



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften

 **acatech**
DEUTSCHE AKADEMIE DER
TECHNIKWISSENSCHAFTEN

 **UNION**
DER DEUTSCHEN AKADEMIEN
DER WISSENSCHAFTEN

Juni 2023
Impuls

Fracking: eine Option für Deutschland? Chancen, Risiken und Ungewissheiten beim Fracking in nicht konventionellen Lagerstätten

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Impuls

Sollte eine nationale Schiefergasförderung die Erdgasversorgung in Deutschland ergänzen? Die Frage wurde im Zuge der Gasknappheit in 2022 neu diskutiert. Dieser Impuls analysiert Argumente, die für und wider den Einsatz von Fracking in nicht konventionellen Lagerstätten aufgeführt werden. Folgende Punkte lassen sich zusammenfassend festhalten:

- **Geringe Umweltrisiken:** Die durch Fracking induzierten Umweltrisiken **sind gering**. Dies betrifft die Erdbebengefahr, eine mögliche Verschmutzung von Grundwasser sowie zusätzliche Methanemissionen. Restrisiken sind jedoch nicht auszuschließen.
- **Beitrag zum Klimaschutz nicht abschließend zu bewerten:** Im Vergleich zum Import von Fracking-Gas aus den USA würden bei einer nationalen Förderung **weniger CO₂-Emissionen** entstehen (Wegfall von Verflüssigung und Transport). Inwiefern die **zusätzlichen Mengen fossilen Erdgases** die Klimaziele langfristig beeinflussen würden, ist jedoch nicht abschließend zu bewerten.
- **Erst mittelfristig einsetzbar:** Sollte das Fracking-Verbot aufgehoben werden, wäre aufgrund der technisch und rechtlich notwendigen Schritte eine Gasförderung voraussichtlich frühestens in **drei bis vier** Jahren möglich.
- **Höhere Versorgungssicherheit:** Eine nationale Schiefergasförderung würde die Versorgungssicherheit in Deutschland mittelfristig **erhöhen**. Vor dem Hintergrund eines steigenden Erdgasangebots auf dem Weltmarkt wäre dies jedoch auch durch eine **Diversifizierung der Lieferländer** möglich.

Inhalt

Fracking in Deutschland: eine Option?	3
1. Wie groß sind Erdgaspotenziale in nicht konventionellen Lagerstätten in Deutschland? .	5
2. Sind Erfahrungen mit möglichen Umweltrisiken von Fracking aus dem Ausland auf Deutschland übertragbar?	7
3. Wie groß ist das Risiko, durch Fracking Erdbeben zu verursachen?	7
4. Welche Risiken birgt Fracking für das Grundwasser und Oberflächengewässer?	8
5. Wie hoch ist der Wasserverbrauch beim Fracking?	9
6. Wie hoch sind die durch Fracking verursachten Methanemissionen?.....	9
7. Welchen Einfluss hätte Fracking in Deutschland auf den Klimaschutz?.....	10
8. Kann Fracking die Versorgungssicherheit in Deutschland erhöhen?	11
9. Wie bald wäre Fracking in Deutschland nach aktueller Gesetzeslage möglich?	11
10. Könnte der Zeitraum bis zur Inbetriebnahme von Fracking-Bohrungen wesentlich verkürzt werden?	13
11. Gibt es tragfähige Geschäftsmodelle für Fracking in Deutschland?.....	13
Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	15
Mitwirkende	16
Literatur.....	17
Mitwirkende	16

Fracking in Deutschland: eine Option?

Soll Fracking einen Beitrag zur Energieversorgung in Deutschland leisten? Diese Frage schien nach intensiven Debatten und dem Beschluss des Bundestages 2016 zum Fracking-Verbot mit „nein“ beantwortet. Vor dem Hintergrund des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine erhielt sie jedoch eine neue Bedeutung: Russland hat die Erdgaslieferungen in die Europäische Union im Zuge des Krieges nahezu gänzlich eingestellt. Infolgedessen ist die Verfügbarkeit von Erdgas gesunken, und die Preise sind – zumindest zeitweise – stark gestiegen. Zwar muss der Erdgasverbrauch vor diesem Hintergrund und im Hinblick auf die klimapolitischen Ziele ohnehin gesenkt und Erdgas durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden.

Solange Erdgas jedoch als Brückentechnologie benötigt wird, ist die Politik gefragt, die Beschaffungsmöglichkeiten für Erdgas zu diversifizieren. Könnte oder sollte – neben dem erhöhten Import von verflüssigtem Erdgas (LNG, Liquefied Natural Gas) – also die heimische Förderung von Erdgas aus nicht konventionellen Lagerstätten durch Fracking (Hydraulic Induced Fracturing) zu dieser Diversifizierung beitragen? Diese könnte die Produktion von Erdgas in Deutschland aus konventionellen Lagerstätten ergänzen, die derzeit etwa fünf Prozent des hierzulande genutzten Erdgases bereitstellt.¹

Dieses Papier erörtert verschiedene Fragen, die für eine Entscheidung, ob Fracking in nicht konventionellen Lagerstätten in Deutschland in Betracht gezogen werden sollte, relevant sind. Dabei betrachtet es sowohl technische, ökologische, ökonomische, gesellschaftliche als auch gesamtsystemische Aspekte. Die hier getroffenen Aussagen basieren zu großen Teilen auf Erkenntnissen eines von dem Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) durchgeführten Workshops², auf Experteninterviews und auf einer Analyse aktueller Literatur.

1 Die inländische Förderung von Erdgas belief sich im Jahr 2022 auf 44 TWh Erdgas [2]. Selbst bei dieser geringen Fördermenge werden die konventionellen Lagerstätten in Deutschland in wenigen Jahren erschöpft sein. Im Jahr 2022 wurden in Deutschland ca. 847 TWh Erdgas verbraucht (2021: 1.029 TWh).

2 Der Workshop fand am 2. November 2022 statt. Teilnehmer*innen des Workshops waren: Stephanie Dachsberger (acatech-Geschäftsstelle), Dr. Berit Erlach (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech-Geschäftsstelle), Prof. Dr.-Ing. Manfred Fischeck (ESYS-Direktorium | Wuppertal Institut), Dr. Dieter Franke (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe), Prof. Dr. Hans-Georg Frede (Universität Gießen), Jörn Gierds (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech-Geschäftsstelle), Dr. Ulrich Glotzbach (acatech-Geschäftsstelle), Matthias Hartung (Wintershall Dea), Dr. Gernot K. Kalkoffen (Exxon Mobil | acatech), Dr. Johanna Kemper (Wintershall Dea), Bernd Kirschbaum (Umweltbundesamt), Prof. Dr. Hans-Joachim Kümpel (acatech), Prof. Dr. Johann-Christian Pielow (Ruhr-Universität Bochum), Prof. Dr. Karen Pittel (ESYS-Direktorium | Ifo Institut), Daniel Raimi (Resources for the Future and University of Michigan), Prof. Dr. Michael Reinhardt (Universität Trier), Prof. Dr. Ortwin Renn (IASS Potsdam – Institute for Advanced Sustainability Studies), Dirk Uwe Sauer (ESYS-Direktorium | RWTH Aachen), Frank Sailer (Stiftung Umweltenergierecht), David Schlund (EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln), Prof. Dr. Dr. h. c. Christoph M. Schmidt (RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung | acatech), Dr. Cyril Stephanos (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech-Geschäftsstelle), Prof. Dr.-Ing. Jan Wörner (acatech). Das vorliegende Papier gibt nicht die Einschätzung einzelner Workshopteilnehmer*innen wieder, sondern wurde von den für das Papier genannten Autor*innen im Nachgang des Workshops und auf Basis der Workshopergebnisse verfasst.

Was ist Fracking und wo wird es eingesetzt?

Beim Fracking wird unter hohem Druck eine Flüssigkeit („Frac-Fluid“) in einen Untergrund gepumpt. Dies erzeugt Risse, die durch Additive in der verwendeten Flüssigkeit offengehalten werden und durch die in der Gesteinsschicht vorhandenes Erdgas entweichen kann. Fracking wird sowohl in konventionellen als auch nicht konventionellen Lagerstätten eingesetzt. Diese unterscheiden sich in ihren geologischen Eigenschaften:

- **Konventionelle Lagerstätten** bezeichnen Vorkommen, in denen sich Kohlenwasserstoffe in durchlässigen Speichergesteinen angesammelt haben. Aus ihnen kann Erdgas ohne den Einsatz von Fracking gewonnen werden. Jedoch wird Fracking teilweise auch in konventionellen Lagerstätten genutzt, um wirtschaftliche Förderraten aufrechtzuerhalten. Fracking in konventionellen Lagerstätten kam zu diesem Zweck seit den sechziger Jahren circa dreihundertmal in Deutschland zum Einsatz und ist auch heute nicht verboten. Im Vergleich zu nicht konventionellen Lagerstätten ist der Einsatz angesichts anderer Verfahrensweisen (zum Beispiel hinsichtlich der Art und Menge der verwendeten Chemikalien) weniger umstritten.
- Der Begriff der **nicht konventionellen Lagerstätten** ist unscharf und wird nicht einheitlich verwendet. Nicht konventionelle Lagerstätten weisen in der Regel eine sehr geringe Durchlässigkeit auf, sodass es für die Förderung von Gas erforderlich ist, das Gestein aufzubrechen und Risse („Fracs“) zu erzeugen. Fracking ist daher Voraussetzung für die Förderung von Erdgas aus nicht konventionellen Lagerstätten. Zu diesem Zweck wird eine Tiefbohrung in die gasführenden Sedimentschichten vorgenommen und durch Horizontalbohrungen fortgesetzt (siehe Abbildung 1). Durch die Bohrung wird das Frac-Fluid in den Untergrund gepumpt. Da es sich bei den Gesteinsschichten oft um Schiefer handelt, wird das so geförderte Erdgas oft als „Schiefergas“ bezeichnet.

Diese Publikation betrachtet im Folgenden ausschließlich Fracking in nicht konventionellen Lagerstätten.

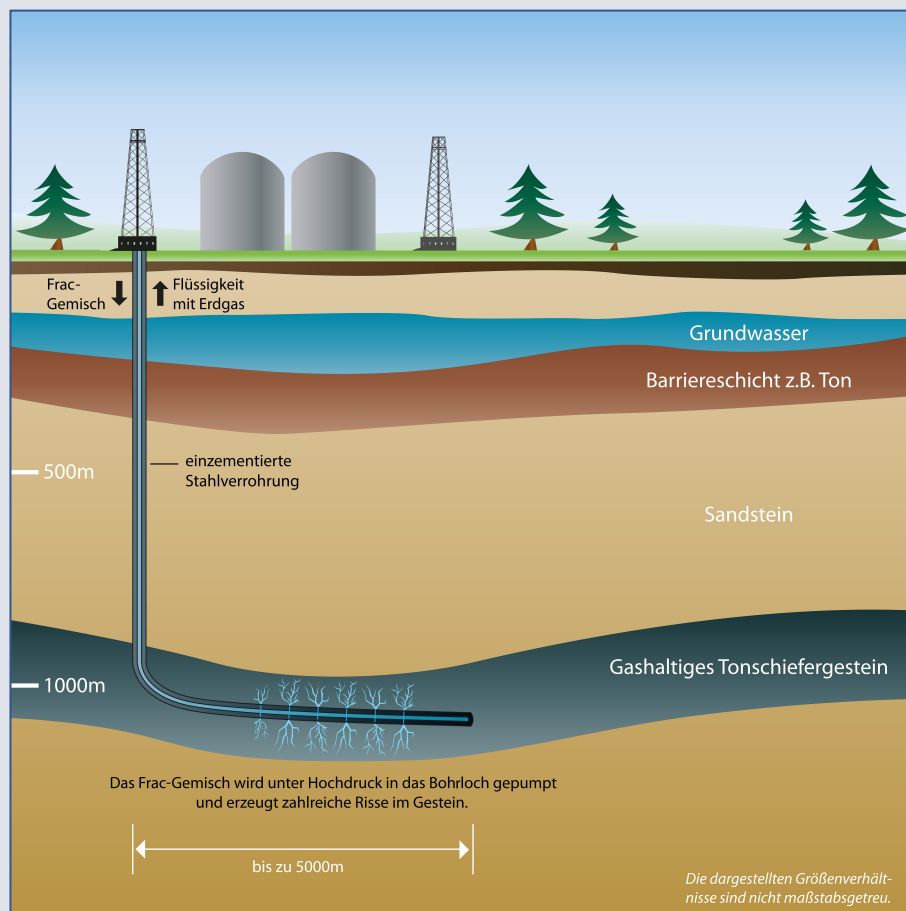


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Fracking-Prozesses (Quelle: bilderzweig/stock.adobe.com, Abbildung verändert)

1. Wie groß sind Erdgaspotenziale in nicht konventionellen Lagerstätten in Deutschland?

Um die mögliche Bedeutung der Förderung von Erdgas aus nicht konventionellen Lagerstätten in Deutschland einzuordnen, ist zunächst die Größenordnung der vorhandenen Erdgaspotenziale zu klären. Diese Frage ist jedoch nicht eindeutig zu beantworten: Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) schätzt, dass **320 bis 2.030 Milliarden Kubikmeter technisch förderbares Schiefergas in Deutschland** in einer Tiefe zwischen 1.000 und 5.000 Metern vorliegen ([1] S. 86).³ Diese Potenziale werden als **Ressourcen** bezeichnet [1]. Die größten Lagerstätten in Deutschland befinden sich in Niedersachsen an der Grenze zu Nordrhein-Westfalen (siehe Abbildung 2). Innerhalb der Europäischen Union verfügen lediglich Frankreich, Spanien und Rumänien über größere Schiefergasressourcen als Deutschland.⁴

Bisher liegen keine Abschätzungen darüber vor, welcher Anteil der Erdgasressourcen mit der heutigen Technik und zu heutigen Preisen wirtschaftlich förderbar wäre. Hinzu kommen weitere begrenzende Rahmenbedingungen: So kommen zum Beispiel Teile der Ressourcen nicht für die Förderung infrage, weil sie unter Städten oder in Naturschutzgebieten liegen. Der tatsächlich förderbare Anteil an Erdgas wird als **Reserven** bezeichnet. Für die Analyse der in Deutschland vorliegenden Reserven wären dezidierte Untersuchungen mit Explorationsbohrungen notwendig. Diese Untersuchungen wurden für Deutschland bislang nicht durchgeführt [6]⁵, deshalb liegen hierfür bisher nur Einschätzungen vor.

Fachleute schätzen, dass jährlich etwa 5 bis 10 Milliarden Kubikmeter Erdgas aus nicht konventionellen Lagerstätten in Deutschland gefördert werden könnten. Dies entspricht ungefähr 6 bis 12 Prozent des Erdgasverbrauchs in Deutschland, bezogen auf das Jahr 2022.⁶ Für eine Förderung dieser Größenordnung bräuchte es circa 400 bis 800 Bohrungen. Diese würden sich auf etwa 30 bis 60 sogenannten Clusterplätzen befinden.⁷

3 Werden auch Potenziale zwischen 500 m und 1.000 m Tiefe berücksichtigt, erhöht sich die Menge theoretisch technisch förderbaren Schiefergases in Deutschland auf 380 bis 2.240 Mrd. m³ ([1] S. 86). Bei einer Förderung im Tiefenintervall von 500 bis 1.000 m steigt jedoch das Risiko, das Grundwasser zu beeinträchtigen. Es wird daher empfohlen, bei Fracking-Bohrungen einen Abstand von 1.000 m zu Grundwasserleitern einzuhalten (vgl. z. B. [3]). In der Vergangenheit gab es z. B. in den USA jedoch auch Fracking-Bohrungen in Tiefen geringer als 1.000 und 500 m [4]. Eine Förderung aus Tiefen von mehr als 5.000 m wäre technisch möglich, ist aber aufwendig und deshalb in der Regel unwirtschaftlich [5].

4 In Europa befinden sich etwa 6 % der aktuell weltweit ausgewiesenen Schiefergasressourcen. Der Großteil der Ressourcen befindet sich in Nordamerika (24 %), Australasien (22 %) und Lateinamerika (20 %) ([1] S. 90).

5 Weder die zuständigen Bundesländer noch Unternehmen haben nach Auskunft des Bundesumweltministeriums in der Vergangenheit Initiativen für Probebohrungen gezeigt [6]. Die niedersächsische Landesregierung schließt Probebohrungen derzeit aus. [7]

6 1 Mrd. m³ Erdgas entspricht etwa 10 TWh Erdgas. Deutschland verbrauchte 2022 ca. 847 TWh Gas [2].

7 Diese Bandbreite spiegelt die im Rahmen des ESYS-Workshops diskutierten Zahlen wider.



Abbildung 2: Übersicht der Potenzialgebiete in Deutschland (Quelle: Digitales Geländemodell: © GeoBasis-DE/BKG2015, Daten verändert ([1] S. 29))

2. Sind Erfahrungen mit möglichen Umweltrisiken von Fracking aus dem Ausland auf Deutschland übertragbar?

In Deutschland und Europa liegen so gut wie keine Erfahrungen mit Fracking nicht konventioneller Lagerstätten vor. Für die Bewertung von Umweltrisiken, die im Zusammenhang mit Fracking stehen, kann man jedoch auf **umfangreiche Erfahrungen aus dem Ausland** zurückgreifen⁸: Allein in den **USA**⁹ wurden bis 2020 circa zwei Millionen Bohrungen durchgeführt. Insbesondere in der Anfangszeit des Fracking-Booms kam es teilweise zu großen Umweltschäden. Viele US-Bundesstaaten haben daraufhin Umweltstandards für das Verfahren eingeführt und diese im Zeitverlauf erhöht und konnten so die Umweltrisiken reduzieren.

Viele Umweltschäden, wie sie in den Anfangsjahren des Fracking-Booms in den USA aufgetreten sind, ließen sich in **Deutschland** nach Einschätzung der Expertenkommission Fracking vermeiden ([8]). In Deutschland gelten in vielen Bereichen strenge Umweltauflagen, die für das Fracking nicht konventioneller Lagerstätten Anwendung finden und über den internationalen Standard hinausgehen würden. So gibt es in Deutschland zum Beispiel eine Strategische Umweltprüfung (SUP)¹⁰ und Vorgaben zur Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) für Fracking-Vorhaben, die in den USA, Kanada und Australien nicht gelten ([10] S. 9 f.). Dennoch sind selbst bei Anwendung hoher Umweltauflagen **Restrisiken** für die Umwelt nicht gänzlich vermeidbar. Dies gilt in Deutschland insbesondere auch angesichts der dichten Besiedlungsstruktur.

3. Wie groß ist das Risiko, durch Fracking Erdbeben zu verursachen?

In **Deutschland** wird das Risiko, ein Erdbeben durch Fracking zu verursachen, als **sehr gering** eingeschätzt ([8] S. 24 f.; [1] S. 173). Um Risiken weiter zu reduzieren, empfiehlt die Expertenkommission Fracking unter anderem eine auf einem detaillierten Monitoring basierende Ampelsteuerung: Diese sieht vor, Gebiete, in denen gefrackt wird, seismologisch zu überwachen und bei gemessener Seismizität die Fracking-Maßnahmen zu reduzieren oder einzustellen. Erdbebenrisiken vollständig zu vermeiden ist jedoch auch bei Anwendung hoher Standards nicht möglich. In den vergangenen Jahren kam es in Einzelfällen in verschiedenen Gegenden der Welt zu Erdbeben mit erheblicher Schadenswirkung, die mit dem Einsatz von Fracking in Verbindung gebracht werden.¹¹ Gemessen an der hohen Zahl an **weltweit** durchgeführten Fracking-Bohrungen sind jedoch nur in sehr seltenen Fällen schadensrelevante Erdbeben aufgetreten ([9] S. 152).

8 Erdbeben können durch Fracking nur ausgelöst werden, wenn im Untergrund Spannungen bereits vorhanden sind. Die in den Boden gepumpten Flüssigkeiten können die Reibung zwischen den Schichten verringern. Ausländische Geosysteme mit Schiefergasvorkommen (etwa in den USA, Australien und Kanada) sind grundsätzlich vergleichbar mit solchen in Deutschland. Hierzulande kann allerdings in bestimmten Bereichen eine höhere tektonische Beanspruchung angenommen werden, so z. B. für die potenziellen Schiefergasvorkommen im Rheinischen Schiefergebirge ([8] S. 5). Wesentlicher Unterschied ist in weiten Bereichen eine höhere Siedlungsintensität im Bereich der Schiefergasvorkommen in Deutschland und Europa.

9 Die Vereinigten Staaten sind der weltweit größte Produzent von Schiefergas. Im Jahr 2022 wurden dort etwa 800 Mrd. m³ Schiefergas gefördert. Das entspricht ca. 80 % der US-amerikanischen Erdgaserzeugung [8]. Schiefergas wird auch zu geringeren Anteilen in weiteren Ländern gefördert (insbesondere China, Kanada und Argentinien).

10 Die Strategische Umweltprüfung ist eine Regelung zur Planung und Voreingriffsuntersuchung eines Vorhabens und dient u. a. dazu, Ausschlussgebiete bei der Standortauswahl festzulegen.

11 Durch ein durch Fracking induziertes Erdbeben im Sichuan-Becken, China, im Februar 2019 kamen 2 Menschen ums Leben und 19 weitere wurden verletzt. Dieses Erdbeben war das erste und bisher einzige, das durch Fracking induziert wurde und bei dem es zu Todesfolgen kam. Weitere durch Fracking induzierte Erdbeben mit erheblicher Schadenswirkung wurden auch in Kanada, Argentinien und den USA festgestellt ([8] S. 11 f.).

4. Welche Risiken birgt Fracking für das Grundwasser und Oberflächengewässer?

Die Expertenkommission Fracking ([8] S. 22) schätzt das Risiko für die Verschmutzung des oberflächennahen Grundwassers und der Oberflächengewässer durch Fracking tief liegender (> 1.000 m) Erdgaslagerstätten als **gering** ein. Es gibt **weltweit** bisher keine Nachweise für die Kontaminierung des oberflächennahen Grundwassers durch Frac-Fluide¹² oder Lagerstättenwasser¹³ ([10] S. 12), wenngleich die Autor*innen anmerken, dass ein solches Risiko nicht für alle Geosysteme auszuschließen sei. Die größten negativen Auswirkungen für das Grundwasser und die Oberflächengewässer gehen hingegen vom **Umgang mit wassergefährdenden Stoffen an der Erdoberfläche** der Förderstätte aus ([10] S. 87).

Um die Risiken für das Grundwasser und die Oberflächengewässer zu minimieren, empfiehlt die Expertenkommission insbesondere ein umfassendes **Baseline Monitoring**, das den Zustand des Gebiets vor der Fracking-Bohrung erfasst und Überwachungsmaßnahmen während und nach der Fracking-Bohrung ermöglicht. Darüber hinaus müsse vor der Fracking-Bohrung geklärt werden, wie mit dem potenziell anfallenden sogenannten **Flowback**¹⁴, bestehend aus Frac-Fluiden und Lagerstättenwasser, umzugehen ist. Dieser sollte soweit möglich aufbereitet und wiederverwendet werden.

Nach Angaben von Wirtschaftsvertreter*innen im Rahmen des ESYS-Workshops können zwischen 30 und 70 Prozent der anfallenden Flüssigkeiten recycelt und wiederverwendet werden. In der US-amerikanischen Praxis wird bislang jedoch angesichts hoher Kosten nur ein sehr geringer Teil (kleiner als ein Prozent) der Flüssigkeiten aufbereitet und wiederverwendet – der Großteil wird hingegen in Bohrlöcher verpresst. Eine solche Verpressung ist in Deutschland nur eingeschränkt erlaubt.¹⁵ Die somit notwendige Entsorgung großer Mengen von gefördertem Wasser könnte in Deutschland daher zu einem wichtigen Entscheidungskriterium für das Fracken nicht konventioneller Lagerstätten werden ([10] S. 81).

Epidemiologische Studien, die insbesondere aus den USA vorliegen, zeigen zwar Assoziationen zwischen Fracking-Maßnahmen und **gesundheitlichen Effekten**, insbesondere durch Flowback (z. B. [11]; [12]) und Luftschadstoffe [13].¹⁶ Allerdings erlaubt die Studienlage es bisher nicht, belastbare Aussagen über das Vorliegen oder Nichtvorliegen kausaler Zusammenhänge zu treffen ([14] S. 1007).¹⁷ Vor diesem Hintergrund ist es wichtig, gesundheitliche Belastungen in der Nähe von Fracking-Förderstätten humantoxikologisch auszuwerten.

12 Als Frac-Fluide wird die Summe aller Flüssigkeiten bezeichnet, die bei einem Frac eingebracht werden. Frac-Fluide setzen sich aus Wasser und sogenannten Frac-Zusätzen zusammen. Solche Zusätze sind z. B. Salzsäure, welche die Rohre reinigt und die Rissbildung im Gestein unterstützt, und z. B. Korrosionsschutz, welcher die Anlagen, Ausrüstung und den Bohrstrang schützt. Wollin et al. [14] merken die hohe Zahl eingesetzter Chemikalien mit z. T. ungeklärter Toxizität an. In Deutschland dürfen gemäß Fracking-Gesetz jedoch keine wassergefährdenden Zusätze beim Fracking in nichtkonventionellen Lagerstätten verwendet werden.

13 Lagerstättenwasser ist Grundwasser, das in tiefen Grundwasserleitern vorkommt und eine hohe Konzentration gelöster Salze und teilweise auch natürlicher radioaktiver Isotope beinhaltet.

14 Flowback (Rückfluss) bezeichnet die Flüssigkeiten, die während und bis zu etwa einem Monat nach dem Fracken am Bohrloch oberflächlich austreten. Das Wasser, das langfristig aus dem Bohrloch fließt, wird als produced water (gefördertes Wasser) bezeichnet und besteht in zunehmendem Maß aus Lagerstättenwasser.

15 Die Verpressung des Frac-Fluids ist in Deutschland nicht zulässig. Eingeschränkt zugelassen ist lediglich die Rückführung des Lagerstättenwassers ([8] S. 22).

16 Einer aktuellen Studie der Universität Harvard [13] zufolge haben Personen, die in der unmittelbaren Umgebung oder in Windrichtung von Förderstätten wohnen, ein statistisch signifikant erhöhtes (+ 2,5 %) Sterberisiko. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass die von den Förderstätten emittierten und mit dem Wind transportierten Luftschadstoffe zu einer erhöhten Sterblichkeit beitragen.

17 Insbesondere sei dies darin begründet, dass Daten aufgrund eines fehlenden Baseline Monitoring nicht verfügbar sind [14].

5. Wie hoch ist der Wasserverbrauch beim Fracking?

Der Wasserbedarf beim Fracking kann je Bohrung bis zu 19.000 Kubikmeter betragen ([10] S. 71; [15]; [16]; [17]).¹⁸ Der genaue Verbrauch ist abhängig vom Geosystem, der verwendeten Fracking-Methode und der Anzahl der Fracs. Zwar machen die beim Fracking nicht konventioneller Lagerstätten benötigten Wassermengen in der Regel nur einen sehr kleinen Anteil des regionalen Wasserverbrauchs aus. In der Vergangenheit kam es dennoch in einzelnen (wasserärmeren) Regionen der USA zu sogenanntem Wasserstress durch Fracking ([10] S. 71, [18]). Von Wasserstress ist die Rede, wenn zwanzig Prozent oder mehr des erneuerbaren Wasserdargebots genutzt werden [19].

Mit fortschreitendem Klimawandel werden hohe Wasserverbräuche relevanter: Regional könnte ein hoher Wasserbedarf beim Fracking die **Wasserknappheit** bei Trockenheit und Dürre verschärfen. Dies beträfe in der Regel zuerst die vom Grundwasser abhängigen Ökosysteme wie Feuchtwiesen, Moore, Sumpfbereiche und Wälder. Gleichzeitig wird der landwirtschaftliche Bewässerungsbedarf durch steigende Temperaturen und längere Trockenperioden in Zukunft zunehmen, was zu einer wachsenden Konkurrenz um das verfügbare Grundwasser führen wird. Zur Frage, ob und inwiefern Fracking nicht konventioneller Lagerstätten in **Deutschland** eine potenzielle Wasserknappheit verschärfen könnte, besteht Forschungsbedarf.

6. Wie hoch sind die durch Fracking verursachten Methanemissionen?

Bei der Förderung und Verarbeitung von Erdgas entweicht in der Regel ein Anteil des Erdgases in die Atmosphäre. Da Erdgas (Methan) ein starkes Treibhausgas ist, ist der Anteil dieser Methanemission besonders relevant.¹⁹ Die Methanemissionen von Fracking in nicht konventionellen Lagerstätten liegen **in der gleichen Größenordnung wie die der Erdgasförderung in konventionellen Lagerstätten** ([20] S. 32 ff.). Denn der weit überwiegende Teil der Methanemissionen (circa 99 Prozent) in der Erdgas-Wertschöpfungskette entsteht nicht bei der Exploration²⁰, sondern während Produktion, Prozessierung, Lagerung und Transport sowie Verteilung. Diese Prozessschritte sind fast ausschließlich lagerstättenunabhängig²¹, da zum Beispiel das Gas bei beiden Gewinnungsmethoden im selben Gasnetz verarbeitet wird. Bedeutender für die Höhe der Methanemissionen sind hingegen das Alter und der Wartungszustand der Produktionsanlagen ([21] S. 30).

Über die Höhe der Methanemissionsrate in der Erdgas-Wertschöpfungskette gibt es in der **internationalen Fachliteratur** stark unterschiedliche Angaben, die von 0,1 bis zu 17 Prozent reichen ([20] S. 11; [21]). Auch Schätzungen zur erwarteten Methanemissionsrate einer möglichen Schiefergasförderung in **Deutschland** weichen voneinander ab:

18 Diese Angabe deckt sich mit Einschätzungen des internationalen Branchenverbands der Öl- und Gasförderunternehmen. Dieser schätzt, dass für eine Horizontalbohrung in Europa zwischen 10.000 und 20.000 m³ Wasser benötigt werden [15]. Raimi [16] sowie Kondash und Vengosh [17] geben den Wasserverbrauch je produzierter Energieeinheit an. Demnach liegt der Wasserverbrauch zwischen 6 und 23 Litern pro Gigajoule oder entsprechend zwischen etwa 20 und 80 Litern pro MWh. Der Wasserverbrauch fällt punktuell beim Fracken an, nicht über die gesamte Förderdauer.

19 In den ersten 100 Jahren nach der Freisetzung trägt Methan etwa 25- bis 34-mal so stark zum Treibhauseffekt bei wie Kohlenstoffdioxid; in den ersten 20 Jahren nach Freisetzung etwa 84- bis 86-mal so stark [22]. Vor diesem Hintergrund ist der Austritt von Methan für den Klimawandel besonders relevant. Neben der Energiewirtschaft entstehen Methanemissionen insbesondere in der Land- und Abfallwirtschaft.

20 Zum Explorationsprozess gehört die sogenannte „Hydrofrakturierung“, die den eigentlichen Frackvorgang mit dem Ausbau der Bohrung inkl. aller zugehörigen benötigten technischen Einrichtungen umfasst [20].

21 Eine eindeutige Zuordnung zur Gasförderung aus nicht konventionellen Lagerstätten kann nur für das Bohrloch-Workover vorgenommen werden. Dieses macht jedoch nur einen Anteil von 0,8 % der Emissionen in der Produktion (Gesamtanteil von 58 %) aus [20].

- Eine von der Expertenkommission Fracking in Auftrag gegebene Studie nimmt an, dass für Förderungen aus nicht konventionellen Lagerstätten Emissionsraten deutlich kleiner als ein Prozent zu erwarten sind, sofern die beste verfügbare Technologie²² eingesetzt wird ([20] S. 5).
- Die Expertenkommission selbst schließt sich der Einschätzung aus dem Gutachten nicht an und geht davon aus, dass die Methanemissionsrate in Deutschland bei etwa 2 bis 4 Prozent liegen würde ([8] S. 23).

Die verschiedenen Angaben über Methanemissionsraten lassen sich insbesondere auf **unzureichende Messverfahren** zurückführen. Die Expertenkommission Fracking plädiert vor diesem Hintergrund für ein verbessertes Methanmonitoring, in das eine Kombination sowohl standortbezogener Messungen (Bottom-up-Ansatz) als auch Messungen durch Fernerkundungen, etwa Satelliten und Drohnen, (Top-down-Ansatz) einfließen.

7. Welchen Einfluss hätte Fracking in Deutschland auf den Klimaschutz?

Um Auswirkungen von Fracking in Deutschland auf den Klimaschutz bewerten zu können, müssen verschiedene Effekte berücksichtigt werden: Einerseits würde in Deutschland gefördertes Schiefergas einen **niedrigeren CO₂-Emissionsfaktor als importiertes LNG** aufweisen, da bei inländischer Erzeugung und Verteilung keine Energie für die Verflüssigung, die Regasifizierung und den Schiffstransport von LNG erforderlich ist.²³ Zusätzlich könnten die Methanemissionen bei Förderung und Verteilung des Erdgases in Deutschland angesichts **vergleichsweise hoher Umweltstandards** geringer ausfallen als in anderen Ländern.

Andererseits ist angesichts der global hohen Nachfrage davon auszugehen, dass in Deutschland zusätzlich gefördertes Erdgas die **vorher importierten Mengen auf dem Weltmarkt nicht ersetzt**, sondern zusätzlich zu diesen angeboten würde. Das so erhöhte Angebot könnte dazu führen, dass die Erdgaspreise auf dem Weltmarkt leicht sinken. In Anbetracht der im Verhältnis zum globalen Angebot relativ geringen Mengen (5 bis 10 Milliarden Kubikmeter deutscher Fördermenge entsprechen circa 0,125 bis 0,25 Prozent der globalen Erdgasförderung in 2021) dürfte sich dieser Effekt allerdings in Grenzen halten.

Sollte der regionale Erdgaspreis in Deutschland und Europa aufgrund Frackings in Deutschland sinken, könnte dies dazu führen, dass **Kohle schneller durch Erdgas** ersetzt wird. Das könnte die Treibhausgasemissionen verringern, da die Verbrennung von Erdgas weniger CO₂ verursacht als die Verbrennung von Kohle.

²² Beste verfügbare Technologie sollte sowohl bei der Erkundung und Erschließung der Lagerstätte als auch im Bereich der Produktion, Aufbereitung und Verteilung im Zusammenhang mit der Verwahrung von Bohrungen und im Rahmen der Überwachung eingesetzt werden ([20] S. 60). Einen besonders hohen Einfluss könnte der Einsatz emissionsarmer Kompressoren und Ventile haben, da diese Bauteile für einen Großteil der Emissionen im Bereich der Produktion verantwortlich sind (ebd. S. 35).

²³ Nach Angaben der BGR beträgt der gesamte Energieverbrauch für LNG (Verflüssigung, Transport und Regasifizierung) etwa zwischen 7,5 % und 19 % der gelieferten Energie ([21] S. 34 ff.).

8. Kann Fracking die Versorgungssicherheit in Deutschland erhöhen?

Nach deutlich gestiegenen Erdgaspreisen im Jahr 2022 hat sich die Lage auf dem Weltmarkt wieder entspannt. Engpässe in der Erdgasversorgung könnten jedoch noch in den kommenden Wintern auftreten [23]. Neben dem verringerten Angebot an Erdgas auf dem Weltmarkt könnte in den kommenden Monaten auch eine steigende Nachfrage nach LNG durch China die mögliche Engpasssituation in Europa verschärfen [24].²⁴ **Mittel- und langfristig** wird das Risiko einer Gasmangellage in der Europäischen Union und Deutschland hingegen voraussichtlich deutlich sinken: Maßnahmen für den Klimaschutz in Deutschland und Europa, etwa zur Steigerung der Effizienz und zum Ausbau der erneuerbaren Energien, werden dazu führen, dass der Erdgasbedarf in den kommenden Jahren kontinuierlich sinken wird.

Schätzungen des Kopernikusprojekts Ariadne ([25] S. 26) gehen davon aus, dass die Gasnachfrage in Deutschland bis 2025 auf circa 600 Terawattstunden (minus 29 Prozent gegenüber 2022) und bis 2030 auf 400 bis 500 Terawattstunden (minus 41 bis 53 Prozent gegenüber 2022) sinken könnte.²⁵ Nach 2030 ist bei Umsetzung des Klimaneutralitätsziels bis 2045 mit einem zusätzlichen raschen Rückgang des Erdgasbedarfs zu rechnen [26].²⁶ Gleichzeitig zeigen Berechnungen, dass das LNG-Angebot am Weltmarkt ab 2026 rasch zunehmen könnte [27].²⁷

Grundsätzlich gilt zwar: Solange Erdgas in Deutschland genutzt wird, würde heimisches Fracking die **Resilienz** der deutschen Erdgasversorgung stärken, da eine höhere nationale Förderung die Abhängigkeit von Importen aus anderen Ländern verringern würde. Um den Beitrag von Fracking zur Versorgungssicherheit zu bewerten, kommt es allerdings auch auf die Frage an, in welchem Zeitrahmen Fracking aus nicht konventionellen Lagerstätten in Deutschland umgesetzt werden könnte.

9. Wie bald wäre Fracking in Deutschland nach aktueller Gesetzeslage möglich?

Fracking nicht konventioneller Lagerstätten ist in Deutschland gesetzlich verboten.²⁸ Um heimisches Schiefergas zu fördern, müsste der Deutsche Bundestag dieses Verbot aufheben – im Vorfeld bedürfte es zudem einer breiten gesellschaftlichen und politischen Debatte. Im Anschluss an die Aufhebung des Fracking-Gesetzes würden die allgemeinen Regelungen des Berg- und Wasserrechts greifen. Während im Bergrecht bereits ein ausdifferenzierter Regelungsrahmen für Platzbau, Bohrung, Förderbetrieb und Rückbau vorhanden ist (zum Beispiel durch ABergV, EinwirkungsBergV und die Tiefbohrverordnungen der Länder), wäre im Wasserrecht die Ergänzung des bestehenden Rechtsrahmens durch Fracking-spezifische Regelungen zu prüfen, um zum Beispiel wasserschutzrechtliche Schutz- und Vorsorgestandards in Bezug auf wassergefährdende Stoffe einzuführen.²⁹ Bei der Ausgestaltung des Rechtsrahmens für Fracking wäre zudem das Europarecht zu beachten.

24 Laut der Internationalen Energieagentur (IEA) ([24] S. 3) muss die Europäische Union bis Ende 2023 40 Mrd. m³ LNG zusätzlich gegenüber dem Vorjahr importieren. Die IEA erwartet jedoch, dass in diesem Jahr lediglich 20 Mrd. m³ an zusätzlichem LNG auf dem Weltmarkt angeboten werden. Zudem dürfte die chinesische Nachfrage nach LNG gegenüber 2022 stark ansteigen, was zu einem zusätzlichen Wettbewerb um das knappe LNG-Angebot führen könnte.

25 Andere Studien verweisen auf einen geringeren Rückgang bis 2030 (z. B. dena ([28] S. 21): 711 TWh).

26 Metastudien, z. B. Kopp et al. ([26]), zeigen, dass mit einem stärkeren Rückgang der Erdgasnachfrage ab dem Zeitpunkt zu rechnen ist, zu dem die Treibhausgasemissionen um mehr als 70 % gegenüber 1990 zurückgehen. Dies ist in Deutschland gemäß Klimaschutzgesetz für die frühen 2030er Jahre zu erwarten. Denn: Nach deutschem Klimaschutzgesetz ist bis 2030 eine Reduktion der THG-Emissionen um 65 %, bis 2040 um 88 %, bis 2045 um 100 % gegenüber 1990 angestrebt.

27 Laut Projektionen des Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA) ([27]) bleibt LNG insbesondere bis zum Jahr 2025 ein knappes und teures Gut. Langfristige Lieferverträge mit Lieferbeginn vor 2026 seien ausverkauft. Ab 2025 nehme der Forschungseinrichtung zufolge das Angebot an LNG jedoch rasch zu.

28 Verbot gemäß §13 a Wasserhaushaltsgesetz. Ausnahme sind bis zu vier Erprobungsbohrungen, die bisher jedoch nicht durchgeführt wurden.

29 Nach derzeitiger Rechtslage gilt etwa für den Umgang mit den verwendeten wassergefährdenden Stoffen teilweise ein Anforderungsniveau wie bei landwirtschaftlichen Betrieben.

Grundsätzliche unionsrechtliche Bedenken gegen das Fracking bestehen jedoch laut Aussagen von Rechtsfachleuten im Rahmen des ESYS-Workshops nicht.

Nach Einschätzung von Wirtschaftsvertreter*innen würde es im aktuellen Verwaltungsverfahren **5 bis 9 Jahre** dauern, bis die Produktion starten kann. Nach der Aufhebung des Fracking-Verbots könnten die erdgasfördernden Unternehmen die Verwaltungsverfahren einleiten, die zur Inbetriebnahme der Bohrstätte erforderlich sind. Abbildung 3 verdeutlicht beispielhaft diese Schritte bestehend aus Erlaubnisverfahren, Erstellung der Betriebspläne für die Aufsuchung inklusive der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP), Produktionsbewilligung, Planfeststellungsverfahren mit anschließender erneuter UVP sowie gleichzeitigem wasserrechtlichem Erlaubnisverfahren, der Beschaffung der Anlagen sowie dem technischen Aufbau der Förderstätte. Voraussetzung wäre ein rascher Aufbau der benötigten Expertise in den Unternehmen. Rechtsbehelfsverfahren könnten zu einer weiteren Verzögerung um mehrere Jahre führen.

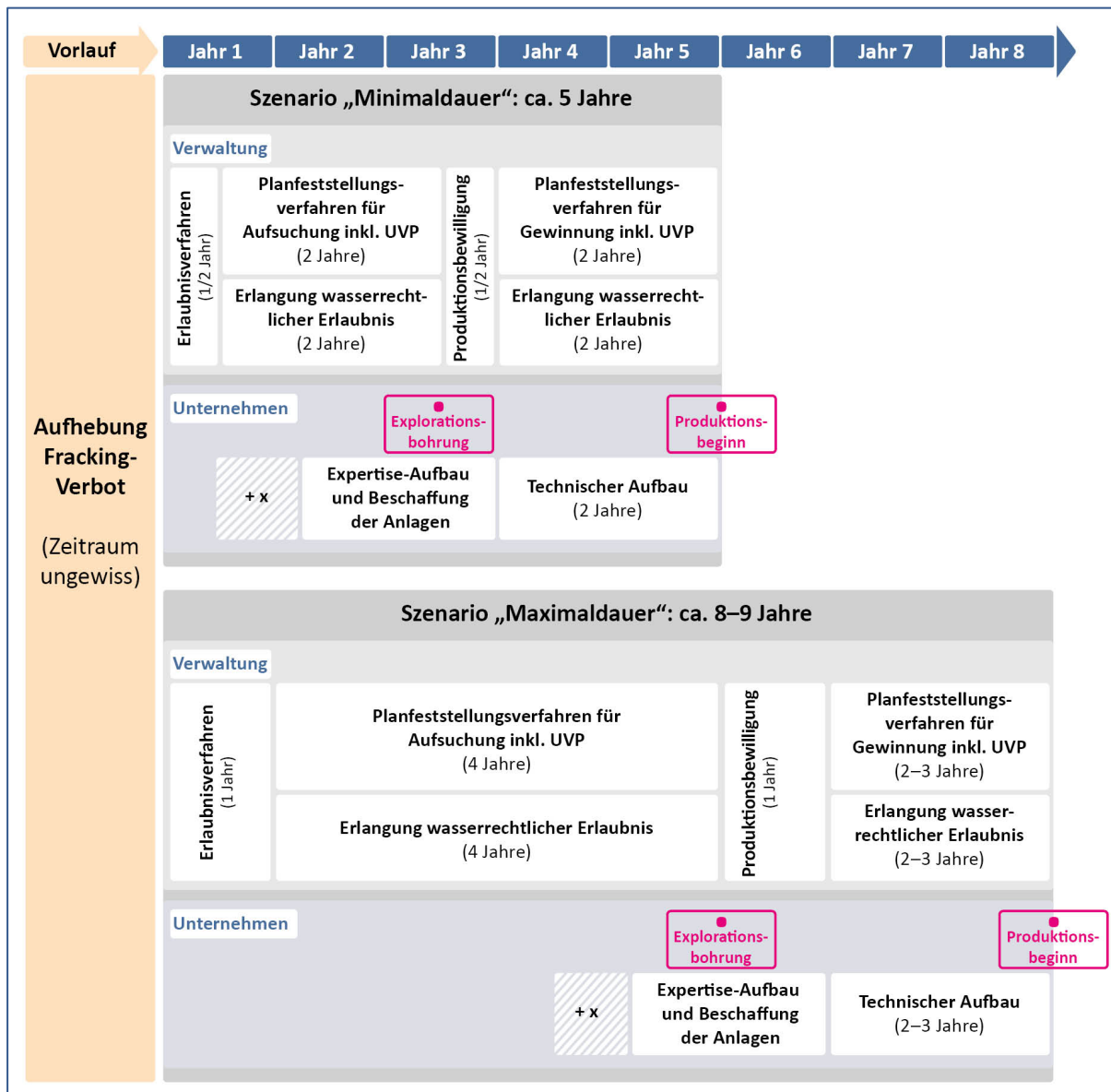


Abbildung 3: Beispielhafte Darstellung der Verwaltungsverfahren für eine Fracking-Bohrung mit zusätzlichen Schritten nach Schätzung „Minimaldauer“ und „Maximaldauer“. Die Zeitangaben spiegeln die Ergebnisse des in ESYS durchgeführten Workshops wider. Quelle: eigene Abbildung.

Ist eine Explorationsbohrung in einer nicht konventionellen Lagerstätte erfolgreich, kann sie direkt für die Förderung genutzt werden und innerhalb von 2 bis 3 Jahren den Großteil des dort verfügbaren Erdgases fördern.³⁰ Die Schiefergasförderung kann kurzfristig hoch- und heruntergefahren werden.

10. Könnte der Zeitraum bis zur Inbetriebnahme von Fracking-Bohrungen wesentlich verkürzt werden?

Gemäß Schätzungen von Wirtschaftsvertreter*innen im Rahmen des ESYS-Workshops könnte der Zeitraum von Erlaubnisverfahren bis zum Förderbeginn in einer Bohrung auf **3 bis 4 Jahre** reduziert werden.³¹ Eine solche Verkürzung des Verwaltungsverfahrens könnte an den raschen Aufbau der LNG-Terminals im Rahmen des LNG-Beschleunigungsgesetzes angelehnt sein, in dem eine deutliche Verkürzung der Planungs- und Genehmigungsprozesse vorgesehen ist. Hierfür müssten zum Beispiel die Anforderungen an die vorgeschalteten Umweltprüfungen umgestaltet werden. Denkbar wäre etwa, für Fracking-Vorhaben zumindest in der Aufsuchungsphase keine Umweltverträglichkeitsprüfungen inklusive Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen, sondern nur eine UVP-Vorprüfung, wie es schon jetzt für Gewinnungsvorhaben kleineren Maßstabes festgeschrieben ist.³² Parallel dazu wäre es denkbar, von dem Erfordernis einer wasserrechtlichen Erlaubnis für Fracking-Vorhaben abzusehen.

Eine offene Frage ist jedoch, inwiefern Änderungen an der UVP-Pflichtigkeit nach europäischem Recht möglich wären. Darüber hinaus wiesen Fachleute im ESYS-Workshop darauf hin, dass eine Verkürzung der Umweltprüfungen und Beschränkung der Einspruchsmöglichkeiten die Akzeptanz für das ohnehin schon kritisch diskutierte Fracking senken könnte. Wirtschaftsvertreter*innen, die an dem ESYS-Workshop teilnahmen, schätzen das Potenzial, Planungs- und Genehmigungsschritte zu parallelisieren, als gering ein. Beispielsweise wird der Aufbau von Produktionsanlagen erst nach erfolgreicher Exploration beantragt. Denkbar wäre aber eine Zusammenfassung der Umweltprüfungen für Aufsuchungs- und Gewinnungsphase.

11. Gibt es tragfähige Geschäftsmodelle für Fracking in Deutschland?

Es ist eine offene Frage, inwiefern Schiefergas aus Deutschland zu (zukünftig) **wettbewerbsfähigen Preisen** gefördert werden könnte.³³ In den Vereinigten Staaten gibt es angesichts umfangreichen Frackings in den zurückliegenden Jahren eine vollentwickelte Fracking-Industrie. Diese fehlt in Deutschland, weshalb Skaleneffekte zumindest vorerst nicht zu erwarten wären. Das Energiewirtschaftliche Institut der Universität zu Köln (EWI) schätzt, dass die Förderkosten von Fracking in Deutschland im Bereich zwischen 26 und 43 Euro pro Megawattstunde³⁴ liegen könnten ([30] S. 22).³⁵ Schätzungen zum künftigen Erdgaspreis in Europa liegen im Bereich zwischen 25 und 66 Euro pro Megawattstunde im Jahr 2026 und zwischen 18 und

³⁰ Um eine Bohrung weiterhin nutzen zu können, kann diese teilweise neu gefracked oder umgelenkt werden (beim Umlenken wird in eine andere Richtung innerhalb der Schieferformation gebohrt, um weiteres Gas in Nachbararealen zu erschließen). Um eine konstant hohe Gasförderung über mehrere Jahre zu gewährleisten, bedarf es in der Regel Neubohrungen innerhalb der Clusterplätze.

³¹ Die Einschätzung deckt sich mit Aussagen von Charlotte Krawczyk, Vorsitzende der Expertenkommission Fracking, die den Zeitraum auf drei Jahre plus Grundwassermonitoring taxiert [8].

³² Vgl. § 1 Nr. 2.b UVP-V Bergbau. Eine UVP-Vorprüfung ist vorgesehen, sofern die zu erwartende tägliche Fördermenge 500.000 m³ Erdgas nicht übersteigt. Zu einer vollen Umweltverträglichkeitsprüfung nebst Öffentlichkeitsbeteiligung würde es dann nur noch für den Fall kommen, dass die Vorprüfung ergibt, dass das Vorhaben erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen haben kann. Eine UVP-Vorprüfung ist laut Gesetz innerhalb von sechs Wochen durchzuführen. In der Regel beläuft sich der Zeitraum nach Einschätzung aus der Wirtschaft auf circa 3 bis 6 Monate.

³³ Die Förderkosten von Schiefergas hängen insbesondere von der Produktivität der Bohrung und der Bohrlochtiefe ab. Es ist darüber hinaus davon auszugehen, dass die Kosten mit der Intensität der Sicherheits- und Umweltstandards steigen. Erfahrungen aus den Vereinigten Staaten zeigen jedoch, dass auch in Colorado, wo strenge Umweltauflagen gelten, viel Schieferöl und -gas gefördert werden. Dies deutet darauf hin, dass die durch Umweltauflagen verursachten Zusatzkosten nicht prohibitiv hoch sind.

³⁴ Angaben des EWI basieren auf Riedel et al. ([32]) und sind in Rücksprache mit dem EWI für das aktuelle Jahr inflationsbereinigt worden.

³⁵ Zusätzliche Preiskomponenten wie Transport oder Gewinnspanne sind in dieser Angabe nicht berücksichtigt und würden zu höheren Preisen führen. Riedel et al. ([32] S. 297) verweisen auch darauf, dass die von ihnen durchgeführten Kostenschätzungen für die Schiefergasförderung in Europa keine Kosten für Umweltauflagen berücksichtigen.

59 Euro pro Megawattstunde im Jahr 2030 ([31] S. 3). Gas aus Fracking nicht konventioneller Lagerstätten in Deutschland wäre im Vergleich zu importiertem LNG daher voraussichtlich nur wettbewerbsfähig, wenn sich die tatsächlichen Förderkosten am unteren Ende des Schätzbereichs bewegten.

Darüber hinaus ist offen, ob der Aufbau einer heimischen Fracking-Industrie angesichts des **begrenzten verbleibenden Zeitraums** für die Erdgasförderung in Deutschland aus betriebswirtschaftlicher Sicht lohnend wäre. Laut Expertenkommission Fracking ([8] S. 9) wird die Förderung aus einer nicht konventionellen Lagerstätte aufgrund der hohen Erschließungskosten in der Regel für 20 bis 30 Jahre betrieben.³⁶ In Abhängigkeit der erzielbaren Margen könnten die Investitionen nach Auskunft von Wirtschaftsvertreter*innen im Rahmen des ESYS-Workshops jedoch auch früher rentabel sein.³⁷

³⁶ Hierfür wären regelmäßige neue Bohrungen und Fracs notwendig, um die Förderung in der Lagerstätte aufrechtzuerhalten.

³⁷ Dies ist insbesondere abhängig von den Erschließungskosten. Bei der Schiefergasförderung in Niedersachsen könnten nach Aussage von Wirtschaftsvertreter*innen im Rahmen des ESYS-Workshops z. B. die Kosten für die Anbindung an die Gasinfrastruktur aufgrund der Nähe der niedersächsischen Schiefergasvorkommen zu vorhandenen Gasleitungen niedrig ausfallen.

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Kann oder soll Fracking in Deutschland zum deutschen Energiemix beitragen? Eine Auswertung der Faktenlage zeigt, dass es sowohl Argumente für als auch wider die Erschließung nicht konventioneller Lagerstätten in Deutschland gibt, die wiederum von einer Vielzahl von Faktoren abhängen. Nicht immer ist eine abschließende Antwort möglich.

Durch Fracking induzierte **Umweltrisiken**, die oft als Argument gegen Fracking genannt werden, sind laut Fachleuten **sehr gering** – wenn auch nicht ausgeschlossen. Dies betrifft sowohl die Erdbebengefahr als auch die Verschmutzung von Grundwasser und oberflächennahen Gewässern. Voraussetzung für die Minimierung der Risiken sind jedoch strenge Auflagen zum Schutz der Umwelt sowie der Einsatz der besten verfügbaren Technik.

Verschiedene Argumente, die für den Einstieg in eine nationale Schiefergasförderung sprechen könnten, sind hingegen nicht eindeutig zu bewerten:

- **Klimaschutz:** Wie sich Fracking in nicht konventionellen Lagerstätten auf den Klimaschutz auswirken würde, lässt sich nicht abschließend beantworten: Einen positiven Einfluss im Vergleich zu LNG-Importen hätten die **geringeren Emissionen** aufgrund höherer Umweltstandards in Deutschland und wegfallender Transportwege (inklusive Verflüssigung und Seeweg) für das Erdgas. Da in Deutschland gewonnenes Erdgas jedoch zusätzlich auf den Weltmarkt käme, würde sich die **Gesamtmenge an fossilem Erdgas erhöhen**. Dies könnte zunächst positive Effekte (insbesondere Substitution von Kohle), mittel- und langfristig aber auch negative Effekte (zusätzlicher Verbrauch fossiler Brennstoffe) nach sich ziehen.
- **Versorgungssicherheit:** Die Analyse in diesem Papier zeigt, dass die nationale Schiefergasförderung angesichts der notwendigen Vorlaufzeiten sehr wahrscheinlich **keinen Beitrag zur Versorgungssicherheit in den nächsten Jahren** leisten können.

Eine zusätzliche nationale Förderung könnte **langfristig** die Versorgungssicherheit in Deutschland und der Europäischen Union in einem gewissen Umfang steigern, da die Abhängigkeit von Gasimporten sinken würde. Es ist jedoch davon auszugehen, dass das globale Angebot an Erdgas in den kommenden Jahren steigen und eine stärkere Diversifizierung der Gasimporte aufgrund geringerer Infrastrukturrestriktionen (z.B. durch Ausbau von LNG-Terminals) möglich wird. Gleichzeitig wird die Erdgasnachfrage in Deutschland und Europa bis 2030 voraussichtlich deutlich sinken. Eine Diversifizierung des Erdgasbezugs und somit eine Erhöhung der Versorgungssicherheit wäre vor diesem Hintergrund auch über den Weltmarkt möglich.

- **Wirtschaftlichkeit:** Schwierig zu beurteilen ist ebenfalls, ob die nationale Förderung von Schiefergas zu auf dem Weltmarkt konkurrenzfähigen Preisen möglich wäre. Dies wäre voraussichtlich nur der Fall, wenn sich die Förderkosten am unteren Bereich der Schätzungen bewegen und nur geringe Kosten für zusätzliche Umweltauflagen hinzukommen würden. Gleichzeitig stünde heimisch erzeugtes Erdgas unter wachsendem Preisdruck auf dem Weltmarkt bei einer mittel- und langfristig möglicherweise sinkenden Nachfrage. Inwiefern Unternehmen vor dem Hintergrund dieser und der weiteren mit Fracking verbundenen Unsicherheiten ohne staatliche Absicherung einen Einstieg erwägen würden, bleibt daher ungewiss. Ob die Erdgaspreise durch die heimische Schiefergasförderung gesenkt werden könnten, ist ebenso eine offene Frage.

Möglicher Umsetzungshorizont entscheidend

Fracking in Deutschland könnte einen Beitrag zur Versorgungsleistung leisten. Allerdings ist unklar, **wie schnell** die Technologie in die Umsetzung kommen könnte. Damit Unternehmen in die Technologie investieren, müssen sie einen ausreichend langen Nutzungszeitraum erwarten. Inwiefern ein schneller Einstieg gelingen kann, ist jedoch ungewiss:

- Nach Einschätzung von Fachleuten wäre mindestens ein Zeitraum von 3 bis 4 Jahren zu erwarten, unter der Voraussetzung, dass das bestehende Verwaltungsverfahren beschleunigt und bisher vorgesehene Maßnahmen, wie zum Beispiel Umweltverträglichkeitsprüfungen, verkürzt werden.
- Hinzu kommt vorab ein kaum definierbarer Zeitraum für die Aufhebung des Fracking-Verbots und die damit zusammenhängenden **gesellschaftlichen und politischen Verständigungen**.

Aus der notwendigen Vorlaufzeit und den Anforderungen der Klimaziele in Deutschland und der Europäischen Union lässt sich ein **begrenztes Zeitfenster**, in dem Schiefergas in Deutschland zum Einsatz kommen könnte, erwarten. Dies könnte sich negativ auf Investitionen durch private Unternehmen auswirken. Dieses Zeitfenster würde jedoch voraussetzen, dass Verfahren verkürzt und Einspruchsfristen eingeschränkt werden und eine gesellschaftliche und politische Einigung sehr rasch gefunden wird.

Literatur

1 BGR 2016

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): *Schieferöl und Schiefergas in Deutschland. Potenziale und Umweltaspekte*. [Ladage, S./Andrulleit, H./Babies, H.-G./Bahr, A./Biermann, S./Blumenberg, M./Bönnemann, C./Burkhardt, B./Ceranna, L./Dohrmann, R./Erbacher, J./Franke, D./Gestermann, N./Helm, C./Himmelsbach, T./Houben, G./Illing, C./Kaufhold, S./Kosinowski, M./Kus, J./Li, G./Lutz, R./Ostertag-Henning, C./Pfund, H. Pletsch, T./Schlömer, S./Stück, H. L./Taranczewski, J. T./Ufer, K./Zink, K.-G./ (Auth.)]. Fachbereich B1.3 – Geologie der Energierohstoffe, Polargeologie, Hannover, 2016.

2 BNetzA 2023

Bundesnetzagentur: *Rückblick: Gasversorgung im Jahr 2022, 2023*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/Rueckblick/start.html [Stand: 29.03.2023].

3 AMEC 2014

AMEC Environment & Infrastructure UK Limited: „Technical Support for Assessing the Need for a Risk Management Framework for Unconventional Gas Extraction“. In: *European Commission DG Environment*. United Kingdom, 2014.

4 Jackson et al. 2015

Jackson R. B./Lowry E. R./Pickle A./Kang M./DiGiulio D./Zhao K.: „The Depths of Hydraulic Fracturing and Accompanying Water Use Across the United States“. In: *Environmental Science & Technology*, 49 (15), 2015, S. 8969-8976. DOI: 10.1021/acs.est.5b01228.

5 BGR 2012

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): *Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland*. [Andrulleit, H./Bahr, A./Bönnemann, C./Erbacher, J./Franke, D./Gerling, J. P./Gestermann, N./Himmelsbach, T./Kosinowski, M./Krug, S./Pierau, R./Pletsch, T./Rogalla, U./Schlömer, S.], Fachbereich B1.3 – Geologie der Energierohstoffe, Polargeologie, Hannover, 2012.

6 ZDF 2022

ZDF: *Fracking: Was fehlt, sind Forschungsbohrungen*. 2022. URL: <https://www.zdf.de/nachrichten/politik/gas-fracking-niedersachsen-soeder-weil-100.html> [Stand: 30.03.2023].

7 LBEG Niedersachsen 2017

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen: *FAQ's zum Fracking*. 2017. URL: <https://www.lbeg.niedersachsen.de/aktuelles/neuigkeiten/faqs-zum-fracking-151623.html> [Stand: 30.03.2023].

8 Expertenkommission Fracking 2021

Expertenkommission Fracking: *Bericht: Expertenkommission Fracking*. [Busse, L./Ehling, B.-C./Himmelsbach, T./Krawczyk, C./Rosenbaum, S./Seidemann, A./Weiß, H./ (Auth.)], 2021.

9 Baisch et al. 2021

Expertenkommission Fracking: *Gutachten: Induzierte Seismizität bei der Gewinnung von Kohlenwasserstoffen aus unkonventionellen Lagerstätten* [Baisch, S./Vörös, R./Carstens, P./Koch, C./Stang, H./Rothert, E. (Auth.)], Berlin 2021.

10 Denneborg et al. 2021

Expertenkommission Fracking: *Gutachten: Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen aus unkonventionellen Lagerstätten: Monitoringkonzepte Grundwasser und Oberflächengewässer* [Denneborg, M./Feseker, T./Müller, F. (Auth.)], Berlin 2021.

11 Hayes 2019

Hayes, T.: „Sampling and analysis of water streams associated with the development of Marcellus Shale Gas“. In: *Final Report. Marcellus Shale Coalition, Des Plaines, IL*. URL: <http://www.shalenet.org/content/sampling-and-analysis-water-streams-associated-development-marcellus-shale-gas-source-id-10> [Stand: 03.04.2023].

12 Haluszczak et al. 2013

Haluszczak, L.O./ Rose, A.W., Kump, L.R.: „Geochemical evaluation of flowback brine from Marcellus gas wells in Pennsylvania USA“. In: *Appl Geochem*, 28, 2013, S. 55–61. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2012.10.002> [Stand: 16.04.2023].

13 Li et al. 2022

Li, L./Dominici, F./Blomberg, A./Bargagli-Stoffi, F./Schwartz, J. D./Coull, B. A./Spengler, J. D./ Wie, Y./Lawrence, J./Koutrakis, P.: „Exposure to unconventional oil and gas development and all-cause mortality in Medicare beneficiaries“. In: *Nature Energy*, 7, 2022, S. 177–185. <https://doi.org/10.1038/s41560-021-00970-y>.

14 Wollin et al. 2020

Wollin, K. M./Damm, G./Foth, H./Freyberger, A./Gebel, T./Mangerich, A./Gundert-Remy, U./Partosch, F./Röhl, C./Schupp, T./Hengstler, J.G./: „Critical evaluation of human health risks due to hydraulic fracturing in natural gas and petroleum production.“ In: *Archives of toxicology*, 94(4), 2020, S. 967–1016. <https://doi.org/10.1007/s00204-020-02758-7>.

15 IOGP 2014

International Association of Oil & Gas: *Shale Gas & Hydraulic Fracturing – Ensuring a safe, clean, secure & competitive energy source for Europe*, 2014. URL: https://www.iogp.org/wp-content/uploads/2016/10/v2_Shale_FAQs_1.2_high.pdf [Stand: 03.04.2023].

16 Raimi 2020

Raimi, D. (2020): „Comment on The intensification of the water footprint of hydraulic fracturing“. In: *Science advances* 6 (8), eaav2110. URL: <https://www.science.org/doi/10.1126/sciadv.aav2110> [Stand: 18.04.2023].

17 Kondash und Vengosh 2015

Kondash, A. und Vengosh, A.: „Water Footprint of Hydraulic Fracturing“. In: *Environ. Sci. Technol.*, 2(10), 2015, S. 276–280. DOI: 10.1021/acs.estlett.5b00211.

18 Kondash et al. 2018

Kondash, A. J./Lauer, N. E. und Vengosh, A.: „The intensification of the water footprint of hydraulic fracturing“. In: *Science advances*, 4 (8), 2018, eaar5982. URL: <https://www.science.org/doi/10.1126/sciadv.aar5982> [Stand: 18.04.2023].

19 UBA 2022

Umweltbundesamt: *Indikator: Nutzung der Wasserressourcen*, 2022. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umweltindikatoren/indikator-nutzung-der-wasserressourcen#die-wichtigsten-fakten> [Stand: 03.04.2023].

20 Kahnt et al. 2020

Expertenkommission Fracking [Hrsg.]: *Gutachten: Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen aus unkonventionellen Lagerstätten – Methanemissionen und Szenarien*. [Abbenseth, A./Aubel, T./Demmler, V./Helbig, M./Kahnt, R./Martin, M./Mayer, R./Pinka, J.], 2020. URL: https://expkom-fracking-whg.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/BB5BFF920205486DE0537E695E8681F3/live/document/2021_AB_Umweltauswirkungen_Fracking.pdf [Stand: 03.04.2023].

21 BGR 2020

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): *Klimabilanz von Erdgas Literaturstudie zur Klimarelevanz von Methanemissionen bei der Erdgasförderung sowie dem Flüssiggas- und Pipelinetransport nach Deutschland*, 2020. URL: https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/bgr_literaturstudie_methanemissionen_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [Stand: 03.04.2023].

22 DVGW 2020

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW): *Methan-Emissionen der Erdgas Infrastruktur – Daten Fakten und Initiativen der Gasbranche*, 2020. URL: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/methanemissionen-erdgas-zahlen-fakten-dvgw.pdf> [Stand: 10.05.2023].

23 Fraunhofer IEG et al. 2022

Ragwitz, M./Müller-Kirchenbauer, J./Klaaßen, B./Graf, M./Herrmann, U./Nolden, C./Evers, M./Akça, O./Jiang, D./Hurtig, K.: *Europäische Gasversorgungssicherheit vor dem Hintergrund unterbrochener Versorgung aus Russland*. Berlin, 2022: Fraunhofer IEG & SCAI, TU Berlin, im Auftrag des Akademienprojektes „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS). URL: https://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/deutsch/dokumente/pressemitteilungen/Gutachten_Gasversorgungssicherheit_bei_unterbrochener_Versorgung_aus_Russland_Fraunhofer_TUBerlin_14072022.pdf [Stand: 04.04.2023].

24 IEA 2022

International Energy Agency: *How to Avoid Gas Shortages in the European Union in 2023 – A practical set of actions to close a potential supply-demand gap*, 2022. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/96ce64c5-1061-4e0c-998d-fd679990653b/HowtoAvoidGasShortagesintheEuropeanUnionin2023.pdf> [Stand: 03.04.2022].

25 Ariadne 2022

Kopernikus-Projekt Ariadne [Hrsg.]: *Deutschland auf dem Weg aus der Gaskrise: Wie sich Klimaschutz und Energiesouveränität vereinbaren lassen*. [Luderer, G./Bartels, F./Blesl, M./Burkhardt, A./Edenhofer, O./Fahl, U./Gillich, A./Herbst, A./Hufendiek, K./Kaiser, M./Kittel, L./Koller, F./Kost, C./Pietzcker, R./Rehfeldt, M./Schreyer, F./Seibert, D./Siewers, L.], 2022. URL: <https://doi.org/10.48485/pik.2022.004> [Stand: 18.04.2023].

26 Kopp et al. 2022

Kopp, J./Moritz, M./Scharf, H./Schmidt, J.: „Strukturwandel in der Gaswirtschaft – Was bedeutet die Entwicklung der Gas- und Wasserstoffnachfrage für die zukünftige Infrastruktur? Eine Metaanalyse bestehender Energiesystemstudien“. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 4/2022, o.S. URL: <https://doi.org/10.1007/s12398-022-00335-2> [Stand: 04.04.2023].

27 IEEFA 2023

Institute for Energy Economics and Financial Analysis: *Global LNG Outlook 2023-7 – High Prices Create New Risks to Demand Growth*, 2023. URL: <https://ieefa.org/resources/global-lng-outlook-2023-27> [Stand: 04.04.2023].

28 dena 2021

Deutsche Energie-Agentur: *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*, 2021. URL: <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/abschlussbericht-dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/> [Stand: 04.04.2023].

29 ARD 2022

ARD & BR24: *Gas-Krise: Was wir tun können*, Podcast „Dreimal besser“, 2022. URL: <https://www.ardaudiothek.de/episode/dreimal-besser/gas-krise-was-wir-tun-koennen/br24/10656643/> [Stand: 04.04.2023].

30 EWI 2019

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI): *Energiemarktszenarien und zukünftige Energie- und Rohstoffbeschaffungsoptionen*, 2019.

URL: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2019/05/Studie_Energiemarktszenarien-und-Rohstoffbeschaffungsoptionen_190523.pdf [Stand: 04.04.2023].

31 EWI 2022

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI): *Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern – Endbericht*. 2022. URL: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/07/EWI-Studie_Preisentwicklung-von-Energietraegern_220714.pdf [Stand: 04.04.2023]

32 Riedel et al. 2017

Riedel, T./Schubert, D./Hauser, P./Schmidt, M.: „Analysis of the Potential Economic Viability of Shale Gas Resources in Europe“. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 41(2), 2017, S. 1–16. URL: <https://link.springer.com/article/10.1007/s12398-017-0210-2> [Stand: 16.04.2023].

Empfohlene Zitierweise

Gierds, Jörn/Stephanos, Cyril/Erlach, Berit/Fischedick, Manfred/Henning, Hans-Martin/Matthies, Ellen/Pittel, Karen/Renn, Jürgen/Sauer, Dirk Uwe/Spiecker genannt Döhmann, Indra: „Fracking: eine Option für Deutschland? Chancen, Risiken und Ungewissheiten beim Fracking in nicht konventionellen Lagerstätten (Impuls)“, Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), 2023, https://doi.org/10.48669/esys_2023-5

Autor*innen

Jörn Gierds (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech), Dr. Cyril Stephanos (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech), Dr. Berit Erlach (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech), Prof. Dr.-Ing. Manfred Fischedick (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH), Prof. Dr. Hans-Martin Henning (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE), Prof. Dr. Ellen Matthies (Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg), Prof. Dr. Karen Pittel (ifo Institut), Prof. Dr. Jürgen Renn (Max-Planck-Institut für Wissenschaftsgeschichte), Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer (RWTH Aachen), Prof. Dr. Indra Spiecker genannt Döhmann (Goethe-Universität Frankfurt)

Weitere Mitwirkende

David Knichel (ESYS Koordinierungsstelle | acatech), Anja Lapac (ESYS Koordinierungsstelle | acatech), Annika Seiler (ESYS Koordinierungsstelle | acatech)

Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)
Koordinierungsstelle München, Karolinenplatz 4, 80333 München | www.acatech.de

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.
– Nationale Akademie der Wissenschaften –
Jägerberg 1, 06108 Halle (Saale) | www.leopoldina.org

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz | www.akademienunion.de

DOI

https://doi.org/10.48669/esys_2023-5

Projektlaufzeit

03/2016 bis 12/2023

Finanzierung

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (Förderkennzeichen 03EDZ2016) gefördert.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für die Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten rund 160 Expertinnen und Experten Handlungsoptionen für den Weg zu einer umweltverträglichen, sicheren und bezahlbaren Energieversorgung.

Kontakt:

Dr. Cyril Stephanos

Leiter der Koordinierungsstelle „Energiesysteme der Zukunft“

Pariser Platz 4a, 10117 Berlin

Tel.: +49 30 206 30 96 - 0

E-Mail: stephanos@acatech.de

web: energiesysteme-zukunft.de

Die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften unterstützen Politik und Gesellschaft unabhängig und wissenschaftsbasiert bei der Beantwortung von Zukunftsfragen zu aktuellen Themen. Die Akademiemitglieder und weitere Experten sind hervorragende Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus dem In- und Ausland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten sie Stellungnahmen, die nach externer Begutachtung vom Ständigen Ausschuss der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina verabschiedet und anschließend in der *Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung* veröffentlicht werden.

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V. Nationale Akademie der Wissenschaften
Jägerberg 1
06108 Halle (Saale)
Tel.: 0345 47239-867
Fax: 0345 47239-839
E-Mail: politikberatung@leopoldina.org
Berliner Büro:
Reinhardtstraße 14
10117 Berlin

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V.
Geschäftsstelle München:
Karolinenplatz 4
80333 München
Tel.: 089 520309-0
Fax: 089 520309-9
E-Mail: info@acatech.de
Hauptstadtbüro:
Pariser Platz 4a
10117 Berlin

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2
55131 Mainz
Tel.: 06131 218528-10
Fax: 06131 218528-11
E-Mail: info@akademienunion.de
Berliner Büro:
Jägerstraße 22/23
10117 Berlin