

Energiewirtschaftliche und industriepolitische Bewertung des Industrialisierungsprojekts Mukran mit dem Bau von LNG-Infrastruktur und Pipelineanbindung nach Lubmin sowie der Entwicklung eines Chemieclusters¹

Prof. Dr. Christian von Hirschhausen,
Fabian Präger, Lukas Barner, Dr. Franziska Hoffart und Björn Steigerwald

Technische Universität Berlin, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
(DIW Berlin) und FossilExit Research Group

cvh@wip.tu-berlin.de; chirschhausen@diw.de

01.07.2023

Zusammenfassung

Derzeit wird ein Industrialisierungsprojekt für den Standort Mukran/Saßnitz geplant: Zunächst soll eine Infrastruktur für zwei schwimmende Flüssiggasterminals (FSRUs) und eine 51 km lange Pipeline durch die Ostsee nach Lubmin gebaut werden; danach ist der Aufbau eines Chemieclusters vorgesehen. Diese Kurzstellungnahme analysiert i/ die potentielle energiewirtschaftliche Bedeutung des Projekts, insb. ihr möglicher Beitrag zur Vermeidung künftiger Gasmangellagen, sowie ii/ die Rationalität des Industrialisierungsprojekts in der Prorer Wiek auf Rügen.

Beides wird verneint: i/ Das Energie- und Industrieprojekt Mukran ist energiewirtschaftlich nicht notwendig, es liefert keinen Beitrag zur Vermeidung von Gasmangellagen und ist insb. auch nicht für die ostdeutschen Bundesländer bzw. osteuropäischen Nachbarländer notwendig; ii/ von dem geplanten Industrialisierungsprojekt ist kein substanzieller Beitrag zur nachhaltigen Wirtschaftsentwicklung auf Rügen zu erwarten, vielmehr steht es im Widerspruch hierzu: Die zu erwartenden wirtschaftlichen Gewinne sind gering und stehen im Gegensatz zu einer nachhaltigen Wirtschaftsentwicklung der Region.

Die Bundesregierung sollte den Ausbau von LNG-Infrastruktur stoppen und die verfügbaren Finanzmittel für Energiewende-kompatible Projekte verwenden. Die Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern sollte sich gegen das Industrieprojekt Mukran aussprechen, welches energiewirtschaftlich nicht notwendig ist, keine alternative ökonomische Perspektiven im Bereich Wasserstoffwirtschaft bietet und gleichzeitig die nachhaltige Wirtschaftsentwicklung auf Rügen gefährdet.

¹ Stellungnahme zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des LNG-Beschleunigungsgesetzes und des Energiewirtschaftsgesetzes“, BT-Drs. 20/7279, 20/7365 sowie zum Änderungsantrag der Fraktionen von SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP zu dem Gesetzentwurf auf Drs. 20/7279 - Ausschussdrucksache 20(25)420 -

Inhaltsverzeichnis

<u>Zusammenfassung</u>	1
Abbildungsverzeichnis.....	2
<u>1 Einleitung</u>	3
<u>2 Energiewirtschaftliche Notwendigkeit?</u>	3
2.1 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen und Prüfpunkte.....	3
2.2 Prüfung und Bewertung: Bedarf an zusätzlichem Flüssiggas bis Ende der 2020er Jahre.....	3
2.3 Prüfung und Bewertung: Besondere Bedeutung für die Wintermonate, insb. 2023/24 und 2024/25.....	3
2.4 Prüfung und Bewertung: Angeblich systemrelevante Transport-Netzengpässe.....	3
2.5 Zwischenfazit.....	4
<u>3 Industriepolitische und regionalwirtschaftliche Rationalität eines Chemie-Clusters am Standort Mukran?</u>	4
3.1 Industriepolitische und regionalwirtschaftliche Rahmenbedingungen und Prüfpunkte.....	4
3.2 Prüfung und Bewertung: Techno-ökonomische Ansätze des Übergangs fossiler LNG-Infrastruktur zu Wasserstoff-basiertem Industriecluster.....	4
3.3 Prüfung und Bewertung: Konsistenz der Entwicklung eines Chemie-Clusters in Mukran mit der nachhaltigen regionalen Wirtschaftsentwicklung.....	4
3.4 Zwischenfazit.....	4
<u>4 Fazit</u>	4
<u>Literaturverzeichnis</u>	4
<u>Anhang - Rahmenbedingungen nachhaltiger Entwicklung und Energiewirtschaft: Sozial-ökologische Transformation, Erdgasausstieg und Klimaschutzziele</u>	6
Klimawirkung und Methanemissionen von fossilem Erdgas.....	6
Situation in Deutschland nach dem Pariser Klimaschutzabkommen.....	6
Die Gefahren des Aufbaus fossiler Importüberkapazitäten.....	6
Sozial-ökologische Transformation und Erdgasausstieg.....	6
Adäquate Verwendung nachhaltiger Entwicklungsziele (SDGs).....	6

Abbildungsverzeichnis

1 Einleitung

Deutschland befindet sich im Kontext der Energiewende auf einem Pfad, der einerseits die Umstellung des Energiesystems von fossilen und fissilen (Atomenergie) Energieträgern auf erneuerbare Energien beinhaltet (nachhaltiges Entwicklungsziel SDG 7) und andererseits eine nachhaltige regionale Wirtschaftsentwicklung unter Berücksichtigung lokaler Potenziale erfordert (Nachhaltige Entwicklungsziele SDG 8 und SDG 9). In diesem Zusammenhang ist ein rascher Erdgasausstieg durch die Festlegung des Klimaschutzgesetzes und der Klima- und Plutoniumneutralität bis 2045 gesetzt; der Aufbau alternativer Infrastrukturen, z.B. eines regionalen Wasserstoffclusters, muss nicht nur technisch-ökonomisch darstellbar sein, sondern sich auch harmonisch in die regionale Wirtschaftsstruktur einbetten.

Nach dem Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine haben die Bundesregierung und die europäischen Ebenen Maßnahmen zur Versorgungssicherheit getroffen, u.a. die Entwicklung einiger schwimmender LNG-Terminals (engl. Floating Storage and Regasification Unit (FSRU)). Durch diese sowie eine Reihe anderer Maßnahmen konnten energiewirtschaftliche Gasmangellagen bisher verhindert werden. Inzwischen hat sich die Gaswirtschaft stabilisiert und es sind aus heutiger Sicht keine Mangellagen absehbar (Holz, Hirschhausen, u. a. 2023). Insbesondere besteht durch Nutzung der Speicherkapazitäten eine Versicherung, durch die auch kalte Wintermonate ohne Mangellagen beherrschbar sind.

Dennoch hält der Bundestag an der juristischen Einschätzung einer Gasmangellage fest, die im Sommer 2022 getroffen wurde und auch für die Winter 2023/24 und 2024/25 angenommen zu werden scheint. Vor diesem Hintergrund wird derzeit ein Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des LNG-Beschleunigungsgesetzes und des Energiewirtschaftsgesetzes zur Sicherstellung der nationalen Energieversorgung diskutiert.² Diese Maßnahmen beinhalten

~ die Aufnahme eines neuen LNG Standortes Mukran auf Rügen, der mit einer Verlegung zweier FSRU von Lubmin (Neptune) bzw. Spanien (TransGas Power) nach Mukran und der Errichtung einer Offshore „Ostseeanbindungsleitung“ zum Einspeisepunkt nach Lubmin (51 km) einhergeht,

~ und konkrete Vorgaben zur Entwicklung eines Wasserstoff-Clusters in Mukran, mit dem Bau eines festen Terminals für die Anlandung von Wasserstoff bzw. -derivaten sowie den damit verbundenen Kosten und Übergangsbedingungen.

In dieser Stellungnahme werden beide Aspekte geprüft: Zum einen muss für die Aufnahme in das LNG-Beschleunigungsgesetz ein beschleunigter Bedarf sowie ein überragendes öffentliches Interesse für den weiteren Neubau von Gasinfrastruktur zur Wahrung der Versorgungssicherheit vorliegen (Abschnitt 2). Zum anderen wird geprüft, ob das Gesetz den Leitgedanken der Bundesregierung zur nachhaltigen Entwicklung im Sinne der Deutschen Nachhaltigkeitsstrategie entspricht, die der

² <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2023/kw27-pa-klimaschutz-Ing-955588>. (letzter Zugriff: 30.06.2023; dies gilt auch für die anderen Internetzugriffe, falls nicht anders erwähnt).

Umsetzung der UN-Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung (United Nations 2015) dient;³ dies beinhaltet die technisch-ökonomische Nachhaltigkeit als auch eine Passfähigkeit mit der regionalen Wirtschaftsentwicklung (Abschnitt 3). Der letzte Abschnitt 4 schließt mit einem Fazit: Beide Fragen werden negativ beantwortet. Im Anhang wird die Thematik in die Entwicklung der Energiewende sowie die langfristige sozial-ökologische Transformation der Region eingebettet.⁴

2 Energiewirtschaftliche Notwendigkeit?

2.1 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen und Prüfpunkte

Zur Prüfung einer eventuellen energiewirtschaftlichen Notwendigkeit des Projekts Mukran muss der längerfristige Trend zum Erdgasanstieg im Rahmen der Klima- und Plutoniumneutralität bis 2045 berücksichtigt werden. Kurzfristig ist insbesondere die Diversifizierung der Gasbezugsquellen nach der Beendigung der Erdgasimporte Deutschlands aus Russland sowie die effiziente Netznutzung zu prüfen.

Die Bundesregierung geht in dem vorliegenden Gesetzesentwurf davon aus, dass die bestehenden LNG-Importkapazitäten sowie die Fernleitungsnetzinfrastruktur nicht ausreichend ausgebaut sind und daher weitere „Importinfrastruktur unverzichtbar“ ist.⁵ Speziell zielt der Gesetzesentwurf darauf ab, den Ausbau von Gasfernleitungen zur Verteilung der importierten Gasmengen innerhalb Deutschlands sowie der europäischen Nachbarländern zu beschleunigen. Grundlage hierfür ist die Szenarienentwicklung durch das BMWK (2023a) im Bericht an den Deutschen Bundestag: Diese wird im Folgenden als Referenz genommen, obwohl die Verbrauchsprognosen für Erdgas gegenüber einem linearen Reduktionspfad bis auf den Wert 0 im Jahr 2045 weit überhöht ist (s. Anhang).

Eine besondere Bedeutung kommt in der Begründung des Gesetzesentwurfs den vermuteten Netzengpässen zu, die zwischen West- und Ostdeutschland, bzw. auch zwischen Nord- und Süddeutschland auftreten könnten. An unterschiedlichen Stellen schwingt auch eine regionalpolitische Motivation mit, man müsse auch den Osten Deutschlands mit LNG-Terminals versorgen.⁶

3 Deutscher Bundestag 20. Wahlperiode: Drucksache 20/7279, S. 11.

4 Die Forschungen zur vorliegenden Stellungnahme erfolgten hauptsächlich im Kontext der Forschungsgruppe „Ressourcen- und Umweltmärkte“, die gemeinsam durch das DIW Berlin (Abteilung Energie-Verkehr-Umwelt), die TU Berlin (Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik) sowie die Nachwuchsforschungsgruppe FossilExit betrieben werden, u.a. mit den Kolleginnen und Kollegen Prof. Dr. Claudia Kemfert, Prof. Dr. Franziska Holz, Prof. Dr. Pao-Yu Oei sowie Dr. Isabell Braunger. Die Verantwortung für diesen Text liegt ausschließlich bei den Autor*innen.

5 Siehe dazu: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/072/2007279.pdf>.

6 „Gerade ein Ostseestandort ermöglicht auch die Sicherung der Versorgung osteuropäischer Staaten.“ Deutscher Bundestag 20. Wahlperiode: Drucksache 20/7279, S. 17.

Im Folgenden werden daher drei Annahmen geprüft, die im Gesetzentwurf bzw. begleitenden Dokumenten eine energiewirtschaftliche Notwendigkeit für den Standort Mukran begründen sollen:

~ Fehlende Gasmengen deutschlandweit und Bedarf an LNG für längere Zeiträume,

~ Gefahr der Gasmangellage in den Wintermonaten 2023/24 und 2024/25, sowie

~ Versorgung der ostdeutschen Bundesländer und Osteuropas aus dem Osten Deutschlands aufgrund von vermuteten Netzengpässen.

2.2 Prüfung und Bewertung: Bedarf an zusätzlichem Flüssiggas bis Ende der 2020er Jahre

2.2.1 Szenarioanalysen zu Angebots-/Nachfragesituationen

In der energiewirtschaftlichen Literatur herrscht weitgehend Einigkeit, dass die kurzfristige Bereitstellung schwimmender Flüssiggasterminals durch die Bundesregierung und die Energiewirtschaft im Herbst 2022 sinnvoll war, um den Angebotsschock durch den Wegfall russischer Erdgaslieferungen zu dämpfen. Jedoch ist nach der Stabilisierung der Situation, die inzwischen eingetreten ist, der umfängliche beschleunigte Ausbau der LNG-Infrastruktur, wie derzeit von der Bundesregierung geplant, energiewirtschaftlich nicht notwendig (Holz u. a. 2022; Holz, Hirschhausen, u. a. 2023; Höhne, Marquardt, und Fekete 2022; Schlund und et al. 2023). Vielmehr gefährdet er Bemühungen um Klimaschutz- und die Erneuerbaren-Ziele der Energiewende.⁷

Mit dem Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine am 24. Februar 2022 hatte sich die bereits angespannte Lage auf den europäischen und globalen Erdgasmärkten zugespitzt. Neben stark gestiegenen Preisen drohte auch die Gefahr einer Versorgungslücke für den Fall von Lieferunterbrechungen von russischen Erdgasexporten. Ein Jahr danach hat sich die Situation sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite entspannt und die Erdgas-Großhandelspreise sind auf ihr Niveau vor Ausbruch des Kriegs gefallen (Abbildung 1).

Eine aktuelle Studie des DIW Berlin kommt zu dem Schluss, dass die Erdgasversorgung in Deutschland auch 2023 und darüber hinaus ohne russische Gaslieferungen gesichert ist (Holz, Hirschhausen, u. a. 2023). Energiesparen und der zeitweise milde Winter haben geholfen, den hohen Füllstand der Erdgasspeicher zu halten. Allerdings hat auch die Ausweitung des Angebots aus nicht-russischen Lieferländern eine noch im Herbst drohende Erdgasmangellage verhindert. Das Gas kam vor allem aus Norwegen sowie von LNG-Importen über die Terminals in Belgien und den Niederlanden.

⁷ Dieser Abschnitt beruht weitgehend auf (Holz, Hirschhausen, u. a. 2023).

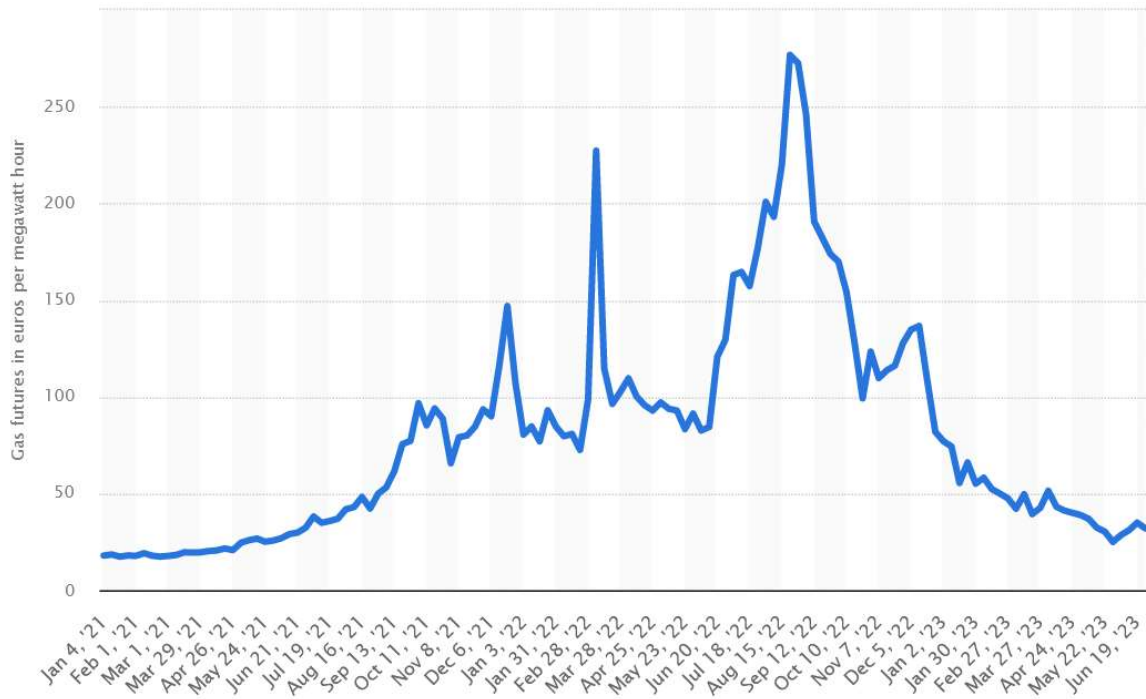
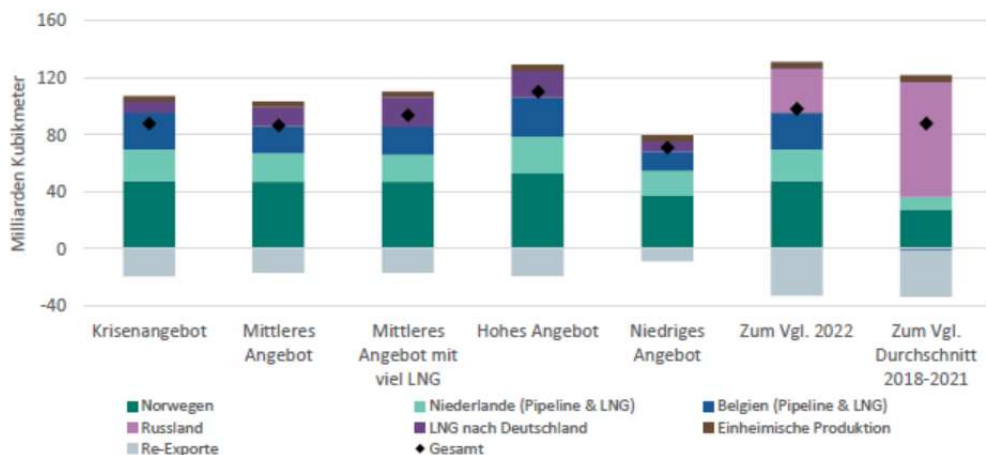


Abbildung 1: Großhandelspreis für Erdgas seit Anfang 2021 (€/MWh).

Quelle: TTF, Statista.

Abbildung 2 zeigt unterschiedliche Angebotsszenarien in Bezug auf eine Erdgasnachfrage auf. Das Erdgasangebot wird 2023 auf einem ähnlichen Niveau gehalten werden. Zudem werden LNG-Importe an den neuen Terminals in Deutschland das Gasangebot ergänzen. Es gibt jedoch mehrere Unsicherheiten im Angebot, die hier in verschiedenen Szenarien dargestellt werden. Im wahrscheinlichsten Szenario mit „Mittlerem Angebot“ wären etwas weniger Lieferungen aus den Niederlanden und Belgien zu erwarten als im Krisenszenario, das den Lieferungen wie 2022 entspricht. Das liegt an zwei Gründen. In den Niederlanden ist die Erdgasförderung weiterhin rückläufig. Und: LNG-Importe für deutsche Importeure werden teilweise an die schwimmenden Terminals in Deutschland geliefert. Mit dem Wegfall russischer Lieferungen sinken die Durchleitungen durch das deutsche Pipeline-Netz („Re-Exporte“) an Nachbarländer wie Tschechien und Österreich. Dennoch bleiben sie wegen Durchleitungen von norwegischem Gas und LNG-Importen weiterhin hoch. Insgesamt kann im „Mittleren Angebots“-Szenario das Netto-Angebot von rund 87 Milliarden Kubikmetern eine Nachfrage mit zwölf Prozent Einsparungen im Vergleich zum Durchschnitt 2018 bis 2021 decken.

Erdgasangebot in Deutschland in verschiedenen Szenarien 2023 im Vergleich zu den Vorjahren
In Milliarden Kubikmeter



Anmerkungen: Re-Exporte nach Österreich, Schweiz, Tschechien usw. sind negativ dargestellt.
Quellen: Eigene Berechnungen, IEA Transparency Platform.

DIW Berlin 2023

Abbildung 2: Erdgasangebot in Deutschland in verschiedenen Szenarien 2023 im Vergleich zu den Vorjahren

Quelle: (Holz, Hirschhausen, u. a. 2023, 5).

Mittelfristig wird Deutschland aus der Nutzung von fossilem Erdgas aussteigen. Fossiles Erdgas führt bei der Verbrennung, analog zu Kohle und Öl, zu CO₂-Emissionen, darüber hinaus entstehen bei der Förderung und dem Transport weitere umweltschädliche Emissionen, insb. von Methan (CH₄), dessen Klimaschädlichkeit in der mittleren Frist (~ 20 Jahre) 87 mal höher ist als die von Kohlendioxid.⁸ Daher muss auf dem Weg zu Klima- und Plutoniumneutralität auch die Verbrennung von Erdgas beendet werden. In Deutschland dürfte dies in anspruchsvollen Klimaschutzszenarien in den späten 2030er Jahren, in weniger anspruchsvollen Klimaschutzszenarien in den frühen 2040er Jahren der Fall sein.⁹

Vor diesem Hintergrund erscheinen weitere Ausbaupläne von Flüssiggasterminals an der deutschen Nord- bzw. Ostseeküste aus energiewirtschaftlicher Perspektive als kontraproduktiv.¹⁰ Der damit verbundene langfristige Kapazitätsaufbau auf über 40 Mrd. m³ würde zu der kuriosen Situation führen,

⁸ Myhre, Gunnar, Drew Shindell, François-Marie Bréon, William Collins, Jan Fuglestedt, Jianping Huang, Dorothy Koch, et al. 2013. "Anthropogenic and Natural Radiative Forcing." In *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, edited by T.F. Stocker, D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex, and P.M. Midgley, 659–740. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press. [Online verfügbar](#).

⁹ Löffler, Konstantin et al. (2022): Quantitative Scenarios for Low Carbon Futures of the European Energy System on Country, Region and Local Level. Deliverable 3.2 openENTRANCE project. [Online verfügbar](#).

¹⁰ Für drei der derzeitigen temporären schwimmenden Terminals sind feste Terminalinstallationen geplant: Wilhelmshaven (20 Mrd. m³), Brunsbüttel (8 Mrd. m³), Stade (13 Mrd. m³); darüber hinaus sind in Mukran zwei FSRUs (15 Mrd. m³) sowie eine feste, 51 km lange Pipeline geplant.

dass auch langfristig mehr als die Hälfte des – in Zukunft rückläufigen – Gasverbrauchs durch die Flüssiggasterminals gesichert würde. Angesichts des absehbaren Rückgangs des Erdgasverbrauchs handelt es sich daher um zukünftige „gestrandete Investitionen“ („stranded assets“), die unterbleiben sollten (Eisenack 2022).

2.2.2 LNG-Bedarf in Deutschland bei globaler Betrachtung stark rückläufig

Die Szenariorechnungen werden durch Modellläufe mit dem Global Gas Model (GGM) bestätigt, die bei rückläufiger Erdgasnachfrage in Deutschland und den Nachbarländern bis Ende der 2020er Jahre eine stark rückläufige Nutzung von Flüssiggas vorhersagen. Das GGM ist ein international reputiertes Modell globaler Gasmärkte, welches von einer Vielzahl von Forscher*innen seit über einem Jahrzehnt eingesetzt wird (Egging, Holz, und Gabriel 2010; Egging, Holz, und Czempinski 2021). Es bildet insbesondere nicht-wettbewerbliche, d.h. monopolistische Marktstrukturen ab. Aufgrund der Komplexität des globalen Modells mit über 100 Netzknoten und einer sensitiven Kalibrierung sollten Ergebnisse als Trend, aber nicht als Punktvorhersagen interpretiert werden.

Aktuelle Modellrechnungen zeigen, dass der Bedarf an Flüssiggas in Deutschland im Zeitraum 2025-2030 stark zurückgeht (Abbildung 3). Dies lässt sich vor allem durch die stark sinkende Gasnachfrage erklären. In diesem Zusammenhang ist das Phänomen geringer Auslastungen von LNG-Terminals, welches auch global beobachtet werden kann, auch hier zu erwarten. Zusätzliche Landekapazitäten von LNG sind hier nicht notwendig.

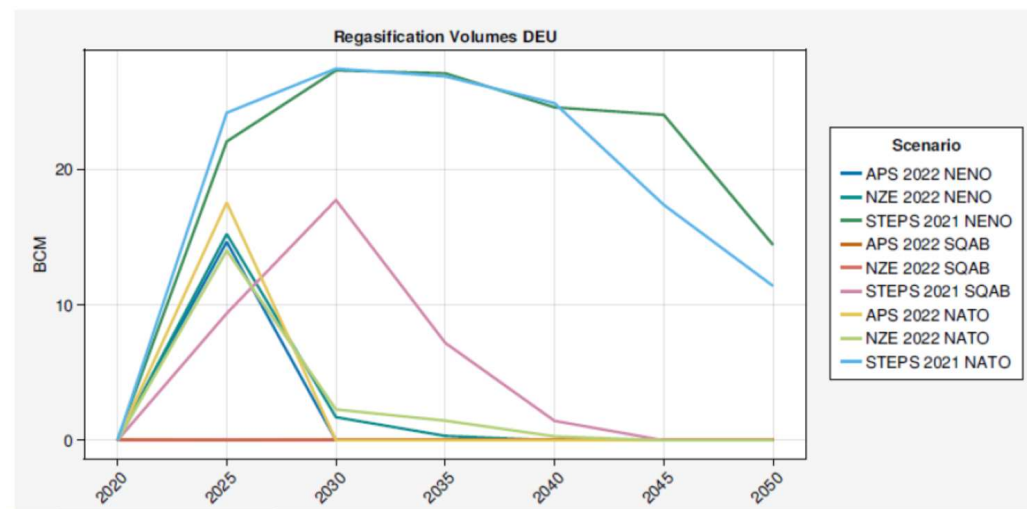


Abbildung 3: Bedarf an Flüssiggas (LNG) in Deutschland in Szenarien des Global Gas Model (GGM)

Quelle: Barner, et al. (2023).

2.3 Prüfung und Bewertung: Besondere Bedeutung für die Wintermonate, insb. 2023/24 und 2024/25

Die Aufnahme von Mukran in das LNG-Beschleunigungsgesetz wird auch mit der Notwendigkeit begründet, dass „in Bezug auf den kommenden Winter 2023/24 ... es weiterhin sehr wichtig bleibt, ... dafür zu sorgen, dass mit alternativen Gasimporten die Versorgungssicherheit aufrecht erhalten bleibt.“¹¹

Der Erdgasverbrauch ist tatsächlich starken jahreszeitlichen Schwankungen unterworfen, da in der kalten Jahreszeit mehr Wärme und Strom erzeugt werden muss. Aufgrund unterschiedlichen Wetters würden die Verbrauchswerte also auch zwischen den Jahren schwanken, selbst wenn das Verhalten gleichgeblieben wäre. Die Bundesnetzagentur berechnet daher ebenfalls den temperaturbereinigten Verbrauchsrückgang im Jahr 2022 im Vergleich zu den Vorjahren (2018 bis 2021). Danach ging die Erdgasnachfrage um etwa 14 Prozent zurück, was dem Einspareffekt aufgrund veränderter Verbrauchsgewohnheiten entspricht.¹²

Nachdem sich abzeichnet, dass der Winter 2022/23 ohne Gasmangellage in Deutschland zu Ende geht, werden Befürchtungen laut, dass der Winter 2023/24 problematischer werden könnte. Ein Unterschied zwischen 2022 und 2023 ist, dass 2022 noch russische Gasexporte im Umfang von 31 Mrd. m³ in Deutschland ankamen, die zur Befüllung der Speicher beitrugen.

Dennoch ist die Vermutung, mit zusätzlichen Kapazitäten in Mukran eine Gasmangellage im Winter verhindern zu wollen, angesichts der aktuellen Entwicklungen nicht plausibel. Der Winter 2023/23 hat gezeigt, dass aufgrund des diversifizierten Angebots und der rückläufigen Nachfrage keine Gasmangellage entstanden ist. Selbst nach dem Winter 2022/23 blieben die Speicherfüllstände im Bereich von über 50%, und somit oberhalb des Stands früherer Jahre.

Darüber hinaus verfügt das deutsche Gasnetz über etwa 24 Mrd. m³ Speicherkapazitäten. Selbst für den extrem unwahrscheinlichen Fall, dass über mehrere Wochen keine Gasimporte zur Verfügung ständen, sichert das Speichervolumen mehrere Monate Erdgasverbrauch ab. Im Winter 2022/23 lagen die monatlichen Verbräuche bei etwa 10 Mrd. m³. Somit könnte der Verbrauch während 2,5 Monate in der Kälteperiode allein durch gespeichertes Erdgas abgedeckt werden.

11 Deutscher Bundestag 20. Wahlperiode: Drucksache 20/7279, S. 1 („A. Problem und Ziel“). „Zur Sicherstellung der nationalen Energieversorgung ist, selbst wenn die Gasspeicher im Sommer 2023 vollständig gefüllt werden sollten, für das darauffolgende Jahr mit Blick auf mögliche bevorstehende Extremwetterlagen die Einspeisung durch entsprechende FSRU an der Ostseeküste erforderlich.“
<https://dserver.bundestag.de/btd/20/072/2007279.pdf> S. 19

12 Allein Haushalte und Gewerbe haben mit ihrem veränderten Verhalten so viel Gas eingespart wie 31 LNG-Schiffe zwischen März 2022 und Januar 2023 beigetragen hätten. Siehe (Roth und Schmidt 2023; Ruhnu u. a. 2023) sowie aktualisierte Berechnungen des „Open Energy Trackers“.

2.4 Prüfung und Bewertung: Angeblich systemrelevante Transport-Netzengpässe

Sowohl das deutsche als auch das europäische Erdgasnetz sind in den vergangenen Jahrzehnten umfänglich ausgebaut worden, sodass strukturelle Netzengpässe weitgehend ausgeblieben sind.¹³ Sehr wenige Ausnahmen bestätigen die Regel, wie z.B. der Nord-Süd Engpass in Frankreich. Diese sind i.d.R. auf unzureichende Koordination zurückzuführen.

Für das deutsche Netz wird im Gesetzesantrag behauptet, der Standort Mukran würde zur Vermeidung regionaler Transportnetzengpässe benötigt.¹⁴ Diese Behauptung wird an keiner Stelle belegt, weder in Bezug auf die Lokalität der Netzknoten, noch auf die Häufigkeit und Dauer angeblicher Netzengpässe.

Sowohl Empirie als auch Theorie sprechen gegen die Hypothese: Zum einen sind im Winter 2022/23 keine nennenswerten Engpässe aufgetreten, die die Versorgungssicherheit im Osten Deutschlands und den osteuropäischen Nachbarländern beeinträchtigt hätten. Zum anderen verfügt das deutsche Gasnetz über umfängliche Ost-West Verbindungen, insb. folgende Leitungen (Abbildung 4):

~ NEL (Nordeuropäische Erdgasleitung, von Lubmin (Mecklenburg-Vorpommern) zum Speicher Rehden (Niedersachsen) mit einer Kapazität von ca. 20 Mrd. m³

~ NETRA (Norddeutsche Erdgas-Transversale, vom Importpunkt der Europipe in Dornum (Niedersachsen) nach Salzwedel-Steinitz (Sachsen-Anhalt) mit einer Kapazität von ca. 21 Mrd. m³

~ STEGAL (Sachsen-Thüringen-Erdgas-Leitung, aus Sachsen ebenfalls an den Speicher Rehden (Niedersachsen) mit einer Kapazität von ca. 10 Mrd. m³.

~ Darüber hinaus sind auch Gastransporte in die ostdeutschen Bundesländer via der MEGAL-Pipeline sowie Transit durch die Tschechische Republik möglich.

Kurzfristige, vor allem durch Betriebsabläufe auftretende Engpässe in bestimmten Leitungen sind gelegentlich möglich, aber in Bezug auf die Versorgungssicherheit nicht einschlägig. Den Übertragungsnetzbetreibern käme in diesem Zusammenhang die Aufgabe zu, angebliche strukturelle Engpässe in Qualität und Quantität offenzulegen, bevor weitere Maßnahmen im LNG-Beschleunigungsgesetz bzgl. des Standorts Mukran erwogen werden.

13 Diese Praxis steht im Gegensatz zu den USA, wo Netzengpässe als Hinweis für eventuelle Netzausbauten genommen werden (C. V. Hirschhausen 2008).

14 „Mit der Einspeisung von vier FSRUs an der Nordsee-Küste wird das nachgelagerte Gasnetz in Nordwest-Deutschland und die von dort bestehende Transportachse nach Süden und Osten zudem ausgelastet.“ <https://dserver.bundestag.de/btd/20/072/2007279.pdf> S. 18



Abbildung 4: Netzkarte Erdgasferntransport in Deutschland.

Quelle: www.gascade.de/netzinformation (mit eigener Bearbeitung).

2.5 Zwischenfazit

Ein Jahr nach Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine haben sich Szenarien bestätigt, denen zufolge die Energieversorgung in Deutschland auch ohne Erdgas aus Russland gesichert ist. Dazu haben sowohl die Diversifizierung der Erdgasbezüge, inkl. von Flüssigerdgasimporten, beigetragen, als auch die relativ starke Reduktion der Erdgasnachfrage (-14%). Die Erdgaspreise sind in den vergangenen Monaten stark zurückgegangen, auch wenn sie auf absehbare Zeit höher liegen als zu Zeiten angeblich „kostengünstiger“ Erdgasimporte aus Russland. Aktuelle Szenarien legen nahe, dass auch im kommenden Winter nicht mit längerfristigen Versorgungsmangellagen zu rechnen ist. Die aktuelle Speichersituation ist auskömmlich und dürfte es auch im kommenden Jahr bleiben. Angesichts der rückläufigen Bedeutung von fossilem Erdgas auf dem deutschen Weg zu Klima- und Plutoniumneutralität ist der geplante Bau zusätzlicher LNG-Terminals (wie Mukran) weder energiewirtschaftlich noch klimapolitisch sinnvoll.

3 Industriepolitische und regionalwirtschaftliche Rationalität eines Chemie-Clusters am Standort Mukran?

3.1 Industriepolitische und regionalwirtschaftliche Rahmenbedingungen und Prüfpunkte

Sowohl in der Begründung zum Gesetzentwurf als auch in anderen Dokumenten kommt der Entwicklung des Chemie-Clusters in Mukran eine besondere Bedeutung bei, die sogar durch nachhaltige Entwicklungszeile gedeckt seien, insb. SDG 8 (nachhaltiges Wirtschaftswachstum, Beschäftigung) und SDG 9 (Industrie – Infrastruktur – Innovation). Darüber hinaus werden aber auch konkrete Vorgaben gemacht, z. Bsp. bzgl. der hypothetischen Konversionskosten beim Übergang von fossilen in post-fossile Infrastruktur. Z.Bsp. dürfen die Kosten der Errichtung einer Wasserstoff-basierten Anlage lediglich 10% der ursprünglichen Investkosten ausmachen.¹⁵

Ausgehend aus dem LNG-Beschleunigungsgesetz kann eine Errichtung von neuen Anlagen somit nur dann genehmigt werden, wenn eine „Nachnutzung mit klimaneutralem Wasserstoff und dessen Derivaten bereits zum aktuellen Zeitpunkt technisch berücksichtigt und punktuell nachgewiesen wird“ und Kostengrenzen für eine Umrüstung eingehalten werden.¹⁶ Diese Aspekte werden in der aktuellen Diskussion wenig betrachtet, bilden jedoch die Grundlage eines langfristigen Industrieprojekts bzw. Chemie-Clusters am Standort Mukran:

Im Gesetzentwurf ist die Aufnahme zweier FSRU-Anlagen im Hafen sowie eine Anschlussleitung vom Hafen Mukran zum Anschlusspunkt Lubmin vorgesehen. Weiter wird der Leitungsbau im Gesetzesentwurf damit begründet, dass die zu errichtende Leitung für einen „anteiligen oder vollständigen“ Transport von Wasserstoff geeignet ist. Somit könne sie dazu dienen, perspektivisch importierten Wasserstoff oder aber auch Offshore- oder Onshore-erzeugten Wasserstoff transportieren, was einen zusätzlichen Leitungsbau vermeiden könnte.¹⁷

Die Begründung der Bundesregierung für das Industrieprojekt stellt den Zusammenhang zwischen den Entwicklungsphasen explizit her, so z. Bsp. im Vortrag des Abteilungsleiters Energiesicherheit des BMWK bei der Bürgerinformationsveranstaltung in Mukran am 20. Juni 2023 (BMWK 2023b): Zwar sollen die FSRUs nach den bereits heute absehbarem Rückgang der Nachfrage „wieder schnell abgezogen werden, wenn der Bedarf sinkt“ (BMWK 2023b, 2). Jedoch ist explizit bereits der Bau fester Gaslandinfrastruktur vorausgesetzt, da „FSRU als sinnvolle temporäre Lösung auf dem Weg der Wärmewende schnellstmöglich durch H₂-ready Festlandterminals ersetzt werden sollen“ (BMWK 2023b, 8).

15 Drs. 20/7279, S. 14.

16 ebd. S. 2

17 <https://dserver.bundestag.de/btd/20/072/2007279.pdf> S. 19

Somit sind zwei Punkte zu prüfen, die entscheidend für die Konsistenz des Gesetzentwurfs sind:

~ Ist der Übergang von der fossilen LNG-Infrastruktur zu einer Wasserstoffinfrastruktur realistisch und gibt es angebots- und nachfrageseitig nachhaltige Geschäftsmodelle? Sind insbesondere die Zeiträume der Entwicklung des Chemieclusters konsistent mit den LNG-Ausbauplänen?

~ Entspricht die Entwicklung eines Chemie-Industrieparks in Mukran den Vorstellungen der Rügener bzw. der Region und des Landes für eine nachhaltige regionale Wirtschaftsentwicklung?

3.2 Prüfung und Bewertung: Techno-ökonomische Ansätze des Übergangs fossiler LNG-Infrastruktur zu Wasserstoff-basiertem Industriecluster

Aktuelle Energieszenarien sehen einen gewissen Anteil an Wasserstoff für eine Klima- und Plutonium-neutrale Energieversorgung spätestens 2045 vor. Jedoch gibt es sowohl über die technische Ausgestaltung, die Wirtschaftlichkeit als auch die künftige infrastrukturelle Untersetzung starke Divergenzen (Braunger, Grüter, und Präger 2021). Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (2021) rät angesichts der Unsicherheiten zu einem behutsamen Vorgehen („Klasse statt Masse“). Dagegen drängen die Industrie und die fossile Gaswirtschaft auf eine sehr umfängliche und zeitnahe Entwicklung. Im Folgenden werden die Unsicherheiten konkret auf den potenziellen Industriestandort Mukran angewendet und in die Kategorien Technik, Ökonomik und Konsistenz der Zeiträume heruntergebrochen.

3.2.1 Technologische Aspekte von Angebot und Nachfrage des Wasserstoff-Clusters (Fokus auf Ammoniak)

Das LNG-Beschleunigungsgesetz gibt vor, das neu zu errichtende, stationäre landgebundene Anlagen nur genehmigt werden können, wenn eine Nutzung von klimaneutralem Wasserstoff und dessen Derivaten technisch berücksichtigt ist und punktuell nachgewiesen ist, um eine Nachnutzung der Terminale zu gewährleisten. Diese Anforderungen beziehen sich dabei in erster Linie auf eine Nachnutzung mit verflüssigtem Ammoniak.¹⁸ Der Transport von flüssigem Ammoniak wird aktuellen Untersuchungen dem Transport von flüssigem Wasserstoff vorgezogen (Sachverständigenrat für Umweltfragen 2021). Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass ein LNG-Terminal ohne umfassenden Umbaumaßnahmen, weder mit Wasserstoff noch mit Ammoniak betrieben werden kann (und umgekehrt). Ein nachträglicher Umbau ist zwar technisch möglich jedoch mit erheblichen Kosten verbunden.

Die Import-Infrastruktur ist ausschließlich für fossile LNG-Lieferungen nutzbar. Angelandeter Ammoniak kann nicht durch Erdgasleitungen abtransportiert werden. FSRU-Schiffe für flüssigen Wasserstoff (LH₂) sind nicht im industriellen Maßstab erprobt und verfügbar und bestehende FSRU können nicht auf LH₂ umgerüstet werden (Riemer, Schreiner, und Wachsmuth 2022). Daher können die im Gesetzestext eingebrachten perspektivischen Nachnutzungsoptionen nur als langfristige Vision angesehen werden.

¹⁸ Zwar sind Weiternutzungen mit flüssigem Wasserstoff oder anderen Derivaten grundsätzlich auch erlaubt, diese werden allerdings nicht weiter ausgeführt, da die Anforderungen an diese als geringer eingeschätzt werden.

3.2.1.1 Angebot

Es ist aus heutiger Sicht völlig unklar, welche Mengen an Ammoniak aus welchen Ursprungsländern in Mukran anlanden sollen. Zwar ist der schiffsgebundene, nicht-erneuerbare Ammoniaktransport bereits global ausreichend etabliert, jedoch ist unklar, unter welchen Bedingungen Erneuerbaren-basierter Ammoniak gewonnen und transportiert werden soll.

Ammoniak ist mitnichten ein nachhaltiger und sauberer Energieträger. Ammoniak ist giftig, korrosiv und ein umweltgefährdender Gefahrenstoff und hat daher hohe Anforderungen an Sicherheitstechnik- und vorgaben. Dies macht die Nutzung dieses Stoffes aufwendig und kostenintensiv. Ammoniak ist auch nicht klimaneutral bzw. sind 100 % Erneuerbare Konzepte erst noch in der Entwicklung (Umweltbundesamt 2022b).¹⁹

Ammoniak selbst ist indirektes Treibhausgas und NH₃-Leckagen werden in Studien nicht berücksichtigt. Der Einsatz von Mineräldünger stellt einen Eingriff in den natürlichen, globalen Stickstoffkreislauf dar. Auch wenn dieses Feld noch nicht komplett erforscht ist, ist ein Ungleichgewicht zwischen anthropogenen und natürlichem Stickstoff zu beobachten (Umweltbundesamt 2022b).

3.2.1.2 Nachfrage

Aus heutiger Sicht ist ebenso unklar, wer wasserstoffbasierte Produkte aus Mukran nachfragen würde, sodass daraus ein rentables Geschäftsmodell entsteht. Industrielle Abnehmer am Hafen Mukran sind nicht vorhanden. Ein zukünftiger Aufbau einer ammoniakbasierten, nachhaltigen Industrie am Standort Hafen Mukran ist aus heutiger Sicht als unrealistisch einzuschätzen.

Aufgrund dieser Ausführungen ist der Aufbau der FSRU-Infrastruktur sowie der Ostseeanschlussleitung, wie im Gesetzesentwurf dargestellt, nicht mit einer perspektivischen nachhaltigen Entwicklung zu vereinen und ist vielmehr ein rein fossiles Projekt.

3.2.2 Kostenaspekte

Bzgl. der Kosten bestehen erhebliche Unsicherheiten. Die Kosten für den Umbau eines LNG-Terminals auf Ammoniak werden auf 30 % der ursprünglichen Investitionsausgaben (CAPEX) geschätzt (Riemer, Schreiner, und Wachsmuth 2022).²⁰ Diese Kostenangaben übersteigen die im Gesetzesentwurf angegebene Obergrenze für die Umrüstung auf Ammoniak von 10 % der Kosten für die Errichtung der beantragten Anlage.²¹

19 Aktuelle Pläne von BASF und Yara umfassen explizit eine nicht klimaneutrale, fossile Ammoniakherstellung mit Erdgas und angeblich grossindustrieller CO₂-Abscheidung (carbon capture, transport, and storage (CCTS)) in den USA. <https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2023/06/p-23-255.html>.

20 Der Umbau auf LH₂ wird mit 50 % der Investitionsausgaben geschätzt, allerdings nur, wenn bereits bei der Konstruktion des LNG-Terminals H₂-kompatible Stahllarten genutzt werden (Riemer, Schreiner, und Wachsmuth 2022).

21 siehe dazu. <https://dserver.bundestag.de/btd/20/072/2007279.pdf> S. 15

Auch eine zukünftige Anlandung von größeren Mengen flüssigen Wasserstoffs (LH₂) ist aus heutiger Sicht ökonomisch unplausibel (Sachverständigenrat für Umweltfragen 2021), weshalb sich die Aufbaubestrebungen des weltweiten „Wasserstoffmarktes“ aktuell auf die Erzeugung von Ammoniak konzentrieren.²² Ein perspektivischer Import von Ammoniak steht der Errichtung einer (wasserstofffähigen) Erdgasleitung entgegen und kann damit nicht als Begründung für die Errichtung der Ostseeanbindungsleitung herangezogen werden.

3.2.3 Zeitliche Aspekte und Konsistenz

Die in der Begründung der Bundesregierung angegebene zeitliche Kongruenz von LNG-Infrastruktur und Wasserstoff-Cluster ist unplausibel. Neben den genannten legen auch weitere Dokumente und Pläne²³ nahe, dass es sich beim LNG-Projekt auf Rügen nicht nur um den Aufbau einer kurzfristigen Importkapazität für LNG handelt, sondern dass vielmehr eine (ammoniakbasierte-) Energie- und Industriestrategie für den Hafen in Mukran, über die Anstrengungen der Bundesregierung im Krisenmodus bezüglich der Versorgungssicherheit, als Zukunftsperspektive herangezogen wird. Auch wenn die Terminologie „Infrastrukturen zum Wasserstoffimport“ herangezogen wird, gehen wir von der Anlandung von Ammoniak aus (diese Begriffe werden fälschlicherweise oft gleichbedeutend verwendet).

Das geplante Energie- und Industriecluster ist inkonsistent und bietet keine Grundlage für Geschäftsmodelle. Die Vorteile des Transports von Ammoniak, im Gegensatz zu LH₂, sind dann realisierbar, wenn der importierte Ammoniak direkt genutzt wird und der Wasserstoff nicht in einem weiteren, energieintensiven Verfahren zurückgewonnen werden muss („Cracking“) (Umweltbundesamt 2022b). Dem entgegen stehen ökonomische und technische Faktoren, die diese Route unplausibel machen. Die Rückgewinnung von Wasserstoff aus Ammoniak ist mit weiteren Kosten behaftet, was den daraus gewonnenen Wasserstoff sehr teuer macht. Daher ist eine direkte Nutzung von Ammoniak die plausiblere Anwendung für die Zukunft (Umweltbundesamt 2022b). Jedoch kann weder durch die Ostseeanbindungsleitung noch durch den Einspeisepunkt in die EUGAL und die OPAL in Lubmin, Ammoniak transportiert werden. Weiter sind die Technologien zur energetischen Nutzung von Ammoniak (in Motoren, Turbinen oder Brennstoffzellen) noch nicht im industriellen Maßstab erprobt und verfügbar. Der Aufbau einer chemischen Industrie in Mukran, welche Ammoniak nutzt (z.B. Düngemittel, Harnstoff) ist aufgrund der bereits bestehenden Chemiecluster in Deutschland (u.a. in Brunsbüttel und Ludwigshafen) und einem erwartbaren Rückgang der Produktionsmengen in der chemischen Industrie äußerst unwahrscheinlich.

22 So wird aktuell ein Projekt in Namibia mit deutscher Beteiligung vorangetrieben. Dabei sollen bis zu 2 Millionen bcm Erneuerbarer Ammoniak hergestellt und exportiert werden. Der Begriff „grüner Wasserstoff“ ist hier also irreführend. <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/kurzmeldungen/de/2022/10/gruener-wasserstoff-aus-namibia.html>

23 Siehe z.B. die Ausführungen des Hafenbetreibers Mukran Port: <https://www.mukran-port.de/de/industrial-site/energy-hydrogen-business.html> und des Betreibers der FSRUs ReGas: <https://deutsche-regas.de/>

3.3 Prüfung und Bewertung: Konsistenz der Entwicklung eines Chemie-Clusters in Mukran mit der nachhaltigen regionalen Wirtschaftsentwicklung

Die regionale Wirtschaftsentwicklung (SDG 8) sollte Nachhaltigkeitskriterien folgen, wie es vom Kreis Vorpommern-Rügen als Ziel gesetzt wurde.²⁴ Ein fossiles Energie- und Industrieprojekt ist mit dieser Zielsetzung unvereinbar. Dies wird umso deutlicher, betrachtet man die eigentlichen Nachhaltigkeitsdiskussionen in der Region, die sich um die Auswirkungen des Tourismus in der Region auf die Nachhaltigkeitsziele drehen.²⁵ Fossile Erdgasinfrastruktur im Meeresgebiet sowie ein weiterer industrieller Ausbau des Hafens in Mukran stehen den Nachhaltigkeitsbestrebungen der Region entgegen. Sie passen auch nicht zur Wirtschaftsstruktur in der Prorer Wiek und auf Rügen insgesamt.

3.4 Zwischenfazit

Das Argument, auf die LNG-Infrastruktur folge zeitnah eine großindustrielle Wasserstoffinfrastruktur, ist unplausibel. Von dem geplanten Industrialisierungsprojekt ist kein substanzieller Beitrag zur nachhaltigen Wirtschaftsentwicklung auf Rügen zu erwarten, vielmehr steht es im Widerspruch hierzu: Die zu erwartenden wirtschaftlichen Gewinne sind gering und stehen im Gegensatz zu einer nachhaltigen Wirtschaftsentwicklung der Region.

4 Fazit

In dieser Stellungnahme werden die beiden Argumente geprüft, die zur Aufnahme des Industrieprojekts Mukran in das LNG-Beschleunigungsgesetz vorgebracht werden: i/ Energiewirtschaftliche Notwendigkeit, sowie ii/ ein konsistentes großindustrielles wasserstoffbasiertes Folgeprojekt.

Beide Argumente werden widerlegt:

i/ Die Entwicklung einer LNG-Infrastruktur in Mukran sowie die Anbindungsleitung durch den Greifswalder Bodden sind energiewirtschaftlich nicht notwendig, um eine Gasmangellage zu verhindern und den Osten Deutschlands und osteuropäische Nachbarländer zu versorgen;

ii/ die industrielle Weiterentwicklung des Standortes für Wasserstoff- oder Ammoniakimporte sind aus technischer Perspektive nur durch einen Neubau von landgebundenen, stationären Terminals sowie eines Neu- bzw. Umbaus von Transportleitungen zu realisieren. Diese Maßnahmen sind zum einen ökonomisch unplausibel, energiewirtschaftlich unbegründet und stehen einer nachhaltigen Entwicklung entgegen.

²⁴ „Die Entwicklung attraktiver Standortfaktoren, die Stärkung der Wirtschaft im Einklang mit Natur und Umwelt und somit die Schaffung von dauerhaften Arbeitsplätzen sind Ziele einer nachhaltigen Regionalentwicklung des Landkreises.“ <https://www.lk-vr.de/Kreisportrait/Wirtschaft/Regionalentwicklung/>

²⁵ <https://www.ndr.de/fernsehen/sendungen/panorama3/Touristenansturm-auf-Ruegen-Insulaner-im-Zwiespalt,panoramadrei4178.html>

Vielmehr stellen wir fest, dass es sich bei der Aufnahme des Standortes Mukran auf Rügen, der zwei FSRU und der Ostseeanbindungspipeline um ein rein fossiles Projekt handelt. Die Aufnahme ins LNG-Beschleunigungsgesetz erbringt die Möglichkeit zur Umgehung einer Umweltverträglichkeitsprüfung und ist damit ohne eine energiewirtschaftliche Notwendigkeit eine vorgezogene Infrastrukturmaßnahme.

Die Bundesregierung sollte den Ausbau von LNG-Infrastruktur stoppen und die verfügbaren Finanzmittel für Energiewende-kompatible Projekte verwenden. Die Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern sollte sich gegen das Industrieprojekt Mukran aussprechen, welches energiewirtschaftlich nicht notwendig ist, keine alternative ökonomische Perspektiven im Bereich Wasserstoffwirtschaft bietet und gleichzeitig die nachhaltige Wirtschaftsentwicklung auf Rügen gefährdet.

Literaturverzeichnis

- Abrahams, Leslie S., Constantine Samaras, W. Michael Griffin, und H. Scott Matthews. 2015. „Life Cycle Greenhouse Gas Emissions From U.S. Liquefied Natural Gas Exports: Implications for End Uses“. *Environmental Science & Technology* 49 (5): 3237–45. <https://doi.org/10.1021/es505617p>.
- Agora Energiewende. 2022. „Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2021: Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2022“. Agora Energiewende. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_DE-JAW2021/A-EW_247_Energiewende-Deutschland-Stand-2021_WEB.pdf.
- Ahmels, Peter, Jana Bosse, Hanna Brauers, Isabell Braunger, Andy Gheorghiu, Eric Häublein, Franziska Holz, Claudia Kemfert, und Fabian Präger. 2021. „Am Klimaschutz vorbeigeplant – Klimawirkung, Bedarf und Infrastruktur von Erdgas in Deutschland“. *Politikberatung kompakt*, Politikberatung kompakt, 166. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.815872.de/diwkompakt_2021-166.pdf.
- Alvarez, Ramón A., Stephen W. Pacala, James J. Winebrake, William L. Chameides, und Steven P. Hamburg. 2012. „Greater Focus Needed on Methane Leakage from Natural Gas Infrastructure“. *Proceedings of the National Academy of Sciences* 109 (17): 6435–40. <https://doi.org/10.1073/pnas.1202407109>.
- Andy Gheorghiu Consulting, Urgewald, und Deutsche Umwelthilfe. 2023. „Investitionen ins Klimachaos. Wie deutsche Banken und Unternehmen Fracking-LNG-Projekte ermöglichen“. Factsheet. https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/LNG/230420_Factsheet_Investitionen_ins_Klimachaos.pdf.
- Auer, Hans, Pedro Crespo del Granado, Pao-Yu Oei, Karlo Hainsch, Konstantin Löffler, Thorsten Burandt, Daniel Huppmann, und Ingeborg Grabaak. 2020. „Development and modelling of different decarbonization scenarios of the European energy system until 2050 as a contribution to achieving the ambitious 1.5°C climate target—establishment of open source/data modelling in the European H2020 project openENTRANCE“. *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 2020 (7). <https://doi.org/10.1007/s00502-020-00832-7>.
- Barner, Lukas, Ruud Egging-Bratseth, Franziska Holz, Claudia Kemfert, Björn Steigerwald, und Christian von Hirschhausen. 2023. „Long-Term Development of European Natural Gas Markets – Scenario Analysis Using the Global Gas Model (GGM)“. Gehalten auf der Economics of Natural Gas, Paris, France, Mai 22.
- BMWK. 2023a. „Bericht des Bundeswirtschafts- und Klimaschutzministeriums zu Planungen und Kapazitäten der schwimmenden und festen Flüssigerdgasterminals“. BMWK. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/20230303-Ing-bericht.html>.
- BMWK, Dr. Philipp Steinberg. 2023b. „Bürgerinformationsveranstaltung zum LNG- Projekt Mukran“. Mukran (Rügen).

- Brauers, Hanna, Isabell Braunger, Franziska Hoffart, Claudia Kemfert, Pao-Yu Oei, Fabian Präger, Sophie Schmalz, und Manuela Troschke. 2021. „Ausbau der Erdgas-Infrastruktur: Brückentechnologie oder Risiko für die Energiewende?“ 6. Diskussionsbeiträge der Scientists for Future. doi:10.5281/zenodo.4474498.
- Braunger, Isabell, Carolin Grüter, und Fabian Präger. 2021. „Wasserstoffstrategie für eine sozial-ökologische Transformation“. Studie im Auftrag der Fraktion „Die Linke“ im Europäischen Parlament. Berlin, Brüssel. https://www.oekologische-plattform.de/wp-content/uploads/2021/07/Broschu%CC%88re_Wasserstoff_web.pdf.
- Bundesverfassungsgericht. 2021. „Bundesverfassungsgericht - Presse - Verfassungsbeschwerden gegen das Klimaschutzgesetz teilweise erfolgreich“. Pressemitteilung Nr. 31/2021. 29. April 2021. <https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/bvg21-031.html>.
- Dusito, Marcin. 2023. „Energy Transition in Poland“. Poland: Forum Energii. [https://www.forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Energy%20Transition%20in%20Poland%202023%20Edition\(2\).pdf](https://www.forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Energy%20Transition%20in%20Poland%202023%20Edition(2).pdf).
- EGGING, Ruud, Franziska Holz, und Victoria Czempinski. 2021. „Freedom Gas to Europe? Scenario Analyses with the Global Gas Model“. *Research in International Business and Finance* 58 (101460).
- EGGING, Ruud, Franziska Holz, und Steven A. Gabriel. 2010. „The World Gas Model: A Multi-Period Mixed Complementarity Model for the Global Natural Gas Market“. *Energy* 35 (10): 4016–29. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.03.053>.
- Eisenack, Klaus. 2022. „Klimapolitik und Stranded Assets in der fossilen Wirtschaft“. *Ökologisches Wirtschaften*, Nr. 2: 30 ff.
- Expertenrat für Klimafragen. 2022. „Zweijahresgutachten 2022: Gutachten zu bisherigen entwicklungen der treibhausgasemissionen, trends der jahreemissionsmengen und wirksamkeit von maßnahmen (gemäß 12 abs. 4 bundes-klimaschutzgesetz“. Expertenrat für Klimafragen. https://expertenrat-klima.de/content/uploads/2022/11/ERK2022_Zweijahresgutachten.pdf.
- Hainsch, Karlo, Hanna Brauers, Thorsten Burandt, Leonard Goeke, Christian von Hirschhausen, Claudia Kemfert, Mario Kendzior, u. a. 2020. „Make the European Green Deal Real – Combining Climate Neutrality and Economic Recovery“. *Politikberatung Kompakt*, Nr. 153. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.791736.de/diwkompakt_2020-153.pdf.
- Hirschhausen, Christian Von. 2008. „Infrastructure, Regulation, Investment and Security of Supply: A Case Study of the Restructured US Natural Gas Market“. *Utilities Policy* 16 (1): 1–10. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2007.08.001>.
- Hirschhausen, Christian von, Clemens Gerbaulet, Claudia Kemfert, Casimir Lorenz, und Pao-Yu Oei, Hrsg. 2018. *Energiewende „Made in Germany“: Low Carbon Electricity Sector Reform in the European Context*. Cham, Switzerland: Springer Nature Switzerland AG.
- Hirschhausen, Christian von, Claudia Kemfert, und Fabian Praeger. 2022. „Fossil Natural Gas Exit – A New Narrative for the European Energy Transformation Towards Decarbonization“. *Economics of Energy & Environmental Policy* 10 (2). <https://doi.org/10.5547/2160-5890.10.2.chir>.
- Hirschhausen, Christian von, Fabian Praeger, und Claudia Kemfert. 2020. „Fossil Natural Gas Exit – A New Narrative for the European Energy Transformation towards Decarbonization“. *DIW Berlin Discussion Paper*, Nr. 1892 (September). https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.798191.de/dp1892.pdf.
- Höhne, Niklas, Mats Marquardt, und Hanna Fekete. 2022. „German LNG terminal construction plans are massively oversized“. Briefing. NewClimate - Institute for Climate Policy and Global Sustainability.
- Holz, Franziska, Lukas Barner, Karlo Hainsch, Claudia Kemfert, Konstantin Löffler, Björn Steigerwald, und Christian von Hirschhausen. 2023. „LNG Import Capacity Expansion in Germany – Short-Term Relief Likely to Turn into Medium-Term Stranded Assets“. *IAEE Energy Forum*, IAEE Energy Forum, , 13–18.
- Holz, Franziska, Christian von Hirschhausen, Robin Sogalla, Lukas Barner, Björn Steigerwald, und Claudia Kemfert. 2023. „Deutschlands Gasversorgung ein Jahr nach russischem Angriff auf

- Ukraine gesichert, kein weiterer Ausbau von LNG-Terminals nötig.“ DIW aktuell 86. Sonderausgaben zum Krieg in der Ukraine. Berlin: DIW Berlin - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung.
- Holz, Franziska, Robin Sogalla, Christian von Hirschhausen, und Kemfert, Claudia. 2022. „Energieversorgung in Deutschland auch ohne Erdgas aus Russland gesichert“. *DIW aktuell*, Sonderausgaben zum Krieg in der Ukraine, 83 (April). https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.838841.de/diw_aktuell_83.pdf.
- Howarth, Robert W. 2014. „A Bridge to Nowhere: Methane Emissions and the Greenhouse Gas Footprint of Natural Gas“. *Energy Science&Engineering* 2 (2): 47–60. <https://doi.org/10.1002/ese3.35>.
- ifeu. 2023. „Analyse der Treibhausgasintensitäten von LNG-Importen nach Deutschland“. <https://www.wissenschaftsplattform-klimaschutz.de/files/WPKS-Studie-CO2Bilanz.pdf>.
- IPCC. 2021. „The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change“. Summary for Policymaker. Climate Change 2021. IPCC. https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_SPM_final.pdf.
- Kemfert, Claudia, Fabian Präger, Isabell Braunger, Franziska M. Hoffart, und Hanna Brauers. 2022. „The Expansion of Natural Gas Infrastructure Puts Energy Transitions at Risk“. *Nature Energy* 7 (Juli): 582–87. <https://doi.org/10.1038/s41560-022-01060-3>.
- Kenzdorski, Mario, Leonhard Göke, Claudia Kemfert, Christian von Hirschhausen, und Elmar Zozmann. 2021. „100% erneuerbare Energie für Deutschland unter besonderer Berücksichtigung von Dezentralität und räumlicher Verbrauchsnähe - Potenziale, Szenarien und Auswirkungen auf Netzinfrastrukturen“. 167. Politikberatung Kompakt. Berlin: DIW Berlin. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.816979.de/diwkompakt_2021-167.pdf.
- MacKay, Katlyn, Martin Lavoie, Evelise Bourlon, Emmaline Atherton, Elizabeth O’Connell, Jennifer Baillie, Chelsea Fougère, und David Risk. 2021. „Methane Emissions from Upstream Oil and Gas Production in Canada Are Underestimated“. *Scientific Reports* 11 (1): 8041. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-87610-3>.
- Mišík, Matúš, und Andrej Nosko. 2023. „Each One for Themselves: Exploring the Energy Security Paradox of the European Union“. *Energy Research & Social Science* 99 (Mai): 103074. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.103074>.
- Myhre, Gunnar, Drew Shindell, François-Marie Bréon, William Collins, Jan Fuglestedt, Jianping Huang, Dorothy Koch, u. a. 2013. „Anthropogenic and Natural Radiative Forcing“. In *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, herausgegeben von T.F. Stocker, D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex, und P.M. Midgley, 659–740. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press. www.climatechange2013.org.
- Neumann, Anne, Leonard Göke, Franziska Holz, Claudia Kemfert, und Christian Von Hirschhausen. 2018. „Erdgasversorgung: Weitere Ostsee-Pipeline ist überflüssig“. *DIW Wochenbericht* 2018 (27): 590–97. https://doi.org/10.18723/diw_wb:2018-27-1.
- Riemer, Matia, Florian Schreiner, und Jakob Wachsmuth. 2022. „Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia. Analysis of Technical Feasibility under Economic Considerations“. Karlsruhe: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/Report_Conversion_of_LNG_Terminals_for_Liquid_Hydrogen_or_Ammonia.pdf.
- Roth, Alexander, und Felix Schmidt. 2023. „Not Only a Mild Winter: German Consumers Change Their Behavior to Save Natural Gas“. *Joule* 7 (6): 1081–86. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.05.001>.
- Ruhnau, Oliver, Clemens Stiewe, Jarusch Muessel, und Lion Hirth. 2022. „Gas Demand in Times of Crisis. The Response of German Households and Industry to the 2021/22 Energy Crisis“. Kiel, Hamburg: ZBW – Leibniz Information Centre for Economics. <http://hdl.handle.net/10419/261082>.
- . 2023. „Natural Gas Savings in Germany during the 2022 Energy Crisis“. *Nature Energy* 8 (6): 621–28. <https://doi.org/10.1038/s41560-023-01260-5>.

- Sachverständigenrat für Umweltfragen. 2021. „Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse“. Stellungnahme. Berlin.
https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2021_06_stellungnahme_wasserstoff_im_klimaschutz.pdf;jsessionid=09346CF40CBDB77B06CF9D19E5ADA349.2_cid292?__blob=publicationFile&v=4.
- Saunio, M., R. B. Jackson, P. Bousquet, B. Poulter, und J. G. Canadell. 2016. „The Growing Role of Methane in Anthropogenic Climate Change“. *Environmental Research Letters* 11 (12): 120207. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/11/12/120207>.
- Schlund, David, und et al. 2023. „Analyse der globalen Gasmärkte bis 203 - Szenariobasierte Modellsimulation und Gasbilanzanalyse“. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI).
- Schwietzke, Stefan, Owen A. Sherwood, Lori M. P. Bruhwiler, John B. Miller, Giuseppe Etiope, Edward J. Dlugokencky, Sylvia Englund Michel, u. a. 2016. „Upward Revision of Global Fossil Fuel Methane Emissions Based on Isotope Database“. *Nature* 538 (7623): 88–91. <https://doi.org/10.1038/nature19797>.
- Shindell, D. T., G. Faluvegi, D. M. Koch, G. A. Schmidt, N. Unger, und S. E. Bauer. 2009. „Improved Attribution of Climate Forcing to Emissions“. *Science* 326 (5953): 716–18. <https://doi.org/10.1126/science.1174760>.
- SRU. 2020. „Umweltgutachten 2020 - Für eine entschlossene Umweltpolitik in Deutschland und Europa“. Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen.
https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01_Umweltgutachten/2016_2020/2020_Umweltgutachten_Entschlossene_Umweltpolitik.pdf?__blob=publicationFile&v=18.
- . 2022. „Wie viel CO₂ darf Deutschland maximal noch ausstoßen? Fragen und Antworten zum CO₂-Budget“. Stellungnahme. Berlin.
https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2022_06_fragen_und_antworten_zum_co2_budget.pdf?__blob=publicationFile&v=13.
- UBA. 2019. „Wie klimafreundlich ist LNG?“ Kurzstudie zur Bewertung der Vorkettenemissionen bei Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG). Climate Change 21/2019. Dessau - Roßlau.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-05-15_cc_21-2019_roadmap-gas_lng.pdf.
- Umweltbundesamt. 2020. „Abschätzung der treibhausgasminderungswirkung des klimaschutzprogramms 2030 der bundesregierung“. CLIMATE CHANGE 33/2020. Umweltbundesamt.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-03-19_cc_33-2020_klimaschutzprogramm_2030_der_bundesregierung.pdf.
- . 2022a. „Treibhausgasminderungsziele deutschlands“. Umweltbundesamt.
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands#internationale-vereinbarungen-weisen-den-weg>.
- . 2022b. „Kurzeinschätzung von Ammoniak als Energieträger und Transportmedium für Wasserstoff“. Dessau - Roßlau.
<https://www.umweltbundesamt.de/dokument/kurzeinschaetzung-von-ammoniak-als-energetraeger>.
- United Nations. 2015. „Transforming Our World: The 2030 Agenda for Sustainable Development“. Resolution adopted by the General Assembly on 25 September 2015. New-York, USA: United Nations. <https://documents-dds-ny.un.org/doc/UNDOC/GEN/N15/291/89/PDF/N1529189.pdf?OpenElement>.
- WBGU. 2011. *Welt im Wandel: Gesellschaftsvertrag für eine große Transformation [Hauptgutachten]*. 2. veränderte Auflage. Berlin, Deutschland: WBGU.

Zhang, Xiaochun, Nathan P Myhrvold, und Ken Caldeira. 2014. „Key factors for assessing climate benefits of natural gas versus coal electricity generation“. *Environmental Research Letters* 9 (11): 114022. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/9/11/114022>.

Anhang - Rahmenbedingungen nachhaltiger Entwicklung und Energiewirtschaft: Sozial-ökologische Transformation, Erdgasausstieg und Klimaschutzziele

Erdgas ist ein fossiler und emissionsintensiver Energieträger, der erheblich zur Klimakrise beiträgt. Die intensivierte Nutzung von fossilem Erdgas steht den Anstrengungen der sozial-ökologischen Transformation, hin zu einer nachhaltigen Gesellschaft, entgegen. Ein weiterer Ausbau von fossiler Erdgasinfrastruktur gefährdet die Klimaschutzziele und die erfolgreiche Umsetzung der sozial-ökologischen Transformation, indem neue fossile Lock-In Effekte geschaffen werden sowie bestehende weiter verschärft werden. In diesem Anhang werden die einschlägigen Argumente diskutiert und auf weitergehende Studien verwiesen.

Klimawirkung und Methanemissionen von fossilem Erdgas

In der öffentlichen und politischen Debatte wurde fossiles Erdgas oft als klimafreundliche Alternative zu Öl und Kohle dargestellt. Erdgas konnte sich jedoch vormals in der Stromversorgung Europas nicht gegen die Kohleverstromung und Kernkraft durchsetzen (C. von Hirschhausen u. a. 2018). Stattdessen wurde es im Zuge der Energiewende als vermeintliche "Brückentechnologie" etabliert, um der fossilen Erdgasindustrie eine Zukunft zu ermöglichen.

Das Konzept der "Brückentechnologie" besagt, dass eine nicht zukunftsfähige Technologie (in diesem Fall fossiles Erdgas) zeitlich begrenzt weiterbetrieben werden kann, während der Übergang zu einer alternativen Energiequelle erfolgt. Diese Strategie wurde ausführlich kritisiert, da sie einer nicht-nachhaltigen, fossilen Technologie eine weitere Legitimation verschafft (Ahmels u. a. 2021; Brauers u. a. 2021; C. von Hirschhausen, Kemfert, und Praeger 2022).

Im Fall von fossilem Erdgas wurde die Erzählung der Brückentechnologie dadurch erweitert, dass die Verbrennung von Erdgas klimafreundlicher sei als die Verbrennung von Kohle und Öl und somit ein einfacher „fuel-switch“ (Brennstoffwechsel) bereits eine Klimaschutzmaßnahme sei. Dies ist jedoch nicht zutreffend, betrachtet man nicht nur den reinen Verbrennungsprozess von Erdgas, sondern auch die prozessbezogenen Emissionen (Howarth 2014; Alvarez u. a. 2012; Zhang, Myhrvold, und Caldeira 2014). Diese Tatsachen wurden auch jüngst ausführlich und zusammenfassend in Kemfert et. al (2022) ausgeführt.

Erdgas besteht größtenteils aus Methan (CH₄), einem sehr klimawirksamen Gas. Die Gewinnung und Nutzung fossiler Brennstoffe sind global für etwa 15-22% der Methanemissionen verantwortlich (Schwietzke u. a. 2016). Die Klimawirkung von fossilem Erdgas wurde bisher unterschätzt, sowohl aufgrund der Klimawirkung von Methan als auch aufgrund höherer Emissionen entlang der Wertschöpfungskette (Kemfert u. a. 2022). Naturwissenschaftliche Studien zeigen seit längerem auf, dass Methan einen größeren Einfluss auf das Klima hat als bisher angenommen (Shindell u. a. 2009; Myhre u. a. 2013; Sauniois u. a. 2016). Laut des Weltklimarates (IPCC) ist das Erderwärmungspotenzial (GWP) von Methan in den ersten 20 Jahren nach dem Emittieren bis zu 87

Mal höher als das von CO₂ (26-mal höher in den ersten 100 Jahren) (Myhre u. a. 2013). Forschungsarbeiten zeigen, dass die tatsächlichen Methanlekkageraten bei der Erdgasförderung, der Aufbereitung und dem Transport weit höher sind als frühere Schätzungen besagten (Schwietzke u. a. 2016; MacKay u. a. 2021). Die globale Gesamtlekagerate wird auf etwa 2,2% geschätzt, wobei einige Studien sogar von bis zu 6% oder 17% bei sogenannten Superemittern ausgehen (Kemfert u. a. 2022). Der Emissionsvorteil von Erdgas gegenüber Kohle verschwindet, wenn etwa 3,2% bis 3,4% des Gases vor der Verbrennung in die Atmosphäre entweichen (Kemfert u. a. 2022).

Neben der klimaschädlichen Wirkung von Methan wurde auch die Gesamtmenge der Treibhausgasemissionen bei der Nutzung von Erdgas lange unterschätzt (CH₄ und CO₂). Diese entstehen sowohl bei der Aufbereitung, Verflüssigung und Verbrennung als auch bei der Förderung, dem Transport und der Lagerung. Diese Vorkettenemissionen führen bei LNG-Importen zu bis zu 50 % zusätzlich Treibhausgasemissionen (ifeu 2023) so dass hier die Emissionen in der Größenordnung von Pipeline-Importen aus Russland liegen (Brauers u. a. 2021).

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Argumentation für fossiles Erdgas als klimafreundliche Brückentechnologie falsch ist, da sie auf falschen Annahmen basiert. Die prozessbezogenen Emissionen von Erdgas sowie die Emissionen bei der Verbrennung tragen im hohen Maße zur Klimaerwärmung bei und können daher nur durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Diese Erkenntnisse wurden in verschiedenen wissenschaftlichen Studien und Veröffentlichungen diskutiert und dargestellt (Hainsch u. a. 2020; Brauers u. a. 2021; Ahmels u. a. 2021; C. von Hirschhausen, Kemfert, und Praeger 2022; Kendziorzki u. a. 2021; Kemfert u. a. 2022; Neumann u. a. 2018).

Situation in Deutschland nach dem Pariser Klimaschutzabkommen

Bei der Planung von fossiler Infrastruktur sollte nicht nur die Versorgungssicherheit berücksichtigt werden, sondern auch die bestehenden Klimaziele. Die deutsche Klimapolitik orientiert sich an internationalen Vereinbarungen und hat unverbindliche und verbindliche Ziele für die Reduzierung von Treibhausgasemissionen festgelegt (Umweltbundesamt 2022a).²⁶ Das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), das im Dezember 2019 verabschiedet wurde, legte verbindliche (Sektor-)Ziele für die Reduzierung von Treibhausgasemissionen für die Jahre 2020 bis 2030 fest. Diese Sektorenziele wurden im neuen Klimaschutzgesetz von 2023 aufgehoben.

²⁶ Eine an den 6. Sachstandsbericht des IPCC (IPCC 2021) angepasste Aktualisierung des verbleibenden CO₂-

Budgets für Deutschland ab 2022 zeigt auf, dass das maximale Budget bei 6,1 Gt CO₂ (1,75 °C, 67 %), 3,1 Gt

CO₂ (1,5 °C, 50 %) bzw. 2,0 Gt CO₂ (1,5 °C, 67 %) liegt (SRU 2022). Bei linearer Reduktionskure bedeutet dies,

dass diese Budgets bis zum Jahre 2040, 2031 bzw. 2027 aufgebraucht wären und bis dahin Klimaneutralität erreicht sein müsste. Diese Rechnungen veranschaulichen die Dringlichkeit für die Maßnahmen und begründen die Beschleunigung der Energiewende.

Unabhängig von der Diskussion der Sektorenziele zeigen Gutachten und Expertenberichte, dass die bisherigen Maßnahmen nicht ausreichen, um die gesteckten Ziele zu erreichen (SRU 2020, 10; Umweltbundesamt 2020). Das Klimaschutzgesetz wurde aufgrund eines Urteils des Bundesverfassungsgerichts verschärft (Bundesverfassungsgericht 2021). Das im August 2022 in Kraft getretene KSG beinhaltet, dass das Reduktionsziel der THG-Emission von 55% auf 65% gegenüber 1990 bis 2030 erhöht wurde, sowie die THG-Neutralität bereits 5 Jahre früher (bis 2045) erreicht werden soll. Deutschland verfehlt jedoch die Klimaziele für 2022 und droht auch die Ziele für 2030 deutlich zu verfehlen (Agora Energiewende 2022). Damit entfernt sich Deutschland weiter vom Emissionsreduktionpfad und verfehlt die Klimaziele das zweite Mal in Folge, was eine deutliche Umsetzungslücke offenbart. Auf Basis der vergangenen Jahre, weist der Expertenrat für Klimafragen (ERK) in 2022 auf die Gefahr hin, dass Deutschland droht die Klimaschutzziele für 2030 deutlich zu verfehlen (Expertenrat für Klimafragen 2022) Dies zeigt eine deutliche Umsetzungslücke und die Notwendigkeit, zusätzliche Maßnahmen zu ergreifen, insbesondere im Energiesektor.

Die Gefahren des Aufbaus fossiler Importüberkapazitäten

Im Bereich der Energiewirtschaft entstehen erhebliche Fixkosten durch den Bau von kapitalintensiver Infrastruktur. Insbesondere in Bereichen der kritischen Versorgung ist es üblich, diese Infrastruktur mit ausreichenden Redundanzen zu planen, um unerwünschte oder unvorhergesehene Szenarien zu bewältigen. Das Argument, dass die deutsche bzw. europäische Erdgasimportinfrastruktur auch im Falle einer Verfehlung der Klimaschutzziele die Versorgungssicherheit gewährleisten muss, folgt dieser Leitlinie.

Umgekehrt besteht die Gefahr, durch den Bau neuer fossiler Infrastrukturen auch den Verbrauch fossilen Erdgases langfristig zu verlängern. Da bereits erhebliche Kosten für den Aufbau solcher Infrastrukturen angefallen sind, besteht ein Anreiz, sie zu nutzen, um entsprechende Einnahmen zu erzielen. Andernfalls besteht das Risiko, dass bereits getätigte Investitionen zu sogenannten "Stranded Assets" werden, wenn Importinfrastrukturen aufgrund einer rückläufigen Nachfrage nicht benötigt oder unzureichend genutzt werden. Das Risiko von "Stranded Assets" im Zusammenhang mit fossiler Erdgasinfrastruktur und die damit verbundenen negativen Auswirkungen wurden mehrfach erläutert (stellvertretend Brauers u. a. 2021), jüngst auch in Bezug auf LNG-Infrastruktur (Holz, Barner, u. a. 2023)

Ein weiteres Risiko im Zusammenhang mit dem Ausbau fossiler Erdgasinfrastruktur ist die Verstärkung oder Neuschaffung von sogenannten fossilen "Lock-In Effekten". Im Fall von fossiler Erdgasinfrastruktur bedeutet dies eine langfristige Bindung an den fossilen Energieträger aufgrund ihrer Nutzungsdauer und häufiger Langzeitlieferverträge. Gasinfrastruktur hat eine technische Lebensdauer von 50 Jahren und mehr, was die Wahrscheinlichkeit erhöht, dass diese Infrastruktur über das Jahr 2050 hinaus genutzt wird und somit im Widerspruch zu den Klimazielen steht (Brauers u. a. 2021). Gleichzeitig binden Investitionen, sei es aus öffentlicher oder privater Hand, in fossile Infrastruktur Mittel, die dann nicht mehr für den Ausbau erneuerbarer Energien und Energieeffizienzmaßnahmen zur Verfügung stehen (C. von Hirschhausen, Praeger, und Kemfert 2020;

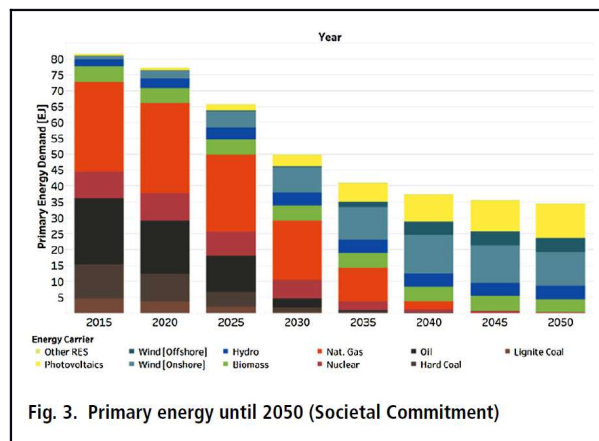
Brauers u. a. 2021; Kemfert u. a. 2022) Projekte dieser Art behindern oder verzögern daher direkt die Energiewende und tragen nicht zum Klimaschutz bei.

Sozial-ökologische Transformation und Erdgasausstieg

In Anbetracht des verbleibenden Treibhausgasbudgets, das beispielsweise der Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU 2022) für Deutschland berechnet, ist die kurzfristige und langfristige Verringerung von Methanemissionen ein entscheidender Bestandteil für die Abschwächung des Klimawandels. Die Reduzierung und Überwachung von Leckagen ist nötig, kann den benötigten Erdgasausstieg jedoch nicht ersetzen: Erdgas ist nach wie vor ein fossiler Brennstoff, der bei der Verbrennung große Mengen an CO₂ und zusätzlich flüchtige Methanemissionen freisetzt. Daher wurde vor dem weiteren Aufbau fossiler Erdgasinfrastruktur ausdrücklich gewarnt und stattdessen auf die Notwendigkeit eines raschen und geplanten Ausstiegs aus dem fossilen Erdgas hingewiesen, den Erdgasausstieg (Hainsch u. a. 2020; Brauers u. a. 2021; Ahmels u. a. 2021; C. von Hirschhausen, Kemfert, und Praeger 2022; Kendziorzski u. a. 2021; Kemfert u. a. 2022; Neumann u. a. 2018).

Der weitere Ausbau von fossiler LNG-Infrastruktur steht der Nachhaltigen Entwicklung innerhalb der planetaren Grenzen sowie einer beschleunigten Energiewende hin zu 100 % (dezentralen) Erneuerbaren, entgegen. Daher müssen alle Kapazitäten in einem raschen und geplanten Ausstieg aus fossilem Erdgas fließen.

Klimapolitisch ambitioniertere Szenarien aus unserem Forschungsbereich, bzw. dem openENTRANCE-Projekt (Abbildung 5) sehen einen deutlich stärkeren Rückgang der Nachfrage vor (Auer u. a. 2020).



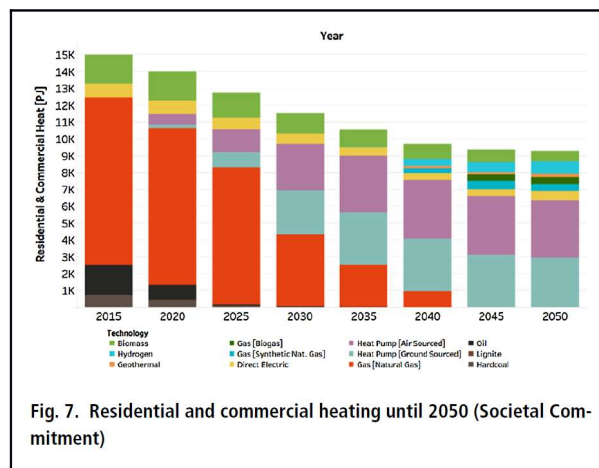


Abbildung 5: Szenarien für Primärenergieverbrauch und Wärmeerzeugung in Europa bis 2050 aus dem openENTRANCE-Projekt (Erdgas-Anteil in rot)

Quelle: Auer et al. (2020).

Durch die Nachschärfung des deutschen Klimaschutzgesetzes im Jahr 2021, nach der eine Treibhausgasneutralität bereits 2045 erreicht werden soll, ist ein Erdgasverbrauch nahe Null bereits früher notwendig.

Adäquate Verwendung nachhaltiger Entwicklungsziele (SDGs)

Die sozial-ökologische Transformation bedeutet allerdings nicht nur den Wandel hin zu einer „klimaneutralen“ Gesellschaft, sondern vielmehr eine gesamtheitliche nachhaltige Entwicklung in allen Gesellschaftsbereichen (WBGU 2011), wie sie z.B. in den 17 Nachhaltigkeitszielen (SDGs) beschrieben ist.²⁷

Im Gesetzentwurf zur Erweiterung des LNG-Beschleunigungsgesetzes wird behauptet, dass trotz der Tatsache, dass es sich um fossile Erdgasinfrastruktur handelt, diese mit den Nachhaltigkeitszielen (SDG 7, 8, 9, 13) vereinbar ist und sogar zu ihrer Erreichung beiträgt. Diese Behauptungen, die nicht näher erläutert werden, sind abzulehnen, da der Aufbau einer fossilen Infrastruktur zur Nutzung fossiler Energieträger einen Eingriff in die Meeresbiologie darstellt, klimaschädliche Emissionen mit sich bringt und einer nachhaltigen regionalen Wirtschaftsentwicklung entgegenwirkt. So beschreibt z. Bsp., SDG 7 den „Zugang zu bezahlbarer und sauberer Energie“, SDG 8 „Menschenwürdige Arbeit und nachhaltiges Wirtschaftswachstum“, SDG 9 „nachhaltige Industrie, Innovation und Infrastruktur“ sowie SDG 13 „Maßnahmen zum Klimaschutz“.²⁸ Die Preise für fossiles Erdgas werden in Zukunft durch die Einführung eines wirksamen CO₂-Preises weiter ansteigen. Die Klimaschädlichkeit von Erdgas wurde zuvor ausführlich dargestellt. Daher kann der Aufbau von fossiler Erdgasinfrastruktur mitnichten als „bezahlbarer und sauberer“ Energie in Verbindung gebracht werden. Fossile Energieerzeugung und Industrie werden aufgrund von SDG 13 (Maßnahmen zum Klimaschutz) in

²⁷ <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/nachhaltigkeitspolitik/die-un-nachhaltigkeitsziele-1553514>

²⁸ ebd.

mittelfristiger Perspektive ersetzt werden müssen und stellen keine nachhaltige Wachstumsperspektive dar. Dasselbe gilt für SDG 9. Die Nachhaltigkeitskriterien von SDG 7, 8 und 9 können nur 100 % Erneuerbare Energien erfüllen, dezentrale und lokale Wertschöpfung ermöglichen. SDG 13 (auch perspektivisch) in den Zusammenhang mit einem fossilen Energieträger in Deutschland zu bringen ist nicht haltbar (Kemfert u. a. 2022).