

166

Politikberatung kompakt

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

2021

Am Klimaschutz vorbeigeplant – Klimawirkung, Bedarf und Infrastruktur von Erdgas in Deutschland

Peter Ahmels, Jana Bosse, Hanna Brauers, Isabell Braunger, Andy Gheorghiu, Eric Häublein,
Franziska Holz, Claudia Kemfert und Fabian Präger

IMPRESSUM

© DIW Berlin, 2021

DIW Berlin
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
Mohrenstraße 58
10117 Berlin
Tel. +49 (30) 897 89-0
Fax +49 (30) 897 89-200
www.diw.de

ISBN 978-3-946417-57-6
ISSN 1614-6921

Alle Rechte vorbehalten.
Abdruck oder vergleichbare
Verwendung von Arbeiten
des DIW Berlin ist auch in
Auszügen nur mit vorheriger
schriftlicher Genehmigung
gestattet.

DIW Berlin: Politikberatung kompakt 166

Peter Ahmels*

Jana Bosse**

Hanna Brauers***

Isabell Braunger***

Andy Gheorghiu****

Eric Häublein**

Franziska Holz#

Claudia Kemfert#

Fabian Präger***

Am Klimaschutz vorbeigeplant - Klimawirkung, Bedarf und Infrastruktur von Erdgas in Deutschland

Hintergrundpapier

Berlin, 15. April 2021

DIW Berlin, Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt. sekretariat-evu@diw.de

* Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH). ahmels@duh.de

** Bürgerbegehren Klimaschutz e.V. bosse@buerger-begehren-klimaschutz.de, haublein@buerger-begehren-klimaschutz.de

*** TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik. hbr@wip.tu-berlin.de, ib@wip.tu-berlin.de, fpr@wip.tu-berlin.de

**** Andy Gheorghiu Consulting, andy.gheorghiu@mail.de

Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort	3
2	Einleitung und Zusammenfassung.....	5
3	Die Klimawirkung von Erdgas.....	8
3.1	Lebenszyklusemissionen von Methan	8
3.2	Messungen von Methanleckagen	9
3.3	Methanstrategie der EU-Kommission.....	10
4	Szenarien zum zukünftigen Erdgasbedarf in Deutschland	10
4.1	Aktueller Erdgasverbrauch in Deutschland	10
4.2	Herkunft des Erdgases	11
4.3	Szenarien zum zukünftigen Verbrauch	12
4.4	Exkurs: „Erneuerbarer“ Wasserstoff.....	14
5	Planungen zur Gasinfrastruktur: Netze und Kraftwerke.....	15
5.1	Gasnetze.....	15
5.2	Kraftwerke.....	18
6	Die Förderkulisse: Kraft-Wärme-Kopplung statt erneuerbarer Wärme	21
6.1	Warum sind die Rahmenbedingungen für KWK entscheidend für Fernwärme?	21
6.2	Fördermittel für KWK-Anlagen	22
6.3	KWK: Wenig Vorteile, viele Nachteile.....	23
7	Projekte für den Ausbau von Erdgasimportinfrastruktur nach Deutschland	25
7.1	LNG-Terminals in Deutschland.....	25
7.2	Das Nord Stream 2 Projekt	29
8	Zukunft (Erd-) Gas?.....	33
9	Literatur	35

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 2-1 Prognostizierter Gasbedarf in verschiedenen Szenarien	13
Tabelle 3-1 Prognostizierte installierte elektrische Leistung	19
Tabelle 4-1 Förderung von KWK-Anlagen	22
Tabelle 5-1 In Deutschland geplante LNG-Terminals (Stand März 2021)	26

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 3-1: Kraftwerksprojekte in Deutschland	20
Abbildung 4-1: Lenkungswirkung der KWK-Förderung	23
Abbildung 4-2: Vergleich Wirkungsgrade KWK und Gasturbine mit Wärmepumpe.....	24
Abbildung 5-1: Europäisches Erdgasnetz mit Nord Stream und Nord Stream 2 Pipelines	30

1 Vorwort

Die vorliegende Politikberatung kompakt bietet zum ersten Mal übersichtlich eine Zusammenfassung des aktuellen Wissensstandes zur Rolle von Erdgas in Deutschland. Damit wird sie einen wichtigen Beitrag zu den laufenden Debatten um Erdgas geben, die immer prominenter geführt werden.

Insbesondere der Streit um die Nordstream 2 Pipeline hat zu einer großen Sichtbarkeit des Themas in der Öffentlichkeit geführt und dabei auch die enormen wirtschaftlichen Interessen und geopolitischen Dimensionen verdeutlicht.

Mit dieser Politikberatung kompakt werden nun auch weitere Aspekte beleuchtet, die in der öffentlichen Diskussion bisher kaum wahrgenommen wurden, wie beispielsweise die Klimawirkung von Erdgas und derzeitige regulatorische Anreize für die weitere Nutzung von Erdgas.

Andere Länder, wie die Niederlande, haben den Ausstieg aus Erdgas schon beschlossen. Auch Deutschland muss über seinen konkreten Weg zur beschlossenen Klimaneutralität nachdenken. Bisher ist nur der Kohleausstieg bis 2038 festgelegt. Der Pfad zu einem erneuerbaren Energiesystem und klimaneutralen Wirtschaftssystem darf aus Klimaschutz- und Kostengründen nicht über den Umweg Erdgas gehen.

Eine umgehende Weichenstellung ist notwendig, um überflüssige, teure Investitionen in Infrastruktur zu vermeiden, die letztendlich nicht mit den Klimazielen vereinbar wäre. Damit müssen auch Alternativen für die Nutzung fossilen Erdgases in den Fokus rücken, zum Beispiel dezentrale erneuerbare Energieversorgung und die Nutzung von Wärmepumpen im Gebäudebereich. In der Infrastrukturplanung sollten Investitionsprojekte nicht nur hinsichtlich ihres Beitrags zur Versorgungssicherheit, sondern auch auf ihre Vereinbarkeit mit den Klimazielen geprüft werden.

Dass Erdgas keine Zukunft in einem dekarbonisierten Energiesystem hat und der nächste Schritt der geregelte Ausstieg aus der Erdgasnutzung sein muss, wurde jüngst auch von der Erdgaswirtschaft in Deutschland selbst angedeutet. Durch die Umbenennung des prominentesten Branchenverbandes „Zukunft Erdgas“ zu „Zukunft Gas“ wird das vorsichtige Abrücken der Branche vom fossilen Energieträger erkennbar.

Die vorliegende Studie soll zur weiteren Fundierung und Versachlichung der Debatte um die zukünftige Rolle von Erdgas in Deutschland beitragen. Die AutorInnengruppe hat sich im Rahmen der regelmäßigen Treffen der *Gasrunde* zusammengefunden. Die *Gasrunde* findet seit 2018 quartalsweise statt, um aktuelle Fragestellungen rund um das Thema Erdgas zu diskutieren. Die AutorInnen haben das Hintergrundpapier unabhängig von den anderen Teilnehmenden der

Gasrunde verfasst. Die AutorInnen geben im vorliegenden Hintergrundpapier einen Überblick über den aktuellen Erkenntnisstand bezüglich der Perspektiven von Erdgas in Deutschland. Für keinen AutorIn gab es eine Finanzierung bzw. finanzielle Unterstützung für die Mitarbeit am Hintergrundpapier.

2 Einleitung und Zusammenfassung

Nach 50 Jahren Forschung zum anthropogenen Treibhauseffekt und 30 Jahren Klimapolitik der kleinen Schritte sind die Folgen der globalen Erderhitzung immer mehr zu spüren. Während global die CO₂-Emissionen weiter ansteigen, schmilzt der Spielraum für behutsames Umsteuern. Um das Erdsystem nicht weiter zu destabilisieren und Kippunkte in Gang zu setzen, die die Klimakrise weiter befeuern, muss die Wirtschaft in den kommenden Jahren vollständig dekarbonisiert werden.

Ein entscheidender Schritt ist dabei die Abkehr von fossilen Energieträgern. 2020 wurde nach zähen Verhandlungen der Kohleausstieg in Deutschland beschlossen. Für fossiles Öl und Erdgas fehlt diese Ausstiegsperspektive bislang völlig. Aufgrund der großen Abhängigkeit von Erdöl und Erdgas nicht nur im Energiebereich muss die gemeinsam mit dem CO₂-Budget schrumpfende Zeitspanne für einen Ausstieg jetzt dringend dafür genutzt werden, Alternativen zu fördern und Planungssicherheit herzustellen. Auf Erdgas zu setzen, um wegfallende Kohlekraftwerke zu kompensieren, ist deshalb energie- und klimapolitisch kurzsichtig.

Die Abkehr vom Erdgas ist eine immense politische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Herausforderung. Während das Ziel der Klimaneutralität unstrittig ist, gilt dies keineswegs auch für den Weg dorthin. Verschiedene Transformationsszenarien setzen unterschiedliche Investitionen voraus, favorisieren einige Wirtschaftsbereiche und machen deutlich, dass andere keine Zukunft haben werden. Das sind in letzter Konsequenz harte Entscheidungen, um die gesellschaftlich gerungen werden muss.

Diese Publikation möchte einen Beitrag zur Versachlichung der Debatte leisten. Denn aus wissenschaftlicher Sicht ist klar, dass nicht alle diskutierten Transformationspfade gleichermaßen geeignet sind, das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen. Eine gute Orientierung bieten dabei sogenannte no-regret-Maßnahmen, also Maßnahmen, die in jedem Fall einen Beitrag zum Klimaschutz leisten, auch wenn der genaue Transformationspfad noch unklar ist. Umgekehrt formuliert: angesichts des knappen Zeitfensters sind Investitionen, bei denen zumindest unklar ist, ob sie Teil einer dekarbonisierten Zukunft sein können, nicht mehr vertretbar.

Erdgas spielt momentan als Rohstoff und Energieträger eine bedeutsame Rolle in Deutschland. Der vorliegende Text stellt Informationen rund um das Thema Erdgas zusammen und bietet damit eine Einordnung, welche Rolle Erdgas in den kommenden Jahren spielen kann und welche Risiken mit den geplanten Investitionen einhergehen.

Im ersten Teil werden die Klimaeffekte von Erdgas dargestellt. Daran anschließend wird gezeigt, welche Rolle Erdgas für die momentane Energieversorgung spielt und wie sich diese Nutzung in den kommenden Jahren entwickeln wird. Der dritte Teil skizziert die bestehende Erdgasinfrastruktur in Deutschland und beschreibt die Annahmen bezüglich der zukünftigen Entwicklung des Erdgasnetzes und der Gaskraftwerke. Diese Entwicklung ist vor dem Hintergrund des in Teil 4 dargestellten Förderrahmens zu verstehen, der starke Anreize für den weiteren Ausbau von gasbefeuerten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bietet. Anschließend werden in Teil 5 geplante Großprojekte zur Ausweitung der Importkapazitäten thematisiert: die Pipeline Nord Stream 2 und der Bau von LNG-Terminals. Abschließend wird die gesellschaftliche Wahrnehmung des Energieträgers am Beispiel des Brückentechnologie-Narrativs aufgezeigt und kritisch diskutiert. Die Zusammenstellung macht deutlich, dass klimapolitische Zielvorgaben, finanzielle Anreizstrukturen und bestehende Infrastrukturplanungen bislang nicht ausreichend aufeinander abgestimmt sind. Dies birgt das Risiko einer klimapolitischen Sackgasse und von teuren Fehlinvestitionen. Diese Widersprüche aufzulösen, wird eine zentrale politische Aufgabe der kommenden Jahre sein.

Zentrale Ergebnisse der Studie sind:

1. Erdgas besteht fast vollständig aus Methan und ist in seiner Klimawirksamkeit 87 mal (im Hinblick auf 20 Jahre) bzw. 36 mal (gerechnet auf 100 Jahre) stärker als CO₂. Werden die gesamten Lebenszyklus-Emissionen berücksichtigt, kann die Klimawirkung unter Umständen so stark wie bei Kohle sein.
2. Momentan deckt Erdgas rund ein Viertel des deutschen Primärenergieverbrauchs. Studien, die sich an der Einhaltung der deutschen Klimaziele orientieren, gehen von einer signifikanten Reduktion des Gasbedarfs aus.
3. Die Gasnetzbetreiber planen mit Investitionen von knapp 8 Mrd. Euro in Erdgasleitungen, die Bundesnetzagentur rechnet mit einem deutlichen Zubau an Gaskraftwerken. Beides steht im Widerspruch zu Paris-kompatiblen Gasnutzungsszenarien.
4. Ein zentraler Treiber für den Bau von Gaskraftwerken ist das Förderregime der Bundesregierung, das Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (und damit vor allem fossile Anlagen) im Verhältnis zu erneuerbarer Wärme deutlich begünstigt. Das führt zu klimapolitischen Fehlanreizen mit dem Risiko eines Gas-Lock-Ins oder steuerlich finanzierten Fehlinvestitionen.
5. Aktuell sind drei Importterminals für Flüssigerdgas (LNG) in Deutschland in Planung. Diese Projekte sind geopolitisch motiviert, es gibt keine energiewirtschaftliche Notwen-

digkeit für den Ausbau der Importinfrastruktur und folglich ist trotz massiver öffentlicher Subventionierung auch die Wirtschaftlichkeit dieser Projekte fraglich. Auch der Bau der Pipeline Nord Stream 2 ist geopolitisch und nicht durch den tatsächlichen Gasbedarf begründet. Die fast fertiggestellte Pipeline ist ein zentrales Element russischer Außenpolitik. Deutschland hat sich mit der fortgesetzten Unterstützung für das Projekt EU-weit und international isoliert.

6. Dass der tatsächlich zu erwartende Gasbedarf im Widerspruch zu den Planungen und Investitionen in Gasinfrastruktur steht, ist auch einem öffentlichen Diskurs geschuldet. So ist es der Gasbranche gelungen, Gas als vermeintlich saubere und notwendige Brückentechnologie zu etablieren.

3 Die Klimawirkung von Erdgas

Erdgas ist ein fossiler Energieträger und verursacht bei seiner Verbrennung Kohlendioxidemissionen (CO₂). Da die CO₂-Emissionen von Erdgas pro Energieeinheit niedriger liegen als die von Erdöl und Kohle, hat man Erdgas trotzdem lange Zeit als „klimafreundlich(er)en Energieträger“ angesehen. Erdgas besteht allerdings zu einem Großteil aus dem sehr stark klimawirksamen Gas Methan (CH₄).

Gemäß den aktuellen Zahlen des *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) ist das Treibhauspotenzial von Methan in den ersten 20 Jahren bis zu 87 mal stärker und in den ersten 100 Jahren bis zu 36mal stärker als das von CO₂ (IPCC, 2013, Kapitel 8).¹ Trotz dieser Forschungserkenntnisse aus dem Jahr 2013 wird in Deutschland in offiziellen Berechnungen (u.a. Umweltbundesamt) weiterhin der veraltete Faktor 25 genutzt, um die CO₂-Äquivalente von Methanemissionen zu bestimmen.

Darüber hinaus berücksichtigen die offiziellen Berechnungen meist nur die Klimaauswirkung von Methan bezogen auf einen Zeitraum von 100 Jahren und nicht den kurzfristigen Effekt. Jedoch ist die Klimawirkung von Methan, betrachtet man nur die ersten 20 Jahren nach der Emission, fast 2,5 mal so hoch wie der Effekt über 100 Jahre. Die Verwendung von Erdgas als vorübergehender Ersatz für Kohle führt folglich mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einem zusätzlichen kurzfristigen Temperaturanstieg. Kipppunkte im Klimasystem, die zu abrupten und irreversiblen Klimaänderungen führen, könnten bereits in den nächsten 10 bis 20 Jahren erreicht werden. Aus diesem Grund weisen Forscher*innen auf die Notwendigkeit hin, die aktuellen IPCC-Zahlen für die Erstellung von Klimabilanzen zu verwenden und dabei sowohl die Klimaeffekte von Methan in den ersten 20 Jahren als auch für den 100 Jahreszeitraum zur Grundlage politischer Entscheidungen zu machen.

3.1 Lebenszyklusemissionen von Methan

Neben der Klimawirkung von Methan wurde auch die Gesamtmenge an Emissionen, die bei der Nutzung von Erdgas entstehen, lange unterschätzt: Treibhausgasemissionen entstehen zum einen bei der Verbrennung (CO₂-Emissionen), zum anderen bei Förderung, Transport und Lagerung (Methanemissionen). Oft werden die Methanemissionen, die durch Leckagen, aber auch bewusstes Ablassen oder Abfackeln insbesondere bei der Erdgasförderung entstehen, nicht in die Berechnung der Klimawirkung von Erdgas einbezogen. Dies verfälscht die Klimabilanz von

¹ IPCC 2013, Chapter 8, Anthropogenic and Natural Radiative Forcing Link: https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg1/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

Erdgas ebenfalls. Denn werden die gesamten Lebenszyklusemissionen berücksichtigt, entspricht die Klimabilanz bei hohen Leakage-Raten ungefähr der von Kohle.

Die Emissionen der Erdgaslieferkette haben auch einen Einfluss auf die seit 2007 stark ansteigende Methankonzentration in der Atmosphäre. Etwa die Hälfte des gesamten atmosphärischen Methans stammt aus anthropogenen und die andere Hälfte aus natürlichen Quellen. Obwohl es noch wissenschaftliche Ungewissheiten gibt, wie viel davon genau auf die Produktion und Nutzung von Erdgas zurückzuführen ist, ist ein Großteil der durch menschliche Aktivitäten verursachten Methanemissionen im letzten Jahrzehnt auf die Industrie fossiler Brenn- und Rohstoffe zurückzuführen. Die Schiefergas- und -ölförderung könnte dabei für bis zu 33% des gesamten weltweiten Anstiegs an Methanemissionen verantwortlich sein und trägt damit wesentlich zur Erderwärmung bei.

3.2 Messungen von Methanleckagen

Ungeachtet des großen Einflusses von Methanemissionen auf die Klimaerwärmung gibt es bislang keine Messungen oder unabhängige Studien zu Methanemissionen aus der Produktion und dem Transport fossiler Energieträger entlang der kompletten Lebenszykluskette für Deutschland und die Europäischen Union. In Deutschland werden die Methanemissionen bislang lediglich als Schätzwerte von der Industrie geliefert und eine Pflicht zur Messung gibt es nicht, obwohl bereits seit einigen Jahren auf die Notwendigkeit der tatsächlichen Messung der Methanemissionen hingewiesen wird (Cremonese und Gusev, 2016).

Dieser Mangel an verlässlichen Daten besteht weltweit und wird erst in allerjüngster Zeit durch Initiativen wie den „Methane Tracker“ der Internationalen Energie-Agentur (OECD) versuchsweise gelindert.² Inventare und Behörden, wie z.B. die Umweltschutzbehörde der Vereinigten Staaten (EPA), haben die tatsächlichen Methanemissionen der Gasindustrie aber bislang unterschätzt (Saunois et al., 2020). Messungen für einige Standorte in den USA deuten auf eine ~60% höhere Leakage-Rate bei Förderung und Transport von Erdgas hin, als zuvor von der EPA geschätzt (Alvarez et al., 2018).

Methanleckagen können auf zwei unterschiedlichen Wegen gemessen werden. Eine Möglichkeit ist die Messung direkt an der Infrastruktur (zum Beispiel einer Förderstelle). Diese Variante bietet den Vorteil, dass die Messwerte einer bestimmten Infrastruktur zugerechnet werden können. Allerdings hängt die Qualität der Messung stark vom genutzten Instrumentarium ab. Leckagen

² <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020> und <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2021>, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

können leicht übersehen werden. Auch kann an schwer zugänglichen Stellen nicht gemessen werden. Die zweite Methode arbeitet mit einer Messung der Methankonzentration von der Luft aus (z.B. mit Flugzeugen oder Satelliten). So kann ein flächendeckender Überblick über die Höhe der Emissionen in einer Region erhoben werden. Allerdings können die so gemessenen Emissionen nicht direkt einer einzelnen Infrastruktur zugeordnet werden.³

3.3 Methanstrategie der EU-Kommission

Die EU-Kommission hat am 14. Oktober 2020 eine Aktualisierung ihrer Methanstrategie vorgeschlagen.⁴ Damit sollen Emissionen im Energiesektor, der Landwirtschaft sowie dem Abfallsektor erfasst und reduziert werden. Vorgesehen ist, 2021 einen Gesetzesentwurf zur Regulierung des Energiesektors vorzulegen.⁵ Gleichzeitig arbeitet die EU-Kommission mit dem *United Nations Environmental Programme* (UNEP) und der Industrie an einem Update des *Oil and Gas Methane Partnership* (OGMP) Programms.⁶ Vorgesehen ist auch, für die Generalversammlung der Vereinten Nationen im September 2021 einen UN-gestützten Leitfaden zur Reduktion von Methanemissionen in den Jahren 2021-2031 zu erarbeiten.

Festzuhalten ist, dass die Klimawirkung des fossilen Energieträgers Erdgas erheblich unterschätzt wird. Das genaue Ausmaß lässt sich aufgrund fehlender Messwerte jedoch bislang nicht eindeutig bestimmen. Alle bisher verfügbaren Daten machen jedoch deutlich, dass die Erdgasnutzung mit erheblichen Treibhausgasemissionen einhergeht und deshalb kein Teil einer klimaneutralen Zukunft sein kann. Der Einsatz von fossilem Gas für die Strom- und Wärmeerzeugung sowie als Rohstoff für die petrochemische Industrie sollte demnach bereits jetzt schrittweise verringert werden.

4 Szenarien zum zukünftigen Erdgasbedarf in Deutschland

4.1 Aktueller Erdgasverbrauch in Deutschland

Erdgas ist momentan zentraler Bestandteil der deutschen Energieversorgung. Rund ein Viertel des deutschen Primärenergieverbrauchs (ca. 25%) wird mit Erdgas gedeckt. Anders als bei allen

³ Environmental Defense Fund (EDF): <https://www.edf.org/sites/default/files/EDF-Methane-Science-Brochure.pdf>, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

⁴ Europäische Kommission: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_20_1833, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

⁵ Europäische Kommission: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/eu_methane_strategy.pdf, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

⁶ https://ec.europa.eu/info/news/oil-and-gas-industry-commits-new-framework-monitor-report-and-reduce-methane-emissions-2020-nov-23_en, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

anderen fossilen Energieträgern ist dieser Anteil seit 1990 auch nicht gesunken.⁷ Damit ist Erdgas nach Mineralöl der zweitwichtigste Primärenergieträger. 2019 lag der Erdgasverbrauch Deutschlands bei rund 930 Mrd. Kilowattstunden.⁸

Erdgas kommt in verschiedenen Sektoren zum Einsatz. 2019 trug Erdgas mit insgesamt 14% mehr zur Bruttostromerzeugung bei als Steinkohle.⁹ Der größte Abnehmer von Erdgas ist das produzierende Gewerbe mit 38,5%. An zweiter Stelle folgen die privaten Haushalte mit 22%.¹⁰ 90% des an die privaten Haushalte gelieferten Erdgases wird zur Wärmeerzeugung eingesetzt. Insgesamt liegt der Anteil des Erdgases an der Wärmeerzeugung der Privathaushalte damit bei ca. 44%.¹¹

4.2 Herkunft des Erdgases

Das in Deutschland genutzte Erdgas wird fast vollständig importiert. Aufgrund seines hohen Erdgasbedarfs ist Deutschland der größte Erdgasimporteureuropas und der drittgrößte Erdgasimporteure weltweit (IEA, 2019). Diese Importe stammen vor allem aus drei Ländern. Über die Hälfte des importierten Erdgases stammt aus Russland, an zweiter Stelle folgt Norwegen und schließlich die Niederlande.¹²

Das in Deutschland geförderte Erdgas kommt fast vollständig aus den Erdgasfeldern in Niedersachsen. Die dort geförderte Menge geht jedoch aufgrund der zunehmenden Erschöpfung kontinuierlich zurück (LBEG, 2019) und betrug 2018 noch 61,6 Mrd. Kilowattstunden (Brennwert, Vergleich 2009: 151 Mrd. Kilowattstunden).¹³ Die inländische Förderung deckt somit noch ca.

⁷ Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2020): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre von 1990 bis 2019, online verfügbar (<https://ag-energiebilanzen.de/>), zuletzt aufgerufen am 1.2.2021.

⁸ Statistisches Bundesamt „Gasabsatz und Erlöse nach Abnehmergruppen im Zeitverlauf“, online verfügbar (<https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?&sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=43341-0001>), zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

⁹ Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2020): ebd.

¹⁰ Statistisches Bundesamt. Online verfügbar: https://www.destatis.de/DE/Themen/Querschnitt/Jahrbuch/jb-energie.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt aufgerufen am 5.11.2020

¹¹ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgas-versorgung-in-deutschland.html>, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

¹² Statistisches Bundesamt, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/151871/umfrage/erdgasbezug-deutschlands-aus-verschiedenen-laendern/>, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

¹³ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/erdgas-aufkommen-und-verbrauch-deutschland/>, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

6% des einheimischen Erdgasbedarfes.¹⁴ Parallel dazu ist die Menge importierten Erdgases massiv angestiegen, von 950 Mrd. Kilowattstunden 2009 auf 1770 Mrd. Kilowattstunden 2018.¹⁵ Die Importe liegen damit höher als der tatsächliche jährliche Verbrauch. Dies liegt einerseits an den Speicherkapazitäten, ist andererseits aber auch damit begründet, dass ca. 30% des Erdgases wieder exportiert wurden.¹⁶ Das deutsche Gasnetz dient also nicht ausschließlich der inländischen Versorgung, sondern auch der Durchleitung von Erdgas beispielsweise nach Italien, Niederlande und Frankreich.

4.3 Szenarien zum zukünftigen Verbrauch

Die Annahmen zum zukünftigen Gasverbrauch in Deutschland sind in verschiedenen Studien und Szenarien untersucht worden. Diese umfassen, anders als der bisherige Verbrauch, in aller Regel sowohl Erdgas als auch biogene und synthetische Gase, deren Anteil in den kommenden Jahren steigen wird. Die momentan verfügbaren Studien und Metaanalysen berücksichtigen dabei noch nicht die von der EU verabschiedete Verschärfung der Klimaziele, die einen stärkeren Rückgang in der Nutzung fossiler Energien für Strom und Wärme erforderlich macht (Ecologic & Climact, 2020).

Eine Metastudie des Umweltbundesamtes (UBA) hat vergleichend verschiedene Szenarien zur zukünftigen Gasnutzung betrachtet. Berücksichtigt wurden dabei Entwicklungspfade, die mit den Klimaschutzzielen der Bundesregierung für 2030 vereinbar sind, wobei nach unterschiedlichen Ambitionsniveaus für 2050 (Minus 80% bzw. 95% gegenüber 1990) differenziert wird (Wachsmuth et al., 2019). Gemeinsam ist allen Studien, dass sie von einem Rückgang der Gasverbräuche ausgehen, wobei der Umfang dieses Rückgangs erheblich divergiert. Für einen Emissionsrückgang von 80% bis 2050 wird ein Rückgang des Gasverbrauchs um 49-63% angenommen, bei einem Emissionsrückgang um 95% liegt die Spannbreite zwischen minus 14 bis minus 83% jeweils im Vergleich zum Bezugsjahr 2015.

Die Szenarien betrachten dabei den Gasverbrauch insgesamt. Der Rückgang des Erdgasverbrauchs ist damit stärker als die Reduktionszahlen auf den ersten Blick nahelegen. Szenarien, die nur von einem geringen Rückgang des Gasverbrauchs ausgehen, unterstellen also einen stär-

¹⁴ Statistisches Bundesamt: ebd.

¹⁵ BDEW a.a.O.

¹⁶ Statistisches Bundesamt: ebd.

keren Einsatz von Wasserstoff und synthetischem Methan, was den Rückgang des Erdgasverbrauchs zumindest teilweise kompensiert. Dies erklärt, warum die Gasnutzung in im Jahr 2050 bei einem ambitionierteren Klimaziel sogar höher sein könnte als bei einem weniger ambitionierten Klimaziel (Wachsmuth et al., 2019). Zu einem ähnlichen Ergebnis kommt die Metastudie der Agentur für Erneuerbare Energien, hier geht der Gasverbrauch in den untersuchten Studien (bis auf eine Ausnahme) im Jahre 2050 im Vergleich zu 2017 um über zwei Drittel zurück (AEE, 2019, S. 11). Während die Mehrzahl der Studien also von einem erheblichen Rückgang des Gasbedarfs ausgeht, rechnet das EUCO 2017-Szenario mit einem lediglich moderaten Rückgang und das dena-TM 95-Szenario sogar mit einer Zunahme des Gasbedarfs. Interessanterweise sind es gerade diese Szenarien, die die Fernleitungsnetzbetreiber Gas ihrem Netzentwicklungsplan (FMB Gas, 2020, S. 30-31) zugrunde legen (siehe dazu auch Kapitel 3.1).

Tabelle 2-1

Prognostizierter Gasbedarf in verschiedenen Szenarien

Szenario bzw. Studie	dena-TM 95 (FNB Gas, 2020)	EUCO 2017 (FNB Gas, 2020)	Metastudie Agentur für Erneuerbare Ener- gien (AEE, 2019)	Metastudie UBA (Wachsmuth et al., 2019)
2030	+ 7 % (2020)	- 9% (2020)		
2050	+ 18% (2020)		- $\frac{2}{3}$ bis - $\frac{3}{4}$ (2017)	
2050 (-80%)				- 49 bis - 63% (2015)
2050 (-95%)				- 14 bis - 83% (2015)

Anmerkung: -80% bzw. -95% beziehen sich auf das angenommene Treibhausgasminderungsziel im Verhältnis zu 1990.

Die Meta-Studie des UBA stellt überblicksartig die zukünftige Gasnutzung in den einzelnen Sektoren dar. Der größte Rückgang der Gasnutzung wird für den Gebäudebereich prognostiziert und wird verursacht durch einen reduzierten Wärmebedarf (Energieeffizienz) und den zunehmenden Einsatz alternativer Heiztechniken (Wachsmuth et al., 2019). Die Weiternutzung von Erdgas im Gebäudebereich wirkt sich negativ auf das Erreichen der Klimaschutzziele, eine Nutzung synthetischer Gase ist aufgrund kostengünstigerer Alternativen nicht wirtschaftlich. In der Industrie wird es zur Nutzung von synthetischen Gasen kommen, um eine Brennstoffsubstitution bei Hochtemperaturprozessen zu gewährleisten, bei denen eine Elektrifizierung nicht möglich ist. Auch für die stoffliche Nutzung werden synthetisches Methan und/oder Wasserstoff

benötigt. Im Verkehr ist die weitere Nutzung von Gasen insbesondere im Güterverkehr von Bedeutung, wenn die direktelektrische Nutzung schwierig ist (Wachsmuth et al., 2019).¹⁷

4.4 Exkurs: „Erneuerbarer“ Wasserstoff

Erneuerbarer Wasserstoff – auch als „grüner Wasserstoff“ bezeichnet – wird von der Bundesregierung als das „Erdöl von morgen“ angepriesen und seine Produktion, bzw. die Komponenten für die Produktion und Nutzung¹⁸, sollen gleichzeitig die Zukunftsfähigkeit des Wirtschaftsstandortes Deutschland und die Marke „Energiewende Made in Germany“ sichern. Entsprechend der „Nationalen Wasserstoffstrategie“ stellt die Bundesregierung für die Erforschung und Entwicklung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien ein Fördervolumen von 1,4 Mrd. Euro zur Verfügung (Bundesregierung, 2020). Weitere 10 Mrd. Euro werden für den Markthochlauf von Wasserstofftechnologien, für internationale Wasserstoffpartnerschaften sowie die Grundlagenforschung bereitgestellt. In der Strategie wird passend dazu eine enorme Nachfrage nach Wasserstoff in allen Sektoren prognostiziert. Bis 2030 wird ein Bedarf von 90 bis 110 TWh angenommen. Aktuell werden in Deutschland in der Industrie schon ca. 55 TWh Wasserstoff verbraucht und in Zukunft könnte allein die Dekarbonisierung der Stahlindustrie bis zu 80 TWh Wasserstoff benötigen. Das sind enorme Mengen, welche nur zum kleinsten Teil in Deutschland selbst produziert werden können, da die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff durch Elektrolyse sehr energieaufwendig ist. Die Nationale Wasserstoffstrategie geht für 2030 von einer heimischen Produktion von lediglich 14 TWh aus.

Selbst bei einer enormen Ausbaurate von erneuerbaren Energien in Europa, kann der prognostizierte Bedarf an erneuerbarem Wasserstoff nicht annähernd gedeckt werden. Die europäische Erdgasindustrie und traditionelle Energieversorger in anderen europäischen Ländern bieten daher Wasserstoff auf Basis von Erdgas und Carbon Capture & Storage (CCS) bzw. aus Atomstrom ebenfalls als „saubere“ Alternativen, sogenannten „blauen“ bzw. „türkisen“ Wasserstoff, an. Eine konsequente Zertifizierung wird notwendig sein, um „grünen“ Wasserstoff von diesen Alternativen unterscheiden zu können.

¹⁷ Weniger diskutiert wird bislang die Tatsache, dass die Geschäftsmodelle einiger Industriebereiche auf den Prüfstand müssen. Dazu gehört insbesondere die Plastik-Industrie, die momentan einen rasant steigenden Verbrauch an fossilem Öl und Gas aufweist und die damit erhebliche negative Auswirkungen auf das Klima hat. <https://www.boell.de/de/2019/06/06/klimawandel-plastik-heizt-das-klima>, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

¹⁸ Hierbei sind vor allem Elektrolyseure und Brennstoffzellen sowie die Maschinen- und Anlagentechnik zur Produktion dieser Komponenten gemeint.

Darüber hinaus wird massiv auf Importe aus Weltregionen gesetzt, in denen die Erneuerbarenpotenziale höher sind – man also billiger erneuerbaren Strom produzieren kann. Dafür können der afrikanische und der südamerikanische Kontinent¹⁹ sowie die Golfregion aber auch Australien in Frage kommen. Dabei ist es jedoch zwingend notwendig, dass die potentiellen Produktions- und Exportländer zuerst eine komplett dekarbonisierte Vollversorgung der eigenen Energienachfrage sicherstellen müssen, bevor Wasserstoffexporte einen Klimavorteil bringen bzw. als klimaneutral angesehen werden können (Merten et al., 2020). Zudem muss sichergestellt werden, dass die Importe in den potenziellen Exportländern nicht zu Wasserknappheit oder Landnutzungskonflikten führen (Agora Verkehrswende et al., 2020, Kap. 9). Eine weitere Herausforderung stellt der Transport dar. So führt die für den Schiffstransport notwendige Verflüssigung zu hohen Umwandlungsverlusten und damit steigenden Kosten (Matthes et al., 2020, Merten et al., 2020). Wasserstoff sollte aus diesem Grund nur dort zum Einsatz kommen, wo keine (direktelektrischen) Alternativen zur Verfügung stehen (Matthes et al., 2020, Wachsmuth et al., 2019).

5 Planungen zur Gasinfrastruktur: Netze und Kraftwerke

Deutschland verfügt über eine gut ausgebaute Infrastruktur zur Verteilung und Nutzung von Erdgas. Die Planung für diese Infrastruktur basiert auf Szenarien und Prognosen zum zukünftigen Bedarf. Im Folgenden werden zunächst die Annahmen der Fernleitungsnetzbetreiber des Gasnetzes vorgestellt und mit den in Kapitel 2 erläuterten Gasbedarfsszenarien verglichen. Ein weiterer zentraler Bestandteil der Erdgasinfrastruktur sind neben den Netzen die Erdgaskraftwerke. Sie treten als große Verbraucher auf und ermöglichen einen guten Ausblick auf die Zukunft der Energieerzeugung. Ihre prognostizierte Entwicklung wird im Anschluss skizziert.

5.1 Gasnetze

Die Länge des deutschen Gasnetzes beträgt ca. 511.000 km.²⁰ Dies umfasst sowohl das Hochdruck-Erdgasnetz, das von den Fernleitungsnetzbetreibern betrieben wird, als auch das Verteilnetz der Niederdruckleitungen mit den Hausanschlüssen.

¹⁹ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: <https://www.bmu.de/pressemitteilung/bmu-und-bmwi-unterstuetzen-nachhaltige-wasserstoff-produktion-in-entwicklungs-und-schwellenlaendern/>, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

²⁰ BMWi ebd.

In regelmäßigen Abständen wird der Netzentwicklungsplan Gas veröffentlicht, der den zukünftigen Gasbedarf schätzen und die dafür benötigte Infrastruktur projizieren soll. Dies ist die Grundlage für Investitionen in das bestehende Gasnetz. Der aktuelle Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 stützt sich dafür auf zwei Szenarien. Im Hinblick auf den Gesamtgasbedarf in Deutschland rechnet ein Szenario (dena-TM 95) mit einem steigenden Gasbedarf (+7% von 2020 bis 2030 sowie +18% bis 2050) und eines (EUCO 2017) mit einem sinkenden Gasbedarf (-9% von 2020 bis 2030) (FNB Gas, 2020, S. 30-31). Aus den dort getroffenen Annahmen leiten die Fernleitungsnetzbetreiber den Bedarf an einem Aus- und Umbau des bestehenden Gasnetzes ab. 1.600km sollen bis 2030 zusätzlich gebaut werden, das geplante Investitionsvolumen liegt bei knapp 8 Mrd. Euro für Erdgasleitungen (FNB Gas, 2020, S. 174-175).

Vergleicht man die Studien, die dem Netzentwicklungsplan Gas zugrunde liegen mit anderen Studien, stellt man fest, dass sie eher Extremszenarien mit hohem Gasbedarf abbilden. Das dena-TM 95 stellt im Hinblick auf den geschätzten zukünftigen Gasverbrauch einen absoluten Ausreißer dar, wie der Vergleich mit den Meta-Studien des Umweltbundesamtes (Wachsmuth et al., 2019, S. 20) oder der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE, 2019, S.11) deutlich macht (Tabelle 2-1). Diese Differenz lässt sich dadurch erklären, dass das dena-TM 95-Szenario auf einem äußerst hohen Einsatz synthetischer Gase basiert. Das EUCO 2017-Szenario geht zwar von einem Rückgang des Gasbedarfs aus, dieser ist jedoch deutlich geringer als in den meisten anderen Studien. Allerdings rechnet das EUCO 2017-Szenario mit veralteten EU-Klimazielen und spiegelt somit nicht das aktuelle Ambitionsniveau wider. Szenarien, die stärker auf Energieeffizienz oder Elektrifizierung setzen, wurden nicht berücksichtigt (Heilmann et al., 2020, S. 16).

Der Vergleich mit anderen Szenarien macht deutlich, dass der Netzentwicklungsplan Gas den zukünftigen Gasbedarf voraussichtlich massiv überschätzt. Hinzu kommt, dass der Gasbedarf für die Wärmebereitstellung auf Basis der Temperaturannahme eines Durchschnittsjahres prognostiziert wird, wobei die Durchschnittstemperaturen der Jahre 1991-2013 zugrunde gelegt werden (FNB Gas, 2020, S. 97). Die fortlaufende Erderwärmung und die damit einhergehenden höheren Wintertemperaturen – und damit ein geringerer Gasbedarf – werden durch die gewählte Zeitspanne zu wenig berücksichtigt.²¹

Für die systematische Überschätzung des zukünftigen Gasverbrauchs sind vor allem zwei Dinge entscheidend: Die Fernleitungsnetzbetreiber sind diejenigen, die den Szenariorahmen für den

²¹ Dies wurde von der regulierenden Behörde, der Bundesnetzagentur, beispielhaft für das Gaswirtschaftsjahr 2018/2019 untersucht (FNB Gas, 2020).

Netzentwicklungsplan festlegen, gleichzeitig verfolgen sie dabei ein massives Eigeninteresse, da sie an den Netzentgelten verdienen. Dies führt regelmäßig zu einer Bevorzugung gasfreundlicher Szenarien (Heilmann et al., 2020, S. 16). Darüber hinaus gibt es, anders als beim Netzentwicklungsplan Strom, keine gesetzlichen Vorgaben zur Berücksichtigung der Klimaschutzziele bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans.²² Klimaziele werden somit tendenziell zu wenig berücksichtigt. Problematisch ist diese systematische Fehlkalkulation deshalb, weil sie die Grundlage für Investitionen in das Leitungsnetz darstellt. Die Kosten dieser Fehlinvestitionen werden dann über die Netzentgelte an die Verbraucher*innen weitergegeben.

Die Meta-Studie des Umweltbundesamts (UBA) kommt auf einen signifikanten Verbrauchsrückgang (Wachsmuth et al., 2019). Entsprechend wird hier auch kein Bedarf an einem Ausbau des Gasnetzes prognostiziert. Die UBA-Studie geht stattdessen davon aus, dass die Fernleitungsnetze, wenn es nicht zu einem vollständigen Wechsel auf Wasserstoff kommt, zwar in vollem Umfang benötigt, aber weniger ausgelastet sein werden (Wachsmuth et al., 2019, S. 25). Auch EU-weite Modellierungen, die Deutschland als Transit-Land zur Versorgung der europäischen Nachbarländer mit Gas berücksichtigen, sehen keinen Bedarf eines Ausbaus der Gasnetze. Die Europäische Kommission geht in momentanen Hochrechnungen von einem Erdgas-Rückgang um 29% bis 2030 (im Vergleich zu 2015) aus. Vor diesem Hintergrund ist die bereits errichtete Gasinfrastruktur völlig ausreichend zur sicheren Gasversorgung auch in unterschiedlichen Szenarien. Geplante Investitionen in neue Gasinfrastruktur stellen damit eine risikoreiche Überinvestition dar (Heilmann et al., 2020; Artelys, 2020).

Ähnlich ist die Situation bei geplanten Investitionen in LNG-Infrastruktur. Die bestehende Infrastruktur ist EU-weit bislang nur zu rund 30% ausgelastet (BGR, 2020, S. 9), bei einem prognostizierten Rückgang des Gasbedarfs sind auch hier weitere Investitionen weder notwendig noch wirtschaftlich.

Betrachtet man die Ebene der Verteilnetze, so ist sogar von einer Stilllegung eines signifikanten Teils auf Ebene der untersten Druckstufen zu erwarten, da Wohn- und Gewerbegebiete auf andere erneuerbare Energieträger umsteigen werden (Heilmann et al., 2020; Wachsmuth et al., 2019).

²² Deutsche Umwelthilfe: https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energie-wende/200901_DUH_Stellungnahme_Entwurf_NEP_Gas_2020-2030.pdf, S. 2, zuletzt geprüft am 15.12.2020

Vor diesem Hintergrund ist es erstaunlich, dass deutschlandweit Investitionen in Milliardenhöhe in den Ausbau der Gasinfrastruktur fließen sollen. Im europäischen Vergleich ist Deutschland das Land mit den zweitmeisten geplanten Gasinvestitionen (Heilmann et al., 2020, S. 13). Insgesamt handelt es sich für Kraftwerke, Gasnetze und LNG-Terminals um ca. 18,3 Milliarden Euro (Heilmann et al., 2020, S. 13-14), die ein hohes Risiko von *stranded assets* darstellen und zu großen Teilen aus Steuergeldern sowie durch die Verbraucher*innen getragen werden sollen.

5.2 Kraftwerke

Für die Entwicklung des Gasnetzes ist eine Prognose über Großverbraucher wie Kraftwerke von großer Bedeutung – insbesondere dann, wenn es sich um Neubauten an Orten handelt, die bislang noch keinen Anschluss an das Gasnetz haben.

Die Netzentwicklungspläne (NEP) Strom und Gas beinhalten beide Prognosen über die Anzahl und Leistung zukünftiger Gaskraftwerke. Der Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 der Fernleitungsnetzbetreiber stützt sich auf zwei Szenarien, die beide von einer Erhöhung der elektrischen Leistung von Gaskraftwerken um 31% gemessen am Ist-Stand bis 2030 ausgehen (FNB Gas, 2020, S. 29). Statt 28 GW_{el} werden dann 37 GW_{el} installiert sein. Nur ein Szenario betrachtet den weiteren Zeitraum bis 2050. 2040 sollen demnach 63 GW_{el} installiert sein – also weit mehr als doppelt so viel wie heute – und bis 2050 sollen es noch 57 GW_{el} sein.

Auch der Netzentwicklungsplan Strom berücksichtigt die geplante Gaskraftwerksleistung. Die Annahmen unterscheiden sich jedoch voneinander. Im Vergleich zum früheren Netzentwicklungsplan Strom hat der Szenariorahmenentwurf des Netzentwicklungsplans 2035 den Erdgasbedarf für das Jahr 2035 nach unten korrigiert. Demzufolge beträgt die installierte Leistung an Gaskraftwerken 2018 25,4 GW_{el}, für 2035 wird je nach Szenario mit 33,8 oder 34,2 GW_{el} gerechnet (ÜNB, 2020, S. 21). Angenommen wird dabei ein Erhalt der vorhandenen Kapazitäten zuzüglich eines signifikanten Zubaus insbesondere kleiner, erdgasbefuerter KWK-Anlagen (ÜNB, 2020, S. 81). Diese sind insbesondere für die Deckung des Wärmebedarfs entscheidend (ÜNB, 2020, S. 80). Begründet durch die aktuellen Förderbedingungen (siehe Kapitel 4) nimmt der NEP Strom eine ungefähre Vervierfachung der installierten Leistung konventioneller KWK-Anlagen mit weniger als 10 MW Leistung bis 2035 an (ÜNB, 2020, S. 85-86).

Tabelle 3-1

Prognostizierte installierte elektrische Leistung

Prognostizierte elektrische Nettoleistung/Gaskraftwerke in GWel	Netzentwicklungsplan Gas (FNB Gas, 2020)	Netzentwicklungsplan Strom (ÜNB, 2020)
2018 (Ist-Stand)		25,4
2020	28	
2025	36	
2030	37	
2035		33,8 - 34,2
2040	63	34,2
2050	57	

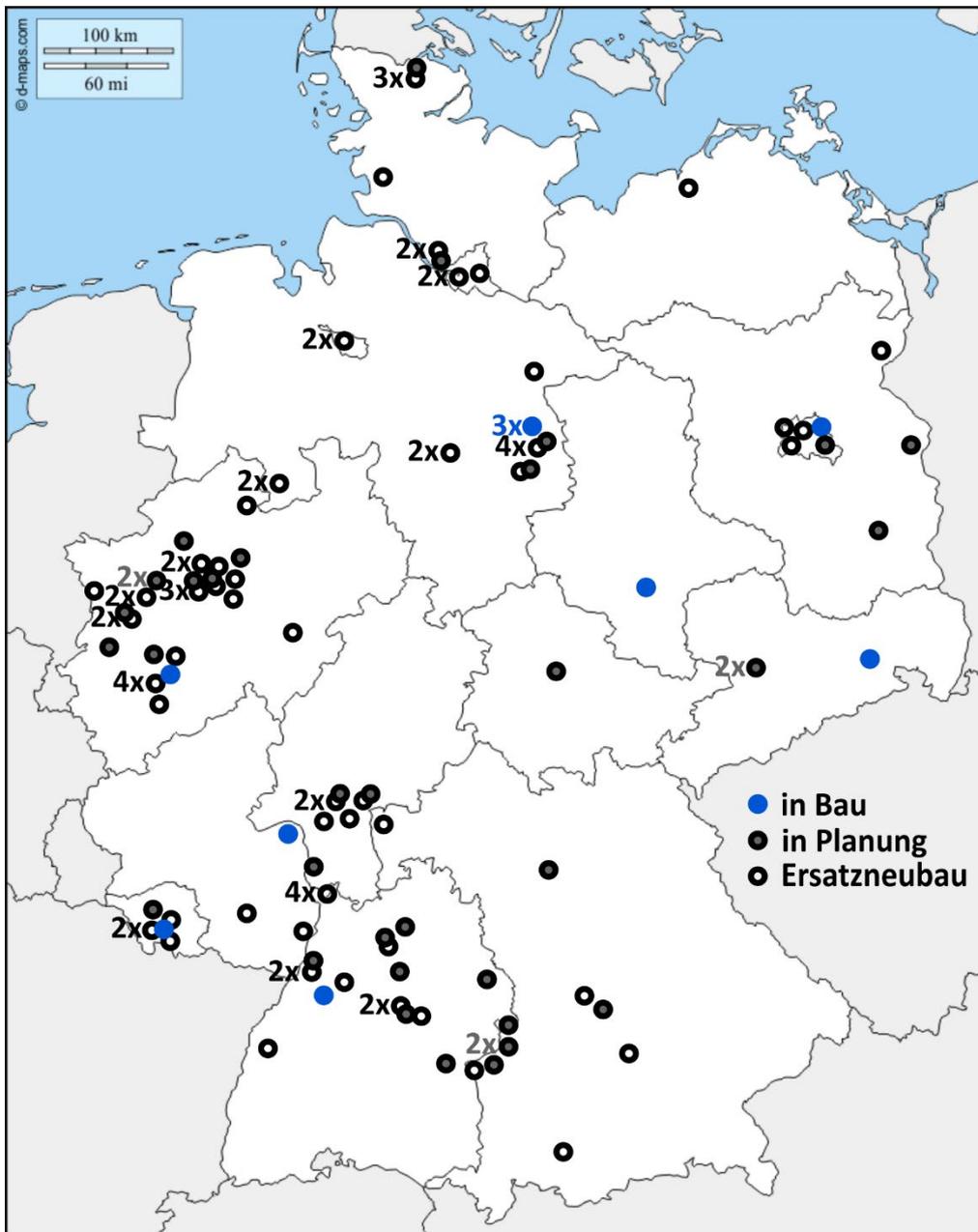
Genauer aufgeschlüsselt werden diese Informationen in der Kraftwerksliste des Szenariorahmens bis 2035. Sie listet bestehende und geplanten Kraftwerke auf und unterscheidet bei den geplanten Kraftwerken wie folgt:

- a) Antizipierter Zubau von Erdgaskraftwerken < 10 MW: bis 2025: 2100 MW, bis 2030 1200 MW, bis 2035 700 MW und bis 2040 weitere 200 MW, insgesamt bis 2040 also 4200 MW
- b) Erdgaskraftwerke in Planung: 36
- c) Erdgaskraftwerke im Bau: 10
- d) Prognostizierte KWK-Ersatzbauten (zusätzlich zu den oben genannten): knapp 80

Die prognostizierten KWK-Ersatzbauten ersetzen zum größten Teil bestehende Steinkohlekraftwerke und einige Kraftwerke mit „sonstigen Energieträgern“. Laut Szenariorahmen Strom der Bundesnetzagentur sollen über 75% der bestehenden Steinkohlekraftwerke durch Gaskraftwerke ersetzt werden.²³ Die über 120 geplanten oder prognostizierten Kraftwerke entstehen bis 2035 zusätzlich zu den bislang installierten ca. 270 Erdgaskraftwerken. Hinzu kommen die Kuppelgas-betriebenen Kraftwerke (von denen auch neue geplant werden) sowie die Kraftwerke, die mit Mineralölprodukten befeuert werden.²⁴

²³ Aufgrund der momentanen Förderkulisse und der rechtlichen Rahmenbedingungen wurde hier pauschal angenommen, dass alle Kohlekraftwerke, die Wärme auskoppeln und aufgrund des gesetzlichen Kohleausstiegs vom Netz gehen, durch Gaskraftwerke ersetzt werden, wenn vom Betreiber nichts Gegenteiliges angezeigt wurde. Ein (Erd-)Gasersatzbau könnte also dann entfallen, wenn die benötigte Wärme auf andere Weise zur Verfügung gestellt wird.

²⁴ https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2035_Kraftwerksliste.pdf, zuletzt geprüft am 23.11.2020



Quelle: ÜNB (2020)

Abbildung 3-1: Kraftwerksprojekte in Deutschland

Für die bestehenden Erdgaskraftwerke wird eine technisch-wirtschaftliche Lebensdauer von 45 Jahren angenommen. Wie viele der laufenden Erdgaskraftwerke durch neuere KWK-Anlagen ersetzt werden, ist der Liste nicht zu entnehmen (ÜNB, 2020, S. 80). Wird für die neu errichteten Erdgaskraftwerke eine ähnliche Lebensdauer unterstellt, bedeutet das einen (Erd-) Gaseinsatz in den jetzt geplanten Kraftwerken bis 2065 bzw. 2080. Dies steht in massivem Widerspruch zu den klimapolitischen Notwendigkeiten (siehe Kapitel 1).

6 Die Förderkulisse: Kraft-Wärme-Kopplung statt erneuerbarer Wärme

Erdgas ist momentan zentraler Bestandteil der Wärmeversorgung (siehe auch Kapitel 2.1). Während bei der Stromerzeugung der Ersatz fossiler Energieträger durch Erneuerbare in vollem Gange ist, kommt die Wärmewende kaum in Gang. Im Gegenteil: fast überall dort, wo Steinkohlekraftwerke gerade einen Beitrag zur Wärmeversorgung leisten, sollen sie im Rahmen des Kohleausstiegs durch fossile Erdgaskraftwerke ersetzt werden. Ein großer Anreiz dafür liegt in der momentanen Förderkulisse. Diese fördert insbesondere die gemeinsame Erzeugung von Wärme und Strom (Kraft-Wärme-Kopplung, KWK).

6.1 Warum sind die Rahmenbedingungen für KWK entscheidend für Fernwärme?

Fernwärmenetze bieten für die Wärmewende vielfältige Möglichkeiten, da sie in der Lage sind, verschiedene erneuerbare Wärmeerzeuger zu integrieren und damit die jeweiligen Vorteile der unterschiedlichen Technologien optimal zu nutzen. Tatsächlich findet diese Integration momentan aber kaum statt. Der Anteil grüner Wärme hat sich in den letzten 10 Jahren nur wenig (2%) erhöht und beträgt etwa 15 % am gesamten Fernwärmeaufkommen.²⁵ Zu 90% ist dies Biomasse. Bis 2030 soll der Anteil erneuerbarer Wärme laut Nationalem Energie- und Klimaplan (*national energy and climate plan*, NECP) bei 30% liegen.²⁶ Mit den jetzt in Kraft getretenen Förderregeln ist ein deutlicher Zuwachs an Erneuerbarer Fernwärme aber wenig wahrscheinlich. So planen in einer Umfrage der Deutschen Umwelthilfe unter 18 Steinkohle-KWK-Betreibern nur zwei den Umstieg von Steinkohle direkt auf erneuerbare Wärme.²⁷ Denn die momentane Förderung setzt einseitig auf KWK-Anlagen, ein Verfahren, was technisch bedingt fast ausschließlich auf fossilen Energieträgern basiert.

²⁵ Foliensatz zur BDEW Publikation: *Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland Basisdaten und Einflussfaktoren*, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin, aktualisiert am 25.5.2020, Folie 40. Online verfügbar: https://www.bdew.de/media/documents/20200525_Waermeverbrauchsanalyse_Foliensatz_2020_daQSUCb.pdf, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

²⁶ NECP, Tab. A 13, Seite 53. Online verfügbar <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/necp.html>, zuletzt aufgerufen am 18.2.2021.

²⁷ Deutsche Umwelthilfe: <https://www.duh.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/deutsche-umwelthilfe-fordert-kohleausstieg-muss-zum-einstieg-in-gruene-fernwaerme-werden/>, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

Fernwärme wird zu 72% von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) erzeugt.²⁸ Der Beitrag zur Wärmeversorgung von Wohnungen durch KWK beträgt etwa 10% von 460 TWh Wärme (Prognos et al., 2019, S. 26, Tabelle 12). Daran haben Kohlekraftwerke einen entscheidenden Anteil. Durch den Kohleausstieg wäre jetzt eine gute Möglichkeit gegeben, Neuinvestitionen nicht in fossile Gas-KWK, sondern gleich in Erneuerbare und die dazu passenden Netze zu tätigen. Notwendig wären dazu entsprechende Anreize.

6.2 Fördermittel für KWK-Anlagen

Diese Änderung der Förderkulisse zur Unterstützung des Ausbaus erneuerbarer Wärme hat allerdings nicht stattgefunden. Im Kohle-Verstromungs-Beendigungs-Gesetz (KVBG) sind die Fördersätze für Erneuerbare nicht angepasst worden. Im Gegenzug wurde die Förderung für KWK deutlich erhöht. Sie führen in der Folge zu einem starken Anreiz, bestehende Steinkohle-KWK durch Gas-KWK zu ersetzen. Die Förderung im Einzelnen ist in Tabelle 4-1 aufgelistet.

Tabelle 4-1

Förderung von KWK-Anlagen

Für jede erzeugte elektrische kWh wird – je nach Größe der Anlage – ein Grundbonus gezahlt. Er beträgt 8 Cent/kWh bei kleinen Anlagen bis 50 kWel und 3,1 Cent für Anlagen > 2 MW. Dies gilt für max. 30.000 Betriebsstunden. Der Brennstoff spielt keine Rolle.	930 – 2.400 €/kW
Für Mehraufwendungen, die durch den Ankauf von CO ₂ -Emissionsrechten entstehen (erforderlich für Anlagen > 2 MW), werden weitere 0,3 Cent/kWh vergütet.	90 €/kW
Für den Wechsel von Kohle zu anderen Brennstoffen (Kohleersatzbonus) werden 5-390 Euro/kW einmalig gezahlt, je nach altem und neuem Inbetriebnahmedatum ²⁹	5 – 390 €/kW
In jedem Betriebsjahr hat die KWK-Anlage die Chance, eine Zahlung von „vermiedenen Netzentgelten“ nach der Stromnetzentgeltverordnung zu erhalten. Die Förderung wurde hier für eine Lebensdauer von nur 10 Jahren berechnet (gilt für neue Anlagen, die bis 31.12.2022 ans Netz gehen) ³⁰	400 – 1000 €/kW
Gesamte Förderung	1425 – 3880 €/kW

²⁸ Prognos, Fraunhofer IFAM, Öko-Institut, BHKW-Consult, Stiftung Umweltenergierecht (2019): Evaluationsbericht der Kraft-Wärme-Kopplung. Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. S. 26, Tabelle 12. Online verfügbar (https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-der-kraft-waerme-kopplung.pdf?__blob=publicationFile&v=4), zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

²⁹ Alle Werte aus dem Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) zuletzt geändert am 8.8.2020. Online verfügbar (http://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/index.html), zuletzt aufgerufen am 18.2.2021.

³⁰ Diverse Preisblätter zu Netzentgelten, z.B. https://www.wemag-netz.de/export/sites/netz/zentrale_dokumente/Preisblatt_Referenzpreise_vNNE_201X_170914.pdf

In der Summe ergibt sich ein Fördervolumen, das zwischen 1000-1500 Euro pro KW über den Investitionskosten einer neuen KWK-Anlage liegt. In bestimmten Konstellationen kann es folglich zu einer mehr als hundertprozentigen Förderung kommen.

Die Regelungen gelten für Anlagen, die bis Ende 2025 an das Netz gehen, unter gewissen Umständen kann sie sogar bis Ende 2029 verlängert werden. Verglichen mit der Förderung von erneuerbarer Wärme (hier: Solarthermie im Vergleich zu einem Erdgas -BHKW)) ist die Förderung bei der Umstellung auf Gas deutlich höher. Das Beispiel in Abbildung 4-1 illustriert die ungleiche Förderung.

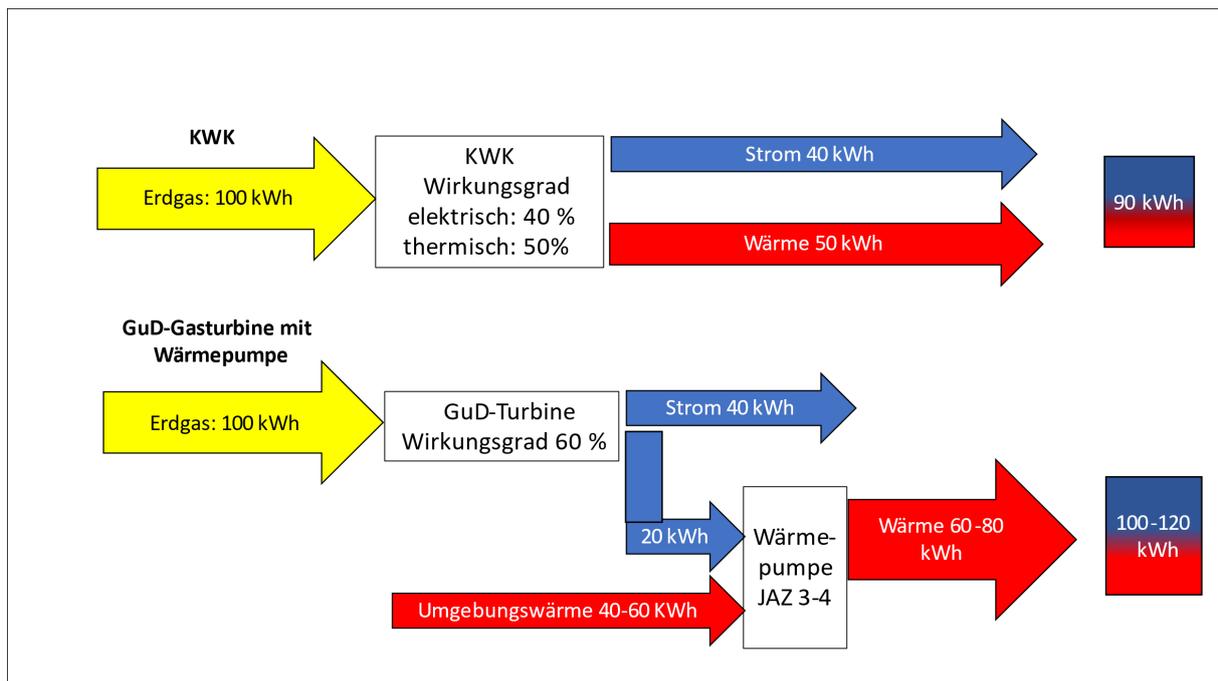


Quelle: M. Sandrock, Hamburg Institut, Vortrag Bad Bramstedt 17.9.2020

Abbildung 4-1: Lenkungswirkung der KWK-Förderung

6.3 KWK: Wenig Vorteile, viele Nachteile

Begründet wird die oben skizzierte hohe Förderung von KWK mit der Annahme, dass der Primärenergiebedarf durch den etwas besseren Wirkungsgrad bei der gemeinsamen Erzeugung von Wärme und Strom geringer ist. Dieser Vorteil ist in der Praxis aber oft nicht vorhanden und wird durch neue Technologien wie Wärmepumpen auch ausgehebelt. Abbildung 4-2 veranschaulicht das.



Quelle: Luther, Gerhard; Bruhns, Hardo (2020): Wärmepumpe versus Kraft-Wärme-Kopplung, In: Deutsche Physikalische Gesellschaft, *Physik konkret* Nr. 49.

Abbildung 4-2: Vergleich Wirkungsgrade KWK und Gasturbine mit Wärmepumpe

Der gleiche Einsatz von 100 kW fossiler Energie führt bei KWK trotz des besseren Wirkungsgrades zu weniger Output als bei der Gasturbine mit nachgeschalteter Wärmepumpe. Konsequente Klimapolitik muss CO₂ erheblich verteuern, fossile Fernwärme wird also deutlich teurer werden. Ein weiteres Problem besteht darin, dass KWK sich in einer erneuerbaren Zukunft nicht systemdienlich verhält. Denn die Fördersystematik bei der KWK ist auf die Erzeugung elektrischer Energie gestützt: Nur wenn Strom erzeugt wird, fließt Unterstützung. Der Bericht über die Mindestenergieerzeugung der Bundesnetzagentur besagt aber, dass Strom auch erzeugt wird, wenn Erneuerbare liefern könnten, stattdessen aber abgeregelt werden. Die momentane Förderkulisse dient also nicht dazu, die Weichen für eine erneuerbare Wärmeversorgung zu stellen. Im Gegenteil: sie fördert den Ausbau fossiler Energie und zementiert damit eine fossile Fernwärmeversorgung für die nächsten Jahrzehnte.

7 Projekte für den Ausbau von Erdgasimportinfrastruktur nach Deutschland

7.1 LNG-Terminals in Deutschland

Deutschland ist nicht nur der größte Erdgaskonsument Europas, sondern dient durch die sehr gut ausgebaute Erdgasinfrastruktur sowie die geographische Lage als Umschlagplatz für den europäischen Erdgasmarkt. Diese Stellung soll nun erheblich ausgebaut werden. Einerseits will Russland über die Nord Stream 2 Pipeline seine Exportkapazitäten nach Deutschland deutlich erhöhen. Zum anderen sollen Flüssigerdgasimporthäfen (LNG Terminals; wobei LNG für *Liquefied Natural Gas* steht) den direkten Import u.a. von Erdgas aus den USA nach Deutschland ermöglichen.

Bei LNG handelt es sich um Erdgas, das durch Kühlung am Exportterminal (der sog. Verflüssigungsanlage) auf mindestens -167°C seinen Aggregatzustand geändert hat. Dadurch nimmt das Volumen deutlich ab und das Erdgas lässt sich in speziellen Tankern transportieren. Am Importhafen (Terminal) wird das LNG wieder auf Umgebungstemperatur gebracht und erreicht dadurch wieder seinen gasförmigen Zustand. Deutschland verfügt bislang nicht über solche LNG-Terminals. Erdgasimporteure haben jedoch Zugang zu LNG-Häfen in anderen europäischen Ländern, wobei die Häfen in Zeebrugge (Belgien) und Rotterdam (Niederlande) am nächsten liegen. Von dort aus kann das Gas über das Gasnetz nach Deutschland exportiert werden.

Befeuert von geopolitischen Spannungen zwischen den USA und Russland, die einen größeren Anteil am Erdgasmarkt in Europa und Deutschland haben wollen, brach 2017 eine erneute Debatte um die Realisierung von LNG-Import-Terminals in Deutschland aus. Obgleich früh von wahrscheinlichen Investitionsruinen die Rede war,³¹ entschied sich die Bundesregierung für die Unterstützung und Förderung der privatwirtschaftlichen Projekte, auch als „Geste gegenüber unseren amerikanischen Freunden“.³²

Mit Brunsbüttel, Wilhelmshaven und Stade zeigten gleich drei Städte ihr Interesse, Standort für ein erstes Flüssigerdgas Terminal zu werden (Tabelle 5-1).

³¹ In der Presse zum Beispiel in: <https://www.businessinsider.de/wirtschaft/deutschland-droht-neue-investitionsruine-ein-grossprojekt-fuer-das-es-kaum-bedarf-gibt-soll-mit-millionen-gefoerdert-werden-2018-8/>, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

³² Siehe <https://www.energategate-messenger.de/news/186198/entscheidung-ueber-deutsches-ling-terminal-soll-dieses-jahr-fallen> sowie auch das später bekanntgewordene Angebot der Bundesregierung an die US-Regierung dokumentiert von <https://www.duh.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/deutsche-umwelthilfe-veroeffentlicht-geheim-gehaltenes-regierungsdokument-und-verlangt-aufklaerung-be/>, beide zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

Tabelle 5-1

In Deutschland geplante LNG-Terminals (Stand März 2021)

Geplante LNG Terminals	Wilhelmshaven ³³	Brunsbüttel ³⁴	Stade ³⁵
Derzeitiger Projektstand	Gescheiterte Vorausschreibung der Kapazitäten	Festlegung des Untersuchungsrahmens für den Umweltverträglichkeitsprüfungs (UVP)-Bericht, Planfeststellungsverfahren noch nicht eröffnet ³⁶	Scoping-Termin zur Festlegung des Untersuchungsrahmens für den UVP-Bericht im Oktober 2020, Open Season im Februar 2021 abgeschlossen
Geplante Regasifizierungskapazität	Bis zu 10 Mrd. m ³ /a	Bis zu 8 Mrd. m ³ /a	Bis zu 12 Mrd. m ³ /a
Investitionskosten Terminal	300 - 450 Millionen Euro	450 Millionen Euro	850 Millionen Euro
Bau-/Betriebskosten Anschlussleitung ³⁷	86 Millionen für die Anschlussleitung und rd. 690.000 Euro für jährliche Betriebskosten	87 Millionen für die Anschlussleitung und rd. 700.000 Euro für jährliche Betriebskosten	30,5 Millionen für die Anschlussleitung und rd. 245.000 Euro für jährliche Betriebskosten
Investor	Uniper & Mitsui O.S.K. Lines (MOL)	German LNG (Gasunie, Oiltanking, Vopak)	Hanseatic Energy Hub GmbH (u.a. mit Beteiligung der Dow Deutschland GmbH)
Geplanter Vertragspartner für Nutzung der Regasifizierungskapazitäten	ExxonMobil	RWE	Fluxys

³³ <https://lng-wilhelmshaven.com/>, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021. dabei handelt es sich um Projekt mit einer Verflüssigungsanlage auf einem Schiff (Floating Storage and Regasification Unit, FSRU), das heißt dieses Projekt sieht eine andere Technologie sowie innerhalb Wilhelmshavens einen anderen Standort als das seit Ende der 1970er Jahre von Ruhrgas und RWE geplante LNG-Terminal (Deutsche Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft, DFTG) vor.

³⁴ <https://germanlng.com/>, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

³⁵ <https://www.hanseatic-energy-hub.de/partner>, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

³⁶ <https://planfeststellung.bob-sh.de/verfahren/4b2ac370-1b24-11ea-9389-00505697774f/index>, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

³⁷ <https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/210/1921087.pdf>; https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/verordnung-zur-verbesserung-der-rahmenbedingungen-fuer-den-aufbau-der-lng-infrastruktur-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=6%20%20M, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

Die Kosten für den direkten Anschluss der LNG-Terminals an das Gasnetz betragen ca. 200 Millionen Euro. Zusätzlich würden Kosten von bis zu 641 Millionen Euro für den Ausbau des bestehenden Gasleitungsnetzes nötig, damit das Netz das zusätzliche Erdgas aus den geplanten LNG-Terminals überhaupt aufnehmen und weitertransportieren kann.³⁸

Dabei hatte erst im Dezember 2018 die Bundesnetzagentur, um „Gaskunden vor unnötigen Kosten zu schützen“, die Anbindungsleitung für das geplante LNG-Terminal Brunsbüttel aus dem Netzentwicklungsplan Gas herausgenommen, weil „der Bau einer Anbindungsleitung in die Verantwortlichkeit des Anlagen-Projektierers fällt“.³⁹ Allerdings veranlasste Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier – nach einer deutsch-amerikanischen LNG Konferenz im Februar 2019 – die Änderung des entsprechenden Rechtsrahmens.⁴⁰ „Auf dieser Grundlage können die Kosten für den Leitungsbau ohne Zeitverzug über die Gasnetzentgelte refinanziert und auf die Netznutzer gewälzt werden“, heißt es dazu in einem Eckpunktepapier des BMWi.⁴¹

Wie in Tabelle 5-1 aufgeführt, wird jedes einzelne deutsche LNG-Projekt von einem *Joint Venture* mehrerer Energiefirmen und teilweise auch Logistikunternehmen betrieben. Die jeweiligen Landesregierungen von Niedersachsen (Wilhelmshaven, Stade) bzw. Schleswig-Holstein (Brunsbüttel) unterstützen die Projekte aktiv (Fitzgerald et al., 2019). Beispielsweise wurden Mittel aus der Gemeinschaftsaufgabe Verbesserung der regionalen Wirtschaftsstruktur (GRW-Mittel) in Aussicht gestellt. Dafür hat das Land Schleswig-Holstein bereits 50 Millionen Euro Direktsubventionen im Haushalt 2020 für das LNG Terminal Brunsbüttel eingestellt.⁴² Im Falle einer endgültigen Zuteilung würde eine Komplementärfinanzierung des Bundes in Höhe von weiteren 50 Millionen Euro erfolgen. Zudem bestehen im Rahmen der Fortschreibung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie Fördermöglichkeiten für eine alternative Kraftstoffinfrastruktur, wobei laut Bundesregierung aus dem Ansatz auch Baukostenzuschüsse für den Aufbau einer LNG-Hafeninfrastruktur geleistet werden sollen.⁴³

³⁸https://www.nep-gas-datenbank.de/app#!/ausbaumassnahmen_tag.de/dip21/btd/19/210/1921087.pdf, zuletzt aufgerufen am 19.11.2020. sowie <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/19/236/1923610.pdf>

³⁹ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20181220_NEP.html, zuletzt aufgerufen am 19.11.2020.

⁴⁰ Siehe Bundesanzeiger: Verordnung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland vom 13. Juni 2019 https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav#_bgbl_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl119s0786.pdf%27%5D_1611085861795, zuletzt aufgerufen am 19.11.2020.

⁴¹ <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/Lng-eckpunkte.pdf?blob=publicationFile>, zuletzt aufgerufen am 12.4.2021.

⁴² https://transparenz.schleswig-holstein.de/dataset/d73d9bac-6d0d-469f-a788-18c6975db355/resource/42c36136-6119-4e4d-b78d-d71faa947ff0/download/anfrage-4-izg-sh_lng-terminal.pdf, zuletzt aufgerufen am 19.11.2020.

⁴³ <https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/236/1923610.pdf>, zuletzt aufgerufen am 19.11.2020.

Die Investitionsentscheidungen der LNG-Projektgesellschaften verzögern sich, trotz der umfassenden finanziellen Unterstützung, seit einiger Zeit. German LNG, der Investor für das Terminal in Brunsbüttel, musste bereits im März 2020 die Stadt um eine Verlängerung um weitere zwei Jahre bis Juni 2022 für die finale Investitionsentscheidung bitten.⁴⁴ Im November 2020 kündigte Uniper an, die Pläne zu überprüfen in Wilhelmshaven ein LNG-Terminal zu errichten, nachdem nicht genügend verbindliche Kapazitätsbuchungen von Marktteilnehmern bei der Ausschreibung erzielt werden konnten. Das Projekt in Stade wiederum liegt weit hinter Brunsbüttel und Wilhelmshaven zurück und hat laut eigenem Zeitplan die Inbetriebnahme des LNG-Terminals ohnehin erst für 2026 offiziell geplant.⁴⁵

Aus der Perspektive der Versorgungssicherheit mit Erdgas besteht gar kein Bedarf für weitere Importkapazitäten, da die Nachfrageentwicklung für Erdgas in Deutschland und Europa rückläufig ist (siehe Kapitel 2). Die bereits bestehenden Gasimportkapazitäten (54 Mrd. m³ aus Norwegen, 208 Mrd. m³ aus Russland und rund 25 - 30 m³ aus den Niederlanden) zusammen mit den Gasspeicherkapazitäten in Höhe von 24 Mrd. m³ übersteigen Deutschlands Jahresverbrauch um mehr als das 3-fache (BMWi, 2020; ENTSO-G, 2019). Zudem sind die Bezugsquellen von Erdgas recht diversifiziert. Durch die bereits bestehenden Verbindungen zu anderen europäischen LNG-Terminals haben deutsche Importeure auch heute schon Zugang zum weltweiten LNG-Markt (BMWi, 2020).

Das Volumen der existierenden LNG-Terminals der EU (inklusive Großbritannien) kann bereits jetzt rund 45% des gesamten europäischen Gasbedarfs decken. Allerdings ist Europa mit seinem relativ dichten Pipeline-Netz und vielfältigen Importpipelines eher ein „Pipeline-Markt“ und LNG-Importe spielen nur eine untergeordnete Rolle. So wiesen die Terminals über einen langen Zeitraum eine sehr schlechte Auslastungsquote auf: Im Zeitraum von 2012 bis 2021 betrug sie im Durchschnitt nur rund 27%. Seit 2018 hat sich die Auslastung der Terminals erhöht, betrug aber nie mehr als 50% der eigentlichen Kapazität.⁴⁶

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass es keine energiewirtschaftliche Notwendigkeit für die Terminals gibt und die betriebswirtschaftliche Profitabilität jedes Projekts zumindest zweifelhaft scheint. Es ist zudem unklar, wie Projekte mit einer ökonomischen Lebensspanne von 30 – 50 Jahren mit dem politischen Ziel der Treibhausgas-Neutralität bis 2050 vereinbar sein sollen.

⁴⁴ Ursprünglich wollte sich German LNG bis Ende 2019 die finale Investitionsentscheidung treffen, der Bau sollte 2020 beginnen und bis 2022 in Betrieb gehen; <https://www.shz.de/lokales/norddeutsche-rundschau/bau-eines-lng-terminals-stadt-brunsbuettel-verlaengert-entscheidungsfrist-fuer-konsortium-id27834937.html>, zuletzt aufgerufen am 19.2.2021.

⁴⁵ <https://www.hanseatic-energy-hub.de/>, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

⁴⁶ <https://alsi.gie.eu/#/>, <https://alsi.gie.eu/#/historical/eu>, zuletzt aufgerufen am 19.2.2021.

Eine spätere Umwidmung der Terminals zur Nutzung durch erneuerbare Energien (z.B. grüner Wasserstoff) ist technisch kaum umsetzbar bzw. sehr aufwendig und daher ökonomisch unattraktiv.

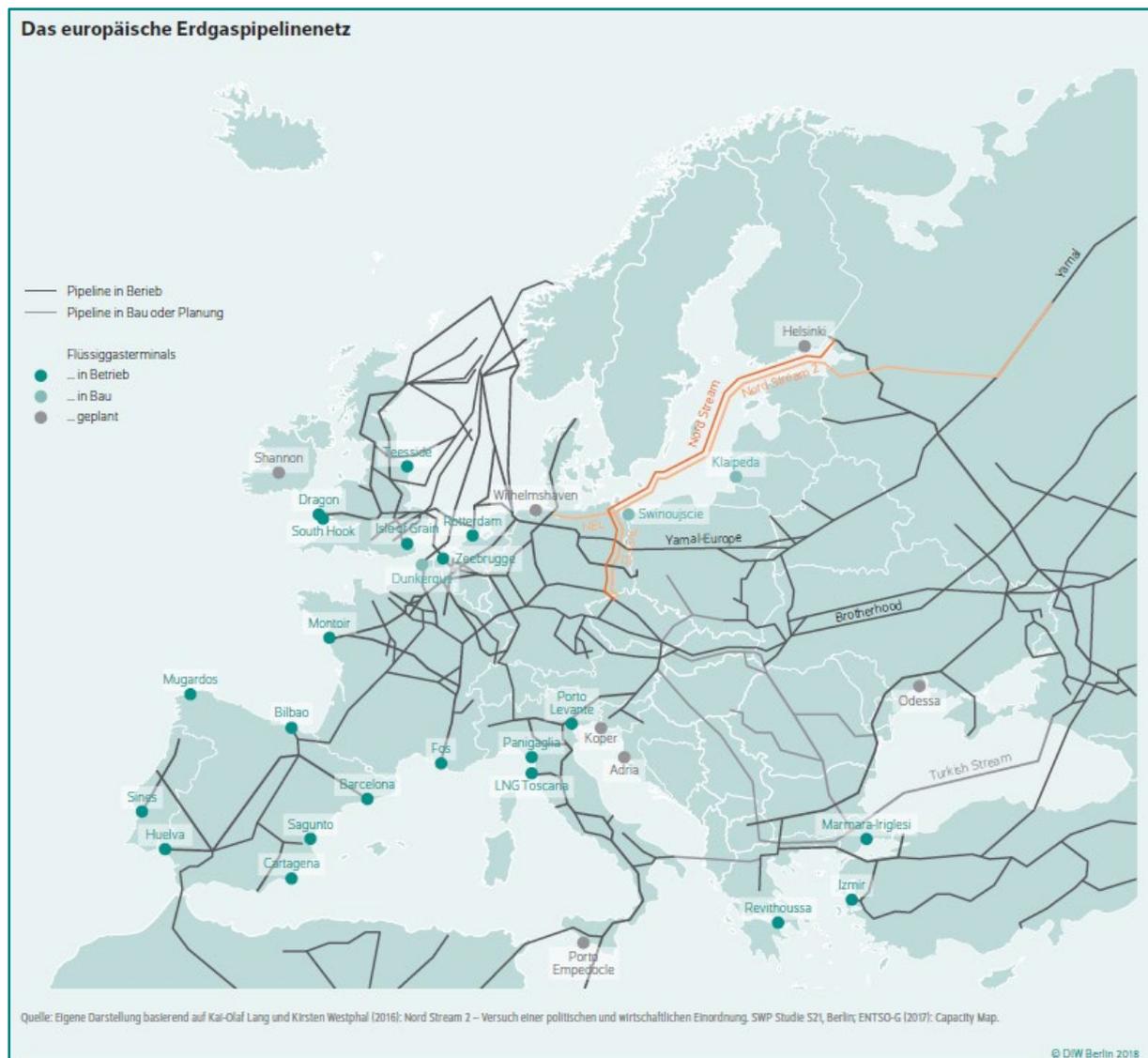
7.2 Das Nord Stream 2 Projekt

Trotz langjähriger Kritik der EU-Kommission und vieler europäischer Staaten sowie US-Sanktionen gegen den Bau der Erdgaspipeline Nord Stream 2 unterstützt die Bundesregierung beharrlich das Projekt. Die Nord Stream 2 Pipeline soll – ebenso wie ihre 2011 eröffnete „Schwester-Pipeline“ Nord Stream – eine Einspeisekapazität von jährlich 55 Milliarden Kubikmeter haben.⁴⁷ Damit wird sich die Transportkapazität von Russland nach Deutschland durch die Ostsee auf insgesamt 110 Milliarden Kubikmeter belaufen – zusätzlich zu den mehr als 100 Milliarden Kubikmeter Transportkapazität durch die Ukraine und Osteuropa in Richtung Deutschland und Westeuropa. Das durch die Ostsee transportierte Erdgas wird von Deutschland und anderen europäischen Ländern z.B. Tschechien und den Niederlanden, gekauft.

Der Bau der Nord Stream 2 Pipeline begann im Herbst 2018. Bis Ende 2019 wurden die beiden Pipelinestränge zu einem großen Teil gebaut bzw. in der Ostsee verlegt. Von Ende 2019 bis November 2020 ruhten die Bauarbeiten jedoch und wurden erst im Dezember 2020 wieder aufgenommen. Es wird eine Fertigstellung in der ersten Jahreshälfte 2021 angekündigt (Stand Januar 2021), wofür aber klima- und umweltschutzrechtliche Regelungen umgangen werden müssen.⁴⁸

⁴⁷ Eigentlich handelt es sich bei dem Nord Stream Projekt und dem Nord Stream 2 Projekt um jeweils zwei Pipelines à ca. 27,5 Milliarden Kubikmeter Transportkapazität.

⁴⁸ Siehe ausführlich: https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/DUH_Genehmigungs-Krimi_NordStream2.pdf, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.



Quelle: DIW Berlin

Abbildung 5-1: Europäisches Erdgasnetz mit Nord Stream und Nord Stream 2 Pipelines

Nord Stream 2 ist ein Projekt der Nord Stream 2 AG, deren alleiniger Anteilseigner Gazprom ist. Gazprom konnte die gewaltige Investition aber nicht alleine stemmen, sondern benötigte die Unterstützung von einer Reihe von europäischen Energieunternehmen, die als sog. Finanzinvestoren die Investitionskosten mittragen. Die Finanzinvestoren von Nord Stream 2 sind das deutsche Unternehmen Wintershall DEA, das mittlerweile vom finnischen Staat über Fortum erworbene deutsche Unternehmen Uniper (ehemals E.ON Ruhrgas), das französische Unternehmen Engie (ehemals Gaz de France), die niederländisch-britische Royal Dutch Shell und die

österreichische OMV.⁴⁹ Einige dieser Firmen sind bereits Anteilseigner an der Nord Stream AG, die das erste Nord Stream Pipeline Projekt betreibt (Uniper, Wintershall DEA, Engie, sowie Gasunie). Es ist jedoch hervorzuheben, dass die europäischen Firmen bei der ersten Nord Stream Pipeline noch Anteilseigner wurden, während sie bei Nord Stream 2 nur mehr als stimmlose Geldgeber einspringen durften. Das Nord Stream 2 Projekt gehört ausschließlich Gazprom.

Die Russische Föderation ist mit 50,23 % der Hauptanteilseigner von Gazprom.⁵⁰ Gazprom verfügt angesichts der Verquickung mit dem russischen Staatshaushalt und politischem Einfluss über erhebliche Spielräume. Gazprom verfolgt offenkundig neben betriebswirtschaftlichen Motiven auch strategische Ziele, die über das rein privatwirtschaftliche Kalkül hinausgehen. So ist Gazprom schon lange ein Instrument russischer Außenpolitik. Schließlich sind Energieträger Russlands wichtigstes Exportgut, insbesondere Erdöl und Erdgas, zu einem geringeren Anteil aber auch Kohle. Allein im Jahr 2019 exportierte Russland Energieträger im Wert von 234,5 Mrd. €.⁵¹

Innerhalb der Europäischen Union war das Nord Stream 2 Projekt, seitdem es vorgeschlagen wurde, sehr umstritten, deutlich mehr als das erste Nord Stream Projekt. Sowohl die Europäische Kommission als auch eine Vielzahl Mitgliedsstaaten sprachen sich mehr oder weniger deutlich gegen die neue Pipeline aus.⁵² Neben dem sich intensivierenden Druck auf das bisherige Transitland Ukraine wird insbesondere eine weiter steigende Abhängigkeit von russischen Erdgaslieferungen befürchtet. Darüber hinaus steigt das Bewusstsein für die rückläufige Tendenz der Erdgasnachfrage in Europa und das Risiko eines *Lock-Ins* in langlebige fossile Infrastruktur, der die klimaneutrale Transformation des Energiesystems verzögert. Das häufig bei neuen Pipelines vorgebrachte Argument, dass die Versorgungssicherheit aufgrund höherer Diversifizierung verbessert wird, gilt bei der Nord Stream 2 Pipeline nicht. Schließlich erhöht sie nur die Kapazitäten parallel zu einer bereits existierenden Verbindung zu Russland, das bereits einen großen Marktanteil hat (Neumann et al., 2018). Europa und Deutschland verfügen zudem bereits über diversifizierte Erdgasbezugsmöglichkeiten per Pipeline und LNG aus aller Welt (Holz et al., 2016).

⁴⁹ <https://www.nord-stream2.com/de/unternehmen/anteilseigner-und-finanzinvestoren/>, zuletzt aufgerufen am 19.11.2020.

⁵⁰ <https://www.gazprom.com/investors/stock/structure/>, zuletzt aufgerufen am 19.2.2021.

⁵¹ <https://germania.diplo.de/blob/1257556/9f429cb9d04f0a6547083f572542cb58/2020-fruehjahr-data.pdf>, zuletzt aufgerufen am 19.11.2020.

⁵² Zum Beispiel im EU-Kommissionspapier Nord Stream 2 – Divide et Impera Again?: <https://euagenda.eu/upload/publications/untitled-135832-ea.pdf>, zuletzt aufgerufen am 19.11.2020.

Vielmehr dient die Nord Stream 2 Pipeline mit ihren Verlängerungen vor allem dem Zweck, den bisherigen Transit durch die Ukraine (und potentiell auch durch Belarus) überflüssig zu machen (Pirani und Sharples, 2020). Zu Recht fürchtet die Ukraine dabei um ihre Transiteinnahmen. Schon mit der bereits bestehenden Nord Stream Pipeline wird ein großer Teil des ursprünglichen Transits vermieden. Seit einigen Jahren wird die Kapazität der Nord Stream Pipeline daher vollständig ausgelastet.⁵³

Angesichts der deutschen Unterstützung für die Ukraine in anderen Politikfeldern war die befürwortende Haltung der deutschen Bundesregierung zur Nord Stream 2 Pipeline immer überraschend. Sie drückt sicherlich den Willen aus, die Kooperation mit Russland auch in schwierigen Zeiten nicht abbrechen zu lassen. Allerdings hat diese Haltung sowohl zu Spannungen innerhalb der Europäischen Union als auch im transatlantischen Bündnis mit der USA geführt. Innerhalb der EU wurde dies unter anderem deutlich, als die Anwendbarkeit von EU-Recht auf Importpipelines wie die Nord Stream 2 Pipeline diskutiert und geregelt wurde. Mit der 2019 gefundenen Regelung wurde einerseits der Betrieb der Nord Stream 2 Pipeline grundsätzlich ermöglicht, aber andererseits auch ein strengerer Kontrollrahmen als bisher geschaffen.

Die Kontroverse um den Bau der Pipeline war in den letzten Jahren deutlich mehr von geopolitischen Spannungen geprägt und weniger von klimapolitischen oder ökonomischen Fakten getragen. So lag der Grund für den Baustopp der Nord Stream 2 Pipeline im Jahr 2020 in den Sanktionen durch die USA.⁵⁴ Am Bau beteiligte Firmen und Institutionen wurden mit Sanktionen wie Einreiseperrren und dem Einfrieren von Vermögen belegt. Im Sommer 2020 drohte eine weitere Verschärfung dieser Regelungen, die wiederum primär nicht von der Trump-Regierung, sondern von einer parteiübergreifenden Kongressaktion getragen wurde (Lohmann und Westphal, 2019). Die deutsche Bundesregierung konnte aufgrund ihrer befürwortenden Haltung zum Nord Stream 2 Projekt nicht zur Entspannung dieser Konflikte beitragen. Darüber hinaus will sich das Bundesland Mecklenburg-Vorpommern sogar unterstützend in den Bau des Nord Stream 2 Projekts einbringen. Mit einer von Gazprom mit €20 Millionen finanziell unterfütter-

⁵³ Laut Daten der Internationalen Energieagentur: <https://www.iea.org/reports/gas-trade-flows>, zuletzt aufgerufen am 19.2.2021.

⁵⁴ "Protecting Europe's Energy Security Act of 2019": <https://www.congress.gov/bill/116th-congress/house-bill/3206>, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

ten „Klimastiftung“, sollen die am Bau beteiligten Unternehmen vor den US-Sanktionen geschützt und finanziell abgesichert werden.⁵⁵ Gleichzeitig fordern verschiedene Akteure auf europäischer Ebene angesichts der russischen Haltung zu Menschenrechten, beispielsweise im Umgang mit dem Oppositionspolitiker Nawalny, den Baustopp der Nord Stream 2 Pipeline.⁵⁶ Verschiedene Umweltverbände gehen gerichtlich gegen den (Weiter-) Bau der Nord Stream 2 Pipeline vor. Die Deutsche Umwelthilfe argumentierte beispielsweise, dass die Betriebsgenehmigung erneut überprüft werden muss, da neue wissenschaftliche Erkenntnisse die deutlich schlechtere Klimabilanz von Erdgas durch Methanaustritte belegen.⁵⁷ Damit würde der Betrieb von Nord Stream 2 die Klimaziele Deutschlands und der Europäischen Union konterkarieren. Der Ausgang des Verfahrens ist offen (Stand: Februar 2021), könnte aber wegweisend für weitere Investitionsvorhaben im europäischen Erdgassektor sein.

8 Zukunft (Erd-) Gas?

Die Förderung und Nutzung von Erdgas hat massive Auswirkungen auf das Klima (Kapitel 1). Alle Szenarien, die mit den Klimazielen der Bundesregierung übereinstimmen, gehen deshalb von einem sinkenden Erdgasbedarf aus (Kapitel 2). Diese klimapolitischen Leitlinien finden sich jedoch weder in der Planung der Gasinfrastruktur noch der Importkapazitäten wieder (Kapitel 3, 0 und 5.2). Im Gegenteil: es gibt massive Anreize für den Bau von neuen Erdgaskraftwerken (Kapitel 4) und zugesicherte Förderungen für die Ausweitung der Importkapazitäten (Kapitel 5.2). Damit werden *Lock-In*-Effekte und *Stranded Assets* nicht nur in Kauf genommen, sondern aktiv unterstützt. Dass diese Widersprüche in der Öffentlichkeit bislang kaum wahrgenommen werden, liegt vor allem an dem Image, das Erdgas hat. Erdgas gilt als sauber, als notwendige Brückentechnologie auf dem Weg in eine erneuerbare Zukunft.

Unter dem Narrativ der „Brückentechnologie“ wurde die Geschichte des Übergangsenergieträgers Erdgas in der politischen Debatte etabliert, der so lange benötigt wird bis andere vermeintlich klimafreundliche Energieträger und Technologien das Erdgas ablösen.⁵⁸ Narrative dienen dazu, komplexe technische Konstellationen und Zusammenhänge zu veranschaulichen. Der

⁵⁵<https://www.regierung-mv.de/Landesregierung/stk/Presse/?id=166889&processor=processor.sa.pressemitteilung>, https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/DUH_Stellungnahme_Stiftung_KlimaundUmweltschutz_MV_12_01_2021.pdf, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

⁵⁶ Zum Beispiel in einer Resolution des Europäischen Parlaments: https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2021-0018_EN.html, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

⁵⁷ <https://www.duh.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/deutsche-umwelthilfe-geht-gerichtlich-gegen-nord-stream-2-vor/>, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

⁵⁸ Siehe dazu: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/konventionelle-energietraeger.html>, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

Prozess der Entwicklung eines Narratives umfasst dabei die Diagnose eines Problems sowie eine darauf aufbauende Handlungsempfehlung. Etablieren sich einzelne Narrative als *common sense*, werden sie zur Grundlage gesellschaftlicher Entscheidungen und Zukunftsstrategien (WGBU, 2011, S. 91). Narrative basieren dabei nicht notwendigerweise auf wissenschaftlichen Fakten, sondern spiegeln häufig den Einfluss bestimmter Interessengruppen auf den öffentlichen Diskurs wider. Die Idee der Brückentechnologie wurde von der Erdgaslobby wiederholt in den politischen Prozess^{59,60} und den öffentlichen Diskurs hineingetragen.⁶¹ Mit dem Argument der energiepolitischen Notwendigkeit wird damit ein milliardenschweres Geschäftsfeld abgesichert. Mit der Vorstellung, die neuen Technologien für erneuerbare Energien seien noch nicht so weit, wird die Energiewende verzögert (Hausfather 2015; Lenox und Kaplan 2016; Zhang et al. 2016; Chilvers et al. 2017; McGlade et al. 2018; Littell 2017). Durch diese Verzögerung werden die technischen und sozialen Kosten des anstehenden Strukturwandels in die Höhe getrieben. Die entstehenden *Lock-In*-Effekte haben spürbare Folgen für den Transformationsprozess: Aktuell werden der Ausbau von Erneuerbaren Energien sowie Maßnahmen zu Energieeffizienz und -suffizienz durch den weiteren Ausbau von Erdgasinfrastruktur ausgebremst.

Basierend auf den klimawissenschaftlichen Erkenntnissen (siehe Kapitel 1) ist es zwingend notwendig, das verbleibende Ausmaß und das Ende der Erdgasnutzung politisch festzulegen. Nur so kann verhindert werden, dass der Erdgasausstieg – wie der Kohleausstieg – zu spät und nur durch hohe Entschädigungszahlungen an die Industrie umgesetzt werden kann. Und nur so kann die notwendige Planungssicherheit hergestellt werden, die für einen zügigen Aufbau erneuerbarer Alternativen und einen geordneten Rückbau fossiler Infrastruktur notwendig ist.

⁵⁹ Corporate Europe Observatory “The Great Gas Lock-in: Industry Lobbying behind the EU Push for New Gas Infrastructure.” (2017, https://corporateeurope.org/sites/default/files/the_great_gas_lock_in_english_.pdf), “A Dangerous Distraction: ‘Renewable’ Gas Keeps Us on the Fossil Fuel Path. Part 2: The Industry Lobby behind so-Called Renewable Gas” (2018, <https://corporateeurope.org/en/climate-and-energy/2018/11/part-2-dangerous-distraction-industry-lobbies-behind-renewable-gas>), sowie Deutsche Umwelthilfe, Corporate Europe Observatory, und LobbyControl „Die deutsche EU-Ratspräsidentschaft: Industrie in der Hauptrolle?“ (2020, https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Pressemitteilung/Energie/Studie-deutsche-Ratspr%C3%A4sidentschaft-final-deutsch.pdf), alle zuletzt aufgerufen am 12.4.2021.

⁶⁰ Corporate Europe Observatory, Food & Water Europe, and Re:Common “The Hydrogen Hype: Gas Industry Fairy Tale or Climate Horror Story?” (2020, https://corporateeurope.org/sites/default/files/2020-12/hydrogen-report-web-final_0.pdf), zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.

⁶¹ So warnt der Geschäftsführer des Lobby-Verbandes „Zukunft Gas“ vor Stromengpässen und einer Versorgungslücke die ohne den Bau neuer Gaskraftwerke drohe (<https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/ohne-neue-gaskraftwerke-droht-eine-versorgungsluecke>).

9 Literatur

- AEE (2019): Die neue Gaswelt – Perspektiven für eine effiziente und grüne Gasversorgung. Agentur für Erneuerbare Energien im Auftrag von Bundestagsfraktion Bündnis 90 / Die Grünen. Link: https://www.gruene-bundestag.de/fileadmin/media/gruenebundestag_de/themen_az/energie/gruene-metastudie-gas-nov-2019.pdf, zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.
- Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, und Frontier Economics. 2018. *“Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.”* Berlin und Köln, Deutschland. Link: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf
- Alvarez, Ramón A., Daniel Zavala-Araiza, David R. Lyon, David T. Allen, Zachary R. Barkley, Adam R. Brandt, Kenneth J. Davis, et al. (2018): Assessment of Methane Emissions from the U.S. Oil and Gas Supply Chain. *Science* 361 (6398): 186–88. <https://doi.org/10.1126/science.aar7204>.
- Artelys (2020): *An updated analysis on gas supply security in the EU energy transition.* Paris, Frankreich. Link: <https://www.artelys.com/wp-content/uploads/2020/01/Artelys-GasSecurityOfSupply-UpdatedAnalysis.pdf>
- BGR (2020): Klimabilanz von Erdgas - Literaturstudie zur Klimarelevanz von Methanemissionen bei der Erdgasförderung sowie dem Flüssiggas- und Pipelinetransport nach Deutschland. Hannover, Deutschland: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. Link: https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/bgr_literaturstudie_methanemissionen_2020.pdf?blob=publicationFile&v=2
- BMWi (2020): Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Erdgas. Monitoring-Bericht nach § 63 EnWG. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin. Link: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-zum-stand-und-zur-entwicklung-der-versorgungssicherheit-im-bereich-der-versorgung-mit-erdgas.pdf?blob=publicationFile&v=4>
- Bundesregierung (2020): *“Nationale Wasserstoffstrategie.”* Berlin, Deutschland: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Juni 2020. Link: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>
- Chilvers, Jason, Timothy J. Foxon, Stuart Galloway, Geoffrey P. Hammond, David Infield, Matthew Leach, Peter J.G. Pearson, Neil Strachan, Goran Strbac und Murray Thomson (2017): *“Realising Transition Pathways for a More Electric, Low-Carbon Energy System in the United Kingdom: Challenges, Insights and Opportunities.”* *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 1–38. <https://doi.org/10.1177/0957650917695448>.
- Cremonese, Lorenzo und Gusev, Alexander (2016): *„Die ungewissen Klimakosten von Erdgas“.* Potsdam, Deutschland: Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS). Link: https://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/working_paper_2017_klimakosten_erdgas.pdf

- Delborne, Jason A., Dresden Hasala, Aubrey Wigner und Abby Kinchy (2020): "Dueling Metaphors, Fueling Futures: 'Bridge Fuel' Visions of Coal and Natural Gas in the United States." *Energy Research & Social Science* 61: 101350. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.101350>.
- Ecologic & Climact (2020): *Analysing the Impact Assessment on Raising the EU 2030 Climate Target: How does the EU Commission's Approach Compare with Other Existing Studies?* Study commissioned by European Climate Foundation, 28 September 2020.
- ENTSOG (2019): The European Natural Gas Network 2019. Brussels, Belgium: European Network of Transmission System Operators for Electricity. Link: https://www.entsog.eu/sites/default/files/2019-10/ENTSOG_CAP_2019_A0_1189x841_FULL_400.pdf
- Louise Michelle Fitzgerald, Isabell Braunger und Hanna Brauers (2019): Destabilisation of Sustainable Energy Transformations: Analysing Natural Gas Lock-in in the case of Germany. *STEPS Working Paper* 106. STEPS Centre, University of Sussex, Brighton, Großbritannien.
- FNB Gas (2020): Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 Entwurf. Fernleitungsnetzbetreiber Gas, online verfügbar (https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2020/Entwurf.pdf?blob=publicationFile&v=1), zuletzt aufgerufen am 6.11.2020.
- Hausfather, Zeke (2015) "Bounding the Climate Viability of Natural Gas as a Bridge Fuel to Displace Coal." *Energy Policy* 86: 286–94. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.07.012>.
- Felix Heilmann, Pieter de Pous und Lisa Fischer (2020): *Gasinfrastruktur für ein klimaneutrales Deutschland - Jetzt den richtigen Kurs einschlagen*. Berlin, Deutschland: E3G. Link: https://www.e3g.org/wp-content/uploads/28_05_20_E3G_Gasinfrastruktur-f-r-ein-klimaneutrales-Deutschland.pdf
- Hirschhausen, Christian von, Fabian Praeger und Kemfert, Claudia (2020) "Fossil Natural Gas Exit – A New Narrative for the European Energy Transformation towards Decarbonization." *DIW Discussionpapier* 1892. Berlin, Deutschland: DIW Berlin.
- Franziska Holz, Philipp M. Richter und Ruud Egging (2016): The Role of Natural Gas in a Low-Carbon Europe: Infrastructure and Supply Security. *The Energy Journal*, Vol. 37, Special Issue 3, pp. 33-59.
- IEA (2019): *Natural Gas Information*. Internationale Energieagentur, OECD. Paris.
- IPCC (2013): *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1535 pp.
- LBEG (2019): *Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2019*. Hannover, Deutschland: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen. Link: https://www.lbeg.niedersachsen.de/download/155558/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2019.pdf
- Lenox, Carol und P. Ozge Kaplan (2016): "Role of Natural Gas in Meeting an Electric Sector Emissions Reduction Strategy and Effects on Greenhouse Gas Emissions." *Energy Economics* 60: 460–68. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.06.009>.

- Littell, David (2017): "Natural Gas: Bridge or Wall in Transition to Low-Carbon Economy?" *Natural Gas & Electricity* 33 (6): 1–8. <https://doi.org/10.1002/gas.21953>.
- Sascha Lohmann und Kirsten Westphal (2019): *US-Russland-Politik trifft europäische Energieversorgung*. SWP-Aktuell 01/2019. Berlin, Deutschland: Stiftung Wissenschaft und Politik Berlin.
- Matthes, Felix Chr., Christoph Heinemann, Tilman Hesse, Peter Kasten, Roman Mendelevitch, Dominik Seebach und Christof Timpe. 2020. "Wasserstoff sowie wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe - Eine Überblicksuntersuchung." Berlin, Deutschland: Öko-Institut.
- McGlade, Christophe, Steve Pye, Paul Ekins, Michael Bradshaw und Jim Watson (2018): "The Future Role of Natural Gas in the UK: A Bridge to Nowhere?" *Energy Policy* 113 (February): 454–65. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.022>.
- Frank Merten, Alexander Scholz, Christine Krüger, Simon Heck, Yann Girard, Marc Mecke und Marius Goerge (2020): "Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung." Studie für den Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V. (LEE-NRW). Wuppertal, Berlin, Deutschland: Wuppertal Institut und DIW Econ.
- Anne Neumann, Leonard Göke, Franziska Holz, Claudia Kemfert, Christian von Hirschhausen (2018): Erdgasversorgung: Weitere Ostsee-Pipeline ist überflüssig. *DIW Wochenbericht* 27-2018. Berlin, Deutschland: DIW Berlin.
- Simon Pirani und Jack Sharples (2020): The Russia-Ukraine gas transit deal: opening a new chapter. *Energy Insight* 64. Oxford Institute for Energy Studies, Oxford (Großbritannien).
- Prognos, Fraunhofer IFAM, Öko-Institut, BHKW-Consult, Stiftung Umweltenergierecht (2019): Evaluationsbericht der Kraft-Wärme-Kopplung. Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar (https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-der-kraft-waerme-kopplung.pdf?__blob=publication-file&v=4), zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.
- Saunio, Marielle, Ann R. Stavert, Ben Poulter, Philippe Bousquet, Joseph G. Canadell, Robert B. Jackson, Peter A. Raymond, et al. (2020): The Global Methane Budget 2000-2017. *Earth System Science Data*, 12, 1561–1623. <https://doi.org/10.5194/essd-12-1561-2020>.
- ÜNB (2020): *Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. Januar 2020, online verfügbar (https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2035_2021.pdf), zuletzt aufgerufen am 4.4.2021.
- Jakob Wachsmuth, Julia Michaelis, Fabian Neumann, Martin Wietschel, Vicki Duscha, Charlotte Degünther, Wolfgang Köppel, Zubair, Asif Zubair (2019): Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors. *Climate Change* 12/2019. Dessau-Roßlau, Deutschland: Umweltbundesamt.
- WBGU (2011): *Welt im Wandel: Gesellschaftsvertrag für eine große Transformation [Hauptgutachten]*. 2. veränderte Auflage. Berlin, Deutschland: Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen.

Zhang, Xiaochun, Nathan P. Myhrvold, Zeke Hausfather und Ken Caldeira (2016): "Climate Benefits of Natural Gas as a Bridge Fuel and Potential Delay of Near-Zero Energy Systems." *Applied Energy* 167 (April): 317–22. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.016>.