

TEXTE

53/2014

Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas insbesondere aus Schiefergaslagerstätten

Teil 2 - Grundwassermonitoringkonzept, Fracking-
chemikalienkataster, Entsorgung von Flowback,
Forschungsstand zur Emissions- und Klimabilanz,
induzierte Seismizität, Naturhaushalt, Landschafts-
bild und biologische Vielfalt

KURZFASSUNG

TEXTE 53/2014

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Forschungskennzahl 3712 23 220
UBA-FB 001972

Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas insbesondere aus Schiefergaslagerstätten

**Teil 2 - Grundwassermonitoringkonzept, Frackingchemikalien-
kataster, Entsorgung von Flowback, Forschungsstand zur
Emissions- und Klimabilanz, induzierte Seismizität, Naturhaushalt,
Landschaftsbild und biologische Vielfalt**

KURZFASSUNG

von

Uwe Dannwolf, Anke Heckelsmüller
RiskCom GmbH, Pforzheim

unter Mitwirkung von

Nikolaus Steiner, Carola Rink
Anwaltskanzlei Steiner

Dirk Weichgrebe, Katrin Kayser, Ralph Zwafink, Karl-Heinz Rosenwinkel
Institut für Siedlungswasserwirtschaft und Abfalltechnik Leibniz
Universität Hannover

Uwe R. Fritsche, Kevin Fingerman, Suzanne Hunt
IINAS - Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und –
strategien GmbH

Horst Rüter, Andreas Donat, Stefan Bauer
HarbourDom GmbH

Karsten Runge, Sebastian Heinrich
OECOS GmbH

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

RiskCom GmbH, Friedrich-Naumann-Weg 38, 75180 Pforzheim

Abschlussdatum:

Juni 2014-07-22

Redaktion:

Fachgebiet II 2.1 Übergreifende Angelegenheiten Wasser & Boden
Bernd Kirschbaum

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/gutachten-2014-umweltauswirkungen-von-fracking-bei>

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, Juli 2014

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit unter dem Förderkennzeichen 3712 23 220 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

Tabellenverzeichnis

Abkürzungen

1	Einleitung.....	1
2	Grundwassermonitoringkonzept	2
2.1	Aufgabenstellung	2
2.2	Verfahrensweise.....	2
2.3	Aktuelle Datenlage: Betrachtungen des tieferen Untergrundes	3
2.4	Aktuelle Datenlage: Oberirdische und unterirdische Risiken.....	4
2.5	Zusammenfassende Bewertung und Handlungsempfehlungen	5
3	Frackingchemikalienkataster	8
3.1	Aufgabenstellung	8
3.2	Verfahrensweise.....	8
3.3	Aktuell existierende Kataster	8
3.4	Sinn und Zweck des Katasters.....	9
3.5	Rechtliche Erfordernisse	9
3.6	Handlungsempfehlungen.....	10
4	Flowback – Stand der Technik bei der Entsorgung, Stoffstrombilanzen	11
4.1	Aufgabenstellung	11
4.2	Verfahrensweise.....	11
4.3	Bestandteile des Flowback.....	11
4.4	Einteilung des Flowback nach unterschiedlichen Phasen und ihr Behandlungskonzept.....	12
4.5	Verfahrenstechniken zur Aufbereitung und Aufbereitungsziele	13
4.6	Wassermanagement und Monitoringkonzept.....	14
4.7	Handlungsempfehlungen.....	15
5	Aufbereitung des Forschungsstandes zur Emissions-/Klimabilanz	17
5.1	Aufgabenstellung	17
5.2	Verfahrensweise.....	17
5.3	Unterschiedliche Settings der Schiefergasförderung	18
5.4	Zusammenfassende Bewertung und Handlungsempfehlungen	20

6	Scoping - Untersuchung der Klimabilanz in Deutschland.....	21
6.1	Aufgabenstellung	21
6.2	Verfahrensweise.....	21
6.3	Ergebnisse und Einschätzung zu 1. und 2.....	21
6.4	Ergebnisse und Einschätzung zu 3.....	22
7	Induzierte Seismizität.....	23
7.1	Aufgabenstellung	23
7.2	Verfahrensweise.....	23
7.3	Aktuelle Datenlage.....	23
7.4	Beherrschbarkeit und kontrollierter Betrieb.....	24
7.5	Gesetzliche Regelungen.....	25
7.6	Handlungsempfehlungen.....	25
8	Konkurrierende Nutzungen und Naturschutz	27
8.1	Aufgabenstellung	27
8.2	Verfahrensweise.....	27
8.3	Allgemeine Eigenheiten der Schiefergasförderung.....	27
8.4	Siedlungs- und Verkehrsstruktur	28
8.5	Land- und Forstwirtschaft.....	28
8.6	Wasserwirtschaft / Gewässerschutz.....	29
8.7	Weitere untertägige Raumnutzungen	29
8.8	Erholungsnutzung, Landschafts- und Ortsbild.....	30
8.9	Arten- und Biotopschutz.....	30
8.10	Zusammenfassende Bewertung und Handlungsempfehlungen	31
9	Übergeordnete Handlungsempfehlungen.....	32

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Durchlässigkeiten (Permeabilitäten) von Gesteinen und Baumaterialien.....	3
Abb. 2: Konzeptionelle Vorstellung des tieferen Untergrunds mit Druckverhältnissen und Grundwasserströmungsrichtung	4
Abb. 3: Einteilung der gesamten Wassermengen der Rückförderung in Flowback und Produktionswasser sowie die Auswahl der empfohlenen Aufbereitung.....	12
Abb. 4: Auswahl der Flowback- und Produktionswasseraufbereitungsstufen entsprechend den Verwertungs- und Entsorgungszielen.....	13
Abb. 5: Zusammenhänge und Abläufe bei der Entwicklung von spezifischen Behandlungs- und Entsorgungskonzepten für den Flowback. Sowie die zentrale Bedeutung eines umfassenden Monitorings für Planung, Betrieb und Überwachung.....	15
Abb. 6: Strombezogenen Ergebnisse der Energiequellen	19

Tabellenverzeichnis

Tab. 1:Übersicht der zu überwachenden Grundwasserleiter für Aufsuchung, Gewinnung
sowie Verpressen6

1 Einleitung

Das vorliegende Gutachten schließt an die Studie „Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten - Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen“¹ aus dem Jahr 2012 an.

Offene Fragen aus dieser Studie und aktuelle, weitere Gesichtspunkte zu umweltrelevanten Themen bei der Schiefergasgewinnung, wurden in mehreren Schwerpunktthemen betrachtet. Diese sind:

1. Die Entwicklung eines Grundwassermonitoringkonzeptes;
2. Die Bewertung der Möglichkeit eines bundesweiten Frackingchemikalienkatasters;
3. Die Bewertung einer umweltverträglichen Entsorgung von Flowback;
4. Die Aufbereitung des Forschungsstandes zur Emissions-/Klimabilanz;
5. Die Untersuchung hinsichtlich potenzieller Gefährdung durch induzierte Seismizität;
6. Das Aufzeigen und die Bewertung der raum- und flächenrelevanten Aspekte sowie der Auswirkungen auf den Naturhaushalt, das Landschaftsbild und die biologische Vielfalt

Zielsetzung des nun vorliegenden Gutachtens ist die technische und wissenschaftliche Bewertung der mit den oben genannten Themen verbundenen Risiken. Offenen Fragen und Wissenslücken werden eindeutig benannt sowie Ansätze zu ihrer Lösung erörtert.

Zur Methodik: Bei der technischen und wissenschaftlichen Bearbeitung der einzelnen Schwerpunktthemen wurden umfangreiche nationale und internationale Literaturrecherchen durchgeführt. Darüber hinaus wurden Gespräche mit Fachexperten, Fach- und Genehmigungsbehörden, Verbänden sowie Erdöl- und Erdgasbetreiberfirmen geführt.

Die *Ergebnisse* und die daraus abgeleiteten Handlungsempfehlungen des Gutachtens sind in der vorliegenden Kurzfassung zusammenfassend dargestellt.

¹ 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.; Prieb, R. (2012): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten - Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen. Dessau, Umweltbundesamt.

2 Grundwassermonitoringkonzept

2.1 Aufgabenstellung

In diesem Schwerpunktthema wurde ein Grundwassermonitoringkonzept für die Schiefergasgewinnung entwickelt. Dabei sollen alle Tätigkeiten überwacht werden, die Auswirkungen auf die oberflächennahen Schichten des Grundwassers haben können. Die Überwachung der Grundwasserbeschaffenheit ist Teil des Vorsorgeprinzips. Durch eine systematische und regelmäßige Überwachung lassen sich mögliche Gefährdungen und nachteilige Veränderungen des Grundwassers erkennen. Dadurch soll die Gestaltung der technischen Systeme, wie zum Beispiel Bohrplätze und Bohrungen, und die Gestaltung des Frac-Vorgangs selber maßgeblich begleitet werden.

2.2 Verfahrensweise

Zur Erfüllung dieser Aufgabenstellung wurde wie folgt verfahren:

Zunächst ist entscheidend, in welchen Grundwasserhorizonten Kontrollbohrungen vorgenommen werden, um Ergebnisse zu erhalten, die

- sinnhaft sind, und ebenso
- einer Verhältnismäßigkeit entsprechen.

Dazu sind zunächst hinreichende Kenntnisse nötig über

- die allgemeinen hydrogeologischen Verhältnisse des flachen und tieferen Untergrundes und
- die Rolle und die Eigenschaften von Barrieregesteinen.

Die oberirdischen und unterirdischen Risiken (Versagensszenarien) müssen außerdem detailliert betrachtet werden. Dabei sind ihre Eintrittswahrscheinlichkeiten, die potenziellen Schadensausmaße und deren zeitliches Auftreten von Bedeutung.

Die folgende Bewertung der Risiken schließlich trägt bei

- zur Einschätzung der Relevanz und
- zur Festlegung der einzelnen zu überwachenden Grundwasserhorizonte.

Darüber hinaus wurde ebenfalls ein Grundwassermonitoringkonzept entwickelt zur Beurteilung der Gefährdung der Grundwasservorkommen durch die technischen Maßnahmen

- des Verpressens und
- der Speicherung von Lagerstättenwässern und des Flowback in Verpresshorizonte.

Diese Monitoringkonzepte sind eine praxisnahe Empfehlung und basieren auf dem Stand der bis Januar 2014 vorliegenden internationalen Kenntnisse.

Es wird empfohlen, das Konzept für Schiefergasbohrungen zunächst im Rahmen von Erprobungsbohrungen zu erkunden und zu bewerten.

2.3 Aktuelle Datenlage: Betrachtungen des tieferen Untergrundes

Zunächst sind die Zusammenhänge zwischen dem flachen und dem tiefen Grundwasser zu betrachten. Bei Fließbewegungen im Untergrund gibt es folgende maßgebliche Faktoren:

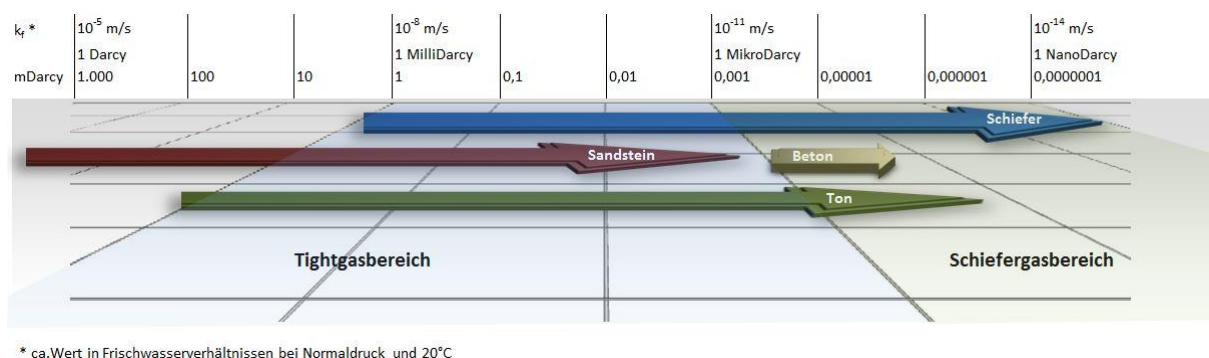
- das Grundwassergefälle (hydraulischer Gradient);
- die Richtung des Grundwassergefälles sowie
- die gesteinspezifischen Eigenschaften des Aquifermaterials hinsichtlich der Durchlässigkeit.

In Systemen mit normal-hydrostatischen Drücken gilt:

Eine Grundwasserbewegung findet nur dann statt, wenn das Wasser von einem hohen hydraulischen Potenzial (hohes Energiepotenzial) zu einem niedrigen hydraulischen Potenzial (niedriges Energiepotenzial) strömen kann.

Zum Strömen ist eine hinreichende Durchlässigkeit des Gesteins notwendig. Ab einer Gesteinsdurchlässigkeit von $k_f = 10^{-12}$ m/s bzw. 0,0001 Millidarcy (mD) ist der advective Transport (siehe Abb. 1) quasi nicht mehr vorhanden und nur die Diffusion ist der maßgebende Transportprozess.

Abb. 1: Durchlässigkeiten (Permeabilitäten) von Gesteinen und Baumaterialien

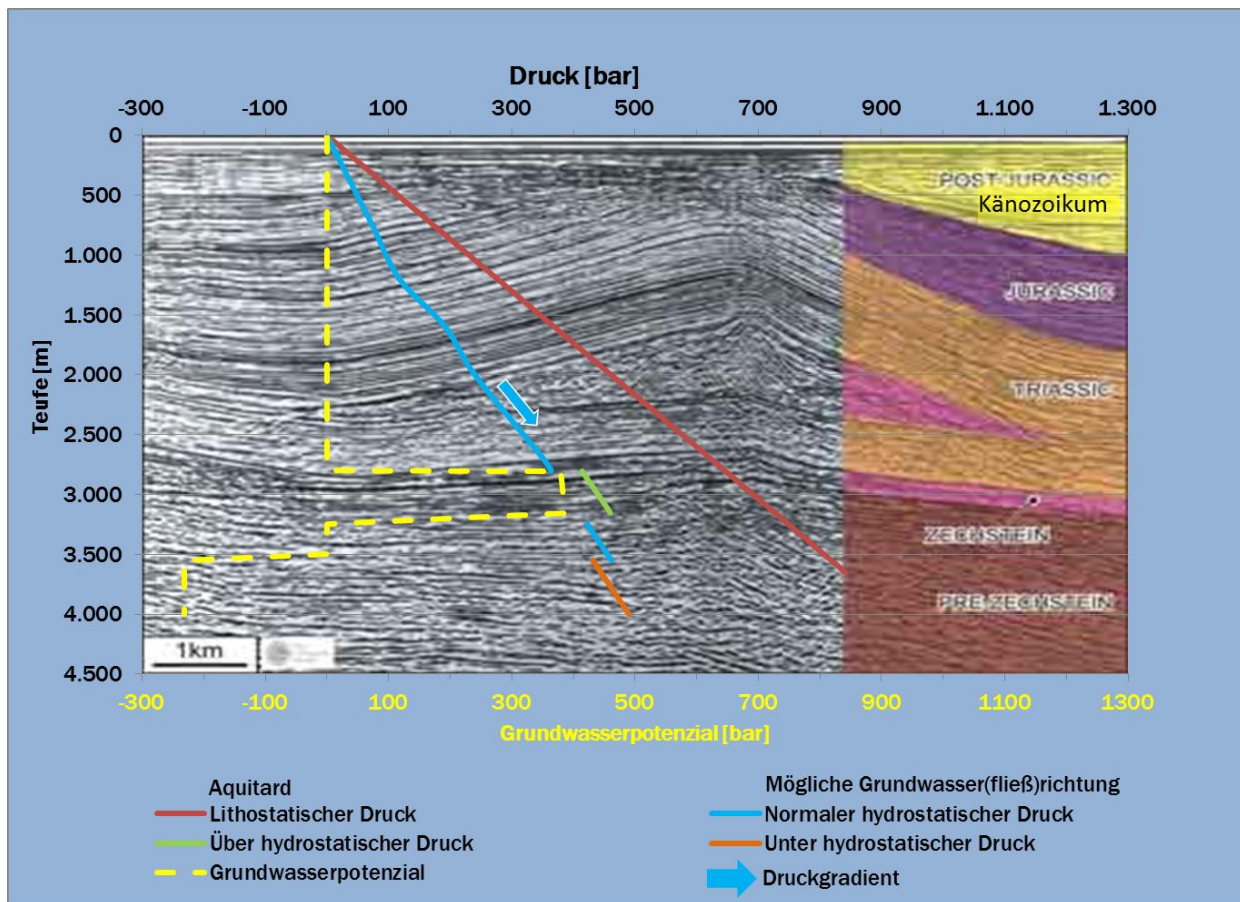


RiskCom GmbH, 2013

Im tieferen Untergrund stehen die Grund- bzw. Porenwässer in Bereichen mit natürlichen Über- oder Unterdrücken im Gegensatz zu Schichten mit hydrostatischem Druck aufgrund der äußerst geringen Permeabilität der Barrieregesteine nicht in unmittelbarer Verbindung mit dem oberflächennahen Grundwasser. Sie nehmen daher nicht aktiv am Wasserkreislauf teil.

Dies wird in Abb. 2 verdeutlicht, in der das Grundwasserpotenzial als gelbe Linie dargestellt wird. Aus dem vertikalen Verlauf der Linie bei zunehmender Tiefe wird ersichtlich, dass es zwischen verschiedenen Aquifern im Untergrund keine Wasserbewegung nach oben gibt. Dies gilt allerdings nur, sofern die geologischen Schichten nicht in direktem Kontakt zur Oberfläche bzw. zum oberflächennahen Grundwasser stehen. Weitere Erläuterungen, insbesondere zu den Überdruckzonen finden sich in der Langfassung des Gutachtens.

Abb. 2: Konzeptionelle Vorstellung des tieferen Untergrunds mit Druckverhältnissen und Grundwasserströmungsrichtung



©RiskCom GmbH, Hintergrund: Seismisches Profil des tieferen Untergrunds der Nordsee zu Illustrationszwecke, Stewart, 2007

2.4 Aktuelle Datenlage: Oberirdische und unterirdische Risiken

Aus den bisher publizierten Abhandlungen geht folgendes hervor: Risiken, die aus Übertageaktivitäten im Zusammenhang mit Aufsuchungs- bzw. Gewinnungsbohrungen entstehen, sind in ihrer Häufigkeit mit denen vergleichbar, die bei vielen Industrieprozessen vorkommen.

Oberirdische Risiken mit unterschiedlichen Ausmaßen resultieren beispielsweise aus Leckagen oder Havarien. Sie können zu einer Verschmutzung der obersten Grundwasserleiter führen.

Unterirdische Risiken bei der Schiefergasförderung sind hauptsächlich verursacht durch

- Schäden an der Integrität der Aufsuchungs- und Gewinnungsbohrungen;
- mangelhafte Ausführung vor Ort sowie
- eventuell vorhandene externe Schwachstellen, wie
 - unzureichend verfüllte Altbohrungen;
 - unzureichend ausgebaute Geophonbohrungen sowie
 - unvollständige oder mangelhafte Erfassung von geologischen und seismischen Daten im Planungsprozess.

Sie können zu einer möglichen Kontamination auch des tieferen Grundwassers führen.

Bei der Erstellung des Monitoringkonzeptes wurde insbesondere diesem Sachverhalt Rechnung getragen.

Betrachtet man die Auswirkungen der Risiken in zeitlicher Abhängigkeit, so sind das Auftreten und die Auswirkung von oberirdischen Risiken normalerweise nur durch einen kleinen zeitlichen Versatz gekennzeichnet. Bei unterirdischen Risiken liegen Versagensfall und Auswirkung dagegen zeitlich deutlich auseinander.

Bei der Überwachung der einzelnen Aquifere in den unterschiedlichen geologischen Stockwerken gilt daher:

Das Schadensereignis und ein direkt nachweisbarer Schaden im Grundwasser können zeitlich signifikant auseinander liegen. Dies hat Auswirkungen auf eine unmittelbare Schadensbegrenzung am Schadensort zur Folge.

2.5 Zusammenfassende Bewertung und Handlungsempfehlungen

Das Monitoringkonzept muss an jedem Standort spezifisch angepasst werden an:

- die regionalen und lokalen geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse;
- die Größe des Untersuchungsgebietes;
- die bereits vorhandenen Bohrungen und
- die zu untersuchenden Parameter (Details hierzu siehe Langfassung des Guachtens).

Entsprechend muss vor der Entwicklung des standortspezifischen Monitoringkonzeptes eine geologisch-hydrogeologische Standortanalyse durchgeführt werden.

Weiter soll zwingend ein Baselinemonitoring („Null“zustand) durchgeführt werden. Damit werden vor dem Beginn des Frac-Prozesses fundierte Kenntnisse über die Beschaffenheit des Grundwassers und insbesondere über die vorhandenen Stoffe im Grundwasser erlangt. Dadurch lässt sich der Nachweis führen, dass die verwendeten Frac-Chemikalien sowie Anionen, Kationen und ggf. natürlich vorkommende radioaktive Substanzen (NORM) die typischerweise in tiefen Stockwerken vorherrschen, nicht vorab im Grundwasser vorhanden sind.

Es empfiehlt sich eine sorgfältige hydrochemische Erhebung mit ausreichendem zeitlichem Vorlauf. Diese sollte erfolgen:

- von eventuell bereits vorhandenen Grundwassermessstellen, sofern vorhanden, und
- von etwaigen Vorfeldmessstellen der Wasserwerke im weiteren Umkreis im An- und Abstrom.

Das Baselinemonitoring sollte spätestens mit der Errichtung des Bohrplatzes abgeschlossen sein. Da im Zuge der Explorationsbohrungen bereits Frac-Maßnahmen vorgenommen werden, empfiehlt es sich bereits in dieser Phase ein Baselinemonitoring, zumindest für den zur Trinkwassergewinnung genutzten Grundwasserhorizont, durchzuführen.

Ein kontinuierliches Überwachungsmonitoring zur Beweissicherung und Trendanalyse wird empfohlen:

- insbesondere während des gesamten Frac-Vorgangs, aber auch
- während der Produktionsphase, des Rückbaus und darüber hinaus.

Das Überwachungsmonitoring sollte spätestens mit dem Abteufen der Gewinnungsbohrung einsetzen, wobei eine systematische und regelmäßige Überwachung sicher zu stellen ist:

- vor und während des Frac-Prozesses;
- während der Gasgewinnungsphase;
- bis zum Rückbau.

Darüber hinaus sind weitere Kontrollmaßnahmen erforderlich. Diese beziehen sich auf die technischen Einrichtungen wie die Bohrlochdichtemessungen, Druckmessungen, mikroseismische Messungen und anderes.

Sobald sich ein Aufsuchungsgebiet als förderwürdig herausgestellt hat und Gewinnungsbohrungen abgeteuft werden, sind qualifizierte Grundwassermessstellen in folgenden Horizonten auszubauen:

Tab. 1: Übersicht der zu überwachenden Grundwasserleiter für Aufsuchung, Gewinnung sowie Verpressen

Aquifer	Aufsuchung und Gewinnung		Verpressen
	Baseline-monitoring	Überwachungs-monitoring	
Oberster Grundwasserhorizont (keine Trinkwassernutzung)	X	X	X
Zur Trinkwassergewinnung relevanter Grundwasserleiter (Trinkwasseraquifer)	X	X	X
Erster Grundwasserleiter unterhalb des letztem Trinkwasseraquifers	Derzeit nur bei Erprobungsbohrungen vorgesehen	X	X
Horizont bis ca. 200 - 300 m oberhalb des Frac-Horizontes	Derzeit nur bei Erprobungsbohrungen vorgesehen	X	Nur Druckmonitoring

Der Probenahmezyklus und die Anforderungen an die Parameter sind in der Langfassung des Gutachtens individuell dargestellt

- für jeden Grundwasserhorizont und
- für die jeweilige Phase.

Diese Phasen sind die Errichtung des Bohrplatzes, die Bohr-, Frac-, Gewinnungs-, Rückbau- und Nachsorgephase.

Beim Monitoring der oben genannten Grundwasserhorizonte sollen analytische Parameter überwacht werden, die sich orientieren an:

- den beim Fracking technisch eingesetzten Stoffen (Rezeptur der Frac-Fluide);
- der chemischen Zusammensetzung der durch das Fracking potenziell mobilisierten Wässer und
- möglicher freigesetzter Gase (Methan).

Die Anforderung an die Lage und Anordnung der Geophonbohrungen wird hier nicht behandelt. Sofern möglich, sollten die Geophonbohrungen mit den Grundwasser-oder Druckmessstellen kombiniert werden.

3 Frackingchemikalienkataster

3.1 Aufgabenstellung

In diesem Schwerpunktthema wurde die Möglichkeit der Schaffung eines bundesweiten Frackingchemikalienkatasters zur Erfassung und zur Offenlegung der beim Fracking verwendeten chemischen Stoffe untersucht.

3.2 Verfahrensweise

Zur Erfüllung dieser Aufgabenstellung wurde wie folgt verfahren:

- Es wurden die Erfahrungen mit vergleichbaren existierenden Katastern im In- und Ausland analysiert;
- Es wurde auf den Sinn und Zweck eines Frackingchemikalienkatasters eingegangen;
- Außerdem wurde aus der bisherigen Datenlage ein Vorschlag über die notwendigen Inhalte eines solchen Katasters abgeleitet;
- Schließlich wurden die rechtlichen Rahmenbedingungen in Deutschland für ein rechtlich verbindliches Kataster geprüft.

3.3 Aktuell existierende Kataster

Seit einigen Jahren gibt es verschiedene Frackingchemikalienkataster bzw. -register in Europa und im außereuropäischen Ausland.

Für die USA und für Kanada sind die Datenbanken FracFocus zu nennen. In etlichen US-Bundestaaten und in einigen kanadischen Provinzen sind Meldepflichten hinsichtlich Frac-Maßnahmengesetzlich geregelt. Dabei ist jedoch lediglich in einzelnen Bundesstaaten in den USA die Veröffentlichung von Daten zu Frac-Maßnahmen in der Datenbank FracFocus vorgeschrieben. Darüber hinaus variiert der Umfang der hinterlegten Daten zu den einzelnen Frac-Maßnahmen, bedingt durch die uneinheitliche Gesetzeslage auf Bundesstaaten- bzw. Provinzebene.

In Europa bietet die International Association of Oil & Gas Producers (OGP) seit Mitte des Jahres 2013 den Internetservice „Natural Gas from Shale Fluid and Additive Component Transparency Service“ (NGS FACTS) an. Diesen kann die Frac-Industrie nutzen, um freiwillig Daten zu Frac-Maßnahmen zu veröffentlichen. Bislang können im Internet Daten zu einigen wenigen Frac-Maßnahmen z.B. in Polen abgerufen werden.

In Deutschland können die deutschen Erdgasproduzenten auf der „Informationsplattform zu Fracs in Deutschland“ auf der Website des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) Informationen über durchgeführte Frac-Maßnahmen im Erdöl- und Erdgasbergbau in Deutschland einstellen. In die Datenbank wurden alle hydraulischen Bohrlochbehandlungen, die seit dem Jahr 2010 durchgeführt worden sind, aufgenommen. Da in Deutschland seit 2010 nur Tightgasbohrungen durchgeführt wurden, umfasst die Datensammlung keine Angaben zu Schiefergasbohrungen.

Darüber hinaus hat in Deutschland jede Person einen gesetzlichen Anspruch gegenüber dem Staat auf Mitteilung von Informationen zu Frac-Maßnahmen. Die geschieht nach Maßgabe des Umweltinformationsgesetzes des Bundes bzw. der Umweltinformationsgesetze der Länder.

Hierfür ist ein grundsätzlich kostenpflichtiger Antrag bei der jeweils informationspflichtigen Stelle zu stellen, dies ist in der Regel die Genehmigungsbehörde des betreffenden Bundeslandes. Nach Ansicht der Verfasser stehen einem Informationsanspruch nach dem UIG keine Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse der Unternehmen entgegen.

Den Genehmigungsbehörden der Länder liegen unterschiedliche Informationen zu Frac-Maßnahmen vor. Ein bundesweites rechtlich verbindliches Frackingchemikalienkataster besteht nicht und ist auf der Grundlage der Umweltinformationsgesetze des Bundes und der Länder auch nicht möglich.

3.4 Sinn und Zweck des Katasters

Ein vollständiges und frei zugängliches Frackingchemikalienkataster mit den o.g. Inhalten kann

- zur Versachlichung der derzeit kritischen Diskussion in der Öffentlichkeit über die beim Fracking eingesetzten Chemikalien führen;
- mehr Transparenz bewirken;
- die nach den Umweltinformationsgesetzen auskunftspflichtigen Genehmigungsbehörden entlasten.

Nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts stellt die Schaffung von Transparenz einen eigenständigen legitimen Zweck der Gesetzgebung dar und leistet einen Beitrag zur öffentlichen Meinungsbildung.

3.5 Rechtliche Erfordernisse

Als katasterführende Behörde kommen insbesondere das Umweltbundesamt sowie die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe und die Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin in Betracht.

Durch die Einführung eines bundesweiten verbindlichen Frackingchemikalienkatasters mit Informationspflicht der Gasförderunternehmen würde

- in das Grundrecht auf allgemeine Handlungsfreiheit und – je nach Rechtsansicht –
- außerdem in die Berufsfreiheit und die Eigentumsgarantie

eingegriffen.

Wegen des in Art. 20 Abs. 3 verankerten Rechtsstaatsprinzips ist zur Verankerung eines solchen Katasters eine gesetzliche Ermächtigungsgrundlage erforderlich. Dem Bund steht die Gesetzgebungsbefugnis zu gemäß Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG (Recht der Wirtschaft) i.V.m. Art. 72 Abs. 2 GG und Art. 74 Abs. 1 Nr. 32 GG (Recht des Wasserhaushaltes) als auch die Verwaltungskompetenz gemäß Art. 87 Abs. 3 Satz 1 GG zur Einrichtung und Führung eines bundesweiten Frackingchemikalienkatasters zu.

Einer nationalen Regelung eines Frackingchemikalienkatasters steht EU-Recht nicht entgegen.

Die in das Kataster aufzunehmenden Daten berühren nach der hier vertretenen Auffassung die rechtlich geschützten Belange der Frac-Fluidhersteller oder Frac-Unternehmen nicht. Insbesondere werden durch eine Veröffentlichung der o.g. Daten keine Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse der Unternehmen verletzt.

Selbst wenn Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse betroffen wären, so wäre eine Veröffentlichung der Daten in Anlehnung an die Regelungen des § 9 Abs. 1 Satz 1 und 2 UIG zulässig.

3.6 Handlungsempfehlungen

3.6.1 Rechtliche Form des Katasters

Vor dem Hintergrund dieser Rechtslage in Deutschland ist die Errichtung und das Führen eines bundesweiten rechtlich verbindlichen Frackingchemikalienkatasters durch eine Bundesbehörde auf der Grundlage eines eigenen Bundesgesetzes oder auf der Grundlage einer Änderung des WHG mit freiem Zugang für jede Person über das Internet zu empfehlen.

Alternativ kommt auch ein freiwilliges Kataster auf Probe in Betracht. Folgende Voraussetzungen sollten dafür erfüllt sein:

- Die Unternehmen müssen dauerhaft dazu bereit sind, die geforderten Daten freiwillig und vollständig zu veröffentlichen;
- Eine Validierung der Daten durch die öffentliche Hand ist erforderlich.

Die Bereitschaft der Unternehmen zur Meldung der Daten darf nicht nachlassen und die Daten müssen vollständig eingestellt werden. Dies ist durch Beobachtung zu überprüfen.

3.6.2 Inhalte des Katasters

Folgende Informationen sollten in die rechtlich verbindliche oder freiwillige Datenbank aufgenommen werden:

- Name des Gasförderunternehmens und des Frac-Fluidherstellers;
- Informationen zur Trägerflüssigkeit und zu den eingesetzten Stützmitteln;
- genaue Bezeichnung der eingesetzten Chemikalien nach Stoffname und CAS-Nummer;
- Menge und Anteil der Chemikalien am Frac-Fluid;
- Gefährlichkeitsmerkmale der Chemikalien nach der CLP-Verordnung der EU;
- Angabe der Wassergefährdungsklasse der jeweiligen Chemikalie;
- Stoffzustand im Zeitpunkt der Einbringung;
- Darstellung der verschiedenen Frackingphasen;
- Ort der Frac-Maßnahme sowie
- Angaben zum Flowback.

4 Flowback – Stand der Technik bei der Entsorgung, Stoffstrombilanzen

4.1 Aufgabenstellung

In diesem Schwerpunktthema wurde geprüft, in wie weit bei der Schiefergasgewinnung die Behandlung und Entsorgung des Flowback und auch des später anfallenden Produktionswassers umweltverträglich durchgeführt werden kann. Weiter wurden Vorschläge erarbeitet, wie diese Vorgänge in ein umfassendes Wassermanagementkonzept eingebettet werden können. Konkrete Handlungsempfehlungen zum Monitoring und zur Bilanzierung der Wasser- und Stoffströme sollen eine exakte und belastbare Bilanzierung der eingesetzten Chemikalien und Wassermengen ermöglichen.

4.2 Verfahrensweise

Zur Erfüllung dieser Aufgabenstellung wurde wie folgt verfahren:

Zunächst wurde im ersten Schritt eine umfangreiche Literaturrecherche durchgeführt und so der aktuelle Wissensstand zu folgenden Themen zusammengefasst:

- zur Flowback- und Produktionswasseraufbereitung;
- zur Abfall- und Reststoffentsorgung sowie
- zum allgemeinen Wassermanagement bei der Erdgasförderung.

Weiter wurden offene Fragen mit Betreibern, Behörden und Bürgern diskutiert.

Schließlich konnten so konzeptionelle und verfahrenstechnische Handlungsempfehlungen zur Behandlung und Entsorgung von Flowback- und Produktionswasser sowie zum Wassermanagementkonzept abgeleitet werden. Dies geschah vor dem Hintergrund der langjährigen Erfahrung des Instituts für Siedlungswasserwirtschaft und Abfalltechnik, insbesondere aus den Bereichen der Industrieabwasserbehandlung, der Abfallwirtschaft und des Prozessmonitorings.

4.3 Bestandteile des Flowback

Wenn Flowback an die Erdoberfläche gelangt, besteht es, abhängig von seiner Lagerstätte, aus folgenden Bestandteilen:

- Frac-fluid;
- Lagerstättenwasser und
- oberhalb der Erdoberfläche (übertägig) kondensiertem Wasserdampf.

Außerdem kann Flowback neben den eingesetzten Additiven des Frackfluids folgendes enthalten:

- Reaktionsprodukte, die sich aus den Additiven während des Frackprozesses bilden und
- mobilisierte Lösungsprodukte und Feststoffe aus der Lagerstätte.

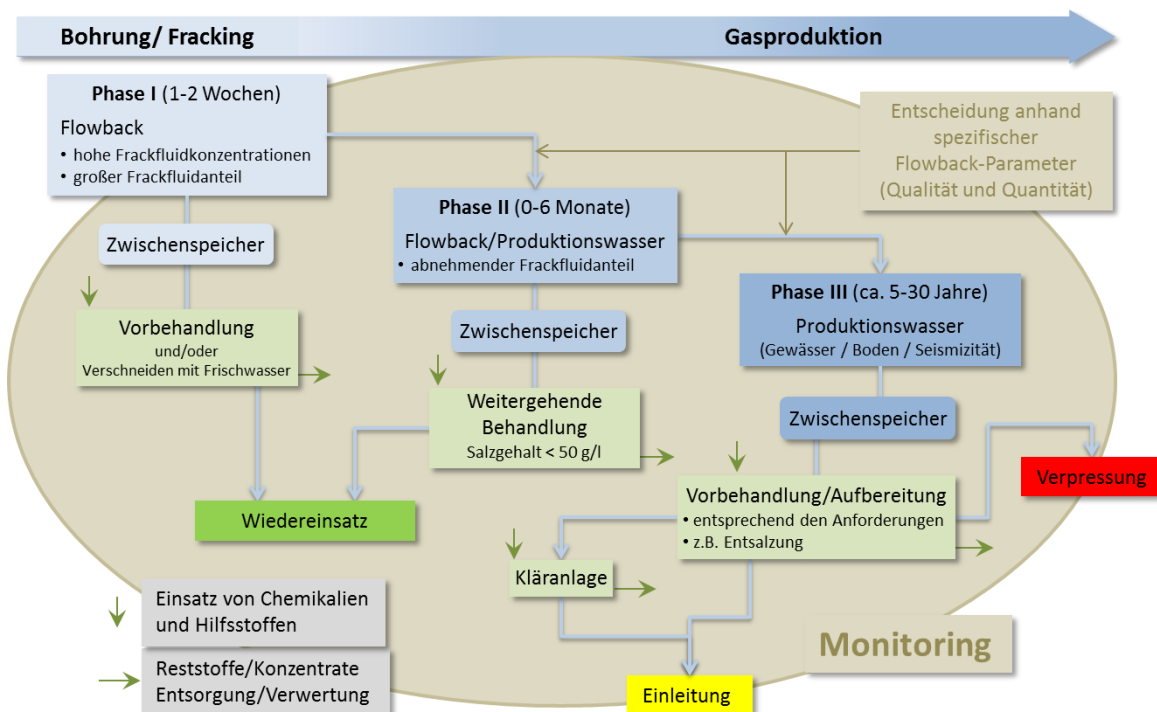
4.4 Einteilung des Flowback nach unterschiedlichen Phasen und ihr Behandlungskonzept

Zur Behandlung des Flowback sollte ein umfassendes Konzept entwickelt werden. Dazu sollte die gesamte Wassermenge, die bei der Rückförderung anfällt getrennt nach drei unterschiedlichen Phasen betrachtet werden:

- Phase 1 „Flowback“;
- Phase 2 „Übergangsphase“;
- Phase 3 „Produktionswasser“.

Abb. 3 zeigt neben dieser Einteilung auch Aufbereitungswege, die für die in den einzelnen Phasen anfallenden Abwässern (Flowback/Produktionswasser) empfohlen werden.

Abb. 3: Einteilung der gesamten Wassermengen der Rückförderung in Flowback und Produktionswasser sowie die Auswahl der empfohlenen Aufbereitung



ISAHH, 2013

Die zeitliche Ausdehnung der Phase 2 „Übergangsphase“ dürfte je nach Gegebenheit unterschiedlich ausfallen. Es wird daher empfohlen, einen Parameter zu definieren, mit dessen Hilfe der Wechsel vom Stadium „Exploration“ zum Stadium „Produktion“ eindeutig beschrieben wird. Damit werden dann auch die anfallenden Flüssigkeiten der Wasser-Rückförderung als Flowback einerseits und Produktionswasser andererseits eindeutig voneinander unterschieden. Dies kann gegebenenfalls durch eine begleitende Analytik erfolgen.

Um einen Parameter zu ermitteln, der hierfür geeignet ist, sind Labor- und Pilotversuche notwendig. Dabei muss auch der betreffende Rechtsrahmen, insbesondere in Bezug auf Nachweispflicht, Genehmigungsfähigkeit und Monitoring, berücksichtigt werden.

4.5 Verfahrenstechniken zur Aufbereitung und Aufbereitungsziele

Zur Behandlung des Flowback stehen zahlreiche verfahrenstechnische Lösungen zur Verfügung, die für die spezifischen Inhaltsstoffe geeignet erscheinen.

Im Rahmen des Gutachtens wurde untersucht, inwiefern diese Verfahren hier anwendbar und verfügbar sind. Nach aktuellem Kenntnisstand sollte die Aufbereitung entsprechend des Aufbereitungsziels erfolgen. Hier wird nach folgenden Verwendungsmöglichkeiten differenziert:

- Wiedereinsatz;
- Einleitung oder
- Entsorgung (z.B. durch Verpressung)

Der Aufwand für eine Aufbereitungsanlage kann, entsprechend der geforderten Aufbereitungsqualität, erheblich variieren. Eine adäquate Aufbereitung kann nur durch eine sinnvolle Kombination verschiedener Verfahrenstechniken erfolgen.

Die Ziele und Möglichkeiten der Entsorgung und Verwertung, so zum Beispiel Recycling, Einleitung und Entsorgung, bestimmen nun das weitere Vorgehen. Die unterschiedlichen Aufbereitungsstufen müssen dabei im Einvernehmen mit den Behörden festgelegt werden. Dies gilt insbesondere bei:

- geclusterten Flowback- und Produktionswasserinhaltsstoffen;
- und bei der Behandlung anfallender Reststoffe und Konzentrate (siehe Abb. 4).

Abb. 4: Auswahl der Flowback- und Produktionswasseraufbereitungsstufen entsprechend den Verwertungs- und Entsorgungszielen



* aus Acharya & Wilson (2012)

Aus Acharys & Wilson, 2012

Derzeit kann keine Verfahrenskette als „Stand der Technik“ zur Behandlung und Entsorgung von Flowback oder Produktionswasser bei der Gasgewinnung definiert werden.

Der „Stand der Technik“ sollte anhand der Definition von Anforderungen an einzuhaltende Parameter definiert werden, z.B. über die Erarbeitung eines Anhangs der Abwasserverordnung.

Der Wiedereinsatz des geförderten Wassers und damit das Ersetzen von Frischwasser sollte Vorrang vor seiner Entsorgung haben. Allerdings nimmt die Menge der Wasserwiedergewinnung mit steigendem Aufbereitungsziel ab. Hier sind, entsprechend dem Prinzip der Verhältnismäßigkeit, Aufwand, Nutzen und Umweltauswirkung ab zu wägen.

4.6 Wassermanagement und Monitoringkonzept

Die Behandlung und Entsorgung von Flowback und Produktionswasser kann nur im Kontext eines umfassenden regionalen Wassermanagementkonzeptes erfolgen. Die Erschließung einer jeden Schiefergaslagerstätte und jede einzelne Frackmaßnahme sollte durch ein umfassendes bohrplatz- und regionalspezifisches Monitoring-Programm begleitet werden, um eine belastbare Bilanzierung und langfristige Dokumentation der Wasser- und Stoffströme zu ermöglichen. Hierzu gehören beispielsweise ein Analysenplan, definierte Probenahmen, ein elektronisches Betriebstagebuch und weiteres mehr. Auch eine behördliche Überwachung kann integriert werden.

Die Erkundung von Erdgas aus Schiefergaslagerstätten erfolgt stets über ein größeres Areal verteilt. Daher sind folgende Faktoren für das gesamte Explorationsgebiet zu betrachten:

- die Bereitstellung der Inputstoffe;
- die Behandlung und Entsorgung der Abwässer und Abfälle.

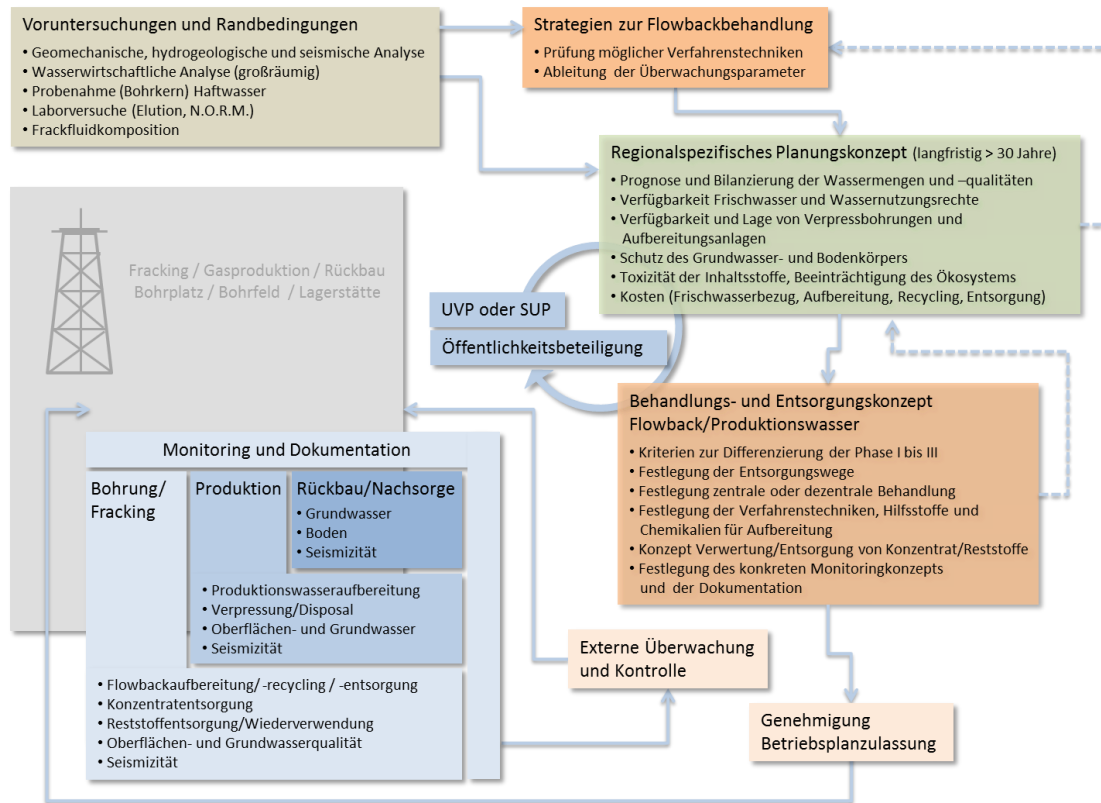
Bereits mit den Voruntersuchungen der Erkundung sollte

- ein regionales Planungskonzept für die Lagerstätte und
- die zugehörigen Grund- und Oberflächenwassereinzugsgebiete

erstellt werden.

Abb. 5 veranschaulicht die Zusammenhänge und Abläufe bei der Entwicklung von Behandlungs- und Entsorgungskonzepten für den Flowback. Dies geschieht einschließlich des Managements der relevanten Wasser- und Stoffströme. Die Abbildung verdeutlicht so die zentrale Rolle eines umfassenden Monitorings hinsichtlich Überwachung und Gefahrenabwehr und sollte im Einklang mit dem Grundwassermonitoring organisiert, durchgeführt und verwaltet werden.

Abb. 5: Zusammenhänge und Abläufe bei der Entwicklung von spezifischen Behandlungs- und Entsorgungskonzepten für den Flowback. Sowie die zentrale Bedeutung eines umfassenden Monitorings für Planung, Betrieb und Überwachung.



ISAHH, 2013

4.7 Handlungsempfehlungen

Um für die öl- und gasfördernde Industrie und die Aufsichtsbehörden entsprechende Rechtssicherheit herzustellen, wird Folgendes empfohlen:

- Ein Stand der Technik kann zur Flowback und Produktionswasserbehandlung derzeit nicht definiert werden. Er sollte über die Entwicklung einer branchenspezifischen Lösung in Form eines eigenen Anhangs für die Abwasserverordnung definiert werden, welches auf europäischer Ebene in ein BREF-Dokument einfließen könnte;
- Für die Entwicklung eines Anhangs für die Abwasserverordnung oder eines BREF Dokuments ist zunächst eine umfassende Datengrundlage zu schaffen;
- In einem ersten Schritt sind die Anhänge für Abwässer aus anderen Herkunftsbereichen zu betrachten, die ähnliche Schadstofffrachten oder Belastungsmuster aufweisen.

Forschungs- und Entwicklungsbedarf zu den Handlungsempfehlungen

- Im Rahmen eines Demonstrationsvorhabens sollten Pilotversuche zur Aufbereitung und Verwertung des Flowback und Produktionswassers durchgeführt werden. Damit sollten gesicherte wissenschaftliche Erkenntnisse gewonnen und ein „Stand der Technik“ entwickelt werden;
- Eine systematische Verfahrensauswahl und -spezifizierung kann sicherlich im Vorfeld erfolgen. Dies ist aber im Pilot- oder Feldversuch mit dem realen Abwasser und Abfall wissenschaftlich abzusichern;

- Gleiches gilt für das begleitende Monitoring zur Aufbereitung und Entsorgung von Flowback und Produktionswasser. Dieses sollte ebenfalls im Rahmen eines Demonstrationsvorhabens systematisch untersucht werden. Entsprechend der dabei gewonnenen Erkenntnisse kann dies auf die Belange der Aufsichtsbehörden abgestimmt werden.

5 Aufbereitung des Forschungsstandes zur Emissions-/Klimabilanz

5.1 Aufgabenstellung

In diesem Schwerpunktthema wurde die Energie- und Klimabilanz von Schiefergas im Vergleich zu konventionellem Erdgas und Erdöl sowie die daraus jeweils erfolgte Stromerzeugung vergleichend dargestellt.

In einem zweiten Schritt wurde Strom aus Schiefergas mit Strom aus dem nationalen Erzeugungsmix und Importsteinkohle sowie Ölsanden verglichen.

5.2 Verfahrensweise

Zur Erfüllung dieser Aufgabenstellung wurde wie folgt verfahren:

Für die Stromerzeugung aus Gas und Öl wurde jeweils ein neues Kombikraftwerk (GuD) angesetzt, für Importsteinkohle ein neues Dampfturbinenkraftwerk.

Die Kenndaten der konventionellen Förderung, Aufbereitung und Transport sowie die Kraftwerkskenndaten wurden aus GEMIS (Version 4.9)² übernommen. Hierbei sind Förderung, Aufbereitung, Transport, Herstellung der Anlagen, Hilfsenergien und Hilfsstoffe berücksichtigt.

Die Klimabilanz wurde über die Emissionen an Treibhausgasen (THG) bestimmt, wobei vorrangig CO₂ und CH₄ interessieren³. Als zu vergleichende fossile Energiequellen wurden neben Schiefergas auch Erdgas aus Deutschland (konventioneller Fördermix), Norwegen und Russland sowie der Aufkommensmix in Deutschland betrachtet. Für Erdöl und Importsteinkohle wurde jeweils der bundesdeutsche Bereitstellungsmix der Bezugsjahre verwendet.

Als Zeithorizonte für die Berechnung der Lebenswege wurden die Jahre 2010 (als fiktives Basisjahr) und 2020 (als Szenario) angesetzt.

Die Lebenswegbilanzen wurden in folgenden Punkten detailliert:

- Die Quantifizierung der THG-Emissionen aufgrund des Mehraufwands für Bohrungen bei der Exploration und Förderung von Schiefergas. Dies geschah auf Grundlage bestehender Studien und Annahmen zur Realisierung von Schiefergasprojekten in Deutschland;
- Die Rolle von Methanleckagen bei Exploration und Förderung von Schiefergas unter Berücksichtigung der Prozesse und Bedingungen, soweit sie gegenüber konventionellem Erdgas unterschiedlich sind.

Die Aufbereitung des Schiefergases sowie Pipeline-Transporte unterscheiden sich nicht von den entsprechenden Prozessstufen für konventionelles Erdgas und wurden daher gleich angesetzt.

² GEMIS = **G**lobal **E**missions **M**odel for **i**ntegrated **S**ystems, an energy and material flow model (see www.gemis.de or <http://www.iinas.org/gemis-download-en.html>)

³ The CO₂ equivalents given here also include other GHG emissions (N₂O, F gases). The GEMIS can show the individual contributions of all GHG emissions.

5.3 Unterschiedliche Settings der Schiefergasförderung

Die Analyse der THG-Bilanzen von Schiefergas unterstellt vier Situationen (Settings), die jeweils norddeutsche Standorte⁴ betreffen:

- "low" beschreibt günstige geologische Verhältnisse (geringe Teufe, großes Lagervolumen), geringen Erschließungsaufwand (hohe Erfolgsquote für Explorationsbohrungen, geringe horizontale Bohrlänge) sowie geringe CH₄-Emissionen bei der Förderung und ohne Post-Produktion-Emissionen;
- "med" stellt ungünstigere geologische und Erschließungsbedingungen ohne Post-Produktion-Emissionen dar;
- "high" bildet sehr ungünstige geologische und Produktionsverhältnisse ab, ebenfalls ohne Post-Produktion-Emissionen sowie
- "hi2" entspricht dem "high"-Fall zuzüglich CH₄-Emissionen der Post-Produktionsphase.

Dabei ist anzunehmen, dass ein Förderszenario zuerst die "low"-Settings ausnützt und erst später die "med"- und "high"-Settings. Mit ansteigender Schiefergasförderung dürften die THG-relevanten Standorte über den gesamten Szenariozeitraum dominieren.

Alle betrachteten Settings unterstellen die komplette Erfassung und Verwertung von im Flowback gelösten CH₄. Dies ist ein deutlicher Unterschied zur bestehenden Förderung in den USA. Daher wird in einer Sensitivitätsbetrachtung für alle Settings auch die unkontrollierte Freisetzung von CH₄ aus dem Flowback analysiert.

Der "hi2"-Fall beschreibt das Risiko, dass nach Ende der Schiefergasförderung CH₄ durch geologische Störzonen oder Klüfte entweicht. Über Grundwasserkontakt und nachfolgende Freisetzung gelangt es in die Atmosphäre. Wie für die Berechnung der CO₂-Äquivalente wird hierfür

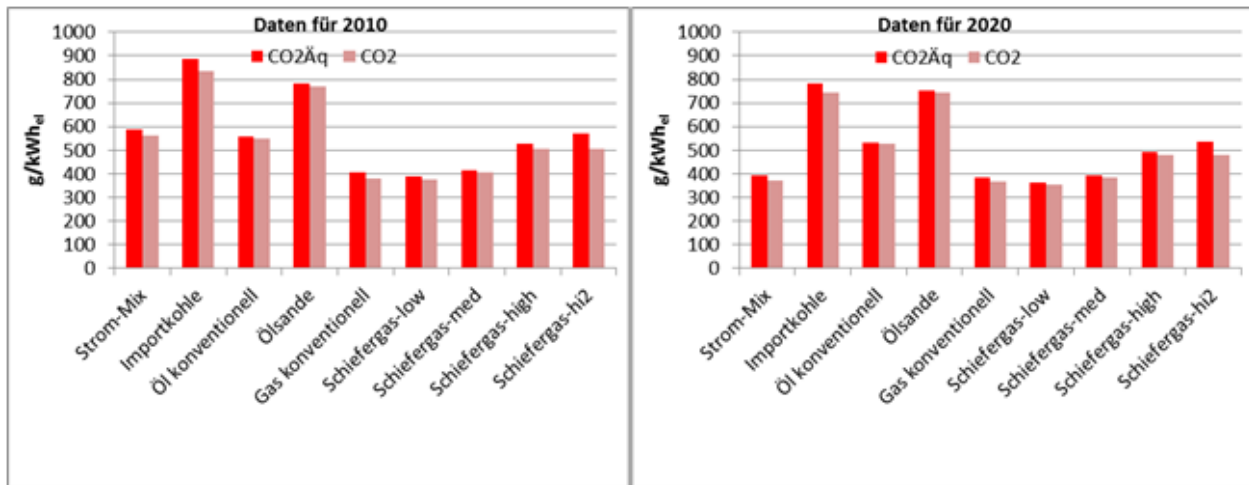
- ein 100-Jahre-Zeitraum betrachtet;
- eine Residualmenge von 25% des ursprünglichen Fördervolumens
- sowie eine Freisetzung von 1% dieses Inventars im Betrachtungszeitraum als obere Grenze angenommen.

Ergebnis 1: Vergleichende Darstellung der Bilanz von Schiefergas mit anderen Energiequellen

Abb. 6 zeigt die strombezogenen Ergebnisse der Energiequellen als vergleichende Bilanzen zu THG-Emissionen in 2010 und 2020.

⁴ Mögliche süddeutsche Standorte wurden in Absprache mit BMU/UBA von der Betrachtung ausgeschlossen.

Abb. 6: Strombezogenen Ergebnisse der Energiequellen



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.9; CO₂-Äquivalente berechnet für THP₁₀₀ nach IPCC (2007)

Ergebnisse:

- Strom aus Schiefergas für die "low"- und "med"- Settings weist gegenüber Strom aus dem deutschem Erdgasmix im Jahr 2010 etwa die gleiche THG-Emissionen auf;
- Das "high"- Setting erzeugt um ca. 30% höhere THG-Emissionen und das "hi2"- Setting sogar um 40%;
- Diese Relationen gelten auch für das Jahr 2020, wenngleich dann alle Stromerzeugungsoptionen leicht geringere THG-Emissionen zeigen;
- Die THG-Emissionen der Stromerzeugung mit Schiefergas liegen in 2010 etwa gleich mit denen des Strommixes. In 2020 allerdings liegen sie zwischen 30% ("high") und 40% ("hi2") darüber. Dies liegt daran, dass die THG-Emissionen des 2020-Strommixes deutlich gegenüber 2010 sinken;
- Gegenüber Strom aus Importkohle oder Ölsanden zeigt Schiefergasstrom für alle Settings geringere THG-Emissionen, die etwa auf dem Niveau von Strom aus Heizöl liegen.

Ergebnis 2: Sensitivitätsbetrachtungen der Settings

Auf das Gesamtergebnis von Strom aus Schiefergas hat selbst eine extreme Variation der Bohrlänge nur sehr geringen Einfluss. Damit kann die Definition des Settings in Bezug auf die Bohrlängen als robust bezeichnet werden.

Auch eine extreme Variation der diffusen CH₄-Emissionen hat auf dieses Gesamtergebnis nur sehr geringen Einfluss. Die Definition des Settings in Bezug auf diesen Aspekt kann ebenfalls als robust bezeichnet werden.

Die hier ermittelten Ergebnisse gelten auch dann, wenn als Sensitivitätsfall die CO₂-Äquivalente statt für 100 nur für 20 Jahre Zeithorizont ermittelt werden: Die dann stärkere Gewichtung von CH₄ erhöht zwar die THG-Emissionen von Strom aus Erd- und Schiefergas. Jedoch gilt dies auch bei Strom aus Kohle oder Öl sowie im Strommix.

Die THG-Emissionen von Kohle- und Ölstrom liegen somit auch bei kürzeren Zeithorizonten deutlich höher als die von Erdgas- bzw. Schiefergasstrom.

Außerdem wurde die angenommene vollständige CH₄-Freisetzung aus dem Flowback berechnet. Für 100 Jahre Betrachtungszeit steigen die strombezogenen THG-Emissionen dann zwar deutlich an. Sie liegen aber immer noch unter denen von Importkohle- und Ölsandstrom.

Wird die Klimabilanz für den 20-Jahre-Zeithorizont berechnet, übersteigen die strombezogenen Emissionen für Schiefergas bei voller CH₄-Freisetzung aus dem Flowback die Emissionen von Ölsandstrom, liegen aber weiterhin unter denen von Importkohlestrom.

5.4 Zusammenfassende Bewertung und Handlungsempfehlungen

Die dargestellten Klimabilanzen für Schiefergas und der Vergleich mit fossilen Energieträgern wurden jeweils pro spezifische Einheit (MJ_{Gas}, kWh_{el}) durchgeführt. Diese vereinfachten Vergleiche unterliegen folgenden wesentlichen Einschränkungen, die ihre Aussagekraft relativieren:

- Die verschiedenen Settings für Schiefergas haben in realen Versorgungssituationen unterschiedliche Anteile, ebenso wie z.B. konventionelles Öl oder Ölsand. Bei der Schiefergasnutzung würden "low"-Setting-Standorte voraussichtlich zuerst genutzt. Die stärker THG-relevanten Standorte nach den Settings "med" und "high" müssten jedoch mit ansteigender Schiefergasförderung zunehmend größere Beiträge bringen. Sie könnten über den gesamten Szenario - Zeitraum mit integrierten absoluten Emissionen dominieren;
- Weiterhin führt ein Ausbau von Schiefergas nicht notwendigerweise zu einem Rückgang bei z.B. der Verwendung von Kohle. In den USA wurde zwar in der nationalen Bilanz Kohle durch Schiefergas ersetzt. Jedoch wurde dann die preisgünstige Kohle nach Europa exportiert und entsprechend steigen in der Verstromung dort die THG-Emissionen. Es sind also die globalen Verdrängungseffekte einzubeziehen, um die globale Gesamtbilanz und damit die effektive Klimawirkung von Schiefergas zu ermitteln;
- Zudem gibt es eine Konkurrenz um Investitionsmittel für THG-arme Energien: Die IEA projiziert mögliche Investitionen für unkonventionelle Gasförderung von ca. 7 Billionen US\$ bis zum Jahr 2035 (IEA 2012). Diese Mittel stehen dann nicht mehr für den Ausbau der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz zur Verfügung (UNEP 2012);
- Eine umfassende Analyse der indirekten Verdrängungseffekte und Investitionsmittel - Konkurrenz durch Schiefergas steht für Deutschland noch aus. Sie sollte aber zur Ergänzung der hier vorgelegten vereinfachten THG-Bilanzen durchgeführt werden.

6 Scoping - Untersuchung der Klimabilanz in Deutschland

6.1 Aufgabenstellung

In diesem Schwerpunktthema wurde analysiert,

1. in welchem Rahmen eine wissenschaftlich fundierte Datenerhebung zur Einschätzung der Klimabilanz von Schiefergas unter deutschen Förderbedingungen erfolgen müsste;
2. welche Anforderungen an ein derartiges Vorhaben gestellt werden müssten sowie welcher Mittelumfang benötigt würde;
3. ob die bestehenden Methoden des IPCC, die der nationalen und europäischen Emissionsberichterstattung zugrunde liegen, für die Berichterstattung über THG-Emissionen aus der Schiefergasförderung ausreichen oder ob diese weiterentwickelt werden müssen. Hierzu wurden auch Erkenntnisse aus einem Expertentreffen des IPCC herangezogen.

6.2 Verfahrensweise

Zur Erfüllung dieser Aufgabenstellung wurde wie folgt verfahren:

Die vorliegenden Datensätze wurden zunächst erfasst und auf ihre zweckmäßige Eignung, Aussagefähigkeit und Vollständigkeit überprüft. Dann wurde anhand der Aufgabenstellung ein Analyse- und Vorschlagkonzept erarbeitet.

6.3 Ergebnisse und Einschätzung zu 1. und 2.

Folgende Daten müssten für aussagefähige THG-Bilanzen von Schiefergas in Deutschland erhoben werden:

Daten

- zum Energieeinsatz für vertikale und horizontale Bohrungen zur Schiefergasförderung sowie
- zur Erfolgsrate von Explorationsbohrungen und jeweils erschließbare Fördervolumen.

Anforderungen: Der Aufwand hierfür ist minimal, da diese Daten von den Unternehmen ohnehin disaggregiert erfasst werden und somit nur die statistische Erfassungsleistung und das Berichtssystem angepasst werden müssen. Der Aufwand für die statistisch differenzierte Ersterfassung wird auf 1-2 Personen-Monate Bearbeitungszeit geschätzt.

- Eine Inventarisierung von Technologien zur CH₄-Reduktion bei der Schiefergasförderung auf Ebene der Einzelunternehmen und Bohrstandorte;
- Die Zurechnung von räumlich differenziert gemessenen atmosphärischen CH₄-Konzentrationen zu einzelnen Schiefergasproduktionsstätten durch entsprechende Messkampagnen und Rückrechnung mit Hilfe von Ausbreitungsmodellen.

Anforderungen: Der Aufwand für die Inventarisierung liegt bei wenigen Arbeitstagen und kann in die Erfassung der Bohraktivitäten einbezogen werden. Die Messkampagnen und die nachfolgende atmosphärische Modellierung können pro Produktionsstandort für wenige

zehntausend Euro durchgeführt werden, wenn ein unmittelbarer Zugriff auf die Daten der Technologie - Inventarisierung des Standorts erfolgt.

- Die empirische Erfassung möglicher CH₄-Freisetzungen nach Beendigung der Schiefergasförderung (Post-Produktion) ist durch ein intensives Monitoring der Grundwasserkörper möglich (vgl. Kapitel Grundwassermonitoringkonzept dieser Studie). Das Grundwassermonitoring sollte durch periodisches Monitoring der atmosphärischen CH₄-Hintergrundkonzentrationen (vgl. unten) ergänzt werden;
- Erhebung räumlich aufgelöster Daten zu CH₄-Hintergrund - Emissionen, um die Verifikation von Technologieinventaren und ein künftiges Monitoring potenzieller Post-Produktions-Emissionen standortbezogen zu erlauben.

Anforderungen: Hierfür sind einige zehntausend Euro pro Standort und Monitoring-Jahr erforderlich. Jedoch sind hier in den nächsten Jahren erhebliche Kostensenkungen zu erwarten.

6.4 Ergebnisse und Einschätzung zu 3.

- Die UN-Berichtsformate für nationale THG-Inventare und die nationalen Inventarberichte enthalten u.a. Angaben zu THG-Emissionen des Energiesektors. Die bisher nach Energieträger differenzierte Berichterstattung sollte jeweils entsprechend der Fördertechnologie erweitert werden.
- Die IPCC Richtlinien für nationale THG-Inventare bieten generische Daten für die Erdgasförderung. Sie bieten jedoch keine spezifischen Methoden oder Daten für Schiefergas. Es sollten daher entsprechend differenzierte Tier-1-Emissionsfaktoren für die Schiefergasförderung zu entwickelt werden. Auch sollten methodische Hinweise für Tier-2- und -3-Daten vorgelegt werden, die auch die je nach geologischer Situierung unterschiedlichen Gaszusammensetzungen aufzeigen. Weiterhin sollten die vorliegenden Daten zu Fackelemissionen verbessert und differenziert werden. Denn je nach Einzelheiten der Fördertechnologie und ihres Betriebs können sehr unterschiedliche Emissionen auftreten.
- Mit Blick auf die anstehenden Verhandlungen über ein Post-Kyoto-Klimaregime für 2020 wird eine Revision der IPCC Guidelines in den nächsten Jahren als sinnvoll erachtet. Dahingehende Vorarbeiten sollten umgehend begonnen werden.
- Die EU-Mitgliedsstaaten müssen jährlich über die nationalen THG-Emissionen berichten. Die Europäische Umweltagentur erstellt hieraus unter Verwendung von EUROSTAT-Daten eine Publikation für die THG-Emissionen der EU insgesamt. Weiterhin bestehen Berichtspflichten für Unternehmen, die dem europäischen Emissionshandelssystem unterliegen. Diese Mechanismen beruhen inhaltlich auf den IPCC Guidelines und geben keine weiteren Informationen zu THG-Emissionen aus der Schiefergasgewinnung.

Eine Differenzierung der internationalen Berichtspflichten unter der UNFCCC im Hinblick auf eine Fördertechnologiedifferenzierung ist erforderlich. Die besonders unter der Zunahme der energiewirtschaftlichen Bedeutung von Ölsand in Kanada und Schiefergas in den USA und Ausbauplätzen für Schiefergas in Ländern wie China. Dahingehende Vorarbeiten haben begonnen und sollten von deutscher Seite unterstützt und weiter verfolgt werden. So kann eine adäquatere und transparentere THG-Berichterstattung im Hinblick auf unkonventionelle fossile Energieträger international etabliert werden.

7 Induzierte Seismizität

7.1 Aufgabenstellung

- In diesem Schwerpunktthema wurde dargestellt, in wieweit bei der Gewinnung von Schiefergas von einer seismischen Gefährdung auszugehen ist;
- Weiter wurde gezeigt, ob vor diesem Hintergrund die zur Verfügung stehenden Technologien als beherrschbar anzusehen sind;
- Schließlich wurden die daraus resultierenden Risiken identifiziert und Handlungsempfehlungen zum Umgang mit ihnen abgeleitet.

7.2 Verfahrensweise

Zu dieser Studie wurden Erfahrungen aus Fracking-Vorgängen im In- und Ausland analysiert. Dabei zeigte sich, dass die Betriebsphasen Bohren, Fracken, Gewinnung und Versenken von Flowback/Produktionswasser bei der Untersuchung auf induzierte Seismizität getrennt zu betrachten sind. Andere, technologisch verwandte Bereiche aus Bergbauzweigen zur Gewinnung von Energierohstoffen wurden ebenfalls mit einbezogen, zum Beispiel die Förderung von Steinkohle, konventionellem Öl und Gas sowie Geothermie.

7.3 Aktuelle Datenlage

Bei der Gewinnung von Gas aus Schiefergaslagerstätten wird häufig eine seismische Gefährdung als ein vorrangiges Risiko aufgeführt. Von einer Gefährdung wird gesprochen, wenn bei ‚Aufsuchung‘ oder ‚Gewinnung‘ im Sinne des Bergrechts bergbauliche Maßnahmen seismische Ereignisse erzeugen, die Erschütterungen hervorrufen.

Diese Erschütterungen sind dann als gefährlich anzusehen, wenn sie

- wesentlich über dem durch die örtliche natürliche Seismizität vorgegebenen Hintergrund liegen;
- und die nach dem Stand der Technik vorgegebenen Anhaltwerte für mögliche Schäden überschreiten.

Alleine die Spürbarkeit eines Ereignisses bedingt jedoch keine potenzielle Schadenswirkung.

Bohrlochbergbau kann, wie jeder andere Eingriff in den Untergrund, die Gefahr von Erderschütterungen hervorrufen. Diese Gefährdung ist bei der Gewinnung von Schiefergas jedoch gering, auch verglichen mit anderen Bergbauzweigen.

Diese geringe Gefährdung gilt insbesondere für die Betriebsphasen

- Bohren;
- Fracken;
- Gewinnung;
- und Rückbau.

Beim Bohren und bei der Gewinnung wurden weltweit noch nie über spürbare seismische Ereignisse berichtet.

Auch beim Fracken sind sie die absolute Ausnahme. Bekannt sind zwei Fälle bei Hunderttausenden von Frac-Maßnahmen. Schäden wurden auch in diesen Fällen nicht dokumentiert. Jedoch ist bei der Versenkung von Flowback/Produktionswasser (Verpressbohrung) eine seismologische Gefährdung grundsätzlich nicht auszuschließen. Hierfür liegen Erfahrungen vom Schiefergasbergbau (im Ausland) und auch von technologisch vergleichbaren Bereichen, wie dem Verpressen von Abwässern oder der Reinjektion von Thermalwässern in der Geothermie vor. Hier sind geeignete Maßnahmen zu treffen, um auch diese Betriebsphase aus seismologischer Sicht beherrschbar zu machen.

Generell sind seismische Ereignisse folgendermaßen einzuschätzen:

- Seismische Ereignisse unterhalb der Spürbarkeitsgrenze treten in allen Fällen auf, beispielsweise durch Bruchvorgänge am Bohrmeißel;
- In seltenen Fällen können seismische Ereignisse spürbar werden oder – in sehr seltenen Fällen – auch geringfügige Erschütterungsschäden wie feine Mauer- oder Putzrisse an Gebäuden verursachen;
- Strukturelle Schäden, Gemeinschaften, Schäden an der Infrastruktur oder gar Personenschäden sind statistisch sehr unwahrscheinlich.

Ein massierterer Einsatz von Maßnahmen zur Schiefergasförderung wird die Anzahl registrierter Ereignisse insgesamt steigen lassen. Die erhöhte Zahl der Ereignisse wird jedoch auf ein größeres Gebiet verteilt sein, eine Erhöhung der Ereignisstärke ist nicht zu erwarten. Für die Betrachtung der Gefährdung für einen bestimmten Standort (Immissionsort) spielt die Massierung der Gasgewinnung im weiteren Umfeld keine Rolle, denn die PGV – Werte (maximale Schwinggeschwindigkeit) nehmen mit der Epizentralentfernung schnell ab.

7.4 Beherrschbarkeit und kontrollierter Betrieb

Es ist unstrittig, dass jede Technologie mit Risiken verbunden ist. Diese Risiken müssen durch verschiedene technische und nicht-technische Maßnahmen gemindert werden. Hierbei verbleibt jedoch immer ein gewisses Risiko. Dies relativiert auch den Begriff der Beherrschbarkeit. Es kann also eine Technologie nicht erst dann als ‚beherrschbar‘ bezeichnet werden, wenn das verbleibende Risiko vollständig auszuschließen ist.

Eine Risikominderung und somit eine Verbesserung der Beherrschbarkeit kann entweder erreicht werden,

- indem die Eintrittswahrscheinlichkeit oder
- indem die Ereignisgröße und damit die Schadensgröße vermindert wird.

Im Einzelfall werden diese Parameter miteinander verknüpft sein, die Eintrittswahrscheinlichkeit also von der Ereignisgröße abhängen. Für den hier betrachteten Fall der induzierten Seismizität sind diese Zusammenhänge durch die Gutenberg-Richter-Beziehung und ihre Varianten grundsätzlich gegeben.

Maßnahmen zur Beherrschbarkeit der Technologie der Schiefergasgewinnung aus seismologischer Sicht müssen zum Ziel haben die Einflussgrößen zu erfassen und zu beeinflussen. Sie werden in der Langfassung des Gutachtens unter dem Begriff ‚Kontrollierter Betrieb‘ zusammengefasst, dieser besteht im Wesentlichen aus:

- einer geeigneten Standortwahl für Versenkbohrungen;

- dem Monitoring durch Messnetze;
- Reaktionsschemata (Ampelsteuerung) und
- der gutachterlichen Begleitung.

So kann erreicht werden, dass die Seismizität, wie sie durch die natürliche Hintergrundaktivität vorgegeben ist, nicht wesentlich erhöht wird und keine Schäden entstehen können.

7.5 Gesetzliche Regelungen

Die Praxis zeigt, dass die geltenden gesetzlichen Regelungen ausreichend sind. Die vorgeschlagenen Maßnahmen werden beispielsweise bei Geothermieprojekten im Zuge der Betriebspläne verbindlich umgesetzt.

Weiter gilt:

- Die seismische Gefährdung alleine bedingt keine Gesetzesänderungen, auch keine verbindliche Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP);
- Auftretende Schäden muss der Betreiber nach gängiger Rechtspraxis entschädigen, wenn er nicht den Beweis erbringt, dass er nicht der Verursacher ist;
- Dieser Beweis wird in der Regel dadurch erbracht, dass die als Stand der Technik definierten Anhaltwerte nicht überschritten wurden. Dies wird üblicherweise durch ein geeignetes Messnetz nachgewiesen.

7.6 Handlungsempfehlungen

Die folgenden Handlungsempfehlungen ermöglichen insgesamt eine Beherrschbarkeit der Technologien zur Gewinnung von Schiefergas. Seismische Ereignisse, die Schäden verursachen können, werden hierdurch sehr unwahrscheinlich.

- Für alle Projekte der Gasgewinnung aus Schiefergaslagerstätten ist ein seismologisches Basisgutachten als Bestandteil der UVP zu empfehlen. Dieses ist von einem externen unabhängigen Seismologen zu erstellen. Das Gutachten ist im Rahmen einer gutachterlichen Projektbegleitung während der gesamten Projektlaufzeit fortzuschreiben und der Daten- und Faktenlage anzupassen;
- Besonders gilt dies für Verpressbohrungen. Hier sind bei der Standortauswahl seismologische, tektonische und petrologische Gesichtspunkte zu berücksichtigen. Zu achten ist dabei weiter auf eine ausreichende Injektivität, die Exploration des Störungsinventars und des Spannungsfeldes sowie die Betrachtungen zur natürlichen Seismizität;
- Ausschlussbereiche für Verpressbohrung können Gebiete der Erdbebenzone 3 sein. Außerdem Gebiete, bei denen überdurchschnittlich große tektonische Spannungen an rezent aktiven Störzonen anliegen. Druckreduzierte Bereiche alter Erdöl- und Erdgaslagerstätten sind hingegen wahrscheinlich besonders geeignet;
- Maßnahmen des „kontrollierten Betriebes“, die in der Geothermie erprobt wurden sind für alle Betriebsphasen der Schiefergasgewinnung im Zuge des Betriebsplans vorzuschreiben. Die einzelnen Elemente des kontrollierten Betriebes werden an die

Erfordernisse der Schiefergasgewinnung angepasst, soweit die Bedingungen der Geothermie hiervon abweichen.

- Diese Herangehensweise besteht im Kern aus:
 - Überwachung (Monitoring);
 - Reaktionsschema (das für die Schiefergasgewinnung aus der Geothermie übernommen werden kann);
 - Geplantes Hochfahren der Anlage über einen angemessenen Zeitraum (beispielsweise auch einer Anlage zur Versenkung des Flowbacks);
 - Gutachterliche Begleitung.
- Zur Verbesserung der Transparenz bei einer kontrollierten, beherrschbaren Herangehensweise könnten ergänzende (nicht technische) Maßnahmen ergriffen werden, wie:
 - eine formalisierte Kommunikation mit den Aufsichtsbehörden;
 - die öffentliche Darstellung der Messergebnisse im Internet;
 - ein neutraler Ombudsmann zur Schlichtung in Streitfragen;
 - Kontrollgremien mit Bürgerbeteiligung.
- Gesetzesänderungen sind aus seismologischer Sicht nicht notwendig. Auch zusätzliche untergesetzliche Regelungen über die bestehenden Regelungen (DIN 4150 und GTV 1101) hinaus sind nicht zwingend erforderlich. Das gültige Bergrecht und das darin vorgesehene gestufte Betriebsplanverfahren zur Beherrschung der seismischen Gefährdung reichen aus. Dies haben Geothermieprojekte gezeigt;
- Forschung als wissenschaftliche Begleitung ist zu vielen angesprochenen Gebieten durchzuführen. Dies gilt besonders bei Demonstrationsprojekten.

8 Konkurrierende Nutzungen und Naturschutz

8.1 Aufgabenstellung

In diesem Schwerpunktthema wurden die räumlichen Auswirkungen der Erkundung und unkonventionellen Förderung von Schiefer- und Tightgas eingeschätzt. Diese Einschätzungen wurden dann hinsichtlich möglicher Konflikte mit konkurrierenden Nutzungen sowie dem Anliegen des Naturschutzes bewertet.

8.2 Verfahrensweise

Zur Erfüllung dieser Aufgabenstellung wurde wie folgt verfahren:

Als Grundlage hierzu wurde eine umfassende, internationale Literaturrecherche vorangestellt.

Die Nutzungskonkurrenzen, Umweltwirkungen und Umweltrisiken der unkonventionellen Erdgasgewinnung sind erst in der großräumigen Betrachtung eines Fördergebietes in seiner Gesamtheit erkennbar, denn hier wirken die Einzelaktivitäten kumulativ zusammen. Sie lassen sich nur unzureichend aus der Betrachtung einzelner Bohrplätze ermessen. Zur Betrachtung möglicher Konflikte wurden drei Szenarien entwickelt. Ausgegangen wurde dabei von einem Gewinnungsgebiet mit einer angenommenen Fläche von 260 km² (ca. 16 x 16 km) und unterschiedlicher Bohrplatzdichte.

Im Einzelnen gliederte sich die Betrachtung in folgende sechs Themenbereiche:

1. Siedlungs- und Verkehrsstruktur;
2. Land- und Forstwirtschaft;
3. Wasserwirtschaft / Gewässerschutz;
4. Weitere untertägige Raumnutzungen;
5. Erholungsnutzung, Landschafts- und Ortsbild;
6. Arten- und Biotopschutz.

Eine Bewertung erfolgte nur insoweit, als dies standortunabhängig möglich ist.

8.3 Allgemeine Eigenheiten der Schiefergasförderung

Die Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas durch Fracking und multiple Horizontalbohrungen (High-Volume Hydraulic-Fracturing) unterscheidet sich signifikant von einer konventionellen Gasförderung. Letztere geschieht punktuell und ist deutlich in Zeitphasen gegliedert.

Hochvolumen-Fracking wie in den USA hingegen wird charakterisiert durch vielfältige, zeitlich überlagerte Aktivitäten. Dabei entsteht eine wachsende Zahl an räumlich verteilten Bohrplätzen und Einzelbohrungen. Darüber hinaus weist die flächenhafte Erschließung eines Fördergebietes mittels Fracking einen erheblich gesteigerten Ressourcenverbrauch auf. Ein Rückbau findet während Gewinnungsphasen selten statt, zumindest in den USA. Im Falle eines zügigen Ertragsrückgangs soll zumeist eine Option zum Refracken oder erneuten Bohren offen bleiben. Folgen sind beispielsweise:

- Direkte Nutzungskonflikte wie z.B. durch Flächenverlust;

- Indirekte Wirkungen auf Nutzungen und Umwelt, z. B. durch dauerhafte Störwirkungen in der Umgebung, Schadstoffeinträge, Fragmentierung von Naturräumen.

8.4 Siedlungs- und Verkehrsstruktur

Deutschland ist vergleichsweise dicht besiedelt. Daher ist bei der flächenhaften Erschließung und Förderung von Schiefergas mit erheblichen Nutzungskonflikten zu rechnen. Insbesondere in Bezug auf

- Wohnqualität;
- Infrastruktur;
- Gesundheit und
- und Sachgüter.

Vor allem in der Entwicklungsphase kommt es u.a. zu folgenden Belastungen:

- erhöhten Leckagerisiken aufgrund des vielfachen Handlings und Transports großer Mengen umweltgefährdender Stoffe und Flüssigkeiten;
- deutlich erhöhtem Schwerlastverkehr;
- Betriebslärm (v. a. durch Dieselmotoren der Pumpen und Lieferverkehr);
- Lichtemissionen.

Mit Luftschadstoff- und Feinstaubemissionen ist darüber hinaus in direkter Umgebung des Bohrplatzes zu rechnen. Diese werden durch Mischvorgänge, Maschinenbetrieb und bohrbetriebliche Ausgasungen bedingt.

Schadstoffemissionen können kumulativ zu einer gesundheitsbeeinträchtigenden Verminderung der Luftqualität in Konzentrationsräumen führen.

Zum Schutz vor Emissionen und Störfällen empfiehlt sich daher, Bohrplätze allenfalls in einem deutlichen Vorsorgeabstand zu Wohnstätten zuzulassen.

Die Flächeninanspruchnahme kann auch indirekt die Wohnqualität beeinflussen. Dies geschieht z.B. durch erhöhte Nutzung und Neuverlegung von Zufahrtsstraßen- sowie Rohrleitungssystemen. Verkehrsinfrastrukturen ländlicher Ortschaften können durch den deutlich erhöhten Schwerlastverkehr überbeansprucht werden.

8.5 Land- und Forstwirtschaft

- Im Bereich der Bohrplätze und Zufahrtsstraßen sowie der Leitungen ist mit einem Verlust an Bodenfunktionen und Pflanzenbestand zu rechnen;
- Der Einsatz großer Mengen Wasser beim Fracken kann regional zu Nutzungskonkurrenzen führen, z.B. mit Landwirtschaft oder Trinkwassergewinnung;
- Die Wahrscheinlichkeit unabsichtlicher Einträge toxischer Stoffe auf land- und forstwirtschaftlich genutzten Flächen steigt mit zunehmender Anzahl an Bohrungen, Transporten und Leitungen, zum Beispiel durch Leckagen beim leitungsgebundenen Transport von Flowback und Produktionswasser;

- In den USA wurden im Falle offener Flowback-Absetzbecken Kontaminierungen von Vieh und Wild bekannt.

Daher sind folgende Flächen als ungeeignete Standorte anzusehen:

- ökologisch bedeutende Waldbiotope;
- forstliche Versuchsflächen und
- Saatgutbestände.

8.6 Wasserwirtschaft / Gewässerschutz

Der Wasserbedarf eines Bohrplatzes hängt vor allem von der Anzahl der durchgeführten Frac-Operationen in der Feldentwicklungs- und Stimulationsphase ab. Bei der flächenhaften Bohrfelderschließung kann es insgesamt zu folgenden Auswirkungen auf Wasserwirtschaft und Gewässerschutz kommen:

- regionale Absenkungen des Grundwasserspiegels;
- Veränderungen der Hydrodynamik von Grund- und Oberflächengewässern;
- Veränderungen von Fließgeschwindigkeits-, Temperatur- und Sauerstoffverhältnissen, einschließlich erheblicher ökologischer Folgewirkungen;

Die Gefahr der Kontamination von Grund- und Oberflächengewässer besteht:

- an der Oberfläche durch unsachgemäßen Transport, Lagerung und Handhabung von Schadstoffen und Flowback bzw. Produktionswasser;
- im Untergrund durch Gasmigration und hydraulische Kurzschlüsse.

Die Entsorgung großer Mengen von Flowback und Produktionswasser birgt zusätzliche Risiken. Aufgrund der möglichen Umweltrisiken sind außerdem folgende Maßnahmen in einer Reihe von Gebieten auszuschließen:

- die Anlage von Bohrplätzen;
- die Anlage und Nutzung von Zufahrtsstraßen und
- der Bau von Rohrleitungen zum Transport wassergefährdender Stoffe.

Zu diesen Ausschlussgebieten gehören vorrangig:

- Trinkwasserschutzgebiete;
- Heilquellschutzgebiete;
- Bereiche von Mineralwasservorkommen sowie
- Überschwemmungsgebiete.

Darüber hinaus ist ein ausreichender vertikaler und horizontaler Vorsorgeabstand zu schutzwürdigen Bereichen einzuhalten.

8.7 Weitere untertägige Raumnutzungen

Die unkonventionelle Tight- und Schiefergasförderung tritt in Konkurrenz zu weiteren untertägigen Nutzungen. Dies ist abhängig von den lokalen und regionalen geologischen Gegebenheiten. Konkurrierende Nutzungen sind:

- Rohstoffgewinnung wie Kohlebergbau, Öl- und Gasförderung;
- Geothermie;
- Energiespeicherung;
- Carbon Capture and Storage (CCS) oder
- Untertagedeponien.

Als Risiken kommen insbesondere korrespondierende Wegsamkeiten und seismische Ereignisse in Frage. Die Nähe von ungenügend verschlossenen Altbohrungen bietet z.B. das Risiko von Stofffreisetzungen.

Hydrogeothermische Nutzung, CCS-Lagerstätten und Energiespeicherung (bspw. in Salzkavernen und tieferen Aquiferen) erfolgen in Regionen, die auch für die Schiefergasförderung nutzbar wären. Somit besteht hier ein erhöhtes Risiko- und Konfliktpotenzial. Die Dreidimensionalität im Untergrund erfordert ggf. vertikale wie horizontale Vorsorgeabstände.

Das BBergG sieht jedoch keine Regelungen zu einer gesamträumlichen Planung und vorhabenübergreifenden Untergrundnutzung vor. Die Problematik wird jedoch zunehmend von einzelnen Raumordnungsplänen aufgegriffen.

8.8 Erholungsnutzung, Landschafts- und Ortsbild

Konflikte mit Erholungsnutzung und Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes sind aufgrund der unter „Siedlungs- und Verkehrsstruktur“ genannten Gründe zu erwarten. Insbesondere aufgrund des kumulativen Charakters der Bohrfelderschließung sind sie vielfach möglich.

Betroffen sind vor allem:

- Gebiete mit Heilbädern;
- Kurgebiete;
- Camping-, Wochenend- und Ferienhausgebiete sowie
- landschaftlich geschützte Gebiete wie National- und Naturparke oder
- Biosphärenreservate.

Mit indirekten Effekten wie Landschaftszerschneidungen durch Verkehrswege und Rohrleitungen ist neben den o.g. direkten Beeinträchtigungen zu rechnen.

In der Regel wird Fracking in einem eindeutigen Konflikt mit den Zielen stehen, die für viele Erholungsgebiete, insbesondere National- und Naturparke sowie Biosphärenreservate spezifisch niedergelegt sind.

8.9 Arten- und Biotopschutz

Anlage und Betrieb von Bohrplätzen sowie Zufahrtswege und Rohrleitungen wirken sich über die beanspruchte Fläche hinaus auf Arten und Biotope aus. Beeinträchtigungen durch Lärm, Bewegungsaktivitäten oder Schadstoffeinträge sind häufige Beispiele.

Auch indirekte Beeinträchtigungen der Flora und Fauna, bspw. durch Veränderungen im Wasserhaushalt, sind möglich. Aufgrund der flächenhaften Erschließung eines Fördergebietes

führen die um Bohrplätze, Zufahrten und Rohrleitungen anzulegenden Störradien vielfach zu einem erheblichen Verlust an Lebensraumfunktionen. Sie stehen damit im Konflikt mit dem Artenschutz bzw. mit den Zielen von geschützten Gebieten.

Herausragende Berücksichtigung erfordern hier

- gem. BNatSchG § 20ff explizit ausgewiesene Schutzgebiete;
- bestimmte Teile von Natur und Landschaft gem. § 30 BNatSchG sowie
- die Lebensräume der nach § 44 BNatSchG besonders geschützten Arten.

Der Status unterschiedlicher Schutzgebiete steht der flächenhaften Erschließung und Förderung von Schiefergas entgegen. Diese Gebiete sind von einer Förderung auszuschließen. Dabei handelt es sich insbesondere um

- Biosphärenreservate;
- Naturschutzgebiete;
- Naturparke;
- Nationalparke und
- Natura 2000-Gebiete.

Aufgrund der Störradien sollten Vorsorgeabstände geprüft und eingehalten werden. Ebenfalls schützenswert sind:

- Nationale Naturmonumente;
- Naturdenkmale;
- geschützte Landschaftsbestandteile und
- gesetzlich geschützte Biotope.

Beeinträchtigungen lassen sich jedoch ggf. im Einzelfall durch eine entsprechende Standortwahl vermeiden. In den Potenzialgebieten der unkonventionellen Erdgasförderung ziehen Schutzgebietsverordnungen die Möglichkeit von Konflikten mit bergbaulichen Vorhaben vielfach gar nicht in Betracht. Bisher lag eine Notwendigkeit dafür meist gar nicht vor. Zum Schutz seltener und störungsempfindlicher Arten und Biotope sollten diese Verordnungen erneut rechtlich überprüft werden.

8.10 Zusammenfassende Bewertung und Handlungsempfehlungen

Hinsichtlich der Gewinnung von Erdgas mittels Fracking sind vielfältige kumulative Auswirkungen auf Umweltgüter und andere Nutzungen zu erwarten. In allen betrachteten Szenarien ist mit erheblichen Umwelt- und Nutzungskonflikten zu rechnen. Erforderliche Taburäume und Sicherheitsabstände werden die Potenzialräume eng begrenzen. Zu den vorrangigen Konfliktthemen gehören die Frackfluide und die Risiken eines unsachgemäßen Transports und Handlings umweltgefährdender Zusatzstoffe, die großen Mengen Betriebswasser, die Risiken durch mögliche Mängel im Bohrausbau sowie Handling und Entsorgung großer Mengen an hochbelastetem Abwasser.

9 Übergeordnete Handlungsempfehlungen

Im Folgenden sind die übergeordneten Handlungsempfehlungen, die sich aus dem Gesamtkontext der Studie ergeben dargestellt.

- Die Erschließung einer Schiefergaslagerstätte wie auch jede einzelne Frac-Maßnahme sollte grundsätzlich, neben der Überwachung der für das Trinkwasser relevanten Aquifere, durch ein umfassendes bohrplatz- und regionalspezifisches und behördlich überprüfbares Monitoring-Programm (Charakterisierung Ausgangszustand, Analysenplan, Probenahme, elektronisches Betriebstagebuch, etc.) begleitet werden. Dabei ist eine belastbare Bilanzierung und langfristige Dokumentation der Wasser- und Stoffströme sicher zu stellen und auch in die behördliche Überwachung zu integrieren.
- Die beschriebenen kumulativen Umweltauswirkungen müssen im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP), die bereits in der Vorgängerstudie (UFOPLAN 2012) empfohlen wurde, bewertet werden. Darüber hinaus wird aber auch die Durchführung einer strategischen Umweltprüfung (SUP) empfohlen.
- Im Hinblick auf die Energiewende und die Erreichung der von der Bundesregierung gesetzten Klimaziele muss die Klimawirkung der Schiefergasgewinnung in Deutschland bestimmt werden. Daher müssen entsprechende Daten für aussagefähige THG-Bilanzen erhoben werden. Auch wird empfohlen für ein künftiges Monitoring räumlich aufgelöste Daten zu CH₄-Hintergrundemissionen zu erfassen.
- Es wird die rechtlich verbindliche Errichtung und das Führen eines bundesweiten Frackingchemikalienkatasters empfohlen. Dies soll durch eine Bundesbehörde verwaltet werden und auf der Grundlage eines eigenen Bundesgesetzes jeder Person über das Internet freien Zugang zu den Informationen gewähren.
- Es wird empfohlen wissenschaftlich begleitete Erprobungsmaßnahmen durchzuführen, da ohne solche Erprobungsmaßnahmen weitere wissenschaftliche Erkenntnisse zu den Chancen und Risiken der Frackingtechnologie begrenzt sind. Dabei soll überprüft werden:
 - ob und wie die Rissausbreitung in den Schiefergaslagerstätten beherrscht werden kann;
 - ob und wie die Grundwassersituation beherrscht werden kann. Dazu bedarf es des umfassenden Monitorings;
 - wie eine systematische Verfahrensauswahl und –spezifizierung zur Aufbereitung und Verwertung des Flowback und Produktionswassers mit dem realen Abwasser und Abfall wissenschaftlich abgesichert werden kann. Damit sollten gesicherte wissenschaftliche Erkenntnisse gewonnen und ein „Stand der Technik“ entwickelt werden.
- Für alle Projekte der Schiefergasgewinnung ist ein seismologisches Basisgutachten vorzusehen. Dies muss als Bestandteil der UVP erfolgen und ist von einem externen unabhängigen Seismologen zu erstellen. Insbesondere bei der Versenkung von Flowback und Produktionswässern muss die seismische Gefährdung überwacht werden. Bei der Standortauswahl sind seismologische, tektonische und petrologische Gesichtspunkte zu berücksichtigen.

Risikobewertung

- Wir empfehlen die Durchführung einer ex-ante Risikobewertung für sämtliche Frac-Vorhaben (auch für Erprobungsmaßnahmen) als unerlässlichen Bestandteil der UVP bzw. der SUP.
- Wie im Rahmen dieses Gutachtens mehrfach belegt, stellt die Bohrung den eigentlichen Schwachpunkt bei der Schiefergasexploration und –gewinnung dar. Mit Hilfe der empfohlenen Risikobewertung ist die Integrität der Bohrung in folgenden Schritten zu beurteilen:
 - Vergleich und Bewertung der Risiken von vollzementierten Gasbohrungen und teilzementierten Gasbohrungen mit Ringraumdrucküberwachung in den unzementierten Teilstrecken;
 - Überprüfung der derzeitigen Praxis, druckschwache Bohrungen (<5 bar Kopfdruck) nicht zu überwachen, insbesondere im Hinblick auf die Gefährdung für die Gasmigration;
 - Definition von Mindestanforderungen an zulässige Gas- oder Fluidleckageraten sowie die hierzu erforderlichen messtechnischen Anforderungen.
- Zur Bewertung des Risikos sind standardisierte Verfahren, Zielvorgaben und Verifizierungsmethoden zu entwickeln und in einem Risikokataster festzuhalten. Nur dadurch kann das Risikoprofil der Öl- und Gasgewinnung nachhaltig gesenkt werden. Zur kontinuierlichen Verbesserung von Explorations- und Produktionsaktivitäten raten wir, auch ex-post Analysen der identifizierten Risiken und deren Gegenmaßnahmen durchzuführen, sowie Beinaheunfälle und tatsächlich aufgetretene Ereignisse zu registrieren und den zuständigen Bergbehörden als Ergänzung zum Risikokataster zu übermitteln. Durch die Aufbereitung solcher Daten kann der ebenfalls noch zu definierende zukünftige Sicherheitsstandard deutlich erhöht werden.
- Es wird vorgeschlagen, die Risikobewertung quantitativ durchzuführen, indem die Risiken, deren Eintrittswahrscheinlichkeit und deren Auswirkungen sowie die risikominimierende Maßnahmen ex-ante dezidiert für jedes Bohrfeld dargestellt werden. Geeignete quantitative Bewertungsmaßstäbe bzgl. Arbeitssicherheit, Individualrisiken, gesellschaftlicher Risiken, finanziell tolerable Schadenshöhen sowie die zulässigen Restrisikoschwellen („As Low As Reasonably Practicable, ALARP“) müssen insbesondere für das zulässige Restrisiko noch dezidiert ausgearbeitet werden.
- Die hier vorgeschlagenen Empfehlungen zur Risikobewertung stehen in Übereinstimmung mit einer Festlegung von neuen Standards durch die EU⁵ zur sicheren Durchführung von off-shore Öl und Gasbohrungen aus dem Jahr 2011.
- Bei großen Feldentwicklungen müssen die Kumulationswirkungen im Rahmen einer SUP angemessen berücksichtigt werden.

⁵ Aus: Richtlinie 2013/30/EU des europäischen Parlaments und des Rates vom 12. Juni 2013 über die Sicherheit von Offshore-Erdöl- und -Erdgasaktivitäten und zur Änderung der Richtlinie 2004/35/EG

- Eine quantitative Risikobewertung (QRA) erlaubt die Durchführung einer von der EU-Kommission empfohlenen Kosten-Nutzen Analyse.⁶ Durch eine QRA können Kosten und Nutzen eines spezifischen Projektes erhoben, bewertet und durch eine entsprechende Kommunikationsstrategie veranschaulicht werden.
- Bei der Berechnung der Risiken kann als Nebenprodukt auch eine Berechnung der Sicherheitsleistungen durch die Explorations- und Produktionsgesellschaften initiiert werden, um etwaige nachteilige Veränderungen sanieren oder beschränken zu können. In Deutschland kann die zuständige Bergbehörde gemäß § 56 Abs. 2 BBergG die Zulassung eines Betriebsplanes von der Leistung einer Sicherheitsleistung, beispielsweise in Form einer beim LBEG zu hinterlegenden Bankbürgschaft oder Versicherung mit einer im Einzelfall festzulegender Deckungssumme abhängig machen. Für Details wird auf LBEG (2013) verwiesen.
- Die im Rahmen der Risikobewertung gewonnenen Erkenntnisse sind Adressaten gerecht zu kommunizieren.

⁶ See E.G. "Guide To Cost-Benefit Analysis Of Investment Projects", July 2008:

http://Ec.Europa.Eu/Regional_Policy/Sources/Docgener/Guides/Cost/Guide2008_En.Pdf

Aus: Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions. Energy Infrastructure Priorities For 2020 And Beyond - A Blueprint For An Integrated European Energy Network