

Fracking zur Schiefergasgewinnung

Ein Beitrag zur energie-
und umweltpolitischen
Bewertung

Stellungnahme

Danksagung

Der SRU dankt allen Vertretern aus Wissenschaft, Wirtschaft, Forschung und Interessenverbänden ebenso wie den Vertretern der Ministerien und Ämter des Bundes und der Länder, die zum Gelingen dieser Stellungnahme beigetragen haben. Ihre Unterstützung im Rahmen von Anhörungen, Expertengesprächen und der Textkommentierung war von großer Bedeutung:

Dr. Georg Buchholz, Gaßner, Groth, Siederer & Coll., Berlin

Dr. Susanne Dröge, Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP), Berlin

Uwe R. Fritsche, Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien (IINAS), Darmstadt

Prof. Dr. Leonhard Ganzer, Institut für Erdöl- und Erdgastechnik, TU Clausthal

Dr. Heinrich Herm-Stapelberg, ExxonMobil Central Europe Holding GmbH, Hamburg

Dr. H. Georg Meiners, ahu AG, Aachen

Dr. Johannes Müller, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), Hannover

PD Dr. habil. Ralf Ruske, beratender Geologe, Halle/Saale

Dr. Hans-Joachim Uth, Sachverständiger für Anlagensicherheit, Berlin

Martin Weyand, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin

Die volle Verantwortung für diese Stellungnahme übernehmen die Mitglieder des Sachverständigenrates für Umweltfragen.

(Redaktionsschluss: April 2013)

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	5
2	Grundlagen.....	6
2.1	Erdgas	6
2.2	Konventionelle Erdgasförderung	7
2.3	Unkonventionelle Erdgasförderung	8
3	Schiefergas im Kontext der Energiewende	10
3.1	Schiefergaspotenziale – globale Verteilung und Unsicherheiten	10
3.2	Markt- und Preiseffekte der Schiefergasförderung	13
3.2.1	Schiefergasproduktion global	13
3.2.2	Schiefergasproduktion regional – Deutschland und Europa	15
3.3	Konsequenzen für die Energie- und Klimapolitik.....	17
3.4	Synthese und offene Fragen zur Schiefergasgewinnung im Kontext der Energiewende.....	21
4	Umweltauswirkungen und -risiken	22
4.1	Wasser und Gesundheit.....	23
4.1.1	Wasserversorgung	23
4.1.2	Oberflächennahe Belastungen.....	24
4.1.3	Unterirdische Belastungen	27
4.1.4	Entsorgung des Flowbacks.....	29
4.1.5	Zusammenfassung der Defizite beim Wasser- und Gesundheitsschutz	30
4.2	Luft	30
4.3	Boden und Flächeninanspruchnahme	31
4.4	Biodiversität.....	34
4.5	Klimabilanz.....	35
4.6	Handlungs- und Forschungsbedarf hinsichtlich der Umweltauswirkungen	37
5	Vorsorgeprinzip	39
5.1	Von der Gefahrenabwehr zur Risikovorsorge.....	39
5.2	Vorgaben des Vorsorgeprinzips für den Umgang mit Ungewissheit	40
5.3	Fazit	40
6	Rechtliche Aspekte.....	41
7	Fazit.....	44
	Abkürzungsverzeichnis	46
	Literatur.....	48

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Erdölvorkommen sowie konventionell und unkonventionell förderbare Erdgasvorkommen.....	7
Abbildung 2	Fracking-Verfahren.....	8
Abbildung 3	Schätzwerte technisch förderbarer Schiefergasressourcen (in Billionen Kubikmeter)	11
Abbildung 4	Vergleich der Schiefergasressourcen-Abschätzungen für die USA und Polen (nach heutigem Stand der Technik förderbar).....	12
Abbildung 5	Gaspreisentwicklung in den USA	15
Abbildung 6	Gewichtete Wechselkursentwicklung der USA gegenüber anderen Handelswährungen	18
Abbildung 7	Abnehmende Produktion fossiler Energien in der EU im internationalen Vergleich	19
Abbildung 8	Wirkungen auf und Risiken für Umwelt und Natur bei der Förderung von Schiefergas	23
Abbildung 9	Flowback Damme 3 – Salzkonzentrationsverlauf und Rückschluss auf Lagerstättenwasseranteil	28
Abbildung 10	Förderraten im Marcellus-Schiefergasfeld (Östl. Nordamerika)	32
Abbildung 11	Schutz- und prüfwürdige Flächen für den Ausschluss der Fracking-Technik	33

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Energieträger, die mithilfe von Fracking in Deutschland gewonnen werden/werden könnten....	6
Tabelle 2	Einsatzzwecke der in Frack-Fluiden eingesetzten Additive.....	9
Tabelle 3	Matrix der Preiseffekte der Schiefergasförderung	17

1 Einleitung

1. Die Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten (insbesondere Schiefergas) durch die sogenannte Fracking-Technologie ist gegenwärtig Gegenstand einer heftigen energie- und umweltpolitischen Debatte. Sowohl auf nationaler wie auf europäischer Ebene stehen rechtliche Entscheidungen zur angemessenen Umweltrisikovorsorge von Fracking an. Hydraulic Fracturing, kurz Fracking, ist ein Verfahren, mit dem Erdgas, das im Gestein eingebunden ist, gefördert werden kann (vgl. Kap. 2).

2. Befürworter der Technologie betonen insbesondere die energiewirtschaftlichen Chancen. So habe die Schiefergasförderung in den USA zu einem signifikanten Preisverfall von Erdgas beigetragen und die Wettbewerbsfähigkeit der US-Industrie gestärkt. Auch für Deutschland schätzt die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) die Mengenpotenziale von Schiefergas als signifikant ein (BGR 2012). Fürsprecher setzen zudem auf verschiedene energiepolitische Vorteile von Gas aus unkonventionellen Lagerstätten, wie auf den Beitrag zur Versorgungssicherheit, auf die Funktion als Brückentechnologie für den Übergang zu den erneuerbaren Energien oder auf eine relativ günstige Klimabilanz von Erdgas (Europäisches Parlament 2012c). Die Umweltrisiken von Fracking halten sie für grundsätzlich beherrschbar.

Kritiker verweisen auf die aus ihrer Sicht erheblichen, noch ungeklärten oder möglicherweise nicht beherrschbaren Umweltrisiken. In diesem Zusammenhang werden vielfach ebenfalls Berichte aus den USA über Freisetzungen gefährlicher Substanzen angeführt, die mit gravierenden Umweltfolgen verbunden sind (Deutscher Bundestag 2012, S. 26297 ff.).

3. In Deutschland setzen sich viele Bundesländer politisch für ein Moratorium ein. Die Umweltministerkonferenz (UMK) betont in einem einstimmigen Beschluss von Bund und Ländern, dass es „auf Grund der aktuellen wissenschaftlichen Datenlage nicht verantwortbar ist, zu diesem Zeitpunkt Vorhaben zur Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten mit dem Einsatz der Fracking-Technologie mit umwelttoxischen Chemikalien zu genehmigen“ (UMK 2012, TOP 41/42/43). In diesem Sinne hat der Bundesrat am 14. Dezember 2012 eine Entschließung angenommen und einen Verordnungsvorschlag zur UVP-Pflicht (UVP – Umweltverträglichkeitsprüfung) für Fracking-Vorhaben vorgelegt. Solche Beschlüsse müssen auch im Lichte wachsender Akzeptanzprobleme gesehen werden: Bislang haben sich 25 Bürgerinitiativen zu einer Vereinigung „Gegen Gasbohren“ zusammengeschlossen, die ein Verbot der unkonventionellen Förderung von Erdgas fordert (Gegen Gasbohren 2012, S. 8).

4. Mittlerweile sind in der EU und in Deutschland zahlreiche Studien zu den Umweltrisiken, den

energiewirtschaftlichen oder rechtlichen Aspekten von Fracking veröffentlicht oder in Auftrag gegeben worden, deren Ergebnisse ebenfalls kontrovers diskutiert werden (Europäisches Parlament 2012a; BROOMFIELD 2012; FORSTER und PERKS 2012; PEARSON et al. 2012; MEINERS et al. 2012; EWEN et al. 2012; BGR 2012; Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen 2012).

5. Auch auf der europäischen Ebene sind gegensätzliche Positionen zu beobachten: So haben einige europäische Staaten (Bulgarien, Frankreich, Tschechien) ein Verbot oder ein Moratorium für Fracking-Vorhaben beschlossen. Im Lichte der erwarteten energiewirtschaftlichen Vorteile haben Großbritannien und Rumänien hingegen ihr Moratorium aufgegeben (EurActiv 2012a; SAVU 2013; THEURER 2013). Polen plant erhebliche Investitionen in die Erschließung unkonventioneller Gaslagerstätten. Auch das Europäische Parlament hat sich nach gegensätzlichen Ausgangspositionen von Umwelt- und Industrieausschuss eher positiv geäußert, sofern eine Reihe wichtiger Randbedingungen erfüllt sind, so insbesondere der bessere Vollzug einschlägiger europäischer Rechtsvorschriften und die Harmonisierung von Vorschriften zum Schutz der menschlichen Gesundheit und zur Vermeidung von Umweltrisiken (Europäisches Parlament 2012a). Die Europäische Kommission hat im Dezember 2012 mit einer Konsultation einen Prozess begonnen, der in den nächsten Jahren auch zu umweltrechtlichen Vorschriften führen könnte (Europäische Kommission – Generaldirektion Umwelt 2012).

6. Auch auf der Bundesebene werden rechtliche Änderungen bereits diskutiert. Seit dem 25. Februar 2013 liegen Vorschläge der federführenden Ministerien für eine Änderung der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP-V Bergbau) und zur Änderung des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) vor (BMWi und BMU 2013), die Grundlage für eine Kabinettsentscheidung im Mai 2013 sind (vgl. Tz. 88).

7. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) hält es für wichtig, eine Gesamtperspektive aufzuzeigen, die sowohl energiepolitische Aspekte betrachtet, als auch die Umweltrisiken berücksichtigt. In der vorliegenden Stellungnahme stützt er sich dabei auf die vorhandenen Studien, wirft aber wesentliche weitere Fragen auf. So unternimmt er insbesondere eine kritische energiepolitische Einordnung. Angesichts der großen energiepolitischen Hoffnungen, die in die Gewinnung von Schiefergas gesetzt werden, soll zunächst geklärt werden, ob und unter welchen Bedingungen Schiefergas überhaupt einen positiven Beitrag zur Energiewende leisten bzw. auch deren Zielen widersprechen kann.

Tabelle 1

**Energieträger, die mithilfe von Fracking
in Deutschland gewonnen werden / werden könnten**

	Erdgas konventionell	Erdgas unkonv. Kohleflözgas	Erdgas unkonv. Tight Gas	Erdgas unkonv. Schiefergas	Erdöl	Petro-thermale Geothermie
Vorkommen (in Tiefe)	3.000 – 5.000 m ^f	700 – 2.000 m ^a	3.500 – 5.000 m ^a	1.000 – 5.000 m ^b	1.000 – 2.500m ^f	Bis zu 5.000 m ^c
Zugabe von Stützmitteln	Ja ⁱ	Unklar ^h	Ja	Ja	n. b.	In Ausnahmefällen ^g
Zugabe von Chemikalien	n. b.	Unklar ^h	Ja	Ja	n. b.	Teilweise (Säure) ^c
Anwendung seit	> 50 Jahre	Probebohrungen 1990er-Jahre ^j	30 Jahre ^d	Probebohrung ^e	> 150 Jahre	> 20 Jahre
Einsatz von Horizontalbohrtechnik	Ja	n. b.	Ja ⁱ	Ja ^e	Ja ^k	Ja

n. b. – nicht bekannt

Quelle: ^a ExxonMobil 2012b; ^b BGR 2012; ^c BMU 2007; ^d 2012; ^e ROSENWINKEL et al. 2012b; ^f WEG 2008; ^g GtV 2012; ^h EWEN et al. 2012; ⁱ RWE Dea 2012; ^j THIELEMANN 2008; ^k Wintershall o. J.

Darüber hinaus stellen sich aber auch weitere Fragen zur Verantwortbarkeit von Fracking, die vor einer kommerziellen Schiefergasförderung geklärt werden sollten. Der SRU sieht Fracking als einen Anwendungsfall des Vorsorgeprinzips (zum Vorsorgeprinzip vgl. SRU 2011a). Das Vorsorgeprinzip rechtfertigt staatliches Handeln zur Risikovermeidung auch dann, wenn nur eine abstrakte Besorgnis eines möglichen Schadenseintritts besteht. Zudem ist eine Risikobewertung auch ein Abwägungsvorgang zwischen dem potenziellen gesellschaftlichen Nutzen einer Technologie und ihren Risiken. Dazu zählen im Fall der Schiefergasgewinnung in Deutschland insbesondere Risiken für die wichtigen Schutzgüter Wasser, menschliche Gesundheit, Böden, biologische Vielfalt und Klima. Der Trink- und Grundwasserschutz verdient in diesem Zusammenhang eine besondere Aufmerksamkeit.

2 Grundlagen

8. Um eine bessere Einordnung der Fracking-Technologie zu ermöglichen, sollen in diesem Kapitel einige grundlegende Informationen über deren Einsatzgebiete sowie die Charakteristika der Förderung von Erdgas aus konventionellen und unkonventionellen Lagerstätten gegeben werden. Die Fracking-Technologie wird für die Erschließung von Erdgas, Erdöl und tief liegenden Wärmereservoirs (petrothermale Geothermie) (Tab. 1) eingesetzt. Grundsätzlich wird bei dieser Technik die Durchlässigkeit des tiefen Gesteins durch das Einpressen von Flüssigkeit unter hohem Druck erhöht. Über die dabei erzeugten oder vergrößerten Risse können die Energieträger gewonnen werden (EWEN et al. 2012). Die verschiedenen Anwendungen unterscheiden sich

unter anderem hinsichtlich der Tiefe der Bohrungen (700 – 5.000 m), des Einsatzes der Horizontalbohrtechnik sowie des Einsatzes unterschiedlicher Stützmittel und Chemikalien.

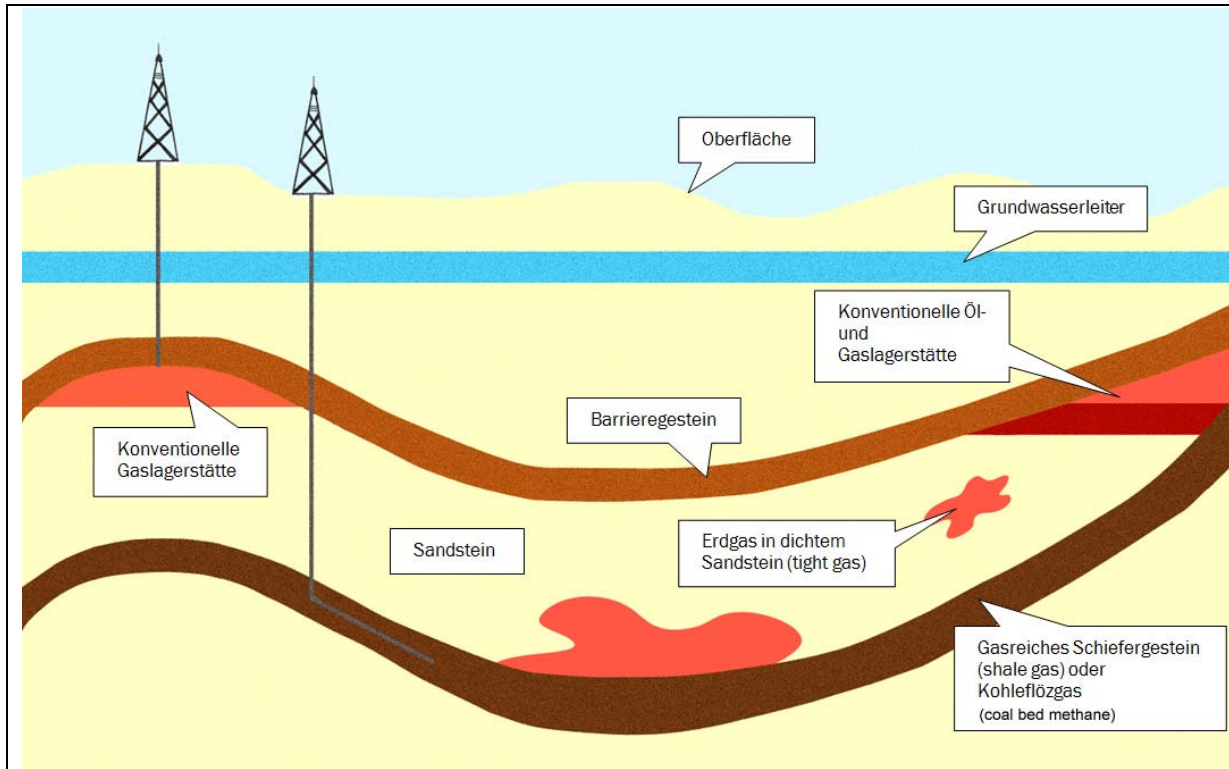
2.1 Erdgas

9. Erdgas besteht im Wesentlichen aus Methan, geringeren Anteilen an sonstigen Kohlenwasserstoffen sowie molekularem Stickstoff (N₂), Schwefelwasserstoff (H₂S) und Kohlendioxid (CO₂). Entstehungsgeschichtlich wird zwischen thermogenem und biogenem Methan unterschieden. Während thermogenes Methan aus organischem Material bei hohen Temperaturen und Drücken in tiefen Sedimenthorizonten gebildet wird, entsteht biogenes Methan oberflächennah durch mikrobiellen Abbau (Arbeitsgruppe Gasführung im Untergrund 2002). Für die Energiegewinnung ist das thermogene Methan von Bedeutung, das in konventionellen und unkonventionellen Lagerstätten eingebunden ist.

Erdgas in konventionellen Lagerstätten migriert – abhängig von den Porositäten – aus dem Muttergestein entlang von Trennschichten und Druckgradienten in darüber liegendes Speichergestein (s. Abb. 1). Sobald diese Formation von einer gasdichten Deckschicht überlagert ist, bilden sich Gaslagerstätten aus. Bei der konventionellen Förderung wird bevorzugt aus diesen Lagerstätten Erdgas mithilfe von Tiefbohrungen (in der Regel > 500 m Tiefe) gewonnen. Die deutschen konventionell förderbaren Erdgasvorkommen liegen vor allem im Norddeutschen Becken in den Formationen des Zechsteins und des Rotliegenden in 3.000 bis 5.000 m Tiefe (BGR 2012; WEG 2008).

Abbildung 1

Erdölvorkommen sowie konventionell und unkonventionell förderbare Erdgasvorkommen



Quelle: UBA 2011

10. Erdgas aus unkonventioneller Förderung ist der Oberbegriff für thermogenes Erdgas, das zum Teil noch im Muttergestein oder in dichtem Speichergestein gebunden ist. Es wird zwischen TIGHT GAS mit Ressourcen von 0,1 Bill. m³, Schiefergas (shale gas) mit Ressourcen von 1,3 Bill. m³ und Kohleflözgas (coal bed methane) mit Ressourcen von 0,5 Bill. m³ unterschieden (ANDRULEIT et al. 2012, Tab. 14). TIGHT GAS ist in dichten Gesteinsschichten wie Sandstein, Kalkstein und Tonmineralen gefangen. In Deutschland kommt es normalerweise in Schichten in einer Tiefe von 3.500 bis 5.000 m vor. Schiefergas liegt in kohlenwasserstoffreichen Sedimenten wie Ton- oder Ölschiefer, zumeist in Tiefen von 1.000 bis 5.000 m (BGR 2012). Kohleflözgas kommt in Verbindung mit Steinkohle in einer Tiefe zwischen 700 und 2.000 m vor (BORCHARDT 2011).

Schiefergas bietet von den unkonventionell förderbaren Erdgasvorkommen die größten Ressourcen und steht daher im Fokus der weiteren Betrachtungen. Die größten Potenziale von Schiefergas innerhalb Deutschlands befinden sich in Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen.

2.2 Konventionelle Erdgasförderung

11. Bevor Erdgas aus konventionellen Lagerstätten gefördert werden kann, müssen die geologischen, hydrogeologischen und seismischen Charakteristika

der Region ermittelt werden. Für eine Gewinnung werden die Gebiete mit einer Transportinfrastruktur erschlossen, Bohrplätze angelegt, Bohrungen in die Speichergesteine geführt und Förderanlagen errichtet. Nach Beendigung der Gasgewinnung müssen die Förderanlagen demontiert und die Bohrungen verschlossen und auf Dichtigkeit überprüft werden.

Tiefbohrungen werden im ersten Bohrabschnitt durch Rammen oder Einspülen bis in eine gering durchlässige oder dichte Tonschicht niedergebracht. Die weitere Bohrung erfolgt unter Einsatz von tonhaltigen Spülungen (BGR 2012). Die Bohrung wird geologisch erfasst, um die Anzahl und die Mächtigkeiten von Barrieren und Grundwasserleitern (Aquifere) sowie die Charakteristika (mineralische Zusammensetzung, Porosität) der Speichergesteine zu dokumentieren. Für die Beurteilung einer möglichen Gasförderung werden bekannte oder anzunehmende Störungen der Barrierefunktion von Deckschichten erhoben. Bei Tiefbohrungen werden unvermeidbar Aquifere durchbohrt und wasserundurchlässige Schichten zumindest punktuell geschädigt. Das Bohrloch wird daher in Abschnitten mit Stahlrohren, teilweise zu mehreren ineinander liegend, abgedichtet. Der Raum zwischen Bohrlochwand und Verrohrung bzw. zwischen den Rohren wird mit Zement verschlossen (BGR 2012). Bei einer positiven Bewertung wird der Bohrplatz für die Förderung weiter ausgebaut.

12. Zusammen mit dem Erdgas gelangt auch Lagerstättenwasser über Tage, das abhängig von den geologischen Bedingungen (Druck, Temperatur, Gestein) mit Salzen, Metallen und Kohlenwasserstoffen sowie anderen Schadstoffen belastet sein kann. Es ist dann als human- und ökotoxikologisch problematisch einzustufen (s. Kap. 4.1). In Deutschland wird Lagerstättenwasser zur Entsorgung in der Regel in Versenkbrunnen mit Tiefen von 500 m bis mehreren 1.000 m verpresst (ROSENWINKEL et al. 2012b). Wenn das Fördervolumen von Erdgas wegen des nachlassenden Gasdrucks aus den Lagerstätten zurückgeht, kann eine sogenannte hydraulische Stimulierung (Hydraulic Fracturing, kurz Fracking) durchgeführt werden (s. a. Tab. 1).

2.3 Unkonventionelle Erdgasförderung

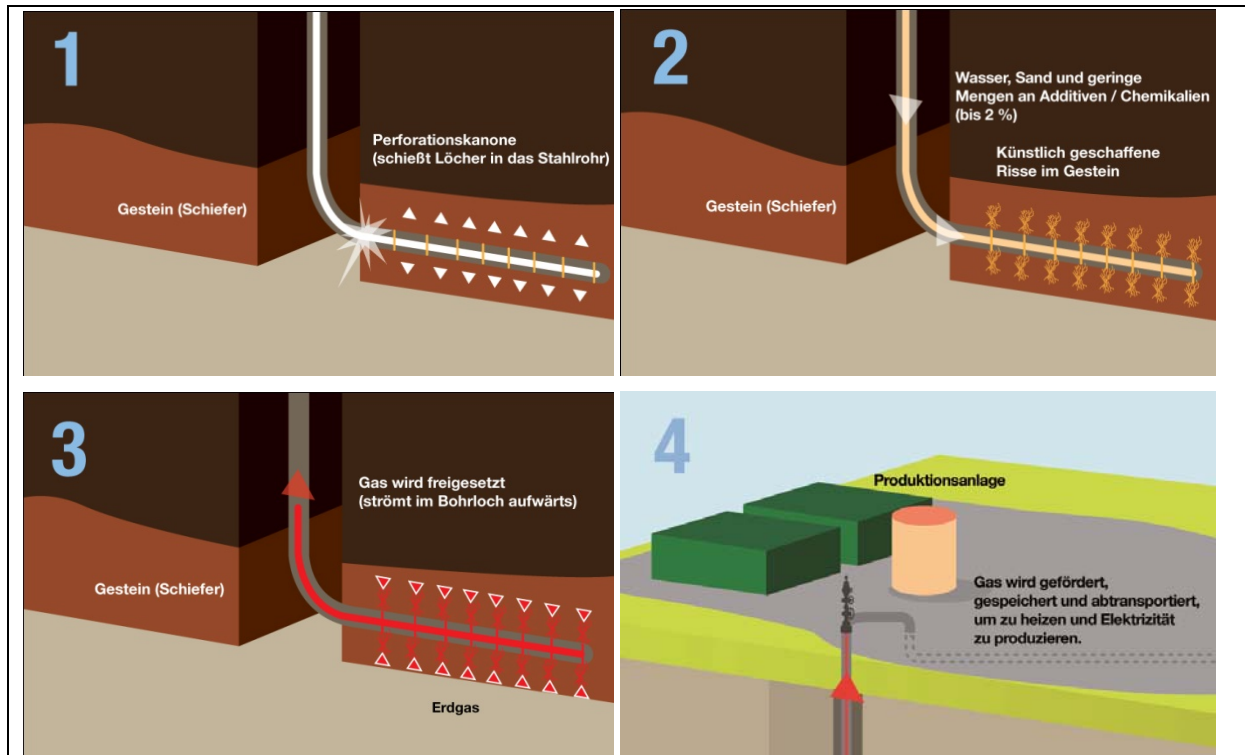
13. Bislang war Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Deutschland technisch und wirtschaftlich nicht förderbar. Erst durch Weiterentwicklung spezieller Bohrtechniken mit horizontaler Ablenkung aus einem vertikalen Bohrschacht in Verbindung mit Fracking sind diese Vorkommen mit vertretbarem Aufwand zugänglich. Das Unkonventionelle an dieser

Erdgasgewinnung sind die Besonderheiten des Speichergesteins (besonders geringe Permeabilität, schnell abfallender Porendruck bei der Förderung) und die Anwendung einer modifizierten Fracking-Methode (s. Abb. 2). Dabei wird eine Tiefbohrung in die gasführenden Sedimentschichten abgeteuft und durch Horizontalbohrungen in den Speichergesteinen fortgesetzt. In den Horizontalbohrungen werden mechanisch durch Perforationskanonen Risse in das Stahlrohr gesprengt. Anschließend wird unter hohem Druck (bis zu 1.000 bar (EWEN et al. 2012)) ein Frack-Fluid (eine Mischung aus Wasser und Additiven) in den Untergrund gepumpt, um weitere Risse zu erzeugen und offenzuhalten.

Neben Sand oder Keramikpartikeln (Stützmittel zur Offenhaltung der Risse) werden dem Wasser verschiedene Chemikalien zugesetzt (Tab. 2; Abschn. 4.1.2). Die genaue Zusammensetzung der Frack-Fluide ist abhängig von den jeweiligen geologischen Bedingungen. Die bei den ersten Fracking-Versuchen zur Schiefergasgewinnung in Deutschland (Damme 3, Niedersachsen) verwendeten Rezepturen der Frack-Fluide wurden veröffentlicht (ExxonMobil o. J.).

Abbildung 2

Fracking-Verfahren



Quelle: EurActiv.de 2012

Tabelle 2

Einsatzzwecke der in Frack-Fluiden eingesetzten Additive

Additiv	Einsatzzweck
Stützmittel (Proppant)	Offenhaltung der beim Fracking erzeugten Risse im Gestein
Ablagerungshemmer (Scale Inhibitor)	Verhinderung der Ablagerung von schwer löslichen Ausfällungen, wie Karbonaten und Sulfaten
Biozid (Biocide)	Verhinderung des Bakterienwachstums, Vermeidung von Biofilmen, Verhinderung von Schwefelwasserstoffbildung durch sulfatreduzierende Bakterien
Eisenfällungskontrolle (Iron Control)	Verhinderung von Eisenoxid-Ausfällungen
Gelbildner (Gelling Agent)	Verbesserung des Stützmitteltransports
Hochtemperaturstabilisator (Temperature Stabilizer)	Verhinderung der vorzeitigen Zersetzung des Gels bei hoher Temperatur im Zielhorizont
Kettenbrecher (Breaker)	Verringerung der Viskosität gelhaltiger Frack-Fluide zur Ablagerung des Stützmittels
Korrosionsschutzmittel (Corrosion Inhibitor)	Schutz vor Anlagenkorrosion
Lösungsmittel	Verbesserung der Löslichkeit der Additive
pH-Regulatoren und Puffer (pH Control)	pH-Wert-Einstellung des Frack-Fluids
Quervernetzer (Crosslinker)	Erhöhung der Viskosität bei erhöhter Temperatur zur Verbesserung des Stützmitteltransports
Reibungsminderer (Friction Reducer)	Verringerung der Reibung innerhalb der Frack-Fluide
Säuren (Acids)	Vorbehandlung und Reinigung der perforierten Abschnitte der Bohrung von Zement und Bohrschlamm; Auflösung von säurelöslichen Mineralen
Schäume (Foam)	Unterstützung des Stützmitteltransports
Schwefelwasserstofffänger (H ₂ S Scavenger)	Entfernung von toxischem Schwefelwasserstoff zum Schutz vor Anlagenkorrosion
Tenside/Netzmittel (Surfactants)	Verminderung der Oberflächenspannung der Fluide
Tonstabilisatoren (Clay Stabilizer)	Verminderung der Quellung und Verlagerung von Tonmineralen
Quelle: BMU 2012, S. 11	

Der Prozess des Aufbrechens des Speichergesteins dauert wenige Stunden. Mit der Druckentlastung beginnt die Freiförderphase, in der Flowback, bestehend aus Frack-Fluid und Lagerstättenwasser, an die Oberfläche gelangt. Mit der Zeit stellt sich eine konstante Menge an Flowback ein, in dem der Anteil des Frack-Fluids gegenüber dem Lagerstättenwasser abnimmt. Die Menge hängt von der Lagerstätte und den geologischen Gegebenheiten ab. Anteile der Frack-Fluide verbleiben dauerhaft im Boden. Während der Produktionsphase strömt das freigesetzte Gas durch die Bohrung an die Oberfläche und wird dort aufgefangen. Es enthält Feuchtigkeit, die über-

tägig kondensiert und als Teil des Flowbacks entsorgt werden muss. Der Flowback kann entweder an anderer Stelle in den Untergrund verpresst oder aufbereitet und wiederverwendet werden. Das auch bei der konventionellen Gasgewinnung anfallende Lagerstättenwasser wird derzeit zumeist in Disposalbohrungen oder in alte Produktionsstandorte verpresst. (ROSENWINKEL et al. 2012b). Fracking ist Voraussetzung für die Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten und nicht nur eine unterstützende Maßnahme zur Aufrechterhaltung wirtschaftlicher Förderraten wie bei einer konventionellen Erdgaslagerstätte.

3 Schiefergas im Kontext der Energiewende

14. Die Frage der Gewinnung von Schiefergas in Deutschland wird im Kontext der Energiewende und der langfristigen Klimaschutzziele kontrovers diskutiert. Aus den Entwicklungen in den USA werden Hoffnungen abgeleitet, dass Schiefergas auch in Europa und in Deutschland der Schlüssel zu sinkenden Erdgaspreisen sein könnte und damit Erdgas als Brückentechnologie den Weg in eine weitgehend von erneuerbaren Energien getragene Energieversorgung ebnet. Gaskraftwerke werden als gute Ergänzung zu erneuerbaren Energien angesehen, da sie im Vergleich zu Kraftwerken für andere fossile Energieträger oder Kernenergie eine kürzere Amortisationsdauer haben und technisch flexibel einsetzbar sind. Darüber hinaus hat Erdgas eine bessere Klimabilanz als andere fossile Energieträger, wobei dies für Schiefergas noch nicht abschließend untersucht ist (s. a. Kap. 4.5). Allerdings ist die Rentabilität von Gaskraftwerken sowohl im Bestand als auch im Neubau aufgrund hoher Brennstoffkosten und sinkender Börsenpreise (für Strom) in Deutschland gefährdet und viele Gaskraftwerke stehen vor der Stilllegung (MATTHES 2012, S. 3). Die Kohleverstromung nimmt hingegen zu (SETTON 2013).

Insofern könnte die Schiefergasförderung – sofern sie zu sinkenden Erdgaspreisen führt – die Ziele der Energiewende flankieren. Die unterstellten Preiseffekte müssen allerdings kritisch geprüft werden. Zunächst bedarf es einer realistischen Potenzialabschätzung global, für Europa und natürlich für Deutschland, um die Relevanz der Vorkommen einschätzen zu können. Außerdem müssen weitere Faktoren, die das Einflusspotenzial von Schiefergas auf die Brennstoffpreise bestimmen, global und regional differenziert betrachtet werden. Der Markt für fossile Energieträger ist zunächst durch Weltmarktentwicklungen geprägt (s. Tz. 19; Kap. 3.2); inwieweit die europäische oder nationale Schiefergasförderung die Preise beeinflussen kann, ist eine zentrale Frage.

Zudem ist zwischen kurz- und längerfristigen Trends zu unterscheiden. In der energiepolitischen Diskussion werden oft kurzfristige Preisentwicklungen angeführt, um langfristig ausgerichtete Politikentscheidungen infrage zu stellen. So werden aktuell durch die Schiefergasförderung niedrige Gaspreise in den USA auch als Argument für eine Revision der Klima- und Energieziele auf nationaler und europäischer Ebene angeführt (vgl. Tz. 22; Kap. 3.3). Der zeitliche Aspekt in der Entwicklung der Schiefergasförderung ist auch insofern relevant, als dass der Einsatz von Erdgas in den kommenden zehn bis zwanzig Jahren zwar weiterhin eine wichtige Rolle spielt, langfristig mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien aber sowohl in Deutschland als auch in Europa der Verbrauch dieses Brennstoffes deutlich abnehmen sollte (NITSCH et al. 2012; Europäische Kommission 2011b).

Erst vor dem Hintergrund dieser differenzierten Betrachtung kann der politische Handlungsbedarf hinsichtlich der Entwicklungen beim Schiefergas zur Flankierung der europäischen und deutschen Energie- und Klimapolitik eingeschätzt werden.

15. 2011 wurden in Deutschland 84 Mrd. m³ Erdgas verbraucht (ANDRULEIT et al. 2012). Im Energiemix in Deutschland macht Erdgas derzeit 21 % des Primärenergieverbrauchs aus und ist nach Erdöl und Kohle der wichtigste Energieträger (BMW 2013). Nach der Leitstudie für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), der die Zielstruktur der Energiewende zugrunde liegt, könnte sich der Verbrauch von Erdgas in Deutschland bis 2030 geringfügig auf 87 % der Menge von 2010 reduzieren. Bis 2050 sollte sich die Menge des eingesetzten Erdgases dann aber auf etwa die Hälfte der Menge von 2010 verringern (NITSCH et al. 2012, S. 102). Für Deutschland würde diesem Szenario zufolge der Bedarf an Erdgas im Laufe der nächsten Dekaden gegenüber dem Status quo erheblich sinken. Ein noch geringerer Erdgasbedarf wird in den verschiedenen Szenarien zu einer vollständig erneuerbaren Stromversorgung oder eines weitergehenden Klimaschutzzieles für 2050 erwartet (SRU 2011b, Kap. 3.2).

Nur etwa 14 % des deutschen Erdgasverbrauches werden derzeit aus heimischer (konventioneller) Förderung gedeckt und die Tendenz ist abnehmend (BGR 2012). Die größten Anteile des Gasimports nach Deutschland stammten 2010 aus Russland, Norwegen und den Niederlanden (ZITTEL 2012). Der Gasmarkt ist folglich kein deutscher Markt und für Abschätzungen zu Preiseffekten ist eine Beschränkung auf deutsches Schiefergas nicht sinnvoll.

3.1 Schiefergaspotenziale – globale Verteilung und Unsicherheiten

16. Zentral für eine Potenzialabschätzung für Erdgas ist die Förderquote des vorhandenen Gases (Gas-In-Place – GIP). Für Gas aus konventioneller Förderung wird in der Literatur eine Förderquote von 80 % des GIP angenommen, die jedoch in Abhängigkeit von den geologischen Bedingungen zwischen 20 % und über 90 % variiert. Die Förderquote bei Gas aus unkonventioneller Förderung liegt den Erfahrungen in den USA zufolge deutlich niedriger, bei nur 5 bis 30 % des GIP (Europäisches Parlament – Generaldirektion Innere Politikbereiche 2011, S. 65). Inwieweit diese Zahlen auf Europa und insbesondere Deutschland übertragbar sind, ist noch nicht abschließend geklärt. In der Literatur finden sich viele Hinweise darauf, dass die Förderquote standortspezifisch ist (ANDRULEIT et al. 2012) und folglich auch für verschiedene potenzielle Förderstätten innerhalb von Europa und Deutschland sehr verschieden wäre. Die Individualität der Förderstandorte macht eine präzise Potenzialabschätzung ohne umfassende Explorationsbohrungen im Grunde unmöglich. Die Exploration steht jedoch in den allermeisten Ländern

erst am Beginn oder steht noch gänzlich aus. Dies ist neben dem Fehlen eines einheitlichen Standards für die Potenzialberechnung und die Darstellung der Daten bzw. die Begriffsverwendungen ein Grund für die großen in der Literatur vorliegenden Unterschiede der Potenzialabschätzungen. Bei kumulierten Darstellungen für ganze Regionen oder Kontinente werden in manchen Quellen außerdem Länder aufgrund von noch fehlenden Daten nicht berücksichtigt (PEARSON et al. 2012, S. 30 ff.; ANDRULEIT et al. 2012, S. 19 und 22).

Die BGR schätzte 2011 die weltweiten Erdgasressourcen (Erdgas in konventionellen und unkonventionellen Lagerstätten) auf circa 785 Bill. m³. Der Anteil der Ressourcen in unkonventionellen Lagerstätten beläuft sich in der Schätzung auf etwa 60 % (ANDRULEIT et al. 2012, S. 20). In einer Studie des Joint Research Center für die Europäische Kommission schätzen PEARSON et al. (2012, S. 31) – basierend auf einer umfassenden Literaturauswertung – den Anteil des Erdgases aus unkonventioneller Förderung an den gesamten nach heutigem Stand als technisch förderbar geltenden Erdgasressourcen auf 18 bis 36 %. Der Beitrag des Schiefergases zur globalen Primärenergieversorgung wird dabei im optimistischsten Szenario auf bis zu 30 % in 2025 und 35 % in 2040 geschätzt (PEARSON et al. 2012, S. 230).

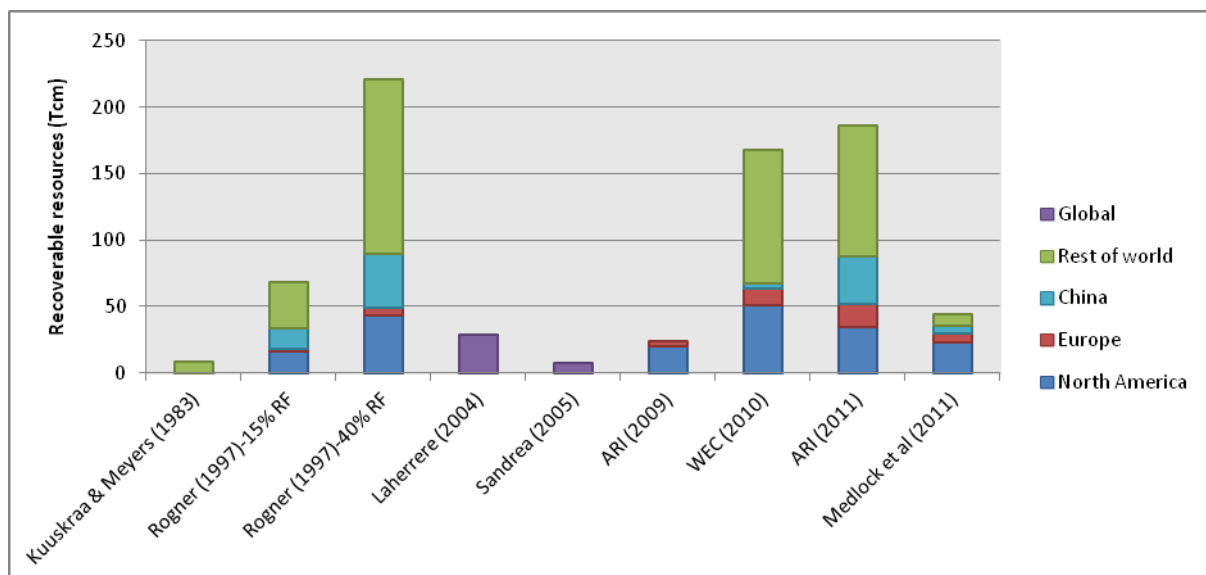
Sowohl ANDRULEIT et al. (2012) als auch PEARSON et al. (2012) und auch Autoren anderer in

diesem Text zitierter Quellen weisen allerdings darauf hin, dass die verfügbaren Daten mit hoher Unsicherheit behaftet sind und erst durch Exploration verifiziert werden können. Abbildung 3 dokumentiert die enormen Spannbreiten der geschätzten Potenziale in den verschiedenen Veröffentlichungen.

Einen Beleg dafür, dass die Schätzungen der vergangenen Jahre teilweise deutlich zu hoch waren, liefert Abbildung 4, die einer Veröffentlichung der BGR entstammt und ebenfalls auf einer Reihe von Datenquellen basiert. Die Abbildung zeigt, dass die US-Behörde EIA (U.S. Energy Information Administration) ihre Schätzwerte für die technisch förderbaren US-Schiefergasressourcen für 2011 gegenüber 2009 drastisch nach unten (auf 13,64 Bill. m³) korrigiert hat (EIA 2012a, S. 58). Dieser Wert liegt im Vergleich zu den von PEARSON et al. zusammengetragenen Schätzungen eher im mittleren Bereich (2012, S. 230). Die für Polen in Abbildung 4 gezeigten Daten variieren extrem zwischen den Jahren. Während die EIA 2010 die technisch förderbaren Schiefergasressourcen Polens noch auf über 5 Bill. m³ schätzt, geht das Polnische Geologische Institut (PGI) 2011 von 560 Mrd. m³ Schiefergasressourcen aus und die US-amerikanische Geologische Behörde (USGS) 2012 sogar nur noch von rund 38 Mrd. m³. Bei allen Werten handelt es sich um die Mittelwerte der vorliegenden Schätzungen (PEARSON et al. 2012; ANDRULEIT et al. 2012, S. 22 f.; WYCISZKIEWICZ 2011, S. 46; GAUTIER et al. 2012).

Abbildung 3

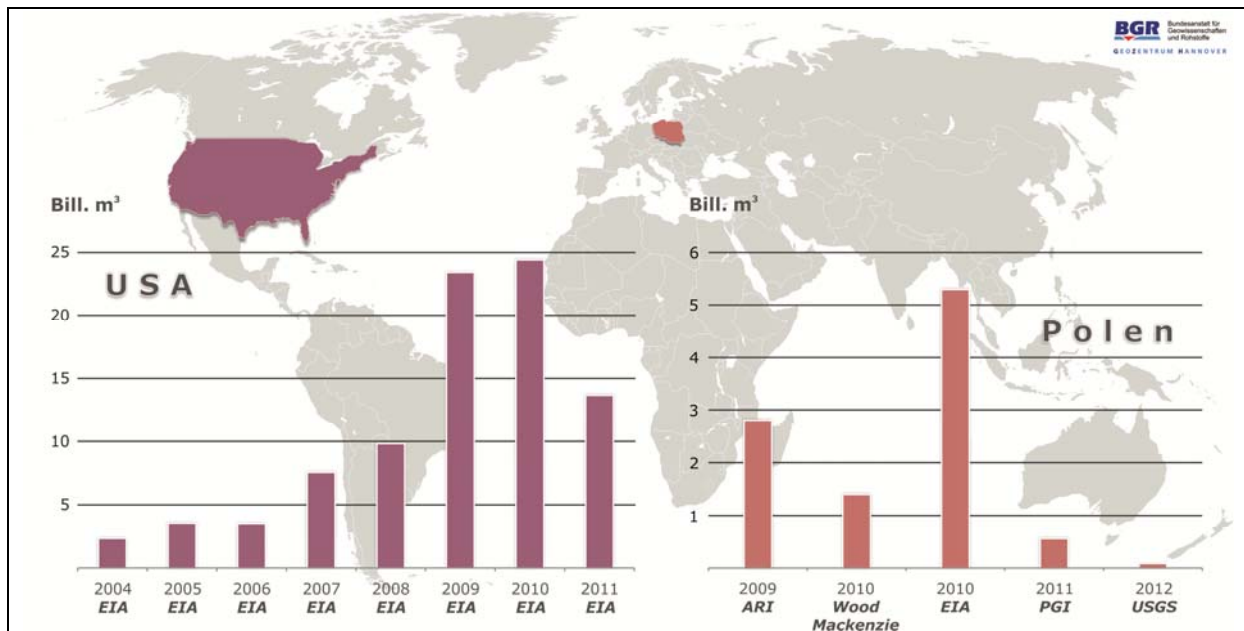
**Schätzwerte technisch förderbarer Schiefergasressourcen
(in Billionen Kubikmeter)**



Quelle: Pearson et al. 2012, S. 27

Abbildung 4

Vergleich der Schiefergasressourcen-Abschätzungen für die USA und Polen (nach heutigem Stand der Technik förderbar)



EIA – U.S. Energy Information Administration
 ARI – Advanced Resources International Inc. USA
 PGI – Polish Geological Institute
 USGS – U.S. Geological Survey

Quelle: ANDRULEIT et al. 2012, S. 22

Bei aller Unsicherheit der Datenlage ist jedoch klar, dass das mengenmäßige Potenzial von Schiefergas je nach Land bzw. Region sehr unterschiedlich ist und damit auch die möglichen Effekte der jeweiligen Schiefergasförderung auf die Erdgaspreise (s. Kap. 3.2). Die größten technisch förderbaren Schiefergasvorkommen weltweit werden derzeit in den USA (25 %) und China (20 %) vermutet. Für viele andere Länder liegen allerdings noch keine Potenzialanalysen vor. Weniger als 10 % des weltweit vermuteten technisch förderbaren Schiefergases entfällt den bisher verfügbaren Schätzungen zufolge auf Europa (PEARSON et al. 2012, S. 30 ff.).

Innerhalb von Europa sind nach einer Studie des BGR (2012, S. 31) und nach Angaben der EIA (2011b, S. 1–5, Tab. 1.3) die Hauptvorkommen von Schiefergas in Polen, Frankreich, Norwegen und Schweden zu finden. Es ist jedoch anzunehmen, dass sich diese Mengenverhältnisse bei fortlaufender Korrektur der Schätzwerte aufgrund von Wissenszugewinn (s. Polen) verschieben werden. Die BGR schätzt die förderbaren Schiefergasressourcen Deutschlands im Mittelwert auf etwa 1,3 Bill. m³. Sie legt dafür unkonventionelle Erdgasressourcen zwischen 6,8 bis 22,6 Bill. m³ zugrunde und nimmt eine Förderquote von 10 % an. Nach diesen Abschätzungen sind die Schiefergasressourcen in Deutschland auch erheblich größer als die Erdgasressourcen in konventionellen Lagerstätten

(0,02 Bill. m³ ohne Tight Gas) und auch größer als zum Beispiel die polnischen Ressourcen (ANDRULEIT et al. 2012). Die Autoren betonen allerdings, dass es sich auch bei den genannten Schiefergasressourcen für Deutschland um vorläufige Zahlen handelt und die notwendigen geologischen und geochemischen Daten zum Veröffentlichungszeitpunkt noch unvollständig waren (ebd., S. 19 ff.).

Zur Veranschaulichung der Mengenverhältnisse wird häufig das Konzept der statischen Reichweite verwendet, bei dem gleichbleibender Verbrauch und eine vollständige Förderung vorausgesetzt wird. Die geschätzten technisch förderbaren Schiefergasressourcen von 0,7 bis 2,3 Bill. m³ hätten eine statische Reichweite von 8 bis 27 Jahren.

Die vorliegenden Potenzialabschätzungen sind alle wie bereits erläutert mit großen Unsicherheiten behaftet. Hinzu kommt, dass Umweltschutzaufgaben und Ausschlussflächen (s. Kap. 4.3) für eine realistische Einschätzung der Schiefergaspotenziale berücksichtigt werden müssten, was aber in den vorliegenden Schätzwerten nicht erfolgt ist. Hier ist somit ein erhebliches Informationsdefizit festzustellen, das für die weitere Debatte abzubauen ist. Die unter den Restriktionen des Umweltschutzes sowie anderweitiger Raumansprüche förderbaren Mengen an Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten sind vermutlich deutlich geringer als die nach bisherigen

Kriterien ermittelten Potenziale. Ein weiterer Aspekt, der die Marktpotenziale des Schiefergases erheblich einschränken dürfte, ist die Wirtschaftlichkeit der Förderung, wenn die Produktion nur unter hohen Umweltauflagen – wie es in Deutschland unstrittig wäre – stattfinden darf.

3.2 Markt- und Preiseffekte der Schiefergasförderung

17. Wie in Textziffer 14 erläutert, sind die Preis- und Markteffekte der Schiefergasförderung am sinnvollsten differenziert nach globaler und regionaler Förderung sowie außerdem zeitlich differenziert in kurzfristige und langfristige Effekte zu betrachten, da im Zeitverlauf andere Anpassungsmechanismen der Akteure zum Tragen kommen. Es sind des Weiteren nicht nur potenzielle Auswirkungen auf den Erdgasmarkt zu beleuchten, sondern auch Effekte auf die Preise für andere Energieträger, da die Märkte (zumindest teilweise) interdependent sind.

3.2.1 Schiefergasproduktion global

Kurzfristige Effekte auf Brennstoffpreise in Deutschland

18. Zum heutigen Zeitpunkt wird Schiefergas nur in Nordamerika in erheblichem Umfang gefördert, weshalb global Preiseffekte der Schiefergasförderung bisher in erster Linie von den Aktivitäten dieser Region ausgehen. Die Förderung von Schiefergas wurde zwischen 2006 und 2010 in den USA um jährlich 48 % gesteigert (EIA 2011a, S. 37). 2012 machte die Schiefergasproduktion circa 32 % des gesamten geförderten Erdgases in den USA aus (ARTUS 2013, S. 2), welches wiederum etwa 30 % des Primärenergiebedarfs deckt. Die erhebliche Steigerung der Erdgasproduktion wird flankiert von einer restriktiven Exportpolitik für Erdgas (bzw. einer sehr restriktiven Genehmigungspraxis für den Bau von Exportinfrastruktur). Es besteht in den USA folglich eine hohe Anbieterkonkurrenz mit begrenzten Absatzmöglichkeiten. Die Folge ist ein regelrechter Preisverfall für Erdgas. Die EIA schätzt, dass sich das niedrige Preisniveau in den USA für eine beschränkte Zeit, nicht aber dauerhaft halten wird (PEARSON et al. 2012, S. 2 ff.; EIA 2013, S. 5). Die Reaktion auf dem Energiemarkt in den USA ist eine Substitution von Kohle durch Erdgas, vor allem in der Stromerzeugung. Infolgedessen wird Kohle in großem Umfang für den Export freigesetzt, was bereits zu sinkenden Kohlepreisen in Europa geführt hat (BRODERICK und ANDERSON 2012; VIHMA 2013, S. 5 ff.). Bisher ist der Preiseffekt der globalen Schiefergasförderung auf die Preisverhältnisse der Brennstoffe in Europa also eher indirekt; in Deutschland bedeutet er derzeit die Verbilligung der Kohle und damit eine weitere Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas gegenüber Kohle. Der erhoffte Effekt durch Schiefergas verkehrt sich damit zumindest bisher in das Gegenteil.

Mittel- und langfristige Effekte auf Brennstoffpreise in Deutschland

19. Aufgrund hoher Transportkosten bei langen Lieferwegen ist der Handel mit Erdgas bis heute noch zum ganz überwiegenden Teil auf regionale Märkte beschränkt (PEARSON et al. 2012, S. 163). Der Gasimport nach Deutschland findet bisher weitestgehend via Pipelinetransport statt und ist aufgrund der hohen faktorspezifischen Kosten durch langfristige Verträge geregelt. Der Preis wurde in diesen Verträgen bisher verzögert an den Ölpreis gekoppelt (die sogenannte Ölpreisbindung) (ANDRULEIT et al. 2012, S. 21; PEARSON et al. 2012).

In verschiedenen Veröffentlichungen werden derzeit jedoch eine stärkere globale Integration des Gasmarktes und teilweise als Folge dessen eine Lockerung der Ölpreisbindung beschrieben oder zumindest vorhergesagt. Der rapide Anstieg der Schiefergasförderung in den USA und der zeitgleiche Nachfrageeinbruch für Erdgas aufgrund der Wirtschaftskrise werden als wesentliche Treiber für die Verknüpfung der Märkte genannt, wie auch der Ausbau der Infrastruktur und der zunehmende Handel mit verflüssigtem Gas (liquefied natural gas – LNG) (PEARSON et al. 2012, S. 164; ANDRULEIT et al. 2012, S. 21). Die Entwicklung der Kosten für LNG spielt auch für die zukünftigen Interdependenzen und Preiszusammenhänge zwischen den Märkten eine wichtige Rolle. Sinkende Transportkosten für LNG würden den Handel mit Erdgas auch über große Entfernungen zwischen den bisher eher regionalen Märkten wirtschaftlich attraktiver machen (PEARSON et al. 2012, S. 171 ff.). Käme es tatsächlich zu einer stärkeren Globalisierung des Erdgasmarktes, könnte sich das Mehrangebot durch die globale Schiefergasförderung theoretisch auch in Europa in Form von sinkenden Erdgaspreisen bemerkbar machen (ebd., S. 230). Mittel- und langfristig ist also neben den bisher beobachteten indirekten Preiseffekten auch ein direkter Effekt auf die Erdgaspreise in Europa möglich.

In welchem Ausmaß die Effekte eintreten, hängt allerdings auch von den politischen Entscheidungen der Schiefergas-Förderländer ab (zum Beispiel begrenzt die aktuelle Exportpolitik der USA die Ausweitung der Ausfuhr von Erdgas) und davon, wie sich der Verbrauch in anderen Nachfragerregionen, zum Beispiel Asien, entwickelt. Im Laufe des Jahres 2010 stieg der Import von verflüssigtem Erdgas in Asien um 18 % und der Trend setzte sich 2011 aufgrund der Fukushima-Katastrophe in Japan weiter fort (PEARSON et al. 2012, S. 179). Es ist also durchaus möglich, dass auch zukünftig nordamerikanische Erdgasexporte Europa nicht erreichen, weil zum Beispiel der japanische Markt, auf dem der Erdgaspreis noch höher ist, bevorzugt beliefert wird (IEA 2012a, S. 17). Auch China ist aufgrund der stark steigenden Nachfrage nach Erdgas ein wichtiger Akteur im Zusammenspiel von Erdgasangebot und -nachfrage. Es hat in den vergangenen Jahren den Import von LNG

erheblich erhöht (EIA 2012b) und dem aktuellen Fünfjahresplan zufolge soll der Erdgasanteil am Energiemix deutlich gesteigert werden. Zu diesem Zweck werden die Importkapazitäten für verflüssigtes Gas ausgebaut und chinesische Unternehmen sichern sich Schiefergasressourcen in Nordamerika (IEA 2012a). Außerdem erwerben sie durch die Zusammenarbeit mit internationalen Unternehmen Kenntnisse für eine heimische Förderung von Schiefergas. Es wird deutlich, dass dem zusätzlichen Angebot von Erdgas eine erhöhte Nachfrage in anderen Weltregionen als Europa gegenüber steht. Eine steigende weltweite Nachfrage, unter anderem in Regionen mit geringer Distanz zu den wichtigen (potenziellen) Förderstandorten oder mit höheren Absatzpreisen, spricht dafür, dass die weltweite Schiefergasförderung in Deutschland höchstens weitere Preissteigerungen abbremst, nicht aber zu sinkenden Preisen für Erdgas führen wird.

Voraussetzung dafür, dass sich der Erdgasexport (aufgrund der Distanz als verflüssigtes Gas) von schiefergasreichen Weltregionen (Nordamerika, China) nach Europa zumindest theoretisch wirtschaftlich lohnt und somit Preisdruck auf dem hiesigen Markt entsteht, sind andauernde große Preisdifferenzen zwischen den Märkten. Je größer die Preisdifferenz, desto höher ist das Exportvolumen (EIA 2011a, S. 40; 2012a).

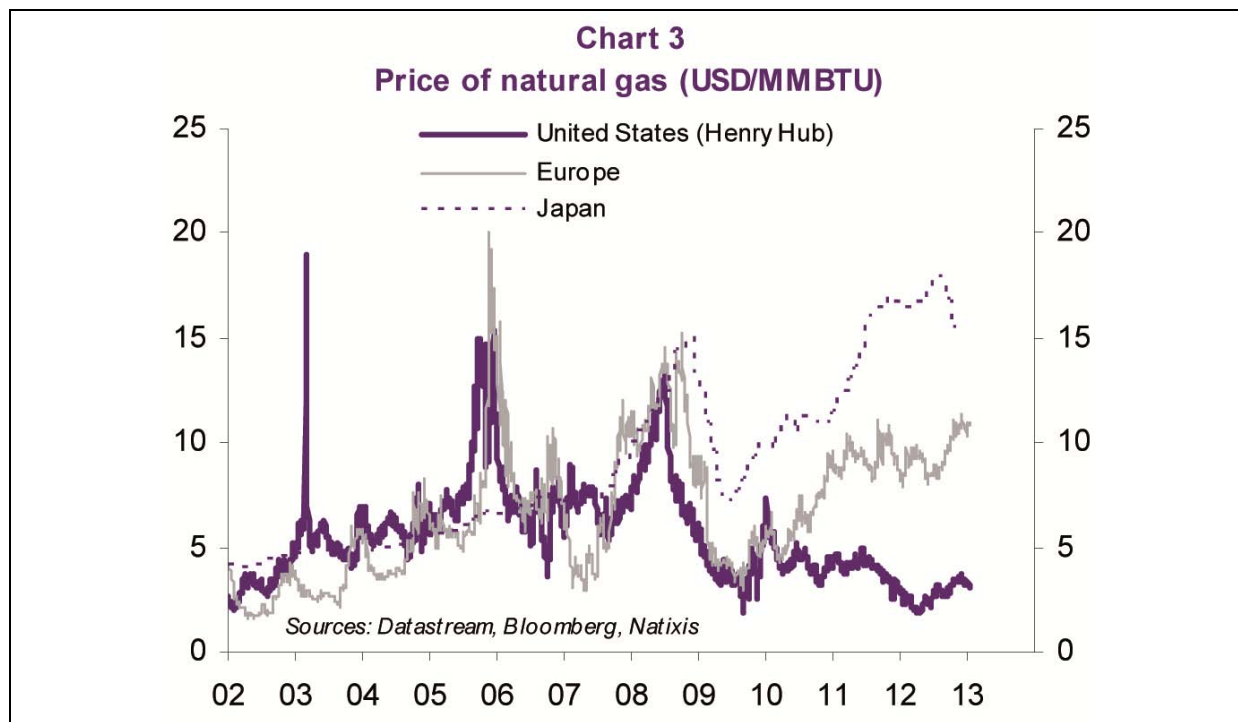
Dass die Preise in den USA mittel- und langfristig auf dem derzeit niedrigen Niveau verbleiben, halten jedoch weder die EIA noch HUGHES (2013) für wahrscheinlich, auch wenn die Studien unterschiedliche Einschätzungen zur Entwicklung der Schiefergasproduktion in den USA zugrunde legen. Im American Energy Outlook (AEO) 2011 geht die EIA (2011a, S. 37) davon aus, dass die Produktion von Schiefergas in den USA zwischen 2009 und 2035 um fast das Dreifache wachsen wird. Auch in der Vorausschau des AEO 2013 geht die Institution noch von weiteren Produktionssteigerungen aus, prognostiziert aber gleichzeitig einen signifikanten Preisanstieg für Erdgas ab 2018 (EIA 2013, S. 5). Als Grund nennt die

EIA eine steigende Nachfrage nach Erdgas in den USA, während die konventionelle Förderung von Erdgas rückläufig ist. Außerdem geht die EIA von steigenden Förderkosten für Schiefergas aus, da die produktivsten Förderstätten zunehmend ausgebeutet sind. HUGHES (2013) erwartet hingegen aufgrund der sinkenden Produktivität mittelfristig eine sinkende Gesamtproduktion der Schiefergasförderung in den USA. Seine Argumentation basiert ebenfalls darauf, dass die sogenannten Sweet spots (d. h. die produktivsten Lagerstätten) bereits ausgereizt sind (s. dazu auch GÉNY 2010, S. 43). Eine konstante oder steigende Produktion wäre seiner Analyse zufolge nur durch eine steigende Anzahl von Bohrungen möglich, was jedoch sehr kapitalintensiv und zu den heutigen Preisen nicht wirtschaftlich nachhaltig sei. Als Beleg wird angeführt, dass der Wert der im Jahr 2012 in den USA geförderten Schiefergasmenge auf 35,5 Mrd. US-Dollar zu beziffern sei, die Produktionskosten, um dieses Volumen auch zukünftig zu halten, aber auf 42 Mrd. US-Dollar pro Jahr zu schätzen seien (HUGHES 2013, S. 50). Auch die International Energy Agency (IEA) bestätigt, dass das Überangebot an Gas zu einem Preisverfall unter die Produktionskosten geführt hat (IEA 2012b, S. 129).

Folglich sind mittelfristig eine Anpassung der Produktion und eine Marktberichtigung zu erwarten (SCHMID und MARK 2013). HUGHES (2013, S. 50) geht davon aus, dass die Gesamtproduktion in den USA sinken wird, sobald bereits begonnene Projekte (Bohrung bereits erfolgt, Förderung steht noch aus) abgeschlossen sind. Man kann im Fall von Schiefergas von Anzeichen eines sogenannten Schweinezyklus sprechen (WESTPHAL 2013), der für Rohstoffmärkte symptomatisch ist (KALECKI 1977, S. 43 f.): Die Anpassung der Produktionsmengen geschieht immer erst mit Zeitverzögerung auf die Preis- und Knappheitssignale und verstärkt damit Preisausschläge nach oben und unten (vgl. Abb. 5). Es ist also davon auszugehen, dass der Gaspreisverfall der letzten beiden Jahre in den USA auf das Niveau früherer Tiefststände nur vorübergehender Natur ist.

Abbildung 5

Gaspreisentwicklung in den USA



Quelle: ARTUS 2013, S. 3

GÉNY (2010) beobachtet zudem eine Reihe von Kostentreibern der Schiefergasförderung in den USA, insbesondere steigende Pachtpreise aufgrund der großen Konkurrenz um Land innerhalb der Förderindustrie, einen ineffizienten Technikeinsatz und anhaltend hohe Raten an Fehlbohrungen. Die derzeit vergleichsweise niedrigen Förderkosten werden zudem auch auf die 2005 eingeführte Befreiung von den allgemeinen nationalen Umweltvorschriften zurückgeführt. Das Einbringen gefährlicher Stoffe beim Fracking wurde vom „Save Drinking Water Act“ ausgenommen (GÉNY 2010, S. 36; IEA 2012a, S. 104), wobei die Bundesstaaten teilweise andere Umweltvorschriften haben (BOERSMA und JOHNSON 2013). Der Druck, die Gewinnung von Schiefergas mit einer effektiven Umweltgesetzgebung zu regulieren ist hoch, auch wenn es Unsicherheiten gibt, ob und wann dies auf der Bundesebene wieder der Fall sein wird. Aktuell befindet sich eine umfassende Studie der U.S. Environmental Protection Agency (U.S. EPA) in Vorbereitung (EPA 2013), die Grundlage einer umweltpolitischen Reregulierung im Laufe des Jahres 2014 werden könnte (WYCISZKIEWICZ 2011). Auch dies ist ein potenzieller Faktor für Kostensteigerungen und damit für einen Produktionsrückgang oder Preissteigerungen.

Zusammengenommen lassen diese Faktoren ein nur zeitweiliges Preistief in den USA vermuten. Tendenziell erwartet die IEA einen Wiederanstieg der Gaspreise in den USA (IEA 2012a, S. 107; 2012b,

S. 41 und 43). Damit dürften auch die mittel- und langfristigen Preiseffekte für Europa schwächer ausfallen als die kurzfristigen, auch wenn solche Effekte nicht grundsätzlich auszuschließen sind.

Insgesamt hat ein zusätzliches, günstiges Angebot an Schiefergas im Vergleich zu einem Referenzfall ohne Schiefergas eine preisdämpfende Wirkung auf fossile Energieträger. Dies kann zu einer erhöhten Nachfrage führen (PEARSON et al. 2012, S. 154; BRODERICK et al. 2011). Ohne flankierende Maßnahmen wird dies den Klimaschutz, den Ausbau der erneuerbaren Energien oder Effizienzmaßnahmen bremsen.

3.2.2 Schiefergasproduktion regional – Deutschland und Europa

Kurzfristige Effekte auf Brennstoffpreise in Deutschland

20. Mit relativ großer Sicherheit kann gesagt werden, dass die Schiefergasproduktion in Deutschland und Europa zumindest kurzfristig nicht auf einem Niveau erfolgen wird, das eine Beeinflussung der Brennstoffpreise mit sich bringt. Dafür sprechen grundsätzlich die Potenzialabschätzungen, aber auch eine Reihe anderer Faktoren.

Wie in Kapitel 3.1 dargestellt, sind die mengenmäßigen Potenziale von Schiefergas in Deutschland im globalen Vergleich gering, insbesondere wenn aktuell in der Diskussion befindliche Kriterien für Ausschlussflächen das Flächenpotenzial für die

Gewinnung zusätzlich einschränken (Kap. 4.3). Die Förderung von Schiefergas in Deutschland würde die Mengenverhältnisse auf dem europäischen Markt folglich nicht maßgeblich beeinflussen und damit auch nicht die Erdgaspreise. Für Frankreich wurde 2011 ein gesetzliches Verbot der Schiefergasförderung ausgesprochen (z. B. *The Economist* 2013) und in Polen wurden die Potenzialabschätzungen wiederholt erheblich nach unten korrigiert (s. Abb. 4). Das Polnische Institut für Internationale Beziehungen kommentierte 2011 die ersten Probebohrungen für Schiefergas recht optimistisch, machte aber auch klar, dass die Industrie noch weit davon entfernt sei, größere Mengen zu fördern (WYCISZKIEWICZ 2011). Aktuelle Presseberichte zeigen Unsicherheit und teilweise Ernüchterung hinsichtlich der wirtschaftlichen Ausbeutung des polnischen Schiefergases. So hat sich ExxonMobil zum Beispiel aufgrund zu geringer Förderraten der getesteten Lagerstätten bereits wieder aus der Schiefergasförderung in Polen zurückgezogen (KENAROV 2013). Insgesamt dämpfen die neueren Erkenntnisse und politischen Entwicklungen eher die Erwartungen hinsichtlich einer kommerziellen Schiefergasförderung in Europa.

Weitere Hemmnisse sind die bisher vergleichsweise hohen Förderkosten in Europa, die in etwa dem Zweibis Dreifachen der Förderkosten in den USA entsprechen. Die Breakeven-Preise für die Schiefergasförderung in Polen oder Deutschland schätzt GÉNY (2010, S. 88) auf zwischen 20 und 40 Euro pro MWh. Es gibt Indikatoren dafür, dass der heutige Gaspreis in Deutschland und Europa zu gering ist, als dass sich in näherer Zukunft eine Schiefergasproduktion in großem Umfang auf dem europäischen Gasmarkt entwickelt (GÉNY 2010, S. 84 ff.; ZEW 2013).

Die Entwicklung der Schiefergasindustrie hinsichtlich einer im großen Stil angelegten kommerziellen Förderung steckt in Deutschland und Europa noch in den Anfängen. Dazu zählt die Ausstattung mit technischen Geräten, Fachkräften und Infrastruktur. Vielfach fehlen außerdem noch Daten über die geologischen und geochemischen Gegebenheiten der Standorte. Das Beschaffen und Aufarbeiten der relevanten Informationen wird vermutlich mehrere

Jahre in Anspruch nehmen. Für den nächsten Schritt – den Ausbau des Produktionsniveaus auf die Zielfördermenge – legen die Erfahrungen in den USA nahe, dass zusätzlich einige Jahre benötigt werden (GÉNY 2010). Kurzfristig kann Schiefergas in Europa also auch aufgrund der Vorlaufzeiten der Produktion keinen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung leisten.

Langfristige Effekte auf Brennstoffpreise in Deutschland

21. Auch langfristig ist nach aktuellen Einschätzungen der Einfluss deutschen und europäischen Schiefergases auf die Brennstoffpreise aufgrund der im globalen Vergleich geringen Mengen eher stark beschränkt, auch wenn die Produktion mittel- und langfristig größer sein könnte als kurzfristig. Die ökonomischen Rahmenbedingungen müssten sich dafür aber stark zugunsten der Schiefergasförderung entwickeln (GÉNY 2010, S. 96 ff.). Zwar werden für Europa steigende Erdgaspreise prognostiziert und technischer Fortschritt führt voraussichtlich zu sinkenden Förderkosten, beides – soweit heute erkennbar – jedoch nicht in dem Maße, dass eine groß angelegte Förderung wirtschaftlich attraktiv wäre. Eine zunehmende Globalisierung der Energiemärkte, wie in Textziffer 19 skizziert, dürfte den Preiseffekt europäischen Schiefergases zusätzlich abschwächen. Die Schiefergasförderung steht zudem in Konkurrenz zu anderen Erdgas-Lieferoptionen für den europäischen Markt. Eine Untersuchung der IEA in 2009 lässt darauf schließen, dass europäische Schiefergasprojekte im Vergleich zu neuen konventionellen Erdgasprojekten größtenteils deutlich teurer wären (GÉNY 2010, S. 88), woraus sich folgern lässt, dass das zukünftige Gasangebot und damit der Preis in Europa eher von neuen russischen Gasprojekten und LNG-Projekten in Nordafrika und Katar bestimmt wird als von europäischem Schiefergas (ebd., S. 89).

Tabelle 3 fasst die in Kapitel 3 hergeleiteten Einschätzungen zu den Effekten einer Schiefergasförderung auf die Brennstoffpreise in Europa zusammen.

Tabelle 3

Matrix der Preiseffekte der Schiefergasförderung

	Potenzielle Effekte der Schiefergasförderung auf Brennstoffpreise in Europa	
Potenzielle Förderung	Global	Regional (in Deutschland, in Europa)
Kurzfristig (bis 2020)	Deutlich, zurzeit aber eher indirekte Preiseffekte (Kohle wird billiger)	Sehr gering
Mittel- und langfristig	Direkte (Gas) und indirekte (Kohle) Effekte möglich, aber ungewiss und in der Tendenz weniger stark als kurzfristig	Ungewiss
SRU/Stellungnahme Nr. 18–2013/Tab. 3		

3.3 Konsequenzen für die Energie- und Klimapolitik

22. Die Bedeutung von Schiefergas für die Energie- und Klimapolitik wird aktuell kontrovers diskutiert. Neben der Hoffnung auf sinkende Gaspreise werden aktuell Stimmen vor allem aus verschiedenen Bereichen der Industrie, der Europäischen Kommission und der Politik lauter, die Klima- und Energiepolitik von EU und Bundesregierung im Lichte der Schiefergasentwicklung grundlegend zu revidieren. Als wesentliches Argument wird die Energiekosten bedingte Reindustrialisierung der USA angeführt. Aufgrund der billigen Energie erhöhe sich der Wettbewerbsdruck und die Verlagerungsbereitschaft energieintensiver Industrien in die USA. Schiefergas senke zudem die Kosten fossiler Energien so stark, dass die Energiewende und die europäische Klimapolitik zu teuer werde und daher korrigiert werden müsse (ARTUS 2012; 2013; RILEY 2013; EIA 2013, S. 2; WESTPHAL 2013, S. 3; OETTINGER 2012; EurActiv 2013; 2012b; NEUBACHER et al. 2013; Frankfurter Allgemeine Zeitung 2013; LOUVEN 2013; „Hohe deutsche Industriestrompreise belasten Wettbewerbsfähigkeit“, Pressemitteilung des VIK vom 17. Januar 2013). Zugleich werden Hoffnungen geweckt, dass sich mit den Schiefergasfunden, insbesondere in Polen und den USA, die klimapolitische Blockadehaltung dieser Länder grundlegend ändern könnte, wenn in diesen Ländern statt Kohle das klimafreundlichere Gas eingesetzt wird (HELM 2011; SCHRAG 2012).

23. Diese Argumente bedürfen allerdings einer kritischen Analyse. Die oben dargestellte Potenzialanalyse sowie die Abschätzung möglicher Markt- und Preiseffekte des Schiefergases legen nahe, dass es verfehlt wäre, aktuelle kurzfristige Preiszyklen zum Anlass zu nehmen, ein langfristig angelegtes politisches Programm grundlegend zu revidieren. Hinsichtlich der mittelfristigen Trends gibt es noch

große Unsicherheiten. Vielmehr besteht möglicherweise flankierender Handlungsbedarf, um die Effekte kurzfristiger Marktentwicklungen im Interesse der auf 2050 angelegten energie- und klimapolitischen Ziele zu korrigieren.

Reindustrialisierung in den USA nicht durch Schiefergasrevolution erklärbar

24. Seit 2009 findet ein bemerkenswerter Anstieg der Industrieproduktion in den USA um über dreißig Prozentpunkte statt, während diese in der Eurozone eher stagniert (ARTUS 2013, S. 3). Besonders profitieren die Automobilindustrie und einige energieintensive Industrien, so vor allem die Chemieindustrie, von dem Aufschwung. Die Reindustrialisierung der USA wird zumeist von Verbänden und Politikberatern einseitig auf den Schiefergasboom und den damit verbundenen Fall der Gaspreise zurückgeführt. Es wird argumentiert, dass der US-Gaspreis bei deutlich unter einem Viertel des europäischen liege (ebd.). Im Lichte der Reindustrialisierung der USA hat die Europäische Kommission im Herbst 2012 das industriepolitische Ziel eines Wiederanstiegs des in der Wirtschaftskrise auf 16 % gefallenen Industrieanteils auf 20 % am Bruttoinlandsprodukt (BIP) bis 2020 vorgeschlagen (EurActiv 2012b; 2013; OETTINGER 2012; Europäische Kommission 2012, S. 4).

25. Eine solch monokausale Erklärung der Reindustrialisierung der USA ist allerdings zweifelhaft. Fraglich ist zudem, wie dauerhaft der Gaspreisverfall in den USA ist (s. Tz. 19). Zunächst kann die Reindustrialisierung der USA nicht wesentlich auf die Energiekosten zurückgeführt werden. Auch wenn die aktuellen Gasmarktpreise im Jahr 2012 einen Tiefstand erreicht haben und sich auf die anderen Energiemärkte auswirken, ist zu bedenken, dass der Gasmarkt nur ein Teilmarkt des gesamten US-Energiemarktes ist (mit einem Anteil von knapp 30 %) (ARTUS 2013). Zudem bilden die Energiekosten

selbst energieintensiver Industrien, ebenso wie in Deutschland, nur einen Bruchteil der gesamten Produktionskosten, sodass ein Kostenverfall nur für die Wettbewerbsposition sehr weniger Spezialsegmente wirklich relevant ist (Roland Berger Strategy Consultants 2011; REHBOCK 2013, S. 2). Ausschlaggebend für die Reindustrialisierung dürfte vielmehr sein, dass der Dollar im gewichteten Schnitt aller Handelswährungen seit 2002 um über dreißig Prozentpunkte abgewertet wurde (ARTUS 2013, Chart 11B, S. 6; Abb. 6). Damit werden Importwaren entsprechend teurer und Exporte entsprechend günstiger.

Der Wirtschaftsrat des US-Präsidenten hebt zudem hervor, dass das Konjunkturprogramm von 2009 bis 2012 über insgesamt 767 Mrd. US-Dollar (ca. 5,5 % des BIP) in den letzten Jahren eine signifikante Wirkung auf Wirtschaftswachstum und Beschäftigung hatte (Council of Economic Advisers 2013).

Wie in Kapitel 3.2 hergeleitet wurde (Tz. 19), gibt es darüber hinaus Anhaltspunkte dafür, dass der Gaspreisverfall der letzten beiden Jahre nur vorübergehender Natur ist und der Gaspreis mittelfristig auch in den USA wieder ansteigen könnte. Langfristige Investitionsentscheidungen kapitalintensiver Unternehmen erfolgen aber nicht auf der Basis kurzfristiger Preiszyklen, sondern beachten die mittelfristigen Risiken. Insofern dürften andere Investitionsmotive (insb. Marktnähe, Wachstumspotenziale) von größerer

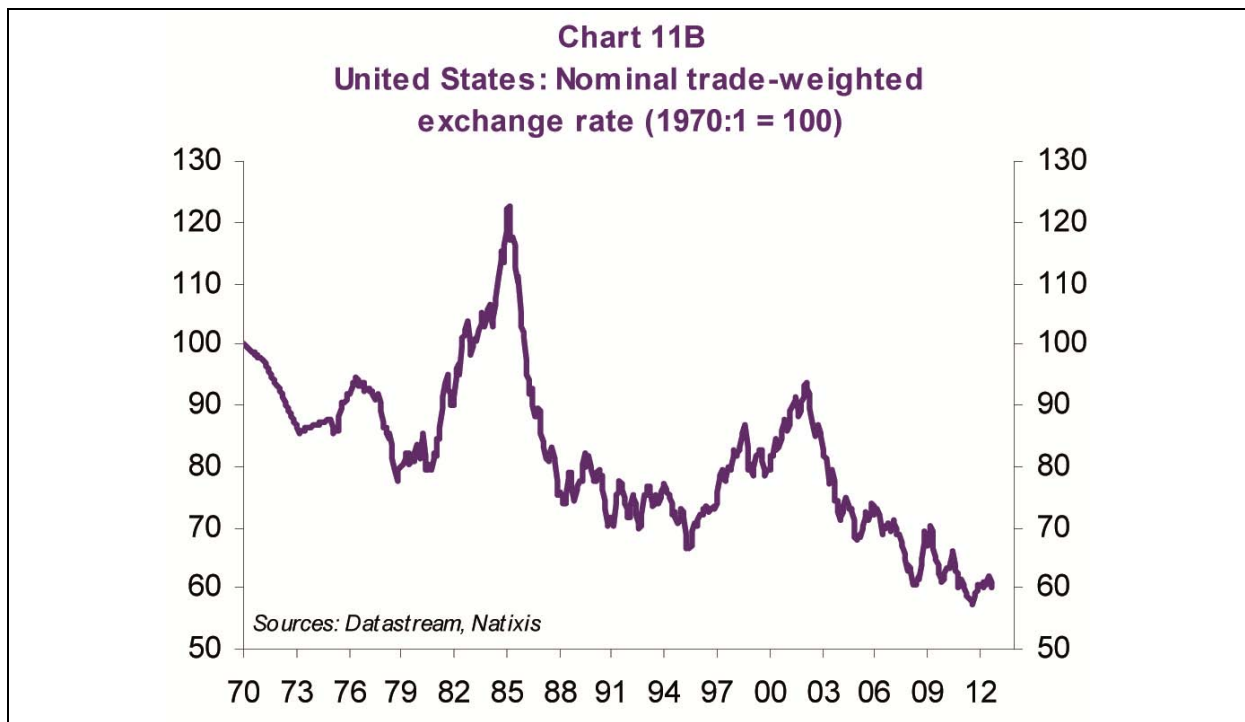
Bedeutung für Direktinvestitionen einiger europäischer Industrien in die USA sein als die aktuell niedrigen, mittelfristig voraussichtlich aber wieder steigenden Gaspreise.

Langfristige Preisentwicklungen legen keine Revision der Energie- und Klimapolitik nahe

26. Für die klimapolitische Vorreiterrolle Deutschlands und der EU gibt es zahlreiche industrie-, wirtschafts- und umweltpolitische Gründe, die der SRU und andere Autoren in verschiedenen Gutachten und Stellungnahmen gegen eine einseitige Fixierung auf kurzfristige Kostenbetrachtungen vorgebracht haben (SRU 2005; 2008a; 2008b; JÄNICKE 2012; SCHREURS 2012). Eine der flankierenden Begründungen der Energiewende ist, dass der Umstieg auf erneuerbare Energien langfristig zu einer kostengünstigeren Energieversorgung beiträgt. Je nach Preiserwartungen für die fossilen Energieträger wird dieser Umschlageffekt für die 2030er-, spätestens 2040er-Jahre prognostiziert (SRU 2011b; NITSCH et al. 2012; SUTTON et al. 2011). Industrievertreter und einzelne Forschungsinstitute vertreten nun die Meinung, dass mit den Funden von Erdgas in unkonventionellen Lagerstätten dieses Argument überholt sei (Frankfurter Allgemeine Zeitung 2013; FISCHER 2013). Investitionen in die Energieeffizienz oder der Energieträgerwechsel auf erneuerbare Energien würden relativ teurer und damit unrentabel.

Abbildung 6

Gewichtete Wechselkursentwicklung der USA gegenüber anderen Handelswährungen



Quelle: Artus 2013, S. 6

Zusätzliche fossile Reserven können preisdämpfende Wirkungen auf die Weltmarktpreise für fossile Brennstoffe haben. Wie in Kapitel 3.2 erläutert, ist jedoch anzunehmen, dass die Effekte langfristig deutlich schwächer ausfallen als kurzfristig (TEUSCH 2012; GÉNY 2010; WESTPHAL 2012; 2013; WYCISZKIEWICZ 2011, S. 18). Ob Schiefergas dazu führt, dass fossile Energien langfristig günstiger bleiben als erneuerbare Energien, ist also sehr fraglich. Dies gilt insbesondere für Europa.

Zu beachten ist zudem, dass die EU relativ arm an eigenen fossilen Rohstoffen ist. Dies macht die EU gegenüber starken Preisschwankungen verwundbar. Die europäische Energie- und Klimapolitik sowie die Energiewende sind auch mit dem Argument der Versorgungssicherheit und der Absicherung gegenüber solchen Preisschwankungen begründet worden. Der Weltenergiebericht 2012 der IEA, der bereits aktuelle optimistische Prognosen zu Schiefergas berücksichtigt, erwartet trotzdem in seinem Standardszenario eine Abnahme der Selbstversorgung in der EU (IEA 2012b; vgl. Abb. 7). Schiefergas wird folglich an der Energiearmut Europas nicht fundamental etwas ändern (Kap. 3.1).

Die IEA prognostiziert für die EU eine Verdrei- bis Vervielfachung der jährlichen Importkosten für fossile Energieträger von 2000 bis 2035 auf über 600 Mrd. US-Dollar. Ein Großteil der Kostensteigerung fand bereits in der letzten Dekade statt. Zwischen 2011 und 2035 wird immerhin ein weiterer Anstieg der Importkosten um über 100 Mrd. US-Dollar (oder ca. 20 %) prognostiziert (IEA 2012b, S. 73). Mit fossilen Energieträgern verbundene Energiepreisschocks sind

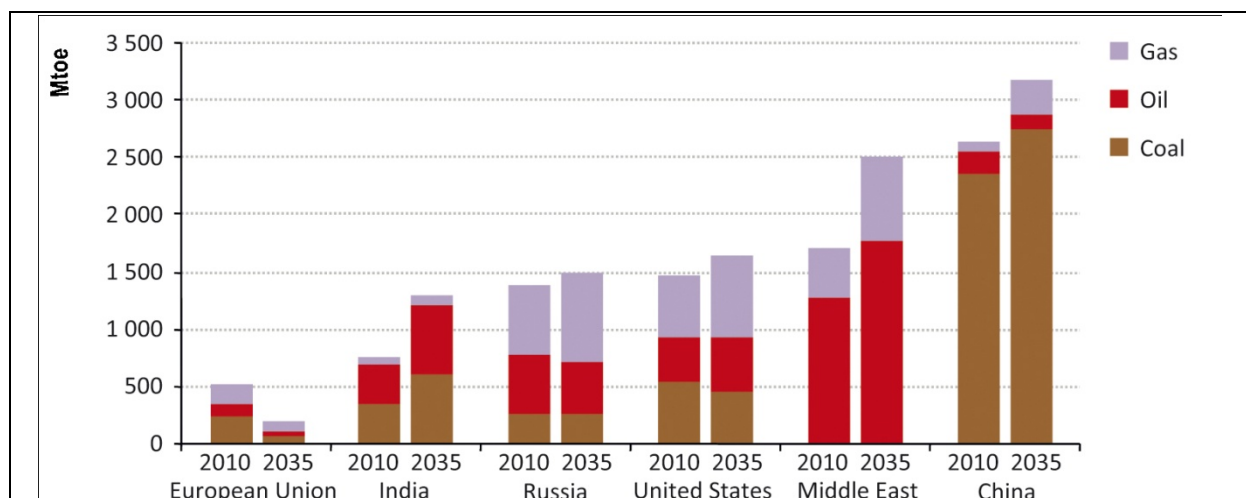
zudem ein nicht zu unterschätzender Faktor für die Rezession von 2008 gewesen (SPENCER et al. 2012; Oxford Economics 2011; RIFKIN 2011). Sie sind damit auch ein entsprechendes Risiko für die Zukunft, weil sie einen massiven Kaufkraftentzug darstellen und in Staaten mit hohen Importanteilen von fossilen Energieträgern die Handelsbilanz signifikant verschlechtern.

Kein Wandel der Klimapolitik von „Bremsstaaten“ zu erwarten

27. Es bestehen gewisse Hoffnungen, dass die Verfügbarkeit von Erdgas aus unkonventioneller Förderung die Treibhausgasbilanz (Treibhausgas – THG) einiger Länder signifikant verbessern könnte, die bisher zu den Bremsern der internationalen und europäischen Klimapolitik gehören (Europäisches Parlament 2012c; 2012b; SCHRAG 2012). Solche Hoffnungen basieren zunächst auf der Annahme, dass Schiefergas den Kohleeinsatz signifikant senkt und dass die Klimabilanz von Schiefergas substanziell besser ist als diejenige von Kohle (SCHRAG 2012; HELM 2011). Für die USA kann zwar eine Verminderung des Kohleeinsatzes festgestellt werden (MILDNER et al. 2012), aber die Klimabilanz von Schiefergas (Kap. 4.5) ist umstritten, unsicher und sehr technologieabhängig. Die Methanemissionen der Schiefergasförderung sind mittlerweile Gegenstand einer kritischen umweltpolitischen Diskussion in den USA (DRAJEM 2013). Da der Schiefergaseinsatz primär ökonomisch begründet ist, kann nicht ausgeschlossen werden, dass er auch im Falle einer gegenüber dem heutigen Wissensstand schlechteren Klimabilanz von Schiefergas fortgesetzt wird.

Abbildung 7

Abnehmende Produktion fossiler Energien in der EU im internationalen Vergleich



Quelle: IEA 2012b, S. 65

In den USA sind zwar die offiziell berichteten CO₂-Emissionen zwischen 2005 und 2011 vor allem infolge der Rezession von 2008, aber auch infolge des Energieträgerwechsels in Richtung Gas und erneuerbare Energien deutlich gesunken. Die offizielle Energieprognose geht allerdings bis 2040 lediglich von einer Stabilisierung der energiebedingten CO₂-Emissionen mit leichtem Anstieg aus (EIA 2013, S. 3; BIANCO et al. 2013, S. 11). Es wird zwar erwartet, dass Gas Kohle als wichtigen Energieträger in der Stromerzeugung teilweise ersetzt (EIA 2013, S. 6), aber die Gesamtwirkung scheint eher moderat zu sein. Aktuelle politische Analysen legen eher nahe: „Klimaschutz bleibt Nebensache für die USA“ (MILDNER et al. 2012). So ist auch kaum zu erwarten, dass die Problemverschiebung, die mit dem Export überschüssiger, billiger Kohle verbunden ist, ernsthaft angegangen wird (BOERSMA und JOHNSON 2013).

Auch Hoffnungen, dass die unkonventionellen Gasvorkommen Polens Europas Energiepolitik im Allgemeinen und die polnische Haltung zur Klimapolitik im Speziellen transformieren könnten (KLUZ 2012; EurActiv 2011; CHMAL 2011; MATTERN 2012), scheinen bei genauer Analyse überzogen zu sein. Polen ist insofern besonders relevant, als es mit seinen Vetopositionen gegen ein hohes Anspruchsniveau in der europäischen Klimapolitik eine Führungsrolle der klimaskeptischen Staaten in der EU übernommen hat (FISCHER und GEDEN 2013). Die Schiefergasförderung erfährt in Polen vor allem im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und die Unabhängigkeit von Russland eine breite politische und öffentliche Unterstützung (WYCISZKIEWICZ 2011). Die ursprünglichen Schätzungen von Schiefergasreserven mussten im Laufe des Jahres 2012 jedoch um den Faktor 10 bis 100 nach unten revidiert werden (s. Kap. 3.1). Mit Blick auf diese nach unten korrigierten Prognosen zu Polens Schiefergaspotenzialen erscheint ein substanzieller Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas in der polnischen Stromversorgung zweifelhaft. Er würde zumindest nicht die Energieunabhängigkeit erhöhen. Eine grundlegende klimapolitische Repositionierung Polens wegen der Schiefergasfunde ist dementsprechend auch nicht plausibel.

Flankierender Handlungsbedarf im Falle kurzfristiger Preisverschiebungen

28. Kurzfristig kann beobachtet werden, dass sich die Preisverhältnisse zwischen den Energieträgern verschieben. Dies gilt aktuell insbesondere für den Preisverfall von Importkohle. Es ist jedoch eher unwahrscheinlich, dass langfristig die Gaspreise in Europa stark sinken (Kap. 3.2). Dennoch soll nachfolgend der Handlungsbedarf in den einzelnen Verwendungsbereichen identifiziert werden, der im hypothetischen Falle stark sinkender Gas- oder Kohlepreise entstehen würde.

29. Im Stromsektor sind zwei unterschiedliche Aspekte relevant: einerseits die Wettbewerbsfähigkeit

von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD-Kraftwerke) gegenüber Kohlekraftwerken, andererseits die direkten und indirekten Folgen für den Ausbau der erneuerbaren Energien.

Stark sinkende Gaspreise könnten ein gewisses Gegengewicht zu den aktuell beobachtbaren Rentabilitätsproblemen von GuD-Kraftwerken bieten, die wegen ihrer Flexibilität besonders gut das schnell und stark schwankende Angebot von erneuerbaren Energien ergänzen können. Allerdings gibt es für diese Rentabilitätsprobleme grundlegendere Faktoren. Kraftwerke mit hohen variablen Kosten, wie Gaskraftwerke, werden insbesondere wegen des fallenden Strommarktpreises aus dem Markt gedrängt. Wie der SRU in seiner für Herbst 2013 vorgesehenen Stellungnahme zum Energiemarktdesign ausführen wird, sind hierfür im Wesentlichen das aktuelle Überangebot an kohlebasierter Grundlast, der sehr niedrige CO₂-Preis und das starke Wachstum der erneuerbaren Energien verantwortlich (NICOLosi 2012, S. 10 und 13; KRANNER und SHARMA 2013).

Niedrigere Gaspreise gefährden den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien solange nicht, wie das Vergütungsmodell des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und der Einspeisevorrang für erneuerbare Energien gelten. Dies trifft auch für andere EU-Länder zu, die ein ähnliches Fördermodell eingeführt haben (RAGWITZ et al. 2012). Fallende Kosten fossiler Brennstoffe senken allerdings den Strompreis. Ein sinkender Strommarktpreis erhöht automatisch die EEG-Umlage, durch welche die Differenzkosten zwischen der fixen Vergütung für erneuerbare Energien und dem Marktpreis refinanziert werden. Obwohl sie ein zu Fehlinterpretationen verleitender Indikator ist (WEBER et al. 2012, S. 4), wird die Höhe der Umlage jedoch zurzeit als Indikator für die Kosten der erneuerbaren Energien angesehen. Ein fallender Gaspreis kann damit indirekt zu politischen Maßnahmen beitragen, die mit dem Argument der Kostendämpfung den Ausbau der erneuerbaren Energien drosseln.

30. Im Mobilitätssektor könnten sinkende Gaspreise dazu führen, dass der Anteil erdgasbetriebener Fahrzeuge zunimmt. Einen trendverstärkenden Anreiz liefern die EU-Vorgaben zur Reduktion der CO₂-Emissionen von Pkw und leichten Nutzfahrzeugen, in Zukunft wahrscheinlich auch von schweren Nutzfahrzeugen. Zur Zielerreichung stehen verschiedene technische Optionen zur Verfügung, so unter anderem auch die Substitution von Otto- oder Dieselmotoren durch Gas (SKINNER et al. 2010; RUMPKE et al. 2011). Das CO₂-Reduktionspotenzial gasbetriebener Fahrzeuge ist jedoch begrenzt. Große Investitionen in eine erdgasbetriebene Fahrzeugflotte könnten damit alternative Investitionen mit weiter reichenden Reduktionspotenzialen verdrängen.

31. Der Wärmemarkt ist in Deutschland bereits heute dominant ein Erdgasmarkt, weshalb hier unmittelbar ein starker Effekt sinkender Erdgaspreise zu befürchten ist. Sinkende Erdgaspreise wären ein

Hemmnis für Effizienzmaßnahmen (FISCHER 2013). Da Wärmedämmung mit steigenden Kosten für die Kaltmieten verbunden ist, stoßen Maßnahmen, die über das hinausreichen, was sich über sinkende Betriebskosten relativ schnell refinanzieren lässt, schnell an Akzeptanzgrenzen. Bei sinkenden Gaspreisen würden die erzielbaren Energiekosteneinsparungen einer weitreichenden energetischen Sanierung deutlich sinken – was bei gegebenem öffentlichen Budget und den obigen Widerständen bedeuten kann, dass sich die Sanierungsrate verlangsamt. Damit sind die Effizienzziele der Bundesregierung im Wärmebereich im Falle sinkender Gaspreise gefährdet.

32. Falls daher die globale Schiefergasentwicklung dauerhaft niedrigere Preise für Gas oder Kohle bewirken sollte, sind flankierende Instrumente ins Auge zu fassen, die negative Auswirkungen auf die Reduktion der THG-Emissionen und den Ausbaupfad der erneuerbaren Energien vermeiden. Im Stromsektor ist es von großer Bedeutung, Kostensenkungsstrategien nicht an die Höhe der EEG-Umlage zu koppeln, da eine Senkung des Marktpreises für Strom automatisch die Umlage erhöhen und damit den Ausbau der erneuerbaren Energien bremsen würde. Außerdem ist flankierend ein deutliches CO₂-Preis-signal durch den europäischen Emissionshandel oder andere Instrumente wichtig. Dies wird nachhaltig nur mit anspruchsvolleren EU-Klimazielen für 2020 und 2030 gelingen.

Negativen Auswirkungen auf Innovationen und Verbreitung von Effizienzmaßnahmen, zum Beispiel im Wärmebereich, kann nur durch die Stärkung der aktuellen Förderinstrumente und der rechtlichen Auflagen entgegengewirkt werden. Diese im Falle sinkender Gaspreise auszusetzen oder zurückzuführen, würde notwendige Erneuerungsinvestitionen vertagen und damit die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung gefährden.

33. Insgesamt wäre eine prozyklische Antwort der Energiepolitik auf denkbare Preissenkungen für Kohle oder Gas, wie ein Zurückfahren von Effizienzmaßnahmen oder des Ausbautempos für erneuerbare Energien, verkehrt. Vielmehr sollten antizyklische, flankierende Maßnahmen, die die Energiewende weiter stabilisieren, bei Bedarf ins Auge gefasst werden.

3.4 Synthese und offene Fragen zur Schiefergasgewinnung im Kontext der Energiewende

34. Nach heutigem Kenntnisstand ist innerhalb der nächsten Jahre kein maßgeblicher Einfluss einer deutschen Schiefergasförderung auf die Erdgaspreise zu erwarten, da die potenziellen Fördermengen im globalen Vergleich gering sind und es außerdem fraglich ist, ob eine kommerzielle Erschließung im großen Umfang überhaupt wirtschaftlich ist. Somit ist von heimischem Schiefergas auch kein positiver Effekt auf die Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas gegenüber

anderen fossilen Brennstoffen zu erwarten. Stattdessen geben Preiseffekte der weltweiten Schiefergasproduktion (bisher vor allem in Nordamerika) Anlass zu der Befürchtung, dass die Energiewende verlangsamt wird. Allerdings sind viele der getroffenen Annahmen bisher in hohem Maße spekulativ, da eine Reihe von Fragen heute noch ungeklärt ist. Dazu zählen:

- Wie hoch ist das tatsächliche Schiefergaspotenzial in Deutschland und Europa, das unter strengen Umweltauflagen und bei der vorsorglichen Beachtung von Ausschlussflächen ökonomisch nutzbar ist? Wie schnell könnte sich eine kommerzielle Förderung von Schiefergas in Europa etablieren? Je länger die Vorlaufzeiten sind, desto weniger ist Schiefergas geeignet, eine Brückenfunktion im Rahmen der Energiewende zu übernehmen.
- Wie werden sich die Förderquoten, die Förderkosten, die Gesamtproduktion des Schiefergases in den USA und in anderen Regionen mit hohem vermuteten Vorkommen (z. B. China) einerseits und die globale Nachfrage andererseits entwickeln und in der Folge die Preise für Erdgas beeinflussen? Hierzu bestehen unterschiedliche Einschätzungen. Welche Entscheidungen hinsichtlich Exportpolitiken werden diese (zukünftigen) Förderländer treffen?
- Wie werden sich die konventionelle Förderung von Erdgas, zum Beispiel in Russland, Norwegen und Polen, sowie die Transport- und Infrastrukturkosten für verflüssigtes Erdgas entwickeln und damit Einfluss auf die Erdgaspreise nehmen?
- Wie ist der Zusammenhang zwischen der zu erwartenden Schiefergasförderung und der Gaspreisentwicklung empirisch zu beurteilen? Es besteht ein Widerspruch zwischen der Bedingung für eine Realisierung der Schiefergasförderung in Deutschland – deutlich höhere Erdgaspreise – und den Effekten, die davon erhofft werden, nämlich sinkende Erdgaspreise und in der Folge Wettbewerbsvorteile für diese Brückentechnologie.

Die Befürchtung, dass die sogenannte Schiefergasrevolution in den USA die Wettbewerbsposition der europäischen Wirtschaft nachhaltig verändere, hält einer genaueren Prüfung nicht stand. Für eine Revision der europäischen Klima- und Energiepolitik liefert der Schiefergasboom in den USA keine stichhaltigen Gründe. In der öffentlichen Darstellung werden die sehr großen Unsicherheiten über die zukünftigen Marktentwicklungen häufig unzureichend kommuniziert, oftmals nur die sehr optimistischen Varianten. Letztlich besteht die Gefahr, dass auf der Basis solch einseitiger Deutung politische Fehlentscheidungen getroffen werden.

Die zentrale Schlussfolgerung der bisherigen Analyse ist, dass deutsches Schiefergas keinen wesentlichen Nutzen für die Energiewende leisten können und insofern der Förderung dieses Energieträgers auch

kein übergeordnetes gesellschaftliches Interesse zuzuschreiben ist. Auch wenn es in Deutschland nicht zu einer umfangreichen Förderung kommt, empfiehlt der SRU die regelmäßige Überprüfung und Weiterentwicklung flankierender Politiken, um das Risiko zu minimieren, dass die globale Erschließung von Schiefergas als zusätzliche Rohstoffquelle die Emissionen insgesamt erhöht. Zudem muss verhindert werden, dass aufgrund der Schiefergasförderung sinkende Preise für fossile Energieträger den Ausbau der erneuerbaren Energien oder Effizienzmaßnahmen bremsen.

4 Umweltauswirkungen und -risiken

35. Die Aufsuchung und Gewinnung von Energieträgern stellt immer einen Eingriff in Umwelt und Natur dar. Die unkonventionelle Gasförderung ist mit Umweltbelastungen und -risiken sowohl im unmittelbaren Umfeld der Förderanlagen als auch im Untergrund verbunden. Der Prozess beginnt mit der Erkundung der Lagerstätte durch Tiefbohrungen. Bei Erfolg versprechenden Ergebnissen folgt der Ausbau zur Produktionsanlage und nach Ende der Förderung der Rückbau der technischen Vorrichtungen. Die Errichtung von Bohrplätzen erfordert die Erschließung (Straßen- und Infrastrukturausbau) sowie das Versiegeln der Flächen. Dies ist zwangsläufig mit einer Flächeninanspruchnahme und Eingriffen in Natur und Landschaft verbunden. Der Betrieb der Gasförderanlagen bringt Lärm- und Luftschadstoffemissionen mit sich. Darüber hinaus besteht das Risiko von Kontaminationen von Böden und Gewässern beim Umgang mit gefährlichen Chemikalien und Lagerstättenwasser (zu den Grundlagen s. Kap. 2).

Bei den für die unkonventionelle Gasförderung erforderlichen Tiefbohrungen werden die oberflächen-

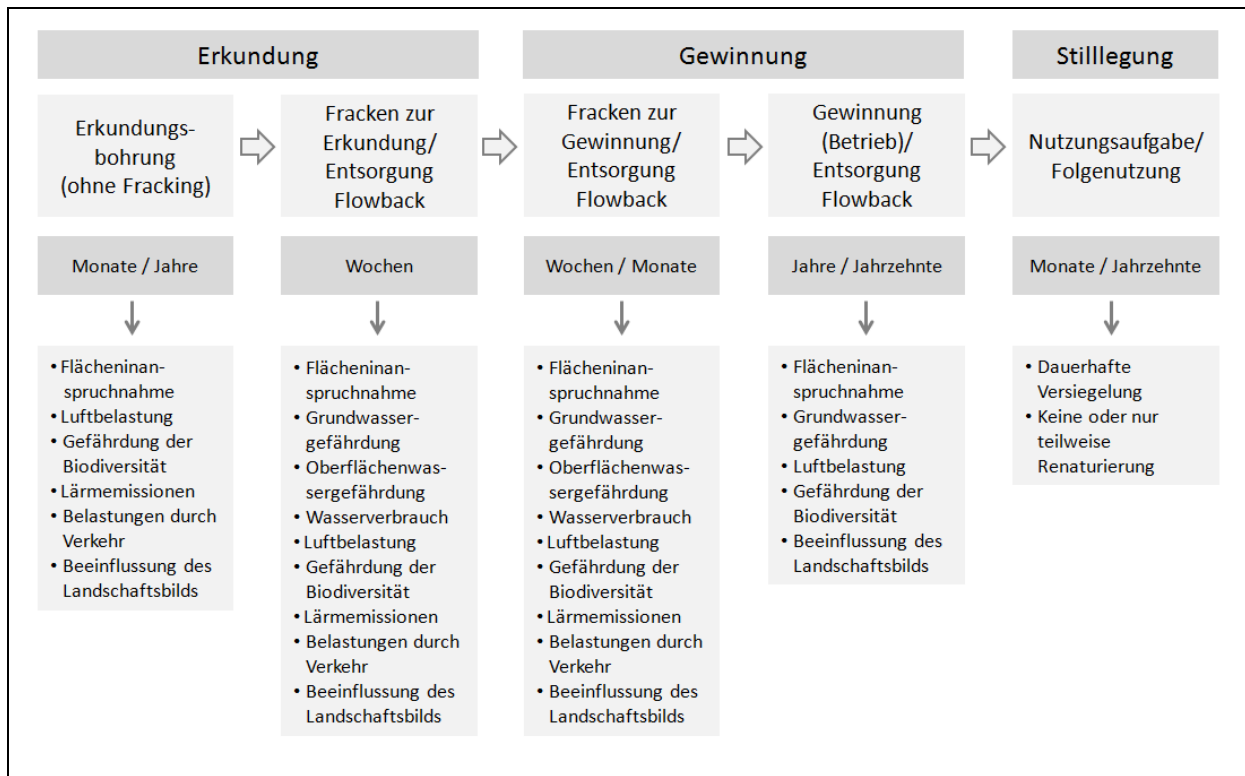
nahen Grundwasserschichten, saline Aquifere und diese trennende Barrierschichten bis zur gasführenden Gesteinsschicht passiert. Die Bohrungen werden vor der Gasförderung nach den Regeln der Technik, die in den Länderverordnungen zu Tiefbohrungen festgelegt sind, abgedichtet, unter anderem um hydraulische Kurzschlüsse zu verhindern. Bei der Exploration und Förderung von Schiefergas müssen die Gasspeichersedimentschichten flächenhaft aufgebrochen werden, um für das Erdgas künstliche Wegsamkeiten zu schaffen. Diese Maßnahme ist unumkehrbar. Sie bedarf des Einsatzes von Frack-Fluiden, die unbeabsichtigt negative Auswirkungen an der Oberfläche sowie im Untergrund haben können. Mit dem gewonnenen Schiefergas wird gleichzeitig Lagerstättenwasser gefördert, das entsprechend den hydrogeologischen Bedingungen hohe Konzentrationen an Salzen, Schwermetallen, flüchtigen Bestandteilen und radioaktiven Substanzen enthalten kann. Diese Stoffe sind human- und ökotoxisch und dürfen daher weder in das Grundwasser noch in die Oberflächengewässer oder in die Böden gelangen.

Das geförderte Schiefergas enthält neben der Hauptkomponente Methan weitere flüchtige Kohlenwasserstoffe. Bei der konventionellen Erdgasförderung werden diffuse Verluste des Gases aus den Förderanlagen durch technische Vorrichtungen reduziert, die ebenso in der unkonventionellen Förderung einzusetzen sind.

Abbildung 8 zeigt im Überblick die einzelnen Prozessschritte der Förderung von Schiefergas und mögliche Umweltbeeinträchtigungen, die von unterschiedlicher Eintrittswahrscheinlichkeit, Intensität und Dauer sind.

Abbildung 8

Wirkungen auf und Risiken für Umwelt und Natur bei der Förderung von Schiefergas



SRU/Stellungnahme Nr. 18–2013/Abb. 8

Für eine orientierende Einschätzung der Wirkungen auf sowie Risiken für Umwelt und Natur bei der unkonventionellen Schiefergasgewinnung sollen nachfolgend die möglichen Beeinträchtigungen der Schutzgüter Wasser und Gesundheit, Luft, Boden, Biodiversität und Klima dargestellt werden.

4.1 Wasser und Gesundheit

36. Im Mittelpunkt der derzeitigen Debatte über die unkonventionelle Erdgasförderung in Deutschland stehen die Sorgen um Risiken für die Umwelt und die Gesundheit. Zum einen wird mit dem Erdgas hochsahaltiges Lagerstättenwasser aus dem Gestein an die Erdoberfläche mitgefördert und es werden Kohlenwasserstoffe freigesetzt. Zum anderen werden bei der unkonventionellen Förderung unter anderem Chemikalien als technische Hilfsstoffe in das Speichergestein verpresst. In der Öffentlichkeit besteht insbesondere die Sorge, dass das oberflächennahe Grundwasser beeinträchtigt werden könnte. Der Schutz des Grundwassers ist von besonderer Wichtigkeit, da oberflächennahes Grundwasser der Trinkwassergewinnung dienen kann. Gleichzeitig steht es in enger Verbindung mit terrestrischen Ökosystemen und Oberflächengewässern. Es stellt selbst einen ganz eigenen Lebensraum dar. Belastungen durch Stoffeinträge lassen sich – wenn überhaupt – nur sehr aufwendig beseitigen. Daher kommt der Anwendung des

Vorsorgeprinzips beim Schutz des Grundwassers eine besondere Bedeutung zu (BARTEL et al. 2010; SRU 1998).

Im Folgenden werden zunächst Aspekte des Frackings beleuchtet, die den Gewässerschutz betreffen. Dazu zählen einerseits der Wasserbedarf für die Fracking-Maßnahmen und andererseits die Folgen eines möglichen Eintrags von kritischen Stoffen in Grundwasser oder Böden (EWEN et al. 2012; MEINERS et al. 2012). Die oberflächennahen Belastungspfade haben einen direkten Bezug zu Umwelt und Gesundheit und können durch Monitoring beobachtet und dokumentiert werden. Die Prozesse in tiefen Schichten sind schwieriger zu erfassen und zu beurteilen, sind jedoch aufgrund der Tiefe durch geologische Barrieren besser abgeschirmt.

4.1.1 Wasserbereitstellung

37. Generell sind Fracking-Vorgänge zur Schiefergasförderung mit einem großen Wassereinsatz verbunden. Das Wasser wird zum Aufbrechen des Speichergesteins benötigt, um für das Erdgas künstliche Wegsamkeiten zu schaffen. Über einen Zeitraum von wenigen Stunden werden die für den Fracking-Vorgang benötigten Wassermengen aus Oberflächengewässern, Brauchwasserbrunnen oder dem lokalen Trinkwassernetz entnommen, mit Stützmitteln und Chemikalien zu Frack-Fluiden vermischt und über die

Hauptbohrungen in die gasführenden Sedimentgesteine niedergebracht werden. Von diesen aus können mehrere Horizontalbohrungen vorangetrieben werden, die unter Umständen bis zu 1,5 km lang sind (Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen 2012; EWEN et al. 2012).

EWEN et al. (2012) beziffern den Frack-Fluid-Bedarf je Bohrloch mit zehn Frackvorgängen auf jeweils 1.600 m³. Allerdings ist die eingesetzte Menge an Frack-Fluid sehr stark von den regionalen Bedingungen abhängig, beispielsweise der Tiefe des Gasvorkommens sowie der Materialeigenschaften des Speichergesteins (EPA 2011a). Im Tonschiefer können für die Gewinnung von Schiefergas für jeden Frackvorgang bis zu 5.000 m³ benötigt werden (BGR 2012). In den USA wird in der Schiefergasförderung für eine Horizontalbohrung ein durchschnittliches Fluid-Volumen von 11.400 m³ benötigt (EPA 2011a).

Im Vergleich zum gesamten in Deutschland verfügbaren Wasser sind die für Frack-Vorgänge benötigten Wassermengen sehr gering. Da es sich jedoch um jeweils lokale Vorgänge mit örtlich sehr großem Wasserbedarf über einen kurzen Zeitraum handelt, müssen an jedem Standort die Folgen der Wasserentnahme geprüft werden. Dazu wird es erforderlich sein, die regionalen Bedingungen der Wassernutzung sowie der Grundwasserneubildung zu bewerten und die mit der Oberfläche in Verbindung stehenden Grundwasserleiter zu erfassen. Diese Informationen sind in die Entscheidung der Behörden über die geplante Wasserentnahme einzubeziehen.

4.1.2 Oberflächennahe Belastungen

38. Belastungen oberflächennaher Wasserkörper können beim Umgang mit Frack-Fluiden entstehen, wenn bei Lieferung der Komponenten-Konzentrate oder Anmischen des gebrauchsfertigen Frack-Fluids Havarien eintreten. Oberflächennahe Leckagen an der Verrohrung des Bohrschachts können zu Verunreinigungen führen. Auch die Freisetzung von Flowback bei Sammlung und Abtransport kann den Boden, oberflächennahe Grundwasserschichten oder Oberflächengewässer kontaminieren. Andere Wege der Kontamination betreffen unterirdische Pfade (Abschn. 4.1.3).

Obwohl die Frack-Fluide vorwiegend (> 95 %) aus Wasser bestehen, können aufgrund des großen benötigten Fluid-Volumens bei der Schiefergasförderung mehrere 100 m³ Chemikalien in das Sedimentgestein verpresst werden (EPA 2011a; EWEN et al. 2012). Abhängig von den geologischen Eigenschaften des Muttergesteins dienen die zugesetzten Chemikalien als Reibungsminderer, Gelbildner, Verdickungsmittel, Tonstabilisierer, Biozide, Lösungsvermittler, Kettenbrecher, Oberflächenspannungsminderer, pH-Regulierer, Quervernetzer oder Verzögerer für Quervernetzer sowie als Antischaummittel (s. Tab. 2).

Einige dieser Stoffe haben für Umwelt und Gesundheit problematische Eigenschaften. Für viele Komponenten sind die entsprechenden Informationen jedoch nicht verfügbar.

39. Zusammen mit dem Erdgas wird Flowback (Lagerstättenwasser mit Anteilen der Frack-Fluide) über Tage abgeschieden. Dieser ist in der Regel mit gelösten Salzen, Schwermetallen und Arsen sowie natürlichen radioaktiven Stoffen und Kohlenwasserstoffen hoch belastet. Die Kohlenwasserstoffe sind natürliche Bestandteile des Energieträgers, als flüchtige organische Verbindungen (volatile organic compounds – VOC) mobil und erreichen auch die Luft. Insgesamt ist der Flowback human- und ökotoxikologisch problematisch. Der Transport von Lagerstättenwasser in Überlandrohrleitungen ist in der Erdöl- und Erdgasförderung gängige Praxis. Allerdings sind auch hier Leckagen und Bodenverunreinigungen bekannt. Im niedersächsischen Erdgasfeld Völkersen wurde im Dezember 2011 an einer Lagerstättenwasserleitung ein erhöhter Gehalt an Benzol im Boden nachgewiesen. Das Trinkwasser der Region war jedoch nicht betroffen und auch Proben aus privaten Brunnen zeigten keine Auffälligkeiten. Allerdings fanden sich Benzolkontaminationen im oberflächennahen Grundwasser (RWE Dea 2013). Auch in anderen Fällen schadhafter Lagerstättenwasserleitungen (z. B. Erdölfeld Nienhagen, Gemeinde Steyerberg, Wardböhmen) wurde Benzol als die relevante Kontaminante im Boden identifiziert („Lagerstättenwasserleitungen – LBEG schließt Überprüfung von Eignungsnachweisen ab“, Pressemitteilung des LBEG vom 7. Mai 2012). Folglich ist es notwendig, die Sicherheit der Leitungsnetze durch ein ausreichendes Monitoring kontinuierlich zu überwachen.

Schutz der Gesundheit

40. Die hohe Bedeutung des Schutzgutes „menschliche Gesundheit“ spiegelt sich wider in der Intensität, mit der die Debatte über eine Trinkwasserbelastung durch Frack-Fluide geführt wird (Gegen Gasbohren 2012; Deutscher Bundestag 2012). Im Folgenden soll die toxikologische Bewertung der Frack-Fluide skizziert sowie die Belastung des Trinkwassers mit Kontaminanten aus der Erdgasförderung zusammengefasst werden.

Auf dem Weg zum sicheren Umgang mit Chemikalien müssen die Voraussetzungen, unter denen dies möglich sein kann, bestimmt werden. Die Prüfung dazu folgt einem Verfahren, das qualitativ unterschiedliche Informationen sammelt sowie zusammenführt und im Folgenden skizziert werden soll.

Generell erfolgt die Bewertung des Risikos der Einwirkung von chemischen Stressoren nach dem Risk Assessment Paradigma des National Research Council der USA, wonach zwei getrennte Analysen (Gefahrenidentifizierung einschließlich Dosis-Wirkungsbeziehung und Expositionsbestimmung) vorzunehmen sind (NRC 1993). Für die Ermittlung des Risikos

müssen zum einen die empfindlichsten Endpunkte einer Wirkung auf Gesundheit bekannt sein, zum anderen die (langfristigen) Expositionsszenarien ermittelt und bewertet werden. Beispielsweise müssen für eine Bewertung des Gesundheitsrisikos Daten über die Dauer und die zeitlich-räumliche Verteilung der quantitativen und qualitativen Belastung von Trinkwasser, gegebenenfalls auch der Luft, ermittelt werden. Diese Erkenntnisse müssen dann entweder mit Informationen aus Beobachtungsstudien an der exponierten Bevölkerung beziehungsweise an Arbeitnehmern oder mit epidemiologischen Untersuchungen verknüpft und bewertet werden. Da bislang aber Informationen zu Expositionen mit beim Fracking eingesetzten Chemikalien fehlen, ist eine abschließende Risikobewertung nicht möglich und deshalb muss das Vorsorgeprinzip besondere Berücksichtigung finden.

Im folgenden Abschnitt wird die Bewertung der chemischen Additive zusammengefasst.

Bewertung der chemischen Additive

41. Die Beurteilung von chemischen Additiven folgt mehr oder weniger dem oben genannten Paradigma und beginnt mit einer Einstufung der gefährlichen Merkmale der Chemikalien anhand ihrer Eigenschaften und Wirkungen in Standardprüfsystemen. Für diesen Bewertungsschritt ist es noch ohne Bedeutung, welche quantitativen Belastungen am Arbeitsplatz oder in Umweltmedien beim Einsatz dieser Stoffe auftreten (würden). Die Informationen zur Einstufung in Deutschland eingesetzter chemischer Additive nach der sogenannten CLP-Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 (CLP – Classification, Labelling and Packaging) wurden von EWERS et al. (2012), MEINERS et al. (2012) und SCHMITT-JANSEN et al. (2012) zusammengetragen. So erwiesen sich zum Beispiel von 69 der verwendeten Chemikalien 31 als akut toxisch, 9 als kanzerogen, 2 als mutagen für Keimzellen, 4 als wahrscheinlich reproduktionstoxisch und 13 Stoffe als akut und chronisch gewässergefährdend (MEINERS et al. 2012). In einer vom Tyndall Centre Manchester für Großbritannien durchgeführten Studie wurden von 260 untersuchten Additiven 75 als bedenklich eingeordnet (17 als ökotoxisch, 38 als toxisch, 8 als humankanzerogen, 7 als mutagen und 5 als reproduktionstoxisch) (BRODERICK et al. 2011).

42. Die Vielfalt der verwendeten Stoffe spiegelt sich in Untersuchungen der in den USA verwendeten Frack-Fluide. Zwischen 2005 und 2009 wurden in den USA etwa 2.500 verschiedene Fluidgemische verwendet, die 750 Chemikalien und andere Komponenten enthielten. Methanol, Isopropanol, 2-Butoxyethanol und Ethylenglykol waren die am häufigsten verwendeten Stoffe. In 95 Produkten wurden 13 verschiedene kanzerogene Stoffe eingesetzt. Die Schadstoffgruppe BTEX – die aromatischen Kohlenwasserstoffe Benzol (B), Toluol (T), Ethylbenzol (E) sowie die Xylole (X, nach

IUPAC-Nomenklatur Dimethylbenzole) – war in 60 Produkten enthalten (WAXMAN et al. 2011). Die U.S. EPA hat auf der Basis publizierter Daten etwa 1.100 Chemikalien als potenzielle Bestandteile der Frack-Fluide identifiziert (EPA 2011a). Es ist nicht auszuschließen, dass von der Vielfalt an Stoffen, die in den USA beim Fracking eingesetzt wurden, auch einige für deutsche Vorhaben von Interesse sein werden.

43. Neben der Bewertung der Gefährlichkeit der einzelnen Chemikalien ist es ebenfalls erforderlich, das eigentliche Gemisch bzw. Frack-Fluid, das an den unterschiedlichen Standorten zum Einsatz kommt, zu bewerten. Die anwendungsfertigen Frack-Fluide bzw. Fluidgemische enthalten die gefährlichen Bestandteile durch Verdünnung in so niedriger Konzentration, dass sie in der Regel nach Maßgabe der CLP-Verordnung nicht als gefährlich eingestuft sind (EWERS et al. 2012; BRODERICK et al. 2011). Auch für die Gefährlichkeit des Flowbacks sind die Fluidkomponenten voraussichtlich von untergeordneter Bedeutung. Gänzlich offen dagegen ist die Bewertung der bisher weitgehend unbekanntem Reaktionsprodukte der Fluidkomponenten.

44. Geht man jedoch von wasserrechtlichen Grenz-, Richt- und Höchstwerten aus, zeigt sich fast durchgehend ein ökotoxisches und humantoxisches Potenzial für in Deutschland eingesetzte Fluidgemische (MEINERS et al. 2012; SCHMITT-JANSEN et al. 2012). Da Informationen zu möglichen Expositionen fehlen, wurden die Stoffkonzentrationen in den Fluidgemischen für die Bewertung herangezogen. Dies traf auch für ein neu entwickeltes Frack-Fluid zu, was insbesondere auf den hohen Biozidgehalt zurückzuführen ist (EWERS et al. 2012; SCHMITT-JANSEN et al. 2012; MEINERS et al. 2012). Die Beschreibung der Gefahrenmerkmale von chemischen Stoffen ist ein wichtiger aber kein ausreichender Schritt zur Ermittlung von Risiken, die mit dem Umgang mit chemischen Stoffen und möglicher unbeabsichtigter Aufnahme verbunden sein können. Somit ist die alleinige Betrachtung der Gefährlichkeitsmerkmale (Hazard Identifikation und Charakterisierung) für eine (öko)toxikologische Bewertung des resultierenden Risikos (Eintrittswahrscheinlichkeit für einen bestimmten Schadeffekt) nicht weitreichend genug. Dafür wäre zu fordern, dass Informationen über die tatsächliche Belastungssituation sowie Beobachtungsstudien zur Gesundheit und Stabilität der Umwelt erhoben werden. In dieser Hinsicht besteht derzeit Datenunsicherheit. Es ist daher umso relevanter, dass Sicherheitsmaßnahmen gegen lokale Kontaminationen bei Störfällen entwickelt werden und Anwendung finden.

Störfälle können Unfälle mit Beschädigung der Transport- oder Lagerbehältnisse der Chemikalien sein. Weiterhin können Undichtigkeiten beim Anschluss von Geräten oder Materialschäden im Bohrschacht mit Verlust der Abdichtfunktion auftreten. Die langfristige Wirksamkeit der Sicherheitsmaßnahmen sollte auch

während der Betriebsphase regelmäßig überwacht werden. Da einige Stoffe im Boden möglicherweise persistent und wenig mobil sind, müssen auch die Böden, die eine Pufferfunktion übernehmen können, in ein verpflichtendes Monitoring aufgenommen werden.

45. Aufgrund fehlender Informationen zu möglichen Expositionen ist eine weitergehende Risikoabschätzung der eingesetzten Frack-Fluide schwierig. EWERS et al. (2012) näherten sich diesem Problem, indem sie drei unterschiedliche Verdünnungsstufen der Frack-Fluide bewerteten. Bei den meisten Stoffen wurden die Grenzwerte der Trinkwasserverordnung und humantoxikologisch abgeleitete Leitwerte bei der mittleren und höchsten Verdünnungsstufe nicht überschritten. Für die Bewertung von Stoffen, über die keine oder nur sehr wenige Informationen vorlagen, wurde auf den von der Trinkwasserkommission und dem Umweltbundesamt für unbekannte Stoffe vorgeschlagenen gesundheitlichen Orientierungswert (GOW; auch Vorsorgewert; = 0,0003 mg/l) zurückgegriffen. Die Konzentrationen lagen auch bei höchster Verdünnungsstufe oberhalb des GOW, der allerdings nach Einschätzung von EWERS et al. (ebd.) durchaus niedrig angesetzt ist. EWERS et al. (2012), MEINERS et al. (2012) und SCHMITT-JANSEN et al. (2012) bemängeln, dass es nicht möglich war, alle Chemikalien, die in den Frack-Fluiden eingesetzt wurden, anhand einer CAS-Nummer (CAS – Chemical Abstracts Service) eindeutig zu identifizieren. Neben den vollständigen Angaben zur Stoffidentität fehlten auch Daten zu deren Wirkungen, insbesondere hinsichtlich ihres ökotoxischen Potenzials, bzw. entsprechende Informationen waren nicht zugänglich (ebd.).

46. Die aktuelle Tendenz bei den Frack-Fluid-Rezepturen geht dahin, weniger chemische Additive und weniger gefährliche Stoffe einzusetzen (WEG o. J.a). Selbstverpflichtungen einzelner Unternehmen verbieten den Einsatz von Additiven mit einer Wassergefährdungsklasse > 1 (Wintershall o. J.).

Der Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung informiert auf einer Informationsplattform über die Zusammensetzung der seit 2010 in Deutschland verwendeten Frack-Fluide (WEG o. J.b). Dieser Schritt dient der Transparenz und ist eine wichtige Basis für den fachlichen Dialog. Allerdings reichen diese Informationen nicht für eine weitreichende Bewertung aus. Auch sind die Daten über Fracking-Maßnahmen, die vor 2010 durchgeführt wurden, nicht frei verfügbar, obgleich sie von großer Bedeutung für eine Bewertung der Langzeitwirkungen wären. Hierfür sind eine Auswertung der verwendeten Chemikalien, der geologischen Rahmenbedingungen sowie die Dokumentation des durchgeführten Monitorings erforderlich.

Die Fachbehörden, die Wissenschaft und die Öffentlichkeit müssen in die Lage versetzt werden, die Risiken einer Ausbringung in die Umwelt zu beurteilen und brauchen dafür die erforderlichen

Informationen. Für die Öffentlichkeit ist insbesondere der Aspekt der Transparenz von großer Bedeutung. Sollten Konflikte mit der Wahrung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen bestehen, sollten die entsprechenden Regelungen des Umweltinformationsgesetzes Anwendung finden.

Außerdem ist zu klären, ob die Additive, die bei der Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten zur Verbringung in die Speicherstätten vorgesehen sind, in der REACH-Verordnung (EG) Nr. 1907/2006 ausreichend abgebildet sind. Gleiches betrifft auch die eingesetzten Fluidgemische. Die REACH-Verordnung erfasst chemische Stoffe in Abhängigkeit vom Produktions- oder Importvolumen (> 1 t/a) und ordnet sie bestimmten Prüfpflichten zu. Diese Pflichten sind für chemische Additive, die nur in geringen Mengen produziert werden, wenig umfangreich und damit nicht ausreichend für eine fundierte und begründete Risikoabschätzung im Anwendungsfall Frack-Fluid. Als Verfahren zur Überbrückung von Informationsdefiziten innerhalb von REACH ist eine sogenannte Read-Across-Prüfung möglich, die unter der Annahme, dass sich strukturell ähnliche chemische Stoffe in ihrer Wirkung auch ähnlich verhalten, zumindest eine orientierende Aussage zum Risiko ermöglichen. Stoffe, die zum Verbleib in den Gaslagerstätten gedacht sind, deren Langzeitauswirkungen aber unbekannt sind, müssen somit zumindest einer derartigen Read-Across-Prüfung unterzogen werden. Eine Prüfung der Austauschbarkeit gegen weniger gefährliche Stoffe sollte ebenfalls vorgenommen werden.

Kontaminationen von Trinkwasser und Grundwasser

47. Durch mögliche oberirdische Austritte von Frack-Fluiden oder Flowback kann es zur Verunreinigung des Grundwassers kommen. In Deutschland liegen Einzeldaten über ein Grundwassermonitoring und damit verbundene Trinkwasserkontrollen von im Jahr 2008 im Zusammenhang mit den drei bislang durchgeführten Fracking-Maßnahmen zur Schiefergasförderung vor (Niedersachsen, Bereich Damme). Das Grundwassermonitoring in Damme hat an sechs Positionen in räumlicher Nähe zu den Bohrungen je zwei Grundwassermessstellen im flacheren Bereich (8 bis 25 m) sowie im tieferen Bereich (25 bis 42 m) beprobt. Als analytische Parameter, die für das Monitoring eine ungewollte Kontamination spezifisch und sensitiv anzeigen können, wurden die beiden bioziden Chemikalien 5-Chlor-2-methyl-2H-isothiazol (CIT) und 2-Methyl-2H-isothiazol-3-on (MIT) sowie ein Ammoniumsalz ausgewählt. Bei dieser Messkampagne wurden in keiner der Proben und auch nicht im Trinkwasser der Wasserversorgungsvereine die untersuchten Stoffe oberhalb der analytischen Bestimmungsgrenze nachgewiesen (ROSENWINKEL et al. 2012b; GUNZELMANN 2012).

48. Berichte über Trinkwasserkontaminationen in den USA unmittelbar nach Fracking-Maßnahmen betreffen typischerweise hohe Eisengehalte, manchmal in Kombination mit Mangan-Belastungen sowie Arsen-Belastungen. Andere Berichte beschreiben in zeitlichem Zusammenhang mit Bohr- und Frack-Aktivitäten plötzliche Farbveränderungen im Trinkwasser (rot, braun, grau) und aufkommende Trübungen. Auch Kohlenwasserstoffe wie Methan, Benzol und Toluol sowie die Metalle Strontium und Barium wurden im Wasser nachgewiesen (BOYER et al. 2012). Auch für Pennsylvania im Bereich des Marcellus-Schiefergasfeldes und für Texas im Bereich des Barnett-Schiefergasvorkommens wurde in Berichten auf Trinkwasserkontaminationen hingewiesen (BROOMFIELD 2012; EPA 2012b; EWEN et al. 2012; GROAT und GRIMSHAW 2012; MEINERS et al. 2012). Ein klarer Zusammenhang mit den Fracking-Aktivitäten wurde nicht nachgewiesen.

Zur weiteren Klärung wurden 2010 und 2011 in der Region des Marcellus-Schiefergasfeldes insgesamt 233 Proben aus Trinkwasserbrunnen in ländlichen Regionen genommen. Ziel war es, den Einfluss von Gasförderaktivitäten auf das Trinkwasser der direkten Nachbarschaft zu überprüfen (BOYER et al. 2012). In beiden Sammelkampagnen wurden keine statistisch signifikanten Änderungen der Wasserqualitätsparameter infolge der vorgenommenen Bohr- und Fracking-Aktivitäten festgestellt. Die dort berichteten Kontaminationen sind daher derzeit erklärungslos und haben möglicherweise unabhängige Ursachen, zum Beispiel unzureichend abgeschirmte Trinkwasserbrunnen. Damit ist die kontroverse Diskussion über die Möglichkeit, dass Fracking-Fluide oder saline Tiefenwässer in höhere Formationen aufsteigen, allerdings noch nicht beendet (z. B. ENGELDER 2012; WARNER et al. 2012a; 2012b).

Dagegen sieht die U.S. EPA durchaus einen Zusammenhang zwischen Fracking-Aktivitäten und Kontaminationen von Grundwasserkörpern in unmittelbarer Nähe zum Schiefergasfeld Pavillion in Wyoming, wenn auch weitergehender Forschungsbedarf angemahnt wurde (DIGIULIO et al. 2011; TOLLEFSON 2012). Die Situation des dortigen Gasfeldes ist ebenfalls eine besondere, da die Barrierschicht zwischen grundwasserführenden Schichten und den Gasspeichergesteinsschichten eine sehr geringe Mächtigkeit aufweist.

49. In Deutschland sind sowohl die Infrastruktur der Trinkwasserversorgung als auch die geologischen Formationen in den Erdgasfeldern, wie auch die technischen Rahmenbedingungen, die bei einer Förderung von Schiefergas unterstellt werden dürften, kaum mit der Situation in den USA vergleichbar. Die Erfahrungen in den USA sind daher nur begrenzt übertragbar. Allerdings liegen für den deutschen Raum bisher so gut wie keine Untersuchungen von oberflächennahen Grundwasserkörpern im Umfeld von Bohrfeldern, bei denen Fracking angewendet wurde, vor. Dies gilt auch für andere Energieträger als

Schiefergas (bspw. Geothermie). Somit ist es erforderlich, durch ein konsequentes Grundwassermonitoring die Sicherheit der Bohr- und Fracking-Aktivitäten zu überwachen.

4.1.3 Unterirdische Belastungen

50. Das Grundwasser kann durch Fracking auch über unterirdische Pfade belastet werden. Derartige Belastungen sind weitgehend irreversibel und schwierig zu begrenzen. Es soll daher im Folgenden zusammengefasst werden, welche Schutzanforderungen bestehen, welche geologischen Rahmenbedingungen vorliegen, welcher technische Eingriff relevant ist, in welcher Weise die Belastungspfade in Ausmaß und Eintrittswahrscheinlichkeit beurteilt werden und ob Informationsdefizite vorliegen.

51. Die Lagerstätten für Tight Gas, Schiefergas und Kohleflözgas liegen in großer Tiefe (Tab. 1) und damit weit von den für die Trinkwassergewinnung nutzbaren Aquiferen entfernt (BGR 2012). Die sie trennenden Gesteinsschichten stellen in der Regel robuste Barrieren zwischen Erdgasgewinnung auf der einen und Grundwassernutzung auf der anderen Seite dar.

Die Fracking-Technik schafft künstliche Wegsamkeiten für das Erdgas über (multilaterale) horizontale Bohrungen und erschließt die Vorkommen flächenhaft. Um Lagerstätten in großer Tiefe zu erreichen, werden oberflächennahe Grundwasserkörper und tiefenwasserführende Schichten durchbohrt (ROSENWINKEL et al. 2012b; BGR 2012). Einige Tiefenwässer haben Verbindung zu Thermalquellen oder werden zur Mineralwassergewinnung genutzt und sind daher vor einem ungewollten Stoffeintrag ebenfalls großräumig zu schützen. Es muss geprüft werden, inwieweit ein Monitoring der Qualität dieser Tiefenwässer notwendig und praktikabel ist.

52. Es ist nicht auszuschließen, dass sowohl Frack-Fluide als auch Lagerstättenwasser durch Leckagen in Gasproduktionsbohrungen direkt in grundwasserführende Schichten eintreten und das Grundwasser kontaminieren können. Wichtig ist, wie schnell eine Leckage entdeckt und geschlossen werden kann. Bei kleineren Leckagen, die sich nicht unbedingt in einem Druckabfall zeigen, kann dies durchaus einige Zeit dauern. Somit muss die Dichtigkeit des Bohrlochs kontinuierlich überwacht werden. Darüber hinaus empfiehlt sich ein Monitoring des Grundwasserkörpers um die Bohrstellen herum. Dafür ist es wahrscheinlich notwendig, Beobachtungsbrunnen anzulegen (EWEN et al. 2012; UBA 2011).

53. Die Frack-Fluide sind nach dem Verpressen in das Gasspeichergestein nur zum kleinen Teil als Gemisch aus Lagerstättenwasser und Frack-Fluiden (Flowback) rückführbar. Der rückgeführte Anteil an Frack-Fluid wird mit 8 % (ROSENWINKEL et al. 2012a) oder mit 20 % (EWEN et al. 2012) angegeben. Eine Befragung von Unternehmen in Texas ergab eine

Spanne von 20 bis 80 %. Diese Werte werden auch von den Autoren der Studie hinterfragt (GROAT und GRIMSHAW 2012). Bei Untersuchungen in Damme, Niedersachsen, lag der Anteil des Frack-Fluids am Flowback am Anfang der Rückförderung bei 100 %, nahm dann aber sehr schnell ab und fiel innerhalb von nicht einmal acht Wochen auf unter 10 % (s. Abb. 9). Der größte Teil des Frack-Fluids verbleibt somit zunächst in den Rissen des Speichergesteins vor Ort.

Als Indikator wurde bei dieser Untersuchung der Chloridgehalt verwendet, der Rückschlüsse auf den Anteil des Lagerstättenwassers erlauben soll, jedoch mögliche Reaktionen im Flowback nicht abbildet. Aufgrund noch bestehender Fragen hinsichtlich des richtigen Indikators zum Nachweis des Frack-Fluids im Flowback und fehlender Daten sind Aussagen zur Stoffbilanzierung bisher schwierig. Erforderlich sind weitergehende Untersuchungen zur Zusammensetzung des Flowbacks als Grundlage für ein Stoffstrommanagement.

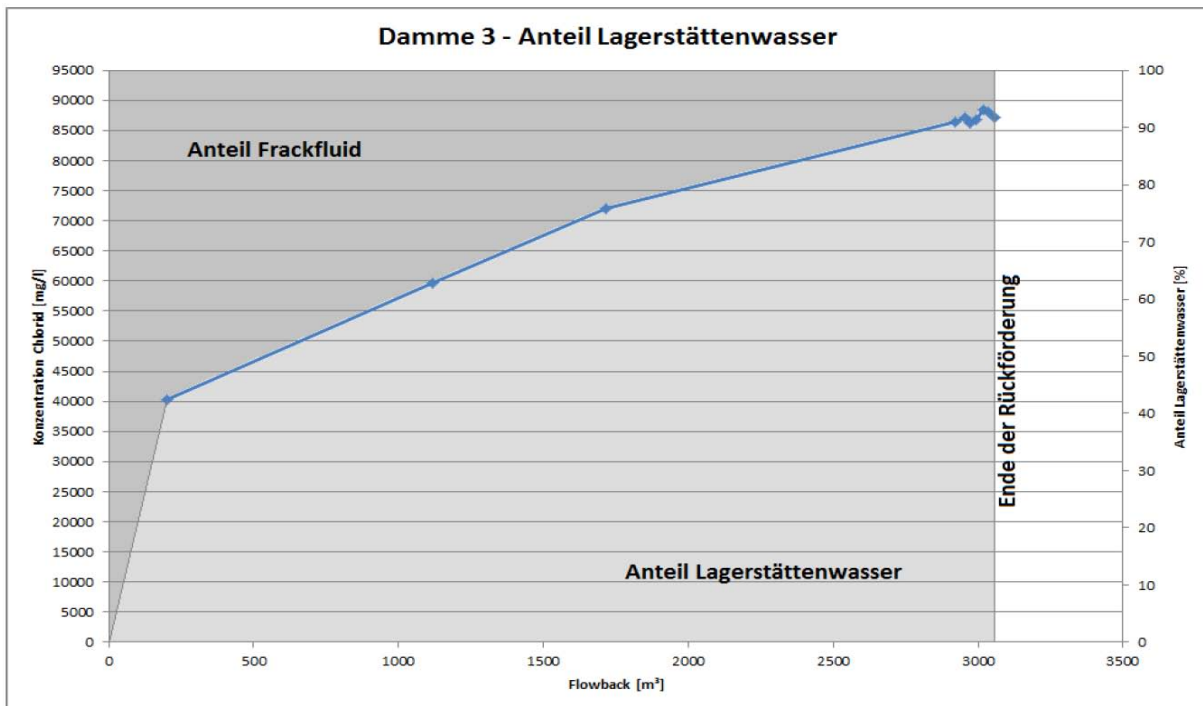
54. Die Möglichkeit einer Migration von Lagerstättenwasser in zur Grundwassergewinnung nutzbare Aquifere wird von den lokalen geologischen Wegsamkeiten und durch historische Bohrungen oder Bergbautätigkeiten bestimmt (EWEN et al. 2012; MEINERS et al. 2012). Ein Aufstieg von Lagerstättenwasser kann entlang der Bohrung bei Bruch der Abdichtungen (s. Tz. 11), über tiefgreifende Störungen (hydraulische Fenster) oder eine un-

kontrollierte Rissbildung, durch die ein Anschluss an ein hydraulisches Element geschaffen werden kann, stattfinden. Es ist – abhängig von den Gesteinspermeabilitäten – ebenso der Aufstieg entlang von Druckgradienten in Speichergestein und darüber liegende Deckschichten möglich. Hierdurch kann es zu einem diffusen Eintrag in das Grundwasser kommen.

Im InfoDialog Fracking wurde 2011 eine Arbeitsgruppe aus Experten verschiedener betroffener Fachdisziplinen gebildet (Neutraler Expertenkreis). Kriterien für die Auswahl der Experten waren die wissenschaftliche Expertise sowie die Unabhängigkeit von der Erdgasindustrie, insbesondere von ExxonMobil, dem Unternehmen, das diesen Dialog initiierte und die finanziellen Mittel dafür bereitstellte. Ziel war eine unabhängige Aufarbeitung des Wissensstands, eine kritische Kommentierung und die Veröffentlichung von Berichten. Der Neutrale Expertenkreis im InfoDialog Fracking legte Modellberechnungen vor, die zeigen, dass die Frack-Fluide auch unter konservativen Annahmen bei der Modellierung nur etwa 50 m aufsteigen können (EWEN et al. 2012). Im Fall von Kohleflözschichten wäre ein horizontaler Transport im Tiefenwasser möglich. So könnten sich Schadstofffahnen in Abhängigkeit von den geologischen Bedingungen horizontal pro Jahr etwa 20 m bewegen, was langfristig Reichweiten von Kilometern ermöglichen würde (ebd.).

Abbildung 9

**Flowback Damme 3 –
Salzkonzentrationsverlauf und Rückschluss auf Lagerstättenwasseranteil**



Quelle: ROSENWINKEL et al. 2012b

55. Verlässliche Modelle, die die möglichen Wege von belasteten Wässern beschreiben, sind auf detaillierte Informationen über die geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse angewiesen. Dazu gehören auch Kenntnisse der hydrochemischen Verhältnisse und der Zielformationen sowie die Kenntnis über vorhandene Altbohrungen und Störungen einschließlich ihrer hydraulischen Funktion. Eine Zusammenführung der vorhandenen Daten über Bohrungen und geologische Daten aus den umfangreichen Untersuchungen der jahrzehntelangen Bohrhistorie in einem öffentlich zugänglichen Kataster ist dringend geboten.

Die zuständigen Fachbehörden müssen in der Lage sein oder in die Lage versetzt werden, diese Fachkenntnis aus der Begleitung und geologischen Aufnahme aller Tiefbohrungen in der Region zu erheben, zu vervollständigen und über Jahrzehnte zu pflegen. Dies ist sowohl behörden- als auch bundesländerübergreifend zu gewährleisten.

Außerdem muss sichergestellt werden, dass den Genehmigungsbehörden, der Wissenschaft und der Öffentlichkeit die notwendigen Daten für eine Bewertung der Risiken vorliegen. Ein transparenter Umgang mit den Daten, zu dem die Publikation in wissenschaftlichen Fachzeitschriften, die Präsentation auf Bürgerforen sowie die Veröffentlichung in frei zugänglichen Datenbanken gehören, ist für einen qualifizierten Diskurs erforderlich.

4.1.4 Entsorgung des Flowbacks

56. Der mit kritischen Stoffen, wie zum Beispiel Salzen, Eisen, Mangan, Arsen, natürlichen radioaktiven Stoffen und Kohlenwasserstoffen, sowie in geringem Maß auch mit Frack-Fluiden belastete Flowback wird an den Förderanlagen gesammelt und zur Abtrennung von Schlämmen und Ölen mittels Hydrozyklon, Absetztanks zur Phasentrennung und Filtern aufbereitet, bevor er der Entsorgung zugeführt wird. Auch nach einer Aufbereitung enthält der Flowback noch hohe Gehalte an den genannten Stoffen. Derzeit werden in Deutschland das anfallende Lagerstättenwasser und der Flowback aus den konventionellen Bohrungen in der Regel über oberirdische Rohrleitungen oder mit Tankkraftwagen zu Versenkbrunnen transportiert und in tiefe Gesteinsschichten verpresst (ROSENWINKEL et al. 2012b). Der Transportweg zwischen Förderanlage und Tiefenversenkbrunnen kann durch Undichtigkeiten unterschiedlichster Art Austrittspunkt für Kontamination der Böden und Oberflächengewässer mit den belasteten Wässern sein.

Bevor die Beseitigungspraxis für Lagerstättenwasser aus der konventionellen Erdöl- und Erdgasgewinnung auf die Schiefergasgewinnung übertragen werden kann, sollten die Erfahrungen mit der Verpressung, die über Jahrzehnte gemacht wurden, systematisch erfasst und ausgewertet werden. Lage der Brunnen, Tiefe der Bohrung, Gestein, Mengen, Überwachung und Nach-

weis der dauerhaften Dichtigkeit sind die Voraussetzung für die Annahme, dass die Verpressung ein gesellschaftlich akzeptabler Entsorgungsweg sein kann.

Im Vordergrund sollte jedoch die Vermeidung des Problems stehen: Forschung und Entwicklung von Optimierungen bei den Bohr- und Frack-Vorgängen, wasserfreien Frack-Vorgängen, minimiertem Chemikalieneinsatz und einer geringeren Toxizität der verwendeten Stoffe (MÖHRING 2013) setzen am Beginn der Prozesskette an. Eine Aufbereitung und die Wiederverwendung des Flowbacks sind entscheidende Stellschrauben am Ende des Prozesses. Die Entwicklungen hinsichtlich Recycling in den USA (siehe z. B. RASSENFOSS 2011) können als Ausgangspunkt für die weitere Forschung dienen. Dies ist einer der wesentlichen Punkte, die es in Pilotprojekten zu untersuchen gilt.

57. Anscheinend stufen die Bergbehörden bislang das Einleiten von Lagerstättenwasser aus Kohlenwasserstoff-Lagerstätten über Versenkbohrungen nicht als wasserrechtlich erlaubnisbedürftig ein (MEINERS et al. 2012, S. B123). Dabei ist davon auszugehen, dass das Verpressen des Flowbacks einer Betriebsplanzulassung sowie in aller Regel einer wasserrechtlichen Erlaubnis bedarf (ebd., S. B125). Teilweise wird sogar vertreten, dass eine Verpressung auch in tiefer gelegene Gesteins- und grundwasserführende Schichten grundsätzlich wasserrechtlich unzulässig ist (SCHINK 2013, S. 44). Jedenfalls sollten die Wasserbehörden am Genehmigungsverfahren beteiligt werden.

Für eine Verpressung von Lagerstättenwasser und Flowback sollten im Sinne der Vorsorge folgende Aspekte vorab mit Votum der Wasserbehörde geklärt werden:

- geologische Eigenschaften der Standorte der Versenkbrunnen (Tiefe, Abschirmung, Mächtigkeiten, Aufnahmekapazität, Erdbebenrisiken);
- Charakteristik der Gaslagerstätte hinsichtlich des Lagerstättenwassers einschließlich dessen Zusammensetzung, der typischen Analyten als spätere Indikatoren und den voraussichtlich anfallenden Mengen;
- Bewertung von Transportmöglichkeiten (Tankwagen versus Pipeline);
- konkurrierende (sowohl beantragter als auch geplanter) Nutzungen;
- möglicherweise betroffene, geplante wie auch bereits eingerichtete, Schutzgebiete.

4.1.5 Zusammenfassung der Defizite beim Wasser- und Gesundheitsschutz

Zugang zu geologischen Daten und Informationen

58. Der Trink- und Grundwasserschutz hängt entscheidend davon ab, ob die grundsätzliche Eignung einer Gaslagerstätte zur Gasförderung richtig beurteilt wurde und ob die Schutzinteressen sowie bestehende und zukünftige Planungen zur Wassernutzung ausreichend berücksichtigt wurden. Die Daten und Informationen sind für die beteiligten Fachbehörden und die Öffentlichkeit derzeit unterschiedlich gut zugänglich. Eine Zusammenführung der vorhandenen Daten über Bohrungen und geologische Daten aus den umfangreichen Untersuchungen der jahrzehntelangen Bohrhistorie in einem öffentlich zugänglichen Kataster ist dringend geboten.

Kenntnisse über die hydrochemischen Verhältnisse sowie über vorhandene Altbohrungen und Störungen einschließlich ihrer hydraulischen Funktion müssen den Akteuren zur Verfügung stehen. Die zuständigen Fachbehörden müssen daher in der Lage sein oder in die Lage versetzt werden, diese Fachkenntnis aus der Begleitung und geologischen Aufnahme aller Tiefbohrungen in der Region zu erheben, zu vervollständigen, über Jahrzehnte zu pflegen sowie allgemein zugänglich zu machen. Dies ist sowohl behörden- als auch bundesländerübergreifend zu gewährleisten.

Es muss sichergestellt werden, dass den Genehmigungsbehörden und der Öffentlichkeit alle notwendigen Informationen für eine Bewertung der Risiken vorliegen.

Beurteilung der chemischen Additive

59. Nicht alle in den Frack-Fluiden verwendeten chemischen Additive konnten anhand einer CAS-Nummer eindeutig identifiziert werden. Es fehlen zudem Informationen, die für die Beurteilung der Risiken für Gesundheit und Umwelt bei einem ungewollten Eintrag in Grund- und Trinkwasser bestehen. Die Gefährlichkeitsbeurteilung anhand der CLP-Verordnung ist nur ein erster Schritt und kann die öko-/toxikologische Bewertung des Risikos nicht ersetzen.

Bei der Entscheidung, eine Chemikalie zu verwenden, sollten neben technischen Gründen auch solche, die den Gesundheits- und Umweltschutz bzw. den Wasserschutz betreffen, zum Tragen kommen. Dafür sind Informationen über Verhalten und Verbleib der chemischen Additive im oberirdischen wie auch im unterirdischen Raum erforderlich. Soweit Informationen zu möglichen Kontaminationen fehlen, sollte das Vorsorgeprinzip ausreichend berücksichtigt werden.

Darüber hinaus sollte gewährleistet sein, dass Additive, die bei der Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten zur Verbringung in die Speicherstätten vorgesehen sind, in der REACH-

Verordnung ausreichend abgebildet sind. Gleiches betrifft auch die eingesetzten Fluidgemische.

Sammeln, Umfüllen, Transport von belasteten Wässern

60. Der Flowback muss aufgefangen und abtransportiert werden. Beim Transport von Lagerstättenwasser in Überlandrohrleitungen sind in der Praxis der Erdöl- und Erdgasförderung Leckagen und Bodenverunreinigungen bekannt (Tz. 39). Die Kontaminanten, zum Beispiel Benzol oder Solekomponenten, sind zum Teil im Boden persistent und können zu Belastungen im oberflächennahen Grundwasser führen. Dementsprechend ist es notwendig, die Sicherheit der Leitungsnetze durch ein ausreichendes Monitoring kontinuierlich zu überwachen und den positiven Beleg der technischen Sicherheit zu erbringen.

Technische Sicherheit bei der Integrität hydraulischer Abdichtungen

61. Zwar sind im Zusammenhang mit Fracking-Maßnahmen bei Explorationsprojekten in Deutschland bislang keine Belastungen der überprüften Grundwasserleiter festgestellt worden, wegen der nur sporadischen Messkampagnen können diese Daten jedoch nur als Hinweis, nicht aber als hinreichender Beleg für die technische Sicherheit gewertet werden. Die Dichtigkeit der hydraulischen Abschirmung muss alle Prozessstufen umfassen und über lange Zeit – auch für aufgegebene und verschlossene Bohrlöcher – gewährleistet sein. Die Monitoringpflichten müssen auf Angemessenheit für den Trink- und Grundwasserschutz überprüft werden.

Mittel- und Langfristfolgen des flächenhaften Aufschlusses

62. Die neue Technik des flächenhaften Aufschlusses von Gaslagerstätten kann potenziell die physikalisch-chemischen Bedingungen der Zielformationen verändern. Veränderungen in den gasführenden Gesteinsschichten könnten sich eventuell auch auf das Lagerstättenwasser und mögliche Sekundärprodukte von Fracking-Additiven im Flowback auswirken. Bislang ist noch weitgehend ungeklärt, welches mittel- und langfristige Schutzniveau zum Beispiel für Tiefenwässer angebracht wäre und welche Monitoringkonzepte die Zielerreichung gewährleisten. Es sind ebenfalls möglichst frühzeitig andere geplante oder perspektivisch mögliche Nutzungen der tiefen salinaren Grundwasserleiter, zum Beispiel zur Tiefengeothermie, oder eine mögliche Kommunikation mit Thermalwässern zu klären, um zu entscheiden, ob die betroffenen salinaren Grundwasserleiter unberührt bleiben sollten.

4.2 Luft

63. Die unkonventionelle Gasförderung ist mit Emissionen von Stäuben, Dieselabgasen, VOC und Methan verbunden (EPA 2011a; EWEN et al. 2012).

Im Folgenden wird explizit nur auf die Methan- und VOC-Freisetzung eingegangen.

Belastung mit Methan

64. Mit dem Fracking besteht die Möglichkeit, dass vermehrt Methan als relevantes Klimagas (Kap. 4.5) an die Oberfläche oder aber ins Grundwasser gelangt. Mit Grundwasser gefördertes Methan kann sich theoretisch entzünden. Für die Methanfreisetzung können neben den bereits erwähnten Undichtigkeiten in den Zementierungen der Bohrlöcher und Störungszonen auch undichte Pipelines verantwortlich sein (OSBORN et al. 2011; EWEN et al. 2012).

Der Hauptaufnahmeweg für Methan in Mensch und Tier ist die Atmung. Die in den Körper aufgenommene Menge wird unverändert innerhalb kurzer Zeit wieder abgeatmet. Bei hohen Methankonzentrationen in der Luft (ab 30 Vol.-%) kommt es aufgrund der Verdrängung von Sauerstoff zu Mangelerscheinungen und Beeinträchtigungen des Zentralnervensystems. Methan ist daher ein Stickgas. Die Wahrscheinlichkeit, dass so hohe Methankonzentrationen im unmittelbaren Umfeld von Gasförderanlagen auftreten, ist aber sehr gering. Bei chronischer Exposition sind keine substanzspezifischen Schadwirkungen bekannt.

Neben dem Aspekt der Gesundheitsgefährdung ist auch die Klimarelevanz von Methan von Bedeutung, sodass die Freisetzung von Methan soweit möglich vermieden und durch ein entsprechendes Monitoring zuverlässig überwacht werden muss. Da Methan aus zahlreichen Quellen einschließlich der Böden stammen kann, ist es wichtig, für den Nachweis eines Methanaufstiegs vor den Fracking-Aktivitäten eine Nulllinie bzw. die normale Hintergrundbelastung zu erfassen, damit sich ein Monitoring daran orientieren kann. Deshalb bietet es sich an, mit dem Methanmonitoring bereits vor den eigentlichen Fracking-Aktivitäten zu beginnen (s. a. EWEN et al. 2012).

Belastung mit flüchtigen organischen Verbindungen

65. VOC kommen natürlicherweise im Erdgas vor, dementsprechend sind Öl- und Erdgasförderanlagen bedeutsame Emittenten für VOC. Derzeit werden VOC-Emissionen, insbesondere jene von BTEX, als mögliches Gesundheitsrisiko der unkonventionellen Gasförderung in den USA kontrovers diskutiert. Untersuchungen an verschiedenen Standorten weisen auf erhöhte Luftbelastungen hin (z. B. EPA 2012a; Wolf Eagle Environmental 2009; GROAT und GRIMSHAW 2012), wobei sich die nachgewiesenen Luftbelastungen in den jeweiligen Gasfördergebieten stark unterscheiden. In einem Fall wurde die unkonventionelle Gasförderung als primäre Quelle der VOC-Belastungen identifiziert, in anderen Fällen war der Beitrag des Verkehrs deutlich höher als der der Gasgewinnung (GROAT und GRIMSHAW 2012).

Grundsätzlich ist in der direkten Umgebung von Gasaufbereitungsanlagen und Kompressorinstallationen eine VOC-Belastung der Luft sehr wahrscheinlich.

In einer epidemiologischen Studie aus der Stadt Dish (Texas, USA) zur inneren Exposition der Bevölkerung gegenüber VOC konnte kein Zusammenhang zwischen der Schiefergasförderung und VOC-Emissionen hergestellt werden. So wiesen die untersuchten Blut- und Urinproben von Personen, die in unmittelbarer Nähe zu Gasförderanlagen wohnten, keine erhöhten VOC-Gehalte auf (Texas Department of State Health Services 2010). Dagegen konnten McKENZIE et al. (2012) einen Zusammenhang zwischen der Nähe des Wohnorts zu einer Förderstätte und einer höheren Exposition der Bevölkerung gegenüber Kohlenwasserstoffen belegen und daraus ein erhöhtes Krebsrisiko ableiten. Allerdings wiesen die Autoren auch darauf hin, dass diese Ergebnisse weiter verifiziert werden müssten.

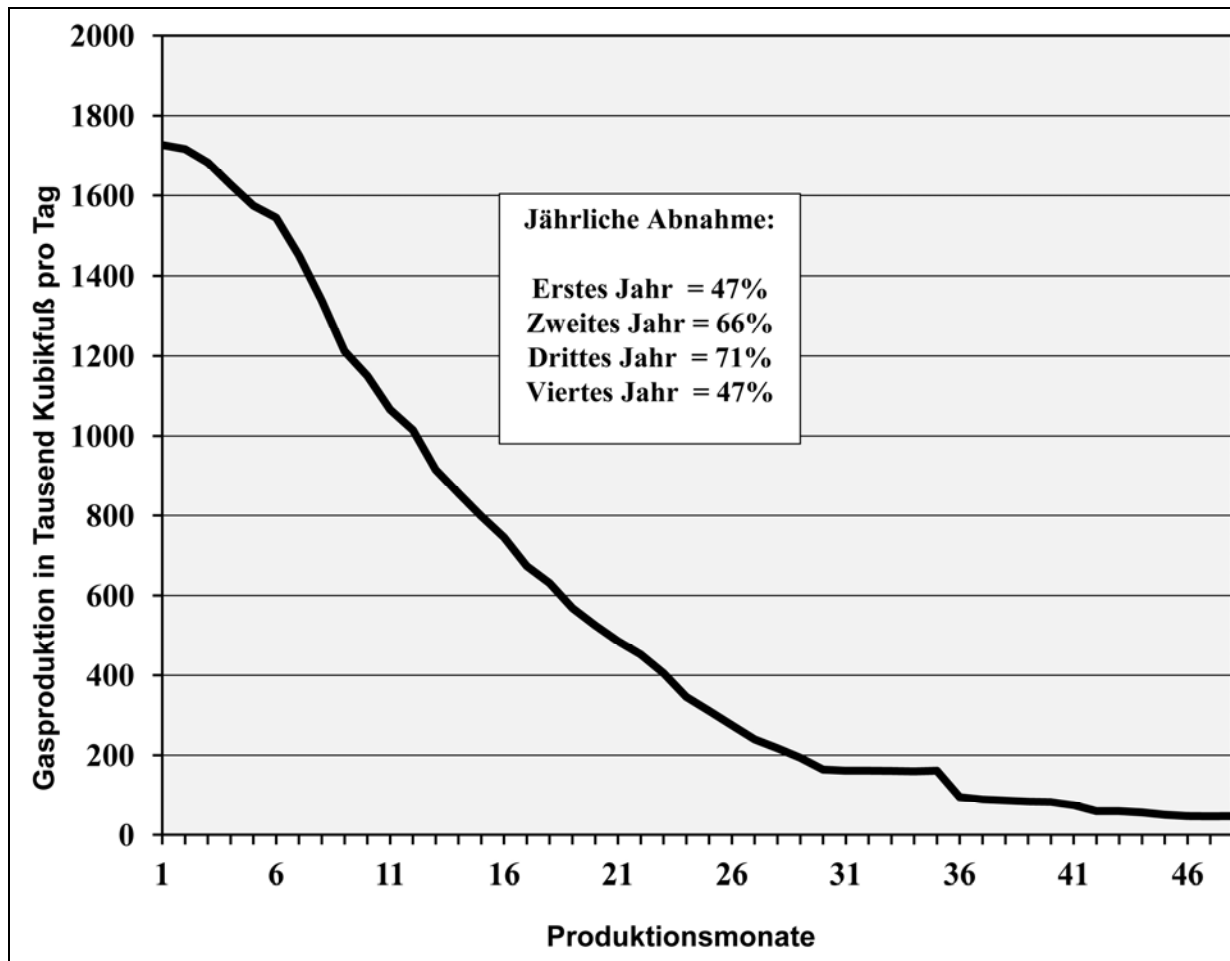
Insgesamt bestehen in den USA noch einige Fragen hinsichtlich der VOC-Belastung durch Fracking und seinem Beitrag zur Gesundheitsgefährdung.

66. Stand der Technik für Bohr(förder)anlagen in Deutschland sind grundsätzlich geschlossene Systeme, in denen die festen, flüssigen und gasförmigen Bestandteile des Flowbacks über Abscheider getrennt werden. Die verschiedenen Bestandteile werden dann entsprechend weiter verarbeitet oder entsorgt. Die Anforderungen sind unter anderem in den Tiefbohrverordnungen (BVOT) der Länder, zum Beispiel § 33 BVOT Niedersachsen, und den technischen Regelwerken der Länder zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (Verordnungen über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen und über Fachbetriebe – VAWs) festgelegt. Welche technischen Einrichtungen im Einzelfall zum Einsatz kommen, ist vom konkreten verfahrenstechnischen Ablauf und der Charakteristik des anfallenden Mediums abhängig (persönl. Mitteilung Dr. Hans-Joachim Uth, 13. März 2013).

4.3 Boden und Flächeninanspruchnahme

67. Die Erschließung von unkonventionellen Lagerstätten und die Gewinnung von Erdgas in relevantem Umfang erfordert die Einrichtung zahlreicher Bohrplätze und ist daher immer mit einer Flächeninanspruchnahme verbunden. Pro Bohrplatz werden circa 2 ha (SCHNEBLE et al. 2012) bis 3,6 ha (BROOMFIELD 2012) Fläche benötigt, abhängig von der Art der Bohrung und von der jeweiligen Phase (Erkundung, Gewinnung). Diese Fläche kann neben dem eigentlichen Bohrplatz, der versiegelt wird, Lager- und Stellplätze, Zufahrtsstraßen, Gas- und Fluidleitungen und begrünte Randflächen umfassen. Etwa 1,4 % der Fläche oberhalb eines Schiefergasvorkommens sind nötig, um es vollständig zu nutzen (BROOMFIELD 2012).

Abbildung 10

Förderraten im Marcellus-Schiefergasfeld (Östl. Nordamerika)

Quelle: HUGHES 2013, S. 65, eigene Übersetzung

Erfahrungen in den USA zeigen, dass die geförderten Gasmengen je Bohrloch mit einem Maximalwert beginnen und innerhalb weniger Jahre stark absinken (COOK und CHARPENTIER 2010). Dies bedeutet, dass für eine konstante Gesamtfördermenge fortlaufend neue Bohrplätze erschlossen werden müssen (GÉNY 2010). Einen exemplarischen Förderverlauf zeigt Abbildung 10.

Der Energieertrag pro Hektar oberirdisch genutzter Fläche ist abhängig von verschiedenen Rahmenbedingungen wie der Anzahl von Bohrlöchern pro Bohrplatz und der Ergiebigkeit der Lagerstätte. Tendenziell liegt der Flächenbedarf je kWh, die mit Erdgas erzeugt wird, niedriger als bei erneuerbaren Energien (ExxonMobil 2012a). Allerdings ist bei diesem Vergleich zu bedenken, wie lange und wie oft eine Fläche einen definierten Energieertrag erbringen kann (erneuerbare versus erschöpfbare Energieträger).

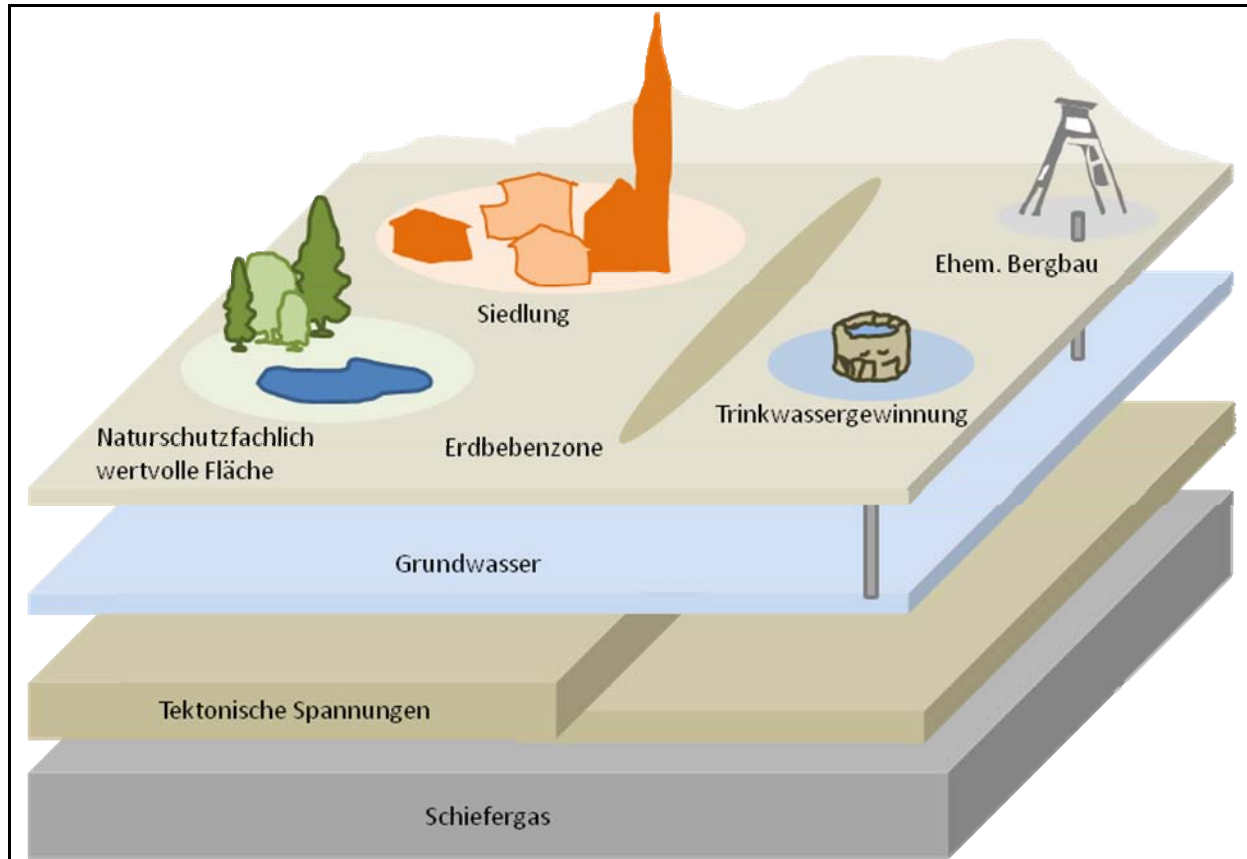
Die Errichtung von Bohrplätzen kann durch Überbauung, Versiegelung, Veränderung des Landschafts-

bildes, den Verlust von Landschaftselementen sowie Flächenzerschneidung vielfältige Auswirkungen auf die verschiedenen Schutzgüter wie Wasser, Boden, Biodiversität und Lokalklima haben. Ein Großteil dieser Auswirkungen ist auf lange Sicht potenziell reversibel, wenn die Anlage nach dem Abschluss der Gewinnung wieder zurückgebaut wird. Lediglich Veränderungen der Bodenstruktur zum Beispiel durch Verdichtung sind weitgehend irreversibel (Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen 2012).

Neben der räumlichen spielt auch die zeitliche Dimension der Flächeninanspruchnahme eine Rolle. Während die Flächen für die Erkundungsphase nur wenige Monate bis Jahre beansprucht werden, werden Flächen, auf denen die Gewinnung tatsächlich stattfindet, meist mehrere Jahrzehnte genutzt (Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen 2012).

Abbildung 11

**Schutz- und prüfwürdige Flächen
für den Ausschluss der Fracking-Technik**



SRU/Stellungnahme Nr. 18–2013/Abb. 11

Die Flächeninanspruchnahme für unkonventionelle Erdgasgewinnung konkurriert im dicht besiedelten Industrieland Deutschland mit anderen Nutzungen, insbesondere der Landwirtschaft, der Forstwirtschaft und Siedlungen sowie der Erholung und dem Naturschutz. Dies betrifft gerade die Vorkommen in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen, die sich mit landwirtschaftlichen Intensivregionen decken, in denen schon jetzt ein hoher Druck auf die Fläche herrscht. Dadurch erhöht sich die Nutzungskonkurrenz und es kann aufgrund eines geringeren Flächenangebots zu einer Intensivierung der landwirtschaftlichen Nutzung kommen. Darüber hinaus erhöht sich der Druck auch auf die nicht landwirtschaftlich genutzten Flächen.

Die Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten hat auch Auswirkungen auf das Landschaftsbild (z. B. Strukturelemente wie Hecken oder Gehölze, Erholungsgebiete usw.). Der visuelle Wirkraum eines Bohrplatzes mit möglicherweise kompensationspflichtigen Beeinträchtigungen wird mit etwa 400 bis 600 m und der akustische Wirkraum mit bis zu 500 m angegeben (SCHNEBLE et al. 2012).

68. Zum Schutz der Umwelt und des Menschen kann die Nutzung von Flächen für die Gewinnung von Schiefergas beschränkt oder ausgeschlossen werden (Abb. 11).

Fracking unterliegt nach § 48 Bundesberggesetz (BBergG) den allgemein geltenden Verboten und Beschränkungen. Das heißt, dass bestehende Regelungen, nach denen Grundstücke einem öffentlichen Zweck gewidmet oder im Interesse eines öffentlichen Zwecks geschützt sind (z. B. Naturschutzgebiete oder Wasserschutzgebiete), fortgelten. Die Aufsuchung soll allerdings durch die Anwendung der Vorschriften so wenig wie möglich eingeschränkt werden, zudem lassen zum Beispiel Schutzgebietsverordnungen oftmals auch Ausnahmen zu. Eine Konkretisierung der in § 48 Absatz 1 BBergG genannten öffentlichen Zwecke im Rahmen des Frackings hat das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG 2012) vorgelegt, in der diese Grundstücke wie folgt definiert werden:

- Schutzgebiete und geschützte Teile von Natur und Landschaft (s. §§ 20 ff. Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG): Naturschutzgebiete, Nationalparke, Nationale Naturmonumente, Biosphärenreservate, Landschaftsschutzgebiete, Naturparke, Natur-

denkmale oder geschützte Landschaftsbestandteile bzw. Natura 2000-Gebiete),

- Schutzgebiete nach WHG: Wasserschutz-, Heilquellenschutz-, Überschwemmungsgebiete oder andere Gebiete, die Zwecken des Gewässerschutzes gewidmet sind,
- Kulturgüter (z. B. Bau- und Bodendenkmale) und
- sonstige, öffentlichen Zwecken gewidmete Gebiete.

Für diese Gebiete liegt in der Regel eine Rechtsverordnung, zum Beispiel Schutzgebietsverordnung, oder ein gesetzlicher Schutz vor. Gegebenenfalls bedarf es auch einer Einzelfallprüfung, die die möglichen Beeinträchtigungen des Schutzzwecks untersucht, beispielsweise einer FFH-Verträglichkeitsprüfung (FFH – Fauna-Flora-Habitat).

Als Ausschlussflächen für die Anwendung des Frackings (Aufsuchung, Gewinnung, Entsorgung des Flowbacks) werden von verschiedenen Akteuren angesehen:

- Wasserschutzgebiete im Sinne von §§ 51 f. WHG (Zone I bis III) und weitere Trinkwassergewinnungsgebiete (vgl. BMU 2012; BDEW 2011; LBEG 2012; nur Zone I und II: EWEN et al. 2012),
- Gebiete mit tektonischen Bedingungen, die Wegsamkeiten für Methan, Frack-Fluide und Flowback bieten können (tektonische Störungen, Erdbebenzonen, ehem. Bergbaugebiete) (vgl. LBEG 2012; EWEN et al. 2012).

Besonderen Schutzes bedürfen auch Gebiete, die zukünftig für die Trinkwassergewinnung von Bedeutung sein können, das heißt Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für den Trinkwasserschutz (zur Nutzung vorgesehene Trinkwasservorkommen, empfindliche Bereiche der Grundwassereinzugsgebiete).

Auch die Möglichkeit einer Unterfahrung von Schutzgebieten durch Horizontalbohrungen muss kritisch hinterfragt werden, da bei unvorhergesehen Wegsamkeiten ein Risiko für die Trinkwasserversorgung entstehen kann.

69. Ein hohes Schutzniveau von Mensch und Umwelt kann eine erhebliche Beschränkung der tatsächlich nutzbaren Schiefergaspotenziale bedeuten. Das Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen hat unter Berücksichtigung der Aspekte menschliche Gesundheit, Landschaftsschutz und Erholung, Naturschutz sowie Grundwasser- und Gewässerschutz eine Bewertung des Raumwiderstandes (Grad der Vereinbarkeit des Projektes mit den Naturraumpotenzialen (SCHOLLES 2008)) für die erteilten oder beantragten Erlaubnisfelder in Nordrhein-Westfalen durchgeführt. Knapp die Hälfte der Flächen weist einen sehr hohen Raumwiderstand auf, das heißt, dort ist in den Genehmigungsverfahren mit

hohen rechtlichen sowie umweltfachlichen Restriktionen (berg-, naturschutz- und wasserrechtliche Aspekte) zu rechnen (Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen 2012).

4.4 Biodiversität

70. Die Anwendung von Fracking hat potenziell eine Reihe direkter und indirekter Auswirkungen auf die Biodiversität und stellt eine neue zusätzliche Belastung dar (SCHNEBLE et al. 2012; Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen 2012). Diese Auswirkungen resultieren zum einen aus der Flächeninanspruchnahme (Tz. 67), zum anderen aber auch aus dem Betrieb der Anlage selbst.

Durch die Flächeninanspruchnahme und die damit verbundene Entfernung oder Veränderung der vorhandenen Vegetation sowie die Überbauung und Versiegelung des Bodens kommt es zu einem Verlust von Habitaten und Landschaftselementen. Der Bohrplatz und die Zuwegung sind potenzielle Barrieren für die Ausbreitung von Individuen und Arten und können zu einer Zerschneidung von Habitaten führen und damit die diesbezügliche Situation in Deutschland weiter verschärfen. Nicht außer Acht gelassen werden darf, dass auch die Gewinnung von Energie aus erneuerbaren Quellen Beeinträchtigungen für die Biodiversität mit sich bringt.

Der Betrieb der Erdgasförderanlage kann Flucht- oder Meideverhalten von Tieren auslösen und so als Migrationsbarriere wirken, die zeitlich-räumliche Funktionen stört. Diese Auswirkungen sind nicht frackingspezifisch, führen jedoch zu zusätzlichen Belastungen. In der Folge kann es zu akustischen, optischen und/oder physischen Beeinträchtigungen oder zum gänzlichen Verlust des genetischen Austausches zwischen Teilpopulationen sowie zur Trennung von Teilhabitaten und Teilpopulationen kommen. Auslöser für Störwirkungen können außerdem Bewegungen sein, die durch die Errichtung und den Betrieb der Anlage entstehen (z. B. Lkw-Fahrten), aber auch Lärm- und Lichtemissionen sowie Erschütterungen, die insbesondere während der Bohrungen und der Frack-Vorgänge entstehen.

Darüber hinaus können Ökosysteme auch durch Stoffeinträge im Zusammenhang mit Fracking-Maßnahmen beeinflusst werden. Lokal kann die Entnahme großer Mengen an Grundwasser (Abschn. 4.1.1) Auswirkungen auf den Wasserhaushalt und damit auf grundwasserbeeinflusste Ökosysteme wie beispielsweise Flüsse und ganz allgemein Feuchtgebiete haben. Ein weiterer potenzieller Einflussfaktor sind Stoffeinträge in Oberflächengewässer (ENTREKIN et al. 2011). Treten Störfälle, Unfälle oder Leckagen auf, kann dies zu Kontaminationen mit toxischen Additiven, Frack-Fluiden oder Flowback führen, die sich auf die betroffenen Ökosysteme auswirken

(Kap. 4.1). Auch gasförmige oberflächige Emissionen (z. B. durch Bohrungen, Verkehr), Staubemissionen (z. B. durch Bohrungen, Verkehr, Infrastrukturbau) sowie Stoffemissionen aus dem Untergrund (z. B. unkontrollierte Methanemissionen, Lagerstättenwasser mit hohem Salzgehalt, Schwermetallen und radioaktiven Substanzen) können die umliegenden Ökosysteme beeinflussen (Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen 2012).

Diese unterschiedlichen Auswirkungen auf die Biodiversität können zu Konflikten mit den Schutz- und Erhaltungszielen von Schutzgebieten und geschützten Teilen von Natur und Landschaft führen. Maßgeblich für den Schutz der Biodiversität ist das BNatSchG, in dem unter anderem die Eingriffsregelung (§§ 14 ff. BNatSchG), die Anforderungen an die Verträglichkeit mit den Erhaltungszielen eines Natura 2000-Gebietes (§ 34 BNatSchG) und der besondere Artenschutz (Abschnitt 3) geregelt sind (SCHNEBLE et al. 2012, S. 51). Pläne und Projekte, die ein FFH-Gebiet erheblich beeinträchtigen könnten, erfordern eine Prüfung auf Verträglichkeit mit den für dieses Gebiet festgelegten Erhaltungszielen. Nach § 34 Absatz 3 Nr. 1 BNatSchG darf ein Projekt bei negativem Ergebnis der Verträglichkeitsprüfung nur durchgeführt werden, wenn es aus zwingenden Gründen des überwiegenden öffentlichen Interesses – einschließlich solcher sozialer oder wirtschaftlicher Art – notwendig ist. Davon kann bei einem Fracking-Vorhaben nicht ausgegangen werden (Abschn. 3.2.2).

Im Übrigen ist davon auszugehen, dass Fracking-Vorhaben nicht in Siedlungen, Wohngebieten oder anderweitig bebauten Flächen durchgeführt werden, sondern außerhalb dieser Gebiete. Je nach Standort können dabei neben landwirtschaftlichen auch Flächen betroffen sein, die noch in naturnahem Zustand oder in nicht landwirtschaftlicher naturverträglicher Nutzung sind und nicht unter Schutz stehen. Auch die Verlagerung landwirtschaftlicher Nutzung auf derartige Flächen hätte Auswirkungen. Angesichts der ohnehin zu verzeichnenden Gefährdungsfaktoren für die heimische biologische Diversität würde Fracking also zusätzliche und auch neuartige Belastungen mit sich bringen.

4.5 Klimabilanz

71. Die Förderung von Schiefergas in Deutschland ist auch unter dem Kriterium der Klimaverträglichkeit zu prüfen. Prinzipiell sind THG-Emissionen, die bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern entstehen, für den größten Teil des THG-Ausstoßes verantwortlich (z. B. FORSTER und PERKS 2012, S. 64 ff.). Die indirekten THG-Emissionen aus der Vorkette, wie beispielsweise der Energiebedarf bei der Bohrung oder beim Transport von Erdöl, Erdgas oder Kohle, sind jedoch ebenfalls zu berücksichtigen.

Flüchtige Emissionen von THG, insbesondere Methan, sind bedeutende indirekte THG-Emissionsquellen entlang des Lebensweges von fossilen Energieträgern. Beim Abbau von Kohle über- und untertage entweicht in der Kohle oder im umgebenden Gestein enthaltenes Methan. Beim Untertagebau kann Methan durch Ventilationssysteme in die Atmosphäre gelangen, es gibt jedoch auch technische Möglichkeiten, das entweichende Gasgemisch nutzbar zu machen. Während der Verarbeitung und des Transports von Kohle sowie aus stillgelegten Förderstätten kann ebenfalls Methan austreten (CARRAS et al. 2008, S. 4.6 ff.). Auch in der Erdöl- und Erdgasproduktion gibt es zahlreiche Quellen für flüchtige THG-Emissionen. Methanhaltiges Gas entweicht als Nebenprodukt in der Erdölförderung oder im Zuge der Erdgasförderung. Es gibt jedoch technische Möglichkeiten austretendes Gas nutzbar zu machen oder abzufackeln, wobei das weniger klimaschädliche CO₂ entsteht (CARRAS et al. 2008, S. 4.32 ff.).

Flüchtige Methanemissionen stehen auch im Fokus der Diskussion über die THG-Emissionseinsparungen durch die Substitution von Kohle und Öl durch Erdgas und über die Klimaverträglichkeit der Schiefergasförderung (ALVAREZ et al. 2012; HOWARTH et al. 2011a). Methan, das mit dem Flowback bei der Komplettierung der Bohrung an die Oberfläche tritt, wird als entscheidende flüchtige THG-Emissionsquelle bei der Schiefergasförderung in den USA und als bedeutender Unterschied zur konventionellen Erdgasförderung charakterisiert (BURNHAM et al. 2012). Jedoch gibt es technische Vermeidungsstrategien bei der unkonventionellen Erdgasförderung, sogenannte Reduced Emissions Completions oder Green Completions. Dabei werden Methan und weitere Gase während der Rückfluss- und Komplettierungsphasen vom Flowback separiert und möglichst einer kommerziellen Nutzung zugeführt, wodurch die Klimawirkung reduziert wird (EPA 2011b, S. 1). Ab 2015 wird in den USA die Anwendung von Reduced Emissions Completions bei neuen Fracking-Vorhaben obligatorisch (FORSTER und PERKS 2012, S. 35).

In Deutschland sind nach Aussage von Experten geschlossene Systeme als Stand der Technik bei der unkonventionellen Erdgasförderung anzusehen. Die unterschiedlichen Bestandteile des Flowbacks werden über Abscheider getrennt und enthaltenes Methan wird in das Gasnetz abgeführt oder abgefackelt (persönl. Mitteilung Dr. Hans-Joachim Uth, 13. März 2013). Die technischen Anforderungen leiten sich unter anderem aus den Tiefbohrverordnungen der Länder, zum Beispiel § 33 BVOT NdS, und technischen Regelwerken zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen ab. Daraus lässt sich folgern, dass hohe Methanemissionen aus dem Flowback, soweit dieser als wassergefährdender Stoff eingestuft wird, bei einer Förderung in Deutschland nicht zu erwarten sind. Dies sollte allerdings Gegenstand weiterer Untersuchungen sein und es gilt zu überprüfen, ob die Vermeidung von Methanemissionen aus

dem Flowback durch die entsprechenden Regelwerke ausreichend sichergestellt ist.

72. Ein wichtiger Baustein zur Beurteilung der Klimaverträglichkeit der Schiefergasförderung ist die Gegenüberstellung der Klimabilanz von Schiefergas und anderen Energieträgern, die potenziell durch Schiefergas ersetzt werden können. Bei einer Klimabilanzierung werden alle THG-Emissionen, die entlang des Lebenszyklus eines Produktes entstehen, quantifiziert und in Relation zu einer funktionellen Einheit ausgedrückt. Bei Energieträgern werden die THG-Emissionen aus Erzeugung, Aufarbeitung, Transport und Verbrennung (je nach gewählten Systemgrenzen) berechnet und in der Regel relativ zum Heizwert, zum erzeugten elektrischen Strom oder zur zurückgelegten Strecke abgebildet.

73. Aus den nachfolgend dargestellten Studien zur Klimabilanz von Schiefergas lässt sich die Bandbreite von Bewertungen im wissenschaftlichen Diskurs ersehen. FRITSCHKE und HERLING (2012) erstellten im Rahmen des InfoDialog Fracking (Tz. 54) die bisher einzige Studie zur Klimabilanz von Schiefergas in Deutschland. Es wurden verschiedene Szenarien definiert, die sich im angenommenen Bohraufwand und förderbaren Gasvolumen sowie in den diffusen Methanemissionen, die möglicherweise nach Beendigung der Förderung an die Oberfläche migrieren, unterscheiden. Methanemissionen aus dem Flowback wurden nicht eingerechnet, da der Einsatz von technischen Vermeidungsstrategien an deutschen Förderstätten als obligatorisch angenommen wurde. FRITSCHKE und HERLING (2012, S. 47) ermittelten für die Förderung, die Aufbereitung und den Transport von Schiefergas eine Spannbreite von 25,8 bis 127,5 g CO_{2eq}/MJ in Gas. Die große Spannbreite der Ergebnisse ist primär auf die Variation des förderbaren Gasvolumens sowie auf die Variation des Bedarfs an fossiler Energie bei der Förderung zurückzuführen. Für den derzeitigen Gasmix in Deutschland werden mit 8,3 g CO_{2eq}/MJ in Gas deutlich geringere THG-Emissionen angegeben. Eine mögliche Verwendung von Erdgas ist die Erzeugung von elektrischem Strom. Werden die direkten THG-Emissionen aus der Verbrennung des Gases zur Verstromung einbezogen, so ermittelten die Autoren für Schiefergas 146,4 bis 318,3 g CO_{2eq}/MJ und für den derzeitigen Gasmix 112,2 g CO_{2eq}/MJ elektrischer Strom (FRITSCHKE und HERLING 2012, S. 47).

Untersuchungen zur Gasförderung in Nordamerika hingegen ermittelten deutlich geringere Werte für die Klimabilanzen von Schiefergas sowie geringere Differenzen zu Erdgas aus konventionellen Lagerstätten. WEBER und CLAVIN (2012) leiteten aus sechs Peer-reviewed-Veröffentlichungen Wertebereiche für die THG-Emissionen aus Förderung und Transport von Schiefergas und Erdgas aus konventionellen Lagerstätten ab. Sie geben für Schiefergas 11,0 bis 21,0 g CO_{2eq}/MJ und für Erdgas aus konventionellen Lagerstätten 12,4 bis 19,5 g CO_{2eq}/MJ in Gas an (ebd., S. 5691).

FORSTER und PERKS (2012, S. 67) berechneten in einer Studie für die Europäische Kommission für die Verstromung von Schiefergas um 4 bis 8 % höhere THG-Emissionen als von Pipelinegas aus konventioneller Förderung in Europa. Wenn flüchtige Methanemissionen vermieden werden, verringerte sich die Differenz auf 1 bis 5 % höhere THG-Emissionen. Im Vergleich zu Pipelinegas aus Russland und Algerien sowie Importen von verflüssigtem Erdgas wies Schiefergas jedoch eine günstigere Klimabilanz auf. Dies führen die Autoren auf den Energieaufwand für die Kompression des Pipelinegases und Leckagen während des weiten Transportes zurück. Die Herstellung von verflüssigtem Erdgas geht mit zusätzlichem Energieaufwand einher (ebd., S. 65). Dies verdeutlicht, dass beim Vergleich mit Schiefergas Erdgas aus konventioneller Förderung differenziert nach Herkunft und Verarbeitung zu beurteilen ist.

74. Schiefergas kann potenziell auch Erdöl im Mobilitätssektor ersetzen. Nur wenige Untersuchungen vergleichen die Klimabilanz von Schiefergas und Erdöl. BURNHAM et al. (2012, S. 623) errechneten für den gesamten Lebenszyklus von Erdöl circa 90 g CO_{2eq}/MJ und von Schiefergas circa 70 g CO_{2eq}/MJ in Kraftstoff. Umgerechnet auf die zurückgelegte Strecke eines Pkws werden bei einem Betrieb mit Schiefergas anstelle von Erdöl pro zurückgelegtem Kilometer circa 10 % weniger THG-Emissionen ausgestoßen (ebd., S. 624).

75. Kohle wird in Deutschland primär verstromt. Pro Einheit bereitgestelltem elektrischen Strom sind die direkten THG-Emissionen aus der Verbrennung von Erdgas geringer als von Kohle, weshalb Erdgas als klimafreundlichere Energiequelle gilt (z. B. PACALA und SOCOLOW 2004). In Klimabilanzierungen wird in der Regel neben den direkten THG-Emissionen aus der Verbrennung auch der THG-Ausstoß aus der Vorkette berücksichtigt. Beim Vergleich der THG-Emissionen, die bei der Verstromung entlang des gesamten Lebensweges von Importkohle und Schiefergas entstehen, errechneten FRITSCHKE und HERLING (2012, S. 47) für Schiefergas um 39 % geringere bzw. um 33 % höhere THG-Emissionen als für Kohle. Die große Spannbreite der Ergebnisse ergibt sich primär aus unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich des Bohraufwandes und des förderbaren Gasvolumens. JIANG et al. (2011, S. 1) ermittelten für die Verstromung von Schiefergas in den USA 20 bis 50 % geringere THG-Emissionen als für die Verstromung von Kohle, HULTMAN et al. (2011b, S. 8; 2011a) um 44 % geringere. Dem widersprechen Ergebnisse von HOWARTH et al. (2011b), die aufgrund von hohen flüchtigen Methanemissionen bei der Schiefergasgewinnung und der Betrachtung eines abweichenden Zeitraumes (zwanzig anstatt einhundert Jahre THG-Potenzial) keine bessere Klimabilanz von nordamerikanischem Schiefergas gegenüber Kohle feststellten. Das methodische Vorgehen der Autoren und die verwendete Datengrundlage werden jedoch kritisiert (CATHLES et al. 2012; STEPHENSON et al. 2011).

76. Eine möglichst genaue Ermittlung der THG-Emissionen von Schiefergas ist nicht nur für die Bewertung der Klimaverträglichkeit im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern von Bedeutung. Sie ist auch Voraussetzung für die Erfassung der THG-Emissionen aus einer möglichen Schiefergasgewinnung im Rahmen des THG-Inventars von Deutschland, das für die Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll jährlich erstellt wird (UBA 2012).

Ein Teil der THG-Emissionsquellen entlang des Lebensweges von Schiefergas unterscheiden sich nicht von Erdgas aus konventionellen Lagerstätten und können nach einer Modifizierung der vorhandenen Methodik erfasst werden. FORSTER und PERKS (2012) untersuchten aktuelle Richtlinien zur Berichterstattung sowie nationale Inventarberichte und identifizierten notwendige Anpassungen für den Einbezug der für die Schiefergasförderung spezifischen THG-Emissionen. Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass noch keine Aktivitätsdaten, Emissionsfaktoren oder Bestimmungsmethoden für die Erfassung der Schiefergasförderung in der EU vorliegen (ebd., S. 113). Auch die IPCC Guidelines (CARRAS et al. 2008) enthalten keine Emissionsfaktoren oder methodische Vorgaben, um für unkonventionelle Gasförderung spezifische THG-Emissionsquellen zu erfassen. Ein Schwerpunkt der neu zu erfassenden THG-Emissionen sind nach FORSTER und PERKS (2012, S. 103) die flüchtigen Methanemissionen unter Berücksichtigung der eingesetzten Technik. Für eine Erfassung der THG-Emissionen durch Schiefergas im deutschen Treibhausgasinventar sind Emissionsfaktoren zu ermitteln und differenzierte Aktivitätsdaten der Förderung zu erheben. Diese Anforderungen stellen sich für alle Staaten, die unter dem Kyoto-Protokoll und der Klimarahmenkonvention ihre nationalen THG-Emissionen berichten.

77. Die Unterschiede und Kontroversen der Ergebnisse zur Klimabilanz von Schiefergas verdeutlichen bestehende Unsicherheiten und die Notwendigkeit weiterer Forschungsanstrengungen. In diesem Zusammenhang sei auch darauf verwiesen, dass die Klimabilanzierung von Schiefergas erst am Anfang steht, die erste Peer-reviewed-Veröffentlichung erschien 2011. Die meisten Studien behandeln nordamerikanische Schiefergasvorkommen, für Deutschland liegt nur eine Untersuchung vor. Von dem derzeitigen Wissensstand ausgehend lässt sich vermuten, dass die Höhe der flüchtigen Methanemissionen, der Bohraufwand und das förderbare Gasvolumen entscheidende Parameter für die Klimabilanz sind.

Zur Beurteilung der Schiefergasförderung in Deutschland kann nur begrenzt auf Untersuchungen aus dem nordamerikanischen Raum zurückgegriffen werden. Es sind Klimabilanzierungen erforderlich, die die spezifische Situation der Schiefergasförderung in Deutschland widerspiegeln, wofür eine breite Datengrundlage notwendig ist (Produktionsvolumen, Bohr-

tiefe, eingesetzte Technik etc.). Besonders die flüchtigen Methanemissionen aus dem Flowback sind vor dem Hintergrund der in Deutschland eingesetzten Technik zu ermitteln. Dabei sind geringere Werte als in den vorliegenden Studien für die Schiefergasförderung in Nordamerika zu erwarten. Um einen objektiven Vergleich zwischen Schiefergas und anderen fossilen Energieträgern zu ermöglichen, sind auch Unsicherheiten bei der Berechnung der Klimabilanz von konventionellem Erdgas, Erdöl und Kohle abzubilden und zu kommunizieren. Auch eine differenzierte Betrachtung der einzelnen Energieträger, wie beispielsweise eine Unterscheidung von konventionellem Erdgas nach Herkunft, ist notwendig.

4.6 Handlungs- und Forschungsbedarf hinsichtlich der Umweltauswirkungen

78. Vorstehend wurde gezeigt, dass im Hinblick auf die Umweltauswirkungen des Frackings weitreichende Herausforderungen für den langfristigen Schutz von Wasser, Gesundheit, Luft, Boden, Biodiversität und Klima bestehen.

Diese lassen sich in verschiedene Kategorien einteilen:

- Forschungsbedarf bzw. Wissenslücken über generelle Umweltrisiken, die geschlossen werden müssen, um das Risiko grundsätzlich beurteilen zu können,
- Regulierungsbedarf und Konzepte für ein angepasstes Umweltmanagement zur Minimierung der Umweltauswirkungen,
- Kenntnis der standortspezifischen Bedingungen, die sich nur für jedes konkrete Projekt ermitteln lassen, um die Eignung im Einzelfall einstufen zu können.

Forschungsbedarf bzw. Wissenslücken über generelle Umweltrisiken, die geschlossen werden müssen, um das Risiko grundsätzlich beurteilen zu können

79.

- Auswirkungen der technischen Besonderheiten der Schiefergasförderung (wie z. B. Horizontalbohrungen, Beanspruchung der Rohre durch hohen Druck und Chemikalien, hohe Anzahl von Bohrungen) und gegebenenfalls Weiterentwicklung der technischen Sicherheitsstandards.
- Langzeitwirkung des Frackings im Speichergestein auf die Stabilität der Gesteinsschichten und hinsichtlich möglicher mikrobieller Prozesse entlang der ausgebildeten Risse.
- Wahrscheinlichkeit seismischer Ereignisse und deren Intensität.

- Eignung der bestehenden Sicherheitsbewertungen für die eingesetzten Additive und Gemische für den untertägigen Einsatz.
- Informationen über Wirkung, Verhalten und Verbleib der chemischen Additive beim Fracking, die über die Bewertung der Chemikalien im Rahmen der Klassifizierung nach der CLP-Verordnung hinausgehen. Ungeklärt ist zum Beispiel, welche Sekundärprodukte bei chemischen Reaktionen der Additive mit Solebestandteilen des Lagerstättenwassers bei hoher Temperatur und unter hohem Druck entstehen können.
- Suche nach technisch adäquaten Alternativen für die eingesetzten Chemikalien.
- Zusammenführung der Erfahrungen mit der Verpressung von Lagerstättenwasser aus der konventionellen Erdöl- und Erdgasförderung in Deutschland, systematische Auswertung (Lage der Brunnen, Tiefe der Bohrung, Gestein, Mengen, Überwachung und Nachweis der dauerhaften Dichtigkeit).
- Möglichkeiten der Aufbereitung und Verwertung des Flowbacks.
- Ausmaß der diffusen Verluste der flüchtigen Bestandteile (Methan und andere Kohlenwasserstoffe) und Möglichkeiten der Minderung.
- Klimabilanz von Schiefergas unter Berücksichtigung der für deutsche Lagerstätten spezifischen Gegebenheiten (Bohrtiefe, Produktionsvolumen, eingesetzte Technik etc.), auch im Vergleich zu anderen Energieträgern.
- Bewertung der deutschlandweit zu erwartenden Flächeninanspruchnahme vor dem Hintergrund des Ziels der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie von 30 ha/d bis 2020 und darüber hinausgehender Ziele der Flächenschonung.

Regulierungsbedarf und Konzepte für ein angepasstes Umweltmanagement zur Minimierung der Umweltauswirkungen

80.

- Definition von aus Vorsorgegründen auszu-schließenden Flächen.
- Vollständiger Zugang und Austausch von entscheidungsrelevanten Daten und Informationen zwischen den Akteuren (Unternehmen, Wasser- und Bergbehörden, Wissenschaft, Öffentlichkeit); Archivierung der Informationen für den Langzeitgebrauch; Aufbereitung der Daten für Modellierungen und Langzeitmonitoring.
- Auswahl geeigneter Parameter für ein Monitoringprogramm, mit dem mögliche Ereignisse in der Tiefe erfasst werden können.
- Konzept und Weiterentwicklung des Sicherheitsmonitorings für Arbeits- und Umweltschutz an den Förderanlagen und der dazugehörigen Infra-

struktur. Aufbau eines Frühwarnkonzepts, einschließlich der entscheidungsrelevanten Parameter.

- Begründungspflicht für die Notwendigkeit der Additive.
- Festlegung eines Schutzniveaus für die Entsorgung des Flowbacks, Ausgestaltung eines Genehmigungsverfahrens, das die Wasserbehörde angemessen einbindet und in dem Schutzinteressen und Nutzungskonflikte abgewogen werden.
- Sicherstellung des Einsatzes von geschlossenen Systemen, sodass flüchtige (Methan-)Emissionen im Flowback technisch abgeschieden werden und damit nicht freigesetzt werden können.
- Ergänzung der Schutzprüfungen/Vorprüfungen um biodiversitätsrelevante frackingspezifische Fragestellungen (z. B. Konsequenzen einer kurzfristigen hohen Wasserentnahme für umliegende, aber nicht direkt betroffene sensible Gebiete, kumulierte Auswirkungen der Einzelprojekte, Zerschneidungsgrad der Landschaft).
- Ausgestaltung eines langfristig angelegten Biodiversitätsmonitorings, um eventuell durch den Einsatz von Fracking zusätzlich entstehende Belastungen auf regionaler Ebene abzubilden.

Kenntnis der standortspezifischen Bedingungen, die sich nur für jedes konkrete Projekt ermitteln lassen, um die Eignung im Einzelfall einstufen zu können

81.

- Erfassung der geologischen Bedingungen, wie die Barrieren für Gas und Wasser von der Oberfläche bis zum Gasspeichergestein in ihrer Anzahl, den jeweiligen Mächtigkeiten und der geologischen Kenndaten des Gesteins.
- Aufnahme und Bewertung der physikalischen und chemischen Eigenschaften des Speichergesteins.
- Aufnahme und Charakterisierung aller Aquifere.
- Kenntnis über mögliche geologische Störungen, etwaige Altbohrungen sowie deren Verfüllungsart und aktuelle Zustände, welche durch Dichtigkeitsprüfung zu belegen sind.
- Modellierung der Rissausbreitung beim Fracking.
- Feststellung der Eigenschaften des Prozess- und des Lagerstättenwassers.
- Ermittlung des Risikos der standortspezifischen Additive, Prüfung auf weniger gefährliche Alternativen.
- Physikalische und chemische Eigenschaften sowie Mengen des Flowbacks.

5 Vorsorgeprinzip

82. Zwar stellt Fracking nach Einschätzung des SRU keine neue Technologie im eigentlichen Sinne dar, es soll jedoch in einem für Deutschland neuen Anwendungsgebiet – der Schiefergasförderung – Einsatz finden. Die Darstellung der Umweltauswirkungen im vorausgegangenen Kapitel zeigen zudem, dass im Hinblick auf die Umweltauswirkungen des Frackings noch zahlreiche Unsicherheiten und Wissenslücken bestehen. So kann gegenwärtig nicht prinzipiell ausgeschlossen werden, dass bei Bohrungen eine Verunreinigung der zur Gewinnung von Trinkwasser genutzten Grundwasserschichten durch das Einbringen von Frack-Fluiden erfolgt. Nicht abschließend geklärt sind die Risiken der Entsorgung des Flowback. Langfristige hydrogeologische Folgen von Fracking-Maßnahmen können nur modelliert werden. Zuverlässige Prognosemodelle für die in Deutschland vorkommenden geologischen Formationen existieren mangels Praxiserfahrung noch nicht. Dies gilt insbesondere für potenzielle Wegsamkeiten und Anschlüsse von salinaren Tiefenwässern und verpressten Frack-Fluiden an grundwasserführende Schichten. Bislang ist außerdem unklar, wie gut die Klimabilanz des Schiefergases unter Berücksichtigung der für deutsche Lagerstätten spezifischen Gegebenheiten im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern ist.

Neben den in jedem Fall auftretenden Umweltauswirkungen wie der Flächeninanspruchnahme, die zu erwarten sind, wenn eine Vielzahl von Projekten genehmigt wird, ergibt sich im Falle des Frackings außerdem das Problem, dass der Staat mangels erfahrungsbasierter Kenntnis aller Schadensquellen und -folgen keine präzisen und wirkungssicheren Auflagen zur Schadensverhütung machen kann. Der Einsatz des Frackings im neuen Anwendungsfeld unkonventioneller Erdgasförderung birgt Risiken, deren Natur und Größenordnung sich häufig erst im Prozess der Anwendung und Weiterentwicklung herausstellen werden. Wo aber mit Blick auf die ungewisse Dimension die Schäden ein Ausmaß erreichen können, das vom Verursacher nicht finanziell zu ersetzen ist, stoßen die klassischen Instrumente staatlicher Sicherheitsgewährleistung in Form der Gefahrenabwehr, staatlicher Genehmigungspflichten und privaten Schadensersatzes notwendig an ihre Grenzen (GRIMM 1991, S. 211 f.).

5.1 Von der Gefahrenabwehr zur Risikovorsorge

83. Da in der Forschung allenfalls begrenzt effektive Ansätze zur Selbstbegrenzung und Folgenverantwortung existieren und im Wettbewerb des freien Marktes grundsätzlich keine andere Grenze als die der Wirtschaftlichkeit gilt, wird an den Staat als Träger des Gewaltmonopols eine aus den Grundrechten und Artikel 20a Grundgesetz (GG) folgende Schutzpflicht zur Gewährleistung von Sicherheit im Sinne der klassischen Gefahrenabwehr herangetragen

(CALLIESS 2001), im Zuge derer er der gesellschaftlichen Risikoproduktion Grenzen zu setzen hat. Im Recht wird die Staatsaufgabe der Gewährleistung von Sicherheit traditionell über den Schutz von Rechtsgütern vor konkreten Gefahren definiert – bewirkt durch das staatliche Instrument der Gefahrenabwehr (DI FABIO 1994, S. 30 ff.; CALLIESS 2001). Für das Vorliegen einer Gefahr im Rechtssinne maßgebend ist die Kenntnis von Umständen, aus denen im Wege einer Prognose oder Erfahrungsregel mit *Wahrscheinlichkeit* auf einen konkreten Schaden für ein zu schützendes Rechtsgut geschlossen werden kann (BVerwGE 45, S. 51, 57). Im Zentrum effektiver Sicherheitsgewähr steht also das auf allgemeinen Erfahrungsregeln basierende „Wissen“ um ein potenzielles Schadensereignis. Wo aber keine die Schadenskausalität bestätigenden Experimente und keine darauf aufbauenden wissenschaftlichen Erkenntnisse vorhanden sind, kann eine hinreichende Wahrscheinlichkeit mangels der notwendigen Beurteilungssicherheit nicht mehr begründet werden. Weisen also bestimmte Anhaltspunkte auf eine entfernte Schadensmöglichkeit hin, ist jener Übergang zwischen Gefahr einerseits und Risiko andererseits erreicht (WAHL und APPEL 1995, S. 86). Vor diesem Hintergrund ist neben die staatliche Aufgabe der Gefahrenabwehr, die auf der Grundlage von Nahzurechnungen und kurzen Kausalverläufen wahrgenommen werden konnte, die komplexe Aufgabe der Risikovorsorge – vermittelt über das Vorsorgeprinzip – getreten (DI FABIO 1994, S. 30 ff.; CALLIESS 2001).

Der rechtliche Begriff des Risikos bezeichnet anknüpfend an den Gefahrenbegriff jenen Bereich, in dem der Schadenseintritt lediglich eine *abstrakte Möglichkeit* darstellt. Der Handlungsspielraum der staatlichen Institutionen erweitert sich, indem nicht mehr nur bei einer konkret nachweisbaren Gefahr Schutzmaßnahmen getroffen werden können, sondern schon im Falle einer abstrakten Besorgnis, verstanden als wissenschaftlich begründeter Anfangsverdacht.

Das Vorsorgeprinzip ist sowohl im deutschen als auch im europäischen Umweltrecht als maßgebliche Ausprägung des Staatsziels Umweltschutz, aber auch als Konsequenz grundrechtlicher Schutzpflichten des Staates gegenüber dem Einzelnen als Verfassungsprinzip anerkannt. Artikel 20a GG unterstreicht mit der Verpflichtung der staatlichen Institutionen auf eine Langzeitverantwortung für künftige Generationen die Bedeutung des Vorsorgeprinzips. Auch aus den Grundrechten der Bürger auf Gesundheit und körperliche Unversehrtheit ergibt sich eine Schutzpflicht gegenüber den Bürgern. Die Europäische Kommission und der Europäische Gerichtshof (EuGH) betrachten das in Artikel 191 Absatz 2 Satz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) verankerte Vorsorgeprinzip über das europäische Umweltrecht hinaus sogar als allgemeines Rechtsprinzip des gesamten Unionsrechts (Europäische Kommission 2000, S. 12; ARNDT 2009, S. 80 ff.). Aus den genannten Normen folgt ein – auch vom

Bundesverfassungsgericht (BVerfG) anerkanntes – „Untermaßverbot“, dem durch die gesetzgeberische Entwicklung eines effektiven Schutzkonzepts Rechnung zu tragen ist. In der Folge ist das Vorsorgeprinzip auch in vielen Umweltgesetzen explizit verankert (CALLIESS 2001).

5.2 Vorgaben des Vorsorgeprinzips für den Umgang mit Ungewissheit

84. Schon aus rechtsstaatlichen Gründen muss das Vorsorgeprinzip eine rationale Bewältigung von Risiken gewährleisten. Insoweit ist zwischen dem Gesetzgeber und der vollziehenden Umweltverwaltung zu unterscheiden.

Das Vorsorgeprinzip dient der rechtlichen Rationalisierung der auf unsicherer Prognosegrundlage zu treffenden Risikoentscheidungen und zugleich der Eingrenzung der mit den Erkenntnisdefiziten verbundenen Kosten. Ziel muss es daher sein, den Vorsorgeanlass so zu bestimmen, dass ein Abgleiten der Vorsorge „ins Blaue hinein“ vermieden wird.

Unter dem Vorsorgeanlass ist eine Sachlage zu verstehen, im Zuge derer Vorsorgemaßnahmen getroffen werden können. Für den Vorsorgeanlass reicht ein abstraktes Besorgnispotenzial, mithin ein theoretischer – im Unterschied zur reinen Spekulation aber auf wissenschaftliche Plausibilitätsgründe gestützter – Anfangsverdacht, der allerdings empirisch noch wenig verfestigt oder gar wissenschaftlich im Sinne einer Mehrheitsmeinung bewiesen sein muss. Insoweit ist zunächst eine umfassende, möglichst erschöpfende Ermittlung aller für den Vorsorgeanlass maßgeblichen Informationen geboten. In einem ersten Schritt muss also naturwissenschaftlich ermittelt und in einem ständig fortlaufenden Prozess erforscht werden, worin das jeweilige Risikopotenzial besteht und wie umfangreich es ist (vorläufige naturwissenschaftliche Risikopertimmung). Erst dann kann auf dieser Grundlage und unter Berücksichtigung des öffentlichen Interesses an der zu bewertenden Technologie eingeschätzt werden, ob das jeweilige Risikopotenzial noch hingenommen werden darf oder nicht und mit welchen Maßnahmen ihm entsprechend der gleitenden Skala der Sicherheitsdogmatik (Gefahr-Risiko-Restrisiko) begegnet werden soll (vorläufige politische Risikobewertung). Diese Bewertung obliegt dem Gesetzgeber, dem im Rahmen der erwähnten verfassungsrechtlichen Vorgaben ein Einschätzungs-, Beurteilungs- und Prognosespielraum zukommt. In Anlehnung an – mit naturwissenschaftlicher Hilfe – herauszuarbeitende Entlastungs- und Besorgnis-kriterien können Formeln entwickelt werden, die zur Bestimmung dieses Anfangsverdachts dienen. Anhand solcher Formeln können wiederum konkrete Regeln für einen vorsorgeorientierten Umgang mit Ungewissheit formuliert werden (SRU 2011a, Tz. 435 ff. und 718 ff.).

Zu kurz greift demgegenüber zur Bewertung neuer Technologien der Verweis auf die Rechtsprechung des

BVerfG zum Restrisiko. Zwar müssen Grundrechtsverletzungen vom Gesetzgeber nicht mit absoluter Sicherheit ausgeschlossen werden, sie sind aber nicht etwa nur aus dem Grund zu dulden, dass der Stand des Wissens unzureichend ist (so aber offensichtlich ROßNAGEL et al. 2012, S. 99; wie hier jüngst JAECKEL 2011, S. 3 zum BVerfG-Urteil zum Teilchenbeschleuniger CERN).

Im Kontext der Bestimmung des Vorsorgeanlasses impliziert das Vorsorgeprinzip vielmehr eine vom Gesetzgeber zu konkretisierende Beweislastumkehr, die – unter Beachtung rechtsstaatlicher Grenzen (dazu CALLIESS 2001) – nach dem Muster einer widerlegbaren Gefährlichkeitsvermutung wirken kann. Um diese Vermutung zu erschüttern, ist der Risikoverursacher gehalten, Tatsachen darzulegen und im Sinne einer begründeten Wahrscheinlichkeit zu beweisen. Dies erscheint in Anknüpfung an die durch die Sphärentheorie vorgenommene Beweislastverteilung, die auch mit dem umweltrechtlichen Verursacherprinzip korrespondiert, schon deshalb gerechtfertigt, weil es der Vorhabensbetreiber ist, der die Allgemeinheit mit einem Risikopotenzial konfrontiert. Aus seinem Einflussbereich stammt das Risiko und in seinem Einflussbereich liegen die Tatsachenfragen, die sich nicht aufklären lassen. Mit anderen Worten hat derjenige, in dessen Einfluss-sphäre die Ungewissheit entstanden ist, aufgrund seiner Sachnähe einen Wissensvorsprung, den der Gesetzgeber nutzen kann (SRU 2011a).

Im Hinblick auf die zu ergreifende Vorsorgemaßnahme können vom Gesetzgeber – unter Berücksichtigung des Verhältnismäßigkeitsprinzips – unterschiedlich intensive Eingriffsstufen in die grundrechtlich verbürgte Wirtschaftsfreiheit identifiziert werden.

Insoweit geht es nicht von vornherein um präventive Verbote mit Genehmigungspflichten, sondern oftmals um eine vorläufige Risikoabschätzung begleitende Generierung von Informationen, die geeignet sind, die bestehende Ungewissheit aufzuklären. Geboten ist insoweit auch ein konsequentes Monitoring. Auf einer so definierten gesetzlichen Basis können sodann der Gesetzgeber und die Umweltverwaltung in Umsetzung und Konkretisierung des Vorsorgeprinzips tätig werden.

5.3 Fazit

85. Auf der Basis des Vorsorgeprinzips und angesichts der Erkenntnisse aus Kapitel 4 sowie des Handlungs- und Forschungsbedarfs plädiert der SRU dafür, die Förderung von Schiefergas mithilfe der Fracking-Technologie zunächst nur im Rahmen von Pilotprojekten, die aussagekräftige Erkenntnisse zu den Risiken des Frackings ermöglichen, zuzulassen.

Für die Auswahl der Pilotprojekte sollten vorab auf der Basis einer transparenten öffentlichen Diskussion Kriterien erstellt werden, die gewährleisten, dass die Durchführung der Projekte so viele verallgemeinerungsfähige Erkenntnisse wie möglich

generiert. Die gewonnenen Daten sollten zentral erfasst werden und Behörden, der Wissenschaft und der Öffentlichkeit im Interesse größtmöglicher Transparenz zugänglich gemacht werden. Hierfür sollte eine Datenbank eingerichtet werden, in der die Maßnahmen einschließlich der Daten zu den verwendeten Frack-Fluiden gespeichert und veröffentlicht werden. Eine systematische Auswertung dieser Pilotprojekte soll dazu dienen, mögliche Umweltgefahren (Risiken) genauer zu untersuchen und über einen gewissen Zeitraum durch eine Risikoforschung zu begleiten (Monitoring). Die Öffentlichkeit sollte dabei fortlaufend in den Prozess und die Auswertung der Pilotvorhaben eingebunden sein. Dies gilt insbesondere hinsichtlich der Bedingungen, unter denen Fracking langfristig genehmigt werden kann. Die Kosten für die Durchführung von Pilotprojekten sind von der Industrie zu tragen. Die verfügbar gemachten Daten sowie die daraus gewonnenen Erkenntnisse sollen eine valide Einschätzung darüber ermöglichen, ob Fracking in Deutschland langfristig zugelassen werden kann. Die zu schaffende gesetzliche Regelung sollte zudem für die Verwaltung Vorsorgespielräume schaffen, damit diese im konkreten Fall auf mögliche Risiken in angemessener Weise reagieren kann.

6 Rechtliche Aspekte

86. Im Hinblick auf die vorgeschlagenen Pilotprojekte sowie eine mögliche zukünftige generelle Durchführung von Fracking-Vorhaben weisen umfassende Untersuchungen der bestehenden Rechtslage zum Fracking darauf hin, dass es gegenwärtig an spezifischen Regelungen fehlt, mit denen den zum Teil besonderen Risiken der unkonventionellen Gasgewinnung begegnet werden kann (ROßNAGEL et al. 2012, S. 87). Ein rechtspolitischer Handlungsbedarf insbesondere in den nachfolgend angeführten Rechtsbereichen ist nicht von der Hand zu weisen.

Bei der Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten werden im Zusammenhang mit den Bohrungen, der Beschaffung, dem Umgang und dem Einbringen der benötigten Chemikalien und der Entsorgung des Abwassers (Flowback) zahlreiche rechtliche Fragestellungen aufgeworfen, denen im vorliegenden knappen Rahmen nicht vertieft nachgegangen werden kann. So sind bei Vorhaben zur Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in erster Linie bergrechtliche (mit ihren weiteren landesrechtlichen Konkretisierungen wie etwa den bestehenden Tiefbohrverordnungen) und wasserrechtliche Regelungen sowie das Stoffrecht und das Bergabfallrecht (Allgemeine Bundesbergverordnung) relevant. Zu überlegen ist, inwieweit eine Fortentwicklung des Bergrechts sinnvoll und geboten ist (so FRANKE 2011, S. 20). Der näheren Untersuchung und gegebenenfalls Regelung bedürfen in jedem Fall die unterschiedlichen Umweltanforderungsniveaus von Berg- und Wasserrecht sowie die Konkretisierung der wasserrechtlichen Anforderungen im Hinblick auf das Fracking-Verfahren (GABNER und BUCHHOLZ 2013, S. 146). Im Hin-

blick auf die berg- und wasserrechtlichen Anforderungen bestehen komplexe Rechtsfragen, etwa diejenige, ob ein wasserrechtliches Erlaubnisverfahren erforderlich ist, weil eine erlaubnisbedürftige „echte“ Gewässerbenutzung vorliegt (so für den Fall, dass ein Grundwasserleiter durchteuft wird REINHARDT 2012, S. 1370; sowie für den Fall, dass sich am Bohrlochtiefsten oder im Einwirkungsbereich der Fracks Grundwasser befindet MEINERS et al. 2012, S. B74) oder aber eine „unechte“ Gewässerbenutzung, die geeignet ist, eine dauerhafte oder nicht unerhebliche nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit herbeizuführen (MEINERS et al. 2012, S. B74; SEUSER 2012, S. 14–17; DIETRICH und ELGETI 2011, S. 314; ATTENDORN 2011, S. 568–569). Eine grundsätzliche Anwendbarkeit des Wasserrechts – von der die zuständigen Bergbehörden bislang nicht durchgängig ausgehen – hätte die bedeutsame Konsequenz, dass die wasserrechtlichen Grundsätze Anwendung finden würden. Dazu zählen bei der Annahme einer echten Benutzung namentlich der Besorgnisgrundsatz gemäß § 48 WHG bzw. anderenfalls regelmäßig das wasserrechtliche Bewirtschaftungsermessen. In der Praxis der Bergbehörden ist bislang ein wasserrechtliches Erlaubnisverfahren für Tiefbohrungen nicht durchgehend üblich gewesen (GABNER und BUCHHOLZ 2013, S. 144).

Für das Fracking werden auch größere Mengen Wasser benötigt (Tz. 37). Wenn die erforderliche Wasserbereitstellung durch die Entnahme von Grund- oder Oberflächenwasser erfolgt, so handelt es sich um eine Benutzung im Sinne des § 9 Absatz 1 Nr. 1 bzw. Nr. 5 WHG, die grundsätzlich einer wasserrechtlichen Erlaubnis bedarf, die die Bergbehörde im Einvernehmen mit der Wasserbehörde erteilt.

Auch im Hinblick auf andere Rechtsfragen besteht Klärungsbedarf. Zentral ist insbesondere die Frage, wie ein Monitoring der Umweltauswirkungen des Frackings sichergestellt werden kann, das die ganze Breite der Umweltauswirkungen erfasst (s. zum Erfordernis eines Monitorings die Ausführungen unter Kap. 4.6). Dies wäre von besonderer Bedeutung, weil sich bei bergbaulichen Vorhaben die Umweltauswirkungen im Unterschied zu vielen anderen umweltrelevanten Vorhaben nur schwer abschätzen lassen und daher im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) nur unzureichend vorhergesagt werden können (GABNER und BUCHHOLZ 2013, S. 148). Der Forschungsbedarf betrifft aber beispielsweise auch die Frage, ob die Aufsuchung und unkonventionelle Förderung von Erdgas die Steuerung unterirdischer Nutzungen durch eine untertägige „dreidimensionale“ Raumordnung erforderlich macht (s. zur Raumordnung untertage HELLRIGEL 2013; ERBGUTH 2011; ARL 2012; SGD 2012). Diskutiert wird zudem, wie der Flowback rechtlich einzuordnen und zu behandeln ist (SCHINK 2013). Fraglich ist schließlich auch, nach welchem Rechtsregime Vermeidungs- und Sanierungsmaßnahmen im Falle von Schäden an Grundwasser und Boden zu behandeln wären, mithin ob das Umweltschadensgesetz

anwendbar wäre oder ob das BBergG vorrangige, speziellere Regelungen enthält. Der weiteren Analyse bedürfte überdies, ob ein integriertes Genehmigungsverfahren, wie der SRU es auch für das Anlagenzulassungsrecht favorisiert (SRU 2012), zu einer vollständigen Koordinierung aller Genehmigungsverfahren beitragen könnte. Zwei besonders relevante Aspekte sollen nachfolgend herausgegriffen werden, auch wenn diese nicht vertieft untersucht werden können.

Wasserschutzgebiete

87. Nach einer exemplarischen Auswertung von Wasserschutzgebietsverordnungen enthalten diese gegenwärtig Genehmigungsverhalte für Bohrungen sowie Verbote für das Einbringen von wassergefährdenden Stoffen und Abwasser in den Untergrund (MEINERS et al. 2012, S. B128), sodass für ein Fracking-Vorhaben in diesen Gebieten eine Befreiung durch die zuständigen Behörden erforderlich – aber auch nicht ausgeschlossen – wäre. In Wasserschutzgebieten, die die Länder nach §§ 51 ff. WHG festsetzen, könnte auf Basis des Vorsorgeprinzips (s. Tz. 82 ff.) keine unkonventionelle Erdgasförderung erlaubt werden, es sei denn, Risiken für das Grundwasser können mit Sicherheit (Beweislastumkehr) ausgeschlossen werden (s. dazu auch REINHARDT 2012, S. 1369; s. Tz. 84). Jedoch sollte ein Fracking in Wasserschutzgebieten vorzugsweise gänzlich ausgeschlossen werden (so auch BMWi und BMU 2013). Gleiches sollte auch für Gebiete gelten, die zukünftig für die Trinkwassergewinnung von Bedeutung sein können, insbesondere Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für den Trinkwasserschutz (genutzte oder zur Nutzung vorgesehene Trinkwasservorkommen, empfindliche Bereiche der Grundwassereinzugsgebiete).

Umweltverträglichkeitsprüfung

88. Nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) sowie dem Bundesberggesetz (BBergG) in Verbindung mit der dazu ergangenen Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP-V Bergbau) besteht eine Verpflichtung zur Durchführung einer UVP gegenwärtig nur für die Gewinnung von Erdgas zu gewerblichen Zwecken mit Fördervolumen von täglich mehr als 500.000 m³ Erdgas (§ 3b Absatz 1 Satz 1, Anlage I Nr. 15.1 UVPG i. V. m. § 1 Nr. 2 lit. a UVP-V Bergbau). Diese Fördermenge wird bei der unkonventionellen Erdgasförderung voraussichtlich nicht erreicht (BGR 2012, S. 35). Bei der Genehmigung der unkonventionellen Förderung von Erdgas findet auch keine Vorprüfung im Einzelfall statt, die nach den Kriterien der Anlage II UVPG aufgrund von Merkmalen, Standort und möglichen Auswirkungen des Vorhabens darüber entscheidet, ob eine UVP im Einzelfall erforderlich ist. Ausnahmsweise muss eine UVP durchgeführt werden, wenn nach § 3b Absatz 2 UVPG mehrere Vorhaben derselben Art, die gleichzeitig von demselben oder mehreren Trägern verwirklicht werden sollen und in

einem engen Zusammenhang stehen, zusammen die maßgeblichen Größen- oder Leistungswerte erreichen oder überschreiten. Dies gilt auch, wenn nach § 3b Absatz 3 UVPG der maßgebende Größen- oder Leistungswert durch die Änderung oder Erweiterung eines bestehenden bisher nicht UVP-pflichtigen Vorhabens erstmals erreicht oder überschritten wird.

Bei der Genehmigung der unkonventionellen Förderung von Erdgas in Deutschland wird gegenwärtig in der Regel keine UVP durchgeführt (umfassend dazu MEINERS et al. 2012, S. B28 ff. und B135 ff.; ROßNAGEL et al. 2012, S. 22 ff.). In der Folge findet zum einen keine Öffentlichkeitsbeteiligung statt. Zum anderen bleibt die im Rahmen einer bergrechtlichen Genehmigung erfolgende Prüfung von Umweltauswirkungen im Hinblick darauf, was als Mindestanforderungen an Betriebspläne für das Fracking beispielsweise durch das LBEG Clausthal-Zellerfeld gefordert wird (LBEG 2012), hinter dem zurück, was im Rahmen einer UVP geprüft werden müsste.

Diese skizzierte Rechtslage wird nach Auffassung des SRU zu Recht als defizitär bewertet. Artikel 4 Absatz 2 UVP-Richtlinie 2011/92/EU verlangt, dass bei Tiefbohrungen im Sinne von Nr. 2 lit. d) Anhang II und oberirdischen Anlagen zur Gewinnung von Erdgas im Sinne von Nr. 2 lit. e) Anhang II anhand einer Vorprüfung oder aufgrund von vorab festgelegten Schwellenwerten bzw. Kriterien entschieden wird, ob eine UVP durchgeführt wird. Die Mitgliedstaaten dürfen aber nicht, wie in der UVP-V Bergbau erfolgt, Schwellenwerte bzw. Kriterien so wählen, dass in der Praxis alle Projekte einer bestimmten Art insgesamt von der UVP-Pflicht freigestellt werden (EuGH, Urteil v. 21. September 1999, Rs. C-392/96). Da Nr. 2 lit. d) Anhang II der UVP-Richtlinie an den Tatbestand der Tiefbohrung anknüpft, wäre es sinnvoll im Rahmen des Frackings alle Tiefbohrungen unabhängig davon, ob es sich um eine Bohrung zur Aufsuchung oder zur Gewinnung handelt, zumindest einer UVP-Vorprüfung zu unterziehen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine ausreichenden Informationen über mögliche Umweltauswirkungen vorliegen und in der Risikobewertung zahlreiche Unsicherheiten bestehen (MEINERS et al. 2012, S. A59 ff., A75 ff., A86 ff. und C48).

Nach Auffassung der Europäischen Kommission müssen auch Fracking-Vorhaben, deren Fördervolumen unter einer Menge von täglich 500.000 m³ Erdgas liegen, einer UVP-Vorprüfung unterzogen werden (Europäische Kommission 2011a, S. 3). Geschieht dies nicht, so liegt ein Verstoß gegen die UVP-Richtlinie vor. Dies mit der Folge, dass die UVP-Richtlinie von Amts wegen unmittelbar anzuwenden wäre (GÄßNER und BUCHHOLZ 2013, S. 147 f.; FRENZ 2011). Auch MEINERS et al. (2012, S. B138), DIETRICH und ELGETI (2011, S. 314 f.), LUDWIG (2012) und FRENZ (2012, S. 125) teilen diese Auffassung. Wird keine UVP-

Vorprüfung durchgeführt, kann jede so erteilte Genehmigung mit einem Rechtsbehelf nach § 4 Umweltrechtsbehelfsgesetz angegriffen werden, was zur Folge hat, dass die Unternehmen keine Rechtssicherheit genießen.

Seit 2011 werden verschiedene Empfehlungen diskutiert, um die Fracking-Verfahren einer UVP zu unterziehen (umfassende Darstellung der rechtspolitischen Vorschläge bei ROßNAGEL et al. 2012, S. 87 ff.). Die Bezirksregierung Arnsberg plädierte 2011 für die Änderung des § 1 UVP-V Bergbau, in die ein neuer Tatbestand für Bohrungen – sowohl für die Aufsuchung als auch für die Gewinnung – aufgenommen werden soll, der eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls nach § 3c UVPG vorsieht. Für die Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten sollen neben der Fördermenge weitere Tatbestände formuliert werden, die zu einer UVP-Pflicht führen (Bezirksregierung Arnsberg 2011). Der Bundesrat hat Ende 2012 einen Entwurf einer Verordnung vorgelegt, der die Pflicht zur Durchführung einer UVP für Vorhaben der Erdöl- und Erdgasgewinnung mit drei oder mehr Bohrstandorten, die betrieblich durch Leitungen miteinander verbunden sind, vorsieht. Zudem sollen auch Einzelbohrungen, insbesondere zur Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas, einer obligatorischen UVP unterworfen werden, wenn dabei mit hydraulischem Druck ein Aufbrechen von Gesteinen erfolgt oder unterstützt wird. Für alle anderen Tiefbohrungen im Rahmen der Aufsuchung und Gewinnung von Erdöl- und Erdgas soll eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls nach § 3c UVPG vorgenommen werden (Bundesrat 2012). Auch in der Entschließung des Bundesrats von Anfang Februar 2013, die ein Moratorium für die Genehmigung von Fracking-Vorhaben formuliert, fordert dieser erneut eine obligatorische UVP und Öffentlichkeitsbeteiligung ein (Bundesrat 2013). Der Gesetzesentwurf vom Februar 2013 enthält eine Ergänzung der UVP-V Bergbau dahingehend, dass künftig auch die Aufsuchung und Gewinnung von Erdöl und Erdgas zu gewerblichen Zwecken in den folgenden Fällen einer obligatorischen UVP unterliegen (BMW i und BMU 2013):

- Aufsuchung durch Tiefbohrung mit Aufbrechen von Gestein unter hydraulischem Druck,
- Gewinnung durch Tiefbohrung mit Aufbrechen von Gestein unter hydraulischem Druck (Nachweis).

Außerdem sollen Angaben über die Behandlung der eingesetzten Fluide und des Lagerstättenwassers gemacht werden.

Der SRU stimmt diesem Vorschlag zu, ist aber – wie vorstehend ausgeführt – darüber hinaus der Auffassung, dass auch in anderen Fällen von Tiefbohrungen, die nicht mit einem Fracking-Vorgang verbunden sind, jedenfalls eine UVP-Vorprüfung des Einzelfalls stattfinden sollte.

Öffentlichkeitsbeteiligung

89. Grundsätzlich vertritt der SRU die Auffassung, dass eine Öffentlichkeitsbeteiligung insbesondere bei der Einführung einer umstrittenen Technologie wesentlich ist. Die Einführung einer solchen Technologie muss mit einer Transparenz über die Planungen einhergehen und es müssen ausreichend Informationen zur Verfügung gestellt werden. Die Risiken der Technologie sollten einer interessierten Öffentlichkeit bekannt sein. Entsprechend sollte die Risikobewertung so vorgenommen werden, dass die Öffentlichkeit in der Lage ist, zu einer validen Einschätzung zu gelangen. Die bereits bestehende Kontroverse um das Fracking in Deutschland zeigt, dass die Frage der Akzeptanz entscheidend dafür werden kann, ob diese Technologie in Deutschland im breiten Rahmen eingesetzt werden wird. So kündigte eines der Erdöl-Unternehmen, das über Konzessionen zur Erkundung von Erdgas in unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen verfügt, an, nur fördern zu wollen, soweit dafür die gesellschaftliche Akzeptanz vorhanden sei. Auch das Bemühen eines der Förderunternehmen, im Rahmen eines innovativen Informations- und Dialogprozesses Fragen zur Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung zu klären, zeigt, dass die betroffenen Unternehmen die Bedeutung der öffentlichen Akzeptanz für die zukünftige Anwendung von Fracking als hoch bewerten (ExxonMobil 2012b).

90. Ursache der derzeitigen völligen Abwesenheit von Beteiligungsmöglichkeiten der Öffentlichkeit bei Fracking-Vorhaben in Deutschland ist zunächst eine unzureichende Umsetzung der UVP-Richtlinie (Tz. 88). Wenn eine UVP jedenfalls für die Förderung, unter Umständen aber auch für die Erkundung, von unkonventionellen Gasvorkommen eingeführt wird, würde ein formelles Öffentlichkeitsbeteiligungsverfahren durchgeführt, das nach § 9 UVPG i. V. m. § 73 Absatz 3 Satz 1, Absatz 4 bis 7 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG) die Bekanntmachung des Vorhabens, die Auslegung der Planungsunterlagen, die Möglichkeit für Einwendungen, einen Erörterungstermin sowie die abschließende Entscheidung über das Genehmigungsverfahren einschließen würde. Die Europäische Kommission sowie das Europäische Parlament haben diesen Punkt zu Recht betont (Europäisches Parlament 2012c, S. 7). Die Durchführung einer UVP mit Öffentlichkeitsbeteiligung stellt eine Mindestanforderung dar, weil gerade für gesellschaftlich besonders umstrittene Vorhaben wie Fracking dem Vertrauen der Bevölkerung in die sorgfältige und unabhängige Prüfung und Überwachung der Umweltauswirkungen durch die zuständigen Behörden besondere Bedeutung zukommt (MEINERS et al. 2012, S. C91). Es ist auch auf die Möglichkeit einer Öffentlichkeitsbeteiligung im Rahmen einer Strategischen Umweltverträglichkeitsprüfung hinzuweisen, soweit dem bergrechtlichen Genehmigungsverfahren eine Raumordnungsplanung vorgeschaltet ist (ROßNAGEL et al. 2012).

7 Fazit

91. Schiefergas ist Erdgas, das in unkonventionellen Lagerstätten eingebunden ist und sich nur mithilfe des Hydraulic-Fracturing-Verfahrens, kurz Fracking, erschließen lässt. Bei dieser Technik wird mit verschiedenen Zusätzen angereichertes Wasser unter hohem Druck in die erdgashaltigen Gesteinsschichten verpresst. So entstehen Risse, die die Durchlässigkeit des Gesteins erhöhen und das Abströmen des Erdgases an die Oberfläche ermöglichen.

In der Debatte über das Fracking lassen sich zurzeit zwei gegensätzliche Grundsatzzpositionen identifizieren. Auf der einen Seite steht die Erwartung, Schiefergas könne den Klimaschutz und die Energiewende unterstützen. Zudem trage die Schiefergasgewinnung zu niedrigen Energiekosten und damit zu einer verbesserten Wettbewerbsfähigkeit der Industrie bei. Auf der anderen Seite wird Fracking abgelehnt, vor allem weil der Einsatz von gefährlichen Stoffen zu unvermeidbaren und nicht beherrschbaren Risiken für die Umwelt führe. Der SRU zeigt mit der vorliegenden Stellungnahme die Notwendigkeit einer differenzierten Bewertung von Chancen und Risiken der Förderung von Schiefergas mit der Fracking-Technologie und spricht sich für eine Gesamtperspektive aus, die sowohl energiepolitische als auch umweltpolitische Aspekte einschließt.

92. In der Vergangenheit hat der SRU (2011b) auf die Notwendigkeit und die Vorteile einer Dekarbonisierung der Energieversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien hingewiesen, bei der aber auch Gaskraftwerke im Übergang eine bedeutende Rolle spielen werden. Die Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Deutschland lässt sich allerdings nicht mit Klimaschutzgründen und auch nicht mit der Unterstützung der Energiewende begründen. Gemessen am Gasbedarf sind die Vorkommen und die unter Wahrung eines hohen Umweltschutzniveaus hierzulande förderbaren Schiefergas-mengen – bei allen Unsicherheiten – als gering einzuschätzen. Angesichts der absehbaren hohen Kosten der Förderung von Schiefergas in Deutschland ist eine kommerzielle Nutzung der Potenziale zudem aus wirtschaftlichen Gründen in den nächsten Jahren eher unwahrscheinlich. Die Schiefergasgewinnung in Deutschland und in der EU wird folglich kurzfristig nicht zu sinkenden Erdgaspreisen führen und auch langfristig ist dies fraglich. Aus diesen Gründen kann sie auch nicht zu einer verbesserten Wettbewerbsposition von Erdgas gegenüber anderen fossilen Brennstoffen während der Übergangsphase zu einer weitestgehend erneuerbaren Energieversorgung beitragen.

Die weltweite Schiefergasförderung – bisher insbesondere in Nordamerika – hat hingegen bereits heute einen Einfluss auf die Preisverhältnisse der Energieträger in Europa. Grundsätzlich erhöht die globale Schiefergasförderung das Angebot an fossilen Energien und wirkt damit preisdämpfend. Bisher hat

sie jedoch vor allem zu sinkenden Kohlepreisen geführt, da die USA in großem Umfang Kohle durch Gas substituieren und diese nach Europa exportieren. Stärke und Wirkrichtung zukünftiger Preiseffekte sind jedoch ungewiss. Falls die globale Schiefergasentwicklung dauerhaft niedrigere Preise für Gas oder Kohle bewirken sollte, sollten flankierende Instrumente ins Auge gefasst werden, die negative Auswirkungen auf den Klimaschutz, den Ausbaupfad der erneuerbaren Energien oder Effizienzmaßnahmen vermeiden. Im Stromsektor ist es von großer Bedeutung, Kostensenkungsstrategien nicht an die Höhe der EEG-Umlage zu koppeln, da eine Senkung des Marktpreises für Strom automatisch die Umlage erhöhen und damit den Ausbau der erneuerbaren Energien bremsen würde. Flankierend ist ein deutliches CO₂-Preissignal durch den europäischen Emissionshandel oder andere Instrumente notwendig.

Wichtig ist die anstehende Formulierung anspruchsvoller Klimaschutzziele für 2020 und 2030, die auch eine Verknappung der Emissionsrechte zur Folge haben werden. So kann das Risiko minimiert werden, dass die globale Erschließung von Schiefergas als zusätzliche Rohstoffquelle die Emissionen in Europa erhöht.

93. Hinsichtlich der Gewinnung von Schiefergas in Deutschland ist der SRU der Auffassung, dass diese weder die Gaspreise senkt noch die Versorgungssicherheit erhöht und deshalb aus energiepolitischen Gründen nicht förderungswürdig ist. Es besteht insofern kein besonderes übergeordnetes öffentliches Interesse an der Erschließung dieses Energieträgers, möglicherweise aber ein betriebswirtschaftliches Interesse der Industrie.

Aufgrund von Unsicherheiten über einige Umweltauswirkungen des Frackings sieht der SRU diese Technologie als einen Anwendungsfall für das Vorsorgeprinzip an. Das Vorsorgeprinzip rechtfertigt grundsätzlich verhältnismäßiges staatliches Handeln zur präventiven Vermeidung von Risiken auch dann, wenn noch kein Gefahrenbeweis vorliegt, sondern nur die abstrakte Besorgnis eines möglichen Schadenseintritts. Insbesondere muss daher geklärt werden, inwieweit ein Schadenseintritt durch die Anwendung der Fracking-Technologie möglich ist.

Für eine abschließende Risikobewertung hat die vorstehende energiewirtschaftliche Einschätzung weitreichende Folgen, da die Risikobewertung immer einen Abwägungsvorgang zwischen den naturwissenschaftlich ermittelten Risiken und dem gesellschaftlichen Nutzen der Technologie darstellt.

Nach Einschätzung des SRU ist Fracking keine neue Technologie im eigentlichen Sinne, es soll jedoch in einem für Deutschland neuen Anwendungsgebiet, der Schiefergasförderung, eingesetzt werden. Durch das Fracking und die Erschließung des Schiefergases können verschiedene Schutzgüter berührt werden. Von besonderer Bedeutung ist die Vermeidung von Stoffeinträgen in das Grund- und Trinkwasser, die

Schutzgüter von großer gesellschaftlicher Relevanz darstellen. Darüber hinaus sind auch Umweltbelastungen durch die Flächeninanspruchnahme und Effekte auf die Biodiversität sowie die Klimabilanz zu bedenken.

In Deutschland kann grundsätzlich von strengen technischen Anforderungen an alle Prozesselemente des Frackings ausgegangen werden. Nach dem derzeitigen wissenschaftlichen Kenntnisstand verbleiben aber wesentliche offene Fragen hinsichtlich der mit Fracking verbundenen Risiken. Dazu gehört, ob und wie sichergestellt werden kann, dass keine Verunreinigung der zur Gewinnung von Trinkwasser genutzten Grundwasserschichten aufgrund der Bohrung und des Einbringens von Frack-Fluiden erfolgt. Nicht abschließend geklärt sind auch die Risiken der Entsorgung des Flowbacks. Langfristige hydrogeologische Folgen von Fracking-Maßnahmen sind ebenfalls unzureichend bekannt und zuverlässige Prognosemodelle für die deutschen geologischen Formationen existieren mangels Praxiserfahrung noch nicht. Dies gilt insbesondere für potenzielle Wegsamkeiten und Anschlüsse an grundwasserführende Schichten. Ebenso ungeklärt ist, ob und wie die langfristige Dichtigkeit von Bohrlöchern und Gasförderanlagen prognostiziert und gewährleistet werden kann. Eine Zusammenführung der vorhandenen Daten aus den umfangreichen Untersuchungen der jahrzehntelangen Bohrhistorie in Deutschland ist dringend geboten. In einem solchen Kataster sollten, neben den grundlegenden Daten über Ort, Tiefe und Geologie, durchgeführte Fracking-Vorgänge, Verpressungen sowie das bestehende Monitoring systematisch dokumentiert und öffentlich zugänglich gemacht werden. Schließlich bedarf es einer Klärung von Unfallrisiken, insbesondere auch von kleinen Erdbeben, die durch Bohrvorgänge oder das Verpressen des Flowbacks ausgelöst werden könnten.

Weiterer Forschungsbedarf besteht hinsichtlich der Klimabilanz des Schiefergases unter Berücksichtigung der für deutsche Lagerstätten spezifischen Gegebenheiten (Bohrtiefe, Produktionsvolumen, eingesetzte Technik etc.). Die Spannbreite der Klimabilanzen für Schiefergas ist außerordentlich groß, entsprechend unsicher ist die Klimabilanzierung im Vergleich zu Energieträgern aus konventioneller Förderung.

Auch die Schiefergasförderung ist – wie die Gewinnung von fossilen Energien und Rohstoffen – mit kumulierten Effekten durch die Flächen- und Wasserinanspruchnahme, mit Eingriffen in den Naturhaushalt und möglichen Verlusten an biologischer Diversität verbunden, die grundsätzlich soweit wie möglich vermieden werden müssen.

Die Analyse der möglichen Umweltwirkungen ist die Voraussetzung für eine abschließende Beurteilung der Risiken der Schiefergasförderung mittels Fracking und damit Grundlage für weitere Entscheidungen, ob der Eintritt in die kommerzielle Phase aus Umwelt- und Naturschutzgesichtspunkten zugelassen werden sollte. Insofern ist die kommerzielle Phase erst möglich,

wenn die Wissenslücken durch weitere Forschung in Pilotprojekten geschlossen sind. Dabei sollte der Prozess der Planung und Durchführung dieser Pilotprojekte transparent und unter Beteiligung der Öffentlichkeit gestaltet werden. Auftretende Kosten sind im Sinne des Verursacherprinzips von der extrahierenden Industrie zu tragen.

94. Für die Pilotprojekte sollten bereits Mindestanforderungen zum Schutz von Gesundheit, Umwelt und Natur festgelegt werden. Um die Gefährdung des wichtigen Schutzgutes Trinkwasser auszuschließen, sollte Fracking in Wasserschutzgebieten generell ausgeschlossen werden. Gleiches sollte auch für Gebiete gelten, die zukünftig für die Trinkwassergewinnung von Bedeutung sein können sowie für Gebiete mit tektonischen Bedingungen, die Wegsamkeiten für Gase und Flüssigkeiten bieten können. Eine weitere Rahmenbedingung für den Einsatz des Frackings sollte die obligatorische Zusammenarbeit der zuständigen Fachbehörden sein. Der SRU vertritt außerdem die Auffassung, dass, soweit eine Tiefbohrung zur Aufsuchung und Gewinnung mit einem Fracking-Vorgang verbunden ist, gesetzlich eine obligatorische UVP vorgesehen werden sollte. In anderen Fällen von Tiefbohrungen sollte jedenfalls eine UVP-Vorprüfung des Einzelfalles stattfinden. Für jedes individuelle Projekt sollte auch zukünftig der Standort auf seine grundsätzliche Eignung hin überprüft werden müssen, insbesondere hinsichtlich der geologischen Bedingungen, zum Beispiel Art und Mächtigkeit der Barrieren für Gas und Wasser zwischen dem Speichergestein und grundwasserführenden Schichten bzw. der Oberfläche. Ein langfristiges Monitoring muss darüber hinaus sicherstellen, dass Umweltbeeinträchtigungen, die erst nach der Pilotphase auftreten oder sichtbar werden, erkannt und entsprechende Gegenmaßnahmen ergriffen werden. Die Pilotprojekte sollten so ausgewählt werden, dass sie repräsentative Anwendungsfälle für Fracking abbilden.

Im Ergebnis kommt der SRU hinsichtlich des Frackings zur Schiefergasförderung zu folgenden Schlussfolgerungen:

- Fracking ist energiepolitisch nicht notwendig und kann keinen maßgeblichen Beitrag zur Energieerzeugung leisten.
- Fracking ist im kommerziellen Umfang derzeit wegen gravierender Wissenslücken nicht zuzulassen.
- Fracking ist erst auf der Basis positiver Erkenntnisse aus systematisch zu entwickelnden Pilotprojekten verantwortbar.

Abkürzungsverzeichnis

AEO	=	American Energy Outlook
AEUV	=	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
BBergG	=	Bundesberggesetz
BGR	=	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BIP	=	Bruttoinlandsprodukt
BMU	=	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BNatSchG	=	Bundesnaturschutzgesetz
BTEX	=	die aromatischen Kohlenwasserstoffe Benzol (B), Toluol (T), Ethylbenzol (E) sowie die Xylole (X, nach IUPAC-Nomenklatur Dimethylbenzole)
BVerfG	=	Bundesverfassungsgericht
BVerwGE	=	Entscheidungen des Bundesverwaltungsgerichts
BVOT	=	Tiefbohrverordnungen
CAS	=	Chemical Abstracts Service
CIT	=	5-Chlor-2-methyl-2 <i>H</i> -isothiazol
CLP	=	Classification, Labelling and Packaging
CO ₂	=	Kohlendioxid
CO _{2eq}	=	CO ₂ -Äquivalent
EEG	=	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EIA	=	U.S. Energy Information Administration
EuGH	=	Europäischer Gerichtshof
FFH	=	Fauna-Flora-Habitat
GG	=	Grundgesetz
GIP	=	Gas-In-Place
GOW	=	gesundheitlicher Orientierungswert
GuD-Kraftwerk	=	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
H ₂ S	=	Schwefelwasserstoff
IEA	=	International Energy Agency – Internationale Energieagentur
IPCC	=	Intergovernmental Panel on Climate Change
LBEG	=	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
LNG	=	liquefied natural gas – Flüssigerdgas
MIT	=	2-Methyl-2 <i>H</i> -isothiazol-3-on
MJ	=	Megajoule
MWh	=	Megawattstunde
N ₂	=	molekularer Stickstoff
PGI	=	Polnisches Geologisches Institut
REACH	=	Registration, Evaluation, Authorisation of Chemicals – Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe
SRU	=	Sachverständigenrat für Umweltfragen
THG	=	Treibhausgas

Abkürzungsverzeichnis

U.S. EPA	=	U.S. Environmental Protection Agency – Amerikanische Umweltbehörde
UMK	=	Umweltministerkonferenz
USGS	=	U.S. Geological Survey
UVP	=	Umweltverträglichkeitsprüfung
UVPG	=	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
UVP-V Bergbau	=	Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben
VAwS	=	Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen und über Fachbetriebe
VOC	=	volatile organic compounds – flüchtige organische Verbindungen
Vol.-%	=	Volumenprozent
VwVfG	=	Verwaltungsverfahrensgesetz
WHG	=	Wasserhaushaltsgesetz

Literatur

Alvarez, R. A., Pacala, S. W., Winebrake, J. J., Chameides, W. L., Hamburg, S. P. (2012): Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America. First published online.

Andrleit, H., Babies, H. G., Bahr, A., Kus, J., Meßner, J., Schauer, M. (2012): Energiestudie 2012. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Datenstand: 2011. Hannover: Deutsche Rohstoffagentur in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. DERA Rohstoffinformationen 15.

Arbeitsgruppe Gasführung im Untergrund (2002): Grundlagen zur Charakterisierung der Erdgasgefährdung bei Untertagertagbauten. Bulletin für angewandte Geologie 7 (1), S. 45–65.

ARL (Akademie für Raumforschung und Landesplanung) (2012): Nutzungen im Untergrund vorsorgend steuern – für eine Raumordnung des Untergrundes. Hannover: ARL. Positionspapier aus der ARL 91.

Arndt, B. (Hrsg.) (2009): Das Vorsorgeprinzip im EU-Recht. Tübingen: Mohr Siebeck. Recht der Nachhaltigen Entwicklung 3.

Artus, P. (2013): Shale gas and oil production in the United States: A major trend break that is insufficiently analysed; a major problem for Europe. Paris: Natixis. Flash Economics 53.

Artus, P. (2012): US reindustrialisation poses challenge for eurozone. London: FTSE Global Markets. <http://www.ftseglobalmarkets.com/blog/european-review/us-industrialisation-poses-challenge-for-eurozone.html> (28.01.2013).

Attendorn, T. (2011): Fracking – zur Erteilung von Gewinnungsberechtigungen und der Zulassung von Probebohrungen zur Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten. Zeitschrift für Umweltrecht 22 (12), S. 565–570.

Bartel, H., Blondzik, K., Claussen, U., Damian, H. P., Döscher, K., Dubbert, W., Fricke, K., Fuß, F., Galander, C., Ginzky, H., Grimm, S., Heidemeier, J., Hilliges, F., Hirsch, S., Hoffmann, A., Hornemann, C., Jaschinski, J., Kabbe, C., Kirschbaum, B., Koppe, K., Leujak, W., Mohaupt, V., Naumann, S., Pickl, C., Rechenberg, B., Rechenberg, J., Reichel, J., Richter, S., Ringeltaube, P., Schlosser, U., Schmolz, O., Schulz, D., Schwirn, K., Stark, C., Szewzyk, R., Ullrich, A., Völker, D., Walter, A., Werner, S., Wolter, R., Wunderlich, D. (2010): Wasserwirtschaft in Deutschland. Teil 1: Grundlagen. Dessau-Roßlau: UBA.

BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) (2011): Kein Fracking in Wasserschutzgebieten. Generelle UVP-Pflicht. Position des BDEW zu Gas aus unkonventionellen Lagerstätten. Berlin: BDEW.

Bezirksregierung Arnsberg (2011): Vorschläge zur Änderung des Bergrechts 2011. Am 18. Februar 2011 übersandt an das Ministerium für Wirtschaft, Energie, Bauen, Wohnen und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen sowie an das Ministerium für Inneres und Kommunales des Landes Nordrhein-Westfalen. Arnsberg: Bezirksregierung Arnsberg.

BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (2012): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland. Hannover: BGR.

Bianco, N., Litz, F., Meek, K., Gasper, R. (2013): Can The U.S. Get There From Here? Using Existing Federal Laws and State Action to Reduce Greenhouse Gas Emissions. Washington, DC: World Resources Institute.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2012): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten. Kurzfassung. Berlin: BMU.

BMU (Hrsg.) (2007): Tiefe Geothermie in Deutschland. Berlin: BMU.

BMW i (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (2013): Energiedaten. Ausgewählte Grafiken. Stand: 31.01.2013. Berlin: BMW i. <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten/gesamtausgabe.html> (07.03.2013).

BMW i, BMU (2013): Formulierungshilfe für die Fraktionen der CDU/CSU und FDP. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Wasserhaushaltsgesetzes. Vom Berlin: BMW i, BMU.

Boersma, T., Johnson, C. (2013): Twenty Years of US Experience – Lessons Learned for Europe. In: Musialski, C., Zittel, W., Lechtenbohrer, S., Altmann, M. (Hrsg.): Shale Gas in Europe. Opportunities, risks, challenges: a multidisciplinary analysis with a focus on european specificities. Brussels: Claeys & Casteels. European Energy Studies 5, S. 9–33.

Borchardt, D. (2011): Stellungnahme zur Anhörung des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit des Deutschen Bundestags „Trinkwasserschutz und Bürgerbeteiligung bei der Förderung von unkonventionellem Erdgas“. Berlin: Deutscher Bundestag, Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Ausschussdrucksache 17(16)471-E.

- Boyer, E. W., Swistock, B. R., Clark, J., Madden, M., Rizzo, D. E. (2012): The Impact of Marcellus Gas Drilling on Rural Drinking Water Supplies. Harrisburg, Pa.: The Center for Rural Pennsylvania.
- Broderick, J., Anderson, K. (2012): Has US Shale Gas Reduced CO₂ Emissions? Examining recent changes in emissions from the US power sector and traded fossil fuels. Manchester: Tyndall Manchester.
- Broderick, J., Anderson, K., Wood, R., Gilbert, P., Sharmina, M., Footitt, A., Glynn, S., Nicholls, F. (2011): Shale gas: an updated assessment of environmental and climate change impacts. Manchester: Tyndall Centre for Climate Change Research, University of Manchester.
- Broomfield, M. (2012): Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe. Harwell: AEA Technology. AEA/ED57281/Issue Number 17.
- Bundesrat (2013): Beschluss des Bundesrates. Entschließung des Bundesrates zum Umgang mit dem Einsatz von Fracking-Technologien mit umwelttoxischen Chemikalien bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten. Berlin: Bundesrat. Bundesratsdrucksache 754/12 (Beschluss).
- Bundesrat (2012): Empfehlungen der Ausschüsse Wi-U-Wo zu Punkt ... der 904. Sitzung des Bundesrates am 14. Dezember 2012. Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben. Antrag des Landes Nordrhein-Westfalen. Berlin: Bundesrat. Bundesratsdrucksache 747/12 (Grunddr. 388/11).
- Burnham, A., Han, J., Clark, C. E., Wang, M., Dunn, J. B., Palou-Rivera, I. (2012): Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum. *Environmental Science & Technology* 46 (2), S. 619–627.
- Calliess, C. (2001): Rechtsstaat und Umweltstaat: Zugleich ein Beitrag zur Grundrechtsdogmatik im Rahmen mehrpoliger Verfassungsrechtsverhältnisse. Tübingen: Mohr Siebeck. *Jus Publicum* 71.
- Carras, J. N., Franklin, P. M., Hu, Y., Singh, A. K., Tailakov, O. V., Picard, D., Ahmed, A. F. M., Gjerard, E., Nordrum, S., Yesserkepova, I. (2008): Fugitive Emissions. In: Eggleston, S., Buendia, L., Miwa, K., Ngara, T., Tanabe, K. (Hrsg.): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Vol. 2: Energy. Korrigiertes Kapitel. Hayama: Institute for Global Environmental Strategies, S. 4.1–4.78.
- Cathles, L. M., Brown, L., Taam, M., Hunter, A. (2012): A commentary on „The greenhouse-gas footprint of natural gas in shale formations” by R.W. Howarth, R. Santoro, and Anthony Ingraffea. *Climatic Change* 113 (2), S. 525–535.
- Chmal, T. (2011): Polish Shale Gas Prospects. Washington, DC: Center for European Policy Analysis. http://cepa.org/ced/view.aspx?record_id=324 (29.01.2013).
- Cook, T., Charpentier, R. R. (2010): Assembling Probabilistic Performance Parameters of Shale-Gas Wells. Washington, DC, Reston, Va.: U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey. Open-File Report 2010-1138.
- Council of Economic Advisers (2013): The Economic Impact of the American Recovery and Reinvestment Act of 2009. Ninth Quarterly Report. Washington, DC: Council of Economic Advisers.
- Deutscher Bundestag (2012): Stenografischer Bericht. 214. Sitzung. Berlin: Deutscher Bundestag. Plenarprotokoll 17/214.
- Di Fabio, U. (1994): Risikoentscheidungen im Rechtsstaat: Zum Wandel der Dogmatik im öffentlichen Recht, insbesondere am Beispiel der Arzneimittelüberwachung. Tübingen: Mohr. *Jus Publicum* 8.
- Dietrich, L., Elgeti, T. (2011): Rechtliche Implikationen der Aufsuchung und Förderung von unkonventionellem Erdgas. *Erdöl Erdgas Kohle* 127 (7–8), S. 311–315.
- DiGiulio, D. C., Wilkin, R. T., Miller, C., Oberley, G. (2011): Investigation of Ground Contamination near Pavillion, Wyoming. Ada, Okla.: U.S. Environmental Protection Agency, Office of Research and Development National Risk Management Research Laboratory.
- Drajem, M. (2013): Oil, Gas Production Among Top Greenhouse-Gas Sources. New York, NY: Bloomberg. <http://www.bloomberg.com/news/2013-02-05/greenhouse-gas-emissions-fall-in-u-s-power-plants-on-coal-cuts.html> (12.02.2013).
- The Economist (2013): Frack to the future. Extracting Europe’s shale gas and oil will be a slow difficult business. *The Economist*, 02.02.2013. <http://www.economist.com/news/business/21571171-extracting-europes-shale-gas-and-oil-will-be-slow-and-difficult-business-frack-future> (24.04.2013).
- EIA (U.S. Energy Information Administration) (2013): Annual Energy Outlook 2013. Early Release. Washington, D.C.: EIA. DOE/EIA-0383ER(2013).

- EIA (2012a): Annual Energy Outlook 2012. With Projections to 2035. Washington, D.C.: EIA. DOE/EIA-0383(2012).
- EIA (2012b): China. Washington, DC: EIA. <http://www.eia.gov/countries/analysisbriefs/China/china.pdf> (05.04.2013).
- EIA (2011a): Annual Energy Outlook 2011. With Projections to 2035. Washington, D.C.: EIA. DOE/EIA-0383(2011).
- EIA (2011b): World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. Washington, DC: EIA.
- Engelder, T. (2012): Capillary tension and imbibition sequester frack fluid in Marcellus gas shale. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America 109 (52), E3625.
- Entrekin, S., Evans-White, M., Johnson, B., Hagenbuch, E. (2011): Rapid expansion of natural gas development poses a threat to surface waters. *Frontiers in Ecology and the Environment* 9 (9), S. 503–511.
- EPA (U.S. Environmental Protection Agency) (2013): Unconventional Extraction in the Oil and Gas Industry. Washington, DC: EPA. <http://water.epa.gov/scitech/wastetech/guide/oilandgas/unconv.cfm> (05.04.2013).
- EPA (2012a): Oil and Natural Gas Air Pollution Standards. Washington, DC: EPA. <http://www.epa.gov/airquality/oilandgas/> (10.04.2013).
- EPA (2012b): Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. Progress Report. Washington, DC: EPA. EPA 601/R-12/011.
- EPA (2011a): Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. Washington, DC: EPA. EPA/600/R-11/122.
- EPA (2011b): Reduced Emissions Completions for Hydraulically Fractured Natural Gas Wells. Washington, DC: EPA.
- Erbguth, W. (2011): Unterirdische Raumordnung – zur raumordnungsrechtlichen Steuerung untertägiger Vorhaben. *Zeitschrift für Umweltrecht* 22 (3), S. 121–126.
- EurActiv (2013): US ‘shale boost’ provokes EU fears and indecision. Brüssel: EurActiv. <http://www.euractiv.com/specialreport-europe-industry-ha/us-industry-shale-boost-provokes-news-517266> (29.01.2013).
- EurActiv (2012a): Britain lifts shale gas ban despite earthquakes. Brüssel: EurActiv. <http://www.euractiv.com/climate-environment/britain-lifts-shale-gas-ban-desp-news-516639> (08.04.2013).
- EurActiv (2012b): EU energy chief warms to offshore oil and shale gas. Brüssel: EurActiv. <http://www.euractiv.com/climate-environment/eu-energy-chief-warms-offshore-o-news-513990> (28.01.2013).
- EurActiv (2011): Poland takes lead as EU’s shale gas promoter. Brüssel: EurActiv. <http://www.euractiv.com/energy/poland-takes-lead-eu-shale-gas-p-news-504629> (29.01.2013).
- EurActiv.de (2012): Yellow Paper Hydraulic Fracturing. Hydraulic Fracturing auf dem Prüfstand: Potenziale und Risiken. Berlin: EurActiv.de.
- Europäische Kommission (2012): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Eine stärkere europäische Industrie bringt Wachstum und wirtschaftliche Erholung. Aktualisierung der Mitteilung zur Industriepolitik. COM(2012) 582 final. Brüssel: Europäische Kommission.
- Europäische Kommission (2011a): Annex: Guidance note on the application of Directive 85/337/EEC to projects related to the exploration and exploitation of unconventional hydrocarbon. Brüssel: Europäische Kommission. Ares(2011)1339393.
- Europäische Kommission (2011b): Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Energy Roadmap 2050. COM(2011) 885/2. Brüssel: Europäische Kommission.
- Europäische Kommission (2000): Mitteilung der Kommission. Die Anwendbarkeit des Vorsorgeprinzips. KOM(2000) 1 endg. Brüssel: Europäische Kommission.
- Europäische Kommission – Generaldirektion Umwelt (2012): Consultation on Unconventional Fossil Fuels (e.g. Shale Gas) in Europe. 20 December 2012–23 March 2013. Introductory Note. Brüssel: Europäische Kommission.
- Europäisches Parlament (2012a): Bericht über die Umweltauswirkungen von Tätigkeiten zur Gewinnung von Schiefergas und Schieferöl (2011/2308(INI)). Brüssel: Europäisches Parlament. A7-0283/2012.
- Europäisches Parlament (2012b): Entschließung des Europäischen Parlaments vom 21. November 2012 zu den Umweltauswirkungen von Tätigkeiten zur

- Gewinnung von Schiefergas und Schieferöl (2011/2308(INI)). Brüssel: Europäisches Parlament. P7_TA-PROV(2012)0443.
- Europäisches Parlament (2012c): Entwurf eines Berichts über Industrie-, Energie- und andere Aspekte von Schiefergas und -öl (2011/2309(INI)). Brüssel: Europäisches Parlament.
- Europäisches Parlament - Generaldirektion Interne Politikbereiche (2011): Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health. Brüssel: Europäisches Parlament. IP/A/ENVI/ST/2011-07.
- Ewen, C., Borchardt, D., Richter, S., Hammerbacher, R. (2012): Risikostudie Fracking. Übersichtsfassung der Studie „Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen“. Darmstadt: team ewen – Konflikt- und Prozessmanagement.
- Ewers, U., Frimmel, F. H., Gordalla, B. (2012): Humantoxikologische Bewertung der beim Fracking eingesetzten Chemikalien im Hinblick auf das Grundwasser, das für die Trinkwassergewinnung genutzt wird. Wissenschaftliches Gutachten. Gelsenkirchen, Karlsruhe: Hygiene-Institut des Ruhrgebietes, KIT, Engler-Bunte-Institut.
- ExxonMobil (o. J.): Erdgassuche in Deutschland. Detaillierte Angaben zu den bei Frac-Maßnahmen eingesetzten Flüssigkeiten. Hamburg: ExxonMobil. http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/technik/hydraulic_fracturing/fracmassnahmen.html (07.03.2013).
- ExxonMobil (2012a): Heimische Erdgasförderung: Mythos und Wirklichkeit. Hannover: ExxonMobil.
- ExxonMobil (2012b): Informations- und Dialogprozess der Exxon Mobil über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung. Darmstadt: team ewen. <http://dialog-erdgasundfrac.de/> (14.01.2013).
- Fischer, A. S. (2013): Erdgas macht Klimaschutz billiger. Ewi-Studie zum CO₂-Reduktionspfad. ew – das Magazin für die Energie-Wirtschaft 112 (1–2), S. 20–21.
- Fischer, S., Geden, O. (2013): Strategiediskussion in der EU-Energie- und Klimapolitik. Neue Ziele für die Zeit nach 2020. Bonn: Friedrich-Ebert-Stiftung. Internationale Politikanalyse. <http://library.fes.de/pdf-files/id/ipa/09599.pdf> (11.02.2013).
- Forster, D., Perks, J. (2012): Climate impact of potential shale gas production in the EU. Final Report. Harwell: AEA Technology. AEA/ED57412/Issue 2.
- Franke, P. (2011): Rechtliche Rahmenbedingungen für die unkonventionelle Gasgewinnung in Nordrhein-Westfalen. In: Frenz, W., Preuße, A. (Hrsg.): Chancen und Risiken von unkonventionellem Erdgas: 13. Aachener Altlasten- und Bergschadenkundliches Kolloquium. Gemeinsame Tagung des Instituts für Markscheidewesen, Bergschadenkunde und Geophysik im Bergbau der RWTH Aachen, des Lehr- und Forschungsgebiet Berg-, Umwelt- und Europarecht der RWTH Aachen und der GDMB Gesellschaft für Bergbau, Metallurgie, Rohstoff- und Umwelttechnik e.V. vom 19. September 2011 in Aachen. Clausthal-Zellerfeld: GDMB-Informationsgesellschaft mbH. Veröffentlichungen der GDMB 126, S. 9–20.
- Frankfurter Allgemeine Zeitung (2013): Grillo verlangt Neujustierung der Energiewende. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 28.01.2013, S. 17.
- Frenz, W. (2012): Fracking und UVP. Umwelt- und Planungsrecht 32 (4), S. 125–127.
- Frenz, W. (2011): Die UVP-Pflichtigkeit von Flözgasbohrungen und Rügemöglichkeiten von Umweltverbänden. In: Frenz, W., Preuße, A. (Hrsg.): Chancen und Risiken von unkonventionellem Erdgas: 13. Aachener Altlasten- und Bergschadenkundliches Kolloquium. Gemeinsame Tagung des Instituts für Markscheidewesen, Bergschadenkunde und Geophysik im Bergbau der RWTH Aachen, des Lehr- und Forschungsgebiet Berg-, Umwelt- und Europarecht der RWTH Aachen und der GDMB Gesellschaft für Bergbau, Metallurgie, Rohstoff- und Umwelttechnik e.V. vom 19. September 2011 in Aachen. Clausthal-Zellerfeld: GDMB-Informationsgesellschaft mbH. Veröffentlichungen der GDMB 126, S. 77–82.
- Fritsche, U. R., Herling, J. (2012): Energie- und Klimabilanz von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten im Vergleich zu anderen Energiequellen. Endbericht zum Gutachten für Team Ewen im Rahmen des InfoDialog Fracking. Freiburg, Darmstadt, Berlin: Öko-Institut, Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien.
- Gaßner, H., Buchholz, G. (2013): Rechtsfragen des Erdgas-Fracking – Grundwasserschutz und UVP. Zeitschrift für Umweltrecht 24 (3), S. 143–150.
- Gautier, D. L., Pitman, J. K., Charpentier, R. R., Cook, T., Klett, T. R., Schenk, C. J. (2012): Potential for Technically Recoverable Unconventional Gas and Oil Resources in the Polish-Ukrainian Foredeep, Poland, 2012. Reston, Va.: U.S. Geological Survey. U.S. Geological Survey Fact Sheet 2012–3102. <http://pubs.usgs.gov/fs/2012/3102/> (07.03.2013).
- Gegen Gasbohren (2012): Gegen Gasbohren ... <http://www.gegen-gasbohren.de/> (14.01.2013).

- Gény, F. (2010): Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets? Oxford: Oxford Institute for Energy Studies. NG 46.
- Grimm, D. (1991): Die Zukunft der Verfassung. Frankfurt am Main: Suhrkamp. Suhrkamp Taschenbuch Wissenschaft 968.
- Groat, C. G., Grimshaw, T. W. (2012): Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development. Austin, Tex.: The Energy Institute.
- GtV (Bundesverband Geothermie) (2012): Hintergrundpapier zur Stimulation geothermischer Reservoirs. Berlin: GtV.
- Gunzelmann, M. (2012): Grundwassermonitoring im Bereich der Bohrungen Damme 2/3 der Firma Exxonmobil. Vortrag, Sitzung des Rates der Stadt Damme, 19.01.2012, Damme.
- Hellriegel, M. (2013): Rechtsrahmen für eine Raumordnung zur Steuerung unterirdischer Nutzungen. Konkurrenzkampf unter der Erde. Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht 32 (3), S. 111–116.
- Helm, D. (2011): Shale gas and the low carbon transition in Europe. In: Hinc, A. (Hrsg.): The era of gas. How to use this new potential? Plock: PKN ORLEN. Future Fuelled by Knowledge 2, S. 9–12.
- Howarth, R. W., Ingraffea, A., Engelder, T. (2011a): Should fracking stop? Extracting gas from shale increases the availability of this resource, but the health and environmental risks may be too high. Nature 477 (7364), S. 271–275.
- Howarth, R. W., Santoro, R., Ingraffea, A. (2011b): Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. A letter. Climatic Change 106 (4), S. 679–690.
- Hughes, J. D. (2013): Drill, Baby, Drill. Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance? Santa Rosa, Calif.: Post Carbon Institute.
- Hultman, N., Rebois, D., Scholten, M., Ramig, C. (2011a): Corrigendum. The greenhouse impact of unconventional gas for electricity generation. Environmental Research Letters 6 (4), 049504.
- Hultman, N., Rebois, D., Scholten, M., Ramig, C. (2011b): The greenhouse impact of unconventional gas for electricity generation. Environmental Research Letters 6 (4), 044008.
- IEA (International Energy Agency) (2012a): Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas. Paris: IEA.
- IEA (2012b): World Energy Outlook 2012. Paris: IEA.
- Jaeckel, L. (2011): Die Simulation des Urknalls vor dem Bundesverfassungsgericht. Zur Reichweite staatlicher Schutzpflichten. Deutsches Verwaltungsblatt 126 (1), S. 13–20
- Jänicke, M. (2012): Megatrend Umweltinnovation. Zur ökologischen Modernisierung von Wirtschaft und Staat. 2., akt. Aufl. München: oekom.
- Jiang, M., Griffin, W. M., Hendrickson, C., Jaramillo, P., VanBriesen, J., Venkatesh, A. (2011): Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas. Environmental Research Letters 6 (3), 034014.
- Kalecki, M. (1977): Selected essays on the dynamics of the capitalist economy 1933–1970. Repr. Cambridge, London, New York, Melbourne: Cambridge University Press.
- Kenarov, D. (2013): Poland Stumbles as Shale Gas Industry Fails to Take Off. Herald-Standard, 29.01.2013. http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/123913/Poland_Stumbles_as_Shale_Gas_Industry_Fails_to_Take_Off (05.04.2013).
- Kluz, A. (2012): How Poland's Shale Gas Will Transform Europe. New York, NY: World Policy Institute. <http://www.worldpolicy.org/blog/2012/09/20/how-poland%E2%80%99s-shale-gas-will-transform-europe> (29.01.2013).
- Kranner, K., Sharma, S. (2013): Das europäische Strommarktdesign der Zukunft. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63 (1–2), S. 62–65.
- LBEG (Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie) (2012): Mindestanforderungen an Betriebspläne, Prüfkriterien und Genehmigungsablauf für hydraulische Bohrlochbehandlungen in Erdöl- und Erdgaslagerstätten in Niedersachsen. Clausthal-Zellerfeld: LBEG. http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/72198/Mindestanforderungen_an_Betriebsplaene_Pruefkriterien_und_Genehmigungsablauf_fuer_hydraulische_Bohrlochbehandlungen_in_Erdoel-_und_Erdgaslagerstaetten_in_Niedersachsen.pdf (20.12.2012).
- Louven, S. (2013): RWE-Chef kritisiert Kosten der Energiewende. Handelsblatt, 28.01.2013, S. 20.
- Ludwig, G. (2012): Umweltaspekte in Verfahren nach dem BBergG. Zeitschrift für Umweltrecht 23 (3), S. 150–157.
- Mattern, J. (2012): Drilling beneath the surface: Poland hopes shale gas will free it from Gazprom. Spiegel Online, 02.09.2012. <http://www.spiegel.de/international/europe/drilling-beneath-the-surface->

- poland-hopes-shale-gas-will-free-it-from-gazprom-a-814125.html (30.01.2013).
- Matthes, F. C. (2012): Ein neues Strommarktdesign für ein neues Stromsystem. Ausgangspunkte, Langfristperspektiven und Übergangsstrategien. Vortrag, Forum für Zukunftsenergien – Arbeitskreis Zukunftsenergien „Strommarktdesign 2050 – Wie soll es aussehen?“, 21.11.2012, Berlin.
- McKenzie, L. M., Witter, R. Z., Newman, L. S., Adgate, J. L. (2012): Human health risk assessment of air emissions from development of unconventional natural gas resources. *Science of the Total Environment* 424, S. 79–87.
- Meiners, H. G., Denneborg, M., Müller, F., Bergmann, A., Weber, F.-A., Dopp, E., Hansen, C., Schüth, C., Buchholz, G., Gaßner, H., Sass, I., Homuth, S., Priebes, R. (2012): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen. Berlin, Dessau-Roßlau: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Umweltbundesamt.
- Mildner, S.-A., Petersen, H., Wodni, W. (2012): Klimaschutz bleibt Nebensache für die USA. Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik. SWP-Aktuell 69/2012.
- Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (Hrsg.) (2012): Fracking in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in NRW. Kurzfassung zum Gutachten „Gutachten mit Risikostudie zur Exploration und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen (NRW) und deren Auswirkungen auf den Naturhaushalt insbesondere die öffentliche Trinkwasserversorgung“. Düsseldorf: Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen.
- Möhring, A. (2013): Zukunft von Erdöl und Erdgas – technische Optionen. Vortrag, DGMK/WEG Forum. Die Zukunft von Erdöl und Erdgas, 18.04.2013, Celle.
- Neubacher, A., Neukirch, R., Schepp, M., Schulz, T. (2013): Amerika gibt Gas. *Der Spiegel* 2013 (5), S. 64–68.
- Nicolosi, M. (2012): Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland. Zwischenbericht. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. *Climate Change* 12/12. <http://www.uba.de/uba-info-medien/4221.html> (22.03.2013).
- Nitsch, J., Pregger, T., Naegler, T., Heide, D., Tena, D. L. de, Trieb, F., Scholz, Y., Nienhaus, K., Gerhardt, N., Sterner, M., Trost, T., Oehsen, A. von, Schwinn, R., Pape, C., Hahn, H., Wickert, M., Wenzel, B. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. Stuttgart, Kassel, Teltow: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Ingenieurbüro für neue Energien.
- NRC (National Research Council) (1993): Risk assessment in the federal government. Managing the process. 10. print. Washington, DC: National Academy Press.
- Oettinger, G. (2012): Resource- and energy efficiency from the Perspective of the Energy-Intensive Industries Dialogue Forum. Vortrag, Dialogue „Forum on Resource- and energy efficiency from the Perspective of the Energy-Intensive Industries“, 26.09.2012, Brüssel.
- Osborn, S. G., Vengosh, A., Warner, N. R., Jackson, R. B. (2011): Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* 108 (20), S. 8172–8176.
- Oxford Economics (2011): Fossil fuel price shocks and a low carbon economy. A report for the Department of Energy and Climate Change. Oxford: Oxford Economics.
- Pacala, S., Socolow, R. (2004): Stabilization Wedges: Solving the Climate Problem for the Next 50 Years with Current Technologies. *Science* 305 (5686), S. 968–972.
- Pearson, I., Zeniewski, P., Gracceva, F., Zastera, P., McGlade, C., Sorrell, S., Speirs, J., Thonhauser, G. (2012): Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union. A Report by the Energy Security Unit of the European Commission’s Joint Research Centre. Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- Ragwitz, M., Steinhilber, S., Breitschopf, B., Resch, G., Panzer, C., Ortner, A., Busch, S., Rathmann, M., Klessmann, C., Nabe, C., Lovinfosse, I. de, Neuhoff, K., Boyd, R., Junginger, M., Hoefnagels, R., Cusumano, N., Lorenzoni, A., Burgers, J., Boots, M., Weöres, B. (2012): RE-Shaping: Shaping an effective and efficient European renewable energy market. Karlsruhe, Wien, Utrecht, Berlin, Kaunas, Budapest, Arnheim, Milan: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research, Energy Economics Group,

- Ecofys, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Lithuanian Energy Institute, Utrecht University, Energy Banking Advisory, KEMA, Bocconi University. RE-Shaping Report D23 (Final report).
- Rassenfoss, S. (2011): From Flowback to Fracturing: Water Recycling Grows in the Marcellus Shale. *Journal of Petroleum Technology* 63 (7), S. 48–51.
- Rehbock, T. (2013): Fracking: Wer nicht „frackt“, verliert? Frankfurt am Main: KfW Bankengruppe. Fokus Volkswirtschaft 19. https://www.kfw.de/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Fokus-Volkswirtschaft/Fokus-Nr.-19-April-2013-Rohstoffe_Wettbewerb.pdf (30.04.2013).
- Reinhardt, M. (2012): Wasserrechtliche Vorgaben für die Gasgewinnung durch Fracking-Bohrungen. *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht* 31 (21), S. 1369–1373.
- Rifkin, J. (2011): Die dritte industrielle Revolution. Die Zukunft der Wirtschaft nach dem Atomzeitalter. Frankfurt am Main: Campus.
- Riley, A. (2013): EU must respond to the shale revolution. *Financial Times*, 15.01.2013. <http://www.ft.com/cms/s/0/57382262-5c33-11e2-bef7-00144feab49a.html#axzz2JMiHCTQB> (29.01.2013).
- Roland Berger Strategy Consultants (2011): Studie: Effizienzsteigerung in stromintensiven Industrien. Ausblick und Handlungsstrategien bis 2050. München: Roland Berger Strategy Consultants. http://www.rolandberger.com/media/pdf/Roland_Berger_energieeffizienz_20110830.pdf (07.02.2013).
- Rosenwinkel, K.-H., Weichgrebe, D., Olsson, O. (2012a): Stand der Technik und fortschrittliche Ansätze in der Entsorgung des Flowback. Vortrag, Wissenschaftliche Statuskonferenz 06.–07.03.2012.
- Rosenwinkel, K.-H., Weichgrebe, D., Olsson, O. (2012b): Stand der Technik und fortschrittliche Ansätze in der Entsorgung des Flowback. Gutachten zur Abwasserentsorgung und Stoffstrombilanz. Hannover: Leibniz Universität, Institut für Siedlungswasserwirtschaft und Abfall.
- Roßnagel, A., Hentschel, A., Polzer, A. (2012): Rechtliche Rahmenbedingungen der unkonventionellen Erdgasförderung mittels Fracking. Kassel: Kassel University Press. *Interdisciplinary Research on Climate Change Mitigation and Adaption* 2.
- Rumpke, C. A., Peters, D., Kalinowska, D., Müller-Langer, F., Seiffert, M., Thrän, D., Lambrecht, U., Höpfner, U., Bünger, U., Schmidt, P., Weindorf, W., Rommerskirchen, S., Anders, N. (2011): Entwicklung einer Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie für Deutschland – Voruntersuchung. Berlin, Leipzig, Heidelberg, München-Ottobrunn, Basel: Deutsche Energie-Agentur, Deutsches BiomasseForschungs Zentrum, Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, ProgTrans AG.
- RWE Dea (2013): Willkommen auf der Bürgerinformationsseite Völkersen. Hamburg: RWE Dea. <http://www.rwe.com/web/cms/de/1260112/rwe-dea-buergerinformation-voelkersen/rwe-dea-ag-buergerinformation-voelkersen/> (10.04.2013).
- RWE Dea (2012): Fracking in konventionellen Erdgaslagerstätten. Hamburg: RWE Dea. <http://www.rwe.com/web/cms/de/712746/rwe-dea/know-how/foerderung/frac-technologie/fracking-in-konventionellen-erdgaslagerstaetten/> (14.01.2013).
- Savu, I. (2013): Romania Ends Moratorium on Shale Gas Exploration, Premier Says. New York, NY: Bloomberg. <http://www.bloomberg.com/news/2013-03-19/romania-ends-moratorium-on-shale-gas-exploration-premier-says.html> (29.04.2013).
- Schink, A. (2013): Flowback beim Fracking. Abfall- und wasserrechtliche Fragestellungen. *AbfallR* 12 (1), S. 36–44.
- Schmid, M., Mark, K. (2013): Blitz-Licht Öl & Gas. Die Schiefergasrevolution in den USA macht eine Pause – wie wird die globale Energierevolution aussehen? Frankfurt am Main: KfW IPEX-Bank. https://www.kfw-ipex-bank.de/media/migration/weiterleitung_zur_startseite/exportfinanzierung/presse/news/news_2013/februar_2013/49221.pdf (30.04.2013).
- Schmitt-Jansen, M., Aulhorn, S., Faetsch, S., Riedl, J., Rotter, S., Altenburger, R. (2012): Ökotoxikologische Beurteilung von beim hydraulischen Fracking eingesetzten Chemikalien. Gutachten. Leipzig, Halle: Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung.
- Schneble, H., Weinem, K., Niethammer, I. (2012): Informations- und Dialogprozess zum Aufsuchen und Fördern von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten (InfoDialog Fracking). Fachbeitrag zum Themenkreis Landschaft. Flächeninanspruchnahme, (oberirdische) Infrastruktur, Betrieb. Darmstadt: Umweltplanung Bullermann Schneble.
- Scholles, F. (2008): Die Raumempfindlichkeitsuntersuchung. In: Fürst, D., Scholles, F. (Hrsg.): *Handbuch Theorien und Methoden der Raum- und Umweltplanung*. 3., vollst. überarb. Aufl. Dortmund: Rohn, S. 452–457.
- Schrag, D. P. (2012): Is Shale Gas Good for Climate Change? *Daedalus* 141 (2), S. 72–80.

- Schreurs, M. A. (2012): Breaking the impasse in the international climate negotiations: The potential of green technologies. *Energy Policy* 48, S. 5–12.
- Setton, D. (2013): Braunkohle trotz Energiewende. *umwelt aktuell* 2013 (3), S. 6–7.
- Seuser, A. A. (2012): Unkonventionelles Erdgas. Begehrte Ressource mit Unwägbarkeiten. *Natur und Recht* 34 (1), S. 8–18.
- SGD (Staatliche Geologische Dienste), BGR, LIAG (Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik) (2012): Geologische Informationen und Bewertungskriterien für eine Raumplanung im tieferen Untergrund. Erarbeitet für den Bund-Länder-Ausschuss Bodenforschung (BLA-GEO). Wittenberg: SGD.
- Skinner, I., Essen, H. v., Smokers, R., Hill, N. (2010): Towards the decarbonisation of the EU's transport sector by 2050. *Didcot: AEA. AEA/ED45405/Final Report*.
- Spencer, T., Bernoth, K., Chancel, L., Guerin, E., Neuhoﬀ, K. (2012): Green investments in a European Growth Package. Paris: Institut du développement durable et des relations internationales. *IDDR Working Paper 11/12*.
- SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2012): Integrierter Umweltschutz am Beispiel des Anlagenzulassungsrechts. In: SRU (Hrsg.): *Umweltgutachten 2012. Verantwortung in einer begrenzten Welt*. Berlin: Erich Schmidt, S. 305–328.
- SRU (2011a): *Vorsorgestrategien für Nanomaterialien. Sondergutachten*. Berlin: Erich Schmidt.
- SRU (2011b): *Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten*. Berlin: Erich Schmidt.
- SRU (2008a): *Klimaschutz in der Finanzkrise*. Berlin: SRU. *Kommentar zur Umweltpolitik* 6.
- SRU (2008b): *Umweltgutachten 2008. Umweltschutz im Zeichen des Klimawandels*. Berlin: Erich Schmidt.
- SRU (2005): *Kontinuität in der Klimapolitik – Kyoto-Protokoll als Chance*. Berlin: SRU. *Stellungnahme* 7.
- SRU (1998): *Flächendeckend wirksamer Grundwasserschutz. Ein Schritt zur dauerhaft umweltgerechten Entwicklung. Sondergutachten*. Stuttgart: Metzler-Poeschel.
- Stephenson, T., Valle, J. E., Riera-Palou, X. (2011): Modeling the Relative GHG Emissions of Conventional and Shale Gas Production. *Environmental Science & Technology* 45 (24), S. 10757–10764.
- Sutton, M. A., Howard, C. M., Erisman, J. W., Billen, G., Bleeker, A., Grennfelt, P., Grinsven, H. van, Grizzetti, B. (2011): *The European Nitrogen Assessment. Sources, Effects and Policy Perspectives*. Cambridge, New York, Melbourne, Madrid, Cape Town, Singapore, São Paulo, Delhi, Tokyo, Mexico City: Cambridge University Press.
- Teusch, J. (2012): *Shale Gas and the EU Internal Gas Market: Beyond the Hype and Hysteria*. Brüssel: Centre for European Policy Studies. *CEPS Working Document* 369.
- Texas Department of State Health Services (2010): *DISH, Texas Exposure Investigation*. Dish, Denton County, Texas. *Final report*. Austin, Tex.: Texas Department of State Health Services.
- Theurer, M. (2013): *Das Schiefergas spaltet Europa*. *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, 03.01.2013, S. 11.
- Thielemann, T. (2008): *Kohleflözgas – Aufstieg eines Energieträgers*. *bergbau* 59 (2), S. 63–65.
- Tollefson, J. (2012): *Is fracking behind contamination in Wyoming groundwater? Questions about whether hydraulic „fracking” is to blame remain as the US EPA prepares for peer review*. *Nature*. First published online. <http://www.nature.com/news/is-fracking-behind-contamination-in-wyoming-groundwater-1.11543> (30.04.2013).
- UBA (Umweltbundesamt) (2012): *Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2012. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2010*. Dessau-Roßlau: UBA. *Climate Change* 08/12. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-1/4292.pdf> (12.03.2013).
- UBA (2011): *Einschätzung der Schiefergasförderung in Deutschland. Stellungnahme*. Stand: Dezember 2011. Dessau-Roßlau: UBA.
- UMK (Umweltministerkonferenz) (2012): *79. Umweltministerkonferenz am 15. und 16. November 2012 in Kiel. Ergebnisprotokoll*. Kiel: UMK.
- Vihma, A. (2013): *The shale gas boom. The global implications of the rise of unconventional fossil energy*. Helsinki: Finnish Institute of International Affairs. *FIIA Briefing Paper* 122.
- Wahl, R., Appel, I. (1995): *Prävention und Vorsorge: Von der Staatsaufgabe zur rechtlichen Ausgestaltung*. In: Wahl, R. (Hrsg.): *Prävention und Vorsorge: Von*

der Staatsaufgabe zu den verwaltungsrechtlichen Instrumenten. Berlin: Economica, S. 1–216.

Warner, N. R., Jackson, R. B., Darrah, T. H., Osborn, S. G., Down, A., Zhao, K., White, A., Vengosh, A. (2012a): Geochemical evidence for possible natural migration of Marcellus Formation brine to shallow aquifers in Pennsylvania. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* 109 (30), S. 11961–11966.

Warner, N. R., Jackson, R. B., Darrah, T. H., Osborn, S. G., Down, A., Zhao, K., White, A., Vengosh, A. (2012b): Reply to Engelder: Potential for fluid migration from the Marcellus Formation remains possible. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* 109 (52), E3626.

Waxman, H. A., Markey, E. J., DeGette, D. (2011): *Chemicals used in hydraulic fracturing*. Washington, DC: United States House of Representatives, Committee on Energy and Commerce.

Weber, C. L., Clavin, C. (2012): *Life Cycle Carbon Footprint of Shale Gas: Review of Evidence and Implications*. *Environmental Science & Technology* 46 (11), S. 5688–5695.

Weber, M., Hey, C., Faulstich, M. E. (2012): *Energiewende – A Pricey Challenge*. CESifo DICE Report 10 (3), S. 1–8.

WEG (Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung) (o. J.a): *Hydraulic Fracturing – Prozess und Perspektiven in Deutschland*. Hannover: WEG.

WEG (o. J.b): *Informationsplattform zu Fracs in Deutschland*. Hannover: WEG. <http://www.erdoel-erdgas.de/Themen/Technik-Standards/Aufsuchung-und-Bohren/Informationsplattform-zu-Fracs-in-Deutschland> (07.03.2013).

WEG (2008): *Erdgas - Erdöl. Entstehung, Suche, Förderung*. Hannover: WEG.

Westphal, K. (2013): *Nichtkonventionelles Öl und Gas – Folgen für das globale Machtgefüge*. Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik. SWP-Aktuell 16/2013.

Westphal, K. (2012): *SWP zu Shale Gas: Offene Debatte tut not*. In: EurActiv.de (Hrsg.): *Yellow Paper Hydraulic Fracturing. Hydraulic Fracturing auf dem Prüfstand: Potenziale und Risiken*. Berlin: EurActiv.de, S. 31.

Wintershall (o. J.): *Wintershall Selbstverpflichtung für heimische Förderung*. Kassel: Wintershall Holding GmbH. <http://www.wintershall.com/uploads/>

[user_pxbxconnector/pxbxrawdata/148/wintershall-selbstverpflichtung.pdf](http://www.wintershall.com/uploads/user_pxbxconnector/pxbxrawdata/148/wintershall-selbstverpflichtung.pdf) (13.03.2013).

Wolf Eagle Environmental (2009): *Town of DISH, Texas. Ambient Air Monitoring Analysis. Final Report*. Flower Mound, Tex.: Wolf Eagle Environmental.

Wyciszkievicz, E. (Hrsg.) (2011): *Path to Prosperity or Road to Ruin? Shale Gas Under Political Scrutiny*. Warszawa: Polski Instytut Spraw Międzynarodowych.

ZEW (Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung) (2013): *Traum oder Albtraum? Aussichten für die Förderung unkonventioneller Gase in Europa*. Mannheim: ZEW. ZEWnews Sonderteil, Jan.–Feb. <http://www.windkraft-journal.de/wp-content/uploads/2013/02/Energiemarkt.jpg?9d7bd4> (26.02.2013).

Zittel, W. (2012): *Unkonventionelles Erdgas – ein Game Changer mit Fragezeichen*. Vortrag, ASPO-Deutschland Jahrestagung, 21.05.2012, Berlin.

Mitglieder

Sachverständigenrat für Umweltfragen
Stand: Mai 2013

Prof. Dr. Martin Faulstich (Vorsitzender)

Professor für Umwelt- und Energietechnik
an der Technischen Universität Clausthal und
Geschäftsführer des CUTEK Instituts

Prof. Dr. Karin Holm-Müller (stellvertretende Vorsitzende)

Professorin für Ressourcen- und Umweltökonomik
an der landwirtschaftlichen Fakultät
der Rheinischen Friedrich-Wilhelms-Universität Bonn

Prof. Dr. Harald Bradke

Leiter des Competence Centers Energietechnologien und
Energiesysteme im Fraunhofer-Institut für System- und
Innovationsforschung ISI in Karlsruhe

Prof. Dr. Christian Calliess

Professor für öffentliches Recht und Europarecht
am Fachbereich Rechtswissenschaft
der Freien Universität Berlin

Prof. Dr. Heidi Foth

Professorin für Umwelttoxikologie und
Direktorin des Instituts für Umwelttoxikologie
der Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg

Prof. Dr. Manfred Niekisch

Professor für Internationalen Naturschutz
an der Goethe-Universität Frankfurt und
Direktor des Frankfurter Zoos

Prof. Dr. Miranda Schreurs

Professorin für Vergleichende Politikwissenschaft und
Leiterin des Forschungszentrums für Umweltpolitik
an der Freien Universität Berlin

Sachverständigenrat für Umweltfragen

Geschäftsstelle
Luisenstraße 46
10117 Berlin

Telefon: (030) 26 36 96-0
E-Mail: info@umweltrat.de
Internet: www.umweltrat.de