonalen Energiegesetzes (EnG), Version externe Vernehmlassung, Stand 11. Juni 2014	<p>§24 <i>Bewilligungs- und Konzessionspflicht</i></p> <p>4 Wer Energie aus dem Untergrund nutzen will, insbesondere zur Gewinnung von Erdgas, Schiefergas (Fracking), Schieferöl, Wärme oder Elektrizitätsumwandlung aus der Tiefengeothermie von mehr als 400 Metern, bedarf einer Konzession des Regierungsrates. Eine solche setzt eine vorgängige Richtplanfestsetzung voraus.</p>
Basel-Stadt	-	Bisherige Projekte (Basel 1) wurden durch eine Umweltverträglichkeitsprüfung beurteilt.
Bern	Bergregalgesetz vom 18. Juni 2003 (BRG)	<p>Initiative der Grünen Partei «Keine Vergiftung unserer Böden durch Erdgasförderung (Stopp-Fracking-Initiative)» am 20. Juni 2014 eingereicht.</p> <p>Die Bau-, Energie-, Verkehrs- und Raumplanungskommission (BaK) empfahl dem Grossen Rat die Annahme der Initiative. Am 9. September 2015, hat der Grosse Rat einen Gegenvorschlag angenommen (Änderung Bergregalgesetz). Am 15. September 2015 hat das Initiativkomitee den Rückzug der Initiative bekannt gegeben.</p> <p><i>Text der Initiative</i></p> <p>Die Verfassung des Kantons Bern vom 6. Juni 1993 wird wie folgt geändert:</p> <p>I. Art. 52 Abs. 4 (neu)</p> <p>4 Die Gewinnung und Förderung von Gasressourcen, insbesondere Erdöl und Erdgas, aus nicht-konventionellen Lagerstätten ist im Kantonsgebiet nicht gestattet.</p> <p>II. Übergangsbestimmung:</p> <p>Art. 52 Abs. 4 findet auch auf bestehende Konzessionen Anwendung. Das Gesetz regelt die Entschädigung.</p>
Freiburg	Gesetz über die Schürfung und Ausbeutung von Kohlenwasserstoffen vom 27.02.1960 und Gesetz über den	Staatsrat hat 2011 entschieden, vorläufig keine Bewilligungen für die Suche nach Kohlenwasserstoffen zu erteilen.

Kanton	Gesetzesgrundlage	Bemerkungen
	Betrieb von Minen vom 04.10.1850	
	Neues Gesetz über die Nutzung des Untergrunds (GNU). Vernehmlassung Ende 2014 abgeschlossen	
Genf	Neues Gesetz über die Nutzung des Untergrunds (GNU) in Vorbereitung	Gemäss Angaben des Kantons besteht bereits ein Verbot der Schiefergasförderung, jedoch kein Technologieverbot für hydraulische Frakturierung.
Glarus*	-	15. Jan 2015 Interpellation der Grünen Partei zu Fracking. Antwort ausstehend
Graubünden	-	Antwort der Regierung auf Anfrage Geisseler betreffend Nutzung des Untergrunds: «Für Tiefengeothermie-Projekte finden die bestehenden gewässerschutzrechtlichen Regelungen und die Bestimmungen für die Bewilligung der Bohrungen Anwendung. Die Aspekte der Erkundung, Erschliessung und Gewinnung sind hingegen nicht geregelt. [...] In Zusammenarbeit mit dem Bund beabsichtigt der Kanton Graubünden, ein Bewilligungsverfahren zur Erkundung und späteren Nutzung des tiefen Untergrunds aus-zuarbeiten. [...] Gleichzeitig ist beabsichtigt, die Abgeltungen für die Konzessionsvergabe auf gesetzlicher Stufe zu regeln.»
Jura	Neues Gesetz zur Nutzung des Untergrunds (GNU) in Planung	Gemäss Angaben des Kantons ist das neue GNU angelehnt an das Aargauer «Mustergesetz». Das Projekt «Geothermie» in Haute-Sorne von Geoenergie Suisse SA, bei dem hydraulische Frakturierung vorgesehen ist, wurde von der Regierung im Juni 2015 bewilligt (vgl. Anhang A-1).
Luzern	Gesetz über die Gewinnung von Bodenschätzen und die Nutzung des Untergrundes	Antwort des Kantonsrats auf Postulat Candan Hasan über die Prüfung eines Fracking-Verbots (P 362): «[...] Wir halten aber generell ein Verbot der Fracking-Technologie, [...] nicht für den geeigneten Weg. Zur Verhinderung von Umweltschäden durch Fracking ist das Instrument der Umweltverträglichkeitsprüfung anzuwenden.» Für Untersuchungen ist eine Bewilligung und für die Nutzung eine Konzession erforderlich.
Neuenburg	Ein Moratorium für Gas-Prospektion und ein Verbot für die Prospektion und Gewinnung von Schiefergassind in Kraft. Kein Technologieverbot.	Das Postulat 12.159 Suter («Moratoire sur le gaz de schiste») sowie die Gemeindemotion 13.160 von Val de Travers («Initiative communale interdisant la prospection et l'exploitation de gaz de schiste dans le sous-sol neuchâtelois») wurden 2013 angenommen.
Nidwalden	-	-
Obwalden	-	Der Kanton erarbeitet den Entwurf eines Untergrundgesetzes.
Schaffhausen *	-	Gemäss Angaben des Kantons existiert ein Mustergesetz "über die Nutzung des Untergrundes" ähnlich wie im Kanton Thurgau, die Vorlage war aber noch nicht im Parlament. Es existiert kein Zeitplan. Das Mustergesetz sieht keine Bestimmungen zum Thema Fracking vor
Schwyz*	Gesetz über das Bergregal und die Nutzung des Untergrundes vom 10. Februar 1999	-
St. Gallen*	Gesetz über die Nutzung des Untergrundes. Vernehmlassung abgeschlossen, Gesetzesentwurf der Regierung zuhanden des Parlaments bis voraussichtlich März 2016.	Gemäss Angaben des Kantons regelt der Gesetzesentwurf die Konzessionsvergabe inkl. Auflagen bezüglich des Umweltschutzes. Von einem Technologieverbot sieht der Kanton ab.
Solothurn	Das Gesetz über den tiefen	Vorstoss der Grünen Partei «Zum Schutz von Natur und

Kanton	Gesetzesgrundlage	Bemerkungen
	Untergrund und Bodenschätze Kanton Solothurn ist in Vernehmlassung und soll 2016 in Kraft gesetzt werden. Das Gesetz verzichtet aber ausdrücklich darauf, konkrete Nutzungen und Technologien zu bewerten oder zu priorisieren. Dies soll im Rahmen des Konzessionsverfahrens im Einzelfall erfolgen.	Umwelt - Stopp Fracking» am 3. September 2014 eingereicht. Der Kantonsrat lehnt den Auftrag im Mai 2015 ab, mit Verweis auf den erwarteten Postulatsbericht Trede.
Tessin	Neues Gesetz über die Bewirtschaftung des Wassers ist in Vernehmlassung. Sektorielle Gesetze werden damit gestrichen	Gemäss Angaben des Kantons ist die Nutzung der Technologie nicht explizit geregelt. Für ein entsprechendes Projekt ist eine Konzession via kantonales Bauwesengesetz notwendig.
Thurgau*	Gesetz über die Nutzung des Untergrunds, UNG, vom 18. November 2015 (Stand 1. April 2016), RB 723.1 Verordnung des Regierungsrates zum Gesetz über die Nutzung des Untergrundes, UNV, vom 15. März 2016 (Stand 1. April 2016), RB 723.11	Kein grundsätzliches Technologieverbot. Gemäss § 7 Abs. 2 UNG wird für die unkonventionelle Förderung fossiler Brennstoffe keine Konzession erteilt, es sei denn, das Vorkommen sei infolge eines Vorhabens zur geothermischen Nutzung des Untergrunds erschlossen worden. Gemäss § 7 Abs. 5 UNG sind Verfahren zur Nutzung des Untergrundes, welche die Umwelt gefährden, insbesondere ober- und unterirdische Gewässer, verboten. Gemäss § 6 Abs. 1 UNV bestimmt der Regierungsrat im Konzessionsentscheid, welche Chemikalien bei der Ausübung der konzessionierten Nutzung nach § 5 des Gesetzes verwendet und welche nicht verwendet werden dürfen. Das Amt für Umwelt führt gemäss § 6 Abs. 2 UNV eine im Internet einsehbare öffentliche Liste der vom Regierungsrat bestimmten Chemikalien.
Uri	-	Die Nutzung der Technologie ist im Kantonalen Umweltgesetz sowie im Gesetz über das Bergregal und die Nutzung des Untergrundes nicht explizit geregelt.
Waadt	Neues Gesetz über die Nutzung des Untergrunds (GNU) in Vorbereitung.	Moratorium über Schiefergas (2011).
Wallis	Neues Gesetz über die Materialentnahmen und Nutzung der Untergrunds-Ressourcen (GMENUR) in Vorbereitung	Die Nutzung der Technologie ist im Wallis nicht explizit geregelt. Der Walliser Staatsrat hat deswegen Ende 2015 die komplette Revision des Gesetzes über die Bergwerke und Steinbrüche vom 21.11.1856 angeordnet. Grossprojekte im Untergrund mit oder ohne Einsatz von Fracking wären heute gemäss bestehendem Recht aber unter Berücksichtigung der zurzeit laufenden Revision zu begutachten und bewilligen. Eine grundlegende Umweltverträglichkeitsprüfung wäre dabei obligatorisch. Mit der Revision des Bergregals von 1856 sind weitere Nutzungen des tiefen Untergrundes, wie z.B. die tiefe Geothermie, sowie die Materialentnahmen einzuführen. Bezüglich der anzuwendenden rechtlichen Grundlagen wurde von Rechtsprofessoren der Uni Lausanne im 2012 eine entsprechende Studie verfasst (im Auftrag des Bundesamtes für Energie - BFE). Seit 2015 haben sich in diesem Zusammenhang die Kontakte mit diversen Bundesstellen sowie mit den Kantonen aus der Romandie ausserdem intensiviert. Ein generelles Frackingverbot oder Moratorium auf kantonaler Ebene ist im Wallis bislang nicht vorgesehen, da es noch zu früh ist, diesbezüglich eine kantonal einheitliche Sichtweise äussern zu können (der Kanton Wallis ist eine der erdbebengefährdetsten Regionen der Schweiz).
Zug*	Gesetz über die Nutzung des Untergrunds (GNU) in Vorbereitung, wird dem Kantonsrat Ende Oktober	Das GNU enthält keine spezifischen Bestimmungen zum Fracking. Es beinhaltet jedoch eine Offenlegungspflicht, insbesondere für Stoffe, die in den Untergrund eingebracht

Kanton	Gesetzesgrundlage	Bemerkungen
	2015 vorgelegt. Im Januar bzw. Februar 2016 findet die 1. und 2. Lesung KR statt. Im August 2016 Inkrafttreten (vorbehältlich Referendum)	werden und die Arbeitsverfahren. (Siehe GNU § 3, Abs. 2, lit.b)
Zürich*	Gesetz über die Nutzung des Untergrundes, Vernehmlassung am 8. Juli 2016 abgeschlossen, voraussichtlich Ende 2016 wird die Gesetzesvorlage von der Regierung an den Kantonsrat überwiesen.	Auszug aus dem Protokoll des Regierungsrates des Kantons Zürich zur 759.Motion (Kein Fracking im Kanton Zürich): '[..] Jede Sondier- oder Erkundungsbohrung bedarf einer kantonalen Bewilligung, und für jede Nutzung von Bodenschätzen bedarf es einer Konzession.' Zur Thematik der gegenseitigen thermischen Beeinflussung von Erdwärmesonden klärt die Baudirektion gegenwärtig Handlungsbedarf und Lösungsansätze ab.

* Ehemaliger Konkordatskanton (AG, AI, AR, GL, SH, SG, SZ, TG, ZG, ZH). Die ehemaligen (bis 2008) Konkordatskantone erarbeiteten gemeinsam ein Mustergesetz.

A-5 Umweltrechtliche Regelungen im Einzelnen

A-5.1 Gewässerschutzgesetz

Bei der Anwendung von Fracking-Technologien sind folgende Bestimmungen des Gewässerschutzgesetzes vom 24. Januar 1991 (GSchG, SR 814.20) und der Gewässerschutzverordnung vom 28. Oktober 1998 (GSchV, SR 814.201) von Bedeutung:

- Stoffe, die Wasser verunreinigen können, dürfen nicht mittelbar oder unmittelbar in ein Gewässer eingebracht oder versickert werden (Art. 6 Abs. 1 GSchG). Ebenfalls verboten ist das Lagern und Ausbringen solcher Stoffe ausserhalb von Gewässern, wenn dadurch die konkrete Gefahr einer Verunreinigung des Wassers entsteht (Art. 6 Abs. 2 GSchG).
- Dem Grundwasser darf langfristig nicht mehr Wasser entnommen werden, als ihm zufließt (Art. 43 Abs. 1 GSchG).
- Grundwasservorkommen dürfen nicht dauernd miteinander verbunden werden, wenn dadurch Menge oder Qualität des Grundwassers beeinträchtigt werden (Art. 43 Abs. 3 GSchG).
- Speichervolumen und Durchfluss nutzbarer Grundwasservorkommen dürfen durch Einbauten nicht wesentlich und dauernd verringert werden (Art. 43 Abs. 4 GSchG).
- In den besonders gefährdeten Bereichen, wozu insbesondere die Bereiche mit nutzbarem Grundwasser und die Grundwasserschutzzonen gehören, bedürfen die Erstellung und Änderung von Bauten und Anlagen sowie Grabungen, Erdbewegungen und ähnliche Arbeiten einer kantonalen Bewilligung (Art. 19 Abs. 2 GSchG, Art. 32 GSchV: explizite Bewilligungspflicht von Bohrungen, Untertagebauten etc.).
- Im Gewässerschutzbereich Au sind keine Anlagen erlaubt, die unter dem mittleren Grundwasserspiegel liegen. Ausnahmen sind möglich bei geringer Verminderung der Durchflusskapazität (Anh. 4 Ziff. 211 Abs. 2 GSchV). In den Grundwasserschutzzonen S₃ (bei Lockergesteins- und schwach heterogenen Karst-Grundwasserleitern) und S_m (bei stark heterogenen Karst- und Kluft-Grundwasserleitern) sind u.a. gewisse Einbauten und bauliche Eingriffe, wesentliche Verminderungen der schützenden Überdeckung und Kreisläufe, die Wärme dem Untergrund entziehen oder an den Untergrund abgeben, verboten (Anh. 4 Ziff. 221 Abs. 1 und Ziff. 221^{bis} Abs. 1 GSchV). In der Grundwasserschutzzone S_h bei (stark heterogenen Karst- und Kluft-Grundwasserleitern) sind Anlagen und Tätigkeiten, welche die Trinkwassernutzung gefährden, verboten (Anh. 4 Ziff. 221^{ter} Abs. 1 GSchV). In der Grundwasserschutzzone S₂ sind Grabungen, welche die schützende Überdeckung nachteilig verändern und grundsätzlich Anlagen (mit Ausnahmemöglichkeit) verboten (Anh. 4 Ziff. 222 Abs. 1 GSchV).

- Inhaber von Anlagen mit wassergefährdenden Flüssigkeiten müssen gemäss Artikel 22 Absatz 1 GSchG dafür sorgen, dass die zum Schutz der Gewässer erforderlichen baulichen und apparativen Vorrichtungen erstellt, regelmässig kontrolliert und einwandfrei betrieben und gewartet werden. Solche Anlagen müssen nach dem Stand der Technik erstellt, betrieben und gewartet werden (Art. 22 Abs. 3 und 4 GSchG). Flüssigkeitsverluste müssen unverzüglich der Gewässerschutzpolizei gemeldet werden und alle zumutbaren Massnahmen zur Verhinderung drohender Gewässerverunreinigungen sind zu treffen (Art. 22 Abs. 6 GSchG).
- Verschmutztes Abwasser muss behandelt werden und darf nur mit Bewilligung der kantonalen Behörde in ein Gewässer eingeleitet oder versickert werden (Art. 7 Abs. 1 GSchG). Unverschmutztes Abwasser ist nach Anordnung der kantonalen Behörde versickern zu lassen (Art. 7 Abs. 2 GSchG).

Vom Schutz des Gewässerschutzrechts sind alle ober- und unterirdischen Gewässer, also auch Grundwasser, das sich sehr tief im Untergrund befindet, erfasst (Art. 2 GSchG). Für Grundwasser in grossen Tiefen, das sich nicht als Trinkwasserressource eignet (z.B. saline Aquifere), sind diejenigen Bestimmungen, die sich spezifisch auf nutzbares Grundwasser beziehen (insb. Regelungen zum Au und zu den Grundwasserschutz-zonen) jedoch nicht anwendbar.

A-5.2 Umweltschutzgesetz

Der Einsatz der Frackingtechnologie betrifft in erster Linie die Erschliessung des Untergrundes für die Förderung von Rohstoffen oder für die Speicherung von Substanzen und wird bei oder nach Abschluss der Bohrarbeiten bzw. vor der Komplettierung des Bohrlochs eingesetzt. Insofern kann die hydraulische Frakturierung als Teil der Bauphase des Bohrlochs (aber nicht als Teil der Produktionsphase) interpretiert werden und somit müssen die folgenden Aspekte berücksichtigt werden, wobei die Produktionsphase der Vollständigkeit halber auch erwähnt wird:

A-5.2.1 Abfälle

Abfälle, die bei der Anwendung der hydraulischen Frakturierung entstehen, sind nach Artikel 30 Absatz 2 des Umweltschutzgesetzes vom 7. Oktober 1983 (Umweltschutzgesetz, USG, SR 814.01) soweit wie möglich zu verwerten. Sie müssen umweltverträglich und, soweit möglich und sinnvoll, im Inland entsorgt werden (Art. 30 Abs. 2 USG). Abfälle dürfen nur auf Deponien abgelagert werden (Art. 30e Abs. 1 USG). Die Anforderungen an die zur Ablagerung auf den verschiedenen Deponietypen zugelassenen Abfälle von Anhang 5 der Abfallverordnung vom 4. Dezember 1990 (VVEA, SR 814.600) sind einzuhalten. Bauabfälle dürfen unter Einhaltung der Anforderungen von Anhang 5 Ziffer 1 und 2 VVEA auf Deponien der Typen A oder B abgelagert werden. Aushub- und Ausbruchmaterial ist jedoch in erster Linie gemäss den Vorgaben von Artikel 19 VVEA zu verwerten.

Bei Bauarbeiten sind die Abfälle auf der Baustelle in die in Artikel 17 VVEA genannten Fraktionen zu trennen. Sonderabfälle sind dabei von den übrigen Abfällen zu trennen und separat zu entsorgen. Es ist vor Baubeginn abzuklären, ob und welche Sonderabfälle anfallen. Sie sind auf der Baustelle separat zu erfassen und zur Entsorgung einer geeigneten Anlage zuzuführen, die über eine entsprechende Bewilligung nach Artikel 8 der Verordnung vom 22. Juni 2005 über den Verkehr mit Abfällen (VeVA, SR 814.610) verfügt. Für den Transport der Sonderabfälle sind Begleitscheine gemäss Artikel 6 VeVA zu verwenden.

A-5.2.2 Boden

Die Anwendung von Fracking-Technologien findet auf Bohrplätzen statt und es sind dabei folgende Bestimmungen der Verordnung vom 1. Juli 1998 über Belastungen des Bodens (VBBo, SR 814.12) zu beachten:

Wer Anlagen erstellt, muss gemäss Artikel 6 Absatz 1 VBBo unter Berücksichtigung der physikalischen Eigenschaften und der Feuchtigkeit des Bodens Fahrzeuge, Maschinen und Geräte so auswählen und einsetzen, dass Verdichtungen und andere Strukturveränderungen des Bodens vermieden werden, welche die Bodenfruchtbarkeit langfristig gefährden.

Ausserdem muss nach Artikel 7 VBBo derjenige, der Boden abträgt, damit so umgehen, dass dieser wieder als Boden verwendet werden kann. Wird abgetragener Boden wieder als Boden verwendet (z.B. für Rekultivierungen oder Terrainveränderungen), so muss er so auf- oder eingebracht werden, dass:

- a. die Fruchtbarkeit des vorhandenen und die des auf- oder eingebrachten Bodens durch physikalische Belastungen höchstens kurzfristig beeinträchtigt wird;
- b. der vorhandene Boden chemisch und biologisch nicht zusätzlich belastet wird.

A-5.2.3 Chemikalien

Bei der Anwendung von Fracking-Technologien können (insbes.) folgende Bestimmungen des Schweizer Chemikalienrechts bedeutsam sein:

Gemäss Artikel 28 Absatz 1 USG darf mit Stoffen nur so umgegangen werden, dass sie, ihre Folgeprodukte oder Abfälle die Umwelt oder mittelbar den Menschen nicht gefährden können. Zu diesem Zweck sind die Anweisungen von Herstellern oder Importeuren einzuhalten (Art. 28 Abs. 2 USG).

Das Chemikaliengesetz (ChemG, SR 813.1) regelt in den Artikeln 5 bis 8 Grundsätze für den Umgang mit Stoffen und Zubereitungen. Nach Artikel 6 ChemG dürfen Stoffe und Zubereitungen von der Herstellerin nur in Verkehr gebracht werden, wenn diese die Selbstkontrolle vorgenommen hat. Die Anforderungen an die Selbstkontrolle werden im Artikel 5 der Chemikalienverordnung vom 5. Juni 2015 (ChemV, SR 813.11) konkretisiert. Die Selbstkontrolle umfasst eine Beurteilung durch die Herstellerin oder Importeurin, ob

Stoffe oder Zubereitungen die Gesundheit des Menschen oder die Umwelt gefährden können. Zu diesem Zweck muss sie die Stoffe und Zubereitungen nach den Bestimmungen der ChemV hinsichtlich ihrer gefährlichen Eigenschaften einstufen, verpacken und kennzeichnen sowie Expositionsszenarien und ein Sicherheitsdatenblatt für diese erstellen.

Die Umgangsanforderungen konkretisierend gibt Artikel 55 Absatz 1 der ChemV vor, dass Stoffe, Zubereitungen und Gegenstände beruflich oder gewerblich nur für die von der Herstellerin angegebenen Verwendungszwecke und Entsorgungsarten angepriesen, angeboten oder abgegeben werden dürfen. Auch müssen die auf der Verpackung und dem Sicherheitsdatenblatt angegebenen Hinweise berücksichtigt werden (Art. 55 Abs. 2 ChemV).

Laut Artikel 56 Absatz 1 ChemV dürfen Stoffe und Zubereitungen nur so weit direkt in die Umwelt ausgebracht werden, als dies für den angestrebten Zweck erforderlich ist. Dabei sind nach Artikel 56 Absatz 2 ChemV:

- a. Geräte einzusetzen, die eine fachgerechte und gezielte Anwendung ermöglichen;
- b. Massnahmen zu treffen, damit Stoffe und Zubereitungen möglichst nicht in benachbarte Gebiete oder Gewässer gelangen;
- c. Massnahmen zu treffen, damit Tiere, Pflanzen, ihre Lebensgemeinschaften und Lebensräume möglichst nicht gefährdet werden.

Weiterhin dürfen Zubereitungen nach Artikel 56 Absatz 3 ChemV nur für die von der Herstellerin genannten Verwendungen direkt in die Umwelt ausgebracht werden.

Nach Artikel 57 Absatz 1 ChemV sind zudem bei der Aufbewahrung von Stoffen und Zubereitungen die auf der Verpackung und gegebenenfalls dem Sicherheitsdatenblatt angegebenen Hinweise zu berücksichtigen. Gefährliche Stoffe und Zubereitungen sowie deren Behälter sind vor gefährlichen Einwirkungen, insbesondere mechanischer Art, zu schützen (Art. 57 Abs. 2 ChemV). Ferner müssen sie übersichtlich und von anderen Waren getrennt aufbewahrt werden; in unmittelbarer Nähe dürfen keine Lebens-, Futter- oder Heilmittel aufbewahrt werden (Art. 57 Abs. 3 ChemV). Die Anforderungen gemäss Artikel 57 Absätze 1–3 ChemV gelten zudem auch für Gegenstände, aus denen Stoffe oder Zubereitungen in Mengen freigesetzt werden, die den Menschen oder die Umwelt gefährden können (Art. 57 Abs. 4 ChemV). Stoffe und Zubereitungen, die miteinander gefährliche Reaktionen eingehen können, sind überdies getrennt aufzubewahren (Art. 57 Abs. 5 ChemV).

Schliesslich dürfen nur solche Stoffe und Zubereitungen verwendet werden, die rechtmässig in Verkehr gebracht worden sind; das heisst, dass insbesondere die Inverkehrbringens-, Beschränkungs- und Verbotsvorschriften der ChemV, der Biozidprodukteverordnung vom 18. Mai 2005 (VBP; SR 813.12) und der Chemikalien-Risikoreduktions-Verordnung vom 18. Mai 2005 (ChemRRV; SR 814.81) einzuhalten sind.

A-5.2.4 Störfallvorsorge

Der Inhaber eines Betriebs der die Fracking-Technologie einsetzt, muss abklären, ob während des Einsatzes die Mengenschwellen für Stoffe, Zubereitungen oder Sonderabfälle nach Artikel 1 Absatz 2 Buchstabe a i.V.m. Anhang 1.1 der Störfallverordnung vom 27. Februar 1991 (StFV, 814.012) überschritten werden. Falls ja, fällt er in den Geltungsbereich der StFV und muss alle zur Verminderung des Risikos geeigneten Massnahmen treffen, die nach dem Stand der Sicherheitstechnik verfügbar, aufgrund seiner Erfahrungen ergänzt und wirtschaftlich tragbar sind (Art. 3 Abs. 1 StFV) sowie der Vollzugsbehörde einen Kurzbericht mit den in Artikel 5 Absatz 1 StFV geforderten Angaben einreichen. Die Vollzugsbehörde prüft, ob der Kurzbericht vollständig und richtig ist (Art. 6 Abs. 1 StFV). Insbesondere prüft sie, ob die Einschätzung des Ausmasses der möglichen Schädigung plausibel ist (Art. 6 Abs. 2 Bst. a StFV). Im Weiteren beurteilt sie, nach einer allfälligen Besichtigung vor Ort, ob die Annahme zulässig ist, dass schwere Schädigungen für die Bevölkerung oder Umwelt infolge von Störfällen nicht zu erwarten sind (Art. 6 Abs. 3 Bst. a StFV). Ist die Annahme nicht zulässig, so verfügt sie, dass der Inhaber eine Risikoermittlung nach Anhang 4 StFV erstellen muss (Art. 6 Abs. 4 StFV). Die Vollzugsbehörde prüft die Risikoermittlung und beurteilt, ob das Risiko tragbar ist (Art. 7 Abs. 1 StFV). Ist das Risiko nicht tragbar, so ordnet sie die erforderlichen zusätzlichen Sicherheitsmassnahmen an. Zu diesen gehören nötigenfalls auch Betriebs- und Verkehrsbeschränkungen sowie Betriebs- und Verkehrsverbote (Art. 8 Abs. 1 StFV).

A-5.2.5 Umweltverträglichkeitsprüfung

Sowohl Anlagen zur Nutzung der Erdwärme mit mehr als 5 MW_{th} als auch Anlagen zur Gewinnung von Erdöl, Erdgas oder Kohle unterstehen der Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) im Rahmen des Bewilligungsverfahrens (Anhang Nr. 21.4 und Nr. 21.7 zur Verordnung vom 19. Oktober 1988 über die Umweltverträglichkeitsprüfung, UVPV, SR 814.011). Da der zeitlich befristete Einsatz der Frackingtechnologie dazu führt, den Untergrund und dessen Ergiebigkeit oder Speicherfähigkeit zu modifizieren, kann dieser Einsatz als Teil des Bauabschnitts einer Anlage betrachtet werden. Ist eine Anlage der UVP unterstellt, muss der Gesuchsteller einen Umweltverträglichkeitsbericht verfassen. Der Bericht soll alle Angaben enthalten, die zur Prüfung des Vorhabens nach den Vorschriften über den Schutz der Umwelt nötig sind (Art. 10b Abs. 1 und 2 USG). Die kantonale Umweltschutzfachstelle beurteilt den Bericht und kann zuhanden der Behörde Anträge für die zu treffenden Massnahmen stellen (Art. 10c Abs. 1 USG). Die zuständige Behörde berücksichtigt die Ergebnisse der Prüfung über die Umweltverträglichkeit der Anlage bei ihrem Entscheid über das Vorhaben (Art. 19 UVPV).

A-5.2.6 Lärmschutz

Bauphase

Für die Begrenzung der Baulärmemissionen ist die Richtlinie über bauliche und betriebliche Massnahmen zur Begrenzung des Baulärms gemäss Artikel 6 der Lärmschutz-Verordnung vom 15. Dezember 1998 (LSV, SR 814. 41) des Bundesamtes für Umwelt BAFU heranzuziehen.

Produktionsphase

Die Lärmemissionen einer neuen ortsfesten Anlage müssen nach den Anordnungen der Vollzugsbehörde so weit begrenzt werden, als dies technisch und betrieblich möglich und wirtschaftlich tragbar ist, und dass die von der Anlage allein erzeugten Lärmimmissionen die Planungswerte nicht überschreiten (Art. 7 Abs. 1 LSV). Die Belastungsgrenzwerte für Industrie- und Gewerbelärm sind in Anhang 6 LSV geregelt.

A-5.2.7 Luftreinhaltung

Bauphase

Die Emissionen von Baustellen sind so weit zu begrenzen, als dies technisch und betrieblich möglich und wirtschaftlich tragbar ist (Anh. 2 Ziff. 88 der Luftreinhalte-Verordnung vom 16. Dezember 1985, LRV, SR 814.318.142.1). Das Bundesamt für Umwelt BAFU hat dazu insb. folgende Richtlinien erlassen: Richtlinie über betriebliche und technische Massnahmen zur Begrenzung der Luftschadstoff-Emissionen von Baustellen (Baurichtlinie Luft), Luftreinhaltung bei Bautransporten.

Gemäss Artikel 19a Absatz 1 LRV müssen Maschinen und Geräte für den Einsatz auf Baustellen mit einer Leistung des Verbrennungsmotors von mehr als 18 kW die Anforderungen nach Anhang 4 Ziffer 3 LRV einhalten. Baumaschinen dürfen nur mit einem Partikelfiltersystem betrieben werden, dessen Konformität mit den Anforderungen nach Anhang 4 Ziffern 32 und 33 LRV nachgewiesen ist.

Produktionsphase

Neue stationäre Anlagen müssen so ausgerüstet und betrieben werden, dass sie die in Anhang 1 LRV festgelegten Emissionsbegrenzungen einhalten (Art. 3 Abs. 1 LRV).

Emissionen, für die diese Verordnung keine Emissionsbegrenzungen festlegt oder eine bestimmte Begrenzung nicht als anwendbar erklärt, sind von der Behörde vorsorglich so weit zu begrenzen, als dies technisch und betrieblich möglich und wirtschaftlich tragbar ist (Art. 4 Abs. 1 LRV).

Ist zu erwarten, dass eine einzelne geplante Anlage übermässige Immissionen (s. dazu Art. 2 Abs. 5 LRV) verursachen wird, obwohl die vorsorglichen Emissionsbegrenzungen eingehalten sind, so verfügt die Behörde für diese Anlage ergänzende oder verschärfte Emissionsbegrenzungen. Die Emissionsbegrenzungen sind so weit zu ergänzen oder zu verschärfen, dass keine übermässigen Immissionen verursacht werden (Art. 5 LRV).

A-5.2.8 Erschütterungen

Der Schutz vor Erschütterungen ist Bestandteil des Immissionsschutzrechts des USG. Demnach sind Erschütterungen durch Massnahmen bei der Quelle zu begrenzen (Art. 11 Abs. 1 USG). Erschütterungen sollen im Rahmen der Vorsorge immer und unabhängig von der bestehenden Umweltbelastung begrenzt werden, soweit dies technisch und betrieblich möglich und wirtschaftlich tragbar ist (Art. 11 Abs. 2 USG). Wenn feststeht oder zu erwarten ist, dass die Einwirkungen unter Berücksichtigung der bestehenden Umweltbelastungen schädlich oder lästig werden, sind die Emissionsbegrenzungen überdies zu verschärfen (Art. 11 Abs. 3 USG).

Da der Schutz vor Erschütterungen nicht in einer Verordnung konkretisiert ist, finden die Vorschriften des USG auf Erschütterungen unmittelbar und einzelfallweise Anwendung. Massgebend ist, dass die Bevölkerung in ihrem Wohlbefinden nicht erheblich gestört wird (Art. 15 USG). Als Beurteilungshilfe kann dabei die deutsche Norm DIN4150, Teil 2, "Erschütterungen im Bauwesen, Einwirkung auf Menschen in Gebäuden" herangezogen werden.

A-5.2.9 Lichtemissionen

Der Schutz vor Strahlung in Form von künstlichem Licht ist Bestandteil des Immissionsschutzrechts des USG. Demnach sind Strahlen durch Massnahmen bei der Quelle zu begrenzen (Art. 11 Abs. 1 USG). Lichtemissionen sollen im Rahmen der Vorsorge immer und unabhängig von der bestehenden Umweltbelastung begrenzt werden, soweit dies technisch und betrieblich möglich und wirtschaftlich tragbar ist (Art. 11 Abs. 2 USG). Wenn feststeht oder zu erwarten ist, dass die Einwirkungen unter Berücksichtigung der bestehenden Umweltbelastungen schädlich oder lästig werden, sind die Emissionsbegrenzungen überdies zu verschärfen (Art. 11 Abs. 3 USG).

Die Vorschriften des USG finden auf Lichtemissionen unmittelbar und einzelfallweise Anwendung, da der Schutz vor Letzteren nicht in einer Verordnung konkretisiert ist. Dabei ist auch die Schädlichkeit oder Lästigkeit von Lichtimmissionen jeweils im Einzelfall in analoger Anwendung der für die Festlegung der Immissionsgrenzwerte für Luftverunreinigungen geltenden Kriterien von Artikel 14 USG zu beurteilen. Massgebend ist, dass Menschen, Tiere und Pflanzen sowie ihre Lebensgemeinschaften und Lebensräume nicht gefährdet werden (Art. 14 Bst. a USG, Schädlichkeit) und dass die Bevölkerung in ihrem Wohlbefinden nicht erheblich gestört wird (Art. 14 Bst. b USG, Lästigkeit).

Lichtemissionen sind heute immer einzelfallweise zu beurteilen. Hilfestellung bietet eine Vollzugsempfehlung des Bundesamtes für Umwelt BAFU zur Vermeidung von Lichtemissionen (BUWAL 2005, <http://www.bafu.admin.ch/vu-8010-d>).

Generelle Ausnahmen für Anlagen mit durchgehendem Nachtbetrieb wie etwa Rangierbahnhöfe usw. gibt es nicht. Das dargestellte Regime gälte auch für

Lichtemissionen allfälliger Bohrplätze mit 24-Stunden-Betrieb, auf denen die Technologie der hydraulischen Frakturierung zum Einsatz käme.

A-5.2.10 CO₂-Gesetz

Bei der Förderung von Erdgas (ebenso Schiefergas) können die folgende Bestimmungen des Bundesgesetzes vom 23. Dezember 2011 über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Gesetz, SR 641.71) und der Verordnung vom 30. November 2012 über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Verordnung, SR 641.711) von Relevanz sein:

Das CO₂-Gesetz sieht in Artikel 3 Absatz 1 vor, dass die Treibhausgas-Emissionen im Inland bis im Jahr 2020 gegenüber 1990 gesamthaft um 20% vermindert werden müssen. Der Bundesrat kann sektorielle Zwischenziele festlegen.

Wird Fracking für die Förderung von fossilen Brennstoffen eingesetzt: Auf die Herstellung, Gewinnung und Einfuhr von Brennstoffen wird vom Bund eine CO₂-Abgabe erhoben. Dieser Abgabe unterliegen die Herstellung von Kohle, sowie die übrigen Brennstoffe nach Artikel 2 Absatz 1 CO₂-Gesetz, sofern sie der Mineralölsteuer nach dem Mineralölsteuergesetz vom 21. Juni 1996 (SR 641.61) unterliegen (Art. 29 CO₂-Gesetz, Art. 93 CO₂-Verordnung). Der Abgabesatz betrug bei Inkrafttreten der CO₂-Gesetzgebung am 1. Januar 2013 CHF 36 je Tonne CO₂. Gemäss Artikel 29 des CO₂-Gesetzes kann der Bundesrat den Abgabesatz auf bis zu 120 Franken pro Tonne CO₂ erhöhen, falls die festgelegten Zwischenziele nicht erreicht werden. Seit dem 1. Januar 2014 beträgt der Abgabesatz daher 60 Franken je Tonne CO₂ (Art. 94 Abs. 1 Bst. a CO₂-Verordnung), da das für 2012 festgelegte Zwischenziel für die CO₂-Emissionen aus fossilen Brennstoffen deutlich verfehlt wurde²⁹.

Damit die klimapolitischen Ziele nicht durch den Betrieb fossil-thermischer Kraftwerke gefährdet werden, hat das Parlament in Artikel 22 des CO₂-Gesetzes festgelegt, dass fossil-thermische Kraftwerke nur dann erstellt und betrieben werden dürfen, wenn sich deren Betreiber dem Bund gegenüber zur vollständigen Kompensation der verursachten CO₂-Emissionen verpflichten und das Kraftwerk nach dem aktuellen Stand der Technik betreiben. Betreiber von fossil-thermischen Kraftwerken sind von der CO₂-Abgabe befreit (Artikel 25 CO₂-Verordnung).

Auch die Importeure und Hersteller fossiler Treibstoffe sind dazu verpflichtet, einen Teil der verursachten CO₂-Emissionen zu kompensieren (Art. 26 CO₂-Gesetz). Der Kompensationssatz wird schrittweise von 2% der verursachten CO₂-Emissionen im Jahr 2014 bis 10% im Jahr 2020 erhöht (Art. 89 CO₂-Verordnung). Der Kompensationspflicht unterliegt, wer Treibstoffe nach Anhang 10 CO₂-Verordnung in den steuerrechtlich freien Verkehr überführt, oder fossile Gase zu Brennzwecken in Gase nach Anhang 10 CO₂-Verordnung zu Treibstoffzwecken umwandelt (Art. 86 Abs.1 CO₂-Verordnung).

²⁹ Medienmitteilung des BAFU vom 03.07.2013, abrufbar unter:
<http://www.bafu.admin.ch/klima/03449/12696/index.html?lang=de&msg-id=49576>

Für die Erfüllung der Kompensationspflicht sind insbesondere folgende Kompensationsmassnahmen zulässig: von der kompensationspflichtigen Person selbst durchgeführte Projekte zur Emissionsverminderung im Inland, sofern diese den Anforderungen von Artikel 5 und 5a sinngemäss entsprechen und die Abgabe von Bescheinigungen für Emissionsverminderungen im Inland (Art. 83 und Art. 90 Abs. 1 CO₂-Verordnung).

Der Bundesrat kann zudem Unternehmen mit hohen Treibhausgasen dazu verpflichten, am Emissionshandelssystem teilzunehmen (Art. 16 CO₂-Gesetz). In Anhang 6 CO₂-Verordnung hat der Bundesrat bezeichnet, welche Tätigkeiten eines Unternehmens eine Teilnahmepflicht am Emissionshandelssystem auslösen (Art. 40 Abs. 1 CO₂-Verordnung). Gelingt die vom Bundesrat angestrebte Verknüpfung mit dem Emissionshandelssystem der EU, sollen auch fossil-thermische Kraftwerke in das Emissionshandelssystem eingebunden und die Kompensationspflicht nach Artikel 22 des CO₂-Gesetzes entsprechend aufgehoben werden. Die Verhandlungen über die Verknüpfung der Emissionshandelssysteme sind bereits weit fortgeschritten.

A-5.3 Natur- und Heimatschutz

Aspekte des Natur- und Heimatschutzes sind in erster Linie dann relevant, wenn für den Einsatz der Frackingtechnologie dauerhaft Anlagen errichtet werden, die über diejenigen für die Förderung von Wärme oder Rohstoffen hinausgehen.

Damit sind hauptsächlich beim Bau und Betrieb von Anlagen zur Förderung von Erdgas oder geothermischer Wärme und Verwertung in kommerzielle Produkte (Wärme, Strom, Zertifikate) Aspekte des Natur- und Heimatschutzes zu beachten. Die Anlagen umfassen beispielsweise Bohrlöcher, Gas- und Wasserabscheider, Verdichtungsstationen, Rohrleitungen, Wege und Strassen, und Wärme- und Stromproduktionszentralen. Obertägige Anlagen für die Förderung von Schiefergas, Tight-Gas oder konventionellem Erdgas unterscheiden sich kaum.

A-5.3.1 Landschaftsschutz

Bei Rohstoffabbau und -nutzung sowie bei Gasspeicherung besteht die Gefahr einer Kollision mit dem Landschaftsschutz. Folgende Bestimmungen des Bundesgesetzes vom 1. Juli 1966 über den Natur- und Heimatschutz (NHG, SR 451) sind von Bedeutung:

Der Bund, seine Anstalten und Betriebe sowie die Kantone sorgen bei der Erfüllung von Bundesaufgaben dafür, dass das heimatliche Landschafts- und Ortsbild, geschichtliche Stätten sowie Natur- und Kulturdenkmäler geschont werden und, wo das allgemeine Interesse an ihnen überwiegt, ungeschmälert erhalten bleiben (Art. 3 Abs. 1 NHG). Die Abgrenzung zwischen den Aufgaben der Kantone und der Erfüllung von Bundesaufgaben ist nicht immer leicht. Da der Bund heute über eine Vielzahl von Kompetenzen verfügt, ist häufig auch in einem typischerweise kantonalen Bereich Bundesrecht anzuwenden, wenn Regelungsbereiche des Bundesrechts berührt sind. Das Bundesgericht stellt heute nicht

mehr auf die Vollzugszuständigkeit ab, entscheidend ist hauptsächlich der Detaillierungsgrad des materiellen Rechts. In Sachbereichen mit umfassender Bundeskompetenz liegt immer eine Erfüllung von Bundesaufgaben vor. Verfügt der Bund nur über eine Grundsatzgesetzgebungskompetenz, hängt die Qualifikation als Bundesaufgabe von der Normdichte ab. Sind die bundesrechtlichen Bestimmungen hinreichend konkret, sodass sie direkt anwendbar sind, liegt eine Bundesaufgabe vor, dies ist z.B. der Fall, wenn es für das Fracking einer Rodung bedarf.

Ist ein Objekt von nationaler Bedeutung in ein Inventar des Bundes aufgenommen worden (Verordnung vom 10. August 1977 über das Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler, VBLN, SR 451.11; Verordnung vom 9. September 1981 über das Bundesinventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz, VISOS, SR 451.12; Verordnung vom 14. April 2010 über das Bundesinventar der historischen Verkehrswege der Schweiz, VIVS, SR 451.13), so wird dargetan, dass es in besonderem Masse die ungeschmälerte Erhaltung, jedenfalls aber unter Einbezug von Wiederherstellungs- oder angemessenen Ersatzmassnahmen die grösstmögliche Schonung verdient (Art. 6 NHG). Ein Abweichen von der ungeschmälerten Erhaltung im Sinne der Inventare darf bei Erfüllung einer Bundesaufgabe nur in Erwägung gezogen werden, wenn ihr bestimmte gleich- oder höherwertige Interessen von ebenfalls nationaler Bedeutung entgegenstehen. Eine Interessenabwägung ist somit nur möglich, wenn das die Schutzziele tangierende Eingriffsinteresse (Fracking) von mindestens gleichwertiger Bedeutung ist.

A-5.3.2 Moore und Moorlandschaften

Moore und Moorlandschaften von besonderer Schönheit und gesamtschweizerischer Bedeutung sind geschützt (Art. 78 Abs. 5 der Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft vom 18. April 1999, BV, SR 101). In diesen dürfen weder Anlagen gebaut noch Bodenveränderungen vorgenommen werden. Ausgenommen sind Einrichtungen, die dem Schutz oder der bisherigen landwirtschaftlichen Nutzung der Moore und Moorlandschaften dienen (vgl. Art. 23a–23d NHG). Artikel 78 Absatz 5 BV sieht somit ein absolutes Veränderungsverbot sowohl für Moore als auch für Moorlandschaften vor und lässt Ausnahmen nur zu, wenn sie dem Schutz oder der bisherigen landwirtschaftlichen Nutzung dienen. Artikel 78 Absatz 5 BV räumt dem Schutz von Mooren und Moorlandschaften absoluten Vorrang ein und belässt keinen Raum für eine Abwägung mit anderen Interessen im Einzelfall. Die Einrichtung von obertägigen Anlagen ist somit ausgeschlossen.

A-5.3.3 Ufervegetation

Ufervegetation nach Art. 21 NHG genießt absoluten Schutz. Die Beseitigung von Ufervegetation kann nur in den durch die Wasserbaupolizei- oder Gewässerschutzgesetzgebung erlaubten Fällen für standortgebundene Vorhaben bewilligt werden (Art. 22 Abs. 2 NHG). Die Einrichtung von obertägigen Anlagen, welche zu einer Beeinträchtigung von Ufervegetation führen, ist folglich ausgeschlossen.

A-5.3.4 Biotopschutz

Biotop von nationaler Bedeutung

Biotop von nationaler Bedeutung sollen ungeschmälert erhalten werden. Ein Abweichen von der ungeschmälerten Erhaltung ist nur zulässig für unmittelbar standortgebundene Vorhaben, die dem Schutz des Menschen vor Naturgefahren oder einem anderen überwiegenden Interesse von nationaler Bedeutung dienen. Verursacherinnen und Verursacher sind dabei zu bestmöglichen Schutz-, Wiederherstellungs- oder ansonsten angemessenen Ersatzmassnahmen zu verpflichten. Ob die allfällige Einrichtung obertägiger Anlagen in einem Biotop von nationaler Bedeutung möglich ist, ist anhand der genannten Kriterien in einer Interessensabwägung zu ermitteln.

Biotop von nationaler Bedeutung sind – neben den beiden Moorbiotopverordnungen (Hochmoorverordnung vom 21. Januar 1991, SR 451.32, Flachmoorverordnung vom 7. September 1994, SR 451.33) – in der Auenverordnung vom 28. Oktober 1992 (SR 451.31), der Trockenwiesenverordnung vom 13. Januar 2010 (TwwV, SR 451.37) und der Amphibienlaichgebiete-Verordnung vom 15. Juni 2001 (AlgV, SR 451.34) aufgeführt. Einen ähnlichen Schutzstatus weisen auch die eidgenössischen Jagdbann- und Vogelschutzgebiete nach dem Bundesgesetz vom 20. Juni 1986 über die Jagd und den Schutz wildlebender Säugetiere und Vögel (JSG; SR 922.0) auf (Verordnung vom 30. September 1991 über die eidgenössischen Jagdbanngebiete, VEJ, SR 922.31; Verordnung vom 21. Januar 1991 über die Wasser- und Zugvogelreservate von internationaler und nationaler Bedeutung, WZVV, SR 922.32).

Allgemeiner Biotopschutz

Dem Aussterben einheimischer Tier- und Pflanzenarten ist durch die Erhaltung genügend grosser Lebensräume (Biotop) und andere geeignete Massnahmen entgegenzuwirken (Art. 18 Abs. 1 NHG). Besonders zu schützen sind Uferbereiche, Riedgebiete und Moore, seltene Waldgesellschaften, Hecken, Feldgehölze, Trockenrasen und weitere Standorte, die eine ausgleichende Funktion im Naturhaushalt erfüllen oder besonders günstige Voraussetzungen für Lebensgemeinschaften aufweisen (Art. 18 Abs. 1^{bis} NHG). Lässt sich eine Beeinträchtigung schutzwürdiger Lebensräume durch technische Eingriffe unter Abwägung aller Interessen nicht vermeiden, so hat der Verursacher für besondere Massnahmen zu deren bestmöglichem Schutz, für Wiederherstellung oder ansonsten für angemessenen Ersatz zu sorgen (Art. 18 Abs. 1^{ter} NHG). Ein technischer Eingriff, der schützenswerte Biotop beeinträchtigen kann, darf nur bewilligt werden, sofern er standortgebunden ist und einem überwiegenden Bedürfnis entspricht (Art. 14 Abs. 6 der Verordnung vom 26. Januar 1991 über den Natur- und Heimatschutz, NHV, SR 451.1). Es ist folglich eine Verhältnismässigkeitsprüfung und eine Gewichtung der betroffenen, unterschiedlichen öffentlichen Interessen erforderlich. Biotop werden aufgrund der Kriterien nach Art. 14 Abs. 3 NHV als schützenswert bezeichnet.

A-5.4 Waldgesetz

Zur Förderung von Rohstoffen im Untergrund kann die Einrichtung obertägiger Anlagen notwendig sein. In bewaldeten Gebieten ist zu beachten, dass Rodungen gemäss Artikel 5 Absatz 1 des Waldgesetzes vom 4. Oktober 1991 (WaG, SR 921.0) grundsätzlich verboten sind. Eine Ausnahmegewilligung für eine Rodung darf nur erteilt werden, wenn der Gesuchsteller nachweist, dass für das Fracking-Vorhaben, für welches gerodet werden soll, wichtige Gründe bestehen, die das Interesse an der Walderhaltung überwiegen und zudem die folgenden Voraussetzungen erfüllt sind: das Werk, für das gerodet werden soll, muss auf den vorgesehenen Standort angewiesen sein (Art. 5 Abs. 2 Bst. a WaG); das Werk muss die Voraussetzungen der Raumplanung sachlich erfüllen (Art. 5 Abs. 2 Bst. b WaG); die Rodung darf zu keiner erheblichen Gefährdung der Umwelt führen (Art. 5 Abs. 2 Bst. c WaG). Nach Artikel 5 Absatz 4 WaG ist zudem dem Natur- und Heimatschutz Rechnung zu tragen.

A-6 Glossar

Blowout	Unkontrolliertes Austreten von Fluiden (z.B. Frackingflüssigkeit) oder Erdgas aus einem Bohrloch einer Bohr- oder Förderanlage
Grundwasserstockwerk	Grundwasserleiter einschliesslich seiner oberen und unteren Begrenzung als Betrachtungseinheit innerhalb der vertikalen Gliederung des Untergrundes
Induzierte Seismizität	Durch Veränderungen der mechanischen Spannungen oder Veränderungen der Scherfestigkeit im Gestein der Erdkruste entstehende, vom Menschen verursachte Seismizität (z.B. durch Bergbau, Stauseen, Fracking, Verpressen oder Entnahme von Flüssigkeiten aus dem Untergrund). Induzierte Seismizität setzt sich aus zwei Komponenten zusammen: Erschütterungen, welche direkt verursacht werden, und Erdbeben, die latent vorhanden waren und durch den menschlichen Eingriff ausgelöst werden.
Kohleflözgas	In den Poren von Kohleflözen gespeichertes Gas, entstanden bei der Umwandlung organischer Materie. Der grösste Teil dieses Gases ist an den Kohlepartikeln adsorbiert, nur ein untergeordneter Anteil ist in Mikrorissen und im Mikroporenraum der Kohle als freies oder im Porenwasser gelöstes Gas gefangen. Nutzbare Kohleflöze sind in Tiefen zwischen 200 bis max. 2000 Meter vorhanden.
Lagerstättenwasser	Wasser, das natürlicherweise in einer Lagerstätte vorkommt und durch die Förderung von Erdgas zutage tritt. Abhängig von der geologischen Bedingung der Lagerstätte, weist das Lagerstättenwasser hohe Konzentrationen von Salzen, Schwermetallen, flüchtigen Bestandteilen und natürlich vorkommende radioaktive Stoffen auf.
Multiple Well Pads	Eine sternförmige Erschliessung eines Gebietes durch 20 bis 30 Bohrungen von einem Bohrplatz («well pad») aus.
Potenziale	Im Rahmen des Grundlagenberichts wird der Potenzialbegriff als die theoretisch verfügbare Ressource verwendet. Mit gewonnenem Wissen aus Erkundungsprogrammen werden aus den theoretischen Ressourcen (Potenzialen) mengenmässig bestimmte Ressourcen. Werden noch weitere einschränkende (technische, ökonomische, kommerzielle, gesetzliche und regulatorische, raumplanerische und die Landnutzung

betreffende, wie auch soziologische) Faktoren mit einbezogen, dann resultieren daraus Wahrscheinlichkeiten, mit denen Ressourcen in nachgewiesene förderbare Reserven aufgewertet werden können. Nachgewiesene Reserven, die auch buchhalterische Unternehmenswerte darstellen, sind um viele Grössenordnungen geringer als theoretisch verfügbare Ressourcen.

Rückfluss	(engl.: «flowback») Gemisch aus Frackingflüssigkeit, Lagerstättenwasser und ggf. weiteren Reaktionsprodukten
Säurestimulation	Chemische Stimulation von Tiefengestein, um bereits bestehende Klüfte zu erweitern und so die Produktions- resp. Injektionsrate zu verbessern. Die Säurestimulation wird u.a. bei der Förderung hydrothormaler Tiefengeothermie eingesetzt.
Schiefergas	Gasvorkommen (hauptsächlich Methan), das durch biogene und thermogenetische Umwandlungsprozesse der organischen Materie (auch thermische Reifung genannt) während der geologischen Versenkung und Aufheizung «in situ» entsteht. Schiefergasvorkommen treten in Tiefen zwischen 1000 und 5000 Metern auf. Ähnlich wie Kohleflözgas ist Schiefergas der Gasanteil, der im dichten, feinkörnigen Gestein «hängen» bleibt und ohne künstliche Stimulation normalerweise nicht entweichen kann.
Seismizität	Gesamtheit aller Erdbeben-Erscheinungen eines Gebietes.
Self-propping-Effekt	Durchlässigkeit des Gesteins bleibt nach der Frakturierung erhalten, weil geöffnete Rissoberflächen auf beiden Seiten des Bruchs nach der Entstehung nicht mehr aufeinander passen.
Tiefengrundwasser	Formationswasser, welches in den Porenräumen der Gesteinsschichten vorkommt, wird ab einer Tiefe von ca. 1000 m auch Tiefengrundwasser genannt. Aufgrund der langsamen Fliessgeschwindigkeiten, nimmt es nur beschränkt am Wasserkreislauf teil. Tiefengrundwasser ist mehr oder weniger stark mineralisiert und kann an der Erdoberfläche an Thermal- oder Mineralwasserquellen austreten.
Tight-Gas	Gas, das sich in Gestein mit niedriger Porosität und Durchlässigkeit (meistens stark verfestigte Sand- und Siltsteine) sammelt. Die Lagerstätten sind im Prinzip vergleichbar mit konventionellen Lagerstätten mit schlechten Reservoireigenschaften. Sie liegen meist in Tiefen von mehr als 3'500 Metern und sind oft nicht an eine strukturelle Falle gebunden (Hauptvoraussetzung für eine konventionelle

Gaslagerstätte). Ähnlich wie in konventionellen Lagerstätten wurde das Gas in einem darunterliegenden Muttergestein (schwarzer Tonstein oder Kohle) mit einem hohen Anteil an organischer Materie gebildet und ist anschliessend in das Speichergestein gewandert. Da das Gas auf dem Migrationsweg vom Muttergestein in die klassische Falle im dichten Gestein teilweise «stecken» bleibt, können Tight-Gas Vorkommen oft eine grosse Ausdehnung mit diffuser Begrenzung haben.

Play

Vermutete Konstellation günstiger geologischer, hydraulischer und thermischer Bedingungen im Untergrund, aus welchem mittels eines geeigneten Erschliessungsverfahrens ein Rohstoff (Gas, Öl, heisses Wasser) förderbar gemacht werden kann.