Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V.

22. Januar 2015

Stellungnahme

des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.

zu den

Referentenentwürfen

zum

Regelungspaket „Fracking“

Berliner Allee 26
30175 Hannover
Telefon: 0511 12172-0
Telefax: 0511 12172-10
E-Mail: info@erdoel-erdgas.de
www.erdoel-erdgas.de

W|E|G

Zusammenfassung

Der Erdgas-Produktionsstandort Deutschland und insbesondere Niedersachsen gerät zunehmend unter Druck. 2014 ist die deutsche Erdgasproduktion erneut um annähernd 10 Prozent gesunken. Wesentliche Gründe dafür sind das Ausbleiben von Fracs sowie ein Rückgang der Neubohrungen. Dies hat Auswirkungen auf die Diversifizierung der Energieversorgung, die Einnahmen des Staates aus Steuern und Förderabgaben, das technologische Know-how in Deutschland und schließlich auch auf Arbeits- und Ausbildungsplätze.

Die deutsche Erdgasproduktion

- deckt 12 Prozent des deutschen Erdgasbedarfs
- sichert 20.000 Arbeitsplätze und
- trägt über die Förderabgabe zur Finanzierung der Bundesländer bei – in den letzten zehn Jahren mehr als 8 Milliarden Euro.

Die deutschen Erdgasproduzenten möchten auch in Zukunft hierzu ihren Beitrag leisten. Dafür benötigen sie aber einen verlässlichen Rechtsrahmen, der Investitionen wieder ermöglicht, die Erforschung neuer Potentiale unterstützt und unverhältnismäßige wirtschaftliche Belastungen der Erdgasproduktion vermeidet, die letztlich eine wirtschaftliche Betätigung verhindern würden. Das betrifft vor allem folgende Punkte:

- Klare Trennung zwischen konventionellen und unkonventionellen Lagerstätten anhand (hydro-)geologischer Kriterien. Keine Abgrenzung mit unbegründeter und willkürlicher 3.000-Meter-Grenze. In Sandstein-Lagerstätten wird das Frac-Verfahren seit den 1960er Jahren ohne Beeinträchtigung von Mensch oder Umwelt angewendet.
- Berücksichtigung der Erfahrungen mit konventioneller Erdgasförderung durch sachgerechte Unterscheidung auch in der Umweltverträglichkeitsprüfung. Keine UVP-Pflicht für alltägliche Tätigkeiten.
- Zulassung aller ökologisch sinnvollen Entsorgungswege für Lagerstättenwasser.
- Keine Ressourcen-Vernichtung durch großflächige Ausschlussgebiete. Die Auflagen durch UVP und wasserrechtliche Gestattungen sind in Schutzgebieten ausreichend. Eine pauschale Definition von großen Ausschlussgebieten ist überzogen und entzieht große Erdgasvorkommen (rund 20 Prozent der Reserven) der Nutzung. Der volkswirtschaftliche Schaden daraus würde insgesamt zehn Milliarden Euro betragen.
  Unter Einrechnung der Potenziale, die durch die Ausschlussgebiete nicht mehr nutzbar sein sollen, betrüge der volkswirtschaftliche Schaden bei aktuellen Preisen rund 100 Milliarden Euro.
- Es muss sichergestellt sein, dass Vorhaben ohne hydraulische Stimulation unabhängig von der Lagerstätteneinordnung und der Teufe nicht von den einschlägigen Regelungen betroffen sind.
- Abstandsregeln an wissenschaftlichen Gutachten ausrichten. Einschlägige Gutachten fordern einen Abstand zwischen tiefstem nutzbarem Grundwasserleiter und Frac-Horizont von 1.000 Meter.
- Keine Änderung im Bergschadensrecht. Die Durchsetzung möglicher Ansprüche des Bürgers gegenüber den Erdgasproduzenten kann durch die optionale Schaffung von Schlichtungsstellen auf Länderebene erheblich vereinfacht werden.

1. Die Erdöl und Erdgas produzierende Industrie in Deutschland

- Die Mitglieder des WEG (E&P-Industrie) sichern mit ihrer heimischen Produktion rund 12 Prozent des deutschen Erdgasbedarfs; mit den Erdgasspeichern können weitere 24 Prozent abgedeckt werden. Die Erdgasproduktion in Deutschland bewegt sich in der Größenordnung des Jahresverbrauchs des Landes Niedersachsen.

- Die heimische Erdgasförderung ist seit Jahren rückläufig. Innerhalb von zehn Jahren hat sie sich auf inzwischen 10 Milliarden Kubikmeter pro Jahr halbiert. Seit Mitte 2011 besteht ohne Veränderung der rechtlichen Rahmenbedingungen vor allem bei Frac-Maßnahmen ein faktisches Moratorium in Form erheblicher Verzögerungen bzw. gänzlicher Aussetzung von Genehmigungsprozessen. Hierdurch wurde der Produktionsrückgang beschleunigt.

- Die E&P-Industrie beschäftigt derzeit rund 20.000 und zum überwiegenden Teil hoch qualifizierte Arbeitnehmer in strukturschwachen Regionen.

- In den letzten zehn Jahren haben die WEG-Mitglieder über 8 Milliarden Euro Förderabgaben an die Bundesländer abgeführt – das meiste davon an Niedersachsen. Über den Länderfinanzausgleich sind hieran alle Bundesländer beteiligt.

- Die E&P-Industrie leistet wichtige Beiträge auf dem Gebiet der Technologieentwicklung, von der nicht nur Universitäten und Institute in Deutschland profitieren. So sind neben den Produzenten auch spezialisierte Dienstleister weltweit erfolgreich und andere Energiezweige, wie z. B. die Geothermie, profitieren von der durch die E&P-Industrie entwickelte Technologie.

- Einer der wichtigsten Vorteile der heimischen Erdgasförderung ist der substanzielle Beitrag zur Sicherheit der Energieversorgung. Erdgas, das in Deutschland produziert wird, muss nicht importiert werden. Die deutsche Produktion von Erdöl und Erdgas entlastet die Energieimporte nach Deutschland um jährlich rund 5 Milliarden Euro, die ansonsten dem Ausland zufließen würden. Dies entspricht ca. 3 Prozent des deutschen Außenhandelssaldos.

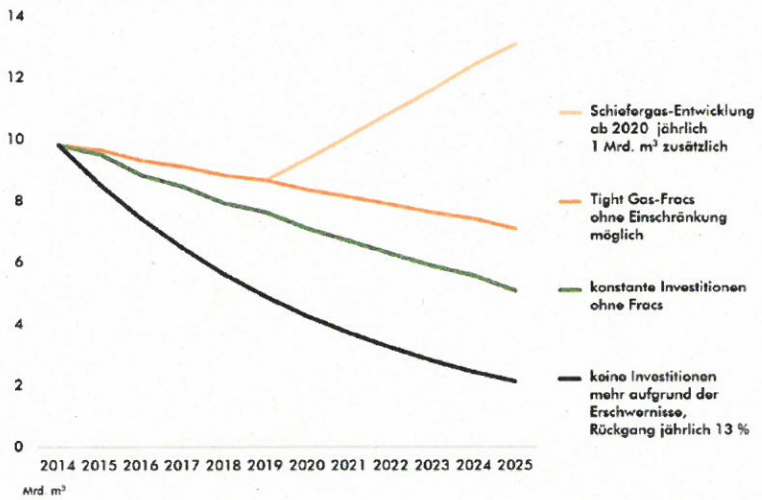
Hydraulic Fracturing in Deutschland

Schon seit den 1960er Jahren wird die Technologie des Hydraulic Fracturing in Deutschland bei der Erdgasförderung angewendet und wurde seitdem stetig verbessert. Auch bei Wasserbohrungen sowie in der Geothermie kommt Hydraulic Fracturing sicher und erfolgreich zum Einsatz. In der deutschen Erdgasproduktion wurde das Verfahren mehr als 300-mal in Sandgesteinsschichten eingesetzt, ohne dass Mensch oder Umwelt dabei beeinträchtigt worden sind. Das gewährleisten die hohen Umweltschutz- und Sicherheitsstandards in Deutschland, die für alle Aktivitäten in der Exploration und Produktion gelten. Alle geologischen Dienste in Deutschland sind sich einig, dass bei Einhaltung der heute geltenden Sicherheitsvorschriften der Einsatz von Hydraulic Fracturing verantwortbar ist und technisch beherrscht wird. Auch aus den in den letzten Jahren zahlreich durchgeführten Risikostudien lässt sich kein Grund für ein Fracking-Verbot ableiten. Dies gilt insbesondere in den konventionellen Lagerstätten.

Bedeutung richtiger Rahmenbedingungen

Wie sich die Entwicklung der heimischen Erdgasförderung fortsetzt, hängt maßgeblich von politischen Entscheidungen und den gesetzten Rahmenbedingungen ab. Szenarien für die nächsten zehn Jahre zeigen die mögliche Bandbreite auf.

Entscheidend für die weitere Entwicklung der Erdgasproduktion in Deutschland sind:



- Wiederermöglichung von Investitionen in der konventionellen Erdgasförderung (Tight Gas),
- Erforschung der unkonventionellen Lagerstätten in Schiefergesteinen und Kohleflözen mit einer Perspektive für eine zukünftige Nutzung bei erfolgreichen Forschungsprojekten,
- Vermeidung von unverhältnismäßigen Belastungen der Erdgasproduktion, die letztlich eine wirtschaftliche Betätigung verhindern würden.

Die Moratorien (Aussetzung von Genehmigungsverfahren) einiger Bundesländer haben dazu geführt, dass bereits abgeteufte Bohrungen aus technischen (insbesondere durch Veränderung der Druckverhältnisse in der Lagerstätte) und wirtschaftlichen Gründen nicht mehr hydraulisch stimuliert werden können und dadurch die Produktion aus diesen Bohrungen nicht mehr möglich ist.

Produktionsentwicklung und Reserven

Ende 2013 haben die deutschen Erdgasproduzenten nur noch Reserven von 97 Milliarden Kubikmetern Erdgas in konventionellen Lagerstätten in Deutschland ausgewiesen. Es wird erwartet, dass zusätzlich noch Potenziale in ähnlicher Größenordnung bestehen. Der größte Teil davon wird nur mit Hilfe der Frac-Technologie zu gewinnen sein, so dass die Bedeutung dieser Technologie zunehmen wird.

Darüber hinaus liegen weitaus größere Potenziale, die auch einen Anstieg der Produktion ermöglichen könnten, in Schiefergesteinen und Kohleflözen. Für die Kohleflöze gibt die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) ein Potenzial von 450 Milliarden Kubikmetern an. Im Auftrag des BMWi hat die BGR das Potenzial in Schiefergesteinen ermittelt und auf 700 bis 2.300 Milliarden Kubikmeter technisch förderbarer Erdgasvorkommen beziffert. Als Medianwert gibt die BGR 1.300 Milliarden Kubikmeter an. Eine Studie des internationalen Institutes IHS hat ergeben, dass durch die Schiefergaspotenziale die Erdgasproduktion so gesteigert werden könnte, dass in den 2030er Jahren 35 Prozent des deutschen Erdgasbedarfs aus heimischen Quellen gedeckt werden könnte.

2. Anmerkungen zum Regelungspaket „Fracking“

Die deutschen Erdgasproduzenten begrüßen, dass mit dem Regelungspaket grundsätzlich die Entwicklung der konventionellen Lagerstätten mittels Fracs und damit auch der Tight Gas-Lagerstätten wieder aufgenommen und Pilotprojekte zur Erforschung der Schiefergaspotenziale ermöglicht werden sollen. Tight-Gas-Förderung gibt es in Deutschland seit vielen Jahren; seit 2011 wurde aber keine hydraulische Frac-Behandlung mehr in diesen Lagerstätten durchgeführt.

Die vorgesehenen Auflagen werden im Ergebnis dazu führen, dass die Erdgasproduktion in Deutschland weiter deutlich belastet wird. Großflächige Gebiete sollen pauschal der Erdgasförderung entzogen werden und in den verbleibenden Bereichen ist durch z.T. überzogene Regulierung die Wirtschaftlichkeit von Investitionen gefährdet. Auch treten die deutschen Erdgasproduzenten für die Gewährleistung eines umfassenden Trinkwasserschutzes ein. Die derzeit vorliegenden Vorschläge gehen aber weit über die erforderlichen Maßnahmen zum Schutz von Natur und Umwelt und deutlich über die Vereinbarungen im Koalitionsvertrag hinaus. Zudem unterscheiden sie nicht hinreichend zwischen konventionellen (z.B. Tight Gas) und unkonventionellen (z.B. Schiefergas) Lagerstätten. Letztendlich werden sie so zu einem massiven Rückgang der Erdgasproduktion in Deutschland beitragen – auch im Bereich der konventionellen Tight-Gas-Produktion.

Unterscheidung zwischen konventionellen und unkonventionellen Lagerstätten

Die deutschen Erdgasproduzenten sind der Auffassung, dass ein unterschiedliches Vorgehen bei konventionellen Lagerstätten einerseits und unkonventionellen Potenzialen mittels hydraulischer Stimulierung andererseits sinnvoll ist. Für die konventionellen Tight Gas-Lagerstätten in Sandgesteinen bestehen in Deutschland jahrzehntelange Erfahrungen. Demgegenüber bedürfen die Potenziale in unkonventionellen Schiefergesteinen und teilweise Kohleflözen* noch der genaueren Erforschung. Sinnvoll ist eine Unterscheidung anhand der (hydro-)geologischen Merkmale. Demnach ist Tight Gas dem Speichergestein und Schiefergas sowie Kohleflözgas* dem Muttergestein zuzuordnen. Der Gesetzentwurf zur Änderung wasser- und naturschutzrechtlicher Vorschriften trägt dem grundsätzlich Rechnung, indem er spezielle Regelungen für Schiefergesteine und Kohleflöze bei Anwendung der hydraulischen Stimulation vorsieht. Jedoch ist die vorgesehene Abgrenzung anhand einer 3.000-Meter-Grenze wissenschaftlich und fachlich nicht begründet und erscheint willkürlich. Die vorgesehenen Ausschlussgebiete gelten auch (und besonders) vollumfänglich für die konventionelle Erdgasförderung. In der UVP-Verordnung Bergbau fehlt dagegen eine sachgerechte Unterscheidung zwischen konventionellen und unkonventionellen Lagerstätten.

---

* Auch Kohleflöze enthalten konventionelle Lagerstätten. Insbesondere in Bergbauregionen auf Steinkohle kann das in den Kohleflözen enthaltene Gas ähnlich dem Grubengas ohne den Einsatz der hydraulischen Stimulation gewonnen werden.

Frac-Fluide – Weiterentwicklung ermöglichen

Zum Schutz des Grundwassers ist betriebliche Sorgfalt besonders beim obertägigen Handling der Frac-Fluide wie beim Transport, der Zwischenlagerung und der Verpumpung geboten. Deshalb haben sich die Erdgasproduzenten bereits heute dazu verpflichtet, nur Flüssigkeitsgemische einzusetzen, die nicht umweltgefährlich, nicht giftig und maximal als schwach wassergefährdend eingestuft sind.

Darüber hinaus arbeiten die Erdgasproduzenten zusammen mit Unternehmen der Service-Industrie und der chemischen Industrie an der Entwicklung von Frac-Fluiden, die für unkonventionelle Lagerstätten gänzlich ohne giftige und umweltgefährliche Einsatzstoffe auskommen. Im Labormaßstab wurden diese bereits erfolgreich getestet. Die praktische Erprobung scheiterte bislang an den bestehenden faktischen Genehmigungsmoratorien. Die Erdgasproduzenten sind bereit, die Tauglichkeit im Rahmen von Pilotprojekten mit wissenschaftlicher Begleitung in der Praxis zu erproben.

Wasserrechtlicher Erlaubnisvorbehalt für Frac-Maßnahmen und Verpressung von Lagerstättenwasser nicht sachgerecht

Auch für die deutschen Erdgasproduzenten hat der Schutz des Trinkwassers einen hohen Stellenwert.Sie haben Verständnis für die politischen Forderungen, die Wasserbehörden in den Genehmigungsprozess zu integrieren. *Dies bedarf aber nicht zwingend einer Einstufung von allen Frac-Maßnahmen und Versenkbohrungen als unechte Gewässernutzung gem. § 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG.*

Beim Frac-Vorgang und bei der Verpressung von Lagerstättenwasser in druckabgesenkte kohlenwasserstoffhaltige Horizonte wird eine Flüssigkeit in eine Erdgaslagerstätte eingebracht und nicht in einen am Wasserkreislauf teilnehmenden Grundwasserhorizont. Dies gilt beispielsweise für Frac-Maßnahmen in Tight Gas-Lagerstätten, die durch abdichtende Schichten von Grundwasserhorizonten getrennt sind – die Voraussetzung für das Entstehen der Lagerstätte. Eine generelle Erfassung von Frac-Maßnahmen und Verpressung von Lagerstättenwasser durch den wasserrechtlichen Erlaubnisvorbehalt geht deutlich über den Schutzzweck des § 1 WHG hinaus. Auch führt die Einführung eines speziellen Benutzungstatbestandes für die Frac-Technologien und für die Verpressung von Lagerstättenwasser zu einer Ungleichbehandlung gegenüber anderen Industrien, für die der vorstehend skizzierte Maßstab gilt.

Keine Ressourcen-Vernichtung durch großflächige Ausschlussgebiete

Hinsichtlich der vorgesehenen Ausschlussgebiete bedarf es einer weitergehenden Differenzierung. Im Sinne des Bestandsschutzes muss für Tätigkeiten, für die es jahrzehntelange Erfahrungen gibt (z.B. Frac-Maßnahmen in Tight Gas-Lagerstätten), auch weiterhin eine fallbezogene Prüfung durch die zuständigen Fachbehörden möglich sein. Die bestehenden Schutzgebietsverordnungen in Wasserschutzgebieten, Naturschutzgebieten und Nationalparks enthalten Regelungen, wie die jeweiligen Schutzgüter zu schützen sind. In Verbindung mit einer UVP sind die Einzelfallgenehmigungen durch die Wasser- oder Naturschutzbehörden völlig ausreichend.

Die Wasserschutzverordnungen sehen bereits jetzt uneingeschränkt Verbote von Bohrungen in den Zonen I und II von Wasserschutzgebieten vor. In der Zone III ist aber grundsätzlich die

Möglichkeit zur Durchführung von Frac-Vorhaben möglich. Damit ist dem bei der Festlegung von Verboten und Beschränkungen geltenden Verhältnismäßigkeitsgrundsatz Rechnung getragen. Dieser Grundsatz würde durch absolute Verbote, also ohne Differenzierung zwischen den Schutzzonen (Entfernung zur Wassergewinnungsstelle), verletzt.

Ein über die Schutzzonen I und II hinausgehendes Verbot ist hingegen für die konventionelle Erdgasförderung nicht erforderlich, da durch umfangreiche Auflagen im Genehmigungsverfahren bereits heute ein ausreichender Grundwasserschutz für den jeweiligen Einzelfall sichergestellt werden kann.

Auch im Bundesnaturschutzgesetz sind pauschale Verbote und Beschränkungen in den Schutzgebieten im Hinblick auf das Übermaßverbot fragwürdig. Unter Berücksichtigung der jeweiligen Schutzgüter und -zwecke sind daher unter den strengen Kriterien des § 34 Absatz 3 BNatSchG im Einzelfall Ausnahmen zuzulassen.

Auch ein Unterbohren von Schutzgebieten hat keinen Einfluss auf das Schutzziel, sofern sich abdichtende geologische Schichten und mindestens 1.000 Meter Abstand zwischen nutzbarem Grundwasser und der Lagerstätte befinden. Deshalb ist ein Unterbohren der Schutzgebiete in diesen Fällen sicher und technisch verantwortbar.

Von den geplanten Ausschlussgebieten sind die deutschen Erdgasproduzenten massiv betroffen. Insgesamt werden Erdgaslagerstätten in der Größenordnung von 20 Prozent der derzeit ausgewiesen Reserven der Nutzung entzogen. Der volkswirtschaftliche Schaden hieraus beträgt nach derzeitigen Erdgasimportpreisen mindestens 10 Milliarden Euro, die dann für Energieimporte ans Ausland bezahlt werden müssen. Unter Einrechnung der Ressourcen, die nicht mehr untersucht und erschlossen werden können, beläuft sich der volkswirtschaftliche Schaden auf rund 100 Milliarden Euro.

Keine besonderen Regelungen außerhalb von Wasserschutzgebieten

Der Zweck von § 51 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 WHG besteht darin, Gewässer im Interesse der Wasserversorgung zu schützen. Daher ist durch Wasserschutzgebiete der Einzugsbereich der jeweiligen Wasserversorgung (Entnahmestellen) zu schützen. Weitere Verbote und Beschränkungen von Maßnahmen nach § 9 Abs. 2 S. 2 außerhalb von Wasserschutzgebieten sind nicht erforderlich und würden gegen das Übermaßverbot verstoßen. Insbesondere bedarf es keiner Öffnungsklauseln für die Bundesländer, weitere Gebiete für Frac-Maßnahmen auszuschließen.

Perspektiven für Pilotprojekte – Expertenkommission

Eine etwaige zukünftige Nutzung der bedeutenden Schiefergas- und bestimmter Kohleflözgaspotenziale setzt die weitere zeitnahe Erforschung und Erkundung der Lagerstätten voraus. Die Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten muss ermöglicht werden, sofern Umwelt- und Sicherheitsfragen dem nicht entgegenstehen.

Die deutschen Erdgasproduzenten begrüßen daher, dass Pilotprojekte für Schiefer- und Kohleflözgas zugelassen werden dürfen. Diese bedürfen aber einer wirtschaftlichen Perspektive für die Unternehmen. Unternehmen werden nur dann bereit sein, in den nächsten Jahren die erforderlichen hohen zweistelligen Millionenbeträge in Pilotprojekte zu investieren, wenn bei erfolg-

reichem Verlauf auch eine wirtschaftliche Nutzung möglich wird. Die Erdgasproduzenten unterstützen den Vorschlag, eine Expertenkommission einzusetzen, die eine unabhängige Bewertung der Forschungsergebnisse vornimmt und auf dieser Grundlage eine umfassende und abgewogene Entscheidung durch die zuständigen Behörden getroffen werden kann. Die Errichtung der Expertenkommission entspricht dem Koalitionsvertrag, in dem gefordert wird, eine Schiefergasproduktion nur zuzulassen, wenn durch die Pilotprojekte nachgewiesen ist, „dass eine nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit nicht zu befürchten ist."

Es geht darum, die Potenziale zu erkunden und festzustellen, ob die Nutzung in Deutschland verantwortbar ist. Dies ist eine wissenschaftliche Aufgabe – eine Politisierung der Arbeit der Kommission ist dabei zu vermeiden. Die offenen Forschungsfragen, die zeitlichen Vorgaben, Fragen der Verbindlichkeit der Feststellungen sowie Finanzierungsfragen müssen im Anschluss an die Gesetzgebungsverfahren umgehend festgelegt werden.

Berücksichtigung der Erfahrungen mit konventioneller Erdgasförderung durch sachgerechte Unterscheidung in der Umweltverträglichkeitsprüfung

Die deutschen Erdgasproduzenten akzeptieren die obligatorische Festlegung einer Umweltverträglichkeitsprüfung für Frac-Maßnahmen in Schiefergesteinen sowie einer standortbezogenen Vorprüfung für Tiefbohrungen zur Gewinnung von Erdgas, nicht jedoch eine obligatorische UVP für Frac-Maßnahmen in Sandstein-Formationen, sondern allenfalls eine standortbezogene oder allgemeine Vorprüfung.

Eine Differenzierung zwischen Fracking in konventionellen und unkonventionellen Lagerstätten ist angesichts der vorliegenden Erfahrungswerte sachgerecht. Während das Frac-Verfahren in Deutschland seit den 1960er Jahren in Sandstein-Lagerstätten ohne Beeinträchtigung von Mensch oder Umwelt angewandt wird, gibt es in Schiefergesteinen bisher nur wenig Erfahrung.

Die deutschen Erdgasproduzenten akzeptieren die Forderung nach stärkerer Beteilgung der Öffentlichkeit. Dafür wäre aber die Durchführung der der seit Juni 2013 im § 25 Abs. 3 Verwaltungsverfahrensgesetz verankerten frühzeitigen Öffentlichkeitsbeteiligung das geeignetere Mittel.

Eine obligatorische UVP führt jedoch zu einer nicht abschätzbaren Belastung für die Industrie und Genehmigungsbehörden in Form von hohem administrativem und personellem Aufwand sowie zu deutlichen Verzögerungen in der Projektumsetzung in der Größenordnung von ein bis zwei Jahren.

Bei der praktischen Durchführung der UVP für Frac-Vorhaben ist darauf zu achten, dass nicht aufgrund der fortschreitenden Entwicklung erneute vollumfängliche Prüfungen innerhalb desselben Feldbereichs in jeder Entwicklungsstufe durchzuführen sind, ohne dass die in vorgelagerten Verfahren gewonnen Ergebnisse verwertet bzw. angerechnet werden müssen.

Keine UVP für die Entsorgung von Lagerstättenwasser im Kreislaufprinzip – Zulassung aller ökologisch sinnvollen Entsorgungswege

Bei der Erdgasförderung aus Sandsteinen tritt Lagerstättenwasser mit zu Tage. Die Inhalte des Lagerstättenwassers mit Salzen (bis zu 27 Prozent) und anderen Stoffen (z.B. 0,03 Prozent

Kohlenwasserstoffe, 0,000024 Prozent Quecksilber) sind Ergebnis der Entstehungsgeschichte der jeweiligen Erdgaslagerstätten und unterscheiden sich je nach Standort. Das Lagerstättenwasser steht in den Gesteinsformationen der Lagerstätte seit Jahrmillionen in Kontakt mit dem dortigen Erdgas.

Durch technische Weiterentwicklung und Erfahrungen werden die Konzepte für den Umgang mit Lagerstättenwasser laufend überprüft und angepasst. Aktuelle Studien haben ergeben, dass es aus ökologischer Sicht sinnvoll ist, das Lagerstättenwasser in kohlenwaserstoffhaltige und druckabgesenkte Horizonte zurückzubringen. Die E&P-Industrie wird diese Empfehlungen umsetzen und Lagerstättenwasser beim Entsorgungsweg Re-Injektion zukünftig nur noch in solche Horizonte verbringen. Diese Vorgehensweise im Sinne des Kreislaufprinzips muss durch die geplanten technischen Standards ermöglicht werden. Bei Anwendung des Kreislaufprinzips ist eine gesonderte Umweltverträglichkeitsprüfung nicht erforderlich.

Bei der Erdölförderung dient die Rückführung von Lagerstättenwasser zur Druckerhaltung in der Lagerstätte und ist somit ist ein wesentlicher Bestandteil des Produktionsprozesses. Wenn dies nicht mehr gewährleistet ist, kommt die Erdölförderung zum Erliegen.

Keine UVP-Pflicht für alltägliche Tätigkeiten

Zu der ebenfalls in der UVP-Pflicht mit erfassten „Wiederverwendung" von anfallenden Flüssigkeiten wird weder in der Verordnung noch in der Begründung definiert, was unter „Wiederverwendung" zu verstehen ist. Der Wortlaut erfasst auch alltägliche Tätigkeiten der Aufsuchung und Gewinnung wie z.B. die regelmäßig erforderliche Salzbeseitigung, Korrosionsinhibierung, Zement- und Aufsandarbeiten, jegliche Bohrtätigkeit, Gastrocknung, Molch- und Spültätigkeiten, etc. deren zeitlich begrenzte und allenfalls geringfügigen Umweltauswirkungen keine eigenständige UVP-Pflicht rechtfertigten. Diese Arbeiten erfolgen zumeist reaktiv auf das Verhalten der Bohrung u.ä. und sind daher nur begrenzt planbar. Würden diese Tätigkeiten die Durchführung eines entsprechden separaten Trägerverfahrens einschließlich UVP erforlich machen, ließe sich der Aufsuchungs- und Gewinnungsbetrieb nicht aufrechterhalten. Auch dienen viele dieser Tätigkeiten gerade der Sicherheit und Umweltverträglichkeit des Betriebs, so dass die Nichtdurchführbarkeit dieser Arbeiten auf Grund eines abzuwartenden Verfahrens ein nicht vorhersehbares Sicherheitsrisiko bedeuteten. Eine darauf abstellende UVP ist sinnlos, insbesondere da potenzielle Umweltgefährdungen bereits durch die UVP-Pflicht bzw. Vorprüfungspflicht der Gewinnung bzw. der einzelnen Frac-Maßnahme geprüft werden.

Keine Ausweitung der Bergschadensvermutung auf Erdgasförderung und Kavernen

Einer Ausweitung der Beweislastumkehr auf die Erdgasförderung und auf das Betreiben von Kavernen bedarf es nicht. Es bestehen weder Unklarheiten in der Rechtsanwendung noch ist der Rechtsschutz Geschädigter unzureichend. Die Durchsetzung möglicher Ansprüche des Bürgers gegen Erdgasproduzenten kann durch die Schaffung von Schlichtungsstellen auf Länderebene erheblich vereinfacht werden.

Für die Erdgasgewinnung durch Tiefbohrungen ist eine Beweislastregelung nicht erforderlich. Denn insbesondere im Vergleich mit dem untertägigen Steinkohlebergbau ist die Erdgasgewin-

nung weder typisch schadenverursachend noch wohnt ihr die Besonderheit der erschwerten Beweisführung im Falle unterirdisch ausgelöster Kausalketten inne.

Die im Umkreis von Kavernenstandorten bisweilen beobachteten, sehr langsamen und gleichmäßigen Bodenabsenkungen im Laufe der geplanten Betriebsdauer einer Kaverne an der Oberfläche rechtfertigen auch keine neue Beweislastregelung. Dies beruht insbesondere darauf, dass Untergrundspeicher in aller Regel zeitnah nach dem Aussolvorgang wieder mit Gasen oder Flüssigkeiten befüllt werden.

Nach dem Entwurf soll die Anwendung der Bergschadenshaftung bei Kavernenspeichern auf Schäden beschränkt sein, die ab dem Tage des Inkrafttretens dieser Vorschriften verursacht werden. Diese Formulierung würde wegen der technischen Bedingungen des Kavernenbaus bedeuten, dass die Unternehmen eine mindestens anteilige Haftung auch für vor der Gesetzesänderung begonnene Schadensentwicklungen trifft. Deshalb sollte in jedem Fall eine Übergangsformulierung gewählt werden, nach der nur Schäden erfasst sind, die ausschließlich ab dem Tage des Inkrafttretens dieser Vorschriften verursacht werden.

Wirtschaftsverband
Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.

Fragen zum Erfüllungsaufwand:

1) Zu § 9 Abs. 2 Nr. 3 und 4 WHG neu (bitte zwischen Nr. 3 und 4 differenzieren):

a) Mit wieviel Anträgen auf Zulassung von Gewässerbenutzungen nach Nr. 3 und 4 ist pro Jahr zu rechnen? Da schon nach bisheriger Praxis in den betreffenden Fällen z.T. wasserrechtliche Erlaubnisse erteilt worden sind: Mit wieviel zusätzlichen Anträgen ist im Vergleich zur bisherigen Verwaltungspraxis pro Jahr zu rechnen?

Zu Nr. 3, Fracking Vorhaben pro Jahr:

Konventionelle Lagerstätten:
6-7 bestehende Bohrungen 1 Frac pro Bohrung + 7-8 neue Bohrungen mit ca. 1-10 Frac-Vorhaben pro Bohrung.
Insgesamt: ca.40 bis 50 wasserrechtliche Erlaubnisse

Schiefergestein:
400 wasserrechtliche Erlaubnisse (4 Clusterplätze a 10 Bohrungen a 10 Fracs)

Zu Nr. 4, Vorhaben zur Versenkung pro Jahr:
0-1 Vorhaben

b) Wie hoch ist nach Ihrer Einschätzung voraussichtlich der durchschnittliche Kostenaufwand, der mit der Durchführung eines Erlaubnisverfahrens für die neuen Gewässerbenutzungen nach § 9 Abs. 2 Nr. 3 und 4 WHG verbunden ist (Zeitaufwand x Lohnsatz; Sachaufwand)? Inwieweit wird der Kostenaufwand im einzelnen Verfahren unter Berücksichtigung der neuen Anforderungen nach den §§ 13a und 13b höher sein als bei Erlaubnisverfahren, die auf der Grundlage des bisherigen Rechts durchgeführt worden sind

Zu Nr. 3: Frac-Vorhaben:
Sachaufwand: ca. 100.000 € (Hydrogeologische und geologische Gutachten)
Zeitaufwand: ca. 160 Stunden x 67,00 € Lohnsatz
(entsprechend Leitlinien Erfüllungsaufwand) = ca. 11.000 €

Zu Nr. 4 :Versenkungbohrungen:
Sachaufwand: ca. 180.000 € (ca. 100.000 € Hydrogeologische und geologische Gutachten, 50.000 € Seismologische Gutachten, 15.000 € Verkehrslenkungsgutachten, 15.000 € Konzepte/ Gutachten Abwasseraufbereitung)
Zeitaufwand: ca. 200 Stunden x 67,00 € Lohnsatz
(entsprechend Leitlinien Erfüllungsaufwand) = ca. 14.000 €

2) Zu § 13a Abs. 4Nr. 1 WHG neu

Welche Mehrkosten werden voraussichtlich pro Erlaubnis anfallen, um die neuen stoffbezogenen Anforderungen zu erfüllen (im Vergleich zur bisherigen Praxis (insbes. tight gas-Fracking) bzw. zu einer ohne die Regelung möglichen Praxis (Fracking in Schiefergestein/Kohleflözgestein)?

Konventionelle Lagerstätten:
Sachaufwand: 160.000 € pro Frac-Vorhaben

Zeitaufwand: ca. 40 Stunden x 67,00 € Lohnsatz
(entsprechend Leitlinien Erfüllungsaufwand) = ca. 3.000 €

Schiefergesteinlagerstätten:
Sachaufwand: 50.000 € pro Frac-Vorhaben
Zeitaufwand: ca. 40 Stunden x 67,00 € Lohnsatz
(entsprechend Leitlinien Erfüllungsaufwand) = ca. 3.000 €

Kosten Entsorgung Flowback: 300-500 €/ cbm (abhängig von chemischer Zusammensetzung), da Flowback nicht mehr versenkt werden darf

3) Zu § 13a Abs. 4 Nr. 2 und Abs. 5 Nr. 2 WHG neu (bitte zwischen Abs. 4 Nr. 2 und Abs. 5 Nr. 2 differenzieren)

Wie hoch sind nach Ihrer Einschätzung die voraussichtlichen Mehrkosten pro Erlaubnis, die mit den neuen Anforderungen nach § 13a Abs. 4 Nr. 2 und Abs. 5 Nr. 2 WHG verbunden sind, im Vergleich zu Erlaubnissen, die auf der Grundlage des bisherigen Rechts erteilt worden sind?

Abs. 4 Nr. 2:
Sachaufwand: zusätzliche Gutachten 10.000 €
Zeitaufwand: ca. 40 Stunden x 67,00 € Lohnsatz
(entsprechend Leitlinien Erfüllungsaufwand) = ca. 3.000 €

Abs. 5 Nr. 2:
Sachaufwand: zusätzliche Gutachten 10.000 €
Zeitaufwand: ca. 40 Stunden x 67,00 € Lohnsatz
(entsprechend Leitlinien Erfüllungsaufwand) = ca. 3.000 €

4) Zu § 13b Absatz 2 WHG neu

a) Wie hoch sind nach Ihrer Einschätzung die voraussichtlichen Mehrkosten pro Erlaubnis, die mit den neuen Anforderungen nach § 13b Abs. 2 Nr. 1 WHG verbunden sind, im Vergleich zu Erlaubnissen, die auf der Grundlage des bisherigen Rechts erteilt worden sind?

Sachaufwand: 1.000.000 € (für die Herstellung von Beobachtungsbrunnen und Analytik)
Zeitaufwand: 200 x 67,00 € Lohnsatz
(entsprechend Leitlinien Erfüllungsaufwand) = 14.000 €

5) Zu § 13b Abs. 2 Nr. 2 und Abs. 3 WHG neu (nur Berichtspflicht)
Wie hoch sind nach Ihrer Einschätzung die voraussichtlichen Kosten, um den Berichtspflichten pro Erlaubnis nachzukommen (Zeitaufwand x Lohnsatz; Sachaufwand)? Bitte differenzieren zwischen Abs. 2 Nr. 2 und Abs. 3. Es ist davon auszugehen, dass die Berichtspflicht auch auf elektronischem Wege erfüllt werden kann.

Abs.2 und Abs. 3 jeweils:
Sachaufwand: 10000 bis 20.000 €/Jahr
Zeitaufwand: 40 x 67,00 € Lohnsatz
(entsprechend Leitlinien Erfüllungsaufwand) = 3.000 €

6) Zu § 13b Abs. 4 WHG neu

a) Mit wieviel Fällen ist pro Jahr zu rechnen, in denen eine Berichtspflicht entsteht?

0 Fälle

b) Wie hoch sind nach Ihrer Einschätzung die voraussichtlichen Kosten, um der Berichtspflicht im Einzelfall nachzukommen (Zeitaufwand x Lohnsatz; Sachaufwand)?

0 €

7) Zu § 1 UVP-V Bergbau neu:

a) Wie hoch schätzen Sie die Zahl der zusätzlichen Umweltverträglichkeitsprüfungen (UVP) und von Vorprüfungen im Einzelfall pro Jahr bezogen auf die jeweilige Art des Vorhabens (Nr. 2 Buchst. b), 2a, 2b, 2c, Nr. 8 Buchst. b), 8a, Nr. 10) ein?

Nr. 2a:
Konventionelle Lagerstätten: 13-15 UVP-Verfahren (6-7 Frac Vorhaben in bestehenden Bohrungen + 7-8 neue Bohrprojekte mit jeweils 1-10 Fracs)
Unkonventionelle Lagerstätten: 4 UVP-Verfahren (4 Cluster)

Nr. 2b: keine Vorhaben

Nr. 2c: 1-2 Vorhaben

Nr. 8: trifft für WEG nicht zu

Nr. 10: 1-2 Vorhaben

b) Wie hoch schätzen Sie die Kosten ein, die dem Unternehmen zusätzlich durch die Durchführung einer UVP bzw. einer Vorprüfung im Einzelfall entstehen? Sollten Unterschiede nach der Art des Vorhabens erwartet wer- den, bitte auch danach differenzieren.

Durchführung eines UVP Verfahrens: ca. 400.000 bis 600000 €

Durchführung einer UVP-Vorprüfung: ca. 50.000 €

8) Zu den §§ 22b und 22c Allgemeine Bundesbergverordnung neu

a) In wie vielen aktuellen Vorhaben und in wie vielen zukünftigen Vorhaben werden die genannten zusätzlichen Anforderungen anzuwenden sein? Aktuelle vorhaben:

Aktuelle Vorhaben:
wird bereits heute weitgehend umgesetzt

Zukünftige Vorhaben:
bei allen hydraulischen Bohrlochbehandlungen, siehe Antwort zu Frage 7

b) Mit welchen Mehrkosten rechnen Sie zur Erfüllung der zusätzlichen Anforderungen?

Ggf. neueVersenkbohrungen in kw-haltige Gesteinsformationen abteufen oder alternative Entsorgungsmöglichkeiten untersuchen. Pro Vorhaben bis zu ca. 5 Mio. €

c) Gibt es aktuelle/zukünftige Vorhaben, die aufgrund dieser Anforderungen eingestellt werden müssen bzw. nicht durchgeführt werden können? Welche Kosten würden hieraus erwachsen?

Möglicherweise

9) Zu §§ 120, 126 BBergG neu

a) Wie viele Haftungsfälle, die den Regelungen zum Bergschaden unterfallen würden, würden Sie in Zukunft pro Jahr erwarten? Rechnen Sie mit einer Zunahme von Haftungsfällen gegenüber der aktuellen Rechtslage? Wenn ja um wie viele Fälle? Wie viele der bisherigen/zukünftig erwarteten Fälle werden von Gerichten entschieden?

b) Können Sie einschätzen, ob durch die Anwendung des Bergschadensrechts der Ausgang der streitigen Fälle beeinflusst wird?

Zu a) und b) ja, es wird mit einer Zunahme von Anspruchstellern gerechnet, da durch die Beweislastumkehr der Anspruchsteller nicht mehr (finanziell) in Vorleistung gehen muss durch z.B. die Beibringung eines Sachverständigengutachtens. Die Hemmschwelle sinkt insgesamt; möglicher Trittbrettfahrereffekt.

c) Mit Mehrkosten in welcher Höhe rechnen Sie infolge der Änderungen im Bergschadensrecht? Werden sie zusätzliche Rückstellungen aufgrund dieser Rechtsänderungen bilden?

Ca. 1.000 € pro Sachverständigengutachten

Für Rückstellungen lediglich auf Grund einer Gesetzesänderung fehlt rechtliche Grundlage

10) Allgemein zu Folgekosten:

Verursachen aus Ihrer Sicht weitere -in den vorgenannten Fragen bisher nicht erfasste- Aspekte mittelbare Kosten für die die Wirtschaft (z.B. Anstieg Energiepreise)? Wenn ja, welche dieser Verpflichtungen verursachen Folgekosten? Mit welchen Fallzahlen und Kosten rechnen Sie dabei?

Die durch die der rechtlichen Änderungen verursachten –oben skizzierten - Kosten sind aufgrund der im Folgenden aufgelisteten Aspekte in Ihrem Gesamtumfang deutlich höher anzusetzen:

- *Einschränkung von E&P Aktivitäten (für Frac- und Versenkvorhaben) in Schutzgebieten wie WSG;*
- *Verlust der Fracmöglichkeit durch lange Verfahrensdauer;*
- *Sicherheitsleistungen;*
- *erheblicher Zeitverlust durch deutlich längere Verfahrenszeiten (zumindest in der Übergangszeit);*
- *erhebliche Kosten und Zeitverluste durch potenzielle Klageverfahren in UVP-Verfahren*
- *inhaltliche Anforderungen z.B. bei Monitoringmaßnahmen noch unklar*

Zusätzlich werden durch die geplanten Ausschlussgebiete wirtschaftliche Schäden erheblichen Ausmaßes verursacht. So werden Erdgaslagerstätten in der Größenordnung von 20 Prozent der derzeit ausgewiesen Reserven der Nutzung entzogen. Der volkswirtschaftliche Schaden hieraus beträgt nach derzeitigen Erdgasimportpreisen mindestens 10 Milliarden Euro. Unter Einrechnung der Ressourcen, die nicht mehr untersucht und erschlossen werden können, beläuft sich der volkswirtschaftliche Schaden auf rund 100 Milliarden Euro.