

»» Bedeutung der EU-Erdgasimporte für das Erreichen der Klimaziele

Nr. 325, 17. März 2021

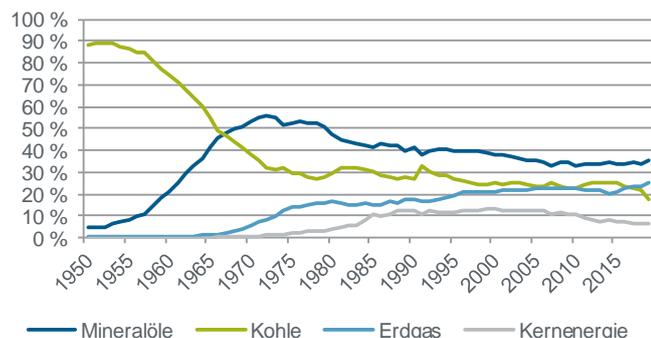
Autoren: Fabian Pflume, Dr. Daniel Römer, Telefon 069 7431-6326, daniel.roemer@kfw.de

Erdgas ist eine prominente „Brückentechnologie“ auf dem Weg zu Klimaneutralität. Damit diese Brücke möglichst stabil und zielführend ausfällt, sind verschiedene Aspekte zu beachten. Zum einen kann Erdgas je nach Transportweg und Fördertechnik umfangreiche Vorkettenemissionen beinhalten. Methan-Leckagen bei Produktion oder Transport sowie die zur LNG-Verflüssigung benötigte Energie können die Klimabilanz beispielsweise deutlich eintrüben. Mehr Transparenz bzgl. Herkunft bzw. THG-Fußabdruck des eingesetzten Gases erhöht die Chance auf Klimavorteile durch die Brückentechnologie. Zum anderen kommt der Importinfrastruktur eine wichtige Bedeutung zu. Europa weist aufgrund geringer eigener Gasvorkommen einen steigenden Importanteil auf. Spätestens ab dem Jahr 2030 wird jedoch ein rückläufiger Erdgasbedarf erwartet. Mittelfristig ist daher entscheidend, die Infrastruktur so auszugestalten, dass sie auch für die Einfuhr von „grünen“ Gasen wie beispielsweise emissionsfrei erzeugtem Wasserstoff genutzt werden kann, um den Übergang zu einer klimaneutralen Volkswirtschaft zu ermöglichen und Lock-in-Effekte zu vermeiden.

Erdgas als Brückentechnologie

Die Bundesregierung sieht in Erdgas eine Brückentechnologie zur Umsetzung der Energiewende. Gas ist dabei ein verhältnismäßig junger Energieträger. Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch in Deutschland war bis Ende der 1960er-Jahre vernachlässigbar, stieg allerdings seitdem kontinuierlich an, auf zuletzt 24,9 % im Jahr 2019.¹ Damit ist Erdgas der nicht-erneuerbare Energieträger mit dem stärksten Nutzungszuwachs in den letzten 20 Jahren (Grafik 1).

Grafik 1: Anteile nicht-erneuerbarer Energieträger am Primärenergieverbrauch in Deutschland

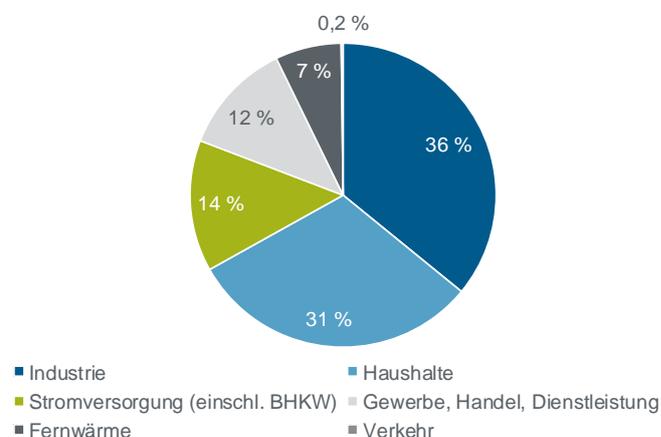


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von AG Energiebilanzen (2009, 2020).²

Die Anwendungen von Erdgas liegen vor allem in der häuslichen Wärmeerzeugung (31 %) und in der industriellen Wärmeerzeugung (36 %). Die Industrie nutzt Erdgas aufgrund des hohen Brennwertes

für thermische Prozesse, etwa in der Stahl- oder Zementindustrie, und als Reaktionspartner in chemischen Prozessen, etwa zur Herstellung von Eisen oder Ammoniak. Die Verwendung von Erdgas zur Stromversorgung umfasst nur 14 % des Verbrauchs, im Verkehrssektor spielt Gas nahezu keine Rolle (Grafik 2).

Grafik 2: Deutscher Erdgasverbrauch 2020 nach Sektoren



Quelle: BDEW (2020).³

Erdgasbedarf bis 2030 weitestgehend stabil

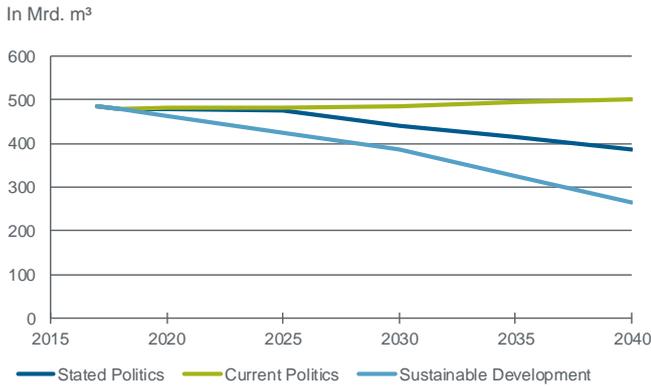
Zur künftigen Nachfrageentwicklung nach Erdgas sind in den verschiedenen Sektoren gegenläufige Trends zu erwarten. Im Bereich von Raumwärme existieren bereits heute effizientere Alternativen, etwa Wärmepumpen, die den Einsatz von Gas künftig ersetzen sollen, sodass hier sinkende Verbräuche zu erwarten sind. In der Industrie lässt sich Erdgas technisch größtenteils durch "grünen" Wasserstoff ersetzen. Aufgrund der höheren Kosten haben sich solche Verfahren jedoch noch nicht durchgesetzt.⁴ Hier ist erst nach 2030 mit einer Substitution in größerem Umfang zu rechnen.⁵

Im Strombereich setzt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Gaskraftwerke als flexible Ergänzung der Stromerzeugung angesichts von wetter- und jahreszeitabhängigen Schwankungen der Erneuerbaren Energien.⁶ Im Vergleich zu Stein- und Braunkohlekraftwerken erzeugen Gaskraftwerke nur knapp 60 % bzw. rund die Hälfte der Treibhausgase pro erzeugter kWh und können schneller ein- und abgeschaltet werden.⁷ Im Stromsektor wird der Gasbedarf daher kurzfristig ansteigen.

Verschiedene Szenarioanalysen für Deutschland lassen in der Gesamtschau eine weitestgehend stabile Entwicklung bis 2030 erwarten.⁸ Die Prognosen unterscheiden sich

insbesondere dadurch, wie optimistisch sie die energetische Sanierungsaktivität im Gebäudesektor über die nächsten Jahre einschätzen, die den Erdgasbedarf der Haushalte senken würde. Auch EU-weite Prognosen, die mit Blick auf das zusammenhängende europäische Erdgasnetz politisch relevanter sind, sehen konstante oder leicht fallende Erdgasbedarfe bis 2030 – im ambitionierteren „Sustainable Development“ Szenario sogar einen deutlichen Rückgang (Grafik 3).⁹

Grafik 3: Prognosen zum EU-Erdgasbedarf



Quelle: World Energy Outlook 2019 der IEA, Table A.3: Energy demand – EU

Auswirkungen von schärferen Klimazielen

Die europäischen THG-Minderungsziele für 2030 wurden im Jahr 2020 noch einmal deutlich verschärft, auf mindestens 55 % (statt bisher 40 %) ggü. 1990.¹⁰ Welchen Einfluss dieser Schritt auf den Gasmarkt haben wird, bleibt abzuwarten: Einerseits verkleinert dies den Zeitraum, in dem Erdgas als Energieträger genutzt werden kann, was neue Investitionen weniger rentabel macht. Andererseits mag hierdurch der europäische Kohleausstieg beschleunigt und kurzfristig die Nachfrage nach Gas als flexibel verfügbare Alternative zur Stromerzeugung erhöht werden.

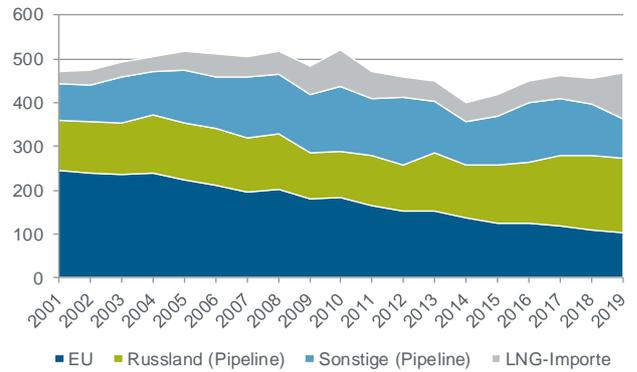
Der gesamte Transformationsprozess wird sich über die nächsten zwei bis drei Jahrzehnte erstrecken, weshalb Einigkeit darüber herrscht, dass Erdgas zumindest bis 2040 ein relevanter Teil der Energieversorgung Europas bleiben wird.¹¹ Spätestens im Jahr 2050 muss die europäische Energieversorgung allerdings ohne fossiles Erdgas auskommen, da die EU anstrebt, bis dahin klimaneutral zu sein.¹² Bei langfristigen Investitionen, wie z. B. bei der Erdgasinfrastruktur, ist sogar ein deutlich früheres Umsteuern erforderlich.

Europäische Importabhängigkeit

Europa ist auf den Import von Energie angewiesen. Eurostat bezifferte die Energieabhängigkeit der EU 2020 auf 58 % – Tendenz steigend.¹³ Aufgrund erschöpfter Förderfelder und gedrosselter Förderung geht die Förderung in der EU leicht zurück, das größte Förderland Niederlande hat zudem für das Jahr 2022 einen Exportstopp beschlossen. Im Ergebnis ist der Anteil von importiertem Erdgas in der EU in den letzten Jahren deutlich angestiegen (Grafik 4). Die deutsche Erdgasversorgung ist angesichts beschränkter eigener Erdgasvorkommen mit 94 % sogar besonders stark vom Ausland abhängig.

Grafik 4: EU-Erdgasverbrauch nach Herkunft

EU inkl. Großbritannien, angegeben sind Mengen in Mrd. m³.



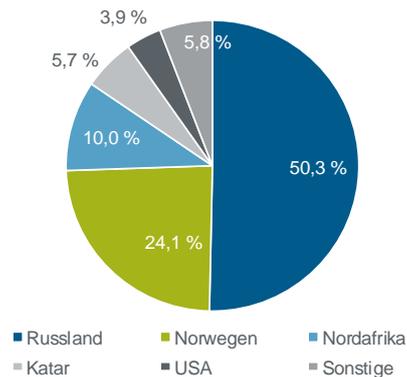
Quelle: BP Statistical Review 2002–2020.

Steigende Abhängigkeit von Russland

Die historische Entwicklung verdeutlicht auch einen steigenden Anteil von russischem Gas am europäischen Verbrauch. Rund zwei Drittel des nach Europa importierten Pipelineerdgases (66 %) stammen aktuell aus Russland. Hinzu kommen rund 20 % der Importe von „liquified natural gas“ (LNG), also flüssigem Erdgas, das bei -163°C verschifft wird. Nur Katar hat mit 21 % einen höheren Anteil an den LNG-Importen der EU, die USA liegen mit 14 % derzeit noch dahinter. In Summe kommt aktuell mehr als die Hälfte des nach Europa importierten Erdgases aus Russland,¹⁴ in Deutschland dürfte der Anteil sogar noch leicht darüber liegen.¹⁵ Weitere bedeutende Erdgaslieferanten sind Norwegen und Nordafrika, insbesondere Algerien (Grafik 5).

Grafik 5: Zusammensetzung der EU-Erdgasimporte 2019

EU27 ohne Großbritannien; enthält Erdgas, das re-exportiert wird.



Quelle: BP Statistical Review 2020, Seite 42.

Der Importanteil Russlands könnte künftig sogar noch steigen, da die dortige Energiestrategie vorsieht, den Erdgasexport bis zum Jahr 2035 noch einmal um 50 bis 100 % zu steigern.¹⁶ Die EU ist derzeit der mit Abstand größte Abnehmer von russischen Energieträgern, die 62 % der Gesamtexporte des Landes darstellen und für die russischen Staatseinnahmen unverzichtbar sind.¹⁷ Die Europäische Union profitiert hierbei von vergleichsweise günstigem leitungsgebundenem Gas. Im Ergebnis wächst die gegenseitige Abhängigkeit zwischen der EU und Russland.

LNG als wachsender, aber volatiler Markt

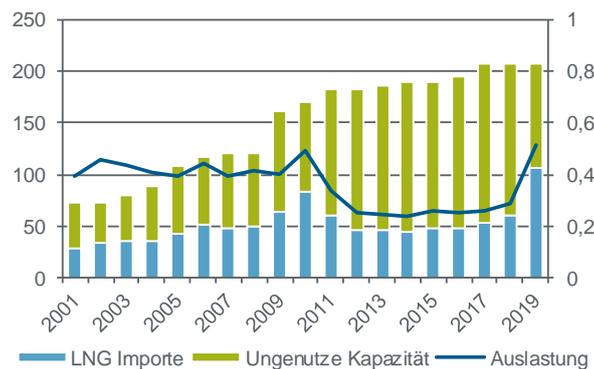
Neben Biogas, das veredelt und dann ins Erdgasnetz eingespeist werden kann,¹⁸ stellt LNG die wichtigste Alternative zu leitungsgebundenem Erdgas dar. Durch neue Fördermethoden wie Fracking und die weltweite Erschließung neuer Gasvorkommen hat LNG eine enorme Dynamik entwickelt und deckte 2019 bereits 19 % des Erdgasbedarfs der EU – und somit fast doppelt so viel wie noch vor wenigen Jahren (Grafik 4).¹⁹

Flüssiggas und leitungsgebundenes Erdgas sind dabei keine perfekten Substitute. Auf dem LNG-Markt gibt es im Gegensatz zum klassischen Pipelinegeschäft kaum über Jahre laufende Lieferverträge mit fixen Preisen oder Ölpreisbindung. Die LNG-Tanker lassen sich flexibler einsetzen, der LNG-Preis bildet sich in der Regel individuell auf dem Weltmarkt. Er ist deutlich volatil und liegt meist über dem des leitungsgebundenen Gases.

Eine LNG-Exportinfrastruktur wird insbesondere in den USA massiv ausgebaut, die hierdurch bis 2024 zum größten LNG-Exporteur der Welt aufsteigen könnten. Aber auch in Australien, Russland, im Nahen Osten und in Nordafrika werden die LNG-Kapazitäten weiter ausgebaut.²⁰ An Europas großen Häfen könnten die bestehenden LNG-Importterminals²¹ theoretisch schon jetzt 44 % des europäischen Erdgasbedarfs abdecken,²² wirtschaftlich wird der Import jedoch zumeist nur dann, wenn die asiatische LNG-Nachfrage fällt. Die Importkapazitäten steigen dadurch tendenziell schneller als die importierten Mengen und waren in den letzten Jahren meist weniger als zur Hälfte ausgelastet (Grafik 6).

Grafik 6: LNG Importkapazität noch nicht ausgelastet

Linke Skala: LNG-Importe und Kapazitäten in Mrd. m³; rechte Skala: Auslastungsgrad der Gesamtkapazität.



Quellen: IGU (2020), 2020 World LNG-Report, Appendix 5; BP Statistical Review of World Energy (2001–2020), Natural gas: LNG imports.

Nach dem Rekordjahr 2019 zeigen erste Analysen für 2020 wieder einen Rückgang der Kapazitätsauslastung auf, im zweiten Halbjahr rund 30 %.²³ Dennoch stellen LNG-Terminals neben den Pipelineverbindungen eine wichtige Importinfrastruktur dar, die in Europa aktuell weiter ausgebaut wird. Die Bundesnetzagentur hat im Dezember 2020 dem ersten LNG-Terminal in Deutschland durch eine Regulierungsfreistellung den Weg geebnet.²⁴ Weitere Terminals werden geprüft. Der Mehrwert von LNG ist dabei primär im Kontext der Versorgungssicherheit und der strategischen Diversifikation

der Bezugsquellen zu sehen, auch um eine zu große Abhängigkeit, etwa von Russland, zu vermeiden.

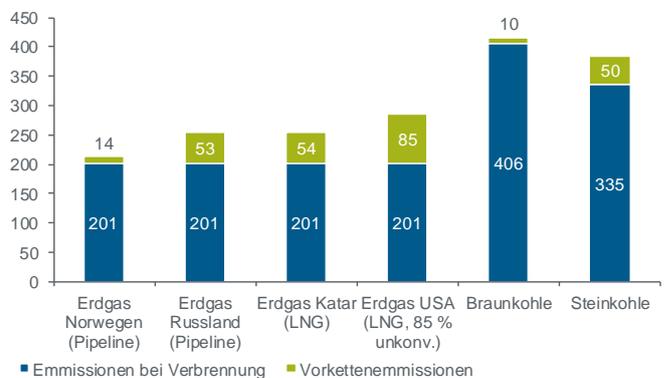
LNG häufig mit Klimanachteil gegenüber Pipelinegas

Auch hinsichtlich der Vorkettenemissionen, die den resultierenden Klimaeffekt bestimmen, bestehen Unterschiede zwischen LNG und Pipeline-Erdgas. Methan-Leckagen auf den Transportwegen sowie der Energiebedarf der Schiffe und der zum Verschiffen benötigten Verflüssigung wirken sich negativ auf den resultierenden THG-Fußabdruck von Erdgas aus. Hinzu kommen unkontrollierte Methanaustritte bei unkonventioneller Förderung („Fracking“). Im Ergebnis hat leitungsgebundenes Erdgas eine leicht bessere Umweltbilanz als LNG – und sogar einen deutlichen Vorteil gegenüber Flüssiggas, das mittels Fracking gefördert wurde.²⁵

In beiden Fällen steigen die Vorkettenemissionen mit der Länge des Transportweges. Der Vorteil des Pipelinetransports gegenüber der Verflüssigung kann somit durch lange Transportstrecken aufgewogen werden – aber auch durch veraltete Technik. So weisen russisches Pipeline-Erdgas und LNG aus Katar nahezu gleiche Vorkettenemissionen auf. Bei Flüssigerdgas aus den USA kommen beide Nachteile zusammen,²⁶ sodass dessen Vorketten circa 6-mal so hoch sind wie die von leitungsgebundenem Gas aus norwegischen Quellen (Grafik 7).

Grafik 7: Vergleich der Vorkettenemissionen

Gemessen in g CO₂-Äquivalente pro kWh, Daten zu Russland entsprechen dem gewichteten Durchschnitt aller Förderregionen



Quellen: UBA (2020), UBA (2019), eigene Berechnungen nach GEMIS 4.95.²⁷

Einschränkend ist darauf hinzuweisen, dass insbesondere die Vorketten aus Leckagen abhängig von Förderland und Förderumständen mit unterschiedlichen Methoden und auch unterschiedlich transparent erfasst werden. Es ist davon auszugehen, dass die bisher angesetzten Zahlen zu den Methan-Leckagen den tatsächlichen Klimanachteil eher noch deutlich unterschätzen (s. grauer Kasten). Dies führt dazu, dass der Beitrag von Erdgas zum Erreichen der Klimaziele vermutlich geringer ausfällt, als oft angenommen. Sobald mehr als 3,2 % des geförderten Erdgases als Leckagen in die Atmosphäre entweichen, wäre der aktuell dokumentierte Klimavorteil von Gas gegenüber Kohle sogar kurzfristig aufgehoben.²⁸

Methan-Leckagen

Erdgas entweicht an undichten Ventilen und in veralteten Anlagen während der Förderung, der Verarbeitung und des Transports und richtet in der Atmosphäre über einen Zeitraum von 20 Jahren einen 84-mal so großen Schaden wie CO₂ an. Fast die Hälfte der Methan-Leckagen (45 %) gelten als vermeidbar, diese müssten jedoch in einem ersten Schritt transparent erfasst werden.²⁹ Der Umfang der Methan-Leckagen lässt sich dabei nur schwer beziffern.³⁰ Jüngere Studien konnten zeigen, dass die US-Erdgasindustrie 60 % mehr Methan ausstößt, als die Messung der Industrie ergab.³¹ In Reaktion hierauf werden auch die Daten anderer Länder mangels unabhängiger Kontrollen angezweifelt – auch die Zahlen aus Russland, wo die wenigen verfügbaren Werte auf Angaben der Gaskonzerne beruhen.³²

Versiegelte Luftproben, die dem ewigen Eis entnommen wurden, erhärten den Verdacht, dass bei der Erdgasförderung weltweit deutlich mehr Methan in die Atmosphäre gelangt ist als lange angenommen.³³ Satellitenaufnahmen, mit denen seit einigen Jahren Methan-Lecks identifiziert werden, dokumentieren zudem, dass der Methan-Ausstoß der Öl- und Gasindustrie im Zeitraum von Januar bis August 2020 weltweit um 32 % höher lag als im Vorjahr, was auf einen steigenden Kostendruck zurückgeführt wird.³⁴ Ohne effektive Kontrollmechanismen könnte sich bei fallender Gasnachfrage und dementsprechend fallenden Preisen dieser Trend fortsetzen.

Ein Herkunftsregister für Erdgas, wie es auf dem Strommarkt üblich ist, dass die Förderumstände des Gases offenlegt und Aufschluss über die Klimaverträglichkeit gibt, ist international aktuell nicht in Sicht. In Europa werden Methan-Emissionen zwar durch Zielvorgaben im Rahmen des Effort-Sharing Mechanismus (ESM) adressiert,³⁵ aber es existieren derzeit weder gezielte Instrumente zur Emissionsreduktion noch eine geeignete empirische Basis zur Erfassung ihres Umfangs.

Europäische Methanstrategie

Ein wesentliches Element der EU-Methanstrategie sind Vorschriften zu einer obligatorischen Messung, Berichterstattung und Überprüfung der Methanemissionen. Hierbei soll auch eine satellitengestützte Erkennung im Rahmen des Copernicus-Programms der EU zum Einsatz kommen und eine internationale Beobachtungsstelle für Methan-Emissionen angestrebt werden.

Daneben sollen Methanemissionen auch direkt beschränkt werden, etwa durch eine Verpflichtung zur Verbesserung der Erkennung und Reparatur von Leckagen (LDAR) in der gesamten Infrastruktur, also bei Produktion, Transport und Nutzung von fossilem Gas. Auch Vorschriften und Standards zum Ablassen und Abfackeln von Gasen im Sinn der „Zero Flaring“-Initiative der Weltbank sollen in Erwägung gezogen werden. Nach den Plänen der EU-Kommission soll der Gesetzgebungsprozess im laufenden Jahr angestoßen werden.

Dies will Europa nun ändern. Im Oktober letzten Jahres hat die EU-Kommission im Rahmen des „Green Deals“ eine Methanstrategie verabschiedet (s. grauer Kasten) und will hierdurch bei der Verringerung der Methanemissionen eine weltweite Führungsrolle einnehmen. Dabei sollen auch die Methanemissionen im Zusammenhang mit importierter Energie verringert werden.³⁶

Emissionsfreie Alternativen / „Grünes Gas“

Der Stellenwert von Erdgas auf dem Weg zur Klimaneutralität ist neben der Wahl der Bezugsquelle der größte Streitpunkt der politischen Debatte. Im Bereich Raumwärme gibt es effiziente und klimafreundliche Alternativen zur Erdgasnutzung, wie z. B. Wärmepumpen. Auch bei der Stromerzeugung können Erneuerbare Energien in großem Umfang direkt genutzt werden. Hier kommt Gaskraftwerken perspektivisch zwar eine wichtige Rolle zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit zu, allerdings aufgrund der begrenzten Einsatzzeiten nur mit einem geringen Gasverbrauch.³⁷

Insbesondere in der Hochtemperatur- und Chemieindustrie ist stoffliches Erdgas jedoch schwierig zu ersetzen. Dort gelten synthetische Gase, insbesondere grüner Wasserstoff und E-Methan, als Zukunftstechnologien. Weitere Anwendungsfelder von grünem Wasserstoff und dessen Folgeprodukten liegen im Verkehr (insb. im Flug-, Schiffs- und Schwerlastverkehr). Synthetische Energieträger sind in der Herstellung allerdings sehr stromintensiv und nur bei Nutzung von regenerativen Stromquellen klimafreundlich. Noch ist die Herstellung nicht massentauglich und kosteneffizient. Die Bereitstellung grüner Gase hat jedoch politisch hohe Priorität und gilt als Schlüssel, um Deutschlands erdgasintensivsten Sektor, die Industrie, künftig klimaneutral zu machen.

H₂-Readiness

Mit Blick auf diese Zukunftstechnologien muss beim Ausbau der Erdgasinfrastruktur in Form von neuen Pipelines, Kraftwerken und LNG-Terminals bedacht werden, dass Lock-in-Effekte die nötige, vollständige Umstellung auf Erneuerbare Energien verlangsamen können. Da die Bundesregierung erwartet, dass Deutschland bei der Umstellung auf grüne Gase den inländischen Bedarf überwiegend aus Importen decken wird, ist die Frage zentral, ob die aufgebaute Erdgasinfrastruktur auch für klimaneutrale Gase nutzbar ist.

Synthetisches Methan hat weitgehend dieselben Eigenschaften wie fossiles Erdgas und ließe sich problemlos in der bestehenden Infrastruktur transportieren. Allerdings ist dessen Herstellung deutlich energieintensiver als die von grünem Wasserstoff. Zudem entstehen bei der Verbrennung von synthetischem Methan, anders als bei Wasserstoff, weiterhin CO₂-Emissionen. „Grünes Methan“ erfordert neben Erneuerbaren Energien auch eine regenerative CO₂-Quelle, etwa durch eine aufwändige Entnahme aus der Luft. Doch selbst dann verbleiben Klimaauswirkungen – im Fall von Methan-Leckagen bei Umwandlung und Transport. Daher steht vor allem grüner Wasserstoff im Fokus und bietet dort, wo die direkte Nutzung von grünem Strom nicht möglich ist, die effizienteste Alternative zum Erreichen der Klimaziele.

In vielen Anwendungsbereichen kann die Klimafreundlichkeit durch eine Beimischung von Wasserstoff zu Methan erhöht werden – in begrenztem Umfang. Bei Gaskraftwerken beispielsweise wird davon ausgegangen, dass der aktuelle Bestand mit bis zu 5 % Wasserstoffbeimischung betrieben werden kann. Dieser Anteil soll perspektivisch gesteigert werden.³⁸

Auch bei der Transportinfrastruktur gilt eine Beimischung von Wasserstoff als grundsätzlich möglich, wenn auch mit teils hohem technischem Aufwand zur Nachrüstung.³⁹ Die aktuell mögliche Beimischung von Wasserstoff in den Erdgas-Pipelines der Ostsee wird nach Betreiberangaben mit 5–7 % als eher niedrig eingeschätzt.⁴⁰

Bei der Importinfrastruktur kommt hinzu, dass die aktuellen Erdgaslieferanten nicht ohne Weiteres zu grünen Wasserstofflieferanten werden können. Am Beispiel Russlands zeigt sich, dass im letzten Jahr zwar eigene Forschungsprojekte vorgestellt wurden, mit denen so genannter blauer, türkiser⁴¹ oder gelber⁴² Wasserstoff hergestellt werden könnte. Diese Varianten sind jedoch aus Umweltgesichtspunkten als nachteilig anzusehen. Für eine umfangreiche Produktion von grünem Wasserstoff auf Basis Erneuerbarer Energien bietet die russische Energiepolitik wenig Anhaltspunkte.⁴³ Dagegen spricht auch, dass die wind- oder sonnenreichen Gegenden des Landes fern der aktuellen Gasinfrastruktur liegen.⁴⁴ Im Ergebnis ist daher davon auszugehen, dass viele bestehende Pipelines nur für fossiles Erdgas genutzt werden – und ein Ausbau der Infrastruktur zu „stranded assets“ führen kann. LNG-Terminals könnten zwar grundsätzlich auch für flüssigen Wasserstoff genutzt werden, allerdings muss dieser hierzu ca. 90°C kälter sein als LNG, was mit zusätzlichen Aufwänden und Energieverbräuchen verbunden ist.⁴⁵

Schlussfolgerungen

Mit Blick auf den europäischen Kohleausstieg erscheint die Nutzung von Erdgas zur Stromgewinnung übergangsweise unausweichlich. In Anbetracht der ungewissen aber tendenziell unterschätzten Vorkettenemissionen sind die Emissions-einsparpotenziale dieser Brückentechnologie allerdings begrenzt. Auch zeitlich ist der Einsatz durch das erklärte Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2050 limitiert. Leitungsgebundenes Erdgas hat häufig eine etwas bessere Umweltbilanz als LNG. Die zum Import genutzten Pipelines erscheinen jedoch kaum zukunftsfähig, da Lage und Beschaffenheit auf fossiles Erdgas ausgerichtet sind.

Die Vorteile von Erdgas als klimaschonende Brückentechnologie können durch die folgenden Maßnahmen intensiver genutzt werden:

- **Transparenz:** Als weltweit größter Gasimporteur⁴⁶ sollte die EU genügend Marktmacht besitzen, um einen Herkunftsnachweis und transparente Messungen der gesamten Emissionen von Erdgas einfordern zu können. Die in der Methanstrategie genannten Elemente erscheinen als guter Startpunkt. Die auf diesem Weg gewonnene Transparenz ermöglicht eine Meidung von besonders klimaschädlichem Erdgas und ist zudem eine wesentliche Voraussetzung für eine ökonomische Berücksichtigung der Klimaschäden, etwa durch eine entsprechende Bepreisung der THG-Emissionen, die den grünen Erdgasalternativen schneller zur Wirtschaftlichkeit verhelfen würde.
- **Zukunftsfähige Infrastruktur:** Die Infrastruktur zur Einfuhr von Erdgas ist dann zukunftsfähig, wenn sie in der Lage ist, auch grüne Gase zu importieren. Schon im Jahr 2023 plant die Bundesregierung einen ersten Markthochlauf für grünen Wasserstoff zu initiieren, der ab 2030 kontinuierlich gestärkt werden soll.⁴⁷ Die bestehende Importinfrastruktur für Erdgas wird für die neuen Lieferbeziehungen nur sehr eingeschränkt nutzbar sein. Vielmehr werden neue Anbieter und Transportwege relevant werden. Aufgrund der Langlebigkeit der Infrastruktur bestimmt die Ausgestaltung der aktuellen Importkanäle auch den zukünftigen THG-Fußabdruck der importierten Gase. Der Bau von LNG-Importterminals bzw. weiteren Pipelines ist auch unter diesem Aspekt zu betrachten.
- **Europäische Zusammenarbeit:** Ein rein nationaler Fokus ist klimapolitisch nicht zielführend. Dies gilt für die Analyse der Klimaverträglichkeit, aber in Anbetracht des zusammenhängenden Strom- und Gasnetzes in Europa auch für den Handel und Transport. Durch ein abgestimmtes Vorgehen bei den europäischen Erdgasimporten kann die europäische Gemeinschaft ihre Stärken ausspielen – und im Ergebnis auch den kontinentalen Zusammenhalt festigen. Mit der gemeinsamen Methan- und auch der Wasserstoffstrategie ist auf europäischer Ebene ein wichtiger Schritt in diese Richtung gemacht.

Folgen Sie KfW Research auf
Twitter.

Oder abonnieren Sie unseren kostenlosen E-Mail-Newsletter, und Sie verpassen keine Publikation.

Zur Anmeldung

¹ AG Energiebilanzen e.V. (2020), Primärenergieverbrauch 2019.

² Bis 2006 nach AG Energiebilanzen e.V. (2009), Energieverbrauch in Deutschland 1950 bis 2006; nach 2006 nach AG Energiebilanzen (2020), Primärenergieverbrauch 2019.

- ³ Vorläufige Werte gemäß BDEW (2020), Erdgasabsatz nach Kundengruppen, Stand 12/2020 (<https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/erdgasabsatz-nach-kundengruppen>, zuletzt aufgerufen am 22.02.2021), ohne Eigenverbrauch der Gaswirtschaft. Die dort ebenfalls genannten Angaben zum Jahr 2010 belegen zudem eine geringe Änderung der sektoralen Aufteilung über die Zeit.
- ⁴ Einzig Industrien, die auf konstante Gasverhältnisse angewiesen sind, sodass die Qualität oder Verbrennungstemperatur nicht schwanken, stünden bei variierender Wasserstoffbeimischung vor Herausforderungen. Außerdem könnten Hochtemperaturanwendungen aufgrund des niedrigeren Brennwertes von Wasserstoff ebenfalls nicht mit Methan-Wasserstoffgemischen arbeiten.
- ⁵ Vgl. BMWi (2020), Nationale Wasserstoffstrategie.
- ⁶ Perspektivisch bietet das Erdgasnetz zudem die Möglichkeit, auf Basis von regenerativem Strom erzeugte Gase (Methan oder Wasserstoff) aufzunehmen und hierdurch Energie im Umfang von mehreren Mrd. Kilowattstunden (kWh) zu speichern, vgl. BMWi, Erdgasversorgung in Deutschland (<https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html>, abgerufen 02/2021).
- ⁷ Vgl. UBA (2020), Entwicklung der spezifischen Kohlendioxidemissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990–2019.
- ⁸ Vgl. BMWi (2019), Dialogprozess Gas 2030 – Erste Bilanz; FNB Gas (2020), Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 Entwurf.
- ⁹ Das „Sustainable Development Szenario“ orientiert sich an den energierelevanten Sustainable Development Goals (SDGs) und ist kompatibel mit dem Klimaabkommen von Paris, vgl. WEO 2019.
- ¹⁰ Vgl. European Council (2020), Note „European Council meeting (10 and 11 December 2020)“.
- ¹¹ Vgl. IEA (2020), World Energy Outlook 2020.
- ¹² Das Ziel der Klimaneutralität 2050 soll in einem europäischen Klimagesetz rechtlich verankert werden. Ein entsprechender Legislativvorschlag wurde im März 2020 vorgelegt.
- ¹³ Energieabhängigkeit gemessen als Anteil der Nettoenergieimporte am Bruttoenergieverbrauch, vgl. Eurostat (2020), Shedding light on energy in the EU - A guided tour of energy statistics.
- ¹⁴ Vgl. BP Statistical Review 2020, S. 36.
- ¹⁵ Seit 2016 veröffentlicht das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) aus Datenschutzgründen keine genauen Daten zur Zusammensetzung der deutschen Importe mehr. Tendenziell steigt der Anteil russischen Gases jedoch von West- nach Osteuropa.
- ¹⁶ Vgl. BPB (2020): Analyse: Russlands Energiestrategie bis zum Jahr 2035: Business as usual.
- ¹⁷ Vgl. GTAI, AHK (2020), Russland in Zahlen.
- ¹⁸ Biogas deckt aktuell nur ca. 1 % des deutschen Gasverbrauchs und wird meist direkt zur Strom- oder Wärmeerzeugung genutzt. Vgl. BMWi (2019), Dialogprozess Gas 2030 – Erste Bilanz.
- ¹⁹ BP (2020), Statistical Review of World Energy 2019.
- ²⁰ Allein in Russland bspw. sollen die Kapazitäten bis 2035 um ein Vielfaches gesteigert werden, mit dem Ziel, zu den wichtigsten drei LNG-Exporteuren aufzusteigen. Vgl. Henderson, James und Vitally Yermakov (2019), Russian LNG – becoming a global force, The Oxford Institute for Energy Studies, OIES Paper Ng 154. Vgl. hierzu auch IGU (2020): 2020 World LNG-Report.
- ²¹ Ein LNG-Terminal ist eine Einrichtung für den Umschlag von Flüssigerdgas und umfasst Anlagen zum Be- und Entladen von Tankern. Bei der Einfuhr von LNG werden zudem Anlagen zur Wiederverdampfung des Flüssigerdgases benötigt.
- ²² Einer Importkapazität von 207 Mrd. m³ Erdgas (bzw. 150 Mio. t Flüssiggas) stand im Jahr 2019 ein Erdgasverbrauch von 468 Mrd. m³ gegenüber, vgl. IGU (2020), World LNG Report, S. 124-129 und BP (2020), Statistical Review of World Energy 2020 S. 36.
- ²³ Vgl. Team Consult (2020), LNG Marktradar Nr. 3.
- ²⁴ Durch die Freistellung von der Tarif- und Netzzugangsregulierung (§ 28a EnWG) kann die Betreibergesellschaft ihre Kapazitäten nach eigenen Strategien vermarkten und auch die Entgelte für die Terminalbenutzung selbst bestimmen. Eine solche Freistellung kann dann erteilt werden, wenn sich der Wettbewerb bei der Gasversorgung und die Versorgungssicherheit hierdurch verbessert. Vgl. hierzu die Presseerklärung der Betreibergesellschaft vom 01.12.2020.
- ²⁵ Vgl. UBA (2019), Wie klimafreundlich ist LNG?
- ²⁶ Die USA haben durch unkonventionelle Förderung die eigenen LNG-Kapazitäten stark erhöht und wollen die Exporte nach Europa deutlich steigern. Von 2018 auf 2019 wuchsen die US-LNG-Importe um 272 %, gingen im Zuge des Verfalls der Öl- und Gaspreise 2020 wieder deutlich zurück.
- ²⁷ Emissionen nach Verbrennung gemäß UBA (2020), Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2019, Tabelle 2, hier nur CO₂-Emissionen; Vorkettenemissionen Erdgas gemäß UBA (2019), Wie klimafreundlich ist LNG?; Vorkettenemissionen Kohle nach IINAS (2017), ausgewählte Ergebnisse aus GEMIS 4.95, sowie Statistik der Kohlenwirtschaft (2020), Braunkohle im Überblick.
- ²⁸ Vgl. BGR (2020), Klimabilanz von Erdgas – Literaturstudie zur Klimarelevanz von Methanemissionen bei der Erdgasförderung sowie dem Flüssiggas- und Pipelinetransport nach Deutschland, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, S. 41, Abb. 5-1.
- ²⁹ Vgl. IEA (2020), Methane Emissions from Oil and Gas.
- ³⁰ EDF (2018), Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain.
- ³¹ Howarth, Bob (2019), The Role of Shale Gas Development in the Global Methane Cycle: New Insights from 13C and 14C data.
- ³² Vgl. BGR (2020), Klimabilanz von Erdgas, S. 43; sowie DBI (2016); Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen von Erdgas.
- ³³ IPCC (2013), *Climate Change 2013: The Physical Science Basis*. Working Group I contribution to the IPCC Fifth Assessment Report, Kapitel 8, Seite 139. Die höheren Methanemissionen können auch auf das routinemäßige Abfackeln und Ablassen von Gasen im Zusammenhang mit der Ölaufbereitung zurückzuführen sein; laut der Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR) wurden auf diese Weise in 2019 Gase im Umfang von rund 150 Mrd. m³ der Atmosphäre zugeführt, was dem Jahresverbrauch von Sub-Sahara-Afrika entspricht.
- ³⁴ Reuters (2020), Energy sector's methane leaks rise despite green plans: Kayros.
- ³⁵ Der ERM gibt auf länderspezifische Grenzen für die nicht vom EU-ETS abgedeckten Treibhausgasemissionen vor.
- ³⁶ Vgl. EU Kommission Presseerklärung vom 14.10.2020.
- ³⁷ Mittels „Power to X“ kann (überschüssige) elektrische Energie in stoffliche Energieträger wie Methan umgewandelt werden. Auf diese Art können große Mengen Energie gespeichert werden, die bei hoher Stromnachfrage oder witterbedingtem geringem Ökostrom-Angebot flexibel verfügbar sind.
- ³⁸ Ab 2030 sollen alle neu gebauten Gaskraftwerke vollständig mit Wasserstoff betrieben werden können, vgl. BMWi (2019), Dialogprozess Gas 2030.
- ³⁹ Vgl. Brauer, Holger; Simm, Manuel; Wanzenberg, Elke; Henel, Marco und Otto Jan Huising (2020), Energiewende mit Wasserstoffrohren „H2Ready“ und Umstellung existierender Erdgasnetze, 3R – Rohrleitungskompetenz, Heft 03/2020, S. 32–45.
- ⁴⁰ NTV (2020), Zusatz-Aufgabe für Nord Stream 2, Russland könnte „blauen“ Wasserstoff liefern.
- ⁴¹ Beide Verfahren nutzen weiterhin fossiles Erdgas, sehen aber eine Speicherung von CO₂ bzw. reinem Kohlenstoff vor. Da die Umweltschäden und Langzeitfolgen ungewiss sind, herrscht in der deutschen Politik und Wissenschaft Uneinigkeit über das Potenzial als Brückentechnologie hin zu grünem Wasserstoff.

⁴² Im Gegensatz zu grünem Wasserstoff stammt der Strom zur Elektrolyse bei gelbem Wasserstoff aus der Atomkraft.

⁴³ Zwar trat Russland im Jahr 2019 dem Pariser Klimaabkommen bei, die Nutzung Erneuerbarer Energien verharrt jedoch bei unter 1 % (exkl. Wasserkraft) und wird politisch nicht forciert.

⁴⁴ Vgl. Fishedick, Manfred (2019), Die Rolle von Erdgas(import-)infrastrukturen für zukunftsfähige Energiesysteme.

⁴⁵ Alternativ gibt es hier den Schifftransport über flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC). Diese Methoden sind jedoch technisch und wirtschaftlich noch mit Risiken behaftet, vgl. Alicia Prager, tagesspiegel background (2020), LNG-Terminals für den Wasserstoffimport.

⁴⁶ Vgl. BP Statistical review 2020, Major trade movements 2019 (S. 43).

⁴⁷ Vgl. BMWi (2020), Nationale Wasserstoffstrategie.