

DBA thesis

**Wie lassen sich die wirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Chancen von Hydraulic Fracturing als unkonventionelle Fördermethode von Erdgas im Rahmen der Energiewende bewerten?
Hurnaus, T.**

Full bibliographic citation: Hurnaus, T. 2020. Wie lassen sich die wirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Chancen von Hydraulic Fracturing als unkonventionelle Fördermethode von Erdgas im Rahmen der Energiewende bewerten? DBA thesis Middlesex University / KMU Akademie & Management AG

Year: 2020

Publisher: Middlesex University Research Repository

Available online: <https://repository.mdx.ac.uk/item/894q3>

Middlesex University Research Repository makes the University's research available electronically.

Copyright and moral rights to this work are retained by the author and/or other copyright owners unless otherwise stated. The work is supplied on the understanding that any use for commercial gain is strictly forbidden. A copy may be downloaded for personal, non-commercial, research or study without prior permission and without charge.

Works, including theses and research projects, may not be reproduced in any format or medium, or extensive quotations taken from them, or their content changed in any way, without first obtaining permission in writing from the copyright holder(s). They may not be

sold or exploited commercially in any format or medium without the prior written permission of the copyright holder(s).

Full bibliographic details must be given when referring to, or quoting from full items including the author's name, the title of the work, publication details where relevant (place, publisher, date), pagination, and for theses or dissertations the awarding institution, the degree type awarded, and the date of the award.

If you believe that any material held in the repository infringes copyright law, please contact the Repository Team at Middlesex University via the following email address: repository@mdx.ac.uk

The item will be removed from the repository while any claim is being investigated.

See also repository copyright: re-use policy: <https://libguides.mdx.ac.uk/repository>

DISSERTATION

Wie lassen sich die wirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Chancen von Hydraulic Fracturing als unkonventionelle Fördermethode von Erdgas im Rahmen der Energiewende bewerten?

NAME:	Dr. rer. nat. Thomas Hurnaus
MATRIKELNUMMER:	MDR/0134
STUDIUM:	Doctor of Business Administration
ADVISOR:	Dr. Norbert Obermayr
ANZAHL DER WÖRTER:	43900
EINGEREICHT AM:	21.05.2020

**Felder bitte ergänzen*

Information obligatorischer Aufbau:

Hinweis: Themenbedingte Änderungen bzw. Erweiterungen oder Abweichungen vom obligatorischen Aufbau sind mit Ihrem Advisor abzustimmen und in der Dissertation mit blau zu markieren. Änderungen bzw. allfällige Erweiterungen sind bei der Defensio Dissertation explizit anzusprechen und zu begründen. Entfernen Sie diesen Hinweistext

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Hiermit erkläre ich an Eides statt, dass die vorliegende, an diese Erklärung angefügte Dissertation selbstständig und ohne jede unerlaubte Hilfe angefertigt wurde, dass es noch keiner anderen Stelle zur Prüfung vorgelegen hat und dass es weder ganz noch im Auszug veröffentlicht worden ist. Die Stellen der Arbeit einschließlich Tabellen, Abbildungen etc., die anderen Werken und Quellen (auch Internetquellen) dem Wortlaut oder dem Sinn nach entnommen sind, **habe ich in jedem einzelnen Fall als Entlehnung mit exakter Quellenangabe kenntlich gemacht**. Hiermit erkläre ich, dass die übermittelte Datei ident mit der geprüften Datei und des daraus resultierenden und übermittelten Plagiatsberichtes ist und die Angabe der Wortanzahl diesem entspricht. **Mir ist bewusst, dass Plagiate gegen grundlegende Regeln des wissenschaftlichen Arbeitens verstoßen und nicht toleriert werden. Es ist mir bekannt, dass der Plagiatsbericht allein keine Garantie für das Fehlen eines Plagiats darstellt und dass bei Vorliegen eines Plagiats Sanktionen verhängt werden können**. Diese können neben einer Bearbeitungsgebühr je nach Schwere zur Exmatrikulation und zu Geldbußen durch die Middlesex University führen. Die Middlesex University führt das Plagiatsverfahren und entscheidet über die Sanktionen. **Dabei ist es unerheblich, ob ein Plagiat absichtlich oder unabsichtlich, wie beispielsweise durch mangelhaftes Zitieren, entstanden ist, es fällt in jedem Fall unter den Tatbestand der Täuschung.**

Feichten, 21.05.2020

(Ort, Datum)

Thomas Hurmann

.....
Unterschrift

Inhaltsverzeichnis

1. EINLEITUNG UND KURZVORSTELLUNG DES THEMAS	1
1.1. Rolle von Erdgas in der Energiewende	1
1.2. Vorkommen von Schiefergas in Deutschland	2
1.3. Die Methode Hydraulic Fracturing und ihre Chancen und Risiken am Beispiel der USA	4
2. THEORETISCHER HINTERGRUND	7
2.1. Die Energiewende und ihr Einfluss auf die Entwicklung des Erdgasbedarfs	7
2.2. Szenarien zur Deckung des Erdgasbedarfs und ihr Einfluss auf den Erdgaspreis	10
2.3. Entstehung, unkonventionelle Förderung und Vorkommen von Schiefergas in Deutschland	12
2.4. Betriebswirtschaftliche Aspekte von Hydraulic Fracturing.....	15
2.4.1. Kosten und Wirtschaftlichkeit.....	15
2.4.2. Produktivität	20
2.5. Volkswirtschaftliche Aspekte von Hydraulic Fracturing	26
2.6. Umweltaspekte von Hydraulic Fracturing	34
3. ERKENNTNISINTERESSE, ZIELSETZUNG DER ARBEIT UND ABLEITUNG DER FORSCHUNGSLÜCKE	38
4. FORSCHUNGSFRAGEN.....	50
5. METHODISCHES VORGEHEN.....	53
5.1. Forschungsmethode.....	53
5.1.1. Grundlagen zur Triangulation	53
5.1.2. Dokumentenanalyse als Teil der Triangulation.....	55
5.1.3. Leitfadengestützte Experteninterviews als Teil der Triangulation.....	58
5.1.4. Qualitative Inhaltsanalyse als Teil der Triangulation	59

5.2.	Betriebswirtschaftliche Bewertung	60
5.2.1.	Methoden für die betriebswirtschaftliche Bewertung	60
5.2.2.	Berücksichtigung von Unsicherheiten.....	64
5.2.3.	Vorgehen bei der betriebswirtschaftlichen Bewertung.....	65
5.3.	Volkswirtschaftliche Bewertung	68
5.3.1.	Methoden für die volkswirtschaftliche Bewertung.....	68
5.3.2.	Verwendete Methode im Rahmen der Doktorarbeit	70
5.3.3.	Vorgehen bei der Nutzwertanalyse.....	72
6.	HINTERGRUND ZUM ENTWICKELTEN INTERVIEWLEITFADEN UND ZU DEN EXPERTENINTERVIEWS	76
7.	WIRTSCHAFTLICHKEITSBETRACHTUNG DER SCHIEFERGAS-FÖRDERUNG MITTELS HYDRAULIC FRACTURING	85
7.1.	Entwicklung Erdgaspreis im Rahmen der Energiewende	85
7.2.	Geeignete Schiefergasformationen.....	90
7.3.	Abschätzung der Produktivität des Posidonienschiefers.....	97
7.4.	Risiken von Hydraulic Fracturing und ihre Eindämmung	106
7.5.	Kosten von Hydraulic Fracturing in Deutschland unter Berücksichtigung der in Kapitel 7.4 bestimmten Maßnahmen.....	117
7.6.	Wirtschaftlichkeitsberechnung von Hydraulic Fracturing für Deutschland	125
7.6.1.	Kapitalwert für verschiedene Szenarien	125
7.6.2.	Sensitivitätsanalyse	139
8.	VOLKSWIRTSCHAFTLICHE KOSTEN UND NUTZEN VON HYDRAULIC FRACTURING FÜR DEUTSCHLAND	142
8.1.	Risiken und Chancen von Hydraulic Fracturing	142
8.2.	Kriterien zur Bewertung der Chancen und Risiken	142
8.3.	Gewichtung der Kriterien zur Bewertung der Chancen und Risiken	144
8.4.	Bestimmung der Gewichtung der Chancen und Risiken.....	145
8.5.	Ermittlung des Gesamtnutzwerts von Hydraulic Fracturing	165

9. ERFAHRUNGEN UND WEITER ZU BERÜCKSICHTIGENDE ASPEKTE HINSICHTLICH HYDRAULIC FRACTURING	177
10. ZUSAMMENFASSENDE DISKUSSION UND INTERPRETATION DER ERGEBNISSE.....	180
11. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK.....	188
12. SUMMARY AND OUTLOOK.....	190
13. LITERATURVERZEICHNIS.....	192
14. ABBILDUNGSVERZEICHNIS	205
15. TABELLENVERZEICHNIS	211
16. ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS.....	214
17. LEBENS LAUF	216
18. DANKSAGUNG	219
19. AUFZÄHLUNG DER BISHERIGEN PUBLIKATIONEN.....	220
20. ANLAGEN.....	222

1. Einleitung und Kurzvorstellung des Themas

1.1. Rolle von Erdgas in der Energiewende

Deutschlands Energieversorgung beruht derzeit vornehmlich auf fossilen Primärenergieträgern wie beispielsweise Erdöl oder Kohle. Zur Umsetzung der Energiewende und um den Verpflichtungen des seit 2015 gültigen Pariser Klimaschutzabkommens gerecht zu werden, muss allerdings der Übergang zu erneuerbaren Energien, insbesondere zu Sonnen- und Windenergie, stetig vorangetrieben werden (Renn/Marschall, 2016, S. 224 ff.). Gemäß der Meinung vieler Experten stellt diese Umstellung eine tiefgreifende gesellschaftliche Transformation dar, welche so bisher noch von keinem Industriestaat in Angriff genommen wurde (Flämig, 2016, S. 202). In Deutschland wurden durch die intensive Förderung von Wind- und Sonnenenergie bei gleichzeitigem Atomenergieausstieg bereits erste Maßnahmen erfolgreich vorangetrieben. Eine autarke Versorgung aus erneuerbaren Energien scheint aber erst ab 2050 realisierbar (Szarka et al., 2017, S. 1222 ff.).

Der Weg dorthin wird einige Probleme aufwerfen, da die Energiegewinnung aus in Deutschland gut verfügbaren fossilen Energieträgern mit hohen CO₂-Ausstößen wie zum Beispiel Braun- und Steinkohle aufgrund der ehrgeizigen Emissionsreduktionspläne aus dem Pariser Klimaschutzabkommen stetig reduziert werden muss (Henning/Palzer, 2015, S. 5). Der Ausbau der erneuerbaren Energien kann dies im Zeitraum 2020 bis 2050 allerdings nicht im gleichen Umfang ausgleichen, so dass nach Meinung vieler Experten dem Erdgas eine wichtige Rolle zuteilwird. Dies liegt vor allem daran, dass bei der Energiegewinnung aus Erdgas wesentlich weniger CO₂ anfällt als zum Beispiel bei Braun- oder Steinkohle. Darüber hinaus ist Erdgas eine sinnvolle Ergänzung zu den erneuerbaren Energien, da die entsprechenden Kraftwerke schnell hochgefahren werden können und so mögliche Engpässe/Schwankungen bei der Einspeisung erneuerbarer Energien ausgleichen können (BGR, 2016, S. 9). Allerdings reichen Deutschlands eigene konventionell erschließbare Erdgasvorkommen in Höhe von 70,1 Mrd. m³ nicht einmal ein Jahr zur Deckung des jährlichen Verbrauchs von 101,5 Mrd. m³ (BGR, 2017, S. 12 u. 21). Das Erdgas muss größtenteils aus Ländern wie zum Beispiel Russland importiert werden. Folglich könnte der Übergang von einem aktuell ausgeglichenen Energiemix bestehend aus in Deutschland gut verfügbarerer Steinkohle, Braunkohle und

Atomkraft in Verbindung mit den erneuerbaren Energien und größtenteils importiertem Erdgas und Erdöl hin zu einem Energiemix bestehend aus überwiegend Erdgas und erneuerbaren Energien zu einer deutlich reduzierten Versorgungsautarkie mit hohen Energiepreisen führen (Hake et al., 2015, S. 543 f.).

Experten empfehlen daher die eigene Gewinnung von Erdgas mittels der in Deutschland aktuell noch kritisch betrachteten Methode des Hydraulic Fracturing (nachfolgend HF), in den Medien häufig auch „Fracking“ genannt (Kangqian/Kreith, 2014, S. 1 ff.). So besitzt Deutschland große Vorkommen an Erdgas und Erdöl (vergleiche Kapitel 1.2) in mit konventionellen Methoden schwer erschließbaren Schiefergesteins- und Kohleflözformationen. Durch HF (siehe Kapitel 1.3) wären diese Vorkommen förderbar, wodurch einer Verschlechterung der Versorgungsautarkie und höheren Energiepreisen beim zunehmenden Energiemix-Umstieg entgegengewirkt werden könnte.

1.2. Vorkommen von Schiefergas in Deutschland

Bei Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten (im Nachfolgenden auch Schiefergas genannt) ist von thermogenem Erdgas auszugehen, welches in Teilen noch im Muttergestein oder in dichtem Speichergestein gebunden ist (SRU, 2013, S. 7). Es setzt sich überwiegend aus Methan mit einem geringeren Anteil an sonstigen Kohlenwasserstoffen sowie molekularem Stickstoff (N_2), Schwefelwasserstoff (H_2S) und Kohlendioxid (CO_2) zusammen (SRU, 2013, S. 6). Die Energiegewinnung ist größtenteils auf das thermogene Methan zurückzuführen (SRU, 2013, S. 6). Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) legte für die Gewinnung von thermogenem Methan aus Schiefergas einen Faktor von 10 % zu Grunde (BGR, 2016, S. 9). Zur Ermittlung der entsprechenden Vorkommen an Schiefergas in Deutschland führte die BGR eine sich über mehrere Jahre erstreckende Studie durch. Dabei wurden im Rahmen von mehr als 1.500 Bohrungen Sediments- und Gesteinsproben entnommen und hinsichtlich ihres Gehalts an Schiefergas und/oder -öl analysiert (BGR, 2016, S. 23).

Die sorgfältige Auswertung dieser Daten ergab, dass das technisch förderbare Gesamtpotenzial in einer Tiefe von 500 bis 5.000 m zwischen 380 Mrd. m^3 und 2.340

Mrd. m³ liegt (BGR, 2016, S. 9). In einer Tiefe von 1.000 m bis 5.000 m beträgt das Potenzial an Schiefergas 320 Mrd. m³ bis 2.030 Mrd. m³ (BGR, 2016, S. 9). Diese Vorkommen entsprechen mehr als dem 100-Fachen der aktuellen deutschen Jahresförderung an Erdgas, welche in etwa 10 Mrd. m³ beträgt (BGR, 2016, S. 11). Die nachfolgende Abbildung 1 stellt eine kurze Zusammenfassung der Studie dar. Speziell zeigt der linke Teil der Abbildung die durchgeführten Bohrungen auf. Rechts in der Abbildung sind die dabei ermittelten Schiefergasvorkommen dargestellt (BGR, 2016, S. 22).

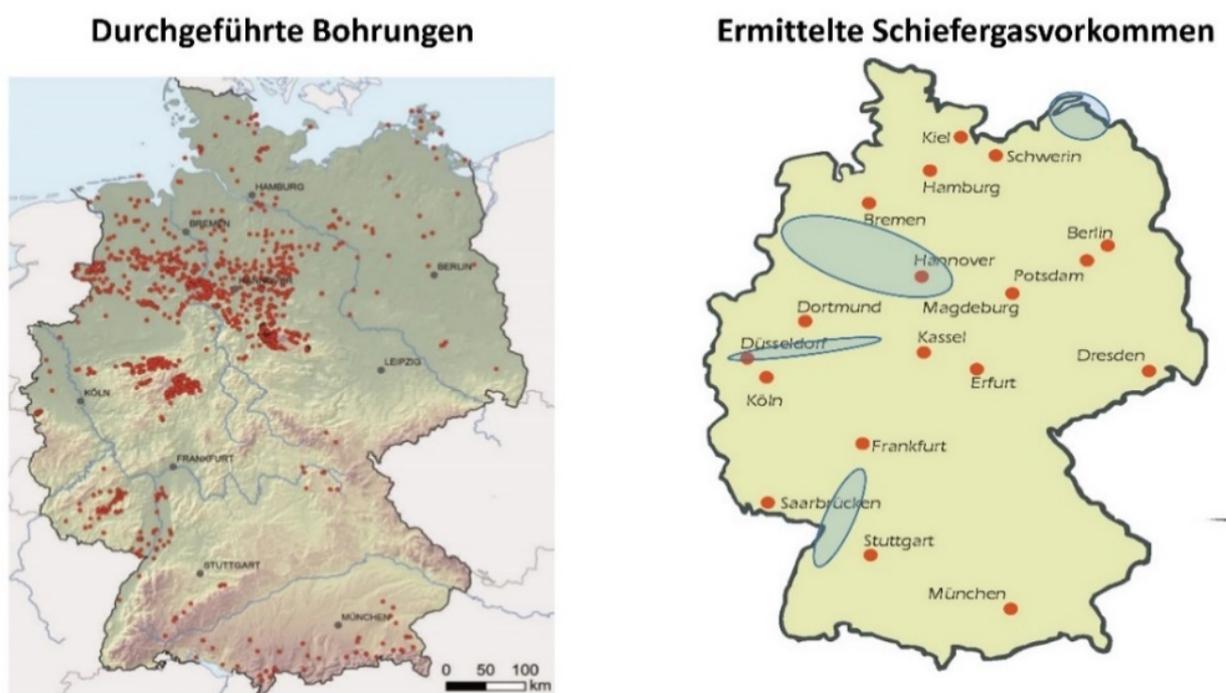


Abbildung 1: Durchgeführte Bohrungen (links) und ermittelte Schiefergasvorkommen (rechts), dargestellt mit blauen Flächen, in Deutschland (BGR, 2016, S. 22 und S. 29).

Das oben dargestellte Potenzial für Deutschland bestätigt sich auch in einer Studie, welche sich mit den weltweiten unkonventionellen Schiefergasressourcen beschäftigte. Gemäß dieser Studie sind die insgesamt in der Welt vorkommenden unkonventionellen Schiefergasressourcen in der Größenordnung gleichauf mit den weltweiten konventionellen Erdgasreserven (Hübner/Horsfield, 2012, S. 75). Somit ist die Grundlage für die Erdgasgewinnung mittels HF in Deutschland – nämlich ausreichend hohe und ergiebige Schiefergasvorkommen – gegeben.

1.3. Die Methode Hydraulic Fracturing und ihre Chancen und Risiken am Beispiel der USA

Vor der Errichtung einer Schiefergasförderung werden Probebohrungen sowie eine genaue geologische Untersuchung der entsprechenden Formation durchgeführt. Sollte sich dabei die Formation als geeignet für eine unkonventionelle Schiefergasförderung mittels HF herausstellen, so wird mit der Erschließung des Areals begonnen. Dies umfasst die Höhenanpassung/Glättung der Landschaft sowie die Anlegung einer Infrastruktur, um Ausrüstung antransportieren zu können. Schließlich erfolgt die Bohrung des Bohrlochs. Es wird zunächst bis zur gewünschten Schieferformation vertikal gebohrt, gefolgt von einer horizontalen Bohrung innerhalb der Formation, um die zu stimulierende Fläche und folglich die Fördermenge zu maximieren (vgl. Abbildung 2 links) (Speight, 2016, S. 57 ff.).

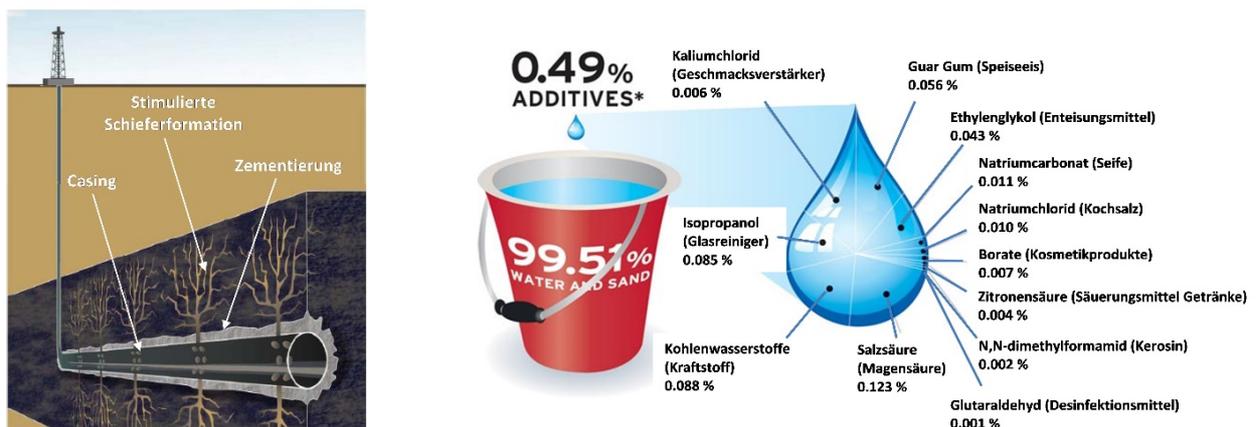


Abbildung 2: Links: Vertikale Bohrung, gefolgt von einer horizontalen Bohrung innerhalb des Schiefergesteins (Plank/Echt, 2014, S. 607); rechts: Veranschaulichung der Zusammensetzung eines Frac-Fluids mit üblichen Verwendungen der eingesetzten Chemikalien in Klammern (Consol Energy, 2016, o. S.; Plank, 2015, o. S.).

Es folgt das Einzementieren von sog. Casings (Stahlrohren) zum Abdichten und Abstützen der Bohrlochwand. Dadurch wird eine unkontrollierte Migration von Fluiden (Erdgas, Erdöl oder Frac-Fluid = Flüssigkeit zur Erzeugung der Risse) hin zu Grundwasservorkommen verhindert. Bis hin zu diesem Schritt unterscheidet sich dieses Vorgehen nicht von der konventionellen Gewinnung von Erdgas/Erdöl.

Während hier aber mit der Förderung von Erdgas oder Erdöl begonnen werden kann, ist bei der unkonventionellen Schiefergasgewinnung ein weiterer Schritt notwendig – nämlich das sog. Hydraulic Fracturing (Plank/Echt, 2014, S. 607 f.; Nelson/Guillot, 2006, S. 1 ff.).

Grund hierfür ist, dass unkonventionelle Formationen (insbesondere Schieferformationen) eine sehr geringe Permeabilität (10^{-5} – 10^{-9} D) für Erdgas und Erdöl besitzen (Donaldson et al., 2013, S. 27). Dadurch können die Kohlenwasserstoffe nicht ohne weiteres aus dem Muttergestein – wie es bei konventionellen Lagerstätten der Fall ist – migrieren. Die Permeabilität muss deutlich erhöht werden. Dies wird durch das Verpumpen eines sog. Frac-Fluids (Zusammensetzung siehe Abbildung 2) unter hohem Druck erreicht. Das Frac-Fluid erzeugt dabei Risse im Muttergestein (meist Schiefergestein), welche dessen Durchlässigkeit/Porosität deutlich erhöhen. Damit die Risse unter den hohen Formationsdrücken offenbleiben, beinhaltet das Frac-Fluid auch Stützmittel wie zum Beispiel Sand, welche in den Rissen zurückbleiben und sie somit stabilisieren (Donaldson et al., 2013, S. 12 f.).

Dieser unter dem Begriff Hydraulic Fracturing bekannte Stimulationsprozess ist keine neue Methode, wie es häufig in den Medien dargestellt wird. Er wurde bereits 1947 in Kansas, USA, und 1961 in Niedersachsen, Deutschland, angewandt, um die Ausbeute aus konventionellen Lagerstätten, wie zum Beispiel Sandstein, zu erhöhen. Erdgas und Erdöl aus unkonventionellen Formationen, insbesondere aus Schieferlagerstätten, waren dagegen zu dieser Zeit aus wirtschaftlichen und technischen Gründen nicht förderbar. Erst durch Weiterentwicklung der Bohrtechnik hin zur horizontalen Bohrung (vgl. Abbildung 2) und die Pionierarbeiten von George P. Mitchell hinsichtlich der Stimulation von Schiefergestein war es technisch wie auch wirtschaftlich möglich, Hydraulic Fracturing 1998 erstmals auch zur Förderung von Erdgas und Erdöl aus unkonventionellen Formationen durchzuführen (Economides/Martin, 2008, S. 1 ff.).

Dies löste in den USA ab 2007 eine intensive Erdgas- und Erdölförderung aus. Daraus resultierte der sog. „shale boom“, welcher zu günstigen Energiepreisen, einer geringeren Abhängigkeit von Ölimporten sowie zur Schaffung neuer Arbeitsplätze im Energiesektor führte (Brown/Yücel, 2013, S. 1 ff.). Speziell nahm zum Beispiel die

Anzahl an Arbeitnehmern in der US-amerikanischen Öl- und Gasindustrie zwischen 2007 und 2012 um 40 % zu (Hefner, 2014, S. 9). Eine neuere Studie aus dem Jahr 2017 beziffert, dass 550.000 neue Jobs durch die Förderung von Schiefergas und -öl geschaffen wurden (Maniloff/Mastromonaco, 2017, S. 1). Auch konnten die CO₂-Emissionen in den USA deutlich gesenkt werden. Zum Beispiel nahmen diese im Jahr 2016 um 3 % (entspricht 160 Mio. t) gegenüber dem Vorjahr ab – trotz eines 1,6 %-igen Wirtschaftswachstums. Die International Energy Agency (IEA) führt dies auf die Substitution von Kohle durch Schiefergas zurück, da bei der Gewinnung von Strom aus Schiefergas wesentlich weniger CO₂ freigesetzt wird (2017, o. S.). Trotz dieser positiven Effekte von HF in den USA sind damit auch zahlreiche Risiken verbunden. So fanden Studien in den USA zum Beispiel heraus, dass aktuell 3,6 bis 7,9 % Methan bei der Schiefergasförderung aufgrund von Leckagen und Entlüftungsvorgängen in die Erdatmosphäre entweichen und dort als Treibhausgas wirken (Howarth et al., 2011, S. 679). Von Leckagen geht aber auch die Gefahr der Kontamination von Grundwasser mit den im Frac-Fluid enthaltenen Chemikalien aus. So zeigte die Analyse der im Zusammenhang mit HF gemeldeten Zwischenfälle, dass etwa 2 % der durchgeführten Stimulationen zu einer Kontamination des Grundwassers führten (Bishop, 2011, S. 4). Auch ein verstärktes Auftreten von Erdbeben besteht als Risiko im Zusammenhang mit HF. Gemäß einer Studie des U.S. Geological Survey nahmen die seismischen Aktivitäten in den USA seit 2008 um das Siebenfache zu (Sovacool, 2014, S. 260).

Zusammenfassend zeigt das Beispiel der USA, dass die Gewinnung von Schiefergas mittels HF viele Chancen und Risiken birgt. In Europa und speziell in Deutschland wird aktuell noch auf die Gewinnung von Schiefergas mittels HF verzichtet. Allerdings könnte die Methode auch hier zu niedrigeren CO₂-Emissionen, die aus Sicht der ehrgeizigen Klimaschutzziele in Verbindung mit der Energiewende wünschenswert wären, führen, ohne dabei die Versorgungssicherheit und das damit verbundene Energiepreisniveau durch erhöhte Erdgasimporte zu gefährden. Daher stellt sich die Frage, ob HF in Deutschland wirtschaftlich umsetzbar ist und wie sich das volkswirtschaftliche Gleichgewicht zwischen Chancen wie zum Beispiel einer verbesserten Versorgungssicherheit und möglichen Risiken wie etwa Umweltschäden durch eine Verunreinigung von Trink- oder Grundwasser verhält. Diese soll in der vorliegenden Doktorarbeit beantwortet werden.

2. Theoretischer Hintergrund

2.1. Die Energiewende und ihr Einfluss auf die Entwicklung des Erdgasbedarfs

Verbruggen definiert die Energiewende als den Übergang von einer nicht nachhaltigen Nutzung fossiler Energieträger wie auch der Kernenergie hin zur nachhaltigen Energieversorgung mithilfe erneuerbarer Energien (2014, S. 120). Dadurch sollen die durch die konventionelle Energiewirtschaft hervorgerufenen gesellschaftlichen, ökologischen wie auch gesundheitlichen Probleme minimiert werden. Verstärkt wird der Übergang zu erneuerbaren Energien durch die Tatsache, dass die fossilen Energieträger endlich sind und die Gefahren aus dem Bereich der Kernenergie hoch sind (Lüdeke-Freund/Opel, 2014, S. 429). Das Finden einer Lösung zum globalen Energieproblem wird als eine der wichtigsten Herausforderungen des Jahrhunderts bezeichnet (Poizot/Dolhem, 2011, S. 2003).

In Deutschland wurde diese Herausforderung in folgenden drei Verträgen abgebildet (Fischer et al., 2016, S. 1580):

- I. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung
- II. Eckpunkte „Der Weg in die Energie der Zukunft“
- III. Deutschlands Zukunft gestalten – Koalitionsvertrag

Gemäß diesen Verträgen soll die Energieeffizienz bis zum Jahr 2020 um 20 % gegenüber 1990 gesteigert werden. Die Treibhausgasemissionen sollen bis zum Jahr 2020 um 40 % und bis 2050 um mindestens 80 % gegenüber 1990 reduziert werden. Gleichzeitig soll der Anteil der erneuerbaren Energien zur Deckung des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2020 18 % und im Jahr 2050 60 % betragen. Der Stromverbrauch soll 2020 zu 35 % und 2050 zu 80 % durch erneuerbare Energien gedeckt werden. Das letzte Atomkraftwerk soll 2022 stillgelegt werden (Fischer et al., 2016, S. 1580).

Zwischen Juni 2011 und 2015 zeigten sich bereits die ersten Auswirkungen dieser Verträge. Speziell konnte in diesem Zeitraum der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 17 auf 28 % gesteigert werden, während parallel die

Atomenergie von 23 auf 16 % abnahm (Renn/Marschall, 2016, S. 230). Paradoxerweise nahm der CO₂-Ausstoß trotzdem weiter zu. Grund für diese Beobachtung war, dass im gleichen Zeitraum die Stromgewinnung aus Stein- und Braunkohle aufgrund der im Vergleich zu den erneuerbaren Energien deutlich geringeren Kosten weiter zunahm (AG Energiebilanz, 2016, S. 2). Die Politik plant seitdem eine Reglementierung der Energie- und Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle – ein konkretes Gesetz konnte aber noch nicht verabschiedet werden (Renn/Marschall, 2016, S. 230).

Nachfolgende Abbildung 3 stellt die aktuellen Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch den dabei anfallenden CO₂-Emissionen gegenüber. Hierbei wird deutlich, dass zur Wahrung der ehrgeizigen CO₂-Emissionsreduktionspläne der Bundesregierung die konventionellen Energieträger Kohle und Öl deutlich reduziert werden müssen, da sie die höchsten Emissionen pro kWh Strom bzw. pro GJ Energie aufweisen. Der konventionelle Energieträger mit den niedrigsten CO₂-Emissionen ist demnach Erdgas. Es könnte daher, wie von vielen Experten prognostiziert, den ergänzenden Energieträger bis zur vollständig autarken Energieversorgung aus erneuerbaren Energien darstellen (Bräuninger et al., 2008, S. 37 ff.).

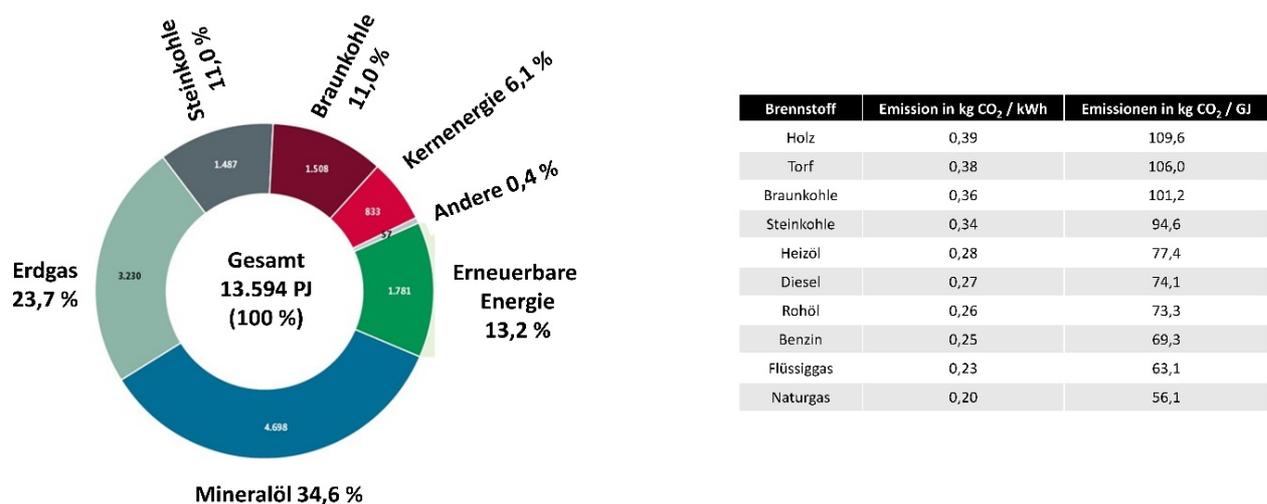


Abbildung 3: Links: Anteil der Energieträger zur Abdeckung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland 2017 (BMWi, 2017, o. S.); rechts: CO₂-Emissionen der Brennstoffe (Watter, 2015, S. 1 ff.).

Einhergehend damit prognostiziert die Studie von ExxonMobil einen Rückgang des Mineralölverbrauchs von 4.603 PJ im Jahr 2017 auf 2.715 PJ im Jahr 2040. Im gleichen Zeitraum nimmt auch der Kohleverbrauch von 3.005 PJ auf 985 PJ ab. Erdgas und die erneuerbaren Energien nehmen dagegen von 3.200 bzw. 1.774 PJ im Jahr 2017 auf 3.380 bzw. 2.330 PJ zu (vergleiche Abbildung 4). Während die absoluten Zahlen beim Erdgas vergleichsweise konstant bleiben, nimmt der prozentuale Anteil am Gesamtenergieverbrauch deutlich zu. Konkret entsprechen die im Jahr 2017 verbrauchten 3.200 PJ einem Anteil von 24 % am Gesamtenergieverbrauch, während die 3.380 PJ im Jahr 2040 einem Anteil von 35 % entsprechen und somit den mengenmäßig größten Beitrag zur Deckung des Energieverbrauchs darstellen. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass der Gesamtverbrauch durch eine verbesserte Energieeffizienz über die Jahre abnimmt, der Erdgasverbrauch dennoch aber konstant bleibt (2016, S. 2 f.). Auch im Jahr 2050 ist davon auszugehen, dass der Erdgasverbrauch im Bereich zwischen 3.200 und 3.400 PJ liegt, wie eine Studie von EWI/GWS/Prognos aus dem Jahr 2014 (S. 17) zeigt.

PEV gesamt bis 2040

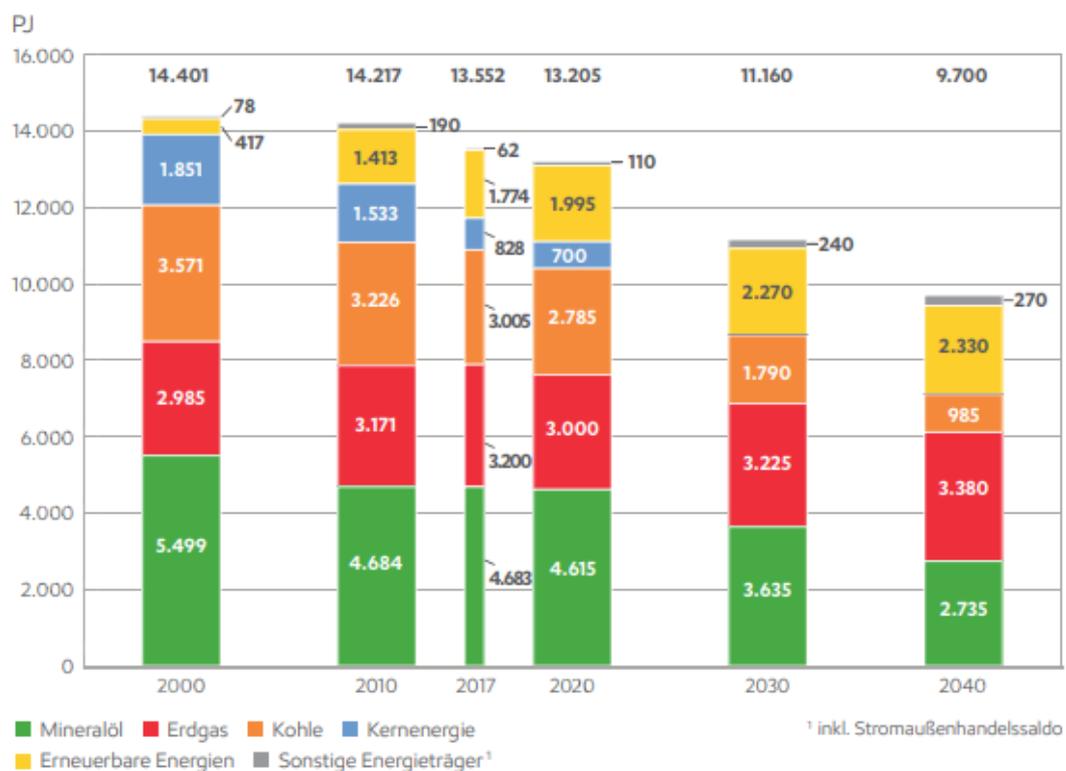


Abbildung 4: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs bis 2040 mit entsprechender Aufschlüsselung der einzelnen Energieträger (ExxonMobil, 2016, S. 3).

Zusammenfassend kann gefolgert werden, dass im Rahmen der Energiewende der Gesamtenergiebedarf deutlich abnehmen wird. Der Erdgasbedarf dagegen wird im Zeitraum von 2017 bis 2050 relativ konstant zwischen 3.200 und 3.400 PJ liegen und somit neben den erneuerbaren Energien eine tragende Rolle für die Energiewende spielen.

2.2. Szenarien zur Deckung des Erdgasbedarfs und ihr Einfluss auf den Erdgaspreis

Aktuell wird Deutschlands Erdgasbedarf überwiegend durch Importe gedeckt, wie die in nachfolgender Tabelle 1 aufgeführten Zahlen aus dem Jahr 2014 zeigen. Die eigene Produktion betrug im Jahr 2014 noch 9 % des Gesamtbedarfs, ist aber aufgrund der geringen eigenen Erdgasvorkommen (vergleiche Kapitel 1.1) stark rückläufig.

Tabelle 1: Bezugsquellen von Erdgas für Deutschland (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2015, o. S.).

Bezugsquelle	Anteil in Prozent, 2014
Eigene Produktion	9
Niederlande	27
Norwegen	22
Russland	38
Sonstige	4

Der Erdgaspreis in Deutschland ist somit weitestgehend durch Importe bestimmt. Es gibt verschiedene Studien, welche sich mit der Entwicklung des Erdgaspreises beschäftigen. So zum Beispiel analysierte das Department of Energy & Climate

Change (DECC) die Entwicklung des Erdgaspreises für Europa bis 2040. Dabei wurden drei mögliche Szenarien erarbeitet, wie nachfolgende Abbildung aufzeigt:

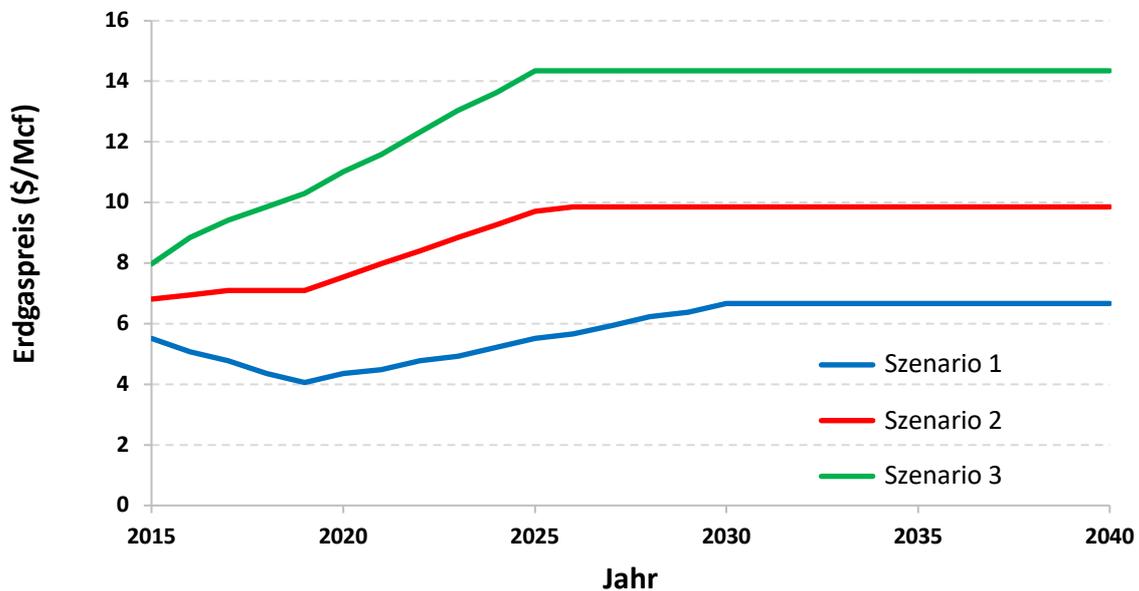


Abbildung 5: Szenarien zur Gaspreisentwicklung im Zeitraum von 2016 bis 2040 (DECC, 2015, S. 12).

Allen Szenarien gemeinsam ist die rückläufige eigene Erdgasproduktion und damit der zunehmende Erdgasimport aus Ländern wie z. B. Russland. Innerhalb der drei Szenarien wird die konkurrierende Situation zwischen dem Import via Pipelines aus Russland und dem Übersee-Transport von verflüssigtem Gas (LNG) aus den USA, oder aber auch Australien, berücksichtigt. Szenario 1 weist dabei die niedrigsten Gaspreise auf. Hierbei wird der Fall angenommen, dass Russland seine Marktanteile durch Lieferung von günstigem Erdgas in Europa gegenüber den LNG-Lieferanten behaupten möchte. Innerhalb der beiden anderen Szenarien steigt dagegen der Marktanteil von LNG-Anbietern aufgrund hoher Importpreise für das russische Erdgas (DECC, 2015, S. 12 ff.). Es gibt auch Studien, welche sich speziell mit Deutschland beschäftigen. Ein Beispiel hierfür ist die Studie von Prognos/EWI/GWS aus dem Jahr 2014, welche analog zum Szenario 2 der DECC-Prognose leicht steigende Erdgaspreise bis zum Jahr 2050 prognostiziert. Speziell steigen die Erdgaspreise von 8,3 Euro pro GJ im Jahr 2020 auf 9,2 Euro pro GJ im Jahr 2040 (S. 412). Anders sieht

das eine Studie des Öko-Instituts in Zusammenarbeit mit Fraunhofer-ISE aus dem Jahr 2015, welche für 2040 einen Erdgaspreisanstieg auf ca. 15 Euro pro GJ vorhersagt (S. 95).

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit ist die Entwicklung der Erdgaspreise im Rahmen der Energiewende zentral. Es müssen daher alle vorhandenen Studien gegenübergestellt werden und durch zum Beispiel eine Befragung von Experten die wahrscheinlichsten Szenarien ermittelt werden.

2.3. Entstehung, unkonventionelle Förderung und Vorkommen von Schiefergas in Deutschland

Die Entstehung von Schiefergas kann vor allem auf Algen, Cyanobakterien und Panzergeißler zurückgeführt werden. Dieses sog. Phytoplankton repräsentiert fast 90 % der Biomasse in Seen und Meeren. Nach ihrem Ableben werden die Organismen durch Sauerstoff und andere Mikroorganismen oxidiert. Besitzt das Meer oder der See aber einen niedrigen Sauerstoffgehalt (z. B. Schwarzes Meer), sinken sie bis zum Grund des Gewässers und werden hier durch Ablagerung von Sedimenten – meist verwitterte, feinkörnige Minerale – eingeschlossen. In den entsprechenden Porenräumen werden sie in der sog. Diagenese-Phase durch anoxische Archaeen zu Kohlenstoffdioxid, Methan, Wasser sowie zu verschiedenen Polymeren (sog. Kerogene) umgesetzt. Durch die weitere Aufschichtung von Sedimentgestein steigen schließlich Druck und Temperatur in den Porenräumen weiter an und induzieren die sog. Katagenese, in welcher die Kerogene weiter aufgespalten werden. Je nach Bedingungen entstehen dabei flüssige, teils viskose Paraffine, Naphthene und Aromaten (Erdöl) oder kurzkettige, gasförmige Alkane (Erdgas) (Neukirchen/Ries, 2014, S. 285 ff.).

Dieser hier in wenigen Sätzen beschriebene Prozess dauert in der Regel mehrere Millionen Jahre an. Die Folge ist ein stark verdichtetes Muttergestein – meist Tongestein, welches auch als Schiefer bezeichnet wird – mit einer sehr geringen Permeabilität (shale, 1 nD – 1 µD) (Rezaee, 2015, S. 247). Zur wirtschaftlichen Gewinnung der enthaltenen Kohlenwasserstoffe muss das dichte Muttergestein daher

horizontal angebohrt und mittels Hydraulic Fracturing stimuliert werden (vgl. Abbildung 6).

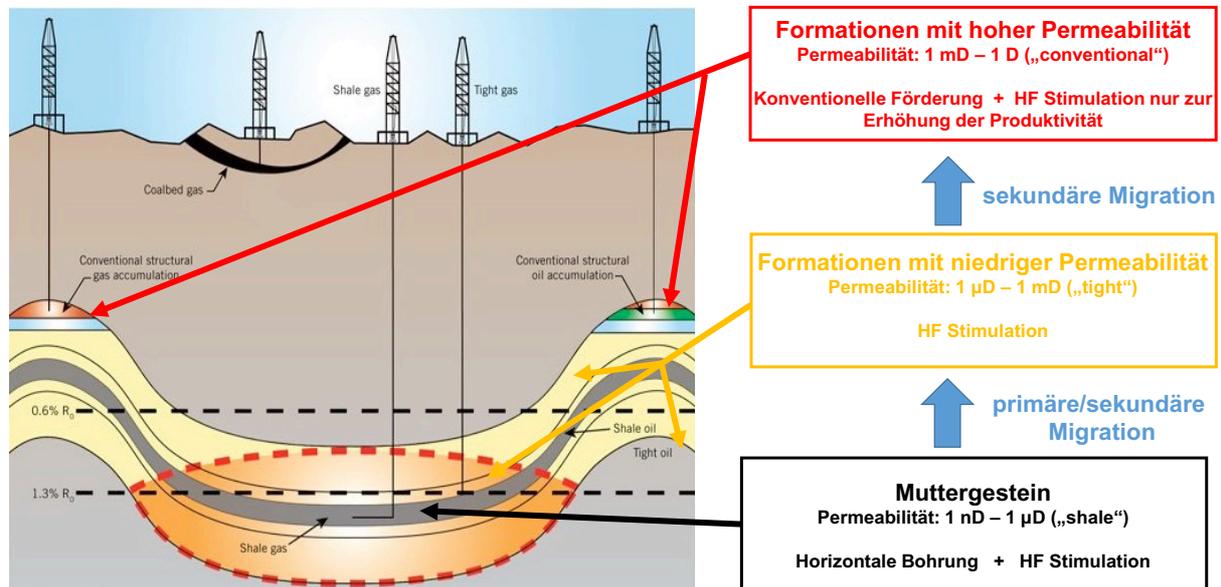


Abbildung 6: Darstellung der unterschiedlichen Lagerstätten für Erdöl und -gas sowie ihre Fördermöglichkeiten, entnommen aus (Hurnaues, 2017, S. 54) in Anlehnung an (Gaswirth/Marra, 2014, S. 49).

Teilweise entstehen durch die Spaltungsprozesse in der Katagenese aber hohe Drücke, welche Risse im Muttergestein erzeugen. Durch diese Risse kann das Öl oder Gas dann migrieren. Migriert es dabei in dichtes Nachbargestein (tight, 1 µD – 1 mD), so kann es daraus ebenfalls nur durch HF gefördert werden (Speight, 2016, S. 133 ff.). Migriert es dagegen in durchlässiges Gestein, so wird es in der Regel in einer sekundären Migration durch vorhandenes Wasser weiter in Richtung Erdoberfläche transportiert. Hierbei ist sogar eine Migration bis zur Erdoberfläche denkbar. Allerdings wird diese sekundäre Migration von Öl oder Gas meist auf dem Weg zur Erdoberfläche durch strukturelle Fallen auf Basis einer Aufwölbung von geschichteten, undurchlässigen Gesteinsformationen (Salz, Mergel, Ton) gestoppt, woraus es schließlich einfach durch konventionelle Förderung – also ein einfaches Anbohren – gefördert werden kann (Neukirchen/Ries, 2014, S. 285 ff.).

Die unkonventionelle Förderung von Schiefergas mittels HF ist in folgender Abbildung übersichtlich dargestellt:



Abbildung 7: Vorgehensweise bei der unkonventionellen Schieferölförderung mittels HF, entnommen aus (Hurnaus, 2017, S. 7).

Grundvoraussetzung zur Förderung von Schieferöl oder -gas ist zunächst eine intensive Vorkundung der entsprechenden Formation. Sollte diese positiv ausfallen, so wird das entsprechende Areal erschlossen. Dabei wird die Höhe der Landschaft angepasst und eine entsprechende Infrastruktur angelegt, um Ausrüstung antransportieren zu können. Es folgt die Errichtung des Bohrplatzes auf einer Fläche von üblicherweise 0,7 bis 1,0 Hektar. Von diesem Bohrplatz aus wird schließlich das Bohrloch mittels moderner Richtbohrsysteme (Dauer 2 – 4 Wochen) erstellt. Diese ermöglichen eine Variation der Bohrrichtung, so dass nach Erreichen der Schieferformation die Produktionsfläche durch Umlenkung des Bohrmeißels von der Vertikalen in die Horizontale deutlich erhöht werden kann (vgl. Abbildung 2) (acatech,

2015, S. 30 ff.). Die Bohrung wird dabei abschnittsweise durchgeführt. Das heißt, dass zunächst bis zu einer Teufe von 50 bis 70 m gebohrt wird. Dann folgen die Platzierung und Zementierung eines Standrohrs, welches den Schutz oberflächennaher Trinkwasservorkommen gewährleistet. Anschließend wird abschnittsweise weiter gebohrt (200 – 1.000 m, je nach Lage des Grundwasserhorizonts) und ausgehend vom Standrohr ein im Durchmesser engeres Stahlrohr (sog. Casing) eingesetzt und zementiert. Dadurch entsteht ein teleskopartiger Aufbau, welcher abschließend das bis zu 3 km in die Horizontale ragende Stahlrohr innerhalb der Schieferformation beinhaltet (Nelson/Guillot, 2006, S. 1 ff.).

Es folgt die HF-Stimulation (Dauer 3 – 5 Tage). Hierbei wird das einzementierte Stahlrohr in der Schieferformation mit einer sog. Perforationskanone mit Löchern versehen. Die Löcher ermöglichen das Einpressen eines meist hochviskosen Fluids (sog. Frac-Fluid) mit hohen Drücken. Es werden Risse erzeugt, welche durch die im Frac-Fluid ebenfalls enthaltenen Stützmittel (z. B. Sand) offengehalten werden (Zusammensetzung Frac-Fluid siehe Kapitel 1.3). Dadurch kann Öl/Gas aus dem Schiefergestein migrieren und über einen Zeitraum von mehreren Jahren gefördert werden (Speight, 2016, S. 1 f.).

In Deutschland könnte so das in den Formationen Unterkarbon, Mittelrhät, Posidonienschiefer und Wealden (BGR, 2016, S. 1 f.) vorhandene Schieferöl und -gas gefördert werden. Es stellt sich aber die Frage, welche der Formationen am besten dafür geeignet ist. Dies kann nur durch eine sorgfältige Analyse aller wichtigen Parameter wie etwa des Potentials, des Gehalts an organischem Kohlenstoff, der Sprödigkeit oder auch der Lage beantwortet werden (vgl. Kapitel 7.2).

2.4. Betriebswirtschaftliche Aspekte von Hydraulic Fracturing

2.4.1. Kosten und Wirtschaftlichkeit

Die Umsetzung von HF-Vorhaben in Deutschland ist unter betriebs- und volkswirtschaftlichen Aspekten gleichermaßen zu prüfen. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht muss dabei zunächst die Entwicklung des Erdgaspreises in Deutschland, respektive in Europa, im Rahmen der Energiewende abgeschätzt werden. Die

Grundlage hierfür stellt die Ermittlung von drei verschiedenen Szenarien zur Entwicklung des Erdgaspreises dar (vgl. Kapitel 7.1). Liegt dabei der Erdgaspreis dauerhaft über den Investitions- und Produktionskosten einer Schiefergasförderung mittels HF, so kann von einer wirtschaftlichen Investition ausgegangen werden.

Aufgrund der jahrelangen Durchführung von HF existieren in den USA valide Daten zu den Investitions- und Produktionskosten einer HF-Maßnahme. So beziffert zum Beispiel die Studie von Hefley und Seydor aus dem Jahr 2011 Investitionskosten in Höhe von \$ 7,7 Mio. für eine Schiefergasförderung mittels HF im Marcellus Shale (S. 65). Diese setzen sich aus den folgenden Positionen zusammen:

Tabelle 2: Investitions- und Produktionskosten für eine unkonventionelle Förderung von Schiefergas im Marcellus Shale (Hefley/Seydor, 2011, S. 65).

Pacht und Abgabe an Landeigentümer	\$ 2.191.125
Genehmigungsverfahren	\$ 10.075
Errichtung der Förderungsstelle	\$ 400.000
Bohrung, Verrohrung und Zementierung des Bohrlochs + Stimulation	\$ 4.578.125
Transport zum Endverbraucher	\$ 472.500
Gesamtkosten	\$ 7.651.825

Die Produktionskosten werden in der Studie mit \$ 0,86 pro Mcf Erdgas angegeben (S. 80). Seitdem hat sich aber viel bezüglich der Technologie getan. Speziell führte der große Erfolg von HF in den USA zu einem starken Verfall der Öl- und Gaspreise zwischen 2014 und 2016, wie Abbildung 8 zeigt.

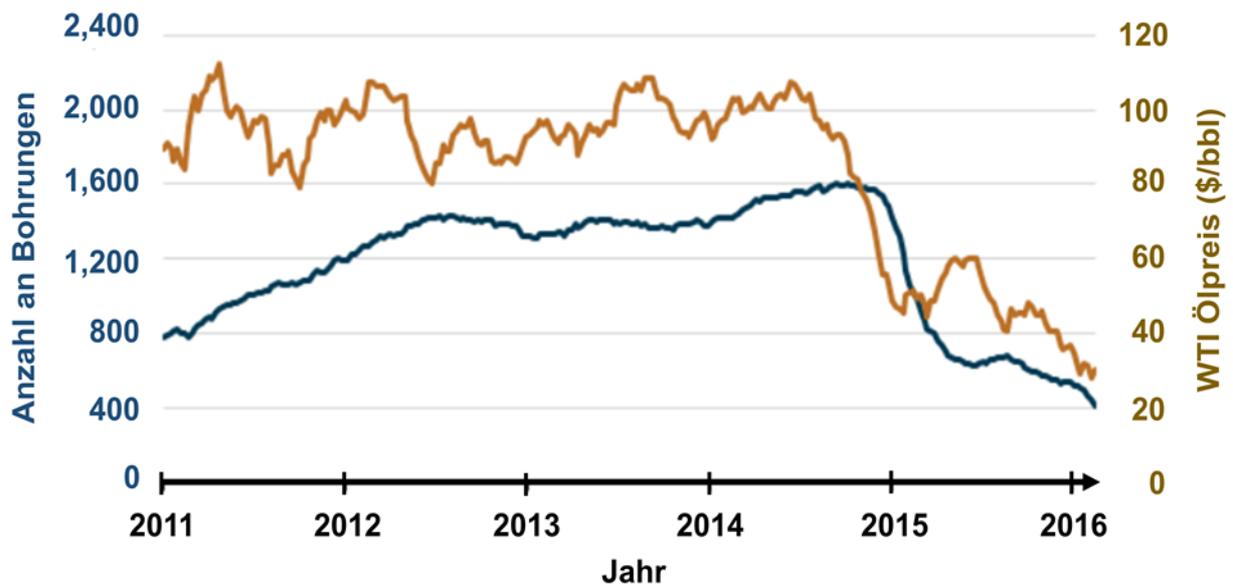


Abbildung 8: Entwicklung des WTI-Ölpreises und der Bohraktivitäten für die Förderung von Öl im Zeitraum von 2011 bis 2016 (Zborowski, 2016, S. 29).

Um weiterhin rentabel zu bleiben, mussten und konnten die US-amerikanischen HF-Betreiber die Investitions- und Produktionskosten weiter senken. Dabei half vor allem die über die Jahre gewonnene Erfahrung mit der Technologie (Donnelly, 2016, S. 12). Diese ermöglichte eine Senkung der Investitionskosten auf aktuell ca. \$ 6 Mio. (Pearson et al., 2018, S. 21 & Mistré et al., 2018, S. 21).

Eine Übertragung der Kosten einer HF-Operation in den USA auf Deutschland ist aber nicht ohne weiteres möglich, da viele Unterschiede vorliegen. Zum Beispiel müssen aufgrund der höheren Bevölkerungsdichte in Deutschland die Umweltstandards einer HF-Operation deutlich höher sein (Bonetti/Bashlykov, 2014, S. 1 ff.). Auch unterscheidet sich zum Beispiel die Porosität des Schiefergesteins, ein Maß, wie gut Öl und Gas mittels HF aus dem Schiefergestein entfernt werden können, zwischen dem Vorkommen in Deutschland und USA deutlich. Zum Beispiel hat die Wealden-Formation in Deutschland eine Porosität von 4 bis 10 %, während sie im Marcellus Shale bei 8 bis 11 % liegt (BGR, 2016, S. 25 ff.; Ejofodomi et al., 2011, S. 4). Auch ist die Eigentümersituation unterschiedlich. In den USA ist der Landbesitzer Eigentümer der Bodenschätze – er partizipiert damit am Erfolg einer Schiefergasförderung, während in Deutschland dem Staat die Bodenschätze gehören (Hefley, 2011, S. 56 f.; Bundesberggesetz, 1980, S. 1 ff.). Damit ist die Akzeptanz gegenüber einer unkonventionellen Schiefergasförderung deutlich niedriger einzuschätzen.

In der wissenschaftlichen Literatur existieren nur wenige Studien, die sich mit den Kosten und teilweise auch der Wirtschaftlichkeit einer unkonventionellen Schiefergasförderung in Deutschland bzw. Europa beschäftigen. Die erste Studie ist von Martin et al. und schätzt neben Argentinien, Australien und China auch die Kosten für Polen ab (2014, S. 1 ff.). Nachfolgende Abbildung zeigt das entsprechende Ergebnis im Vergleich zu den USA:

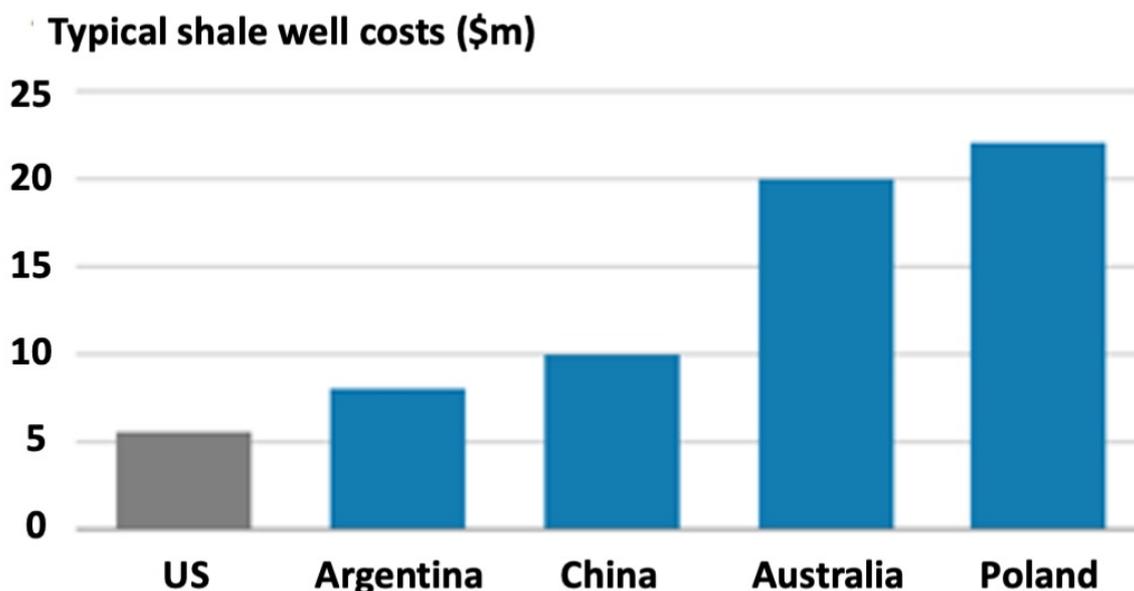


Abbildung 9: Kosten einer HF-Operation in Argentinien, China, Australien und Polen verglichen mit den USA, entnommen aus (Martin et al., 2014, S. 16).

Demzufolge würde die Errichtung einer Schiefergasförderung in Polen mit ca. \$ 22 Mio. mehr als 3-mal so viel kosten wie in den USA. Wie diese Abschätzung zu Stande kommt, ist allerdings nicht nachvollziehbar. Die Studie verweist hier lediglich mit dem Ausdruck „cost of the vertical well and fracturing may add up to PLN70 million (\$22 million), according to Kus Grzegorz, a shale gas expert and an attorney at PwC Polska (BBC International Reports, July 15)“ auf eine Aussage des Beraters Kus Grzegorz (Martin et al., 2014, S. 38). Somit kann hinsichtlich der dabei zu Grunde gelegten Parameter (Umweltaspekte, angenommene Eigenschaften der Formation, etc.) keine Aussage getroffen werden, wodurch eine Übertragung auf Deutschland schwierig ist.

Die zweite Studie ist von Kuhn und Umbach aus dem Jahr 2011. Sie führt im Anhang Investitionskosten in Höhe von \$ 13 Mio. und Produktionskosten von \$ 0,6 pro Mcf auf. Wie bereits in der obigen Studie ist auch hier nicht nachvollziehbar, wie sich diese Kosten zusammensetzen und welche Parameter hier berücksichtigt wurden (S. 48 f.). Nichtsdestoweniger baut die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit einer unkonventionellen Schiefergasförderung in Deutschland durch Weijermars auf diese Zahlen auf (2013, S. 100 ff.). Basierend darauf wurden ein Kapitalwert in Höhe von \$ 953 Mio. und eine Verzinsung des eingesetzten Kapitals von 13 % ermittelt. Eine Investition in eine unkonventionelle Schiefergasförderung in Deutschland wäre somit als wirtschaftlich einzustufen. Jüngst untersuchte auch Saussay die Wirtschaftlichkeit einer unkonventionellen Schiefergasförderung – allerdings nicht explizit für Deutschland, sondern für Gesamteuropa. Die Studie kommt zu der Schlussfolgerung, dass diese nicht wirtschaftlich wäre, da die Gaspreise dauerhaft über \$ 10,1 pro MMBtu liegen müssten (2018, S. 302). Die Kosten einer unkonventionellen Schiefergasförderung in Europa wurden pauschal mit \$ 15 Mio. pro Bohrloch abgeschätzt (2018, S. 302).

Weitere Studien sind in der Literatur nicht zu finden. Alle oben genannten Publikationen weisen mehrere Limitierungen auf. So berücksichtigt keine dieser Studien, teilweise bedingt durch das Erscheinungsjahr, die neusten Ergebnisse des BGRs aus dem Jahr 2016 zu den deutschen Schiefergasvorkommen. Weiterhin ist eine Übertragung der von Martin et al. abgeschätzten Kosten für Polen bzw. der von Saussay pauschal abgeschätzten Kosten für Gesamteuropa auf Deutschland nicht möglich, da die Situation in Deutschland deutlich differenzierter zu betrachten ist. So wird Fracking in Deutschland wesentlich kritischer betrachtet als z. B. in Polen oder dem Großteil Europas (Jaspal et al., 2014, S. 253 ff.). Speziell häuften sich, wie in Abschnitt 2.6 näher beschrieben wird, diverse kritische Berichte und Studien zum Thema HF wie beispielsweise die von Borchardt et al. (2012), Faulstich und Baron (2013), Gordalla et al. (2013), Lohmann (2012), Hübner und Horsfield (2012), die Studie des SRU (2013), die Studie des Neutralen Expertenkreises (Ewen et al., 2012) sowie Sauter et al. (2012) in Bezug auf die Risiken von HF im geologischen System. Sie kritisierten negative Einflüsse von HF auf die Umwelt, wie zum Beispiel die Gefahr einer Verunreinigung von Grundwasser, oder das verstärkte Auftreten von Erdbeben. Nicht zuletzt wegen dieser negativen Einstufung von HF legte die Bundesregierung im Juni 2016 fest, in Deutschland vorerst die kommerzielle Gasförderung durch HF zu

verbieten, und delegierte die Genehmigung zu Forschungszwecken an die Länder (Süptitz/Schlereth, 2017, o. S.). Somit könnte Fracking in Deutschland nur unter höchsten Vorkehrungen zum Schutz der Umwelt durchgeführt werden. Inwiefern dieser Aspekt in den beiden Publikationen von Kuhn/Umbach und Weijermars berücksichtigt wurde, kann an dieser Stelle nicht gesagt werden, da hierzu keinerlei Informationen aufgeführt werden.

Daher ist es notwendig, im Rahmen dieser Doktorarbeit die Kosten und daraus die Wirtschaftlichkeit einer unkonventionellen Schiefergasförderung neu zu bewerten. Hierzu muss eine fundierte Analyse der vorliegenden Studien zum Thema Umwelteinflüsse von HF in Kombination mit Experteninterviews durchgeführt werden. Dabei müssen auch die Ergebnisse des BGRs zu den Schieferformationen in Deutschland berücksichtigt werden. Darauf aufbauend kann dann ein Konzept erarbeitet werden, welche umweltbezogenen Rahmenbedingungen für eine sichere und nachhaltige Schiefergasgewinnung in Deutschland mittels HF geschaffen werden müssen. Die dabei anfallenden Maßnahmen sollen bezüglich ihrer Kosten abgeschätzt werden und mit in die Wirtschaftlichkeitsanalyse einbezogen werden.

2.4.2. Produktivität

Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit einer unkonventionellen Schiefergasförderung ist neben der Entwicklung des Erdgaspreises und den Investitions- und Produktionskosten auch die Produktivität einer unkonventionellen Schiefergaslagerstätte. Konkret ist damit gemeint, wie viel und wie lange Erdgas aus der mittels HF stimulierten Formation gefördert werden kann.

Die U.S. Energy Information Administration fasste in ihrem Bericht die Produktivität der verschiedenen Schiefergasformationen in den USA wie folgt zusammen (2012, S. 59):

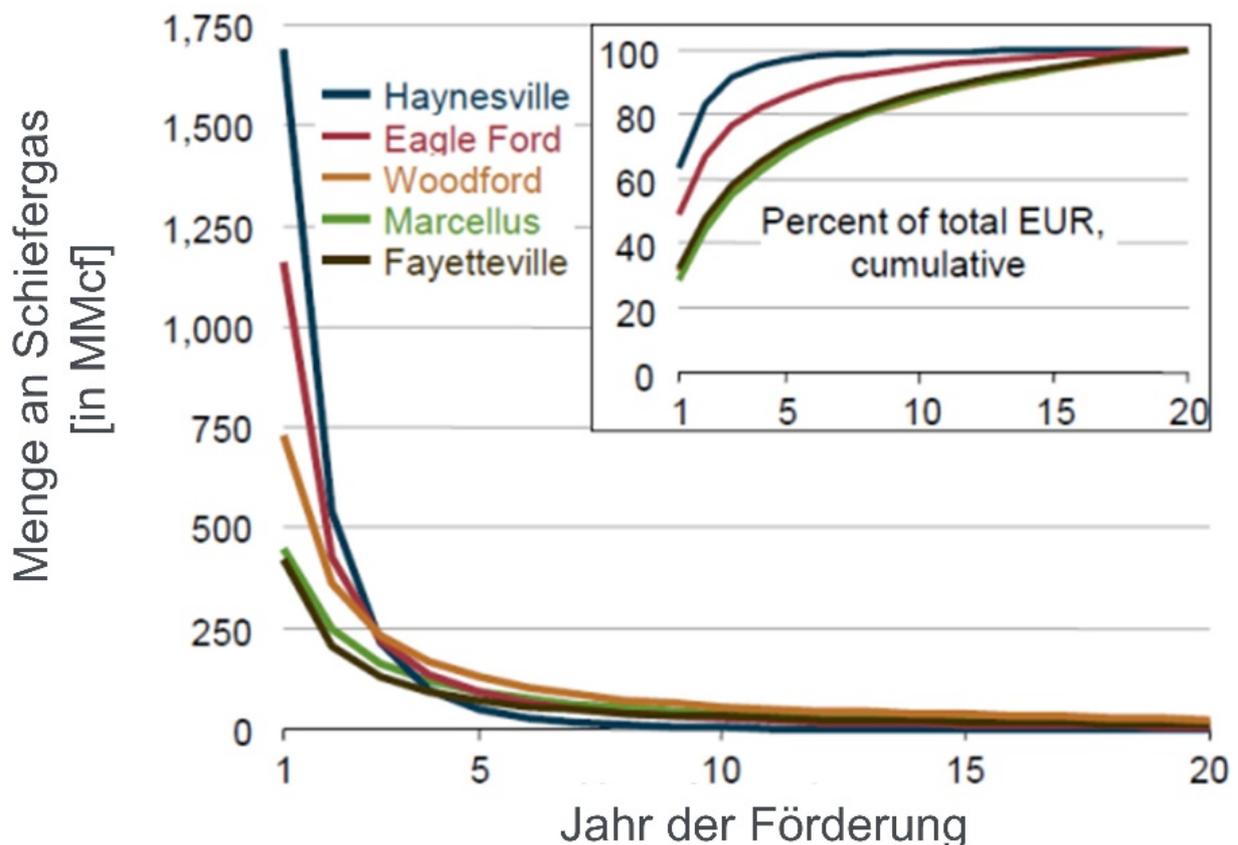


Abbildung 10: Zeitliche Abnahme der jährlichen Produktionsmenge einer einzelnen unkonventionellen Schiefergasförderung am Beispiel von Haynesville, Eagle Ford, Woodford, Marcellus und Fayetteville (U.S. Energy Information Administration, 2012, S. 59).

Diese Abbildung zeigt gut, dass im ersten Jahr die Produktivität hoch ist und sich hinsichtlich der unterschiedlichen Formationen stark unterscheidet. So liegt die Produktivität der Haynesville-Formation nach einem Jahr im Durchschnitt bei ca. 1.750 MMcf, wohingegen aus der Marcellus-Formation nur 500 MMcf gefördert werden können. Über die Jahre hinweg nimmt die Produktivität bei allen Formationen nahezu exponentiell ab. Der Unterschied zwischen den einzelnen Formationen fällt dann deutlich geringer aus. In der Literatur gibt es verschiedene Ansätze zur mathematischen Beschreibung dieser Abnahmekurven. Dabei ist das Modell nach Arps das wohl älteste und einfachste Verfahren zur Vorhersage der zukünftigen Produktivität (vgl. Tabelle 3). Es eignet sich gut für konventionelle Öl- und Gasformationen, wo die Förderung einer druckabhängigen Entleerung eines Tanks gleicht (sog. „boundary dominated flow“) (Kanfar/Wattenbarger, 2012, S. 2).

Nachfolgend sind die entsprechenden Gleichungen zur Berechnung der Produktivität q_t sowie der kumulierten Produktionsmenge N_{pv} aufgezeigt:

$$q_t = q_i \cdot (1 + b \cdot a_i \cdot t)^{-1/b}$$

Gleichung 1: Arps-Gleichung zur Abschätzung der Produktivität mit q_t = Produktionsmenge zum Zeitpunkt t , q_i = anfängliche Produktionsmenge, a_i = initiale Abnahmerate, b = Abnahmekoeffizient, der sich zwischen 0 und 1 bewegt, t = Zeit (Kanfar/Wattenbarger, 2012, S. 2).

Für $b \neq 1$:

$$N_{pv} = \frac{q_i^b}{(1 - b) \cdot a_i} \cdot (q_i^{1-b} - q_t^{1-b})$$

Für $b = 1$:

$$N_{pv} = \frac{q_i}{a_i} \cdot \ln\left(\frac{q_i}{q_t}\right)$$

Gleichung 2: Kumulierte Produktionsmenge N_{pv} zum Zeitpunkt t mit q_t = Produktionsmenge zum Zeitpunkt t , q_i = anfängliche Produktionsmenge, a_i = initiale Abnahmerate, b = Abnahmekoeffizient, der sich zwischen 0 und 1 bewegt (Boah et al., 2018, S. 24 f.).

Zur Bestimmung der aktuellen Produktionsmenge q_t müssen beim Arps-Modell die initiale Produktionsrate q_i , die initiale Abnahmerate a_i und der Abnahmekoeffizient b angegeben werden. Aus q_t und q_i kann schließlich die kumulierte Produktionsmenge N_{pv} zum entsprechenden Zeitpunkt t bestimmt werden. Der Koeffizient b bewegt sich bei konventionellen Lagerstätten üblicherweise zwischen 0 und 1 (Kanfar/Wattenbarger, 2012, S. 2). Bei unkonventionellen Schiefergaslagerstätten werden häufig auch Werte zwischen 2 und 4 beobachtet. Bei diesen Werten führt die Gleichung bei längeren Produktionszeiten aber teilweise zu fehlerhaften Ergebnissen,

da die Produktivität mitunter deutlich überschätzt wird (Kanfar/Wattenbarger, 2012, S. 2). Aufgrund dieser Tatsache wird der b-Faktor häufig auf den Bereich von 0 bis 1 beschränkt. Dadurch kann es zwar passieren, dass im Vergleich zur Realität die Produktivität unterschätzt wird, was aber, dem Vorsichtsprinzip folgend, besser als eine Überschätzung ist.

Im Bereich von $b = 0$ bis 1 können folgende drei Fälle definiert werden:

- Bei $b = 0$:
 - exponentielle Funktion zur Bestimmung der Produktionsmenge q_t :

$$q_t = q_i \cdot e^{-a_i \cdot t}$$

- kumulierte Produktionsmenge:

$$N_{pv} = \frac{(q_i - q_t)}{a_i}$$

- Bei $b = 1$:
 - harmonische Funktion zur Bestimmung der Produktionsmenge q_t :

$$q_t = q_i \cdot (1 + a_i \cdot t)^{-1}$$

- kumulierte Produktionsmenge:

$$N_{pv} = \frac{q_i}{a_i} \cdot \ln\left(\frac{q_i}{q_t}\right)$$

- Bei $b = 0.5$:
 - hyperbolische Funktion zur Bestimmung der Produktionsmenge q_t :

$$q_t = q_i \cdot (1 + 0.5 \cdot a_i \cdot t)^{-2}$$

- kumulierte Produktionsmenge:

$$N_{pv} = \frac{q_i^{0.5}}{0.5 \cdot a_i} \cdot (q_i^{0.5} - q_t^{0.5})$$

Boah et al. stellen diese drei Fälle des Arps-Modells in folgender Abbildung gegenüber (2018, S. 25):

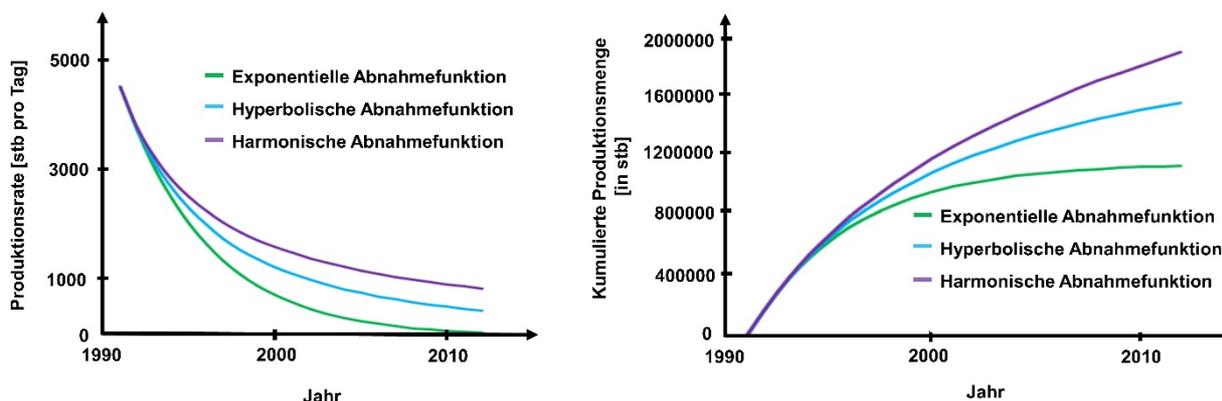


Abbildung 11: Links: Produktionsrate in stb (= stock tank barrel) pro Tag über die Zeit; rechts: Kumulierte Produktionsmenge über die Zeit für die exponentielle, hyperbolische und harmonische Abnahmefunktion des Arps-Modells. Angelehnt an (Boah et al., 2018, S. 25 f.).

Diese Auftragung zeigt deutlich, dass sich die drei Fälle des Arps-Modells anfangs kaum unterscheiden. Ab fünf Jahren, dem Zeitpunkt, zu dem die Produktionsraten deutlich abnehmen, zeigen sich aber bei den drei Funktionen signifikante Unterschiede. Die exponentielle Funktion ist hier am pessimistischsten und schätzt die geringsten Produktionsmengen in diesem Zeitraum ab. Die harmonische Funktion weist dagegen die höchsten Produktionsmengen auf, während die hyperbolische

Funktion zwischen diesen beiden Ansätzen liegt. Diese drei Fälle eignen sich daher ideal zur Abschätzung eines best-, average- und worst-case Szenarios.

Wie bereits oben erwähnt, eignet sich das Arps-Modell gut für ein sog. boundary dominated flow-Verhalten, wie es bei der konventionellen Förderung anzutreffen ist. Bei der Schiefergasförderung kommt aber der Aspekt dazu, dass das Gas zunächst über die Risse aus der Formation entweichen und dann horizontal zum Bohrloch fließen muss. Dieses Flussregime wird in den neueren Modellen wie zum Beispiel Duong besser berücksichtigt. Hierbei finden folgende Gleichungen Anwendung (Kanfar/Wattenbarger, 2012, S. 1 f.):

$$q_t = q_1 \cdot t(z, m) + q_\infty$$

Gleichung 3: Duong-Gleichung zur Abschätzung der Produktivität mit q_t = Produktionsmenge zum Zeitpunkt t , q_1 = Produktionsmenge zum Zeitpunkt $t = 1$, q_∞ = Produktionsmenge zum Zeitpunkt $t = \infty$ und $t(z, m)$ = Duongs Zeitfunktion, siehe Gleichung 5 (Kanfar/Wattenbarger, 2012, S. 2).

$$N_{pv} = \frac{q_1 \cdot t(z, m)}{z \cdot t^{-m}}$$

Gleichung 4: Kumulierte Produktionsmenge N_{pv} zum Zeitpunkt t mit q_1 = Produktionsmenge zum Zeitpunkt $t = 1$, $t(z, m)$ = Duongs Zeitfunktion, siehe Gleichung 5, und z sowie m = Duong-Konstanten.

$$t(z, m) = t^{-m} \cdot \exp\left(\frac{z}{1-m} \cdot (t^{1-m} - 1)\right)$$

Gleichung 5: Duongs Zeitfunktion $t(z, m)$ mit t = Zeit und m sowie z = Duong-Konstanten.

Durch die Duong-Konstanten m und z kann dabei das Fließverhalten in Schieferformationen besser angenähert werden. Neben Duong haben sich auch weitere Modelle zur Vorhersage der Produktivität einer Lagerstätte etabliert, wie folgende Tabelle aus dem Review von Tan et al. zeigt (2018, S. 562):

Tabelle 3: Übersicht über die mathematischen Modelle zur Beschreibung der jährlichen Produktionsabnahme einer Schiefergasförderung (Tan et al., 2018, S. 562).

Index	Methods	Year	Decline Curve Expressions
1	Arps Model	1945	$q = q_i(1 + \frac{bt}{a_i})^{-1/b}$
2	Modified Hyperbolic Decline Model	1988	$q(t) = \begin{cases} q_i(q + bD_1t)^{-1/b}; (D < D^*) \\ q_i e^{-D_2t}; (D \geq D^*) \end{cases}$
3	Power Law Exponential Decline Model	2008	$q(t) = \hat{q}_i e^{[-D_\infty t - \hat{D}_i t^\theta]}$
4	Stretched Exponential Decline Model	2009	$q = q_i e^{-(\frac{t}{\tau})^\eta}$
5	Duong Model	2011	$q = q_i t^{-m} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)}$
6	Logistic Growth Analysis Model	2011	$q(t) = \frac{Kn\hat{a}t^{n-1}}{(\hat{a}+t^n)^2}$
7	Extended Exponential Decline Curve	2016	$\frac{\ln \frac{q}{a_i}}{t} = \beta_l + \beta_e e^{-t^n}$
8	Fractional Decline Model	2016	$q = mE_{\alpha,1}(-\lambda t^\alpha) = m \sum_{k=0}^{\infty} \frac{(-\lambda t^\alpha)^k}{\Gamma(\alpha k + 1)}$

Innerhalb dieser Doktorarbeit muss daher ein geeignetes Verfahren zur Beurteilung der Produktivität ermittelt werden, um so eine valide Grundlage zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit zu schaffen.

2.5. Volkswirtschaftliche Aspekte von Hydraulic Fracturing

In den USA gibt es eine Reihe von Publikationen, welche sich mit den volkswirtschaftlichen Aspekten der Schiefergas-/ölgewinnung mittels HF beschäftigen. Eine davon ist zum Beispiel die Studie von Jacoby et al. (2012, S. 37

ff.). Sie stellt die Entwicklung des Erdgaspreises mit und ohne die unkonventionelle Schiefergasgewinnung gegenüber, wie in nachfolgender Abbildung zu sehen ist.

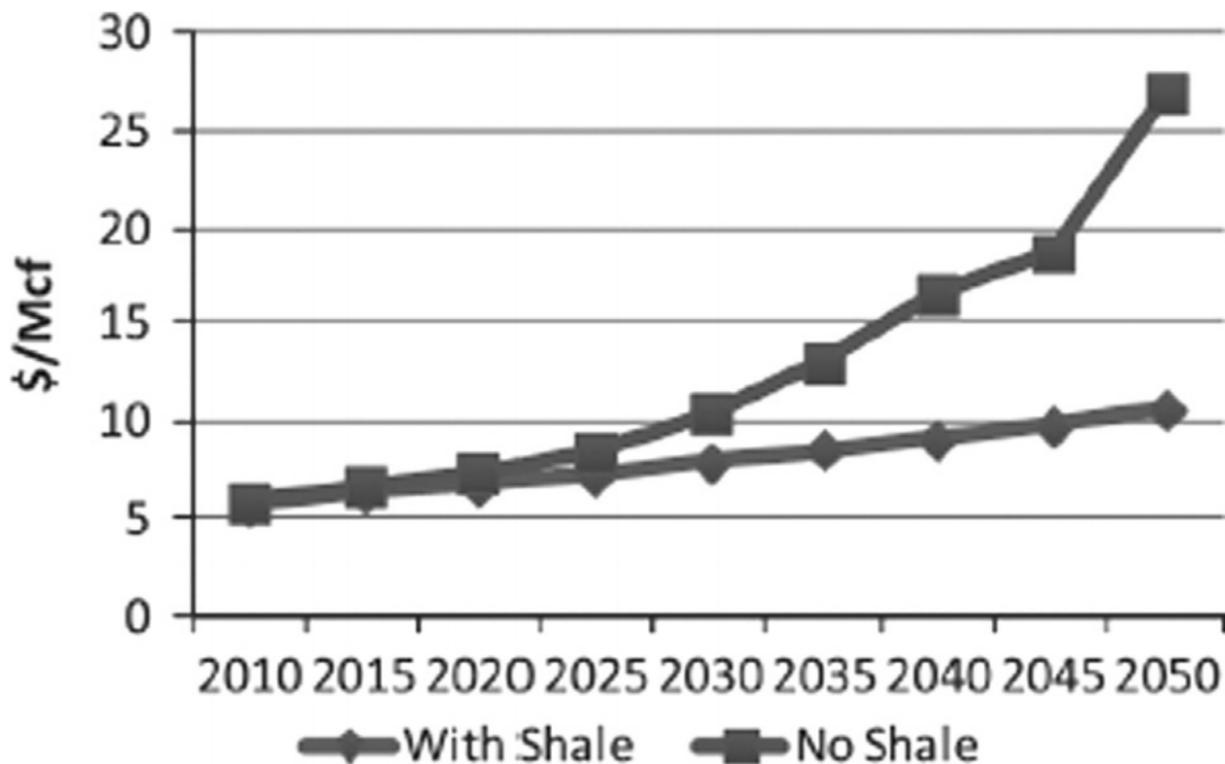


Abbildung 12: Prognostizierte Entwicklung des Gaspreises in den USA ohne/mit Förderung von Schiefergas (Jacoby et al., 2012, S. 37 ff.).

Kangqian und Kreith befassen sich in ihrer Studie mit dem Einfluss von HF auf die Versorgungsautarkie (2014). Sie konnten anhand von Daten der Energy Information Administration berechnen, dass HF die Abdeckung des Energiebedarfs der USA bis zur vollständigen autarken Versorgung mittels erneuerbarer Energien gewährleisten kann (2014, S. 1 ff.). Auch weitere Veröffentlichungen beschäftigen sich mit dem Thema der Herstellung von Versorgungsautarkie durch HF am Beispiel der USA. Habrich-Böcker et al. (2015, S. 19) verweisen in ihren Ausführungen darauf, dass das Land über HF unabhängig von Gasimporten geworden ist. Auch bei Erdöl ist das nach Einschätzung der US-Energiebehörde EIA seit 2015 so (Habrich-Böcker et al., 2015, S. 19). Neben den günstigeren Energiepreisen und der verbesserten Versorgungsautarkie zeigte die Studie von Maniloff und Mastromonaco, dass durch

Fracking in den USA mehr als 550.000 neue Jobs geschaffen wurden (2017, S. 1). Weiterhin wurden zum Beispiel 2010 \$ 18,6 Mrd. zusätzliche Steuereinnahmen und Förderabgaben aufgrund der unkonventionellen Schiefergasproduktion realisiert. Bis 2035 wird hier ein Betrag in Höhe von \$ 57 Mrd. erwartet. Insgesamt sollen so im Zeitraum von 2010 bis 2035 \$ 933 Mrd. erwirtschaftet werden (IHS, 2011, S. 1).

Die Studie von Sovacool ermittelt aufbauend auf oben genannten Publikationen die Chancen und Risiken der Förderung von Erdgas mittels Hydraulic Fracturing. Die Studie kommt dabei zu dem Schluss, dass die Förderung von Schiefergas mittels HF die Versorgungsautarkie verbessert sowie zu günstigeren Energiepreisen und einem robusten Wirtschaftswachstum beitragen wird. Allerdings sind damit auch Umweltrisiken in Form von einer Kontamination des Trinkwassers oder einem verstärkten Auftreten von Erdbeben verbunden (2014, S. 262). Basierend auf den Erfahrungen in den USA führten Grecu et al. eine Kosten-Nutzen-Analyse einer unkonventionellen Schiefergasförderung in Rumänien durch. Hierbei schätzten sie ab, dass durch eine unkonventionelle Schiefergasförderung 5973 neue Stellen im Energiesektor geschaffen werden können (2018, S. 696). Die Grundlage für diese Annahme stellen die Zahlen des IHS dar, welche 870.000 neu geschaffene Stellen bis 2015 angeben (IHS, 2011, S. 20). Durch Gegenüberstellung der Schiefergasreserven in Rumänien und derer in den USA wurde dann diese Zahl abgeschätzt (Grecu et al., 2018, S. 696). Weitere positive Effekte, wie eine erhöhte Kaufkraft, geringere Energiepreise, erhöhte Steuereinnahmen, geringere Importausgaben oder aber auch Kosteneinsparungen durch geringere Arbeitslosenzahlen, wurden hier als Nutzen berechnet. Der Gesamtnutzen erreicht so ca. \$ 3 Mrd. pro Jahr (S. 698). Gegenübergestellt wurden dann die Kosten für Wassernutzung, Wasseraufbereitung, Errichtung der gesamten Infrastruktur (inkl. Bohrloch und HF-Stimulation) sowie für die Landmiete (S. 696). Dadurch entstehen in den ersten fünf Jahren Kosten in Höhe von ca. \$ 7,5 Mrd. pro Jahr und anschließend durch den Wegfall der Kosten für die Errichtung der Bohrlöcher und Infrastruktur ca. \$ 4 Mrd. pro Jahr (S. 698). Daraus ergibt sich ein negatives Kosten-Nutzen-Verhältnis über die Zeit, wie in folgender Abbildung deutlich wird:

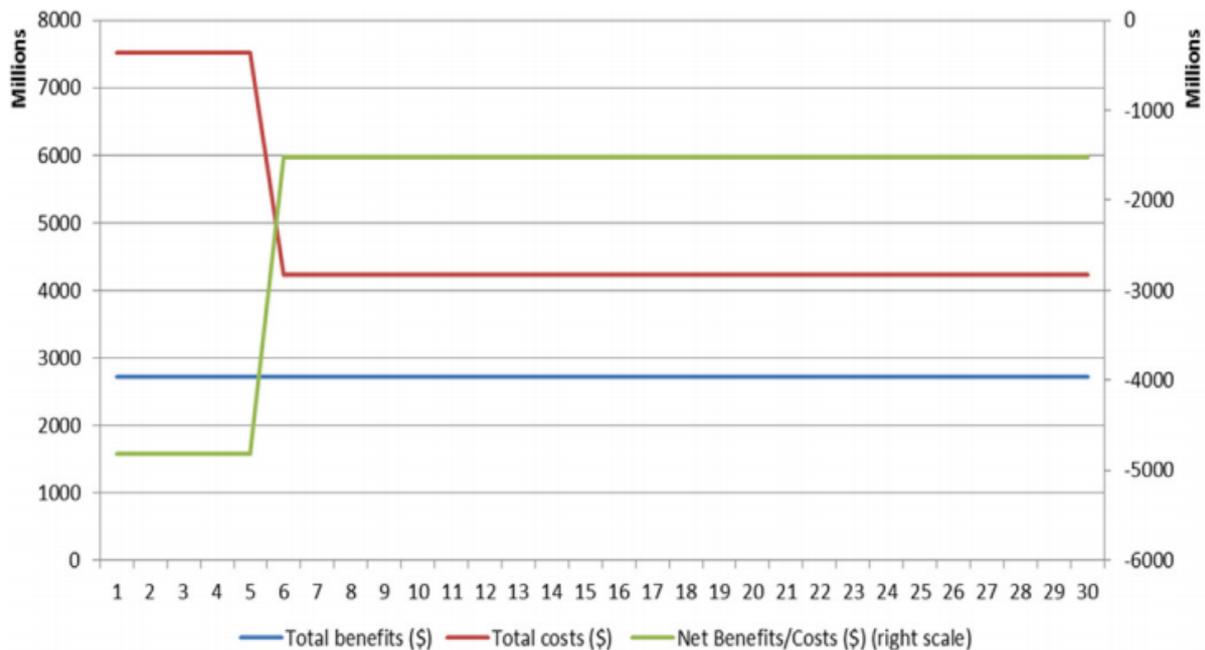


Abbildung 13: Gegenüberstellung Kosten und Nutzen der Schiefergasförderung in Rumänien (Grecu et al., 2018, S. 698).

An dieser Stelle muss aber auch betont werden, dass diese Studie teilweise betriebswirtschaftliche Aspekte mit volkswirtschaftlichen Aspekten vermischt. Konkret werden zum Beispiel bei den Nutzfaktoren volkswirtschaftliche externe Effekte wie etwa die Schaffung neuer Arbeitsplätze berücksichtigt. Bei den Kosten werden dagegen aber externe volkswirtschaftliche Effekte, wie zum Beispiel eine Lärmbelästigung oder die Verschmutzung von Trinkwasser, nicht berücksichtigt. Es werden lediglich betriebswirtschaftliche Kosten, wie zum Beispiel die Kosten von Wasser oder der Errichtung des Bohrlochs, erfasst (Grecu et al., 2018, S. 691 ff.). Sinnvoller wäre zunächst eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit aus Sicht eines Betreibers durchzuführen und die externen Effekte in einer separaten volkswirtschaftlichen Betrachtung zu analysieren.

Auch für Deutschland liegen Untersuchungen zum Einfluss von HF auf die Volkswirtschaft vor. Hauptsächlicher Fokus dabei ist, ob HF zur Verbesserung der Versorgungsautarkie und infolgedessen zu stabileren Energiepreisen führen kann. Das zeigen beispielsweise die Beiträge von Strunz und Gawel (2016a und b) zur Importabhängigkeit und Energiewende oder die Studie des IHS (2014), welche die deutsche Wettbewerbsfähigkeit im globalen Zusammenhang vor dem Hintergrund der

Energiewende untersuchte. Auch der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) hat sich damit beschäftigt (SRU, 2013). Der SRU kommt dabei zu dem Schluss, dass die Realisierbarkeit einer weitgehenden Versorgungsautarkie durch mittels HF gefördertes Erdgas vor allem davon abhängt, ob die unterstellten Preiseffekte so auch eintreten (SRU, 2013, S. 10). Strunz und Gawel stellen in dieser Hinsicht klar, dass auch der Import von Primärenergieträgern zu erheblichen Preis- und Mengenrisiken führen kann. So gehen Preiseffekte nicht nur auf Marktkräfte zurück, sondern auch auf geopolitische Einflüsse (2016, S. 4). Beispielsweise sank wegen Anschlägen von Extremisten in Libyen und im Irak die OPEC-Produktion im Juli 2013 um 100.000 Barrel am Tag, was zu einem deutlichen Preisanstieg der Nordsee-Sorte Brent führte (Habrich-Böcker et al., 2015, S. 19). Eine Studie von McKinsey und der Siemens AG (2013, S. 38) verdeutlicht die Möglichkeit, dass eine erhöhte heimische Förderung der Gasreserven auch zu fallenden Preisen führen würde, wodurch deutsche Gaskraftwerke durch ihre kurzen Anlauf- und Abschaltzeiten die Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks verbessern und langfristige Versorgungssicherheit herstellen könnten. Auch Seeliger führt hierzu aus, dass HF zwar kein offizieller Baustein der Energiewende ist, aber ein Beispiel für eine versorgungssicherheitskritische Maßnahme darstellt (Seeliger, 2016, S. 12). Wichtig an dieser Stelle ist die Einordnung, inwiefern die unkonventionelle Schiefergasförderung einen Beitrag zur verbesserten Versorgungsautarkie leisten kann. Kumpel, ehemaliger Präsident der BGR, beschreibt dies in seiner 2016 erschienen Studie. Er merkt an, dass „in den Medien vielfach irreführend ... Aussagen“ zu finden sind, die behaupten, „dass die heimischen Schiefergasvorräte nur für etwa 10 Jahre reichen würden, um den Erdgasbedarf Deutschlands zu decken (vgl. Aachener Zeitung, az-web.de, 27.08.2015). Bei einem jährlichen Gesamtbedarf von 100 Mrd. m³ Erdgas wären heimisch verfügbare 1.000 Mrd. m³ nach 10 Jahren aufgebraucht, so die Rechnung. Und also, wird geschlossen, lohne sich eine Investition in die Fracking-Technologie gar nicht. Tatsächlich ist aber eine jährliche Förderrate von 100 Mrd. m³ bei uns gänzlich illusorisch, schon weil die Bohranlagen und Infrastruktur zu ihrem Betrieb nicht vorhanden sind. Im Bereich des Möglichen erscheinen dagegen Fördermengen von jährlich 10 bis 20 Mrd. m³. Der wirtschaftliche Wert dieser Mengen ist nicht unerheblich. Für den Import von 10 Mrd. m³ Erdgas müssen bei den derzeitigen Preisen etwa drei Mrd. Euro an Devisenausgaben veranschlagt werden. Bei heimischer Förderung kann man diesen Betrag als inländische Wertschöpfung verbuchen – mit positiven Folgen für Arbeitsplätze,

Investitionen, staatliche Einnahmen aus Steuern und Förderabgaben, Technologieentwicklung usw., und das Jahr für Jahr bis mindestens 2080. Fig. 4 {Abbildung 14 in vorliegender Arbeit} zeigt hierzu als ein hypothetisches Szenarium den Erdgasbedarf Deutschlands, ausgehend von der optimistischen Annahme, dass sich die Menge des benötigten Erdgases in den kommenden Jahrzehnten infolge einer erfolgreichen Energiewende pro Jahrzehnt um 10 Mrd. m³ senken lässt. Die vielen Jahrzehnte nutzbaren heimischen Erdgasvorräte könnten die Energieversorgung bei uns absichern und zur Preisstabilität auf dem Energiemarkt beitragen. Ob die Förderung von Tightgas oder Schiefergas in Deutschland letztlich wirtschaftlich ist, kann nur die Industrie beantworten. In Kenntnis der Rahmenbedingungen und ihrer eigenen Möglichkeiten bestimmen die Unternehmen ihre Zukunftsstrategien und treffen die von ihnen verantwortbaren Investitionsentscheidungen“ (vgl. S. 116). Hierzu führt er folgende Abbildung auf:

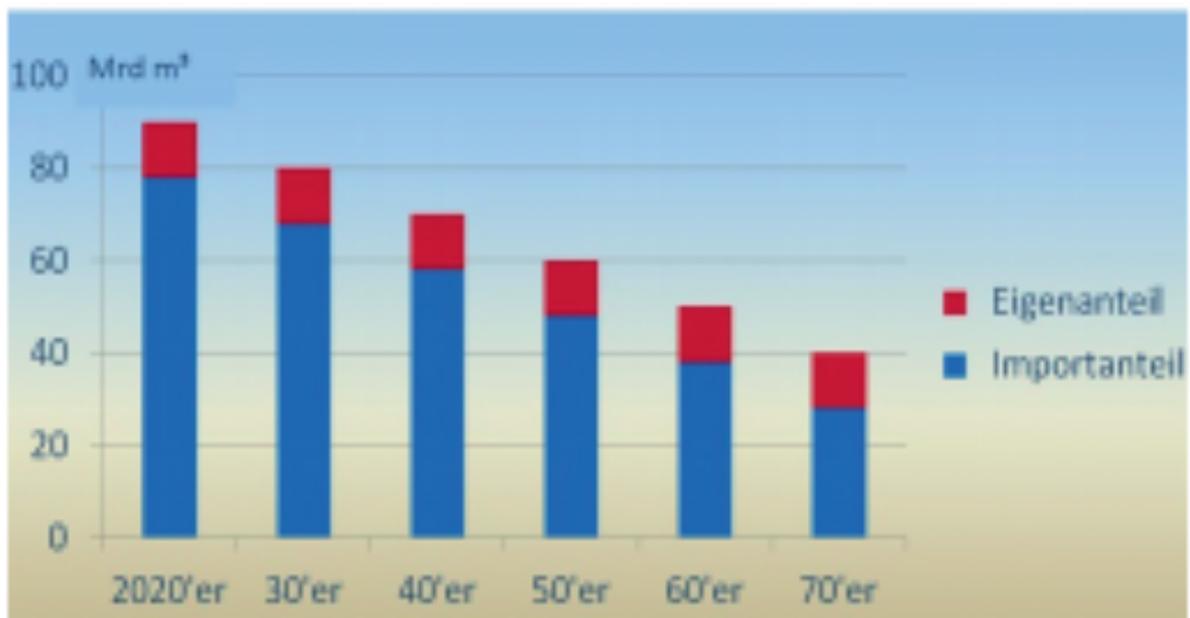


Abbildung 14: Szenario zur partiellen Deckung des Erdgasbedarfs bis 2070 nach (Kümpel, 2016, S. 116).

Diese Studie zeigt somit deutlich, dass das Ziel einer eigenen Schiefergasförderung nicht die komplette Deckung des Erdgasbedarfs sein kann, sondern sie nur einen Beitrag dazu leisten soll. Dadurch kann die Abhängigkeit reduziert werden und eine beträchtliche Reduktion der Devisenausgaben erreicht werden.

Oben genannte Studien fokussieren sich vornehmlich auf die verbesserte Versorgungsautarkie. Studien, die sich auf Auswirkungen auf die Steuerzahlungen oder die Schaffung neuer Jobs fokussieren, gibt es dagegen kaum. So stellte Schirmeister in ihrer Studie hierzu fest: „Unlike in The U.S., the creation of new jobs or increase of public revenue by ‘fracking’ have not played a major role in the German discourse yet“ (2014, S. 7).

Dennoch gibt es zwei Studien, die sich mit einer ganzheitlichen Beurteilung der Chancen und Risiken bzw. der Kosten und des Nutzens der unkonventionellen Schiefergasförderung in Deutschland beschäftigen: die Studien von Lohmann (2012, S. 1 ff.) und Bonetti/Bashlykov (2014, S. 1 ff.). Lohman fand in seinen Untersuchungen heraus, dass die Schiefergasförderung mittels HF eine größere Rohstoffsicherheit, eine größere Unabhängigkeit von Gas exportierenden Ländern und geringere CO₂-Emissionen als bei der Erdöl- oder Kohleverbrennung mit sich bringt (S. 90). Bonetti und Bashlykov verglichen in ihrer Untersuchung die Kosten und Nutzen der Schiefergasgewinnung für den deutschen Stromsektor und kamen zu dem Schluss, dass Umweltrisiken wie etwa der Kontamination von Grundwasser mit Chemikalien aufgrund der höheren Bevölkerungsdichte wesentlich höher als in den USA sind. Auch, so die Ergebnisse der Studie, wird Schiefergas nicht zu einer signifikanten Reduktion der Gasimporte für die Stromgewinnung beitragen können. Es kann aber zu stabileren Gaspreisen, einer höheren Flexibilität sowie zu einem verstärkten Wirtschaftswachstum führen (S. 79 f.).

Zusammenfassend existieren viele Studien zum Einfluss der Schiefergasförderung mittels HF auf die Volkswirtschaft. Die Ergebnisse für die USA können aber nicht auf Deutschland übertragen werden, da zum einen das vorhandene Potenzial an Schiefergas deutlich geringer ist und zum anderen Umweltrisiken aufgrund der größeren Bevölkerungsdichte als deutlich höher eingestuft werden müssen. Das Ergebnis der Kosten-Nutzen-Analyse für Rumänien ist so auch nicht auf Deutschland übertragbar. Es werden hier betriebs- und volkswirtschaftliche Aspekte vermischt. Für eine klare Aussage ist zunächst eine betriebswirtschaftliche Betrachtung aus Sicht eines Betreibers notwendig. Hierbei müssen auch bereits Kosten für eine möglichst umweltfreundliche Schiefergasförderung berücksichtigt werden. Aufbauend darauf können dann die externen Effekte, welche bei der betriebswirtschaftlichen Betrachtung

nicht berücksichtigt werden können, in einer volkswirtschaftlichen Betrachtung analysiert werden.

Die Studien zur Schiefergasförderung in Deutschland beschäftigen sich meist nur mit dem Aspekt einer verbesserten Versorgungsautarkie. Dies zeigt sich vor allem nicht nur in der wissenschaftlichen Literatur, sondern auch in Medien, wie eine Studie durch Bigl aus dem Jahr 2016 zeigt. Von Januar 2013 bis Dezember 2014 untersuchte der Autor die Berichterstattung über HF in drei einflussreichen Zeitungen in Deutschland (Bigl, 2016, S. 231 ff.). Hierbei zeigte sich, dass HF in Deutschland hauptsächlich im wirtschaftlichen Kontext der Sicherung der zukünftigen Energieversorgung diskutiert wird (Bigl, 2016, S. 231 ff.). Ganzheitlichere Studien zu Kosten und Nutzen der unkonventionellen Schiefergasgewinnung sind die oben genannten Studien von Lohman und Bonetti/Bashlykov. Neben der Tatsache, dass sie aufgrund ihres Erscheinungsdatums die Ergebnisse der Studie des BGR aus dem Jahr 2016 über das genaue Vorkommen an Schiefergas in Deutschland noch nicht beinhalten, stellen sie auch keinen Bezug zur Wirtschaftlichkeit von HF her. Dadurch können sie auch keine Aussagen treffen, unter welchen Umständen – also durch Subventionen oder einen rentablen Betrieb – die Erdgasgewinnung mittels HF zu einer Versorgungsautarkie und zu stabilen und günstigen Energiepreisen beitragen kann. Des Weiteren bezieht sich die Kosten-Nutzen-Analyse von Bonetti und Bashlykov ausschließlich auf den Stromsektor. Sie verweisen in ihrer Studie bereits selbst auf die Notwendigkeit einer ganzheitlichen Studie des Einflusses der Schiefergasgewinnung mittels HF auf den kompletten Energiesektor (S. 80 f.).

Diese Lücke einer ganzheitlichen Betrachtung der betriebs- und volkswirtschaftlichen Aspekte einer unkonventionellen Schiefergasgewinnung für den Energiesektor soll innerhalb der Doktorarbeit geschlossen werden. Zunächst soll dazu anhand der Gegenüberstellung der Kosten der Erdgasgewinnung durch HF und der Entwicklung des Erdgaspreises die Wirtschaftlichkeit ermittelt werden (Kapitel 7). Darauf aufbauend soll im zweiten Teil eine Nutzwertanalyse durchgeführt werden, welche positive volkswirtschaftliche Aspekte wie zum Beispiel eine verbesserte Versorgungsautarkie oder erhöhte Steuereinnahmen durch eine gewinnbringende unkonventionelle Schiefergasförderung den negativen Aspekten – speziell den Umweltrisiken – für die Volkswirtschaft gegenüberstellt (Kapitel 8).

2.6. Umweltaspekte von Hydraulic Fracturing

Wie in Kapitel 2.4 und 2.5 aufgeführt, kommt zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit und der volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen der Umweltverträglichkeit von HF eine wichtige Rolle zu. Speziell muss ermittelt werden, welche betriebswirtschaftlichen Kosten für eine möglichst umweltverträgliche Durchführung von HF anfallen und welche Risiken für die Volkswirtschaft dennoch bestehen. Nachfolgende Abbildung skizziert diesen Zusammenhang:

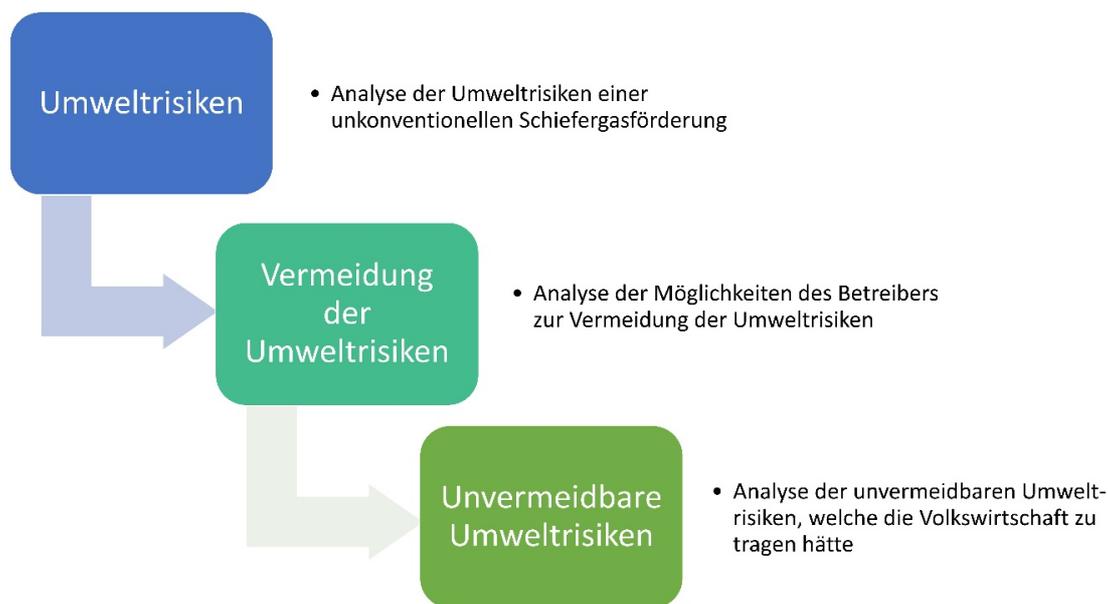


Abbildung 15: Zusammenhang der Umweltaspekte mit der betriebs- und volkswirtschaftlichen Betrachtung der unkonventionellen Schiefergasförderung.

Dieses Kapitel soll daher den Stand der Forschung zur Umweltverträglichkeit und zu den Umweltrisiken einer unkonventionellen Schiefergasförderung darstellen.

Lange Zeit stellte sich die Frage nach einer Anwendung von HF in Deutschland nicht. Grund hierfür waren die in den Medien stark verbreiteten negativen Berichterstattungen, welche im Zusammenspiel mit Vorfällen in den USA und der fehlenden beziehungsweise unglücklichen Kommunikation der Betreiber Ängste innerhalb der deutschen Bevölkerung gegenüber der neu anmutenden Technologie schürten. Vor allem die Tatsache, dass beim Fracking ein Chemikalien enthaltendes Fluid mit hohem Druck in den Untergrund gepumpt wird, erzeugte auf Seiten der Bevölkerung Befürchtungen, dass dadurch eine Verunreinigung des Grundwassers

mit giftigen Substanzen oder auch schwere Erdbeben verursacht werden können. Verstärkt wurden diese Bedenken auch durch die Dokumentation „Gasland“ von Josh Fox, in welcher die in den USA beobachteten Phänomene wie Erdbeben, brennendes Wasser aus dem Wasserhahn oder der Fund von Chemikalien im Grundwasser dem HF zugeschrieben wurden (Meehan, 2016, S. 10 ff.).

Nicht nur in den Medien war eine kritische Betrachtung von HF anzutreffen, sondern auch in der wissenschaftlichen Literatur. So kritisierten die Studien von Borchardt et al. (2012), Faulstich und Baron (2013), Gordalla et al. (2013), Lohmann (2012), Hübner und Horsfield (2012), die Studie des SRU (2013), die Studie des Neutralen Expertenkreises (Ewen et al., 2012) sowie Sauter et al. (2012) die von HF ausgehenden Gefahren von Erdbeben und einer Verunreinigung von Trinkwasser sowie den erhöhten Wasserverbrauch. Mit diesen Bedenken im Einklang kam im Jahr 2012 ein neutraler Expertenkreis zu dem Ergebnis, dass im Vergleich zur Förderung von Erdgas aus konventionellen Vorkommen folgende weitere zusätzliche Belastungen und Risiken durch HF angenommen werden müssen (Ewen et al., 2012, S. 11-12):

- Mehr Flächen für Bohrplätze und die technische Infrastruktur sind für HF erforderlich,
- mehr Transportvorgänge (Lkw, Pipeline) und mehr Umfüll-, Reinigungs- und Lager-Vorgänge (Chemikalien, Abwasser, Erdgas) sind ebenfalls erforderlich, einhergehend mit den entsprechenden Unfallrisiken,
- es fehlen Erfahrungen in Bezug auf die unterirdischen Vorgänge in der Lagerstätte aufgrund einer größeren Zahl von Frack-Vorgängen in einem begrenzten Raum,
- es entsteht ein erhöhter Wasserverbrauch durch die zahlreichen Frack-Vorgänge,
- die größere Zahl von Bohrvorgängen macht einen erhöhten Energieeinsatz erforderlich, was sich insgesamt negativ auf die Öko-Bilanz von HF-Vorhaben im Gegensatz zu der konventionellen Erdgasgewinnung auswirkt.

Dem gegenüber stehen verschiedene wissenschaftliche Studien, welche zu der Schlussfolgerung kommen, dass die unkonventionelle Förderung von Gas und Öl mittels HF eine beherrschbare und für die Zukunft essenzielle Methode ist. Dabei werden auch die oben genannten, von den Medien auf HF zurückgeführten Phänomene wie etwa brennende Wasserhähne näher beleuchtet (Henning/Palzer, 2015, S. 59; US Environmental Protection Agency, 2015, S. 6; Faulstich/Baron, 2013, S. 10). In diesem Zusammenhang stellte sich heraus, dass die in der Dokumentation „Gasland“ gezeigten brennenden Wasserhähne im Bundesstaat Colorado nicht auf HF, sondern vielmehr auf natürliche Methanquellen in der Nähe der Trinkwasservorkommen zurückzuführen sind (Jenner/Lamadrid, 2013, S. 442 ff.). Auch der Nachweis von Chemikalien im Grundwasser in der Nähe des Marcellus-Schiefergebiets beruht nicht – wie im Bericht propagiert – auf der Stimulation mittels HF, sondern auf einer durch menschliches Versagen unbeachteten Leckage in einem Auffangbehälter für Abwässer (Llewellyn et al., 2015, S. 6325 ff.).

Einhergehend damit stuften aufwendige Studien durch BGR und das Europäische Parlament die mit HF verbundenen Umweltrisiken als grundsätzlich beherrschbar ein (BGR, 2016 und Europäisches Parlament, 2012). Seeliger (2016, S. 12) verweist zum Beispiel auch auf die positiven Umwelteffekte von Fracking. So konnten in den USA durch die verstärkte Substitution von fossilen Brennstoffen wie zum Beispiel Kohle mit Schiefergas die CO₂-Emissionen der Elektrizitätserzeugung von ca. 2.450 auf ca. 2.050 Mio. t im Jahr 2013 erheblich gesenkt werden. Darüber hinaus kommt eine Studie von Acatech (2015, S. 22) zu dem Ergebnis, dass Fracking auch Erdgas einsparen hilft, denn bei der heimischen Produktion entfällt auch der Energieaufwand bei den Importen, um das Erdgas oft über Tausende von Kilometern nach Deutschland zu transportieren, und das Risiko potenzieller Methanlecks an der Produktionsstätte oder entlang von Pipelines fällt geringer aus, als ursprünglich angenommen wurde. Auch verdeutlichte diese Studie sowie eine weitere Studie von Sauter et al. (2012), dass beim Fracking durch gründliche forschende Vorbereitung, strikte gesetzliche Vorgaben, adäquate technische Maßnahmen sowie umfassende behördliche Kontrollen die Umweltrisiken beherrschbar sind (Sauter et al., 2012, S. 19). Verstärkt wird diese Einschätzung durch die Bemühungen der HF-Branche, den größten Kritikpunkt der Gegner – nämlich die Verunreinigung von Grundwasser mit den im Frac-Fluid enthaltenen Chemikalien – auszuräumen (Uth, 2012, S. 45). Konkret wurde zum Beispiel nach Angaben von Exxon das in der Vergangenheit als Quellinghibitor für

Tone verwendete giftige Tetramethylammoniumchlorid durch aus Hühnereiern gewonnenes Cholinchlorid ersetzt (Gordalla et al., 2013, S. 3875 ff.). Auch sollen die teilweise als giftig eingestuft Biozide durch den Einsatz von antibakteriell wirkendem Hopfenextrakt, welches auch aus der Bierherstellung bekannt ist, ersetzt werden (Hurnaus, 2017, S. 64).

Obige Aufstellung des Forschungsstandes zur Umweltverträglichkeit von HF zeigt bereits, dass es hierzu gegensätzliche Meinung gibt. Während es Studien gibt, die vornehmlich auf die Risiken von HF verweisen, liegen auch Studien vor, die Maßnahmen zur Eindämmung dieser Gefahren beschreiben. Ziel für die Doktorarbeit muss daher eine fundierte Analyse der vorliegenden Studien sein. Anhand dieser können alle Risiken aufgeführt werden und möglichen Maßnahmen zur Eindämmung gegenübergestellt werden. Darauf aufbauend können schließlich die betriebswirtschaftlichen Kosten einer möglichst umweltverträglichen Schiefergasgewinnung ermittelt werden und trotz alledem weiterhin bestehende Risiken in Form der volkswirtschaftlichen Nutzwertanalyse angenähert werden.

3. Erkenntnisinteresse, Zielsetzung der Arbeit und Ableitung der Forschungslücke

Am Ende von Kapitel 1 stellte sich die Frage, „ob HF in Deutschland wirtschaftlich umsetzbar ist und wie sich das volkswirtschaftliche Gleichgewicht zwischen Chancen wie zum Beispiel einer verbesserten Versorgungssicherheit und möglichen Risiken wie etwa Umweltschäden durch eine Verunreinigung von Trink- oder Grundwasser verhält“.

Inwiefern diese Frage bereits in der Literatur beantwortet wurde, wurde in Kapitel 2 dann aufgezeigt. So wurde der Forschungsstand zu jedem für die Fragestellung entscheidenden Unterkapitel dargestellt und gleichzeitig wurden auch – falls vorhanden – Lücken ausfindig gemacht. Nachfolgende Tabelle fasst die Kernaussage sowie mögliche Lücken aus jedem Kapitel zusammen:

Tabelle 4: Zusammenfassung der Kernaussagen aus Kapitel 2 und die daraus abgeleiteten Lücken im Forschungsstand.

Kapitel	Zusammenfassung	Lücke
2.1 Die Energiewende und ihr Einfluss auf die Entwicklung des Erdgasbedarfs	<ul style="list-style-type: none"> • Gesamtenergiebedarf wird im Rahmen der Energiewende abnehmen. • Erdgasbedarf dagegen wird relativ konstant bleiben und neben den erneuerbaren Energien eine tragende Rolle für die Energiewende einnehmen. 	
2.2 Szenarien zur Deckung des Erdgasbedarfs und ihr Einfluss auf den Erdgaspreis	<ul style="list-style-type: none"> • Es existieren verschiedene Szenarien zur Entwicklung des Erdgaspreises. 	<ul style="list-style-type: none"> • Welches Szenario zur Entwicklung des Erdgaspreises ist am wahrscheinlichsten?
2.3 Entstehung, unkonventionelle Förderung und Vorkommen von Schiefergas in Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • Schiefergas ist ein im Muttergestein meist noch eingeschlossenes Gas. Permeabilität des Muttergesteins gering. • Permeabilität kann durch HF erhöht werden. Dabei werden Risse im Muttergestein erzeugt. • In Deutschland vier Formationen mit Schiefergas vorhanden 	<ul style="list-style-type: none"> • Welche Formation ist am besten für HF in Deutschland geeignet?
2.4. Betriebswirtschaftliche Aspekte von HF	<ul style="list-style-type: none"> • Verschiedene Studien zu den Kosten und der Wirtschaftlichkeit von HF. 	<ul style="list-style-type: none"> • Studien berücksichtigen meist die Kosten einer möglichst

	<ul style="list-style-type: none"> • Verschiedene Modelle zur Bestimmung der Produktivität einer Formation. 	<p>umweltverträglichen HF-Stimulation nicht.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Studien berücksichtigen auch die neusten Informationen des BGR aus dem Jahr 2016 zu den Formationen in Deutschland nicht. • Produktivität der Formationen muss sinnvoll angenähert werden.
2.5 Volkswirtschaftliche Aspekte von HF	<ul style="list-style-type: none"> • Viele Studien, die sich mit einzelnen Aspekten der Auswirkungen von HF auf die Volkswirtschaft beschäftigen (zum Beispiel Versorgungsautarkie) • Nur zwei ganzheitlichere Betrachtungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Ganzheitlichere Betrachtungen, aber teilweise auf Strommarkt beschränkt • Kein Bezug zur Wirtschaftlichkeit von HF
2.6 Umweltaspekte von HF	<ul style="list-style-type: none"> • Gegensätzliche Studien zum Einfluss von HF auf die Umwelt • Teilweise auch Studien, wie Risiken vermieden und eingedämmt werden können. 	<ul style="list-style-type: none"> • Welche Risiken existieren und durch welche Maßnahmen können sie vermieden bzw. eingedämmt werden?

Bei Betrachtung dieser Zusammenfassung wird deutlich, dass die grundlegenden Schritte zur Beantwortung der Fragestellung aus Kapitel 1 wie folgt aussehen müssen:



Abbildung 16: Mögliches Vorgehen zur Beantwortung der initialen Fragestellung aus Kapitel 1.

Solch eine ganzheitliche Analyse und Betrachtung der betriebs- und volkswirtschaftlichen Aspekte einer unkonventionellen Schiefergasförderung (inklusive Betrachtung der Umweltaspekte) gibt es aktuell in der Literatur noch nicht. An dieser Stelle stellt sich aber die Frage, ob sie überhaupt notwendig ist. Könnte zum Beispiel die Kombination einer vorhandenen Studie zur Wirtschaftlichkeit von Fracking und einer Studie zum Einfluss auf die Volkswirtschaft sie überflüssig machen?

Zur Beantwortung dieser Frage müssen vor allem folgende Studien noch einmal näher analysiert werden:

- **Weijermars**, R. (2013). Economic appraisal of shale gas plays in Continental Europe. In: Applied Energy. (Ausgabe 106). S. 100-115.
- **Bonetti**, L.; **Bashlykov**, N. A. (2014). Shale Gas and Germany's Energiewende: A Cost-Benefit Analysis for the Power Generation Sector. Bergen: Norwegian School of Economics.

Gemäß der Analyse des Forschungsstandes sind nämlich nur diese beiden Studien ganzheitlich hinsichtlich der betriebs- oder volkswirtschaftlichen Aspekte (viele andere Studien beschäftigen sich nur mit einem Aspekt der Wirtschaftlichkeit – zum Beispiel Kosten einer unkonventionellen Schiefergasförderung). Auch liegt ihr Fokus auf Deutschland. Die Studien, die sich mit den USA beschäftigen, können nämlich aufgrund der deutlich unterschiedlichen Gegebenheiten in Deutschland (zum Beispiel: höhere Bevölkerungsdichte, welche höhere Umweltstandards erfordert) nicht einfach übertragen werden.

Ist also die Studie von Weijermars aus dem Jahr 2013 hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit ausreichend und kann sie mit der volkswirtschaftlichen Analyse von Bonetti und Bashlykov kombiniert werden?

Die Antwort auf diese Frage ist ein klares Nein. So ermittelt die Studie Weijermars die Wirtschaftlichkeit einer unkonventionellen Schiefergasförderung für insgesamt fünf Formationen in den Ländern Schweden, Polen, Österreich, Türkei und Deutschland. Für Deutschland wird der Posidonienschiefer gewählt. Warum genau diese Formation

ausgewählt wurde, bleibt in der Publikation unbeantwortet. Es kämen nämlich noch die Formationen Wealden, Unterkarbon und Mittelrhät als weitere Formationen (BGR, 2016, S.1 ff.) in Frage. Dies stellt bereits eine Lücke dar, die innerhalb der Doktorarbeit geschlossen werden soll. Es muss klar erarbeitet werden, welche der vier möglichen Formationen in Deutschland für eine unkonventionelle Schiefergasförderung geeignet sind. Dabei darf nicht nur das Potential berücksichtigt werden, sondern auch Umweltfaktoren wie beispielsweise die Bevölkerungsdichte in der entsprechenden Region müssen betrachtet werden.

Weiterhin wird in der Studie lediglich ein Szenario hinsichtlich der Produktivität berücksichtigt. In diesem Szenario werden 100 Bohrlöcher über einen Zeitraum von 10 Jahren gebaut und es ergibt sich nach 25 Jahren eine Gesamtfördermenge von 320 Bcf für den Posidonienschiefer. Besser wäre an dieser Stelle eine Abschätzung eines best, average und worst case Szenarios. So kann ermittelt werden, ob selbst bei niedrigen Produktionsraten eine Wirtschaftlichkeit gegeben wäre. Diese fehlende Einschätzung soll in der vorliegenden Doktorarbeit zur Verfügung gestellt werden.

Abgesehen von der fehlenden Beurteilung, welche Formation in Deutschland sinnvoll ist, und der ausgebliebenen Betrachtung verschiedener Produktivitäten ist auch die Annahme zur Entwicklung des Erdgaspreises fraglich. So wird in der Studie angenommen, dass der in 2013 in Europa vorherrschende Gaspreis von \$ 10 pro Mcf mit einer Inflationsrate von jährlich 2,5 % zunimmt. Entsprechend ergibt sich folgende Entwicklung des Gaspreises:

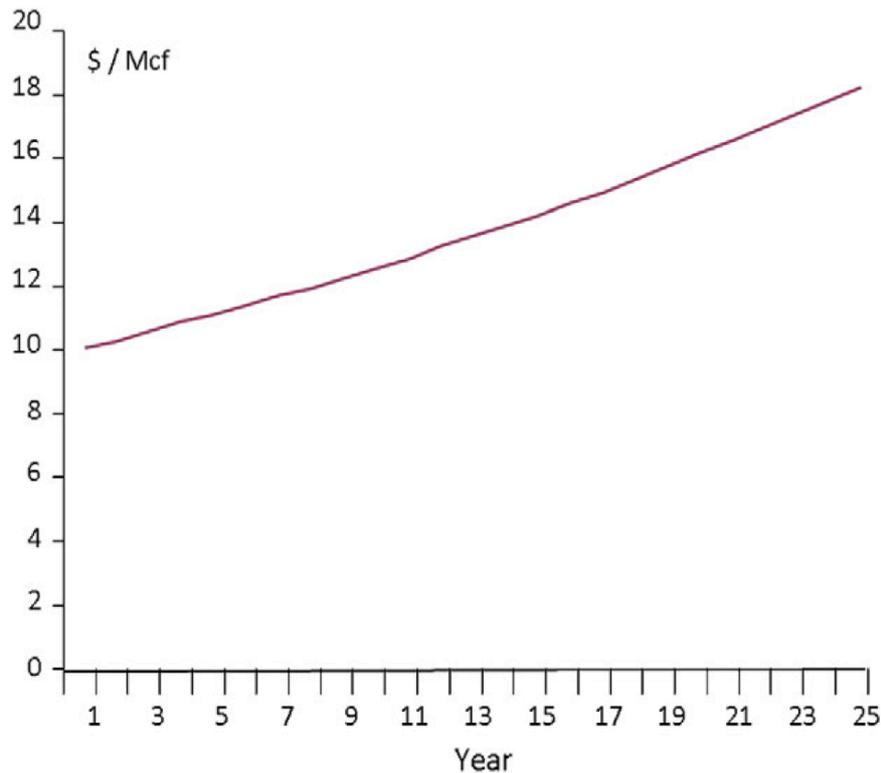


Abbildung 17: Angenommene Entwicklung des Erdgaspreises in Europa in der Studie von Weijermars (2013, S. 103).

Diese Annahme ist eine weitere Lücke dieser Arbeit. So kann nicht einfach angenommen werden, dass der Gaspreis im Rahmen der Energiewende immer weiter steigt. In Kapitel 2.2 und später in Kapitel 7.1 wird bereits ersichtlich, dass der Gaspreis über die Jahre sogar fallen kann. Dies soll innerhalb der Doktorarbeit abgeschätzt und berücksichtigt werden.

Die Abschätzung der Kosten einer unkonventionellen Schiefergasförderung ist in Abbildung 18 unter dem Begriff „Well Capex“ zu finden. Dementsprechend werden für den Posidonienschiefer \$ 13 Mio. pro Bohrloch abgeschätzt. Diese Summe stammt aus der Studie von Kuhn und Umbach (2011). Hier wird im Anhang diese Summe erwähnt. Es ist aber nicht nachvollziehbar, wie sich diese Summe zusammensetzt. Diese Lücke soll innerhalb der Doktorarbeit analog zu den bereits oben beschriebenen Lücken geschlossen werden. Speziell soll in der Dissertation erarbeitet werden,

welche Maßnahmen für ein möglichst umweltverträgliches Fracking zu erfolgen haben und wie hoch die entsprechenden Kosten dann sind.

	Alum Sweden	Silurian Poland	Posidonia Germany	Shale Austria	Shale Turkey
EUR/Well (Bcf- 25 years) ^a	3.25	3.25	3.25	6.55	1.97
Productivity year 1 flow rate (bcf/ year) ^a	0.50	0.50	0.50	1.00	0.30
Well CAPEX (\$/MM) ^b	15	14	13	24.5	8.1
OPEX (\$/Mcf) ^b	0.6	0.5	0.6	0.4	1.2
Other OPEX (\$/Mcf) ^b	1.4	1.0	1.2	1.0	1.0
Royalty rate (%) ^b	0	1.5	8	10	13
Corporate tax (%) ^b	28	19	30	25	20
Depreciation (%) ^c	10	10	10	10	10
Discount rate (%) ^c	5	5	5	5	5

Abbildung 18: Gegenüberstellung der wichtigsten Eigenschaften der in der Studie von Weijermars untersuchten fünf Formationen in Schweden, Polen, Deutschland, Österreich und der Türkei (2013, S. 105).

Die Studie kommt unter den oben genannten Prämissen zu einem Kapitalwert von 953 Mio. Euro und einem internen Zinsfuß von 13 %. Eine Investition ist daher zu empfehlen. Diese Schlussfolgerung ist aber aufgrund der oben genannten Lücken zu hinterfragen. Speziell soll daher innerhalb der Doktorarbeit eine Wirtschaftlichkeitsanalyse einer unkonventionellen Schiefergasförderung für Deutschland mit folgenden Kernfragen durchgeführt werden:

- a) Welche Formation ist in Deutschland prinzipiell für Fracking zu empfehlen?
- b) Wie könnten sich die Produktivitäten der entsprechenden Formation entwickeln?
- c) Welche Maßnahmen müssen für ein möglichst sicheres Fracking durchgeführt werden und wie hoch sind die entsprechenden Kosten?
- d) Wie könnte sich der Erdgaspreis innerhalb der Energiewende entwickeln?

Unter Berücksichtigung dieser Fragen kann eine deutlich realistischere und detaillierte Abschätzung der Wirtschaftlichkeit erfolgen, als es in obiger Studie der Fall ist.

Somit kann an dieser Stelle bereits gefolgert werden, dass die Doktorarbeit zur Beantwortung der oben genannten Frage zwingend eine wirtschaftliche Betrachtung einer unkonventionellen Schiefergasförderung in Deutschland beinhalten muss. Es stellt sich aber die Frage, ob für eine ganzheitliche Betrachtung dann nicht einfach die Kombination mit der schon vorhandenen ganzheitlichen volkswirtschaftlichen Betrachtung von Bonetti und Bashlykov ausreichend wäre.

Zur Beantwortung dieser Frage soll die entsprechende Studie noch näher betrachtet werden. Speziell stellt diese die Kosten und Nutzen einer unkonventionellen Schiefergasförderung für den deutschen Stromsektor gegenüber. Dabei wird der Einfluss auf folgende vier Aspekte analysiert:

- auf die deutsche Handelsbilanz
- auf die Importabhängigkeit
- auf die Umwelt
- und auf weitere Aspekte wie zum Beispiel die Schaffung neuer Arbeitsplätze

Hinsichtlich des Einflusses auf die deutsche Handelsbilanz wird folgende Übersicht, die auf Seite 59 zu finden ist, hergeleitet:

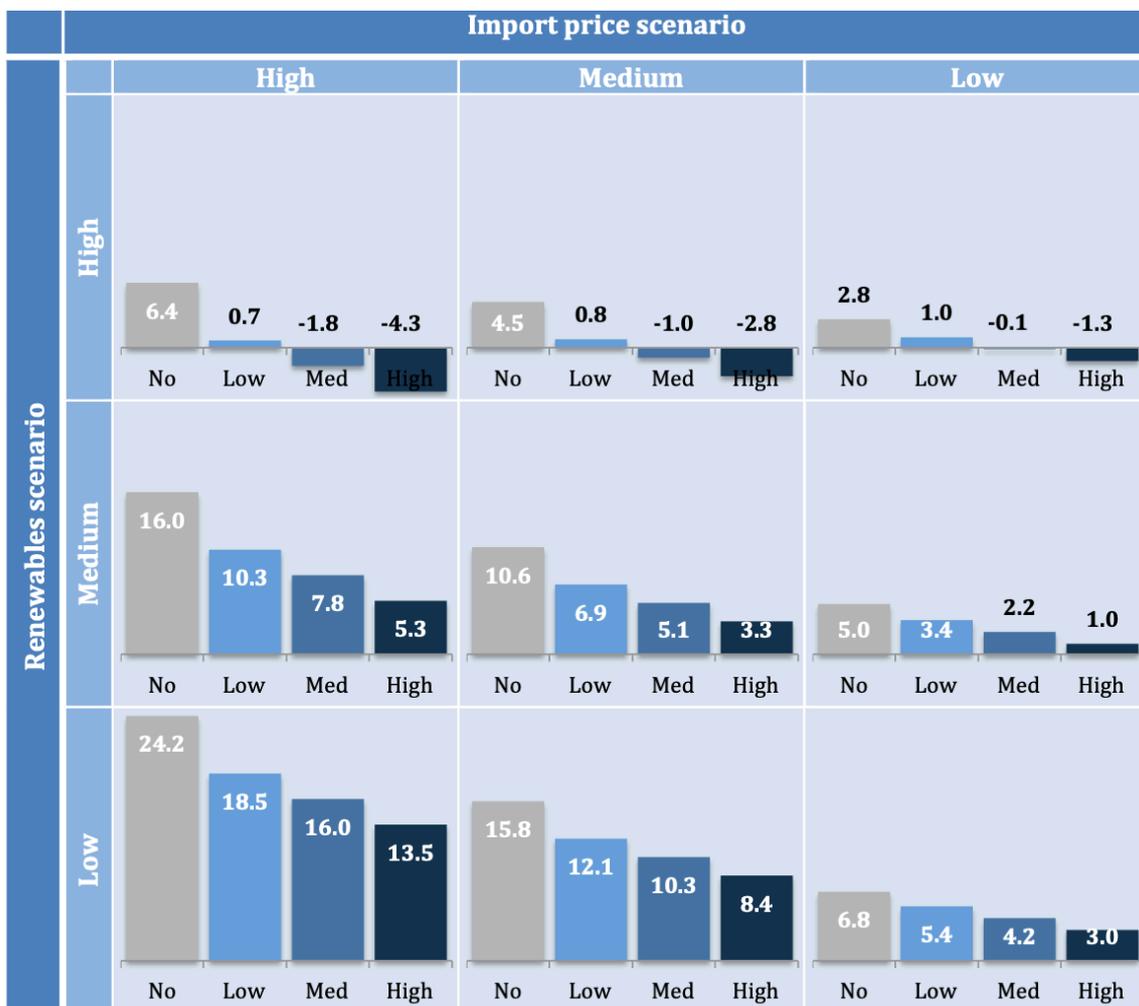


Abbildung 19: Auswirkung verschiedener Szenarien auf die Handelsbilanz. Graue Balken spiegeln das Szenario wider, dass keine Schiefergasförderung durchgeführt wird. Bei Blau wird eine eigene Schiefergasförderung durchgeführt. Je tiefer das Blau, umso stärker ist die Schiefergasförderung (Bonetti/Bashlykov, 2014, S. 59).

Die Zahlen basieren darauf, dass verschiedene Energiepreise, Produktionsmengen und Szenarien zur Entwicklung der erneuerbaren Energien berücksichtigt wurden. Im Falle, dass keine eigene unkonventionelle Schiefergasförderung durchgeführt wird (graue Balken), wird die Handelsbilanz zukünftig um Beträge zwischen 2,8 und 24,2 Mrd. Euro zunehmen. Sollte eine eigene unkonventionelle Schiefergasförderung erfolgen, könnte die Handelsbilanz im besten Fall um 4,3 Mrd. Euro gesenkt werden. Dies ist angesichts der im Jahr 2013 mit ca. 200 Mrd. Euro negativen Handelsbilanz eher gering, so folgert die Studie.

Hinsichtlich der Importabhängigkeit konnte folgendes Ergebnis erzielt werden:

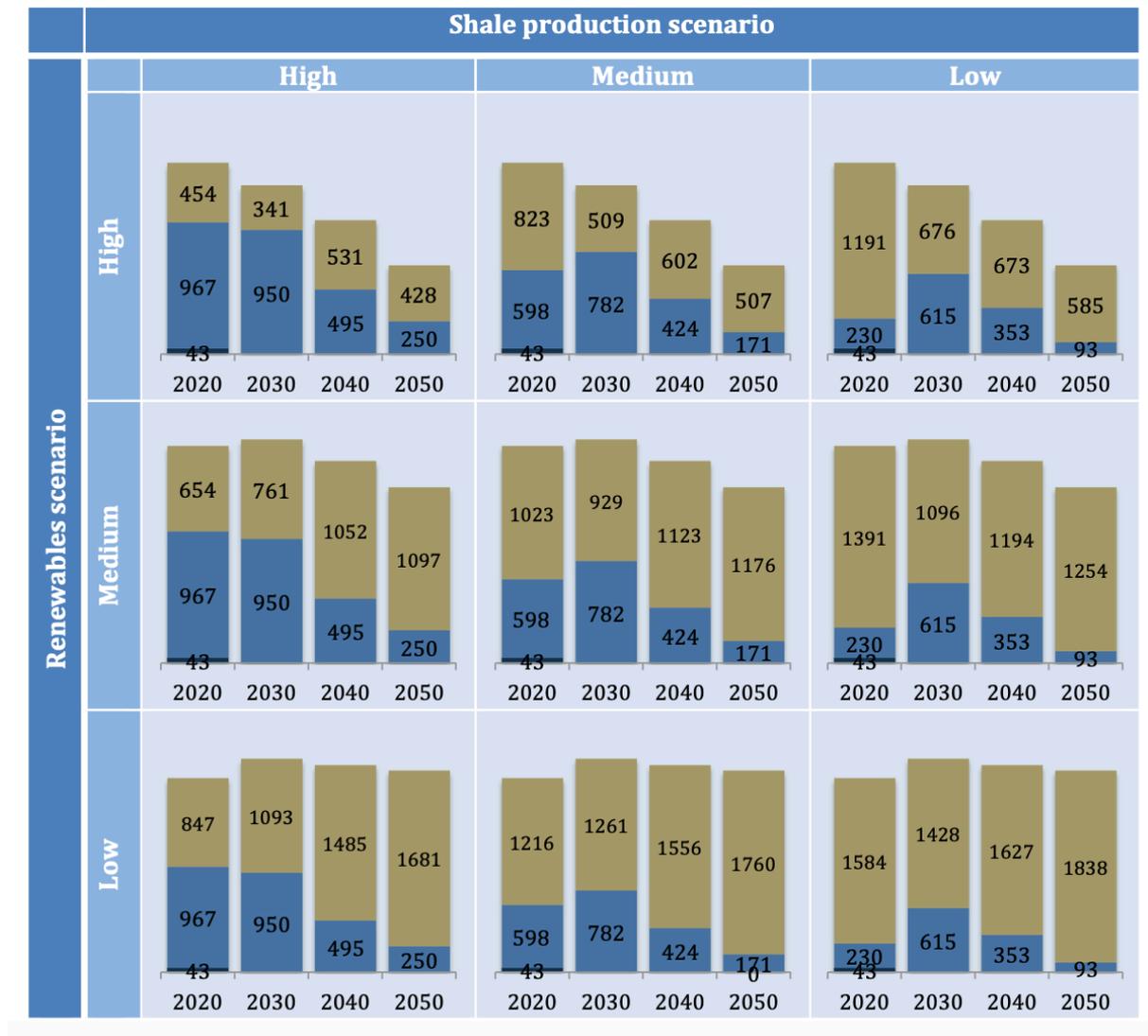


Abbildung 20: Anteil von importiertem Erdgas (braun), eigenem produziertem Schiefergas (hellblau) und eigenem konventionell produziertem Erdgas (dunkelblau) bei verschiedenen Szenarien (Bonetti/Bashlykov, 2014, S. 66).

Speziell zeigt diese Abbildung, wie der zukünftige Bedarf an Erdgas für die Stromerzeugung durch die eigene Produktion von Erdgas verändert werden könnte. Dabei wird deutlich, dass durch die eigene Schiefergasförderung (blau) im besten Fall (high, high) ein Großteil der Importe wegfallen könnte. Die Aussage, dass eine eigene Schiefergasförderung daher die Importabhängigkeit reduzieren kann, ist somit laut den Autoren für den Stromsektor nachvollziehbar.

Anschließend analysieren die Autoren den Einfluss von HF auf die Umwelt. Hier werden aber, im Vergleich zu den oben genannten Aspekten, keine Zahlenwerte errechnet. Es folgt eine grobe Beschreibung der möglichen Auswirkungen aufgrund von Beobachtungen aus den USA. Schließlich kommen die Autoren zu folgender Schlussfolgerung:

„In conclusion, it can be argued that the main environmental cost of producing shale gas in Germany is the risk of groundwater contamination. While dirtier than conventional gas, shale gas is cleaner than other fossil fuels, and the issue of water use is not as stringent due to abundance of water in the country and the introduction of technologies allowing seawater. Groundwater contamination risk can, as mentioned, be minimized through certain practices, which the local and federal government can require upon lifting its moratorium on fracking, as detailed in the next chapter. However, the possibility of a leak cannot be completely eliminated, and given the population density of the interested area (ranging from 86 inhabitants/km² in the Nienburg/Weser district to 164 inhabitants/km² in the Osnabrück rural district), the number of people and used groundwater basins exposed will be higher than in North America.“ (S. 72)

Basierend auf ihrer Analyse kommen sie also zu der Einschätzung, dass das größte Umweltrisiko die Verschmutzung des Grundwassers darstellt. Die Risiken einer Luftverschmutzung, eines hohen Landbedarfs und eines hohen Wasserbedarfs werden deutlich geringer eingestuft.

Hinsichtlich der weiteren Aspekte einer eigenen Schiefergasförderung betrachtet die Studie die Möglichkeit zur Schaffung neuer Arbeitsplätze. Dabei wird abgeschätzt, dass – je nach Szenario – folgende Anzahl an neuen Arbeitsplätzen geschaffen werden könnte:

	Low shale	Medium shale	High shale
New jobs	114,728	221,220	431,720

Abbildung 21: Anzahl der neu geschaffenen Jobs bei niedriger, mittlerer und hoher Förderung von Schiefergas (Bonetti/Bashlykov, 2014, S. 74).

Auch die Erhöhung von Steuereinnahmen wird betrachtet. Hier wird der vornehmliche Fokus auf die Förderabgaben gelegt – erhöhte Steuereinnahmen durch eine erhöhte Kaufkraft aufgrund von geringeren Energiepreisen werden zum Beispiel nicht berücksichtigt. Bezüglich dieser Förderabgaben ermittelt die Studie – je nach Szenario – folgende Werte:

	Low shale	Medium shale	High shale
Royalties	12.3	19.1	25.1

Abbildung 22: Höhe der Fördereinnahmen bei niedriger, mittlerer und hoher Förderung von Schiefergas (Bonetti/Bashlykov, 2014, S. 74).

Auf der Grundlage von oben beschriebenen Ergebnissen wird abschließend eine Gegenüberstellung der Kosten und Nutzen durchgeführt. Diese führt aber zu keinem eindeutigen Ergebnis, da die Nutzen teilweise monetär ausgedrückt wurden – die Umweltkosten wie zum Beispiel eine Verschmutzung von Grundwasser aber nicht entsprechend erfasst werden konnten. Daher bleibt in der Schlussfolgerung nur die grobe Einschätzung, dass die Vorteile nicht so signifikant wie in den USA sind und die Umweltkosten evtl. deutlich höher ausfallen als die entsprechenden Nutzen (S. 75 bis 76).

Einhergehend damit gehen die Autoren auch auf die Limitierungen ihrer Studie ein. Sie beschreiben, dass die Studie auf den Stromsektor beschränkt ist und eigentlich auf den ganzen Energiesektor ausgedehnt werden müsste. Zusätzlich fordern sie, dass die Gaspreisentwicklung besser abgeschätzt wird. Auch beschreiben sie die Notwendigkeit, die Umweltkosten näher zu erfassen, damit diese dann schlussendlich den Nutzen gegenübergestellt werden können (S. 80 bis 81).

Genau diese Lücken sollen innerhalb dieser Doktorarbeit geschlossen werden. Es soll eine volkswirtschaftliche Gegenüberstellung der Kosten und Nutzen einer unkonventionellen Schiefergasförderung in Deutschland durchgeführt werden. Dabei soll der gesamte Energiesektor betrachtet werden.

Somit ist auch die volkswirtschaftliche Analyse als wichtiger Teil dieser Arbeit durchzuführen. Die Schließung der Lücken der oben genannten Studien und die

Kombination zu einer ganzheitlichen Studie, welche sowohl die betriebs- als auch die volkswirtschaftlichen Aspekte unter Berücksichtigung der Umwelt darstellt, bilden die Daseinsberechtigung für die vorliegende Arbeit.

Daher muss analog zu Abbildung 16 zunächst eine Analyse der in Deutschland vorhandenen Schiefergasformationen erfolgen. Auf dieser Basis kann dann entschieden werden, welche für eine HF-Stimulation geeignet sind. Anschließend müssen die Formationen bezüglich ihrer Produktivität analysiert werden – hier muss eine Darstellung eines worst, average und best case Szenarios erfolgen. Auch muss sorgfältig analysiert werden, welche Risiken für die Umwelt bestehen und wie diese vermieden werden könnten. Darauf aufbauend kann dann eine realistische Ermittlung der Investitionskosten einer unkonventionellen Schiefergasförderung durchgeführt werden. Einhergehend mit einer sorgfältigen Analyse der möglichen Entwicklung des Erdgaspreises innerhalb der Energiewende kann dann eine realistische Bestimmung der Wirtschaftlichkeit erfolgen. Anschließend an die Bestimmung der Wirtschaftlichkeit muss eine Analyse der volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen von HF erfolgen. Dazu müssen auf Basis des für die Wirtschaftlichkeit bestimmten Szenarios (also Formation, Maßnahmen zum Umweltschutz, etc.) dann die Kosten und Nutzen für die Volkswirtschaft analysiert und gegenübergestellt werden.

Zusammenfassend besteht also konkreter Forschungsbedarf im Hinblick auf die folgenden Aspekte:

- Bestimmung einer geeigneten Schiefergasformation in Deutschland
- Ermittlung möglicher Produktivitäten der Formation
- Bestimmung der Entwicklung des Erdgaspreises im Rahmen der Energiewende
- Abschätzung der betriebswirtschaftlichen Kosten – auch unter Einbezug der anfallenden Maßnahmen zur Sicherstellung einer umweltfreundlichen Durchführung – der Schiefergasförderung mittels HF
- Abschätzung der Wirtschaftlichkeit der Schiefergasförderung mittels HF
- Gegenüberstellung der volkswirtschaftlichen Risiken von HF und der Chancen wie zum Beispiel der Schaffung stabiler Energiepreise

4. Forschungsfragen

Die aus Kapitel 1 formulierte Fragestellung, „ob HF in Deutschland wirtschaftlich umsetzbar ist und wie sich das volkswirtschaftliche Gleichgewicht zwischen Chancen wie zum Beispiel einer verbesserten Versorgungssicherheit und möglichen Risiken wie etwa Umweltschäden durch eine Verunreinigung von Trink- oder Grundwasser verhält“, kann in folgender Forschungsfrage zusammengefasst werden:

Wie lassen sich die betriebs- und volkswirtschaftlichen Chancen von HF als nicht konventionelle Fördermethode von Erdgas im Rahmen der Energiewende bewerten?

Aufbauend auf dem in Kapitel 2 und 3 beschriebenen Forschungsstand lassen sich bereits einige Thesen zu dieser Forschungsfrage formulieren. So zum Beispiel zeigte der Stand der Forschung bezüglich der Entwicklung des Bedarfs und Preises, dass Erdgas eine wichtige Rolle im Rahmen der Energiewende einnehmen wird. Speziell deuten viele Studien (vgl. Kapitel 2.2) bereits darauf hin, dass der Erdgaspreis im Zeitraum zwischen 2020 und 2050 steigen wird. Daher kann folgende These formuliert werden:

- Der Erdgaspreis wird im Rahmen der Energiewende ansteigen.

Wie stark der Erdgaspreis wirklich steigen wird, muss im Rahmen der Doktorarbeit aus den vorhandenen Studien sowie mit den Experten möglichst präzise abgeschätzt werden.

Wie in Kapitel 2.4 beschrieben, wurden für eine Schiefergasförderung mittels HF für Europa Kosten im Bereich von \$ 13 bis 22 Mio. pro Bohrloch abgeschätzt. In diesem Fall sind allerdings noch nicht die Vorkehrungen zu einer besonders sicheren und umweltfreundlichen Durchführung von HF, wie es in Deutschland sicher notwendig wäre (vergleiche Kapitel 2.6), berücksichtigt. Zum Beispiel kann aus dem aktuellen Stand der Forschung zu möglichen Umwelteinwirkungen von HF bereits gefolgert werden, dass die Gefahr einer Grundwasserverunreinigung möglichst geringgehalten werden muss. Zur Eindämmung dieser Gefahr kann die Abdichtung des Bohrlochs ständig mittels Sensoren überwacht werden (Molenaar et al., 2012, S. 1 ff.). Falls dennoch eine Leckage des Bohrlochs auftritt, könnte einer Verunreinigung des Grundwassers vorgebeugt werden, indem beim Fracking ausschließlich umweltfreundliche Chemikalien verwendet werden – also die in Kapitel 2.6

beschriebenen giftigen Biozide substituiert werden. Diese Vorkehrungen sind aber natürlich mit deutlich höheren Kosten verbunden. Daher kann bereits zu diesem Zeitpunkt folgende These aufgestellt werden:

- Die Kosten einer Schiefergasförderung mittels HF in Deutschland sind aufgrund der zu treffenden Vorkehrungen für eine möglichst sichere und umweltfreundliche Betreibung als sehr hoch einzustufen.

Wie hoch die Kosten einer Schiefergasförderung in Deutschland wirklich sind, wird in der Doktorarbeit zu beantworten versucht. Hierfür sind vor allem die Informationen aus den Experteninterviews entscheidend.

De Silva et al. schätzten auf Basis der durch Weijermars prognostizierten Kosten von \$ 8 bis 24,5 Millionen pro Bohrloch ab, dass eine wirtschaftliche Schiefergasförderung erst ab einem Erdgaspreis von \$ 13 pro Mcf rentabel ist (2016, S. 639). Wie bereits oben beschrieben, beziehen sich die Kosten allerdings auf Gesamteuropa und berücksichtigen besondere Vorkehrungen zum Umweltschutz in Deutschland nicht. Daher ist davon auszugehen, dass die Kosten und folglich der notwendige Erdgaspreis zur rentablen Durchführung der Schiefergasförderung nochmals deutlich höher liegen. Die meisten in Kapitel 2.2 aufgeführten Studien sehen für 2040 bzw. 2050 aber Erdgaspreise im Bereich zwischen US\$ 10 und 15, so dass folgende These aufgestellt werden kann:

- Bei den meisten Szenarien zur Entwicklung des Erdgaspreises kann die Wirtschaftlichkeit von HF nur durch Subventionen erreicht werden.

Wie hoch die Subventionen für eine wirtschaftliche Durchführung von HF ausfallen müssen, kann noch nicht abgeschätzt werden und ist Gegenstand der Dissertation.

Kapitel 1.2 zeigt, dass Deutschland große Vorkommen an Schiefergas besitzt. Daher kann davon ausgegangen werden, dass positive Effekte wie eine verbesserte CO₂-Bilanz sowie Versorgungssicherheit und infolgedessen stabilere Energiepreise realisiert werden können. Aufgrund der Vorkehrungen zur Durchführung einer besonders sicheren und umweltfreundlichen Schiefergasförderung sind die Kosten aber so hoch, dass HF nur durch Subventionen möglich ist. Trotz der

betriebswirtschaftlichen Investitionen in eine besonders sichere und umweltfreundliche Durchführung von HF besteht bei dieser Methode noch ein Restrisiko von Unfällen (vgl. Beispiele in den USA, Kapitel 1.3), so dass volkswirtschaftlich Kosten anfallen werden. Dennoch könnten die oben beschriebenen Vorteile diese Kosten rechtfertigen, so dass folgende These aufgestellt werden kann:

- Volkswirtschaftlich entstehen hohe Subventionskosten und Umweltkosten. Die Sicherung der Versorgungsautarkie, Schaffung stabiler Energiepreise, Verbesserung der CO₂-Bilanz können diese Kosten aber rechtfertigen.

Aktuell kann diese These mehr oder weniger nur aus dem Bauch heraus aufgestellt werden. In der Doktorarbeit soll dagegen eine Nutzwertanalyse erfolgen und so eine klare Aussage getroffen werden.

5. Methodisches Vorgehen

5.1. Forschungsmethode

Als Forschungsmethode soll eine Triangulation aus Dokumentenanalyse, Experteninterviews und qualitativer Inhaltsanalyse durchgeführt werden.

5.1.1. Grundlagen zur Triangulation

Die Triangulation findet ihren Ursprung in der Navigation, wo sie zur Positionsbestimmung angewendet wird (Blaikie, 1991, S. 118). Zum Beispiel wird der Standort eines Schiffes im Koordinatensystem durch das Anpeilen von mehreren Positionen aus ermittelt (Settinieri, 2015, S. 18). Die erstmalige Übertragung dieses Ansatzes auf die qualitative Forschung fand 1933 statt, als Marie Jahoda, Paul F. Lazarsfeld und Hans Zeisel in der Studie „Die Arbeitslosen von Marienthal“ die psychische Verarbeitung der Arbeitslosigkeit in einem Dorf nach Zusammenbruch des Hauptarbeitgebers untersuchten. Basierend darauf – dem Ansatz folgend eine Frage aus mehreren Perspektiven zu betrachten – verwendeten die Autoren verschiedene methodische Vorgehen wie zum Beispiel Befragung, Beobachtung und Erfassung historischer Daten. Hierdurch kamen sie zu dem Schluss, dass sich allgemein die Leitformel einer „müden Gemeinschaft“ zur Beschreibung des Lebensgefühls und der alltäglichen Handlungsabläufe eignet (Flick, 2004, S. 7). Später folgten Studien von Campbell und Fiske (1959, S. 81 ff.) sowie von Webb et al. (1966, S. 1 ff.). Dabei wurden soziale Phänomene mit verschiedenen Methoden erfasst oder unterschiedliche Aspekte desselben Phänomens oder unterschiedliche Phänomene wurden betrachtet und zu einem einheitlichen Bild ergänzt. Genau dieser Punkt einer Ergänzung verschiedener Methoden zur Erlangung eines einheitlichen, umfangreichen Bildes ist der Unterschied zur klassischen Triangulation aus der Navigation, wo mit ein und derselben Methode das gleiche Ergebnis bestimmt wurde (vgl. Lage Schiff) (Settinieri, 2015, S. 17 f.).

Es folgten weitere Bereiche wie etwa die Wirtschaftswissenschaften, wo die Triangulation Anwendung fand. Beispielsweise werden hier Umfragedaten trianguliert (Homburg et al., 2009, S. 173 ff.). Heute ist die Triangulation in der Wissenschaft unverzichtbar. Flick definiert sie als Methode zur qualitativen Forschung wie folgt (Flick, 2004, S. 11): „Triangulation beinhaltet die Einnahme unterschiedlicher

Perspektiven auf einen untersuchten Gegenstand [...]. Diese Perspektiven können in unterschiedlichen Methoden, die angewandt werden, und/oder unterschiedlichen gewählten theoretischen Zugängen konkretisiert werden, wobei beides wiederum miteinander in Zusammenhang steht bzw. verknüpft werden sollte. Weiterhin bezieht sie sich auf die Kombination unterschiedlicher Datensorten jeweils vor dem Hintergrund der auf die Daten jeweils eingenommenen theoretischen Perspektiven. Diese Perspektiven sollten so weit als möglich gleichberechtigt und gleichermaßen konsequent behandelt und umgesetzt werden. Gleichermäßen sollte durch die Triangulation [...] ein prinzipieller Erkenntniszuwachs möglich sein, dass also bspw. Erkenntnisse auf unterschiedlichen Ebenen gewonnen werden, die damit weiter reichen, als es mit einem Zugang möglich ist.“

Nach Denzin werden insgesamt vier verschiedene Formen der Triangulation unterschieden (Settinieri, 2015, S. 21 f.):

- Daten-Triangulation: Hier werden Daten aus verschiedenen Quellen, von verschiedenen Zeitpunkten, unterschiedlichen Orten, unterschiedlichen Personen zur Untersuchung desselben „Phänomens“ verwendet.
- Forscher-Triangulation: Hier werden verschiedene Datenerheber (Forscher, Interviewer, Beobachter) eingesetzt, um Verzerrungen durch den Datenerheber zu minimieren.
- Theorien-Triangulation: Hier werden verschiedene Theorien zur Erklärung eines Phänomens herangezogen. Durch Daten wird die plausibelste Theorie ermittelt oder eine eigene Theorie aus den bestehenden Theorien entwickelt.
- Methoden-Triangulation: Hier werden zwei Unterkategorien unterschieden. Beim „within-method“-Ansatz wird bei der gleichen Methode die Verwendung verschiedener Subskalen durchgeführt. Beim „between-method“-Ansatz werden unterschiedliche Methoden zur Beantwortung einer Forschungsfrage verwendet (Flick, 2004, S. 13-16 und Settinieri, 2015, S. 23).

Im Rahmen dieser Doktorarbeit soll die „between-method-Triangulation“ Anwendung finden. Dies ist notwendig, da keine Methode alleine für sich betrachtet zur Beantwortung der vorliegenden Forschungsfrage ausreicht. Speziell sollen die Methoden Dokumentenanalyse, Experteninterviews und qualitative Inhaltsanalyse miteinander kombiniert werden. Dokumentenanalyse und Experteninterviews dienen dabei vornehmlich der Datenerhebung und die qualitative Inhaltsanalyse der strukturierten, objektiven Datenauswertung. Ein Vorteil dabei ist, dass die mittels Dokumentenanalyse und qualitativer Inhaltsanalyse ermittelten Informationen aus der vorhandenen Literatur mit den Aussagen der Experten, welche ebenfalls mittels qualitativer Inhaltsanalyse ausgewertet werden, abgeglichen, ergänzt und ggf. angepasst werden. Als Beispiel hierfür seien die Risiken genannt, die mit Hydraulic Fracturing verbunden sind. Die Dokumentenanalyse stellt zunächst die Literatur, welche sich mit Risiken beschäftigt, zur Verfügung. Anhand qualitativer Inhaltsanalyse können hieraus alle relevanten Risiken sowie mögliche Strategien zur Eindämmung analysiert werden (vgl. Kapitel 7.3). Mittels Experteninterviews – ebenfalls ausgewertet durch qualitative Inhaltsanalyse – können diese Informationen bestätigt, ergänzt oder korrigiert werden und so kann ein ganzheitliches Bild geschaffen werden.

5.1.2. Dokumentenanalyse als Teil der Triangulation

Wie bereits oben beschrieben ist die Dokumentenanalyse ein wichtiger Teil der innerhalb dieser Arbeit durchgeführten Forschungsmethode der Triangulation. So ermöglicht sie eine zielgerichtete, systematische und regelgeleitete Sammlung und Archivierung von bereits veröffentlichten und unabhängig vom Forschungsprozess produzierten Dokumenten (Döring/Bortz, 2016, S. 537). Dies erlaubt eine sorgfältige Analyse des vorhandenen Forschungsstandes und so zum Beispiel die Entwicklung eines fundierten Interviewleitfadens für die ebenfalls innerhalb der Doktorarbeit geplanten Experteninterviews, um so die entsprechenden Lücken innerhalb der Literatur zu schließen.

Für die Durchführung der Dokumentenanalyse wurde in den Datenbanken ScienceDirect, SpringerProfessional und GoogleScholar nach folgenden mit dem Thema in Verbindung stehenden Begriffen gesucht:



Abbildung 23: Verwendete Suchbegriffe zum Thema in den Datenbanken ScienceDirect, SpringerProfessional und GoogleScholar.

Weiterhin wurden die Suchbegriffe ins Englische übersetzt und es wurde so auch nach Begriffen wie zum Beispiel „Hydraulic fracturing natural gas“ oder auch „Fracking productivity“ gesucht. Anstatt der Kombination der oben genannten Begriffe mit dem Term „Hydraulic fracturing“ oder „Fracking“ wurden die meisten der oben genannten Suchbegriffe auch alleine oder in Kombination mit dem Wort „Schiefergas“ bzw. „shale gas“ und „Energiewende“ verwendet. Basierend auf dieser Dokumentenanalyse wurden zahlreiche wichtige und für diese Arbeit relevante Studien gefunden. So wurde beispielsweise für die Entwicklung des Erdgaspreises innerhalb der Energiewende nachfolgende Literatur eruiert:

- Janßen, T.; Lechtenböhmer, S.; Kunz, C. (2015). Entwicklung der Preise für fossile Brennstoffe. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien e.V.
- Department of Energy & Climate Change (DECC) (2015). DECC 2015 Fossil Fuel Price Assumptions. London: UK government.

Hinsichtlich der Kosten und der Wirtschaftlichkeit konnten folgende relevante Studien ausfindig gemacht werden:

- Weijermars, R. (2013). Economic appraisal of shale gas plays in Continental Europe. In: Applied Energy. (Ausgabe 106). S. 100-115.
- Kuhn, M.; Umbach, F. (2011). Strategic perspective of unconventional gas: a game changer with implication for the EU's energy security. London: European Centre for Energy and Resource Security.

Zum Thema Volkswirtschaft und Hydraulic Fracturing wurden die nachfolgenden Studien gefunden:

- Bonetti, L.; Bashlykov, N. A. (2014). Shale Gas and Germany's Energiewende: A Cost-Benefit Analysis for the Power Generation Sector. Bergen: Norwegian School of Economics.
- Lohmann, D. (2012). Erdgas aus Schiefer. In: Lohmann, D. & Podbregar, N. (Hrsg.). Im Fokus: Bodenschätze. Auf der Suche nach Rohstoffen. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag.

Auch zu den Umweltrisiken liegt eine große Anzahl an Studien vor. Als Beispiel seien folgende Arbeiten hier erwähnt:

- Sovacool, B. K. (2014). Cornucopia or curse? Reviewing the costs and benefits of shale gas hydraulic fracturing (fracking). In: Renewable and Sustainable Energy Reviews. (Ausgabe 37). S. 249-264.
- Acatech (2015). Hydraulic Fracturing – eine Technologie in der Diskussion. München: Deutsche Akademie der Technikwissenschaften.

Darüber hinaus wurden neben den oben gefundenen Arbeiten noch viele weitere wichtige Studien in Verbindung mit dem Thema dieser Arbeit entdeckt. Diese hier alle aufzuzählen würde aber den Rahmen sprengen.

Die mittels Dokumentenanalyse gefundene Literatur wurde einer sorgfältigen qualitativen Inhaltsanalyse (vgl. 5.1.4) unterzogen und so wurde der Forschungsstand hinsichtlich der Arbeit dargestellt. Dieser wiederum bildet die Grundlage für die ebenfalls im Rahmen der Triangulation durchgeführten Experteninterviews, da anhand der in der Dokumentenanalyse gefundenen Informationen der entsprechende Interviewleitfaden erstellt wurde.

5.1.3. Leitfadengestützte Experteninterviews als Teil der Triangulation

Neben der Dokumentenanalyse sollen sog. leitfadengestützte Experteninterviews durchgeführt werden. Solche Interviews lassen sich definieren „als ein systematisches und theoriegeleitetes Verfahren der Datenerhebung in Form der Befragung von Personen, die über exklusives Wissen über Verhandlungs- und Entscheidungsprozesse oder über Strategien, Instrumente und die Wirkungsweisen von bestimmten Sachverhalten verfügen“ (Kaiser, 2014, S. 6). Derartige durch einen Leitfaden strukturierte Interviews eignen sich, wissenschaftliches (Hintergrund-)Wissen zu rekonstruieren und über eine große Offenheit in der Interviewsituation auch Aspekte des Themas zu erschließen, die in der wissenschaftlichen Literatur noch nicht im Einzelnen behandelt wurden, oder die dort behandelten Aspekte durch eigene Erfahrungen und Erkenntnisse der befragten Experten zu bestätigen oder zu widerlegen (Niebert/Gropengießer, 2014, S. 122). Zu den Gütekriterien von Experteninterviews zählen das systematische Vorgehen, die Einhaltung der Anforderung der intersubjektiven Nachvollziehbarkeit der Verfahren der Datenerhebung sowie darüber hinaus auch eine nach wissenschaftlichen Gesichtspunkten zu vollziehende Datenanalyse (Kaiser, 2014, S. 6). Voraussetzung hierfür ist die Erstellung eines Interviewleitfadens, der lenkend eingesetzt ein übersichtliches und gut strukturiertes Spektrum an Fragen enthalten muss und damit auch einer logischen Struktur zu folgen hat (Niebert/Gropengießer, 2014, S. 126).

Die Auswahl der Experten, der Interviewleitfaden sowie das Vorgehen bei der Durchführung der Interviews sind in Kapitel 6 dargestellt.

5.1.4. Qualitative Inhaltsanalyse als Teil der Triangulation

Die Auswertung der Dokumentenanalyse und der Experteninterviews wird nach dem Verfahren der qualitativen Inhaltsanalyse vorgenommen und umgesetzt (Bogner et al., 2014, S. 71). Eine qualitative Inhaltsanalyse ist dabei eine Auswertungsmethode, nach der Texte bearbeitet und analysiert werden, die im Rahmen sozialwissenschaftlicher Forschungsprojekte in der Datenerhebung erhoben werden (Mayring/Fenzl, 2014, S. 543). Eine solche Inhaltsanalyse fokussiert sich auf die Auswertung der mittels Dokumentenanalyse ausfindig gemachten Literatur oder auf das von den Experten zur Verfügung gestellte Wissen, das sich als eine Ansammlung von Informationen konzeptualisiert (Bogner et al., 2014, S. 72). Nach Mayring und Fenzl handelt es sich bei einer strukturierenden qualitativen Inhaltsanalyse um deduktive Kategorienanwendungen, bei denen das vor der Analyse entwickelte theoriegeleitete Kategoriensystem an den Text herangetragen wird. „Zentrales Hilfsmittel stellt hier der Kodierleitfaden dar, der für jede Kategorie eine Definition, typische Textpassagen als Ankerbeispiele und Kodierregeln zur Abgrenzung zwischen den Kategorien enthält (zur Begründung siehe die Ausführungen im nächsten Abschnitt). Der Kodierleitfaden wird zunächst theoriegeleitet entwickelt und in einer Pilotphase am Material weiter ausgebaut und ergänzt“ (2014, S. 548). Der Ablauf einer derart theoriegeleiteten Vorgehensweise kann im Rahmen der qualitativen Inhaltsanalyse wie folgt beschrieben werden (Bogner et al., 2014, S. 73-74):

- *Fragestellung und Materialauswahl:* Zunächst müssen in einem ersten Schritt die Fragestellung sowie die konkrete Frageperspektive bestimmt werden, wobei die inhaltlich relevanten Aspekte durch die Definition der Forschungsfragen entschieden werden. In der Folge wird das zu analysierende Material definiert, d. h., ein Textkorpus mit stichhaltigen Informationen wird bestimmt.
- *Aufbau eines Kategoriensystems:* Im zweiten Schritt geht es um die Entwicklung eines Kategoriensystems, wobei eine durch Abhängigkeitsbeziehungen strukturierte Vielzahl von Kategorien bestimmt wird, auch in den Dimensionen von Ursache und Wirkung.

- *Extraktion:* Im dritten Schritt werden die Interviewtexte systematisch in ein thematisch geordnetes Konglomerat relevanter Informationen umgeformt. Die Texte werden auf zweckdienliche Informationen untersucht und die Rohdaten dem Kategoriensystem zugeordnet, um eine aus verschiedenen Ursprungstexten zusammengesetzte integrierte Informationsbasis zu schaffen. Es geht um die Extraktion aller relevanten Informationen.
- *Aufbereitung der Daten:* Im vierten Schritt wird die Qualität der Datenbasis verbessert, indem über verschiedene Interviews verstreute, aber inhaltlich zusammenhängende Informationen zusammengefasst werden.
- *Auswertung:* Schließlich erfolgen eine theoriegeleitete Analyse und Interpretation der relevanten Texte für die Beantwortung der Forschungsfrage.

5.2. Betriebswirtschaftliche Bewertung

5.2.1. Methoden für die betriebswirtschaftliche Bewertung

Wie in Kapitel 3 und 4 beschrieben ist die Bestimmung der Wirtschaftlichkeit einer unkonventionellen Schiefergasförderung in Deutschland eines der Ziele dieser Arbeit. Generell kann dies mittels Investitionsrechenverfahren bestimmt werden. Diese können statisch oder dynamisch betrachtet werden, wie in nachfolgender Übersicht aufgezeigt wird (Hoffmeister, 2008, S. 33 f.).

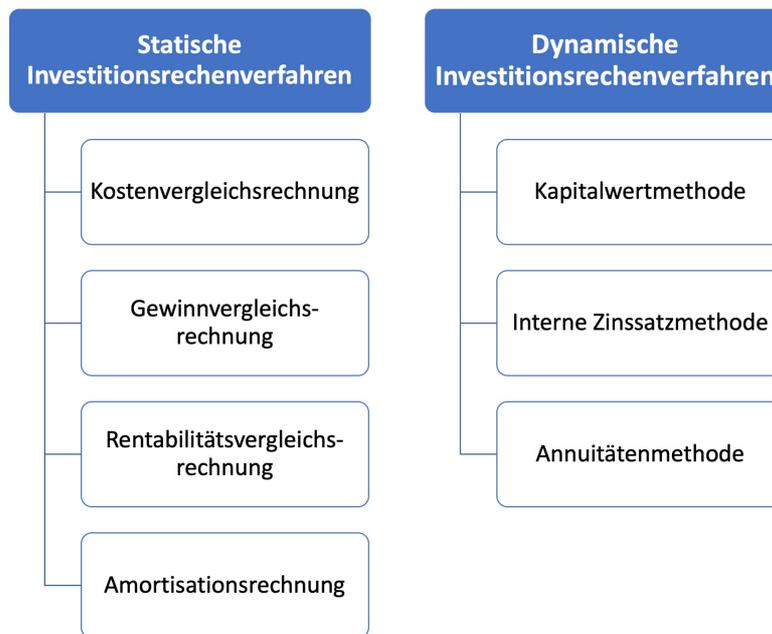


Abbildung 24: Übersicht über die verschiedenen statischen und dynamischen Investitionsrechenverfahren (Hoffmeister, 2008, S. 1 ff.).

Zu den statischen Investitionsrechenverfahren gehören Kostenvergleichsrechnung, Gewinnvergleichsrechnung, Rentabilitätsvergleichsrechnung und Amortisationsrechnung (Pape, 2011, S. 304). Bei der Kostenvergleichsrechnung werden zum Beispiel die Kosten verschiedener Investitionen gegenübergestellt, um die Investition mit den geringsten Kosten zu bestimmen. Hierbei wird allerdings die absolute Vorteilhaftigkeit einer Investition vorausgesetzt und es werden gleiche Erträge der unterschiedlichen Investitionen angenommen (Hoffmeister, 2008, S. 50 ff.). Die Gewinnvergleichsrechnung hingegen ermöglicht die Berechnung des Gewinnes einer Investition und somit eine absolute Vorteilhaftigkeitsanalyse (Pape, 2015, S. 334 ff.). Analog kann die absolute Vorteilhaftigkeit auch bei den beiden übrigen Verfahren (Rentabilitätsvergleichsrechnung und Amortisationsrechnung) bestimmt werden – allerdings wird nicht der Gewinn verglichen, sondern die Rentabilität bzw. die Dauer der Amortisation der Investition (Pape, 2015, S. 342 ff.).

Allgemein ist der Schwachpunkt der statischen Investitionsrechenmodelle aber die Kalkulation auf der Basis eines Durchschnittsjahres. Dadurch bleibt die zeitliche Struktur von Ein- und Auszahlungen unberücksichtigt. In der Regel sind aber die mit einer Investition verbundenen Ein- und Auszahlungen zeitlich nicht konstant. Zum

Beispiel verursacht eine unkonventionelle Schiefergasförderung anfangs hohe Anschaffungszahlungen und in den folgenden Jahren – auch bedingt durch einen schwankenden Gaspreis – Ein- bzw. Auszahlungen (Cashflow) in wechselnder Höhe. Den Aspekt, dass der Cashflow zeitlich versetzt sein kann und zu einem späteren Zeitpunkt geringer ist, versuchen die dynamischen Investitionsrechenverfahren Kapitalwertmethode, interne Zinssatzmethode und Annuitätenmethode zu berücksichtigen (Kruschwitz, 2014, S. 44 ff. & Pape, 2015, S. 304).

Aufgrund der Tatsache, dass die Kapitalwertmethode bzw. „net present value“-Methode (auch „discounted cash flow“-Methode, wenn Fokus auf Unternehmensbewertung liegt) ein in der Unternehmenspraxis international dominierendes Verfahren darstellt, wird sie auch innerhalb dieser Arbeit verwendet (Kruschwitz/Löffler, 2006, S. 1 ff.). Hierbei wird der Kapitalwert durch Berechnung der Rückflüsse (Differenz der investitionsbezogenen Einnahmen und Ausgaben) für jedes Jahr individuell berechnet, so dass Schwankungen (z. B. Gaspreise) jährlich berücksichtigt werden. Parallel wird beim Kapitalwert bereits der kalkulatorische Zinssatz berücksichtigt, wodurch sich für den Fall eines positiven Kapitalwerts eine absolute Vorteilhaftigkeit der Investition ergibt. Der Kapitalwert wird daher als Summe der jährlichen Differenzen zwischen Ein- und Auszahlung multipliziert mit dem kalkulatorischen Zinssatz wie folgt berechnet (Pape, 2015, S. 348 ff.):

$$KW_t = \sum_{t=1}^n (E_t - A_t) \cdot (1 + i)^{-t}$$

Gleichung 6: Kapitalwert zum Zeitpunkt t (KW_t) mit E_t = Einzahlung zum Zeitpunkt t, A_t = Auszahlung zum Zeitpunkt t, n = Nutzungsdauer, i = kalkulatorischer Zinssatz.

Über den Term $(1 + i)^{-t}$ wird dabei auch berücksichtigt, dass zukünftige Zahlungen deutlich weniger wert sind als in der Gegenwart. Als Beispiel sei hier genannt, dass im Jahr 0 eine Investition von 1 Mio. Euro gemacht wird. Der kalkulatorische Zinssatz wird mit 10 % angenommen. Dann ist die entsprechende Auszahlung mit $(1 + 0,1)^0$ zu multiplizieren. Sie ist also in der Gegenwart die 1 Mio. Euro wert. Wird nun im nächsten Jahr ein Überschuss in Höhe von 500 T Euro erwirtschaftet, so ist diese Einzahlung mit dem Term $(1 + 0,1)^{-1}$ zu multiplizieren, wodurch sich ein abgezinster Betrag in Höhe von 455 T Euro ergibt. Dieser abgezinste Betrag wird auch als Barwert bezeichnet. Die

Summe aller Barwerte über die Jahre der Nutzungsdauer der Investition ergibt dann den oben beschriebenen Kapitalwert.

Ein- und Auszahlungen, Nutzungsdauer und die Zeit sind feste Werte in obiger Gleichung 6. Fraglich ist allerdings, wie hoch der kalkulatorische Zinssatz zu wählen ist. Dazu kann der Ansatz des gewogenen Kapitalkostensatzes (engl. WACC) herangezogen werden. Er berücksichtigt, dass sich das Kapital für eine Investition meist aus Eigen- und Fremdkapital zusammensetzt. Beide Anteile werden dabei mit dem entsprechenden gültigen Zinssatz r multipliziert. Die Fremdkapitalkosten werden zusätzlich noch um den Steuervorteil $(1 - t)$ reduziert, wie in folgender Gleichung 7 zu sehen ist (Schuster/Rüdt von Collenberg, 2017, S. 155 ff.):

$$WACC = r_{FK} \cdot \left(\frac{FK}{GK}\right) \cdot (1 - t) + r_{EK} \cdot \left(\frac{EK}{GK}\right)$$

Gleichung 7: Gewogener Kapitalkostensatz (WACC) mit r_{FK} = Zinssatz für Fremdkapital, t = kalkulatorischer Steuersatz, r_{EK} = Zinssatz für Eigenkapital, EK = Eigenkapital, FK = Fremdkapital, GK = Gesamtkapital.

Während die Fremdkapitalkosten über den entsprechenden Fremdkapitalzinssatz r_{FK} vergleichsweise einfach zu bestimmen sind, ist die Berechnung der Eigenkapitalkosten aufgrund des stark variierenden Eigenkapitalzinssatzes r_{EK} deutlich schwieriger zu bestimmen. Eine Möglichkeit zur Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes gibt wiederum das Capital Asset Pricing Model (CAPM). Das CAPM definiert dabei ein Marktportfolio, welches sämtliche riskanten Wertpapiere enthält. Per Definition erhält dieses Portfolio einen β -Faktor von 1. In der Regel wird für dieses Portfolio der MSCI World herangezogen. Reagiert nun die Aktie eines Unternehmens doppelt so stark auf eine Kursänderung des MSCI World, dann beträgt der β -Faktor 2. Umgekehrt beträgt der β -Faktor 0,5, wenn die Aktie nur halb so stark reagiert (Hoffmeister, 2008, S. 235 ff.). Gemäß CAPM berechnet sich die Verzinsung des Eigenkapitals eines Investors damit aus der Summe der Verzinsung einer risikofreien und einer risikobehafteten Anlage. Die Berechnung der risikobehafteten Anlage erfolgt über die Multiplikation des β -Faktors mit der Rendite am Aktienmarkt. Somit ergibt sich (Schuster/Rüdt von Collenberg, 2017, S. 148 ff.):

$$r_{EK} = i + \beta \cdot (r_m - i)$$

Gleichung 8: Eigenkapitalverzinsung (r_{EK}) mit i = Zinssatz für risikolose Anlagen, r_M = Rendite am Aktienmarkt, β = Beta-Faktor des Unternehmens.

Eng verbunden mit der Kapitalwertmethode ist die interne Zinssatzmethode (auch interne Zinsfußmethode genannt). Bei ihr wird der Kapitalwert aus Gleichung 6 gleich null gesetzt und die Verzinsung des eingesetzten Kapitals bestimmt. Der Vergleich mit dem kalkulatorischen Zinssatz aus Gleichung 7 kann dann Schlüsse zulassen, ob eine Investition sinnvoll ist (ter Horst, 2009, S. 85 ff.).

5.2.2. Berücksichtigung von Unsicherheiten

Die Investition in eine unkonventionelle Schiefergasförderung mittels HF ist mit einigen Unsicherheiten versehen. So müssen zum Beispiel die zukünftige Entwicklung des Gaspreises oder aber auch die Kosten einer HF-Operation abgeschätzt werden. Es liegen somit keine absoluten Zahlen vor, wie dies zum Beispiel bei einer Investition in eine neue Maschine der Fall wäre.

Zur Berücksichtigung dieser Unsicherheit gibt es im Wesentlichen drei verschiedene Methoden (Hoffmeister, 2008, S. 187):

- Korrekturverfahren
- Extremwertberechnung
- Sensitivitätsanalyse

Beim Korrekturverfahren wird durch pauschale Zu- bzw. Abschläge ein Sicherheitspuffer eingebaut. Zum Beispiel können alle unsicheren Werte mit 20 % verändert werden. Folglich wird aus einer realistischen Nutzungsdauer von zehn Jahren eine eher pessimistische Nutzungsdauer von acht Jahren. Analog kann auch für andere unsichere Parameter vorgegangen werden. Häufig führt dieser Ansatz aber zu einer deutlichen Überbewertung des Sicherheitsaspekts, da so viele Parameter

gleichzeitig pessimistisch betrachtet werden. Dadurch wird so aus einer sinnvollen eine unrentable Investition (Hoffmeister, 2008, S. 188).

Bei der Extremwertmethode werden unsichere Größen optimistisch, wahrscheinlich und pessimistisch abgeschätzt. Darauf aufbauend wird die Investitionsrechnung durchgeführt. Daraus resultiert ein wahrscheinlicher Wert und dessen Schwankungsbereich (Hoffmeister, 2008, S. 196 f.).

Im Rahmen dieser Arbeit findet die Sensitivitätsanalyse Anwendung. Gemäß Drosse und Vossebein hat die Sensitivitätsanalyse die „Aufgabe, Empfindlichkeiten der Kalkülzielgröße (Gewinn, Kapitalwert, etc.) zu identifizieren“ (Drosse/Vossebein, 1999, S. 109). Bei ihr wird also der Einfluss von Unsicherheiten einzelner Parameter betrachtet. Im Falle der Investitionsrechnung der unkonventionellen Schiefergasförderung gibt es mehrere unsichere Faktoren wie zum Beispiel:

- Zukünftige Entwicklung des Gaspreises
- Kosten einer HF-Operation
- Produktivität bzw. Dauer der Förderung

Die Sensitivitätsanalyse betrachtet nun den Effekt jedes einzelnen unsicheren Faktors auf das Ergebnis der Investitionsrechnung. Es werden also nicht nur die wahrscheinlichsten Kosten für eine HF-Operation betrachtet, sondern auch der best und worst case. Analog wird auch für die anderen ungewissen Größen vorgegangen. Hierdurch wird schnell ersichtlich, welche unsichere Größe für die Vorteilhaftigkeit einer Investition entscheidend ist. Alternativ kann auch beurteilt werden, wie stark ein bestimmter Wert abweichen darf, damit die Investition noch vorteilhaft ist (Drosse/Vossebein, 1999, S. 109 ff.).

5.2.3. Vorgehen bei der betriebswirtschaftlichen Bewertung

Das Vorgehen für die betriebswirtschaftliche Bewertung einer unkonventionellen Förderung von Schiefergas in Deutschland ist in folgender Grafik schematisch dargestellt:

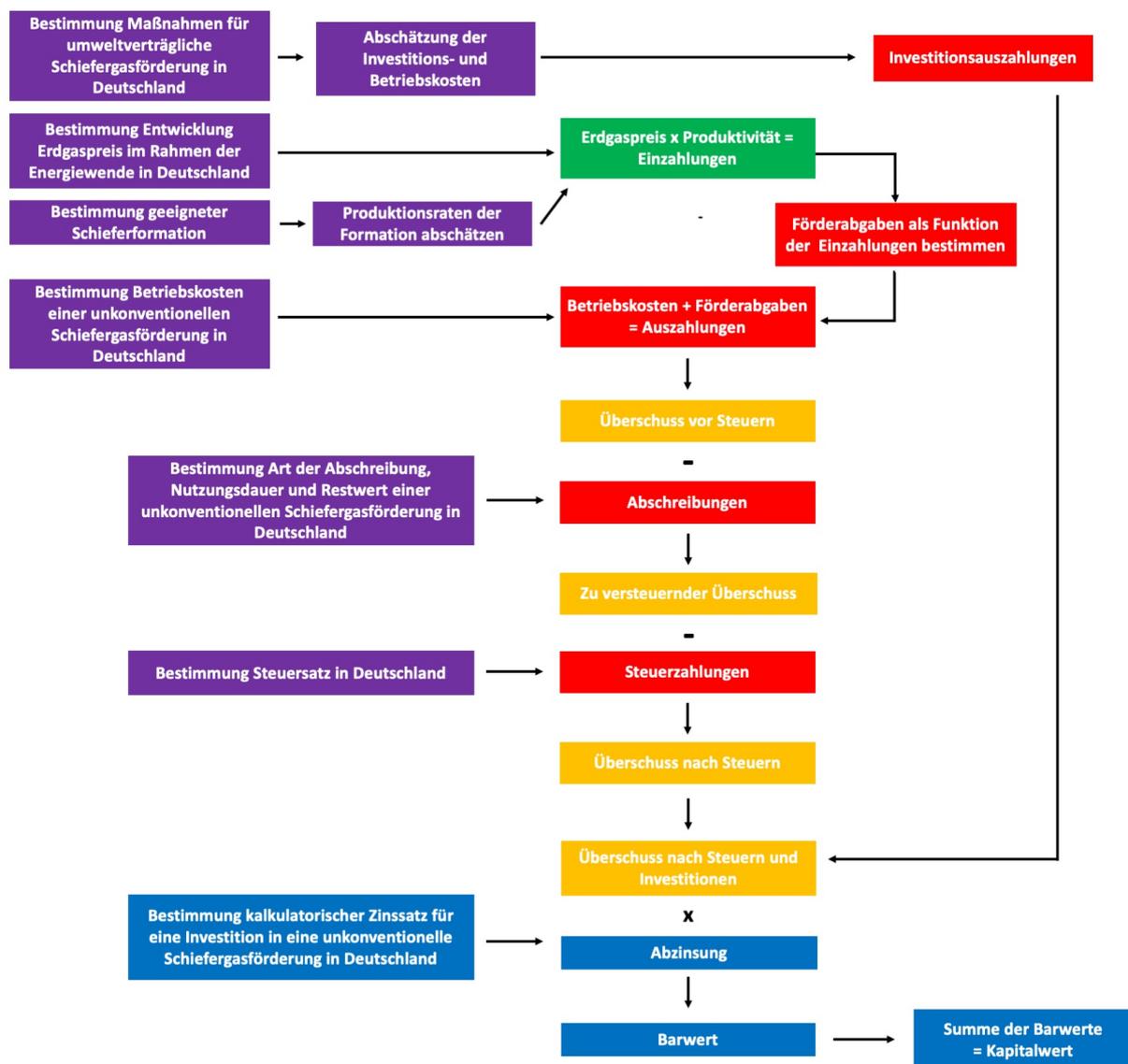


Abbildung 25: Vorgehen zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer unkonventionellen Schiefergasförderung in Deutschland.

Zunächst müssen daher im Rahmen der Doktorarbeit die Maßnahmen und Bedingungen zur Durchführung einer möglichst umweltverträglichen unkonventionellen Schiefergasförderung ermittelt werden (vgl. Kapitel 7.3). Darauf aufbauend können anhand der Einschätzungen der Experten die Investitionsauszahlungen abgeschätzt werden. Weiterhin müssen die zukünftige Entwicklung des Erdgaspreises sowie eine geeignete Schiefergasformation und ihre Produktionsraten ermittelt werden (siehe Kapitel 7.1, 7.2 und 7.5). Anschließend können dann die jährlichen Einzahlungen der Investition bestimmt werden. Anhand der Bestimmung der Förderabgaben, der Betriebskosten, der Abschreibungen und der Steuern (Posten werden in Kapitel 7.4 abgeschätzt) kann basierend darauf dann der

Überschuss nach Steuern prognostiziert werden. Durch Abzug der Investitionen entsteht so der Posten „Überschuss nach Steuern und Investitionen“. Dieser Posten muss nun mittels des kalkulatorischen Zinssatzes entsprechend abgezinst werden, wodurch der Barwert für die einzelnen Jahre bestimmt werden kann. Im Vorfeld dazu muss aber noch der kalkulatorische Zinssatz für eine Investition in eine unkonventionelle Schiefergasförderung abgeschätzt werden. Dies findet in Kapitel 7.4 der Arbeit statt. Anhand der Abzinsung wird schließlich der Kapitalwert bestimmt. Er erlaubt eine Einschätzung, ob eine Investition in die unkonventionelle Schiefergasförderung in Deutschland sinnvoll ist.

Sollte ein positiver Kapitalwert bestimmt werden, so wird parallel noch die Bestimmung des internen Zinssatzes (auch interner Zinsfuß genannt) durchgeführt. Dazu wird graphisch ermittelt, wann der entsprechende Kapitalwert null ist. Nachfolgende Grafik zeigt die schrittweise Annäherung zur Bestimmung des internen Zinsfußes auf:

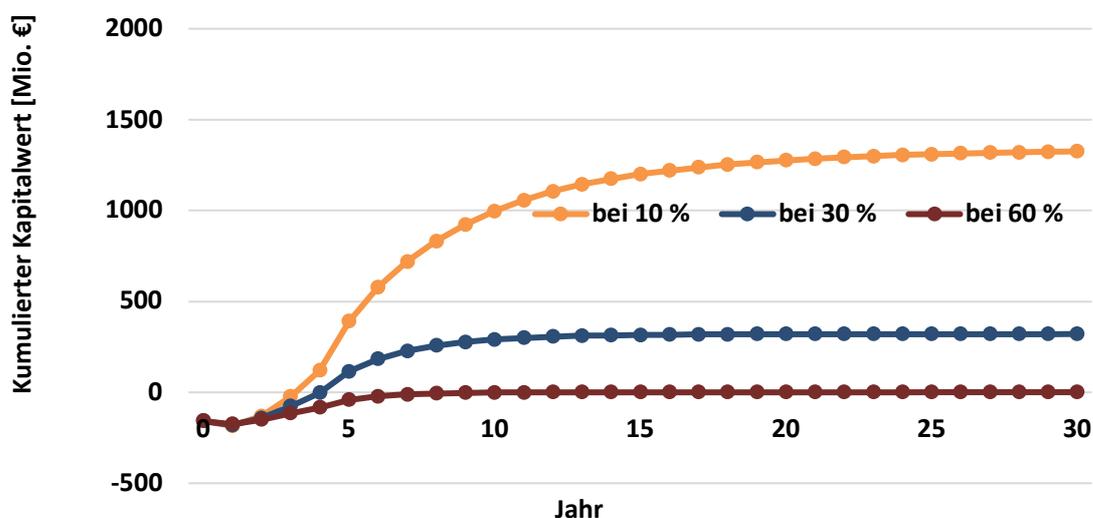


Abbildung 26: Veranschaulichung der graphischen Ermittlung des internen Zinsfußes.

Anhand der obigen Abbildung ist gut erkennbar, dass in diesem Fall der interne Zinsfuß bei 60 % liegen würde.

Abschließend soll noch eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt werden. Dabei wird die Änderung des Kapitalwerts bestimmt, falls sich einer der Parameter (Erdgaspreis, Investitionskosten, Betriebskosten, Produktionsraten, Steuern, Förderabgaben,

kalkulatorischer Zinssatz) um +/- 20 % ändern sollte. Dies ermöglicht schnell einen Eindruck, welche der in Abbildung 25 aufgezeigten Parameter kritisch für den Kapitalwert der Investition sind.

5.3. Volkswirtschaftliche Bewertung

5.3.1. Methoden für die volkswirtschaftliche Bewertung

Zur Bewertung, ob HF aus volkswirtschaftlicher Sicht Sinn ergibt, bietet sich eine Nutzen-Kosten-Analyse an. Die Nutzen-Kosten-Analyse (im Englischen auch als „cost benefit analysis“ bezeichnet) stellt laut Hanusch „das wohl bekannteste wirtschaftlichkeitsanalytische Verfahren für den öffentlichen Sektor dar“. Speziell können damit zwei zentrale Fragen beantwortet werden (Hanusch, 2011, S. 1):

1. Sind staatliche Projekte auf Kosten des privaten Sektors ökonomisch sinnvoll?
2. Welches Vorhaben ist aus einer Anzahl von Alternativen am sinnvollsten?

Zur Beantwortung dieser Fragen sind folgende Schritte notwendig:

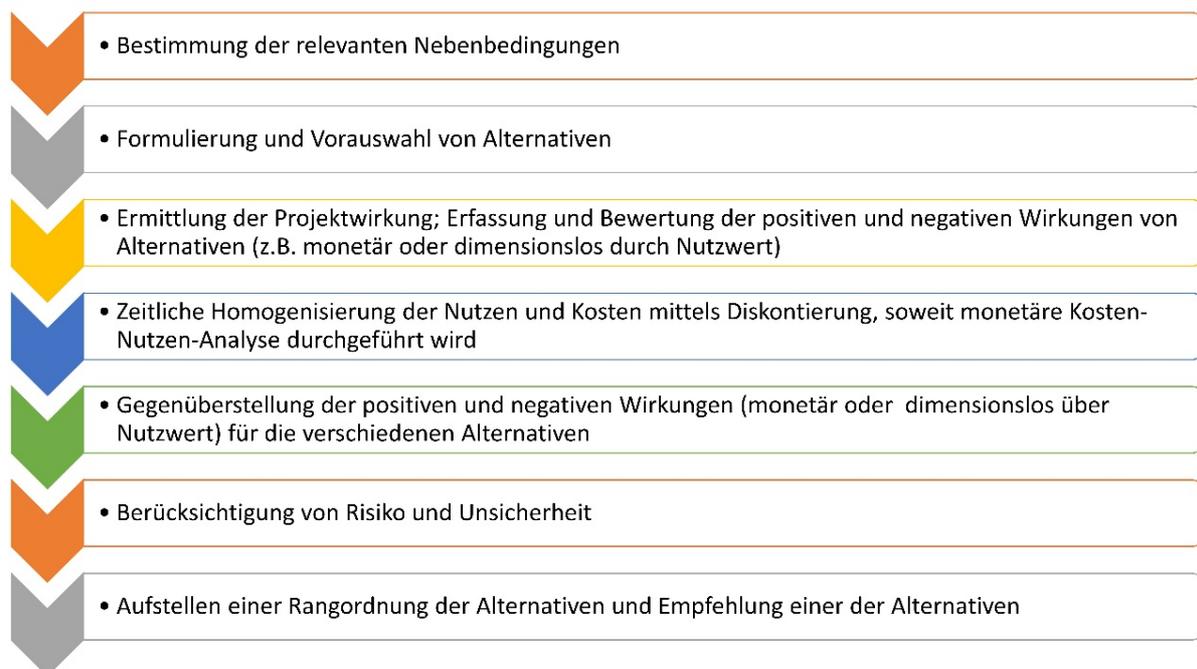


Abbildung 27: Schritte einer Nutzen-Kosten-Analyse in Anlehnung an (Hanusch, 2011, S. 7).

Prinzipiell werden drei verschiedene Arten von Nutzen-Kosten-Analysen unterschieden:

- Kosten-Nutzen-Analyse
- Nutzwertanalyse
- Kosten-Wirksamkeitsanalyse

Einfach ausgedrückt, werden bei der Kosten-Nutzen-Analyse sämtliche positiven und negativen Wirkungen einer Alternative monetär ausgedrückt. Dadurch ist es notwendig, externe Effekte, wie zum Beispiel Lärmbelästigung, monetär abzuschätzen und auch eine zeitlich versetzte Wirkung der Kosten und Nutzen zu berücksichtigen (vgl. Schritt 4 in obiger Grafik) (Westermann, 2012, S. 1 ff.). Bei der Nutzwertanalyse werden dagegen sämtliche positiven und negativen Effekte einer Alternative über einen dimensionslosen Nutzwert ausgedrückt. Dieser muss durch Experten oder den Autor selbst abgeschätzt werden und ist daher subjektiv (Hanusch, 2011, S. 175 ff.). Die Kosten-Wirksamkeitsanalyse basiert darauf, dass es bei der Kosten-Nutzen-Analyse teilweise schwierig ist, den Nutzen monetär zu bewerten. Daher werden bei dieser Methode nur die Kosten monetär aufgeführt, wohingegen der Nutzen analog zur Nutzwertanalyse über eine dimensionslose Größe dargestellt wird (Hanusch, 2011, S. 161 ff.). Nachfolgende Tabelle fasst die Charakteristika der drei verschiedenen Methoden übersichtlich zusammen:

Tabelle 5: Gegenüberstellung der Merkmale von Kosten-Nutzen-Analyse, Nutzwertanalyse und Kosten-Wirksamkeitsanalyse.

Merkmale	Kosten-Nutzen-Analyse	Nutzwertanalyse	Kosten-Wirksamkeitsanalyse
Allgemein	<ul style="list-style-type: none"> Rein monetäres Bewertungsverfahren, da Gegenüberstellung Kosten und Nutzen in Geldeinheiten 	<ul style="list-style-type: none"> Nutzen bzw. Kosten werden mit dimensionslosen Wertziffer versehen / bewertet 	<ul style="list-style-type: none"> Nutzen werden nicht-monetär analog Nutzwertanalyse erfasst. Kosten werden monetär analog Kosten-Nutzen-Analyse erfasst.
Aussage	<ul style="list-style-type: none"> Klare Aussage, welche Alternative wirtschaftlicher ist. 	<ul style="list-style-type: none"> Aussage, welche Alternative einen größeren Wert hat. 	<ul style="list-style-type: none"> Aussage, welche Alternative den größten Nutzen bei den geringsten Kosten aufweist
Limitierung	<ul style="list-style-type: none"> Bewertung von externen Effekten in Geldeinheiten teilweise schwierig Berücksichtigung, dass Kosten und Nutzen ggf. zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen. Dadurch müssen sie akkumuliert bzw. diskontinuierlich werden, was mit teilweise größeren Fehlern verbunden ist. 	<ul style="list-style-type: none"> Subjektiv, da Nutzen bzw. Kosten auf Schätzung des Autors oder der Befragten beruht Weiterer Unsicherheitsfaktor ist die Gewichtung der Effekte, welche auch subjektiv durchgeführt werden muss. 	<ul style="list-style-type: none"> Nutzen wird subjektiv betrachtet Bei Kosten Problem, zu welchem Zeitpunkt diese anfallen und wie genau sie bewertet werden müssen (vergleiche Kosten von Lärmbelästigung) Schwierigkeit Alternativen zu vergleichen, wenn ungleiche Kosten Nutzen (z.B. Alternative A höherer Nutzwert als B, aber auch teurer)

5.3.2. Verwendete Methode im Rahmen der Doktorarbeit

Innerhalb der Doktorarbeit wird eine betriebswirtschaftliche Bewertung von HF durchgeführt. Hierbei soll geklärt werden, ob HF für den einzelnen Betreiber rentabel sein kann. Dabei werden bereits Maßnahmen zur Eindämmung der Risiken durch HF bei den Kosten berücksichtigt. Allerdings ist davon auszugehen, dass trotz dieser Maßnahmen immer noch Risiken bestehen, welche dann durch die Volkswirtschaft zu tragen sind. Neben diesen negativen externen Effekten können aber auch positive externe Effekte in Erscheinung treten, wie zum Beispiel eine verbesserte Versorgungsautarkie für die Volkswirtschaft.

Die Schwierigkeit besteht nun darin, dass für diese externen Effekte kein Markt existiert. Für die Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse oder Kosten-Wirksamkeitsanalyse muss aber eine Monetarisierung dieser Effekte erfolgen. Dazu haben sich in der Volkswirtschaft Methoden etabliert. Dabei handelt es sich zum Beispiel um die von Clawson und Knetsch entwickelte Reisekostenmethode (Hanusch, 2011, S. 75). Sie soll helfen, zum Beispiel den Nutzen eines Naherholungsgebietes in Geldeinheiten auszudrücken. Dazu werden die Kosten analysiert, welche eine Person

aufbringen würde, um zu diesem Naherholungsgebiet zu reisen. Daraus kann dann gefolgert werden, wie hoch der gesellschaftliche Nutzen hierfür ist. Im Falle von Fracking wäre solch ein Nutzen nicht zu erwarten. Falls aber Fracking zum Beispiel ein Naherholungsgebiet beeinträchtigen würde, so könnte man dadurch auch den Schaden abschätzen. Dies geht bereits in die Richtung eines weiteren Bewertungsansatzes, nämlich der „Bewertung externer Effekte über Marktpreise für schadenskompensierende Güter“ (Hanusch, 2011, S. 85). Ein Beispiel wäre ein Flughafen. So erzeugt dieser eine hohe Lärmbelästigung. Diese kann allerdings nur schwierig in Geldeinheiten ausgedrückt werden. Daher wird bei diesem Ansatz betrachtet, was alles zur Reduzierung der Lärmbelästigung getan werden muss (Lärmschutzwände, spezielle Fenster bei Wohnhäusern, etc.). Diese Kosten werden aufsummiert und so wird eine monetäre Bewertung der Lärmbelästigung abgeleitet. Im Falle von Fracking könnte dies ähnlich durchgeführt werden. Zum Beispiel könnte das Risiko einer Verschmutzung von Grund- bzw. Trinkwasser durch die Kosten für eine permanente Überwachung und im Falle der Nutzung auch für eine Reinigung des Trink- bzw. Grundwassers abgeschätzt werden. Anhand der oben gezeigten Beispiele wird aber bereits deutlich, dass solch eine Monetarisierung schwierig, umfangreich und fehleranfällig ist. Daher hat sich in der Vergangenheit in der Volkswirtschaft mehr und mehr die Nutzwertanalyse durchgesetzt. Bei ihr wird meist eine vergleichende Betrachtung mittels Skala durchgeführt. Das heißt, dass zwei Alternativen zum Beispiel bezüglich Auswirkung auf die Umwelt verglichen werden. Während bei der Kosten-Nutzen-Analyse die Umweltkosten monetär erfasst werden müssten, wird hier nur mittels Skala ausgedrückt, dass zum Beispiel Variante A mit 6 von 10 Punkten auf der Skala wesentlich umweltverträglicher als Variante B mit 1 von 10 Punkten ist. Analog wird für weitere Bewertungskriterien vorgegangen. Auch die Kosten werden damit erfasst, dass die günstigere Variante eine höhere Punktzahl als die teurere erhält. Die Einzelpunkte werden aber nicht einfach zur Gesamtpunktzahl addiert, da dies implizieren würde, dass zum Beispiel Kosten und Umweltverträglichkeit gleich wichtig sind. Daher wird im Vorfeld eine Gewichtung der einzelnen Kriterien ermittelt. Anhand der Gewichtung kann dann die Gesamtpunktzahl festgestellt werden (Hoffmeister, 2008, S. 278 ff.).

Dieses Vorgehen ist vor allem für die mit Fracking verbundenen externen Effekte, welche nur schwer zu monetarisieren sind, deutlich besser geeignet und wird deshalb innerhalb der Doktorarbeit angewandt.

5.3.3. Vorgehen bei der Nutzwertanalyse

Die Nutzwertanalyse kann mehrere Alternativen oder eine Alternative mit dem sog. „Status quo“ (Null-Variante, keine Änderung) vergleichen (Hanusch, 2011, S. 14). Im vorliegenden Fall ergibt der Vergleich „Einführung von HF“ vs. die Null-Variante „keine Einführung von HF – alles bleibt so wie gehabt“ Sinn.



Abbildung 28: Betrachtete Alternativen innerhalb der Nutzwertanalyse.

In einem ersten Schritt müssen alle externen Effekte der Variante „Einführung von HF“ ermittelt und möglichst katalogisiert werden (Westermann, 2012, S. 39). Nachfolgend ist hierzu eine Tabelle als Beispiel aufgeführt:

Tabelle 6: Beispiel zur Katalogisierung der Effekte bei einer Nutzwertanalyse.

Effekt	Beschreibung	Charakteristikum A	Charakteristikum B	Charakteristikum C
Effekt A				
Effekt B				
Effekt C				

In einem zweiten Schritt müssen diese Effekte dann eingeordnet werden. Hierbei steht vor allem die Frage im Zentrum, wie sich diese Effekte zueinander

vergleichen/gewichten lassen. Bei der klassischen Kosten-Nutzen-Analyse erfolgt dieser Vergleich über den Geldwert. Bei der Nutzwertanalyse muss dies über eine relative Gewichtung der Effekte zueinander geschehen. Diese Gewichtung wird meist in sog. präskriptiven Verfahren ermittelt (Lifka, 2008, S. 63). Das heißt, ein Entscheidungsträger bzw. Experte bewertet, welche Bedeutung er einem Effekt beimisst. Diese Bewertung kann in direkter oder indirekter Herangehensweise durchgeführt werden (Hanusch, 2011, S. 178). Bei der direkten Variante wird versucht von den Entscheidungsträgern (oder auch Experten) unmittelbare Einschätzungen zu erfragen ,aus welcher dann die Gewichtung bestimmt werden kann. Zum Beispiel bietet sich diesbezüglich das Verfahren des „direct rankings“ an, bei dem die Experten über die Pfeilzuordnung die Relevanz der Effekte bestimmen:

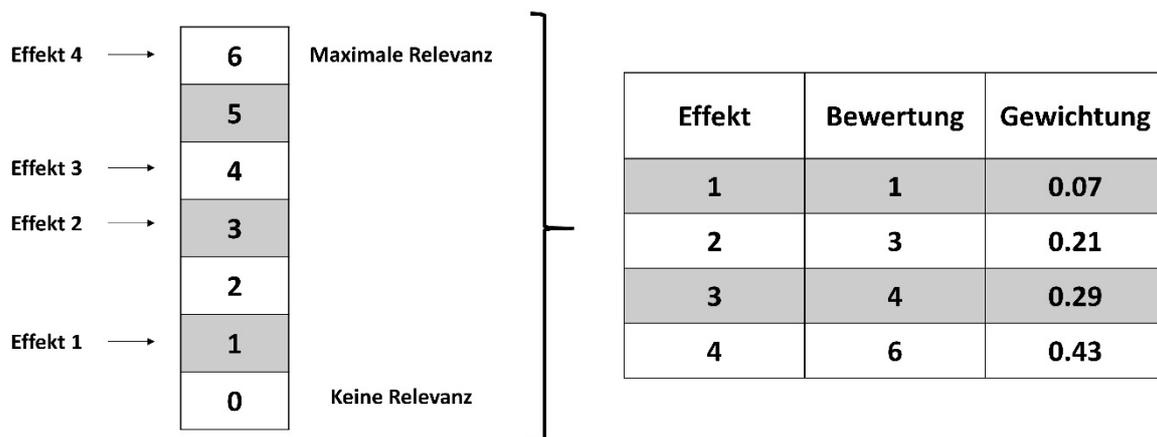


Abbildung 29: Bestimmung der Gewichtung mittels direct rating-Verfahren. Grafik in Anlehnung an Lifka (2008, S. 65 f.).

Sollte eine direkte Gewichtung der Effekte z. B. aufgrund einer zu hohen Komplexität nicht möglich sein, so kann diese auch über das indirekte Verfahren ermittelt werden. Dabei können die Effekte zum Beispiel bezüglich verschiedener Merkmale verglichen werden und so kann dann eine Gewichtung der Effekte zueinander ermittelt werden. Im vorliegenden Fall ist die Komplexität so hoch, dass auf dieses Verfahren zurückgegriffen wird und die Effekte hinsichtlich der Merkmale „Häufigkeit“, „Ausmaß“, „Wirkungsdauer“ und „Wirkungsbereich“ in Anlehnung an Kohler (2006) bewertet werden (S. 1 ff.). Die einzelnen Effekte werden dabei durch die Experten hinsichtlich

dieser Merkmale auf einer Kardinalskala von 0 bis 6 bewertet, wie nachfolgende Tabelle exemplarisch aufzeigen soll:

Tabelle 7: Veranschaulichung der indirekten Methode durch Bewertung der Effekte anhand verschiedener Merkmale.

Effekt	Häufigkeit	Wirkungsdauer	Wirkungsbereich	Ausmaß
Effekt A	3	2	3	6
Effekt B	4	3	1	4
Effekt C	6	2	2	2

Zur Gewichtung werden dann die Punkte eines Effekts aufsummiert und durch die Gesamtpunktzahl geteilt, wie folgende Tabelle veranschaulicht.

Tabelle 8: Ermittelte Gewichtungsfaktoren anhand der indirekten Bewertungsmethode.

Effekt	Punktzahl	Berechnung Gewichtung	Gewichtung
Effekt A	14	$\frac{14}{(14 + 12 + 12)}$	36,8 %
Effekt B	12	$\frac{12}{(14 + 12 + 12)}$	31,6 %
Effekt C	12	$\frac{12}{(14 + 12 + 12)}$	31,6 %

Obige Bestimmung der Gewichtung erfolgt dabei noch relativ allgemein. Das heißt, dass die Experten die Effekte von Fracking, aufgrund ihrer Erfahrung, bewerten – es wird nicht ein expliziter Fall, wie zum Beispiel Fracking in Deutschland, betrachtet.

Dies erfolgt erst im dritten Schritt. Hier wird das Vorhaben, also Fracking in Deutschland, ausführlich vorgestellt und diskutiert. Zum Beispiel wird den Experten geschildert, wo es in Deutschland durchgeführt und was alles für ein sicheres Fracking

in Deutschland unternommen werden soll. Basierend darauf werden die Experten befragt, wie sie die einzelnen Effekte dann für das Vorhaben einschätzen.

Damit kann dann der Teilnutzwert eines Effektes durch Multiplikation der Bewertung des Experten mit der entsprechenden Gewichtung aus Schritt 2 ermittelt werden. Der entsprechende Teilnutzwert erhält ein Minus-Zeichen, wenn er negativ ist (also volkswirtschaftliche Kosten), und ein Plus-Zeichen für den Fall, dass er positiv ist. Die Summe der Teilnutzwerte ergibt den Gesamtnutzwert, wie nachfolgende Tabelle veranschaulichen soll:

Tabelle 9: Bestimmung des Gesamtnutzwerts auf Basis der Gewichtungsfaktoren und der Bewertung durch Experten.

Effekt	Bewertung Experte für Projekt X	Gewichtung	Teilnutzwert	Gesamtnutzwert
Effekt A	6	0,368	2,208	1,26
Effekt B	2	0,316	-0,632	
Effekt C	1	0,316	-0,316	

Im letzten Schritt folgt nun die Interpretation der Ergebnisse. Wurden mehrere Alternativen bewertet, so wird die Alternative mit dem größten Nutzwert empfohlen. Sollte allerdings ein Vergleich mit dem Planungsnullfall durchgeführt worden sein, so wie im vorliegenden Fall der Doktorarbeit, so kann nur dann zu einer Durchführung (in diesem Fall von HF) geraten werden, wenn der Gesamtnutzwert positiv ist.

6. Hintergrund zum entwickelten Interviewleitfaden und zu den Experteninterviews

Dieses Kapitel soll zunächst einen Hintergrund zum entwickelten Interviewleitfaden, zu den befragten Experten und zu der Durchführung der Interviews geben. Details, wie zum Beispiel die transkribierten Interviews oder die Ergebnisse aus den Interviews, finden sich in den nachfolgenden Kapiteln bzw. im Anhang der Arbeit.

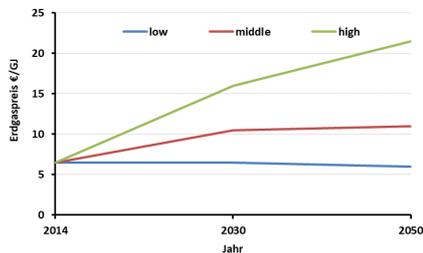
Der Interviewleitfaden wurde teilweise basierend auf dem aktuellen Forschungsstand (siehe Kapitel 1 & 2) sowie auf der in den nachfolgenden Kapiteln durchgeführten Dokumentenanalyse entwickelt. In wenigen Worten zusammengefasst soll er dazu dienen, die Einschätzung der Experten zu folgenden, nicht in der wissenschaftlichen Literatur beantworteten Fragen zu ermitteln:

- Wie könnte die zukünftige Entwicklung des Erdgaspreises in Deutschland im Rahmen der Energiewende aussehen?
- Welche Formation würde sich in Deutschland für eine unkonventionelle Schiefergasförderung mittels Hydraulic Fracturing eignen?
- Welche Maßnahmen sind für eine sichere unkonventionelle Schiefergasförderung mittels Hydraulic Fracturing notwendig?
- Wie wären die Kosten einer unkonventionellen Schiefergasförderung unter Berücksichtigung der Maßnahmen?
- Wie schätzen die Experten die volkswirtschaftlichen Chancen und Risiken von einer unkonventionellen Schiefergasförderung in Deutschland ein?
- Wie sind die persönlichen Erfahrungen der Experten mit Hydraulic Fracturing?
- Welche weiteren Aspekte – abgesehen von den bereits diskutierten – sind für eine unkonventionelle Schiefergasförderung zu beachten?
- Welche Alternativen zur Förderung von Schiefergas in Deutschland gibt es?

Zur Beantwortung dieser Fragestellungen wurden insgesamt 9 Fragen im Interviewleitfaden entwickelt. Es wurde versucht, die Fragen so ausführlich und präzise wie möglich zu formulieren, so dass sich die Experten im Vorfeld auf das Interview vorbereiten konnten. Ohne diese Maßnahme wäre das Interview nur schwer durchzuführen gewesen, da die Fragestellungen teilweise komplex sind. In den nachfolgenden Abbildungen 30 bis 33 ist der entwickelte Interviewleitfaden schematisch dargestellt (der detaillierte und vollständige Interviewleitfaden ist im Anhang auf S. 1-25 einsehbar).

Interviewleitfaden

1) Viele Studien haben sich in der Vergangenheit mit der Entwicklung des Erdgaspreises für Deutschland / Europa beschäftigt. Die Metaanalyse dieser Studien resultiert in einem low, middle und high price Szenario, wie folgende Abbildung zeigen soll:



Bei dem niedrigen Preisszenario wird meist von folgender Situation ausgegangen: USA entwickelt sich immer mehr zum LNG Exporteur. Russland will Marktanteile in Europa durch Lieferung von günstigem Erdgas verteidigen. Bei den beiden anderen Szenarien wird dagegen von steigenden Erdgaspreisen ausgegangen, da Russland auch mit niedrigeren Marktanteilen bei höheren Erdgaspreisen zufrieden ist. Wie schätzen Sie die zukünftige Entwicklung des Erdgaspreises bis 2050 in Deutschland ein? Zu welchem Szenario von oben tendieren Sie? Warum tendieren Sie zu diesem Szenario?

Darauf aufbauend berechnete das BGR folgende technisch förderbaren Gesamtpotentiale:

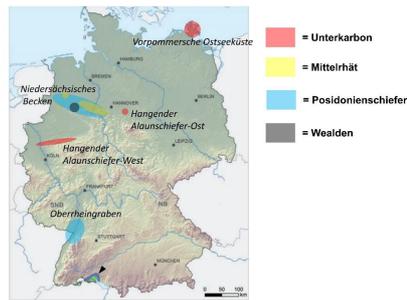
Formation	Technisch förderbares Schiefergas (Med. m ³)		
	P05	P50	P95
Unterkarbon	130	320	880
Posidonienschiefer	160	390	940
Wealden	20	40	90
Mittelrät	20	50	120

(Förderbares Gesamtpotential wurde als Mittelung über die gesamte Formation bestimmt. P05 (P= Perzentil) heißt zum Beispiel, dass nur 5 % der Ergebnisse diesen Wert unterschreiten. Analog überschreiten nur 5 % den P95 Wert. Der P50 Wert wird als Median/Mittelwert bezeichnet, da er von 50 % der Werte über- und unterschritten wird.)

Das BGR führt noch die Sprödigkeit als weiteren wichtigen Parameter auf. Ist der Tonmineralgehalt gering, so reagiert die Formation spröde auf die Stimulation. Die Risserzeugung ist dadurch sehr ausgeprägt. Ist dagegen der Tonmineralgehalt hoch, so reagiert die Formation duktil was die Risserzeugung und damit die Förderbarkeit von Erdgas/Erdöl einschränkt. Die Studie führt folgende mineralogische Daten zu den Formationen auf:

Formation	Quarzgehalt (Mittelwert)	Karbonatgehalt (Mittelwert)	Tonmineralgehalt (Trend)
Unterkarbon	46 %	21 %	Hohe Variabilität vorhanden. Großteil weist aber unter 50 % Tonminerale auf.
Posidonienschiefer	19 %	28 %	Hohe Variabilität vorhanden. Die Hälfte weist aber unter 50 % auf.
Wealden	19 %	12 %	Großteil über 50 % Tonmineralgehalt.
Mittelrät	Nicht ausreichend Daten vorhanden	Nicht ausreichend Daten vorhanden	Nicht ausreichend Daten vorhanden

2) In Deutschland gibt es die in nachfolgender Karte eingezeichneten Formationen mit Schiefergas:



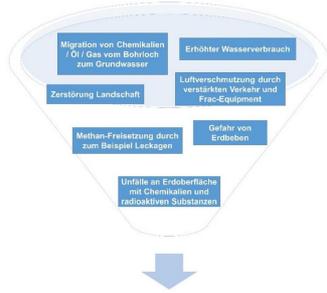
Die Formationen besitzen gemäß der Studie des BGR aus dem Jahr 2016 folgende relevante Eigenschaften:

Formation	Lage	Fläche (km ²)	Tiefe (m)			Mächtigkeit (m)			Org. Kohlenstoff (%)		
			Mittel	Min.	Max.	Mittel	Min.	Max.	Mittel	Min.	Max.
Unterkarbon	Vorpommersche Ostseeküste	751	2.500	5.000	193	83	333	2,4	1,4	3,3	
	Hangender Alaunschiefer-Ost	215	3.500	5.000	200	20	500	3,4	2,3	5,2	
	Hangender Alaunschiefer-West	350	1.000	3.500	35	20	50	2,4	1,4	3,3	
Posidonienschiefer	Niedersächsisches Becken	4.224	1.000	3.500	35	20	50	4,3	1,0	16,2	
	Oberrheingraben	1.373	1.000	5.000	22	20	25				
Wealden	Niedersächsisches Becken	223	1.000	1.700	94	30	220	3,3	1,1	14,4	
Mittelrät	Niedersächsisches Becken	1170	1.000	3.300	21	20	30	4,0	1,3	17,4	

Anhand dieser Ergebnisse kam die Studie zu dem Schluss, dass Posidonienschiefer und Unterkarbon gut für die unkonventionelle Schiefergasförderung mittels Hydraulic Fracturing (= nachfolgend mit HF abgekürzt oder auch Fracking genannt) geeignet ist. Stimmen Sie aus Ihrer Erfahrung zu? Welche zusätzlichen Parameter sind für Sie relevant? Welche Formation würden sie auswählen?

Abbildung 30: Frage 1 und 2 des Interviewleitfadens mit dem Fokus auf der Entwicklung des Erdgaspreises und der Wahl der Schieferformation in Deutschland.

3) Im Rahmen der Doktorarbeit wurde folgender best-practice guide erarbeitet:



Maßnahmen:

- Geologisch-geophysikalische Vorerkundung**
Umfangreiches Vorerkundungsprogramm mit geophysikalischen Kartierung des Untergrundes entlang von 2D-Profileschritten mithilfe seiner Verfahren. Zusätzlich Einsatz von innovativen neueren Verfahren wie die Magnetotellurik zur Gewinnung weiterer Informationen.
- Standortbezogene Risikobewertung und 3D-Modell des Untergrundes**
Es soll ein 3D-Modell über Aufbau und Struktur des Untergrundes basierend auf den bestimmten geologischen und geophysikalischen Daten erstellt werden. Dieses Modell soll eine bessere Risikobewertung ermöglichen.
- Bohr-/Betriebsplatz**
Unfallfrei in Deutschland bereits strengen gesetzlichen Vorschriften, deren Einhaltung vom Bergamt überwacht wird. Im Fokus ist dabei der Grundwasserschutz, der durch folgende Maßnahmen eingedämmt werden soll:
- Wasserdurchlässige Betonschicht für Bohrplatz und späteren Betriebsplatz
- Umkleendes Ringsystem zum Auffangen von anfallenden Frissschichten
- Schutz Grundwasser durch Einbau einer zementierten Sandschicht
- Umweltverträglichkeitsprüfung**
Vor jeder HF-Maßnahme sollte eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden.
- Well Integrity Management**
Es sollen Mindeststandards für das Well Integrity Management entwickelt werden. Diese umfassen z.B. die permanente Drucküberwachung von Rohrabschnitten im Bohrlöcher oder aber auch die Erprobung von Notfallplänen.
- Permanente Überwachung Bohrungsintegrität, Umweltparameter, Seismizität**
Dichtigkeit von Bohrlöchern soll durch neuartige Systeme wie zum Beispiel piezoresistive Sensoren überwacht werden.
- Reduzierung Wasserverbrauch:**
Recycling und Aufbereitung von Flowback
- Ersatz von giftigen Chemikalien im Frac-Fluid:**
Quecksilber, Blei, und Kadmiumverbindungen sollen durch ungiftige Alternativen ersetzt werden.
- Reduktion Methan-Emission**
Durch Technologien wie zum Beispiel „Green Completion“, welche das Methan am Bohrlöcher auffangen
- Reduktion Luftverschmutzung**
Ersatz von Diesel durch Erdgas und Solarstrom beim Betrieb von Pumpen und Frac-Equipment
- Landbedarf reduzieren**
Anzahl an Bohrplätzen und Pipelines durch Cluster-Drilling reduzieren. Hierbei werden von einem Bohrlöcher aus mehrere Bohrungen durchgeführt.

Haben Sie Ergänzungen oder Anmerkungen dazu?

5) Nachfolgend finden Sie eine Tabelle mit allen im Rahmen der Doktorarbeit gefundenen Effekten von Fracking. Ordnen Sie zunächst bitte zu, ob es sich bei dem Effekt um Kosten oder Nutzen handelt und wann der Effekt Ihrer Meinung nach auftritt (während dem Bau oder Betrieb der unkonventionellen Schiefergasförderung). Eine Mehrfachnennung ist möglich. Nachfolgend ein kurzes Beispiel dazu:

Nr.	Externer Effekt	Summe der Einzelfaktoren			Einzelfaktoren			
		Kosten	Nutzen	Wirkungsbereich	Wirkungsbereich	Häufigkeit	Ausmaß	
		Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Mensch	Umwelt	
1	Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlöcher	X						
1.1	Mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.	X						
1.2	Mit Öl und Gas	X	X					

Anschließend ist Ihre Einschätzung zur Wirkungsdauer, zum Wirkungsbereich (Umwelt, Mensch oder Umwelt und Mensch) sowie Häufigkeit und Ausmaß gefragt. Sie können maximal 6 Punkte und minimal 0 Punkte vergeben? 6 Punkte heißt zum Beispiel, dass das Ausmaß oder die Häufigkeit sehr hoch ist. Die Vervollständigung des oben genannten Beispiels würde wie folgt aussehen:

Nr.	Externer Effekt	Summe der Einzelfaktoren			Einzelfaktoren			
		Kosten	Nutzen	Wirkungsbereich	Wirkungsbereich	Häufigkeit	Ausmaß	
		Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Mensch	Umwelt	
1	Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlöcher							
1.1	Mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.	X			6	6	3	2
1.2	Mit Öl und Gas	X	X		6	6	3	2

Bitte tragen Sie Ihre Einschätzung dazu in nachfolgende Tabelle ein. Falls Ihrer Meinung nach ein Effekt fehlt, können Sie diesen in den Zeilen unter der Tabelle beschreiben und auch bewerten.

4) Angenommen es wird die von Ihnen favorisierte Formation (siehe 2) gewählt und unter Beachtung des oben genannten best-practice guides folgendes Szenario realisiert:

- Von Experten als geeignet eingestufte Formation wird einer intensiven geologischen-geophysikalischen Vorerkundung unterzogen
- Es wird eine standortbezogene Risikobewertung und ein 3D-Modell des Untergrundes erstellt
- Es wird eine intensive Untersuchung zur Umweltverträglichkeit durchgeführt
- Bohr-/Betriebsplatz wird unter höchsten Sicherheitsvorkehrungen errichtet – z. B. wasserundurchlässige Betonschicht
- Insgesamt werden 5 Bohrplätze mit einem Cluster-Drilling System a 20 Bohrungen errichtet
- Ein well integrity management wird entwickelt und Vorkehrungen zur permanenten Überwachung der Dichtigkeit des Bohrlöcher, des Frac-Equipments und der Umweltparameter werden eingerichtet
- Für die 5 Bohrplätze wird eine Recyclinganlage zur Aufbereitung von Flowback und anfallenden Abwässern errichtet. Der Transport erfolgt mittels Pipeline System.
- Frischwassertransport erfolgt ebenfalls über Leitungen und nicht über den Transport mit LKWs.
- Alle giftigen Chemikalien werden im Frac-Fluid ersetzt
- Die Bohrplätze werden mit einem Green-Completion System zur Methan-Abtrennung ausgestattet
- Pumpen und Frac-Equipment werden mit Erdgas bzw. Solarstrom betrieben

Wie würden Sie dann die Kosten der Bohrung + Stimulation einschätzen und wie würden Sie die laufenden Produktionskosten bewerten? Bitte geben Sie die Abschätzung als a) best case, b) average case und c) worst case Szenario ab.

Nr.	Externer Effekt	Summe der Einzelfaktoren		Einzelfaktoren				Wirkungsbereich	Wirkungsbereich	Häufigkeit	Ausmaß
		Kosten	Nutzen	Wirkungsbereich	Wirkungsbereich	Häufigkeit	Ausmaß				
		Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Mensch	Umwelt				
1	Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlöcher										
1.1	Mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.										
1.2	Mit Öl und Gas										
2	Trink- und/oder Grundwasserverschmutzung durch Unfälle an der Erdoberfläche										
2.1	Mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.										
2.2	Mit Öl und Gas										
3	Wasserverbrauch										
4	Erbeben										
4.1	Kleiner Amplitude ohne sichtbare Schäden										
4.2	Größere Amplitude mit sichtbaren Schäden										
5	Luftverschmutzung										
5.1	durch Pumpen und Frac-Equipment										
5.2	durch erhöhtes Verkehrsaufkommen										
5.3	durch Leckagen										
6	Lärmbelästigung										
6.1	durch Pumpen und Frac-Equipment										
6.2	durch Wartung und Betrieb										
6.3	durch Verkehrsaufkommen										
7	Zerstörung Landschaftsbild										
8	Schaffung Arbeitsplätze – geringere Arbeitslosigkeit										
9	Beitrag zur Reduktion von Kohle, Öl und Atomenergie										
10	Stabilere Energiepreise										
11	Geringere geopolitische Abhängigkeiten										
12	Steuereinnahmen										
12.1	Durch höheren Beschäftigungsgrad										
12.2	Durch erhöhte Kaufkraft aufgrund geringerer Energiepreise und höheren Beschäftigungsgrad										
12.3	Durch Abgaben gemäß Bergrecht										
13	Subventionen										

Abbildung 31: Frage 3 und 4 des Interviewleitfadens mit dem Fokus auf den möglichen Maßnahmen zur Durchführung eines möglichst sicheren Frackings in Deutschland sowie den damit verbundenen Kosten. Frage 5 beschäftigt sich mit der allgemeinen Einschätzung der Chancen und Risiken von Fracking.

Effekt: Schaffung Arbeitsplätze – geringere Arbeitslosigkeit																	
Skala	Gesundheit				Wohlbefinden				Umwelt regional				Umwelt global				
	Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		
	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	
0																	
1																	
2																	
3																	
4																	
5																	
6																	

Effekt: Steuereinnahmen durch höheren Beschäftigungsgrad																	
Skala	Gesundheit				Wohlbefinden				Umwelt regional				Umwelt global				
	Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		
	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	
0																	
1																	
2																	
3																	
4																	
5																	
6																	

Effekt: Beitrag zur Reduktion von Kohle, Öl und Atomenergie																	
Skala	Gesundheit				Wohlbefinden				Umwelt regional				Umwelt global				
	Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		
	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	
0																	
1																	
2																	
3																	
4																	
5																	
6																	

Effekt: Steuereinnahmen durch erhöhte Kaufkraft aufgrund geringerer Energiepreise und höheren Beschäftigungsgrad																	
Skala	Gesundheit				Wohlbefinden				Umwelt regional				Umwelt global				
	Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		
	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	
0																	
1																	
2																	
3																	
4																	
5																	
6																	

Effekt: Stablere Energiepreise																	
Skala	Gesundheit				Wohlbefinden				Umwelt regional				Umwelt global				
	Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		
	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	
0																	
1																	
2																	
3																	
4																	
5																	
6																	

Effekt: Steuereinnahmen durch Abgaben gemäß Bergrecht																	
Skala	Gesundheit				Wohlbefinden				Umwelt regional				Umwelt global				
	Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		
	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	
0																	
1																	
2																	
3																	
4																	
5																	
6																	

Effekt: Geringere geopolitische Abhängigkeiten																	
Skala	Gesundheit				Wohlbefinden				Umwelt regional				Umwelt global				
	Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		
	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	
0																	
1																	
2																	
3																	
4																	
5																	
6																	

Effekt: Subventionen																	
Skala	Gesundheit				Wohlbefinden				Umwelt regional				Umwelt global				
	Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		
	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	
0																	
1																	
2																	
3																	
4																	
5																	
6																	

7) Welche weiteren Aspekte sind Ihrer Meinung nach für eine Realisierung einer unkonventionellen Schiefergasförderung mittels HF in Deutschland noch zu beachten?

Wie ist Ihre bisherige Erfahrung mit Fracking?

9) Welche Alternativen zur Förderung von Schiefergas mittels Fracking sehen Sie für Deutschland?

Abbildung 33: Fortsetzung von Frage 6 des Interviewleitfadens. Zusätzlich noch Frage 7, 8 und 9 zur Diskussion der weiter notwendigen Aspekte für eine unkonventionelle Schiefergasförderung in Deutschland, zur Erfahrung der Experten mit HF sowie zu möglichen Alternativen zur Gewinnung von Erdgas mittels HF.

Für die Expertenakquise wurden insgesamt mehr als 100 Personen angeschrieben. Bei der Auswahl dieser Personen wurde genau darauf geachtet, dass diese einen breiten Erfahrungsschatz zum Thema Fracking bzw. zur Energiepreisentwicklung haben. So wurden zum Beispiel nur Professoren angeschrieben, die zu diesen Themen auch bereits Publikationen in hochklassigen Journals veröffentlicht haben. Dies ist zum Beispiel bei den sechs Experten IP 1, IP 7, IP 8, IP 9, IP 10 und IP 11 der Fall (IP = Interviewpartner).

Bei Experten, die sich im Rahmen ihrer Unternehmenszugehörigkeit oder ihrer Tätigkeit an einem Institut wie zum Beispiel dem Umweltbundesamt oder an der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (kurz BGR) mit Fracking beschäftigt haben, wurde darauf geachtet, dass diese die Tätigkeit zum Zeitpunkt der Interviews mehr als vier Jahre lang durchgeführt hatten. Dies ist bei den sechs Experten IP 2, IP 3, IP 4, IP 5, IP 6 und IP 12 der Fall.

Insgesamt konnten also zwölf Experten für das Interview gewonnen werden. Es könnte an dieser Stelle kritisiert werden, dass nicht noch mehr Experten befragt wurden. Allerdings muss hier betont werden, dass für das vorliegende Vorhaben, welches eine hohe Komplexität besitzt, die Qualität – nicht die Quantität – der Experten entscheidend ist. So hätte die Anzahl der angefragten Personen sicherlich noch erhöht werden können. Allerdings wären das dann Personen gewesen, die sich nur geringfügig mit Fracking oder der Erdgaspreisentwicklung im Rahmen der Energiewende beschäftigt haben. Dies hätte dann, falls diese Personen zu allen Fragen eine Antwort abgegeben hätten, die Aussagekraft der Ergebnisse deutlich abgeschwächt.

Überraschend war dennoch, dass sich bei ca. 100 angefragten Personen nur zwölf für ein Interview bereit erklärt haben. Einer der Gründe hierfür war, dass verschiedene Vertreter aus der Industrie zu den Fragen des Interviewleitfadens keine Angaben machen durften und infolgedessen die Teilnahme ablehnten. Ein weiterer Grund war, dass viele der angefragten Personen der von der Bundesregierung einberufenen Expertenkommission angehören. Eine Anfrage bei diesen Experten führte zur Aussage mit dem Inhalt „Ich oder auch ein anderes Mitglied der Expertenkommission Fracking können für Ihre Anfrage nicht zur Verfügung stehen, damit sich keine Befangenheiten oder Verletzungen der Unabhängigkeit der Kommission ergeben.“.

Wie oben zu sehen ist, deckt der Interviewleitfaden einen breiten Bereich beginnend bei der Entwicklung des Erdgaspreises über die Umweltaspekte bis zu den betriebs- sowie volkswirtschaftlichen Aspekten von Fracking ab. Daher konnten die Experten frei wählen, ob sie zu einer bestimmten Frage Angaben machen wollten oder nicht. Bei Experte IP 10 handelt es sich zum Beispiel um einen ausgewiesenen Experten rund um das Thema Energie. Er konnte fundierte Angaben zum Thema der zukünftigen Preisentwicklung von Erdgas machen – mit dem Thema Fracking hatte er sich aber nicht so intensiv auseinandergesetzt, so dass er zu den entsprechenden Fragen keine Antworten gegeben hat. Ein weiteres Beispiel ist die Kostenabschätzung einer unkonventionellen Schiefergasförderung in Deutschland. Diese Frage wurde überwiegend von Experten aus der Industrie – wie zum Beispiel IP 4 oder IP 5 – beantwortet. Experten, die sich vornehmlich wissenschaftlich mit Fracking beschäftigen, konnten hier meist keine Angaben machen.

Nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick darüber, welche Fragen durch die einzelnen Experten beantwortet wurden:

Tabelle 10: Übersicht über die durch die verschiedenen Experten IP 1- IP 12 beantworteten Fragen.

		Frage								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Experte	IP 1	x	x	x		x	x	x	x	x
	IP 2	x	x	x		x	x	x	x	x
	IP 3	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	IP 4	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	IP 5	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	IP 6	x	x	x		x	x	x	x	x
	IP 7	x	x	x		x	x	x	x	x
	IP 8	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	IP 9	x	x	x	(x)		x	x	x	x
	IP 10	x								
	IP 11	x								
	IP 12			x					x	x

Die Experteninterviews wurden nach folgendem Schema durchgeführt:

- Den Experten wurde der Interviewleitfaden im Vorfeld zum Interview zur Vorbereitung zur Verfügung gestellt.
- Parallel dazu wurde den entsprechenden Interviewpartnern auch eine Einwilligungserklärung zur Unterschrift zugesandt.
- Das Interview wurde dann face-to-face oder via Telefon über die Plattform cisco Webex durchgeführt. In einzelnen Fällen erfolgte der Austausch vollständig über E-mail.
- Das transkribierte Interview wurde den Experten abschließend noch zur finalen Durchsicht per E-mail zugeschickt und das entsprechende Feedback eingearbeitet.

Hinsichtlich der Einwilligungserklärung ist zu sagen, dass hier ca. 50 % der Experten zustimmten in der Arbeit genannt zu werden. Der Rest wollte anonym bleiben. Für eine klarere Struktur wurden alle Experten mit einem Kürzel IP (= Interviewpartner) + laufende Nummer versehen. Die Experten, die einer Nennung in der Arbeit zustimmten, können nachträglich beim Autor erfragt werden.

Die Auswertung der Experteninterviews erfolgte im Rahmen dieser Arbeit anhand einer qualitativen Inhaltsanalyse. In den nachfolgenden Kapiteln finden sich die zum entsprechenden Themenkomplex passenden Ergebnisse aus den Interviews wieder.

7. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Schiefergasförderung mittels Hydraulic Fracturing

7.1. Entwicklung Erdgaspreis im Rahmen der Energiewende

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von HF in Deutschland ist die Bestimmung der zukünftigen Entwicklung des Erdgaspreises essentiell. Zahlreiche Studien beschäftigen sich mit dieser Thematik. Die gemeinsamen Studien von EWI/Prognos/GWS aus den Jahren 2010, 2011 und 2014 prognostizieren eine moderate Erdgaspreisentwicklung. Speziell gehen die Studien aus den Jahren 2010 (S. 30) und 2011 (S. 3) davon aus, dass 2020 der Grenzübergangspreis bei 2,3 (6,4) und 2030 bei 2,6 Cent/kWh (7,2 Euro/GJ) liegt. 2050 wird er auf 3,2 Cent/kWh (8,9 Euro/GJ) steigen. Die aktuellere Studie aus dem Jahr 2014 unterscheidet sich dadurch, dass für 2030 3,1 (8,6) und für 2050 3,3 Cent/kWh (9,2 Euro/GJ) prognostiziert werden (S. 71). Die gemeinsame Studie von Greenpeace, Global Wind Energy Council (GWEC) und European Renewable Energy Council (EREC) aus dem Jahr 2012 sieht das dagegen anders. Hier werden für 2030 \$19,5 pro GJ (~ 17,6 Euro pro GJ bei einem Wechselkurs von 0,90 Euro = 1 US-Dollar, Stand: August 2019) und für 2050 \$ 26,7 pro GJ (~ 24,0 Euro pro GJ) prognostiziert (S. 60). Weitere Studien wie zum Beispiel von Öko-Institut/IEK-STE/DIW/Fraunhofer ISI (2013), International Energy Agency (IEA) (2015), Fraunhofer-IWES (2014), Fraunhofer-ISE (2013), European Climate Foundation (ECF) (2010), Energy Information Administration (EIA) (2015), DLR/Fraunhofer-IWES/IfnE (2012) und Department of Energy & Climate Change (DECC) (2014) liegen mit ihren Prognosen zwischen den oben genannten Studien.

Eine Studie von Janßen et al. aus dem Jahr 2015 hat einen Großteil der oben genannten Studien bereits einer Metaanalyse unterzogen und in folgender Grafik gegenübergestellt:

Metaanalyse: Entwicklung der Preise für fossile Brennstoffe

Entwicklung des Einfuhrpreises für Erdgas in verschiedenen Szenarien

Aufgrund unterschiedlicher Wechselkurse bei der Währungsumrechnung von US-Dollar in Euro sind die Werte nur eingeschränkt vergleichbar. Für eigene Umrechnungen wurde ein Wechselkurs von 1,33 US-Dollar pro Euro zugrunde gelegt.

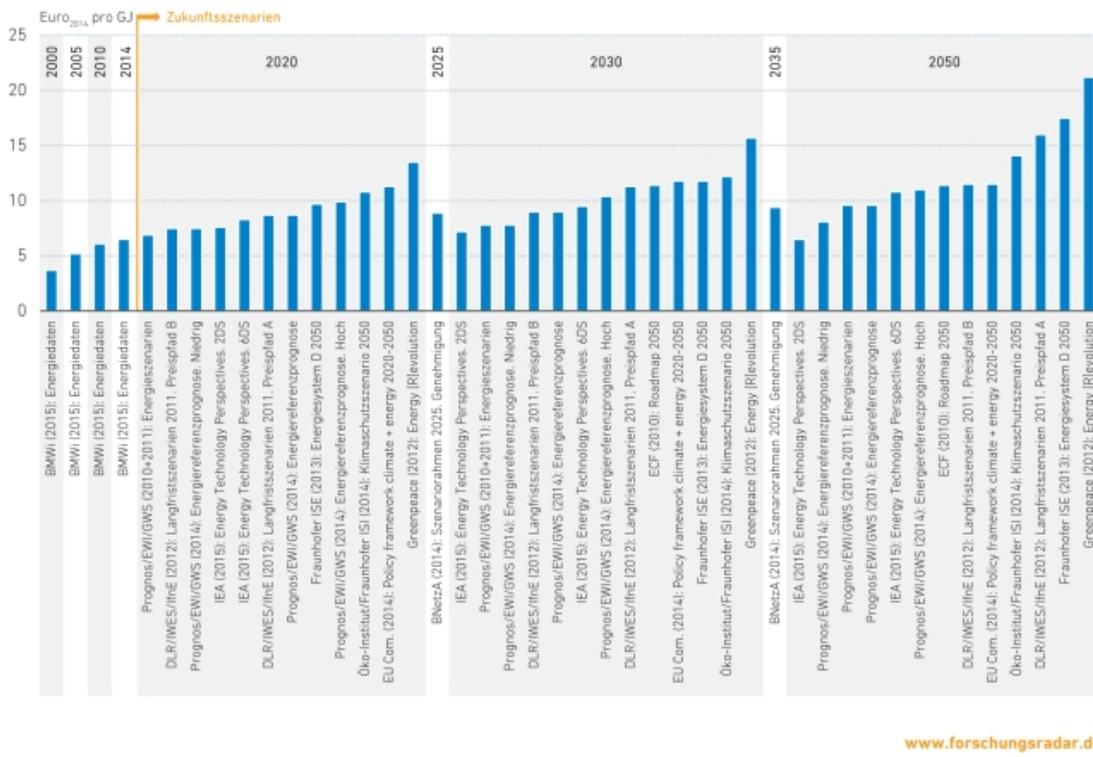


Abbildung 34: Metaanalyse hinsichtlich der Entwicklung der Erdgaspreise, durchgeführt durch Janßen et al. im Jahr 2015 (S. 7).

Lediglich die neuere Studie von EWI (2017, S. 92), welche auf dem Ende 2016 erschienenen World Energy Outlook der International Energy Agency beruht, fehlt in dieser Analyse. Die Auswertung dieser zusätzlichen Studie und die Integration in die Metaanalyse von Janßen et al. zeigten aber, dass die hierin enthaltene Prognose kaum von den anderen Studien abweicht. So prognostiziert die Studie Erdgaspreise von ca. 9 Euro/GJ im Jahr 2030 und ca. 11 Euro/GJ im Jahr 2050, was genau im Mittelfeld der Metaanalyse von Janßen et al. liegt.

Zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit werden auf der Grundlage der Metaanalyse von Janßen et al. drei Szenarien berücksichtigt:

1. Low price Szenario (später auch worst case Szenario genannt): Studie von International Energy Agency (IEA) (2015), welche leicht sinkende Erdgaspreise bis 2050 prognostiziert.

2. Middle price Szenario (später auch average case Szenario genannt): Studie von Prognos/EWI/GWS (2014), welche leicht steigende Erdgaspreise bis 2050 prognostiziert.

3. High price Szenario (später auch best case Szenario genannt): Studie von Greenpeace / Global Wind Energy Council (GWEC) / European Renewable Energy Council (EREC) (2012), welche deutlich steigende Erdgaspreise prognostiziert.

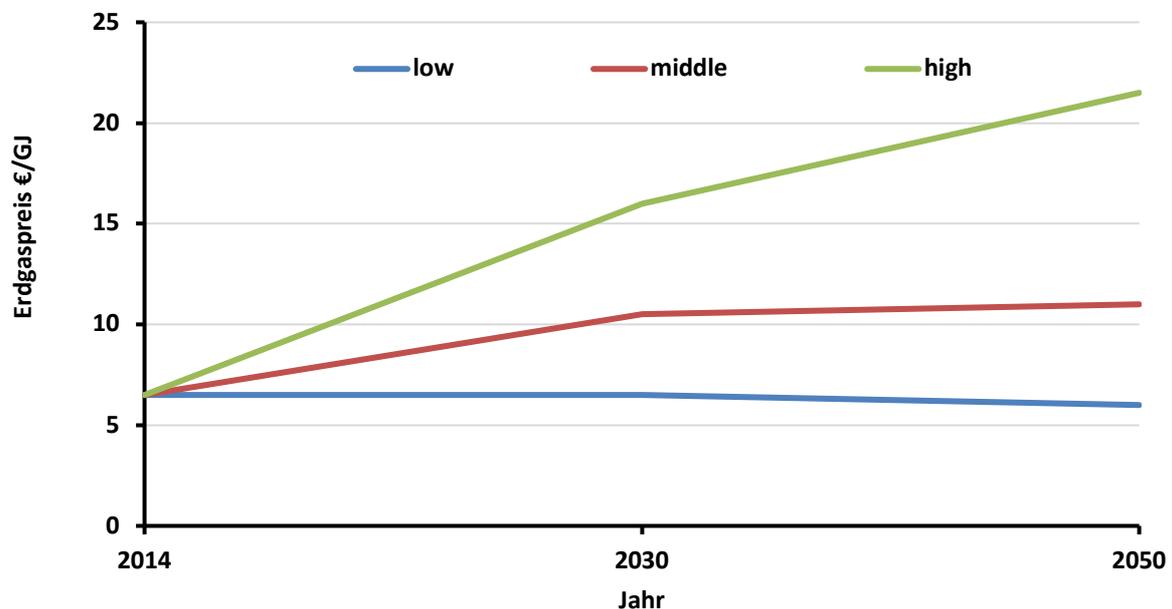


Abbildung 35: Gegenüberstellung möglicher Szenarien für die zukünftige Entwicklung des Erdgaspreises bis 2050.

Alle drei Szenarien starten im Jahr 2014 bei einem Gaspreis von 6,5 €/GJ und entwickeln sich dann unterschiedlich. Es stellt sich die Frage, warum nicht das Jahr 2018 oder 2019 als Startpunkt gewählt wurde. Dazu muss gesagt werden, dass, wie oben beschrieben, die meisten Studien aus dem Zeitraum von 2010 bis 2014 stammen. Sie beziehen sich dementsprechend auch auf den Gaspreis in diesem Zeitraum. Bei Wahl des Startpunkts z. B. im Jahr 2018 besteht die Gefahr, dass der Preis in diesem Jahr stark schwankt und die gesamte Darstellung verfälscht bzw. zu einer falschen Interpretation führt. Betrachtet man die aktuelle Gaspreisentwicklung

2015 bis 2019, so wird deutlich, dass die drei oben genannten Szenarien relativ gut zu dieser Entwicklung passen, da sich der Preis in dieser Zeit zwischen 4 und 10 Euro pro GJ bewegte.

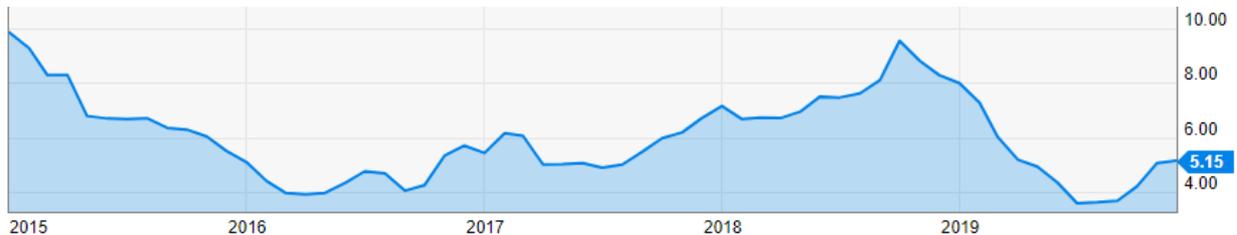


Abbildung 36: Entwicklung des Erdgaspreises im Zeitraum zwischen 2015 und 2019 (YCharts, 2020).

Mit den Experten wurden die oben genannten drei Szenarien diskutiert und ihre Einschätzung dazu wurde abgefragt. Generell zeigte sich dabei, dass die meisten Experten zum low price Szenario tendieren, wie nachfolgende Abbildung verdeutlicht:

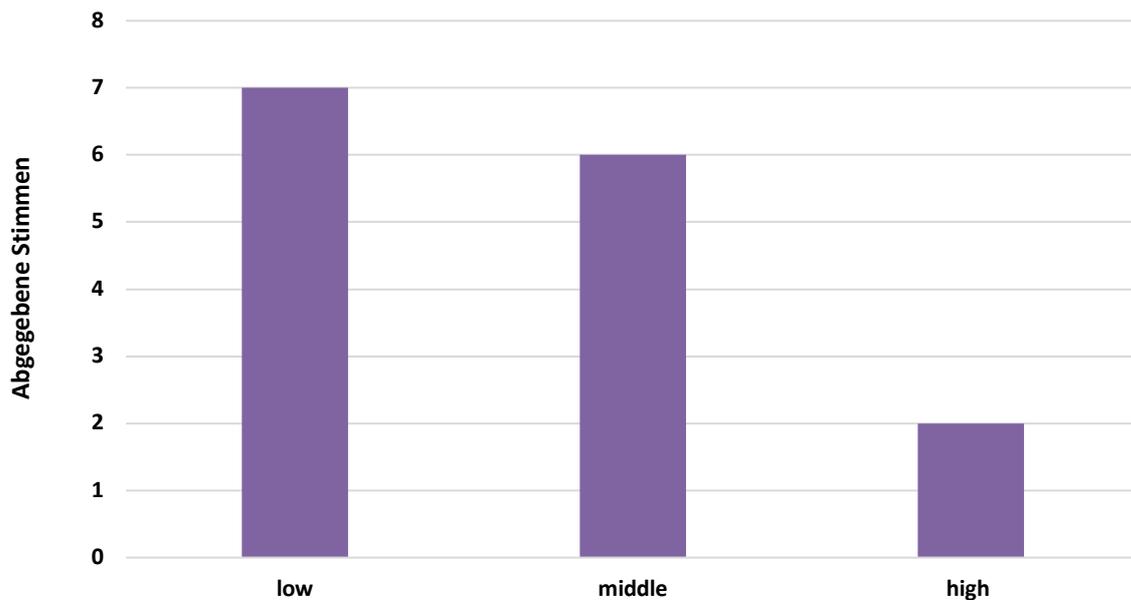


Abbildung 37: Stimmverteilung der befragten Interviewpartner hinsichtlich der drei Szenarien (low, middle und high) zur zukünftigen Erdgaspreisentwicklung.

Als Grund für die Wahl des low price Szenarios wurde zumeist die Wettbewerbssituation zwischen dem Pipeline-Gas aus Russland und LNG aus den USA angegeben, zudem der vermehrte Ausbau der erneuerbaren Energien, der die Nachfrage nach Erdgas reduziert. Die Interviewpartner IP 6, IP 9 und IP 10 tendierten sowohl zum low als auch zum middle price Szenario (Anhang, S. 130 f. & S. 192 f. & S. 213 f.). So vermutete der Interviewpartner IP 10 zum Beispiel, dass die Preisentwicklung bis 2030 dem middle price Szenario folgt und sich dann in Richtung low price Szenario entwickelt. Begründet wurde diese Einschätzung damit, dass bis 2030 der Kohle- und Atomenergieausstieg stetig vorangetrieben wird und die Nachfrage nach Erdgas hoch ist. Ab 2030 dagegen sind die erneuerbaren Energien gut ausgebaut und aufgrund geringerer CO₂-Emissionen bei hohen CO₂-Preisen konkurrenzfähig. Um Erdgas weiterhin gut zu verkaufen, müssen Länder wie Russland oder die USA den Erdgaspreis deutlich reduzieren (Anhang, S. 213 f.). Diese Einschätzung sowie die Aussage von IP 6 und IP 9, dass der Erdgaspreis sich vermutlich zwischen low und middle price Szenario bewegen wird, wurde in der Art und Weise berücksichtigt, dass hier sowohl eine Stimme für das low als auch für das middle price Szenario gewertet wurde. Das high price Szenario wird dagegen nur von zwei Interviewpartnern favorisiert. IP 3 und IP 5 begründen diese Zuordnung damit, dass zukünftig kein Erdgas aus Groningen (Niederlande) mehr gefördert wird. Weiterhin fehlt die Infrastruktur für das LNG-Gas aus den USA noch weitestgehend, wodurch die Verwendung dieses Gases in Europa bzw. Deutschland zunächst erhebliche Kosten verursachen würde. Dieser beschränkten Angebotssituation steht eine zunehmend höhere Nachfrage, aufgrund des Kohle- und Atomenergieausstiegs in Deutschland sowie der stark wachsenden Länder China und Indien, gegenüber, weshalb stark steigende Erdgaspreise angenommen werden (Anhang, S. 68 f. & S. 109 f.)

Zusammenfassend kann gefolgert werden, dass zur Entwicklung des Erdgaspreises verschiedene Szenarien existieren. Diese reichen von zukünftig fallenden bis zu stark steigenden Preisen. Welches der Szenarien eintreffen wird, ist schwierig abschätzbar, da verschiedene Parameter, wie zum Beispiel der Fortschritt beim Ausbau der erneuerbaren Energien, dies beeinflussen. Tendenziell vermuten die Experten aber, dass der Erdgaspreis zukünftig leicht fällt bzw. konstant bleibt.

7.2. Geeignete Schiefergasformationen

Im Rahmen der innerhalb dieser Doktorarbeit geplanten Wirtschaftlichkeitsanalyse mittels Kapitalwertmethode müssen sowohl die Ein- als auch die Auszahlungen über die Zeit bestimmt werden. Die Einzahlungen werden dabei aus der Entwicklung des Erdgaspreises (vgl. Kapitel 7.1) und der produzierten Mengen an Schiefergas ermittelt. Zur Abschätzung der Produktionsmengen an Schiefergas muss zunächst bestimmt werden, welche der Schieferformationen in Deutschland für eine entsprechende unkonventionelle Förderung mittels HF geeignet sind.

Als Grundlage hierfür kann die über mehrere Jahre durchgeführte Studie der BGR aus dem Jahr 2016 herangezogen werden. Dabei wurden im Rahmen von mehr als 1.500 Bohrungen Sediments- und Gesteinsproben entnommen und hinsichtlich ihres Gehalts an Schiefergas analysiert (BGR, 2016, S. 23). Die sorgfältige Auswertung dieser Daten ergab, dass die Formationen Unterkarbon, Mittelrhät, Posidonienschiefer und Wealden beträchtliche Mengen an Schiefergas enthalten (BGR, 2016, S. 76). Die Vorkommen in der Formation Unterkarbon weisen dabei eine isolierte Lage auf. So ist ein Teil des Schiefergasvorkommens an der vorpommerschen Ostseeküste sowie im Hangender Alaunschiefer Ost und West zu finden (BGR, 2016, S. 31). Gleiches gilt auch für die Vorkommen im Posidonienschiefer, die sowohl im niedersächsischen Becken als auch im Oberrheingraben zu finden sind (BGR, 2016, S. 43) (vgl. Abbildung 38).

Tabelle 11 fasst die wichtigsten Eigenschaften der Schiefergasformationen Unterkarbon, Posidonienschiefer, Wealden und Mittelrhät zusammen. Basierend auf diesen Daten berechnete die BGR das technisch förderbare Schiefergas für die einzelnen Formationen (siehe Tabelle 12).

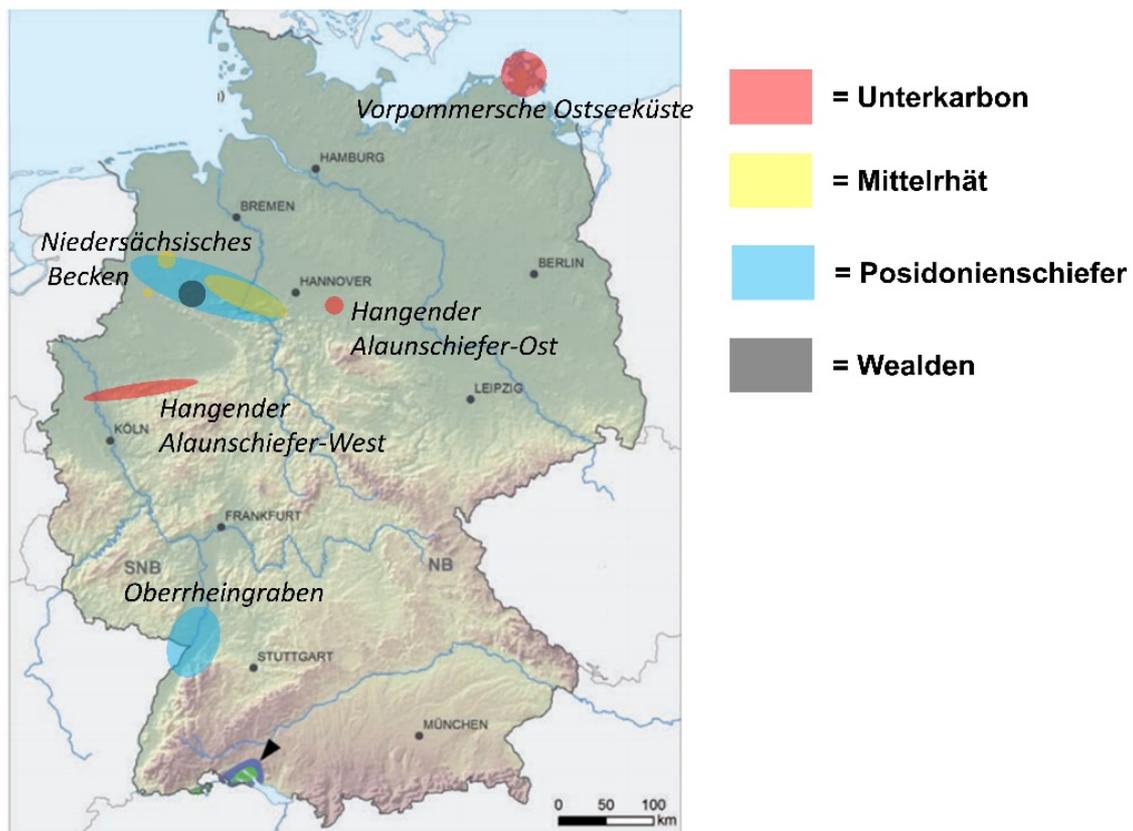


Abbildung 38: Lage der Schiefergas-Formationen Unterkarbon, Mittelrhät, Posidonienschiefer und Wealden (eigens entwickelte Grafik auf der Grundlage der Daten und der Deutschland-Karte in der BGR-Studie 2016, S. 1 ff.).

Tabelle 11: Lage, Fläche, Tiefe, Mächtigkeit und org. Kohlenstoffgehalt der Formationen Unterkarbon, Posidonienschiefer, Wealden sowie Mittelrhät (Daten entnommen aus BGR, 2016, S. 38, S. 43, S. 47, S. 49).

Formation	Lage	Fläche (km ²)	Tiefe (m)		Mächtigkeit (m)			Org. Kohlenstoff (%)		
			Min.	Max.	Mittel	Min.	Max.	Mittel	Min.	Max.
Unterkarbon	Vorpommersche Ostseeküste	751	2.500	5.000	193	83	333	2,4	1,4	3,3
	Hangender Alaunschiefer-Ost	215	3.500	5.000	200	20	500	3,4	2,3	5,2
	Hangender Alaunschiefer-West	350	1.000	3.500	35	20	50	2,4	1,4	3,3
Posidonienschiefer	Niedersächsisches Becken	4.224	1.000	3.500	35	20	50	4,3	1,0	16,2
	Oberrheingraben	1.373	1.000	5.000	22	20	25			
Wealden	Niedersächsisches Becken	223	1.000	1.700	94	30	220	3,3	1,1	14,4
Mittelrhät	Niedersächsisches Becken	1170	1.000	3.300	21	20	30	4,0	1,3	17,4

Tabelle 12: Technisch förderbares Gesamtpotential an Schiefergas für die Formationen Unterkarbon, Posidonienschiefer, Wealden sowie Mittelrhät (Daten entnommen aus BGR, 2016, S. 87).

Formation	Technisch förderbares Schiefergas (Mrd. m ³)		
	P05	P50	P95
Unterkarbon	130	320	880
Posidonienschiefer	160	390	940
Wealden	20	40	90
Mittelrhät	20	50	120

Hierbei ist wichtig zu betonen, dass oben aufgeführte Potentiale eine Mittelung über die gesamte Formation darstellen. Dies findet Ausdruck durch die angegebenen Perzentile. P05 zeigt zum Beispiel, dass lediglich 5 % diesen bestimmten Ergebniswert unterschreiten. Bei P95 überschreiten dagegen lediglich 5 % dieses Ergebnis. P50 repräsentiert den Median, da 50 % dieses Ergebnis unter- bzw. überschreiten (BGR, 2016, S. 73). Generell kann anhand der Ergebnisse ausgesagt werden, dass der Posidonienschiefer mit ca. 390 Mrd. m³ Schiefergas das größte Potential besitzt. Auf Platz 2 folgt die Formation Unterkarbon. Hierbei muss aber berücksichtigt werden, dass die Vorkommen des Unterkarbons an drei voneinander isolierten Gebieten liegen. Beim Posidonienschiefer dagegen ist der Großteil des Vorkommens am niedersächsischen Becken lokalisiert. Rein von der Menge an Schiefergas wäre somit der Posidonienschiefer im niedersächsischen Becken Favorit für eine mögliche Schiefergasförderung.

Die BGR-Studie führt allerdings noch zwei weitere wichtige Faktoren für eine mögliche Schiefergasförderung mittels HF auf: die Mineralogie und Sprödigkeit sowie die Menge an Klüften. So ist der Parameter „Mineralogie und Sprödigkeit“ entscheidend dafür, dass durch HF-Stimulation ausreichend hohe Permeabilitäten erzeugt werden können. Besitzt die Formation einen hohen Tonmineralgehalt, so reagiert sie tendenziell eher duktil. Das heißt, die Stimulation erzeugt nahezu keine Risse, da sich das Gestein bei Verpressen des Frac-Fluids eher verformt als bricht. Weiterhin neigen viele Tonminerale zum Quellen, was dazu führt, dass erzeugte Risse wieder geschlossen werden (BGR, 2016, S. 81 f.). Daher sollte das zu stimulierende Gestein möglichst viel

Quarz oder Karbonat beinhalten. Ist dies der Fall, so reagiert die Formation auf die Stimulation eher spröde, was zu einer guten Risserzeugung führt. Einhergehend damit beschreiben Passey et al., dass die nordamerikanischen Formationen üblicherweise unter 50 % Tonminerale beinhalten (2010, S. 13), und Jarvie (2012, S. 73) stellt fest, dass besonders produktive Schieferformationen über 30 % Quarzgehalt und kaum quellfähige Tonminerale enthalten. Für die oben genannten Schiefergasformationen sieht die Einschätzung hierzu gemäß BGR wie folgt aus:

Tabelle 13: Quarz-, Karbonat- und Tonmineralgehalt der Formationen Unterkarbon, Posidonienschiefer, Wealden sowie Mittelrhät (Daten entnommen aus BGR, 2016, S. 26).

Formation	Quarzgehalt (Mittelwert)	Karbonatgehalt (Mittelwert)	Tonmineralgehalt (Trend)
Unterkarbon	46 %	21 %	Hohe Variabilität vorhanden. Großteil weist aber unter 50 % Tonminerale auf.
Posidonienschiefer	19 %	28 %	Hohe Variabilität vorhanden. Die Hälfte weist aber unter 50 % auf.
Wealden	19 %	12 %	Großteil über 50 % Tonmineralgehalt.
Mittelrhät	Nicht ausreichend Daten vorhanden	Nicht ausreichend Daten vorhanden	Nicht ausreichend Daten vorhanden

Aus obiger Tabelle ist somit gut ersichtlich, dass die Stimulierbarkeit bei der Unterkarbon-Formation gut sein sollte. Auch der Posidonienschiefer weist viele Bereiche mit einem Tonmineralgehalt von unter 50 % auf und sollte somit auch gut stimulierbar sein. Wealden dagegen besitzt überwiegend Tonmineralgehalte von über 50 %, was die Stimulierbarkeit deutlich reduziert. Für die Formation Mittelrhät existieren aktuell noch keine ausreichenden Daten.

Der oben erwähnte zweite Parameter „Klüfte“ beschreibt, inwiefern die Formation bereits Klüfte bzw. natürliche Risse beinhaltet. In den drei Formationen Unterkarbon, Posidonienschiefer und Wealden konnten Hinweise auf vorhandene Klüfte und Risse

gefunden werden. Für die Formation Mittelrhät ist dies noch nicht ausreichend untersucht (BGR, 2016, S. 81 ff.).

Somit kann aus der BGR-Studie gefolgert werden, dass sowohl Unterkarbon als auch Posidonienschiefer hohe Mengen an technisch förderbarem Schiefergas besitzen. Die beiden Formationen Wealden und Mittelrhät weisen dagegen deutlich geringere Mengen an Schiefergas auf. Hinzu kommt, dass Wealden hohe Tonmineralgehalte besitzt, was die Risserzeugung mittels HF deutlich erschwert.

Anhand der Interviews wurden diese Ergebnisse diskutiert und die Experten befragt, bei welcher der Formationen sie eine unkonventionelle Schiefergasförderung durchführen würden. Dazu haben insgesamt sieben Experten eine klare Einschätzung abgegeben (Anhang S. 30, S. 50, S. 72, S. 93, S. 113, S. 134, S. 175). Experte IP 7 wählte zwei Formationen aus und wurde daher bei der Stimmabgabe doppelt berücksichtigt (Anhang, S. 156). Auch Experte IP 9 beantwortete diese Frage. Allerdings wollte er sich hier nicht eindeutig festlegen, weshalb seine Stimme nicht gewertet werden konnte (Anhang, S. 196). Generell stimmten die meisten Experten für den Posidonienschiefer, wie nachfolgende Abbildung verdeutlicht:

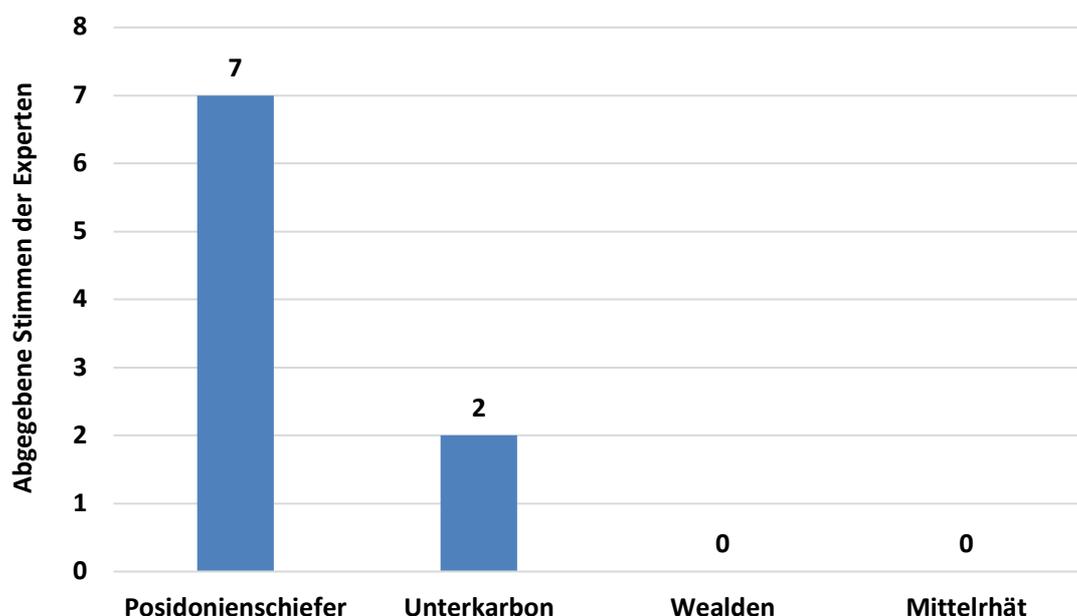


Abbildung 39: Verteilung der Stimmen der Experten auf die Formationen Posidonienschiefer, Unterkarbon, Wealden und Mittelrhät hinsichtlich der Frage, welche Formation sie für eine unkonventionelle Schiefergasförderung in Deutschland wählen würden.

Experte IP 4 begründet die Wahl des Posidonienschiefers damit, dass hier bereits Bohrungen durchgeführt wurden und ExxonMobil 2008 – vor Inkrafttreten des Fracking-Verbots in Deutschland – bereit war hier Schiefergas zu fördern (Anhang, S. 93). Hinzu kommt, dass gemäß dem Experten IP 6 der Posidonienschiefer am häufigsten ist (Anhang, S. 134). Einhergehend damit führt Experte IP 8 auf, dass der Posidonienschiefer im niedersächsischen Becken liegt, wo die Bevölkerungsdichte weniger ausgeprägt ist und die Erdölindustrie bereits präsent ist (Anhang, S. 175). Entgegen dieser Einschätzung sieht IP 5 die höhere Mächtigkeit und den höheren TOC-Gehalt als Vorteil für den Unterkarbon. Aufgrund der breiten Verteilung des Unterkarbons würde er an der Ostseeküste beginnen, da hier schon in der Vergangenheit Aktivitäten durchgeführt wurden (Anhang, S. 113). Die zweite Stimme für die Unterkarbon-Formation stammte, wie bereits oben beschrieben, vom Experten IP 7, der sowohl für den Posidonienschiefer als auch den Unterkarbon stimmte (Anhang, S. 156). Für die beiden anderen Formationen entschied sich keine der befragten Personen. Somit ist klar, dass Posidonienschiefer die bevorzugte Formation gefolgt vom Unterkarbon ist.

An dieser Stelle muss betont werden, dass die Experten ihre Einschätzung basierend auf den oben beschriebenen, aktuell verfügbaren Daten zu den Formationen abgaben. Für eine finale Entscheidung fordern sie allerdings noch weitere wichtige Informationen, wie in nachfolgender Tabelle zu sehen ist, ein (Anhang, S. 30, S. 50, S. 72, S. 93, S. 113, S. 134, S. 156, S. 175, S. 196).

Tabelle 14: In den Interviews genannte weitere wichtige Kriterien für die Wahl der Formation zur unkonventionellen Schiefergasförderung.

Experte	Kriterium 1	Kriterium 2	Kriterium 3	Kriterium 4	Kriterium 5	Weitere Kriterien
IP 1	Vorhandene Infrastruktur	Bevölkerungsdichte				
IP 2	Standortspezifische Temperatur	Porosität	Vorhandene Infrastruktur	Akzeptanz der Bevölkerung		
IP 3	Öl- und Gasindustrie vor Ort					
IP 4	Analogien zu erfolgreichen Schieferformationen					
IP 5	Analogien zu erfolgreichen Schieferformationen	Verhältnis der trans/axial Längenänderungen (Poisson's Ratio)	Deformierung durch Proppants (Brinell-Härte)	Maß der Steifheit (Youngs Modulus)	Fracbarrieren (Schichten mit erhöhtem Gesteins-schließdruck relativ zu den Zielzonen)	Säurebeständigkeit & Fluidsensibilität & Kerogengehalt
IP 6	Bevölkerungsdichte	Akzeptanz der Bevölkerung				
IP 7	Art des Gases (absorbiertes oder freies Gas) bestimmt die Abnahmerate der Förderung	thermische Reife des Kohlenstoffes				
IP 8	Bevölkerungsdichte	Öl- und Gasindustrie vor Ort				
IP 9	Lithologische Abfolge der Formationen					

Zum Beispiel handelt es sich um Information hinsichtlich der Infrastruktur. Es ist entscheidend, ob in der Nähe der Formationen Straßen und Erdgasleitungen schon vorhanden sind. Auch die Bevölkerungsdichte muss berücksichtigt werden. Zudem wichtig ist, ob die Erdöl- und Erdgasindustrie schon vor Ort ist. Unabhängig von diesen Faktoren wurden auch weitere technische Parameter genannt. Zum Beispiel ist es wichtig, wie porös die Formationen sind, da dies eine relevante Indikation ist, wie gut das Erdgas aus den Formationen migrieren kann. Einhergehend damit ist laut Experte IP 7 die Art des Gases entscheidend, also die Frage, ob es absorbiertes oder freies

Gas ist. Das absorbierte Gas ist im Gestein gebunden, während das freie Gas in Poren vorhanden ist und dadurch wesentlich leichter förderbar ist – also weniger HF-Stimulationen erfordert. Auch die thermische Reife der Kohlenstoffe ist entscheidend. Sie gibt wieder, welche Art von Kohlenstoffen vorliegt (Anhang, S. 156). Experte IP 5 führte weitere technische Faktoren wie zum Beispiel das Verhältnis der trans/axial Längen-änderungen, die Deformierung durch Proppants (Brinell-Härte) oder das Maß der Steifheit (Youngs Modulus) auf. Diese Faktoren sind entscheidend, wie gut die Risserzeugung durch die HF-Stimulation und infolgedessen die Erdgasproduktion erfolgen kann. Er empfiehlt in diesem Zusammenhang einen Vergleich mit erfolgreichen Formationen in den USA (Anhang, S. 113 f.). Experte IP 9 ergänzt zudem, dass die lithologische Abfolge der Formation entscheidend ist. Teilweise kann dadurch erkannt werden, ob eine entsprechende Formation auch leichter stimulierbare Schichten (zum Beispiel Sandstein) enthält (Anhang, S. 196).

Zusammenfassend kann gefolgert werden, dass die Wahl der Experten überwiegend auf den Posidonienschiefer fällt. Für eine finale Aussage müssten aber noch weitere Parameter, wie zum Beispiel die lithologische Abfolge oder das Maß der Steifheit der Formationen, bestimmt werden und es müsste ein Vergleich mit den erfolgreichen Formationen in den USA erfolgen. Im Rahmen dieser Arbeit wird die betriebswirtschaftliche Analyse daher bezogen auf den Posidonienschiefer durchgeführt.

7.3. Abschätzung der Produktivität des Posidonienschiefers

Entscheidend für die Bestimmung der Wirtschaftlichkeit der unkonventionellen Schiefergasförderung in der von den Experten herausgearbeiteten Formation Posidonienschiefer ist ihre Produktivität über die Zeit. Hierfür eignen sich, wie in Kapitel 2.4.2 beschrieben, verschiedene Modelle. Das Arps-Modell ist dabei das älteste und auch einfachste Verfahren, welches traditionell für konventionelle Lagerstätten angewandt wird. Das Duong-Modell dagegen ist ein Vertreter, welcher auch gut für das komplexere Fließverhalten von unkonventionellen Lagerstätten angewandt werden kann.

Allerdings zeigten die Untersuchungen von Tan et al., dass mit dem Arps-Modell für unkonventionelle Schiefergasvorkommen ähnliche Ergebnisse wie mit dem Duong-Modell erzielt werden können. Speziell verglichen sie in ihrer Studie die Vorhersagen des Arps-, Duong-, Fractional-Declinen(kurz FDC)- und des Stretch-Exponential-Decline(kurz SEPD)-Modells auf Basis der real gemessenen Werte in der unkonventionellen Fayetteville-Formation (2018, S. 564). Nachfolgende Abbildung zeigt diesen Vergleich:

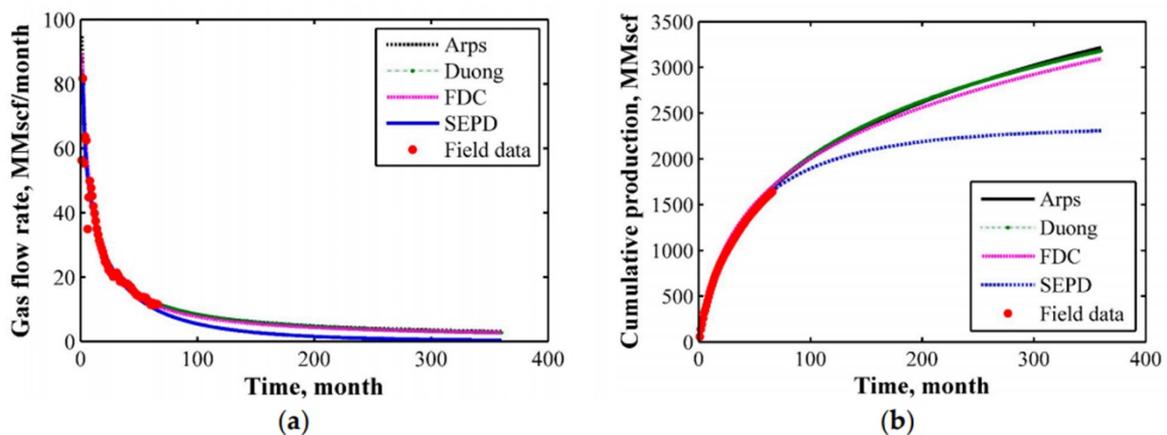


Abbildung 40: Links: Produktivität über die Zeit für die Fayetteville-Formation. Rechts: Kumulierte Produktionsmenge über die Zeit (Tan et al., 2018, S. 564).

Hierbei wird deutlich, dass das Arps-, Duong- und FDC-Modell zu ähnlichen Ergebnissen kommen. Lediglich das SEPD-Modell weicht deutlich ab und schätzt die Produktionsmengen pessimistischer ein. In diesem Zusammenhang muss erwähnt werden, dass die meisten Abnahmekurven immer auf der Basis erster real gemessener Werte beruhen. Dies ist zum Beispiel in Abbildung 44 gut ersichtlich. Hier entsprechen die roten Punkte Messwerten, welche dann als Grundlage für die Berechnung der weiteren Abnahmefunktion für die Modelle verwendet wurden. In vorliegender Arbeit liegen keinerlei Daten vor. Daher sind vor allem die neueren Modelle, welche viele Parameter aus den bereits bestimmten Messwerten ableiten, kaum anwendbar. Werden all diese Parameter abgeschätzt, ist davon auszugehen, dass der Fehler dieser neueren Methoden hoch ist. Daher eignet sich im Rahmen dieser Arbeit das Arps-Modell am besten, da hier lediglich zwei Parameter (die initiale

Produktionsrate q_i und die Abnahmerate a_i , siehe Tabelle 16) abgeschätzt werden müssen. Weiterhin weist es im Bereich der b-Konstante von 0 bis 1 hohe Genauigkeiten auf und ermöglicht die Definition von folgenden drei Produktivitätsszenarien:

I. Best case Produktivitätsszenario: harmonische Abnahmefunktion

- Produktionsmenge q_t :

$$q_t = q_i \cdot (1 + a_i \cdot t)^{-1}$$

- Kumulierte Produktionsmenge:

$$N_{pv} = \frac{q_i}{a_i} \cdot \ln\left(\frac{q_i}{q_t}\right)$$

II. Average case Produktivitätsszenario: hyperbolische Abnahmefunktion

- Produktionsmenge q_t :

$$q_t = q_i \cdot (1 + 0.5 \cdot a_i \cdot t)^{-2}$$

- Kumulierte Produktionsmenge:

$$N_{pv} = \frac{q_i^{0.5}}{0.5 \cdot a_i} \cdot (q_i^{0.5} - q_t^{0.5})$$

III. Worst case Produktivitätsszenario: exponentielle Abnahmefunktion

- Produktionsmenge q_t :

$$q_t = q_i \cdot e^{-a_i \cdot t}$$

- Kumulierte Produktionsmenge:

$$N_{pv} = \frac{(q_i - q_t)}{a_i}$$

Zur Berechnung der Produktivität q_t und der kumulierten Produktionsmenge sind Angaben hinsichtlich der initialen Produktionsrate q_i und der initialen Abnahmerate a_i notwendig. Aufgrund der Tatsache, dass in Deutschland keine industrielle unkonventionelle Schiefergasförderung durchgeführt wurde, existieren hierzu auch keine Referenzwerte. Daher wurde die Literatur zu Erfahrungswerten hinsichtlich der Größen q_i und a_i untersucht. Nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die q_i - und a_i -Werte verschiedenster Formationen in den USA (Saussay, 2018, S. 299 f.).

Tabelle 15: Initiale Produktionsrate q_i und initiale Abnahmerate a_i der Formationen Barnett, Eagle Ford, Fayetteville, Haynesville und Woodford.

Formation	q_i Durchschnitt 2010-2014 (MMcf/Jahr)	Initiale Abnahmerate (%)
Barnett	700	58
Eagle Ford	930	58
Fayetteville	920	57
Haynesville	2750	59
Woodford	1080	47

Hieraus wird deutlich, dass die initialen Produktionsmengen und Abnahmeraten von Formation zu Formation signifikant unterschiedlich sein können. Es könnte jetzt gemäß dem Vorsichtsprinzip vorgegangen werden und entsprechend die geringste initiale Produktionsmenge und höchste Abnahmerate für die Berechnung der Produktivität des Posidonienschiefers angewandt werden. Alternativ können die für die Produktivität relevanten Parameter der Formationen verglichen und es könnte so eine Einordnung vorgenommen werden. Gemäß der Studie von Wang beeinflussen vor allem folgende Parameter die Produktivität (2017, S. 1 ff.):

- Organischer Kohlenstoffgehalt (TOC)
- Permeabilität und Porosität der Formation
- Gestalt der Risse innerhalb der Formation

Zu den beiden ersten Parametern existieren sowohl für die US-Formationen als auch für die Formation Posidonienschiefer valide Daten. Für die Gestalt der Risse kann zur Formation Posidonienschiefer keinerlei Aussage getroffen werden, da hier noch keine HF-Stimulation angewandt wurde. Allerdings wird die Rissgestalt zu einem großen Teil durch die Sprödigkeit der Formation – welche wiederum von der Mineralogie abhängt (vgl. Kapitel 7.2) – bestimmt. Nachfolgende Tabelle vergleicht daher die Mineralogie, den organischen Kohlenstoffgehalt (TOC) sowie Porosität und Permeabilität der Formationen (Mohamed, 2016, S. 17 ff. und BGR, 2016, S. 26 & 139):

Tabelle 16: Organischer Kohlenstoffgehalt (TOC), Porosität, Karbonat-, Quarz- und Tonmineralgehalt der Formationen Barnett, Eagle Ford, Fayetteville, Haynesville, Woodford im Vergleich zur Posidonienschieferformation.

Formation	TOC [%]	Porosität [%]	Permeabilität [nD]	Karbonatgehalt [%]	Quarzgehalt [%]	Tonmineralgehalt [%]
Barnett	5,9	4 - 6 (5)	0 - 100 (50)	15	45	25
Eagle Ford	4,2	6 - 14	700 - 3000 (1000)	60	15	15
Fayetteville	5,7	2 - 8 (6)	0 - 100 (50)	12	35	38
Haynesville	7,8	4 - 14 (8,3)	0 - 5000 (350)	20	30	30
Woodford	9,3	3 - 9 (5,0)	0 - 700 (25)	5	55	20
Formation Posidonienschiefer	4,3	11,8	1790	28	19	< 50 %

Beim Vergleich wird deutlich, dass der Posidonienschiefer mit 4,3 % einen ähnlichen TOC-Gehalt wie die US-Formationen Barnett (5,9 %), Eagle Ford (4,2 %) und Fayetteville (5,7 %) besitzt. Im Vergleich zu den anderen beiden Formationen Haynesville und Woodford ist der organische Kohlenstoffgehalt dagegen deutlich

niedriger. Diese besitzen nämlich mit 7,8 und 9,3 % einen hohen TOC, was indirekt auch für einen hohen Erdöl- und/oder Erdgasgehalt spricht. Infolgedessen ist auch die initiale Produktionsrate q_i dieser beiden Formationen – Haynesville und Woodford – mit 2750 und 1080 MMcf/Jahr am höchsten (vgl. Tabelle 16). Im Bereich der Porosität liegt der Posidonienschiefer auf dem Niveau vom Eagle Ford. Der Quarz- und Carbonatgehalt bei den Formationen ist dagegen deutlich unterschiedlich. Entscheidend hierbei ist aber in erster Linie, wie viel Tonmineralgehalt vorhanden ist. Liegt viel Tonmineral vor, so reagiert die Formation beim Stimulieren duktil, weswegen die Risserzeugung und die Ergiebigkeit der Risse weniger effektiv sind. Am ehesten liegt der Posidonienschiefer hier auf dem Niveau der Fayetteville-Formation.

Somit zeigt dieser Vergleich, dass der Posidonienschiefer bei den Eigenschaften TOC, Porosität und Permeabilität dem Eagle Ford entspricht und bei der mineralogischen Zusammensetzung eher der Fayetteville-Formation. Daher könnte die initiale Produktionsrate q_i und die initiale Abnahmerate a_i dieser beiden US-Formationen als Referenz verwendet werden. Beim Blick auf diese Parameter der beiden Formationen (vergleiche Tabelle 16) fällt auf, dass diese beiden US-Formationen hier mit q_i -Werten von 930 und 920 MMcf/Jahr und einem a_i von 58 bzw. 57 % ähnlich sind. Für den Posidonienschiefer wird daher ein q_i -Faktor von 920 MMcf/Jahr und ein a_i von 57 % angenommen.

Anhand der obigen Produktivitätsszenarien I bis III werden basierend auf diesen Daten folgende Produktionsmengen berechnet:

Tabelle 17: Berechnete Produktionsmengen über die Zeit für die Formation Posidonienschiefer im best, average und worst case Szenario.

Zeit t in Jahren	Produktionsmenge in MMcf/Jahr zum Zeitpunkt t		
	best case	average case	worst case
0	920	920	920
1	586	557	520
2	430	373	294
3	339	267	166
4	280	201	94
5	239	156	53
6	208	125	30
7	184	103	17
8	165	86	10
9	150	72	5
10	137	62	3
11	127	54	2

12	117	47	1
13	109	42	1
14	102	37	0
15	96	33	0
16	91	30	0
17	86	27	0
18	82	24	0
19	78	22	0
20	74	20	0
21	71	19	0
22	68	17	0
23	65	16	0
24	63	15	0
25	60	14	0
26	58	13	0
27	56	12	0
28	54	11	0
29	52	11	0
30	51	10	0

In diesem Zusammenhang muss betont werden, dass eine maximale Laufzeit von 30 Jahren angenommen wird. Dann ist genau der Zeitpunkt erreicht (Jahr 2050), bis zu dem Deutschland komplett autark durch erneuerbare Energien versorgt werden soll. Graphisch sieht die Entwicklung der Produktivitäten wie folgt aus:

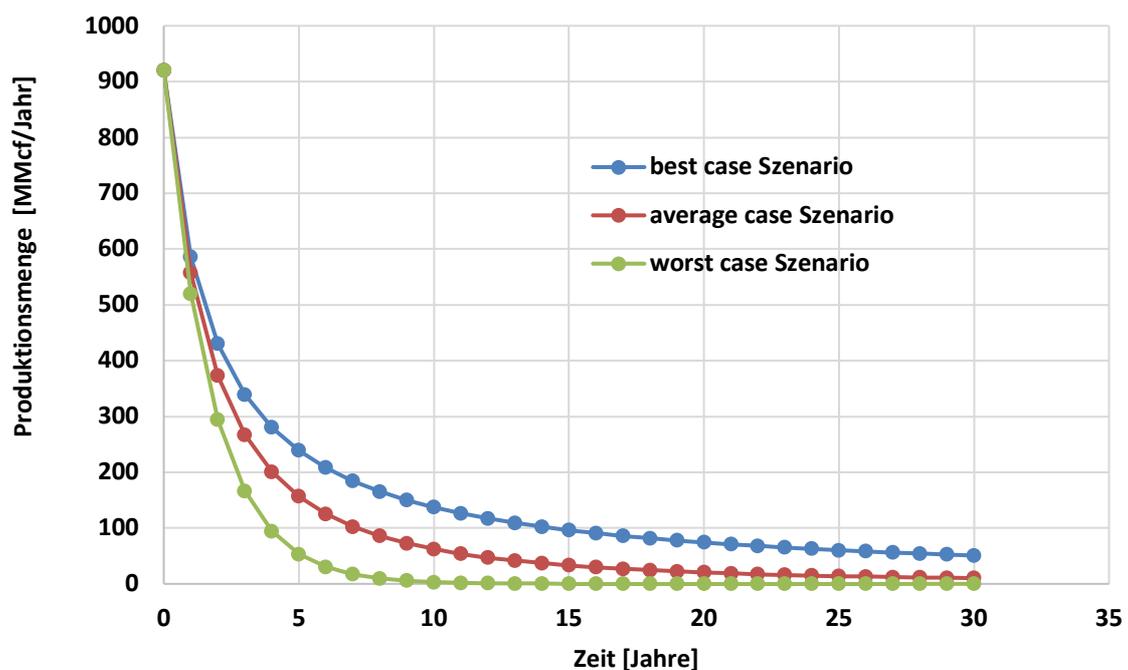


Abbildung 41: Entwicklung der Produktionsmengen im Posidonienschiefer über die Zeit im best, average und worst case Szenario.

Kumuliert ergeben sich über die Jahre folgende Produktionsmengen:

Tabelle 18: Berechnete kumulierte Produktionsmengen über die Zeit für die Formation Posidonienschiefer im best, average und worst case Szenario.

Zeit t in Jahren	kumulierte Produktionsmenge in MMcf zum Zeitpunkt t		
	best case	average case	worst case
0	728	716	701
1	1228	1172	1098
2	1609	1488	1322
3	1917	1720	1449
4	2176	1897	1521
5	2399	2037	1561
6	2594	2150	1584
7	2769	2244	1597
8	2927	2323	1604
9	3070	2390	1609
10	3202	2447	1611
11	3324	2498	1612
12	3437	2542	1613
13	3543	2581	1613
14	3642	2616	1614
15	3736	2647	1614
16	3824	2676	1614
17	3908	2701	1614
18	3988	2725	1614
19	4064	2746	1614
20	4136	2766	1614
21	4206	2784	1614
22	4272	2801	1614
23	4336	2816	1614
24	4398	2831	1614
25	4457	2844	1614
26	4514	2857	1614
27	4569	2869	1614
28	4622	2880	1614
29	4674	2890	1614
30	4724	2900	1614

Graphisch sieht die Gegenüberstellung der kumulierten produzierten Mengen an Erdgas wie folgt aus:

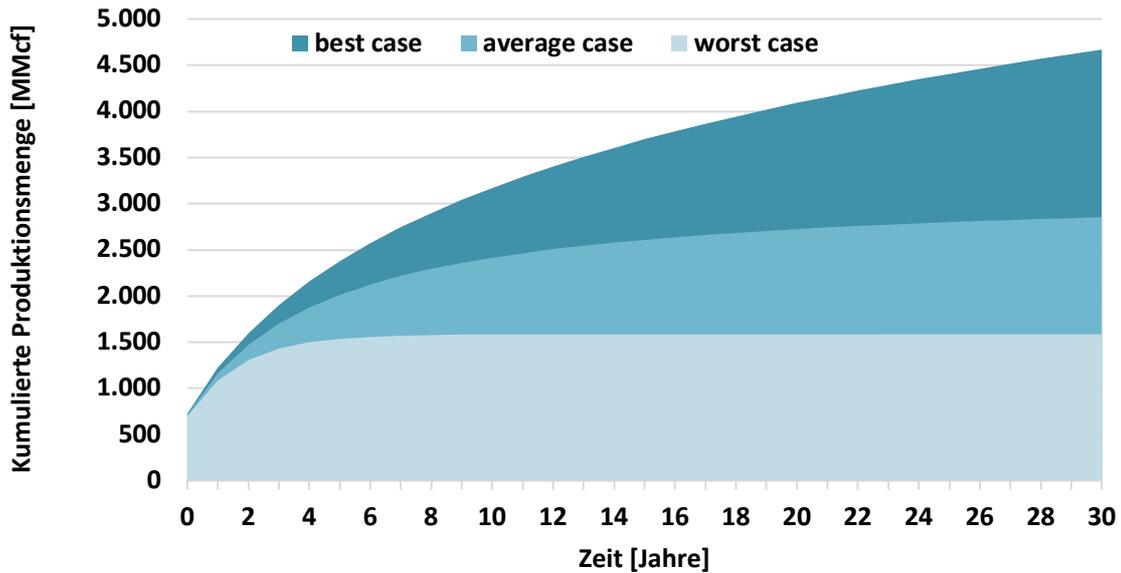


Abbildung 42: Entwicklung der kumulierten Produktionsmengen über die Zeit für die Formation Posidonienschiefer im best, average and worst case Szenario.

Im vorliegenden Szenario, dass jedes Jahr 20 Bohrlöcher fertiggestellt werden und dies über einen Zeitraum von fünf Jahren geschieht, würde dies folgenden Verlauf bei der jährlichen produzierten Menge sowie bei der kumulierten Produktionsmenge ergeben:

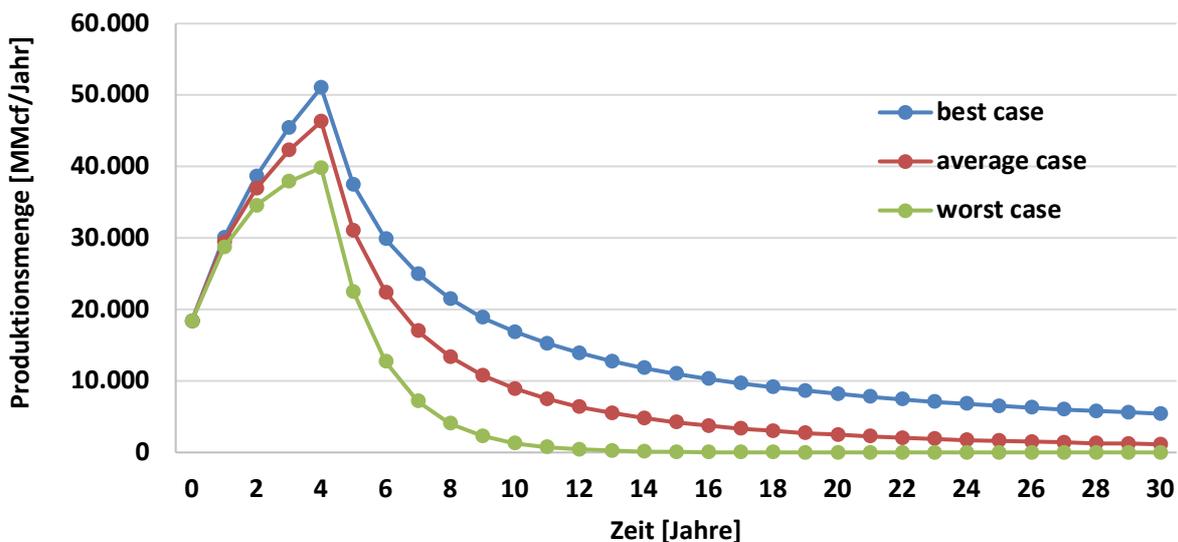


Abbildung 43: Berechnete Produktionsmengen (best, average und worst case Szenario) für das Szenario einer jährlichen Errichtung von 20 Bohrlöchern über einen Zeitraum von fünf Jahren.

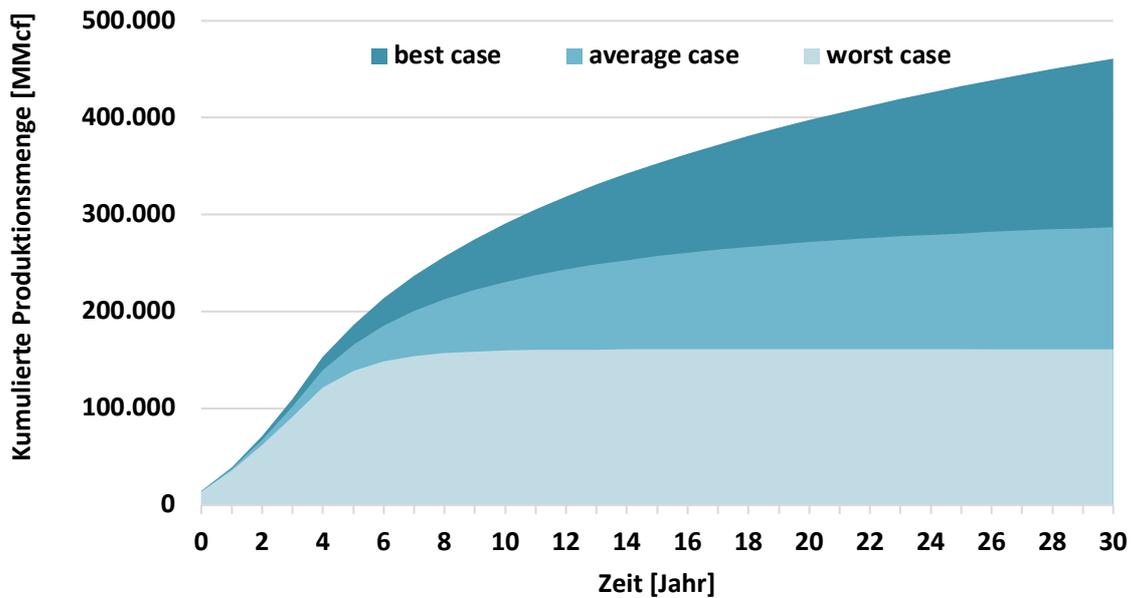


Abbildung 44: Kumulierte Produktionsmengen (best, average und worst case Szenario) für das Szenario einer jährlichen Errichtung von 20 Bohrlöchern über einen Zeitraum von fünf Jahren.

Zusammenfassend konnten innerhalb dieses Kapitels drei Szenarien für die Produktivität des Posidonienschiefers bestimmt werden. Im best case Szenario werden nach 30 Jahren Produktionsmengen in Höhe von ca. 450 T MMcf erreicht, während im worst case Szenario mit ca. 150 T MMcf nur 1/3 davon vorliegt. Diese Szenarien werden schließlich in der Wirtschaftlichkeitsberechnung in Kapitel 7.6 zur Bestimmung der Einzahlungen berücksichtigt.

7.4. Risiken von Hydraulic Fracturing und ihre Eindämmung

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit gehört vor allem auch eine Abschätzung der Kosten einer HF-Operation. Dafür müssen zunächst die Risiken von HF bestimmt werden. Darauf aufbauend können schließlich Wege zur Eindämmung der Risiken aus der Literatur sowie in der Diskussion mit den Experten ermittelt werden. Die daraus resultierende Handlungsempfehlung zur Durchführung von HF in Deutschland stellt dann die Grundlage zur Abschätzung der Kosten durch die Experten dar (siehe Kapitel 7.5).

Wichtig an dieser Stelle ist die Anmerkung, dass im Rahmen dieses Kapitels keine Wertung der Risiken stattfinden soll. In der wissenschaftlichen Literatur werden die Risiken teilweise kontrovers diskutiert. Speziell gibt es viele Studien, welche die Risiken als beherrschbar einstufen, aber auch Veröffentlichungen, wo sie als unvermeidbar beschrieben werden. Im Rahmen dieses Kapitels soll eine Zusammenstellung erfolgen, welche Risiken mit HF verbunden sind und wie sie möglichst vermieden werden können.

Ein Risiko von Hydraulic Fracturing wird im Review von Sovacool beschrieben. Es handelt sich um den hohe Wasserverbrauch. Durchschnittlich werden in den USA für eine unkonventionelle Förderung von Öl/Gas mittels Hydraulic Fracturing 10 – 15 Millionen Liter Frischwasser pro Bohrloch benötigt (2014, S. 257). Ein Teil dieser eingesetzten Menge an Wasser wird aus dem Bohrloch zurückgefördert (sog. Flowback) und aufgrund von Verunreinigungen (z. B. Salze, Kohlenwasserstoffe, suspendierte Feststoffpartikel sowie Reste des zur Stimulation benötigten Frac-Fluids) in bestehende, ausgebeutete Lagerstätten verpresst (Lester et al., 2015, S. 638). In Zeiten, wo vor allem über die Verfügbarkeit von Wasser diskutiert wird, stellt dies ein hohes Risiko dar. Eine Möglichkeit zur Reduzierung des Wasserverbrauchs ist das Recycling von diesem zurückgeförderten Wasser (Flowback), so wie es in den Studien von Kidder et al. (2011, S. 95 ff.) und Boschee (2014, S. 16 ff.) beschrieben ist. Aktuell sind die Kosten einer nachhaltigen Aufbereitung des Flowbacks aber deutlich höher als ein Entsorgen durch Verpressen, so dass in den USA kaum ein Recycling stattfindet (Chen/Carter, 2016, S. 158). Zur Minimierung des Wasserverbrauchs sollte für eine unkonventionelle Schiefergasförderung in Deutschland solch ein Recycling des Flowbacks etabliert bzw. als verpflichtend vorgeschrieben werden.

Neben dem Wasserverbrauch stellt auch die Verunreinigung von Grundwasser ein Risiko dar. So werden zwar die Bohrlöcher gegenüber grundwasserführenden Schichten mit zementierten Stahlrohren abgedichtet – eine Studie von Vidic et al. aus dem Jahr 2013 zeigte aber, dass im Zeitraum zwischen 2008 und 2013 von 6.466 untersuchten Bohrlöchern 3,4 % undicht waren – vornehmlich aufgrund von Problemen bei der Zementierung oder der Verbindung der Stahlrohre (S. 2). Daraus kann die Verschmutzung von Grundwasser mit Öl, Gas, Methan und den im Frac-Fluid enthaltenen Chemikalien folgen. Zur Eindämmung dieses Risikos kann an zwei Punkten angesetzt werden: Zum einen muss die Dichtigkeit des Bohrlochs permanent

überprüft werden. Hierfür kommt eine Vielzahl an Methoden in Frage. Die wohl bekannteste nennt sich Cement-Bond-Log. Dabei kann über die akustische Kopplung von Verrohrung und Zement eine Aussage über die Dichtigkeit getroffen werden (Kiran et al., 2017, S. 511 f.). Alternativ gibt es auch neuartige Ansätze, wie zum Beispiel den von Vipulanandan et al., wo der Zement mit Aluminiumoxid angemischt und verarbeitet wird. Nach Zementierung des Bohrlochs wirkt das Aluminiumoxid wie ein piezoresistiver Sensor, welcher eine permanente Überwachung des Bohrlochs ermöglicht (2018, S. 1 ff.). Zum anderen müssen die Gefahren ausgehend vom Frac-Fluid reduziert werden. Gemäß einer Studie von Stringfellow et al. gehen vor allem Gefahren vom Quellinginhibitor Tetramethylammoniumchlorid, von den Korrosionsinhibitoren Propargylalkohol und Thioharnstoff sowie von den Bioziden (z. B. Glutardialdehyd) aus (2014, S. 41 ff.). Für eine in Deutschland durchgeführte HF-Operation sollten alle bedenklichen Chemikalien im Frac-Fluid weggelassen bzw. durch unkritische Alternativen ersetzt werden. Dass dies möglich ist, zeigt bereits der Ansatz, dass kürzlich das bedenkliche Tetramethylammoniumchlorid durch das ungiftige, aus Hühnereiern gewonnene Cholinchlorid ersetzt wurde (Gordalla, 2013, S. 3887). Auch auf die giftigen Biozide kann durch den Einsatz von UV-Licht und Ultraschall verzichtet werden (Ashraf et al., 2014, S. 388 ff. und Hulsmans et al., 2010, S. 1004 ff.). Die direkte Substitution der Biozide mit Hopfensäuren, aus dem für die Bierherstellung verwendeten Hopfenextrakt, ist aktuell noch in der Erprobungsphase (Hurna, 2017, S. 64).

Auch die Gefahr von Erdbeben wird von vielen Studien als Risiko aufgeführt. So führt der Stimulationsprozess beim HF, also die Risserzeugung durch das Verpressen des Frac-Fluids, stets zu einer erhöhten seismischen Aktivität (Ellsworth et al., 2012, S. 403). Entsprechend nahmen gemäß U.S. Geological Survey die seismischen Aktivitäten in den USA seit 2008 um das Siebenfache zu (Sovacool, 2014, S. 260). Diese erhöhte seismische Aktivität kann schließlich zu Erdbeben mit Gefahr für Mensch und Umwelt führen. So konnten zum Beispiel spürbare Erdbeben in Kanada auf die Stimulation mittels Fracking zurückgeführt werden (Bao/Eaton, 2016, S. 1406 f.). Neben der Stimulation selbst kann auch die Entsorgung des Flowbacks in bereits ausgebeutete Lagerstätten zu kleineren Erdbeben führen (Keranen et al., 2014, S. 448 f.). Aber auch die spätere Förderung von Öl und Gas kann Erdbeben erzeugen. Wie bei einer konventionellen Förderung, kann die Kohlenwasserstoffentnahme ein Absacken von Formationsschichten bedingen. Im schlimmsten Fall führt dies, wie bei

der konventionellen Förderung in Groningen (Niederlande), zu Erdbeben (Kirchner, 2019, o. S.). Ob dieser Effekt durch die vorherige Stimulation mittels Fracking noch stärker ausgeprägt ist, kann an dieser Stelle nicht gesagt werden. Zur Reduzierung der Gefahr von Erdbeben empfehlen Maxwell et al. eine intensive geologische Vorerkundung der entsprechenden Formation. Basierend darauf kann die HF-Stimulation bzw. die unkonventionelle Schiefergasförderung entsprechend angepasst werden (Bohrplatz, Bohrdesign, HF-Stimulation, etc.). Eine Anpassung kann zum Beispiel sein, dass im Vorfeld ein maximaler Pumpdruck für das Verpressen des Frac-Fluids festgelegt wird. Als weitere Maßnahme sollte die seismische Aktivität am Bohrloch permanent überwacht werden. Sollte eine Seismizität über Stufe 2 beobachtet werden, so muss die HF-Operation entsprechend reduziert und angepasst werden (2015, S. 678 ff.). Analog sollte auch vorgegangen werden, falls eine erhöhte Seismizität während der Förderung auftritt. Hinsichtlich einer erhöhten Gefahr von Erdbeben durch die Entsorgung von Flowback in bereits ausgebeutete Lagerstätten kann gesagt werden, dass dies durch das Recycling des Flowbacks (siehe Maßnahme zu Reduzierung Wasserverbrauch) nicht mehr notwendig ist und folglich auch nicht erlaubt sein sollte.

Methan-Entweichungen stellen ein weiteres Risiko bei der Schiefergasgewinnung mittels HF dar. So entweichen 3,6 bis 7,9 % des Methans bei einer Schiefergasförderung in die Atmosphäre. Das ist deutlich mehr als bei einer konventionellen Förderung. Der Grund hierfür ist, dass bei der Stimulation zum Beispiel der Flowback zurückgepumpt werden muss. Dieser enthält große Mengen an Methan, das an der Erdoberfläche schließlich entweicht und als Treibhausgas entscheidend zur Klimaerwärmung beiträgt (Howarth et al., 2011, S. 679 ff.). In der Vergangenheit wurde häufig die Methode „flaring“ verwendet. Hierbei wurde das entweichende Methan in Form großer Flammen am Bohrloch verbrannt. Dadurch wurde das gefährliche Klimagas um bis zu 90 % reduziert – allerdings entstanden andere schädliche Gase wie CO₂ und das Erdgas wurde nicht effektiv genutzt (United States Environmental Protection Agency Air and Radiation, 2011, S. 4 f.). Die aktuell bevorzugte Lösung nennt sich „green completion“. Dabei wird das Methan durch eine geschickte Kombination aus Entsander und Dreiphasentrenner vom Wasser sowie Sand getrennt und kann dann in das Pipeline-System zum Verkauf eingespeist werden. Betreiber vermeiden diese Methode aufgrund der hohen Investitionskosten aktuell noch. Unter Berücksichtigung, dass das aufgefangene Gas aber verkauft

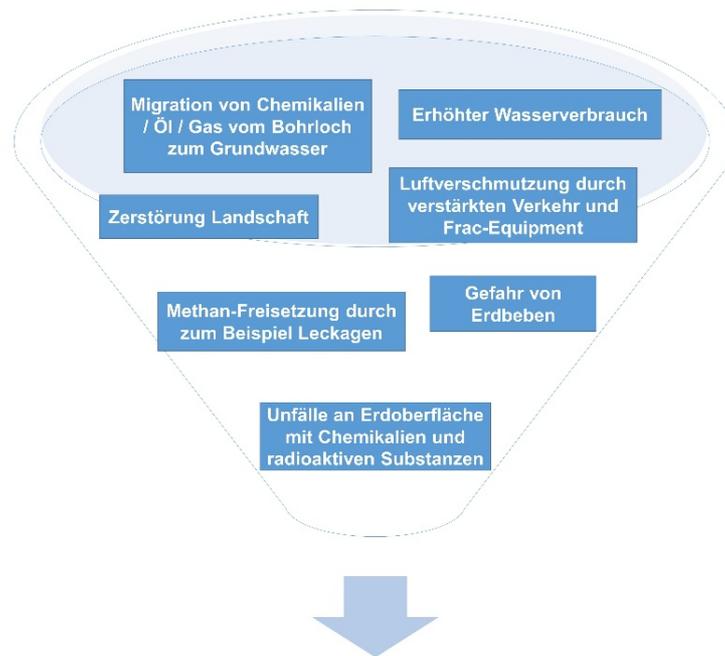
werden kann, rechnet sich diese Investition über die Jahre (United States Environmental Protection Agency Air and Radiation, 2011, S. 2 f.). Weiterhin können das Equipment und die Rohrleitungssysteme bezüglich ihrer Dichtigkeit gegenüber Leckagen verbessert werden. Ein Ansatz ist zum Beispiel die Verwendung spezieller Ventile und Dichtungen für die Pipelines (Clark et al., 2012, S. 1 ff.).

Neben der Luftverschmutzung durch Methan muss auch die Verschmutzung mit leicht flüchtigen Kohlenwasserstoffen wie zum Beispiel Benzol, Toluol oder Formaldehyd sowie mit Ozon, Kohlenstoffdioxid und Stickoxiden berücksichtigt werden. Diese Emissionen entstehen durch die auf Diesel-Basis betriebenen Pumpen, Kompressoren, Bohrvorrichtungen sowie den intensiven Antransport von Wasser und Ausrüstung durch eine Vielzahl von Lastwägen (Sovacool, 2014, S. 257 f.). In Texas, zum Beispiel, hat die Benzol-Konzentration einen Wert überschritten, von dem viele Experten davon ausgehen, dass er ein Risiko für Krebserkrankungen darstellt (Howarth et al., 2011, S. 273). Maßnahmen zur Reduzierung der Emissionen werden bereits diskutiert und teilweise umgesetzt. Zum Beispiel werden die durch Diesel betriebenen Pumpen/Equipment auf Erdgas (im besten Fall bereits das Methan, welches mittels „green completion“-Technologie am Entweichen gehindert wird) und/oder Sonnenenergie umgestellt. Dadurch werden die Emissionen im Vergleich zum Dieselmotorbetrieb deutlich reduziert (Kiger, 2014, o. S.). Das hohe Aufkommen an Lastwägen entsteht primär durch den Antransport von Frischwasser. Dies kann durch das oben beschriebene Recycling von Wasser (siehe oben) sowie wasserführende Leitungen in das entsprechende Fracking-Gebiet deutlich reduziert werden (Stephenson, 2015, o. S.).

Auch die Zerstörung der Landschaft durch Pipelines, Bohrstationen und die notwendige Infrastruktur stellt einen negativen Aspekt von Fracking dar. Eine Studie von Pierre et al. zeigt, dass vor allem die Errichtung der Pipelines von den Bohrlöchern hin zu den Verbrauchern einen großen Einfluss auf die Landschaft nimmt (2015, S. 1262). Dies kann durch sog. „cluster drilling“ deutlich reduziert werden. Dadurch werden von einem Bohrplatz aus mehrere Bohrungen durchgeführt. Als Konsequenz werden weniger Bohrplätze und damit auch weniger Pipelines benötigt. Auch die notwendige Infrastruktur kann deutlich reduziert werden (Ogoke et al., 2014, S. 1 ff.).

Schließlich besteht beim Fracking auch die Gefahr von Unfällen an der Erdoberfläche. Zum Beispiel können Auffangbehälter und Pipelines undicht werden oder Lkw verunglücken. Dadurch können Chemikalien, die für das Frac-Fluid benötigt werden, oder aber auch radioaktive Substanzen, die bei der Förderung des benutzten Wassers aus dem Bohrloch vorhanden sind, in das Trink- und Grundwasser gelangen. So wurden im Zeitraum von zehn Jahren in den Staaten Colorado, New Mexico, North Dakota und Pennsylvania 6.648 dieser Unfälle registriert (Patterson et al., 2017, S. 2567). Darunter befindet sich zum Beispiel ein Unfall mit dem Frac-Fluid im Jahr 2009 in Pennsylvania, welcher zu einem akuten Fisch- und Amphibiensterben führte (Rahm, 2011, S. 2976). Auch eine unbemerkte Leckage eines Auffangbehälters für Abwässer führte bei der Förderung von Öl und Gas mittels HF im Marcellus Shale zu einer Verunreinigung des Grundwassers (Llewellyn et al., 2015, S. 6325 ff.). Generell führen bereits die oben erwähnten Maßnahmen (vgl. Substitution giftiger Chemikalien im Frac-Fluid, geringere Infrastruktur und weniger Bohrlöcher durch cluster drilling, Aufbereitung der Abwässer reduziert Transport und Unfälle beim Verpressen) zu einem deutlich reduzierten Risiko von diesen Unfällen (auch accidental spills genannt). Weiterhin sollten spezielle Vorschriften (auch best management practices) zur Überwachung und Nachverfolgung aller an der Erdoberfläche durchgeführten Prozesse etabliert werden. Hierin kann zum Beispiel geregelt werden, wie häufig Auffangbehälter überprüft werden müssen bzw. bei welchen Konzentrationen an Chemikalien oder radioaktiven Stoffen bestimmte Vorkehrungen zu treffen sind. Solche Vorschriften wurden zum Beispiel bereits in Louisiana (USA) etabliert (Arthur et al., 2010, S. 5).

Basierend auf obigen Ausführungen wurde nachfolgender Maßnahmenplan, auch ergänzt durch die Empfehlungen von acatech (2015, S. 51 ff.), zur Reduzierung der Risiken von Hydraulic Fracturing erarbeitet:



Maßnahmen:

Geologisch-geophysikalische Vorerkundung

Umfangreiches Vorerkundungsprogramm mit geophysikalischen Kartierung des Untergrundes entlang von 2D-Profileschnitten mithilfe seismischer Verfahren. Zusätzlich Einsatz von sinnvollen neuartige Verfahren wie die Magnetotellurik zur Gewinnung weiterer Informationen.

Standortbezogene Risikobewertung und 3D-Modell des Untergrunds

Es soll ein 3D-Modell über Aufbau und Struktur des Untergrunds basierend auf den bestimmten geologischen und geophysikalischen Daten erarbeitet werden. Dieses Modell soll eine bessere Risikobewertung ermöglichen

Bohr-/Betriebsplatz

Unterliegt in Deutschland bereits strengen gesetzlichen Vorschriften, deren Einhaltung vom Bergamt überwacht wird. Im Fokus ist dabei der Grundwasserschutz, der durch folgende Maßnahmen eingedämmt werden soll:

- + Wasserundurchlässige Betonschicht für Bohrplatz und späteren Betriebsplatz
- + Umlaufendes Rinnensystem zum Auffangen von anfallenden Flüssigkeiten
- + Schutz Grundwasser durch Einbau einer zementierten Standrohre

Umweltverträglichkeitsprüfung

Vor jeder HF-Maßnahme sollte eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden

Well Integrity Management

Es sollen Mindeststandards für das Well Integrity Management entwickelt werden. Diese umfassen z.B. die permanente Drucküberwachung von Rohrabschnitten im Bohrloch oder aber auch die Erarbeitung von Notfallplänen.

Permanente Überwachung Bohrungsintegrität, Umweltparameter, Seismizität

Dichtigkeit von Bohrloch soll durch neuartige Systeme wie zum Beispiel piezoresistive Sensoren überwacht werden.

Reduzierung Wasserverbrauch:

Recycling und Aufbereitung von Flowback

Ersatz von giftigen Chemikalien im Frac-Fluid:

Quellinhibitoren, Biozide und Korrosionsinhibitoren sollen durch ungiftige Alternativen ersetzt werden

Reduktion Methan-Emission

Durch Technologien wie zum Beispiel „Green Completion“, welche das Methan am Bohrloch auffangen

Reduktion Luftverschmutzung

Ersatz von Diesel durch Erdgas und Solarstrom beim Betrieb von Pumpen und Frac-Equipment

Landbedarf reduzieren

Anzahl an Bohrlöchern und Pipelines durch Cluster-Drilling reduzieren. Hierbei werden von einem Bohrloch aus mehrere Bohrungen durchgeführt.

Abbildung 45: Maßnahmenplan zur Minimierung der Risiken von HF.

Dieser erarbeitete Maßnahmenplan wurde zusammen mit den Experten diskutiert. IP 5 merkt hierzu an, dass er sich „vor drei Jahren in einem Projektteam ... exakt mit dieser Liste beschäftigt“ hat. Einzig bezüglich des Punkts „Betreiben von Pumpen mit Solarstrom“ ist der Experte skeptisch, dass dies ausreicht, um die in den Spitzen benötigten 25 kWh zu erzeugen (Anhang, S. 116). Einhergehend damit führt Experte IP 6 auf, dass die Maßnahmen 1 bis 5 größtenteils schon so in der Industrie umgesetzt werden. Weiterhin ist die Industrie bestrebt die Chemikalien im Frac-Fluid sowie die Methanemissionen und den Landbedarf zu reduzieren (Anhang, S. 136 f.). IP 8 ergänzt zum Thema Frac-Fluid, dass hier aktuell in den USA vermehrt auf sog. Slickwater Frac-Fluide gesetzt wird. Diese beinhalten deutlich weniger Chemikalien als die konventionellen Fluide auf Basis von Guar Gum und können auch leicht wiederverwendet werden. Auch fordert IP 8, dass bei Bohrspülungen darauf geachtet wird, dass diese unbedenklich für das Trink- und Grundwasser sind. Dies liegt daran, dass bei der Erstellung des Bohrlochs häufig durch Trinkwasserschichten gebohrt wird und es hier ggf. zu einem Kontakt der Bohrspülung mit dem Trink- bzw. Grundwasser kommen kann. Hinsichtlich der Risserzeugung merkt er an, dass es hier in den USA mittlerweile spezielle Programme zur Planung der Risserzeugung für eine möglichst effektive unkonventionelle Schiefergasförderung mittels HF gibt. Dadurch werden bei der Stimulation nur dort Risse erzeugt, wo sie auch zwingend notwendig sind. Folglich kann zum Beispiel der Pumpendruck zum Verpressen des Frac-Fluids, das dann die Risse erzeugt, entsprechend angepasst werden und so die Gefahr von Erdbeben während der Stimulation reduziert werden (Anhang, S. 177).

Passend hierzu merkt der Experte IP 9 an, dass auch eine gründliche Vorprüfung, welches Equipment für die unkonventionelle Schiefergasförderung notwendig ist, zukünftig erfolgen sollte. Es werde nämlich häufig ein stark überdimensioniertes Equipment verwendet, das entsprechend eine höhere Luftverschmutzung verursacht. Auch merkt der Experte an, dass bezüglich der Reduktion des Landbedarfs über sog. „multilateral wells“ nachgedacht werden sollte. Hierbei wird nur ein vertikales Bohrloch erstellt. Ausgehend von diesem werden dann mehrere horizontale Bohrungen durchgeführt. Dadurch kann der Landbedarf nochmals deutlich reduziert werden. Auch präzisiert der Experte das Thema Wasserverbrauch. So wurde im Maßnahmenplan angegeben, dass der Flowback aufbereitet werden sollte. Der Flowback besteht meist aus dem Frac-Fluid, aus der Bohrspülung und auch aus Lagerstättenwasser. Der Experte erklärt hierzu, dass es Phasen während der Bohrung und des Betriebs gibt,

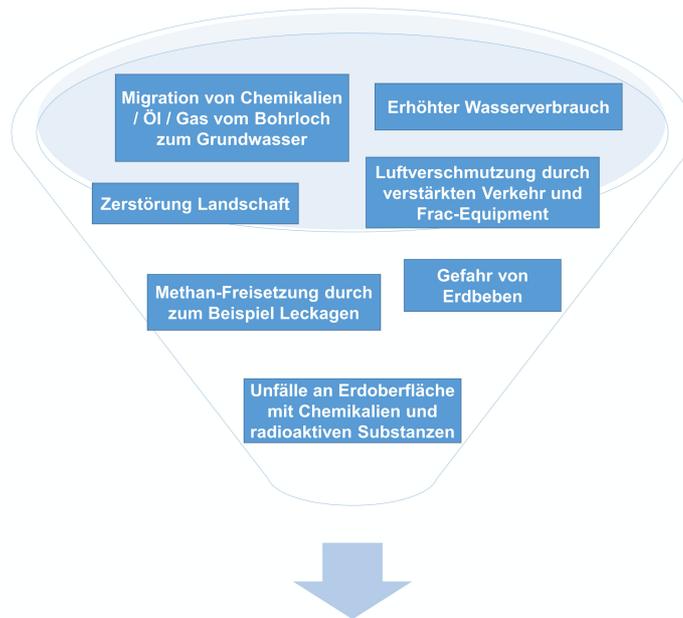
wo fast nur Lagerstättenwasser gefördert wird. Dies könnte ohne großen Aufwand zum Beispiel auch für die Stimulation verwendet und so der Wasserbedarf reduziert werden (Anhang, S. 198).

Auch das Thema Öffentlichkeitsarbeit wird seitens der Experten erwähnt. So fordern die Experten IP 1, IP 2 und IP 4, dass die Bevölkerung und Politik frühzeitig informiert und eingebunden werden müssen (Anhang S. 32 & S. 52 & S. 95).

IP 7 merkt hinsichtlich möglicher Methan-Leckagen an, dass dabei auch auf ein permanentes Monitoring Wert gelegt werden sollte. Speziell sollen zum Beispiel mit IR-Kameras Leckagen aufgespürt und sofort behoben werden (Anhang, S. 158). Ebenso betont IP 1, dass ein permanentes Monitoring wichtig ist. Er schlägt vor, dass regelmäßige Probebohrungen von unabhängiger Seite durchgeführt werden sollten, um zu bewerten, ob eine Verschmutzung durch die unkonventionelle Förderung von Erdgas vorliegt (Anhang, S. 32).

In eine ähnliche Richtung geht die Anmerkung von Experte IP 12. Er fordert, dass ein Baseline-Monitoring des Grundwassers durchgeführt werden sollte. Konkret erklärt er dies wie folgt: „Um einen fundierten Kenntnisstand der vor dem Beginn des Frac-Prozesses vorhandenen Stoffe im Grundwasser zu erlangen und auch sicherzustellen, dass wassergefährdende Stoffe (Frac-Chemikalien oder deren Metabolite sowie Formationswasser) im Frac-Fluid oder dem Flowback nicht vorab im Grundwasser vorhanden sind, sollte zwingend ein Baselinemonitoring (Nullzustand) durchgeführt werden. Um einer vollständigen Beweissicherung insbesondere auch zum Schutz des Betreibers Genüge zu tun, empfiehlt es sich, das Grundwasser vorab nicht nur auf Stoffe aus dem Frac-Fluid und Flowback zu untersuchen, sondern auch Stoffe zu betrachten, die über andere Aktivitäten (z.B. andere industrielle/nichtindustrielle Nutzung, Landwirtschaft (anthropogene Belastung), geogene Hintergrundbelastung, etc.) ins Grundwasser gelangen könnten bzw. gelangt sind.“ Weiterhin führt er an, dass nicht nur Emissions- sondern auch Immissionsmessungen durchgeführt werden sollten. Speziell sollte untersucht werden, welche Wirkung entsprechenden Verunreinigungen im Wasser, Luft oder Boden auf lebende Organismen (z.B. Mensch) haben. Auch sollte die Kohlenwasserstoffindustrie auf die Erfahrungswerte der Geothermie zurückgreifen. Diese besitzt einen sehr hohen Kenntnisstand hinsichtlich Struktur- und Spannungsfelderfassung sowie bezüglich Wasserwegsamkeiten (Anhang, S. 222 f.).

Anhand dieser Anmerkungen wurde der best-practice guide / Maßnahmenplan wie folgt angepasst:



Maßnahmen:

Geologisch-geophysikalische Vorerkundung

Umfangreiches Vorerkundungsprogramm mit geophysikalischen Kartierung des Untergrundes entlang von 2D-Profileschnitten mithilfe seismischer Verfahren. Zusätzlich Einsatz von sinnvollen neuartige Verfahren wie die Magnetotellurik zur Gewinnung weiterer Informationen. [Intensiver Austausch mit Geothermie zur Struktur- und Spannungsfelderfassung sowie zu Wasserwegsamkeiten \(Erfahrungen & Vorgehen\).](#)

Standortbezogene Risikobewertung und 3D-Modell des Untergrunds

Es soll ein 3D-Modell über Aufbau und Struktur des Untergrunds basierend auf den bestimmten geologischen und geophysikalischen Daten erarbeitet werden. Dieses Modell soll eine bessere Risikobewertung ermöglichen

Bohr-/Betriebsplatz

Unterliegt in Deutschland bereits strengen gesetzlichen Vorschriften, deren Einhaltung vom Bergamt überwacht wird. Im Fokus ist dabei der Grundwasserschutz, der durch folgende Maßnahmen eingedämmt werden soll:
 + Wasserundurchlässige Betonschicht für Bohrplatz und späteren Betriebsplatz
 + Umlaufendes Rinnensystem zum Auffangen von anfallenden Flüssigkeiten
 + Schutz Grundwasser durch Einbau einer zementierten Standrohre

Umweltverträglichkeitsprüfung

Vor jeder HF-Maßnahme sollte eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden

Well Integrity Management

Es sollen Mindeststandards für das Well Integrity Management entwickelt werden. Diese umfassen z.B. die permanente Drucküberwachung von Rohrschnitten im Bohrloch oder aber auch die Erarbeitung von Notfallplänen.

Permanente Überwachung Bohrungsintegrität, Umweltparameter, Seismizität

Dichtigkeit von Bohrloch soll durch neuartige Systeme wie zum Beispiel piezoresistive Sensoren überwacht werden. [Stimulation soll über Einsatz neuerer Software zielgerichteter erfolgen \(Wo sind Risse für eine hohe Produktivität wirklich notwendig\).](#) Regelmäßige Probebohrungen durch unabhängige Institute sollen mögliche Verschmutzungen durch z.B. Leckagen des Bohrlochs sofort erkennbar machen. [Baseline-Monitoring des Grundwassers \(kommen Stoffe im Grundwasser wirklich vom Fracking, oder waren sie vorher schon vorhanden\).](#) Auch Methan-Leckagen sollen durch permanentes Monitoring mit z.B. IR-Kameras schnell erkannt werden. Neben Emissions- sollten auch Immissionsmessungen durchgeführt werden.

Reduzierung Wasserverbrauch:

Recycling und Aufbereitung von Flowback. [Gefördertes Lagerstättenwasser direkt für zum Beispiel Stimulation verwenden.. Slickwater Frac-Fluide auf Basis von Polyacrylamiden wären hier deutlich besser recycelbar.](#)

Ersatz von giftigen Chemikalien im Frac-Fluid:

Quellinhibitoren, Biozide und Korrosionsinhibitoren sollen durch ungiftige Alternativen ersetzt werden. [Slickwater Frac-Fluide auf Basis von Polyacrylamiden wären hier eine gute Alternative, da diese meist keine giftige Chemikalien enthalten.](#) Auch die Bohrspülung soll frei von giftigen Chemikalien sein, da häufig durch Trink- und oder Grundwasserschichten gebohrt werden muss.

Reduktion Methan-Emission

Durch Technologien wie zum Beispiel „Green Completion“, welche das Methan am Bohrloch auffangen.

Reduktion Luftverschmutzung

Ersatz von Diesel durch Erdgas und Solarstrom beim Betrieb von Pumpen und Frac-Equipment. [Sorgfältige Prüfung, welches Equipment wirklich notwendig ist \(häufig wird stark überdimensioniertes Equipment eingesetzt\).](#)

Landbedarf reduzieren

Anzahl an Bohrlochern und Pipelines durch Cluster-Drilling reduzieren. Hierbei werden von einem Bohrplatz aus mehrere Bohrungen durchgeführt. [Weiterhin sollte über „multilateral wells“ nachgedacht werden \(von einem Bohrloch aus mehrere horizontale Bohrungen\).](#)

Öffentlichkeitsarbeit

Politik und Bevölkerung frühzeitig informieren und in alle Prozesse einbinden. Gefahren und der Aufwand der Betreiber diese einzudämmen transparent machen.

Abbildung 46: Mit den Experten angepasster Maßnahmenplan zur Minimierung der Risiken von HF. In blauer Schrift: zusätzlichen Anmerkungen der Experten.

7.5. Kosten von Hydraulic Fracturing in Deutschland unter Berücksichtigung der in Kapitel 7.4 bestimmten Maßnahmen

Wie bereits in Kapitel 2.4 beschrieben existieren zu den Kosten einer unkonventionellen Schiefergasförderung mittels HF kaum Informationen – vor allem nicht unter Berücksichtigung der in Kapitel 7.4 erarbeiteten Maßnahmen zur Verminderung der Risiken. Daher wurde dieser Punkt mit den Experten diskutiert. Hierzu wurde anhand des oben beschriebenen best-practice guides folgendes Szenario erarbeitet:

1. Von Experten als geeignet eingestufte Formation wird einer intensiven geologisch-geophysikalischen Vorerkundung unterzogen.
2. Es werden eine standortbezogene Risikobewertung und ein 3D-Modell des Untergrunds erstellt.
3. Es wird eine intensive Untersuchung zur Umweltverträglichkeit durchgeführt.
4. Bohr-/Betriebsplatz wird unter höchsten Sicherheitsvorkehrungen errichtet – wasserundurchlässige Betonschicht.
5. Insgesamt werden fünf Bohrplätze mit einem Cluster-Drilling-System à 20 Bohrungen errichtet.
6. Ein well integrity management wird entwickelt und Vorkehrungen zur permanenten Überwachung der Dichtigkeit des Bohrlochs, des Frac-Equipments und der Umweltparameter werden eingerichtet.
7. Für die fünf Bohrplätze wird eine Recyclinganlage zur Aufbereitung von Flowback und anfallenden Abwässern errichtet. Der Transport erfolgt mittels Pipeline-System.
8. Frischwassertransport erfolgt ebenfalls über Leitungen und nicht über den Transport mit Lkw.
9. Alle giftigen Chemikalien werden im Frac-Fluid ersetzt.
10. Die Bohrplätze werden mit einem Green-Completion-System zur Methan-Abtrennung ausgestattet.
11. Pumpen und Frac-Equipment werden mit Erdgas bzw. Solarstrom betrieben.

Das oben beschriebene Szenario beinhaltet nicht den Aspekt der teilweise kritischen Haltung der Bevölkerung, was zu Protesten und diversen Klagen führen könnte. Dieser Aspekt ist zu diesem Zeitpunkt nur schwer abschätzbar und müsste in einer weiteren Arbeit separat betrachtet werden.

Basierend auf obigem Szenario gaben vier der zwölf befragten Experten folgende Schätzungen zu den Kosten ab:

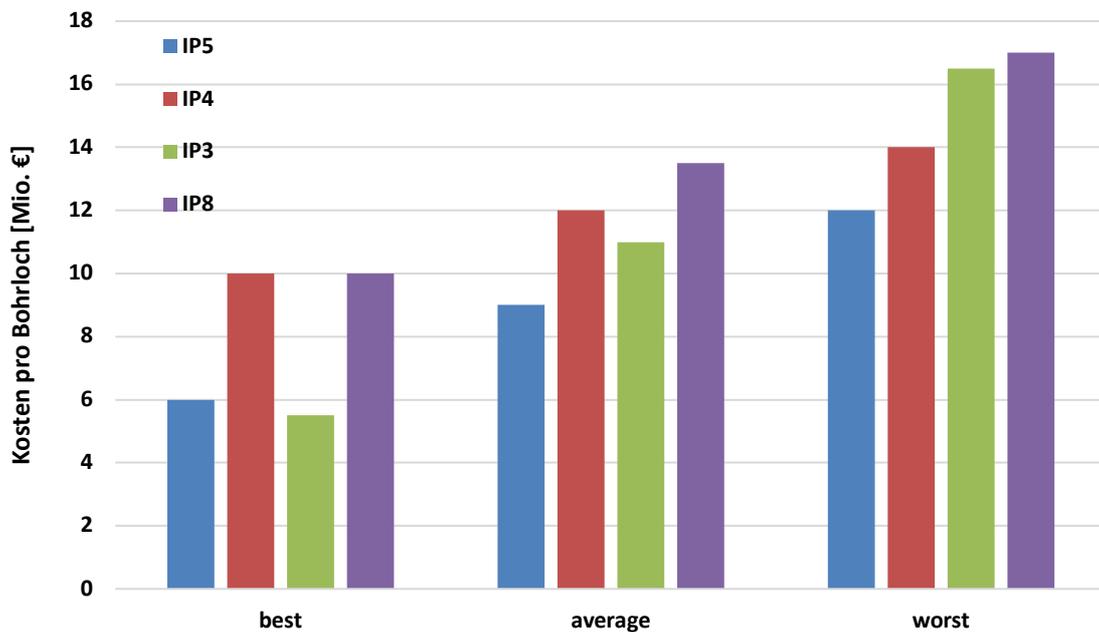


Abbildung 47: Durch die Experten abgeschätzte Investitionskosten pro Bohrloch im best, average und worst case Szenario.

Anhand dieser Einschätzungen werden folgende Mittelwerte für das best, average and worst case Szenario der Investitionskosten pro Bohrloch ermittelt:

- Best: 7,875 Mio. Euro
- Average: 11,375 Mio. Euro
- Worst: 14,875 Mio. Euro

Neben den Investitionskosten stellt sich die Frage, wie hoch die laufenden Betriebskosten sind. Dieser Aspekt wurde so explizit nicht im Interviewleitfaden abgefragt. Daher wurden die Experten, welche zu den Investitionskosten eine Angabe gemacht haben (IP 3, IP 4, IP 5 und IP 8), hier erneut kontaktiert. Dabei konnten die Experten IP 3 und IP 5 konkrete Angaben machen. Generell sieht IP 5 hier folgende Kostenfaktoren:

- Personalkosten für zum Beispiel Sicherheits- und Kontrollpersonal
- Abwasserentsorgung
- Stromversorgung
- Betriebsmittel (Diesel und Schmiermittel jeglicher Art)
- Kontrollbefahrungen
- Gasförderprozess (Kompressor, Trocknungsanlage, Pipelineinstandhaltung)

Er schätzt für diese Faktoren Kosten im Bereich von ca. 15 bis 20 T Euro pro Tag und Bohrplatz. Auf das Jahr bezogen ergeben sich damit drei mögliche Szenarien:

- Best: 5,5 Mio. Euro pro Bohrplatz bestehend aus 20 Bohrungen
- Average: 6,4 Mio. Euro pro Bohrplatz bestehend aus 20 Bohrungen
- Worst: 7,3 Mio. Euro pro Bohrplatz bestehend aus 20 Bohrungen

Die Einschätzung von IP3 lautet wie folgt: „Sie können als Faustregel ca. 5 % der Investitionen als jährliche Betriebskosten ansetzen.“ Auf dieser Basis ergeben sich folgende Betriebskosten:

- Best: 7,875 Mio. Euro pro Bohrplatz bestehend aus 20 Bohrungen
- Average: 11,375 Mio. Euro pro Bohrplatz bestehend aus 20 Bohrungen
- Worst: 14,875 Mio. Euro pro Bohrplatz bestehend aus 20 Bohrungen

Auch in der Literatur gibt es hierzu Erfahrungswerte. So veröffentlichte der in den USA stark Fracking betreibende Öl- und Gasproduzent Cabot Oil & Gas im November 2019 folgende Kosten für die Öl- und Gasförderung mittels Fracking (Cabot Oil & Gas, 2019a):

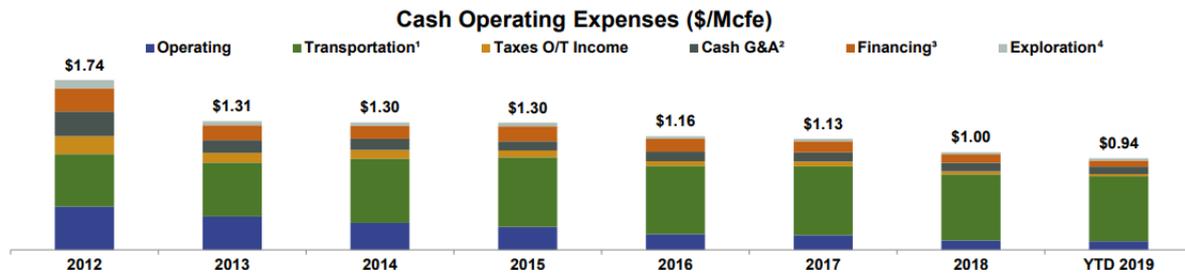


Abbildung 48: Kostenstruktur für die unkonventionelle Schiefergasförderung durch die Firma Cabot Oil & Gas (2019a).

Bei Betrachtung der Struktur der veröffentlichten Kosten fällt auf, dass diese aus folgenden Komponenten bestehen:

- Betriebskosten
- Transportkosten
- Steuerzahlungen
- Administrationskosten
- Kapitalkosten
- Aufsuchungskosten

Die vom Experten aufgeführten Kosten entsprechen hier vornehmlich den Betriebskosten. Diese betragen bei Cabot Oil & Gas laut Abbildung 43 im Jahr 2012 ca. \$ 0,45 pro Mcf und im Jahr 2018 ca. \$ 0,1 pro Mcf. Anhand der produzierten Menge von 268 Bcf bei 189 aktiven Bohrplätzen im Jahr 2012 ergeben sich die jährlichen Betriebskosten in Höhe von ca. \$ 650 T bzw. 580 T Euro pro Bohrplatz (Cabot Oil & Gas, 2012). Im Jahr 2019 wurden mit 647 aktiven Bohrplätzen 735 Bcf gefördert (Cabot Oil & Gas 2019b). Auf dieser Basis ergeben sich hier ca. \$ 100 T bzw. 90 T

Euro pro Bohrplatz (angenommener Wechselkurs von 1 US-Dollar = 0,90 Euro, Stand: August 2019). Dies zeigt eindeutig die großen Synergieeffekte, die bezüglich der Betriebskosten realisiert werden können. Eine Verdreifachung bei den Bohrplätzen führt zu einer Senkung der Betriebskosten pro Bohrplatz auf ca. 1/6. Dies ist auch gut nachvollziehbar, da zum Beispiel ein Bohrplatz Sicherheits-, Wartungs- und Kontrollpersonal benötigt. Bei zehn Bohrplätzen wird dieser Bedarf an Personal nicht signifikant höher ausfallen, da das entsprechende Personal auch mehrere Bohrplätze überwachen, kontrollieren bzw. warten kann. Genau dieser Effekt ist auch der Grund, warum die durch die Experten geschätzten Betriebskosten im Bereich von 5 bis 15 Mio. Euro pro Bohrplatz liegen. Die Experten gingen hier von wenigen Bohrplätzen aus.

Es stellt sich daher die Frage, welche Betriebskosten im Rahmen der Doktorarbeit verwendet werden sollen. Dazu muss diskutiert werden, ob eine Betreiberfirma durch die Investition in obiges Szenario bereits starke Synergieeffekte realisieren kann, weil sie zum Beispiel schon intensive Gas- oder Ölförderungen in Deutschland bzw. benachbarten Ländern betreibt. Davon ist aber nicht auszugehen, da Fracking in Deutschland bzw. benachbarten Ländern kaum durchgeführt wird und die konventionelle Förderung von Öl und Gas in Europa eher schwach vertreten ist. Daher sollten für das geplante Szenario die von den Experten abgeschätzten Kosten verwendet werden. Die Mittelwerte der von den beiden Experten abgegebenen Schätzungen sind wie folgt:

- Best: 6,6875 Mio. Euro pro Bohrplatz bestehend aus 20 Bohrungen
- Average: 8,8875 Mio. Euro pro Bohrplatz bestehend aus 20 Bohrungen
- Worst: 11,0875 Mio. Euro pro Bohrplatz bestehend aus 20 Bohrungen

Weiterhin muss geklärt werden, ob es sich bei den Kosten eher um fixe oder um variable Kosten handelt. Bei Betrachtung der Struktur der Kosten fällt hierbei auf, dass die meisten Kosten unabhängig von der Produktionsmenge sind (= fixe Kosten). So muss das Sicherheits- und Kontrollpersonal sicherlich auch bei geringsten Produktionsmengen noch anwesend sein. Auch die Kontrollbefahrungen oder die Pipelineinstandsetzung ist relativ unabhängig von der produzierten Menge an Erdgas.

Daher werden die von den Experten abgeschätzten Kosten als Fixkosten angenommen, die jedes Jahr zu entrichten sind.

Anhand der veröffentlichten Kosten durch die Cabot Oil & Gas wird aber deutlich, dass noch weitere Kosten in der Analyse der Wirtschaftlichkeit von Fracking in Deutschland berücksichtigt werden müssen. So führt die Firma Cabot Oil & Gas z. B. noch den Posten Steuerzahlungen auf. Diese müssen in Deutschland mit dem üblichen Steuersatz von ca. 31 % angenommen werden (Hildebrand/Riedel, 2019). Sollten jährliche Verluste auftreten, so wird die vereinfachende Annahme getroffen, dass keine Steuerrückzahlungen geltend gemacht werden können.

Zusätzlich zu den Steuerzahlungen müssen auch noch Förderabgaben berücksichtigt werden. Diese werden bei Öl- und Gasförderungen in Deutschland gemäß dem Bundesberggesetz geregelt. Hier ist unter § 31 Folgendes zu finden (Bundesberggesetz, 1980, S. 18): „...Die Förderabgabe beträgt zehn vom Hundert des Marktwertes, der für im Geltungsbereich dieses Gesetzes gewonnene Bodenschätze dieser Art...“. Somit kann innerhalb der Arbeit mit 10 % des Marktpreises von Erdgas als Förderabgabe gerechnet werden.

Weiterhin sind in der Kostenaufführung der Firma Cabot Oil & Gas noch die Posten „Explorationskosten“, „Finanzierungskosten“, „Transportkosten“ und „Administrationskosten“ zu finden. Bezüglich der Explorationskosten und Transportkosten muss berücksichtigt werden, dass die Firma Cabot Oil & Gas stetig neue Bohrplätze erschließt und so jährlich Explorations- und Transportkosten anfallen. Im vorliegenden Szenario wird dieser Fall nicht berücksichtigt und angenommen, dass die Explorations- und Transportkosten bereits in den Investitionskosten enthalten sind. Bezüglich der Finanzierungskosten wird angenommen, dass ein Unternehmen diese Investition tätigt. Daher werden die Finanzierungs- bzw. Kapitalkosten über den WACC (vgl. Kapitel 5.2.1) in der Berechnung berücksichtigt. Für die Öl- und Gasindustrie gibt es eine Studie aus dem Jahr 2019, welche anhand von 301 Firmen den WACC errechnete. Dabei ergab sich ein Wert von 8,52 % (Damodaran, 2019). Allerdings muss in diesem Zusammenhang auch berücksichtigt werden, dass eine unkonventionelle Schiefergasförderung in Deutschland anfänglich noch viele unbekannte Parameter und somit auch mehr Risiko beinhaltet. Daher wird innerhalb dieser Arbeit von einem WACC von 10 % nach Steuern ausgegangen.

Bei den Administrationskosten wird schließlich angenommen, dass diese bereits in den ohnehin hoch angesetzten jährlichen Fixkosten enthalten sind.

Hinsichtlich Abschreibungen muss betont werden, dass die unkonventionelle Erdgasförderung teilweise über einen Zeitraum von 5 bis 30 Jahren, je nach Produktivität, laufen kann. Die höchsten Erträge werden aber in den Anfangsjahren erzielt – dann nimmt die Förderung stark ab. Es kann davon ausgegangen werden, dass innerhalb der ersten zehn Jahre die überwiegende Produktion/Nutzung erfolgt. Daher wird eine Nutzungsdauer von zehn Jahren abgeschätzt und eine lineare Abschreibung mit 10 % pro Jahr angewandt. Der Restwert nach zehn Jahren ist vermutlich vernachlässigbar gering. Das Bohrloch für die unkonventionelle Erdgasförderung kann nicht einfach verkauft bzw. an einem anderen Ort wiederverwendet werden. Es stellt sich daher die Frage, ob nach zehn Jahren die Produktivität noch so hoch ist, dass die gesamte Förderanlage (inkl. Bohrloch) noch einen beträchtlichen Restwert besitzt, oder ob das Bohrloch für eine weitere Stimulation der Formation genutzt werden kann und so die Produktivitäten wieder gesteigert werden können. Da dies nicht mit Sicherheit bejaht werden kann, wird für die Anlage nach der Nutzungsdauer ein Restwert von 0 angenommen. Analog verhält es sich mit den Kosten für den Rückbau des Bohrplatzes und die Verschließung des Bohrloches. Es ist hier ebenfalls schwer vorherzusagen, wann diese Kosten anfallen. So ist es, wie oben beschrieben, möglich, dass ggf. durch eine erneute Stimulation die Nutzungsdauer erheblich verlängert wird. So kann der Rückbau z. B. erst nach 50 Jahren notwendig werden. Aufgrund dieser Tatsache und der ohnehin eher geringen Kosten wird dieser Effekt genauso wie der Restwert des Bohrplatzes bzw. Bohrloches vernachlässigt.

Abschließend muss noch diskutiert werden, wie und ob eine zeitliche Änderung der Kosten berücksichtigt werden muss. In diesem Zusammenhang wird festgelegt, dass Steuern, Förderabgaben, Kapitalkosten und Abschreibungen konstant über die Zeit bleiben. Die Investitionskosten werden innerhalb der ersten fünf Jahre fällig und es ist davon auszugehen, dass zum Start der unkonventionellen Förderung ein festes und verbindliches Angebot vorliegt, wo die Kosten der über fünf Jahre andauernden Investition genau geregelt sind. Daher ist hier von keiner signifikanten Änderung auszugehen, zumal die Experten ihre Kostenschätzung explizit für das Szenario einer

Investition über fünf Jahre abgegeben haben. Auch eine mögliche inflationäre Erhöhung des Investitionsbetrags wird bei diesen fünf Jahren vernachlässigt.

Anders verhält es sich bei den Betriebskosten. Sie fallen über den kompletten Zeitraum der unkonventionellen Schiefergasförderung an. Dieser kann teilweise bis zu 20 bzw. 25 Jahre betragen. Daher muss hier die stetige Preiserhöhung durch die Inflation berücksichtigt werden. Hierfür kann die durchschnittliche Inflationsrate in Höhe von ca. 2 % (genauer Wert 1,87 % wird auf volles Prozent aufgerundet) über die letzten 20 Jahre in Deutschland herangezogen werden (Inflation.eu, 2020). Somit ergeben sich die Betriebskosten zum Zeitpunkt t über folgende Formel:

$$B_t = B_0 \cdot (1,02)^t$$

Gleichung 9: Betriebskosten zum Zeitpunkt t (= B_t) werden ermittelt durch Multiplikation der anfänglichen Betriebskosten B_0 mit dem Faktor $(1,02)^t$.

Zusammenfassend kann die Kostenstruktur des geplanten Szenarios wie folgt aufgeführt werden:

Tabelle 19: Zusammenfassung der Kosten für das geplante Szenario einer unkonventionellen Schiefergasförderung in Deutschland.

Art der Kosten	Höhe der Kosten
Investitionskosten	<ul style="list-style-type: none"> • Best: 7,875 Mio. Euro pro Bohrloch (= bei einem Bohrplatz à 20 Bohrungen: 157,5 Mio. Euro) • Average: 11,375 Mio. Euro Pro Bohrloch (= bei einem Bohrplatz à 20 Bohrungen: 227,5 Mio. Euro) • Worst: 14,875 Mio. Euro pro Bohrloch (= bei einem Bohrplatz à 20 Bohrungen: 297,5 Mio. Euro)
Fixe Betriebskosten (enthält Personalkosten, Wartungskosten, Betriebsmittel, etc.)	<ul style="list-style-type: none"> • Best: 6,6875 Mio. Euro pro Bohrplatz • Average: 8,8875 Mio. Euro pro Bohrplatz • Worst: 11,0875 Mio. Euro pro Bohrplatz <p>Jährliche Zunahme der Betriebskosten wird über Inflationsrate von 2 % und folgende Formel berücksichtigt:</p> $B_t = B_0 \cdot (1,02)^t$
Steuer	31 %
Variable Förderabgaben	10 % des Marktpreises des Erdgases
Kapitalkosten (WACC)	10 %
Abschreibungen	10 %

7.6. Wirtschaftlichkeitsberechnung von Hydraulic Fracturing für Deutschland

7.6.1. Kapitalwert für verschiedene Szenarien

Auf Basis der zukünftigen Gaspreisentwicklung (vgl. Kapitel 7.1), der abgeschätzten Fördermengen an Erdgas (siehe Kapitel 7.2) und der Kosten einer unkonventionellen Schiefergasförderung mit insgesamt 100 Bohrlöchern im Posidonienschiefer (vgl. Kapitel 7.5) wird nun die Wirtschaftlichkeitsberechnung mittels Kapitalwertmethode analysiert. Dabei werden insgesamt folgende 27 Szenarien betrachtet:

Tabelle 20: Betrachtete Szenarien innerhalb der Wirtschaftlichkeitsanalyse.

Nr.	Szenario	Investitions- und Betriebskosten	Gaspreis	Produktivität
1	bbb	best	best	best
2	bba	best	best	average
3	bbw	best	best	worst
4	bab	best	average	best
5	bwb	best	worst	best
6	baa	best	average	average
7	baw	best	average	worst
8	bwa	best	worst	average
9	bww	best	worst	worst
10	aaa	average	average	average
11	aab	average	average	best
12	aaw	average	average	worst
13	aba	average	best	average
14	awa	average	worst	average
15	abb	average	best	best
16	abw	average	best	worst
17	awb	average	worst	best
18	aww	average	worst	worst
19	www	worst	worst	worst
20	wwa	worst	worst	average
21	wwb	worst	worst	best
22	waw	worst	average	worst
23	wbw	worst	best	worst
24	waa	worst	average	average
25	wab	worst	average	best
26	wba	worst	best	average
27	wbb	worst	best	best

Es sei an dieser Stelle nochmals angemerkt, dass das low price Szenario der Erdgaspreisentwicklung dem worst case Szenario, das middle price dem average case Szenario und das high price dem best case Szenario entspricht. Weiterhin muss betont werden, dass als maximale Nutzungsdauer 30 Jahre beginnend 2020 definiert werden. 2050 ist nämlich der Zeitpunkt erreicht, ab dem Deutschland autark durch erneuerbare Energien versorgt werden soll.

Exemplarisch soll an dieser Stelle die Berechnung des Kapitalwerts und des kalkulatorischen Zinssatzes für die Szenarien bbb (best Szenario bei Investitions- und Betriebskosten, best Szenario bei Gaspreisentwicklung und best Szenario bei Produktivität), www (worst Szenario bei Investitions- und Betriebskosten, worst Szenario bei Gaspreisentwicklung und worst Szenario bei Produktivität) und aaa (average Szenario bei Investitions- und Betriebskosten, average Szenario bei Gaspreisentwicklung und average Szenario bei Produktivität) dargestellt werden. Alle anderen Bestimmungen des Kapitalwerts befinden sich im Anhang auf S. 237-284.

Tabelle 21: Berechnung Kapitalwert für das bbb-Szenario.

Jahr	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2050
	0	1	2	3	4	5	10	30
Investitionsauszahlung [in Mio. €]	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	0	0	0
20 Bohrlöcher pro Jahr über 5 Jahre								
Produktionsmenge Erdgas best case [MMMcf]	0	18400,0	30119,7	38717,9	45507,5	51117,3	18940,5	5626,8
Gaspreis best case [€/GJ]	10,0625	10,65625	11,25	11,84375	12,4375	13,03125	16	21,5
Gaspreis best case [€/MMMcF]	10592	11217	11842	12467	13092	13717	16842	22632
(Umrechnungsfaktor 1 MMcF = 1052,6 GJ)								
Einzahlungen [in Mio. €]	0,0	206,4	356,7	482,7	595,8	701,2	319,0	127,3
Betriebskosten best case [in Mio. €]	0	6,7	13,4	20,1	26,8	33,4	33,4	33,4
Betriebskosten best case mit Inflation [in Mio. €]	0,0	6,8	13,9	21,3	29,0	36,9	40,8	60,6
Förderabgabe 10 % vom Ertrag [in Mio. €]	0	20,6	35,7	48,3	59,6	70,1	31,9	12,7
Auszahlungen [in Mio. €]	0,0	27,5	49,6	69,6	88,5	107,0	72,7	73,3
Überschuss vor Steuern [in Mio. €]	0,0	178,9	307,1	413,1	507,3	594,1	246,3	54,0
Abschreibungen pro Jahr [in Mio. €]		15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
		15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
		15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
Summe Abschreibung [in Mio. €]	0,0	15,8	31,5	47,3	63,0	78,8	78,8	0
zu versteuernder Überschuss [Saldo - Abschreibungen, in Mio. €]	0,0	163,2	275,6	365,9	444,3	515,4	167,6	54,0
Steuerzahlung [zu versteuernder Gewinn x 0,31, in Mio. €]	0,0	50,6	85,4	113,4	137,7	159,8	52,0	16,8
Überschuss nach Steuern [in Mio. €]	0,0	128,3	221,7	299,7	369,5	434,4	194,4	37,3
Überschuss nach Steuern und Investitionen [in Mio. €]	-157,5	-29,2	64,2	142,2	212,0	434,4	194,4	37,3
Abzinsungsfaktor (1+0,1) ^{-Jahr}	1,00	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,39	0,06
Saldo Barwert [in Mio. €]	-157,5	-26,5	53,0	106,8	144,8	269,7	74,9	2,1
Saldo Kapitalwert [in Mio. €]	-157,5	-184,0	-131,0	-24,1	120,7	390,4	997,2	1324,9

Tabelle 22: Berechnung Kapitalwert für das aaa-Szenario.

Jahr	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2050
	0	1	2	3	4	5	10	30
Investitionsauszahlung [in Mio. €]	227,5	227,5	227,5	227,5	227,5	227,5	0	0
20 Bohrlöcher pro Jahr über 5 Jahre								
Produktionsmenge Erdgas average case [MMcf]	0	18400,0	29543,2	37008,0	42355,3	46373,1	10843,7	1224,8
Gaspreis average case [€/GJ]	8	8,25	8,5	8,75	9	9,25	10,5	11
Gaspreis average case [€/MMcf]	8421	8684	8947	9211	9474	9737	11053	11579
(Umrechnungsfaktor 1 MMcf = 1052,6 GJ)								
Einzahlungen [in Mio. €]	0,0	159,8	264,3	340,9	401,3	451,5	119,9	14,2
Betriebskosten average case [in Mio. €]	0	8,9	17,8	26,7	35,6	44,4	44,4	44,4
Betriebskosten average case mit Inflation [in Mio. €]	0,0	9,1	18,5	28,3	38,5	49,1	54,2	80,5
Förderabgabe 10 % vom Ertrag [in Mio. €]	0	16,0	26,4	34,1	40,1	45,2	12,0	1,4
Auszahlungen [in Mio. €]	0,0	25,0	44,9	62,4	78,6	94,2	66,2	81,9
Überschuss vor Steuern [in Mio. €]	0,0	134,7	219,4	278,5	322,7	357,3	53,7	-67,7
Abschreibungen pro Jahr [in Mio. €]		22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8
			22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8
				22,8	22,8	22,8	22,8	22,8
				22,8	22,8	22,8	22,8	22,8
Summe Abschreibung [in Mio. €]		22,8	45,5	68,3	91,0	113,8	113,8	0
zu versteuernder Überschuss [Saldo - Abschreibungen, in Mio. €]	0,0	112,0	173,9	210,2	231,7	243,6	-60,1	-67,7
Steuerzahlung [zu versteuernder Gewinn x 0,31, in Mio. €]	0,0	34,7	53,9	65,2	71,8	75,5	0,0	0,0
Überschuss nach Steuern [in Mio. €]	0,0	100,0	165,5	213,3	250,8	281,8	53,7	-67,7
Überschuss nach Steuern und Investitionen [in Mio. €]	-227,5	-127,5	-62,0	-14,2	23,3	281,8	53,7	-67,7
Abzinsungsfaktor (1+0,1) ^t -Jahr	1,00	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,39	0,06
Saldo Barwert [in Mio. €]	-227,5	-115,9	-51,2	-10,7	15,9	175,0	20,7	-3,9
Saldo Kapitalwert [in Mio. €]	-227,5	-343,4	-394,6	-405,3	-389,3	-214,4	73,1	15,4

Tabelle 23: Berechnung Kapitalwert für das www-Szenario.

Jahr	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2050
	0	1	2	3	4	5	10	30
Investitionsauszahlung [in Mio. €]	297,5	297,5	297,5	297,5	297,5	0	0	0
20 Bohrlöcher pro Jahr über 5 Jahre								
Produktionsmenge Erdgas worst case [MMcf]	0	18400,0	28805,7	34690,3	38018,3	39900,3	2308,0	0,0
Gaspreis worst case [€/GJ]	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6
Gaspreis worst case [€/MMcf]	6842	6842	6842	6842	6842	6842	6842	6316
(Umrechnungsfaktor 1 MMcf = 1052,6 GJ)								
Einzahlungen [in Mio. €]	0,0	125,9	197,1	237,4	260,1	273,0	15,8	0,0
Betriebskosten worst case [in Mio. €]	0	11,1	22,2	33,3	44,4	55,4	55,4	55,4
Betriebskosten worst case mit Inflation [in Mio. €]	0,0	11,3	23,1	35,3	48,0	61,2	67,6	100,4
Förderabgabe 10 % vom Ertrag [in Mio. €]	0	12,6	19,7	23,7	26,0	27,3	1,6	0,0
Auszahlungen [in Mio. €]	0,0	23,9	42,8	59,0	74,0	88,5	69,2	100,4
Überschuss vor Steuern [in Mio. €]	0,0	102,0	154,3	178,3	186,1	184,5	-53,4	-100,4
Abreibungen pro Jahr [in Mio. €]		29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8
			29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8
				29,8	29,8	29,8	29,8	29,8
				29,8	29,8	29,8	29,8	29,8
Summe Abschreibung [in Mio. €]		29,8	59,5	89,3	119,0	148,8	148,8	0
zu versteuernder Überschuss [Saldo - Abreibungen, in Mio. €]	0,0	72,2	94,8	89,1	67,1	35,7	-202,1	-100,4
Steuerzahlung [zu versteuernder Gewinn x 0,31, in Mio. €]	0,0	22,4	29,4	27,6	20,8	11,1	0,0	0,0
Überschuss nach Steuern [in Mio. €]	0,0	79,6	124,9	150,7	165,3	173,4	-53,4	-100,4
Überschuss nach Steuern und Investitionen [in Mio. €]	-297,5	-217,9	-172,6	-146,8	-132,2	173,4	-53,4	-100,4
Abzinsungsfaktor (1+0,1) ^t -Jahr	1,00	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,39	0,06
Saldo Barwert [in Mio. €]	-297,5	-198,1	-142,6	-110,3	-90,3	107,7	-20,6	-5,8
Saldo Kapitalwert [in Mio. €]	-297,5	-495,6	-638,2	-748,5	-838,8	-731,1	-727,9	-980,9

Nachfolgend ist die zeitliche Entwicklung der Investitionsauszahlungen, Steuern, laufenden Ein- und Auszahlungen sowie des Überschusses nach Steuern und Investitionszahlungen für die drei Szenarien aaa, bbb und www dargestellt:

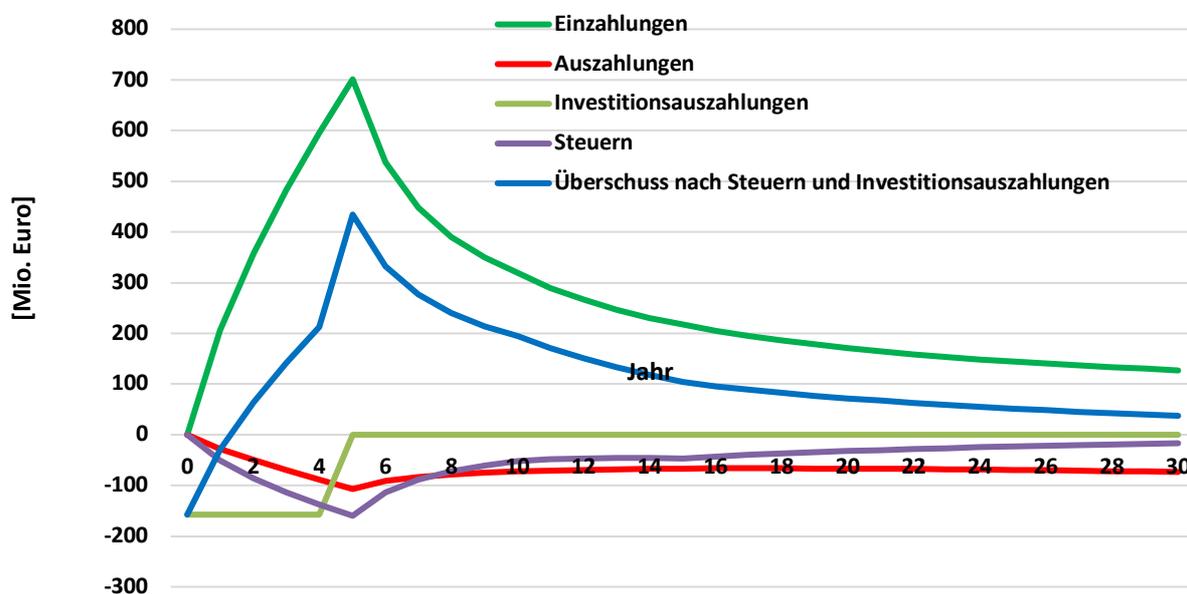


Abbildung 49: Zeitliche Entwicklung der Investitionsauszahlungen, Steuern, laufenden Ein- und Auszahlungen sowie des Überschusses nach Steuern und Investitionszahlungen für das bbb-Szenario.

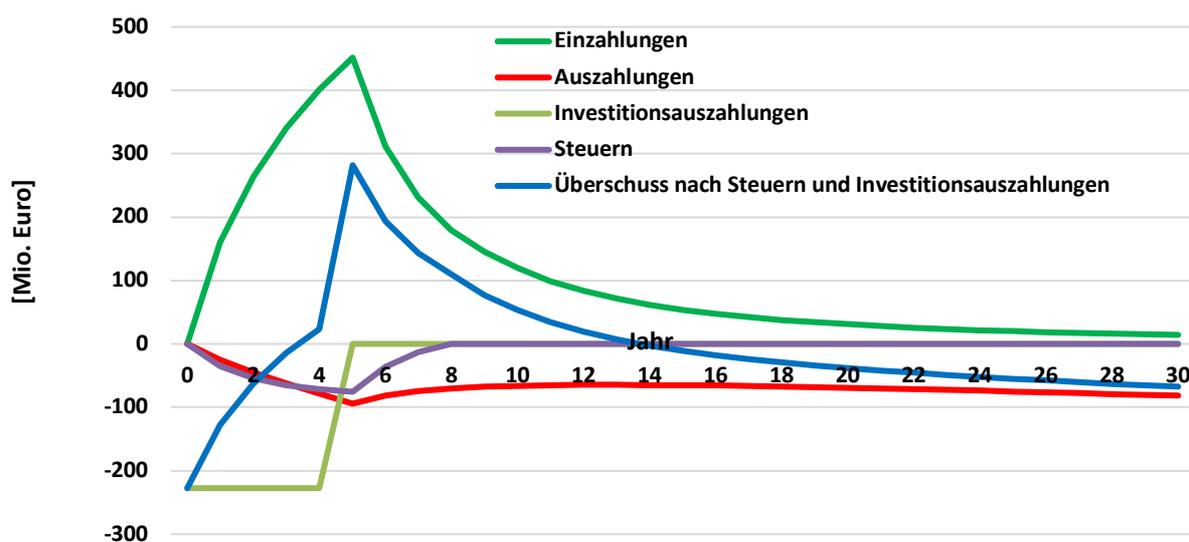


Abbildung 50: Zeitliche Entwicklung der Investitionsauszahlungen, Steuern, laufenden Ein- und Auszahlungen sowie des Überschusses nach Steuern und Investitionszahlungen für das aaa-Szenario.

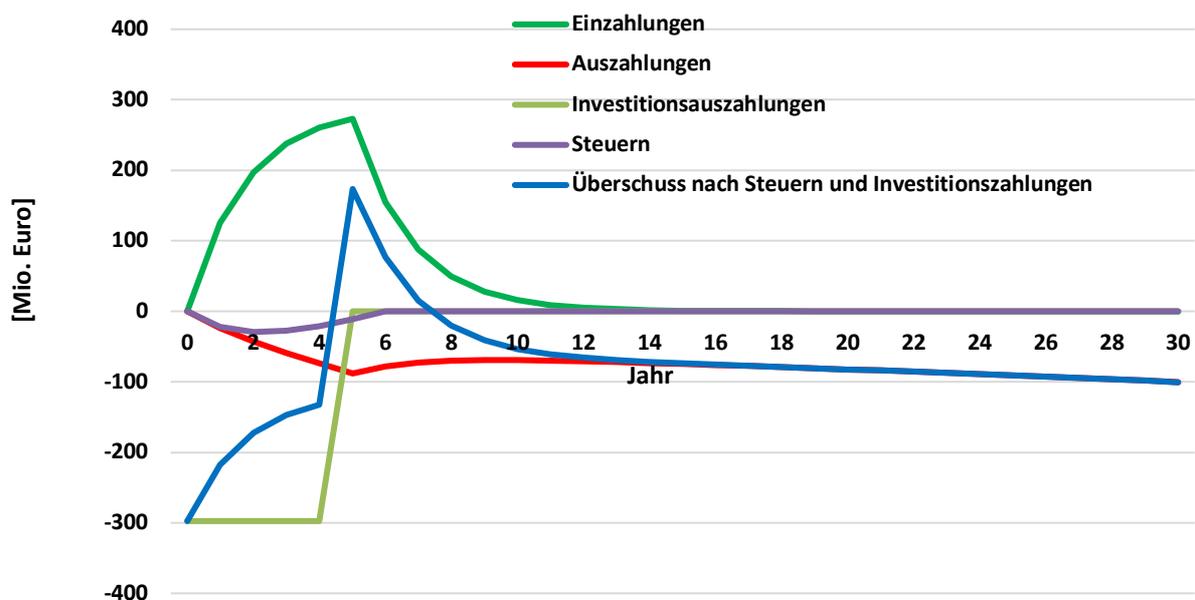


Abbildung 51: Zeitliche Entwicklung der Investitionsauszahlungen, Steuern, laufenden Ein- und Auszahlungen sowie des Überschusses nach Steuern und Investitionszahlungen für das www-Szenario.

In allen drei Szenarien ist der Verlauf der Investitionsauszahlungen identisch. Das heißt, dass die Kurve im Zeitraum zwischen 0 und 4 Jahren stark negativ ist und anschließend – nachdem keine weiteren Bohrlöcher mehr erstellt worden sind – auf 0 zurückgeht. Einziger Unterschied zwischen den Kurven ist die Höhe der Investitionsauszahlungen. Während im bbb-Szenario hier die bestmöglichen/günstigsten Kosten pro Bohrloch in Höhe von 7,875 Mio. Euro (= 157,5 Mio. Euro pro Bohrplatz und Jahr) angenommen werden, betragen diese im schlimmsten www-Szenario 14,875 Mio. Euro pro Bohrloch bzw. 297,5 Mio. Euro pro Bohrplatz.

Der Verlauf der Einzahlungen ist auch vergleichbar. Allerdings unterscheidet sich der Betrag deutlich. Im best case Szenario sind die Beträge mit einem Maximum in Höhe von ca. 700 Mio. Euro im fünften Jahr am höchsten. Es folgen das aaa-Szenario mit ca. 450 Mio. Euro und das www-Szenario mit ca. 300 Mio. Euro. Der Grund für diese unterschiedlichen Beträge liegt darin, dass beim bbb-Szenario sowohl die bestmögliche Gaspreisentwicklung (also ansteigende Gaspreise bis zum Jahr 2050) als auch die höchste Produktivität angenommen wird. Beim aaa-Szenario werden entsprechend die durchschnittliche Gaspreisentwicklung und durchschnittliche Produktionsmengen sowie beim www-Szenario jeweils die pessimistischsten

Entwicklungen unterstellt. Interessant an dieser Stelle ist, dass der maximale Ertrag jeweils im fünften Jahr erzielt wird. Dies liegt daran, dass die Produktivitäten hier ihr Maximum erreichen und dann wieder abnehmen (vgl. Abbildung 47).

Die Auszahlungen entwickeln sich bei allen Szenarien ähnlich. In den ersten fünf Jahren steigen sie kontinuierlich an, was daran liegt, dass zunehmend höhere fixe Betriebskosten durch die zusätzlichen Bohrplätze hinzukommen. Im fünften Jahr erreichen sie dann das Maximum, da hier die höchsten Erträge erzielt werden und somit auch die größten Förderabgaben gezahlt werden müssen. Anschließend nehmen die Auszahlungen aufgrund der geringeren Förderabgaben ab und nähern sich nach 30 Jahren den fixen Betriebskosten an. Die Höhe der Auszahlungen ist im bbb-Szenario aufgrund der deutlich höheren Förderabgaben am höchsten. Verglichen mit den Einzahlungen ist der Unterschied zwischen den drei Szenarien hier nicht groß. Die Steuerzahlungen erreichen im fünften Jahr – ähnlich wie die Auszahlungen – ihr Maximum. Es ist dadurch bedingt, dass hier aufgrund der höchsten Produktivitäten auch die höchsten Erträge anfallen.

Bei der resultierenden Kurve für den Überschuss sind schließlich die größten Unterschiede der Szenarien erkennbar. Während beim bbb-Szenario bereits nach dem ersten Jahr ein Überschuss erwirtschaftet wird, dauert dies im aaa-Szenario drei Jahre und im www-Szenario sogar vier Jahre. Der maximal mögliche Überschuss wird in allen Szenarien im Jahr fünf erreicht und unterscheidet sich im Betrag deutlich. So werden hier beim bbb-Szenario ca. 450 Mio. Euro, beim aaa-Szenario ca. 300 Mio. Euro und beim www-Szenario ca. 200 Mio. Euro erzielt. Nach dem Maximum gehen die Überschüsse bei allen Szenarien aufgrund der abnehmenden Produktionsraten zurück. Dennoch erreicht das bbb-Szenario sogar noch nach 30 Jahren positive Überschüsse. Dies liegt daran, dass zu diesem Zeitpunkt immer noch eine relativ hohe Förderrate an Erdgas vorliegt. Beim aaa-Szenario wird dagegen ein stärkerer Abfall der Produktionsraten angenommen. Dies führt dazu, dass bereits nach 16 Jahren die Produktionsraten und infolgedessen der Ertrag so gering sind, dass die Auszahlungen aufgrund der relativ hohen Fixkosten die Einzahlungen übersteigen und daraus ein Verlust resultiert. Somit sollte nach spätestens 15 Jahren die Produktion beendet und die Bohrlöcher sollten verschlossen werden. Beim www-Szenario werden sogar noch geringere Produktivitäten angenommen, so dass sich dieser Effekt hier noch stärker äußert und bereits nach acht Jahren Verluste anfallen würden.

Basierend auf dem Überschuss nach Steuern und Investitionszahlungen kann durch Abzinsung mit dem kalkulatorischen Zinssatz in Höhe von 10 % der Kapitalwert bestimmt werden. Nachfolgende Abbildungen zeigen den Kapitalwert über die Zeit für alle drei Szenarien auf:

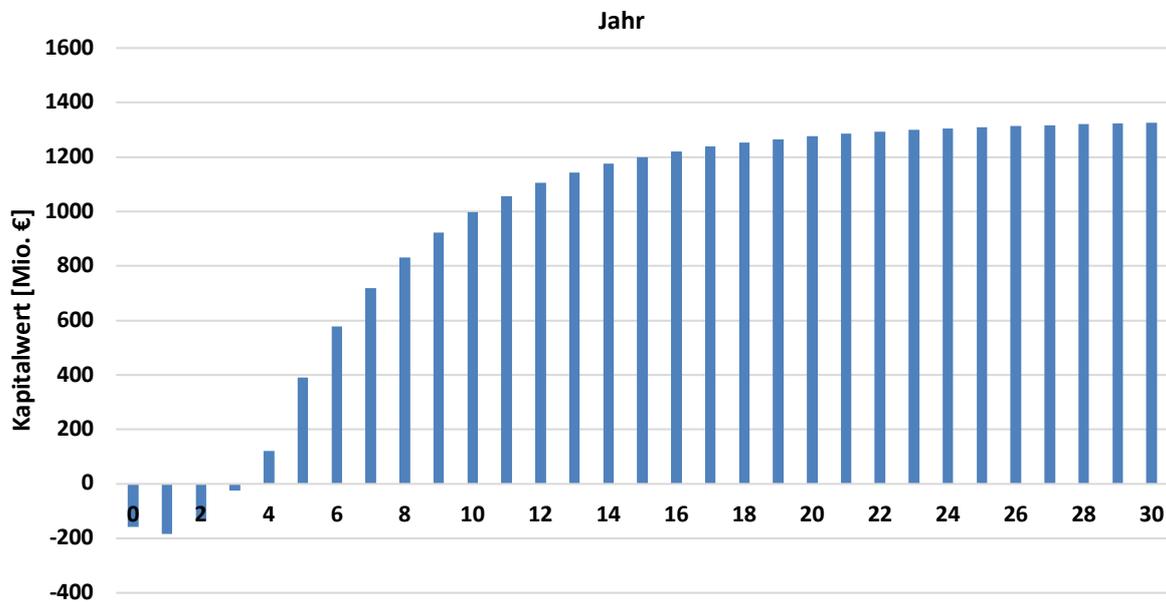


Abbildung 52: Kapitalwert über die Zeit für das bbb-Szenario.

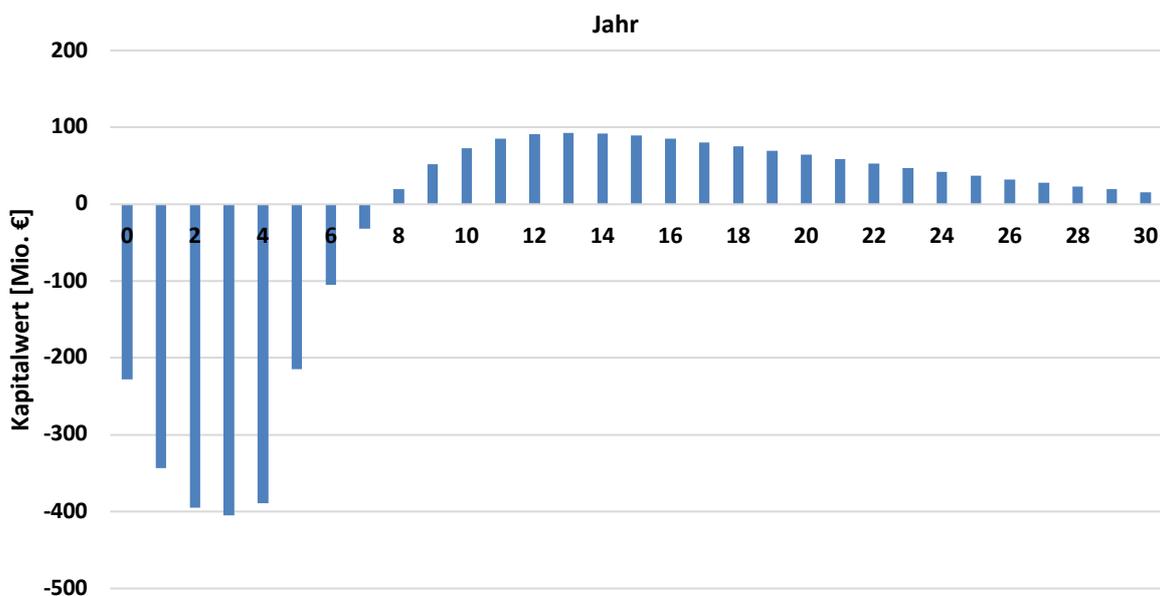


Abbildung 53: Kapitalwert über die Zeit für das aaa-Szenario.

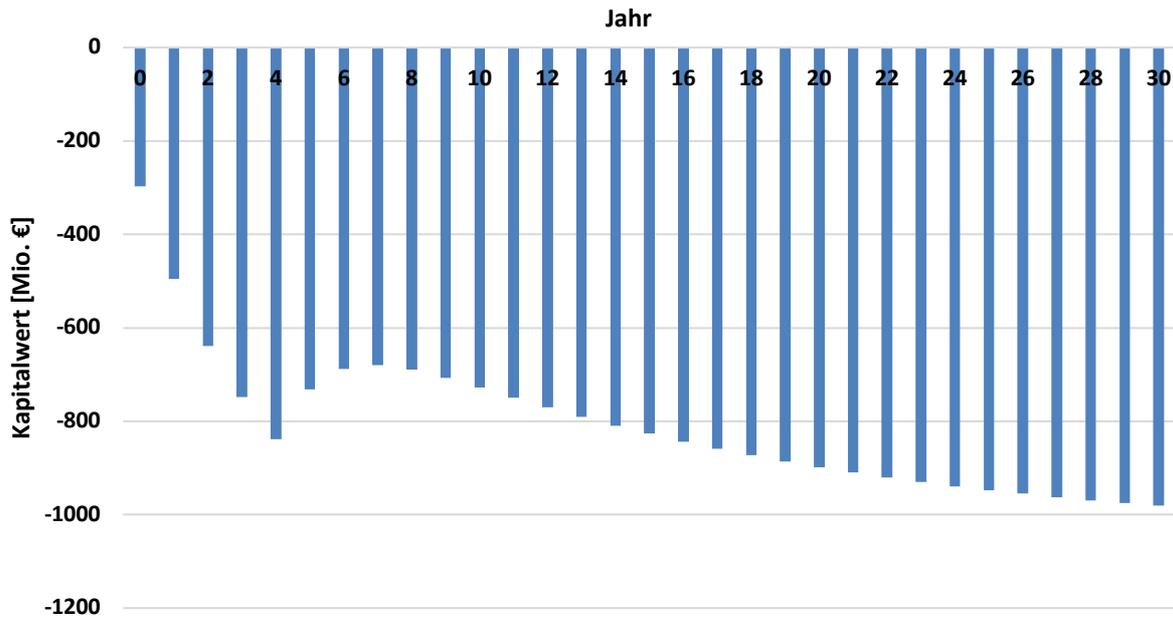


Abbildung 54: Kapitalwert über die Zeit für das www-Szenario.

Aus obigen Abbildungen wird deutlich, dass der Kapitalwert im bbb-Szenario bereits nach vier Jahren positiv ist und dann zunehmend weiter ansteigt. Selbst nach 30 Jahren würde der Kapitalwert noch weiter zunehmen. An dieser Stelle wurde aber das Ende der Förderung definiert, da 2050 Deutschland komplett durch erneuerbare Energien versorgt werden soll. Daher kann gefolgert werden, dass in diesem Szenario nach 30 Jahren ein Kapitalwert in Höhe von 1.325 Mio. Euro erreicht wird.

Im aaa-Szenario wird dagegen erst nach acht Jahren ein positiver Kapitalwert erzielt. Dann wächst er aber kontinuierlich bis zum Jahr 13 auf 93 Mio. Euro an. An dieser Stelle sollte dann die Produktion eingestellt werden, da dann die Kapitalwerte aufgrund der sinkenden Produktivitäten negativ werden und so bis 2050 den Kapitalwert auf ca. 15 Mio. Euro reduzieren.

Im www-Szenario wird zu keinem Zeitpunkt ein positiver Kapitalwert erreicht. Von einer Investition sollte in diesem Szenario abgesehen werden. Im Jahr vier liegt der Kapitalwert durch die Investitionen bereits bei ca. - 800 Mio. Euro. Dann werden die ersten positiven Kapitalwerte generiert, so dass im Jahr sieben der Kapitalwert auf ca. - 700 Mio. Euro reduziert werden kann. Dieser Trend stoppt aber aufgrund der in diesem Szenario angenommenen stark rückläufigen Produktionsraten rasch, so dass

ab diesem Jahr der Kapitalwert wieder zunimmt und im Jahr 2050 schließlich einen Wert in Höhe von ca. - 980 Mio. Euro erreicht.

Die Szenarien aaa und bbb erreichen einen positiven Kapitalwert bei einer Verzinsung von 10 %. Daher sollte hier auch die Frage gestellt werden, wie hoch der kalkulatorische Zinssatz sein kann, damit noch ein Kapitalwert von 0 erreicht wird. Dieser sog. interne Zinsfuß kann sowohl rechnerisch als auch graphisch ermittelt werden. In Abbildung 55 und 56 ist die graphische Ermittlung des internen Zinsfußes für die Szenarien aaa und bbb zu finden. Das Szenario www ergibt hier aufgrund des stark negativen Kapitalwerts keinen Sinn.

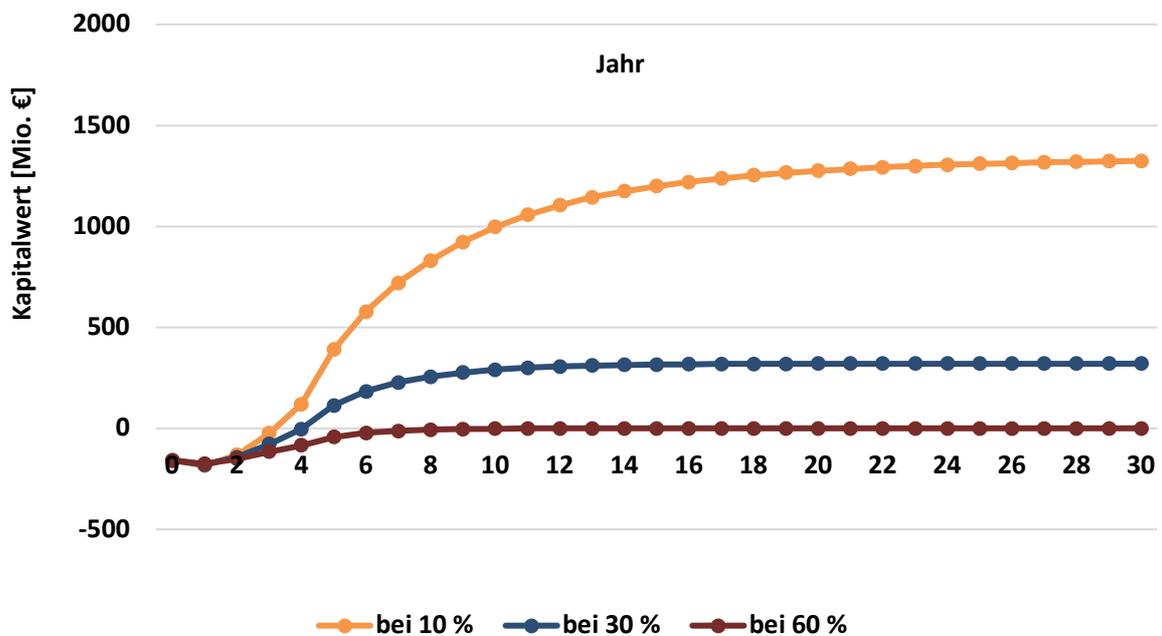


Abbildung 55: Graphische Bestimmung des internen Zinsfußes für das bbb-Szenario.

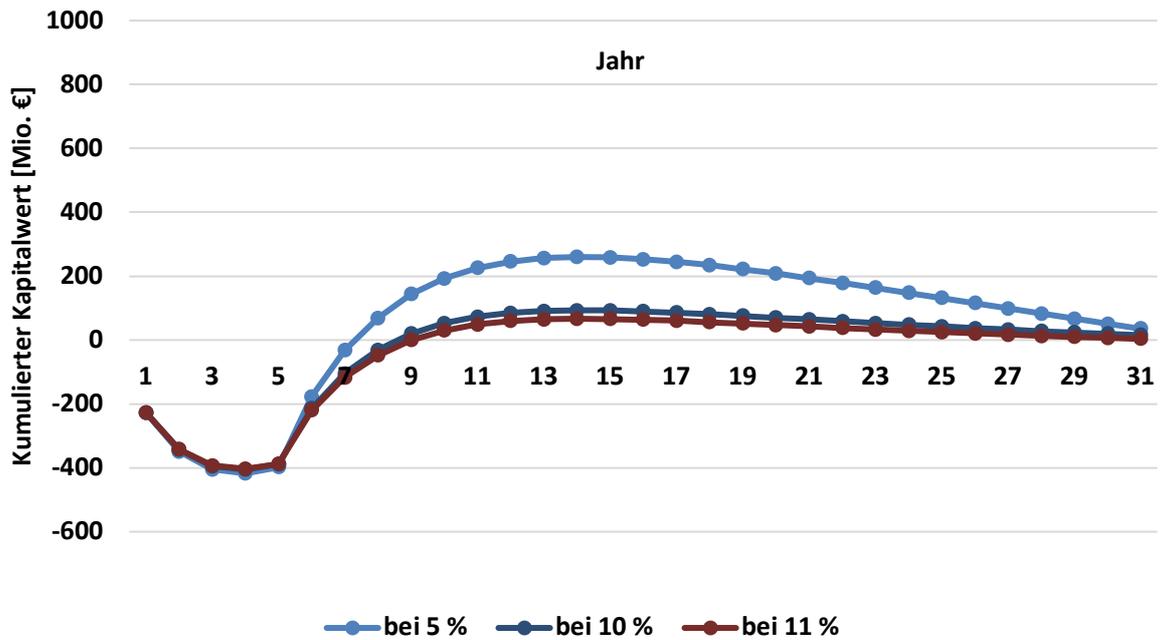


Abbildung 56: Graphische Bestimmung des internen Zinsfußes für das aaa-Szenario.

Diese Auftragung zeigt, dass im bbb-Szenario eine Verzinsung von ca. 60 % erreicht werden kann. Im aaa-Szenario liegt der interne Zinsfuß dagegen bei ca. 11 %.

Analog wurde auch für alle anderen Szenarien vorgegangen. Nachfolgende Tabelle fasst die Kapitalwerte aller Szenarien bei einem kalkulatorischen Zinssatz von 10 % zusammen.

Tabelle 24: Kapitalwerte nach 30 Jahren und maximaler positiver Kapitalwert für alle betrachteten 27 Szenarien.

Nr.	Szenario	Investitions- und Betriebskosten	Gaspreis	Produktivität	Kapitalwert nach 30 Jahren in Mio. Euro	Maximaler positiver Kapitalwert	
						In Mio. Euro	Im Jahr
1	bbb	best	best	best	1324,9	1324,9	30
2	bba	best	best	average	841,2	859,2	19
3	bbw	best	best	worst	324,1	467,7	9
4	bab	best	average	best	684,6	684,7	29
5	bwb	best	worst	best	233,3	246,1	20
6	baa	best	average	average	359,2	402,6	15
7	baw	best	average	worst	-4,5	149,2	8
8	bwa	best	worst	average	-5,0	67,0	12
9	bww	best	worst	worst	-249,5	nie	nie
10	aaa	average	average	average	15,4	93,0	13
11	aab	average	average	best	373,2	378,2	24
12	aaw	average	average	worst	-363,8	nie	nie
13	aba	average	best	average	522,5	562,3	17
14	awa	average	worst	average	-361,0	nie	nie
15	abb	average	best	best	1014,9	1014,9	30
16	abw	average	best	worst	-27,7	172,4	9
17	awb	average	worst	best	-104,7	nie	nie
18	aww	average	worst	worst	-613,2	nie	nie
19	www	worst	worst	worst	-980,9	nie	nie
20	wwa	worst	worst	average	-723,9	nie	nie
21	wwb	worst	worst	best	-459,8	nie	nie
22	waw	worst	average	worst	-724,7	nie	nie
23	wbw	worst	best	worst	-386,0	nie	nie
24	waa	worst	average	average	-337,2	nie	nie
25	wab	worst	average	best	52,7	69,7	20
26	wba	worst	best	average	183,9	251,8	15
27	wbb	worst	best	best	705,0	705,0	30

Generell zeigt die Tabelle, dass bei 16 der untersuchten 27 Szenarien eine Wirtschaftlichkeit der unkonventionellen Schiefergasförderung erzielt wird. Speziell ist bei niedrigen Investitions- und Betriebskosten (best case, Investitionskosten ca. 8 Mio. Euro pro Bohrloch, jährliche Betriebskosten ca. 7 Mio. Euro pro Bohrplatz) die höchste Wahrscheinlichkeit für eine Wirtschaftlichkeit gegeben. Lediglich wenn die Gaspreise und die Produktivität dem worst case Szenario folgen, ergibt eine unkonventionelle Schiefergasförderung keinen Sinn. Im Falle von mittleren Gaspreisen (average Szenario) und einer niedrigen Produktivität (worst case) ist zwar der Kapitalwert nach 30 Jahren negativ, allerdings erreicht er nach acht Jahren einen guten Wert von 149,2 Mio. Euro. Danach nimmt er kontinuierlich auf -4,5 Mio. Euro ab. Der Betreiber sollte also bei diesem Szenario nach neun Jahren Betriebszeit die Produktivität beenden. Ähnlich verhält es sich, wenn der Gaspreis dem worst case Szenario folgt und die Produktivität durchschnittlich ist. Sind die Investitions- und Betriebskosten dagegen im

mittleren Bereich (average case Szenario), so sieht das Bild deutlich differenzierter aus. Hier ergibt eine unkonventionelle Schiefergasförderung nur dann Sinn, wenn der Gaspreis und die Produktivität mindestens dem average Szenario folgen. Bei hohen Investitions- und Betriebskosten (worst case) muss der Gaspreis oder die Produktivität mindestens durchschnittlich sein, wobei einer der Parameter sogar bestmöglich sein sollte.

An dieser Stelle stellt sich nun die Frage, welche der oben gezeigten Szenarien am wahrscheinlichsten sind. Dazu kann die Abschätzung der Experten hinsichtlich der Entwicklung des Gaspreises zur Hilfe genommen werden. Hierbei erhielt das worst case Szenario sieben Stimmen, das average case Szenario sechs Stimmen und das best case Szenario zwei Stimmen der Experten. Auf dieser Basis kann das best case Szenario der Gaspreisentwicklung bereits ausgeschlossen werden, so dass sich die möglichen 27 Szenarien auf 18 reduzieren. Weiterhin muss dem Vorsichtsprinzip folgend angenommen werden, dass Produktivität und Investitions- und Betriebskosten höchstens auf dem Niveau des average case Szenarios liegen. Dadurch reduzieren sich die 18 Szenarien weiter auf folgende acht Szenarien:

Tabelle 25: Kapitalwerte der Szenarien mit average und worst Gaspreis-Szenario.

Nr.	Szenario	Investitions- und Betriebskosten	Gaspreis	Produktivität	Kapitalwert nach 30 Jahren in Mio. Euro	Maximaler positiver Kapitalwert	
						In Mio. Euro	Im Jahr
10	aaa	average	average	average	15,4	93,0	13
12	aaw	average	average	worst	-363,8	nie	nie
14	awa	average	worst	average	-361,0	nie	nie
18	aww	average	worst	worst	-613,2	nie	nie
19	www	worst	worst	worst	-980,9	nie	nie
20	wwa	worst	worst	average	-723,9	nie	nie
22	waw	worst	average	worst	-724,7	nie	nie
24	waa	worst	average	average	-337,2	nie	nie

Anhand dieser Aufstellung wird schnell klar, dass eine unkonventionelle Schiefergasförderung im Falle von Investitions- und Betriebskosten im Bereich des worst case Szenarios nicht rentabel sein kann. Auch bei mittleren Investitions- und Betriebskosten (average case) ist Fracking überwiegend unwirtschaftlich. Nur im Falle von mittleren Gaspreisen und einer mittleren Produktivität würde es mit 93 Mio. Euro Kapitalwert nach 13 Jahren Sinn ergeben.

Zusammenfassend kann also gefolgert werden, dass eine unkonventionelle Schiefergasförderung in Deutschland unter normalen Umständen – also konstante bzw. leicht fallende Gaspreise, mittlere Investitions- und Betriebskosten sowie Produktionsraten – nicht wirtschaftlich durchgeführt werden kann. Gelänge es, die von den Experten als best case abgeschätzten Investitionskosten in Höhe von ca. 8 Mio. Euro pro Bohrloch und Betriebskosten in Höhe von jährlich ca. 7 Mio. Euro pro Bohrplatz zu erreichen, so wäre die Wirtschaftlichkeit gegeben. Dies könnte zum Beispiel durch starke Synergieeffekte, wie in den USA, erreicht werden. Dazu muss aber vermutlich aufgrund der limitierten Vorkommen in Deutschland eine europaweite Schiefergasförderung realisiert werden. Eine andere Alternative wäre, dass die Produktivitäten der deutschen Schiefergasvorkommen überraschend hoch sind und folglich dem best case Szenario folgen. Dies kann vermutlich aber erst mittels erster Schiefergasförderung bestätigt werden. Ohne diese muss ein Unternehmen davon ausgehen, dass die Produktionsraten eher im mittleren Bereich liegen.

7.6.2. Sensitivitätsanalyse

In den oben aufgeführten Szenarien wurden die Investitions- und Betriebskosten, der Gaspreis und die Produktivität bereits variiert. Hierbei wurde beobachtet, dass alle drei Parameter entscheidend für die Wirtschaftlichkeit einer unkonventionellen Schiefergasförderung in Deutschland sind. In diesem Zusammenhang muss betont werden, dass der Schwankungsbereich dieser drei Parameter aufgrund von Ergebnissen aus der Literaturrecherche und Experteninterviews bestimmt wurde. Nachfolgend soll noch eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt werden. Hierbei wird der Einfluss untersucht, wenn einer der Parameter sich um einen definierten Prozentsatz verändert. Dies soll anhand des aaa-Szenarios vorgenommen werden. Neben den oben genannten Parametern sollen auch noch folgende Einflussgrößen berücksichtigt werden:

- Steuern
- Förderabgabe
- Investitionskosten einzeln
- Betriebskosten einzeln
- Kalkulatorischer Zinssatz

Nachfolgend ist der Einfluss dieser Variablen bei einer Änderung von – 20 bis + 20 % auf den Kapitalwert dargestellt:

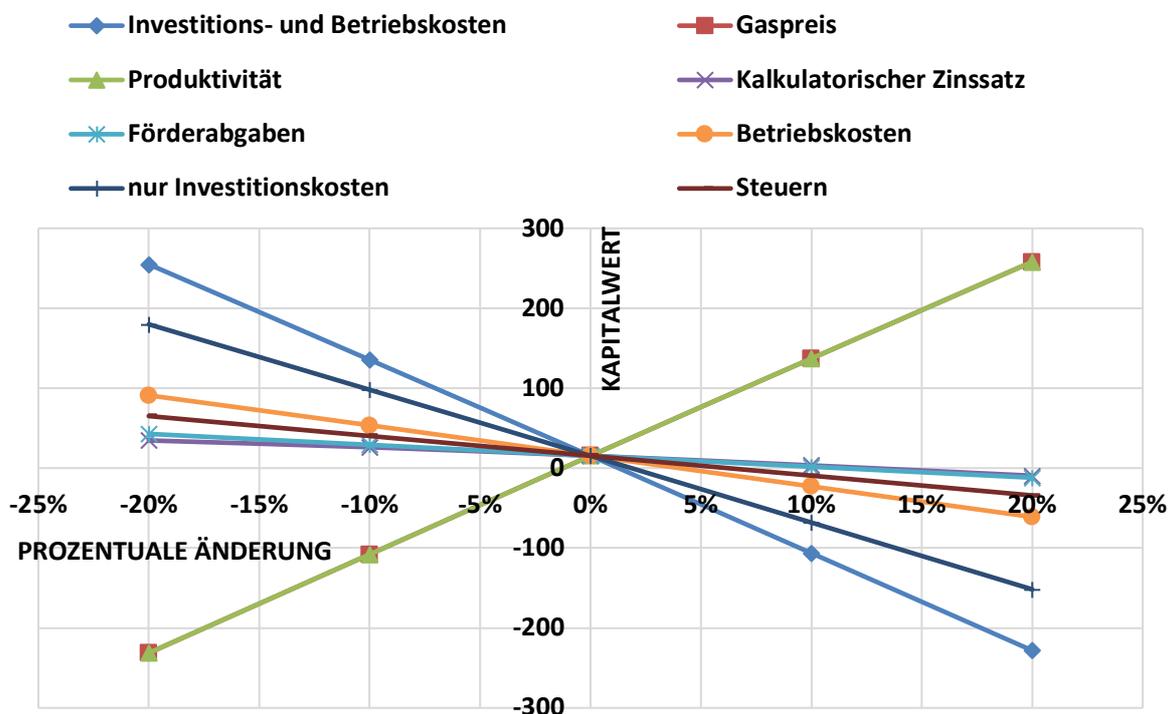


Abbildung 57: Einfluss von Produktivität, Gaspreis, Steuern, Förderabgaben, kalkulatorischem Zinssatz, Investitions- und Betriebskosten sowie den alleinigen Betriebskosten und Investitionskosten auf den Kapitalwert des aaa-Szenarios.

Hierbei wird deutlich, dass die in oben betrachteten Szenarien variierten Parameter Investitions- und Betriebskosten, Produktivität und Gaspreis am kritischsten für den Kapitalwert und folglich die Wirtschaftlichkeit sind. Eine Schwankung beim Gaspreis hat dabei den gleichen Effekt wie eine Schwankung bei der Produktivität. Dies ist gut nachvollziehbar, da beide Parameter zur Bestimmung des Ertrags multipliziert werden.

Eine Schwankung bei den Investitions- und Betriebskosten hat ebenfalls einen vergleichbaren Effekt wie der Gaspreis und die Produktivität. In absoluten Zahlen ist die Schwankung etwas geringer. So führt eine 20 %ige Reduktion der Investitions- und Betriebskosten zu einem Kapitalwert von 254,9 Mio. Euro, während eine 20 %ige Zunahme des Gaspreises oder der Produktivität zu 258,1 Mio. Euro führt. An dieser Stelle kann noch einmal betont werden, dass in obigen Szenarien beobachtet wurde, dass die Investitions- und Betriebskosten den größten Einfluss auf den Kapitalwert

hatten. Zur Erinnerung: Folgt den Investitions- und Betriebskosten dem best case Szenario so waren nahezu alle neun betrachteten Szenarien wirtschaftlich. Waren sie dagegen im mittleren (average case) oder hohen Bereich (worst case), so konnte dies auch nicht durch hohe Gaspreise oder eine hohe Produktivität adäquat ausgeglichen werden. Dies liegt aber vor allem daran, dass in oben betrachteten Szenarien die größte Schwankung bei Investitions- und Betriebskosten abgeschätzt wurde. So betragen die Investitionskosten 7,9 Mio. Euro pro Bohrloch und die Betriebskosten 6,7 Mio. Euro pro Bohrplatz. Im worst case erhöhten sich die Posten auf 14,9 Mio. Euro und 11,1 Mio. Euro. Der Schwankungsbereich bei den Produktionsmengen oder beim Gaspreis ist dagegen wesentlich geringer ausgeprägt. Zum Beispiel bewegen sich die Produktionsmengen im fünften Jahr zwischen ca. 50 (best) und 40 T MMcf (worst). Nach 30 Jahren ist dagegen ein deutlicherer Unterschied zu sehen. Allerdings sind dann die Produktivitäten ohnehin auf solch niedrigem Niveau, dass die stärkere Schwankung nicht mehr ins Gewicht fällt. Analog verhält es sich mit dem Gaspreis. Anfänglich liegt hier nur eine geringe Schwankung vor. Nach 30 Jahren ist die Schwankung deutlich größer, allerdings ohne signifikanten Einfluss, da hier allgemein nur noch wenig Erdgas produziert wird. Weiterhin zeigt die Sensitivitätsanalyse, dass bei einzelner Betrachtung der Investitions- und Betriebskosten die Investitionskosten stärker ins Gewicht fallen. Bei den restlichen Einflussgrößen wird deutlich, dass Unsicherheiten bei den Steuern signifikanter als bei Förderabgaben und dem internen Zinsfuß sind.

8. Volkswirtschaftliche Kosten und Nutzen von Hydraulic Fracturing für Deutschland

8.1. Risiken und Chancen von Hydraulic Fracturing

In Kapitel 7.4 wurden bereits die Risiken von Fracking beschrieben und es wurde ein best-practice guide entwickelt, um diese Gefahren einzudämmen. Dennoch besteht hier ein Restrisiko, welches trotz Rücklagen der Betreiber durch die Volkswirtschaft zu tragen ist. Den Risiken stehen aber auch volkswirtschaftliche Chancen gegenüber, wie im einführenden Kapitel 1.2 beschrieben wurde. Abbildung 58 stellt Chancen und Risiken einer unkonventionellen Schiefergasförderung mittels HF gegenüber.

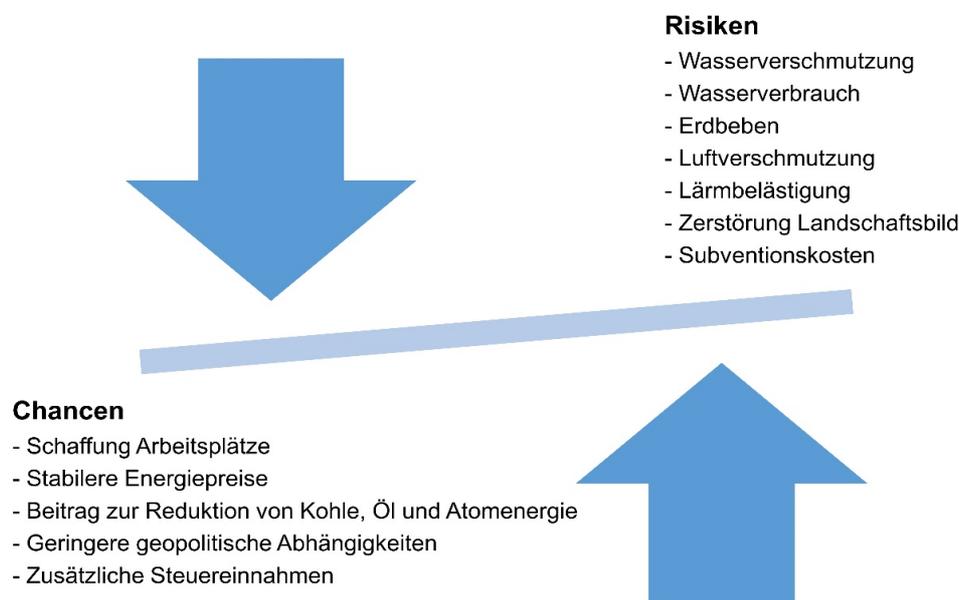


Abbildung 58: Zusammenstellung der Chancen und Risiken einer unkonventionellen Schiefergasförderung mittels HF für die Volkswirtschaft.

8.2. Kriterien zur Bewertung der Chancen und Risiken

Basierend auf diesen Chancen und Risiken wird im Rahmen dieser Arbeit eine Nutzwertanalyse durchgeführt. Das Bewertungsverfahren wird dabei in Anlehnung an die von Beate Kohler (2006) im Rahmen ihrer Doktorarbeit „Externe Effekte der Laufwasserkraftnutzung“ entwickelte Methodik durchgeführt. Dazu muss im ersten Schritt eine Gewichtung der Effekte erarbeitet werden. Hierfür wird Tabelle 26 mit den Experten diskutiert. Diese werden dabei befragt, wie sie die Effekte allgemein aufgrund ihrer Erfahrung mit Fracking einschätzen. Sie können die Effekte dabei bezüglich

Wirkungszeit, Wirkungsbereich, Häufigkeit und Ausmaß einordnen. Weiterhin können sie Angaben machen, ob es sich um einen Kosten- oder um einen Nutzenfaktor handelt. Auch sollten sie im Rahmen dieser Befragung die Zuteilung durchführen, ob ein Effekt während der Bau- oder/und Betriebsphase auftritt. Der Bau deckt dabei die Periode der Erstellung des Bohrlochs (inkl. Stimulation) ab, während sich der Betrieb über die gesamte Förderphase erstreckt. Nachfolgend ist die im Interviewleitfaden aufgeführte Tabelle zur Veranschaulichung dargestellt (vgl. Anhang, S. 14):

Tabelle 26: Einordnung der mit HF verbundenen externen Effekte nach Kosten/Nutzen, Bau/Betrieb sowie Wirkungsdauer, Wirkungsbereich, Häufigkeit und Ausmaß.

Nr.	Externer Effekt	Summe der Einzelfaktoren				Einzelfaktoren				
		Kosten		Nutzen		Wirkungs- dauer	Wirkungsbereich		Häufigkeit	Ausmaß
		Bau	Betrieb	Bau	Betrieb		Mensch	Umwelt		
1	Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlochs									
1.1	Mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.									
1.2	mit Öl und Gas									
2	Trink- und/oder Grundwasserverschmutzung durch Unfälle an der Erdoberfläche									
2.1	Mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.									
2.2	mit Öl und Gas									
3	Wasserverbrauch									
4	Erdbeben									
4.1	Kleiner Amplitude ohne sichtbare Schäden									
4.2	Größere Amplitude mit sichtbaren Schäden									
5	Luftverschmutzung									
5.1	durch Pumpen und Frac-Equipment									
5.2	durch erhöhtes Verkehrsaufkommen									
5.3	durch Leckagen									
6	Lärmbelästigung									
6.1	durch Pumpen und Frac-Equipment									
6.2	durch Wartung und Betrieb									
6.3	durch Verkehrsaufkommen									
7	Zerstörung Landschaftsbild									
8	Schaffung Arbeitsplätze – geringere Arbeitslosigkeit									
9	Beitrag zur Reduktion von Kohle, Öl und Atomenergie									
10	Stabilere Energiepreise									
11	Geringere geopolitische Abhängigkeiten									
12	Steuereinnahmen									
12.1	Durch höheren Beschäftigungsgrad									
12.2	Durch erhöhte Kaufkraft aufgrund geringerer Energiepreise und höheren Beschäftigungsgrads									
12.3	Durch Abgaben gemäß Bergrecht									
13	Subventionen									
Summe										

8.3. Gewichtung der Kriterien zur Bewertung der Chancen und Risiken

Wie oben beschrieben, können die Experten die Effekte bezüglich Wirkungsdauer, Wirkungsbereich, Häufigkeit, Bau/Betrieb und Kosten/Nutzen einordnen. Während bei den Kriterien Bau/Betrieb und Kosten/Nutzen nur eine Zuteilung notwendig ist – das heißt, die Experten müssen hier nur angeben, ob ein Effekt während Bau/Betrieb stattfindet und ob er Kosten verursacht oder einen Nutzen bringt –, sollen die Kriterien Wirkungsdauer, Wirkungsbereich, Häufigkeit und Ausmaß mit Punkten bewertet werden. Dies stellt schließlich die Grundlage für die Gewichtung jedes einzelnen Effektes dar.

Speziell kann dabei jedes einzelne Kriterium mit Punkten zwischen null und sechs bewertet werden. Tabelle 27 zeigt, wie die Punktskala tendenziell zu verstehen ist. Allgemein würde zum Beispiel ein Effekt wie die Lärmbelästigung, die vornehmlich während der kurzen Bauphase stattfindet, wesentlich weniger Punkte bei der Wirkungsdauer erhalten als eine Schaffung von Arbeitsplätzen, die sich teilweise über die gesamte Betriebszeit erstreckt.

Tabelle 27: Punkteverteilung zur Bestimmung der Gewichtung der externen Effekte.

Parameter	Aspekt	Punktezahl
Wirkungsdauer	permanent	6
	mittelfristig	4
	kurzfristig	2
Wirkungsbereich Mensch/Umwelt	hohe Beeinflussung	6
	mittlere Beeinflussung	4
	niedrige Beeinflussung	2
Häufigkeit	sehr häufig	6
	häufig	4
	selten	2
Ausmaß	stark	6
	mittel	4
	schwach	2

8.4. Bestimmung der Gewichtung der Chancen und Risiken

Anhand der oben genannten Kriterien wurde nun die Bewertung der einzelnen Effekte durch die Experten durchgeführt. Allgemein muss an dieser Stelle noch betont werden, dass insgesamt acht der zwölf befragten Experten diese Bewertung durchführten (IP 1 – IP 8). Nachfolgend ist als Beispiel die Bewertung durch den Experten IP 8 aufgeführt (vgl. Anhang, S. 180):

Tabelle 28: Bewertung der Chancen und Risiken durch den Experten IP 8.

Nr.	Externer Effekt	Summe der Einzelfaktoren				Einzelfaktoren				
		Kosten		Nutzen		Wirkungs- dauer	Wirkungsbereich		Häufigkeit	Ausmaß
		Bau	Betrieb	Bau	Betrieb		Mensch	Umwelt		
1	Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlochs									
1.1	Mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.	x				4		5	1	2
1.2	mit Öl und Gas		x			6		5	1	6
2	Trink- und/oder Grundwasserverschmutzung durch Unfälle an der Erdoberfläche									
2.1	Mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.	x				1		5	1	2
2.2	mit Öl und Gas		x			1		5	1	6
3	Wasserverbrauch	x				1		3	1	1
4	Erdbeben									
4.1	Kleiner Amplitude ohne sichtbare Schäden	x	x			1	3	1	2	4
4.2	Größerer Amplitude mit sichtbaren Schäden		x			1	6	1	1	6
5	Luftverschmutzung									
5.1	durch Pumpen und Frac-Equipment	x	x			5	1	1	1	1
5.2	durch erhöhtes Verkehrsaufkommen	x	x			5	5	5	5	3
5.3	durch Leckagen	x	x			1	2	5	1	3
6	Lärmbelästigung									
6.1	durch Pumpen und Frac-Equipment	x	x			1	4	1	2	2
6.2	durch Wartung und Betrieb		x			5	4	1	5	2
6.3	durch Verkehrsaufkommen	x	x			5	4	2	5	3
7	Zerstörung Landschaftsbild	x	x			4	5	1	4	3
8	Schaffung Arbeitsplätze – geringere Arbeitslosigkeit			x	x	6	6	0	5	5
9	Beitrag zur Reduktion von Kohle, Öl und Atomenergie				x	6	2	6	5	5
10	Stabilere Energiepreise				x	6	6	1	6	5
11	Geringere geopolitische Abhängigkeiten				x	6	1	1	6	6
12	Steuereinnahmen									
12.1	Durch höheren Beschäftigungsgrad				x	4	6	1	4	4
12.2	Durch erhöhte Kaufkraft aufgrund geringerer Energiepreise und höheren Beschäftigungsgrads				x	4	6	1	5	4
12.3	Durch Abgaben gemäß Bergrecht				x	4	2	1	2	2
13	Subventionen									

Basierend auf der Bewertung wurde nun für jeden einzelnen Effekt eine Auswertung durchgeführt. Dabei stand im Fokus, wann gemäß den Experten der Effekt überwiegend auftritt (Bau vs. Betrieb) und ob es sich primär um einen Nutzen- oder Kostenfaktor handelt. Weiterhin wurde bei der Auswertung die Punktverteilung bezüglich der Kriterien Wirkungsdauer, Wirkungsbereich Mensch und Umwelt, Häufigkeit sowie Ausmaß anhand eines Netzdiagramms aufgetragen. Dadurch ist schnell ersichtlich, welches Kriterium die Experten als relevant einstufen. Nachfolgend ist die entsprechende Auswertung für den Effekt 1.1 „Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlochs mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.“ dargestellt:

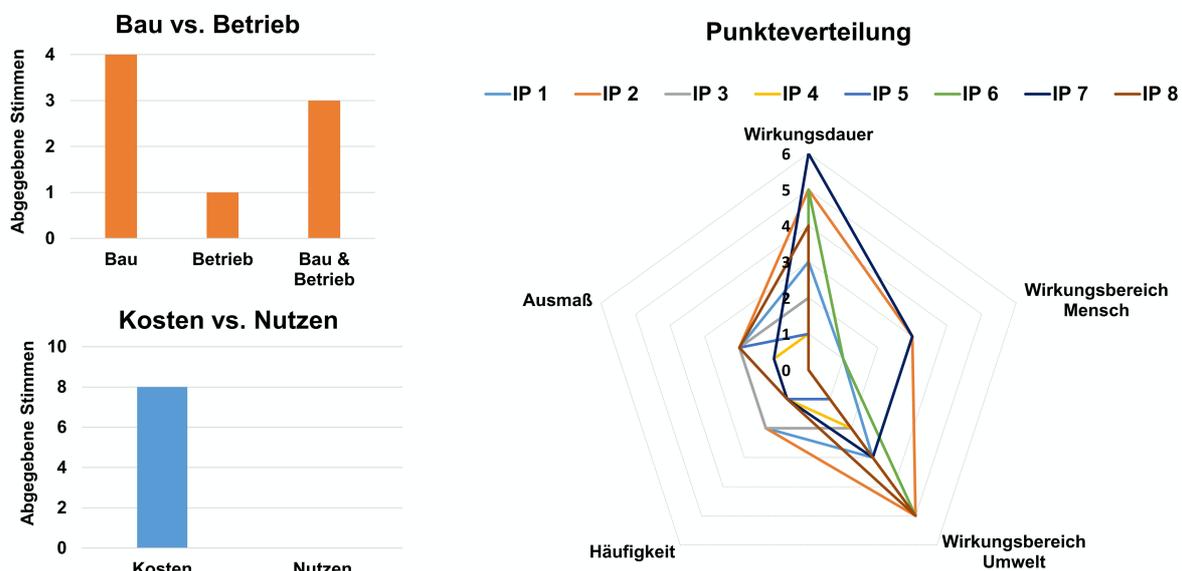


Abbildung 59: Bewertung des Effekts 1.1 „Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlochs mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.“ durch die befragten Experten.

Bezüglich der Einschätzung, wann dieser Effekt bzw. dieses Risiko überwiegend besteht, bewerten vier der Experten den Bau, ein Experte den Betrieb und drei der Experten sehen das Risiko sowohl während des Baus als auch des Betriebs. Durch diese Einschätzung wird deutlich, dass dieses Risiko sowohl während Bau als auch Betrieb bestehen kann – die Bauphase aber deutlich kritischer als die Betriebsphase ist. Bei der Bewertung, ob es sich hier um einen Kosten- oder Nutzenfaktor handelt, sind sich die Experten einig, dass dieser Effekt vornehmlich Kosten verursacht. Die

Punkteabgabe bezüglich der Kriterien Wirkungsdauer, Wirkungsbereich, Ausmaß und Häufigkeit ist im rechten Netzdiagramm erkennbar. Aufgrund der Anzahl an Experten ist die Übersichtlichkeit hier eingeschränkt. Es soll aber an dieser Stelle nicht die einzelne Punkteabgabe der Experten im Fokus stehen, sondern der Trend der Punktverteilung. Dieser Trend ist hier klar ablesbar: Die Experten sind der Meinung, dass dieser Effekt einen deutlich stärkeren Einfluss auf die Umwelt als auf den Menschen hat. Die Wirkungsdauer ist auch ausgeprägt, während Ausmaß und Häufigkeit eher gering eingeschätzt werden.

Im Vergleich zu Effekt 1.1. sehen die Experten die Grundwasserverschmutzung durch Öl und Gas überwiegend während der Betriebs- und Bauphase. Ausschließlich während des Baus, wie es noch bei Effekt 1.1 war, sieht diesen Effekt keiner der Experten, wie in nachfolgender Abbildung zu sehen ist:

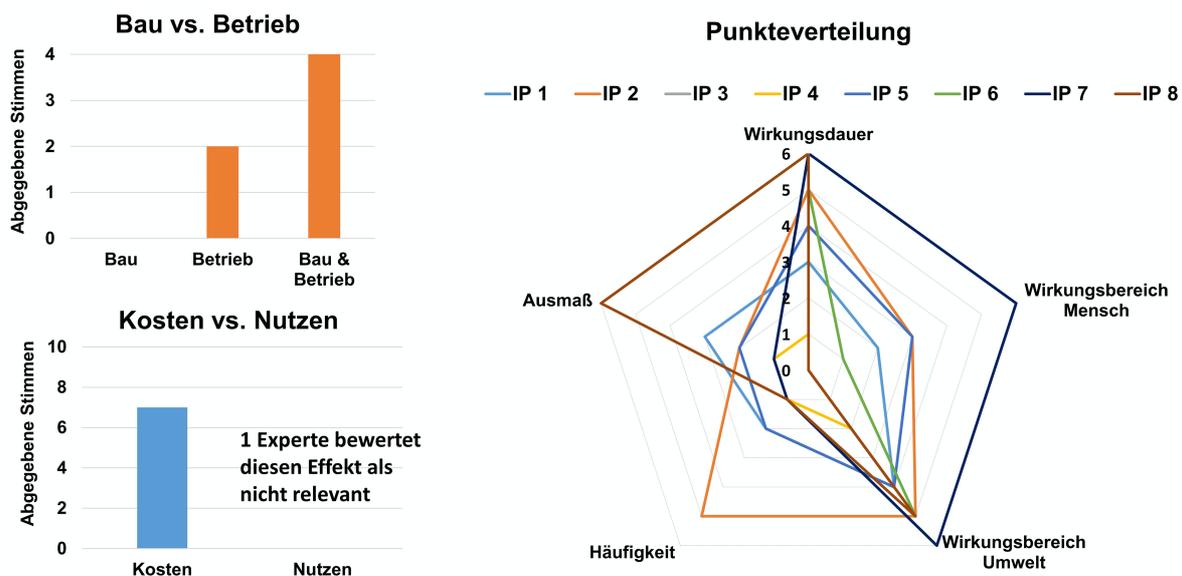


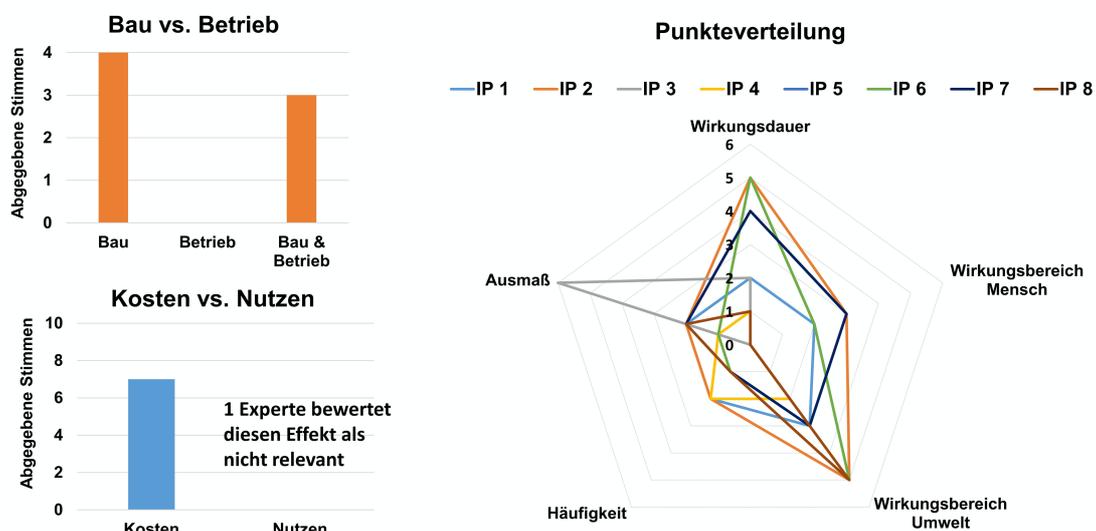
Abbildung 60: Bewertung des Effekts 1.2 „Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlochs mit Öl und Gas“ durch die befragten Experten.

Auch wird dieser Effekt hauptsächlich als Kostenfaktor eingeschätzt. Die meiste Punkteabgabe erfolgt bezüglich Wirkungsdauer und Wirkungsbereich Umwelt. Somit stellt dieser Effekt vor allem eine deutliche Beeinträchtigung der Umwelt dar, die über einen langen Zeitraum andauern kann. Bezüglich Wirkungsdauer Mensch, Ausmaß und Häufigkeit liegt eine starke Streuung des Ergebnisses vor. So schätzt zum Beispiel

Experte IP 7 den Einfluss auf den Menschen mit sechs Punkten relativ stark ein (Anhang, S. 161), während alle anderen Experten hier deutlich weniger Punkte vergeben. Die Mehrheit der Experten stuft diese drei Faktoren aber mit einer Punktzahl zwischen null und zwei ein. Somit kann auch für diesen Effekt gefolgert werden, dass er vor allem für die Umwelt als schwerwiegend einzuschätzen ist und hier eine lange Wirkungsdauer aufweist.

Nachfolgend findet sich die Auswertung für Effekt 2.1 und 2.2:

Effekt 2.1: Trink- und/oder Grundwasserverschmutzung durch Unfälle an der Erdoberfläche mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.



Effekt 2.2: Trink- und/oder Grundwasserverschmutzung durch Unfälle an der Erdoberfläche mit Öl und Gas

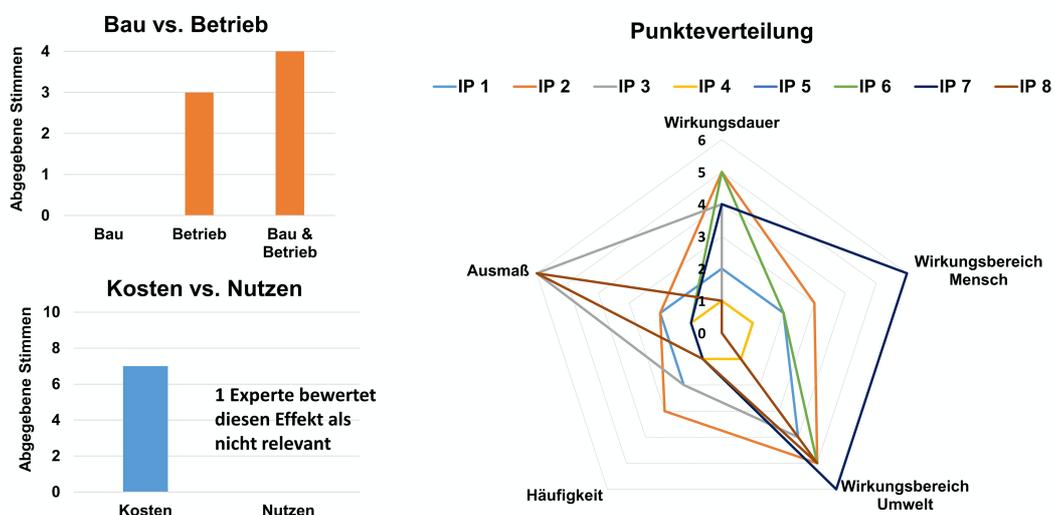


Abbildung 61: Bewertung der Effekte 2.1 und 2.2 durch die Experten.

Generell muss an dieser Stelle gesagt werden, dass die Effekte 2.1 und 2.2 für weniger erfahrene Personen im Bereich der Öl- und Gasförderung zunächst ähnlich zu den Effekten 1.1 und 1.2 erscheinen. Der Unterschied ist hierbei aber deutlich: Während bei Effekt 1.1. und 1.2 Verunreinigungen des Grundwassers durch ein undichtes Bohrloch resultieren, werden sie bei Effekt 2.1 und 2.2 meist durch Unfälle an der Erdoberfläche verursacht. Dadurch kann nicht nur das Grundwasser, sondern auch das Trinkwasser betroffen sein. Trotz dieses Unterschiedes schätzen die Experten beide Effekte ähnlich wie die Effekte 1.1 und 1.2 ein. Entsprechend sehen die Experten die größte Gefahr der Verschmutzung des Trink- und/oder Grundwassers mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc. vorwiegend während der Bauphase. Die Verunreinigung mit Öl und Gas droht dagegen insbesondere während der Betriebsphase. Beide Effekte werden mit hoher Wirkungsdauer und vorwiegend als schädlich für die Umwelt eingestuft. Häufigkeit und Ausmaß sind eher gering.

Auch das Risiko des Wasserverbrauchs wurde seitens der Experten bewertet:

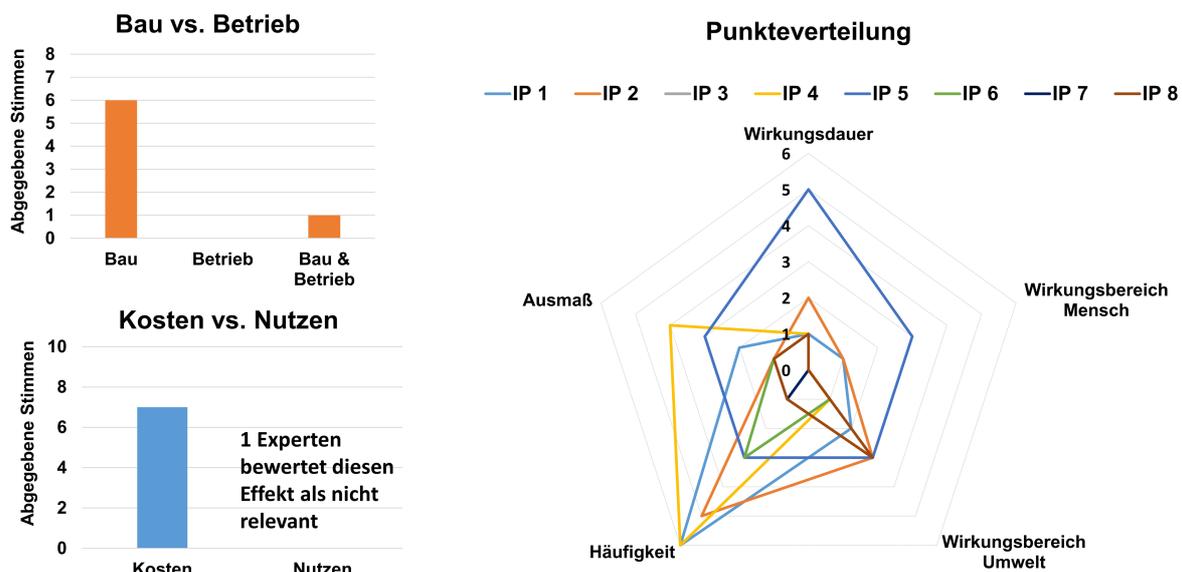


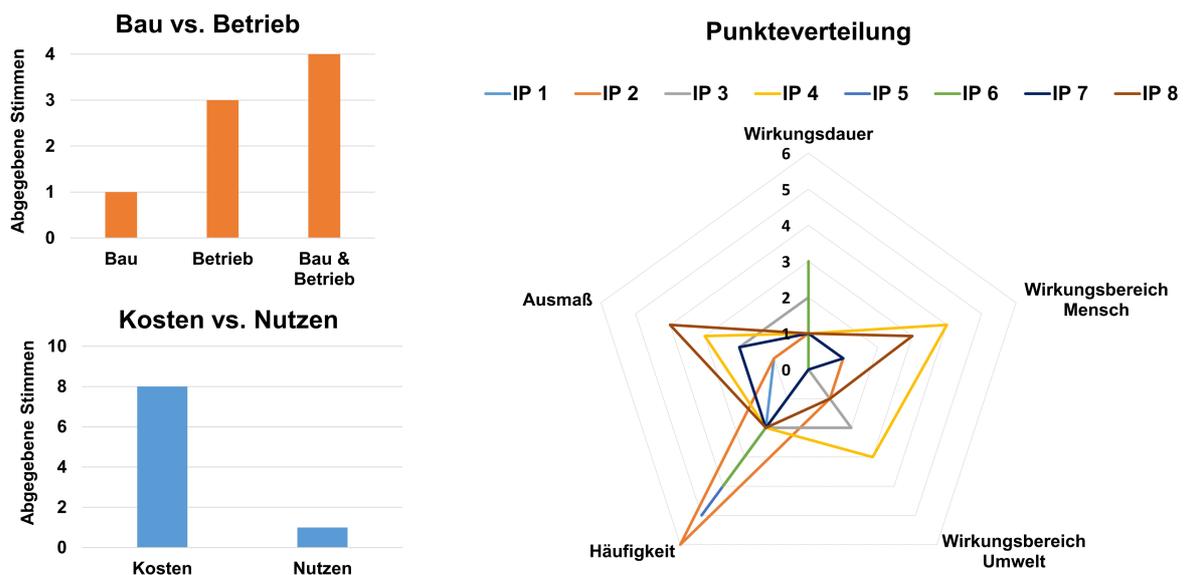
Abbildung 62: Bewertung des Wasserverbrauchs beim HF durch die Experten.

Die Auswertung zeigt hierbei deutlich, dass der Effekt vornehmlich der Bauphase zugeordnet wird. Dies ist auch gut nachvollziehbar, da hier die Stimulation erfolgt, welche maßgeblich für den hohen Verbrauch an Wasser verantwortlich ist. Die Experten schätzen den Einfluss auf Mensch und Umwelt sowie die Wirkungsdauer als

gering ein. Die Häufigkeit, dass dieser Wasserverbrauch als Risiko besteht, wird aber von den Experten als hoch bewertet.

Die Bewertung von Erdbeben in Verbindung mit Fracking wurde ebenfalls durchgeführt. Beide Arten von Erdbeben – großer wie auch kleiner Amplitude – finden gemäß den Experten überwiegend in der Betriebsphase statt. Die meisten Experten erklären das so, dass während der Entnahme von Erdgas oder Erdöl freie Flächen entstehen, wodurch Formationen absacken können und so Erdbeben auslösen. Dies fand zum Beispiel in Groningen, Niederlande, ausgeprägt statt, so dass hier die Erdgasförderung zukünftig gestoppt wird (Kirchner, 2019, o. S.).

Effekt 4.1: Erdbeben kleiner Amplitude ohne sichtbare Schäden



Effekt 4.2: Erdbeben größerer Amplitude mit sichtbaren Schäden

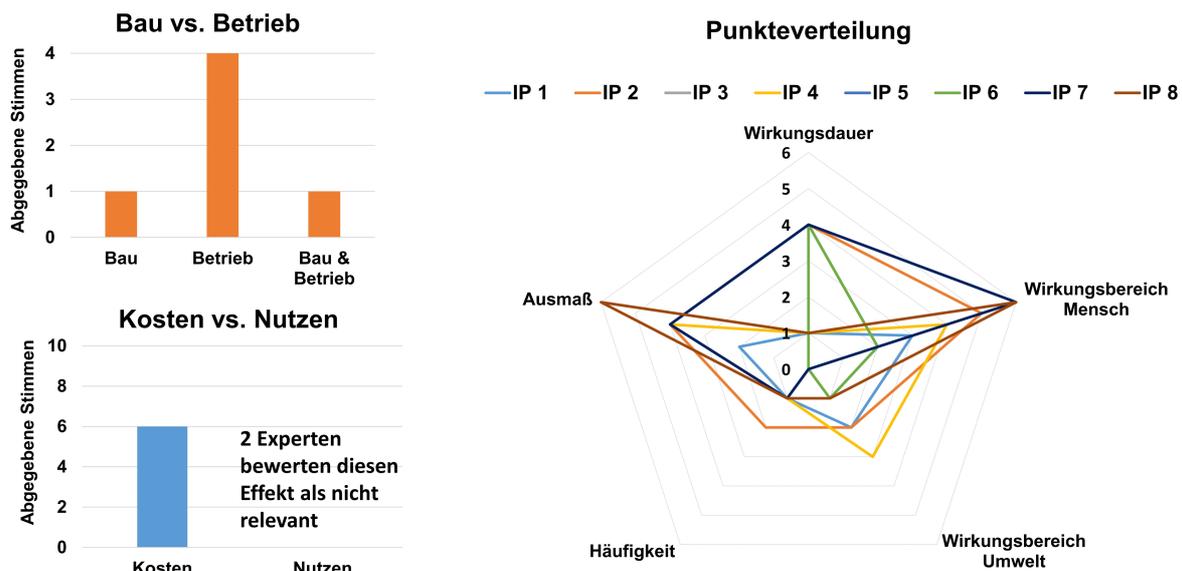


Abbildung 63: Bewertung der Gefahr von Erdbeben durch die Experten.

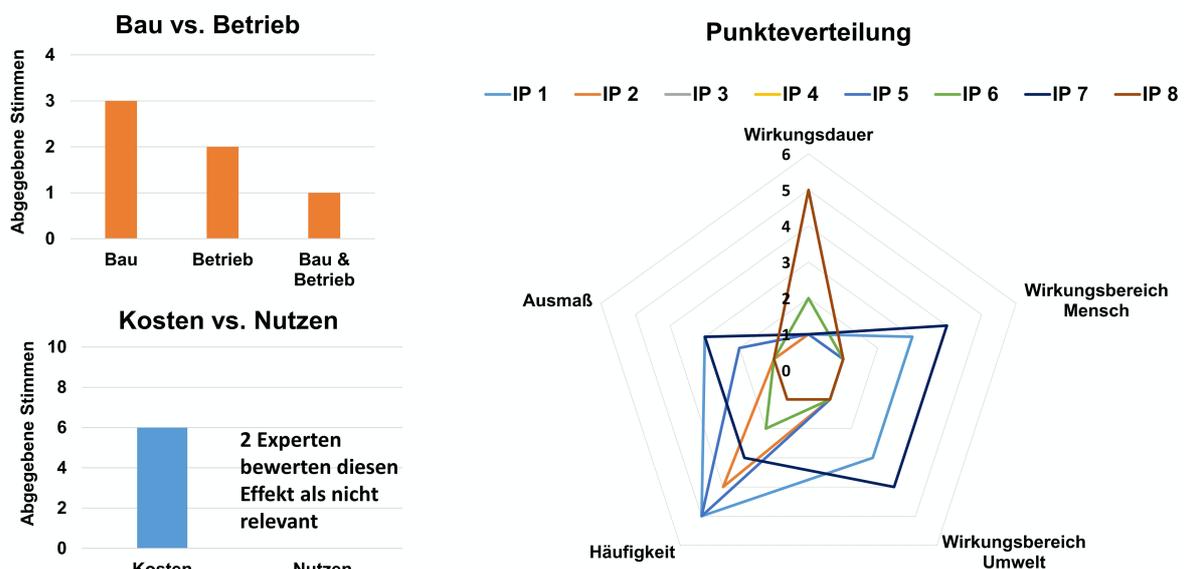
Bemerkenswert ist, dass ein Experte die Erdbeben kleiner Amplitude sowohl als Kostenfaktor als auch als Nutzen einstuft. Der Experte begründet diese Einschätzung damit, dass durch Fracking das Monitoring für Erdbeben allgemein verbessert wird und so auch vor natürlichen Erdbeben, welche unabhängig vom Fracking auftreten, gewarnt werden kann.

Allgemein wird die Häufigkeit von Erdbeben kleiner Amplitude als hoch eingestuft – Ausmaß, Einfluss auf Mensch und Umwelt sowie die Dauer aber als gering. Bei Erdbeben mit großer Amplitude sehen die Experten ein hohes Ausmaß und einen starken Einfluss auf den Menschen (vgl. Abbildung 63).

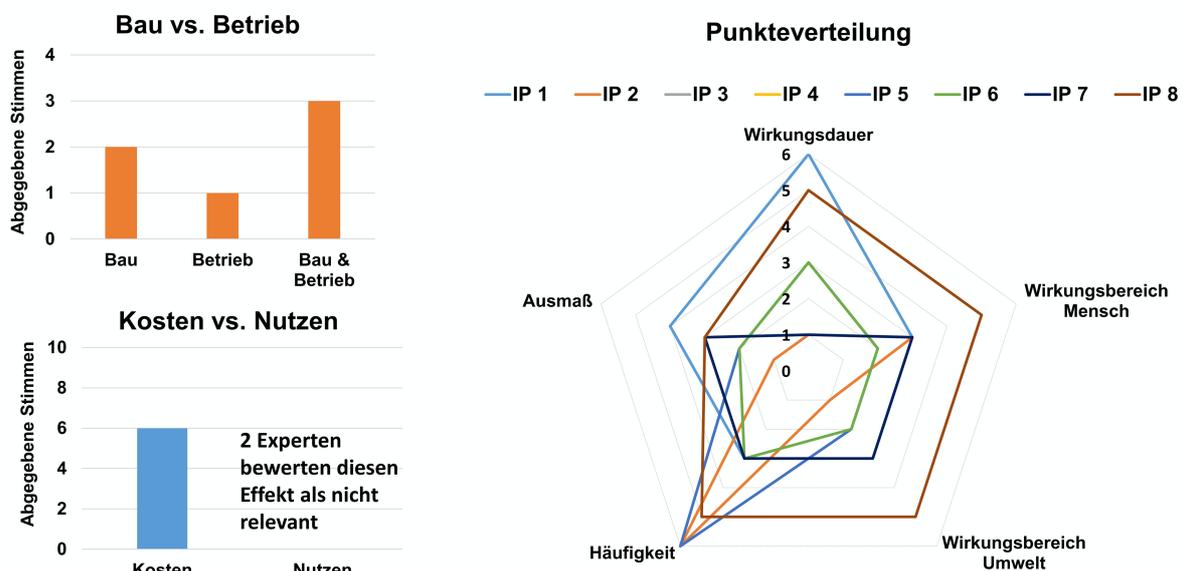
Auch hinsichtlich Luftverschmutzung wurden die Experten befragt. Hierbei muss betont werden, dass zwei Experten diesen Effekt als nicht relevant bewertet haben. Die Bewertung mit 0 Punkten ist im Spinnendiagramm so nicht extra aufgeführt, muss aber bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden. Allgemein kann gesagt werden, dass die Luftverschmutzung mit Pumpen und Frac-Equipment sowie durch erhöhtes Verkehrsaufkommen (Effekt 5.2 und 5.1) gemäß den Experten sowohl während der Bau- als auch Betriebsphase vorliegt. Effekt 5.3 – die Luftverschmutzung

durch Leckagen – wird dagegen hauptsächlich während des Betriebs erwartet. Alle drei Effekte werden als Kostenfaktor eingeschätzt. Effekt 5.1 ist häufig vorhanden und hat geringe Auswirkung auf Mensch und Umwelt. Effekt 5.2 ist ebenfalls häufig anzutreffen und Wirkungsdauer, Ausmaß sowie Auswirkung auf Mensch und Umwelt werden als deutlich höher eingestuft. Die Luftverschmutzung durch Leckagen wird dagegen als selten auftretendes Phänomen eingestuft, mit hoher Auswirkung auf die Umwelt.

Effekt 5.1: Luftverschmutzung durch Pumpen und Frac-Equipment



Effekt 5.2: Luftverschmutzung durch erhöhtes Verkehrsaufkommen



Effekt 5.3: Luftverschmutzung durch Leckagen

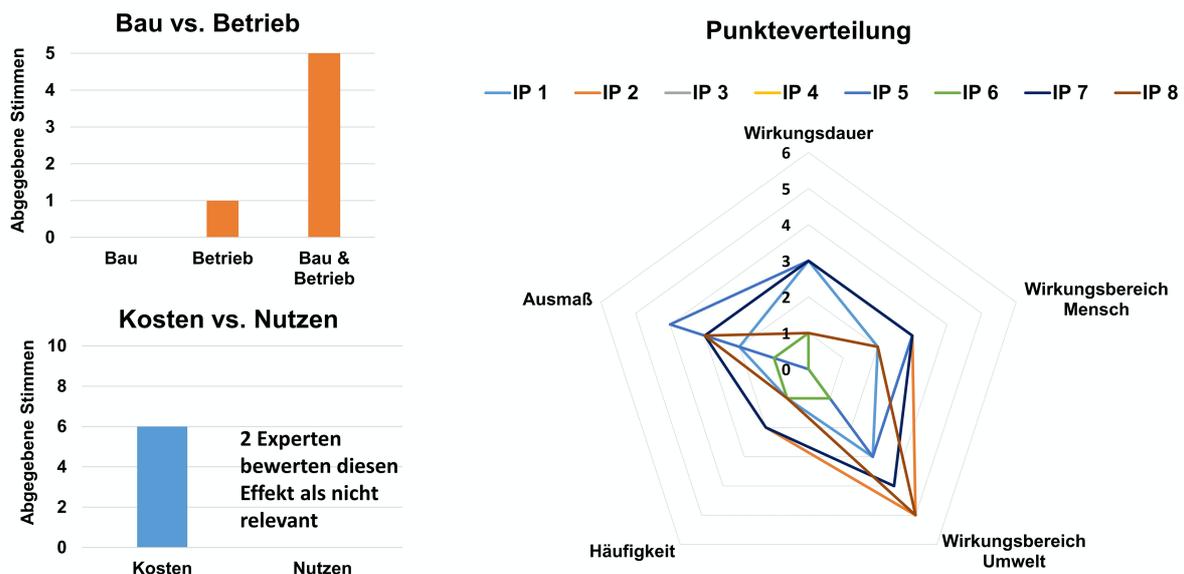
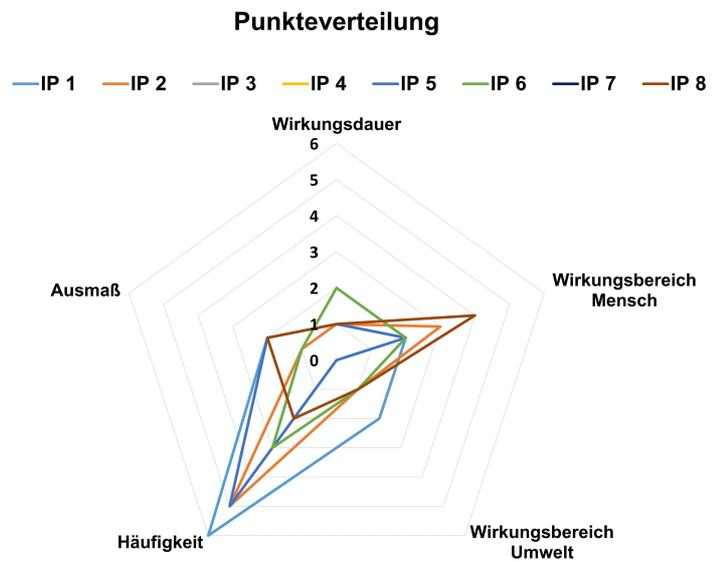
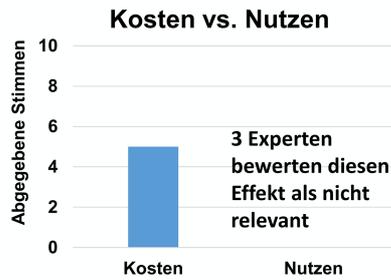
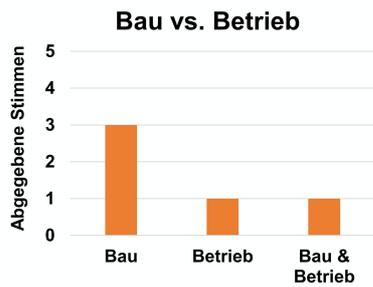


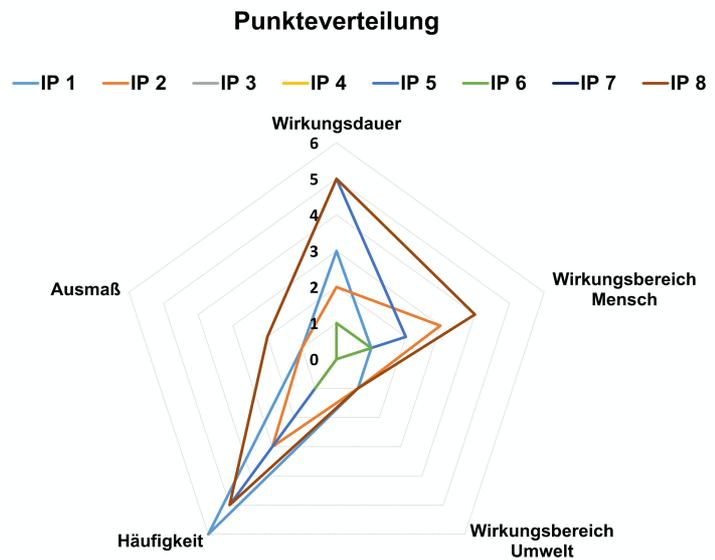
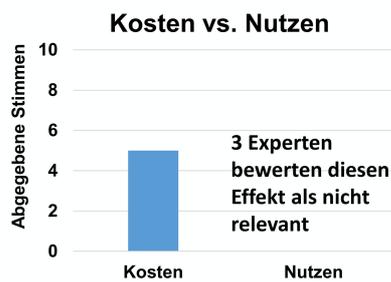
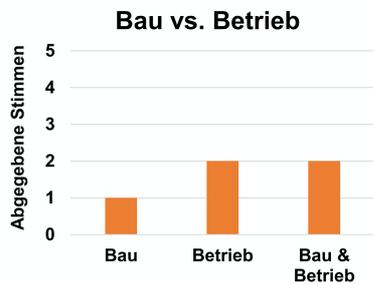
Abbildung 64: Auswertung der Bewertung der Effekte 5.1 bis 5.3 durch die Experten.

Bezüglich der Lärmbelästigung muss berücksichtigt werden, dass drei Experten diesen Effekt mit 0 bewertet haben. Bei Betrachtung der Bewertung von Effekt 6.1 – Lärmbelästigung durch Pumpen und Frac-Equipment – kann gefolgert werden, dass dieser Effekt sowohl bei Bau als auch Betrieb vorhanden ist und Kosten verursacht. Die Häufigkeit ist relativ hoch – das Ausmaß, die Wirkungsdauer und die Wirkung auf die Umwelt sind vernachlässigbar gering. Lediglich ein geringer Effekt auf den Menschen liegt laut Einschätzung der Experten vor. Bei der Lärmbelästigung durch Wartung und Betrieb verhält es sich ähnlich. Lediglich die Wirkungsdauer wird hier als deutlich länger eingestuft. Dies ist auch gut nachvollziehbar, da selbst nach 10 bis 15 Jahren die Förderung aktiv sein kann und so Lärm erzeugt. Gleiches gilt für die damit verbundene Wartung. Die Lärmbelästigung durch Verkehrsaufkommen wird überwiegend dem Bau zugeordnet. Hier finden viele Transportprozesse statt. Bezüglich der Bewertung verhält es sich ähnlich. Der Effekt tritt häufig auf und hat einen mittleren Einfluss auf den Menschen.

Effekt 6.1: Lärmbelästigung durch Pumpen und Frac-Equipment



Effekt 6.2: Lärmbelästigung durch Wartung und Betrieb



Effekt 6.3: Lärmbelästigung durch Verkehrsaufkommen

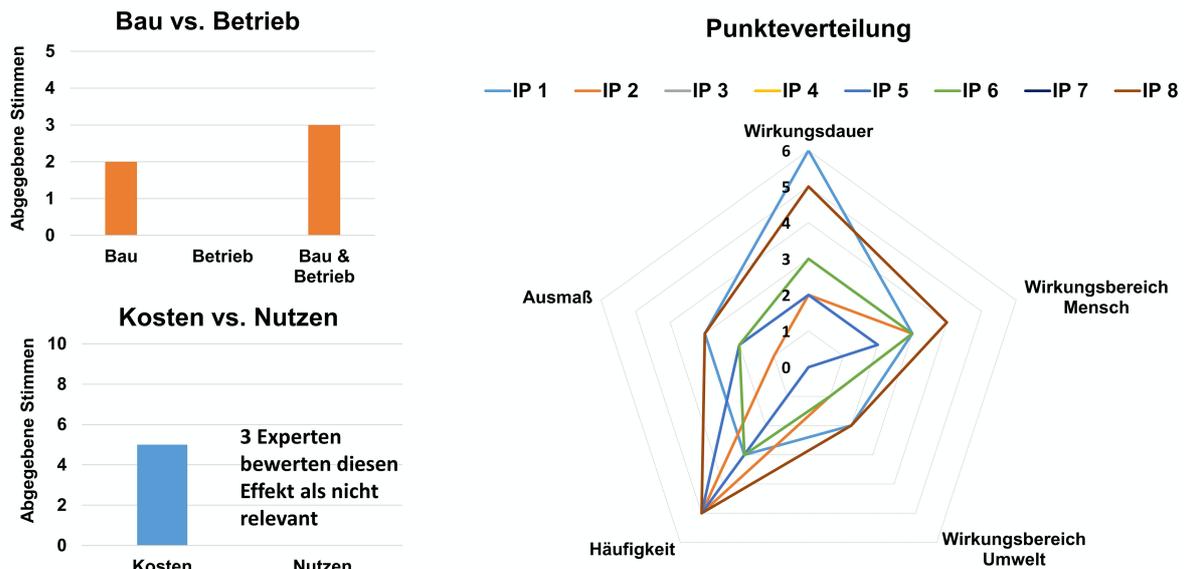


Abbildung 65: Bewertung der Lärmbelästigung (Effekt 6.1 bis 6.3) durch die Experten.

Bezüglich der Zerstörung des Landschaftsbildes kann gefolgert werden, dass diese hauptsächlich während der Bauphase stattfindet. Der Experte IP 3 erklärt hierzu, dass während der Betriebsphase lediglich ein kleines Standrohr zu sehen ist. Im Bauprozess dagegen sind Tanks, Pumpen und weiteres Equipment auf dem Bohrplatz zu erkennen. Gemäß den Experten beeinflusst dies das Landschaftsbild häufig (Anhang, S. 78 f.). Bei der Wirkungsdauer sind sich die Experten wenig einig. Drei Experten (plus zwei, die diesen Effekt gar nicht erst als relevant einstufen) bewerten die Wirkungsdauer mit unter zwei Punkten. Drei Experten bewerten hier aber auch mit über drei Punkten. Der Unterschied könnte darauf beruhen, dass ein Teil der Experten der Meinung ist, dass nach der Bauphase nur noch ein kleines Standrohr zu sehen ist, was das Landschaftsbild nicht beeinträchtigt, wohingegen ein Teil der Experten hier noch eine Beeinträchtigung erkennt. Auch bezüglich des Wirkungsbereiches Mensch und Umwelt verhält es sich ähnlich. Hier sieht die Mehrzahl der Experten keine Beeinträchtigung, während es aber auch Experten gibt, welche hier einen Einfluss wahrnehmen.

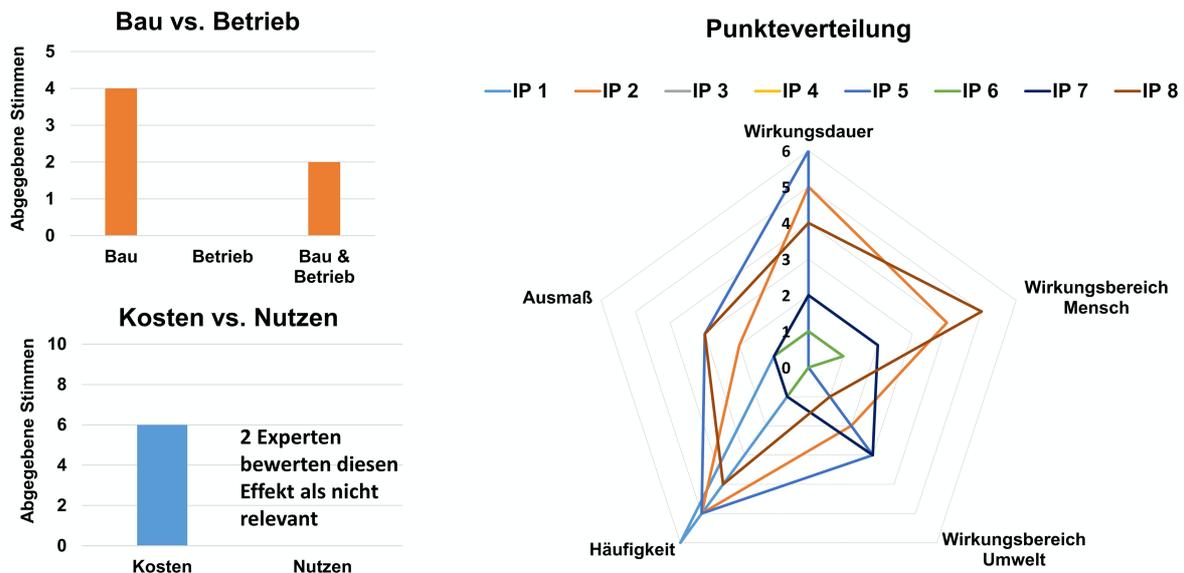


Abbildung 66: Bewertung des Effekts 7 „Zerstörung Landschaftsbild“.

Den Effekt 8 „Schaffung Arbeitsplätze – geringere Arbeitslosigkeit“ bewerten alle Experten als Nutzen, der sowohl in der Bau- als auch Betriebsphase auftritt. Das Ausmaß, die Wirkungsdauer und die Häufigkeit werden durchgehend hoch bewertet. Beim Wirkungsbereich sehen alle Experten den Menschen – die Umwelt wird hier fast ausschließlich mit null Punkten bewertet.

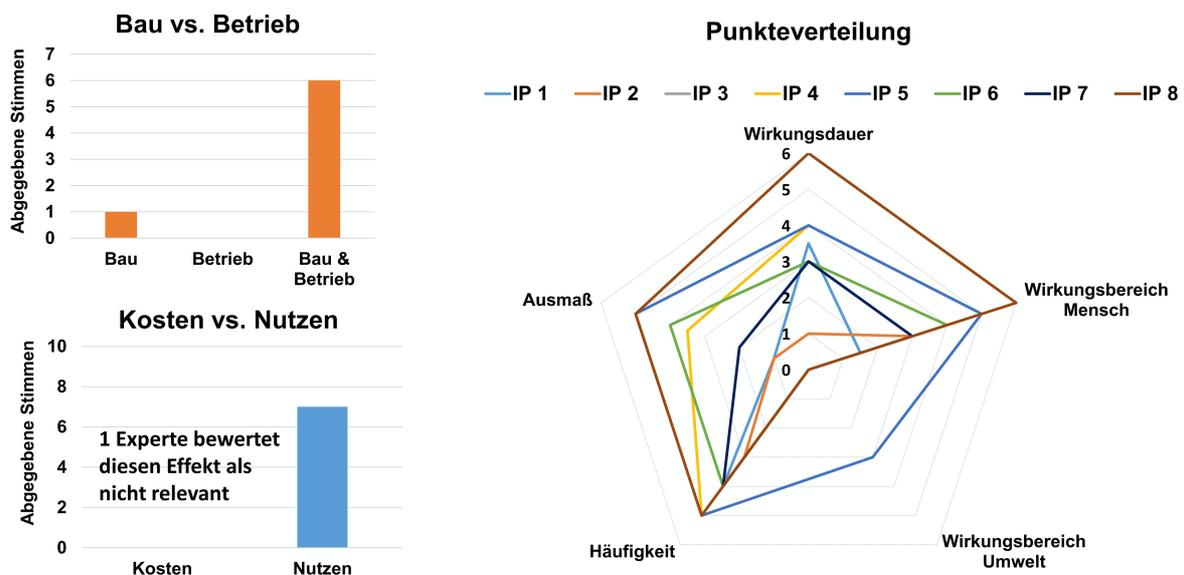


Abbildung 67: Auswertung der Bewertung für den Effekt 8: Schaffung Arbeitsplätze – geringere Arbeitslosigkeit.

Bei Effekt 9 „Beitrag zur Reduktion von Kohle, Öl und Atomenergie“ stimmen die Experten vornehmlich für die Betriebsphase. Alle sehen hier einen klaren Nutzen. Alle Kriterien der Bewertung werden hier hoch bewertet. Lediglich die Auswirkung auf den Menschen fällt mit mittlerer Punktzahl etwas ab.

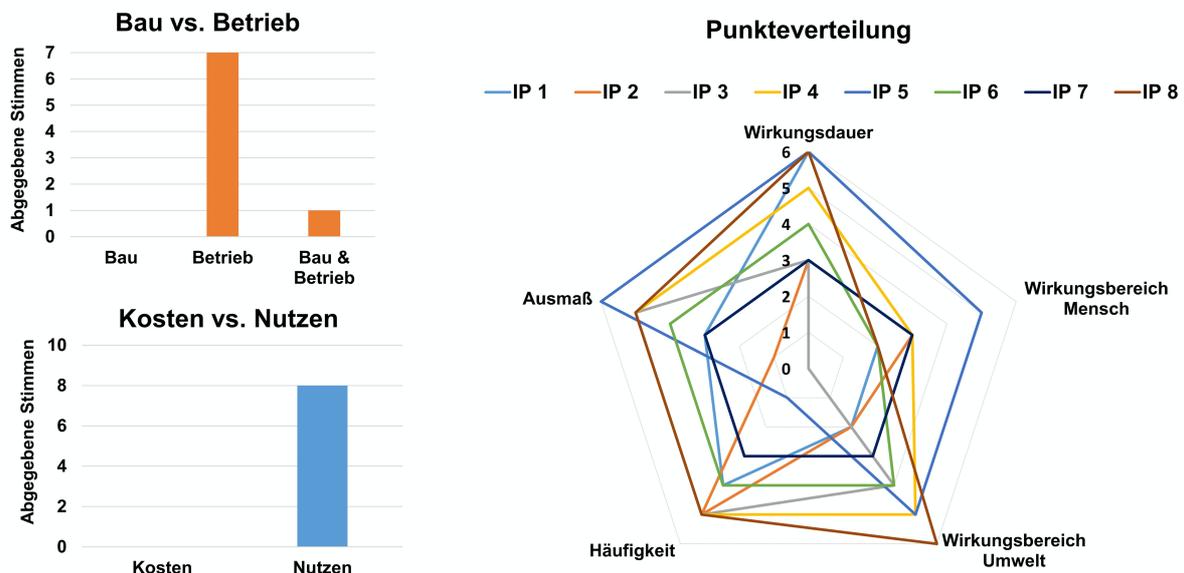


Abbildung 68: Auswertung der Expertenbewertungen für den Effekt „Beitrag zur Reduktion von Kohle, Öl und Atomenergie“.

Stabilere Energiepreise (Effekt 10) sehen die Experten vor allem in der Betriebsphase. Dies ist gut nachvollziehbar, da hier das Erdgas gefördert wird und folglich über ein höheres Angebot zu günstigeren Preisen beitragen kann. Die Wirkungsdauer, das Ausmaß und die Häufigkeit werden durch die Experten durchwegs hoch bewertet. Als Wirkungsbereich sehen die meisten Experten den Menschen.

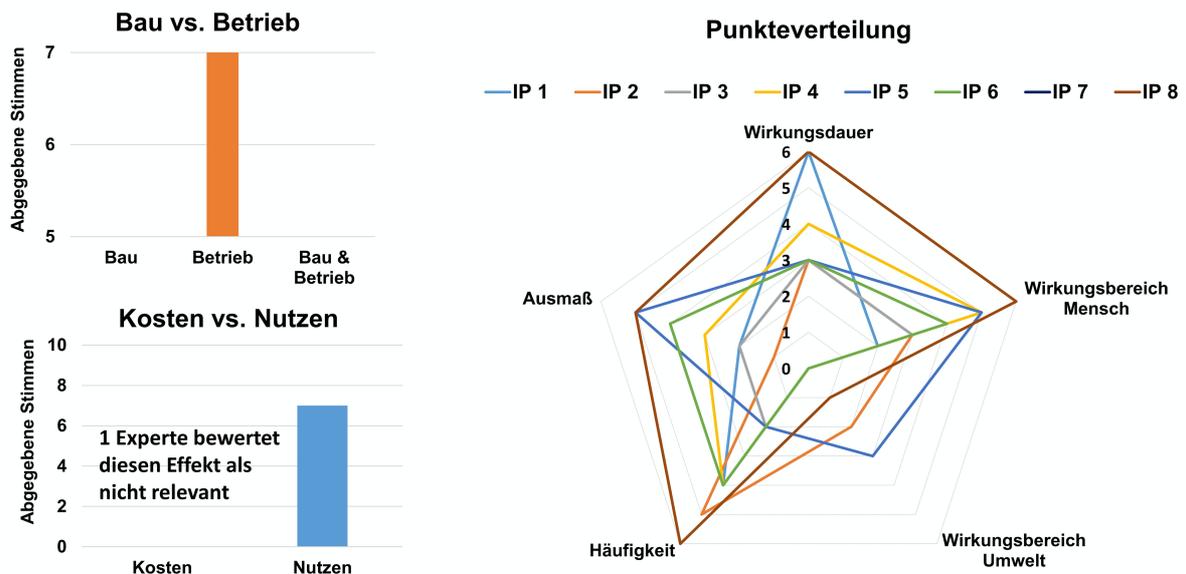


Abbildung 69: Auswertung der Expertenbewertung für den Effekt „stabilere Energiepreise“.

Geringere geopolitische Abhängigkeiten werden durch die Experten ähnlich wie der vorher genannte Effekt 10 bewertet. Dies ist nachvollziehbar, da beide Effekte stark voneinander abhängig sind. Liegt eine höhere geopolitische Abhängigkeit vor, so sind auch die Energiepreise weniger stabil. Daher ist es nur konsequent, dass die Experten hier – wie bei Effekt 10 – eine lange Wirkungsdauer, hohe Häufigkeit und einen starken Einfluss auf den Menschen erkennen. Auch wird der Effekt der Betriebsphase zugeordnet.

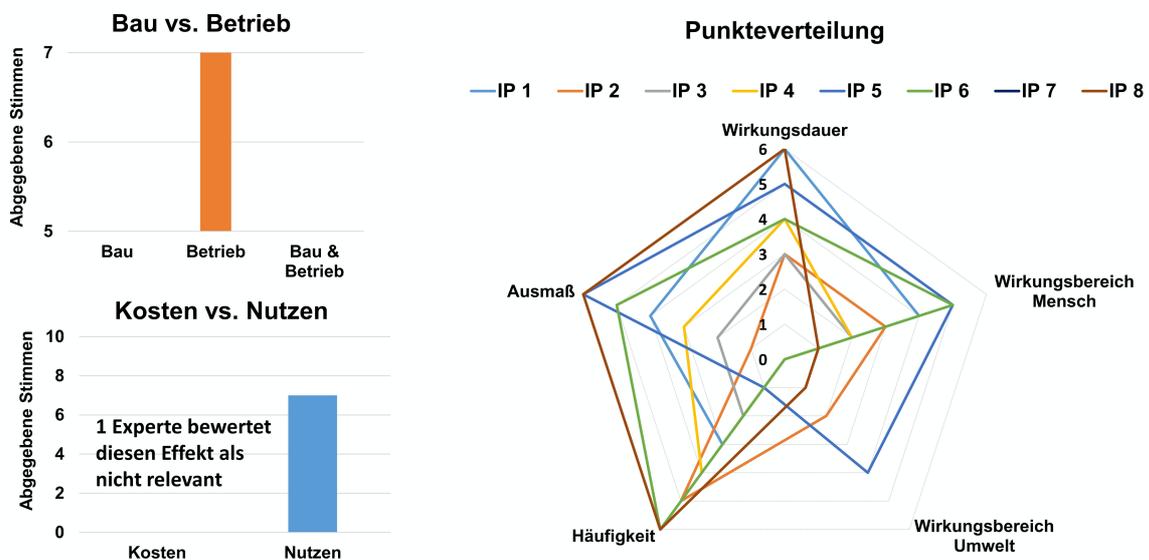


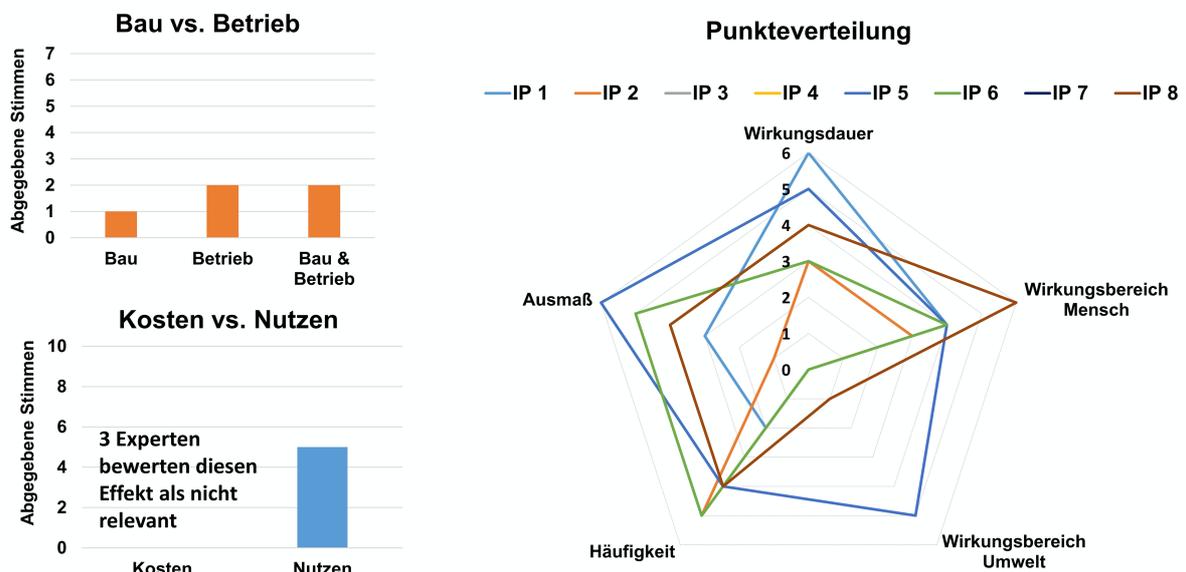
Abbildung 70: Zuteilung Bau/Betrieb, Kosten/Nutzen und Punkteverteilung für den Effekt 10.

Der Effekt Steuereinnahmen wurde in drei Teilbereiche unterteilt:

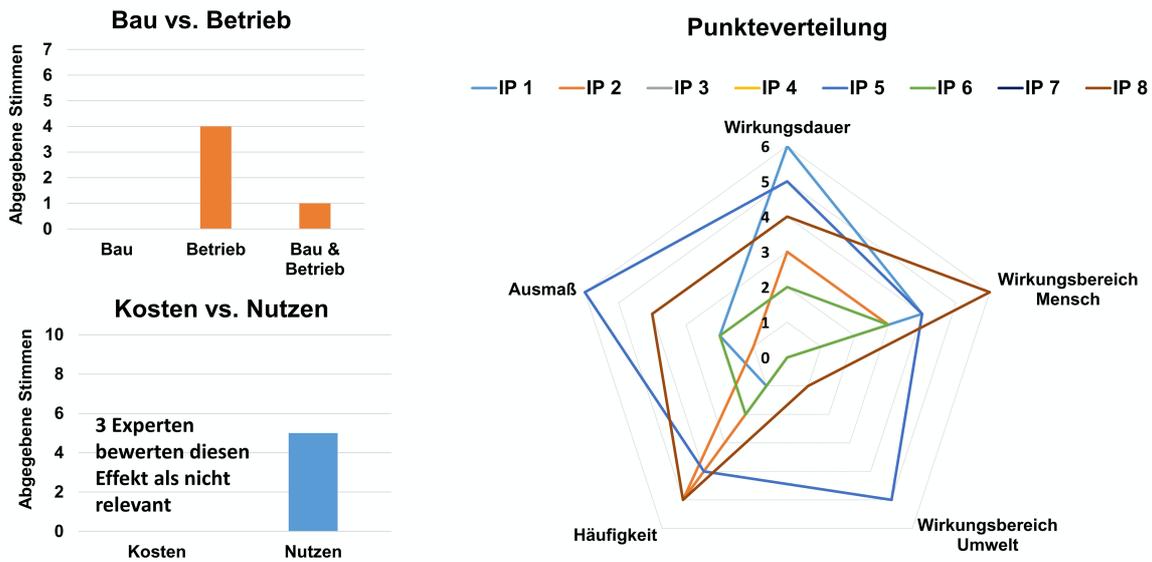
- Steuereinnahmen durch höheren Beschäftigungsgrad
- Steuereinnahmen durch erhöhte Kaufkraft aufgrund geringerer Energiepreise und höheren Beschäftigungsgrads
- Steuereinnahmen durch Abgaben gemäß Bergrecht

Nachfolgend ist die Auswertung für diese drei Effekte aufgezeigt:

Effekt 12.1: Steuereinnahmen durch höheren Beschäftigungsgrad



Effekt 12.2: Steuereinnahmen durch erhöhte Kaufkraft aufgrund geringerer Energiepreise und höheren Beschäftigungsgrad



Effekt 12.3: Steuereinnahmen durch Abgaben gemäß Bergrecht

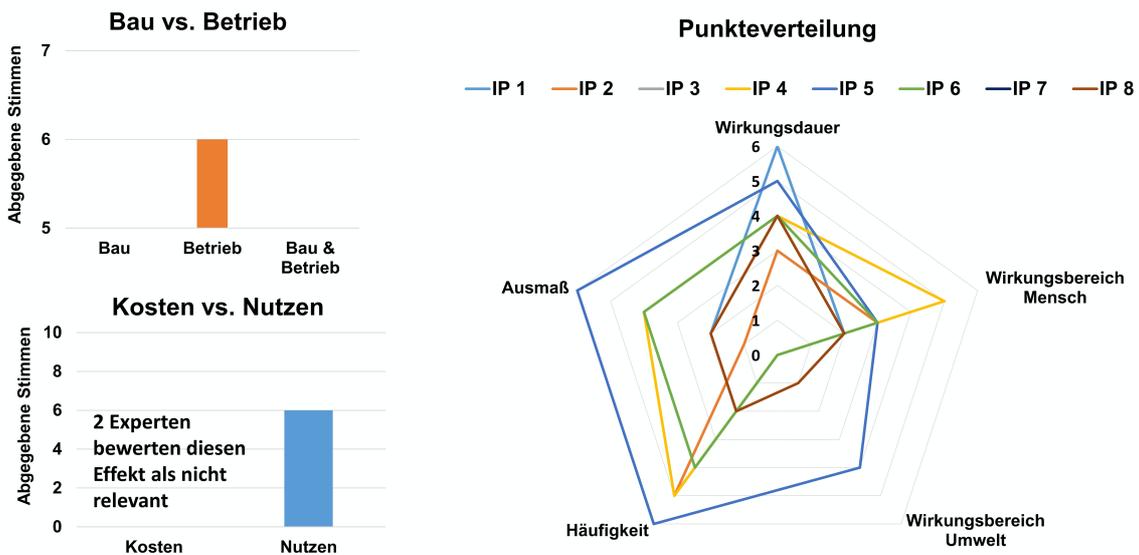


Abbildung 71: Auswertung der Expertenbewertung zu den drei verschiedenen Unterkategorien der Steuereinnahmen.

Generell kann gesagt werden, dass der Effekt Steuereinnahmen durch höheren Beschäftigungsgrad sowohl in der Bau- als auch Betriebsphase gesehen wird. Die beiden anderen Effekte werden dagegen überwiegend der Betriebsphase zugeordnet. Im Wesentlichen unterscheidet sich der Trend der Bewertung aber nicht signifikant von den Effekten 10 und 11. Lediglich die Punkte fallen etwas geringer aus – auch dadurch bedingt, dass in diesem Fall zwei bis drei Experten diesen Effekt als nicht relevant

einstufen. Somit kann auch für die Steuereinnahmen gefolgert werden, dass es ein Nutzen ist mit relativ hohem Ausmaß, langer Wirkungsdauer und hoher Häufigkeit, der vor allem dem Menschen zugutekommt. In diesem Zusammenhang muss vielleicht auch auf die Punktvergabe des Experten IP 5 eingegangen werden. Er bewertet auch einen positiven Einfluss auf die Umwelt. Dies wurde damit begründet, dass durch mehr Steuereinnahmen auch mehr finanzielle Mittel für den Staat zur Verfügung stehen, um Umweltschutz zu betreiben (Anhang, S. 120).

Der letzte Effekt Subventionen wurde von keinem der Experten als relevant bewertet. Die Meinung der Experten ist hier, dass Fracking zukünftig keine Chance auf Subventionen habe. Staaten haben in der Vergangenheit kaum Vorhaben der Öl- und Gasindustrie subventioniert.

Als weiteren Effekt führte der Experte IP 1 noch den Effekt einer Stärkung der chemischen Industrie auf. Erdgas wäre besser und günstiger verfügbar und müsste über weniger lange Strecken transportiert werden. Der Experte sah hier einen eindeutigen Nutzen während der Betriebsphase und erkannte eine langfristige Wirkungsdauer (6 Punkte). Der Wirkungsbereich Mensch, Häufigkeit und Ausmaß wurde aber mit einem Punkt als gering bewertet (Anhang, S. 35).

Zusammenfassend können die Effekte aufgrund der Einordnung durch die Experten wie folgt bewertet werden:

Tabelle 29: Zusammenfassung der Bewertung der einzelnen externen Effekte von Hydraulic Fracturing durch die Experten.

Nummer	Externer Effekt	Zusammenfassende Bewertung durch die Experten
1.1	Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlochs mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.	Kostenfaktor, der vorwiegend während Bauphase auftritt. Hohe Wirkungsdauer. Wirkungsbereich vornehmlich die Umwelt. Ausmaß und Häufigkeit eher gering.
1.2	Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlochs mit Öl und Gas	Kostenfaktor, der vorwiegend während Betriebsphase auftritt. Hohe Wirkungsdauer. Wirkungsbereich vornehmlich die Umwelt. Ausmaß und Häufigkeit eher gering.
2.1	Trink- und/oder Grundwasserverschmutzung durch Unfälle an der Erdoberfläche mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.	Kostenfaktor, der vorwiegend während Bauphase auftritt. Hohe Wirkungsdauer. Wirkungsbereich vornehmlich die Umwelt. Ausmaß und Häufigkeit eher gering.
2.2	Trink- und/oder Grundwasserverschmutzung	Kostenfaktor, der vorwiegend während Betriebsphase auftritt. Hohe Wirkungsdauer. Wirkungsbereich vornehmlich die Umwelt. Ausmaß und Häufigkeit eher gering.

	durch Unfälle an der Erdoberfläche mit Öl und Gas	
3	Wasserverbrauch	Kostenfaktor, der überwiegend während Bauphase auftritt. Häufigkeit dieses Effekts hoch. Geringes Ausmaß auf Mensch und Umwelt.
4.1	Erdbeben kleiner Amplitude ohne sichtbare Schäden	Kostenfaktor, der überwiegend während Betriebsphase auftritt. Häufigkeit hoch. Geringes Ausmaß auf Mensch und Umwelt, geringe Wirkungsdauer.
4.2	Erdbeben großer Amplitude mit sichtbaren Schäden	Kostenfaktor, der überwiegend während Betriebsphase auftritt. Hohes Ausmaß, lange Wirkungsdauer und Wirkungsbereich überwiegend der Mensch.
5.1	Luftverschmutzung durch Pumpen und Frac-Equipment	Kostenfaktor, der sowohl während Bau- und Betriebsphase auftritt. Häufig vorhanden. Aber geringe Wirkungsdauer und geringes Ausmaß auf den Wirkungsbereich Mensch und Umwelt.
5.2	Luftverschmutzung durch erhöhtes Verkehrsaufkommen	Kostenfaktor, der sowohl während Bau- wie Betriebsphase auftritt. Häufig vorhanden. Mittlere Wirkungsdauer und mittleres Ausmaß auf den Wirkungsbereich Mensch und Umwelt.
5.3	Luftverschmutzung durch Leckagen	Kostenfaktor, der überwiegend während Betriebsphase auftritt. Selten auftretendes Phänomen mit starkem Einfluss auf den Wirkungsbereich Umwelt.
6.1	Lärmbelästigung durch Pumpen und Frac-Equipment	Kostenfaktor, der sowohl während Bau- wie Betriebsphase auftritt. Häufigkeit relativ hoch. Ausmaß, Wirkungsdauer und Wirkung auf Umwelt vernachlässigbar. Kleiner Einfluss auf Mensch.
6.2	Lärmbelästigung durch Wartung und Betrieb	Kostenfaktor, der sowohl während Bau- und Betriebsphase auftritt. Häufigkeit relativ hoch. Ausmaß und Wirkung auf Umwelt vernachlässigbar. Mittlere Wirkungsdauer mit kleinem Einfluss auf Menschen.
6.3	Lärmbelästigung durch Verkehrsaufkommen	Kostenfaktor, der überwiegend während Bauphase auftritt. Effekt tritt häufig auf und hat einen mittleren Einfluss auf den Menschen.
7	Zerstörung Landschaftsbild	Kostenfaktor, der überwiegend während Bauphase auftritt. Häufigkeit hoch. Wirkungsdauer und Einfluss auf Mensch und Umwelt eher gering.
8	Schaffung Arbeitsplätze – geringere Arbeitslosigkeit	Nutzenfaktor, der sowohl in Bau- als auch Betriebsphase auftritt. Ausmaß, Wirkungsdauer und Häufigkeit sehr hoch. Wirkungsbereich vor allem der Mensch.
9	Beitrag zur Reduktion von Kohle, Öl und Atomenergie	Nutzenfaktor der überwiegend während Betriebsphase auftritt. Ausmaß, Wirkungsdauer und Häufigkeit hoch. Wirkungsbereich vor allem die Umwelt.
10	Stabilere Energiepreise	Nutzenfaktor, der überwiegend während Betriebsphase auftritt. Ausmaß, Wirkungsdauer und Häufigkeit hoch. Wirkungsbereich vor allem der Mensch.
11	Geringere geopolitische Abhängigkeiten	Nutzenfaktor, der überwiegend während Betriebsphase auftritt. Ausmaß, Wirkungsdauer und Häufigkeit hoch. Wirkungsbereich vor allem der Mensch.
12.1	Steuereinnahmen durch höheren Beschäftigungsgrad	Nutzenfaktor, der sowohl in Bau- als auch Betriebsphase auftritt. Ausmaß, Wirkungsdauer und Häufigkeit mittel. Wirkungsbereich vor allem der Mensch.
12.2	Steuereinnahmen durch erhöhte Kaufkraft aufgrund geringerer Energiepreise und höheren Beschäftigungsgrads	Nutzenfaktor, der sowohl in Bau- als auch Betriebsphase auftritt. Ausmaß, Wirkungsdauer und Häufigkeit mittel. Wirkungsbereich vor allem der Mensch.
12.3	Steuereinnahmen durch Abgaben gemäß Bergrecht	Nutzenfaktor, der sowohl in Bau- als auch Betriebsphase auftritt. Ausmaß, Wirkungsdauer und Häufigkeit mittel. Wirkungsbereich vor allem der Mensch.
13	Subventionen	Kann vernachlässigt werden.
14	Stärkung der chemischen Industrie	Nutzenfaktor, der überwiegend während Betriebsphase auftritt. Lange Wirkungsdauer. Häufigkeit und Ausmaß aber gering. Wirkungsbereich Mensch ebenfalls gering.

Nachfolgende Abbildung zeigt die Gewichtung jedes einzelnen Effektes als Summe der Einzelbewertungen durch die befragten Experten auf:

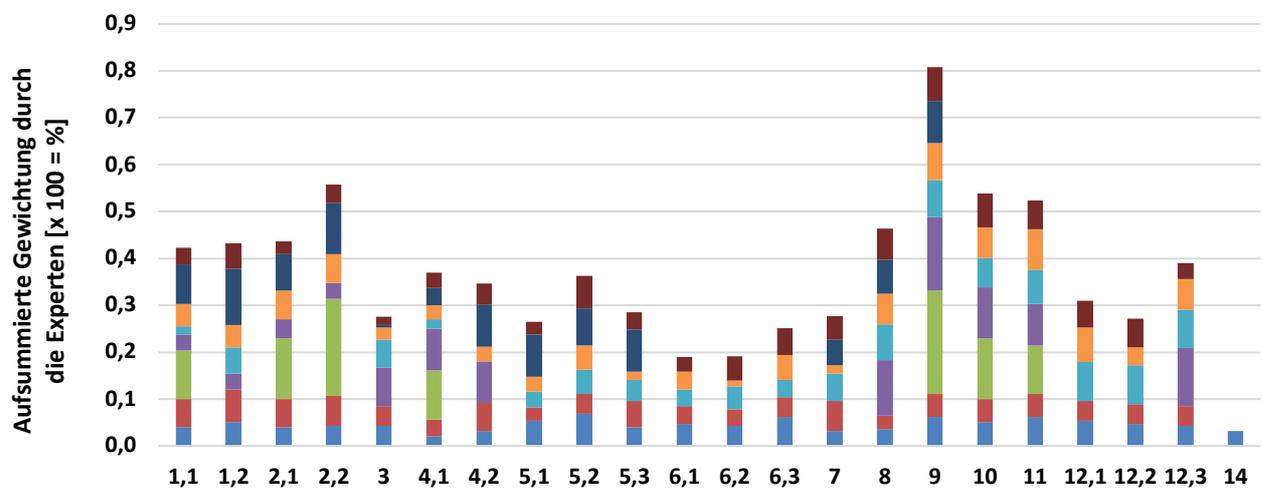


Abbildung 72: Verteilung der Gewichtung auf die einzelnen externen Effekte 1 – 14.

Anhand dieser Grafik wird deutlich, dass die Experten vor allem die Risiken einer Trink- und/oder Grundwasserverschmutzung durch HF (Effekte 1.1, 1.2, 2.1 und 2.2) als hoch einstufen. Es folgt die Gefahr von Erdbeben (Effekt 4.1 und 4.2) und die Gefahr der Luftverschmutzung (Effekt 5.1, 5.2 und 5.3). Wasserverbrauch (Effekt 3), Zerstörung Landschaftsbild (Effekt 7) und die Lärmbelästigung (Effekt 6.1, 6.2 und 6.3) werden deutlich geringer gewichtet.

Beim Nutzen dominiert Effekt 9 – der Beitrag zur Reduktion von Kohle, Öl und Atomenergie. Die Schaffung von Arbeitsplätzen (Effekt 8), stabilere Energiepreise (Effekt 9) sowie die geringeren geopolitischen Abhängigkeiten (Effekt 11) werden auch als wichtig bewertet. Steuereinnahmen (Effekt 12.1, 12.2 und 12.3) fallen etwas ab. Der letzte Effekt 14 – die Stärkung der chemischen Industrie – wurde durch den Experten IP 1 als zusätzlicher Effekt aufgeführt. Er wurde daher durch die anderen Experten gar nicht erst bewertet und liegt dementsprechend nur mit der Gewichtung von IP 1 vor. Es kann aber gefolgert werden, dass dieser Effekt deutlich schwächer als die Steuereinnahmen ist, da dies so vom Experten IP 1 eingestuft wurde (Anhang, S. 35).

Die Bestimmung der Mittelwerte der Gewichtung aus allen durchgeführten Interviews ist in folgender Tabelle aufgezeigt und folgt dem oben beschriebenen Trend:

Tabelle 30: Mittelwert der Gewichtung aus allen Bewertungen für die externen Effekte von HF.

Nr.	Effekt	Mittelwert Gewichtung
1.1	Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlochs mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid etc.	-5,29%
1.2	Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlochs mit Öl und Gas	-6,18%
2.1	Trink- und/oder Grundwasserverschmutzung durch Unfälle an der Erdoberfläche mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.	-6,24%
2.2	Trink- und/oder Grundwasserverschmutzung durch Unfälle an der Erdoberfläche mit Öl und Gas	-7,96%
3	Wasserverbrauch	-3,95%
4.1	Erdbeben kleiner Amplitude ohne sichtbare Schäden	-4,62%
4.2	Erdbeben größerer Amplitude mit sichtbaren Schäden	-5,78%
5.1	Luftverschmutzung durch Pumpen und Frac-Equipment	-4,41%
5.2	Luftverschmutzung durch erhöhtes Verkehrsaufkommen	-6,04%
5.3	Luftverschmutzung durch Leckagen	-4,75%
6.1	Lärmbelästigung durch Pumpen und Frac-Equipment	-3,79%
6.2	Lärmbelästigung durch Wartung und Betrieb	-3,82%
6.3	Lärmbelästigung durch Verkehrsaufkommen	-5,02%
7	Zerstörung Landschaftsbild	-4,62%
8	Schaffung Arbeitsplätze - geringere Arbeitslosigkeit	6,62%
9	Beitrag zur Reduktion von Kohle, Öl und Atomenergie	10,11%
10	Stabilere Energiepreise	7,69%
11	Geringere geopolitische Abhängigkeiten	7,47%
12.1	Steuereinnahmen durch höheren Beschäftigungsgrad	6,21%
12.2	Steuereinnahmen durch erhöhte Kaufkraft aufgrund von geringeren Energiepreisen und höherem Beschäftigungsgrad	5,43%
12.3	Steuereinnahmen durch Abgaben gemäß Bergrecht	6,49%
14	Stärkung der chemischen Industrie	3,24%
	Summe	100,00%

8.5. Ermittlung des Gesamtnutzwerts von Hydraulic Fracturing

In diesem Kapitel wird nun der Gesamtnutzwert einer unkonventionellen Schiefergasförderung mittels HF in Deutschland bestimmt. Dazu wurde zunächst das geplante Szenario (fünf Bohrplätze à 20 Bohrlöcher, Maßnahmen wie zum Beispiel die Reduzierung des Wasserverbrauchs durch eine Aufbereitung des Flowbacks, etc.) besprochen und darauf aufbauend die Einschätzung der Risiken und Chancen durch die Experten abgefragt (Anhang S. 37 ff. & S. 58 ff. & S. 80 ff. & S. 100 ff. & S. 121 ff. & S. 142 ff. & S. 162 ff. & S. 182 ff. & S. 204 ff.). Die Experten mussten hierbei also bewerten, wie die Chancen und Risiken – die sie in Frage 5 (vgl. Kapitel 8.4) allgemein für Fracking aufgrund von Erfahrungen aus den USA und anderen Ländern bewertet hatten – nun in Deutschland unter Berücksichtigung des in Kapitel 7.3 erarbeiteten Maßnahmenplans ausfallen. Im Gegensatz zur vorherigen Gewichtung, wo noch eine Einordnung zu Wirkungsdauer, Wirkungsbereich, Ausmaß und Häufigkeit erfolgte, wird hier nun direkt nach dem Einfluss auf die Gesundheit und das Wohlbefinden des Menschen bzw. auf die regionale und globale Umwelt gefragt. Das heißt, dass die Experten abschätzen, ob im vorliegenden Szenario ein bestimmter Effekt eintreten und was er ggf. wie stark beeinträchtigen kann. Weiterhin wird noch nach Bau und Betrieb unterschieden. Nachfolgend ist eine entsprechende Bewertungsmatrix für den Effekt „Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlochs mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.“ als Beispiel aufgeführt:

Tabelle 31: Ausschnitt aus Frage 6 des Interviewleitfadens (vgl. Anhang S. 16).

Effekt: Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlochs mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.																
Skala	Gesundheit				Wohlbefinden				Umwelt regional				Umwelt global			
	Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen	
	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb
0																
1																
2																
3																
4																
5																
6																

Die Gesamtpunktzahl wird schließlich pro Effekt zusammengezählt und mit der entsprechenden Gewichtung aus Kapitel 8.4 multipliziert. Die Summe dieser einzelnen

Nutzwerte ergibt dann einen Gesamtnutzwert, der schließlich eine Aussage erlaubt, ob Fracking in Deutschland durchgeführt werden sollte.

Bezüglich der Auswertung muss aber noch ein Kommentar angefügt werden. So konnten die Experten bei der allgemeinen Abfrage von Chancen und Risiken zur Bestimmung der Gewichtung (vgl. Kapitel 8.4) auch angeben, wann ein bestimmter Effekt auftritt - also während der Bauphase/Betriebsphase/oder während beider Phasen. Diese Einteilung wurde nicht extra in der Gewichtung berücksichtigt. An dieser Stelle könnte jetzt argumentiert werden, dass ein Effekt, der während Bau- und Betriebsphase auftritt, deutlich schlimmer ist als ein Effekt, der nur während der Bauphase vorliegt. Dieses Argument wurde aber in der Bewertungsmatrix durch die beiden Kriterien Ausmaß und Wirkungsdauer bereits berücksichtigt. So wurde ein Effekt wie zum Beispiel der erhöhte Wasserverbrauch, der nur während des Baus auftritt, auch bei der Wirkungsdauer entsprechend gering mit durchschnittlich ca. 1 Punkt bewertet. Ein Effekt, der dagegen während Bau- als auch Betriebsphase auftritt, wurde bezüglich Wirkungsdauer deutlich länger bewertet. Ein Beispiel ist die Schaffung von Arbeitsplätzen. Sie erhielt im Schnitt drei Punkte. Bei der konkreten Bewertung des Vorhabens in Deutschland wurde jetzt erneut nach Bau und Betrieb unterschieden, wie der obige Ausschnitt aus dem Fragebogen aufzeigt (vgl. Tabelle 31). Als Beispiel könnte ein Experte folgende Bewertung vornehmen:

Tabelle 32: Mögliche Bewertung des Effekts „Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlochs mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.“ durch einen Experten.

Effekt: Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlochs mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.																
Skala	Gesundheit				Wohlbefinden				Umwelt regional				Umwelt global			
	Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen	
	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb
0																
1																
2	x															
3																
4		x														
5																
6																

Entsprechend wurde der Einfluss dieses externen Effektes auf die Gesundheit während des Baus mit zwei Punkten bewertet. Während des Betriebs werden sogar vier Punkte vergeben. Für die Auswertung würden jetzt diese Punkte addiert und mit der Gewichtung multipliziert. Es könnte an dieser Stelle die Diskussion entstehen, dass Effekte in der Bauphase deutlich überbewertet werden. So zeigte zum Beispiel die betriebswirtschaftliche Bewertung, dass die Bauphase im betrachteten Szenario über fünf Jahre erfolgt und der Betrieb teilweise über 15 bis 25 Jahren – je nach Produktivität – laufen kann. Ein Beispiel für solch eine Überbewertung ist in nachfolgenden Tabellen gezeigt:

Tabelle 33: Mögliche Bewertung des Effekts „Lärmbelästigung durch Pumpen und Frac-Equipment“ durch einen Experten.

Effekt: Lärmbelästigung durch Pumpen und Frac-Equipment																
Skala	Gesundheit				Wohlbefinden				Umwelt regional				Umwelt global			
	Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen	
	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb
0																
1		x														
2																
3																
4																
5																
6	x															

Tabelle 34: Mögliche Bewertung des Effekts „Lärmbelästigung durch Pumpen und Frac-Equipment“ durch einen Experten.

Effekt: Geringere geopolitische Abhängigkeiten																
Skala	Gesundheit				Wohlbefinden				Umwelt regional				Umwelt global			
	Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen		Kosten		Nutzen	
	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb	Bau	Betrieb
0	x															
1																
2																
3																
4																
5																
6		x														

Die Lärmbelästigung als Summe aus Bau und Betrieb würde hier 7 Punkte erhalten. Die Bewertung der geringeren geopolitischen Abhängigkeiten würde dagegen 6 Punkte erhalten. An dieser Stelle kann nun diskutiert werden, ob dies eine faire

Auswertung ist. Der Lärm, der überwiegend in der kurzen Bauphase stattfindet, wird durch die Summation von Bau und Betrieb als signifikanter als die geringere geopolitische Abhängigkeit, welche über den gesamten Betriebszeitraum andauert, bewertet. Hierzu kann natürlich argumentiert werden, dass dies bereits in der Gewichtung durch den Faktor Wirkungsdauer berücksichtigt wurde.

Dennoch wird im Rahmen der Arbeit dem Vorwurf, dass dies noch nicht ausreichend sei, entsprochen, indem zusätzlich noch eine angepasste Auswertung erfolgt. Dabei wird angenommen, falls ein Experte Bau und Betrieb mit Punkten versehen hat, dass Bau und Betrieb jeweils zu 50 % zum Gesamteffekt beitragen. Weiterhin wird noch ein Szenario bewertet, das der Dauer der entsprechenden Phase entspricht. So kann im geplanten Szenario der unkonventionellen Erdgasförderung in Deutschland die Bauphase bis zu fünf Jahre betragen und die Betriebsphase teilweise bis zu 25 Jahre. Entsprechend müsste der Mittelwert aus einer Gewichtung von 84 % Betrieb und 16 % Bau gebildet werden. Zur Vereinfachung und zur stärkeren Betonung dieser extremen Auswertung wird ein Verhältnis von 90 % Betrieb und 10 % Bau angenommen. Somit wird die Bewertung nach folgenden drei Ansätzen ausgewertet (hier zur Verdeutlichung auch auf das oben genannte Beispiel angewandt):

- a) Ursprüngliche Auswertung (Punkte für Bau und Betrieb werden addiert):
 - Lärmbelästigung: 7 Punkte
 - Geringere geopolitische Abhängigkeiten: 6 Punkte

- b) Angepasste Auswertung 1 (Mittelwert 50:50 Bau und Betrieb)
 - Lärmbelästigung: 3.5 Punkte
 - Geringere geopolitische Abhängigkeiten: 6 Punkte

- c) Angepasste Auswertung 2 (Mittelwert 10:90 Bau und Betrieb)
 - Lärmbelästigung: 1.5 Punkte
 - Geringere geopolitische Abhängigkeiten: 6 Punkte (falls nur Bau oder Betrieb Punkte erhält, erfolgt keine Mittelung)

Bei Auswertung nach a) ergibt sich folgende Punktverteilung bei den einzelnen Effekten:

Tabelle 35: Bewertung der externen Effekte einer unkonventionellen Schiefergasförderung in Deutschland durch die Experten. Auswertung erfolgte anhand von Variante a).

Nr.	Effekt	Abgegebene Punkte								
		IP 1	IP 2	IP 3	IP 4	IP 5	IP 6	IP 7	IP 8	IP 9
1.1	Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlochs mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid etc.	15	9	6	1	3	4	6	11	
1.2	Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlochs mit Öl und Gas	19	28	8	1	10	4	3	25	
2.1	Trink- und/oder Grundwasserverschmutzung durch Unfälle an der Erdoberfläche mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.	20	5	8	1		4	1	15	
2.2	Trink- und/oder Grundwasserverschmutzung durch Unfälle an der Erdoberfläche mit Öl und Gas	22	30	6	1	24	5	4	17	3
3	Wasserverbrauch	8	11	2		8	2	3	6	
4.1	Erdbeben kleiner Amplitude ohne sichtbare Schäden	10	4		1		1	8	18	
4.2	Erdbeben größerer Amplitude mit sichtbaren Schäden	14	12		16	2	3	4	29	
5.1	Luftverschmutzung durch Pumpen und Frac-Equipment	4	8			6	1	10	18	1
5.2	Luftverschmutzung durch erhöhtes Verkehrsaufkommen	6	8	4		8	5	12	17	3
5.3	Luftverschmutzung durch Leckagen	10	22		1	8	3	6	18	
6.1	Lärmbelästigung durch Pumpen und Frac-Equipment	5	8		1	9	4		13	1
6.2	Lärmbelästigung durch Wartung und Betrieb	2	10		1	1	1		4	
6.3	Lärmbelästigung durch Verkehrsaufkommen	5	8			18	4		8	2
7	Zerstörung Landschaftsbild	6	19	12	4	9	1	11	10	1
8	Schaffung Arbeitsplätze - geringere Arbeitslosigkeit	6	8		7	30	5	4	23	12
9	Beitrag zur Reduktion von Kohle, Öl und Atomenergie	5	14			20	6	9	14	12
10	Stabilere Energiepreise	1	8		3	13	2		3	
11	Geringere geopolitische Abhängigkeiten	2	8	6		17	2		7	2
12.1	Steuereinnahmen durch höheren Beschäftigungsgrad	4	8		8	28	2		14	14
12.2	Steuereinnahmen durch erhöhte Kaufkraft aufgrund von geringeren Energiepreisen und höherem Beschäftigungsgrad	4	8		8	26	3		4	2
12.3	Steuereinnahmen durch Abgaben gemäß Bergrecht	1	8		4	14	2		4	
14	Stärkung der chemischen Industrie	2								

Wird jetzt anhand der bestimmten Gewichtungsfaktoren aus Tabelle 30 der Nutzwert bei jedem Experten berechnet, so ergibt sich folgendes Ergebnis:

Tabelle 36: Berechnete Einzelnutzwerte und Gesamtnutzwerte aufgrund der durch die Experten abgegebenen Punkte. Auswertung erfolgte anhand von Variante a).

Nr.	Effekt	Nutzwert								
		IP 1	IP 2	IP 3	IP 4	IP 5	IP 6	IP 7	IP 8	IP 9
1.1	Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlochs mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid etc.	-0,79	-0,48	-0,32	-0,05	-0,16	-0,21	-0,32	-0,58	
1.2	Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlochs mit Öl und Gas	-1,17	-1,73	-0,49	-0,06	-0,62	-0,25	-0,19	-1,55	
2.1	Trink- und/oder Grundwasserverschmutzung durch Unfälle an der Erdoberfläche mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.	-1,25	-0,31	-0,50	-0,06		-0,25	-0,06	-0,94	
2.2	Trink- und/oder Grundwasserverschmutzung durch Unfälle an der Erdoberfläche mit Öl und Gas	-1,75	-2,39	-0,48	-0,08	-1,91	-0,40	-0,32	-1,35	-0,24
3	Wasserverbrauch	-0,32	-0,43	-0,08		-0,32	-0,08	-0,12	-0,24	
4.1	Erdbeben kleiner Amplitude ohne sichtbare Schäden	-0,46	-0,18		-0,05		-0,05	-0,37	-0,83	
4.2	Erdbeben größerer Amplitude mit sichtbaren Schäden	-0,81	-0,69		-0,93	-0,12	-0,17	-0,23	-1,68	
5.1	Luftverschmutzung durch Pumpen und Frac-Equipment	-0,18	-0,35			-0,26	-0,04	-0,44	-0,79	-0,04
5.2	Luftverschmutzung durch erhöhtes Verkehrsaufkommen	-0,36	-0,48	-0,24		-0,48	-0,30	-0,72	-1,03	-0,18
5.3	Luftverschmutzung durch Leckagen	-0,47	-1,04		-0,05	-0,38	-0,14	-0,28	-0,85	
6.1	Lärmbelästigung durch Pumpen und Frac-Equipment	-0,19	-0,30		-0,04	-0,34	-0,15		-0,49	-0,04
6.2	Lärmbelästigung durch Wartung und Betrieb	-0,08	-0,38		-0,04	-0,04	-0,04		-0,15	
6.3	Lärmbelästigung durch Verkehrsaufkommen	-0,25	-0,40			-0,90	-0,20		-0,40	-0,10
7	Zerstörung Landschaftsbild	-0,28	-0,88	-0,55	-0,18	-0,42	-0,05	-0,51	-0,46	-0,05
8	Schaffung Arbeitsplätze - geringere Arbeitslosigkeit	0,40	0,53		0,46	1,99	0,33	0,26	1,52	0,79
9	Beitrag zur Reduktion von Kohle, Öl und Atomenergie	0,51	1,42	0,61	0,40	2,02	0,61	0,91	1,42	1,21
10	Stabilere Energiepreise	0,08	0,62		0,23	1,00	0,15		0,23	
11	Geringere geopolitische Abhängigkeiten	0,15	0,60			1,27	0,15		0,52	0,15
12.1	Steuereinnahmen durch höheren Beschäftigungsgrad	0,25	0,50		0,50	1,74	0,12		0,87	0,87
12.2	Steuereinnahmen durch erhöhte Kaufkraft aufgrund von geringeren Energiepreisen und höherem Beschäftigungsgrad	0,22	0,43		0,43	1,41	0,16		0,22	0,11
12.3	Steuereinnahmen durch Abgaben gemäß Bergrecht	0,06	0,52		0,26	0,91	0,13		0,26	
14	Stärkung der chemischen Industrie	0,06								
Summe Nutzwert		-6,64	-5,46	-2,06	0,75	4,39	-0,67	-2,39	-6,31	2,49
Mittel der Nutzwerte		-1,77								

Anhand dieser Auswertung wird deutlich, dass bei drei der neun Experten der Nutzwert positiv ist. Das heißt, dass in diesem Fall Fracking in Deutschland aus volkswirtschaftlicher Sicht Sinn ergäbe. Bei den restlichen sechs Experten ist der Nutzwert dagegen negativ, was gegen Fracking in Deutschland spräche. Der Mittelwert aller Nutzwerte beträgt -1.77 und damit ist von einem Fracking-Vorhaben in Deutschland aus volkswirtschaftlichen Aspekten abzuraten.

Bei Betrachtung der Punktverteilung auf die einzelnen Bereiche Mensch Gesundheit, Mensch Wohlbefinden, Umwelt regional und Umwelt global ergibt sich folgender Trend:

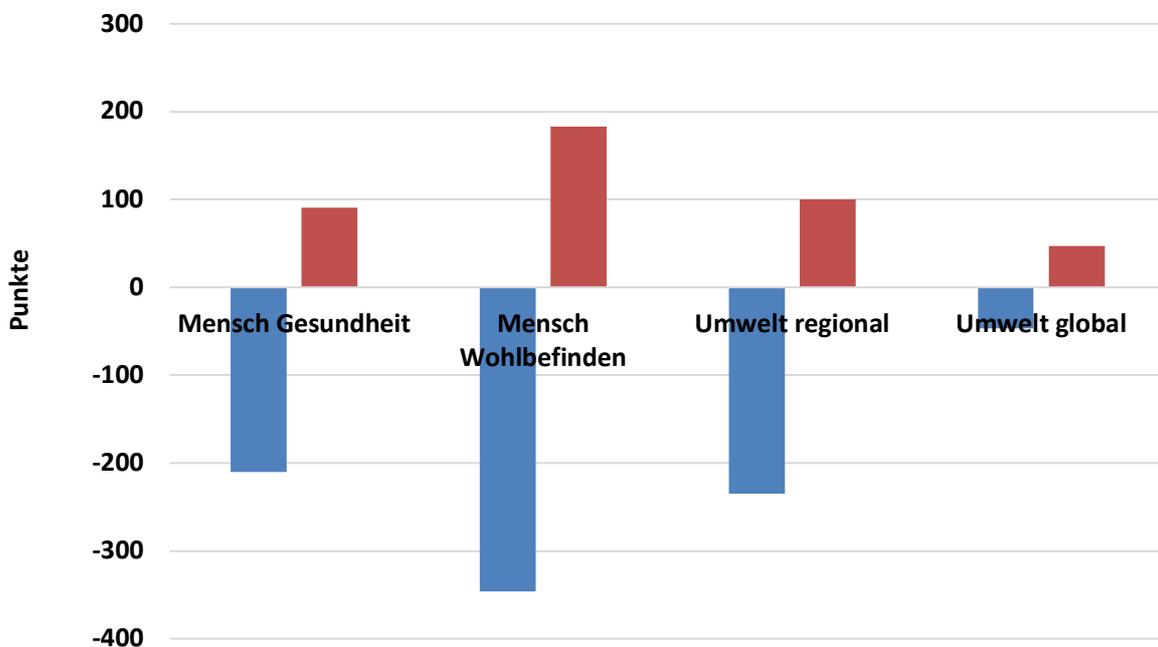


Abbildung 73: Verteilung der Punkte auf die Bereiche Mensch Gesundheit, Mensch Wohlbefinden, Umwelt regional und Umwelt global.

Werden die Punkte mit der Gewichtung multipliziert, ergibt sich für die einzelnen Experten folgende Verteilung bei den Teilnutzwerten:

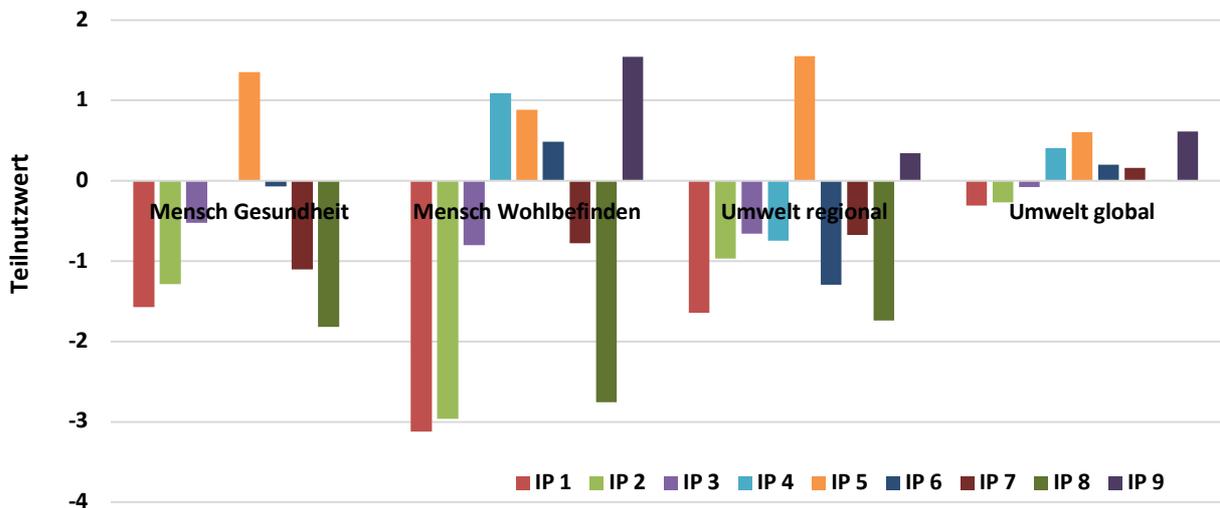


Abbildung 74: Teilnutzwerte für die Bereiche Mensch Gesundheit, Mensch Wohlbefinden, Umwelt regional und Umwelt global aufgetragen für die einzelnen Experten.

Die Mittelwerte der Teilnutzwerte sind wie folgt:

Tabelle 37: Mittelwerte der Teilnutzwerte Mensch Gesundheit, Mensch Wohlbefinden, Umwelt regional und Umwelt global.

Bereich	Mensch Gesundheit	Mensch Wohlbefinden	Umwelt regional	Umwelt global
Einzelnutzwert gemittelt	-0,56	-0,71	-0,65	0,15

Diese Analyse zeigt deutlich, dass das Wohlbefinden des Menschen im Zusammenhang mit Fracking am kritischsten zu sehen ist. Hier beträgt der Mittelwert aller Bewertungen – 0,71. Bei Betrachtung der einzelnen Bewertungen fällt dabei auf, dass die Experten diesen Bereich signifikant unterschiedlich sehen. Während fünf Experten das Wohlbefinden im Zusammenhang mit Fracking stark negativ bewertet haben, gibt es auch vier Experten, die diesen Bereich positiv sehen. Dies liegt vermutlich daran, dass die Experten IP 1, IP 2, IP 3, IP 7 und IP 8 (mit negativem Teilnutzwert) überwiegend das Problem sahen, dass geringste Zwischenfälle in

Verbindung mit der unkonventionellen Schiefergasförderung zu einer Beunruhigung der Bevölkerung führen. Weiterhin hatten die meisten dieser Experten die Chancen wie zum Beispiel die Schaffung von neuen Arbeitsplätzen nicht so positiv auf das Wohlbefinden eingeschätzt. Bei den Experten IP 4, IP 5, IP 6 und IP 9 (positives Wohlbefinden) ist es dagegen genau andersherum. Hier überwiegt die Meinung, dass der Mensch kaum etwas von der unkonventionellen Schiefergasförderung mitbekommt und daher auch keinen negativen Einfluss auf das Wohlbefinden haben wird. Die Chancen, wie zum Beispiel die Schaffung von neuen Arbeitsplätzen, wird er dagegen wohlwollend zur Kenntnis nehmen. Diese kontroverse Bewertung resultiert in erster Linie auch daraus, dass die Frage nach dem Wohlbefinden weniger greifbar als die Frage nach der Gesundheit oder Umwelt ist. Es ist in erster Linie eine Art Glaubensfrage. So müssen die Experten sich bei diesem Teilnutzwert in die Bevölkerung hineinversetzen. Genau hier liegt aber eine große Diskrepanz vor: Es gibt viele Gegner, aber auch Befürworter in der Bevölkerung. Versetzt sich der Experte jetzt in die Position des Gegners, so ist klar, dass kleinste Zwischenfälle sofort zu einem Unwohlsein führen werden. Der Befürworter sieht dies dagegen weniger kritisch und freut sich an Effekten wie zum Beispiel der Schaffung von Arbeitsplätzen.

Wie bereits beschrieben sind die restlichen Nutzwerte deutlich besser greifbar. Daher ist hier die Bewertung auch wesentlich einheitlicher. So wird der Einfluss auf die Gesundheit des Menschen und auf die regionale Umwelt in Verbindung mit der unkonventionellen Schiefergasförderung als negativ bewertet. Der Einfluss auf die globale Umwelt erscheint dagegen positiv. Dies liegt zumeist daran, dass viele der Experten die Chance sehen, dass durch die eigene Produktion von Erdgas weniger auf Kohle- und Atomenergie gesetzt wird und auch weniger lange Transportprozesse für das Erdgas anfallen. An dieser Stelle kann erneut diskutiert werden, ob nicht der Einfluss auf die globale Umwelt viel relevanter als auf die regionale Umwelt ist. Dies gleicht der Diskussion, wie Menschenleben gegeneinander aufzuwiegen sind, wenn ein Flugzeug entführt wurde und die Gefahr besteht, dass es in ein Gebäude mit wesentlich mehr Menschen gesteuert wird. Dies ist eine schwierige Diskussion, die an dieser Stelle nicht geführt werden soll. Für die oben genannte Berechnung des Gesamtnutzwertes wurden alle vier Einzelnutzwerte gleich gewichtet.

Neben der Auswertung der Einzelnutzfaktoren können auch die entsprechenden Nutzen-Anteile und Kosten-Anteile von jedem Experten gegenübergestellt werden:

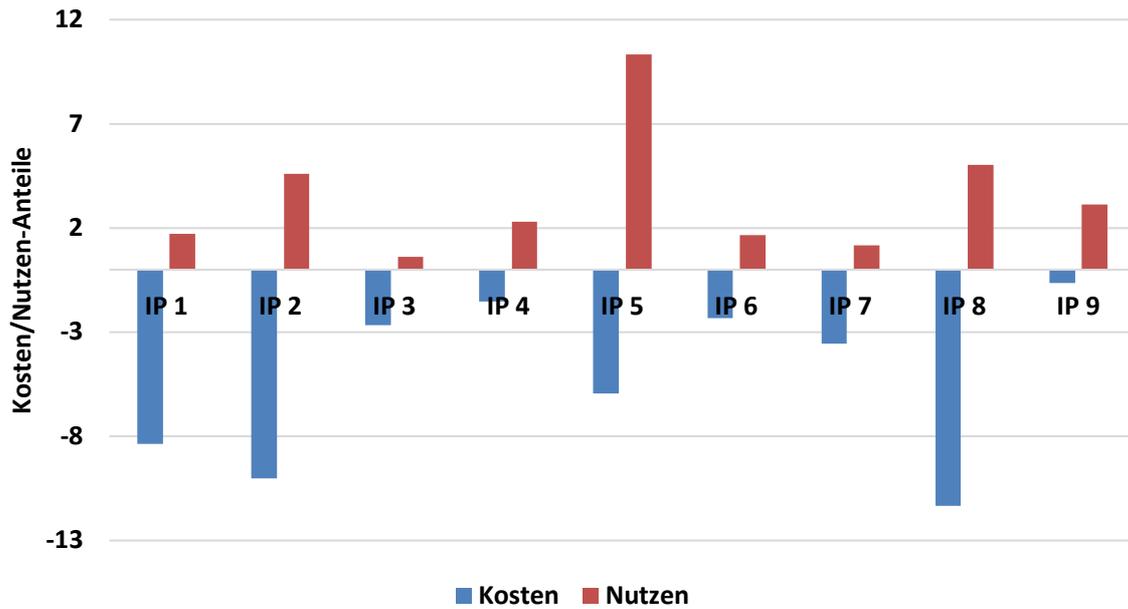


Abbildung 75: Verteilung der Kosten- und Nutzen-Anteile für jeden einzelnen Experten.

Bei Berechnung des Kosten/Nutzen-Verhältnisses ergeben sich folgende Werte:

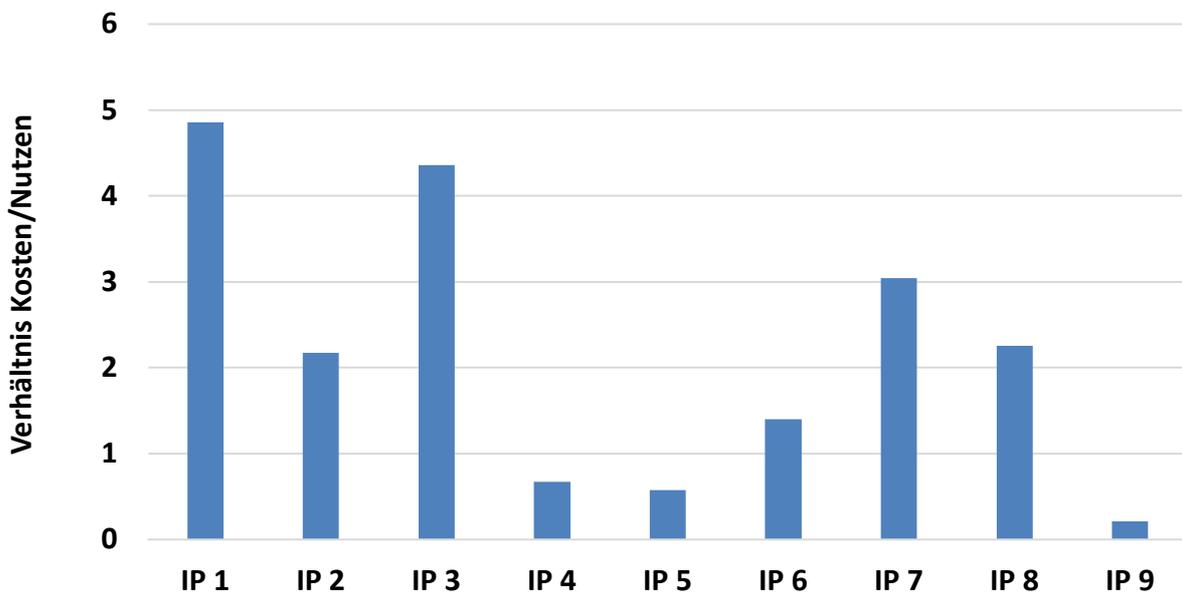


Abbildung 76: Verhältnis Kosten zu Nutzen aufgetragen für jeden Experten.

Diese Auftragsung zeigt deutlich, dass die Kosten bei den Experten IP 1, IP 2, IP 3, IP 7 deutlich höher als der Nutzen bewertet werden. Dies liegt weniger daran, dass die Experten die Risiken extrem hoch bewerten würden, sondern eher daran, dass sie die möglichen Nutzen von Fracking deutlich niedriger bewerten. Die Experten schätzen das Potential einer Schiefergasförderung in Deutschland hinsichtlich Effekten wie Steuereinnahmen oder Reduzierung von Kohle, Öl und Atomenergie deutlich niedriger ein, als es zum Beispiel für Experte IP 5 oder IP 9 der Fall ist. In einigen der Interviews wurde diese pessimistische Einschätzung des Nutzens damit begründet, dass Fracking niemals so intensiv wie in den USA betrieben werden könne. Zum einen liege das daran, dass weniger Vorkommen vorlägen, und zum anderen daran, dass die Bevölkerungsdichte zu hoch für eine intensive Förderung von Erdgas mittels Fracking sei. Aufgrund dieser Tatsachen schätzen sie, dass nur geringfügig Fracking betrieben werden könne und die Nutzen nicht so tragend seien. Die Kosten in Form der Risiken sind von dieser Art der Skalierung aber weniger beeinflusst – sie sind immer vorhanden.

Bei einer Auswertung nach b) (50:50 Mittelung) ergeben sich folgende Nutzwerte:

Tabelle 38: Berechnete Gesamtnutzwerte aufgrund der durch die Experten abgegebenen Punkte. Auswertung erfolgte anhand von Variante b).

Experte	IP 1	IP 2	IP 3	IP 4	IP 5	IP 6	IP 7	IP 8	IP 9
Nutzwert	-3,35	-3,95	-0,73	0,52	3,23	-0,18	-1,20	-1,85	1,72
Mittel der Nutzwerte	-0,64								

Unverändert ist bei drei Experten der Nutzwert positiv und bei sechs Experten der Nutzwert negativ. Der Gesamtnutzwert von –0,64 spricht nach wie vor gegen Fracking in Deutschland.

Bei einer Mittelung mit einem 10:90-Verhältnis von Bau und Betrieb (Auswertung c) ändert sich im Vergleich zu Auswertung b) nur wenig, wie in nachfolgender Tabelle zu sehen ist.

Tabelle 39: Berechnete Gesamtnutzwerte aufgrund der durch die Experten abgegebenen Punkte. Auswertung erfolgte anhand von Variante c).

Experte	IP 1	IP 2	IP 3	IP 4	IP 5	IP 6	IP 7	IP 8	IP 9
Nutzwert	-3,32	-3,75	-0,73	0,49	3,23	-0,24	-0,96	-1,96	1,72
Mittel der Nutzwerte	-0,61								

Zusammenfassend kann gefolgert werden, dass die volkswirtschaftliche Bewertung gegen eine unkonventionelle Förderung von Erdgas in Deutschland spricht. Dies ist weniger aus dem Aspekt der Fall, dass die Risiken so hoch sind, sondern liegt mehr daran, dass die Nutzen für Deutschland nicht so ausgeprägt sind.

9. Erfahrungen und weiter zu berücksichtigende Aspekte hinsichtlich Hydraulic Fracturing

Zur Erlangungen eines ganzheitlichen Bildes wurden die Experten im Rahmen der Interviews auch hinsichtlich ihrer Erfahrungen (Frage 8) sowie der aus ihrer Sicht zusätzlich zu berücksichtigenden Aspekte von HF befragt (Frage 7).

Experte IP 5 berichtet hierzu: „Ich habe bei einer der größten Servicefirmen für die Erdölförderung gearbeitet – ein Unternehmen, das sich auch sehr stark mit Fracking beschäftigt hat. Ich habe dabei nie negative Erfahrungen gemacht. Es gibt natürlich schwierigere und weniger schwierige Lagerstätten – aber im Sinne von Sicherheit habe ich persönlich nichts erlebt. Ich habe mich zehn Jahre in Deutschland, drei Jahre im mittleren Osten und jetzt fünf Jahre in UK aufgehalten und kann aus dieser Zeit nichts Negatives in Richtung Fracking berichten.“. Als weiteren Aspekt, der bei Fracking zu berücksichtigen ist, führt der Experte den politischen Widerstand auf. Damit meint er Demonstrationen von Fracking-Gegnern, die eine unkonventionelle Schiefergasförderung deutlich behindern können und so Kosten in Millionenhöhe verursachen (Anhang, S. 127 f.).

Ähnlich sieht das auch Experte IP 6. Er sieht den politischen Widerstand bzw. die Öffentlichkeitsarbeit als weiteren wichtigen Faktor. Er merkt dazu an, dass bereits in der Planungsphase intensive Aufklärungsarbeit betrieben werden muss und dies einen nicht zu unterschätzenden Kostenfaktor darstellt. Er sieht es aber auch als Chance, dass man der Öffentlichkeit zeigen kann, wie hoch die Sicherheitsstandards sind und was alles zur Erfüllung dieser unternommen wird. Weiterhin kann in diesem Zusammenhang auch transparent gemacht werden, was in den USA falsch gemacht wurde und warum das in Deutschland so nicht passieren kann. Nicht zuletzt könnten auch von den Medien und der Öffentlichkeit falsch verstandene Aspekte des HF ausgeräumt werden. Zu seiner persönlichen Erfahrung merkt er an, dass er mit Fracking bereits im Rahmen des kontinentalen Tiefbohrprogramms in Bayern und bei der Geothermie zu tun hatte. Dabei gab es nie Diskussionen hinsichtlich Schäden an der Erdoberfläche. Einzig kleinere Erdbeben sind aufgetreten – daraus wurde aber gelernt und weitere Vorsichtsmaßnahmen wurden eingeführt (Anhang S. 149 f.).

Auch Experte IP8 betont, dass die Öffentlichkeitsarbeit und die Einbindung der Politik für ein zukünftiges Vorhaben in Deutschland entscheiden sind. Zu seinen Erfahrungen

mit Fracking merkt er an, dass es sich hierbei um eine „tolle“ Technologie handelt, die bereits 365-mal in Norddeutschland durchgeführt wurde, ohne jeglichen Unfall. In den USA führte die anfängliche Euphorie aber leider dazu, dass Sicherheitsstandards teilweise nicht eingehalten wurden und es so zu vereinzelt Unfällen gekommen ist. Es wurde aber daraus gelernt und es kann deutlich beobachtet werden, dass Fracking in den USA signifikant sicherer, besser und professioneller durchgeführt wird (Anhang, S. 189 f.).

Die Experten IP 1 und IP 7, die sich im Rahmen ihrer wissenschaftlichen Tätigkeit durch eigene Forschung, aber auch durch das Lesen zahlreicher Publikationen, Besuch von verschiedenen Konferenzen sowie durch den Austausch und Kooperationen mit der Industrie mit dem Thema Fracking auseinandergesetzt haben, sehen ebenfalls die Öffentlichkeitsarbeit und das Einbinden der Politik als entscheidenden Aspekt für eine zukünftige unkonventionelle Schiefergasförderung in Deutschland (Anhang, S. 44 f. und 168 f.).

Experte IP 4 schlägt zur Verbesserung der Akzeptanz von HF vor, dass betroffene Gemeinden an dem Erfolg einer unkonventionellen Förderung finanziell beteiligt werden. Weiterhin wichtig wäre es, klare Regulierungen auf nationaler und europäischer Ebene zu erlangen, den Nachweis der wirtschaftlichen Förderung mittels Pilotprojekten zu erbringen und die Vergabe von Lizenzen durch das Bergrecht zu regeln (Anhang, S. 105 f.).

Experte IP 2 führt auf, dass Fracking „... wenn alle Voraussetzungen gegeben sind, eine effektive und sichere Methode die Produktion einer Bohrung zu verbessern“ ist. Allerdings ist er im Gegensatz zu Experte IP 4 deutlich skeptischer hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von HF. Er merkt hierzu an, dass „... Fracking in Deutschland nicht wirtschaftlich im Vergleich zu anderen Regionen“ ist. Dies haben die großen Produzenten und Serviceunternehmen bereits erkannt und ihre Frac-Flotten aus Deutschland abgezogen (Anhang, S. 65 f.).

IP 3 berichtet von sehr positiven Erfahrungen mit Fracking. Die einzigen Zwischenfälle, die es im Rahmen seiner Tätigkeiten mit Fracking gab, waren sog. „sand outs“. Hierbei verstopfte der Sand des Frac-Fluids teilweise das Bohrloch. Als weiteren Aspekt, den es zu berücksichtigen gilt, sieht er ein anderes Bohrdesign (sog. spider wells). Dieses

müsste bei zukünftigen Vorhaben berücksichtigt und bewertet werden (Anhang, S. 86 f.).

Nachfolgendes Schema fasst diese Erfahrungen und die weiteren zu berücksichtigenden Aspekte hinsichtlich HF übersichtlich zusammen:

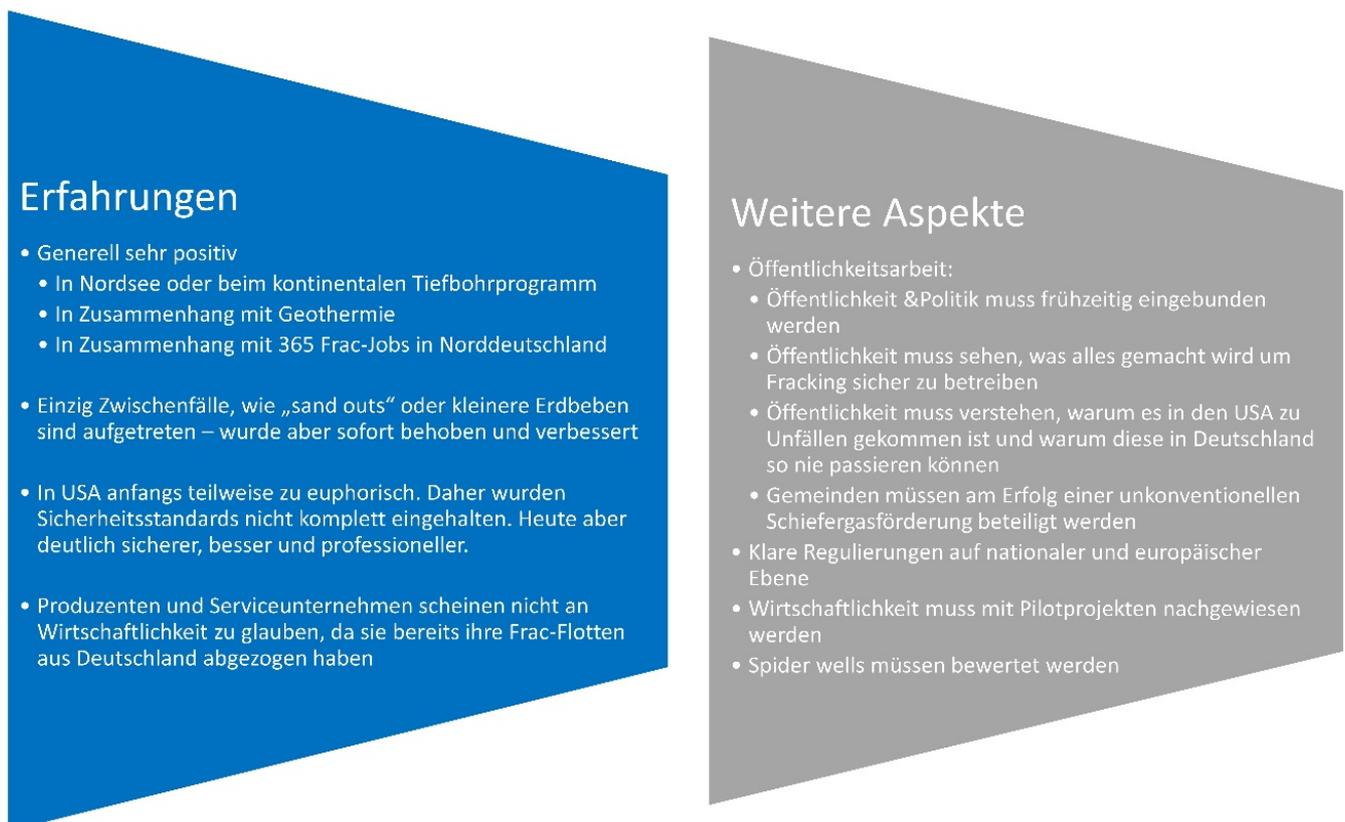


Abbildung 77: Zusammenfassung der Aussagen der Experten zu ihren Erfahrungen und die weiter zu berücksichtigenden Aspekte hinsichtlich einer unkonventionellen Schiefergasförderung mittels Fracking.

10. Zusammenfassende Diskussion und Interpretation der Ergebnisse

Die Ergebnisse wurden bereits vereinzelt in den entsprechenden Kapiteln diskutiert und interpretiert. Dennoch soll an dieser Stelle noch eine abschließende, zusammenführende Diskussion und Interpretation der Ergebnisse erfolgen.

Allgemein wurde die Entwicklung des Erdgaspreises im Rahmen der Energiewende analysiert (vgl. Kapitel 7.1). Anhand der Literatur konnten hier verschiedene Szenarien erarbeitet werden. Diese wurden im Rahmen der Doktorarbeit entsprechend der Preisentwicklung als low, middle und high price Szenario definiert. Auf dieser Grundlage wurde mit den Experten diskutiert, welches Szenario sie als am wahrscheinlichsten einstufen. Dabei wurde folgender Trend bei der Wahl der Szenarien beobachtet: low > middle > high. Konkret stimmten sechs Experten für das low, fünf für das middle und zwei für das high Szenario. An dieser Stelle muss die Frage gestellt werden, weshalb die Meinungen hier so stark auseinandergehen. Generell kann gesagt werden, dass die Experten, welche zum low oder middle price Szenario tendierten, von einer starken Konkurrenzsituation zwischen russischem und US-amerikanischem Erdgas ausgegangen sind. Ferner wurde die Annahme getroffen, dass die erneuerbaren Energien weiter intensiv ausgebaut werden und so in der Zukunft deutlich weniger Erdgas benötigt wird. Dies schränkt einen steigenden Erdgaspreis ein bzw. reduziert ihn sogar über die Zeit. Die beiden Experten, die zum high Szenario tendieren, stimmen dieser Entwicklung nicht zu, da sie folgende weitere Einflussfaktoren sehen:

- größerer öffentlicher Widerstand gegen Fracking auch in den USA
- Konkurrenzsituation Russland – USA vorhanden. Aber auch vermehrte Nachfrage nach Erdgas aus Asien.
- Geopolitische Aspekte: Verhältnis USA – Russland – Europa
- Erdgas aus den USA nicht in Europa verwendbar, da für LNG noch extreme Investitionen notwendig sind

Basierend auf diesen Einschätzungen muss gefolgert werden, dass unter normalen Umständen der Erdgaspreis schwach steigend bzw. sogar fallend verlaufen sollte. Allerdings hängt dies stark von den oben aufgeführten Einflussfaktoren ab. Sobald zum Beispiel der Widerstand gegen Fracking in den USA weiter steigt und das Fracking weniger häufig in den USA durchgeführt wird, kann der Erdgaspreis schnell in Richtung high price Szenario gehen. Auch verstärkte geopolitische Spannungen können dazu führen. Auf dieser Basis wird den meisten Experten folgend eine mittlere bzw. niedrige Erdgaspreisentwicklung angenommen. Das Bewusstsein sollte aber immer vorhanden sein, dass dies schnell durch geopolitische Spannungen oder andere Aspekte beeinflusst werden kann.

Weiterhin ergab die Befragung der Experten, dass sie im Falle einer unkonventionellen Schiefergasförderung den Posidonienschiefer wählen würden. So stimmten sieben von neun Experten für diese Formation, da sie das höchste technisch förderbare Gesamtpotential aufweist und auch einen hohen Kohlenstoffgehalt besitzt. Weiterhin liegt der Posidonienschiefer im niedersächsischen Becken, wo die Öl- und Gasindustrie bereits vor Ort ist. In diesem Zusammenhang muss aber auch gesagt werden, dass die Experten weitere Parameter zur vollständigen Bewertung forderten. So müssen zum Beispiel durch folgende Probebohrungen weitere Aspekte wie zum Beispiel die Säurebeständigkeit oder das Maß der Steifheit bestimmt werden.

Sollte eine unkonventionelle Schiefergasförderung in Deutschland erfolgen, so muss darauf Rücksicht genommen werden, dass folgende Risiken existieren:

- Migration von Chemikalien/Öl/Gas vom Bohrloch zum Grundwasser
- Zerstörung Landschaft
- Erhöhter Wasserverbrauch
- Luftverschmutzung durch verstärkten Verkehr und Transport von Frac-Equipment
- Gefahr von Erdbeben
- Methan-Freisetzung durch zum Beispiel Leckagen
- Unfälle an Erdoberfläche mit Chemikalien und radioaktiven Substanzen

Innerhalb der Doktorarbeit wurde durch sorgfältige Analyse der wissenschaftlichen Literatur ein Maßnahmenplan zur Minimierung dieser Risiken erstellt. Dabei wurden zum Beispiel Maßnahmen wie eine Reduktion der Methan-Emissionen durch Einsatz eines Auffangsystems mit dem Namen „green completion“ ausfindig gemacht. Diese Maßnahmen wurden mit den Experten diskutiert und so auch weitere Möglichkeiten zur zusätzlichen Eindämmung der Risiken erarbeitet. Seitens der Experten wurde vor allem ein Fokus im Bereich der ständigen Überwachung und Überprüfung der unkonventionellen Schiefergasförderung gelegt. So wurde zum Beispiel vorgeschlagen, dass regelmäßige Probebohrungen eine mögliche Verschmutzung des Untergrundes durch Undichtigkeiten sichtbar machen könnten oder dass durch Einsatz von IR-Kameras mögliche Methanleckagen ausfindig gemacht werden können. Interessant war auch zu sehen, dass Experten empfahlen, die Fehler der USA nicht noch einmal zu wiederholen. Speziell soll sofort auf das aktuelle Knowhow der USA zurückgegriffen werden. Ein Beispiel hierfür ist die Verwendung von Slickwater-Frac-Fluiden, die deutlich umweltverträglicher sind und auch leichter recycelt werden können im Vergleich zu den üblichen auf Guar Gum basierten Fluiden.

Anhand des Maßnahmenplans stuften die Experten auch die Investitions- und Betriebskosten für eine unkonventionelle Schiefergasförderung mittels Fracking im Posidonienschiefer unter Beachtung der Maßnahmen ein. Hier fällt auf, dass die Investitionskosten im Bereich von ca. 8 bis 15 Mio. Euro pro Bohrloch liegen. In den USA fallen dagegen aktuell Kosten in Höhe von ca. \$ 6 Mio. pro Bohrloch an (vgl. Kapitel 2.4). Dies entspricht bei einem Wechselkurs von 0,90 Euro = 1 US-Dollar (Stand: August 2019) 5,4 Million Euro. Damit wird deutlich, dass die Kosten für eine unkonventionelle Schiefergasförderung in Deutschland signifikant höher einzustufen sind. Dies ist bedingt durch die erarbeiteten Maßnahmen zur Minimierung der Risiken, aber auch durch die wesentlich geringeren Synergieeffekte. So erstreckt sich zum Beispiel die in den USA aktuell großflächig gefrackte Marcellus-Formation auf einer Fläche von umgerechnet ca. 240 Tausend km² (Erkenbrecher et al., 2015, S. 1). Der Posidonienschiefer hat dagegen im niedersächsischen Becken eine Fläche von ca. 4 Tausend km². Unter der Annahme, dass alle 2,6 km² ein Bohrplatz erlaubt ist (dies entspricht der schärfsten Umweltauflage in den USA, Hefley/Seydor, 2011, S. 11), ergibt das im Posidonienschiefer eine maximale Anzahl an Bohrplätzen in Höhe von ca. 1.500. Im Marcellus shale wären es dagegen ca. 100.000. Auch bei den Betriebskosten macht sich dieser Synergieeffekt deutlich bemerkbar. Während in den

USA bei der Cabot Oil and Gas ca. 100 bis 600 Tausend Euro jährliche Betriebskosten pro Bohrplatz anfallen, schätzen die Experten diese für Deutschland auf ca. 7 bis 11 Mio. Euro.

Basierend auf diesen Kosten und der Entwicklung des Erdgaspreises wurde schließlich eine Wirtschaftlichkeitsuntersuchung für eine unkonventionelle Schiefergasförderung in Deutschland durchgeführt. Dabei wurden die Parameter Investitions- und Betriebskosten, Produktivität und Gaspreis in drei verschiedenen Fällen (best, average und worst case) betrachtet und so wurde insgesamt für 27 verschiedene Szenarien der Kapitalwert bestimmt. Hierbei zeigt sich, dass in 16 von 27 Fällen Fracking wirtschaftlich sein kann. Vornehmlich ist die Wirtschaftlichkeit gegeben, wenn die Betriebs- und Investitionskosten dem best case Szenario mit ca. 8 Mio. Euro Investitionskosten pro Bohrloch und 7 Mio. Euro Betriebskosten pro Bohrplatz entsprechen. Dann sind sogar niedrige Produktivitäten oder niedrige Gaspreise kompensierbar. Falls beide Parameter niedrig sind, kann dies nicht mehr durch die niedrigeren Investitions- und Betriebskosten ausgeglichen werden. Bei mittleren oder hohen Investitions- und Betriebskosten sollten der Gaspreis und die Produktivität für eine Wirtschaftlichkeit mindestens durchschnittlich verlaufen. Zur Beantwortung der Frage, ob es schließlich Sinn macht, eine unkonventionelle Schiefergasförderung in Deutschland zu betreiben, muss Folgendes berücksichtigt werden:

- Die meisten Experten nehmen an, dass der Gaspreis bis 2050 eher fallen wird.
- Dem Vorsichtsprinzip folgend sollten mittlere Investitions- und Betriebskosten sowie mittlere Produktivitäten angenommen werden.

Unter diesen Prämissen befindet man sich beim Szenario awa (average Szenario bei Investitions- und Betriebskosten, worst Szenario bei Gaspreisentwicklung und average Szenario bei Produktivität). Dieses weist einen Kapitalwert in Höhe von – 361 Mio. Euro auf. Selbst wenn nun optimistisch geschätzt ein leicht steigender Gaspreis (average Szenario) angenommen wird, können im entsprechenden aaa-Szenario nur 15,4 Mio. Euro Kapitalwert realisiert werden. Eine klare Wirtschaftlichkeit ist unter dem Umstand, dass die Gaspreise zukünftig eher fallen werden, nur dann gegeben, wenn die Investitions- und Betriebskosten niedrig sind (Investitionskosten 8 Mio. Euro pro

Bohrloch und Betriebskosten 7 Mio. Euro pro Bohrplatz) und die Produktivität mindestens im mittleren Bereich liegt. In allen anderen Fällen ist Fracking dagegen unwirtschaftlich. Somit kann gefolgert werden, dass eine unkonventionelle Schiefergasförderung unter aktuellen Gesichtspunkten, dass der Gaspreis zukünftig eher fallen wird, unwirtschaftlich sein wird. Anders verhält es sich nur, wenn es gelingt, die Betriebs- und Investitionskosten durch hohe Synergieeffekte – also eine breit angelegte Fracking-Kampagne in Europa – möglichst gering zu halten und wenn der Posidonienschiefer sich als besonders gut förderbar mit sehr hohen Produktivitäten erweist. Aus Sicht eines Unternehmens, das in Fracking investiert, sind diese optimistischen Annahmen aber eher nicht zu treffen, weswegen es unwahrscheinlich ist, dass ein Unternehmen in Deutschland eine unkonventionelle Schiefergasförderung starten wird.

Eine andere Alternative wäre, dass Fracking zwar wirtschaftlich nicht sinnvoll ist, allerdings aufgrund von großen Vorteilen für die Volkswirtschaft, wie zum Beispiel stabileren Energiepreisen oder verstärkter Schaffung neuer Arbeitsplätze, durch den Staat subventioniert wird. Dies wurde anhand der volkswirtschaftlichen Bewertung innerhalb der Arbeit betrachtet. Dazu wurden 22 mit Fracking in Verbindung stehende Risiken und Chancen für die Volkswirtschaft wie etwa die Verunreinigung von Trink- und Grundwasser oder die Schaffung von Arbeitsplätzen anhand der Einschätzung der Experten gewichtet. Dabei ergab sich, dass die Experten bei den Risiken die Trink- und Grundwasserverschmutzung sowie die Gefahr von Erdbeben am höchsten gewichteten. Bei den Chancen wurde vor allem der Beitrag zur Reduktion von Kohle, Öl und Atomenergie am höchsten bewertet. Anhand dieser Gewichtung wurde schließlich der Gesamtnutzwert einer unkonventionellen Schiefergasförderung in Deutschland ermittelt, indem die Experten das erarbeitete Szenario (Posidonienschiefer, Durchführung von Fracking unter Berücksichtigung des erarbeiteten Maßnahmenplans) bezüglich der Chancen und Risiken bewerteten. Dabei ergab sich ein Gesamtnutzwert von $-1,77$. Bei drei Experten war der Nutzwert positiv – Fracking würde also aus volkswirtschaftlicher Sicht Sinn ergeben, während er bei allen anderen Experten negativ war. Ausschlaggebend hierfür war aber nicht, dass die Risiken so hoch bewertet wurden, sondern dass der Nutzen nicht hoch eingestuft wurde. So sind die Experten teilweise der Meinung, dass in Deutschland nie solch eine große Frackingindustrie wie in den USA entstehen kann. Dadurch werden mögliche Nutzen, wie zum Beispiel die Schaffung von Arbeitsplätzen, eher gering

ausfallen. An dieser Stelle stellt sich die Frage, warum die Experten zu dieser Einschätzung kommen. Aufschluss könnte folgender Vergleich zwischen den technisch förderbaren Schiefergasvorkommen und dem jährlichen Verbrauch an Erdgas in Deutschland bzw. in den USA geben (U.S. Energy Information Administration, 2015 & 2016):

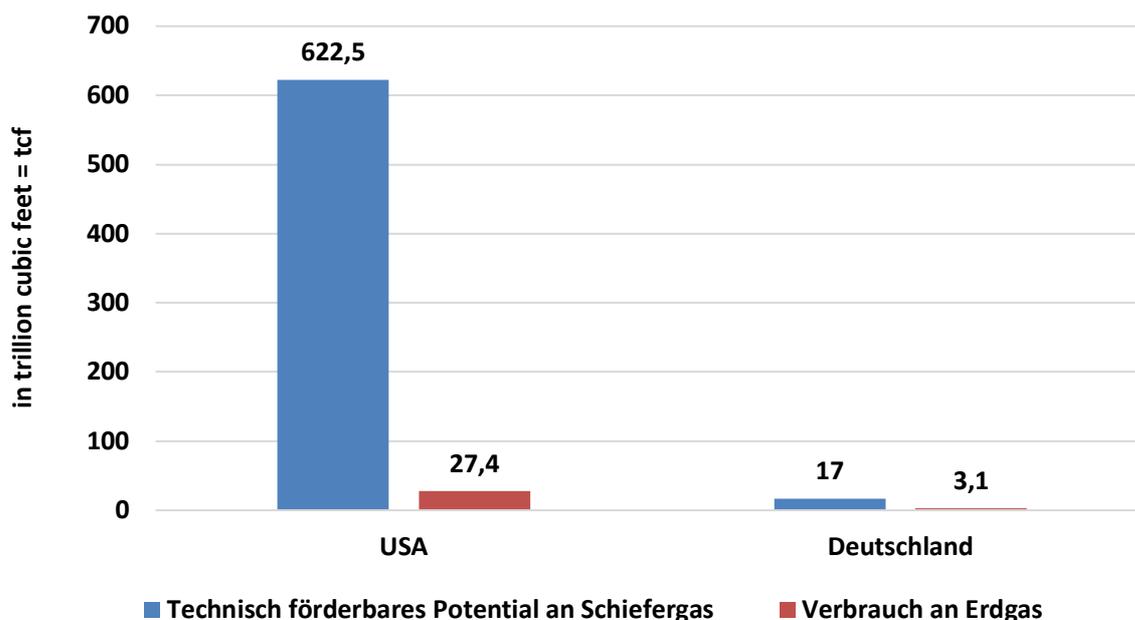


Abbildung 78: Vergleich des technisch förderbaren Potentials an Schiefergas mit dem jährlichen Verbrauch an Erdgas aus dem Jahr 2016 für die USA und Deutschland (U.S. Energy Information Administration, 2015 & 2016).

Zwar ist die Menge an Schiefergas mit der am Ende verbrauchten Menge an Erdgas nicht 1:1 gleichzusetzen, es kann aber dennoch gefolgert werden, dass in den USA das Potential den Verbrauch um ein Vielfaches übersteigt. Eine Abdeckung über einen Zeitraum von mehr als 20 Jahren scheint realistisch zu sein. In Deutschland ist eher von einem Zeitraum im Bereich von wenigen Jahren auszugehen. Deswegen sieht Kümpel in seiner Studie aus dem Jahr 2016 das Schiefergas in Deutschland mehr als Möglichkeit zur Reduzierung der Importabhängigkeit (S. 1 ff.). Es soll immer nur eine bestimmte Menge an Schiefergas über einen langen Zeitraum gefördert werden. Dies bedingt auch die Einschätzung der Experten, dass eine Schiefergasförderung für Deutschland nicht so starke Effekte auf zum Beispiel die Schaffung von Arbeitsplätzen oder die Reduzierung der Energiepreise haben wird. An dieser Stelle sei noch kurz

erwähnt, dass der Fokus innerhalb dieser Arbeit auf Erdgas lag. Dies ist zum einen durch die geringeren CO₂-Emissionen von Erdgas gegenüber Erdöl zu begründen, aber auch mit dem nur geringen technisch förderbaren Potential an Erdöl, wie nachfolgende Abbildung noch verdeutlichen soll:

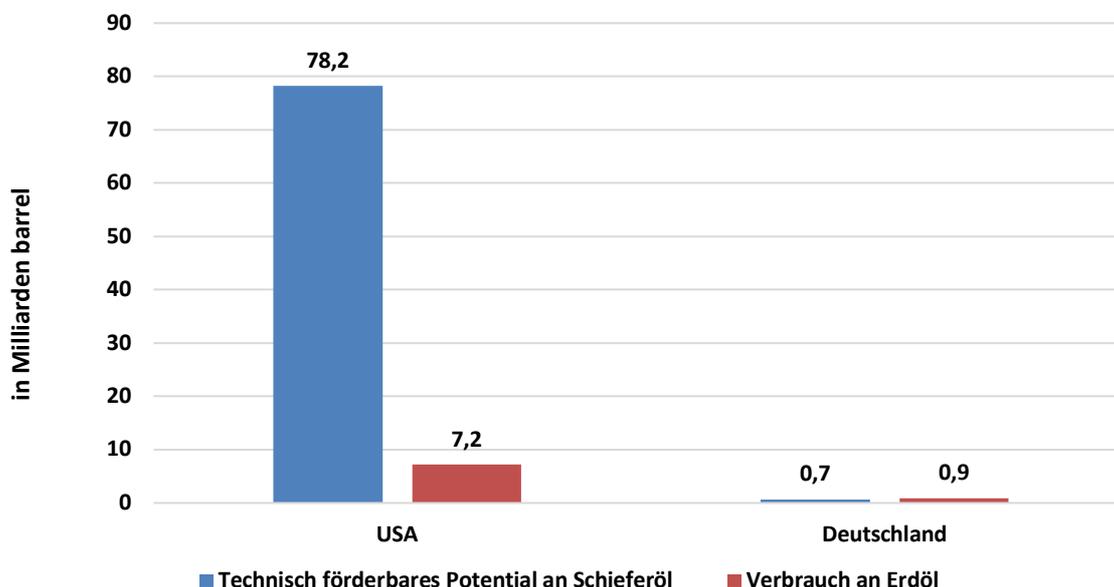


Abbildung 79: Vergleich des technisch förderbaren Potentials an Erdöl mit dem jährlichen Verbrauch an Erdöl aus dem Jahr 2016 für die USA und Deutschland (U.S. Energy Information Administration, 2015 & 2016).

Bei Betrachtung der entsprechenden Teilnutzwerte wird deutlich, dass der insgesamt negative Nutzwert vor allem durch den von den Experten eingeschätzten stark negativen Einfluss von Fracking auf das Wohlbefinden des Menschen resultiert. Speziell vermuten viele Experten, dass geringe Zwischenfälle das Wohlbefinden der Menschen stark beeinträchtigen könnten. Weiterhin sind auch die Teilnutzwerte Mensch Gesundheit und Umwelt regional negativ. Lediglich die globale Umwelt könnte gemäß der Bewertung durch die Experten von Fracking profitieren.

Die Einschätzung der Experten, dass das Wohlbefinden der Menschen im Zusammenhang mit Fracking am kritischsten zu sehen ist, passt auch gut zur allgemeinen Einschätzung und zur Erfahrung der Experten mit HF. Viele Experten haben positive Erfahrungen mit dieser Technologie und stufen die Risiken als gering ein. Sie sind aber der Meinung, dass die Öffentlichkeit durch die Geschehnisse in den USA, wo anfangs zu euphorisch unter Vernachlässigung der Sicherheitsaspekte

vorgegangen wurde und so vereinzelt Unfälle passiert sind, aktuell zu skeptisch gegenüber dieser Technologie ist. Es müsste dementsprechend eine intensive Öffentlichkeitsarbeit durchgeführt werden. Die Bevölkerung sollte dabei verstehen, wie sicher Fracking ist und was alles dafür gemacht wird die Sicherheitsaspekte einzuhalten.

11. Zusammenfassung und Ausblick

Zusammenfassend kann also gefolgert werden, dass der Erdgaspreis im Rahmen der Energiewende vermutlich konstant bleiben bzw. sogar leicht fallen wird. Dies könnte allerdings zum Beispiel durch geopolitische Spannungen oder einen verstärkten Widerstand gegenüber Fracking in den USA beeinflusst werden. Dann kann der Erdgaspreis sogar stark ansteigen.

Für eine unkonventionelle Schiefergasförderung mittels Hydraulic Fracturing in Deutschland wäre basierend auf dem aktuellen Kenntnisstand vor allem der Posidonienschiefer geeignet. Es sind aber zusätzliche Probebohrungen zur Bestimmung weiterer entscheidender Parameter (zum Beispiel Säurebeständigkeit der Formation) vonnöten. Weiterhin wurden zahlreiche Maßnahmen zur Minimierung der Risiken von HF erarbeitet, beispielsweise die Verwendung von Slickwater-Frac-Fluiden. Unter Berücksichtigung dieser Maßnahmen schätzen die Experten Kosten in Höhe von ca. 8 bis 15 Mio. Euro pro Bohrloch. Die jährlichen Betriebskosten werden auf ca. 7 bis 11 Mio. Euro pro Bohrplatz geschätzt. Anhand dieser Investitions- und Betriebskosten sowie der in der Arbeit bestimmten Produktivitäten des Posidonienschiefers konnte ermittelt werden, dass eine unkonventionelle Schiefergasförderung in Deutschland bei hohen Gaspreisen rentable wäre. Bleiben die Gaspreise aber weiterhin konstant oder fallen sogar, so ist die Schiefergasförderung unrentabel. Eine Wirtschaftlichkeit läge nur dann vor, wenn starke Synergieeffekte bezüglich Investitions- und Betriebskosten realisiert werden könnten. Aufgrund der Limitierung der vorhandenen Schieferformationen in Deutschland ist dies aber unwahrscheinlich. Hier könnte nur ein Vorhaben ausgedehnt auf Europa Abhilfe schaffen. Alternativ könnte auch eine hohe Produktivität des Posidonienschiefers förderlich sein. Ohne eine erste Durchführung von HF kann dies aber nicht angenommen werden.

An die betriebswirtschaftliche Bewertung schloss sich eine volkswirtschaftliche Analyse an. Dazu wurden insgesamt 22 mit Fracking in Verbindung stehende Chancen und Risiken bewertet. Es resultierte ein negativer Nutzwert von -1,77, was auch aus volkswirtschaftlicher Sicht gegen eine unkonventionelle Förderung von Schiefergas mittels HF in Deutschland spricht. Der negative Nutzwert resultierte vornehmlich daraus, dass der Nutzen schlichtweg zu klein ist, um den Einfluss den das Fracking auf das Wohlbefinden der Menschen haben könnte, auszugleichen.

Somit kann klar gefolgert werden, dass Fracking in Deutschland nur dann Sinn ergäbe, wenn die Erdgaspreise kontinuierlich ansteigen und sich das Wohlbefinden der Menschen im Zusammenhang mit Fracking verbessert. Das heißt, dass die Bevölkerung deutlich offener gegenüber Fracking wird und kleinste Zwischenfälle nicht als große Bedrohung einstuft. Hierfür muss gemäß den Experten die Bevölkerung intensiv über Fracking informiert werden und genauestens aufgezeigt werden, was alles für die Sicherheit gemacht wird. Förderlich könnte es auch sein, wenn sich die Unfälle in den USA weiter reduzieren.

An dieser Stelle stellt sich nun die Frage, was eine Alternative zur Erdgasgewinnung mittels Fracking in Deutschland sein könnte. Hier sehen viele Experten den verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien, Geothermie und den Wasserstoff. Bezüglich des Wasserstoffes muss aber gesagt werden, dass hier noch viel Forschungsaufwand betrieben werden muss, bis dieser günstig, stabil und in großen Mengen verfügbar ist.

12. Summary and Outlook

Generally, it can be concluded that natural gas prices will stay constant or decrease slightly within the “Energiewende”. Nevertheless, factors such as geopolitical tensions or increased resistance to fracking in the US may have an influence. In the case of such an event, natural gas prices may also increase sharply.

According to current knowledge, the Posidonia Shale would be most suitable for an unconventional shale gas production using Hydraulic Fracturing (also known as fracking) in Germany. However, additional test drillings are required to determine further important parameters, such as the acid resistance of the formation. Multiple measures to reduce the risk of hydraulic fracturing were developed within this work. For example, the use of frac fluids based on slickwater. Considering the required measures, experts estimate costs of 8 to 15 million euros per unconventional shale gas well. The annual operating costs were assessed to be within 7 to 11 million euros per well site. Furthermore, the productivity of the Posidonia Shale was estimated within this thesis. By analyzing this data (investment and operation costs, natural gas price and productivity) with the net present value method, it could be concluded that an unconventional shale gas production in Germany is highly economical if the natural gas price is constantly increasing within the “Energiewende”. By contrast, if the natural gas prices are staying constant or decreasing, the project would be unprofitable. In such a case, it could only be profitable if strong synergy effects would significantly lower investment and operations costs. However, in Germany, the presence of shale formations is limited so that such synergy effects can only be realized if the unconventional shale gas production is extended into Europe. Alternatively, the high productivity of the Posidonia Shale can also contribute to profitable shale gas production. Based on the limited data, such an assumption would be very risky and needs to be confirmed by checking with the first shale gas wells in Germany.

Next, the effect on the national economy was studied. For this reason, 22 opportunities and risks linked to hydraulic fracturing were evaluated. Thereby, a value in use of -1.77 was determined confirming that also for the national economy the unconventional shale gas production using fracking is not feasible. The negative value in use predominantly arises from the fact that the benefit to the community is too low to compensate for the negative effect of hydraulic fracturing on the well-being of humans.

Thus, it can be concluded that an unconventional shale gas production in Germany only makes sense if the natural gas price is constantly increasing, and the perceptions of people regarding fracking are improving. People need to be more open-minded towards the method and should be confident that everything is under control when small incidents occur. According to the experts, this can only be achieved if people are well informed about the technology and measures to guarantee a high safety level. This process can be supported if the number of incidents linked to fracking in the US further decreases.

At this point, the question arises as to whether there are feasible alternatives to the unconventional shale gas production available. Many experts suggest the further development of renewable energy, geothermal power and hydrogen energy. However, with regard to power production based on hydrogen, further research is required to achieve this kind of energy in stable, inexpensive and high volumes.

13. Literaturverzeichnis

Acatech (2015). Hydraulic Fracturing – eine Technologie in der Diskussion. München: Deutsche Akademie der Technikwissenschaften.

AG Energiebilanz (2016). Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2015. Berlin und Köln: AGEB.

Arthur, J.D.; Coughlin, B.J.; Bohm, B.K. (2010). Summary of Environmental Issues, Mitigation Strategies, and Regulatory Challenges Associated With Shale Gas Development in the United States and Applicability to Development and Operations in Canada. In: OnePetro. Document ID: SPE paper SPE-138977-MS.

Ashraf, M.A.; Ullah, S.; Ahmad, I. et al. (2014). Green biocides, a promising technology: current and future applications to industry and industrial processes. In: Journal of the Science of Food and Agriculture. (Ausgabe 94). S. 388-403.

Bao, X.; Eaton, D. W. (2016). Fault activation by hydraulic fracturing in western Canada. In: Science. (Ausgabe 354), S. 1406-1409.

BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (2016). Schieferöl und Schiefergas in Deutschland. Potenziale und Umweltaspekte. Hannover: BGR.

BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (2017). Energiestudie 2017 – Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung. Hannover: BGR.

Bigl, B. (2016). Fracking in the German Press: Securing Energy Supply on the Eve of the Energiewende – A Quantitative Framing-Based Analysis. In: Environmental Communication. (Ausgabe 11). S. 231-247.

Bishop, R. E. (2011). Chemical and biological risk assessment for natural gas extraction in New York. Oneonta (New York): State University of New York.

Blaikie, N.W.H. (1991). A critique of the use of triangulation in social research. In: Quality and Quantity. (Ausgabe 25). S. 115-136.

BMWi (2017). Primärenergieverbrauch in Deutschland 2017. Online: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/Energiedaten/Energiegewinnung-und-Energieverbrauch/energiedaten-energiegewinnung-verbrauch-03.html> [abgefragt am: 17.08.2019]

Boah, E.A.; Borsah, A.A.; Brantson, E.T. (2018). Decline Curve Analysis and Production Forecast Studies for Oil Well Performance Prediction: A Case Study of Reservoir X. In: The International Journal of Engineering and Science. (Ausgabe 7). S. 22-30.

Bogner, A.; Littig, B.; Menz, W. (2014). Interviews mit Experten - Eine praxisorientierte Einführung. Wiesbaden: Springer Fachmedien.

Bonetti, L.; Bashlykov, N. A. (2014). Shale Gas and Germany's Energiewende: A Cost-Benefit Analysis for the Power Generation Sector. Bergen: Norwegian School of Economics.

Borchardt, D.; Ewen, C.; Richter, S. et al. (2012). Informations- und Dialogprozess zur Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie. In: Wasser und Abfall. (Ausgabe 6/2012). S. 10-14.

Boschee, P. (2014). Produced and Flowback Water Recycling and Reuse: Economics, Limitations, and Technology. In: Oil and Gas Facilities. (Ausgabe 3). S. 16-21.

Bräuninger, M.; Schröer, S.; Schulze, S. et al. (2008). CO₂-Einsparpotenziale des Energieträgers Erdgas. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft. (Ausgabe 32). S. 37-45.

Brown, S. P. A.; Yücel, M. K. (2013). The shale gas and tight oil boom: US states' economic gains and vulnerabilities. New York: Council on Foreign Relations.

Bundesberggesetz (BbergG) (1980), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 4 des Gesetzes vom 20.07.2017.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2015). Erdgasbezugsquellen Deutschland 2015. Online: https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Erdgasbezugsquellen [abgefragt am: 01.10.2018]

Cabot Oil & Gas (2019a). November 2019 Investor Presentation. Online: <https://cabotoilgas.gcs-web.com/static-files/e2eda64f-8735-4b26-bc79-75fee42722a9> [abgefragt am 01.01.2020].

Cabot Oil & Gas (2019b). 2018 Annual Report 2018. Online: <http://www.cabotog.com/wp-content/uploads/2019/03/Cabot-2018-AR.pdf> [abgefragt am 01.01.2020].

Cabot Oil & Gas (2013). 2012 Annual Report. Online: <http://www.cabotog.com/wp-content/uploads/2013/06/COG-2012-AR1.pdf> [abgefragt am 01.01.2020].

Campbell, D.T.; Fiske, D.W. (1959). Convergent and Discriminant Validation by the Multitrait-Multimethod Matrix. In: Psychological Bulletin. (Ausgabe 56). S. 81-105.

Chen, H.; Carter, K. E. (2016). Water usage for natural gas production through hydraulic fracturing in the United States from 2008 to 2014. In: Journal of Environmental Management. (Ausgabe 170). S. 152-159.

Clark, C.; Burnham, A.; Harto, C. et al. (2012). Hydraulic fracturing and shale gas production: technology, impacts, and policy. In: Argonne National Laboratory. S. 1-16.

Consol Energy (2016). Fracture Fluid Composition. Online: <http://www.consolenergy.com/natural-gas-amp-coal/natural-gas/marcellus-shale/fracture-fluid-composition.aspx> [abgefragt 18.07.2016]

Damodaran, A. (2019). Cost of Capital by Sector. Online: <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/> [abgefragt am: 01.01.2020]

Department of Energy & Climate Change (DECC) (2015). DECC 2015 Fossil Fuel Price Assumptions. London: UK government.

De Silva, P. N. K.; Simons, S. J. R.; Stevens, P. (2016). Economic impact analysis of natural gas development and the policy implications. In: Energy Policy. (Ausgabe 88). S. 639-651.

DLR/Fraunhofer-IWES/IfnE (2012). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart: DLR.

Donaldson, E.; Alam, W.; Begum, N. (2013). Hydraulic Fracturing Explained: Evaluation, Implementation, and Challenges. Houston (Texas): Gulf publishing Company.

Donnelly, J. (2016). Surviving the Downturn. In: Journal of Petroleum Technology. (Ausgabe April 2016). S. 12.

Döring, N.; Bortz, J. (2016). Forschungsmethoden und Evaluation in den Sozial- und Humanwissenschaften. Berlin, Heidelberg: Springer.

Drosse, V.; Vossebein, U. (1999). Investition: Intensivtraining. Wiesbaden: Dr. Th. Gabler Verlag.

Economides, M. J.; Martin, T. (2008). Modern Fracturing: Enhancing Natural Gas Production. Houston (Texas): ET Publishing Inc.

Ejofodomi, E.; Baihly, J. D.; Malpani, R. et al. (2011). Integrating All Available Data To Improve Production in the Marcellus Shale. In: OnePetro. Document ID: SPE paper 144321-MS.

Ellsworth, W.L.; Hickman, S.H.; Llenos, A.L. et al. (2012). Are seismicity rate changes in the midcontinent natural or manmade. In: Seismological Research Letters. (Ausgabe 83). S. 403.

Energy Information Administration (EIA) (2015). Annual Energy Outlook 2015 with Projection to 2040. Washington, DC: U.S. Energy Information Administration.

Erkenbrecher, C. W.; Nurnberg, S.; Breyla, A. D. (2015). A Comparison of Three Nonoxidizing Biocides and Chlorine Dioxide in Treating Marcellus Shale Production Waters. In: SPE Production & Operations. Document ID: SPE-174560-PA.

Europäisches Parlament (2012). Entwurf eines Berichts über Industrie-, Energie- und andere Aspekte von Schiefergas und -öl (2011/2309(INI)). Brüssel: Europäisches Parlament.

European Climate Foundation (ECF) (2010). ROADMAP 2050 – A Practical Guide to a prosperous, low-carbon Europe. Online: https://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf [abgefragt am 16.08.2019]

Ewen, C.; Borchardt, D.; Richter, S. et al. (2012). Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen. Darmstadt: Neutraler Expertenkreis.

Ewi (2017). Energiemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂-Minderung. Online: https://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2017/11/ewi_ERS_Energiemarkt_2030_2050.pdf [abgefragt am: 16.08.2019]

Ewi/gws/prognos (2010). Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Online: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2015/12/EWI_2010-08-30_Energieszenarien-Studie.pdf [abgefragt am: 16.08.2019]

Ewi/gws/prognos (2011). Energieszenarien 2011. Online: https://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/11_08_12_Energieszenarien_2011.pdf [abgefragt am: 16.08.2019]

Ewi/gws/prognos (2014). Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Online: https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/140716_Langfassung_583_Seiten_Energiereferenzprognose_2014.pdf [abgefragt am: 30.03.2018]

ExxonMobil (2016). Energieprognose Deutschland 2016 – 2040. Online: http://cdn.exxonmobil.com/~/_media/germany/files/energieprognose/energieprognose_2016.pdf [abgefragt am: 30.03.2018].

Faulstich, M.; Baron, M. (2013). Fracking – für die Energiewende entbehrlich. In: Wasser und Abfall. (Ausgabe 7-8/2013). S. 10-14.

Fischer, W.; Hake, J.-Fr; Kuckshinrichs, W. et al. (2016). German energy policy and the way to sustainability: Five controversial issues in the debate on the “Energiewende” In: Energy. (Ausgabe 115). S. 1580-1591.

Flämig, D. (2016). Der Finanzbedarf des Finanzierungsschwerpunktes „Energiewende in Deutschland“. In: Flämig, D., de Maizière, L. (Hrsg.). Weiter Denken. Von der Energiewende zur Nachhaltigkeitsgesellschaft. Wiesbaden: Springer Vieweg. S. 195-210.

Flick, U. (2004). Triangulation – Eine Einführung. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.

Fraunhofer-IWES (2014). Geschäftsmodell Energiewende. Eine Antwort auf das „Die-Kosten-der-Energiewende“- Argument. Kassel: Fraunhofer-IWES.

Fraunhofer-ISE (2013): Energiesystem Deutschland 2050. Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien. Freiburg: Fraunhofer-ISE.

Gaswirth, S. B.; Marra, K. R. (2014). Bakken, Three Forks largest continuous US oil accumulation. In: Oil & Gas Journal. (Ausgabe January 6, 2014). S. 48-53.

Gordalla, B. C.; Ewers, U.; Frimmel, F. H. (2013). Hydraulic fracturing: a toxicological threat for groundwater and drinking-water? In: Environmental Earth Sciences. (Ausgabe 70). S. 3875-3893.

Greco, E.; Aceleanu, M.I.; Albulescu; C. T. (2018). The economic, social and environmental impact of shale gas exploitation in Romania: A cost-benefit analysis. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews. (Ausgabe 93). S. 691-700.

Greenpeace / Global Wind Energy Council (GWEC) / European Renewable Energy Council (EREC) (2012). Energy [r]evolution. Hamburg: Greenpeace e.V..

Habrigh-Böcker, C.; Kirchner, B. C.; Weißenberg, Peter (2015). Fracking – Die neue Produktionsgeografie. Wiesbaden: Springer Gabler.

Hake, J. F.; Fischer, W.; Venghaus, S. et al. (2015). The German Energiewende – history and status quo. In: Energy. (Ausgabe 92). S. 532-546.

Hanusch, H. (2011). Nutzen-Kosten-Analyse. München: Verlag Franz Vahlen GmbH.

Henning, H.-M.; Palzer, A. (2015). Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE).

Hefley, B.; Seydor, S. M. (2011). The Economic Impact of the Value Chain of a Marcellus Shale Well. In: SSRN Electronic Journal. (Ausgabe August 2011).

Hefner III, R. A. (2014). The United States of Gas: Why the Shale Revolution Could Have Happened Only in America. In: Foreign Aff. (Ausgabe 93). S. 9.

Hildebrand, J.; Riedel D. (2019). Steuerlast wird für Deutschland zum Standortrisiko. Düsseldorf: Handelsblatt Media Group GmbH & Co. KG.

Hoffmeister, W. (2008). Investitionsrechnung und Nutzwertanalyse – Eine entscheidungsorientierte Darstellung mit vielen Beispielen und Übungen. Berlin: Berliner Wissenschafts-Verlag GmbH.

Homburg, C.; Schilke, O.; Reimann, M. (2009). Triangulation von Umfragedaten in der Marketing-und Managementforschung: Inhaltsanalyse und Anwendungshinweise. In: Die Betriebswirtschaft. (Ausgabe 69). S. 173-193.

Howarth, R.W.; Ingraffea, A.; Engelder, T. (2011). Should fracking stop? In: Nature. (Ausgabe 477). S. 271-275.

Howarth, R.W.; Santoro, R.; Ingraffea, A. (2011). Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. In: Climatic Change. (Ausgabe 106), S. 679-690.

Hulsmans, A.; Joris, K.; Lambert, N. et al. (2010). Evaluation of process parameters of ultrasonic treatment of bacterial suspensions in a pilot scale water disinfection system. In: Ultrasonics Sonochemistry. (Ausgabe 17). S. 1004-1009.

Hurna, T. A. (2017). Untersuchungen zur Interaktion von synthetischen und natürlichen Polymeren mit Zement, Metallkomplexen und Metalloxid-Nanopartikeln für die unkonventionelle Förderung von Kohlenwasserstoffen. München: Technische Universität München.

Hübner, A.; Horsfield, B. (2012). Schiefergas: eine unkonventionelle Ressource für den Energiemix der Zukunft? In: Bruhns, H. (Hrsg.). Energiewende. Aspekte, Optionen, Herausforderungen. Bad Honnef: Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft. S. 75-80.

IHS (2014). Energiewende im globalen Kontext: Sicherung der deutschen Wettbewerbsfähigkeit unter neuen Rahmenbedingungen an den Energiemärkten Kurzfassung. (Ausgabe 1). Frankfurt am Main: IHS Report.

IHS (2011). The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the United States. Washington D.C.: IHS Global Insight (USA) Inc..

Inflation.eu (2020). Historische Inflation Deutschland. Online: <https://de.inflation.eu/inflationsraten/deutschland/historische-inflation/vpi-inflation-deutschland.aspx> [abgefragt am 01.01.2020].

International Energy Agency (2015). Energy Technology Perspectives: Mobilising Innovation to Accelerate Climate Action. Paris: IEA.

International Energy Agency (2017). IEA finds CO2 emissions flat for third straight year even as global economy grew in 2016. Online:

<https://www.iea.org/newsroom/news/2017/march/iea-finds-co2-emissions-flat-for-third-straight-year-even-as-global-economy-grew.html> [abgefragt am 02.10.2018].

Jacoby, H. D.; O'Sullivan, F.; Paltsev, S. (2012). The Influence of Shale Gas on U.S. Energy and Environmental Policy. In: Economics of Energy & Environmental Policy. (Ausgabe 1). S. 37-52.

Jahoda, M.; Lazarsfeld, P. F.; Zeisel, H. (1933). Die Arbeitslosen von Marienthal. Ein soziographischer Versuch über die Wirkungen langandauernder Arbeitslosigkeit. Leipzig: Hirzel Verlag.

Janßen, T.; Lechtenböhmer, S.; Kunz, C. (2015). Entwicklung der Preise für fossile Brennstoffe. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien e.V..

Jaspal, R.; Nerlich, B.; Lemańczyk, S. (2014). Fracking in the Polish press: Geopolitics and national identity. In: Energy Policy. (Ausgabe 74). S. 253-261.

Jarvie, D. M. (2012). Shale resource systems for oil and gas: Part 1— Shale-gas resource systems. In: Shale reservoirs - Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97. S. 69-87.

Jenner, S.; Lamadrid, A. J. (2013). Shale gas vs. coal: Policy implications from environmental impact comparisons of shale gas, conventional gas, and coal on air, water, and land in the United States. In: Energy Policy. (Ausgabe 53). S. 442-453.

Kaiser, R. (2014). Qualitative Experteninterviews. Konzeptionelle Grundlagen und praktische Durchführung. Wiesbaden: Springer VS.

Kanfar, M.; Wattenbarger, R. (2012). Comparison of Empirical Decline Curve Methods for Shale Wells. In: OnePetro. Document ID: SPE-162648-MS.

Kangqian, W.; Kreith, F. (2014). Transition to Sustainability with Natural Gas from Fracking. In: Proceedings of the ASME 2014 8th International Conference on Energy Sustainability ES2014 June 30-July 2, 2014, Boston, Massachusetts, USA.

Keranen, K. M.; Weingarten, M.; Abers, G. A.; Bekins, B. A.; Ge, S. (2014). Sharp increase in central Oklahoma seismicity since 2008 induced by massive wastewater injection. In: Science. (Ausgabe 345), S. 448-451.

Kidder, M.; Palmgren, T.; Ovalle, A. et al. (2011). Treatment Options for Reuse of Frac Flowback and Produced Water from Shale. In: World Oil. (Ausgabe July, 2011). S. 95-99.

Kiger, P.J. (2014). Green Fracking? 5 Technologies for Cleaner Shale Energy. Online: <https://www.nationalgeographic.com/news/energy/2014/03/140319-5-technologies-for-greener-fracking/> [abgefragt am 16.08.2019].

Kiran, R.; Teodoriu, C.; Dadmohammadi, Y. et al. (2017). Identification and evaluation of well integrity and causes of failure of well integrity barriers (A review). In: Journal of Natural Gas Science and Engineering. (Ausgabe 45). S. 511-526.

Kirchner, T. (2019). Niederlande stoppen Erdgasförderung - wegen Erdbebengefahr. Online: <https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/niederlande-erdgas-foerderung-ende-1.4596360> [abgefragt am 10.01.2020].

Kohler, B. (2006). Externe Effekte der Laufwasserkraftnutzung. Stuttgart: Universität Stuttgart.

Kruschwitz, L. (2014). Investitionsrechnung. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH.

Kruschwitz, L.; Löffler, A. (2006). Discounted Cash Flow: A Theory of the Valuation of Firms. Chichester: John Wiley & Sons, Ltd.

Kuhn, M.; Umbach, F. (2011). Strategic perspective of unconventional gas: a game changer with implication for the EU's energy security. London: European Centre for Energy and Resource Security.

Kümpel, H. J. (2016). Schiefergasgewinnung durch Fracking – Plädoyer für eine ehrliche Debatte. In: Swiss Bulletin für angewandte Geologie. (Ausgabe 21). S. 107-119.

Lester, Y.; Ferrer, I.; Thurman, E.M. et al. (2015). Characterization of hydraulic fracturing flowback water in Colorado: Implications for water treatment. In: Science of The Total Environment. (Ausgabe 512-513). S. 637-644.

Lifka, S. (2008). Entscheidungsanalyse in der Immobilienwirtschaft. München: Herbert Utz Verlag.

Llewellyn, G. T.; Dormann, F.; Westland, J. L. et al. (2015). Evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. In: Proceedings of the National Academy of Sciences. (Ausgabe 112). S. 6325-6330.

Lohmann, D. (2012). Erdgas aus Schiefer. In: Lohmann, D. & Podbregar, N. (Hrsg.). Im Fokus: Bodenschätze. Auf der Suche nach Rohstoffen. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag.

Lüdeke-Freund, F.; Opel, O. (2014). Energie. In: Heinrichs, H.; Michelsen, G. (Hrsg.). Nachhaltigkeitswissenschaften. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag.

Maniloff, P.; Mastro Monaco, R. (2017). The local employment impacts of fracking: A national study. In: Resource and Energy Economics. (Ausgabe 49). S. 62-85.

Martin, A.; Maddock, J.; Kuzmin, I. (2014). Global Insight: Is the US shale revolution replicable? In: Morgan Stanley Global Insight. S. 1-56.

Maxwell, S.C.; Zhang, F.; Damjanac, B. (2015). Geomechanical modeling of induced seismicity resulting from hydraulic fracturing. In: The Leading Edge. (Ausgabe 34). S. 678–683.

Mayring, P. and Fenzl, T. (2014). Qualitative Inhaltsanalyse. In: Baur, Nina and Blasius, Jörg (Hrsg.). Handbuch Methoden der empirischen Sozialforschung. Wiesbaden: Springer Fachmedien. S. 553-546.

McKinsey und Siemens AG (2013). Chancen für die deutsche Energiewende. Was kann Deutschland aus ausgewählten internationalen Fallbeispielen lernen? Online: <https://www.siemens.com/press/pool/de/events/2013/corporate/2013-06-energiewende-dialog/studie-energiewende-dialog-d.pdf> [abgefragt am: 18.03.2018]

Meehan, N. (2016). The Case of Hydraulic Fracturing. In: Journal of Petroleum Technology. (Ausgabe Februar 2016). S 10-13.

Mistré, M.; Crénes, M.; Hafner, M. (2018). Shale gas production costs: Historical developments and outlook. In: Energy Strategy Reviews. (Ausgabe 20). S. 20-25.

Mohamed, A. (2016). An Innovative Technique to Evaluate Shale Sweetspots. Lubbock: Texas Tech University.

Molenaar, M. M.; Fidan, E.; Hill, D. J. (2012). Real-time downhole monitoring of hydraulic fracturing treatments using fibre optic distributed temperature and acoustic sensing. In: OnePetro. Document ID: SPE paper SPE-152981-MS.

Nelson, E. B.; Guillot, D. (2006). Well Cementing. Sugar Land (Texas): Schlumberger.

Neukirchen, F.; Ries, G. (2014). Die Welt der Rohstoffe: Lagerstätten, Förderung und wirtschaftliche Aspekte. Springer: Berlin.

Niebert, K.; Gropengießer, H. (2014). Leitfadengestützte Interviews. In: Krüger, D.; Parchmann, I.; Schecker, H. (Hrsg.). Methoden in der naturwissenschaftsdidaktischen Forschung. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag. S. 121-132.

Ogoke, V.; Schauerte, L.; Bouchard, G. et al. (2014). Simultaneous Operations in Multi-Well Pad: a Cost Effective way of Drilling Multi Wells Pad and Deliver 8 Fracs a Day. In: OnePetro. Document ID: SPE paper SPE-170744-MS.

Öko-Institut e.V. / Fraunhofer ISI (2015). Klimaschutzszenario 2050: 2. Endbericht. Berlin: Öko-Institut e.V..

Öko-Institut/IEK-STE/DIW/Fraunhofer ISI (2013). Politiksszenarien für den Klimaschutz VI. Freiburg: Öko-Institut e.V..

Pape, U. (2015). Grundlagen der Finanzierung und Investition: Mit Fallbeispielen und Übungen. München: Walter de Gruyter GmbH.

Passey, Q.R.; Bohacs, K.M.; Esch, W.L. et al. (2010). From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir - Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale Gas Reservoirs. In: OnePetro. Document ID: SPE paper SPE-131350-MS.

Patterson, L.A.; Konschnik, K.E.; Wiseman, H. et al. (2017). Unconventional oil and gas spills: risks, mitigation priorities, and state reporting requirements. In: Environmental science & technology. (Ausgabe 51). S. 2563-2573.

Pearson, C. M.; Griffin, L. G.; Strickland, S. L. et al. (2018). Twelve Years and Twelve Thousand Multi-Stage Horizontal Wells in the Bakken - How is Industry Continuing to Increase the Cumulative Production Per Well? In: OnePetro. Document ID: SPE paper SPE-191455-18IHFT-MS.

Pierre, J.P.; Abolt, C.J.; Young, M.H. (2015). Impacts from Above-Ground Activities in the Eagle Ford Shale Play on Landscapes and Hydrologic Flows, La Salle County, Texas. In: Environmental Management. (Ausgabe 55). S. 1262-1275.

Plank, J. (2015). Fracking – Welche Chemie steckt drin? Online: <http://www.deutsches-museum.de/angebote/vortraege/videovortraege/> [abgefragt am 02.10.2018]

Plank, J.; Echt, T. (2014). Chemikalien für Fracking. In: Nachrichten aus der Chemie. (Ausgabe 62). S. 607-611.

Poizot, P.; Dolhem, F. (2011). Clean energy new deal for a sustainable world: from non-CO2 generating energy sources to greener electrochemical storage devices. In: Energy and Environmental Science. (Ausgabe 4). S. 2003-2019.

Rahm, D. (2011). Regulating hydraulic fracturing in shale gas plays: The case of Texas. In: Energy Policy. (Ausgabe 39). S. 2974-2981.

Renn, O.; Marschall, J. P. (2016). Coal, nuclear and renewable energy policies in Germany: From the 1950s to the “Energiewende”. In: Energy Policy. (Ausgabe 99). S. 224-232.

Rezaee, R. (2015). Fundamentals of Gas Shale Reservoirs. Hoboken (New Jersey): Wiley Verlag.

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2013). Fracking zur Schiefergasgewinnung. Ein Beitrag zur energie- und umweltpolitischen Bewertung. Stellungnahme Nr. 18. Paderborn: Bonifatius GmbH Druck-Buch-Verlag.

Saussay, A. (2018). Can the US shale revolution be duplicated in continental Europe? An economic analysis of European shale gas resources. In: Energy Economics. (Ausgabe 69. S. 295-306.

Sauter, M.; Helmig, R.; Klünker, J. (2012). Risiken im Geologischen System bei der Fracking-Technologie Abschätzung der Auswirkungen auf Grundwasservorkommen. In: Wasser und Abfall. (Ausgabe 6/2012). S. 16-20.

Schirrmeister, M. (2014). Controversial futures – discourse analysis on utilizing the „fracking“ technology in Germany. In: European Journal of Futures Research. (Ausgabe 38). S. 1-9.

Schuster, T.; Rüdts von Collenberg, L. (2017). Investitionsrechnung: Kapitalwert, Zinsfuß, Annuität, Amortisation. Berlin: Springer-Verlag GmbH.

Seeliger, A. (2016). Energiewende und größere Energieautarkie: Ist die deutsche Energiepolitik auf einem Auge blind? In: ifo Schnelldienst. (Ausgabe 15/2016). S. 11-13.

Settinieri, J. (2015). Forscht du noch, oder triangulierst du schon? In: Triangulation in der Fremdsprachenforschung. Frankfurt: Peter Lang Verlag. S. 17-35

Sovacool, B. K. (2014). Cornucopia or curse? Reviewing the costs and benefits of shale gas hydraulic fracturing (fracking). In: Renewable and Sustainable Energy Reviews. (Ausgabe 37). S. 249-264.

Speight, J. G. (2016). Handbook of Hydraulic Fracturing. Hoboken (New Jersey): Wiley Verlag.

Stephenson, M. (2015). Fracking: What does it mean for local people? Online: <https://www.elsevier.com/connect/fracking-what-does-it-mean-for-local-people> [abgefragt am 16.08.2019]

Stringfellow, W.T.; Domen, J.K.; Camarillo, M.K. et al. (2014). Physical, chemical, and biological characteristics of compounds used in hydraulic fracturing. In: Journal of Hazardous Materials. (Ausgabe 275). S. 37-54.

Strunz, S.; Gawel, E. (2016a). Energiewende und größere Energieautarkie: Kann beides erreicht werden? Energiewende und größere Energieautarkie. In: ifo Schnelldienst. (Ausgabe 15/2016). S. 3-10.

Strunz, S.; Gawel, E. (2016b). Importabhängigkeit und Energiewende – ein neues Risikofeld der Versorgungssicherheit? Leipzig: UFZ Discussion Papers Department of Economics.

Süptitz, J.; Schlereth, C. (2017). Fracking: Messung der gesellschaftlichen Akzeptanz und der Wirkung akzeptanzsteigernder Maßnahmen. In: Schmalenbachs Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung. (Ausgabe 4).

Szarka, N.; Eichhorn, M.; Kittler, R. et al. (2017). Interpreting long-term energy scenarios and the role of bioenergy in Germany. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews. (Ausgabe 68/2). S. 1222-1233.

Tan, L.; Zuo, L.; Wang, B. (2018). Methods of decline curve analysis for shale gas reservoirs. In: Energies. (Ausgabe 11(3)). S. 552-569.

Ter Horst, K. W. (2009). Investition. Stuttgart: W. Kohlhammer Druckerei GmbH + Co.

Triebswetter, U.; Lippelt, J. (2012). Kurz zum Klima: Schiefergas und Fracking. In: ifo Schnelldienst. (Ausgabe 65). S. 51-54.

United States Environmental Protection Agency Air and Radiation (2011). Reduced Emissions Completions for Hydraulically Fractured Natural Gas Wells. Washington DC: United States Environmental Protection Agency.

U.S. Energy Information Administration (2012). Annual Energy Outlook 2012. Washington DC: U.S. Energy Information Administration.

U.S. Energy Information Administration (2015). World Shale Resource Assessments. Online: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/> [abgefragt am 27.01.2020].

U.S. Energy Information Administration (2016). World Energy Consumption. Online: <https://www.eia.gov/international/data/world> [abgefragt am 27.01.2020].

U.S. Environmental Protection Agency (2015). Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources, Washington DC: U.S. Environmental Protection Agency.

Uth, H.-J. (2012). Störfallablaufszenarien, Risikomanagement und Stand der Technik bei der Fracking Technologie. In: Wasser und Abfall. (Ausgabe 7-8/2012). S. 43-46.

Verbruggen, A. (2014). Could it be that Stock-Stake Holders Rule Transition Arenas? In: Brunnengräber, N., du Nucci, M. R. (Hrsg.). Im Hürdenlauf zur Energiewende - Von Transformationen, Reformen und Innovationen. Wiesbaden, S. 119-133.

Vidic, R.D.; Brantley, S.L.; Vandenbossche, J.M. et al. (2013). Impact of Shale Gas Development on Regional Water Quality. In: Science. (Ausgabe 340). S. 1-9.

Vipulanandan, C.; Mohammed, A.; Ganpatye, A. S. (2018). Smart Cement Performance Enhancement with NanoAl₂O₃ for Real Time Monitoring Applications Using Vipulanandan Models. In: OnePetro. Document ID: SPE paper OTC-28880-MS.

Wang, H. (2017). What Factors Control Shale-Gas Production and Production-Decline Trend in Fractured Systems: A Comprehensive Analysis and Investigation. In: OnePetro. Document ID: SPE paper SPE-179967-PA.

Watter, H. (2015). Regenerative Energiesysteme. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.

Webb, E.J.; **Campbell**, D.T.; **Schwartz**, R.D. et al. (1966). Unobtrusive Measures. Nonreactive Research in the Social Sciences. Chicago: Rand McNally.

Weijermars, R. (2013). Economic appraisal of shale gas plays in Continental Europe. In: Applied Energy. (Ausgabe 106). S. 100-115.

Westermann, G. (2012). Kosten-Nutzen-Analyse, Einführung und Fallstudien. Berlin: Erich Schmidt Verlag GmbH & Co. KG.

YCharts (2020). European Union Natural Gas Import price. Online: https://ycharts.com/indicators/europe_natural_gas_price [abgefragt am 06.01.2020].

Zborowski, M. (2016). BHI: Another double-digit decline for US rig count. In: Oil & Gas Journal. (Ausgabe April, 2016). S. 29-30.

14. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Durchgeführte Bohrungen (links) und ermittelte Schiefergasvorkommen (rechts), dargestellt mit blauen Flächen, in Deutschland (BGR, 2016, S. 22 und S. 29).	3
Abbildung 2: Links: Vertikale Bohrung, gefolgt von einer horizontalen Bohrung innerhalb des Schiefergesteins (Plank/Echt, 2014, S. 607); rechts: Veranschaulichung der Zusammensetzung eines Frac-Fluids mit üblichen Verwendungen der eingesetzten Chemikalien in Klammern (Consol Energy, 2016, o. S.; Plank, 2015, o. S.).	4
Abbildung 3: Links: Anteil der Energieträger zur Abdeckung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland 2017 (BMW, 2017, o. S.); rechts: CO ₂ -Emissionen der Brennstoffe (Watter, 2015, S. 1 ff.).	8
Abbildung 4: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs bis 2040 mit entsprechender Aufschlüsselung der einzelnen Energieträger (exxonmobil, 2016, S. 3).	9
Abbildung 5: Szenarien zur Gaspreisentwicklung im Zeitraum von 2016 bis 2040 (DECC, 2015, S. 12).	11
Abbildung 6: Darstellung der unterschiedlichen Lagerstätten für Erdöl und -gas sowie ihre Fördermöglichkeiten, entnommen aus (Hurnaus, 2017, S. 54) in Anlehnung an (Gaswirth/Marra, 2014, S. 49).	13
Abbildung 7: Vorgehensweise bei der unkonventionellen Schieferölförderung mittels HF, entnommen aus (Hurnaus, 2017, S. 7).	14
Abbildung 8: Entwicklung des WTI-Ölpreises und der Bohraktivitäten für die Förderung von Öl im Zeitraum von 2011 bis 2016 (Zborowski, 2016, S. 29).	17
Abbildung 9: Kosten einer HF-Operation in Argentinien, China, Australien und Polen verglichen mit den USA, entnommen aus (Martin et al., 2014, S. 16).	18
Abbildung 10: Zeitliche Abnahme der jährlichen Produktionsmenge einer einzelnen unkonventionellen Schiefergasförderung am Beispiel von Haynesville, Eagle Ford, Woodford, Marcellus und Fayetteville (U.S. Energy Information Administration, 2012, S. 59).	21
Abbildung 11: Links: Produktionsrate in stb (= stock tank barrel) pro Tag über die Zeit; rechts: Kumulierte Produktionsmenge über die Zeit für die exponentielle, hyperbolische und harmonische Abnahmefunktion des Arps-Modells. Angelehnt an (Boah et al., 2018, S. 25 f.).	24
Abbildung 12: Prognostizierte Entwicklung des Gaspreises in den USA ohne/mit Förderung von Schiefergas (Jacoby et al., 2012, S. 37 ff.).	27
Abbildung 13: Gegenüberstellung Kosten und Nutzen der Schiefergasförderung in Rumänien (Grecu et al., 2018, S. 698).	29

Abbildung 14: Szenario zur partiellen Deckung des Erdgasbedarfs bis 2070 nach (Kümpel, 2016, S. 116).....	31
Abbildung 15: Zusammenhang der Umweltaspekte mit der betriebs- und volkswirtschaftlichen Betrachtung der unkonventionellen Schiefergasförderung.	34
Abbildung 16: Mögliches Vorgehen zur Beantwortung der initialen Fragestellung aus Kapitel 1.	39
Abbildung 17: Angenommene Entwicklung des Erdgaspreises in Europa in der Studie von Weijermars (2013, S. 103).	42
Abbildung 18: Gegenüberstellung der wichtigsten Eigenschaften der in der Studie von Weijermars untersuchten fünf Formationen in Schweden, Polen, Deutschland, Österreich und der Türkei (2013, S. 105).	43
Abbildung 19: Auswirkung verschiedener Szenarien auf die Handelsbilanz. Graue Balken spiegeln das Szenario wider, dass keine Schiefergasförderung durchgeführt wird. Bei Blau wird eine eigene Schiefergasförderung durchgeführt. Je tiefer das Blau, umso stärker ist die Schiefergasförderung (Bonetti/Bashlykov, 2014, S. 59).	45
Abbildung 20: Anteil von importiertem Erdgas (braun), eigenem produziertem Schiefergas (hellblau) und eigenem konventionell produziertem Erdgas (dunkelblau) bei verschiedenen Szenarien (Bonetti/Bashlykov, 2014, S. 66).	46
Abbildung 21: Anzahl der neu geschaffenen Jobs bei niedriger, mittlerer und hoher Förderung von Schiefergas (Bonetti/Bashlykov, 2014, S. 74).	47
Abbildung 22: Höhe der Fördereinnahmen bei niedriger, mittlerer und hoher Förderung von Schiefergas (Bonetti/Bashlykov, 2014, S. 74).	48
Abbildung 23: Verwendete Suchbegriffe zum Thema in den Datenbanken ScienceDirect, SpringerProfessional und GoogleScholar.	56
Abbildung 24: Übersicht über die verschiedenen statischen und dynamischen Investitionsrechenverfahren (Hoffmeister, 2008, S. 1 ff.).	61
Abbildung 25: Vorgehen zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer unkonventionellen Schiefergasförderung in Deutschland.	66
Abbildung 26: Veranschaulichung der graphischen Ermittlung des internen Zinsfußes.	67
Abbildung 27: Schritte einer Nutzen-Kosten-Analyse in Anlehnung an (Hanusch, 2011, S. 7).	68
Abbildung 28: Betrachtete Alternativen innerhalb der Nutzwertanalyse.	72
Abbildung 29: Bestimmung der Gewichtung mittels direct rating-Verfahren. Grafik in Anlehnung an Lifka (2008, S. 65 f.).	73

Abbildung 30: Frage 1 und 2 des Interviewleitfadens mit dem Fokus auf der Entwicklung des Erdgaspreises und der Wahl der Schieferformation in Deutschland.	78
Abbildung 31: Frage 3 und 4 des Interviewleitfadens mit dem Fokus auf den möglichen Maßnahmen zur Durchführung eines möglichst sicheren Frackings in Deutschland sowie den damit verbundenen Kosten. Frage 5 beschäftigt sich mit der allgemeinen Einschätzung der Chancen und Risiken von Fracking.	79
Abbildung 32: Frage 6 zur Einschätzung der volkswirtschaftlichen Chancen und Risiken einer unkonventionellen Schiefergasförderung in Deutschland.	80
Abbildung 33: Fortsetzung von Frage 6 des Interviewleitfadens. Zusätzlich noch Frage 7, 8 und 9 zur Diskussion der weiter notwendigen Aspekte für eine unkonventionelle Schiefergasförderung in Deutschland, zur Erfahrung der Experten mit HF sowie zu möglichen Alternativen zur Gewinnung von Erdgas mittels HF.	81
Abbildung 34: Metaanalyse hinsichtlich der Entwicklung der Erdgaspreise, durchgeführt durch Janßen et al. im Jahr 2015 (S. 7).	86
Abbildung 35: Gegenüberstellung möglicher Szenarien für die zukünftige Entwicklung des Erdgaspreises bis 2050.	87
Abbildung 36: Entwicklung des Erdgaspreises im Zeitraum zwischen 2015 und 2019 (YCharts, 2020).	88
Abbildung 37: Stimmverteilung der befragten Interviewpartner hinsichtlich der drei Szenarien (low, middle und high) zur zukünftigen Erdgaspreisentwicklung.	88
Abbildung 38: Lage der Schiefergas-Formationen Unterkarbon, Mittelrhät, Posidonienschiefer und Wealden (eigens entwickelte Grafik auf der Grundlage der Daten und der Deutschland-Karte in der BGR-Studie 2016, S. 1 ff.).	91
Abbildung 39: Verteilung der Stimmen der Experten auf die Formationen Posidonienschiefer, Unterkarbon, Wealden und Mittelrhät hinsichtlich der Frage, welche Formation sie für eine unkonventionelle Schiefergasförderung in Deutschland wählen würden.	94
Abbildung 40: Links: Produktivität über die Zeit für die Fayetteville-Formation. Rechts: Kumulierte Produktionsmenge über die Zeit (Tan et al., 2018, S. 564).	98
Abbildung 41: Entwicklung der Produktionsmengen im Posidonienschiefer über die Zeit im best, average und worst case Szenario.	103
Abbildung 42: Entwicklung der kumulierten Produktionsmengen über die Zeit für die Formation Posidonienschiefer im best, average and worst case Szenario.	105
Abbildung 43: Berechnete Produktionsmengen (best, average und worst case Szenario) für das Szenario einer jährlichen Errichtung von 20 Bohrlöchern über einen Zeitraum von fünf Jahren.	105

Abbildung 44: Kumulierte Produktionsmengen (best, average und worst case Szenario) für das Szenario einer jährlichen Errichtung von 20 Bohrlöchern über einen Zeitraum von fünf Jahren.	106
Abbildung 45: Maßnahmenplan zur Minimierung der Risiken von HF.	112
Abbildung 46: Mit den Experten angepasster Maßnahmenplan zur Minimierung der Risiken von HF. In blauer Schrift: zusätzlichen Anmerkungen der Experten.	116
Abbildung 47: Durch die Experten abgeschätzte Investitionskosten pro Bohrloch im best, average und worst case Szenario.	118
Abbildung 48: Kostenstruktur für die unkonventionelle Schiefergasförderung durch die Firma Cabot Oil & Gas (2019a).	120
Abbildung 49: Zeitliche Entwicklung der Investitionsauszahlungen, Steuern, laufenden Ein- und Auszahlungen sowie des Überschusses nach Steuern und Investitionszahlungen für das bbb-Szenario.	130
Abbildung 50: Zeitliche Entwicklung der Investitionsauszahlungen, Steuern, laufenden Ein- und Auszahlungen sowie des Überschusses nach Steuern und Investitionszahlungen für das aaa-Szenario.	130
Abbildung 51: Zeitliche Entwicklung der Investitionsauszahlungen, Steuern, laufenden Ein- und Auszahlungen sowie des Überschusses nach Steuern und Investitionszahlungen für das www-Szenario.	131
Abbildung 52: Kapitalwert über die Zeit für das bbb-Szenario.	133
Abbildung 53: Kapitalwert über die Zeit für das aaa-Szenario.	133
Abbildung 54: Kapitalwert über die Zeit für das www-Szenario.	134
Abbildung 55: Graphische Bestimmung des internen Zinsfußes für das bbb-Szenario.	135
Abbildung 56: Graphische Bestimmung des internen Zinsfußes für das aaa-Szenario.	136
Abbildung 57: Einfluss von Produktivität, Gaspreis, Steuern, Förderabgaben, kalkulatorischem Zinssatz, Investitions- und Betriebskosten sowie den alleinigen Betriebskosten und Investitionskosten auf den Kapitalwert des aaa-Szenarios.	140
Abbildung 58: Zusammenstellung der Chancen und Risiken einer unkonventionellen Schiefergasförderung mittels HF für die Volkswirtschaft.	142
Abbildung 59: Bewertung des Effekts 1.1 „Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlochs mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.“ durch die befragten Experten.	146
Abbildung 60: Bewertung des Effekts 1.2 „Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlochs mit Öl und Gas“ durch die befragten Experten.	147

Abbildung 61: Bewertung der Effekte 2.1 und 2.2 durch die Experten.	148
Abbildung 62: Bewertung des Wasserverbrauchs beim HF durch die Experten.	149
Abbildung 63: Bewertung der Gefahr von Erdbeben durch die Experten.	151
Abbildung 64: Auswertung der Bewertung der Effekte 5.1 bis 5.3 durch die Experten.	153
Abbildung 65: Bewertung der Lärmbelästigung (Effekt 6.1 bis 6.3) durch die Experten.....	155
Abbildung 66: Bewertung des Effekts 7 „Zerstörung Landschaftsbild“.	156
Abbildung 67: Auswertung der Bewertung für den Effekt 8: Schaffung Arbeitsplätze – geringere Arbeitslosigkeit.....	156
Abbildung 68: Auswertung der Expertenbewertungen für den Effekt „Beitrag zur Reduktion von Kohle, Öl und Atomenergie“.....	157
Abbildung 69: Auswertung der Expertenbewertung für den Effekt „stabilere Energiepreise“....	158
Abbildung 70: Zuteilung Bau/Betrieb, Kosten/Nutzen und Punktverteilung für den Effekt 10....	158
Abbildung 71: Auswertung der Expertenbewertung zu den drei verschiedenen Unterkategorien der Steuereinnahmen.....	160
Abbildung 72: Verteilung der Gewichtung auf die einzelnen externen Effekte 1 – 14.	163
Abbildung 73: Verteilung der Punkte auf die Bereiche Mensch Gesundheit, Mensch Wohlbefinden, Umwelt regional und Umwelt global.....	171
Abbildung 74: Teilnutzwerte für die Bereiche Mensch Gesundheit, Mensch Wohlbefinden, Umwelt regional und Umwelt global aufgetragen für die einzelnen Experten.....	172
Abbildung 75: Verteilung der Kosten- und Nutzen-Anteile für jeden einzelnen Experten....	174
Abbildung 76: Verhältnis Kosten zu Nutzen aufgetragen für jeden Experten.	174
Abbildung 77: Zusammenfassung der Aussagen der Experten zu ihren Erfahrungen und die weiter zu berücksichtigenden Aspekte hinsichtlich einer unkonventionellen Schiefergasförderung mittels Fracking.	179
Abbildung 78: Vergleich des technisch förderbaren Potentials an Schiefergas mit dem jährlichen Verbrauch an Erdgas aus dem Jahr 2016 für die USA und Deutschland (U.S. Energy Information Administration, 2015 & 2016).	185

Abbildung 79: Vergleich des technisch förderbaren Potentials an Erdöl mit dem jährlichen Verbrauch an Erdöl aus dem Jahr 2016 für die USA und Deutschland (U.S. Energy Information Administration, 2015 & 2016). 186

15. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Bezugsquellen von Erdgas für Deutschland (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2015, o. S.).....	10
Tabelle 2:	Investitions- und Produktionskosten für eine unkonventionelle Förderung von Schiefergas im Marcellus Shale (Hefley/Seydor, 2011, S. 65).	16
Tabelle 3:	Übersicht über die mathematischen Modelle zur Beschreibung der jährlichen Produktionsabnahme einer Schiefergasförderung (Tan et al., 2018, S. 562). 26	
Tabelle 4:	Zusammenfassung der Kernaussagen aus Kapitel 2 und die daraus abgeleiteten Lücken im Forschungsstand.	38
Tabelle 5:	Gegenüberstellung der Merkmale von Kosten-Nutzen-Analyse, Nutzwertanalyse und Kosten-Wirksamkeitsanalyse.	70
Tabelle 6:	Beispiel zur Katalogisierung der Effekte bei einer Nutzwertanalyse.....	72
Tabelle 7:	Veranschaulichung der indirekten Methode durch Bewertung der Effekte anhand verschiedener Merkmale.....	74
Tabelle 8:	Ermittelte Gewichtungsfaktoren anhand der indirekten Bewertungsmethode.....	74
Tabelle 9:	Bestimmung des Gesamtnutzwerts auf Basis der Gewichtungsfaktoren und der Bewertung durch Experten.	75
Tabelle 10:	Übersicht über die durch die verschiedenen Experten IP 1- IP 12 beantworteten Fragen.....	83
Tabelle 11:	Lage, Fläche, Tiefe, Mächtigkeit und org. Kohlenstoffgehalt der Formationen Unterkarbon, Posidonienschiefer, Wealden sowie Mittelrhät (Daten entnommen aus BGR, 2016, S. 38, S. 43, S. 47, S. 49).....	91
Tabelle 12:	Technisch förderbares Gesamtpotential an Schiefergas für die Formationen Unterkarbon, Posidonienschiefer, Wealden sowie Mittelrhät (Daten entnommen aus BGR, 2016, S. 87).....	92
Tabelle 13:	Quarz-, Karbonat- und Tonmineralgehalt der Formationen Unterkarbon, Posidonienschiefer, Wealden sowie Mittelrhät (Daten entnommen aus BGR, 2016, S. 26).	93
Tabelle 14:	In den Interviews genannte weitere wichtige Kriterien für die Wahl der Formation zur unkonventionellen Schiefergasförderung.....	96
Tabelle 15:	Initiale Produktionsrate q_i und initiale Abnahmerate a_i der Formationen Barnett, Eagle Ford, Fayetteville, Haynesville und Woodford.	100

Tabelle 16:	Organischer Kohlenstoffgehalt (TOC), Porosität, Karbonat-, Quarz- und Tonmineralgehalt der Formationen Barnett, Eagle Ford, Fayetteville, Haynesville, Woodford im Vergleich zur Posidonienschieferformation.....	101
Tabelle 17:	Berechnete Produktionsmengen über die Zeit für die Formation Posidonienschiefer im best, average und worst case Szenario.....	102
Tabelle 18:	Berechnete kumulierte Produktionsmengen über die Zeit für die Formation Posidonienschiefer im best, average und worst case Szenario.....	104
Tabelle 19:	Zusammenfassung der Kosten für das geplante Szenario einer unkonventionellen Schiefergasförderung in Deutschland.....	125
Tabelle 20:	Betrachtete Szenarien innerhalb der Wirtschaftlichkeitsanalyse.	126
Tabelle 21:	Berechnung Kapitalwert für das bbb-Szenario.	127
Tabelle 22:	Berechnung Kapitalwert für das aaa-Szenario.	128
Tabelle 23:	Berechnung Kapitalwert für das www-Szenario.....	129
Tabelle 24:	Kapitalwerte nach 30 Jahren und maximaler positiver Kapitalwert für alle betrachteten 27 Szenarien.....	137
Tabelle 25:	Kapitalwerte der Szenarien mit average und worst Gaspreis-Szenario.....	138
Tabelle 26:	Einordnung der mit HF verbundenen externen Effekte nach Kosten/Nutzen, Bau/Betrieb sowie Wirkungsdauer, Wirkungsbereich, Häufigkeit und Ausmaß.. ..	143
Tabelle 27:	Punkteverteilung zur Bestimmung der Gewichtung der externen Effekte.....	144
Tabelle 28:	Bewertung der Chancen und Risiken durch den Experten IP 8.....	145
Tabelle 29:	Zusammenfassung der Bewertung der einzelnen externen Effekte von Hydraulic Fracturing durch die Experten.....	161
Tabelle 30:	Mittelwert der Gewichtung aus allen Bewertungen für die externen Effekte von HF.	164
Tabelle 31:	Ausschnitt aus Frage 6 des Interviewleitfadens (vgl. Anhang S. 16).....	165
Tabelle 32:	Mögliche Bewertung des Effekts „Grundwasserverschmutzung durch Undichtigkeiten des Bohrlochs mit Frac-Fluid, Flowback, drilling fluid, etc.“ durch einen Experten.....	166
Tabelle 33:	Mögliche Bewertung des Effekts „Lärmbelästigung durch Pumpen und Frac-Equipment“ durch einen Experten.	167

Tabelle 34:	Mögliche Bewertung des Effekts „Lärmbelästigung durch Pumpen und Frac-Equipment“ durch einen Experten.	167
Tabelle 35:	Bewertung der externen Effekte einer unkonventionellen Schiefergasförderung in Deutschland durch die Experten. Auswertung erfolgte anhand von Variante a).....	169
Tabelle 36:	Berechnete Einzelnutzwerte und Gesamtnutzwerte aufgrund der durch die Experten abgegebenen Punkte. Auswertung erfolgte anhand von Variante a). .	170
Tabelle 37:	Mittelwerte der Teilnutzwerte Mensch Gesundheit, Mensch Wohlbefinden, Umwelt regional und Umwelt global.....	172
Tabelle 38:	Berechnete Gesamtnutzwerte aufgrund der durch die Experten abgegebenen Punkte. Auswertung erfolgte anhand von Variante b).	175
Tabelle 39:	Berechnete Gesamtnutzwerte aufgrund der durch die Experten abgegebenen Punkte. Auswertung erfolgte anhand von Variante c).....	176

16. Abkürzungsverzeichnis

Tcf	Billionen Kubikfuß
BBC	British Broadcasting Corporation
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
D	Darcy
DECC	Department of Energy and Climate Change
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
EWI	Energiewirtschaftliches Institut
EIA	Energy Information Administration
EREC	European Renewable Energy Council
ECF	European Climate Foundation
GWS	Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung
WACC	Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten
GJ	Gigajoule
GWEC	Global Wind Energy Council
HF	Hydraulic Fracturing
IEK-STE	Institut für Energie- und Klimaforschung Systemforschung und Technologische Entwicklung
lfnE	Ingenieurbüro für neue Energie
ISE	Institut für Solare Energiesysteme
IP	Interviewpartner
CAPM	Kapitalgutpreismodell
Km	Kilometer
kWh	Kilowattstunde
CO ₂	Kohlenstoffdioxid

Stb	Lagertankfass
LNG	Liquefied natural gas
M	Meter
μ D	Micro-Darcy
Mrd.	Milliarden
Bcf	Milliarde Kubikfuß
mD	Milli-Darcy
Mio.	Millionen
MMBtu	Millionen britische thermische Einheit
MMcf	Millionen Kubikfuß
nD	Nano-Darcy
OPEC	Organisation erdölexportierender Länder
TOC	organischer Kohlenstoffgehalt
PJ	Petajoule
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
H ₂ S	Schwefelwasserstoff
N ₂	Stickstoff
T	Tausend
Mcf	Tausend Kubikfuß
t	Tonne
UV	Ultraviolett
WTI	West Texas Intermediate

17. Lebenslauf

PERSÖNLICHE DATEN:

Name: Hurnaus
Vorname: Thomas
Geburtsdatum: 5. Oktober 1988 in Trostberg
Familienstand: ledig
Nationalität: deutsch



BERUFLICHER WERDEGANG:

Seit 02/2020

DAW SE, Gerstungen

- Entwicklungsleiter Gebäudehülle
- Aufgabenfeld:
 - Disziplinarische und funktionale Führung von z.Zt. 20 Mitarbeitern
 - Planung, Kalkulation und Umsetzung von Entwicklungsprojekten
 - Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit des verantworteten Portfolios
 - Mitarbeit in Verbänden und Gremien

01/2017 – 01/2020

BASF Construction Solutions GmbH, Trostberg

- Leiter des anwendungstechnischen Labors für Fliesenkleber und Fugenmörtel
- Aufgabenfeld:
 - Disziplinarische und funktionale Führung von 5 Mitarbeitern
 - Technische Beratung von Kunden und Distributionspartnern
 - Koordination von Projekten zur Entwicklung neuer Additive
 - Erarbeitung von Marketingliteratur und Formulierkonzepten

AKADEMISCHER WERDEGANG:

seit 08/2015

Middlesex University London

- Doctor of Business Administration (DBA), Fernstudium
- Doktorvater: Dr. Norbert Obermayr
- Thema der Doktorarbeit: „Wie lassen sich die wirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Chancen von Hydraulic Fracturing als unkonventionelle Fördermethode von Erdgas im Rahmen der Energiewende bewerten?“

10/2013 – 06/2017

Technische Universität München

- Promotion am Lehrstuhl für Bauchemie
- Abschlussnote: summa cum laude („mit Auszeichnung bestanden“)
- Doktorvater: Prof. Dr. Johann Plank
- Thema der Doktorarbeit: „Untersuchungen zur Interaktion von synthetischen und natürlichen Polymeren mit Zement, Metall-komplexen und Metalloxidnanopartikeln für die unkonventionelle Förderung von Kohlenwasserstoffen“

10/2008 – 08/2013

Technische Universität München

- Chemiestudium, Abschluss: Master of Science
- Abschlussnote: 1,2 („mit Auszeichnung bestanden“)

09/1999 – 06/2008

Hertzhaimer Gymnasium Trostberg

- Allgemeine Hochschulreife (Abitur), Abschlussnote: 1,6

AUSLANDSAUFENTHALTE & KONFERENZEN:

04/2015 - 04/2015

Internationale Konferenz, Houston (USA)

- Präsentation eigener Forschungsergebnisse beim “SPE International Symposium on Oilfield Chemistry 2015”
- Ergebnisse hinsichtlich der Publikation “Crosslinking of Guar and HPG Based Fracturing Fluids Using ZrO₂”

Nanoparticles" wurden präsentiert (Details siehe Publikationsverzeichnis)

08/2012 – 10/2012

Firma Denka, Itoigawa (Japan)

- Forschungsschwerpunkt: Bauchemie
- Forschungsergebnisse wurden in folgender Publikation veröffentlicht: „Influence of Sulfate on Physical Properties of Quick-Hardening Cement Compounds“ (Details siehe Publikationsverzeichnis)

18. Danksagung

2013 bis 2017 promovierte ich im Bereich der Chemie an der Technischen Universität München. Anschließend übernahm ich bei der BASF die Laborleitung für das anwendungstechnische Labor für Fliesenkleber und Fugenmörtel. Nach 3 Jahren BASF erhielt ich 2020 die Chance Entwicklungsleiter bei der DAW SE zu werden.

Es war nicht leicht neben diesen herausfordernden Aufgaben noch diese Doktorarbeit an der Middlesex University London (betreut durch die KMU Akademie & Management AG) zu absolvieren. Nur durch die Unterstützung der nachfolgend aufgezählten Personen war dies schlussendlich möglich:

So möchte ich meinem Betreuer Dr. Norbert Obermayr danken, dass er auch zu später Stunde bzw. auch an Wochenenden gut erreichbar war und mir mit Rat und Tat zur Seite stand. Die wissenschaftlichen Diskussionen mit ihm sowie seine kritischen Verbesserungsvorschläge waren entscheidend für das Gelingen dieser Arbeit.

Weiterhin möchte ich mich bei den innerhalb dieser Doktorarbeit befragten Experten bedanken. Diese mussten sich, neben ihren ohnehin schon sehr vollen Terminkalender, die Zeit für die Vorbereitung des Interviews, das Interview selbst und das Korrekturlesen des transkribierten Interviews nehmen. Nicht selten fielen hier mehr als 10 Stunden Arbeitsaufwand an.

Mein Dank gilt auch der gesamten Mannschaft der KMU Akademie & Management und der Middlesex University London (z.B. Prüfungskommission, Consultant und Studienbetreuung) für die gute Betreuung und Gestaltung der Prozesse innerhalb des Doktoratsstudiums.

Mein größter Dank gilt meinen Eltern, Brüdern und Großeltern, die immer für mich da waren und mich stets motivierten. Ohne euch wäre diese Arbeit nicht möglich gewesen.

19. Aufzählung der bisherigen Publikationen

- 10) Hurnas T., Plank J., "Adsorption of non-ionic cellulose ethers on cement revisited", *Construction and Building Materials* **195** (2019) 441 – 449.
- 9) Hurnas T., Echt T., Plank J., "Synthesis, Properties and HT Performance of a Novel Cement Fluid Loss Polymer Modified With Phosphate Groups", *SPE International Conference on Oilfield Chemistry*, April 3 – 5, 2017, Montgomery, TX, USA, SPE paper 184552-MS.
- 8) Hurnas T., Plank J., "Synthesis, Characterization and Performance of a Novel Phosphate-Modified Fluid Loss Additive Useful in Oil Well Cementing", *Journal of Natural Gas Science and Engineering* **36** (A) (2016) 165 – 174.
- 7) Hurnas T., Plank J., "An ITC Study on the Interaction Energy Between Galactomannan Biopolymers and Selected MO₂ Nanoparticles in Hydrogels", *ChemistrySelect* **1** (8) (2016) 1804 – 1809.
- 6) Hurnas T., Plank J., "Behavior of Titania Nanoparticles in Crosslinking Hydroxypropyl Guar Used in Hydraulic Fracturing Fluids For Oil Recovery", *Energy & Fuels* **29** (2015) 3601 – 3608.
- 5) Echt T., Salami O. T., Hurnas T., Plank J., "Salt Cementing Systems: Effect of Specific Ions on the Performance of High Temperature Cement Fluid Loss Polymers", *SPE – International Symposium on Oilfield Chemistry*, The Woodlands (TX/USA), April 13–15, 2015, SPE paper 173764.
- 4) Hurnas T., Plank J., "Crosslinking of Guar and HPG Based Fracturing Fluids Using ZrO₂ Nanoparticles", *SPE – International Symposium on Oilfield Chemistry*, The Woodlands (TX/USA), April 13–15, 2015, SPE paper 173778.
- 3) Plank J., Hurnas T., Tiemeyer C., Echt T., "Temperature-Induced Changes in the Solved Conformation of Cement Fluid Loss Polymers and the Consequences for Their Performance", *SPE – International Symposium on Oilfield Chemistry*, The Woodlands (TX/USA), April 13–15, 2015, SPE paper 173796.
- 2) Hara H., Higuchi T., Morioka M., Hurnas T., Plank J., Sakai E., "Influence of Sulfate on Physical Properties of Quick-Hardening Cement Compounds", in: C. Fentiman, R.

Mangabhai, K. Scrivener (Eds.), *Calcium Aluminates, Proceedings of the International Conference 2014*, Avignon (France), May 18-21, IHS BRE Press, Garston (UK), 2014, p. 459 – 469. ISBN: 978-1-84806-316-7

- 1) Echt T., Hurnaus T., Tiemeyer C., Plank J., "Synergistische und Antagonistische Wechselwirkungen zwischen Zusatzmitteln im Tiefbohrzement", *DGMK/ÖGEW-Frühjahrstagung 2014*, Fachbereich Aufsuchung und Gewinnung, April 24.-25., 2014, Celle (Germany), DGMK-Tagungsbericht (2014-1) 637 – 646. ISBN: 978-3-941721-42-5