

LANDESBÜRO DER NATURSCHUTZVERBÄNDE NRW

Beratung . Mitwirkung . Koordination

Landesbüro der Naturschutzverbände NRW · Ripshorster Str. 306 · 46117 Oberhausen

Bureau Energieprojekten
Inspraakpunt Conceptnotitie Structuurvisie
Schaliegas
Postbus 23
2290 AA Wateringen
Niederlande

Per Fax vorab: 0031 070 379 7841

Ihr Schreiben vom	Ihr Zeichen	Unser Zeichen
02.06.2014	00000001003214369000	SV 40-05.14 LEP

Strukturvision Schiefergas – Grenzüberschreitende Konsultation zu Reichweite und Detailtiefe der Strategischen Umweltprüfung

Sehr geehrte Damen und Herren,

das niederländische Ministerium für Infrastruktur und Umwelt erarbeitet derzeit eine Strukturvision Untergund. Integraler Bestandteil dieser Strukturvision soll eine Strukturvision speziell für Schiefergas sein, mit Hilfe derer dargelegt werden soll, ob und wenn ja, in welchen Gebieten in den Niederlanden eine Förderung von Schiefergas mit möglichst geringen Belastungen für Mensch, Natur und Umwelt möglich wäre.

Mit Schreiben vom 2. Juni 2014 informierte das Ministerie van Economische Zaken das Landesbüro der Naturschutzverbände NRW über die Öffentlichkeitsbeteiligung zu Reichweite und Detailtiefe der Strategischen Umweltprüfung und bittet um eine schriftliche Stellungnahme bis zum 16. Juli 2014.

Namens und in Vollmacht der in Nordrhein-Westfalen anerkannten Naturschutzverbände Bund für Umwelt und Naturschutz NRW (BUND NRW), Naturschutzbund NRW (NABU) und Landesgemeinschaft Naturschutz und Umwelt NRW (LNU) nehme ich in o.g. Verfahren wie folgt Stellung:

Die anerkannten Naturschutzverbände lehnen die Förderung von Erdgas aus mithilfe der Fracking-Technologie aus natur- und umweltpolitischen sowie aus energie- und klimapolitischen Gründen ab und fordern die niederländische Regierung auf, alle notwendigen rechtlichen Maßnahmen zu ergreifen, um den Schutz von Mensch, Natur und Trinkwasser sicherzustellen, und dem Einsatz der Fracking-Technologie in den Niederlanden eine Absage zu erteilen.

Der Einsatz von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas ist eine Hochrisikotechnologie, deren Folgen nicht kontrollierbar, nicht rückholbar und nicht reparierbar sind. Gefährdungen für Mensch und Umwelt durch Fracking können weder jetzt noch zukünftig ausgeschlossen werden. Auch das Fracking ohne

LANDESBÜRO DER
NATURSCHUTZVERBÄNDE NRW

Ripshorster Str. 306
46117 Oberhausen

T 0208 880 59-20
F 0208 880 59-29

E info@lb-naturschutz-nrw.de
I www.lb-naturschutz-nrw.de

Sie erreichen uns
Mo - Fr 9.00 bis 13.00 Uhr
Mo - Do 13.30 bis 16.00 Uhr

Auskunft erteilt:
Regine Becker

Datum
15. Juli 2014

Träger des Landesbüros der
Naturschutzverbände NRW



so genannte „giftige Chemie“ ist mit gravierenden Umweltrisiken verbunden. Weder durch Forschungs-, Probe- oder Gewinnungsbohrungen noch durch die Entsorgung der Frack-Wässer darf es zu einer toxikologischen oder sonstigen Gefährdung des Grund-/Trinkwassers kommen. Eine Schiefergasförderung, auch mit *„möglichst geringen Belastungen für Mensch, Natur und Umwelt“*, wie es laut dem vorliegenden Konzept angestrebt wird, kann und darf es nicht geben, solange ein Restrisiko nicht absolut ausgeschlossen ist.

Es darf keine Erdgasgewinnung um jeden Preis geben. Dem Energiesparen, der Energieeffizienz und den erneuerbaren Energien ist endlich Vorrang einzuräumen. Gefrachtes Erdgas ist für die Versorgungssicherheit überflüssig.

Angesichts der gravierenden Wissens- und Informationsdefizite bezüglich der Risiken des Frackings ist die Bewertung von Umweltauswirkungen kaum möglich. Es ist somit von vorne herein ausgeschlossen, dass die beabsichtigte Umweltverträglichkeitsprüfung zu belastbaren Ergebnissen kommen kann.

Die niederländische Regierung wird aufgefordert, die Erarbeitung der Strukturvision Schiefergas ersatzlos einzustellen.

Sollte trotzdem an der Erarbeitung der Strukturvision Schiefergas festgehalten werden, so sind zumindest alle prüfbaren Aspekte in der Umweltverträglichkeitsprüfung zu berücksichtigen. Das vorliegende Konzept für eine Strategische Umweltverträglichkeitsprüfung ist bereits nach „konventionellen“ Maßstäben nicht geeignet, die Risiken und Beeinträchtigungen von Natur und Landschaft vollständig zu ermitteln und zu bewerten, um darauf gestützt Aussagen zu treffen, in welchen Gebieten in den Niederlanden eine Förderung von Schiefergas mit *„möglichst geringen Belastungen für Mensch, Natur und Umwelt“* diesseits und jenseits der deutsch-niederländischen Grenze möglich wäre. So sind weder die Prüfkriterien vollständig noch werden nachvollziehbare Prüfkriterien genannt.

Im Einzelnen:

1. Geologische und technische Risiken

Bereits ohne den Einsatz der Fracking-Technik ist die Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas mit wasserwirtschaftlich bedenklichen Risiken verbunden; Veränderungen des hydrogeologischen Systems sind unvermeidbar. Mit dem Durchstoßen von Deckschichten oder stockwerkstrennenden, abdichtenden Schichten können Wasserwegsamkeiten geschaffen werden, über die z.B. Bohrspülzusätze oder Formationswässer in das Grundwasser gelangen.

Insbesondere durch Fracking sind solche hydraulischen Anschlüsse sowohl während der Erkundungs- und der Betriebsphase als auch danach nicht ausgeschlossen. Geeignete Prognosemodelle, welche Aussagen zur Langzeitsicherheit erleichtern könnten, existieren bislang nicht. Auch wie sich zum Beispiel in Abhängigkeit von den jeweiligen hydrologischen Standortgegebenheiten mögliche Summenwirkungen der Vielzahl von Bereichen mit künstlich erhöhter Durchlässigkeit darstellen, ist unklar. Der Zement zum Ausbau der Bohrungen altert, kann somit spröde und

durchlässig werden. Eine hundertprozentige Dichtigkeit über einen langen Zeitraum hinweg ist illusorisch. Dies bestätigte auch ExxonMobil („Alles wird nie dicht sein. Technik bedeutet immer, dass es keine hundertprozentige Sicherheit gibt.“¹). Damit sind mögliche MethanAusgasungen vorprogrammiert. Dies belegen auch die jüngsten Leckagen im Speicherfeld Gronau-Epe (Nordrhein-Westfalen), wo es im Jahr 2014 zu einem Ölaustritt und Problemen auch mit dem Gasspeicher gekommen ist.²

Darüber hinaus, kann es beim Abteufen der Bohrungen zu seismotektonischen Beben kommen, die u.U. auch Schäden an der Erdoberfläche oder zusätzliche Wasserwegsamkeiten hervorrufen können. Werden Flüssigkeiten unter hohem Druck in den Untergrund injiziert, liegen stärkere Gesteinsbrüche und damit auch stärkere Beben im Bereich des Möglichen. Für die Suche nach Erdgas und Erdöl in geologisch instabilen Zonen birgt Fracking daher ein nicht zu vernachlässigendes Bebenrisiko. Dass bei der Erdgasförderung Erschütterungen ausgelöst werden können, ist unbestritten. Im Raum Verden und Rotenburg (Niedersachsen) hat der Erdboden in den vergangenen Jahren mehrfach gebebt; Stärken von 2,9 auf der Richterskala wurden dabei erreicht. Insbesondere in Gebieten mit kritischen Vorspannungen sind Gebäudeschäden nicht ausgeschlossen.³

2. Anforderungen an den Untersuchungsrahmen für die Plan-UVP (Strategische Umweltprüfung)

Gemäß Artikel 5 Abs.1, Anhang I der EU-Richtlinie 2001/42/EG über die Prüfung der Umweltauswirkungen bestimmter Pläne und Programme sind im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung u.a. mindestens folgende Informationen vorzulegen:

Die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen (einschließlich sekundärer, kumulativer, synergetischer, kurz-, mittel- und langfristiger, ständiger und vorübergehender, positiver und negativer Auswirkungen), einschließlich der Auswirkungen auf Aspekte wie die

- biologische Vielfalt,
- die Bevölkerung,
- die Gesundheit des Menschen,
- Fauna und Flora,
- Boden und Wasser,
- Luft und klimatische Faktoren,
- Sachwerte, das kulturelle Erbe einschließlich der architektonisch wertvollen Bauten und der archäologischen Schätze,
- die Landschaft sowie
- die Wechselbeziehung zwischen den genannten Faktoren
- eine Kurzdarstellung der Gründe für die Wahl der geprüften Alternativen und eine Beschreibung, wie die Umweltprüfung vorgenommen wurde, einschließlich etwaiger Schwierigkeiten

¹ Dr. H. Herrn Stapelberg, ExxonMobil, Quelle: Landtag NRW, Protokoll der Landtagsanhörung vom 31.5.2011, Apr 15/215, S. 27

² Vgl. http://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/themen/o/oelschaden_gronau/index.php

³ http://www.weser-kurier.de/region/niedersachsen_artikel,-Netzwerk-zeichnet-Erdstoesse-auf-arid,339866.html#null;
<http://www.ndr.de/regional/niedersachsen/heide/fracking209.htm>

bei der Zusammenstellung der erforderlichen Informationen (zum Beispiel technische Lücken oder fehlende Kenntnisse)

Diesen Anforderungen wird das vorliegende Konzept nicht annähernd gerecht. So geht aus Tab 5.2 (Bewertungsrahmen) hervor, dass beispielsweise im Hinblick auf die Bewertung der Auswirkungen auf die Natur lediglich Natura-2000-Gebiete, das ökologische Verbundsystem (EHS) und geschützte und bedrohte Arten betrachtet werden sollen. Dies ist jedoch nicht ausreichend, um die Auswirkungen der Erdgasförderung mithilfe der Fracking-Technologie zu erfassen und zu bewerten.

2.1 Erforderliche Ergänzung des Bewertungsrahmens

Der Bewertungsrahmen ist um folgende Punkte zu ergänzen:

- Grundwasserabsenkungen infolge des hohen Wasserbedarfs
- Auswirkungen auf Flora und Fauna insgesamt; hier auch Störungen durch Erschütterungen, Staubimmissionen, Verkehr
- Schutzwürdigkeit von Böden
- Auswirkungen auf das Klima
- Auswirkungen auf die Hydrogeologie
- Auswirkungen von Lärm auf den Erlebniswert der Landschaft
- Wechselwirkungen zwischen den Schutzgütern
- Zusammenstellung der Wissenslücken

2.2 Leitungstrassen und verkehrliche Erschließung

Unberücksichtigt bleiben auch die Auswirkungen erforderlicher Leitungstrassen (Gas- und Wasserleitungen) und verkehrlicher Erschließungsmaßnahmen der Bohrstandorte. Der Untersuchungsrahmen ist um diese Aspekte zu ergänzen.

2.3 Auswirkungen von „worst-case-Szenarien“

Im Zuge der Untersuchungen der Umweltauswirkungen ist es zwingend erforderlich, die Auswirkungen von „worst-case-Szenarien“ zu betrachten. Im vorliegenden Konzept ist die „worst-case-Betrachtung“ bisher nur die „bei Bedarf“ vorgesehen.

2.4 Flächeninanspruchnahme und Entwertung des Freiraums

Da in der Strukturvision Schiefergas insbesondere die Oberflächenaspekte betrachtet werden sollen, ist die Flächeninanspruchnahme im Zuge der Erschließung und Gewinnung von Erdgas mithilfe der Fracking-Technologie ein zentraler Aspekt der zu erstellenden Umweltprüfung. Dabei geht es nicht allein um die Auswirkungen durch die direkte Inanspruchnahme von Grundflächen durch die Einrichtung zahlreicher Bohrplätze und den Aufbau der Rohrleitungssysteme, sondern auch um die Beeinträchtigungen durch Erschütterungen, Lärm-, Licht- und Staubemissionen. Neben dem direkten Eingriff in Natur und Landschaft sowie dem Verlust von naturnahen Böden und Bodenfunktionen durch die Überbauung und Versiegelung sind hierbei insbesondere Veränderungen des Landschaftsbildes, die Flächenzerschneidung und der Verlust von Landschaftselementen mit vielfältigen Auswirkungen auf die verschiedenen Schutzgüter wie Wasser, Boden, Biodiversität und Lokalklima zu nennen.

In der zur erstellenden Umweltprüfung soll die Beurteilung der Auswirkungen anhand einer beispielhaften Schiefergasförderung erfolgen. Bei Bedarf sollen Bandbreiten, Varianten oder ein „worst case“ zugrunde gelegt werden (Pkt.4.2 des Entwurfes). Unberücksichtigt bleiben damit bislang die Auswirkungen von Vorhaben zur Erkundung von Schiefergasgewinnungsmöglichkeiten (Probebohrungen u.a.). Die Risikostudie NRW⁴ geht beispielsweise davon aus, dass nur ca. die Hälfte der Fläche, in der Erkundungs- oder Probebohrungen durchgeführt werden, auch tatsächlich für Förderbohrungen genutzt werden. Der Untersuchungsrahmen ist daher um die Beurteilung der Flächeninanspruchnahme durch die Probebohrungen zu ergänzen.

Die Erdgasgewinnung mithilfe der Fracking-Technologie wirkt sich großräumig aus und bedeutet eine Industrialisierung der Landschaft. So ist davon auszugehen, dass in diesem Gebiet beispielsweise weder Siedlungsentwicklungen oder touristische Angebote stattfinden werden:

— Als Größe für eine beispielhafte Schiefergasförderung wird in dem vorliegenden Konzept für die Umweltprüfung eine Bohrplatzgröße von 150x100 m zugrunde gelegt. Pro Erschließungsgebiet werden 13 Bohrstandorte als Basisfall angenommen; es ist davon auszugehen, dass der visuelle Wirkraum eines Bohrplatzes mit Beeinträchtigungen mindestens 400 bis 600 m und der akustische Wirkraum bis zu 500 m beträgt.

— *Konkrete Angaben der Betreiber, wie viele Bohrplätze mit welchem Flächenbedarf zur Erschließung einer unkonventionellen Erdgaslagerstätte erforderlich sind, fehlen bislang. Schätzungen gehen davon aus, dass bei zugrunde gelegten 1 km langen Richtungsbohrungen pro 4 km² ein Bohrplatz erforderlich wäre. Die Autoren der NRW-Risikostudie beziffern den direkten Flächenverbrauch (ohne Leitungssystem!) mit bis zu 12.000 m² pro Bohrplatz⁵. BNK spricht von einem Flächenbedarf von 2 bis 7 Hektar pro Bohrplatz⁶. Die Bohrplätze werden in der Regel mit Asphalt abgedichtet. Flächen, auf denen die Gewinnung tatsächlich stattfindet, werden meist mehrere Jahrzehnte genutzt.*

Diesen geschätzten Raumanspruch von 4 km² für einen Bohrplatz zugrunde gelegt, bedeutet dies für die den Basisfall der Umweltverträglichkeitsprüfung, dass pro Erschließungsfeld eine Fläche von mehr als 52 km² fast vollständig im Hinblick auf empfindliche Erholungs- und Naturschutznutzungen in Anspruch genommen wird.

Aus Sicht des Naturschutzes wird es in diesen Gebieten zu erheblichen Beeinträchtigungen insbesondere der Fauna kommen. Zu betrachten ist hier zusätzlich zu den in Tabelle 5.2 (Bewertungsrahmen) genannten Kriterien die von den Bohrplätzen ausgehenden Scheuchwirkungen durch Vertikalstrukturen, die insbesondere Wiesenvögel betreffen. Wesentliche Beeinträchtigungen ergeben sich auch aus der Lärmbelastung. Diese führt bei lärmempfindlichen Arten dazu, dass Bruterfolge ausbleiben oder die Nahrungssuche erheblich erschwert wird.

⁴ http://www.umwelt.nrw.de/umwelt/wasser/trinkwasser/erdgas_fracking

⁵ siehe http://www.bund-nrw.de/fileadmin/bundgruppen/bcmslvnrw/PDF_Dateien/Themen_und_Projekte/Energie_und_Klima/Erdgas/Anl._2.2_AK_3_Technik_pateiro.pdf

⁶ BNK DEUTSCHLAND: Aufsuchungs-Erlaubnis „Adler-South“. Antrag auf Erteilung der Erlaubnis zur Aufsuchung bergfreier Bodenschätze vom 10.02.2012

Im Rahmen der Umweltprüfung ist daher zu untersuchen, ob die Geräuschkulisse aus den Förderanlagen beispielsweise zu einer Maskierung der Raschelgeräusche der Beutetiere bei Arten, deren Beutejagd vorwiegend auf akustischen Signalen beruht (z.B. Wildkatze, großohrige Fledermausarten, Eulen), führt. Des Weiteren ist zu untersuchen, ob die Verlärmung rund um die Förderanlagen zu einer Beeinträchtigung der Avifauna führt. Als Bewertungskriterium ist die Lärmempfindlichkeit der Arten heranzuziehen (z.B. Mierwald-Gutachten⁷).

Als Anhaltspunkt seien folgende Bewertungskriterien genannt:

Austernfischer, Uferschnepfe, Bekassine, Rotschenkel, Großer Brachvogel	55 dB(A) tags
diverse Spechte	58 dB(A) tags
Drosselrohrsänger, Rohrschwirl, Große Rohrdommel, Zwergdommel	52 dB(A) tags
Kiebitz, Rebhuhn	55 dB(A) tags
Steinkauz	58 dB(A) tags
Ziegenmelker	47 dB(A) nachts

Anhand der vorhandenen Daten zu Brutvogelvorkommen im Untersuchungsgebiet ist zu ermitteln, wie viele Individuen durch den Lärm oberhalb der genannten Höhe vertrieben werden.

2.5 Flächenkonkurrenz

Durch den nicht unerheblichen Flächenbedarf der oberirdischen Förderanlagen wird sich die derzeit schon erhebliche Flächenkonkurrenz weiter verschärfen.

Die Flächeninanspruchnahme für unkonventionelle Erdgasgewinnung konkurriert mit anderen Nutzungen, insbesondere der Landwirtschaft, der Forstwirtschaft und Siedlungen sowie der Erholung und dem Naturschutz. Insbesondere in den von Intensivlandwirtschaft geprägten Regionen, in denen schon jetzt ein hoher Druck auf die Fläche herrscht, erhöht sich die Nutzungskonkurrenz und es kann aufgrund eines geringeren Flächenangebots zu einer Intensivierung der landwirtschaftlichen Nutzung kommen. Darüber hinaus erhöht sich der Druck auch auf die nicht landwirtschaftlich genutzten Flächen. Es sind negative Auswirkungen auf Boden und Wasser, Biodiversität und Tourismus zu befürchten. Des Weiteren können durch die Verschärfung der Flächenkonkurrenz erforderliche und wünschenswerte Verbesserungen möglicherweise nicht erfolgen. Dies ist im Rahmen der Umweltprüfung zu betrachten. Prüfmaßstab für eine Beeinträchtigung der Biodiversität könnte dabei beispielsweise eine Prognose zur Entwicklung der Avifauna, gefährdeter Lebensraumtypen sowie – auch grenzüberschreitender – Biotopverbundsysteme sein.

⁷ Garniel, A., Mierwald, U.: Arbeitshilfe Vögel und Straßenverkehr – Schlussbericht, 2010; <http://www.kifl.de/pdf/ArbeitshilfeVoegel.pdf>)

2.6 Erschütterungen, Lärm-, Licht- und sonstige Immissionen

Werden in der Explorationsphase seismische Profile angelegt, so sind schädliche Umwelteinwirkungen unumgänglich. Bei dem üblichen Verfahren der Sprengseismik werden im Erdboden künstlich Schallwellenausgelöst. Hierfür wird ein Spezialsprengstoff eingesetzt, der in ca. 10 bis 20 Meter tiefen Bohrlöchern gezündet wird. Dadurch sind insbesondere auch Auswirkungen auf die Tierwelt zu erwarten.

Insbesondere bei der Einrichtung des Bohrplatzes und in der Frac-Phase ist mit bau- und bohrungsbedingten Erschütterungen, Lärm- und Lichtimmissionen zu rechnen. So gehen die Experten des ExxonMobil-Dialogprozesses davon aus, dass allein zur Anlieferung der Materialien pro Woche bis zu 100 Lkw zum Bohrplatz verkehren. Aber auch während des Frackings und der Gewinnung (Transport von Wasser und Chemikalien, Abwasser) ist mit zusätzlichen Verkehren zu rechnen. In der Bohrphase für eine Kernbohrung ist der Bohrer lt. ExxonMobil vier bis acht Wochen lang, mitunter auch 24 Stunden an sieben Tagen, zu hören. Während der Bauphase und der Bohrung muss ferner mit der Freisetzung von Feinstaub gerechnet werden, die lokal zu Grenzwertüberschreitungen führen können.

2.7 Frischwasserverbrauch

Auch der zu erwartende Frischwasserverbrauch ist beachtlich. Laut ExxonMobil werden pro Frac - nicht pro Bohrung (!) - etwa 4 Millionen Liter Frac-Flüssigkeit benötigt. In der NRW-Risikostudie beziffern die Gutachter den Wasserbedarf lt. Betreiberangaben auf 2.200 m³ pro Frac.

Angesichts der zu erwartenden Gesamtmengen bedarf es deshalb dringend der Prüfung der Zulässigkeit und der Beurteilung nachteiliger Veränderungen durch die Wasserentnahme aus den Grund- oder Oberflächengewässern. Hierbei sind insbesondere Verschlechterungsverbot und Entwicklungsgebot der EU-Wasserrahmenrichtlinie zu beachten. Die Auswirkungen auf grundwasserabhängige Landökosysteme sind zu ermitteln.

2.8 Methanaustritte

Über Wasserwegsamkeiten kann Methan aus den flözführenden Schichten in den Grundwasserkörper ausgasen und so in das Trinkwasser gelangen. Unabhängig von der möglichen Explosionsgefahr stellt Methan ein nicht zu vernachlässigendes Problem in der Wassergewinnung,- aufbereitung und -speicherung/-verteilung dar. Methan im Rohwasser kann u.a. zu Verschleimungen in Brunnen zur Trinkwassergewinnung führen, es hemmt die Enteisenung, Nitrifikation und Entmanganung, und es verschlechtert die Filtratqualität. In Behältern und Leitung kann Methan zu verstärkten Biofilmbildungen führen.⁸

⁸ B. BENDINGER (2008): Methan in der Grundwasseraufbereitung - Vorkommen, Relevanz und Handlungsempfehlungen. DVWG-Forschungsstelle TUHH, Hamburg. Außenstelle des Technologiezentrums Wasser, Karlsruhe.
http://www.dvgw.de/fileadmin/dvgw/wasser/aufbereitung/forum2008_bendinger.pdf

Neben Methanausgasungen kann es auch zum kurzzeitigen Ablassen giftiger Gase, die nicht abgeflackelt werden, beispielsweise im Rahmen des Auszirkulierens eines so genannten „kicks“, kommen.

Nach Einstellung der Erdgasförderung einer gefrackten Lagerstätte ist ferner die Mobilisierung des Restgases nicht ausgeschlossen, womit sich dieses sukzessive auch in oberflächennähere Bereiche ausbreiten kann. Das Ausgasen von Methan ist zudem ein Klimaschutzpolitisches Problem (s.Pkt.7).

Die möglichen Methanaustritte sind im Rahmen der Umweltprüfung im Hinblick auf ihre Wirkung auf die Grund- und Oberflächenwasserqualität, die Beeinträchtigung der Trinkwassergewinnung, die Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit und die Biodiversität sowie die Klimawirkung zu betrachten.

2.9 Zusammenwirken mit anderen Projekten berücksichtigen

Da die Auswirkungen der Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten nicht kleinräumig beschränkt sind, sind auch kumulative Wirkungen und verstärkende Effekte im Zusammenwirken mit anderen Vorhaben, wie beispielsweise Erdölförderung oder Bergbau zu berücksichtigen.

2.10 Wiederherstellung der Landschaft nach Ende der Fördertätigkeit

Im vorliegenden Konzept (Kap. 4.2 Pkt. Verlassen) wird ausgeführt, dass nach Ausbeutung der Lagerstätte der Bohrstandort aufgehoben wird und die Bohrlöcher gemäß den dafür geltenden Vorschriften abgedichtet werden. Die Landschaft wird – so das Konzept - wieder in ihren ursprünglichen Zustand versetzt.

Diese doch sehr optimistische Sichtweise wird von den Naturschutzverbänden nicht geteilt. Vielmehr scheint es ausgeschlossen, dass die Landschaft aufgrund der erheblichen Schäden (u.a. Verlusten natürlicher Bodenfunktionen, weiträumige Grundwasserabsenkungen, Kontamination von Boden und Wasser, Risse und irreparable Schäden in den Gesteinsschichten) wieder in ihren ursprünglichen Zustand versetzt werden kann. Daher ist von einer dauerhaften Schädigung der in Anspruch genommenen Grundflächen auszugehen.

2.11 Risiken verschiedener Verfahren untersuchen und bewerten

Da es verschiedene Verfahren gibt, die bei der Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten zu Anwendung kommen können, sind diese im Hinblick auf ihre unterschiedlichen Umweltauswirkungen zu untersuchen und wissenschaftlich zu bewerten.

3. Abgrenzung des Plangebietes

3.1 Größe des Untersuchungsgebiets unzureichend, da nicht grenzüberschreitend

Es fehlt eine Grundlage für die Bewertung der Umweltauswirkungen für Deutschland. In den Planungsunterlagen wird dargestellt, dass die

Umweltbewertung in zwei Schritten erfolgen soll: Zuerst sollen die potentiellen Umweltauswirkungen auf die unterschiedlichen Landschaftstypen und dann auf die tatsächlichen Teilgebiete dargestellt und bewertet werden. In Anhang 3 befindet sich eine Darstellung der verschiedenen Landschaftstypen. Diese beziehen sich aber nur auf die Niederlande. Entsprechende Angaben sind auch für die betroffenen, grenznahen Bereiche in Deutschland erforderlich.

Außerdem sind die deutschen Gebiete, in denen Auswirkungen bei grenznahen Bohrungen möglich sind, vollumfänglich in die Prüfung einzubeziehen. Dies sind insbesondere grenzüberschreitende Grundwasserleiter, Schutzgebiete (Wasser- und Naturschutz), Siedlungsbereiche. Es ist zu ermitteln, welche Abstände einzuhalten sind, um Auswirkungen sicher auszuschließen.

Entsprechend sind die kartenmäßigen Darstellungen des Untersuchungsgebiets (vgl. Abb. 11, S. 26) zu ändern und um die Bereiche auf deutscher Seite, die betroffen sein können, zu erweitern.

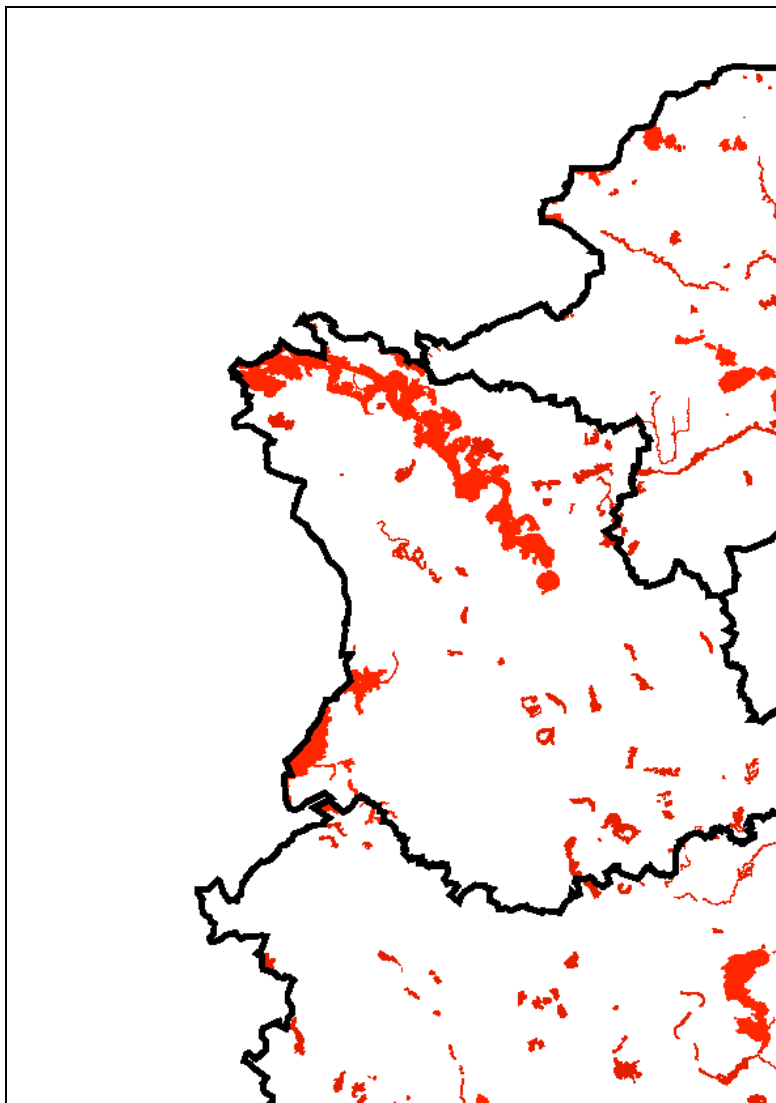


Abbildung 1: Grenznahe Natura-2000-Gebiete in NRW

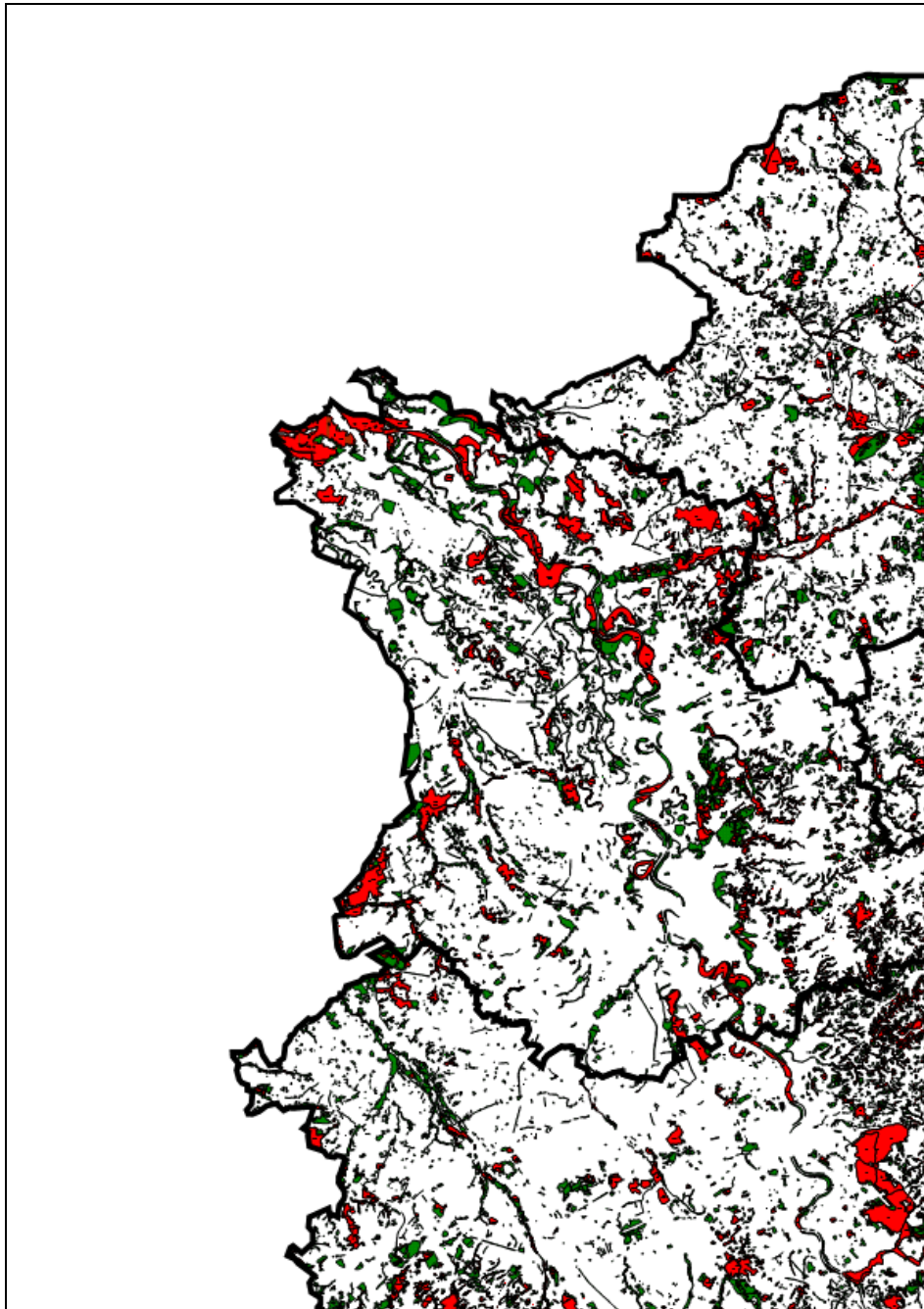


Abbildung 2: Grenznahe Naturschutzgebiete und gesetzlich geschützte Biotope (rot) und schützenswerte Biotope (grün) in NRW

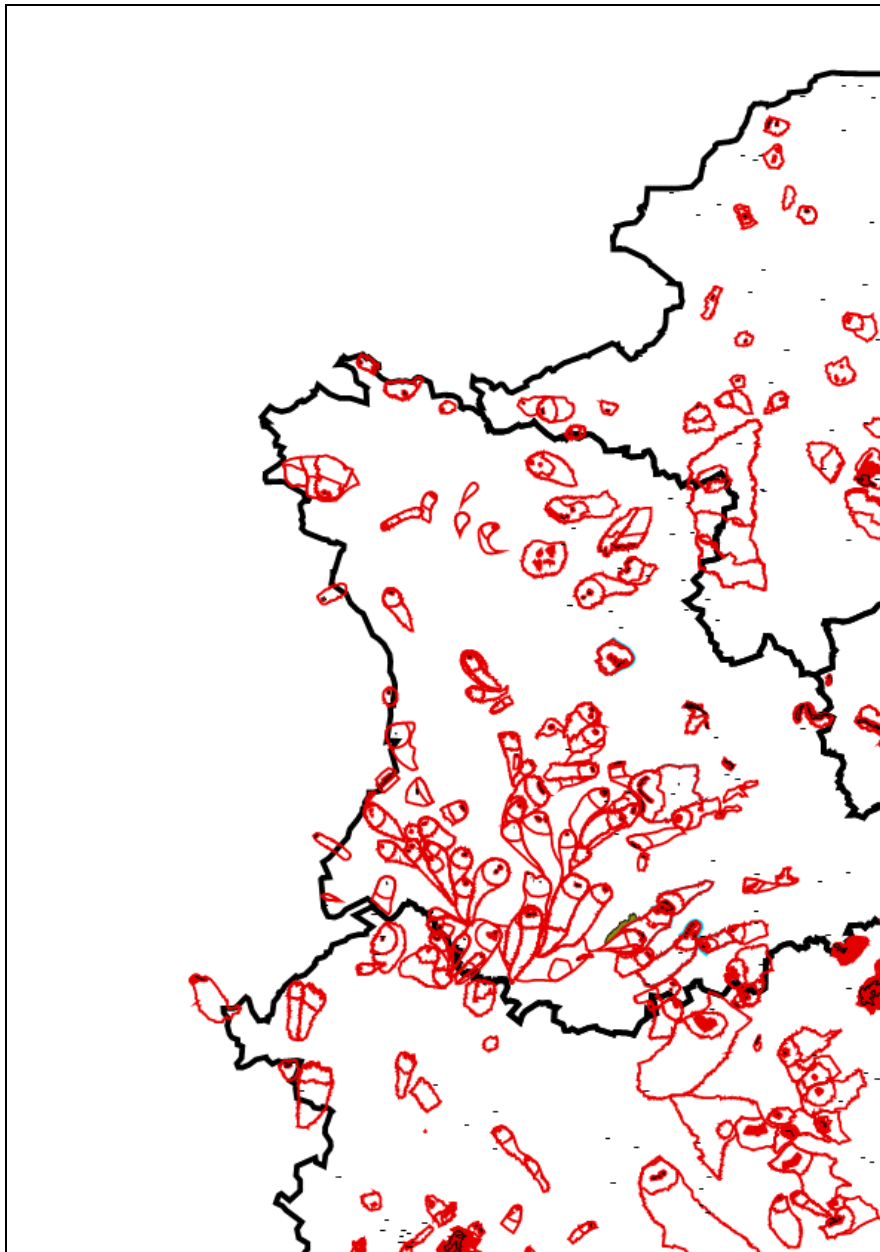


Abbildung 3: Grenznahe und grenzüberschreitende Wasserschutzgebiete (Zone I-III) in NRW

3.2 Vertikale Begrenzung der Ausschlussgebiete

Das vorliegende Konzept sieht vor, dass NATURA 2000-Gebiete, Wassereinzugs- und Grundwasserschutzgebiete, Bohrungsfreie Zonen, Städtische Gebiete und große Gewässer von der Untersuchung ausgeschlossen werden sollen. Dies gilt jedoch immer nur für die Inanspruchnahme der Oberfläche und des Untergrundes bis 1000 m Tiefe.

Horizontalbohrungen unter diesen Gebieten in Tiefen >1000 m werden nicht ausgeschlossen, da die Tiefe von 1000 m *voraussichtlich ausreicht, um sicher zu stellen, dass die horizontale Bohrung nicht mit dem empfindlichen unterirdischen Gebiet interferiert* (S. 15).

Der offensichtlich bestehende weitergehende Prüfbedarf, ob die 1000 m mächtige „Pufferschicht“ tatsächlich einen hinreichenden Schutz gewährt, wird auf die Genehmigungsebene verlagert. Dabei handelt es sich jedoch um eine generell und nicht – dem konkreten Einzelfall zu überlassende –

maßgebliche Sachfrage. Eine Abschichtung der Prüfung, ob und ggf. ab welcher Tiefe Auswirkungen von horizontalen Bohrungen für darüber liegende Bereiche/ Schutzgüter ausgeschlossen werden können, ist nicht sachgerecht; eine abschließende Prüfung muss im Zuge der Erarbeitung der Umweltprüfung erfolgen.

Es ist aus Sicht der Naturschutzverbände nicht zielführend, wenn schützende Bodenschichten „umgangen“ werden. Eine vertikale Begrenzung der Ausschlussgebiete soll nicht erfolgen, Horizontalbohrungen unter den Ausschlussgebieten sind aus Vorsorgegründen auszuschließen.

3.3 Raumbedeutsamkeit und Raumwiderstände

Neben der möglichen Beeinträchtigung des Wasserhaushalts durch die Erschließung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten (s.u.) sind weitere nachteilige Auswirkungen auf die verschiedenen Umweltschutzgüter zu erwarten. Die Vorhaben zur Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten sind aufgrund ihrer möglichen räumlich-zeitlich wechselnden Ballung und der gemeinsamen Infrastruktur in den Gewinnungsfeldern deshalb als raumbedeutsam einzustufen. Unabdingbar ist deshalb eine Bewertung des Raumwiderstandes im Hinblick auf zumindest die folgenden Schutzgüter:

- Schutz des Menschen und seiner Gesundheit,
- Landschafts- und Freiraumschutz, Erholungsfunktion,
- Naturschutz inkl. Bodenschutz,
- Grundwasser- und Gewässerschutz,
- Klimaschutz,
- Wechselwirkungen.

3.4 Weitere Ausschlussgebiete

Aus den unterschiedlichen Beanspruchungen des Raumes ergeben sich nach Auffassung der Naturschutzverbände Gebiete mit hohen Raumwiderständen, die im Sinne der Umweltvorsorge generell für übertägige Anlagen zur Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten ausgeschlossen werden müssen. Dies umfasst sowohl Gebiete, die gegenüber der beabsichtigten Erdgasgewinnung sensibel sind als auch Gebiete, in denen ein sehr hohes Gefährdungspotential vorliegt. Dazu gehören für NRW:

- Wasserschutzgebiete (Zone I-III)
- großräumige Wassereinzugsgebiete
- Heilquellenschutzgebiete
- Gebiete mit Mineralwasservorkommen
- Nationalparks
- FFH- und Natura-2000-Gebiete
- Ramsar-Gebiete
- Naturschutzgebiete
- Geschützte Biotope
- Gebiete für den Schutz der Natur (GSN)
- Bereiche zum Schutz der Natur (BSN)
- Landschaftsschutzgebiete
- Naturparks

- Badeseen
- Wald
- Untertagedeponien, Kavernenspeicher
- Vorranggebiete / Vorbehaltsgebiete für vorbeugenden Hochwasserschutz
- Überschwemmungsbereiche
- Vorranggebiete für den Abbau oberflächennaher Lagerstätten
- Ausschlussgebiete Wohnbebauung, Einzelhöfe, etc. mit Siedlungspuffer
- Bergbaugelände

Darüber hinaus sind die Ansprüche an den Untergrund vielfältig. Nutzungskonkurrenzen der Gasgewinnung z.B. mit Tiefengeothermie, Trinkwassergewinnung, Untertagedeponien, Salzgewinnung, Öl- und Gaskavernen- sowie Druckluftspeichern, Bergbau und Bergversatz und der Gasförderung sind unausweichlich. Vorrang müssen dabei immer der Schutz der Trinkwasserressourcen und die Nutzung der Potenziale der erneuerbaren Energien genießen. Dies ist im Rahmen einer dreidimensionalen Raumordnung und Raumplanung sicherzustellen.

3.5 Pufferzonen

Zudem ist die Einrichtung von Pufferzonen zum Schutz der sensiblen Gebiete zwingend erforderlich. Die Größe der Pufferzonen mit Ausschlusswirkung ist für die verschiedenen Ausschlussgebiete anhand einer worst-case-Betrachtung zu ermitteln.

4. Risiken für die Gewässer

In Erdgaslagerstätten Deutschlands wurden in der Vergangenheit 280 Fracs durchgeführt. Der Großteil davon entfiel auf Tight Gas und konventionelle Lagerstätten. In Schiefergaslagerstätten wurden drei Fracs (Dahme 3 im Jahre 2008) durchgeführt, in Kohleflözlagerstätten zwei Fracs (Natarp - 1995).

4.1 Gefahr durch Frac-Fluide

Das eingepresste Wasser ist mit etwa 0,5 – 1% Chemikalien und bis zu 20% Sand bzw. anderen keramischen Stützmitteln vermischt. Laut einer Studie der Umweltbehörde des Staates New York umfasst eine Liste mit in den Flüssigkeiten potenziell enthaltenen Chemikalien mehr als 200 Substanzen und Biozide, deren häufigste sog. BTEX Chemikalien (Benzol, Toluol, Ethylbenzol, Xylol), Methanol, Propylalkohol, Aromaten, Benzene, Naphthalene, Säuren, Chloride und Biozide sind. Die eingesetzten BTEX-Chemikalien verursachen Leber- und chronische Nervenschäden. Benzol ist zusätzlich krebserregend. Nach anderen Veröffentlichungen kamen in den USA zwischen 2005 und 2009 insgesamt 750 unterschiedliche Chemikalien zum Einsatz.

Im Rahmen der „Risikostudie NRW“ wurden die Betreiber-Angaben zur Zusammensetzung der Frack-Fluide bewertet. Bei den 280 in Deutschland durchgeführten Fracs kamen mindestens 88 verschiedene Zubereitungen von mind. 112 Stoffen zum Einsatz. Im Exxon Dialog-Prozess ist gar von 149 Stoffen die Rede. Von den 88 Zubereitungen wurden gemäß Verwaltungsvorschrift wassergefährdende Stoffe (VwVwS) drei als stark

wassergefährdend (WGK 3), 12 als wassergefährdend (WGK 2) und 22 als schwach wassergefährdend (WGK 1) eingestuft. Nach Gefahrstoffrecht (Richtlinie 1999/45/EG) sind sechs Zubereitungen als giftig, 25 gesundheitsschädlich, 14 reizend und sechs umweltgefährlich. Die Bewertung der Gefährdungspotenziale der Stoffe erfolgte anhand wasserrechtlicher Beurteilungswerte (TrinkwV, GrwV, BBodSchV, LAWA 2004) sowie der human- und ökotoxikologischen Gefährdungspotenziale (gesundheitliche Leit- und Orientierungswerte, Predicted No-Effect Concentration). Danach weisen die einzigen bisher in Schiefergas eingesetzten Fluide (Damme 3) ein hohes Gefährdungspotenzial, das einzige in Flözgas eingesetzte Fluid (Natarp) ein mittleres bis hohes Gefährdungspotenzial auf.

Als hinderlich bei der Bewertung der Stoffgemische erwiesen sich die großen Kenntnislücken. So ist die Kenntnis der in der Vergangenheit und künftig eingesetzten Stoffe mangelhaft (fehlende oder ungültige CAS- Nr., nur Bezeichnung von Substanzklassen), die Kenntnis der potenziell zum Einsatz kommenden Frac-Fluide lückenhaft, die Verfügbarkeit experimentell ermittelter öko- und humantoxikologischer Wirkdaten (insb. chronischer Daten) unzureichend.

Erschwerend kommt hinzu, dass nach unserem Kenntnisstand keine der beim Hydraulic Fracturing eingesetzten Chemikalien der Frac-Fluide unter der europäischen Chemikalienschutzverordnung REACH nach Artikel 10 (intended use) laut der Sonderforschungsgruppe Institutionsanalyse Darmstadt/Göttingen⁹ vom März 2012 für den „beabsichtigten Gebrauch“ im Rahmen dieser Technologie unter REACH zugelassen ist, d.h., es gibt keine Risikoprüfung und -Bewertung.

Von den in Deutschland insgesamt in der Vergangenheit eingesetzten rund 150 chemischen Additiven setzt ExxonMobil heute noch immer etwa 30 ein.¹⁰

Im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung ist bei der Betrachtung der Auswirkungen eine Worst-case-Betrachtung zugrunde zu legen. Es ist genau darzulegen, welche Stoffe und Szenarien bei der Prüfung der Umweltauswirkungen zugrunde gelegt wird.

4.2 „Green“-Fracking?

Gerne behaupten einzelne Vorhabensträger an Frac-Flüssigkeiten zu arbeiten, die ohne toxikologisch bedenkliche oder wassergefährdende Chemiezusätze auskommen sollen („grüne Frackflüssigkeiten“). Im Rahmen des so genannten Dialog- und Informationsprozesses von ExxonMobil wurde eine mögliche Weiterentwicklung für ein Frac-Fluid für Schiefergaslagerstätten vorgestellt. Dafür sollen lt. Betreiberangaben andere Tonstabilisatoren, Reibungsminderer, Netzmittel und Biozide zum Einsatz kommen. Im Rahmen der NRW-Risikostudie wurde dieses Ersatz-Fluid einer human- und ökotoxikologischen Bewertung unterzogen. Danach sollen z.B. pro Frac 960-1.600 kg des Biozids Ethylenglycol(bis)-hydroxymethylether (CAS 3586-55-8) zum Einsatz kommen. Das entspricht einer mittleren Konzentration im Frac-Fluid von 600 bis 1.000

⁹ www.sofia-research.com

¹⁰ vgl. http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/erkundung_foerderung/hydraulic_fracturing/frac_massnahmen.html.

mg/l. Aufgrund der im Vergleich mit einem herkömmlichen Frac-Fluid der Bohrung Damme 3 deutlich größeren Mengen des eingesetzten Biozids gehen die Autoren der NRW-Risikostudie von einem weiterhin hohen Gefährdungspotenzial aus. Wörtlich heißt es: „Aufgrund der geplanten hohen Einsatzkonzentration und der mangelhaften öffentlich zugänglichen Datenlage (...) muss auch für die beiden Weiterentwicklungen von einem hohen human- und ökotoxikologischen Gefährdungspotenzial ausgegangen werden.“¹¹ Die Risikoquotienten - übersteigen sogar diejenigen der konventionellen Frac-Fluide.

In Österreich propagiert die OMV AG das so genannte „clean fracking“, ein Verfahren, dass so ähnlich auch schon vereinzelt von Halliburton in den USA eingesetzt wurde. Dabei geht es um den Einsatz von wasserlöslichen Zusatzstoffen statt auf Petroleum basierender Fluide, die Abtötung von Algen und Bakterien durch UV-Licht statt Bioziden sowie möglichst geschlossener Kreislauf und Recycling von Frack- und Lagerstättenwasser.¹² Zum Einsatz kommt das System bis heute wegen der hohen Kosten und der schlechteren Ausbeute im Vergleich zu Petroleum basierten Frackflüssigkeiten kaum.

Eingesetzte Stoffe	Weiterentwicklung			Damme 3		
	Gelöste Konz.	Humantox. Bewertung (Risikoquotient)	Ökotox. Bewertung (Risikoquotient)	Gelöste Konz.	Humantox. Bewertung (Risikoquotient)	Ökotox. Bewertung (Risikoquotient)
Stützmittel	Feststoff	Bewertung nicht möglich	Bewertung nicht möglich	Feststoff	Bewertung nicht möglich	Bewertung nicht möglich
Tonstabilisator	750 mg/l	< 43	210	520 mg/l	1.733.000	> 2.600.000 (Datenlage mangelhaft)
Reibungsminderer	350 mg/l	40	6.600	220 mg/l	733.000	11.000
Netzmittel	130 mg/l	433.000	760	36 mg/l	120.000	20.000
Biozid	1.000 mg/l	10.000.000	139.000 (Datenlage ungenügend)	4 mg/l	7.520	72.000
Formaldehyd	unbekannt	Bewertung nicht möglich	Bewertung nicht möglich	0 mg/l	-	-
Mg(NO ₃) ₂ und MgCl ₂	0 mg/l	-	-	6 mg/l	unbedenklich < 1	-
Nicht kennzeichnungspflichtige Stoffe	k.A.	Bewertung nicht möglich	Bewertung nicht möglich	k.A.	Bewertung nicht möglich	Bewertung nicht möglich

Abbildung 4: Bewertung - Frack-Fluid „Weiterentwicklung“ (Quelle: Risikostudie NRW/IWW Zentrum Wasser 2012)¹³

Auch die aktuell von ExxonMobil eingesetzten neuen Frac-Fluide - z.B. die in der Sandstein-Bohrung Böttersen Z 11 eingesetzte Mischung - enthalten noch immer mehr als 5 Tonnen Chemikalien, von denen lt. ExxonMobil 375 kg als „gefährlich“ eingestuft werden.¹⁴

¹¹ NRW-Risikostudie, Kurzfassung, S. 41

¹² http://www.halliburton.com/public/projects/pubsdata/Hydraulic_Fracturing/CleanSuite_Technologies

¹³ F.-A. WEBER et al/IWW Zentrum Wasser: Gefährdungspotenziale der Frack-Fluide, der Formationswässer und des Flowback S. http://www.bund-nrw.de/fileadmin/bundgruppen/bcmslvrw/PDF_Dateien/Themen_und_Projekte/Energie_und_Klima/Erdgas/Anl. 2.3 AK 3 Stoffe Weber.pdf

¹⁴ s. http://newsroom.erdgassuche-in-deutschland.de/wp-content/uploads/Neue_Additive_Dr_Kassner-ExxonMobil.pdf

4.3 Formationswässer, Flowback

Neben den Frac-Fluiden sind die Formations- oder Lagerstättenwässer von besonderer Bedeutung. Als Flowback, der im Anschluss an den Frack-Vorgang an die Tagesoberfläche gelangt, müssen sie gemeinsam schadlos entsorgt werden.

Neben den Additiven enthält der Flowback Formationswasseranteile und die darin gelösten Reaktionsprodukte der Additive, mobilisierte Stoffe aus dem Feststoffgerüst der Formation wie z.B. Quecksilber, organische Substanzen aus der Lagerstätte (u.a. Benzol, Toluol) sowie natürlich auftretende radioaktive Stoffe (N.O.R.M).

Letztere entstehen generell bei der Erdöl- und Erdgasförderung. Das so genannte „technologically enhanced natural occurring radioactive material“, kurz TENORM, fällt in unterschiedlichen Prozessstadien an. Ablagerungen innerhalb der Rohrleitungen beinhalten so z.B. im Wesentlichen Radium 226 und Radium-228. Bei verschiedenen Trennvorgängen setzen sich radioaktive Ablagerungen ab, bei der Erwärmung werden Radon und andere radioaktive Gase frei, die dann in feste radioaktive Metalle wie Blei-210 und Polonium zerfallen. In Deutschland werden die in der Erdöl- und Erdgasindustrie anfallenden TENORM-Abfälle bezogen auf die Trockenmasse auf 1.000 bis 2.000 Tonnen geschätzt.¹⁵ Es bedarf somit schlüssiger Konzepte für die schadlose Entsorgung von Frac-Fluiden und anderen Reststoffen.

Die Entsorgung der Frac-Hüssigkeiten und der Bohrspülwässer ist grundsätzlich problematisch. Ein „Verklappen“ über Disposalbohrungen - wie es z.B. in Niedersachsen angewendet wird - muss nach Ansicht der Naturschutzverbände ausgeschlossen werden. Ein Verbleib des Frac-Wassers im Untergrund würde chemische Altlasten schaffen, die auch zukünftig ein mögliches Gefährdungspotenzial für oberflächennahe Wasserkörper darstellen würden.

Die Verpressung kann aus wasserrechtlichen Gesichtspunkten nicht als Stand der Technik definiert werden. Definitionsgemäß ist das Flowback Abwasser, da durch „Gebrauch“ verändertes Wasser und nicht „reines“ Formationswasser. Weder in der Abwasserherkunftsverordnung noch in der Abwasserverordnung ist diese Produktion erfasst, es gibt keine Einleitgrenzwerte. Es gibt auch keine etablierte Behandlungstechnik in Deutschland. Für jede der einzelnen Stoffgruppen des Flowbacks stehen zwar theoretisch Verfahren zur Verfügung (Flotation, Fällung, Membrantechniken etc.), Erfahrungen für die komplexen Mischungen gibt es jedoch nicht.¹⁶

¹⁵ Strahlende Quellen - Das radioaktive Geheimnis der Öl- und Gasindustrie. Ein Feature von Jürgen Döschner, Mitarbeit USA: Nina Magoley, Eine Produktion des Westdeutschen Rundfunks, Dok 5, Das Feature, 07.03.2010

¹⁶ PROF. DR. WINFRIED SCHMIDT: Anforderungen an die Abwasserreinigung, Westfälische Hochschule, Labor für Abwassertechnik, in: Problemfeld: Hydraulic Fracturing - Technik, Wasserhaushalt, Abwasser, Veranstaltung der Gelsenwasser AG am 8. März 2012 an der Fachhochschule Gelsenkirchen;
http://www.gelsenwasser.de/fileadmin/download/unternehmen/gelsenwasser/anforderungen_abwasserreinigung_prof_schmidt.pdf

4.4 Kontaminationspfade

Mögliche Kontaminationspfade des Oberflächen- und Tiefenwassers sind:

- Transportunfall;
- Defekt im oberirdischen Anlagenbereich (Bohrplatz);
- Leck in der Verrohrung des Bohrloches (Korrosion, Fehler der Zementierung und des Casings, Erdbeben), Blowout, langfristiger Verlust der Bohrlochintegrität;
- hydraulischer Anschluss von Frac-Rissen an Störungszonen und andere Wasserwegsamkeiten (Altbohrungen);
- Kontakt der Frac-Risse zu Tiefenwasser;
- Undichtigkeit des Deckgebirges bei unter Druck stehenden Tiefenwässern;
- großflächige Erhöhung der Durchlässigkeiten aufgrund der Summenwirkung einzelner Bohrungen;
- Unsachgemäße Entsorgung des Flowback.

In Bezug auf einige eingesetzte Fracking-Chemikalien (z.B. Biozide) reichen nach Einschätzung der Wasserwirtschaft schon Mikroverunreinigungen von 1 µg/l aus, um das Trinkwasser zu gefährden.¹⁷

Die oben stehenden Ausführungen zeigen: Die bisherigen Fracking-Aktivitäten bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten ist mit dem Einsatz wasser- oder umweltgefährdender sowie giftiger Substanzen verbunden. Aber auch ohne Fracking mit wassergefährdenden Substanzen birgt die Erdgasgewinnung unkalkulierbare, nicht hinnehmbare Risiken für den Gewässerhaushalt.

4.5 Grenznahe Grundwasservorkommen

Im Rahmen der SUP sind grenznahe Grundwasservorkommen zu identifizieren und inklusive erforderlicher Schutzabstände von der Erdgasgewinnung auszunehmen. Jegliche Auswirkung auf Grundwasservorkommen (qualitativ und quantitativ) auf deutschem Gebiet ist auszuschließen.

5. Störfälle

Außerdem sind auch die Auswirkungen eines nicht-bestimmungsgemäßen Betriebs / eines Störfalles mit zu untersuchen. Erfahrungen mit zahlreichen Projekten zur Energiegewinnung zeigen immer wieder, dass sich erhebliche negative Auswirkungen im Rahmen von Unfällen und Leckagen ergeben. Dafür gibt es zahlreiche aktuelle Beispiele in Niedersachsen, so zuletzt eine Leckage am 29.7.2014 bei einer Erdölförderung in Osterwald/Georgsdorf, bei der Lagerstättenwasser und Rohöl austrat. Da mit solchen Störfällen immer gerechnet werden muss, sind ihre Auswirkungen auch mit in die Strategische Umweltprüfung einzubeziehen. Bei allen genehmigten Vorhaben muss daher der Betreiber von Erkundungs- und Gewinnungsanlagen ein Notfallkonzept erstellen, in dem

¹⁷ Dr. Manfred Scholle: Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit - 58. Sitzung (21.11.2011) - Öffentliche Anhörung zum Thema "Trinkwasserschutz und Bürgerbeteiligung bei der Förderung von unkonventionellem Erdgas"; Ausschussdrucksache 17(16)471-C

mögliche Gefahrenszenarien und dazu passende Vermeidungs- und Lösungsstrategien dargestellt werden. Fracking wird auch bei bester wissenschaftlicher und technischer Absicherung eine riskante Technologie bleiben, sodass Notfallpläne unabdingbar sind.

Im Rahmen des Informations- und Dialogprozesses der Exxon Mobile wurde eine Risikostudie erstellt, die Worst-case-Szenarien hinsichtlich von Störfällen / Unfällen beschreibt. Hierin ist vor allem auf die Gefährlichkeit der Sauggas-Bohrungen hinzuweisen. Hierfür wird ein AEGL1-Wert (Bereich, in dem mit reversiblen Gesundheitsbeeinträchtigungen zu rechnen ist) von 21 km und ein AEGL3-Wert („Todeszone“) von 1,3 km angegeben¹⁸.

Dies zeigt, dass im Falle eines Unfalles mit ganz erheblichen Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit zu rechnen ist. Auswirkungen sind natürlich auch für Flora und Fauna des betroffenen Gebietes zu betrachten.

Aufgrund der Gefährlichkeit dieser Anlagen müssen nach Ansicht der Naturschutzverbände die Vorgaben der Richtlinie 2012/18/EU zur Beherrschung der Gefahren schwerer Unfälle mit gefährlichen Stoffen (Seveso-III-Richtlinie), die den Mitgliedsstaaten in Artikel 13 Abs. 2 aufgibt, dafür zu sorgen, dass bei der Flächenausweisung oder Flächennutzung oder anderen einschlägigen Politiken sowie den Verfahren für die Durchführung dieser Politiken langfristig dem Erfordernis Rechnung getragen wird,

a) dass zwischen den unter diese Richtlinie fallenden Betrieben einerseits und Wohngebieten, öffentlich genutzten Gebäuden und Gebieten, Erholungsgebieten und — soweit möglich — Hauptverkehrswegen andererseits ein angemessener Sicherheitsabstand gewahrt bleibt;

b) dass unter dem Gesichtspunkt des Naturschutzes besonders wertvolle bzw. besonders empfindliche Gebiete in der Nachbarschaft von Betrieben erforderlichenfalls durch angemessene Sicherheitsabstände oder durch andere relevante Maßnahmen geschützt werden

analog angewandt werden.

Es sind daher die erforderlichen Abstände zu den o.g. Nutzungen zu ermitteln, die eingehalten werden müssen, um im Fall eines Störfalles Schaden von der Bevölkerung und wertvollen und empfindlichen Naturschutzbereiche (das sind alle Schutzgebiete, aber auch Schwerpunktorkommen geschützter Arten und Vorkommen von FFH-Lebensraumtypen außerhalb der Schutzgebiete sowie weitere schützenswerte Biotope) abzuwenden.

6. FFH-Verträglichkeitsprüfung

Im Rahmen der FFH-Verträglichkeitsprüfung sind zwingend Summationseffekte zu beachten. Das bedeutet, dass alle Beeinträchtigungen seit der Unterschutzstellung und weitere geplante Pläne und Projekte mit Auswirkungen auf die Natura-2000-Gebiet

¹⁸ Dr. Hans-Joachim Uth: Worst Case Szenarien, Risikomanagement & Stand der Technik bei der Fracking Technologie; <http://dialog-erdgasundfrac.de/risikostudie-fracking>

kumulativ betrachtet werden müssen. Auch wenn in den Gebieten selber keine Baumaßnahmen stattfinden werden, so ist doch davon auszugehen, dass an Natura-200-Gebiete angrenzende Bohrstandorte erhebliche Auswirkungen auf die Gebiete haben können. Hier ist es erforderlich, die Abstände zu bestimmen, die sicherstellen, dass Beeinträchtigungen auszuschließen sind – und zwar durch oberirdische Tätigkeiten ebenso wie durch untertägige Tätigkeiten und Prozesse.

Es sind auch Abstände für die grenznahen deutschen Natura-2000-Gebiete (vgl. Abb.1) zu bestimmen und einzuhalten.

Im Rahmen der FFH-Verträglichkeitsstudie ist auch die Kohärenz der Gebiete zu betrachten, damit nicht beispielsweise – auch grenzüberschreitende - Wanderkorridore zwischen den Natura-2000-Gebieten beeinträchtigt werden.

7. Schlechte Klimabilanz gefrackten Erdgases

Die Europäische Union hat sich 2002 im Kyoto-Protokoll dazu verpflichtet, die Emissionen der sechs wichtigsten Treibhausgase im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2012 gegenüber dem Basisjahr (meist 1990) um 8% zu reduzieren. Im Rahmen der zweiten Verpflichtungsperiode (2013 bis 2020) des Kyoto-Protokolls haben sich die EU und ihre nunmehr 27 Mitgliedstaaten zu einer Reduktion von sieben wichtigen Treibhausgasen um 20% bekannt. Aktuell schlägt die EU-Kommission im Weißbuch „A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030“ vom 22. Januar 2014 vor, den Treibhausgasausstoß in der EU bis zum Jahr 2030 um 40 Prozent zu senken.

Für den schnellen Übergang zu erneuerbaren Energien werden für eine Übergangszeit zweifellos flexible und effiziente Regelkraftwerke benötigt, welche die witterungsbedingten Schwankungen der regenerativen Energien ausgleichen. Wegen ihrer günstigen Regelcharakteristika kommen hierbei insbesondere regenerative Blockheizkraftwerke oder hocheffiziente Gas- und Dampfkraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung in Frage.

Gegenüber stein- oder braunkohlebefeuerten Kraftwerken haben Gaskraftwerke auch den Vorteil geringerer Treibhausgasemissionen. Bei einer vergleichenden Bewertung muss dabei allerdings die gesamte Prozesskette (Förderung, Transport, Verbrennung der Energieträger, Bau und Abriss des Kraftwerks, Ver- und Entsorgung der Betriebsstoffe, etc.) betrachtet werden. Bei einer Gesamtkettenbetrachtung - und da sind sich alle Studien einig- gilt: Erdgas vor Steinkohle vor Braunkohle.

Allerdings legen Studien nahe, dass der Klimaeffekt gefrackten Erdgases höher ist als derjenige konventionell geförderte Gases. So heißt es in einer Studie der Cornell Universität, Ithaca, New York¹⁹:

"The footprint for shale gas is greater than that for conventional gas or oil when viewed on any time horizon, but particularly so over 20 years. Compared to coal, the footprint of shale gas is at least 200% greater and perhaps

¹⁹ ROBERT W. HOWARTH, RENEE SANTORO, ANTHONY INGRAFFEA: "Ethane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations", 13.März 2011

more than twice as great on the 20-year horizon and incomparable when compared over 100 years."

Das erhöhte Treibhausgaspotenzial wird darauf zurückgeführt, das zwischen 3,6 bis 7,9% des Methans aus der Schiefergasförderung über die Lebensdauer einer Gasbohrung durch Entlüftung und Lecks in die Atmosphäre gelangen. Diese Methanemissionen seien mindestens 30% höher und möglicherweise mehr als doppelt so hoch wie die Emissionen aus herkömmlichen Gaslagerstätten. Die höheren Emissionen aus Schiefergas treten auf, wenn die Bohrungen hydraulisch aufgebrochen werden, da Methan aus den zurückströmenden Rückfluiden entweicht sowie während des Ausbohrens nach dem Aufschluss. Dazu ist die Erschließung unkonventioneller Lagerstätten - zumal mit der Technik des Hydraulic Fracturing - sehr energieintensiv. Damit ist die Energiebilanz über die gesamte Prozesskette betrachtet gegenüber der Förderung aus konventionellen Lagerstätten nachteilig. Im Vergleich zur Energiegewinnung aus Kohle ergibt sich allerdings noch immer ein weitaus geringeres Treibhausgaspotenzial²⁰.

Diese Aussagen werden durch weitere aktuelle Studien untermauert. Forscher der National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) und der University of Colorado in Boulder fanden anhand umfangreicher Messungen heraus, dass aus einem Fördergebiet bei Denver rund vier Prozent des Methans in die Atmosphäre entweichen. Das ist deutlich mehr als die zwei Prozent, die die US-Umweltbehörde EPA zuvor stets angesetzt hatte. Eine andere Feldstudie in Utah kam auf noch höhere Leckage-Raten von neun Prozent²¹.

Die Klima-Bilanz für deutsches Schiefergas ergibt, das aus 1.000 Meter Tiefe gefördertes Schiefergas um 30 Prozent schlechter abschneidet, aus 2.500 Meter Tiefe gefördertes Schiefergas sogar mehr als doppelt so schlecht abschneidet, wie das derzeit in Deutschland verbrauchte Erdgas. Betrachtet man additiv die erwartete diffuse Methan-Freisetzung so hat Schiefergas um eine bis zu 183% schlechtere Bilanz als Erdgas aus konventionellen Lagerstätten²².

Angesichts der besonderen Klimaschädlichkeit von Methan deutet somit Vieles darauf hin, dass die Förderung gefrackten Erdgases klimaschutzpolitisch kontraproduktiv ist.

Statt auf fossile Energieträger sollte die niederländische Regierung auf verbindliche und ambitionierte Energie- und Klimaziele in Europa sowie auf mehr Energieeffizienz setzen.

²⁰ siehe auch: J. D. HUGHES (2011): Will Natural Gas Fuel America in the 21st Century? Post Carbon Institute, Santa Rosa.

²¹ siehe: <http://www.nature.com/news/methane-leaks-erode-green-credentials-of-natural-gas-1.12123>

²² C. EWEN, D. BORCHARDT, S. RICHTER, R. HAMMERBACHER (2012): Neutraler Expertenkreis Risikostudie Fracking. Übersichtsfassung der Studie „Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen". (Übersichtsfassung) S. 45

8. Bewertungsrahmen Nutzen und Notwendigkeit

Der Bewertungsrahmen Nutzen und Notwendigkeit (Kap. 6, Seite 40) ist unvollständig. So sind bei den wirtschaftlichen Auswirkungen auch die Folgen der erheblichen Flächeninanspruchnahme im Hinblick auf Flächenverlust für die Nahrungsmittelerzeugung (eventuell höhere Verbraucherpreise) und die Auswirkungen auf die Existenz nachhaltig ausgerichteter landwirtschaftlicher Betriebe (Arbeitsplatzverluste) zu betrachten.

—
Mit freundlichen Grüßen

Regine Becker
—