



Bundesverband  
Bürgerinitiativen  
Umweltschutz e.V.  
Prinz-Albert-Str. 55  
53113 Bonn  
Tel.: +49 (0) 228 214032  
Fax: +49 (0) 228 214033

bbu-bonn@t-online.de  
www.bbu-online.de  
www.facebook.com/bbu72

## Stellungnahme zum Entwurf des Gutachtens „Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Teil 2“

**Bundesverband Bürgerinitiativen Umweltschutz (BBU)**  
**Aktionsbündnis NoMoor Fracking**  
**Bürgerinitiative lebenswertes Korbach**  
**Arbeitskreis Fracking Braunschweiger Land**  
**Bürgerinitiative Fracking freies Hessen**  
**Bürgerinitiative „Kein CO<sub>2</sub>-Endlager e.V.“**  
**Interessengemeinschaft gegen Fracking in Schleswig-Holstein**  
**Aktionsgemeinschaft "Stoppt Fracking im Großraum Kiel - für eine postfossile Zukunft!"**  
**Bürgerinitiative FrackingFreies Hamburg (BI-FFH)**  
**Interessengemeinschaft Fracking-freies Artland e.V.**  
**Arbeitsgemeinschaft Post-Fossil**  
**Aktionsbündnis No Fracking – Mülheim an der Ruhr**  
**Bürgerinitiative Gemeinsam gegen Gas- und Probebohrungen am Niederrhein, Rees**  
**Bürgerinitiative Frackingfreie Zukunft im Kreis Herzogtum Lauenburg**  
**Interessengemeinschaft Gegen Gasbohren Hamminkeln/Niederrhein**  
**Bürgerinitiative Lebensraum Vorpommern e.V.**  
**Bürgerinitiative Gegen Gasbohren (BIGG) Drensteinfurt**  
**Stop Fracking! – Bürgerinitiative für sauberes Wasser Witten**  
**Interessengemeinschaft Rees gegen Gasbohren**  
**Bürgerinitiative gegen Gasbohren in Kleve**  
**BürgerInneninitiative gegen Atomanlagen Uelzen**

3.3.2014

**Spendenkonto**  
Sparkasse Köln/Bonn  
BLZ 370 501 98  
Konto 19 002 666  
IBAN DE62 3705 0198 0019 002666  
BIC COLSDE33

**Geschäftskonto**  
Sparkasse Köln/Bonn  
BLZ 370 501 98  
Konto 19 001 965  
IBAN DE74 3705 0198 0019 001965  
BIC COLSDE33

**Vereinsregister**  
Bonn VR 5404  
**Steuernummer**  
205/5760/0256  
Spenden und Mitgliedsbeiträge  
sind steuerlich abzugsfähig.

Anerkannt nach § 3 UmwRG

**AKTIV FÜR UNSERE UMWELT.**

## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
0. Vorwort	4
I. Allgemeines	4
II. Allgemeine Einführung und übergreifende Aspekte	5
III. Arbeitspaket 1 – Monitoring	8
III.1. Vorbemerkungen	8
III.1.1. Aufgaben des Monitorings	8
III.1.2. Tight gas	8
III.1.3. Vorgängerstudien / Monitoring-Forderung	9
III.2. Herangehensweise	10
III.3. Geologie	10
III.3.1. Irreführende Darstellung der Druckverhältnisse	10
III.3.2. Barrieregesteine	11
III.3.3. Störungszonen	11
III.4. Fracking	13
III.4.1. Frackausbreitung	13
III.4.2. Frackhöhen	14
III.5. Fluidtransport	15
III.6. Identifikation der Risiken	16
III.6.1. Oberirdische Risiken	16
III.6.2. Unterirdische Risiken	19
III.6.2.1 Technische Risiken beim Bohrvorgang	19
III.6.2.1. a) Hydraulischer Kurzschluss	19
III.6.2.1. b) Blowouts	19
III.6.2.2. Bohrausbau	19
III.6.2.3 Stilllegung	20
III.6.3. Zusammenfassung der Risiken	21
III.6.4. Bewertung der Risiken	21
III.6.5. Risikominimierende Maßnahmen	21
III.7. Strategie zur Erfassung von Untergrundveränderungen	22
III.7.1. Rechtliche Würdigung	22
III.7.2. Baseline-Monitoring	22
III.7.3. Überwachungs-Monitoring	22
III.7.4. Ringraumüberwachung	22
III.8. Sicherheitsaspekte	23
IV. Arbeitspaket 2 - Bundesweites Frackchemikalienkataster	25
V. Arbeitspaket 3 – Flowback – Stand der Technik bei der Entsorgung	26
VI. Arbeitspaket 4/5 – Klimabilanzen	28
VI.1.1. Auswahl des Gutachters	29
VI.1.2. Expertenkreis-Gutachten 2012	29
VI.1.2.1. Grundannahmen	29
VI.1.2.2. Review-Prozess	29
VI.1.2.3. Datengrundlage	30
VI.2. Software	31

<b>VI.3. Szenarien</b>	<b>31</b>
<b>VI.3.1. Bohrungen</b>	<b>32</b>
<b>VI.3.2. Fördermenge</b>	<b>33</b>
<b>VI.3.3. Green Completion</b>	<b>35</b>
<b>VI.3.4. Flowback</b>	<b>36</b>
<b>VI.3.5. Post Production</b>	<b>36</b>
<b>VI.4. Unberücksichtigte Erkenntnisse</b>	<b>37</b>
<b>VI.5. Inkonsistenz</b>	<b>37</b>
<b>VI.5.1. CO<sub>2</sub>-Äquivalenzfaktor</b>	<b>37</b>
<b>VI.5.2. Post Production</b>	<b>39</b>
<b>VI.6. Darstellung</b>	<b>39</b>
<b>VII. Arbeitspaket 6 - Induzierte Seismizität</b>	<b>39</b>
<b>VIII. Arbeitspaket 7 - Konkurrierende Nutzungen und Naturschutz</b>	<b>43</b>
<b>VIII.1. Allgemeines</b>	<b>43</b>
<b>VIII.2. Bundesberggesetz - Abwägungsgebot - Öffentliche Interessen/Ziele der Raumordnung</b>	<b>44</b>
<b>VIII.2.1 Abwägungsgebot bereits in § 1 BBergG formuliert</b>	<b>44</b>
<b>VIII.2.2 Öffentliche Interessen / Ziele der Raumordnung müssen beachtet werden</b>	<b>45</b>
<b>VIII.3. Grundsätzliche Unvereinbarkeit mit den Zielen der Raumordnung / Energiepolitik</b>	<b>48</b>
<b>VIII.3.1 Europäisches Raumentwicklungskonzept (EUREK)</b>	<b>48</b>
<b>VIII.3.2 Territoriale Agenda 2020</b>	<b>48</b>
<b>VIII.3.3 Umsetzung der Ziele der Energiepolitik durch Vorgaben der Raumordnung</b>	<b>49</b>
<b>VIII.4. Gesamttabelle - Flächenrestriktionen für Schutzgebiete / Vorrang- und Vorbehaltsgebiete</b>	<b>49</b>
<b>VIII.5. Störfallrisiko</b>	<b>51</b>
<b>VIII.6. Ergänzungen / weitere Verweise</b>	<b>51</b>

## **0. Vorwort**

An dieser Stellungnahme haben der Bundesverband Bürgerinitiativen Umweltschutz sowie die auf dem Deckblatt aufgeführten Bürgerinitiativen mitgearbeitet. Bei der hier veröffentlichten Fassung wurde, soweit dies erforderlich war, auf einen Teil der bildlichen Darstellungen und Grafiken verzichtet. Darauf wird, soweit erforderlich, an der entsprechenden Stelle im Text verwiesen.

Dem Umweltbundesamt wurde diese Stellungnahme im Rahmen einer Verbändebeteiligung übermittelt.

Dieses Werk wurde mit großer Sorgfalt erstellt. Dennoch übernehmen die Verfasser keine Haftung für die Richtigkeit von Angaben und Hinweisen sowie für eventuelle Druckfehler.

## **I. Allgemeines**

Das vorliegende Gutachten des Umweltbundes besteht aus sieben Teilen und umfasst mehr als 550 Seiten. Eine abschließende Überprüfung aller Aspekte auf unklare, zu wenig detaillierte oder fehlerhafte Darstellungen und Ausführungen ist angesichts der Fülle der Daten und Zitate sowie der Komplexität des Themas innerhalb der zur Stellungnahme eingeräumten Frist nicht möglich. Die folgende Stellungnahme, die innerhalb von etwa einem Monat erstellt werden musste, kann sich daher nur auf exemplarisch ausgewählte Aspekte beziehen.

Es ist hervorzuheben, dass nicht aufgrund von Erkenntnisdefiziten, sondern aufgrund der deutlich gewordenen, nicht zu behebenden Umwelt- und Gesundheitsgefahren des Hydraulic Fracturing (Fracking) lediglich ein Fracking-Verbot der Problematik gerecht wird. Insofern ist die nachfolgende Stellungnahme nicht als Beitrag zur Etablierung und Optimierung dieser Technik zu verstehen, sondern als Beitrag, in dem weitere Probleme aufgezeigt werden, die für ein umfassendes Fracking-Verbot unabhängig von der Art der Lagerstätte sprechen.

## II. Allgemeine Einführung und übergreifende Aspekte

Im Entwurf des Gutachtens lassen sich Defizite feststellen, die sich übergreifend auf mehrere Teilpakete des Gutachtens erstrecken. Im Folgenden werden diese Defizite aufgezeigt und Anforderungen für eine Änderung dargestellt.

In der allgemeinen Einführung, insbesondere im Abschnitt „Begrifflichkeiten und Definitionen“, wie auch in verschiedenen Kapiteln des Gutachtens bleibt der Begriff des Risikos undefiniert. Es ist daher zu klären und darzustellen, ob der Risikobegriff des ISO/IEC Guide 51 „Safety aspects — Guidelines for their inclusion in standards“ oder ein anderer Risikobegriff gemeint ist. Insbesondere ist im Gutachten ein einheitlicher Risikobegriff zu verwenden, der bereits zu Beginn des Gutachtens definiert sein muss.

Es ist zudem zu überprüfen, ob die Begriffe Häufigkeit und Wahrscheinlichkeit im Gutachten korrekt verwendet und unterschieden werden. Verschiedene Formulierungen legen nahe, dass es an einigen Stellen zu Begriffsverwechslungen gekommen ist.

Die Begrifflichkeiten bzgl. der Lagerstätten und Gewinnungsmöglichkeiten, insbesondere hinsichtlich der Verwendung der Begriffe „konventionell“ und „unkonventionell“, sind zu klären und deutlich voneinander abzugrenzen. So sind gemäß der jahrzehntelangen wissenschaftlichen Debatte die Begriffe „konventionell“ und „unkonventionell“ auf Lagerstätten zu beschränken. Die Begriffe auf Gewinnungsmöglichkeiten auszudehnen oder darauf zu beschränken, entspricht zwar den neuen Begrifflichkeiten der Gasindustrie, wird der wissenschaftlichen Debatte jedoch nicht gerecht. Gemäß dieser gibt es lediglich „konventionelle Lagerstätten“ und „unkonventionelle Lagerstätten“. Ihre Unterscheidung bestimmt sich nach dem Durchlässigkeitsbeiwert (in Millidarcy). Dies hat zur Folge, dass Tight-Gas-Lagerstätten aufgrund ihrer Durchlässigkeitsbeiwerte als unkonventionell einzustufen sind. Entgegenstehende Aussagen in den Gutachten sowie diesbezügliche Tabellen und Grafiken sind anzupassen. Dies gilt insbesondere für die Charakterisierung von Tight-Gas in den Definitionen. Auch Tight-Gas-Lagerstätten sind mithin zu den Lagerstätten zu zählen.

Gemäß Art. 11 Abs. 3 lit. j Anstrich 1 der EU-Richtlinie 2000/60/EG (Wasserrahmenrichtlinie) dürfen nur solche Einleitungen in das Grundwasser erfolgen, die keine anderen Stoffe enthalten, als diejenigen, die bei der Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen oder bei Bergbauarbeiten anfallen. Privilegiert ist damit die Verpressung von Lagerstättenwasser, jedoch nicht des Flowbacks als Summe aus Lagerstättenwasser und verbrauchten Frackfluiden. Damit wäre die im Gutachten an verschiedenen Stellen als Entsorgungsvariante hervorgehobene Verpressung des Flowbacks in den Untergrund mit europäischem Recht unvereinbar und kann damit nicht Bestandteil eines Gutachtens sein, welches rechtlich mögliche Gewinnungs- und Entsorgungsmethoden umfasst. Damit in Einklang steht der im Gutachten zitierte Beitrag von Rossnagel, der sich trotz einer fehlenden Literaturliste in der allgemeinen Einführung durch eine Internetrecherche identifizieren lässt.

An verschiedenen Stellen des Gutachtens bzw. der Gutachtenteile wird auf die Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung bzw. die Erstellung einer Umweltverträglichkeitsstudie Bezug genommen. Dabei wird teilweise der Eindruck erweckt,

als ob mittels einer UVP über das bestehende Fachrecht hinaus materielle Anforderungen festgelegt werden können. Tatsächlich hat eine UVP jedoch durch die Öffentlichkeitsbeteiligung ausschließlich Wirkungen auf das Verfahrensrecht. Es sollte daher an den einzelnen Stellen des Gutachtens deutlich herausgestellt werden, dass die Erstellung einer UVP keinerlei materiellen Gewinn bringt.

Hinsichtlich der Betrachtungsszenarien ist festzustellen, dass – mit Ausnahme des Arbeitspakets 7 – lediglich ein mittleres Szenario (Szenario 2) Anwendung findet. Üblicherweise werden aber sowohl ein mittleres wie auch ein minimales und maximales Szenario betrachtet. Daran mangelt es hier. Zudem fehlt es bei der dies begründenden Tabelle 1 an Referenzen für die Anzahl der Bohrungen pro Bohrfeld sowie für die Dauer der Gasförderung. Beide Werte können angesichts US-amerikanischer Erfahrungen jedoch stark von den angenommenen Werten abweichen.

Festzustellen ist weiterhin, dass keine Daten über die Umweltauswirkungen von Fracking in Tight-Gas-Lagerstätten in Deutschland vorliegen und in Deutschland kein Monitoring – zumindest nicht in ausgewerteter Form – erfolgt ist. Damit ist auch eine Bezugnahme auf eine jahrzehntelange Praxis, die angeblich keine negativen Auswirkungen auf die Umwelt gehabt haben soll, nicht möglich. Dies sollte ausdrücklich hervorgehoben werden.

Soweit deterministische Verfahren zur Darstellung von Versagensszenarien und ihrer Auswirkungen angesprochen werden, mangelt es den Gutachtenteilen an einer stringenten Systematik bei der Anwendung dieser Verfahren. Es ist notwendig, die Szenarien und ihre Komplexität darzustellen, z.B. in Fehlerbäumen und bow-tie-Diagrammen (ohne Angabe von Wahrscheinlichkeiten oder Häufigkeiten). Dies ist nicht erfolgt und sollte nachgeholt werden.

Soweit probabilistische Methoden zur Anwendung kommen, ist festzustellen, dass die Datenlage bzgl. von Ausfallraten bzw. Häufigkeiten als unsicher betrachtet werden muss. Je größer die Auswirkungen sind, desto geringer ist die Häufigkeit und desto seltener liegen empirische Erkenntnisse vor. Diese Unsicherheit ist bei der Erstellung des Gutachtens klar herauszustellen.

Im Rahmen des Gutachtens werden an mehreren Stellen für verschiedene Ereignisse Wahrscheinlichkeiten/Häufigkeiten dargestellt und bewertet, z.B. als „sehr unwahrscheinlich“. Diese Bewertungen sind zu streichen, da in Deutschland keine Grenzwerte für Risiken oder Grenzwerte für Wahrscheinlichkeiten von Schadensereignissen existieren, die Grundlage einer derartigen Wertung sein könnten.

Soweit im Rahmen der geologischen bzw. geophysikalischen Betrachtung physikalische Gesetze zum Beleg oder zur Darstellung von Sachverhalten angegeben werden, sind die Randbedingungen und Gültigkeitsbereiche für die Anwendung der Gesetze anzugeben. Häufig dürfte es sich bei diesen linearen Gesetzen um Ergebnisse handeln, die durch die Vereinfachung partieller Differentialgleichungen gewonnen werden und nur eingeschränkt gültig sind. Werden Gültigkeitsbereich und Randbedingungen falsch eingeschätzt oder gar eine Allgemeingültigkeit angenommen, wirkt sich dies direkt auf die Beurteilung der Sicherheit aus und kann zu Fehleinschätzungen und zu falschen positiven Bewertungen der Sicherheitslage führen.

An mehreren Stellen wird auf Modellrechnungen bzw. numerische Simulationen verwiesen. Diese Hinweise erfolgen in der Regel pauschal. In dieser Form sind die Hinweise nicht als Beleg für naturwissenschaftliche Sachverhalte geeignet. Vielmehr müssen konkrete Literaturzitate für derartige Simulationen, die Grundlagen, die Art und Weise der Modellierung sowie potentielle Ungenauigkeiten und Fehler angegeben werden.

An zahlreichen Stellen, insbesondere im Kapitel zur Seismik, finden sich statt quantitativer (oder zumindest qualitativer) Darstellungen lediglich subjektive Einschätzungen des Verfassers. Derartige Wertungen reduzieren die Wissenschaftlichkeit des Gutachtens erheblich. Die Gutachtenteile sind systematisch auf diese Stellen zu untersuchen. Subjektive Wertungen sind durch quantitative Angaben und die Verwendung von Literaturzitationen zu ersetzen.

Im Gutachten getroffene naturwissenschaftliche Aussagen beruhen häufig lediglich auf einem einzigen Literaturzitat. Dies lässt Zweifel an der Repräsentativität der Quelle und der darauf getroffenen Aussage aufkommen. Erforderlich für als sicher dargestellte Aussagen sind mehrere, von einander unabhängige Quellen, die anzugeben sind. Liegen diese nicht vor, ist auf die Problematik der Repräsentativität explizit an der Stelle einzugehen, an der die jeweilige Aussage getroffen wird.

Soweit von Demonstrationsvorhaben die Rede ist, wird der Eindruck erweckt, dass die Entscheidung über die Durchführung dieser Demonstrationsvorhaben bereits gefallen wäre. Dies steht im Widerspruch zu den Aussagen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Es ist daher klar darzustellen, dass die Durchführung von Demonstrationsvorhaben nicht gesichert ist. Die Erkenntnislage ohne Demonstrationsvorhaben ist darzustellen und es sind die Konsequenzen aufzuzeigen, die sich durch den Wegfall der Demonstrationsvorhaben für die Erkenntnislage ergeben können.

An mehreren Stellen des Gutachtens wird zur Ermittlung des Stands der Technik auf Leitfäden des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG), private Normen etc. verwiesen. Dieser Verweis erfolgt in der Regel pauschal. Es kann jedoch nicht davon ausgegangen werden, dass diese Dokumente den Stand der Technik im Sinne fortschrittlicher Verfahren, Einrichtungen und Betriebsweisen, deren Eignung zur Emissionsreduzierung gesichert scheint (siehe § 3 Abs. 6 BImSchG), beschreiben oder den Stand der Sicherheitstechnik darstellen. Dies zeigt sich z.B. daran, dass in Deutschland die Zementierung von Bohrgestängen im unteren Bereich nicht verlangt wird, während dies in anderen Ländern üblich ist. Die zitierten Dokumente werden in der Regel von der Wirtschaft für die Wirtschaft erstellt, ohne Umweltaspekte in den Vordergrund zu rücken oder Sicherheitsaspekten konsequent Vorrang vor ökonomischen Aspekten einzuräumen. Es ist daher an den jeweiligen Verweisstellen zu überprüfen, ob die Leitfäden oder ähnliche Dokumente den Stand der Technik beschreiben. Der Stand der Technik ist konkret zu ermitteln und anschließend im Gutachten darzustellen. Falls dies nicht erfolgt, ist darauf hinzuweisen, dass die zitierten Dokumente nicht zwangsläufig den Stand der Technik darstellen und eine Einzelfallermittlung hinsichtlich des Stands der Technik erforderlich ist.

Auch der Hinweis auf die BVT-Merkblätter (BREFs) geht in diesem Zusammenhang fehl. Erstens berücksichtigen die bestehenden BREFs in der Regel keine Sicherheitsaspekte. Zweitens beschreiben die BREFs hinsichtlich der Emissionswerte im Normalbetrieb eine Bandbreite, innerhalb derer sich gute wie schlechte Anlagen finden. Dies führt regelmäßig dazu, dass Anlagen und Verfahren mit den schlechtesten Emissionswerten genehmigt werden. Damit wird gerade nicht die Errichtung und der Betrieb von Anlagen mit fortschrittlichen Verfahren, Einrichtungen und Betriebsweisen sichergestellt.

Verweise auf den Verhältnismäßigkeitsgrundsatz sind im Gutachten zu streichen. Das Gutachten soll das technisch und organisatorisch Mögliche im Rahmen des Themenkomplexes Fracking ermitteln. Die Entscheidung insbesondere über die Angemessenheit (Verhältnismäßigkeit im engeren Sinne), in die ökonomische Aspekte einfließen, ist der Politik, Verwaltung und den Gerichten vorbehalten, kann nicht jedoch Gegenstand der naturwissenschaftlich-technischen Analyse sein.

In diesem Zusammenhang ist festzustellen, dass an verschiedenen Stellen des Gutachtens zwar technische Maßnahmen gefordert werden, aber nicht geklärt ist, ob diese und ggf. wie diese umzusetzen sind. Hier bedarf es entsprechender Konkretisierungen.

### **III. Arbeitspaket 1 – Monitoring**

Im Arbeitspaket 1 wird ein Teil der Risiken der Schiefergasförderung dargestellt, zugleich werden jedoch auch Risikoaspekte vernachlässigt. Soweit sie mit Eintrittswahrscheinlichkeiten beziffert werden, kumulieren die Einzelrisiken bei Eintrittswahrscheinlichkeiten von etwa 1:1000 und lassen summiert eine Eintrittswahrscheinlichkeit schwerwiegender Störungen von etwa 1:100 erwarten. Es ist nicht nachvollziehbar, wie hieraus im Weiteren abgeleitet werden kann, dass einzelne Demonstrationsvorhaben die Unbedenklichkeit bescheinigen könnten.

#### **III.1. Vorbemerkungen**

Im Folgenden wird sich mit der Gliederungsnummerierung unmittelbar auf die korrespondierenden Abschnitte des vorgelegten Gutachtens bezogen (Ausnahme Nr. 9).

##### **III.1.1 Aufgaben des Monitorings**

Es erscheint fragwürdig, inwiefern ein Monitoring, das lediglich den Eintritt eines Schadensfalls im Nachhinein feststellen kann, als ein Maßnahmensystem zu bezeichnen ist.

##### **III.1.2 Tight gas**

Die Autoren stellen die Behauptung auf, dass Tightgas generell als konventionelles Erdgas zu betrachten sei. Dies ist unzutreffend, wie im beigefügten Beitrag aus dem vom niedersächsischen Umweltministerium veranstalteten Fachgespräch „Umweltverträglichkeitsstudie für Fracking“ nachgewiesen wird, ist Tight gas noch in jüngster Vergangenheit von einem breiten Spektrum an Experten aus Wissenschaft und

Industrie als „unkonventionell“ betrachtet worden. Erst als die Diskussion um die vorrangig von ExxonMobil vorangetriebene Schiefergasexploration die Technik des Hydraulic Fracturing als Ganzes in Frage stellte, setzte 2012 der Versuch ein, durch Umdefinition der Begrifflichkeit der öffentlichen Kritik zu entgehen. Insbesondere seit dem niedersächsischen Koalitionsvertrag von Anfang 2013, welcher sich gegen unkonventionelle Gasgewinnung ausspricht ist ein massives Lobbying im Sinne der Umdeutung festzustellen, das von Teilen der industrienahen Institutionen mitgetragen wird.

Gestützt wird die Zuordnung des Tightgases als unkonventionell zudem durch die niedersächsische Förderabgabenverordnung, die für Lagerstätten-Permeabilitäten unter 0,6 Millidarcy einen Nachlass von 75% auf die zu entrichtende Förderabgabe gewährt. International ist hingegen eher eine Abgrenzung bei 0,1 mD gebräuchlich. Während zwar in Deutschland etwa 30% der produzierten Gasmenge aus Tightgas-Lagerstätten gewonnen wird, fristet dieser Typus international eher ein Nischendasein.

Richtigerweise stellt entgegen dem vorgelegten Gutachten die BGR in der im Dezember 2013 vorgelegten Energiestudie 2013 fest, dass die Lagerstätte allein kein entscheidendes Kriterium für die Beurteilung der Gefahren sein kann. Vielmehr lassen sich die Gefahren und Risiken der einzusetzenden Fördermethode des Frackings zuordnen.

#### ***Nicht-konventionelles Erdgas***

*"[...] und das Erdgas strömt einer Förderbohrung zumeist nicht ohne weitere technische Maßnahmen in ausreichender Menge zu, weil es entweder nicht in freier Gasphase vorliegt oder das Speichergestein nicht ausreichend durchlässig ist. Zu den nicht-konventionellen Vorkommen zählen Erdgas aus dichten Sandsteinen und Karbonaten (Tight Gas), Schiefergas, Kohleflözgas, Aquifergas sowie Erdgas aus Gashydrat.*

Wie die Gutachter des Arbeitspakets 1 selber anhand der Risikotabelle veranschaulichen, ist mit etwa einem ernstem Zwischenfall auf 100 Bohrungen zu rechnen. Die tiefere Lage der Rotliegend-Vorkommen kann dabei lediglich Risiken ausgehend vom Ort der Lagerstätte relativieren, nicht jedoch die übertägigen oder entlang des Bohrpfads wirksamen Risiken. Die bloße Nichtfeststellung von Umweltauswirkungen bei etwa 300 Tightgas-Fracs belegt damit keinesfalls statistisch sicher die Unbedenklichkeit. Zumal das LBEG schriftlich mitteilte, dass bislang auf systematische Umweltmonitorings verzichtet wurde und zudem in einem Land mit zentralisierter Wasserversorgung das Bemerkens eines Zwischenfalls fraglich ist.

#### **III.1.3. Vorgängerstudien / Monitoring-Forderung**

Die Autoren erheben hier vorrangig zur Beweissicherung geforderte Monitorings zu einem Instrument technischer Vorsorge, welche diese jedoch nicht bieten können. Insbesondere die später vorgenommenen Einschränkungen für die Explorationsphase sowie die Lockerung der Vorgaben nach ersten Pilotprojekten stellt die Sinnhaftigkeit der Monitorings als auch drittschützendes Beweismittel in Frage. Eine in Aussicht gestellte Ableitung von Risiken aus einer Anzahl von Pilotprojekten deutlich unterhalb der Eintrittswahrscheinlichkeit ist nicht nachvollziehbar.

### **III.2. Herangehensweise**

Die äußerst knappe Darlegung der Herangehensweise lässt nicht erkennen, wie der Autor aus den gewonnenen Erkenntnissen seine Schlussfolgerungen ableitet und diese ggf. gewichtet.

### **III.3. Geologie**

Auf zu hinterfragende Darstellungen im Rahmen der Ergebnispräsentation angesprochen, wurde von einem der Autoren des Arbeitspakets 1 erklärt, dass die Schiefergasvorkommen am Tiefsten lägen. Diese Auffassung scheint ihren Grund in der Missadaption einer von der BGR aus amerikanischen Quellen übernommenen Abbildung zu haben.

Diese Abbildung stellt jedoch nicht die tatsächlichen Verhältnisse des Norddeutschen Beckens dar. Vielmehr bietet sie einen Überblick, wo sich zu einem gegebenen Muttergestein die jeweiligen Lagerstättentypen befinden können. Unberücksichtigt bleibt dabei, dass hierzulande mehrere Muttergesteinshorizonte existieren. Diese liegen mit Ausnahme der Unterkarbon-Vorkommen als Schiefergasvorkommen des Lias oder Wealden erheblich flacher als konventionelle Vorkommen, welche sich zumeist aus aufsteigendem Gas aus dem Oberkarbon speisen. Die in der Vorstellung der Vorab-Ergebnisse vehement vertretene Auffassung, dass Schiefergas tiefer läge als konventionelle Vorkommen lässt erhebliche Zweifel an der geologischen Kompetenz des Konsortialführers aufkommen.

#### **III.3.1 Irreführende Darstellung der Druckverhältnisse**

In Abschnitt 4.1 versucht der Autor Grundbegriffe zu Druckgradienten und Druckpotentialen anhand von Grafiken zu veranschaulichen, die im Wesentlichen die Salzbarrieren des Zechsteins herausstellen. Diese sind für die Frage der Schiefergasgewinnung aus den bislang ins Auge gefassten Horizonten des Wealden bzw. Posidonienschiefers irrelevant, suggerieren jedoch eine deutlich tiefere Lage und bessere Überdeckungseigenschaft.

Wie in 4.1.2 des Arbeitspakets 1 ausgeführt wird, stellen Überdruckbereiche ein erhöhtes Risiko dar und sollten möglichst als Frac-Horizont vermieden werden. Seitens der EIA werden jedoch gerade die Vorkommen des Posidonienschiefers sowie des Wealden als „overpressurized“ ausgewiesen und würden damit ausscheiden<sup>1</sup>. Dieser Umstand wird im Weiteren nicht vom Autor berücksichtigt.

---

<sup>1</sup> Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States June 2013

### III.3.2. Barrieregesteine

Wie im Arbeitspaket 1 unter Berufung auf die BGR ausgeführt wird, bestünden keine Aufstiegsmöglichkeiten für saline Tiefenwässer. Warner et al<sup>2</sup>. wiesen hingegen einen Austausch von Sole tieferen Ursprungs mit oberflächennahen Grundwasser-Aquiferen im Marcellus-Shale nach. Auch der aus der Wasserrahmenrichtlinie resultierende Bewirtschaftungsplan<sup>3</sup> für die Flussgebietseinheit Weser weist lokale Versalzungen durch aufsteigende Tiefenwässer aus und differenziert diese ausdrücklich von Versalzungen an Salzstockflanken.

Die Autoren führen korrekterweise aus, dass Barrieren zur Entstehung der meisten Vorkommen führten, unterlassen jedoch die Klarstellung, dass dieser „geogene Dichtheitsbeweis“ nicht für eine Förderung aus dem Muttergestein selbst gegeben ist, welches das Gas von Anbeginn dicht eingeschlossen hatte und nun – teilweise unter Verletzung der Deckschichten - zur Mobilisierung des Gases zertrümmert wird.

Die Aufzählung der Barrierschichten ist irreführend, liegen doch die besonders dichtungswirksamen Zechstein- und Röt-Salinare unterhalb der interessierenden Schiefergasvorkommen in Wealden und Posidonienschiefer.

Die Autoren schließen sich der Mindestforderung eines Abstands von 1000 m zwischen Frac und Grundwasser, wie ihn das LBEG fordern würde, an – sie lassen jedoch unerwähnt, dass der entsprechende Runderlass im unmittelbar folgenden Satz eine Umgehungsklausel für beliebig flache Frac-Tiefen bietet.

### III.3.3. Störungszonen

Die Autoren bezieht sich mit dem Verweis auf das Setting Bad Laer auf ein Beispiel des von Exxon getragenen Expertenkreis. Dabei handelt es sich jedoch um ein Vorkommen von Kohleflözgas, nicht des hier diskutierten Schiefergesteins. Zudem erscheint die Geologie des Teutoburger Walds und der unterliegenden Osning-Verwerfung als wenig repräsentativ für die Beckenstruktur.

Die nachfolgenden Betrachtungen stützen sich auf Begrifflichkeiten wie “meist...gering“ und münden in dem pauschalen Fazit, dass keine Risiken bestünden. Eine qualifizierte Beurteilung dieser Aspekte ist nicht nachvollziehbar, zählen die Autoren doch selbst Beeinträchtigungen der Störungszonendichtigkeit auf, um sie dann kurzerhand als unbegründet zu verwerfen.

Wie die Autoren ausführen, sollten aktive Klüfte gemieden werden. Brandes legte hingegen auf einer DGMK-Frühjahrstagung die These vor, dass Seismizität im norddeutschen Raum

---

<sup>2</sup> Warner et al Geochemical evidence for possible natural migration of Marcellus Formation brine to shallow aquifers in Pennsylvania 2012

<sup>3</sup> EG-Wasserrahmenrichtlinie - FGG Weser

auf eine bis heute andauernde Anpassung an die Entlastung des Untergrunds vom Gewicht der eiszeitlichen Gletscher herrühren könnte. Bewegungen innerhalb von Störungszonen können so grundsätzlich nicht ausgeschlossen werden. Ebenso zeigen die zahlreichen seismischen Ereignisse in den niedersächsischen Erdgaslagerstätten, dass durch die Gasförderung initiiert Verlagerungen des Untergrunds eintreten können, womit wiederum Störungszonen reaktiviert werden könnten. Ferner führen die Autoren aus, dass Störungen und Klüfte nur im Millimeterbereich vorlägen, klammern jedoch mit fremdem Material verfüllte Zonen weitestgehend aus.

Generell gehen die Autoren offenbar davon aus, dass jegliche Störungen anhand von Messungen und Modellen zu identifizieren seien. Demgegenüber steht jedoch die Begrifflichkeit der Subseismic Faults in der Lagerstättegeologie, die nicht ohne Weiteres messbare Wegsamkeiten beschreiben. Das Auflösungsvermögen seismischer Untersuchungen mit Wellenlängen im Bereich vieler Meter ist schlicht nicht exakt genug, jede Beeinträchtigung auszuweisen. Dennoch kann die feine Klüftung erhebliche Auswirkungen auf die Produktivität der Lagerstätte haben, – umgekehrt aber möglicherweise auch auf die Dichtheit der Barrierschicht. Im Gegensatz zu anderen Lagerstätten fehlt den Schiefervorkommen der geogene Dichtheitsnachweis wie er von der Natur für zumindest die erste Barrierschicht oberhalb konventioneller Vorkommen erbracht ist.

Der beispielhaften Schilderung von Störungszonen als Lagerstättenbegrenzung im Einzelfall steht wiederum entgegen, dass Corona<sup>4</sup> (Exxon) im Rahmen der DGMK-Frühjahrstagung darüber referierte, dass Störungszonen tendenziell die Lagerstättenpermeabilität weniger stark beeinträchtigen als gemeinhin angenommen. Auch Kissner<sup>5</sup> (Exxon) berichtete unter anderem von der Produktion aus einer Störungzone.

Das Fazit, dass Störungszonen pauschal keine Wegsamkeiten darstellen ist so nicht nachvollziehbar. Insbesondere die von den Autoren angeführten „intakten geologischen Verhältnisse“ können nicht generell vorausgesetzt werden. Vielmehr führen Druckabsenkungen durch Förderung sowie mikroseismische Aktivitäten beim Einpressen zu einer Vorbelastung. Eine Differenzierung nach einzelnen Barrierschichten erfolgt nicht, wäre aber für eine qualifizierte Beurteilung erforderlich. So weist beispielsweise Andrade<sup>6</sup> mittels tomographischer Untersuchungen nach, dass Kompaktionsbänder in Sandsteinen deutlich durchlässiger sind als bislang angenommen. Mit der Bemerkung, Schiefergas läge sowieso am Tiefsten, ist sogar zu befürchten, dass seitens der Autoren die Zechstein- und Rötalinare an der Realität vorbei der Dichtheitsbewertung zugeschlagen wurden.

Es wird lediglich vor einer direkten Verbindung des Frac-Bereichs mit einer Störungzone gewarnt. Unberücksichtigt bleibt die in der Horizontalen außerhalb der Barrieralagen deutlich bessere Ausbreitungsmöglichkeit für Fracfluide und mobilisierte Gase.

---

<sup>4</sup> Corona et al., „Cross-Fault Pressure Depletion“ DGMK Frühjahrstagung 2013

<sup>5</sup> Kissner et al. „Wiederaufnahme der Bohraktivität in maturen Ölfeldern“, DGMK Frühjahrstagung 2013

<sup>6</sup> Chung, Andrade, et al. “Connecting microstructural attributes and permeability from 3D tomographic images of in situ shear-enhanced compaction bands using multiscale computations”, 2011

Für das Durchteufen einer Störung wird eine Wahrscheinlichkeit der Bohrungsbeeinträchtigung kleiner  $10^{-6}$  gewünscht. Unklar bleibt, anhand welcher Faktoren dieses Risiko ermittelt werden soll. In der Vergangenheit eingereichte Betriebsplananträge führen durchaus Störungszonen als Kriterium zur Wahl eines von mehreren alternativen Bohrplatzstandorten als Begründung auf. An den störungsdurchteufenden Standorten bestünde demzufolge ein signifikant erhöhtes Risiko von Deformationen des Bohrlochs.

### III.4. Fracking

#### III.4.1. Frackausbreitung

Über die tatsächliche Ausbreitung der Frac-Risse besteht eine erhebliche Unsicherheit. Sauter erwähnte in seinem Beitrag zur Eröffnungsrunde der DGMK-Konferenz 2013, dass man bislang Modelle nach den Beobachtungen parametrisiert, die eigentlichen Mechanismen jedoch noch nicht umfassend verstanden habe. Es bestünde daher eine große Unsicherheit über die Anwendbarkeitsgrenzen der Modellierungen.

Wie unklar die tatsächliche Prognose von künstlich erzeugten Rissen ausfällt, zeigen auch die Arbeiten von Hou<sup>7,8</sup>. Sein Vergleich von FLAC 3D und FracPro soll im Wesentlichen die Beeinflussung von Rissen durch vorhergehende, benachbarte Stimulationen aufzeigen, welche von FLAC 3D berücksichtigt werden, von Frac Pro hingegen nicht. Dennoch lassen seine Ergebnisse erkennen, dass beide Programme für gleiche Einpressvolumina Abweichungen von bis zu 50% in der Ausdehnung aufweisen. Mindestens eine der beiden Simulationen liefert folglich erheblich verfälschte Prognosen.

FLAC 3D				Frac Pro				Abweichung		
[m]	Halb-			[m]	Halb-			Länge	Höhe	Breite
Länge	länge	Höhe	Breite	Länge	länge	Höhe	Breite			
202	101	93	0,0194	156	78	94	0,0145	29%	1%	34%
250	125	98	0,0180	186	93	110	0,0140	34%	13%	29%
230	115	100	0,0195	160	80	120	0,0150	44%	20%	30%
230	115	100	0,0191	184	92	120	0,0155	25%	20%	23%
210	105	100	0,0193	204	102	85	0,0177	3%	18%	9%
230	115	100	0,0207	210	105	110	0,0160	10%	10%	29%
208	104	114	0,0199	228	114	103	0,0158	10%	11%	26%
140	70	100	0,0312	128	64	66	0,0320	9%	52%	3%

Gegenüberstellung der simulierten Rissausbreitung der Bohrung Leer Z6, basierend auf Daten von Hou

<sup>7</sup> Hou et al. "Numerical Investigation and Optimization of Multiple Fractures in Tight Gas Reservoirs", DGMK-Frühjahrstagung 2013

<sup>8</sup> Hou, Vortrag „Frackausbreitung“, Statusbericht des InfoDialogs, 18.6.2013

Hinsichtlich der mikroseismischen Überwachung der Rissausbreitung ist zu berücksichtigen, dass McClure<sup>9</sup> einen hohen Anteil aseismischer Bewegungen insbesondere im Schiefergestein aufführt. Es ist somit fraglich, ob damit die tatsächlichen Spitzen der Rissfront zuverlässig nachgewiesen werden. Die Gutachter des Arbeitspakets 1 bleiben eine Analyse der Sensitivität einer solchen Überwachung schuldig. Ebenso folgt aus McClures Darstellung, dass das Rissverhalten von Schiefergesteinen zur Bildung komplexer Rissnetzwerke neigt, während in Sandsteinlagerstätten eher einzelne, große Rissflächen auftreten. Die Übertragbarkeit von Erkenntnissen aus der Tichtgasförderung ist damit sehr begrenzt. Auch Sedlacek (LBEG) verweist auf eine Schulung durch Firma Phoenix, dass man lediglich eine Formation für sich verstehen würde, jedoch kaum daraus Schlüsse auf andere Vorkommen übertragen könne.

Gegenüber der „BI NRÜ gegen Gasbohren“ erwähnte gemäß unseren Informationen laut Wintzek der Frac-Experte Sieber des Betreibers ExxonMobil, dass die Frac-Ausbreitung in der Schiefergas-Versuchsbohrung Damme 3 nicht den Erwartungen entsprochen habe. Goens<sup>10</sup> (LBEG) stellt in „Hydrogeologische Aspekte des Fracking an der Bohrung Damme 3“ einer gemessenen Fracausdehnung von 100m eine vermutete Fracausbreitung von 200m gegenüber.

### III.4.2. Frackhöhen

Die Autoren des Arbeitspakets 1 postulieren unter Verweis auf Fisher & Warpinski, dass eine Rissausbreitung nach oben auf 700m unter Tage begrenzt sei. Es ist nicht dargelegt, welcher Mechanismus einer weiteren Ausbreitung entgegenstünde. Das Auftreten natürlicher Fractures als CO<sub>2</sub>-Schlote widerspricht dieser angedeuteten Unmöglichkeit einer oberflächennahen Ausbreitung. Zudem wird in den Nordamerika vereinzelt Kohleflözmethan unter Anwendung des Frackings aus Tiefen flacher 500m gefördert. Eine Anwendbarkeit dieser pauschalen Unmöglichkeitsaussage ist damit äußerst fragwürdig.

Ergänzend sei hier angemerkt, dass sich auch Fritsche in Arbeitspaket 4+5 auf ein weiteres Werk Hous bezieht, gemäß dem dort eine Nichtausbreitung ins Deckgebirge einer Sandstein-Tichtgaslagerstätte nachgewiesen sei. Fritsche schränkt dieses richtigerweise zumindest für Schiefergaslagerstätten ein. Doch auch für Tichtgas-Vorkommen kann die postulierte Nichtausbreitung ins Deckgebirge selbst bei drastisch erhöhten Injektionsmengen keinesfalls als Grundannahme gelten. Vielmehr handelt es sich um eine Einzelbetrachtung einer konkreten Sandsteinlagerstätte. Demgegenüber weist schon die Stellungnahme des niedersächsischen Gewässerkundlichen Landesdiensts<sup>11</sup> (GLD) – für Bergbaubelange verkörpert vom LBEG – zu dem derzeit beantragten Frac-Vorhaben Düste

---

<sup>9</sup> McClure, „Modeling and Characterization of Hydraulic Stimulation and Induced Seismicity in Geothermal and Shale Gas Reservoirs“, 2012

<sup>10</sup> Goens „Hydrogeologische Aspekte des Fracking an der Bohrung Damme 3“, 2011

<sup>11</sup> „Zusammenfassende Ergebnisse der geologischen und hydrogeologischen Prüfungen der Referate L2.2 und L3.2 des Sonderbetriebsplans für die Durchführung von Frac- und Freiförderarbeiten auf der Teilfeldsuchbohrung Düste Z10 der Winterhall Holding GmbH Deutschland“, LBEG, 2013

Z10 ausdrücklich eine geplante Rissausbreitung von etwa 30m in die Deckschichten hinein aus. Für den Fall einer Überinjektion ist hier von einer noch deutlich größeren Reichweite auszugehen.

Bei einer Risshöhe von geplanten 88 m des obersten siebten Fracs läuft der Frac 30 m in die überlagernde und dichtende Werra-Serie (Anl.: 3 Nachtrag zu den Antragsunterlagen). Die

*Auszug der Stellungnahme des GLD*

Hinsichtlich der Frackhöhen übernimmt der Autor die Darstellung von Davies, dass die Eintrittswahrscheinlichkeit von Risshöhen über 350m bei 1% läge, verweist zugleich aber auf fehlende Angaben zu geplanter Risshöhe und Formationsmächtigkeit. Hier fehlt eine Nachrecherche der zugrundeliegenden Parameter, um eine Übertragbarkeit des Ergebnisses bewerten zu können.

### III.5. Fluidtransport

Zur Ausbreitung verweisen die Autoren des Arbeitspakets 1 auf die Formel

$$v = \frac{\kappa \Delta P}{\mu \Delta x \rho}$$

und setzt für die Permeabilität einen Wert von  $9,7 \times 10^{-13} \text{ m}^2$  an. Diese vereinfachte, weitestgehend linearisierte Ausbreitungsbetrachtung steht in eklatantem Widerspruch zu der in 4 getroffenen Aussage, dass im Bereich kleiner  $10^{-12}$  Darcy Diffusionseffekte die Ausbreitung dominieren würde. Es ist nicht nachvollziehbar, dass jegliche Transportprozesse in einem Satz „verbalargumentativ“ abzuschätzen sind und als unbedenklich anzusehen seien. Richtigerweise weisen die Autoren auf eine erhöhte Komplexität in Anwesenheit von Gasen hin, unterlassen aber jede Betrachtung der sich daraus ergebenden Konsequenzen. Die pauschale Verneinung relevanter Fluidtransporte kann dabei nicht aufrechterhalten werden.

So weist der Bewirtschaftungsplan der Flussgebietseinheit Weser in der Bestandsaufnahme lokale Soleaufstiege aus. Auch Warner<sup>12</sup> konnten für das Marcellusshale Kontakte von Tiefenwasser mit oberflächennahen Grundwasserleitern nachweisen.

Der Einfluss einer etwaigen Gaskomponente wird nicht betrachtet. Dieses ist entlang von gut ausgeprägten Migrationspfaden umso kritischer zu sehen, führt doch ein Gasanteil zu einer reduzierten Dichte und damit zum Auftrieb der Gas-Flüssigkeits-Säule gegenüber der umgebenden reinen Flüssigkeitssäule (Prinzip Mammutpumpe). Zudem kann ein längerer, gasgefüllter Abschnitt zur Übertragung des hydraulischen Drucks von der Basis der Gassäule zu dessen Spitze führen, ohne dass der Druckgradient einer Flüssigkeitssäule

---

<sup>12</sup> Warner et al, Geochemical evidence for possible natural migration of Marcellus Formation brine to shallow aquifers in Pennsylvania, 2012

entgegenwirkt. Bei ausreichender Länge der Gassäule und damit verbundener Druckübertragung droht der Effekt der sogenannten „Autofractures“.

Die Fokussierung auf Permeabilitäten der Deckschichten ignoriert die wesentlich höhere Durchlässigkeit in einzelnen horizontal geschichteten Lagen, welche gegebenenfalls über längere Distanzen vertikale Durchlässigkeiten (seien es Störungszonen oder auch Altbohrungen) miteinander koppeln können.

Die Ausbreitung mobilisierter Gase wird nicht betrachtet, dabei fehlt jedoch gerade bei der Förderung direkt aus dem dichten Muttergestein der geogene Nachweis der Dichtheit der ersten Überdeckung, wie er bei konventionellen Lagerstätten gegeben ist. Ein horizontaler Versatz des Aufstiegspfads ist dabei in gutleitenden Schichten auch über größere Distanzen hinweg als „Far Distance Migration“ bekannt und kann sich so einem bohrplatznahen Monitoring entziehen.

### **III.6. Identifikation der Risiken**

#### **III.6.1. Oberirdische Risiken**

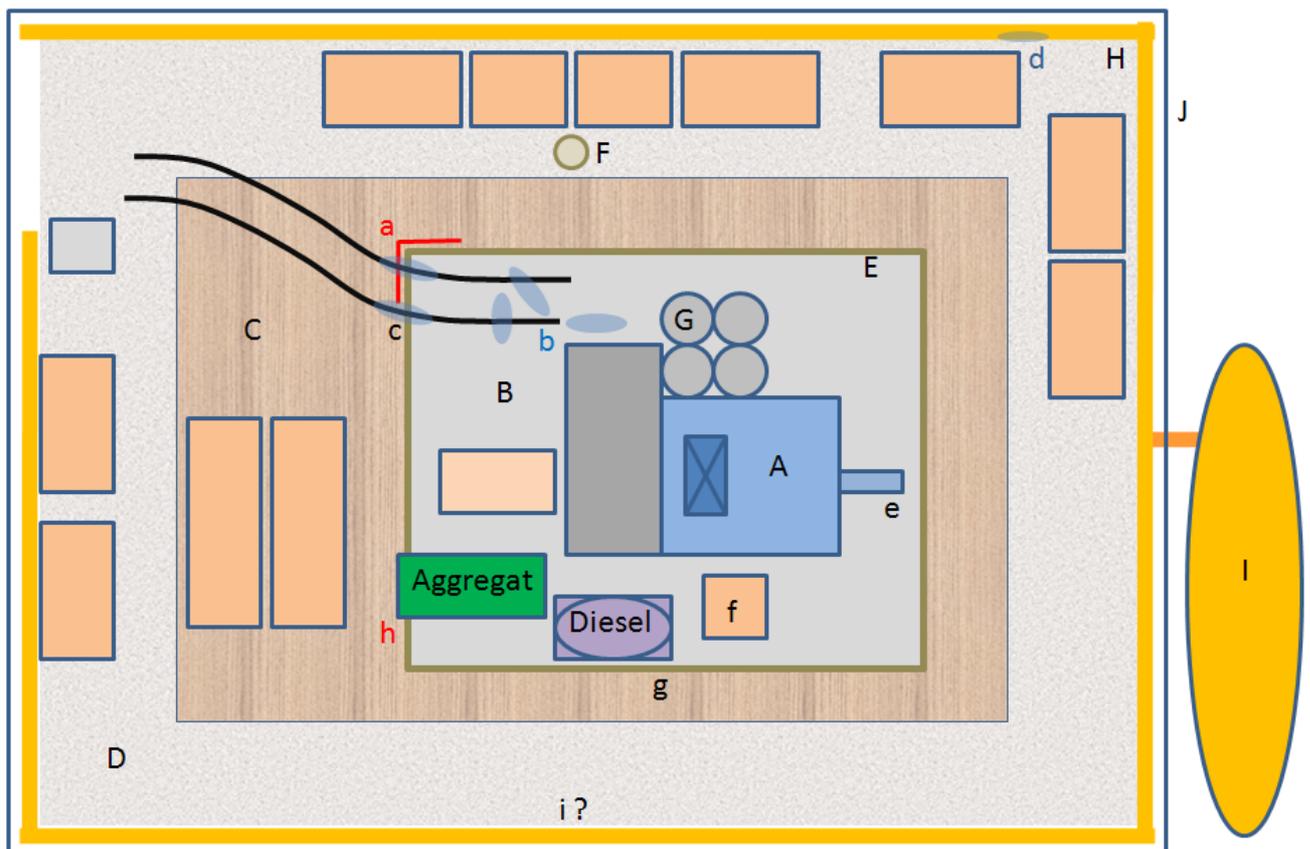
Zu den oberirdischen Risiken spricht der Autor die möglichen Risiken nur kurz an, ohne sie näher zu identifizieren. Sie werden kurzerhand in einen vergleichbaren Zusammenhang mit „normalen industriellen Tätigkeiten“ gestellt. Es bleibt unklar, was normale industrielle Tätigkeiten sein sollen und ob beispielsweise der Störfall-Verordnung unterliegenden Betriebe auch als „normal“ anzusehen sind.

Im Wesentlichen verweisen die Autoren zur Beherrschung aller überirdischen Risiken auf den WEG-Leitfaden zur Ausführung von Bohrplätzen. Die begleitende Grafik entspricht in etwa dem gehobenen Ausstattungsstand, mit dem auch ExxonMobil ihre Bohrplätze dazustellen versucht. Die tatsächlichen Standards der WEG-Richtlinie liegen jedoch deutlich darunter. Insbesondere im Hinblick auf die Schiefergasexploration wurde eine Vielzahl an Aufsuchungserlaubnissen an bislang nicht in Deutschland in Erscheinung getretene Förderunternehmen vergeben. Ihre wirtschaftliche oder organisatorische Leistungsfähigkeit erscheint jedoch zweifelhaft.

So soll sich BNK nicht in der Lage gesehen haben, auf Einladung der hessischen Genehmigungsbehörden einen fachkundigen Mitarbeiter zu einem Behördentermin zu entsenden. Die Firma Blue Mountain Exploration war für die lokale Bürgerinitiative unter der vom LBEG benannten Adresse nicht ausfindig zu machen oder postalisch zu erreichen. In NRW wurden Aufsuchungserlaubnisse an eine Patentverwertungsgesellschaft vergeben. In Schleswig-Holstein wird die Erlaubnis Sterup von der Central Anglia AS gehalten, deren größter Anteilseigner nach unseren Erkenntnissen Damholm Energy mit der Rechtsform „Unternehmergesellschaft (haftungsbeschränkt)“ ist. Nach unseren Erkenntnissen beträgt die Kapitaleinlage der Unternehmergesellschaft 800 Euro.

Es ist mehr als fraglich, ob unter diesen Voraussetzungen eine freiwillige Übererfüllung von technischen Standards zu erwarten ist. So wird beispielsweise in Anleger-Informationen ausdrücklich mit Kostenvorteilen durch die Nutzung von Schotter-Bohrplätzen geworben.

Die tatsächliche Ausführung eines Bohrplatzes nach der WEG-Richtlinie weist jedoch entgegen den Darstellungen des Gutachtens eklatante Mängel auf. So hatte der BBU im Herbst 2013 Gelegenheit, einen charakteristischen Bohrplatz während des einsetzenden Rückbaus der Bohranlage zu besichtigen.



Die Bohranlage [A] ist umgeben von einer betonierten Fläche [B], an welche sich ein mit Holzbohlen befestigter [C] sowie weiter außerhalb lediglich geschotterter Bereich [D] anschließen. Innerhalb der Fläche B austretende Flüssigkeiten werden durch eine handelsübliche niveaugleiche Einlaufrinne mit Schlitzrost [E] gesammelt und in einen Pumpenschacht [F] geleitet, von wo sie per Tauchpumpe in Silos der Bohrspülungszubereitung [G] gepumpt werden. Die Schotterfläche wird von einem unbefestigten Entwässerungsgraben [H] umgeben, welcher anfallendes Wasser in einen Sickerteich [I] außerhalb der Umzäunung J abführt.

Außerhalb der inneren WGK-Fläche [B] sind im Gegensatz zu den asphaltierten Vorzeige-Bohrplätzen augenscheinlich keine weiteren Flüssigkeitsbarrieren gegen ein Versickern vorhanden. Wie das Bohrplatzpersonal mitteilte, ist das Auffangvolumen auf das Spülvolumen abgestimmt, nicht jedoch auf etwaige Flüssigkeitszutritte in das Bohrloch

hinein. Ferner ist die Rückhaltung auf eine funktionierende Tauchpumpe zum Transfer in die Spülungssilos angewiesen; eine Redundanz ist nicht gegeben.

Seitens der Bevölkerung wurde berichtet, dass Flüssigkeiten über die Auffangrinne hinweg gelaufen sein sollen. Seitens des BBU konnte bestätigt werden, dass nach entsprechender Beschwerde Rundeisen als Erhöhung (a) des Rinnenrandes auf die Außenkante der Rinne aufgeschweißt wurden. Innerhalb der WGK-Fläche waren einzelne Pfützen (b) von Bohremulsion festzustellen, die allerdings vom LKW-Verkehr in Teilen über die Rinne hinaus verschleppt (c) wurden. Im Entwässerungsgraben sollen sich nach Angaben der Bevölkerung Ölschlieren befunden haben. Aufgrund der trockenen Witterung waren nur noch vereinzelt Pfützen anzutreffen, davon eine mit einem ölig schillernden Randbereich (d). Ölnachweispapier sprach darauf jedoch nicht an, allerdings ist die Sensitivität für derlei kleine Mengen nicht gewährleistet. Laut Betreiber waren zwischenzeitlich Proben aus dem Entwässerungsgraben genommen worden.

Im Bereich (e) befand sich das bereits geräumte Gestängelager. Eine besondere Vorkehrung gegen tropfende Öle etc. war nicht vorhanden. Es ist unklar, ob hier temporär Auffangwannen etc. untergestellt werden. Das berichtete Chemikalienlager (i) war zwar zum Zeitpunkt des BBU-Besuchs bereits geräumt. Lediglich innerhalb der WGK-Fläche befand sich noch ein begehbare Container (f) für Schmierstoffe mit integrierter Auffangwanne sowie ein IBC-Behälter mit augenscheinlich ungefährlichem Inhalt. Daneben war ein größerer Dieseltank (20.000 Liter) anzutreffen, welcher unmittelbar neben der Auffangrinne platziert war. Ein Anfahrtschutz gegen Gabelstapler oder dergleichen war nicht festzustellen, im Falle einer größeren Beschädigung ist mit einem Auslaufen des Tanks (g) über die Rinne hinweg zu rechnen. Ebenso unzureichend war das Rückhaltekonzept für ein Stromaggregat (h), welches etwa einen Meter über die WGK-Fläche hinausragte. Hier wurde provisorisch eine Stahlplatte untergeschoben und mit Schaumstoffschwämmen an die Einlaufrinne anzudichten versucht.

Insgesamt wird diese Bohrplatzausgestaltung als unzureichend erachtet, wenngleich sie dem WEG-Leitfaden entspricht. Ein Schutz im Umgang mit wassergefährdenden Stoffen ist nur im Regelbetrieb gegeben, nicht jedoch bei Betriebsstörungen. So kann durch das Abreißen der Verrohrung oder Umstoßen eines Spülungssilos zugleich eine Freisetzung einer größeren Flüssigkeitsmenge bei gleichzeitigem Ausfall benötigter Auffangkapazität erfolgen. Das Umpumpen der aufgefangenen Flüssigkeit erfordert zudem eine funktionierende Stromversorgung und intakte Pumpe. Auf Flüssigkeitszutritte während des Bohrens ist das Rückhaltekonzept nicht ausgelegt. Bereits im Regelbetrieb erfolgt über die Einlaufrinne hinaus eine Verschleppung von Flüssigkeiten aus dem WGK-Bereich in unbefestigte Bereiche durch den Fahrzeugverkehr. Außerhalb der eng gehaltenen WGK-Fläche existiert keine weitere Rückhaltebarriere gegen ein Versickern ins Erdreich. Es verwundert zudem, dass die deutlichen Ausführungsmängel der Bohrplatzgestaltung von der Bergbehörde offenbar über Monate geduldet wurden und erst nach entsprechender Kritik seitens der Bevölkerung die größten Mängel behoben wurden.

### **III.6.2. Unterirdische Risiken**

#### **III. 6.2.1 Technische Risiken beim Bohrvorgang**

##### **III.6.2.1. a) .Hydraulischer Kurzschluss**

Das vorliegende Gutachten verortet das Risiko hydraulischer Kurzschlüsse ausschließlich im Bereich oberflächennahen Grundwassers und betrachtet es als ausreichend lösbar durch Verwendung gerammter Standrohre. Hingegen vollauf unberücksichtigt bleiben über weite Teile der Barrierschichten reichende Fehlbohrungen. So belegt das Bohrlochbild der Bohrung Völkersen Z7, dass das erste Bohrloch unterhalb einer Blockade durch festsitzende Teile des Bohrstrangs im Bereich von 2400 bis 3400m Tiefe weder verrohrt noch zementiert wurde sondern lediglich eine wässrige Bohrspülung beinhaltet. Dennoch wurde die aus der gleichen Stammbohrung oberhalb der Blockade herausgeführte Ablenkung „Völkersen Z7 2. Bohrloch“ später gefrackt. Im niedersächsischen Fachgespräch UVS für Fracking blieben LBEG wie auch der Betreiber RWE Dea eine hinreichende Erläuterung schuldig. Es scheint sich hierbei jedoch um keinen Einzelfall zu handeln. Auf Basis der vom LBEG an Brauereivertreter herausgegebenen Liste gefrackter Bohrungen in Niedersachsen lassen sich weitere, ähnliche Konstellationen finden wie beispielsweise Völkersen Nord Z4 oder Mulmshon Z3. Zu beachten ist dabei, dass sich diese rein aus den Tiefenangaben der einzelnen Bohrlöcher ableiten lassen und dabei nur auffallen, wenn der nachfolgende Bohrversuch in flacherer Tiefe fehlschlägt als der vorherige. Es ist daher von weit mehr Bohrungen mit vorherigen, problematischen Fehlschlägen auszugehen.

##### **III.6.2.1. b) Blowouts**

Das seitens des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz NRW abgeschätzte Risiko erscheint mit  $10^{-5} - 10^{-6}$  zu optimistisch gewählt. Während die Exxon-Expertenkreisstudie nur einen Vorfall in Deutschland einräumt, lassen sich mit kurzer Recherche bereits eine Handvoll Ereignisse in Deutschland aufzeigen. Für Texas wurden innerhalb von drei Jahren knapp 60 Ausbrüche und ähnliche „Well Control Incidents“ verzeichnet (siehe Anhang)

Es bleibt unerwähnt, dass insbesondere Horizontalstrecken besonders anfällig für Kicks und Blowouts sind.

##### **III.6.2.2. Bohrausbau**

Die derzeit nicht verbindlich geforderte Vollzementierung der Bohrungen erscheint unzureichend. Ein Vertrauen auf freiwillige Übererfüllung der Vorgaben kann keine Sicherheit bieten, dass dieses von allen Förderunternehmen auch in Zukunft so gehandhabt wird.

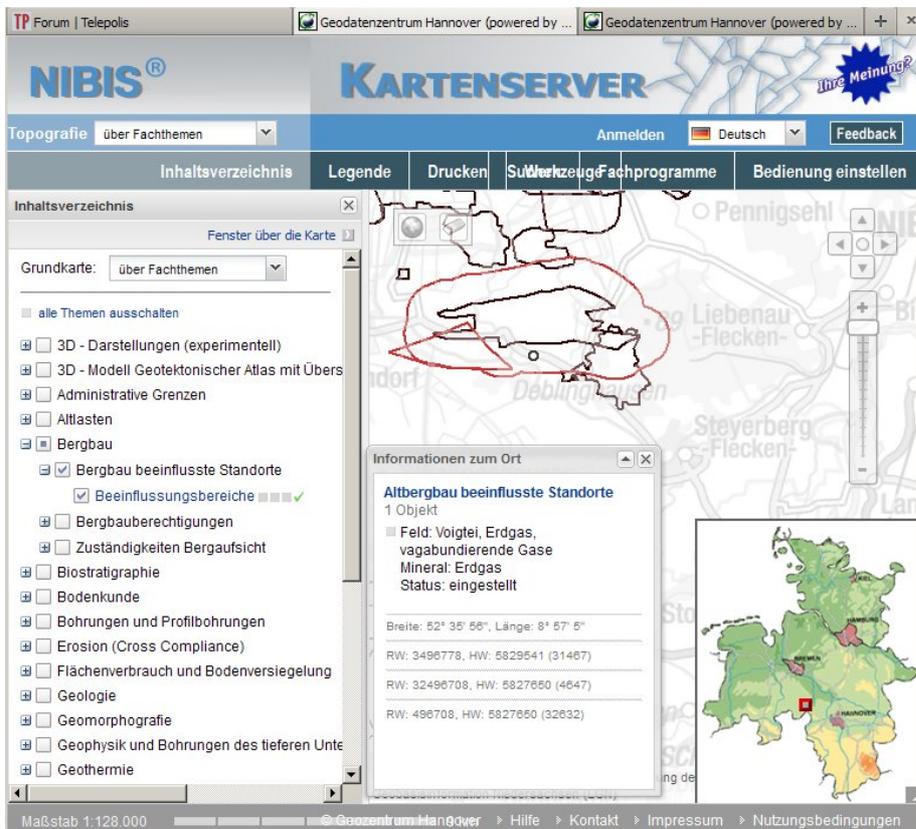
Ob die Meldung fehlgeschlagener Zementierungen tatsächlich erfolgt, ist fraglich. So konnte oder wollte das LBEG im Rahmen der Kreisumweltausschusssitzung des Landkreises Diepholz keine Angaben über den Anteil von Zementierungsfehlschlägen

machen. Vielmehr erklärten die Vertreter der Genehmigungsabteilung des LBEG zunächst, dass sie nur über den fertigen Endzustand informiert würden. Auf Nachfrage nach einer international üblichen Meldepflicht von Zementierungsproblemen räumten sie diese ein, sahen sich jedoch zu Angaben über die Häufigkeit von Zementierungsproblemen außer Stande.

Zwar führen die Autoren des Arbeitspakets 1 das Problem mangelhafter Zementierungen an, treffen dabei jedoch eine wenig nachvollziehbare Selektion von beispielhaft präsentierten Zahlen. Weitere Studien belegen beispielweise nach 15 Jahren auffällige Ringraumdrücke an 50% der untersuchten Bohrungen<sup>13</sup> Ingraffea leitet aus veröffentlichten Berichten der COGCC eine Quote von etwa 7% fehlschlagenden Zementierungen im Marcellus-Shale ab<sup>14</sup>

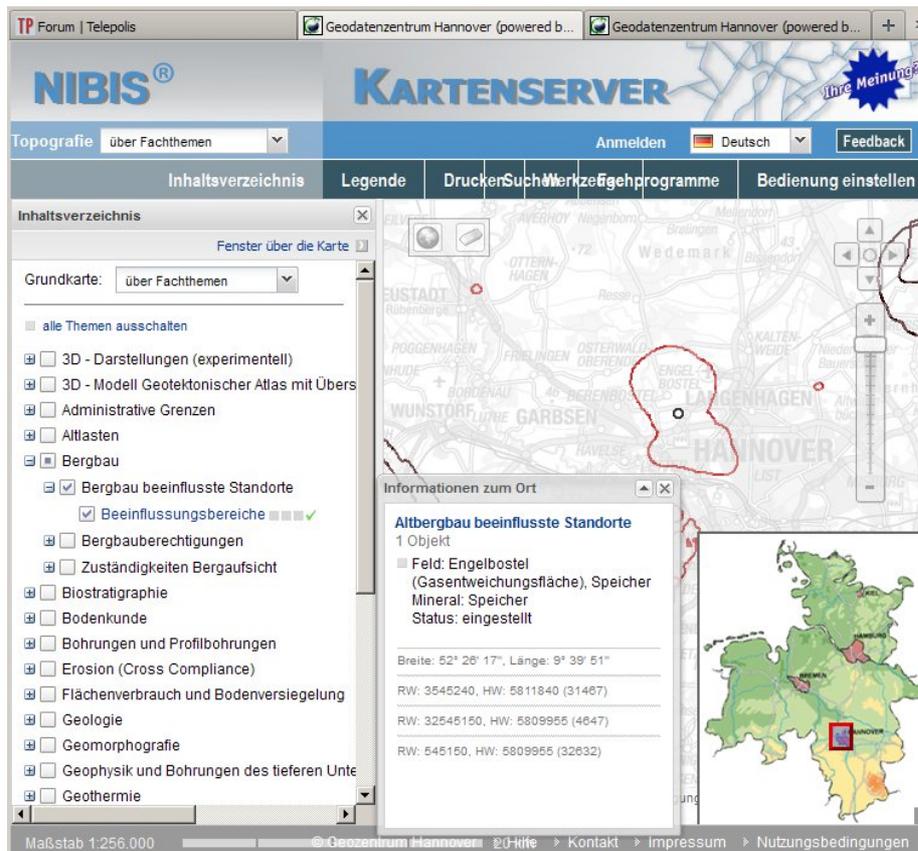
### III.6.2.3 Stilllegung

Hinsichtlich der Langzeiteignung ist zu ergänzen, dass auch in Deutschland Fälle von Gasmigration aus Altbohrungen bereits aufgetreten sind. So weisen die Bergbaubeeinflussungsbereiche für das Feld Voigtei den Vermerk „vagabundierende Gase“ auf, sowie für den Speicher Engelbostel den Hinweis „Gasentweichungsfläche“.



<sup>13</sup> Bruffato et al., "From Mud to Cement – Building GasWells", Schlumberger Oilfield Review, Autumn 2003

<sup>14</sup> Ingraffea, "Fluid Migration Mechanisms Due To Faulty Well Design and/or Construction" 2012



### III.6.3. Zusammenfassung der Risiken

Nennenswerte Teile der Risikobetrachtung beruhen auf nicht nachvollziehbaren Annahmen. Die Darstellung, dass obertätige Risiken „normaler“ industrieller Tätigkeit – dieser Begriff ist nicht definiert - entsprechen und durch die Betonierung des Bohrplatzes ausreichend berücksichtigt seien, ist mit der Darstellung der Schotterbohrplätze nicht haltbar. Zu den weiteren Risiken werden keine näheren Aussagen getroffen. Insbesondere das Risiko entlang des Bohrpfades bleibt unberücksichtigt.

### III.6.4. Bewertung der Risiken

Das Ansinnen, Teilrisiken aufgrund der breiten Streuung (und damit auch Belegen für eine hohe Eintrittswahrscheinlichkeit) kurzerhand aus der Betrachtung nehmen zu wollen, ist nicht nachvollziehbar.

### III.6.5. Risikominimierende Maßnahmen

Der niedersächsische Runderlass wird irreführend mit einem vorgeblichen Mindestabstand von 1000 m zum nutzbaren Grundwasser wiedergegeben. Tatsächlich folgt unmittelbar darauf eine Umgehungsklausel, die beliebig geringere Abstände ermöglicht. Den Gebieten zur Gewinnung von Mineralwasser mangelt es an einer belastbaren Definition. Auch die

angeführten Wasserschutzgebiete sind als Maßgabe untauglich, werden jedoch nur für Brunnen mit überragender Bedeutung für die öffentliche Versorgung Schutzgebiete ausgewiesen. Einzelnutzer werden somit nicht geschützt. Auch sind die Schutzgebiete anhand übertägiger Schadstoffeinträge bemessen, nicht jedoch für eine Beeinträchtigung von unten bzw. seitlich. Insgesamt besteht eine große Unsicherheit über die tatsächlichen Fließwege der Trinkwassergewinnung. So hat der Wasserverband Rotenburg-Land kürzlich die Lage der Schutzgebiete aufgrund neuerer Erkenntnisse erheblich verlagert.

### **III.7. Strategie zur Erfassung von Untergrundveränderungen**

#### **III.7.1. Rechtliche Würdigung**

Offenbar gelangen nach Vorstellung der Autoren nur privilegierte Grundwassernutzer in den Schutz eines Monitorings. Für gewöhnliche Nutzer wird der Zugang zum Allgemeingut Grundwasser zum Risiko. Aktuelle Vorhaben wie ExxonMobils „Leese Ost 1“ sehen Frac-Maßnahmen unmittelbar unter dem Ortskern vor, womit potentiell eine große Anzahl Bewohner mit Eigenwasserversorgung betroffen wären. Derartige Projektausgestaltungen sind hinsichtlich möglicher Auswirkungen im Schadensfall nicht mit dem experimentellen Status der Schiefergasgewinnung in Europa zu vereinbaren.

#### **III.7.2. Baseline-Monitoring**

Es bleibt unklar, an welchen Parametern sich das Baselinemonitoring im Detail orientieren soll. Insbesondere ist eine Isotopenanalyse potentieller Methanvorkommen geboten, um auf die Herkunft schließen zu können. Sofern thermogenes Methan nachgewiesen wird, ist von unzureichenden Deckschichten auszugehen.

#### **III.7.3. Überwachungs-Monitoring**

Die empfohlene Einrichtung einer Tiefenmessstelle sowie mehrerer Messstellen in unmittelbarer Bohrplatzumgebung scheint der möglichen dreidimensionalen Ausbreitung nicht gerecht zu werden. In Abhängigkeit der einzelnen Gesteinsbeschaffenheiten ist bei einem etwaigen Aufstieg von Flüssigkeiten ein deutlicher Versatz in horizontaler Richtung zu erwarten. Es ist nicht nachvollziehbar, wie man sicherstellen will, etwaige Kontaminationen tatsächlich zu erfassen.

#### **III.7.4. Ringraumüberwachung**

Die Ausführungen zur Ringraumüberwachung sind in großen Teilen nicht nachvollziehbar. Grundsätzlich stellt sich das Problem, dass nur unzementierte Ringräume zwischen den einzelnen Rohrtouren mittels klassischer Druckmessung zu überwachen sind. Der wichtigste Ringraum zwischen jeweils äußerstem Rohr und dem umgebenden Gebirge ist hingegen gar nicht ohne weiteres einer druckbasierten Überwachung zugänglich, kann somit auch nicht kontinuierlich überwacht werden.

### III.8. Sicherheitsaspekte

Arbeitspaket 1 soll das „Monitoringkonzept Grundwasser“ entwickeln und darstellen.

Hierzu ist festzustellen, dass ein derartiges Konzept nicht ausschließlich auf die Messung von Schadstoffen in Grundwasserleitern abstellen darf, sondern bereits vorher ansetzen muss. Soweit die Verfasser des Arbeitspakets 1 darauf verweisen, dass ihnen aktuell keine Publikationen bekannt sind, welche ein Monitoringkonzept für die Überwachung des Grundwassers „bei Frack- und Verpressmaßnahmen“ enthalten, wird verkannt, dass für Anlagen im Anwendungsbereich der Störfall-Verordnung (12. BImSchV) detaillierte Konzepte für den Umgang mit technischen Risiken vorliegen. Auch wenn Bereiche, in denen gefrackt wird, vom Geltungsbereich der Störfall-Verordnung ausgenommen sind, könnten die systematischen Vorgehensweisen und Erkenntnisse bei Betriebsbereichen i.S.d. Störfall-Verordnung auf das Fracking übertragen werden. Auch wenn sich im Rahmen des vorliegenden Gutachtens auf das Schutzgut Grundwasser beschränkt wird, können diese systematischen Verfahren trotzdem angewandt werden.

So sind in Analogie zu § 3 Abs. 1 der 12. BImSchV Störfälle (hier Ereignisse, die zu Grundwasserkontaminationen führen) zu verhindern. Dies bedeutet, dass im ersten Schritt Stofffreisetzungen zu verhindern sind. Sollten Stofffreisetzungen aufgrund nicht vorherzusehender Ereignisse nicht zu verhindern sein (z.B. durch das Versagen von Schutzeinrichtungen), sind analog zu § 3 Abs. 3 der 12. BImSchV die Auswirkungen des Ereignisses zu begrenzen. Der dabei eintretende „Dennoch-Störfall“ wird als ursachenunabhängig betrachtet, da anderenfalls Schutzmaßnahmen hätten ergriffen werden können.

Hinsichtlich oberirdischer Stofffreisetzungen handelt Kapitel 7.1 die „oberirdischen Risiken“ pauschal und wenig differenziert ab. Zwar werden potentielle Ereignisse exemplarisch aufgeführt, es fehlt jedoch eine genaue Szenariendarstellung. Insbesondere fehlt eine systematische Betrachtung der Maßnahmen zur Verhinderung von Stofffreisetzungen durch technische Maßnahmen.

Dem Bereich des Human Factor wird lediglich ein Satz gewidmet. Die Anforderung nach Ausbildung des Personals und einem Notfallmanagement bleibt jedoch unbestimmt und weist noch nicht einmal eine Literaturstelle auf. Nicht nachvollziehbar ist, dass in einem Arbeitspaket über Monitoring keine Angabe zur frühzeitigen Entdeckung von Leckagen an Anlagenteilen und sonstigen oberirdischen Stofffreisetzungen enthalten sind.

Ähnlich verhält es sich mit den auswirkungsbegrenzenden Maßnahmen für oberirdisch relevante Ereignisse. Hinsichtlich dieser Maßnahmen beschränkt sich das Arbeitspaket auf technische Maßnahmen; organisatorische Maßnahmen sind nicht erkennbar. Bei den technischen Maßnahmen werden nur zwei Quellen betrachtet. Hinsichtlich des Aufbaus des Bohrplatzes wird pauschal auf einen WEG-Leitfaden verwiesen. Bei den behördlichen Maßnahmen beschränkt sich das Gutachten unter Nr. 7.5.1 auf die Wiedergabe von Anforderungen der Rundverfügung des LBEG vom 31.10.2012, ohne diese zu konkretisieren oder kritisch zu überprüfen. Aussagen unter Nr. 7.5.2, gemäß derer die Umsetzung der vom LBEG vorgeschlagenen Maßnahmen zielführend seien, sind nicht belegt. Insgesamt mangelt es den ins Auge gefassten auswirkungsbegrenzenden

Maßnahmen für „oberirdische Risiken“ an einer systematischen Analyse, inwieweit diese dem Stand der Technik oder dem Stand der Sicherheitstechnik entsprechen.

Hinsichtlich der „technischen Risiken“ beim Bohrvorgang ist festzustellen, dass exemplarisch potentielle Ereignisse erwähnt werden, jedoch keine systematische Analyse erkennbar ist. Welche Maßnahmen zur Verhinderung von Ereignissen beim Bohrvorgang ergriffen werden sollten und wie Stofffreisetzungen sicher detektiert werden können, wurde offensichtlich nicht untersucht.

Das vorgeschlagene Kataster mit speziellen geologischen Zonen ist weder eine Maßnahme zur Verhinderung oder Begrenzung von Ereignissen noch eine Monitoringmaßnahme.

Bei der Betrachtung der „technischen Risiken beim Bohrausbau“ (Kapitel 7.2.2 des Arbeitspakets 1) wird aufgezeigt, dass die Tiefbohrverordnung für Niedersachsen keine Vollzementierung der gesamten Verrohrung fordert, während dies in den USA vorgeschrieben ist. Damit wird belegt, dass die Tiefbauverordnung nicht den Stand der Technik bzw. Sicherheitstechnik darstellt. Es mangelt allerdings an einer Analyse, bei welchen weiteren Bestimmungen zum Bohrausbau der Stand der Technik nicht eingehalten wird. Damit ist nicht sichergestellt, dass ereignisverhindernde Maßnahmen gemäß dem Stand der Technik und im erforderlichen Umfang erfolgen. Maßnahmen zur Detektion von Stofffreisetzungen im Rahmen des Bohrausbau werden auch in diesem Unterkapitel nicht beschrieben.

Bei den Aspekten „fehlerhaften Zementation“ und „Schäden an der Integrität der Bohrung“ werden zwar technische Ursachen, aber keine ereignisverhindernden Maßnahmen, auswirkungsbegrenzenden Maßnahmen oder Monitoringkonzepte für diese Schäden beschrieben.

Hinsichtlich der „Risiken bei der Stilllegung von Bohrungen“ werden zwar Maßnahmen zum Grundwasserschutz vorgeschlagen; sie bestehen aber im Wesentlichen aus der zukünftigen Vollzementation. Eine systematische Auswertung weiterer potentieller Maßnahmen zur Ereignisverhinderung und Auswirkungsreduzierung ist genauso wenig ersichtlich wie Monitoringmaßnahmen zur Ermittlung des Versagens technischer Einrichtungen.

Im Abschnitt zur Integrität der Verrohrung werden zwar Schäden beschrieben, aber praktisch keine Maßnahmen zur Ereignisverhinderung, Auswirkungsreduzierung oder Detektion dargestellt.

Soweit die Ringraumüberwachung (Kapitel 8.4.2) als Maßnahme zur Detektion von potentiellen Stofffreisetzungen erwähnt wird, kann der betreffende Absatz nur so interpretiert werden, dass die Forschung und Entwicklung der Ringraumüberwachung unzureichend ist. Der Gutachter hat keine weiteren Messeinrichtungen zur Überwachung der Integrität der jeweiligen technischen Anlage untersucht. Es ist darzustellen, ob hier ein Untersuchungsdefizit vorliegt oder es sich um grundsätzlich nicht direkt überwachbare Anlagen handelt, d.h. dass Leckagen u.ä. nicht direkt festgestellt werden können.

Es bleibt festzustellen, dass die obertägigen und untertägigen Maßnahmen zur Ereignisverhinderung, Auswirkungsbegrenzung und Überwachung des Versagens von Anlagenteilen entweder nicht dargestellt sind (Kapitel 7.1, 7.2) oder pauschal auf nicht näher untersuchte Regelwerke verwiesen wird (Kapitel 7.5). Damit mangelt es an der Darstellung der technischen Handlungsoptionen zur Steuerung des Prozesses.

Hinsichtlich der Risiken aufgrund geologischer oder hydrogeologischer Verhältnisse (Kapitel 7.5 ff.) ist festzustellen, dass eine vorsorgende Überprüfung, inwieweit Schadstofffreisetzungen erfolgt sind und begrenzt werden können, nicht durchgeführt wurde. Diese Überprüfung setzt erst dann ein, wenn die Schadstoffe Grundwasserleiter erreicht haben, d.h. wenn bereits ein Schaden eingetreten ist. Dies widerspricht dem umweltpolitischen Vorsorgeprinzip.

Unklar bleibt, mit welcher Zielsetzung Kapitel 7.4 verfasst wurde. Das deutsche Recht kennt keine probabilistische Betrachtung und keine Risikogrenzwerte, sondern lediglich eine deterministische Betrachtung. Schädliche Umwelteinwirkungen und Gefahren sind zu vermeiden. Selbst wenn man auf eine probabilistische Sichtweise abstellen würde, sind Schlussfolgerungen aus den identifizierten Risiken zu ziehen. Es ist nicht vorstellbar, dass eine Technik genehmigungsfähig ist, deren Eintrittswahrscheinlichkeit für eine Gefährdung bei relevanten Schadensereignissen im Maximum nahe 1,0 liegt. Es ist daher eine konservative Schlussfolgerung aus diesen Daten zu ziehen.

Nicht plausibel ist Abbildung 22 im Arbeitspaket 1. Die dort dargestellten Zeiträume scheinen willkürlich gewählt und sind nicht begründet, insbesondere nicht durch Literaturzitate oder quantitative Auswertungen.

#### **IV. Arbeitspaket 2 - Bundesweites Frackchemikalienkataster**

Der Name Frackchemikaliengesetz ist missverständlich. Es muss klargestellt werden, dass über dieses Gesetz kein paralleles Chemikalienrecht etabliert wird. Der im Rahmen der vom Gutachter vorgelegten Abhandlung dargestellte Zweck besteht in der Transparenz der inhaltlichen Zusammensetzung der Frackchemikalien. Diese Transparenz ist grundsätzlich zu begrüßen, darf jedoch nicht den Eindruck erwecken, andere chemikalienrechtlichen Belange vorwegnehmen oder einschränken zu wollen. Wir schlagen daher eine entsprechende namentliche Anpassung in „Frackingchemikalienkatastergesetz“ vor.

Bei der Einführung eines bundesweiten Frackingchemikalienkatasters sind ergänzend bzw. konkretisierend zu den in Kapitel 6.3 des Arbeitspaketes 2 die folgenden Angaben in das Kataster mit aufzunehmen:

- Sämtliche Inhaltstoffe eines Frackfluids. Die Einführung von Konzentrationsschwellenwerten würde Umgehungstatbestände begünstigen und das Vertrauen in das Kataster erschüttern. Es sind Fälle beschrieben, in denen Frac-Chemikalien unmittelbar in oberflächennahe Aquifere verpresst wurden (22.09.2011, Crew Energy Inc. – Perforation Gun zündet beim Ablassen in 136 m Tiefe, anschließend 20t Fracfluid eingepresst) oder übertätig freigesetzt wurden. So wurde im August ein Arbeiter nach Exposition gegenüber der Frac-Zutat „ZetaFlow“

in das Krankenhaus von Durango, Colorado eingeliefert. Bei der behandelnden Krankenschwester Cathy Behr traten in der Folge lebensbedrohliche Vergiftungssymptome auf, die auf die in „ZetaFlow“ enthaltenen Phosphorsäureester zurückzuführen sind. In diesen Expositionsszenarien ist eine Verdünnung, wie man sie vielleicht für einen langsamen Aufstieg von Fracfluiden annehmen könnte, nicht gegeben; vielmehr können schon sehr geringe Konzentrationen von Inhaltsstoffen gesundheitliche Bedeutung erlangen. Eine Beschränkung auf Schwellenmengen ist daher nicht akzeptabel.

- Ausdehnung auf Stoffe, die zwar keine Gefährlichkeitsmerkmale nach der CLP-Verordnung besitzen, die aber eine Einstufung nach REACH als „Substances of very high concern“ (Art. 57 der Verordnung 1907/2006) besitzen. Endokrine Disruptoren sind ausnahmslos aufzunehmen. Ergänzend sind Stoffe aufzunehmen die einer der Gefahrenklassen des Transportrechts (UN-ADR) zuzuordnen sind.
- Angabe des „intended use“ nach REACH und ggf. Eckpunkte einer diesbezüglichen Einzelfallbetrachtung.
- Beurteilungswerte (Humantoxizität, aquatische Toxizität [LC<sub>50</sub>-, EC<sub>50</sub>-Werte, artenspezifische Toxizitätsmerkmale etc.). Hierbei darf nicht hinter den Umfang der Beurteilungswerte zurückgefallen werden, wie ihn GEMIS aufweist. Ergänzend hierzu sind die Daten aufzunehmen, die die ECHA ermittelt und publiziert hat.
- Physikalisch-chemische Angaben, die die Stoffe charakterisieren zzgl. für das Verhalten in der Umwelt relevante Daten wie Reaktionsverhalten oder Stabilität.
- Angabe, welche Chemikalien in welcher Phase des Fracking-Vorgangs eingesetzt werden. Die bisherigen Datenbanken listen nur auf die Gesamtmenge bezogene Konzentrationen auf. Wie im ersten Gutachten des UBA beschrieben, kann die Zusammensetzung während des Fracvorgangs jedoch variieren:

Der Ablauf einer Frack-Maßnahme gliedert sich in folgende Phasen (Abb. A 23):

1. Säure-Phase: Verdünnte Säure (HCl) dient der Säuberung des Bohrlochs von Zementrückständen im Bereich der perforierten Verrohrung sowie dem Lösen von Karbonaten und der Erweiterung und dem Aufbrechen bereits bestehender Klüfte im Nahbereich der Bohrung.
2. Füll-Phase (pad stage): Frack-Fluid, u.a. mit reibungsmindernden Zusätzen (Kap. A4), wird ohne Stützmittel unter stufenweise erhöhtem Druck und Verpressraten eingepresst. Die Rissbildung wird dadurch eingeleitet.
3. Stütz-Phase (prop stage): In dieser Phase wird nach eingeleiteter Rissbildung dem Fluid unter stufenweise erhöhter Konzentration Stützmittel in Suspension zugegeben. Aufgrund der Infiltration von Fluid in das Gestein erhöht sich die Konzentration der Suspension, während sie durch den Riss strömt, da das Stützmittel in der Suspension verbleibt. Ziel ist ein gleichmäßiges Füllen des Risses mit dem Stützmittel. Die Suspension mit geringer Stützmittelkonzentration, mit welcher die Stütz-Phase eingeleitet wird, legt die längste Strecke im Riss zurück und verliert somit am meisten Fluid durch Infiltration in das Gestein. Zum Ende der Stützphase wird Suspension in hoher Konzentration verpresst.

4. Spül-Phase (flush stage): Diese Phase dient dazu, in der Bohrung verbliebenes Stützmittel in den Riss zu spülen. Dazu wird Wasser verwendet.

Es sind daher zusätzlich nach den einzelnen Rezepturphasen aufgeschlüsselte Daten oder die Angabe als durchschnittliche sowie maximale Konzentration erforderlich.

- Entsprechende Angaben sind auch für den Flowback zu machen.

Da Fracrezepturen und insbesondere die Einpress-Parameter üblicherweise erst in Abhängigkeit von sogenannten Minifrac endgültig festgelegt werden, kann die tatsächlich Einpresstätigkeit erst im Nachhinein dokumentiert werden. Auch zeigen die bisherigen Einträge der WEG-Datenbank, dass einzelne Fracmaßnahmen offenbar abgebrochen wurden und nur ein Bruchteil der üblichen Menge eingepresst wurde. Es ist daher unabdingbar, sowohl im Vorfeld (mit Einreichung des Antrags) Daten über die geplante, wie auch im Nachhinein über die tatsächliche zum Einsatz gebrachten Fracfluide offenzulegen.

Im Rahmen des Gutachtens sollten die Vorteile eines staatlich geführten verbindlichen Katasters stärker herausgestellt werden. Angesichts der Erfahrungen mit freiwilligen Selbstverpflichtungen und deren Einhaltung kann lediglich eine Behörde die komplikationslose Einrichtung und Pflege eines derartigen Katasters garantieren.

Um einen möglichst großen Abstand zur Gasindustrie zu gewährleisten, sollte eine klare Präferenz für das UBA im Gutachten abgegeben werden.

Eine Führung durch die BGR wird abgelehnt, da im Kuratorium der BGR Vertreter der Gasförderunternehmen in relevanter Zahl vertreten. Demgegenüber sind z.B. Vertreter der Umweltverbände in diesem Gremium nicht erkennbar. Das Kuratorium berät die Leitung der BGR und den Bundesminister für Wirtschaft und Energie in wichtigen Fragen, die die Tätigkeit und Entwicklung der BGR betreffen. Die Beratung erstreckt sich insbesondere auf die wissenschaftliche, technische und wirtschaftsbezogene Tätigkeit der Bundesanstalt sowie auf wichtige Organisations- und Personalfragen der Leitung. Eine Führung des Katasters bei der BGR würde von der interessierten Öffentlichkeit kritisch gesehen werden.

## **V. Arbeitspaket 3 – Flowback – Stand der Technik bei der Entsorgung**

Arbeitspaket 3 stellt die Entsorgungsmöglichkeiten des Flowback dar.

Hierfür wird nach verschiedenen Formen der Vorbehandlung grundsätzlich die Verpressung als Entsorgungsmethode gewählt. Auch wenn die Zusammensetzung des Flowbacks im Laufe der Zeit variiert, muss doch davon ausgegangen werden, dass die qualitative Zusammensetzung (andere und neue Stoffe) und die quantitative Zusammensetzung nicht der des reinen Lagerstättenwassers entsprechen. Damit würde einer Verpressung Art. 11 Abs. 3 lit. j Anstrich 1 der EU-Richtlinie 2000/60/EG (Wasserrahmenrichtlinie) entgegenstehen. Dieser Aspekt ist in das Arbeitspaket 3 aufzunehmen. Zudem ist das Arbeitspaket 3 so zu modifizieren, dass die Verpressung in allen Verfahrensschritten ausgeschlossen wird.

Kapitel 3.3. ist zu streichen, da der Eindruck erweckt wird, dass eine UVP zu erweiterten Anforderungen über das Fachrecht hinaus führen kann. Dies ist jedoch nicht der Fall.

Gemäß Nr. 4.2.2. des Arbeitspakets 3 werden lediglich Verfahren zur Behandlung des Flowback und Produktionswassers behandelt, die „theoretisch geeignet erscheinen“. Mithin werden in diesem Kapitel lediglich allgemeine Aussagen zur Reinigung von Abwässern getroffen; eine flowback- und produktionswasserspezifische Eignung ist in der Praxis nicht nachgewiesen. Darauf ist deutlicher als bisher im Gutachten hinzuweisen. In ein Konzept zur Abwasserbehandlung sind nur solche Techniken einzustellen, deren Eignung im Betrieb nachgewiesen ist. Die entsprechenden Diagramme, Tabellen und Textstellen sind dementsprechend zu modifizieren. Nicht erst im Abschnitt 6.6 „Forschungs- und Entwicklungsbedarf“ ist festzustellen, dass es faktisch keine systematischen Untersuchungen zur Abwasserbehandlung gibt; vielmehr muss dies bereits in den vorausgehenden Kapiteln klargestellt werden und zu Veränderungen der Behandlungsoptionen führen.

Als besonders bedenklich wird die Bezugnahme des Gutachters auf einen WEG-Leitfaden gesehen, der eine thermische Behandlung radioaktiv belasteter Schlämme empfiehlt. Damit besteht die Gefahr, dass vermehrt radioaktive Nuklide über den Abgaspfad freigesetzt werden und zur Belastung der Bevölkerung führen. Angesichts dieser Gefahren ist diese Entsorgungsmethode explizit im Gutachten auszuschließen.

Hinsichtlich der Definition des Stands der Technik über BREFs wird auf Abschnitt II. dieser Stellungnahme verwiesen. Ein BREF garantiert aufgrund seiner Bandbreitenmethodik gerade nicht, dass der Stand der Technik realisiert wird.

Ein Mangel des Arbeitspakets 3 stellt zudem dar, dass so gut wie keine verfahrensspezifischen Daten über die Emissionen in die verschiedenen Umweltmedien dargestellt werden. Neben Abwasser wäre zum Beispiel auch der Bereich gasförmige Emissionen und Abfälle relevant gewesen.

Für den Bereich des Wasser- und Stoffstrommanagements gilt, dass sich der Gutachter auf Veröffentlichungen stützt, die er grob referiert, aber nicht mehr hinterfragt. Insbesondere wird nicht versucht, zu ermitteln, ob die dort festgelegten Anforderungen dem Stand der Technik und der Erkenntnis entsprechen. Hier mangelt es an einer in die Tiefe gehenden Betrachtung.

Hinsichtlich des Forschungs- und Entwicklungsbedarfs wird nicht gesehen, dass Demonstrationsvorhaben erforderlich wären. Angesichts der auch im Gutachten zitierten negativen Position des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU) zu Fracking ist vielmehr die Konsequenz zu ziehen, auf diese Technik zu verzichten.

## **VI. Arbeitspaket 4/5 – Klimabilanzen**

Das vorliegende Ergebnis der zusammengefassten Arbeitspakete 4 und 5 weist einen erstaunlich geringen Umfang auf. Damit korreliert der Umstand, dass im Wesentlichen

Berechnungsergebnisse einer Blackbox-Software präsentiert werden, ohne die Hintergründe und Algorithmen darzulegen. Ein schlüssiges Nachvollziehen der präsentierten Annahmen war im Rahmen der vorgelegten Datenbasis überhaupt nicht und unter Rückgriff auf frühere Veröffentlichungen kaum möglich. Teils zeigten sich in Plausibilitätskontrollen gravierende Unstimmigkeiten.

### **VI.1.1. Auswahl des Gutachters**

Es befremdet, dass dieser Aufgabenblock ausgerechnet an einen Gutachter vergeben wurde, der in jüngster Vergangenheit einschlägig an einem Akzeptanzschaffungsprozess des Petrokonzerns ExxonMobil zur Thematik der Schiefergasgewinnung beteiligt war. An mehreren Stellen wird auf die Arbeit dieses von der ExxonMobil finanzierten sogenannten „Neutralen Expertenkreis“ verwiesen. Es drängt sich - gerade in Verbindung mit der fehlenden Transparenz der Berechnungen - die Frage auf, inwieweit hier ein „neutraler“ Stempel des Umweltbundesamts aufgedrückt werden soll.

### **VI.1.2. Expertenkreis-Gutachten 2012**

Da an mehreren Stellen darauf referenziert wird und ein ansatzweises Nachvollziehen nur unter Hinzuziehung des 2012er Gutachtens für den Exxon-Dialogprozess möglich war, ist an dieser Stelle auch auf diese Grundlage einzugehen.

#### **VI.1.2.1. Grundannahmen**

Das 2012 für den Exxon-Dialogprozess gefertigte Gutachten „Energie- und Klimabilanz von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten im Vergleich zu anderen Energiequellen“ lässt erhebliche Unstimmigkeiten in den Grundannahmen erkennen. So geht der Verfasser offensichtlich von einer gesamten Lebenszeit-Feldesproduktion von 50 bzw. 100 Mio. Kubikmetern aus. Korrekt wäre im Rahmen der damaligen Szenarien die Annahme, dass eine Bohrung über ihre Lebenszeit summiert 50 bzw. 100 Mio. Kubikmetern liefern würde. Daraus folgt, dass alle nicht als gasmengenbezogene Größen eingehenden Emissionsbeiträge um den Faktor der Anzahl von 200 bzw. 800 Bohrungen/Feld falsch liegen. Diese gravierende Diskrepanz hätte auch bei einer sorgfältigen Sichtung der Referenzen im Rahmen der Gutachterwahl auffallen müssen.

#### **VI.1.2.2. Review-Prozess**

Hinsichtlich des Peer-Reviews ergaben sich einige Fragen, was die tatsächliche Durchführung und Umfang des Reviews betrifft.

So weist das Deckblatt als externe Reviewer zum einen Herrn Dr. Zittel (Ludwig Boelkow Stiftung bzw. ASPO Deutschland e.V.) als bekannten Kritiker fossiler Brennstoffnutzung aus, zum anderen Herrn Prof. Niels Jungbluth (esu Services Ltd.) aus. Leider finden sich die jeweiligen Reviews nicht unter den im Rahmen des Dialogprozesses veröffentlichten Dokumenten.

Auf der Diskussionsplattform des Dialogprozesses verkündete Christoph Ewen hingegen am 19.2.2012, Ramon Alvarez als Reviewer gewonnen zu haben. Auch das Programm zur Statuskonferenz am 6.3.2012 führt unter dem Punkt „Einführung in die Reviews“ ein schriftliches Review seitens Ramon Alvarez auf. Auch sechs Wochen später im Rahmen der Abschlusskonferenz am 25.4.2012 vermittelte der „Neutrale Expertenkreis“ das Bild eines Reviews der Fritsche-Studie durch den Environmental Defense Fund –Aktivisten Alvarez:

Herr Alvarez teilte jedoch auf Nachfrage nach seinem Review mit, nie Unterlagen zum Review erhalten zu haben (Email vom 19.2.2014, kann bei Bedarf vorgelegt werden): „Hello. My recollection is that I never received materials to review so I never provided a review. Sorry that I could not help.“

Eine Anfrage bei Team Ewen als Auftraggeber nach den drei vermeintlichen Reviews blieb leider erfolglos. Christoph Ewen antwortete diesbezüglich lapidar:

*„Die Reviewer Zittel und Jungbluth wurden bereits im Lauf der Studie eingebunden, ihre Kommentare sind in den Endbericht eingeflossen. Und auf das Review von Herrn Alvarez musst aus Zeitgründen verzichtet werden.“*

Herr Zittel erklärte auf die Anfrage nach seinem Review-Beitrag, diesen abschließend gar nicht mehr erstellt sondern sich vorzeitig aus dem Review-Prozess zurückgezogen zu haben.

Herr Jungbluth bat indes um Übersendung des betreffenden Gutachtens und merkte an, dass kein Review im Sinne der DIN 14040 durchgeführt wurde. Einen abschließenden Reviewbericht gäbe es nicht, nur Kommentare, von denen die letzten am Vortag der Publikation eingereicht wurden. Er würde ein Erstellen einer vollständigen Ökobilanz sehr begrüßen, da Teilbereich wie Gewässerbelastungen ausgeblendet worden seien.

### **VI.1.2.3. Datengrundlage**

Im Anhang A4, Tabelle 5 werden zugrundegelegte Emissionsbeiträge einzelner Produktionsabschnitte aufgeführt. Die dort für die inländische konventionelle Gasproduktion aufgeführten Werte lassen sich nicht schlüssig in Einklang mit den vom Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. veröffentlichten Angaben bringen. So stehen bei ausschließlicher Betrachtung der CO<sub>2</sub>-Anteile die gasmengenbezogenen Emissionen aus der Förderung im Verhältnis 1:7 zur Entschwefelung von Sauggas. Bei Fritsche lässt sich zwar für die Entschwefelung eine in etwa mit der WEG-Angabe korrespondierende Emissionsrate feststellen, diese entspricht bei Fritsche jedoch dem 136fachen der Förderung und Aufbereitung.

Emissionen aus Erdgasförderung (nach WEG-Jahresbericht 2012)				
	t/t [= kg/kg]	g/MJ = t/TJ	CO2Äq g/MJ	THG
CO2	0,0527	<b>1,054</b>	1,054	
CH4	0,00025	0,005	0,125	1,179
S2O	0,00016	0,0032		
NOx	0,0341	0,682		

Energiegehalt: 50 MJ/kg

Emissionen Entschwefelung (nach WEG-Jahresbericht 2012)				
	t/t [= kg/kg]	g/MJ = t/TJ	CO2Äq g/MJ	THG
CO2	0,3597	<b>7,194</b>	7,194	
CH4	0,00012	0,0024	0,06	7,254
S2O	0,00066	0,0132		
NOx	0,0533	1,066		

**6,83** Faktor Sauer/Süß

CO2-Emissionen Aufbereitung und Förderung dt. Erdgas (nach Fritsche 2012, S. 39, Tab. 5)		
	g/MJ = t/TJ	
0,002959 kg/TJ	0,000	Förderung
38 kg/TJ	0,038	Abfackeln
5,917 kg/TJ	0,006	Abfackeln
6 kg/TJ	0,006	Aufbereitung
<b>49,9 kg/TJ</b>	<b>0,050</b>	Summe Süßgas
Sauergas:		
<b>6804,48 kg/TJ</b>	<b>6,804</b>	Entschwefelung
<b>Faktor 136 (!)</b>		

## VI.2. Software

Der Gutachter beschränkt sich im Wesentlichen darauf, einige exemplarische Rechenbeispiele zu präsentieren. Deren Richtigkeit kann nicht mit den im Rahmen dieser Stellungnahme verfügbaren Ressourcen überprüft werden, da sie von den internen Algorithmen des verwendeten Programms „GEMIS“ abhängen. Die Vorstellungsbroschüre<sup>15</sup> selbst weist zudem darauf hin, dass die Ergebnisse in erheblichem Umfang von den Eingaben der Anwender abhängen:

*„Die Stärke von GEMIS, flexibel auf Anpassungen eingehen zu können, ist aber auch gleichzeitig eine Gefahr: Bei Datenanpassungen prüft GEMIS nur die formale Richtigkeit von Prozessketten-strukturen, die inhaltliche Konsistenz der Datenanpassungen kann nur in Ausnahmefällen (z.B. Brennstoffänderungen) automatisch geprüft werden.*

*[...]*

*Die Last der konsistenten Datenanpassung liegt daher bei den Anwendern“*

Hier ist dringend nachzubessern durch umfassende Offenlegung der Datenbasis und Algorithmen, erforderlichenfalls mitsamt Hilfsrechnungen und konkreten Quellenangaben der verwendeten Datensätze.

## VI.3. Szenarien

Hinsichtlich der zugrunde gelegten Szenarien fällt auf, dass diese sowohl von den Grundannahmen aus der Einleitung des Gutachtens als auch von der früheren Studie abweichen. Eine weitergehende Begründung dieser Szenarien fehlt. Zudem werden in einigen Aspekten sehr optimistische Annahmen getroffen. Es ist zu bemängeln, dass einzelne, unklare Faktoren wie die Frage der Post-Production-Emissionen ausschließlich in den Extremszenarien zum Tragen kommen, während ihre Emissionen bei Ereigniseintritt

<sup>15</sup> [http://www.iinas.org/tl\\_files/iinas/downloads/2001\\_g4\\_brosch.pdf](http://www.iinas.org/tl_files/iinas/downloads/2001_g4_brosch.pdf)

von signifikanter Größe in den günstigeren Szenarien wären. So jedoch werden die unklaren Aspekte ausschließlich den als wenig realistisch dargestellten Extremszenarien zugeordnet.

Zu den angenommenen Frac-Volumina fehlt eine Angabe. In 2012 rechnete Fritsche mit eher kleinen Volumina von 1000 bzw. 1500 m<sup>3</sup>, während hingegen Damme 3 in drei Frac-Stufen mit etwa 12.000 Kubikmetern gefract wurde. King<sup>16</sup> folgert unter dem Titel "Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned?" als Fazit, dass große Volumina zu bevorzugen seien:

*"Large jobs at very high rates appear to work best.  
1 to 6+ million lb or 0.4 to 3 million kg proppant  
2 to 12+ million gal. or 46,000 m<sup>3</sup> of water"*

Weiter legte Fritsche damals eine Anzahl von 5 bzw. 10 Fracs zu Grunde, während ExxonMobil für das Vorhaben Leese Ost 1 im Posidonienschiefer gegenüber der Gemeindeverwaltung Anfang 2012 von 7 bis 15 Frac-Stufen sprach.

### **VI.3.1. Bohrungen**

In den Szenarien werden grundsätzlich multilaterale Bohrungen zugrundegelegt. Damit wird ein erheblicher Anteil der Bohrstecke gegenüber Einzelbohrungen eingespart. Es bleibt jedoch unklar, ob die zu Grunde gelegter Fördermengen sich auf die Stammbohrungen beziehen oder jede Ablenkung als einzelne Bohrung mit zusammengefasster Vertikalstrecke betrachtet wird. Ebenso bleibt unklar, inwiefern für die multilaterale Ausführung vergrößerten Stammbohrungsdurchmesser mit erhöhtem Bohraufwand benötigt werden. Ferner beeinflusst die Ausgestaltung der multilateralen Bohrung den Bohraufwand. So erfordern unabhängig aus der vertikalen Stammbohrung geführte Ablenkungen Verzweigungspunkte weit oberhalb der Zielformation mit jeweils vollständig geführten 90°-Radien in die horizontale Zielformation. Dieses entfällt hingegen bei Auffächerung einer bereits in die Horizontale gelenkten Stammbohrung, bedingt dann aber eine nur wenig divergierende Ausrichtung der Ablenkungen.

Hinzu kommt die Frage der Ausführung der Multilateralbohrung und deren Zusammenwirken mit der Risikoermittlung in Arbeitspaket 1. Die Verzweigungspunkte bei mehreren parallel in Nutzung stehenden Bohrungen sind nur mit großem Aufwand herzurichten und bekannte Schwachpunkte der Bohrlochauskleidung. In Hinblick auf AP1 stellt sich hier die Frage nach dem jeweiligen TAML-Level. Erst in Level 6 und mit Abstrichen in Level 5 ist eine belastbare Anbindung der Casings gegeben, was insbesondere bei Lage der Verzweigung oberhalb der Formation als Risikofaktor der Bohrlochintegrität relevant ist.

---

<sup>16</sup> King, "Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned?", 2010, SPE 133456

Entgegen der von Fritsche getroffenen Annahme der Multilateralbohrungen hat die Firma ExxonMobil<sup>17</sup> im Rahmen der Frühjahrstagung 2013 der DGMK (Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V.) ausdrücklich in Hinblick auf die geplante Schiefergasförderung ein Konzept eines Bohrplatzes mit zwei separaten Bohrkellern vorgestellt. Die Bohranlage soll demzufolge über die versenkten Eruptionskreuze hinweg zwischen beiden Bohrkellern verschoben werden, während am jeweils anderen Bohrkeller dann beispielsweise Frac-Arbeiten ausgeführt werden sollen. Dieses Konzept sieht jedoch jeweils einzeln aufgeführte Stammbohrungen und separate Bohrlochköpfe vor, welche in dem vertieften Bohrkeller an die Gastrocknungsanlage angebunden werden, sodass der Verfahrensweg der Bohranlage frei von Hindernissen bleibt. Die im Konzept vorgestellte Mustervariante zu 9 Bohrlochköpfen lässt eine Multilateral-Ausführung wenig wahrscheinlich erscheinen.

Abhängig von der Frage eines multilateralen Designs bzw. seines Ausprägungsgrades ergibt sich jedoch ein signifikanter Einfluss auf die Gesamtlänge der Bohrpfade und damit ein wesentlicher Emissionsfaktor. So weist das „med“-Szenario als Multilateralbohrung 9000 Bohrmeter auf, während als Einzelbohrung 18.000 Bohrmeter erforderlich wären.

Im Folgenden ist der Bohraufwand und damit verbundene CO<sub>2</sub>-Emissionen des „med“-Szenarios gegenübergestellt. Neben der Betrachtung als Multilateral- sowie als vier separate Bohrungen erfolgt eine Interpretation der Rahmenbedingung als Einzelbohrung mit der veranschlagten Fördermenge von 35 Mio. Kubikmeter. Aus dem Bohraufwand folgt nach dieser Rechnung ein signifikanter Anteil an den CO<sub>2</sub>-Emissionen, sodass die Frage der tatsächlichen Ausführung und der Bezugsgröße der Fördermenge von erheblicher Bedeutung ist.

Ausführung	multilateral	separat	Einzelbohrung	
Menge Gas	35.000.000	35.000.000	35.000.000	m <sup>3</sup> /Bohrung
Energie Gas	1.750.000.000	1.750.000.000	1.750.000.000	MJ
Bohrmeter	9000	18000	4500	m
Arbeit/Meter	Primärenergie: 2500 (Fritsche, 2012)			MJ/m
spez. CO <sub>2</sub> -Emiss.	Diesel: 0,0741 (Quaschning)			Kg/MJ
CO <sub>2</sub> aus Antrieb	1667250	3334500	833625	Kg
CO <sub>2</sub> /Gasmenge	0,95	1,91	0,48	g/MJ

### VI.3.2. Fördermenge

Den Settings liegen Fördermengen zu Grunde, die nach derzeitigen europäischen Erfahrungen als sehr optimistisch anzusehen sind. Als bislang beste europäische Schiefergasbohrung wurde die Bohrung „Lewino-1G2“ nach Angaben des Betreibers San Leon Energy<sup>18</sup> nach einem dritten Frac-Versuch mit einer initialen Fördermenge von

<sup>17</sup> Anderer et al., „Optimiertes Design, Layout und Anschlusskonzept eines Bohr- und Förderplatzes mit mehreren Erdgasbohrungen“, DGMK-Frühjahrstagung 2013

<sup>18</sup> San Leon Energy Plc., Pressemitteilung „Lewino-1G2: Successful Vertical Frac Leads To Horizontal Well“, 2014

45.000-60.000 Kubikfuß/Tag (1200-1700 m<sup>3</sup>/d) getestet. Laut Betreiber bestünde ein Potential von etwa 200.000-400.000 Kubikfuß/Tag (5000-11000 m<sup>3</sup>/d).

Baily et al.<sup>1920</sup> publizierten Parametersätze zur Modellierung typischer Förderkurven für ausgewählte Felder in den USA. Für horizontale Schiefergasbohrungen ergeben sich folgende Parameter einer hyperbolischen Förderrückgangskurve:

Feld	b	Di
Banett	1,5933	0,0089
Fayetteville	0,6377	0,0325
Woodford	0,8436	0,0227
Haynesville	1,1852	0,0632
Eagle Ford	1,694	0,0826

Hyperbolische Förderkurve  $b > 0$ ;  $b \neq 0$

Förderstrom:  $q = q_i (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{-\frac{1}{b}}$

Kumulierte Förderung:  $N_p = \frac{q_i^b \cdot (q_i^{1-b} - q^{1-b})}{D_i \cdot (1-b)}$

Das Barnett-Shale stellt in dieser Auswahl eine deutlich abweichende Ausnahme dar, die wahrscheinlich der natürlichen Klüftung geschuldet ist. Baily bezeichnet es als ausdrücklich nicht repräsentativ für andere Vorkommen. Wendet man diese Parameter auf die bislang in Polen tatsächlich realisierten Test-Raten an, entspricht dies nach Maßstäben des Eagle Ford Shales als Feld mit der höchsten EUR-Prognose (Estimated Ultimate Recovery) in Baihlys Auswahl gerade einmal 0,6 Mio Kubikmetern über 30 Jahre, mit Fayetteville-Parametrierung gar nur 0,1 Mio Kubikmeter.

Für den Mittelwert der erwarteten potentiellen Spanne von 200.000-400.000 Kubikfuß/Tag ergeben sich so 2,8 Mio. Kubikmeter, mit Parametern des Fayetteville-Shale hingegen nur 0,7 Mio. Kubikmeter. Es erscheint daher zweifelhaft, ob das low-Szenario berechtigt ist, da selbst bei einer Verzehnfachung der EUR-Menge durch umfangreichere Horizontalstrecken nicht einmal das med-Szenario erreicht würde. Zudem verdeutlichen die nach 30 Jahren zu erwartenden täglichen Produktionsraten, dass ein wirtschaftlicher Betrieb nicht gegeben ist.

Fördertest	300.000 cft/d 8495 m <sup>3</sup> /d	
Zeitraum	30 Jahre	
Feld	q_30	EUR_30
Fayetteville	1,7 m <sup>3</sup> /d	0,7 Mio. m <sup>3</sup>
Woodford	15,0 m <sup>3</sup> /d	1,5 Mio. m <sup>3</sup>
Haynesville	29,5 m <sup>3</sup> /d	1,3 Mio. m <sup>3</sup>
Eagle Ford	111,9 m <sup>3</sup> /d	2,8 Mio. m <sup>3</sup>

<sup>19</sup> Baihly et al., SPE 135555: "Shale Gas Shale Gas Production Decline Trend Production Decline Trend Comparison over Time and Comparison over Time and Basins", 2011

<sup>20</sup> Baihly et al., "Study Assesses Shale Decline Rates", The American Oil & Gas Reporter, 2011

### VI.3.3. Green Completion

Fritsche unterstellt in seinen Szenarien die generelle Anwendung von Green Completion-Verfahren und beschreibt diese als Abfackeln oder Einspeisen des Gases. Einschränkend ist hier anzumerken, dass Green Completion sich über eine vollständige Verwertung des Gases definiert. Gerade dies ist aber insbesondere in der Explorationsphase nicht zu erwarten, werden doch Pipelines erst gelegt, wenn sich eine Bohrung als fündig erwiesen hat. Das lokale Verteilnetz ist in der Regel nicht für eine Einspeisung des Gases geeignet. Um eine Schädigung der Lagerstätte durch Eindringen von Wasser zu minimieren, ist man bestrebt, die Fluide schnellstmöglich wieder zutage zu fördern, was entsprechend große Fördermengen zum Ausspülen der Fracfluide erwarten lässt. Der schnell zunehmende Gasstrom nach Verdrängen der durchgängigen Flüssigkeitssäule übersteigt dabei sinnvoll zu handelnde Gasmengen auf noch nicht erschlossenen Förderplätzen. Auch eine Verwertung in BHKW-Aggregaten ist bei den Förderraten nicht sinnvoll möglich, zudem sind die Stromversorgungsnetze in den dünn besiedelten Regionen in der Regel nicht mehr sonderlich aufnahmefähig für größere Einspeiser. Erst nach Anbindung eines Förderplatzes an das Gaseinspeisenetz oder bei Bestehen einer Verpressbohrung zum Einlagern des anfallenden Gases erscheint eine sinnvolle Nutzung dieser Technik mit ihrem vollem Reduktionspotential möglich.

Eine Regulierung zur Anwendung von Green Completion-Technik besteht in Deutschland jedoch nicht. In den USA klagen derzeit mehrere Förderunternehmen gegen die beabsichtigte Einführung einer Regulierung.

Die RWE Dea, als nach Kenntnis der Verfasser in dieser Hinsicht fortschrittlichstes Unternehmen, setzt weitestgehend sogenannte „Enclosed Burner“-Systeme zum Abfackeln anfallenden Gases ein, ansonsten wird derzeit in Deutschland ein offenes Abfackeln praktiziert. Doch auch die RWE Dea kündigte auf der Bürgerinformationsveranstaltung zur beabsichtigten Bohrung im Raum Intschede an, zumindest vorübergehend aus technischen Gründen frei abfackeln zu müssen.

Für die derzeit von der Wintershall AG beantragte Frac-Behandlung der Tightgas-Bohrung Düste Z10 ist ebenfalls ein Abfackeln anfallender Gase vorgesehen. Die grundsätzliche Annahme vollständiger Green Completion-Anwendung in allernächster Zukunft in Deutschland ist daher nicht nachvollziehbar. Eine Berücksichtigung von Emissionen aus dem Flowback auf Basis des „low“- und „med“-Szenarios als alternative Betrachtungsvarianten unterbleibt weitestgehend. Dass „hi3“-Szenario wird nur noch am Rande erwähnt; faktisch wird aber der gesamte Block dieser Thematik im optimistischen Vertrauen auf Green Completion ausgeblendet.

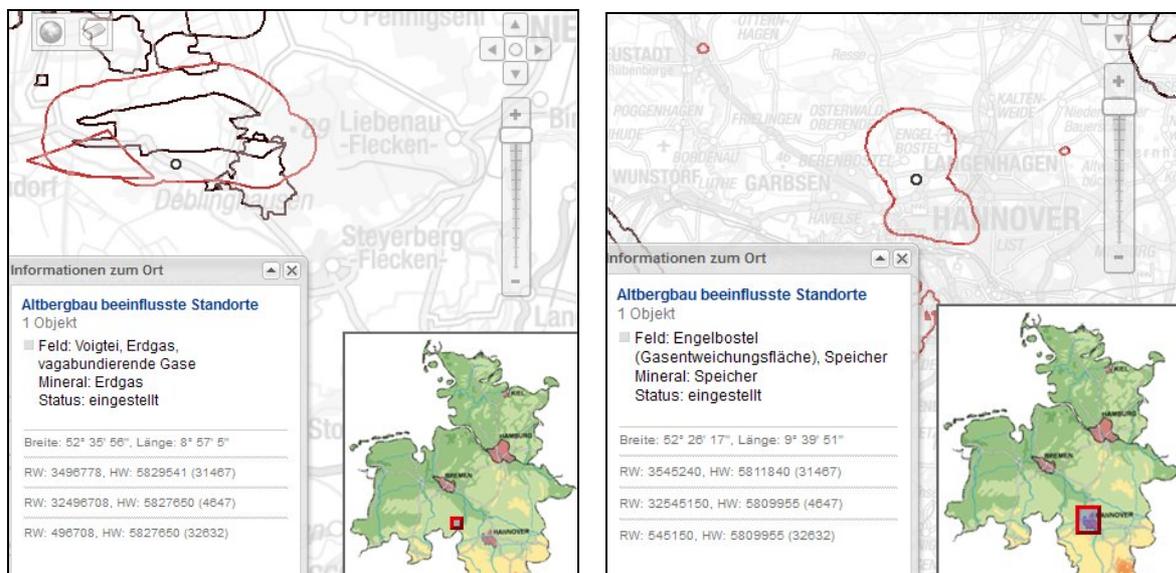
Die zugrundegelegte Effizienz des Green-Completion-Ansatzes steht dabei auf wackeligen Beinen. Im Wesentlichen wird hierzu auf die Arbeit von Allen et.al. verwiesen. Diese ist jedoch höchst umstritten, beinhaltet sie doch deutliche Schwachpunkte. So wurden Messungen lediglich an von der beteiligten Industrie – welche auch 90% des Budgets trug sowie 8 von 11 Mitgliedern des Steering Committees stellte – dafür bereitgestellten Bohrungen sowie nach frühzeitiger Ankündigung der jeweiligen Untersuchung durchgeführt. Es ist unter diesen Rahmenbedingungen fernliegend, dass überdurchschnittlich hoch emittierende Bohrungen Gegenstand der Untersuchung wurden.

### VI.3.4. Flowback

Da die Behandlungsmöglichkeiten des Flowback zwar vorgestellt, aber nicht klar ein zu präferierender Weg dargelegt werden, besteht eine hohe Unsicherheit, inwiefern Emissionen aus dem Flowback selbst oder dessen Aufbereitungsaufwand zum tragen kommen. Auch aus Fritsches Darlegungen ist außer dem Schlagwort Green Completion keine weitere Angabe zu berücksichtigten Aspekten der Flowback-Entsorgung zu entnehmen.

### VI.3.5. Post Production

Die Rolle von Post-Production-Emissionen wird, trotz erklärter Unsicherheit über deren Auftreten, weitestgehend vernachlässigt und ausschließlich den Extrem-Szenarien „hi2“ und „hi3“ zugeschlagen. Demgegenüber sind derartige Probleme in Deutschland bereits in der konventionellen Förderung bekannt. So weisen die Bergbaubeeinflussungsflächen des Feldes Voigtei bzw. des Speichers Engelbostel in der Datenbank des NIBIS-Datenservers des LBEG die Vermerke „vagabundierende Gase“ bzw. „Gasentweichungsfläche“ auf. Auch Dr. Bukold (Energycomment) zeigte im Rahmen seines Vortrags der letztjährigen SwissECS-Konferenz derartige aus Niedersachsen bekannte Probleme auf. Er stützt sich dabei nach seiner Auskunft auf Aussagen aus behördlichen Quellen.



Auswertungen der Bohrlochzementierungen im Marcellus-Shale ergaben an rund 7% der in 2011 neu abgeteuften Bohrungen eine unzureichende/beschädigte Zementierung bzw. aufgetretenen Ringraumdruck – bereits im Neuzustand der Bohrung. Studien über die Langzeit-Eignung von Bohrungen in mehreren Feldern belegen einen schon nach wenigen Jahren deutlich zunehmenden Anteil beschädigter Bohrungen. (Siehe auch zu AP1 – Bohrlochintegrität). So weisen im Golf von Mexiko bereits nach etwa 15 Jahren 50% der Bohrungen einen schadensbedingt erhöhten Ringraumdruck auf<sup>21, 22</sup>

<sup>21</sup> Bruffato et al., „From Mud to Cement – Building GasWells“, Schlumberger Oilfield Review, Autumn 2003

Insbesondere die Temperaturwechsel und hohen Druckbelastungen bei Frac-Behandlungen stellen eine zusätzliche Belastung dar, die zu Ausbildung von gasführenden Wegsamkeiten führen kann.

(Auszüge aus Produkt-Flyer „Halliburton WellLife Cementing Service“ – hier nicht abgedruckt)

(Bild: Halliburton; Rissige Zementierung nach Druckbeaufschlagung – hier nicht abgedruckt)

Der Ansatz Fritsches zur Ermittlung der Post-Production-Emissionen konnte zudem auch rechnerisch nicht schlüssig nachvollzogen werden, siehe 5.2.

#### **VI.4. Unberücksichtigte Erkenntnisse**

Während die industrienähe Studie von Allen et al. als vorgeblich neueste Erkenntnis der Emissionsabschätzung herangezogen wurde, blieben weitere Studien des letzten Jahres unberücksichtigt. So führten Forscher um Colm Sweeney vom Atmosphärenforschungsinstitut NOAA<sup>2324</sup> eine Ermittlung der Methanemissionen mittels Messflügen über mehreren Feldern der USA durch. Ihre durchgeführten Berechnungen des Methanausstoßes ergeben eine wesentlich größere Emissionsrate als bislang von der EPA angenommen. So wurden in Utah in der Spitze bis zu 12% Methanemission bezogen auf das in der Region geförderte Gas nachgewiesen. Entgegen den Einzelmessungen und -abschätzungen der jeweiligen Anlagenkomponenten liegen ihren Betrachtungen die Luv- und Lee-seitig der Gasfelder gemessenen Methankonzentrationen zugrunde. Zuvor hatte Petron<sup>25</sup> mit Hilfe von Messungen an Türmen in Colorado bereits doppelt so hohe Methanemissionen wie von der EPA angesetzt errechnet.

Sweeney folgert ausdrücklich, dass die Inventar-basierten Abschätzungen in Anbetracht seiner Messungen zu hinterfragen seien und häufig auf zweifelhaften, historischen Erhebungen beruhen würden.

#### **VI.5. Inkonsistenz**

##### **VI.5.1. CO<sub>2</sub>-Äquivalenzfaktor**

Basierend auf der Prämisse, dass die Treibhausgasemissionen im Wesentlichen durch Kohlenstoffdioxid sowie Methan-Freisetzungen bestimmt werden, ergeben sich

---

<sup>22</sup> Ingraffea, "Fluid Migration Mechanisms Due To Faulty Well Design and/or Construction" 2012

<sup>23</sup> Sweeney et al. "Methane emissions estimates from airborne measurements over a western United States natural gas field", 2013

<sup>24</sup> The Salt Lake Tribune "Uinta Basin gas leakage far worse than most believe", 5.8.2013

<sup>25</sup> Petron et al, Estimation of Emissions from Oil and Natural Gas Operations in Northeastern Colorado, 2012

inkonsistente Daten in der Gegenüberstellung der einzelnen Primärenergieträger. Es wäre zu erwarten, dass eine konstante Korrelation zwischen der Differenz aus CO<sub>2</sub>-Äquivalent und CO<sub>2</sub>-Menge sowie dem freigesetzten Methan vorliegt, welches für den Großteil der nicht-CO<sub>2</sub>-Klimwirksamkeit verantwortlich ist. Es sollte daher näherungsweise gelten:

$$\text{CO}_2\text{Äq} - \text{CO}_2 = \Delta\text{CO}_2\text{Äq} \quad \text{und} \quad \Delta\text{CO}_2\text{Äq} \sim \text{CH}_4$$

Wendet man diese Gleichungen jedoch auf die in der Tabelle 6 hinterlegten Angaben an, ergeben sich erheblich unterschiedliche Proportionalitätsfaktoren zwischen CH<sub>4</sub> und ΔCO<sub>2</sub>Äq.

Energieträger	2010						2020					
	CO <sub>2</sub> Äq	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	ΔCO <sub>2</sub> Äq	CO <sub>2</sub> Äq/ CH <sub>4</sub>	% von Lit.	CO <sub>2</sub> Äq	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	ΔCO <sub>2</sub> Äq	CO <sub>2</sub> Äq/ CH <sub>4</sub>	% von Lit.
Strom-Mix	589	564	0,7	25	35,71	143%	388	367	0,5	21	42,00	168%
Importkohle	888	836	1,6	52	32,50	130%	781	742	1,1	39	35,45	142%
Öl konventionell	560	551	0,1	9	90,00	360%	534	527	0,1	7	70,00	280%
Öl Sände	782	772	0,1	10	100,00	400%	754	745	0,1	9	90,00	360%
Gas konventionell	406	381	0,8	25	31,25	125%	387	366	0,7	21	30,00	120%
Schiefergas-low	387	376	0,2	11	55,00	220%	362	356	0,1	6	60,00	240%
Schiefergas-med	417	404	0,3	13	43,33	173%	394	385	0,2	9	45,00	180%
Schiefergas-high	526	507	0,5	19	38,00	152%	493	479	0,4	14	35,00	140%
Schiefergas-hi2	569	507	2,2	62	28,18	113%	535	479	2,0	56	28,00	112%
Literaturwert CO <sub>2</sub> Äq/CH <sub>4</sub> : 25	Fritsche			∅	50,44	202%	Fritsche			∅	48,38	194%
				max/min	3,55					max/min	3,21	

Der effektive Äquivalenzfaktor für die Methanemissionen schwankt zwischen 28,18 und 100, was bei weitem nicht mehr durch etwaige Rundungsdifferenzen zu erklären ist. Selbst innerhalb der Schiefergasszenarien variiert der Wert zwischen 28,18 und knapp dem Doppelten, 55,0. Es bleibt unklar, welche nicht-CO<sub>2</sub>-, nicht-CH<sub>4</sub>-Emissionen dafür verantwortlich sein sollen.

Ein Versuch der Abschätzung der Rundungssensitivität kann sich dabei auf die Szenarien „Schiefergas-hi2“ sowie „Öl konventionell“ stützen. Ersteres bietet aufgrund der hohen Methanemissionen eine besonders präzise Basis für den zugrunde gelegten Äquivalenzfaktor. Letzteres Szenario ist hingegen aufgrund der kleinen Angaben besonders sensitiv für rundungsbedingte Abweichungen. Dennoch ist selbst bei maximalen Rundungsabweichungen kein schlüssiges Bild zu reproduzieren.

CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub> Äq/CH <sub>4</sub>			ΔCO <sub>2</sub> Äq	vs.	25	CO <sub>2</sub> Äq/CH <sub>4</sub>	ΔCO <sub>2</sub> Äq			CH <sub>4</sub>	vs.	9	CO <sub>2</sub> Äq/CH <sub>4</sub>	CH <sub>4</sub>		
	60	62	64					0	0,1	0,2					7	9	11
2,1	28,57	29,52	30,48				30,48	0,0	3,0	6,1			30,48	0,23	0,30	0,36	
2,2	27,27	28,18	29,09				28,18	0,0	2,8	5,6			28,18	0,25	0,32	0,39	
2,3	26,09	26,96	27,83				26,09	0,0	2,6	5,2			26,09	0,27	0,35	0,42	

## VI.5.2. Post Production

Auch in der Ermittlung der Post-Production-Emissionen ergeben sich unerwartete Ergebnisse. Dem Szenario „hi2“ liegt gegenüber „high“ die Annahme zugrunde, dass die in der Lagerstätte verbleibende Menge einem Viertel des geförderten Gases entspricht. Dieses Restgas entweicht dann zu 5% innerhalb von 100 Jahren. Bezogen auf das geförderte Gas ergibt sich eine freigesetzte Methanmenge von  $25\% \times 5\% = 1,25\%$  des geförderten Gases. Rechnet man mit einem Energiegehalt von rund  $50 \text{ MJ/m}^3$ , so entspricht 1 TJ Erdgas in etwa 20.000 Kg. Gelangen im Nachgang zu dessen Förderung 1,25% in die Atmosphäre, so entspricht dieses Methanemissionen von 250 Kg/TJ.

Demgegenüber steht der von Fritsche angegebene Wert von 56 Kg/TJ, der nur gut ein Fünftel dessen beträgt. Unverständlicherweise scheint in der Diagrammdarstellung des hi2-Szenarios wiederum der CO<sub>2</sub>-Äquivalents-Überhang in etwa der Multiplikation von 250 Kg und einem Äquivalenzfaktor im mittleren 20er-Bereich zu entsprechen. Aus  $25 \times 250 \text{ Kg} = 6250 \text{ Kg/TJ}$  ergäben sich 6,3 t/TJ bzw. g/MJ, was in etwa der Diagrammdarstellung entspricht, jedoch nicht mit dem Rechenweg in Einklang zu bringen ist.

## VI.6. Darstellung

Die Diagramm-Darstellungen in den Abbildungen 6 und 7 suggerieren durch die nach oben ausgeblendeten Balken erheblich kleinere Werte als zugrundeliegend. Der Bereich oberhalb etwa 200-300 g/kWh wird subjektiv nicht mehr wahrgenommen. Insbesondere entgehen damit die hohen Einzelwerte der Wahrnehmung.

## VII. Arbeitspaket 6 - Induzierte Seismizität

Die Herleitung und der Inhalt der Aussagen im Arbeitspaket 6 begegnen erheblichen Bedenken, die nachfolgend exemplarisch dargestellt werden.

Gemäß den Autoren soll die induzierte Seismizität durch die natürliche Seismizität begrenzt werden. Die natürliche Seismizität wird durch den Gebrauch der Wertung „Sehr unwahrscheinlich“ durch das Maximum der bisherigen Magnituden begrenzt. In der Folge würden die Magnituden der induzierten Seismizität durch das Maximum der bisherigen Magnituden begrenzt (Kapitel 3.1.1.)

Diese Argumentation begegnet mehreren Bedenken: Dass die Magnituden der induzierten Seismizität durch die Magnituden der natürlichen Seismizität begrenzt werden, ist auch nach Darstellung der Autoren nicht sicher, sondern lediglich „eine in der Fachwelt vorherrschende Ansicht ist“. Weder wird an dieser Stelle ein Literaturzitat zum Beleg angegeben, noch wird die Mindermeinung und ihre Begründung dargestellt. Hier mangelt es an einem Beleg für die Ansicht der Autoren sowie einer geeigneten Darstellung.

Es stellt sich zudem die Frage nach dem Inhalt der Aussage, „dass ein Ereignis, das größer ist als das bisher größte aufgetretene, statistisch sehr unwahrscheinlich ist.“ Es bleibt unbestimmt, was sehr unwahrscheinlich ist. Zudem wird das mathematische Gesetz,

welches dieser Aussage zu Grunde liegt nicht angegeben. Auch die physikalischen Grundlagen hierfür sind nicht erkennbar. Insgesamt scheint es insbesondere bei Magnituden, die nahe beieinander liegen, nicht plausibel.

Dies scheint auch durch die wissenschaftliche Literatur widerlegt zu sein. Denn in einer Veröffentlichung von nature vom 9.12.2011 wird dargestellt, dass bei Injektion von mehr als 10.000 m<sup>3</sup> die maximale Magnitude des Erdbebens 3,3 beträgt und bei jeder Verdopplung des Wasservolumens die Maximalmagnitude um 0,4 ansteigt (worst-case-szenario). Damit hängt die Maximalmagnitude direkt von der Menge der injizierten Flüssigkeit und nicht von bisher erfolgten Ereignissen ab.

Eine zentrale Bedeutung für die Argumentation der Gutachter hat der Kaiser Effekt, gemäß dem es nach Einschätzung der Gutachter „in absehbarer Zeit dort nur erneut zu Ereignissen kommen kann, wenn die neuerlichen Spannungen größer sind als bei der ursprünglichen Beanspruchung“. Diese Aussage ist nicht nachvollziehbar. Der Kaiser-Effekt, dessen Entdeckung seinen Ursprung in der Analyse von Werkstoffen zu haben scheint, gilt nicht uneingeschränkt. So wurde bei Beton beobachtet, dass dieser Stoff in den Ausgangszustand zurückfällt mit der Folge, dass von ihm erneut Wellen ausgesandt werden können. Damit stellt sich die Frage, wie die von den Gutachtern eingeführte Eigenschaft „in absehbarer Zeit“ definiert ist. Es mangelt an einer Darstellung der Randbedingungen und zeitlichen Veränderungen, denen der Kaiser-Effekt unterliegt. Damit kann von seiner Gültigkeit im Rahmen der Betrachtung des Arbeitspakets 6 nicht ausgegangen werden.

Hinsichtlich der Anwendbarkeit des Kaiser-Effekts auf eng beieinander liegende Fracs – einem der hier relevanten Fälle – scheint der Gutachter auf Mutmaßungen angewiesen zu sein. So geht er davon aus, dass Erkenntnisse aus der Werkstoffkunde darauf hinweisen, „dass hier durchaus kleinräumige Betrachtungen angemessen sind“. Was dies genau bedeuten soll, bleibt offen. Literaturzitate, die diese Auffassung stützen und konkretisieren, werden zudem von den Gutachtern nicht dargestellt. Insofern ist die Aussage der Gutachter unter 10.1.2 daher nicht nachvollziehbar.

Ein weiteres zentrales Element der Argumentation der Gutachter ist der „Überblick über seismische Ereignisse, die durch verschiedene Techniken in den USA induziert wurden“ (Tabelle 6). Hinsichtlich der Belastbarkeit der so getroffenen Aussagen existieren erhebliche Bedenken. So beruht diese Tabelle lediglich auf einer einzigen Quelle, die zudem anscheinend unveröffentlicht ist oder nicht in abschließender Form vorliegt. So weist die Darstellung der NRC-Studie im Literaturverzeichnis die Charakterisierung (prepublication) auf. Es stellt sich die Frage, warum nach der prepublication im Jahre 2012 anscheinend keine Endfassung publiziert wurde. Diese Quelle ist aber von besonderer Relevanz, da sie sich wie ein roter Faden zum Beleg von Aussagen durch das Arbeitspaket 6 zieht. Teilweise liest sich das Gutachten wie eine partielle Zusammenfassung der NRC-Studie. Dies reicht nicht für sichere Aussagen, die sich auf mehrere unabhängige Quellen stützen müssen.

Auch der objektive Wert der NRC-Studie ist zu ermitteln. Verwiesen wird im Arbeitspaket 6 auf die USA als Land mit der größten Erfahrung beim Einsatz des Fracking und nur einem aufgetretenen Großschadensereignis.

Zitat:

*Laut der Studie des National Research Council (2012) wurden in den USA bis zum heutigen Zeitpunkt an mehr als 35.000 Bohrlokationen Fracarbeiten durchgeführt. In Oklahoma (Holland, 2011) wurde dabei ein spürbares seismisches Ereignis mit einer Magnitude von ML 2,8 registriert (siehe auch Tabelle 6).*

Das klingt zunächst beeindruckend. Die Frage nach der mikroseismischen Überwachung und sauberen wissenschaftlichen Dokumentation der Fracking-Aktivität und damit dem Wert dieser Aussage sollte allerdings vor dem Hintergrund der Aussagen in Kapitel 7 gesehen werden:

Zitat:

*In den USA wurden bisher nur einige Prozent der Standorte von Gasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten mikroseismisch überwacht, daher liegt hier noch relativ wenig Erfahrung vor.*

Damit kann die NRC-Studie auch aus diesem Grund keinen Beleg für eine Unbedenklichkeit der induzierten Seismizität durch Fracking liefern.

Die Wissenschaftlichkeit des Gutachtens wird dadurch stark reduziert, dass wertende Aussagen an die Stelle wissenschaftlicher Belege treten. Wenn beispielsweise ohne Wertungsmaßstäbe oder nachvollziehbare Belege in Bezug auf Ereignisse in Blackpool Sätze wie „Diese seismischen Ereignisse sind somit sicherlich absolute Ausnahmen“ formuliert werden, entzieht sich dies jeder Nachvollziehbarkeit. Diese Wertungen ziehen sich durch das gesamte Arbeitspaket 6. Sie sind zu streichen oder naturwissenschaftlich-technisch zu belegen.

Unklar bleibt zudem, inwieweit der Analogieschluss von Geothermiebohrung auf Fracking gerechtfertigt ist. Denn bereits hinsichtlich empirischer Erkenntnisse räumen die Autoren ein, dass eine Übertragbarkeit noch offen sei. Erforderlich ist eine genaue Darlegung, ob und unter Voraussetzungen eine Übertragbarkeit möglich ist.

Hinsichtlich der ausgelösten Ereignisse führen die Autoren aus, dass diese „im Allgemeinen“ Scherbrüche seien (Kapitel 4.1). Es mangelt jedoch an einer systematischen Ereignisanalyse und insbesondere an einer Darstellung, welche anderen Ereignisse als Scherbrüche auftreten können. Eine detaillierte physikalische Darstellung, die auch quantitative Aspekte beinhaltet, ist daher nachzuliefern.

In Kapitel 4.1 ist zudem von „umfangreichen Theorien“ zur Modellierung von Ereignissen die Rede. Hier mangelt es jeder weiteren Konkretisierung. Hinsichtlich der Aussagen zur Qualität der Modellrechnungen existieren weder die Angabe der Programme noch Literaturzitate.

Kapitel 4.2 erwähnt Kriterien zur Feststellung, ob es sich um natürliche oder induzierte Beben handelt. Es fehlt der Beleg, dass es sich hierbei um abdeckende Kriterien handelt.

In Kapitel 5.1.1. wird die Aussage getroffen, dass weltweit noch niemals spürbare seismische Ereignisse durch Bohrungen hervorgerufen worden sind. Eine Auswertung der Bohrtätigkeiten ist jedoch nicht erkennbar. Damit muss die Aussage als unbelegt gelten.

In Absatz 1 des Kapitels 5.1.2 werden physikalische Darstellungen durch Wertungen ersetzt („zumeist“, „eher als unerheblich“). Diese Wertungen entziehen sich einer physikalischen Analyse. Eine derartige ist anhand geeigneter Daten und Modelle – auch in quantitativer Form – nachzuholen. Auf S. 44 des Kapitels wird die Aussage getroffen, dass Fracarbeiten bei der unkonventionellen Erdgasgewinnung typischerweise nicht zu Ereignissen mit größeren Magnituden führen. Weder ist gesichert, dass herangezogene Beispiele charakteristisch sind, noch scheint eine detaillierte Analyse vorzuliegen. Die Formulierung „ist davon auszugehen“, kann diese nicht ersetzen. Wenn in diesem Zusammenhang „Mitnahmeeffekte“ unterstellt werde, wird zudem die Ebene der Sachlichkeit verlassen.

Auch hinsichtlich der potentiellen Vermeidung eines Ereignisses in Colorado im Jahr 1964 beschränken sich die Autoren in Kapitel 5.1.4. erneut auf Vermutungen („ist jedoch davon auszugehen“). Gleiches gilt für die „Gründlichkeit und Budgetausstattung“ bei geologischen Vorerkundungen in den USA für Verpressvorgänge im Vergleich mit Deutschland.

Ohne Beleg wird ein 10 km-Radius für Fluidinjektionen eingeführt (S.49).

Große Teile Deutschlands, insbesondere in Niedersachsen, sind geologisch und auf Grund der Historie als eindeutig „aseismisch“ einzustufen. Daher steht die bekannte These, nach der die natürliche Seismizität den zu erwartenden Rahmen für induzierte Beben vorgibt, auf sehr wackligen wissenschaftlichen Füßen. Hierzu finden sich im Text Aussagen wie: „...Meinung, dass...“, „...Annahme, dass...“ und „...Es wird davon ausgegangen, dass...“. In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass von den Autoren Ereignisse wie das Erbeben im aseismischen Gebiet bei Rotenburg (M=4,5 vom 20-Apr-2004, Abb. 24) nicht adäquat ausgewertet werden.

Zur Entschärfung der Erkenntnisdefizites wird dann die Gutenberg/Richter Beziehung herangezogen, die an (statistisch gesehen) wenigen Beispielen aus der Rheinebene gewonnen wurde. Zur Stützung dient u.a. das einzige „Eigenwerk“ der Harbour Dom GmbH in der Studie, Abb. 15. Die uneingeschränkte Verwendung der Gutenberg-Richter-Beziehung begegnet erheblichen Bedenken. Bei größeren Beben wird beispielsweise der Anwendungsbereich der Gutenberg-Richter-Beziehung verlassen. Es ist daher klar herauszuarbeiten, unter welchen Randbedingungen die Gutenberg-Richter-Beziehung gültig ist und unter welchen Randbedingungen nicht.

Als Beispiel für induzierte Seismizität aus bergbaulichen Aktivitäten wird die Kohleförderung im Saarland näher betrachtet. Der Zusammenhang zwischen Förderung und dem Auftreten von Beben wird klar herausgearbeitet. Aber auch hier wird die Beherrschbarkeit der Phänomene unterstellt. Auch das heftige induzierte Erdbeben von Lebach vom 23-Feb-2008 wird erwähnt. Nicht dargestellt werden aber die massiven Schäden an vielen Gebäuden durch dieses Beben, u.a. auch ein eingestürzter Kirchturm, das „nur“ die Magnitude 4,1 aufwies. Es hätte demnach gemäß Lehrbuch und DIN 4150 nicht solche Wirkungen zeigen dürfen. Tatsächlich hat dieses Ereignis jedoch das Ende der Kohleförderung im Saarland eingeläutet.

Hinsichtlich der Methoden zum Umgang mit induzierter Seismizität führen die Gutachter aus, dass deterministische Modellierungsmethoden keine Prognose mit ausreichenden Genauigkeiten erlauben; bei probabilistischen Verfahren aufgrund mangelnder Stationarität eine Erdbebenvorhersage nicht möglich ist, und empirische Verfahren auf deterministischen Berechnungen beruhen, die allerdings nach den vorstehenden Ausführungen keine ausreichenden Genauigkeiten aufweisen.

In der Folge verlassen die Autoren die naturwissenschaftlich-technische Basis und weichen in den Bereich der Gesellschaftspolitik aus. Als wesentliche Punkte einer „beherrschbaren Herangehensweise“ erwähnen sie Maßnahmen zur Akzeptanz, Kommunikationsmethoden, Methoden zur Öffentlichkeitsdarstellung, Streitschlichtungsverfahren und Kontrollgremien mit Bürgerbeteiligung (Kapitel 5.2.3). Im Sinne einer „technisch beherrschbaren Technologie“ sind dies sachfremde Aspekte, die in Arbeitspaket VI gestrichen werden sollten.

Desweiteren scheint in technischer Hinsicht der „kontrollierte Betrieb“ in einem „Versuch- und-Fehler-Verfahren“ zu bestehen. Durch die Beobachtung von Ereignissen werden vor Ort Parameter modifiziert. Dabei ist herauszustellen, dass der „kontrollierte Betrieb“ für die Gasförderung aus Tonstein nicht erprobt ist (Kapitel 8.1). Das bedeutet, das Ereignis erst hinzunehmen und dann zu regieren. Zudem zeigt sich, dass beobachtete Ereignisse einen Nachlauf haben, Reaktionen auf Änderungen von „Stellschrauben“ also verzögert eintreten. Dies bedeutet keine Kontrollierbarkeit des Betriebs im technischen Sinne, sondern die Akzeptanz der kontinuierlichen Anwendung von Katastrophenschutzmaßnahmen. Im Bereich der Anlagensicherheit (Störfall-Verordnung) wäre ein derartiges Vorgehen nicht genehmigungsfähig. Hier darf kein anderer Maßstab Anwendung finden.

Hinsichtlich der induzierten Seismik liegt daher keine Beherrschbarkeit vor.

## **VIII. Arbeitspaket 7 - Konkurrierende Nutzungen und Naturschutz**

### **VIII.1. Allgemeines:**

Die bisherigen Erkenntnisse zeigen deutlich auf, dass die Aufsuchung und Gewinnung von sogenannten unkonventionellen Lagerstätten zu komplexen und übergreifenden Wechselwirkungen mit der Umgebung führen, insbesondere wegen des eingesetzten Verfahrens des Hydrofrackings, der Zusammensetzung der Fracking-Flüssigkeit, der ungelösten Problematik hinsichtlich der Entsorgung des radioaktiven und schwermetallhaltigen Lagerstättenwassers, der Methanleckagen, der Tiefe und Struktur der Bohrungen, der Größe der betroffenen Bodenoberfläche und der benötigten Transportwege.

Je nach Örtlichkeit erhöhen ungünstige geologisch-hydrogeologische Verhältnisse das Risikopotential, wobei Risiken und Auswirkungen sowohl oberirdisch als auch unterirdisch entstehen.

Dies beschreibt das Arbeitspaket 7 nochmal, geht auf die unvermeidlich entstehenden Nutzungskonflikte ein und positioniert sich mit seinen Aussagen z.T. sehr eindeutig.

Es wird nochmals verdeutlicht, dass der Einsatz der Fracking-Technik (im Rahmen der Aufsuchung und Gewinnung von Öl- und Gasvorkommen) auf Grund der Auswirkungen (und Risiken) insbesondere den Grundsätzen der Erhaltung und Entwicklung von Kulturlandschaften sowie der Sicherung und Entwicklung des Raums in seiner Bedeutung für die Funktionsfähigkeit der Böden, des Wasserhaushalts, der Tier- und Pflanzenwelt sowie des Klimas, einschließlich der jeweiligen Wechselwirkungen, widerspricht.

Ebenfalls herauskristallisiert wird, dass - unabhängig vom gewählten Szenario - eine Entscheidung zugunsten der Förderung unkonventioneller Lagerstätten eine Entscheidung für die flächendeckende Industrialisierung ganzer Landstriche ist. Je nach gewähltem Szenario variieren lediglich die Risikofaktoren und die Auswirkungen.

Die unumgängliche flächendeckende Industrialisierung und die weiteren bekannten Auswirkungen und Risiken, die mit der Fracking-Technik verbunden sind, stehen aber völlig konträr zur Vorgabe und zum Ziel einer nachhaltigen Raumentwicklung.

Die Aussage erfolgt zwar teilweise im Arbeitspaket 7, aber dennoch bedarf es noch einiger Ergänzungen sowie Klarstellungen, auch im Hinblick auf die sich bereits in der Raumordnung widerspiegelnden Zielen der Energiepolitik.

## **VIII.2. Bundesberggesetz - Abwägungsgebot - Öffentliche Interessen/Ziele der Raumordnung**

Unter 6.1 (Wissensunsicherheiten und Unwägbarkeiten) werden folgende Aussagen hinsichtlich des Verhältnisses von Bundesberggesetz und Raumordnung getroffen:

*"Wir weisen in diesem Zusammenhang darauf hin, dass das deutsche Bundesberggesetz (BbergG) nicht wie die Rechtsgrundlagen nahezu aller anderen Raumnutzungen eine "qualifizierte Raumordnungsklausel" beinhaltet, welche bei Vorhabensgenehmigungen eine Beachtung der Ziele der Raumordnung vorschreibt. (AP7 - 115)"*

*"Die Ziele der Raumordnung laufen weitgehend ins Leere, da sie bei Zulassungen nicht beachtet zu werden brauchen und die Bergbehörden müssen auch bei zweifelhafter Raumentwicklung genehmigen, da die eng gefassten Versagensgründe des Bundesberggesetzes nicht greifen. (AP7 - 116)."*

Diesen Auffassungen muss widersprochen werden. Sie treffen zwar teilweise auf die gelebte Praxis der Bergbehörden zu, entsprechen jedoch nicht den gesetzlichen Vorgaben.

### **VIII.2.1 Abwägungsgebot bereits in § 1 BBergG formuliert**

Gemäß § 1 Nr. 1 BBergG ist Zweck des Gesetzes zur Sicherung der **Rohstoffversorgung** das Aufsuchen, Gewinnen und Aufbereiten von Bodenschätzen **unter Berücksichtigung ihrer Standortgebundenheit** und des Lagerstättenschutzes **bei sparsamem und schonendem Umgang mit Grund und Boden** zu ordnen und zu fördern,

Der sparsame und schonende Umgang mit Grund und Boden ist also bereits gleichberechtigt neben dem Lagerstättenschutz in die erste Leitklausel aufgenommen worden. Hieraus ergeben sich schon erste direkte Anknüpfungspunkte und Vorgaben zur Beachtung der Raumordnung.

Der Auftrag zur Sicherung der Rohstoffversorgung wird verknüpft mit der Verpflichtung der Vorsorge.

### VIII.2.2 Öffentliche Interessen / Ziele der Raumordnung müssen beachtet werden

Als **öffentliche Interessen, die einem Bergbauvorhaben entgegenstehen können**, werden bereits im Gesetzesentwurf der Bundesregierung zum Bundesberggesetz (BT-Drs. 8/1315, S. 87) beispielhaft die Erfordernisse

- des Naturschutzes und der Landschaftspflege,
- der **Raumordnung**,
- des Verkehrs und
- des Gewässerschutzes

genannt.

Die Bergbehörde muss gemäß § 11 Nr. 10 BBergG prüfen, ob die öffentlichen Interessen im Aufsuchungsfeld überwiegen. Und hierzu muss sie unter anderem auch die Erfordernisse der Raumordnung beachten und gleichzeitig prüfen, ob sie dem Bergbauvorhaben entgegenstehen.

Zu den Behörden, zu deren Aufgaben die Wahrnehmung öffentlicher Interessen im Sinne des § 11 Nr. 10 BBergG gehört und denen deshalb gemäß § 15 BBergG vor der Entscheidung über die Verleihung einer Bergbauberechtigung Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben ist, gehört auch die Gemeinde, insbesondere im Hinblick auf die Belange des Städtebaus<sup>26</sup>. Auch diese Klarstellung des Bundesverwaltungsgerichtes verdeutlicht, dass die Belange der Raumordnung sehr frühzeitig in die Entscheidung einzubeziehen sind.

Durch diese Prüfung soll erreicht werden, dass **bereits im Verfahren der Erteilung der Bergbauberechtigung eine Abwägung zwischen volkswirtschaftlich-bergbaulichen Belangen und anderen öffentlichen Interessen vorgenommen wird, obwohl eine echte Interessenkollision nicht schon mit der Erteilung des Rechts, sondern allenfalls mit dessen Ausübung eintreten könnte** (BVerwG, AZ 4 B 94/98).

Spätestens hierdurch wird ersichtlich, dass das Instrument der Raumordnung bereits jetzt schon im BBergG eingebettet ist. Sträflich ist allerdings, dass diese detaillierte "Muss-Prüfung" im Vorfeld der Erteilung der Aufsuchungserlaubnis von den Bergbehörden unterlassen wird.

---

<sup>26</sup> Urteil des Bundesverwaltungsgerichtes vom 15.10.1998 (Az.: 4 B 94/98)

Das bislang gebrauchte Argument, dass eine vertiefte Prüfung unter Berücksichtigung der Erfordernisse der Raumordnung erst im Zuge des Betriebsplanverfahrens zum Tragen käme, überzeugt nicht.

Hätte der Gesetzgeber dies beabsichtigt, dann hätte er schon systematisch diesen Versagungsgrund an einer anderen Stelle im BBergG eingeordnet. Auch konkretisiert der Wortlaut des Gesetzes nicht, dass die Prüfung des § 11 Nr. 10 BBergG nur zu erfolgen hat, wenn das Feld eine bestimmte Größe hat.

Gerade das Instrument der Raumordnung eignet sich - unter Einbeziehung der Stellungnahmen gemäß § 15 BBergG - sehr gut für die Prüfung der Versagungsgründe des § 11 Nr. 10 BBergG.

Dies hat der Fall in Nordhessen gezeigt. Dort hat das Hessische Landesamt für Umwelt und Geologie vor der Entscheidung über die Erteilung der Bergbauberechtigung geprüft, welche Potenzialräume vorhanden sind und welche Nutzungskonflikte sich im beantragten Aufsuchungsfeld "Adler-South" ergeben<sup>27</sup>.

Gemäß der Untersuchung des HLUg beträgt der Anteil des Potenzialraumes für Schiefergas nur rd. 16 % des beantragten Aufsuchungsfeldes. Obwohl nicht alle Vorrang- und Vorbehaltsgebiete kumulativ betrachtet wurden, ergab die Untersuchung darüber hinaus, dass rd. 80 % des beantragten Aufsuchungsfeldes und rd. 65 % des Potenzialraumes mit Schutzgebieten und weiteren öffentlichen Interessen belegt sind<sup>28</sup>. Begleitet durch ein Rechtsgutachten<sup>29</sup> von Frau Dr. Böhm, Marburg, wurde auf der Grundlage dieser Untersuchung die Aufsuchungserlaubnis wegen überwiegender öffentlicher Interessen versagt.

Damit wurde zum ersten Mal konsequent die von Bundesberggesetz verlangte und oben angesprochene Abwägung zwischen volkswirtschaftlich-bergbaulichen Belangen und anderen öffentlichen Interessen vorgenommen und zwar obwohl eine echte Interessenkollision nicht schon mit der Erteilung des Rechts, sondern allenfalls mit dessen Ausübung hätte eintreten können.

Das IWW (Rheinisch-Westfälisches Institut für Wasser) hat sich - allerdings erst nach erfolgter Erteilung der Aufsuchungserlaubnisse - im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft der Wasserwerke an der Ruhr und Ruhrverband nun auch intensiv mit der Frage der Ausschlussgebiete für Fracking im Bereich der Ruhr (Aufsuchungsfelder Ruhr, Wintershall und Falke-South, BNK/Falke Hydrocarbons) beschäftigt<sup>30</sup> und kommt unter anderem zu folgenden Erkenntnissen:

"Eine vorläufige Abgrenzung dieser Ausschlussgebiete im Einzugsgebiet der Ruhr kommt zu dem Ergebnis, dass aufgrund ungünstiger geologisch-hydrogeologischer Standortsituationen und/oder besonderer wasserwirtschaftlicher Schutzbedürfnisse **ein Großteil der vermuteten Schiefergaspotenzialflächen für die Aufsuchung und Gewinnung unter Einsatz der Fracking-Technologie auszuschließen ist.** Für eine

<sup>27</sup> [http://www.hlug.de/fileadmin/dokumente/geologie/rohstoffe/kw/Fracking\\_HLUG\\_lang\\_260313.pdf](http://www.hlug.de/fileadmin/dokumente/geologie/rohstoffe/kw/Fracking_HLUG_lang_260313.pdf)

[http://www.hlug.de/fileadmin/dokumente/geologie/rohstoffe/kw/Fracking\\_HLUG\\_kurz\\_260313.pdf](http://www.hlug.de/fileadmin/dokumente/geologie/rohstoffe/kw/Fracking_HLUG_kurz_260313.pdf)

<sup>28</sup> [http://www.akademie-hofgeismar.de/downloads/files/13070\\_Dr\\_Thomas\\_Schmid.pdf?PHPSESSID=9ede4f1088deb1dcda95f77428403972](http://www.akademie-hofgeismar.de/downloads/files/13070_Dr_Thomas_Schmid.pdf?PHPSESSID=9ede4f1088deb1dcda95f77428403972)

<sup>29</sup> [http://www.spd-net-sh.de/rdeck/daenischenhagen/images/user\\_pages/2013-03-20-Rechtsgutachten-Boehm-zu-fracking.pdf](http://www.spd-net-sh.de/rdeck/daenischenhagen/images/user_pages/2013-03-20-Rechtsgutachten-Boehm-zu-fracking.pdf)

<sup>30</sup> [http://www.awwr.de/fileadmin/download/download\\_2013/studie\\_fracking\\_einzugsgebiet\\_ruhr.pdf](http://www.awwr.de/fileadmin/download/download_2013/studie_fracking_einzugsgebiet_ruhr.pdf)

**potenzielle Schiefergasgewinnung** im Einzugsgebiet der Ruhr **verbleibt** nach unserer vorläufigen Abgrenzung **eine Potenzialfläche von ca. 54 km<sup>2</sup>**; dies entspricht **weniger als 3 % der Aufsuchungsflächen „Ruhr“ und „Falke-South“**.

...

Darüber hinaus liegen auf einem **Großteil der verbleibenden Potenzialflächen vielfältige konkurrierende Flächennutzungen** vor, **die teilweise mit hohen bzw. sehr hohen Raumwiderständen zu bewerten sind. ...**"

Hätte man eine intensive Prüfung des § 11 Nr. 10 i.V.m. § 15 BBergG im Sinne der Vorgaben des Gesetzgebers vorgenommen, wären keine Bergbauberechtigungen für die Felder "Ruhr" und "Falke-South" erteilt worden, die sich nun im nachhinein als substanzlos erweisen.

Fazit:

Das Bundesberggesetz ist ein Bundesgesetz wie jedes andere auch. Trotz des wichtigen Zweckes hat es keine "Vorrangstellung"<sup>31</sup> vor anderen Bundesgesetzen und muss z.B. auch die Staatszielbestimmung des Art. 20 a GG beachten. Hiernach ist der Staat verpflichtet, auch in Verantwortung für die künftigen Generationen, die natürlichen Lebensgrundlagen und die Tiere im Rahmen der verfassungsmäßigen Ordnung durch die Gesetzgebung und nach Maßgabe von Gesetz und Recht durch die vollziehende Gewalt und die Rechtsprechung zu schützen.

Dies geschieht insbesondere auch, indem - das Instrument der Raumordnung nutzend - Vorrang- sowie Vorbehaltsgebiete für bestimmte Nutzungen/Funktionen ausgewiesen werden.

Gemäß § 2 Abs. 2 Bundesnaturschutzgesetz haben die Behörden des Bundes und des Landes im Rahmen ihrer Zuständigkeiten die Verwirklichung der Ziele des Naturschutzes und der Landschaftspflege (die sich natürlich in der Raumordnung widerspiegeln) zu unterstützen. Dieses "Muss" gilt auch für Bergbehörden.

Schließlich hat die Rohstoffgewinnung keinen absoluten Vorrang vor allen anderen Belangen - wie etwa dem Natur- und Landschaftsschutz (siehe auch Urteil des OVG Sachsen-Anhalt, 21.11.2003, Az.: 2 K 341/00).

Im Arbeitspaket 7 wird empfohlen, eine "Raumordnungsklausel" im Bundesberggesetz zu verankern. Wie jedoch den oberen Ausführungen zu entnehmen ist, besteht bereits die Verpflichtung zur Beachtung der Erfordernisse der Raumordnung (wie auch des Naturschutzes, der Landschaftspflege, des Gewässerschutzes und des Verkehrs). Dies erfolgt jedoch nicht in der gebotenen Art und Weise (insbesondere nicht auf der entscheidenden ersten Prüfungsstufe des § 11 Nr. 10 i.V.m. § 15 BBergG). Auch die Pflicht zur Beachtung des sparsamen Umgangs mit Grund und Boden, die als Leitklausel in § 1 Nr. 1 BBergG verankert wurde, erfolgt nicht auf dieser ersten Stufe, da die Prüfung schlicht und ergreifend nicht stattfindet.

---

<sup>31</sup> Siehe auch Urteil des OVG Sachsen-Anhalt, 21.11.2003, 2 K 341/00

Insofern ist es dringend geboten darauf hinzuweisen, dass die bislang ungenügende und teils rechtswidrige Praxis der Bergbehörden abzustellen ist.

Darüber hinaus könnte man - zur rechtlichen Klarstellung - einen deutlichen Verweis auf die Beachtung der Erfordernisse der Raumordnung, des Naturschutzes, der Landschaftspflege, des Gewässerschutzes und des Verkehrs, im Bundesberggesetz vornehmen.

Schließlich fallen Projekte zur Aufsuchung und Gewinnung von Schiefergas unter die UVP-Richtlinie, wie der beigefügten Klarstellung durch den EU-Umweltkommissar Janez Potočnik (Ref. Ares 2012 - 91850) zu entnehmen ist. Hiernach müssen die kumulativen Umweltauswirkungen vor Beginn eines Projektes beurteilt werden.

### **VIII.3. Grundsätzliche Unvereinbarkeit mit den Zielen der Raumordnung / Energiepolitik**

#### **VIII.3.1 Europäisches Raumentwicklungskonzept (EUREK)**

Die Klimaschutzziele (Ziele der Energiepolitik<sup>32</sup>) spiegeln sich bereits in der Raumordnung wieder und werden auch von der Raumordnungspolitik der EU gestützt. EUREK<sup>33</sup> verweist darauf, dass

***„Raumentwicklungspolitik einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz leisten kann, indem sie auf energiesparende und verkehrsreduzierende Siedlungsstrukturen und Standorte hinwirkt sowie zum verstärkten Einsatz von CO<sub>2</sub>-neutralen erneuerbaren Energien beiträgt.“***

Im Fokus der Raumordnung steht die nachhaltige Entwicklung der Europäischen Union. Dabei spielen die Erhaltung der natürlichen Lebensgrundlagen und des kulturellen Erbes sowie ein intelligentes Management der unterschiedlichen Raumfunktionen eine besondere Rolle.

#### **VIII.3.2 Territoriale Agenda 2020**

Auch im Rahmen des Beschlusses zur Territorialen Agenda der EU 2020 wurde festgestellt, dass das ***Natur und Kulturerbe zu den Bestandteilen des territorialen Kapitals und der territorialen Identität gehört und dass ökologische Werte, Umweltqualität und Kulturgüter von entscheidender Bedeutung für das Wohlergehen und die wirtschaftliche Entwicklung sind und einzigartige Entwicklungschancen eröffnen***<sup>34</sup>.

---

<sup>32</sup> [http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index_en.htm)

[http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/umwelt\\_09\\_02\\_klimapaket.pdf](http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/umwelt_09_02_klimapaket.pdf)  
<http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/Sonderveroeffentlichungen/2012/ROB2011.html>

<sup>33</sup> [http://ec.europa.eu/regional\\_policy/sources/docoffic/official/reports/pdf/sum\\_de.pdf](http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docoffic/official/reports/pdf/sum_de.pdf)

<sup>34</sup> <http://www.bmvbs.de/cae/servlet/contentblob/66842/publicationFile/>

Deshalb betont die **Territoriale Agenda 2020**, dass **eine dezentrale, effiziente, sichere und umweltfreundliche Erzeugung und Nutzung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Energien zu den territorialen Prioritäten bei der Entwicklung der Europäischen Union gehören** und befürwortet werden.

### VIII.3.3 Umsetzung der Ziele der Energiepolitik durch Vorgaben der Raumordnung

Daraus ergibt sich auch für Deutschland raumordnungspolitisch<sup>35</sup>:

- Ausbau der erneuerbaren Energien als Alternative zu fossilen Energieträgern (Öl, Kohle, Erdgas) und Kernbrennstoffen (Uran);
- Ausbau und die Modernisierung der Energienetze und der Energiespeicher;
- energiesparende Weiterentwicklung der Siedlungsstruktur und des Gebäudebestandes;
- Erhöhung der Energieeffizienz der Verkehrsinfrastruktur und Flankierung des Ausbaus der Infrastruktur für die Elektromobilität und andere postfossile Mobilitätsformen;
- Steigerung der Flächeneffizienz erneuerbarer Energien.

Fazit:

Der enorme Flächen- und Wasserverbrauch, die schlechte Klimabilanz<sup>36</sup>, das hohe Verkehrsaufkommen und die insignifikante Energierrelevanz<sup>37</sup> machen mehr als deutlich, dass **„Fracking“ weder mit den Zielen der nachhaltigen Raumordnung noch mit denen der Energiepolitik in Deutschland und der EU grundsätzlich vereinbar ist.**

Daraus wird auch ersichtlich, dass die politisch beschlossenen Zielvorgaben der Rohstoffversorgung im 21sten Jahrhundert längst in eine völlig andere Richtung weisen. Dies müsste auch im Kontext der Ausführungen zur konkurrierenden Raumnutzung im Arbeitspaket 7 herausgestellt werden.

### VIII.4. Gesamttabelle - Flächenrestriktionen für Schutzgebiete / Vorrang- und Vorbehaltsgebiete

Eine Gesamttabelle, analog der Tabelle 21 (AP7 - 110), sollte unter Kapitel 6 (Zusammenfassende Bewertung und Handlungsempfehlungen) aufgeführt werden. Die

<sup>35</sup> Raumordnungsbericht 2011, Herausgegeben vom Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR), Bonn 2012, Seiten 7 - 10, Seite 91 ff. (Kapitel 2.5), Seite 210 ff. (Kapitel 5.2 und 5.3)

Link: <http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/Sonderveroeffentlichungen/2012/ROB2011.html>

<sup>36</sup> <http://www.nature.com/news/air-sampling-reveals-high-emissions-from-gas-field-1.9982>  
<http://www.nature.com/news/methane-leaks-erode-green-credentials-of-natural-gas-1.12123>  
<http://link.springer.com/article/10.1007%2Fs10584-011-0061-5>  
<http://link.springer.com/article/10.1007%2Fs10584-012-0401-0>

[http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04\\_Stellungnahmen/2012\\_2016/2013\\_05\\_AS\\_18\\_Fracking.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2012_2016/2013_05_AS_18_Fracking.pdf?__blob=publicationFile)

<sup>37</sup> <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/zn/schwerpunkte/energiemarkt/Energiemarkt0213.pdf>

[https://www.kfw.de/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Fokus-Volkswirtschaft/Fokus-Nr.-19-April-2013-Rohstoffe\\_Wettbewerb.pdf](https://www.kfw.de/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Fokus-Volkswirtschaft/Fokus-Nr.-19-April-2013-Rohstoffe_Wettbewerb.pdf)

[http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04\\_Stellungnahmen/2012\\_2016/2013\\_05\\_AS\\_18\\_Fracking.pdf\\_\\_blob=publicationFile](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2012_2016/2013_05_AS_18_Fracking.pdf__blob=publicationFile)

[http://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/aktuell/2013A44\\_dqe\\_wep.pdf](http://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/aktuell/2013A44_dqe_wep.pdf)

[http://www.boell.de/sites/default/files/2013-10-schiefergas\\_1.pdf](http://www.boell.de/sites/default/files/2013-10-schiefergas_1.pdf)

Gesamttabelle sollte alle im Arbeitspaket 7 behandelten Flächenkategorien (plus die Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für erneuerbare Energien) sowie die jeweils empfohlene Restriktion enthalten.

Vorab müssen jedoch Aussagen konkretisiert werden, gerade im Hinblick auf die oftmals erwähnte kumulative Wirkung von Projekten der unkonventionellen Erdgasförderung.

Beispiele:

#### AP7 - 87, oberster Absatz

"In der Regel wird unkonventionelle Erdgasförderung ... in einem Erholungswald nicht zulässig sein."

Diese Aussage weicht die deutlichen Fakten hinsichtlich Auswirkungen und bestehender Rechtslage unnötig auf. Der komplette Charakter des Erholungswaldes ginge verloren, würde eine Ausnahme für einen Bohrplatz im Erholungswald oder dessen Nähe genehmigt werden.

Der Satz muss konsequenterweise wie folgt formuliert werden:

"Die unkonventionelle Erdgasförderung ist in einem Erholungswald nicht zulässig."

#### AP7 - 103, 5.3.3 - Naturschutzgebiete

"Die Errichtung von Bohrplätzen zur unkonventionellen Erdgasförderung ist in Naturschutzgebieten vorbehaltlich einer Befreiung nach § 67 BNatSchG daher in der Regel ausgeschlossen."

Dies ist ein - im Hinblick auf die Unmöglichkeit der Erfüllung der Ausnahmetatbestände - unnötiger und irreführender Verweis.

Befreiungen nach § 67 BNatSchG können auf Antrag gewährt werden, wenn

1. dies aus Gründen des überwiegenden öffentlichen Interesses, einschließlich solcher sozialer und wirtschaftlicher Art, notwendig ist oder
2. die Durchführung der Vorschriften im Einzelfall zu einer unzumutbaren Belastung führen würde und die Abweichung mit den Belangen von Naturschutz und Landschaftspflege vereinbar ist.

Wie im Arbeitspaket 7 gut heraus gearbeitet und oben nochmal kurz erläutert, stehen die öffentlichen Interessen Projekten der unkonventionellen Erdgasförderung entgegen. Darüber hinaus wäre eine Befreiung weder wegen sozialer noch wirtschaftlicher Aspekte begründbar. Das Gegenteil ist sogar der Fall. Ebenso wenig wäre eine Abweichung mit den Belangen von Naturschutz und Landschaftspflege vereinbar.

Insofern ist der Verweis auf mögliche Befreiungstatbestände nach § 67 BNatschG irreführend und nicht sachgerecht. Der Verweis müsste daher entfallen.

### VIII.5. Störfallrisiko

In Kapitel 2.9 des Arbeitspakets 7 wird das Störfallrisiko behandelt. Unter dem Gesichtspunkt der konkurrierenden Nutzungen bedarf es der anlogenen Abwendung des § 50 S.1 BImSchG. § 50 S.1 BImSchG besagt, dass zur Vermeidung schwerer Unfälle ein angemessener Abstand zwischen Betrieben, die unter die Störfall-Verordnung (12.BImSchV) fallen und sensiblen Objekten oder Gebieten, z.B. Wohngebieten einzuhalten ist. Es wäre sachlich nicht gerechtfertigt, an Betriebe und Vorhaben, die vergleichbare Wirkungen haben, einen anderen Maßstab anzulegen. Daher müssen die Auswirkungen schwerer Unfälle bereits in der Raum- und Flächenplanung berücksichtigt werden.

Hierbei stellt sich die Frage nach der Bestimmung der angemessenen Abstände. Gemäß den Berechnungen von Uth im Exxon-Dialogprozess kann es beim Vorkommen von Sauer gas im worst-case zu einem Ereignis kommen, für das in einem Abstand von 1,3 km der AEGL 1-Wert (Tod der Menschen innerhalb des Gebiets mit diesem Radius), in einem Abstand von 21 km der ERPG 3-Wert (reversible Gesundheitsschädigung der Menschen innerhalb des Gebiets mit diesem Radius) überschritten ist.

Weder ist eine Flächenplanung akzeptabel, die den Tod der Menschen bei derartigen Ereignissen zulässt, noch darf es zu Gesundheitsschäden kommen. Das vorliegende Gutachten ist daher zu ändern, dass diesem Aspekt Rechnung getragen wird.

### VIII.6. Ergänzungen / weitere Verweise

Seite	Kapitel	Verweis / Ergänzung
AP7 - 40	2.9.3 - Leckagen an Installationen und Rohrleitungen	Es ist darauf hinzuweisen, dass die Anzahl der Störfälle der konventionellen Erdgas- und Erdölförderung weit über den hier genannten Fall aus 2012 hinausgeht. Siehe: <a href="http://www.bi-ffh-harburg.de/?page_id=257">http://www.bi-ffh-harburg.de/?page_id=257</a>
AP7 - 60	4.2.3 - Beanspruchung von Ressourcen	Es fehlt der Hinweis darauf, dass das benötigte Wasser für immer komplett aus dem Wasserkreislauf genommen wird und somit - anders als die Feldberegnung nach einer gewissen Zeit - auch nicht mehr als Trinkwasser zur Verfügung steht.
AP7 - 66	4.3.2 - Beeinträchtigung des Grundwasserhaushalts	Künstliche Wegsamkeiten können auch durch das Bohrloch selbst geschaffen werden. Methanaufstieg kann auch nach dem Ende der Produktion erfolgen.
AP7 - 84	4.4.7 - Bewertung	Ist ein Abschluss des Forschungsvorhabens "Unterirdische Raumplanung" schon erfolgt? Es wird darauf verwiesen, dass der Abschluss in 2013 erfolgen würde.