

Hüther, Michael; Küper, Malte; Schaefer, Thilo

Working Paper

Zukunft Erdgas: Wie viel brauchen wir noch und was kommt dann?

IW-Policy Paper, No. 5/2023

Provided in Cooperation with:

German Economic Institute (IW), Cologne

Suggested Citation: Hüther, Michael; Küper, Malte; Schaefer, Thilo (2023) : Zukunft Erdgas: Wie viel brauchen wir noch und was kommt dann?, IW-Policy Paper, No. 5/2023, Institut der deutschen Wirtschaft (IW), Köln

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/273391>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.



Zukunft Erdgas

Wie viel brauchen wir noch und was kommt dann?

Michael Hüther / Malte Küper / Thilo Schaefer

Köln, 30.05.2023

IW-Policy Paper 5/2023

Aktuelle politische Debattenbeiträge



Herausgeber

Institut der deutschen Wirtschaft Köln e. V.

Postfach 10 19 42

50459 Köln

Das Institut der deutschen Wirtschaft (IW) ist ein privates Wirtschaftsforschungsinstitut, das sich für eine freiheitliche Wirtschafts- und Gesellschaftsordnung einsetzt. Unsere Aufgabe ist es, das Verständnis wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Zusammenhänge zu verbessern.

Das IW in den sozialen Medien

Twitter

[@iw_koeln](https://twitter.com/iw_koeln)

LinkedIn

[@Institut der deutschen Wirtschaft](https://www.linkedin.com/company/institut-der-deutschen-wirtschaft)

Instagram

[@IW_Koeln](https://www.instagram.com/iw_koeln)

Autoren

Prof. Dr. Michael Hüther

Direktor und Mitglied des Präsidiums

huether@iwkoeln.de

0221 – 4981-600

Malte Küper

Referent für Energie und Klimapolitik

kueper@iwkoeln.de

0221 – 4981-XXX

Dr. Thilo Schaefer

Leiter des Clusters Digitalisierung und Klimawandel

Thilo.schaefer@iwkoeln.de

0221 – 4981-791

Alle Studien finden Sie unter www.iwkoeln.de

In dieser Publikation wird aus Gründen der besseren Lesbarkeit regelmäßig das grammatische Geschlecht (Genus) verwendet. Damit sind hier ausdrücklich alle Geschlechteridentitäten gemeint.

Stand:

April 2023

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	4
1 Ausgangslage: Die Bedeutung von Erdgas in Deutschland.....	5
1.1 Erdgas im deutschen Energiemix	5
1.2 Russlands Invasion: Zeitenwende in der deutschen Energieversorgung	8
2 Der Umstieg auf Flüssiggas und dessen Folgen	13
2.1 Deutschland und die EU setzen verstärkt auf Flüssiggas	13
2.2 Der LNG-Weltmarkt	22
2.3 Zukünftiges Preisniveau.....	23
3 Erdgas: Die Brückentechnologie wackelt.....	25
3.1 Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung	26
3.2 Erdgas in der Wärmeerzeugung	33
3.2.1 Gebäudewärme	33
3.2.2 Prozesswärme	35
4 Erdgas: Die Alternativen lassen auf sich warten	38
4.1 Erneuerbarer Strom.....	38
4.1.1 Wind an Land	39
4.1.2 Wind auf See	39
4.1.3 Photovoltaik.....	41
4.2 Wasserstoff.....	43
4.2.1 Inländische Erzeugung (grüner Wasserstoff per Elektrolyse)	44
4.2.2 Importe	44
5 Politische Instrumente zur Beschleunigung der Transformation	49
6 Abstract.....	55
Tabellenverzeichnis.....	56
Abbildungsverzeichnis.....	57
Literaturverzeichnis	58

JEL-Klassifikation

F15 – Wirtschaftliche Verflechtung

O13 – Landwirtschaft; Natürliche Ressourcen; Energie; Umwelt; andere Rohstoffe

Q41 – Energie: Angebot und Nachfrage; Preise

Q43 – Energie und Makroökonomie

Zusammenfassung

Erdgas ist für Deutschland in den letzten drei Dekaden immer wichtiger geworden, sei es für das Heizen von Gebäuden, die Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie oder die Stromerzeugung. Dabei ist die Importabhängigkeit bei Erdgas in den vergangenen Jahrzehnten auf fast 100 Prozent angestiegen, wobei der größte Teil der Importe aus Russland kam. Dementsprechend schwer wurde die deutsche Energieversorgung im vergangenen Jahr durch den Ausfall seines größten Gaslieferanten getroffen. Ein Teil davon kann inzwischen durch den vermehrten Import von Flüssiggas kompensiert werden. Vor allem die USA schickten LNG-Tanker in Richtung Europa. Die geringere LNG-Nachfrage aus China, dem größten LNG-Käufer, kam aus EU-Sicht zur richtigen Zeit und schaffte auf dem Weltmarkt die freien Kapazitäten, die in Europa dringend benötigt wurden. Damit trug LNG ebenso wie die Gaseinsparungen von Haushalten und Industrie sowie zusätzliche Pipelineimporte aus Norwegen ganz entscheidend zur Sicherung der Versorgungslage bei. Deutschland, das erst seit Ende letzten Jahres ein eigenes LNG-Terminal betreibt, profitierte 2022 von LNG-Terminals in Belgien und den Niederlanden. Bis Sommer 2024 werden an der deutschen Nord- und Ostseeküste weitere schwimmende LNG-Terminals entstehen und schrittweise die Gasversorgung in Deutschland sicherstellen.

Während die Sorgen vor leeren Gasspeichern und kalten Wohnungen für den kommenden Winter noch bestehen, zeichnet sich schon jetzt ein dauerhaft höheres Preisniveau für Erdgas in Deutschland ab, wenn im Vergleich zu den großen Preissprüngen im Herbst 2022 eine Entspannung eingesetzt hat. LNG ist im Schnitt der letzten Jahre teurer als Pipelinegas und der Weltmarkt bleibt angesichts der hohen Nachfrage insbesondere aus Asien auch in den nächsten Jahren angespannt. Absehbar ist deshalb nicht mit einer Rückkehr zu Vorkrisenpreisen zu rechnen. Dadurch bleibt die Wettbewerbsfähigkeit des Standortes Deutschland beeinträchtigt und die Brückentechnologie Erdgas wackelt. Der veränderte Preispfad erhöht den Transformationsdruck, den Gasverbrauch schneller als bisher vorgesehen zu reduzieren und Haushalten und Unternehmen möglichst zeitnah den Umstieg auf wettbewerbsfähige klimaneutrale Energieträger zu ermöglichen.

Die zentralen Alternativen zu Erdgas als Brückentechnologie, erneuerbarer Strom und klimaneutraler Wasserstoff, lassen jedoch auf sich warten. Der Blick auf die Ausbauzahlen der vergangenen Jahre bei der Wind- und Solarkraft zeigt, dass die Ziele bis 2030 nur durch eine bisher nicht erreichte Beschleunigung des jährlichen Zubaus zu erreichen sind. Beim Aufbau einer klimafreundlichen Wasserstoffversorgung bleibt die Erreichung der nationalen Elektrolyseziele bis 2030 ebenfalls ungewiss. Auch der Import umfangreicher Wassermengen bis 2030 gestaltet sich schwierig. Damit die Energiewende an Fahrt aufnehmen kann, sind konsequente politische Weichenstellungen notwendig. Diese dienen nicht nur dem Erreichen der Klimaziele, sondern dem zeitnahen Aufbau einer wettbewerbsfähigen, klimaneutralen Energieversorgung am Standort Deutschland. Ein „Weiter-so“ ist angesichts der deutlich verschlechterten Preislage bei fossilen Energieträgern keine Alternative, eine Übergangszeit von mehreren Jahren ohne Aussicht auf absehbar bessere Standortbedingungen für den unternehmerischen Investitionshorizont zu lang.

Die breite und kostengünstige Verfügbarkeit erneuerbarer Energien und daraus erzeugter grüner Energieträger sind der Schlüssel dafür, dass die „Brücke“ Erdgas kleiner dimensioniert werden kann als bisher geplant und dadurch neben der Energie- auch die Wärme- und Verkehrswende zum Erfolg geführt werden kann. Je schneller dies gelingt, desto eher ergeben sich profitable klimafreundliche Geschäftsmodelle, die ohne staatliche Unterstützung auskommen. Bis dahin sind staatliche Mittel mit größter Priorität beim Infrastrukturausbau gefragt. Es braucht wirksame unbürokratische Förderinstrumente, anreizkompatible Regulierung, funktionsfähige Infrastrukturen sowie die politische Investition in Energiepartnerschaften, resiliente Lieferketten und die internationale Koordination der Klimapolitik.

1 Ausgangslage: Die Bedeutung von Erdgas in Deutschland

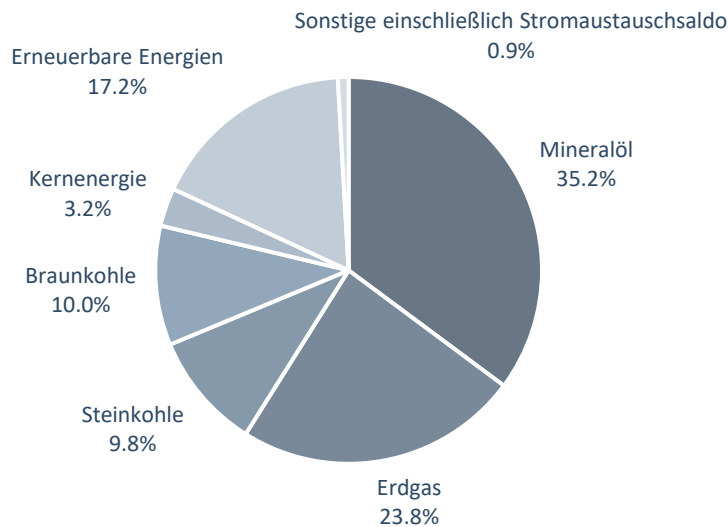
Erdgas spielt eine zentrale Rolle in der deutschen Energieversorgung. Daran ändert der russische Angriffskrieg auf die Ukraine und dessen Folgen für die Verfügbarkeit sowie den Preis von Gas grundsätzlich nichts. Aus Erdgas wird nicht nur industrielle Prozesswärme und Raumwärme erzeugt, auch für die Stromerzeugung ist Erdgas von entscheidender Bedeutung – insbesondere mit Blick auf den Umbau des Stromerzeugungssystems und dessen politisch beschlossener Defossilisierung.

1.1 Erdgas im deutschen Energiemix

Etwa ein Viertel des Energieverbrauchs in Deutschland wurden im Jahr 2022 durch Erdgas gedeckt. Damit hatte Erdgas nach Mineralöl, das vor allem im Bereich Verkehr zum Einsatz kommt, den zweitgrößten Anteil am Primärenergieverbrauch. Stein- und Braunkohle zusammen kamen etwa auf ein Fünftel, erneuerbare Energien knapp 17 Prozent und die Kernenergie auf etwa 3 Prozent des Primärenergieverbrauchs (Abbildung 1-1).

Abbildung 1-1: Primärenergieverbrauch im Jahr 2022

Anteil der Energieträger am Primärenergieverbrauch im Jahr 2022*



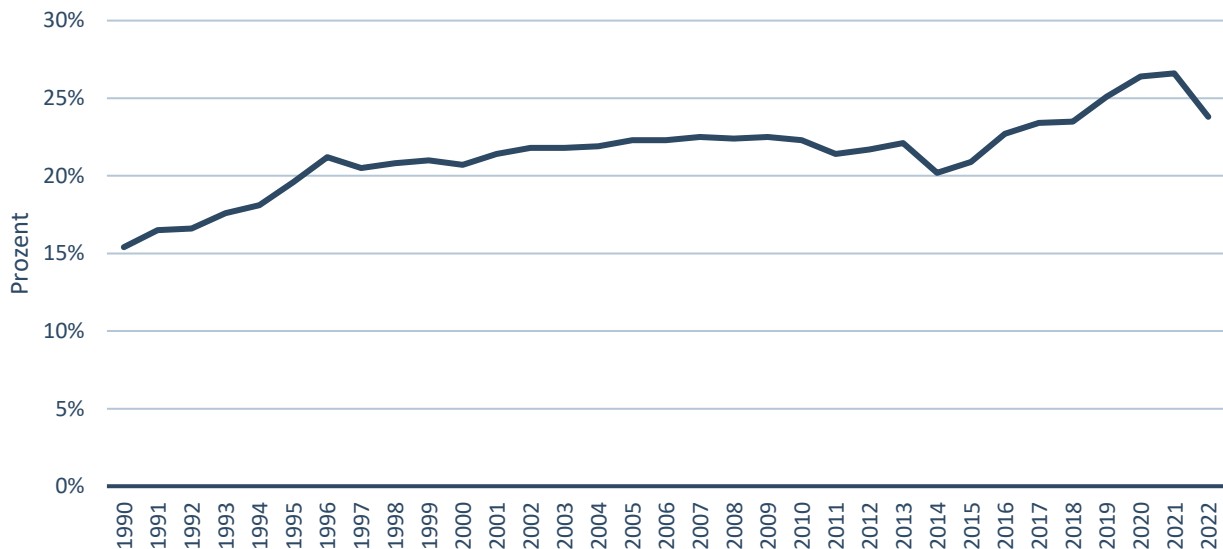
*vorläufig, Stand Dezember 2022

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2022a

Im Jahr 2022 ist der Erdgas-Anteil in Folge der reduzierten und schließlich ausbleibenden Importe aus Russland um fast 3 Prozentpunkte zurückgegangen (Abbildung 1-2). Insgesamt zeigt sich dagegen seit dem Jahr 1990 ein deutlicher Anstieg des Anteils von Erdgas am Primärenergieverbrauch, der sich grob in drei Phasen einteilen lässt. Zwischen 1990 und 1996 nahm die Bedeutung von Erdgas deutlich zu und überschritt im Jahr 1996 erstmalig den Anteil von 20 Prozent. Getrieben wurde diese Entwicklung besonders durch den starken Zuwachs beim Gasverbrauch der privaten Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD). In den Folgejahren hielt sich der Anteil von Erdgas bei einem generell sinkenden Primärenergieverbrauch bei über 20 Prozent. Ab 2013 kam es erneut zu einem deutlichen Anstieg auf fast 27 Prozent im Jahr 2021, hinter dem der steigende Gasbedarf in Industrie und Energiewirtschaft steht.

Abbildung 1-2: Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch in Deutschland

Prozentualer Anteil von Erdgas am deutschen Primärenergieverbrauch

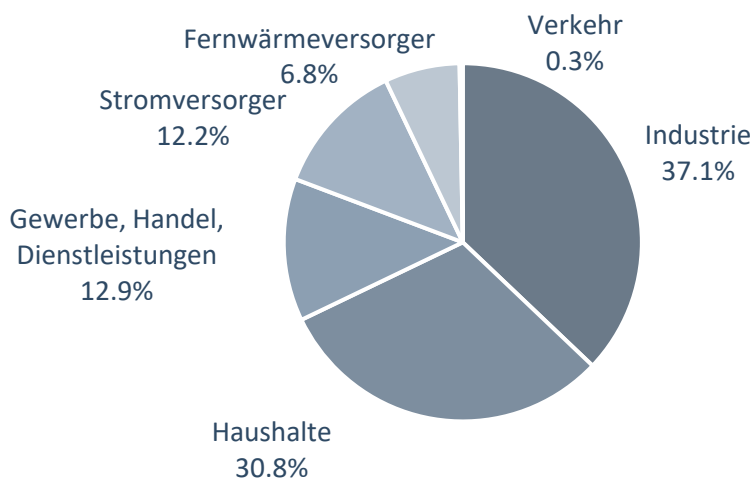


Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2022a; Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2022b

Der größte Teil des Gasverbrauchs entfällt auf die Industrie (Abbildung 1-3), die über die Hälfte davon zur Erzeugung von Prozesswärme einsetzt. Knapp 11 Prozent des industriellen Gasverbrauchs entfällt auf die stoffliche Nutzung, beispielsweise in der chemischen Industrie, in der Erdgas etwa in der Produktion von Ammoniak eingesetzt wird.

Abbildung 1-3: Erdgasabsatz 2022 nach Kundengruppen

In Prozent



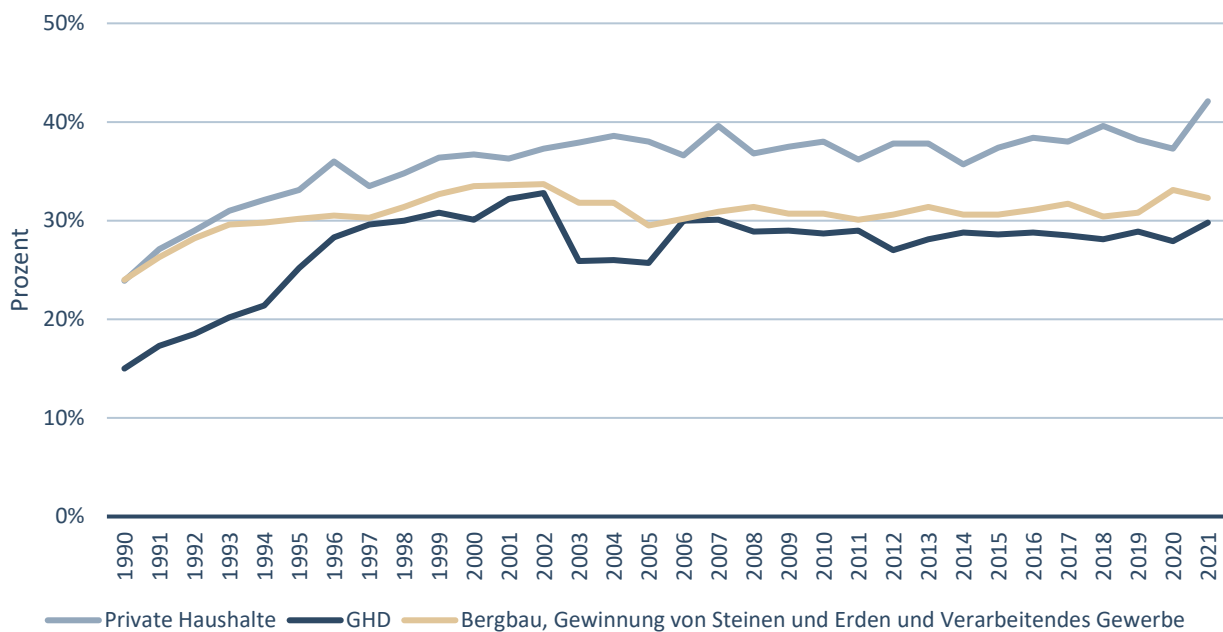
Quelle: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2022

Private Haushalte sind der zweitgrößte Gasverbraucher in Deutschland; angesichts der 21 Mio. Haushalte mit Gasheizung ist diese Zahl wenig überraschend (BDEW, 2022). Etwa 20 Prozent des Gasverbrauchs in privaten Haushalten wird zur Warmwasserbereitung eingesetzt. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen nutzen knapp 13 Prozent des Gasbedarfs, ebenfalls überwiegend für die Erzeugung von Raumwärme. Für die Strom-

erzeugung wurden knapp 12 Prozent des Gasverbrauchs benötigt. 7 Prozent entfallen zudem auf die Erzeugung von Fernwärme, die zu fast der Hälfte auf dem Einsatz von Erdgas basiert. Im Verkehrssektor spielt Erdgas dagegen keine nennenswerte Rolle. Im Jahr 2022 waren knapp 80.000 Pkw mit Erdgasantrieb auf deutschen Straßen unterwegs (BDEW, 2022). Der Gesamtbestand an Pkw lag im Vergleich dazu bei 48,5 Millionen Fahrzeugen (KBA, 2022). Im Zeitverlauf der einzelnen Anwendungen bestätigt sich zunächst sektorenübergreifend das bereits in Abbildung 1-2 dargestellte Wachstum des Erdgasverbrauchs in der ersten Hälfte der 1990er-Jahre. Im Anschluss stagniert der Anteil von Erdgas am jeweiligen Endenergieverbrauch in der Industrie und im GHD auf gleichbleibendem Niveau, während die Haushalte noch einige Jahre weitere zulegen.

Abbildung 1-4: Anteil von Erdgas am Endenergieverbrauch

Prozentualer Anteil von Erdgas am sektoralen Endenergieverbrauch (ohne Verkehr).

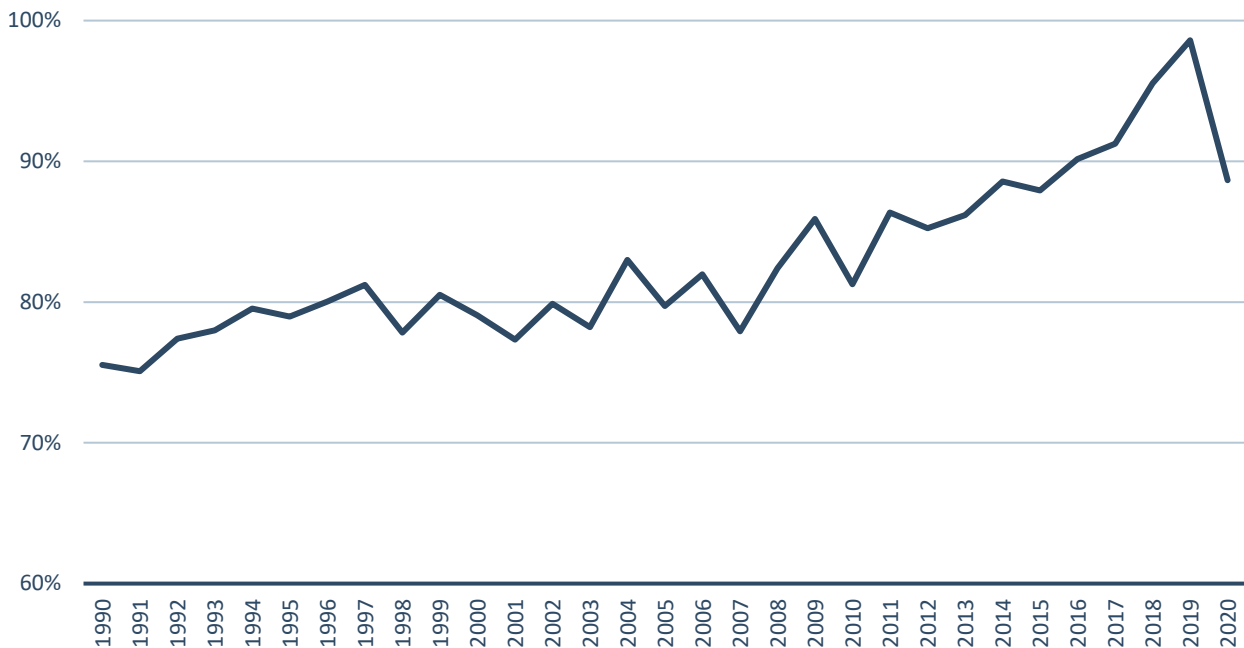


Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2022b

Zur Deckung seines Gasbedarfs setzte Deutschland in den vergangenen drei Jahrzehnten in erheblichem Maße auf Gasimporte. Wurden im Jahr 1990 noch knapp 25 Prozent des Gasbedarfs durch heimische Förderung gedeckt, sank dieser Wert bis 2019 bedingt durch einen steigenden Gasverbrauch und einen Rückgang der hiesigen Förderung auf nur noch 1,4 Prozent (BMWK, 2022a). Im Coronajahr 2020 nahm die Importabhängigkeit Deutschlands prozentual gesehen leicht ab, was auf den niedrigen Gasverbrauch zurückzuführen ist und nicht dem Trend einer nahezu vollständigen Importabhängigkeit entgegensteht (Abbildung 1-5).

Abbildung 1-5: Nettoimporte von Erdgas

Prozentualer Anteil der Nettoimporte von Erdgas in Deutschland



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022

Wichtigster Gaslieferant für die Bundesrepublik war Russland, mit einem Anteil von 55 Prozent an den Gasimporten im Jahr 2021. Knapp ein Drittel der Gasimporte steuerte Norwegen bei, etwa ein Zehntel kam aus den Niederlanden sowie kleinere Mengen etwa aus Belgien (Bundesnetzagentur, 2023).

1.2 Russlands Invasion: Zeitenwende in der deutschen Energieversorgung

Die Verknappung des Gasangebots infolge des Stopps russischer Gaslieferungen im Spätsommer des Jahres 2022 hatte gravierende Folgen für die deutsche Energieversorgung. Kurzfristig konnte nur eine deutliche Reduktion des inländischen Erdgasverbrauch von über das Jahr gesehen 14,8 Prozent sowie eine Verringerung der Gasexporte¹ (inklusive Transite) in andere Länder um knapp ein Drittel die Versorgungssicherheit gewährleisten (Tabelle 1-1). Dadurch lagen die Nettoimporte auf dem Niveau des Vorjahres und erlaubten, die Gasspeicher bis zum Beginn der Heizperiode fast vollständig zu füllen; die ersten Daten für das Jahr 2023 lassen erwarten, dass die Nettoimporte weiterhin stabil bleiben. Während im Jahr 2021 in Summe noch mehr Gas aus den Speichern genommen wurde, konnten im Jahr 2022 beträchtliche Mengen eingespeichert werden.

¹ Deutschland liegt strategisch günstig und verfügt über die größten Gasspeicher in Europa sowie eine gut ausgebaute Leitungsinfrastruktur. Der Bundesrepublik kommt damit eine zentrale Rolle in der europäischen Gasversorgung zu, insbesondere Länder wie Tschechien und Österreich beziehen erhebliche Gasmengen über Deutschland. Von den insgesamt importierten Gasmengen blieb vor dem Krieg nur etwas mehr als die Hälfte in Deutschland, der Rest wurde in andere Länder weitergeleitet.

Tabelle 1-1: Bilanz der Erdgasversorgung 2021 und 2022

	2021 (Mrd. kWh)	2022 (Mrd. kWh)	Änderung (Prozent)
Inländische Förderung	50,4	47,2	-6,4
Import	1673,3	1441,0	-13,9
<i>davon aus Russland</i>	920,3	313,8	-65,9
Export	768,9	536,0	-30,3
Nettoimport	904,5	905,0	0,1
Speichersaldo*	61,4	-86,0	
Inländischer Erdgasverbrauch	1016,3	866,2	-14,8

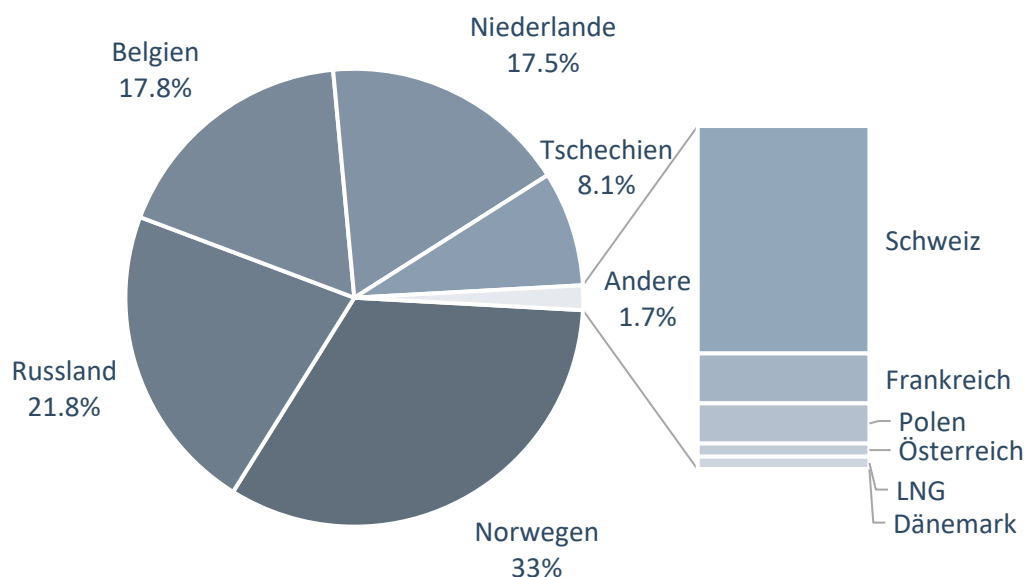
Quelle: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2023

* Minus = Einspeicherung; Plus = Ausspeicherung. Im- und Exporte inklusive sämtlicher Transite.

Neben der Reduktion des Gasverbrauchs, sowohl inländisch als auch in den Nachbarländern, ist es dem vermehrten Gasimport aus anderen Ländern als Russland zu verdanken, dass bis dato keine ungünstigeren Versorgungsszenarien eingetreten sind. Während Norwegen den größten Anteil beisteuerte, konnten vor allem Belgien und die Niederlande im Vergleich zum Vorjahr ihre Gasexporte ausbauen. Dies ist auf den Einkauf von Flüssiggas (LNG) zurückzuführen, welches anschließend landseitig weiter in die Bundesrepublik transportiert wurde (Abbildung 1-6).

Abbildung 1-6: Gasimporte in Deutschland im Jahr 2022

In Prozent



Quelle: Bundesnetzagentur, 2023

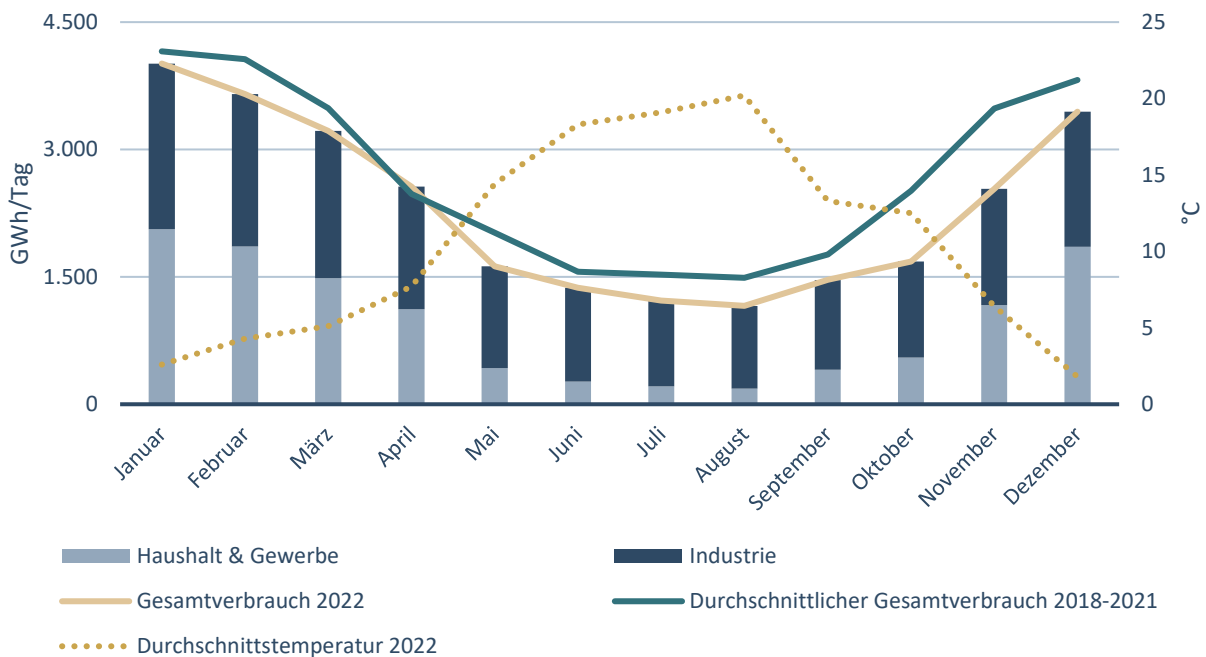
Angesichts des milden Winters hat sich die Versorgungslage zuletzt entspannt. Mit Blick auf den Winter 2023/24 bestehen aber weiterhin Engpassrisiken, wobei die Speicherfüllstände am Ende der Heizperiode 2022/23 eine entscheidende Rolle zur Sicherung der Gasversorgung im kommenden Winter spielen werden.

6 verdeutlicht, dass die deutschen Gasspeicher im Jahr 2022 noch mit erheblichen Mengen russischen Gases befüllt werden konnten. Insgesamt kamen noch 313 TWh Gas aus Russland, knapp ein Drittel des deutschen Bedarfs (ohne Berücksichtigung von Weiterleitungen) und weit mehr als die Kapazität der deutschen Gasspeicher von knapp 250 TWh. Diese Gasmengen stehen im Jahr 2023 nicht mehr zur Verfügung. Ein Teil davon konnte durch zusätzliche Importe aus Norwegen, den Niederlanden und Belgien schon im vergangenen Jahr kompensiert werden, ab dem Jahr 2023 kommen schrittweise Importe von Flüssiggas hinzu. Dennoch ist die Reduktion des Verbrauchs im Jahr 2023 ein wesentlicher Faktor.

Im Vergleich zum Durchschnittsverbrauch der Jahre 2018 bis 2021 wurden laut Bundesnetzagentur (2023) insgesamt rund 15 Prozent weniger Gas verbraucht. Industriekunden reduzierten ihren Verbrauch um 15 Prozent, Haushalts- und Gewerbekunden sparten 12 Prozent. In allen Monaten des Jahres 2022 mit Ausnahme des Aprils lag der Verbrauch unter dem Dreijahresschnitt (Abbildung 1-7). Dazu trugen auch die überdurchschnittlichen Temperaturen bei. Gerade zu Beginn der Heizperiode im Herbst 2022 war es ungewöhnlich mild, so dass noch weitaus länger als sonst Gas eingespeichert werden konnte.

Abbildung 1-7: Gasverbrauch 2022

Monatlicher Mittelwert in Gigawattstunden pro Tag / monatliche Durchschnittstemperatur (rechte Achse)



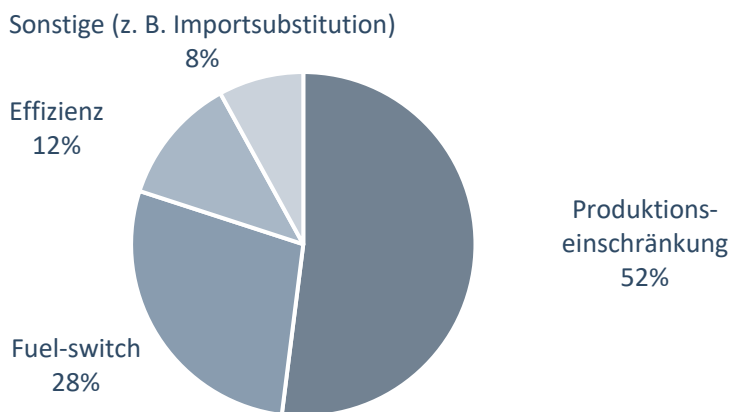
Quelle: Bundesnetzagentur, 2023

Temperaturbereinigt, also im Vergleich mit einem unterstellten Verbrauchsverlauf bei Temperaturen im Durchschnitt der Vorjahre, lag die Einsparung bei Kunden mit Standardlastprofil (überwiegend private Haushalte und Kleingewerbe) laut einer Schätzung des BDEW (2023) nur bei gut 5 Prozent zwischen September 2022 und Ende Januar 2023. Die Internationale Energieagentur (2023) schätzt, dass nur ein Viertel der Gaseinsparungen im Gebäudebereich in der EU im vergangenen Jahr auf verhaltensbedingte Reduktionen zurückzuführen waren, fast zwei Drittel dagegen auf die milde Witterung und etwa 10 Prozent auf Effizienzmaßnahmen. Für industrielle und sonstige Großverbraucher ist die Temperaturentwicklung weniger relevant, denn sie nutzen Erdgas in erster Linie zur Erzeugung von Prozesswärme. Neben der insgesamt schwächeren konjunkturellen Entwicklung haben die hohen Gaspreise dazu geführt, dass Möglichkeiten zur

Steigerung der Energieeffizienz, zum Wechsel des Energieträgers (fuel-switch) und der geringere Einsatz von Gas in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen genutzt wurden, um Gas einzusparen. Eine weitere Konsequenz der hohen Preise war für einige besonders energieintensive Branchen mit hohem außereuropäischem Wettbewerbsdruck, dass die stark gestiegenen Kosten nicht an die Kunden weitergegeben werden konnten und so eine wettbewerbsfähige Produktion nicht mehr aufrechterhalten werden konnte (Abbildung 1-8).

Abbildung 1-8: Gaseinsparungen in der europäischen Industrie in 2022

Prozentuale Anteile von Maßnahmen an der Reduktion des Gasverbrauchs der europäischen Industrie

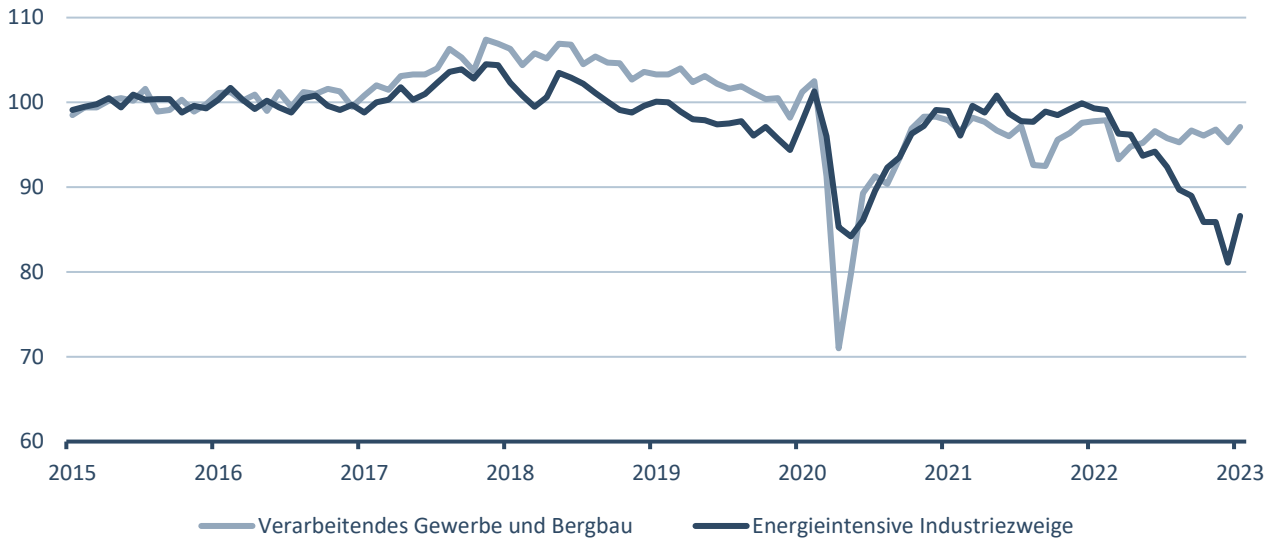


Quelle: Internationale Energieagentur, 2023

Die Produktionseinschränkungen oder sogar vollständige Einstellung von Produktionen lassen sich auch daran ablesen, dass das Produzierende Gewerbe weiterhin nicht auf dem Vorkrisenniveau produziert, sondern noch unter dem Jahresdurchschnitt des Vorkrisenjahres 2019 liegt (vgl. Grömling, 2022). Besonders deutlich zeigt sich der Rückgang in der energieintensiven Industrie, deren Produktion im Dezember 2022 deutlicher einbrach als während der Corona-Pandemie (Küper/Obst, 2023) (Abbildung 1-9).

Abbildung 1-9: Produktionsindex Gewerbe

2015 = 100



Quelle: Statistisches Bundesamt, 2023a

Ergebnisse Kapitel 1

- Der Energieträger Erdgas ist in den letzten 30 Jahren für Deutschland immer wichtiger geworden, sei es für das Heizen von Gebäuden, die Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie oder die Stromerzeugung.
- Die Importabhängigkeit bei Erdgas ist in den vergangenen Jahrzehnten auf fast 100 Prozent angestiegen, eine stärkere Diversifizierung der Importquellen wurde dabei lange Zeit nicht beachtet.
- Der vermehrte Gasimport aus anderen Ländern und deutlich weniger Gastransite in die Nachbarländer sichern die Gasversorgung trotz deutlich geringerer Gasimporte aus Russland im Jahr 2022.
- Der Verbrauch von Erdgas ist bei Haushalten und der Industrie im vergangenen Jahr gesunken. In der Industrie ist jedoch nur ein kleiner Teil der Einsparungen auf Effizienzmaßnahmen und die Umstellung von Gas auf Kohle zurückzuführen. Über die Hälfte dagegen lässt sich durch Produktionseinschränkungen angesichts der extrem gestiegenen Gaspreise begründen.

2 Der Umstieg auf Flüssiggas und dessen Folgen

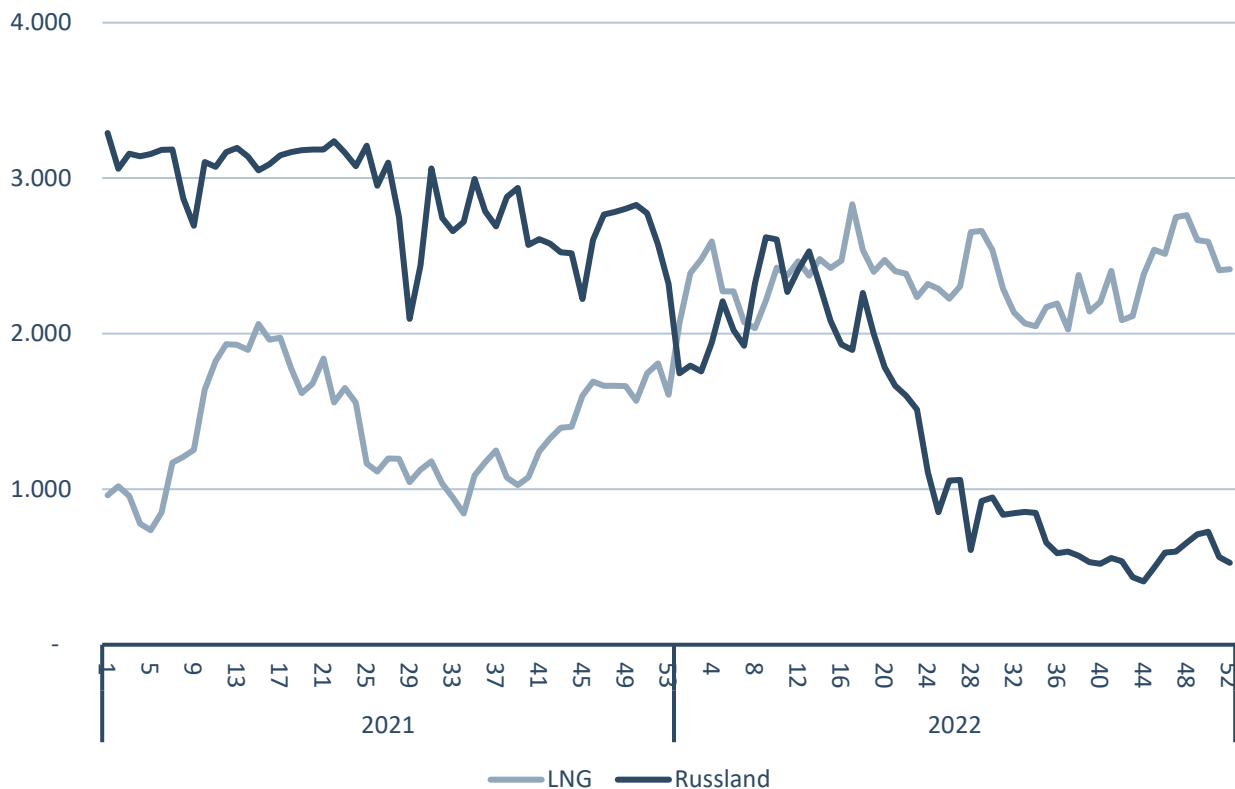
2.1 Deutschland und die EU setzen verstärkt auf Flüssiggas

Im Laufe des Jahres 2022 reduzierte Russland schrittweise seine Gaslieferungen in die EU (Abbildung 2-1). Während die Exporte über die Ostsee-Pipeline Nord Stream 1 und die JAMAL-Leitung über Weißrussland und Polen vollständig eingestellt wurden, fließt über den Ukraine-Korridor weiterhin russisches Gas in den Westen, wenn auch deutlich weniger als in den Vorjahren. Hauptziel dieser russischen Gaslieferungen ist Österreich, das im Gegensatz zu anderen EU-Ländern weiterhin stark auf russisches Gas setzt und im Februar so knapp 80 Prozent seiner Gasimporte deckte (Tagesschau, 2023). Auf Deutschland selbst hat die Entscheidung Österreichs keine Auswirkung: Seit Einstellung der russischen Gaslieferungen in die Bundesrepublik Ende August wurde weniger als 1 Terawattstunde Gas aus Österreich importiert (entspricht 0,1 Prozent der gesamten Gasimporte in diesem Zeitraum). Ob dieses Gas zudem ursprünglich aus Russland stammte, lässt sich nicht festhalten.

Neben dem Ukraine-Korridor fließt über die Schwarzmeer-Pipeline Turkstream weiterhin russisches Gas nach Südosteuropa, unter anderem nach Ungarn, die jüngst sogar ankündigten, die Gasimporte aus Russland auszubauen (DLF, 2023). Italien, das ebenfalls noch russisches Gas bezieht, hat im Gegensatz zu Ungarn und Österreich bereits angekündigt, noch in diesem Jahr vollständig auf russisches Gas verzichten zu können.

Abbildung 2-1: LNG-Importe füllen russische Erdgaslücke

Wöchentliche Erdgasimporte in die EU27 in den Jahren 2021 und 2022 in Millionen Kubikmetern



Quelle: McWilliams et al. (2021)

Während der Anteil Russlands an den gesamten Gasimporten der EU im Jahr 2021 noch bei 40 Prozent lag, sank der Anteil im Verlauf des vergangenen Jahres deutlich und lag zu Beginn des Jahres 2023 noch bei etwa 8 Prozent. Um die daraus resultierende Versorgungslücke zu schließen, verabschiedeten Deutschland und die EU zahlreiche Maßnahmen zur Reduktion des Erdgasverbrauchs und zur Ausweitung des Erdgasangebots. Als angebotsseitig wichtigste Maßnahme gilt der vermehrte Bezug von Flüssiggas. Lag der Anteil von LNG-Einfuhren an den gesamten EU-Gasimporten im Jahr 2021 noch bei knapp 20 Prozent, wurden Flüssiggasimporte im Krisenjahr zum wichtigsten Baustein der europäischen Gasimporte und steuerten knapp 35 Prozent dazu bei. Wichtigste Lieferländer waren die USA und Katar (Europäische Kommission, 2023).

Um verflüssigtes Erdgas per Schiff am Zielort anlanden zu können, benötigt es spezielle Regasifizierungsterminals. Deutschland hatte bis zum Ende des Jahres 2022 kein solches Terminal und war dementsprechend schlecht vorbereitet auf einen Lieferstopp des bis dato wichtigsten Gaslieferanten Russlands. Trotzdem konnte die Bundesrepublik im vergangenen Jahr große Mengen Flüssiggas einkaufen, die an Terminals in den Nachbarländern Belgien und den Niederlanden anlandeten und per Pipeline weiter nach Deutschland transportiert wurden. Deutschland profitierte dabei von den umfangreichen Kapazitäten zur Regasifizierung von Flüssiggas in der EU, die im Jahr 2021 nur zu etwas mehr als der Hälfte ausgelastet waren (Fischer/Küper, 2022). Viele dieser freien Kapazitäten lagen jedoch auf der iberischen Halbinsel, die nur sehr eingeschränkt an das restliche europäische Gasnetz angeschlossen ist. Den knapp 500 TWh freien Terminalkapazitäten in Spanien im Jahr 2021 gegenüber stehen beispielsweise nur zwei Pipelines zwischen Spanien und Frankreich, mit einer Kapazität von 80 TWh (entsog, 2021). Aus Frankreich selbst, das ebenfalls große LNG-Kapazitäten betreibt, konnte zudem bis Oktober 2022 kein Gas nach Deutschland geliefert werden, da zunächst technische Unterschiede in der Zugabe von schwefelhaltigen Geruchsstoffen in den Gasnetzen adressiert werden mussten.

Mit dem Wissen, dass Russland auf lange Sicht kein verlässlicher Gaslieferant mehr sein wird und die Möglichkeiten zum zusätzlichen Import von Pipelinegas aus Norwegen sowie den Niederlanden begrenzt wären, beschloss die Bundesregierung unmittelbar nach Beginn der russischen Invasion den Bau und Betrieb eigener Flüssiggasterminals an Nord- und Ostseeküste. Da die stationären Terminals mit Bauzeiten von üblicherweise 3 bis 5 Jahren keine adäquate Antwort auf die unmittelbare Versorgungskrise darstellten, beschloss die Bundesregierung zudem die Anmietung von schwimmenden Flüssiggasterminals, so genannten Floating Storage and Regasification Units (FSRUs). Diese Schiffe erfüllen die Funktion eines regulären LNG-Terminals, sind allerdings mobil und können daher temporär deutlich schneller eingesetzt werden. Ende 2021 gab es Angaben der International Gas Union IGU (2022) zufolge weltweit 45 FSRUs sowie 5 FSUs (reine LNG-Speicherschiffe ohne Regasifizierungsmöglichkeit).

Das erste FSRU in Deutschland nahm im Dezember 2022 im niedersächsischen Wilhelmshaven den Betrieb auf, nachdem die Vorbereitungsarbeiten für den Weitertransport des Gases an Land und die Anlegestelle für das Spezialschiff abgeschlossen waren. Nach Angaben der Bundesregierung wurden insgesamt fünf staatliche FSRUs angemietet, hinzu kommt ein privates FSRU in Lubmin. Zusätzlich zu diesen sechs FSRUs, die schrittweise bis Ende 2023 zur Verfügung stehen werden, sind drei stationäre LNG-Terminals in Brunsbüttel, Stade und Wilhelmshaven geplant, die ab 2026 bis 2027 in Betrieb gehen sollen. Die jährliche Kapazität der sechs FSRUs dürfte nach den derzeitigen Plänen ab Sommer 2024 bei etwa 37 Mrd. m³ liegen (siehe Tabelle 3-1). Die Kapazität der drei stationären Terminals soll je nach Bedarf zwischen 34 und 45 Mrd. m³ liegen und ab 2027 zur Verfügung stehen (BMWK, 2023b).

Abbildung 2-2: Infobox Klimaauswirkungen Flüssiggas

LNG ist wie Gas aus Norwegen oder Russland zumeist hochkalorisches H-Gas, hat also einen höheren Brennwert als L-Gas, das aus den Niederlanden oder das aus deutscher Förderung in Niedersachsen stammt. Da Deutschland zukünftig ohnehin L-Gas Verbraucher auf H-Gas umstellen wird, ist der Import von LNG unproblematisch. Anders sieht es bei den Klimaaspekten aus, wobei an dieser Stelle nur auf die Treibhausgasemissionen von LNG gegenüber Pipelinegas eingegangen wird. Sonstige Umweltaspekte wie die Auswirkungen unkonventioneller Fördermethoden (zum Beispiel unkonventionelles Fracking) auf Wasserressourcen oder Folgen für die lokale Bevölkerung werden im Rahmen dieser Studie nicht behandelt. LNG aus den USA kann aus zwei Gründen mehr CO₂ verursachen als russisches Pipelinegas:

1. Weil es mittels unkonventioneller Fördermethoden gefördert wurde

Nach Daten der US-amerikanischen Energy Information Administration (2023) lag der Anteil unkonventioneller Schiefer- und Tight-Gasförderung an der gesamten Gasförderung in den USA im Jahr 2021 bei 85 Prozent, Tendenz steigend. In Deutschland selbst ist die Gasproduktion durch unkonventionelles Fracking nicht zulässig, konventionelles Fracking in Sandsteinlagerstätten findet dagegen bereits länger statt (BMWK, 2023). Ein Literaturvergleich zu den CO₂-Emissionen in der US-amerikanischen Erdgasförderung im Auftrag des deutschen Umweltbundesamt kam 2019 zu dem Ergebnis, dass dort aufgrund der zunehmend unkonventionellen Förderung, „höhere THG-Emissionen bei der Produktion auftreten“, diese Vorkettenemissionen „jedoch stark nach Fördergebiet und eingesetzter Fördertechnik“ variieren und hohen Unsicherheiten unterliegen würden (UBA, 2019). Auch die Bundesanstalt für Geowissenschaft (BGR) sieht in einer Meta-Studie grundsätzlich höhere Methanverluste bei US-amerikanischem LNG gegenüber russischem Erdgas, weist aber auf die schlechte Studienlage zu den Produktionsverlusten in Russland hin und dass „weitere Untersuchungen hierzu die Unterschiede (...) verschieben [könnten]“ (BGR, 2020)“. Dies deckt sich mit der generellen Unsicherheit hinsichtlich der tatsächlichen Höhe von Vorkettenemissionen in der Erdgasförderung, die näher in Kapitel 3 beschrieben werden.

2. Weil bei Verflüssigung, Transport und Regasifizierung des LNG zusätzliche Emissionen entstehen

Erdgas wird für den LNG-Transport per Schiff auf Temperaturen von etwa minus 162 Grad Celsius verflüssigt und anschließend im Zielland wieder regasifiziert. Während des Transports verdampft ein Teil des LNG und fällt als so genanntes boil-off Gas an, das zur Kühlung und Treibstoff eingesetzt oder rückverflüssigt werden kann. Für die Verflüssigung fallen nach BGR (2020) je nach Verfahren 5 bis 15 Prozent der ursprünglichen Gasmenge als Verlust an. Die Verluste beim Transport liegen bei einer zehntägigen Reise bei 1,5 bis 3 Prozent. Die notwendige Energie zur Regasifizierung des LNG im Zielland führt nach Angaben des BGR zu weiteren Verlusten in Höhe von 1 bis 2,5 Prozent der Bruttogasmenge. Vorhandene Abwärmequellen, beispielsweise aus der Industrie, könnten zur Regasifizierung des LNG eingesetzt werden und den zusätzlichen Energieverbrauch reduzieren, zudem besteht die Möglichkeit, die Verflüssigung und Regasifizierung zu elektrifizieren und dort erneuerbare Energien einzusetzen. Auch beim Import von russischem Gas per Pipeline fallen Verluste an, nach Angaben des Umweltbundesamtes sogar viermal so viele wie bei norwegischem Gas (Handelsblatt, 2023). Nichtsdestotrotz führt in Summe insbesondere der Energieaufwand für die Verflüssigung von LNG im Herkunftsland dazu, „dass die Vorkettenemissionen von LNG auch bei gleichen Herkunftsländern typischerweise höher ausfallen als die von Pipeline-Gas“ (UBA, 2019). Zusammen mit den tendenziell höheren Emissionen durch unkonventionelle Fördermethoden (1) ergeben sich variierende Mehremissionen für Flüssiggas gegenüber Erdgas, die das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle auf etwa 19 Prozent beziffert (BAFA, 2021).

Entscheidend zur Bestimmung der Gesamtkapazität wird sein, wie lange die angemieteten FSRUs parallel zu den stationären Terminals zur Verfügung stehen werden. Das Bundeswirtschaftsministerium (2023b) plant, dass der FSRU-Betrieb der Standorte Brunsbüttel, Wilhelmshaven II und Stade nach Inbetriebnahme der stationären Terminals eingestellt wird. Da in diesem Fall der vereinbarte Mietzeitraum der FSRUs die Betriebsdauer übersteigen dürfte, sollen die FSRUs laut BMWK entweder weiterverchartert oder als reguläre LNG-Tanker eingesetzt werden. Nach Angaben des Ministeriums ist diese Option bei allen geplanten Standorten möglich. Abbildung 2-4 fasst den derzeitigen Planungsstand (Stand: März 2023) der erwarteten Regasifizierungskapazität bis 2030 zusammen. Die maximale Kapazität wird demnach mit 54 Mrd. m³ im Jahr 2029 erreicht, wobei die Kapazität des stationären Terminals in Wilhelmshaven bei Bedarf um bis zu 11 Mrd. m³ erweitert werden kann.

Bis vor wenigen Wochen war noch ein weiteres LNG-Terminal in Hamburg im Gespräch, dass nach Angaben von TableMedia (2023) unter anderem aufgrund von Bedenken des BMWK hinsichtlich möglicher Überkapazitäten gestrichen wurde. TableMedia zitiert dazu das BMWK aus einem internen Bericht, wonach die „Kapazität der vorhandenen FSRUs sowie der landgebundenen Terminals das Niveau der 2021-Gasimportmengen aus Russland übersteigen“. Der Vorwurf einer massiven Überdimensionierung, wie ihn das Kölner NewClimate Institut im November 2022 veröffentlichte (NewClimate, 2022), scheint allerdings trotz dieser Erkenntnis zu kurz gedacht. Folgende Gründe sprechen für eine vorsichtiger Argumentation hinsichtlich der zukünftigen Kapazitäten:

- **Planungsunsicherheit:** Die ersten Planungen zu schwimmenden und stationären LNG-Terminals starteten unmittelbar nach Russlands Invasion im Frühjahr 2022 und wurden vor dem Hintergrund drohender Versorgungsengpässe und hoher Unsicherheiten hinsichtlich der erwarteten Gaslieferungen aus den Nachbarländern beschlossen. Mit zunehmender Entspannung der Versorgungslage in diesem und nächstem Jahr wird eine Neubewertung der benötigten Mengen erfolgen können, die die veränderten Realitäten in der Gasversorgung angemessen abbildet. Gleichzeitig war es bis dato richtig, die Planung der zukünftigen LNG-Infrastruktur nicht auf Kante zu nähen und einen Sicherheitspuffer einzuplanen.
- **Nachbarländer:** Deutschland hat eine herausragende Bedeutung als Transitland in der europäischen Gasversorgung. Von den insgesamt 1.652 TWh Erdgas, die Deutschland im Jahr 2021 importierte (Bundesnetzagentur, 2023), stammten 52 Prozent aus Russland (860 TWh, ca. 83 Mrd. m³ mit Heizwert von 10,3 kWh/m³). Dem gegenüber stehen 46 Mrd. m³ (ca. 474 TWh), die Deutschland zur Deckung des eigenen Bedarfs aus Russland selbst verbrauchte (BMWK, 2022c). Etwa 45 Prozent der russischen Gasimporte wurden demnach in andere Länder weitergeleitet. Die Planung der zukünftigen LNG-Kapazitäten muss daher unter Berücksichtigung der Nachbarländer erfolgen und darf sich nicht allein auf die Mengen konzentrieren, die Deutschland zur Deckung des Eigenbedarfs aus Russland bezog (46 Mrd. m³), sondern auf die insgesamt aus Russland importierten Mengen (ca. 83 Mrd. m³). Weil die Nachbarländer selbst bereits auf die Krise reagiert haben – Tschechien sicherte sich zum Beispiel LNG-Kapazitäten in den Niederlanden (OnVista, 2022) – dürfte die benötigte LNG-Kapazität in Deutschland aber deutlich unter der Gesamtmenge russischer Importe vor dem Krieg liegen. Zudem bestehen in Belgien und den Niederlanden bereits nennenswerte LNG-Kapazitäten, von denen Deutschland im vergangenen Jahr profitierte und die auch zukünftig genutzt werden können.
- **Zukünftiger Gasverbrauch:** Der Gasverbrauch im Jahr 2022 lag 14,8 Prozent unter dem Vorjahr. Nur ein kleiner Teil dieser Einsparungen wurde jedoch durch strukturelle, anhaltende Maßnahmen erzielt (z. B. Effizienzsteigerungen, Einbau von Wärmepumpen), ein Großteil dagegen durch temporäre Anpassungen (z. B. Produktionseinschränkungen) und das milde Winterwetter. Aus heutiger Sicht ist daher nicht zu

beurteilen, wie sich der Gasverbrauch in den kommenden Jahren entwickeln wird und ob Erdgas weiterhin die Brückentechnologie sein kann und wird (Kapitel 3). Zwar erhöhen die langfristig höheren Preise für Erdgas den Druck auf eine schnellere Reduktion des Erdgasverbrauchs als bisher vorgesehen, allerdings bleibt das Tempo beim Ausbau der Alternativen weit hinter den Erwartungen zurück. Die Planung der LNG-Kapazitäten darf daher nicht voreilig von einem zu übermäßig schnell sinkendem Gasverbrauch oder dem Jahr 2022 als Basiswert ausgehen, wenn nicht klar ist, welche Alternativen wann zur Verfügung stehen.

In Anbetracht dessen, dass Deutschland noch zu Beginn des Jahres 2022 kein eigenes Terminal besaß, lässt sich festhalten, dass die von Kanzler Scholz angekündigte „Deutschlandgeschwindigkeit“ bei Planung, Genehmigung und Bau der Terminals bisher erfolgreich war. Die Diskussionen darüber, wie groß die benötigten Terminalkapazitäten tatsächlich sein müssen, dürften in den kommenden Monaten weitergehen und sind grundsätzlich hilfreich, denn sie sorgen für einen zielgerichteten Einsatz der zur Verfügung gestellten Finanzmittel. Aus klimapolitischer Sicht erscheint die Sorge um mögliche Überkapazitäten dagegen kaum relevant. Insgesamt zeigen die dargelegten, hohen Unsicherheiten bei der Planung, in den Nachbarländern und dem zukünftigen Gasverbrauch, wie komplex die Versorgungslage beim Gas weiterhin ist. Der bisherige Kurs der Bundesregierung, den zukünftigen Terminalbedarf schrittweise abzutasten und gegebenenfalls nicht benötigte FSRUs in einigen Jahren anderweitig auf dem Markt zu vermieten, erscheint folglich nachvollziehbar und richtig.

Abbildung 2-3: Infobox Umrüstung von LNG-Terminals

Umrüstung von LNG-Terminals auf Wasserstoff oder andere grüne Energieträger

Das aktuelle Klimaschutzgesetz verpflichtet Deutschland zur Klimaneutralität bis zum Jahr 2045. Für die drei geplanten stationären, landseitigen LNG-Terminals bedeutet dies, „dass der Betrieb der Anlage mit verflüssigtem Erdgas spätestens am 31. Dezember 2043 einzustellen ist“ (LNG-Beschleunigungsgesetz, 2022). Jede Genehmigung darüber hinaus ist laut Gesetz nur mit klimaneutralem Wasserstoff und Derivaten möglich, nicht aber mit fossilem Erdgas. Für das Terminal in Brunsbüttel, an dem die Bundesregierung 50 Prozent der Anteile hält, ist nach 15-jähriger Betriebszeit eine solche klimaneutrale Anschlusslösung angedacht. Tree Energy Solutions, der Betreiber des stationären Terminals in Wilhelmshaven, hat ebenfalls Pläne zum Import von grünem Wasserstoff (Cleanthinking, 2022) und das FSRU-Terminal in Wilhelmshaven wurde laut dem Betreiber Uniper bereits „wasserstoff-ready“ geplant (Uniper, 2022). Auch der Import von grünem Ammoniak ist bereits im Gespräch. Trotz dieser Bekundungen zur langfristigen Anschlussfähigkeit der geplanten Terminals in einer klimaneutralen Welt, gibt es noch offene Fragen wie genau diese ausgestaltet werden soll.

Energiepolitische Notwendigkeit

Es ist weitgehend anerkannt, dass Deutschland zukünftig große Mengen klimaneutralen Wasserstoff importieren muss: die Bundesregierung erwartet im Entwurf zur Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, dass im Jahr 2030 rund 50 bis 70 Prozent des deutschen Wasserstoffbedarfs importiert wird. Offen bleibt, in welcher Form diese Importe erfolgen werden.

- Die günstigste Transportart für Wasserstoff sind Stand heute umgerüstete Erdgaspipelines. Auch neu gebaute Erdgaspipelines sind für mittlere Entfernungen nach derzeitiger Studienlage eine kosteneffiziente Möglichkeit, um grünen Wasserstoff aus Spanien oder Nordafrika nach Deutschland zu liefern (Staiß et al., 2022). Mit dem European Hydrogen Backbone gibt es bereits ausgereifte Pläne der europäischen Ferngasnetzbetreiber, ein erstes Wasserstoffnetz auf Basis umgewidmeter und neuer Pipelines in der EU aufzubauen.
- Im Gegensatz zum Pipelinetransport, bei dem der Wasserstoff gasförmig transportiert wird, muss Wasserstoff für einen wirtschaftlichen Schiffstransport verflüssigt oder alternativ an organische Trägermaterialien (Liquid Organic Hydrogen Carriers, LOHC) gebunden werden. Eine weitere Möglichkeit ist der Schiffimport von Wasserstoffderivaten wie Ammoniak, Methanol oder Fischer-Tropsch-Produkten (zum Beispiel synthetisches Kerosin).

Jede dieser Transportarten per Schiff hat ihre eigenen Stärken und Schwächen, dazu gehört die zeitliche Verfügbarkeit: So ist der Import von grünem Ammoniak bereits heute möglich, sofern das Ammoniak im Zielland direkt dort eingesetzt wird, wo bisher fossiles Ammoniak produziert wird. Eine großskalige Rückumwandlung von Ammoniak in Wasserstoff in so genannten Crackern ist dagegen bisher noch nicht möglich und auch langfristig mit zusätzlichen Umwandlungsverlusten behaftet. Für den Transport von flüssigem Wasserstoff gibt es Stand 2022 weltweit nur ein einziges Schiff. Unklar ist dabei auch die Höhe und regionale Verteilung der Bedarfe für die jeweiligen Wasserstoffderivate in Deutschland, etwa für Ammoniak. Vor diesem Hintergrund betont unter anderem der VDI (2022), „dass noch nicht klar ist, in welcher Form Wasserstoff zukünftig transportiert wird“.

Technische und wirtschaftliche Machbarkeit

Der Import von Flüssigwasserstoff oder Ammoniak an bestehenden Flüssiggasterminals ist ohne bauliche Anpassungen nicht möglich, da sich die physikalischen Eigenschaften der Stoffe unterscheiden. So verflüssigt Wasserstoff erst bei einer Temperatur von minus 253 Grad Celsius (LNG: minus 162 Grad Celsius), zudem besteht die Gefahr einer Wasserstoffversprödung, wodurch sich andere Materialeigenschaften für die verwendeten Stähle ableiten als bei LNG. Auch der Explosionsschutz muss beachtet werden, da Wasserstoff eine sehr niedrige Zündenergie hat (VDI, 2022). Ammoniak wird zwar bei Temperaturen von nur minus 33 Grad Celsius transportiert, weist aber korrosive Eigenschaften auf und ist zudem giftig, weshalb unter anderem andere Sicherheitsanforderungen berücksichtigt werden müssen. Eine Studie von Fraunhofer ISI hat sich mit der Umrüstbarkeit von LNG-Terminals beschäftigt und kommt zu dem Ergebnis, dass eine Umrüstung von Teilen der LNG-Terminals machbar ist, „wenn diese bereits bei der Planung berücksichtigt wird“ (Riemer et al., 2022). Auch der VDI betont, dass „eine spätere Nachrüstung zwar möglich, aber wirtschaftlich nicht sinnvoll [ist], da zu viele Großkomponenten ausgetauscht werden müssten.“ Insbesondere der Speichertank, das mit Abstand teuerste Bauteil, sollte laut Fraunhofer direkt von Anfang im Hinblick auf die spätere Verwendung zum Import von Ammoniak oder Flüssigwasserstoff ausgelegt werden. Nach Angaben von Fraunhofer würden sich etwa 70 Prozent der Investitionskosten, die für den Bau des LNG-Terminals ursprünglich anfielen, bei Umrüstung in ein Ammoniak-Terminal übertragen. Für die spätere Nutzung als Importterminal für Flüssigwasserstoff läge die Übertragbarkeit demnach bei etwa 50 Prozent der ursprünglichen Investitionskosten, sofern der Tank von Anfang an für die spätere Nutzung ausgelegt würde. Dieser Wert sei mangels praktischer Erfahrungen beim Bau von Wasserstoffimporttermins jedoch mit einer hohen Unsicherheit behaftet.

Zusammenfassend zeigt sich, dass die Umstellung von LNG auf Flüssigwasserstoff zwar technisch anspruchsvoll, aber machbar ist, wobei der derzeitige Mangel an praktischen Großprojekten kaum endgültigen Schlussfolgerungen zu lässt. Ammoniak könnte eine leichtere Umrüstung ermöglichen, hat aber größere Unsicherheiten hinsichtlich des zukünftigen Bedarfs. Insgesamt lässt sich festhalten, dass sowohl bei der Frage nach den zukünftigen Importbedarfen der verschiedenen Wasserstoffderivate sowie deren zeitlicher Verfügbarkeit, als auch bei der technischen und wirtschaftlichen Umrüstung von LNG-Terminals noch Unsicherheiten bestehen, die aus Gründen der Kosteneffizienz vor dem Baubeginn der stationären LNG-Terminals geklärt werden sollten.

Tabelle 2-1: LNG-Terminals in Deutschland

Bereits in Betrieb genommene und geplante LNG-Terminals nach Typ und Kapazität

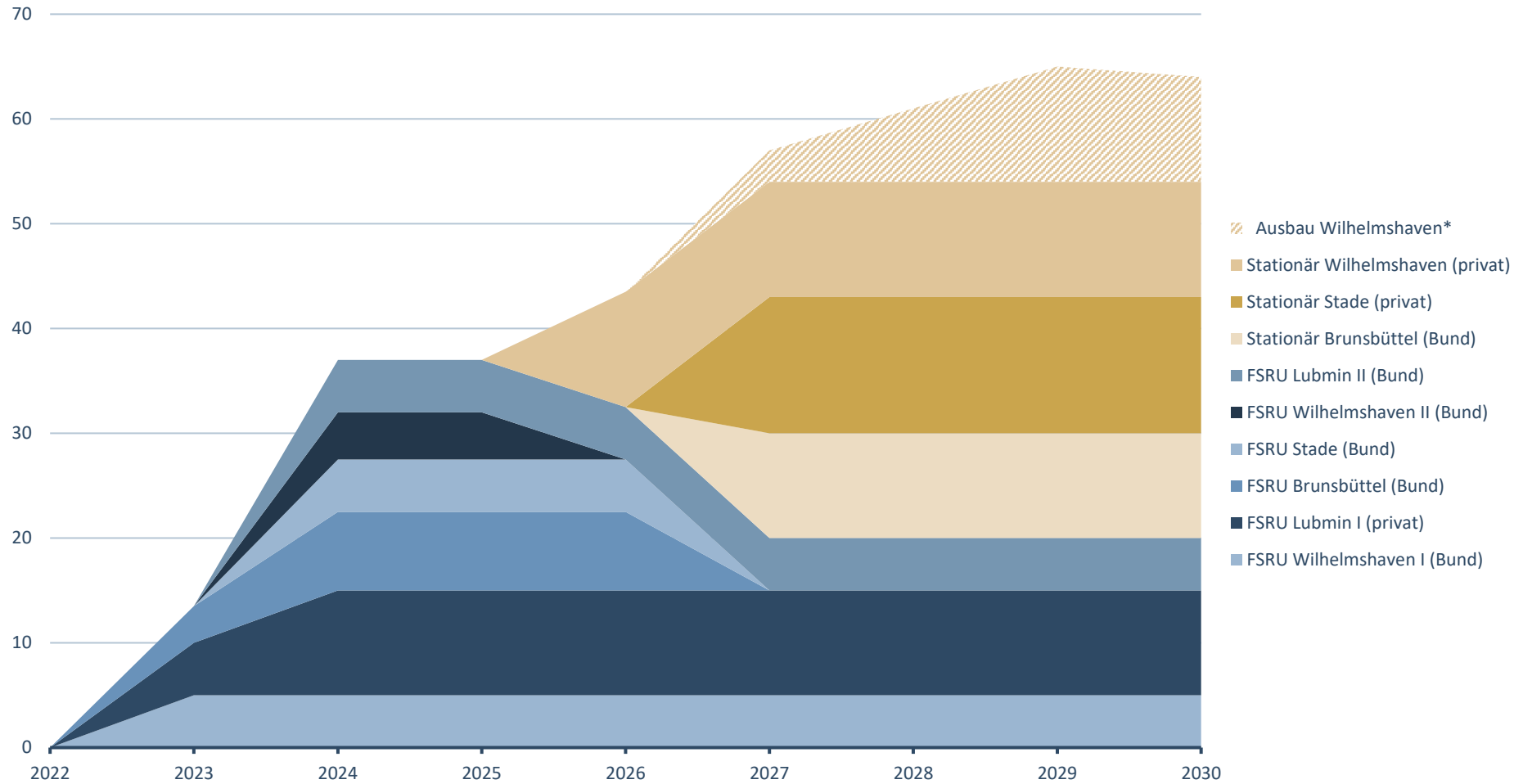
Typ	Ort	Bundes- beteiligung	Betreiber	Start	Kapazität (Mrd. m ³)	Anmerkung
FSRU	Wilhelmshaven I	Ja	Uniper	Dez 2022	5	FSRU: Höegh Esperanza.
	Lubmin I	Nein	Deutsche ReGas	Jan 2023	5 (10)	FSRU: Neptune. Phase 1: 5 Mrd m ³ Phase 2: 10 Mrd. m ³ (ab Dez 2023)
	Brunsbüttel	Ja	RWE	Jan 2023	3,5 (7,5)	FSRU: Höegh Gannet Netzanschluss wird bis Ende 2023 auf 7,5 Mrd. m ³ ausgebaut.
	Stade	Ja	Hanseatic Energy Hub	Ende 2023	5	FSRU: Transgas Force
	Wilhelmshaven II	Ja	Tree Energy Solutions	Ende 2023	4,5	FSRU: Excelsior
	Lubmin II	Ja	RWE / Stena-Power	Ende 2023	5	FSRU: Transgas Power
Stationär	Brunsbüttel	Ja	RWE / Gasunie	2027	10	
	Stade	Nein	Hanseatic Energy Hub	2026	13	
	Wilhelmshaven*	Nein	Tree Energy Solution	2026	11 (22)	Ausbau nur bei erhöhtem Bedarf.

*Kapazität laut BMWK nur bei entsprechendem Gasbedarf.

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023b

Abbildung 2-3: Erwartete Regasifizierungskapazität bis 2030

Jährliche Regasifizierungskapazität in Milliarden Kubikmetern



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023b

*Ausbau des stationären Terminals in Wilhelmshaven laut BMWK „nur bei entsprechender Nachfrage“ (BMWK, 2023b)

2.2 Der LNG-Weltmarkt

Während es bis dato um den Aufbau von Kapazitäten zum Import von LNG in Deutschland ging, wird im Folgenden die Perspektive der Exportländer und die Dynamik des Weltmarktes betrachtet. Der weltweite Handel mit Flüssiggas ist zwischen 2011 und 2021 um 57 Prozent auf 516 Milliarden Kubikmeter gestiegen (bp, 2022). Damit wurden knapp 12 Prozent des weltweiten Erdgasverbrauchs über Flüssiggaslieferungen gedeckt. Für den Export von Flüssiggas braucht es Verflüssigungsterminals, die Erdgas in Flüssiggas umwandeln und so den Schiffstransport ermöglichen. Die durchschnittliche globale Auslastung dieser Exportterminals lag 2021 nach Angaben der IGU (2022) bei 80,4 Prozent (2020: 74,6 Prozent). Die höhere Auslastung ist vor allem auf die wirtschaftliche Erholung nach Aufhebung von Lockdown-Maßnahmen, einen langen europäischen Winter und die Dürre in Brasilien zurückzuführen, die die Nachfrage nach LNG beschleunigt haben. Die Auslastung der Exportterminals in den USA und Katar lag deutlich über dem globalen Mittelwert und nahe einer Volllast (IGU, 2022).

Die fünf größten Exporteure im Jahr 2021 waren Australien (20,9 Prozent), Katar (20,7 Prozent), USA (18,4 Prozent), Russland (7,7 Prozent) und Malaysia (6,5 Prozent), die zusammen drei Viertel der weltweiten LNG-Mengen exportierten. Während Katars Exporte seit 2011 nur leicht gestiegen sind, exportieren die USA überhaupt erst seit dem Jahr 2016 und der dortigen Schieferrevolution große Mengen Flüssiggas. Australien steigerte seine Exporte in den vergangenen 10 Jahren deutlich von 26 Mrd. m³ im Jahr 2011 auf 108 Mrd. m³ im Jahr 2021. Trotzdem werden die USA im Jahr 2022 Australien voraussichtlich als größten LNG-Exporteur überholt haben (Reuters, 2023). Die wichtigsten Exporteure für Europa waren im Jahr 2021 die USA, Katar, Russland sowie Algerien.

Die größten Importeure von Flüssiggas waren im Jahr 2021 China (21,2 Prozent), Japan (19,6 Prozent), Südkorea (12,4 Prozent), Indien (6,5 Prozent) und Taiwan (5,2 Prozent). Größter Importeur der EU war Spanien mit einem Weltmarktanteil von 4 Prozent. Besonders das Wachstum Chinas ist bemerkenswert, die Einfuhr von LNG in die Volksrepublik stieg zwischen 2011 und 2021 von 17 Mrd. m³ auf 110 Mrd. m³. Insgesamt zeigt sich anhand der Zahlen ein klarer Verbrauchsschwerpunkt von Flüssiggas in Asien, der sich unter anderem an fehlenden eigenen Gasreserven (z. B. Japan), einem stark wachsenden Gasbedarf und der begrenzten Verfügbarkeit von Gaspipelines in andere Länder festmachen lässt. So konnte China im Jahr 2021 durch Pipelinelieferungen aus Russland und benachbarten GUS-Ländern nur 14 Prozent seines Gasbedarfs decken. Japan, Südkorea, Indien oder Taiwan bezogen überhaupt keine Gaslieferungen über Pipelines.

Charakteristisch für den Gasverbrauch vieler asiatischer Länder ist die im Verhältnis zum Verbrauch geringe Kapazität von Gasspeichern und damit ein stärker saisonal ausgerichtetes Importverhalten. Während Deutschlands Gasspeicher groß genug sind, um knapp ein Viertel des jährlichen Gasbedarfs zu decken, reichen die chinesischen Gasspeicher nur für 7 Prozent des Gesamtverbrauchs (14 Mrd. m³ unterirdische Speicher und 13 Mrd. m³ LNG-Speicher; Natural Gas World, 2021; IGU, 2022; S&P Global, 2021). Zwar bestehen ambitionierte Pläne zum Ausbau der Gasspeicherkapazitäten (SPGlobal), allerdings ist nicht damit zu rechnen, dass diese ein vergleichbares Niveau wie Deutschland oder andere EU-Länder erreichen. Zusätzlich ist der Gasverbrauch in vielen Ländern Asiens weniger flexibel als der Europäische, da nicht in gleichem Maße preissensible Kohlekapazitäten verfügbar sind (Timera Energy, 2021).

Flüssiggas kann wie Erdöl oder Strom langfristig über feste Lieferverträge mit einer Dauer von 10 bis 20 Jahren oder kurzfristig als Spotmarktmengen gehandelt werden. Für Deutschland und andere EU-Länder, die aufgrund des russischen Lieferstopps in kurzer Zeit große LNG-Mengen auf dem Weltmarkt beschaffen mussten, ist daher nicht ausschließlich die insgesamt global gehandelte Menge LNG interessant, sondern wie hoch

der Anteil der verfügbaren Spotmengen ist. Im Jahr 2021 lag der Anteil im globalen Schnitt bei 30 Prozent (Shell, 2022) und damit knapp 5 Prozentpunkte höher als noch im Jahr 2017. Einzelne Länder setzen dabei auf einen höheren (z. B. China, ca. 45 Prozent) oder niedrigeren Spotmarktanteil (Japan, ca. 22 Prozent).

Für Deutschland und andere europäische Länder, die das fehlende russische Gas mit Flüssiggasimporten decken müssen, besteht hinsichtlich der zukünftigen LNG-Vertragslaufzeiten ein gewisses Konfliktpotenzial. Auf der einen Seite sorgen langfristige Verträge für Planungssicherheit und eine gewisse Preisstabilität auf dem auch in den kommenden Jahren engen LNG-Weltmarkt, auf der anderen Seite steht das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 beziehungsweise 2050 (EU) und der bereits nach 2030 stark abfallende Erdgasverbrauch. Die typische Laufzeit eines LNG-Vertrages liegt heute bei etwa 10 Jahren und damit über den Laufzeiten in den Anfangsjahren des weltweiten LNG-Marktes von 20 bis 25 Jahren (Energytracker, 2021). Berichte über LNG-Vertrag zwischen China und Katar über 27 Jahre sorgten Ende 2022 zwar für Aufmerksamkeit, stellen heute aber eine Ausnahme da (Handelsblatt, 2022). Bei der Flexibilität der LNG-Verträge spielt die Laufzeit eine wichtige Rolle, ein anderer wichtiger Aspekt sind aber die Vertragsbedingungen wie etwa der Gebrauch so genannter „destination clauses“, die den LNG-Käufern verbieten, das vertraglich kontrahierte Gas anderweitig zu verkaufen. Die ersten LNG-Verhandlungen mit Katar im Mai 2022 scheiterten Berichten zu Folge auch an solchen Vertragsklauseln (Spiegel, 2022a). Grundsätzlich sind längerfristige LNG-Verträge vor dem Hintergrund der angespannten Gasversorgung für Deutschland unabdingbar, die Flexibilität sollte aber – nicht nur in Bezug auf die Vertragslänge – möglichst hoch gestaltet werden. Eine Möglichkeit dazu ist ein stärkerer gemeinsamer LNG-Einkauf durch die EU, wie er bereits Ende 2022 geplant wurde.

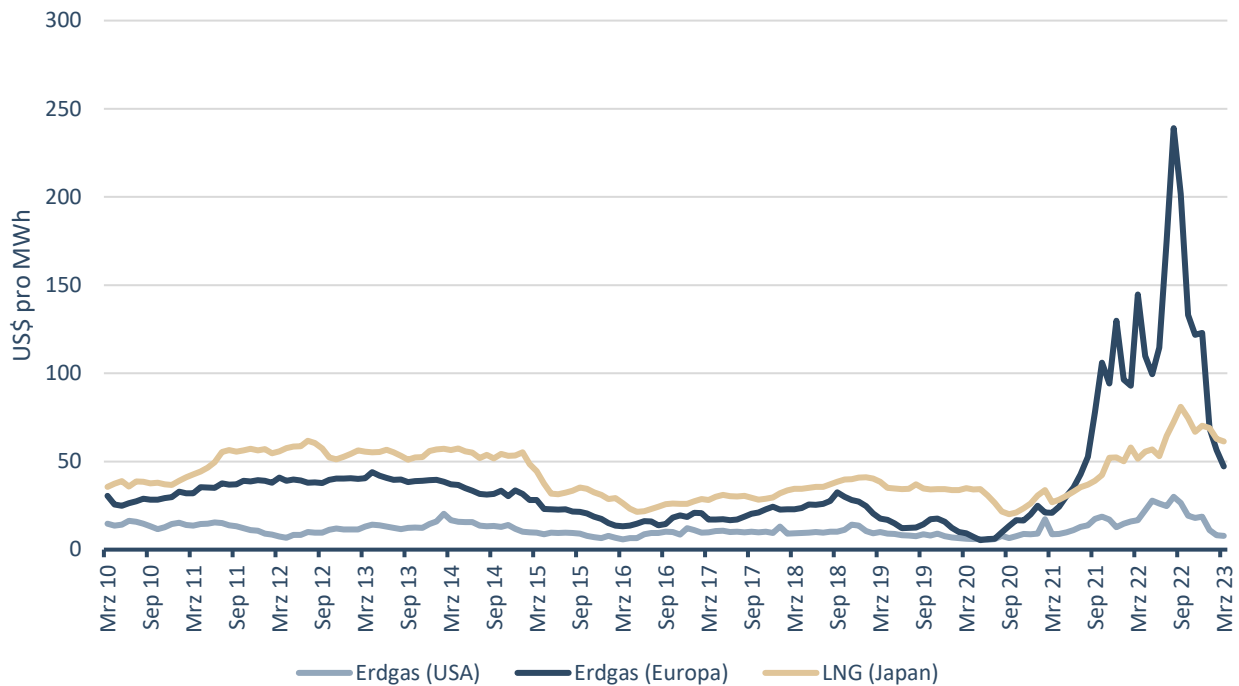
2.3 Zukünftiges Preisniveau

Flüssiggas war im Durchschnitt der Jahre 2017 bis 2021 etwa 30 Prozent teurer als europäisches Pipelinegas (Vergleich des LNG-Preises in Japan mit der europäischen Gasbörse TTF; Weltbank, 2023) (Abbildung 2-5). Ein Grund dafür liegt in den zusätzlichen Kosten für die energieintensive Verflüssigung und den Transport per Spezialschiff. Gleichzeitig ist der Preisunterschied zwischen LNG und Pipelinegas auf die unterschiedliche Verfügbarkeit alternativer Gasquellen in den jeweiligen Zielmärkten zurückzuführen, die wie beschrieben in vielen asiatischen Ländern weniger stark ausgeprägt ist als etwa wie in den Vorkriegsjahren in der EU. Grundsätzlich war in den vergangenen Jahren weltweit eine starke Nachfrage nach LNG zu beobachten, die mit einer hohen Auslastung der Exportkapazitäten einhergeht. Da die Gasnachfrage insbesondere in Asien, dem bis dato wichtigsten Zielmarkt für LNG, in Zukunft weiter steigen wird, bleibt die Nachfrage nach LNG auf absehbare Zeit hoch.

Europa importierte vor dem Krieg im Jahr 2021 80 Milliarden Kubikmeter LNG, dies entsprach einem Anteil am weltweiten Handelsvolumen von 19 Prozent. Im vergangenen Jahr nahmen die LNG-Importe krisenbedingt deutlich zu und lagen bei 130 Milliarden Kubikmetern (IEA, 2023b). Anteilig am gesamten Welthandelsvolumen, das von 2021 auf 2022 von 417 auf 548 Milliarden Kubikmetern wuchs (Shell, 2023), entsprach die EU-Nachfrage damit bereits 24 Prozent. Möglich waren die Mehrimporte der EU auch durch die geringere Nachfrage aus China, deren Entwicklung allerdings die große Unbekannte im Jahr 2023 ist: Wenn die weltweite LNG-Nachfrage auf das Niveau von vor der Krise zurückkehrt, würde das den Wettbewerb auf den Weltmärkten wieder verschärfen (IEA, 2023c). Langfristig könnten damit auch die Preise für LNG weiter auf oder sogar über dem historischen Niveau bleiben.

Abbildung 2-4: LNG-Preise im Normalfall teurer als Pipelinegas

Monatliche Erdgaspreise in den USA, Europa und Japan (LNG) bis März 2023



Quelle: Weltbank, 2023

Der Preisrückblick der vergangenen Jahre legt nahe, dass eine Rückkehr zu den günstigen Vorkriegspreisen durch Flüssiggas nicht zu erwarten ist. Die Höhe des zukünftigen LNG-Preisniveaus hängt unter anderem vom Zubau von Exportkapazitäten, der Nachfrageentwicklung in Asien und der Verhandlungsposition der EU ab. Die europäischen Bestrebungen zum gemeinsamen Gaseinkauf von mindestens 15 Prozent des Volumens ihrer Gasspeicher sind vor diesem Hintergrund zu begrüßen und können die Nachfrageposition der EU-Länder stärken (Süddeutsche, 2022). Für die langfristige Preisentwicklung haben die USA einen Kostenvorteil, da dort keine Transportkosten für LNG anfallen, die für Europa durch die erzwungene Umstellung von russischem Pipelinegas auf LNG relevant geworden sind. Der mögliche Vorteil asiatischer Länder aufgrund bestehender, längerer LNG-Verträge könnte durch die besseren Speicherinfrastrukturen in Deutschland dagegen möglicherweise zu einem Teil kompensiert werden.

Ergebnisse Kapitel 2

- Der vermehrte Import von Flüssiggas sichert die deutsche und europäische Gasversorgung angesichts des russischen Lieferstopps. Vor allem die USA liefern große Gasmengen. Die geringere Nachfrage aus China, dem größten LNG-Käufer, ermöglicht der EU zusätzliche Importe.
- Seit Dezember 2022 steht das erste LNG-Terminal an der deutschen Küste, bis Sommer 2024 folgende weitere schwimmende Terminals und ermöglichen so eine vollständige Substitution, der vor der russischen Invasion importierten Gasmengen.
- LNG war im Schnitt der letzten Jahre etwa 30 Prozent teurer, die Nachfrage wird in den nächsten Jahren zudem hoch bleiben. Trotz einer Entspannung der Gasversorgung ist daher nicht mit einer Rückkehr zu Vorkrisenpreisen zu rechnen.

3 Erdgas: Die Brückentechnologie wackelt

Aus heutiger Sicht erscheint eine zeitnahe Rückkehr zum günstigen Gaspreisniveau von vor dem Sommer 2021 aus den in Kapitel 2 dargelegten Gründen nicht realistisch. Der veränderte Preispfad erhöht den Handlungsbedarf, den Gasverbrauch schneller als bisher vorgesehen zu reduzieren und Haushalten und Unternehmen möglichst zeitnah den Umstieg auf wettbewerbsfähige klimaneutrale Energieträger zu ermöglichen. Gleichzeitig ist unklar, in welchem Ausmaß eine schnellere Reduktion des Gasverbrauchs in den kommenden Jahren technisch und wirtschaftlich möglich ist, denn Erdgas war bis dato als zentrale Brückentechnologie auf dem Weg zur Klimaneutralität eingeplant.

Abbildung 3-1: Klimaauswirkungen Erdgas

Erdgas: wirklich eine klimafreundlichere Alternative?

Erdgas gilt als emissionsärmster fossiler Energieträger, da die Verbrennung deutlich weniger CO₂-Emissionen verursacht als beispielsweise Kohle oder Öl (Tabelle 3-1; auf die Klimaauswirkungen der Atomkraft wird gesondert in Abbildung 3-3 eingegangen). In den vergangenen Jahren nahmen die Diskussionen um die Klimaauswirkungen des Erdgaseinsatzes allerdings an Fahrt auf, da Methan, der Hauptbestandteil von Erdgas, ein vielfach höheres Erderwärmungspotenzial als CO₂ besitzt. Entweicht Methan in der Produktion oder beim Transport des Erdgases in die Atmosphäre, kann dies die Treibhausgasbilanz von Erdgas deutlich verschlechtern. Die Höhe dieser Vorkettenemissionen schwankt jedoch stark je nach Studienlage, Herkunftsland des Erdgases, konventioneller oder nicht-konventioneller Gasförderung (zum Beispiel Fracking) und der Transportart (Pipeline oder LNG-Schiff). Daraus leitet sich die Frage ab, ob Erdgas auch unter Berücksichtigung der Vorkettenemissionen weiterhin weniger klimaschädlich als Kohle ist. Die Bundesanstalt für Geowissenschaft untersuchte im Jahr 2020 im Rahmen einer Meta-Studie bestehende Veröffentlichungen zu diesem Thema. Die Autoren kamen dabei zu dem Ergebnis, dass Methanemissionen in der Produktion und dem Transport von Erdgas zwar „einen relevanten Faktor bei der Klimaerwärmung“ darstellen, Erdgas aber ungeachtet dessen „einen Klimavorteil im Vergleich zur Verstromung von Kohle“ aufweist (BGR, 2020). Zudem könnten regulatorische und technische Maßnahmen zu einer deutlichen Reduzierung dieser Vorkettenemissionen beitragen.

Tabelle 3-1: CO₂-Faktoren für ausgewählte Energieträger

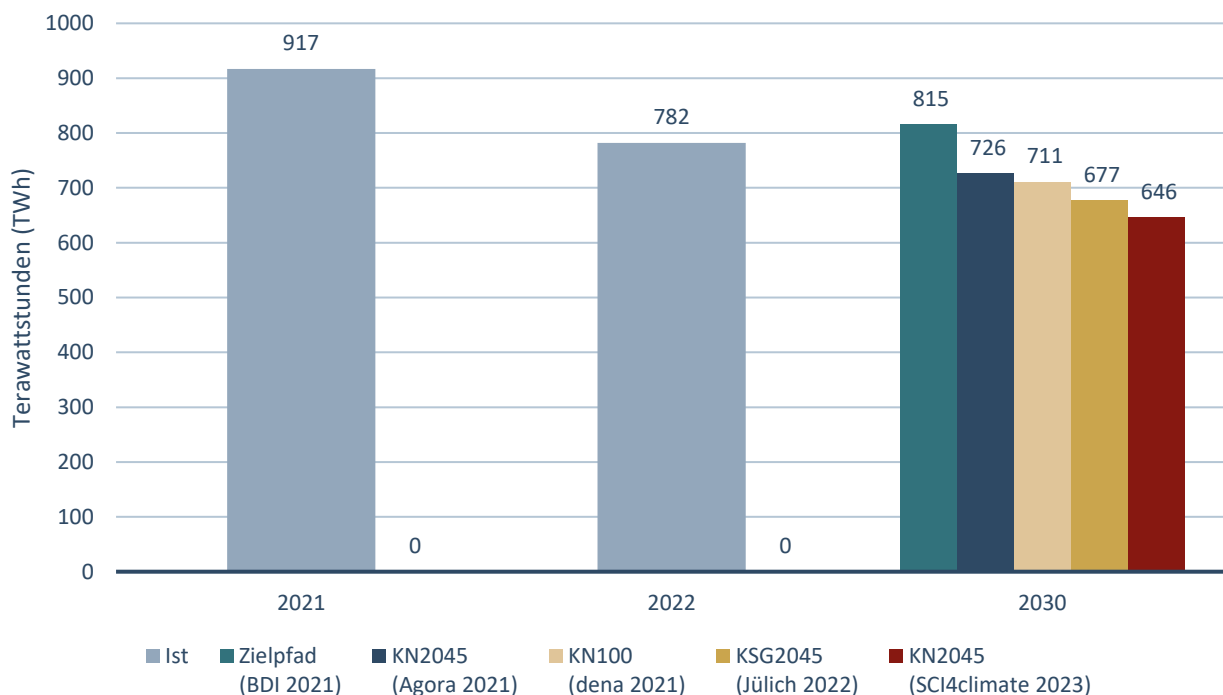
Energieträger	CO ₂ -Faktor in t/MWh
Erdgas	0,201
Flüssiggas	0,239
Heizöl leicht	0,266
Heizöl schwer	0,288
Steinkohle	0,335
Braunkohle	0,383

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2021

Abbildung 3-2 zeigt den Primärenergieverbrauch von Erdgas für die Jahre 2021 und 2022 sowie die prognostizierten Erdgasmengen, die gemäß den fünf ausgewählten Klimaneutralitätsstudien² im Jahr 2030 weiterhin benötigt werden. Demnach sinkt der Gasverbrauch bis 2030 zwischen 12,5 und 30 Prozent gegenüber 2021, womit Erdgas aus Sicht der vor dem Beginn der russischen Invasion veröffentlichten Studien, im Jahr 2030 weiterhin eine entscheidende Rolle im deutschen Energiesystem spielen würde. Die Studien untermauerten damit das Konzept der Brückentechnologie Erdgas mit ihren quantitativen Erwartungen bis 2030. Ungeachtet der mittelfristig hohen Bedeutung von Erdgas, zeigt sich in den Studien für die Folgejahre (2030 bis 2045) ein starker Rückgang des Erdgasverbrauchs nach 2030, der im Einklang steht mit dem Ziel der vollständigen Klimaneutralität bis zum Jahr 2045.

Abbildung 3-2: Primärenergieverbrauch Erdgas

Primärenergieverbrauch von Erdgas für 2021 und 2022 sowie Szenario-Prognosen für 2030



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2022a; Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2022b; SCI4Climate, 2022; Forschungszentrum Jülich, 2022

Die beiden zentralen Anwendungsbereiche von Erdgas in den kommenden Jahren sind die Strom- und Wärmeerzeugung, die im Folgenden näher erläutert werden.

3.1 Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung

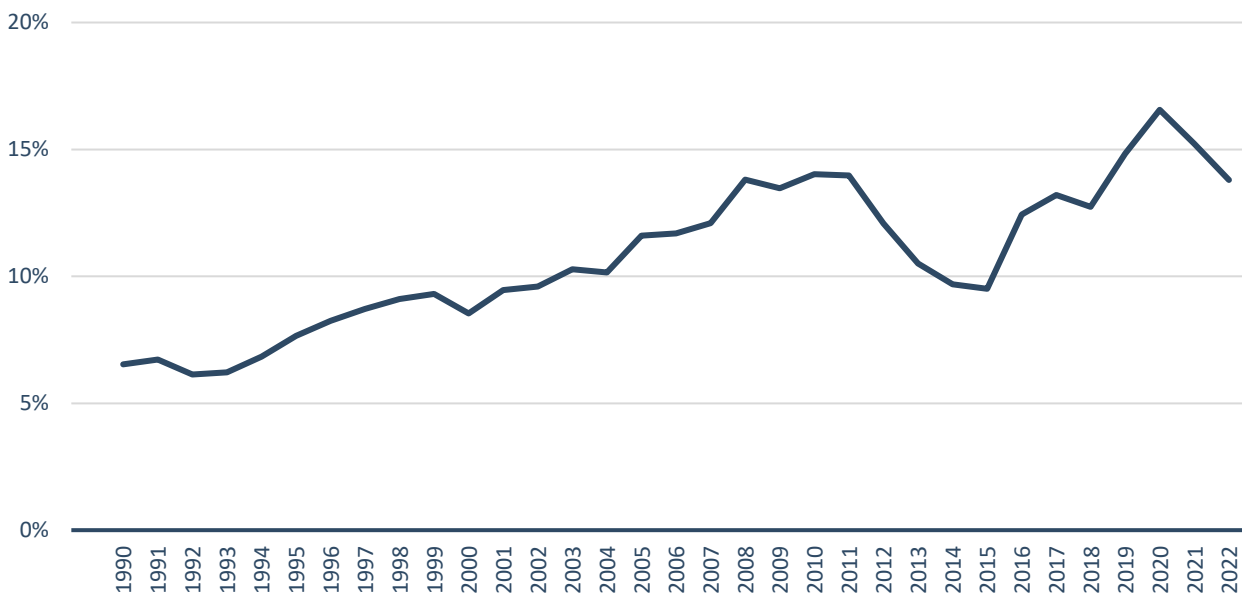
Der Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung gilt als Schlüssel auf dem Weg zu einem vollständig erneuerbarem Energiesystem und soll dazu beitragen, die Emissionen im Stromsektor kurz- bis mittelfristig zu senken, während erneuerbare Energiequellen wie Wind- und Solarkraft bei gleichzeitigem Erhalt der Versorgungssicherheit parallel ausgebaut werden. In den vergangenen 30 Jahren stieg der Anteil von Erdgas in der

² BDI: Klimapfade 2.0 (2021); dena: dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität (2021); Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Stiftung Klimaneutralität: Klimaneutrales Deutschland (2021); Forschungszentrum Jülich: Treibhausgasneutrales Deutschland bis 2045 (2021); SCI4climate.NRW: Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2045 (Doré et. al., 2023)

deutschen Stromerzeugung von 6,5 Prozent im Jahr 1990 auf den Höchststand von 16,5 Prozent im Jahr 2020 (BMWK, 2022a). Im Folgejahr 2021 lag die Erdgasverstromung aufgrund der schon zu diesem Zeitpunkt angespannten Lage auf den Gasmärkten wieder etwas unter dem Höchstwert von 2020, im vergangenen Jahr konnte unter anderem durch die Reaktivierung von ausrangierten Kohlekraftwerken der Gasanteil weiter reduziert werden.

Abbildung 3-3: Erdgas in der deutschen Stromerzeugung

Anteil von Erdgas an der Bruttostromerzeugung in Deutschland in Prozent



Quelle: BMWK, 2022; Statistisches Bundesamt, 2023b

Trotz eines steigenden Anteils erneuerbarer Stromerzeugung aus Wind, Sonne, Biomasse und Wasserkraft, gibt es weiterhin einen hohen Bedarf nach gesicherter, fossiler Erzeugungsleistung, die dargebotsunabhängig zur Deckung der Residuallast zur Verfügung steht (Residuallast = nachgefragte elektrische Leistung nach Abzug der volatilen erneuerbaren Einspeisung) oder auch zur Notstromversorgung zur Verfügung steht. Mit dem fortschreitenden Ausbau dargebotsabhängiger Erzeugungskapazitäten wird über das Jahr gesehen zwar immer mehr Strom aus Wind- und Sonne erzeugt. Gleichzeitig lassen sich Zeiten mit einer besonders niedrigen Einspeisung aus erneuerbaren Energien nicht vermeiden. Auch das Konzept einer „Dunkelflaute“, bei der beispielsweise im Winter eine geringe Erzeugung aus Wind- und Solarenergie auf einen saisonal hohen Strombedarf trifft, muss in der Planung berücksichtigt werden. Erdgaskraftwerke sind aus den nachfolgend dargelegten Gründen besonders geeignet, diese Unsicherheiten abzudecken und den Ausbau erneuerbarer Energien langfristig zu begleiten.

CO₂-Emissionen

Erdgas verursacht bei seiner Verbrennung deutlich weniger CO₂ als die Kohleverstromung. Dies liegt nicht nur an den in Tabelle 3-1 beschriebenen, deutlich höheren Emissionsfaktoren von Kohle, sondern auch an den im Schnitt höheren Wirkungsgraden von Gaskraftwerken. Nach Zahlen des Umweltbundesamtes (2023) lag der durchschnittliche Wirkungsgrad der Gaskraftwerke in Deutschland im Jahr 2021 bei 47,3 Prozent. Die Effizienz von modernen Gasturbinen- und Dampfkraftwerken (GuD) liegt nochmals deutlich darüber und kann bis über 60 Prozent erreichen (Tractebel, 2018). Die durchschnittlichen Wirkungsgrade von Braun- und

Steinkohlenkraftwerken lagen 2021 bei 39,7 beziehungsweise 44,6 Prozent (UBA, 2023). Auch vor diesem Hintergrund soll der Kohleausstieg nach Plänen der Ampelregierung idealerweise auf 2030 vorgezogen werden (SPD/Die Grünen/FDP, 2021), spätestens bis 2038 soll gemäß Kohleausstiegsgesetz das letzte Kohlekraftwerk in Deutschland stillgelegt werden.

Flexibilität

Damit kurzfristig auftretende Schwankungen in der Stromerzeugung regenerativer Kraftwerke im Stromnetz aufgefangen werden können und die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet bleibt, müssen Reservekraftwerke möglichst flexibel betreibbar sein. Grundsätzlich kann die Flexibilität eines Kraftwerkes nach drei Kriterien beurteilt werden:

- Die Anlaufzeit, die nach Start aus dem Stillstand benötigt wird, um einen stabilen Betrieb zu erreichen
- Die Bandbreite, in der ein Kraftwerk betrieben werden kann (als Wert zwischen minimaler und maximaler Erzeugungsleistung)
- Die Leistungsänderungsrate, mit der die erzeugte Strommenge während des Betriebs erhöht oder reduziert werden kann

Gaskraftwerke sind gut geeignet, um diese Kriterien zu erfüllen und eine möglichst hohe Flexibilität zu ermöglichen. In einer Studie von Agora Energiewende (2017) kamen die Autoren zu dem Ergebnis, dass die Flexibilitätseigenschaften moderner Kohlekraftwerke zwar in den vergangenen Jahren deutlich verbessert wurden, gleichwohl ermöglichten Gaskraftwerke gerade in Bezug auf die Anfahrtszeiten und die Leistungsänderungsrate eine noch höhere Flexibilität. Atomkraftwerke spielen an dieser Stelle keine Rolle, da sie aus technischen und wirtschaftlichen Gründen zur Deckung der Grundlast eingesetzt werden und im Normalfall nahezu durchlaufen.

Abbildung 3-4: Infobox Flexibilität

Das flexible Stromsystem der Zukunft

Ein wichtiger Baustein, um die Versorgungssicherheit in einem fast ausschließlich auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem zu gewährleisten, ist die Erhöhung der verfügbaren flexiblen Leistung. Dazu gehört etwa der Ausbau von Batteriespeichern oder die dezentrale Nutzung von Überschussstrom zur Wasserstoffherstellung. Außerdem kann der Strombedarf durch zeitvariable Stromtarife auf der Nachfrageseite und Konzepte wie Power-to-Heat oder Vehicle-to-Grid flexibilisiert werden. All dies trägt zu einer besseren zeitlichen und geografischen Entkoppelung der erneuerbaren Stromerzeugung vom Stromverbrauch bei und ermöglicht so, den grünen Strom immer dann und dort nutzen zu können, wann und wo er gebraucht wird. Zusätzlich wird es deshalb auf einen Ausbau der Übertragungsnetze ankommen, sowohl inländisch als auch im europäischen Verbund. Zusammen mit flexibel steuerbaren Gaskraftwerken, die später auf grünen Wasserstoff umgerüstet werden können, kann das Stromsystem für die Klimaneutralität fit gemacht werden.

Anschlussfähigkeit

Auch wenn Gaskraftwerke weniger Emissionen ausstoßen als Kohlekraftwerke, ist die Verbrennung fossiler Energieträger langfristig nicht vereinbar mit dem Ziel der Klimaneutralität. Die Planung neuer Kraftwerke erfordert daher eine klimafreundliche Perspektive. Gaskraftwerke können diese Bedingung erfüllen, indem

sie perspektivisch auf die Nutzung von klimaneutralem Wasserstoff umgestellt werden („H₂-Ready“). Dieser wird sowohl per Pipeline oder Schiff importiert als auch zu einem Teil inländisch zu Zeiten mit hoher erneuerbarer Stromerzeugung per Wasserelektrolyse produziert und anschließend in umgewidmeten Gasspeichern gelagert werden. Bei Bedarf wird der Wasserstoff wieder rückverstromt. Die Bundesregierung hat vor diesem Hintergrund bereits im Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) von 2022 festgelegt, dass neue Anlagen „mit einer elektrischen Leistung von mindestens 10 Megawatt, die ab Juli 2023 genehmigt werden, nachweisen müssen, dass sie zu geringen Mehrkosten zu einem späteren Zeitpunkt auf den Betrieb mit Wasserstoff umgerüstet werden können (BMWK, 2023c).“

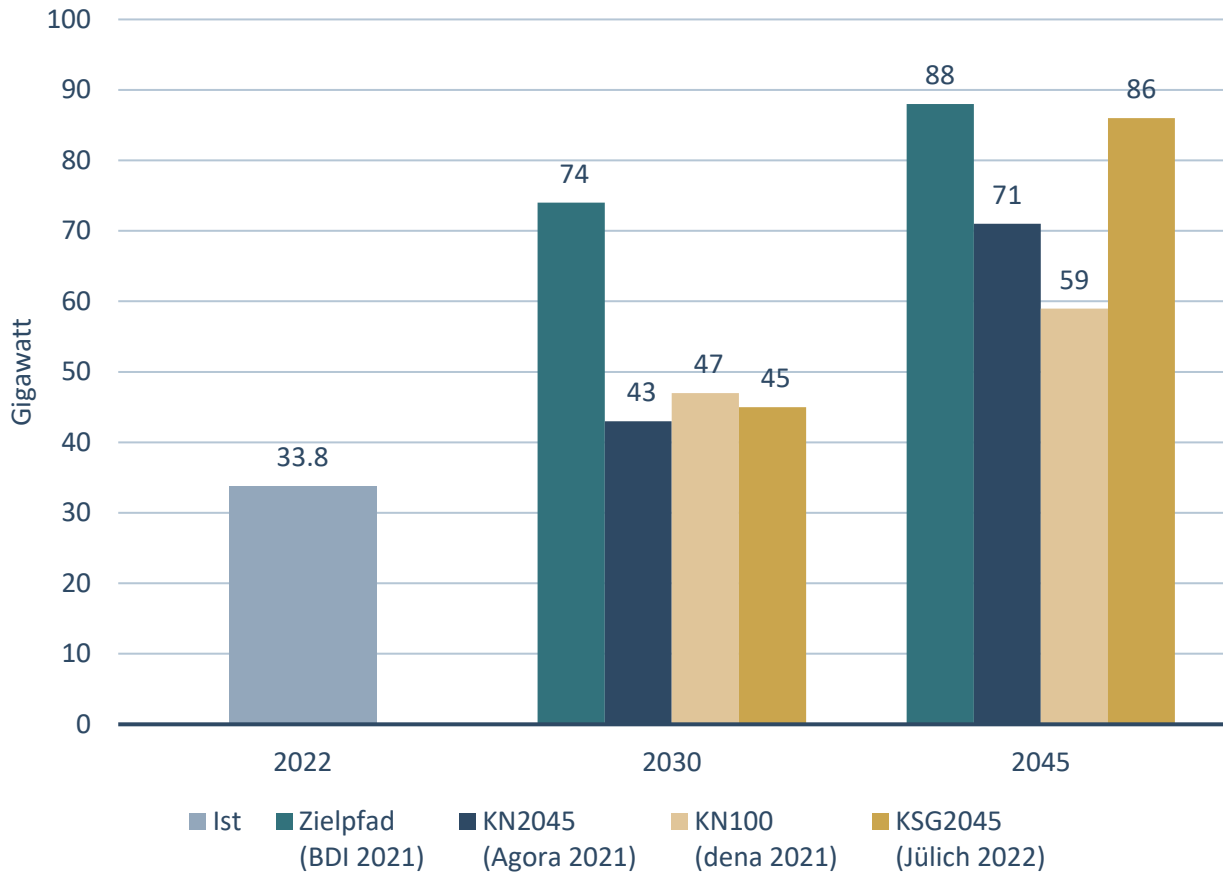
Da sich die Eigenschaften von Wasserstoff und Erdgas bei der Verbrennung unter anderem hinsichtlich Wärmeübertragung, Flammtemperatur, Flammform und Flammgeschwindigkeit sowie Strahlungswärme unterscheiden (IN4Climate.NRW, 2022), müssen für wasserstofffähige Gaskraftwerke noch Entwicklungen erfolgen. Nach Untersuchungen des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI), könnten wasserstofffähige Gaskraftwerke bis 2030 marktreif sein (Spiegel, 2022b).

Auch ein klimaneutrales Stromsystem wird weiterhin auf flexible und perspektivisch klimaneutrale Reservekraftwerke angewiesen sein. Gaskraftwerke punkten im Vergleich der verschiedenen Kraftwerkstypen bei den Treibhausgasemissionen, der Flexibilität und der Anschlussfähigkeit. Die Bundesregierung hat daher schon im Koalitionsvertrag angekündigt, den Bau neuer wasserstofffähiger Gaskraftwerke zu forcieren. Langfristig werden diese Gaskraftwerke durch den Zubau regenerativer Stromerzeugung sowie die Flexibilisierung der zeitlichen und geografischen Stromnachfrage immer seltener betrieben werden müssen. Die erzeugte Strommenge (in Kilowattstunden) wird also sinken. Die benötigte Kraftwerksleistung (in Gigawatt) wird dagegen zunächst weitgehend unabhängig vom Erfolg des Ausbaus neuer Wind- und Solaranlagen geplant werden müssen, denn sie muss in der Lage sein, auch Tage mit sehr geringer Einspeisung erneuerbarer Energien zu überbrücken.

Stand Juni 2022 gab es in Deutschland knapp 29,6 Gigawatt Gaskraftwerke am Strommarkt, weitere 4,2 Gigawatt befanden sich in Netz- beziehungsweise Kapazitätsreserve oder waren vorläufig stillgelegt (Bundesnetzagentur, 2022). Verschiedene Studien, die Szenarien zur Erreichung der Klimaneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2045 untersucht haben, erwarten in den kommenden Jahren durchweg einen deutlichen Zubau neuer (wasserstofffähiger) Gaskraftwerke, der sich vom Umfang je nach Szenario unterscheidet (Abbildung 3-5). Die Studien sehen für das Jahr 2030 eine installierte Leistung von 43 bis 74 GW und für das Jahr 2045 59 bis 88 GW. Wirtschaftsminister Robert Habeck kündigte jüngst an, dass Deutschland bis 2030 zusätzlich 25 GW Gaskraftwerke benötigen würde, um die bestehenden Kohlekraftwerke zu ersetzen. Ob nun 25 GW oder nur 10 GW, wie es beispielsweise die Klimaneutralitätsstudie von Agora Energiewende ermittelte (Abbildung 3-5): Die Herausforderung, einen Zubau dieser Höhe in wenigen Jahren zu bewerkstelligen, ist enorm und erfordert die schnelle Bereitstellung der notwendigen Fachkräfte, des Finanzierungsrahmens und der Standorte.

Abbildung 3-5: Gaskraftwerke heute (Ist) und im Jahr 2030 beziehungsweise 2045 (Szenarien)

Bestehende und prognostizierte Kraftwerkskapazität von Gaskraftwerken (inklusive Wasserstoffkraftwerke) bis 2030 und 2045 in Gigawatt



Quelle: Bundesnetzagentur, 2022; SCI4Climate, 2022; Forschungszentrum Jülich, 2022

Im seit Februar vorliegenden Entwurf zur Aktualisierung der nationalen Wasserstoffstrategie (BMWK, 2023c) plant die Bundesregierung unter anderem Ausschreibungen für Kraftwerke, die mit reinem Wasserstoff betrieben werden können, um den Markthochlauf dieser Kraftwerke anzukurbeln. Außerdem sollen zwischen 2023 und 2028 4,4 GW „Wasserstoffhybridkraftwerke“ ausgeschrieben und errichtet werden.

Abbildung 3-6: Infobox Beitrag der Atomkraft

Der Beitrag der Atomkraft

Eigentlich war der Atomausstieg für Deutschland beschlossene Sache: Ende 2022 sollten die letzten drei Atomkraftwerke (AKW) vom Netz gehen. Im Zuge der Energiekrise beschloss die Bundesregierung allerdings im November 2022, den Betrieb der drei verbleibenden AKW Emsland, Neckarwestheim 2 und Isar 2, die im Jahr 2022 knapp 6 Prozent der Stromerzeugung lieferten (BDEW, 2022), bis zum April 2023 zu verlängern. Dies sollte einen Beitrag zur Stabilisierung der Stromversorgung im Winter 22/23 leisten und erfolgte auch aufgrund der anhaltend geringen Stromerzeugung französischer AKW und Sorgen vor einem möglichen Boom von elektrischen Heizlüftern in Deutschland. Im Rahmen der Diskussion um die Laufzeit der AKW gab es auch Stimmen, die eine Verlängerung um bis zu 5 Jahre und eine Reaktivierung der Ende 2021 stillgelegten AKW Gundremmingen, Grohnde und Brokdorf forderten. Die Bundesregierung entschied sich jedoch gegen den „Ausstieg aus dem Ausstieg“.

Befürworter der Atomkraft loben vor allem die CO₂-arme und damit klimafreundliche Stromerzeugung. Sie schätzen die stetige Stromerzeugung durch Atommeiler, während die Einspeisung aus Solar- und Windkraftanlagen schwankt. Gegner bemängeln die Sicherheit, die ungeklärte Frage der Endlagerung von Atommüll – der bis zu eine Million Jahre sicher verschlossen werden muss – und verweisen auf Ereignisse wie die Katastrophe im AKW Tschernobyl 1986. Außerdem liefen die Werke zwar weitgehend ohne Emissionen, in den vor- und nachgelagerten Prozessen sehe das aber ganz anders aus. Ein weiterer Kritikpunkt sind die Kosten, bei denen allerdings zwischen neu gebauten AKW und den bestehenden Meilern unterschieden werden muss. Während neue Meiler selbst ohne Berücksichtigung der Kosten für Endlagerung und Rückbau – die weitgehend vom Steuerzahler getragen werden – deutlich über den Kosten der Erneuerbaren liegen, produzieren bestehende AKW günstiger Strom als fossile Alternativen wie Kohle oder Gas.

Solange die Kernkraftwerke zu günstigen Grenzkosten produzieren können – wie es beispielweise bei der Diskussion um einen Streckbetrieb ohne Beschaffung neuer Brennstäbe der Fall wäre – kann ihr Weiterbetrieb angesichts der niedrigen Treibhausgasemissionen sinnvoll sein. Gleichzeitig verschwindet dieser Vorteil dank der Einbindung der Stromerzeugung in den Europäischen Emissionshandel (ETS), durch den auch die Reaktivierung von stillgelegten Kohlekraftwerken in Summe keine Gefährdung der sektoralen Klimaziele darstellt. Je mehr Emissionen bei der Energieerzeugung ausgestoßen werden, desto mehr müssen andere Emittenten vermeiden, was den Druck auf die Industrie verstärkt. Insgesamt erhöht ein zeitlich begrenzter Weiterbetrieb die bestehenden Risiken der Technologie, die maßgeblich für den Beschluss sie zukünftig nicht weiter zu nutzen waren, nicht in erheblichem Maße. Ob Atom- oder Kohlekraftwerke weiterbetrieben werden, ist damit vor allem eine politisch-gesellschaftliche Entscheidung, deren zeitliche Notwendigkeit maßgeblich durch die Geschwindigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien bestimmt wird.

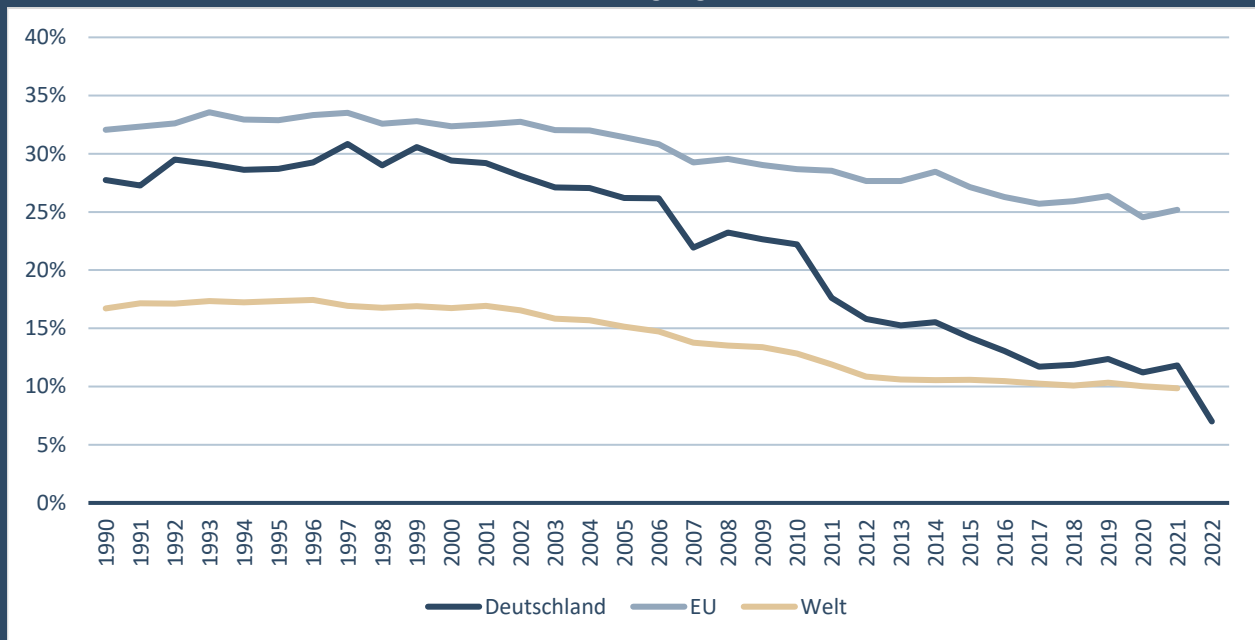
Diese Betrachtung ändert sich jedoch, sobald Investitionen in den Weiterbetrieb notwendig werden, sei es zur Sicherstellung der Betriebssicherheit oder zur Beschaffung von Kernbrennstoffen. Der Blick nach Frankreich zeigt, dass die Kosten für die Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit gänzlich aus dem Ruder laufen und staatliche Mittel in gewaltigem Umfang verschlingen können, vor allem, wenn die Instandhaltung nicht konsequent erfolgt. Die Investitionsmittel fehlen dann für den Ausbau des zukunftsfähigen Stromerzeugungssystems, das auf regenerativen Energien basiert.

In der globalen Perspektive spielt die Atomkraft weiterhin eine bedeutende Rolle und lieferte im Jahr 2020 knapp 10 Prozent der weltweiten Stromerzeugung – dieser Wert ist allerdings seit den 1990er-Jahren

rückläufig (Ritchie et al., 2023). Das hohe durchschnittliche Alter der Reaktoren, insbesondere in westlichen Ländern, macht in den kommenden Jahren umfangreiche Neubauten erforderlich. Die üblicherweise eingeplante Betriebsdauer eines Atomkraftwerks liegt laut Internationaler Energieagentur (2022) bei 40 Jahren, wobei die tatsächliche Betriebszeit 60 Jahre oder mehr erreichen kann. Im Jahr 2019 waren die Atomkraftwerke in den USA im Schnitt 39 Jahre alt, in der EU waren es 35 Jahre. Angesichts erheblicher Planungs- und Bauverzögerungen sowie unvorhergesehenen Kostenexplosionen neuer AKW-Projekte, steht hinter dem umfangreichen Bau neuer AKW-Kapazitäten jedoch ein großes Fragezeichen. Pläne von Ländern wie Belgien, Südkorea oder Japan, den Atomausstieg zu verschieben oder gänzlich aufzuheben, ändern daran grundsätzlich nichts, können aber dazu beitragen, den Anteil von Atomkraftwerken in den kommenden Jahren global konstant zu halten.

Abbildung 3-7: Anteil von Atomkraftwerken an der Stromproduktion

Anteil von Atomkraftwerken an der Bruttostromerzeugung in Deutschland, der EU und Welt in Prozent



3.2 Erdgas in der Wärmeerzeugung

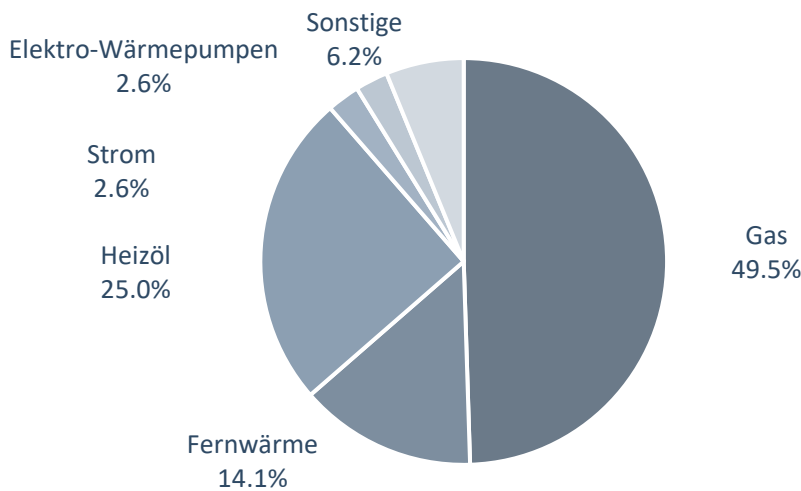
Die Rolle von Erdgas als Brückentechnologie in der Stromerzeugung erfuhr in der politischen und öffentlichen Diskussion bereits in den vergangenen Jahren große Aufmerksamkeit. Aus quantitativer Sicht ist aber vor allem die Wärmeerzeugung entscheidend bei der Frage, wie sich der Erdgasbedarf in den kommenden Jahren entwickeln wird, denn während nur 12 Prozent des heutigen Gasverbrauchs auf die Stromerzeugung entfallen (BDEW, 2022), ist die Wärmeerzeugung in Haushalten, Industrie oder Fernwärmenetzen der größte Anwendungsbereich des deutschen Gasverbrauchs.

3.2.1 Gebäudewärme

Erdgas ist der wichtigste Energieträger in der Wärmebereitstellung von Wohngebäuden. Knapp die Hälfte der insgesamt 42,6 Millionen Wohnungen in Deutschland heizte im Jahr 2020 mit Gas. Seit 1995 ist der Anteil von Gasheizungen im Wohnungsbestand von 37,4 auf 49,5 Prozent gestiegen. Die Vorteile der Gasheizung begründen sich in den geringen Treibhausgas- und Feinstaubemissionen. Für den Anwender entfällt zudem die Brennstoffbeschaffung und -lagerung (Schüwer et al., 2010).

Abbildung 3-8: Heizungstypen im Wohnungsbestand in Deutschland 2020

Prozentualer Anteil der verschiedenen Heizungstypen

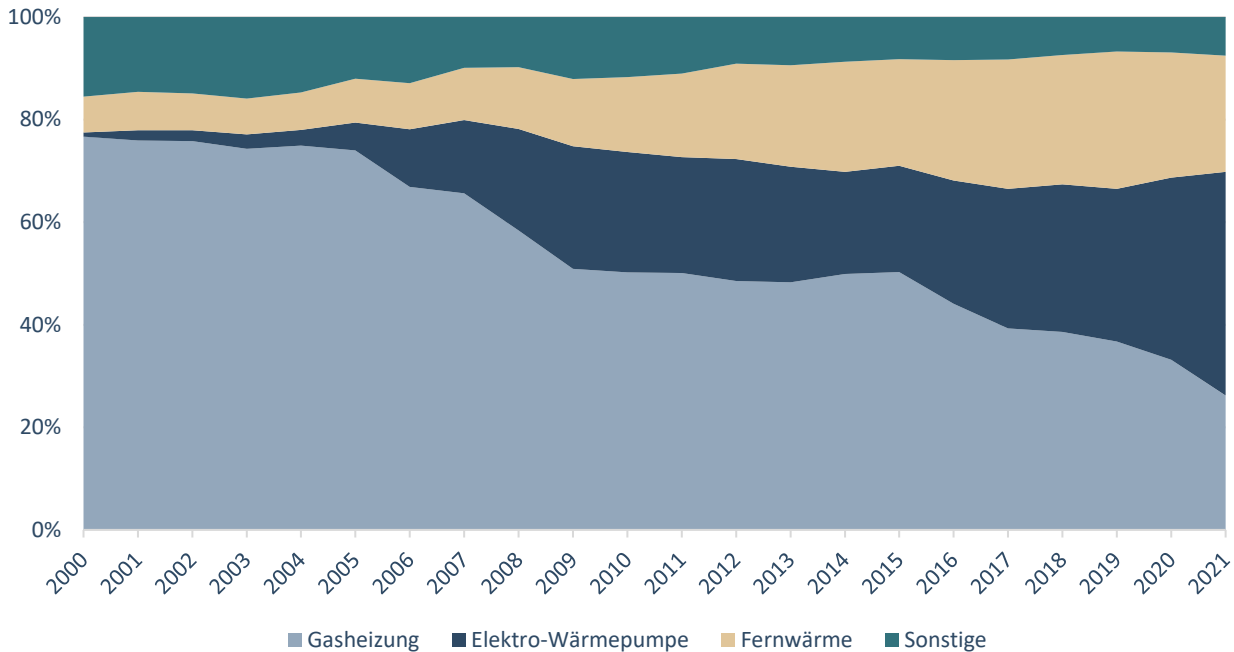


Gas einschließlich Biomethan und Flüssiggas; Sonstige: Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle, sonstige Heizenergie.
Quelle: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2022.

In den vergangenen Jahren zeigte sich ein zunehmender Trend im Wohnungsneubau hin zu elektrischen Wärmepumpen. So lag der Anteil von Gasheizungen bei den Baufertigstellungen im Jahr 2021 bei 38,3 Prozent, Wärmepumpen kamen auf 30,8 Prozent. Bei den Baugenehmigungen überholten Wärmepumpen Gasheizungen bereits im Jahr 2020 als wichtigste Heizungsart (Abbildung 3-9). Zentraler Baustein für diese Entwicklung war unter anderem die Einführung des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) im Jahr 2009, das Bauherren verpflichtete, einen Teil des Wärmebedarfs neuer Gebäude aus Wärmepumpen, Biomasse oder Solarthermie zu decken. Die Bundesregierung hatte bereits im Koalitionsvertrag angekündigt, ab 1. Januar 2025 nur noch Heizungen im Neubau zuzulassen, die mit 65 Prozent erneuerbarer Energien betrieben werden (SPD/Die Grünen/FDP, 2021). Derzeit laufen Bemühungen diese Frist bereits auf das Jahr 2024 vorzuziehen.

Abbildung 3-9: Anteil verschiedener Heizungstypen im Wohnungsneubau (Baugenehmigungen)

Prozentualer Anteil von Gasheizungen, elektrischen Wärmepumpen, Fernwärme und Sonstige (unter anderem Strom, Holz, Solarthermie)



Quelle: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2022b

Auch wenn der Anteil von Gasheizungen im Wohnungsneubau zuletzt rückläufig war und die Politik plant, in den kommenden Jahren nur mehrheitlich erneuerbar betriebene Heizungen zuzulassen, wird der Wohnungsbestand weiterhin von Gasheizungen dominiert. Die Brückentechnologie Erdgas in der Gebäudewärme hat damit zwar keine langfristige Zukunft, die mittelfristige Bedarfsentwicklung bis 2030 hängt allerdings stark davon ab, wie schnell die energetische Sanierung und der Ausbau klimaneutraler Heiztechnologien vorankommen. Der Erfolg beim Markthochlauf elektrischer Wärmepumpen im Neubau wird auch auf den Wohnungsbestand übertragen werden müssen, wobei besonders in der Verfügbarkeit der Wärmepumpen, den erforderlichen Fachkräften zur Installation und Wartung dieser und der Steigerung der jährlichen Sanierungsrate des Gebäudebestands zumindest kurzfristig Einschränkungen zu erwarten sind. Auch grüne Fernwärmenetze werden insbesondere in urbanen Räumen zukünftig eine immer größere Rolle spielen sowohl was den Bau neuer Niedertemperaturnetze als auch den klimaneutralen Umbau der Bestandsnetze betrifft.

Stand heute wird die Fernwärme zu etwa der Hälfte durch den Einsatz von Erdgas erzeugt; Erneuerbare Energien (17,3 Prozent) und Abwärme (6,1 Prozent) kommen zusammen nur auf weniger als ein Viertel. Deutschland ist damit europaweit Schlusslicht beim Betrieb grüner Wärmenetze (Küper, 2022). Vor allem Schweden und Dänemark, die trotz deutlich geringerer Bevölkerung ein ähnlich umfangreiches Fernwärmenetz wie Deutschland betreiben, sind hier vorbildhaft und erreichten im Jahr 2019 bereits Anteile Erneuerbarer Energien von 80 Prozent (Schweden) beziehungsweise 64 Prozent (Dänemark). Insbesondere bei der Erschließung industrieller Abwärme und dem Bau von Großwärmepumpen gilt es noch große Potenziale zu heben. So spielen Großwärmepumpen, die Umweltwärme aus Wasser, der Luft oder der Erde (Geothermie) in Heizwärme umwandeln können, in Schweden bereits seit den 1980er Jahren eine zentrale Rolle in der Wärmeversorgung. Vor allem die im Vergleich zum Gaspreis hohen Strompreise standen bis dato einem stärkeren Hochlauf elektrischer Wärmepumpen in Deutschland entgegen.

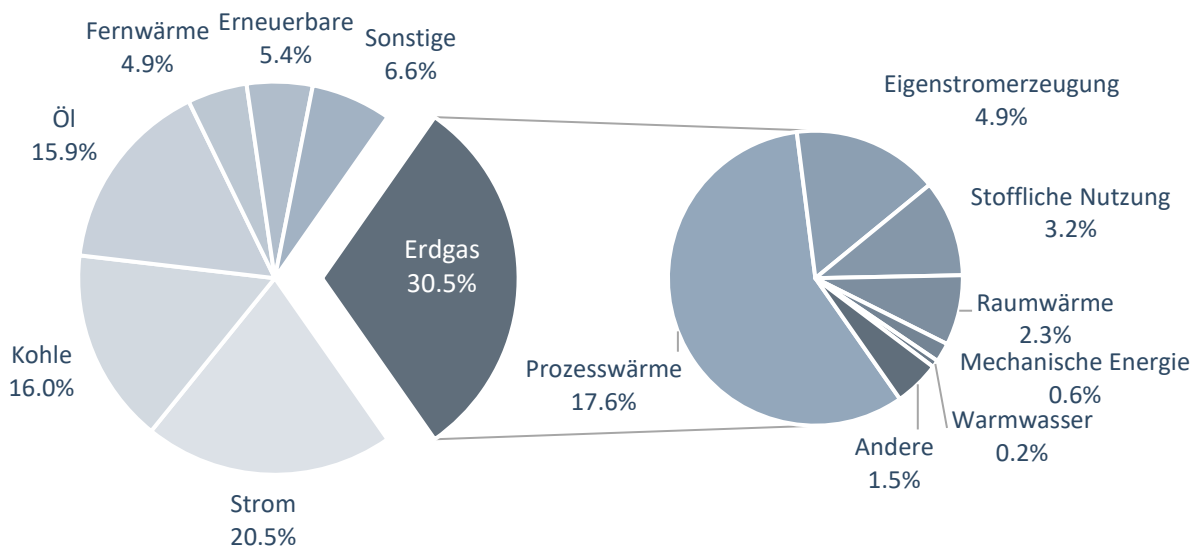
Gemäß der EU Erneuerbare-Energien-Richtlinie soll bis zum Jahr 2025 mindestens ein Anteil erneuerbarer Energien in Wärmenetzen von 25 Prozent, bis 2030 von 30 Prozent erreicht werden (Nationaler Energie- und Klimaplan, 2020). Erreichen möchte die Bundesregierung dieses Ziel durch die im letzten Jahr verabschiedete Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). Diese fördert die Umstellung und Erweiterung von Bestandsnetzen auf Abwärme und erneuerbare Energien sowie den Neubau von Wärmenetzen mit mindestens 75-prozentiger Wärmeeinspeisung aus erneuerbaren Energien und Abwärme (BAFA, 2023e). Das bisher bestehende Marktanzreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmemarkt förderte zwar den Aus- und Neubau von Nahwärmenetzen, die zu einem bestimmten Mindestanteil mit Erneuerbaren Energien betrieben werden (BMWK, 2023d), bot aber keine ausreichende Transformationsförderung für Bestandsnetze. Voraussetzung für die Förderung über das BEW ist die Erstellung eines so genannten Transformationsplans (Bestand) beziehungsweise einer Machbarkeitsstudie (Neubau). In diesem Plan müssen Fernwärmenetzbetreiber skizzieren, mit welchen Maßnahmen und in welchen Zeitraum die Wärmenetze auf eine vollständige Versorgung mit erneuerbaren Energien und Abwärme umgestellt werden sollen. Dazu müssen unter anderem vorhandene Abwärme- und Erneuerbarenpotenziale im Einzugsgebiet untersucht werden (Bundesanzeiger, 2022). Vorgesehen ist auch eine stärkere Abstimmung im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung.

3.2.2 Prozesswärme

Im Gegensatz zur Gebäudewärme wird industrielle Prozesswärme für ihre jeweiligen Einsatzzwecke in Trocknungs-, Schmelz- oder Schmiedeprozessen auf deutlich höhere Temperaturen erhitzt, die je nach Branche zwischen circa 160 °C (in der Papierherstellung) und über 1.450 °C (in der Eisen- und Stahl-, Glas- oder Zementindustrie) liegen können, wobei die erforderlichen Verbrennungstemperaturen sogar bis zu 3.000 °C erreichen können (IN4Climate.NRW, 2022). Die Prozesswärme in Deutschland wird zu drei Vierteln durch fossile Energieträger gedeckt, knapp 57 Prozent des industriellen Erdgasverbrauchs entfallen auf die Erzeugung von Prozesswärme (Abbildung 3-10).

Abbildung 3-10: Energieverbrauch der Industrie nach Energieträgern und Verwendungszwecke für Erdgas in der Industrie in Deutschland im Jahr 2021

Anteil der verschiedenen Energieträger und Verwendungszweck von Erdgas in Prozent

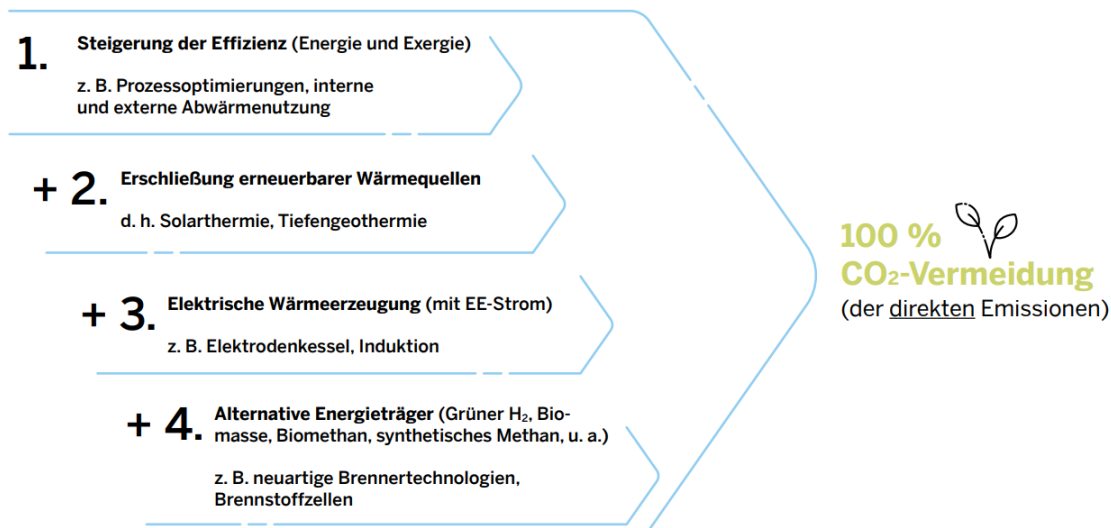


Quelle: Zukunft Gas, 2022

Aufgrund der komplexen und spezifischen Temperatur- und Prozessanforderungen gibt es für die Transformation der Industriewärme kein alleiniges Allheilmittel. Die Abkehr von fossilen Energieträgern wird stattdessen auf Basis der jeweiligen unternehmens- und branchenspezifischen Rahmenbedingungen gestaltet werden. Unter Beteiligung des Instituts der deutschen Wirtschaft wurde im Rahmen der Industrie- und Wissenschaftsinitiative IN4Climate.NRW ein vierstufiges Modell zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen in der Prozesswärmeerzeugung entwickelt, das die verfügbaren Optionen kategorisiert.

Abbildung 3-11: Vier-Stufen-Modell einer klimaneutralen Prozesswärmeversorgung

Ergebnisse der Initiative IN4Climate.NRW



Quelle: IN4Climate.NRW, 2023

Grüne Prozesswärme erfordert individuelle Lösungen. Zwar lassen sich viele Prozesse perspektivisch elektrifizieren, gleichzeitig verfügen aber insbesondere kleine und mittlere Unternehmen (KMU) bislang häufig noch nicht über die erforderlichen Anschlussleistungen, um energieintensive Wärmeprozesse zu elektrifizieren. Weitere Einschränkungen in der Elektrifizierung können sich in bestimmten Fällen auch durch die jeweiligen Anforderungen an die Versorgungs- oder Ausfallsicherheit ergeben (IN4Climate.NRW, 2021). Auch im Hochtemperaturbereich werden sich aus heutiger Sicht nicht alle Prozesse elektrifizieren lassen, so dass dort zukünftig klimaneutrale Energieträger wie Wasserstoff in der Verbrennung eingesetzt werden. Der Markthochlauf dieser klimaneutralen Energieträger und der Aufbau einer großskaligen Wasserstoffwirtschaft ist jedoch kein Selbstläufer und es ist nicht zu erwarten, dass das Wasserstoffangebot in den Anfangsjahren ausreichen wird, um alle aktuell mit Erdgas betriebenen und nicht (vollständig) elektrifizierbaren Prozesse ausreichend zu versorgen. Auch in der Kostenbetrachtung ist grüner Wasserstoff heute noch deutlich teurer als Erdgas. Ein aktuell erzielbarer Preis von 5 bis 6 Euro pro Kilogramm Wasserstoff entspricht 15 bis 18 ct/kWh – deutlich mehr, als in der Vergangenheit für Erdgas in der Industrie bezahlt wurde. Erdgas bleibt daher aufgrund der Verfügbarkeit und der Kosten mittelfristig ein wichtiger Energieträger zur Erzeugung von Prozesswärme.

In der Stahlerzeugung werden zudem übergangsweise neue Einsatzbereiche für Erdgas entstehen. So plant ThyssenKrupp den Bau einer Direktreduktionsanlage zur Produktion von grünem Stahl, die langfristig mit grünem Wasserstoff betrieben werden wird. Bis ein ausreichendes Angebot an grünem Wasserstoff vorhanden ist, wird nach derzeitiger Planung übergangsweise Erdgas zum Einsatz kommen, wodurch CO₂-Einsparungen von bis zu 66 Prozent gegenüber der heutigen Stahlproduktion im Hochofen möglich sind.

Ergebnisse Kapitel 3

- Für Erdgas als Brückentechnologie sprechen niedrige CO₂-Emissionen im Vergleich zu Kohle oder Öl, eine hohe Flexibilität von Gaskraftwerken und die Möglichkeit der mittel- bis langfristigen Umrüstung auf grünen Wasserstoff.
- In der Energiewirtschaft soll Erdgas die volatile erneuerbare Stromerzeugung aus Wind- und Solaranlagen ergänzen und damit zur Versorgungssicherheit beitragen. In den kommenden Jahren werden dafür mehrere Gigawatt neuer Gaskraftwerke gebaut werden müssen.
- In der Wärmeerzeugung in Wohngebäuden bleibt Erdgas der wichtigste Energieträger. Beim Neubau zeigt sich zwar bereits die Trendumkehr zur elektrischen Wärmepumpe, die Umstellung auf klimafreundlichere Alternativen im Gebäudebestand gestaltet sich allerdings aufwändig.
- In der industriellen Wärmeerzeugung ist Erdgas der wichtigste Energieträger und kann aufgrund der spezifischen Temperatur- und Prozessanforderungen nicht überall durch Strom ersetzt werden. Stattdessen werden zukünftig auch grüne Energieträger zum Einsatz kommen.

4 Erdgas: Die Alternativen lassen auf sich warten

Da sich die Versorgungslage sowohl hinsichtlich der Verfügbarkeit als auch der Kosten dramatisch verschlechtert hat, wird Erdgas nicht die ursprünglich geplante Rolle in der deutschen Energiewende spielen können. Zum einen werden Alternativen attraktiver, zum anderen entsteht politischer Handlungsbedarf zur Beschleunigung des Ausbaus alternativer Energiequellen sowie der Leitungs- und Transportinfrastruktur. Im Zentrum stehen dabei regulatorische Anreize und der Abbau von Hemmnissen, beispielsweise bei den Anforderungen an die Planung und Genehmigung von Anlagen.

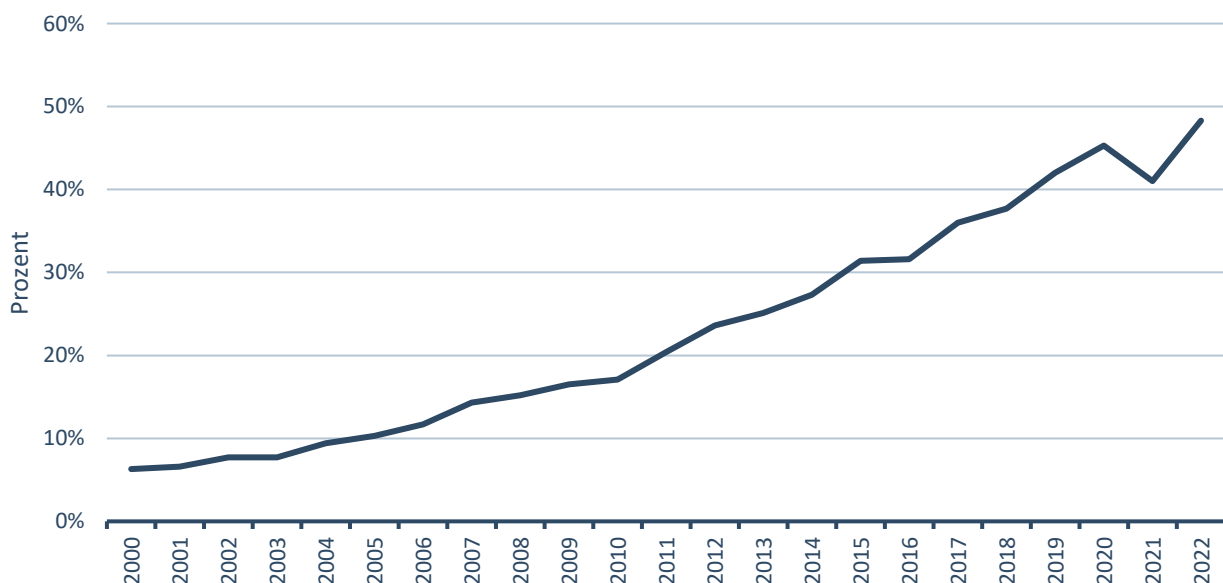
Die beiden zentralen Alternativen zu den in Kapitel 3 beschriebenen Einsatzbereichen von Erdgas als Brückentechnologie – die Stromerzeugung in Gaskraftwerken sowie die Bereitstellung von Nieder- und Hochtemperaturwärme – sind die erneuerbare Stromerzeugung sowie der klimaneutrale Wasserstoff. Der Erfolg beim Ausbau dieser Technologien wird entscheidend für die Beantwortung der Frage sein, wie schnell der Erdgasverbrauch in Deutschland reduziert werden kann, und wird daher in diesem Kapitel beleuchtet. Darüber hinaus werden nicht nur diese energetischen Alternativen bereitgestellt werden müssen, sondern auch die Technologien, die zur Anwendung in den jeweiligen Sektoren benötigt werden: Wärmepumpen, die eine Beheizung von Gebäuden mittels elektrischen Stroms ermöglichen oder neue Industrieanlagen, die auf Basis von Wasserstoff klimaneutrale Produkte erzeugen.

4.1 Erneuerbarer Strom

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung lag im Jahr 2022 bei 48,3 Prozent. Bis 2030 soll der Anteil nach den Plänen der Bundesregierung auf 80 Prozent anwachsen. Dies wird nicht nur angesichts des geringen Ausbautempos von Wind- und Solaranlagen in den vergangenen Jahren eine Herausforderung, sondern auch angesichts des zunehmenden Strombedarfs durch die Elektrifizierung von immer mehr Anwendungen im Wärme- und Verkehrssektor.

Abbildung 4-1: Anteil erneuerbarer Energien

Prozentualer Anteil am Bruttostromverbrauch



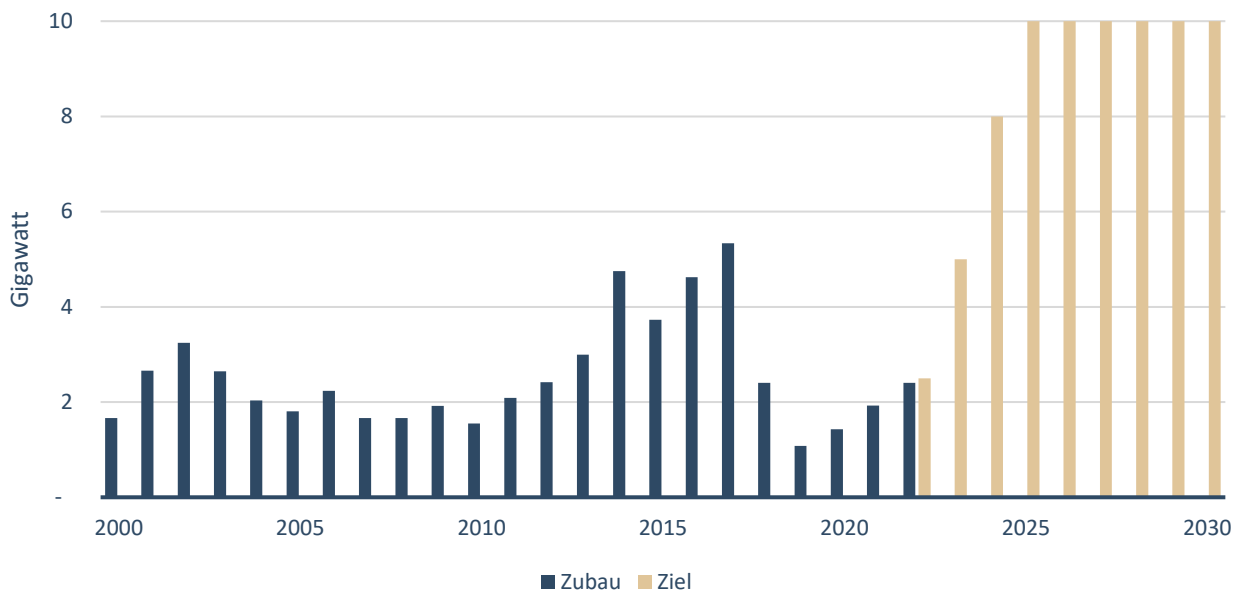
Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, 2023

4.1.1 Wind an Land

Den größten Anteil zur erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland tragen Windkraftanlagen an Land bei. Seit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 wurden beim Ausbau der Windkraft beachtliche Erfolge erzielt. Ende 2022 waren in Deutschland 58 GW installiert. Das Ziel der Bundesregierung für das Jahr 2030 ist eine installierte Leistung von 115 GW. Angesichts des historischen Ausbaus ist die Erreichung dieses ambitionierten Ziels allerdings fraglich (Abbildung 4-2).

Abbildung 4-2: Ausbau Wind an Land

Jährlicher Brutto-Zubau und Ziele der Bundesregierung zu Erreichung von 115 GW bis 2030



Quelle: Deutsche Windguard, 2022; Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022e

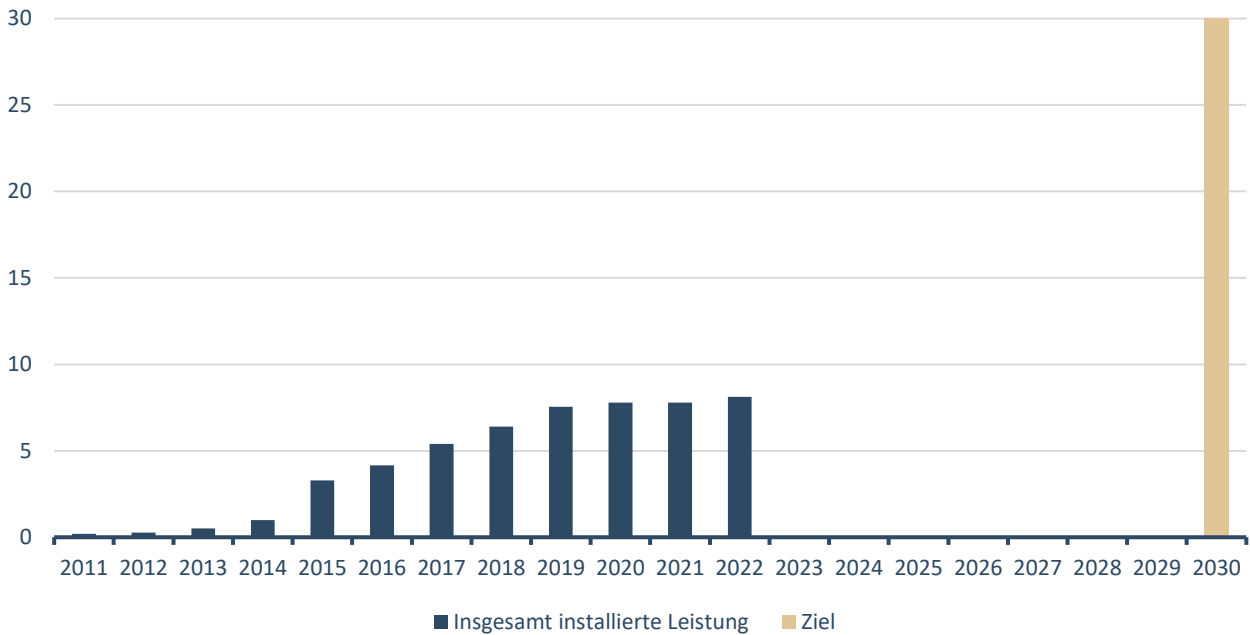
Die besonders erfolgreichen Jahre des Zubaus von Windkraftanlagen an Land liegen in Deutschland etwas zurück. Zwischen 2010 und 2022 wurden im Schnitt jährlich knapp 2,9 GW neu installierte Windleistung in Betrieb genommen. Höchstwert bildete 2017 mit einem Zubau in Höhe von 5,3 GW (netto 4,9 GW). Im Anschluss brach der Ausbau jedoch stark ein. In den Jahren 2018 bis 2020 wurden insgesamt nur 4,9 GW in Betrieb genommen (netto 4,1 GW). Im Jahr 2022 setzte sich der leichte Aufwärtstrend der vergangenen Jahre fort und es wurden 2,4 GW zugebaut, das Ziel der Bundesregierung von 3 GW wurde allerdings verfehlt. Für das Jahr 2023 ist ein Zubau von 5 GW, für 2024 von 8 GW vorgesehen. Auf Basis der bisherigen Ausschreibungen wird auch dieses Ziel voraussichtlich nicht erreicht (Deutsche Windguard, 2022). Ab 2025 sollen jährlich 10 GW zugebaut werden und so das Ziel von 115 GW installierter Leistung im Jahr 2030 erreicht werden.

4.1.2 Wind auf See

Windanlagen auf See haben gegenüber Windkraftanlagen an Land den Vorteil, dass der Wind auf See häufiger und konstanter weht und die Anlagen dadurch bei gleicher installierter Leistung eine stetigere Stromversorgung bereitstellen und insgesamt signifikant mehr Energie erzeugen können. Allerdings erfordert der Bau im Meer einen höheren Aufwand und höhere Kosten. Außerdem muss der Strom von Küstenregionen mit hoher Erzeugung in Bundesländer im Westen und Süden mit hohem Verbrauch transportiert werden, was wiederum den Druck auf den Netzausbau erhöht, der ohnehin weit hinter Plan liegt.

Abbildung 4-3: Ausbau Wind auf See

Kumulierte Leistung und Ziel der Bundesregierung bis 2030

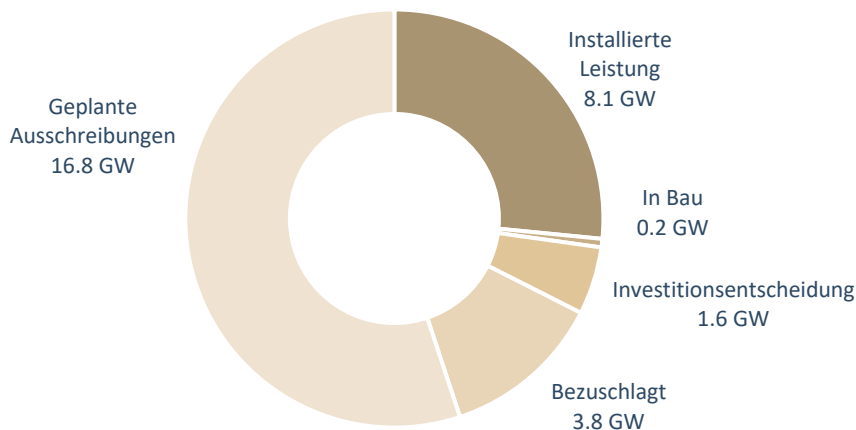


Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, 2023

Ende des Jahres 2022 waren 8,1 GW Wind auf See in Betrieb, ein Projekt mit 0,2 GW befand sich im Bau. Für Projekte mit einer Gesamtkapazität von 1,6 GW lagen zum 1. Halbjahr 2022 finale Investitionsentscheidungen vor. Weitere 3,8 GW wurden in Ausschreibungen bezuschlagt, es steht allerdings noch eine finale Investitionsentscheidung aus. Bis 2030 sollen zudem Flächen für Windanlagen auf See mit einer erwarteten Leistung von 16,8 GW in Betrieb genommen werden. Insgesamt könnte so das Ziel von 30 GW installierter Leistung bis 2030 erreicht werden (Abbildung 4-4).

Abbildung 4-4: Status von Windenergieprojekten auf See im Jahr 2022

Projekte nach Entwicklungsstatus bis 2030 in Gigawatt



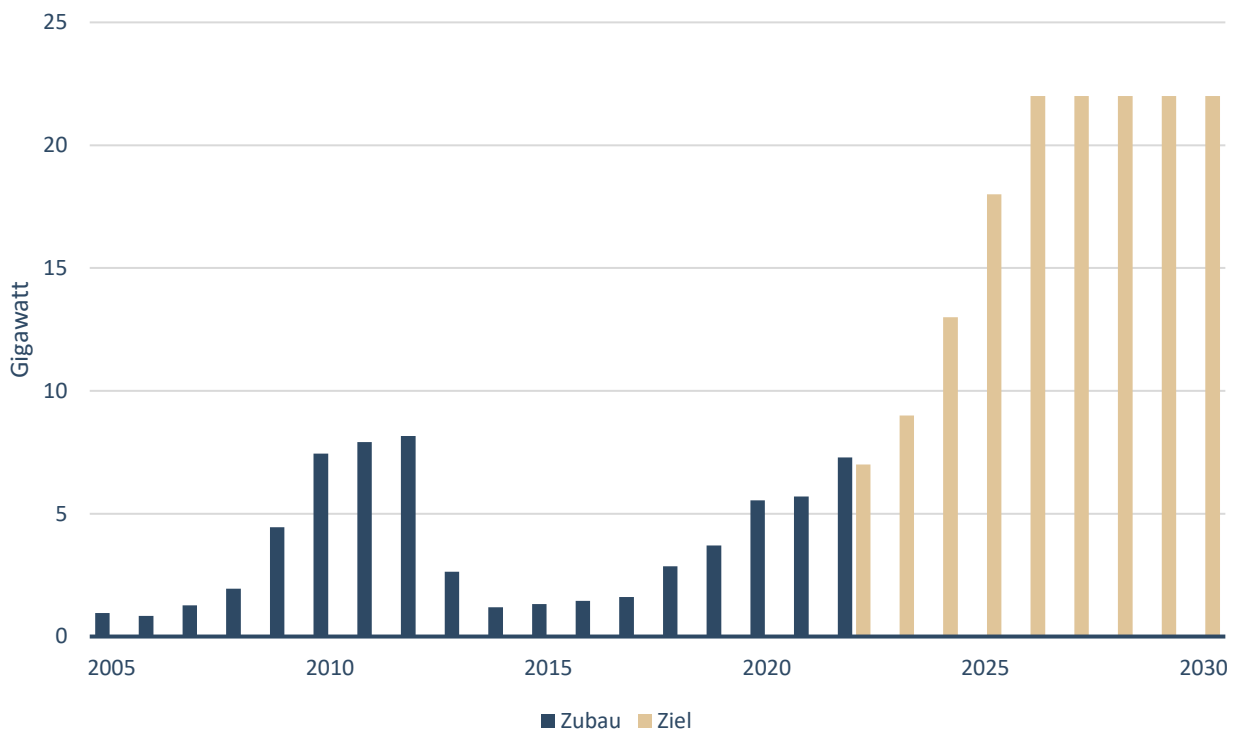
Quelle: Deutsche Windguard, 2022

4.1.3 Photovoltaik

Die Photovoltaik (PV) hat die höchste installierte Leistung aller erneuerbaren Energieträger in Deutschland. Im Jahr 2022 waren 67,4 GW auf Häusern oder Freiflächen installiert. Da die Anlagen weniger Volllaststunden aufweisen als Windanlagen, erzeugen die Photovoltaikanlagen in Deutschland bei leicht höherer installierter Leistung weniger Strom als Windanlagen an Land. Typisch für PV-Anlagen in Deutschland ist vor allem die stark saisonale Erzeugung. So beträgt der Ertrag in den dunklen Wintermonaten nur 10 bis 15 Prozent des maximalen Ertrags im Sommer.

Abbildung 4-5: Zubau Photovoltaik

Jährlicher Netto-Zubau und Ziele der Bundesregierung zu Erreichung von 215 GW bis 2030



Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, 2023

Von Januar bis Dezember 2022 wurden 7,3 GW PV zugebaut. Der Wert liegt damit über dem Zubau in 2021 (5,7 GW). Der positive Trend bei der PV setzt sich somit fort, erreicht aber noch nicht das Niveau der Jahre 2011 (7,9 GW) und 2012 (8,2 GW). Allerdings nähern sich die aktuellen Ausbausahlen dem Zwischenziel von 9 GW im Jahr 2023 aus dem Osterpaket (BMWK, 2022e). Von den notwendigen Zubauzahlen von jährlich 22 GW, die ab 2024 zur Erreichung des Ziels von 215 GW bis 2030 nötig wären, ist man noch weit entfernt.

Der Blick auf die Ausbausahlen der vergangenen Jahre bei der Wind- und Solarkraft zeigt, dass die Zielerreichung bis 2030 kein Selbstläufer wird. Nach Berechnungen des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln wäre allein für die Windkraft an Land ein täglicher Zubau von 5,8 Windenergieanlagen nötig, um das 80-Prozent-Ziel bis 2030 zu erreichen (EWI, 2022). Zwischen 2010 und 2021 wurden dagegen im Mittel nur 3,5 Anlagen pro Tag errichtet. Die Ausbaugeschwindigkeit muss bei allen Technologien in den nächsten Jahren zunehmen. Ein limitierender Faktor könnte dabei die Verfügbarkeit von für die Energiewende benötigten Rohstoffen werden. So gibt es beispielsweise bei Lithium, dem Ausgangsmaterial der Batterieherstellung, Befürchtungen seitens der Deutschen Rohstoffagentur, dass „sich im Jahr 2030 massive

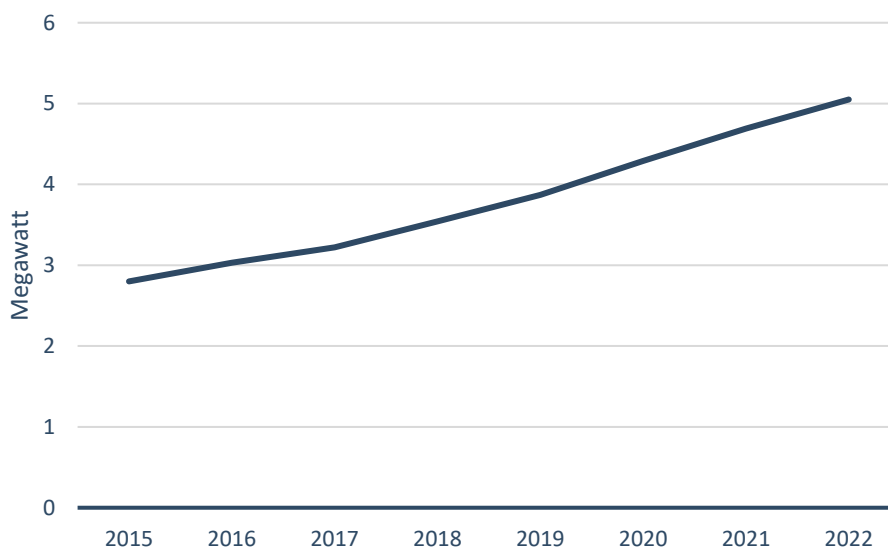
Angebotsdefizite ergeben (FAZ, 2023)“. Auch Rohstoffen und seltenen Erden für Elektrolyseure und Wind- und PV-Anlagen bestehen Risiken, insbesondere weil Deutschland fast vollständig auf internationale Einfuhren angewiesen ist und China erhebliche Marktmacht auf der Angebotsseite vorweist (Bardt, 2023).

Unterstützt wird der Ausbau der Erneuerbaren Energien durch den technischen Fortschritt bei der Windkraft und Photovoltaik. So ist der Wirkungsgrad von kommerziellen Siliziummodulen in den letzten 10 Jahren von etwa 15 Prozent auf über 20 Prozent gestiegen (Fraunhofer ISE, 2023). Die im Labor erzielten Wirkungsgrade bei monokristallinen Solarzellen, der weltweit häufigsten Technologie, liegen bei 26,7 Prozent und verdeutlichen das Entwicklungspotenzial in den kommenden Jahren. Auch die Internationale Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA) erwartet, dass sich die positive Technologieentwicklung in den nächsten Jahren fortsetzen wird (IRENA, 2019).

Während die fortschreitende Entwicklung bei Solarmodulen auf eine Steigerung der Effizienz und die weitere Kostensenkung der Anlagen abzielt, sind bei der Windkraft vor allem die höheren und zunehmend größeren Anlagen für den Anstieg der durchschnittlichen Anlagenleistung in den vergangenen Jahren verantwortlich (Abbildung 4-6). So stieg die durchschnittliche Generatorleistung von 3 auf 5 Megawatt pro Windrad. Nach Angaben der Fachagentur Wind (2023) wird sich diese Entwicklung fortsetzen, so sind Onshore-Anlagen bereits mit einer Leistung von 7 Megawatt erhältlich.

Abbildung 4-6: Entwicklung der Generatorleistung genehmigter Windanlagen in Deutschland

Genehmigte Generatorleistung in Megawatt



Quelle: Enercon bei Fachagentur Wind (2023)

Die Leistung einer Windkraftanlage ergibt sich aus der überströmten Fläche, die sich wiederum aus dem Durchmesser des Rotors ableitet, der Windleistung, die proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ist und dem Leistungsbeiwert. Da die Windgeschwindigkeit mit steigender Höhe zunimmt, können Anlagen mit einer höheren Nabenhöhe deutlich mehr Strom erzeugen als kleinere Anlagen. Durch größere Rotoren wird zudem die überströmte Fläche vergrößert. Der Leistungsbeiwert, der ausdrückt wie viel der im Wind enthaltenen Leistung von der Windkraftanlagen genutzt werden kann, liegt bei modernen Anlagen bei 0,5. Das physikalische Maximum beträgt 0,59 (Betz'scher Leistungsbeiwert). In der Praxis zeigt sich diese

Entwicklung an einem steigenden Rotordurchmesser, der von 30 Metern im Jahr 1990 auf 220 Meter im Jahr 2020 gestiegen ist, sowie einer zunehmenden Nabenhöhe (1990: 50 Meter, 2020: 150 m) (BWE, 2023).

Die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien wird auch dank dieser technischen Fortschritte in den nächsten Jahren zunehmen – ist dabei jedoch nur eine Seite der Medaille. Denn die Erdgasverstromung kann nur dann reduziert werden, wenn auch der Ausbau von Speichern und Netzen deutlich schneller voranschreitet als bislang geplant. Dazu kommen neben Pumpspeichern auch Batteriespeicher infrage, die beispielsweise dezentral genutzt werden. Eine andere Möglichkeit sind die Batterien in Elektroautos, die einen Großteil des Tages nicht bewegt werden und daher als Speicher genutzt werden könnten. Der Transport von großen Mengen erneuerbar erzeugtem Strom, überwiegend aus dem windreichen Norden Deutschlands, zu den großen Verbrauchern im Süden scheidet bislang an den kaum oder noch gar nicht gebauten Stromtrassen.

4.2 Wasserstoff

Trotz einer steigenden Anzahl elektrisch betriebener Anwendungen werden sich auf dem Weg zur Klimaneutralität nicht alle Technologien auf den direkten Einsatz von Strom umstellen lassen. So können elektrische Antriebe beim heutigen Stand der Technik im Schiffs- und Flugverkehr nicht die an sie gestellten Anforderungen (wie Reichweite und Betankungsdauer) erfüllen. Auch viele Prozesse in der Herstellung energieintensiver Produkte, beispielsweise in der Stahl- und Chemieindustrie, lassen sich nicht allein durch eine Elektrifizierung klimaneutral betreiben, sondern sind auch auf absehbare Zeit auf den Einsatz alternativer, klimaneutraler Energieträger angewiesen. Um auch diese Bereiche zu defossilisieren, werden zukünftig grüner Wasserstoff sowie damit hergestellte synthetische Kraftstoffe eingesetzt werden müssen. Damit ist der Markthochlauf von Wasserstoff auch entscheidend, um den Erdgasausstieg insbesondere in der Industrie (stofflich als auch für Prozesswärme) voranzutreiben. Doch wo steht die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland fast drei Jahre nach Veröffentlichung der ersten Nationalen Wasserstoffstrategie?

Im Jahr 2021 ging die damalige Bundesregierung von einem Wasserstoffbedarf von 90 bis 110 TWh bis zum Jahr 2030 aus. Diese Menge berücksichtigte auch den heutigen fossilen Wasserstoffbedarf der Industrie von rund 55 TWh, so dass der Bedarf nach klimafreundlichem Wasserstoff auf 30 bis 50 TWh geschätzt wurde. Im Entwurf zur Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie aus dem Februar 2023 wurde dieser Wert an die veränderten Marktbedingungen angepasst und auf 40 bis 75 TWh erhöht. Der gesamte erwartete Wasserstoffbedarf liegt damit bei 95 bis 130 TWh. Nach 2030 ist mit einem deutlichen Anstieg der Wasserstoffnachfrage zu rechnen.

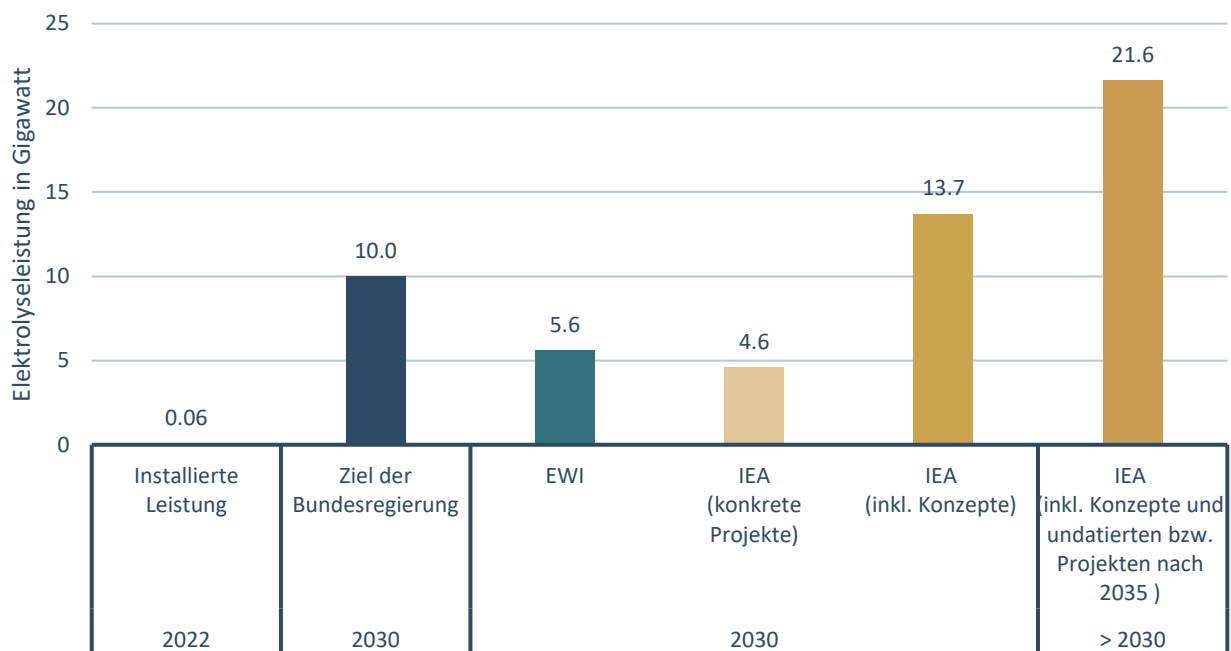
Der Wasserstoffbedarf wird zukünftig sowohl durch inländische Erzeugung als auch durch Importe gedeckt werden müssen. Für die inländische Erzeugung sprechen dabei zum einen die hierzulande anfallenden Überschussmengen an erneuerbarem Strom, die dezentral zur Erzeugung von Wasserstoff per Elektrolyse verwendet werden können. Zudem besitzt Deutschland enormes Knowhow im Maschinen- und Anlagenbau und hat damit beste Voraussetzungen, erste große Elektrolyseprojekte anzuschließen. Zudem besteht die Notwendigkeit eines schnell steigenden Wasserstoffangebots, das durch die erst schrittweise entstehende internationale Wasserstoffwirtschaft erst nach und nach mit Importen bedient werden kann. Insbesondere in den Anfangsjahren kommt es daher auf den Aufbau von Elektrolysekapazitäten im Inland und dem benachbarten EU-Ausland an. Für den Import von grünem Wasserstoff sprechen die besonders hohen Volllaststunden von Wind- und Solaranlagen in sehr sonnigen und windreichen Regionen dieser Welt, tendenziell geringere Flächennutzungskonkurrenzen in weniger dicht besiedelten Ländern und eine Diversifizierung der Energiebereitstellung. Die Bundesregierung selbst geht davon aus, dass rund 50 bis 70 Prozent des klimafreundlichen Wasserstoffbedarfs im Jahr 2030 durch Importe gedeckt werden wird.

4.2.1 Inländische Erzeugung (grüner Wasserstoff per Elektrolyse)

Deutschland setzt bei der inländischen Erzeugung auf grünen Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse. Dazu sollen bis zum Jahr 2030 rund 10 GW Elektrolyseleistung in Deutschland installiert sein. Diese Kapazität entspricht einer jährlichen Wasserstoffherzeugung von 28 TWh³ und einer benötigten Strommenge von 40 TWh. Ein Blick auf den derzeitigen Stand von Elektrolyseprojekten offenbart die Schwierigkeiten zur Zielerreichung bis zum Jahr 2030 (Abbildung 4-5).

Abbildung 4-7: Elektrolysekapazität in Deutschland

Im Jahr 2022 installierte Leistung an Elektrolyse; Ziel der Bundesregierung bis 2030 sowie heutige Projekte gemäß Datenbanken des EWI (Stand Juli 2022) und IEA (Stand Oktober 2022)



Quelle: IEA (2022), EWI (2023).

Stand Oktober 2022 waren in Deutschland 63,3 MW Elektrolysekapazität in Deutschland installiert. Nach Daten der PtX-Projektendatenbank des EWI sind bis 2030 insgesamt 5,6 GW Projekte geplant. Die IEA, die einmal jährlich eine Übersicht aller weltweiten geplanten Wasserstoffherzeugungsprojekte veröffentlicht, listet bis 2030 insgesamt 4,6 GW an Projekten, darunter 1,1 GW mit einer finalen Investitionsentscheidung und 3,5 GW mit einer Machbarkeitsstudie. Berücksichtigt man noch die Projekte die bis zum Jahr 2030 nur als Konzept vorliegen, ergibt sich eine mögliche Gesamtkapazität von 13,7 GW. Weitere 7,9 GW liegen als Konzept für den Zeitraum nach 2030 vor oder sind bis dato undatiert.

4.2.2 Importe

Der Import von Wasserstoff und darauf basierenden Derivaten wird eine entscheidende Rolle zur Versorgung mit grünen Energieträgern spielen. Für den Import von grünem Wasserstoff sprechen vor allem die höheren Volllaststunden von Wind- und PV-Anlagen an so genannten „sweet spots“. So liefert eine PV-Anlage in Marokko bei gleicher Größe etwa doppelt so viel Strom wie an einem Standort in Deutschland. Auch Windkraftanlagen erreichen in Ländern wie Chile oder Namibia deutlich höhere Erträge. Die höheren Erträge

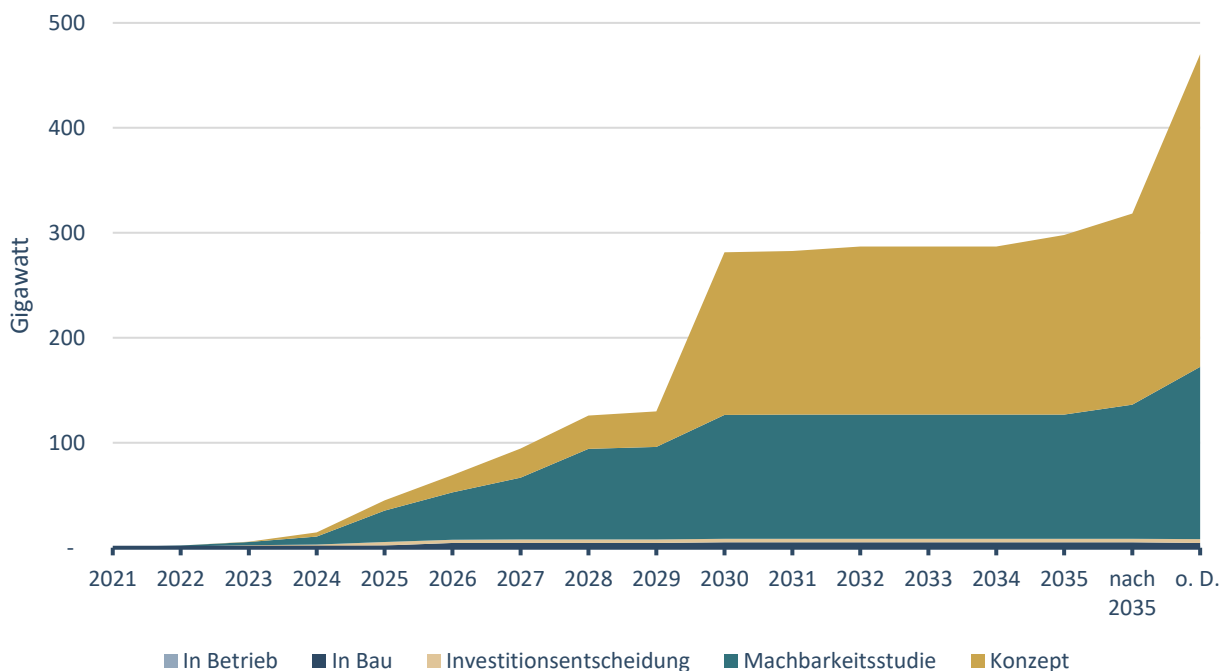
³ Unter Annahme von 4.000 Volllaststunden und einem Wirkungsgrad der Elektrolyse von 70 Prozent.

resultieren – bei gleichhohen Investitions- und Betriebskosten für die Anlagen – in günstigeren Stromerzeugungskosten und damit guten Voraussetzungen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff. Aber nicht nur die Kosten, sondern auch die vorhandenen Flächenpotenziale, geringe Bevölkerungsdichten (z. B. Texas) und damit einhergehend geringeren Nutzungskonkurrenzen sprechen für den Import. Deutschland hat bereits Wasserstoffpartnerschaften mit Australien, Namibia, Südafrika, Kanada und Neuseeland abgeschlossen. Darüber hinaus bestehen zahlreiche Absichtserklärungen, Forschungsvorhaben und Kooperationen privatwirtschaftlicher Akteure.

Die Potenziale für den Import von Wasserstoff, gerade im Hinblick auf den Zeitraum bis 2030, werden häufig jedoch zu optimistisch eingeschätzt (SCI4Climate.NRW, 2021). Dies liegt daran, dass sich die Beurteilung möglicher Exportländer zu stark auf die dort höheren Volllaststunden für Wind und PV fokussiert, dabei aber den Status Quo der Energiewende vor Ort, die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die politischen Ambitionen zum Export des Wasserstoffs sowie die Verfügbarkeit und die Kosten des Transports ausblendet. Eine Studie vom Institut der deutschen Wirtschaft, Fraunhofer UMSICHT und Wuppertal Institut kam in diesem Zusammenhang Ende 2021 zu dem Ergebnis, dass Wasserstoffimporte – auch aus vermeintlich vielversprechenden Regionen – bis 2030 nicht per se eine Erfolgsgarantie darstellen. Grund dafür sind die zu geringen Ausbaudynamiken erneuerbarer Energien in den jeweiligen Ländern, steigende Strombedarfe und ein (noch) hoher Anteil fossiler Stromerzeugung vor Ort sowie zu geringere Ziele für den Aufbau von Elektrolyseanlagen. Abbildung 4-8 verdeutlicht, dass der Großteil der derzeitigen weltweiten Projekte zur Erzeugung von grünem Wasserstoff per Elektrolyse nur als Machbarkeitsstudie beziehungsweise als Konzept vorliegt. Nur 1,7 Prozent aller geplanten Projekte befindet sich im Bau oder hat bereits eine finale Investitionsentscheidung. Es zeigt sich zudem, dass viele der geplanten Projekte erst für den Zeitraum nach 2030 vorgesehen sind.

Abbildung 4-8: Weltweite Elektrolyseprojekte nach Status

Projekte zur Erzeugung von grünem Wasserstoff per Elektrolyse nach Projektstatus in Gigawatt



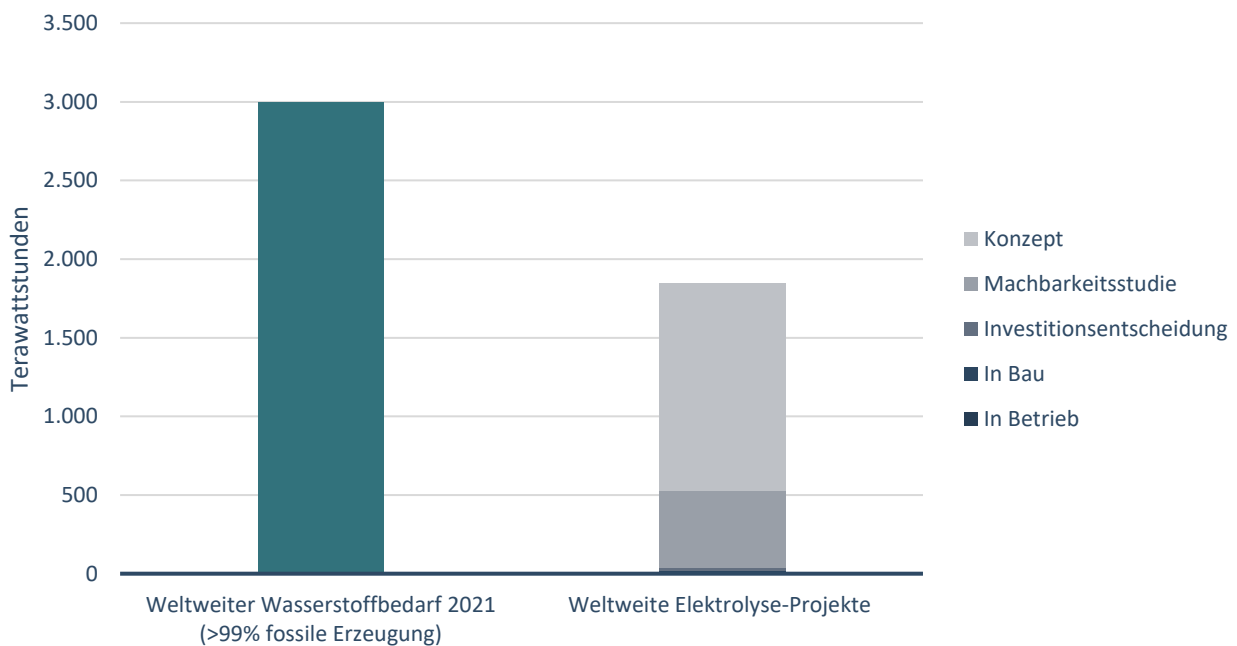
o. D. = ohne Datum

Quelle: eigene Auswertung der Hydrogen Project Database der Internationalen Energieagentur (2022b)

Würden alle diese Projekte ungeachtet ihres häufig ungeklärten Projektstatus realisiert werden, könnten damit lediglich 62 Prozent des heutigen Wasserstoffbedarfs in der Raffinerie-, Chemie- und Metallindustrie gedeckt werden (Abbildung 4-9). Dieser Wasserstoffbedarf wird zu weniger als einem Prozent mit CO₂-armen Herstellungsverfahren erzeugt, stattdessen dominieren Kohle und Erdgas. Zukünftige Anwendungsfelder der klimaneutralen Wasserstoffwirtschaft wie Wasserstofffahrzeuge im Verkehr, Hochtemperaturwärme in der Industrie und wasserstoffbasierte Stahl-Direktreduktionsanlagen haben am heutigen globalen Bedarf nur einen Anteil von 0,04 Prozent, welcher vor allem auf den Verkehrsbereich und dabei im speziellen den beschleunigten Markthochlauf von Brennstoffzellenfahrzeugen in China zurückzuführen ist (IEA, 2022).

Abbildung 4-9: Heutiger fossiler Wasserstoffbedarf gegenüber geplanten Elektrolyseprojekten

Weltweiter fossiler Wasserstoffbedarf 2021 sowie erfasste Elektrolyseprojekte nach Projektstatus



Annahmen: Globaler Wasserstoffbedarf 2021 90 Mt (IEA, 2022c), Umrechnung mit Heizwert von 33,33 kWh/kg_{H₂}. Elektrolyse: 4.000 Volllaststunden, Wirkungsgrad 70 Prozent.

Quelle: eigene Auswertung der Hydrogen Project Database der Internationalen Energieagentur (2022b).

Der Blick auf die derzeit angekündigten Wasserstoffprojekte macht deutlich, dass allein die Dekarbonisierung des heutigen Wasserstoffbedarfs, dessen fossile Produktion im Jahr 2018 knapp 2,5 Prozent der weltweiten Emissionen verursachte (IEA, 2019), bisher nicht gesichert ist und eine enorme Herausforderung wird. Das Angebot an grünem Wasserstoff wird also auf absehbare Zeit limitiert bleiben, dies schließt jedoch nicht aus, dass bereits heute erste Importmengen kontrahiert werden. So planen E.ON und das australische Unternehmen Fortescue Future Industries, ab 2024 grünen Wasserstoff nach Europa zu liefern, zunächst in Form von Ammoniak. Die Absichtserklärung sieht eine Lieferung von 200.000 Tonnen (= 6,7 TWh) ab dem Jahr 2024 vor, bis 2030 sollen bis zu 5 Millionen Tonnen pro Jahr nach Europa kommen (= 167,7 TWh). Das BMWK selbst stellt über das Förderprogramm H2Global insgesamt 900 Mio. Euro für den Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten zur Verfügung. Damit werden im Rahmen einer Auktion Wasserstoffprodukte außerhalb der EU zum niedrigstmöglichen Preis für 10 Jahre kontrahiert. Diese Mengen werden dann nachfrageseitig in Deutschland, ebenfalls per Auktion, höchstbietend als kurzfristiger Liefervertrag weiterveräußert, die entsprechende Differenz wird aus Fördermitteln gestellt.

Bei der Realisierung von Wasserimporten spielt aber nicht nur die Verfügbarkeit der Erzeugungsanlagen, sondern auch die benötigten Transportinfrastrukturen eine zentrale Rolle. Die Frage, wie der Wasserstoff aus besonders wind- und sonnenreichen Regionen dieser Welt importiert werden kann, ist nicht nur entscheidend für die Verfügbarkeit, sondern auch für die Kosten des in Deutschland ankommenden Wasserstoffs. Die aus heutiger Sicht wichtigsten Transportoptionen für den Import sind:

- Pipeline: Wasserstoff (gasförmig)
- Schiff
 - Wasserstoff (verflüssigt)
 - Trägermaterial (Liquid Organic Hydrogen Carriers, LOHC)
 - Syntheseprodukt (z. B. Ammoniak, Methanol, Synfuels)

Die Transportoptionen unterscheiden sich sowohl hinsichtlich ihrer zeitlichen Verfügbarkeit als auch mit Blick auf die spezifischen Transportkosten. Zu unterscheiden ist gerade beim Import von Syntheseprodukten zudem, ob diese im Zielland (in diesem Fall Deutschland) wieder in Wasserstoff umgewandelt werden sollen, wodurch es zu weiteren Verlusten und Kosten kommt, oder direkt eingesetzt werden. Ein Beispiel für das zweite Szenario wäre der Import von grünem Ammoniak, das direkt in der Chemieindustrie stofflich eingesetzt wird und dort fossiles Ammoniak aus Erdgas ersetzt. Mit Blick auf die zeitliche Verfügbarkeit ist es ebenfalls Ammoniak, das bereits heute per Schiff importiert werden könnte. Für den Transport von Flüssigwasserstoff gab es bis Ende 2022 weltweit nur ein einziges Schiff. Der Transport von Syntheseprodukten ist heute schon möglich, allerdings zeichnen sich diese Energieträger durch sehr hohe Produktionskosten aus, Anlagen im industriellen Maßstab fehlen zudem. Außerdem sind diese Produkte bisher nicht klimaneutral, da der eingesetzte Kohlenstoff weiterhin fossil ist. Am vielversprechendsten sind aus heutiger Sicht umgerüstete sowie neugebaute Wasserstoffpipelines, da diese nicht nur technisch erprobt, sondern auch am kostengünstigsten für den Import aus Regionen wie Süd- und Osteuropa sowie Nordafrika sind. Mit dem European Hydrogen Backbone bestehen dazu bereits ambitionierte Pläne.

Wasserstoffimporte sind zur Deckung des deutschen Wasserstoffbedarfs unverzichtbar. Die Verfügbarkeit von Importen bleibt aber insbesondere in den kommenden Jahren eingeschränkt. Welche Transportoption sich am Ende durchsetzen wird, ist zum derzeitigen Stand offen und hängt maßgeblich davon ab, welche Energieträger importiert werden sollen (z. B. direkt als Wasserstoff oder indirekt als Ammoniak). Mögliche Kostenvorteile in der günstigen Produktion von Wind- und Solarstrom im Ausland können durch hohe Transportkosten beim Schiffsimport an Gewicht verlieren. Auch der Blick auf die aktuell weltweit geplanten Elektrolyseprojekte legt nahe, dass grüner Wasserstoff in den kommenden Jahren ein knappes Gut bleiben wird. Verstärkte Bemühungen zum Aufbau bilateraler Wasserstoffpartnerschaften und eine Ausweitung von Förderinstrumenten wie H2Global sind daher unbedingt erforderlich.

Ergebnisse Kapitel 4

- Die zentralen Alternativen zu Erdgas als Brückentechnologie sind erneuerbarer Strom und klimaneutraler Wasserstoff. Der Erfolg beim Ausbau dieser Technologien ist entscheidend zur Beantwortung der Frage, wie schnell der Erdgasverbrauch in Deutschland reduziert werden kann.
- Der Blick auf die Ausbauzahlen der vergangenen Jahre bei der Wind- und Solarkraft zeigt, dass die Zielerreichung bis 2030 kein Selbstläufer wird. Auch der Ausbau von Leitungen und Speichern wird mit steigendem EE-Stromanteil immer wichtiger, bleibt aber hinter den Erwartungen zurück.
- Klimafreundlicher Wasserstoff wird sowohl importiert als auch zu einem Teil inländisch erzeugt werden müssen. Die Erreichung der nationalen Ziele ist allerdings ungewiss. Auch der Import umfangreicher Wasserstoffmengen bis 2030 gestaltet sich schwierig, denn die Transportketten sind erst noch im Aufbau und die Exportländer im Rückstand bei der eigenen Energiewende.

5 Politische Instrumente zur Beschleunigung der Transformation

Die Bedeutung des Energieträgers Erdgas hat in den letzten 30 Jahren für Deutschland deutlich zugenommen, sei es für das Heizen von Gebäuden, die Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie und die Stromerzeugung. Die Erzeugung in Deutschland ist dabei rückläufig, so dass die Importabhängigkeit inzwischen über 95 Prozent erreicht hat. Eine Diversifizierung der Importquellen fand dabei lange Zeit nicht statt. Seit dem Ende der Gaslieferungen aus Russland sichern der vermehrte Gasimport aus Norwegen und den Niederlanden sowie deutlich weniger Gastransite in die Nachbarländer die Gasversorgung. Dazu trägt in zunehmendem Maße auch der Import von Flüssiggas insbesondere aus den USA bei. Der Verbrauch von Erdgas ist bei Haushalten und der Industrie im vergangenen Jahr gesunken. In der Industrie ist jedoch nur ein kleiner Teil der Einsparungen auf Effizienzmaßnahmen und die Umstellung von Gas auf Kohle zurückzuführen. Über die Hälfte dagegen lässt sich durch Produktionseinschränkungen angesichts der extrem gestiegenen Gaspreise begründen. LNG war im Schnitt der letzten Jahre etwa 30 Prozent teurer, die Nachfrage auf dem Weltmarkt wird in den nächsten Jahren zudem hoch bleiben. Trotz einer Entspannung der Gasversorgung ist daher nicht mit einer Rückkehr zu Vorkrisenpreisen zu rechnen.

Da Erdgas geringere CO₂-Emissionen im Vergleich zu Kohle oder Öl aufweist, eine hohe Flexibilität bei der Stromerzeugung in Gaskraftwerken hat und die Möglichkeit der mittel- bis langfristigen Umrüstung auf grünen Wasserstoff bietet, soll Erdgas in der Energiewirtschaft die volatile erneuerbare Stromerzeugung aus Wind- und Solaranlagen ergänzen und damit zur Versorgungssicherheit beitragen. In den kommenden Jahren werden dafür mehrere Gigawatt neuer Gaskraftwerke gebaut werden müssen. In der Wärmeerzeugung in Wohngebäuden bleibt Erdgas der wichtigste Energieträger, auch wenn im Neubau zunehmend elektrische Wärmepumpen eingesetzt werden. In der industriellen Wärmeerzeugung ist Erdgas der wichtigste Energieträger und kann aufgrund der spezifischen Temperatur- und Prozessanforderungen nicht überall durch Strom ersetzt werden. Deshalb werden zukünftig auch strombasierte grüne Energieträger zum Einsatz kommen, also grüner Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe. Die zentralen Alternativen zu Erdgas als Brückentechnologie sind demnach erneuerbarer Strom und klimaneutraler Wasserstoff.

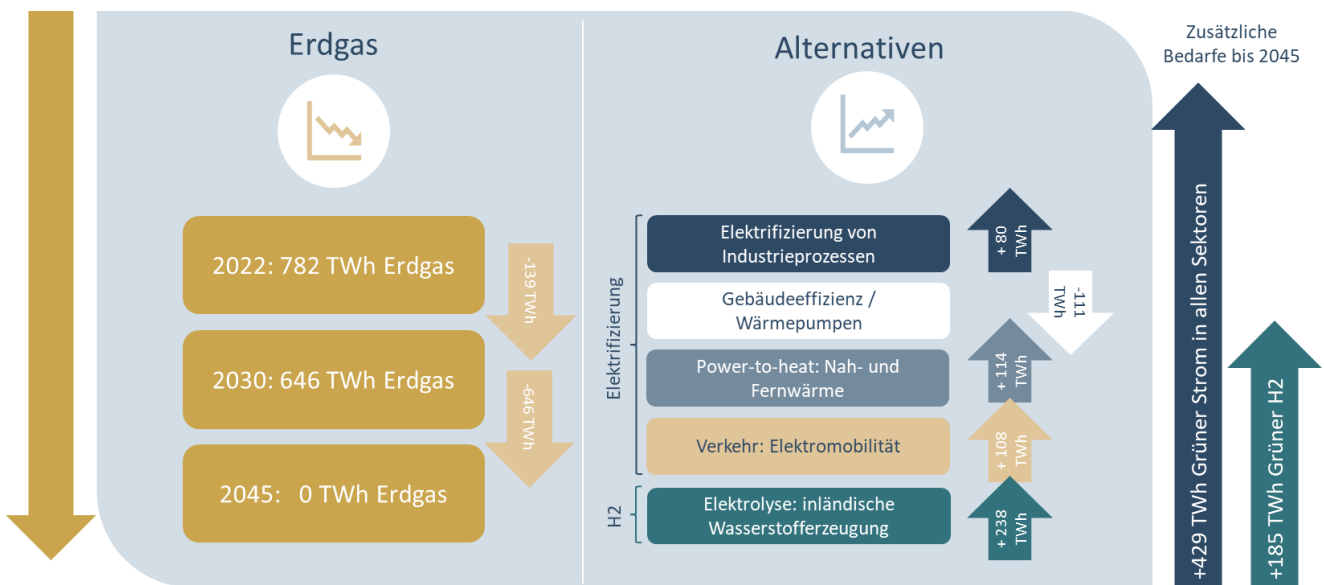
Bis 2030 sinkt der Erdgasverbrauch laut der vorliegenden Transformationsszenarien um bis zu 136 TWh gegenüber 2022, also um etwa 17,5 Prozent. Dies wird durch effizienzbedingte Energieeinsparungen, vor allem aber durch die Elektrifizierung der Wärmeerzeugung erreicht, beim Heizen von Gebäuden durch Wärmepumpen und durch die Umstellung industrieller Prozesse auf den direkten Einsatz von Strom. Das bedeutet, dass der Strombedarf bis 2030 in etwa in dem Maße steigt, in dem der Erdgasverbrauch sinkt. Strom wird zudem verstärkt im Verkehrssektor eingesetzt und zur Erzeugung von grünem Wasserstoff, der allerdings 2030 nur eine geringe Rolle spielen wird. Im Gebäudesektor könnte der Strombedarf bei erfolgreicher energetischer Sanierung dagegen etwas zurückgehen (Doré et. al., 2023). Der angestrebten Erneuerbaren-Anteil von 80 Prozent beziehen sich demnach auf einen höheren Gesamtstromverbrauch, so dass das Ausbautempo von Wind- und Photovoltaikanlagen deutlich an Fahrt aufnehmen muss. Solange dies nicht gelingt, bleiben die Stromkosten in Deutschland vergleichsweise hoch. Seit der Finanzierung der EEG-Umlage zur Förderung der Erneuerbaren Energien aus dem Bundeshaushalt bewegen sich die deutschen Strompreise zwar im europäischen Mittelfeld, sind aber mehr als dreimal so hoch wie in den USA, vor allem durch den Ausfall russischen Erdgases. Dem möchte der deutsche Wirtschaftsminister durch eine temporäre Subventionierung (2024 bis längstens 2030), dem sogenannten Brückenstrompreis in Höhe von 6 Cent je Kilowattstunde für besonders stromintensive Industrieunternehmen entgegenwirken.

Damit **ab 2030** neben der Elektrifizierung grüner Wasserstoff an Bedeutung gewinnen und den Einsatz von Erdgas bis 2045 vollständig ersetzen kann, müssen die Weichen jetzt gestellt werden. Alle Szenarien gehen davon aus, dass der Großteil des klimaneutralen Energieträgers importiert werden muss, da die Kapazitäten zur inländischen Erzeugung von erneuerbarer Energie begrenzt sind. Zum einen ist der direkte Einsatz von erneuerbar erzeugtem Strom effizienter und zum anderen lässt sich grüner Wasserstoff besser transportieren als Strom. Doch die zusätzlichen Erzeugungskapazitäten für einen Hochlauf der Wasserstoffproduktion an Orten mit sehr geringen Gestehungskosten muss bis 2030 erst noch aufgebaut werden und die Transportkapazitäten bestehen ebenfalls noch nicht. Hinzu kommt, dass die Kosten des Transports per Schiff den Vorteil der günstigen Erzeugung in Ländern wie Australien oder Chile überwiegen, so dass ein Transport via Pipeline beispielsweise aus Norwegen am ehesten konkurrenzfähig erscheint (Bähr et. al., 2023).

Alles in allem gilt: Auch langfristig, also nach Umsetzung der ehrgeizigen Ausbaupläne der Bundesregierung für Erneuerbare Energie, werden die Gestehungskosten für Strom in Deutschland höher sein als in anderen Volkswirtschaften. Bei verzögertem Ausbau der Erneuerbaren dürfte der Nachteil umso größer ausfallen. In der aktuellen Situation ist deshalb Tempo gefragt, denn schließlich ist in der energieintensiven Industrie die Produktion zuletzt um 20 Prozent unter das Niveau von 2015 gefallen. Mit dem Brückenstrompreis will die Bundesregierung nun nicht nur den Wirtschaftsstandort Deutschland stärken, sondern auch den Unternehmen durch Transformationsvereinbarungen Anreize zur Elektrifizierung zu setzen – diese braucht es für die geplante Industriewende und die Kopplung der Sektoren. Unabdingbare Voraussetzung ist der konsequente Ausbau der Erneuerbaren Energien. Denn langfristig liegt genau darin der Hebel die Strompreise zu senken.

Abbildung 5-1: Schaubild Erdgasausstieg und Alternativen

Erdgas-Alternativen bis 2045: steigender Bedarf an Strom für die Sektor-Kopplung



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis des SCI4climate.NRW-Szenarios (Doré et. al., 2023)

Der Blick auf die bisherige Geschwindigkeit bei der Vermeidung von Treibhausgasemissionen und die verbleibende Zeit bis zum Erreichen der Klimaziele im Jahr 2030 respektive im Jahr 2045 macht deutlich: die Umsetzungsgeschwindigkeit muss rasant steigen. Das gilt in allen Bereichen des Transformationsprozesses, sei es beim Ausbau der erneuerbaren, bei Netzen und Speichern, bei der energetischen Gebäudesanierung und der Verkehrsinfrastruktur. Mithilfe der Verknappung von Emissionsrechten für Energiewirtschaft und Industrie

durch den EU-ETS und der nationalen CO₂-Bepreisung im Verkehrs- und Wärmesektor wird der Einsatz fossiler Brennstoffe zunehmend unattraktiver im Vergleich zu klimafreundlichen Alternativen. Gleichzeitig machen die Preisexplosionen fossiler Energieträger im vergangenen Jahr deutlich: Es scheidet bei diesen Alternativen nicht nur an höheren Kosten, sondern in erster Linie an der Verfügbarkeit und mangelnder Geschwindigkeit. Dabei kommt es wesentlich auf die Prioritätensetzung an.

Der politische Diskurs dreht sich häufig um Themen, die wie das Tempolimit oder Inlandsflüge nur begrenztes Potenzial zur Verringerung der Emissionen haben, oder konzentriert sich auf den Weiterbetrieb fossiler Technologien, anstatt den klimafreundlichen Alternativen zum Durchbruch zu verhelfen, durch die der Einsatz der konventionellen Varianten umso schneller obsolet werden kann. Da sich die schon bestehenden Wettbewerbsnachteile bei den Energiekosten vorerst eher noch zu verschärfen drohen, wird es darauf ankommen Vorteile der heimischen Produktion zu stärken und so die Standortattraktivität zu erhöhen. Die lokale Vernetzung der Unternehmen, Qualitäts- und Verbundvorteile sowie die Nähe zu den Kunden werden von den Unternehmen selbst als Aktivposten der heimischen Produktion benannt. Gleichzeitig zeigen die Reaktionen auf die Preisausschläge bei Gas und Strom im Jahr 2022, dass besonders energieintensiv-prozesse wie die Aluminium- und Ammoniakproduktion dennoch dorthin verlagert werden, wo dauerhaft günstigere Energiekosten erwartet werden.

Für die Beschleunigung sind deshalb folgende politische Weichenstellungen notwendig:

Erneuerbare Energien

- Die **Regulierung** des Strommarkts zur Stärkung der Flexibilität und der Anreize für die notwendigen Investitionen erfordert Anpassungen, schon aufgrund der veränderten Versorgungssituation bei Erdgas und der klimapolitisch gewünschten Elektrifizierung von Prozessen und Technologien. Die europäische Kommission hat dazu Vorschläge erarbeitet und möchte mit Power Purchase Agreements (PPAs) die Möglichkeiten direkter Vertragsbeziehungen zwischen Erzeugern und Verbrauchern stärken. Damit die Investitionen zielgerichteter dort erfolgen, wo einerseits die Erzeugungsbedingungen günstig und andererseits die Nachfrage hoch ist, wäre eine Aufspaltung der bestehenden Strompreiszonen hilfreich. Dies würde auch die derzeit bestehenden Fehlanreize bei den Netzentgelten beseitigen, die dazu führen, dass besonders in Regionen mit viel erneuerbarer Einspeisung höhere Leitungsgebühren anfallen. Die Ausgestaltung der PPA ist nicht trivial, da Veränderungen auf beiden Seiten im Zeitablauf mit dem Druck konfliktieren, langfristige Verträge abzuschließen. Es ist noch nicht erkennbar, ob und wie dies ohne Absicherung durch den Staat gelingen wird.
- Die **Infrastruktur** von Transportrouten, Leitungsnetzen und Verkehrswegen bedarf erheblicher Investitionen. Das betrifft den Erhalt, die Instandsetzung und die Erneuerung bestehender Infrastrukturen wie Autobahnbrücken und das Schienennetz, aber auch neue Stromtrassen, Wasserstoff- und CO₂-Leitungen sowie neue Gaskraftwerke. Hier scheidet es nicht in erster Linie an den fiskalischen Mitteln, sondern bei der Geschwindigkeit und dabei in der Regel an den oben genannten Verfahren. Eine stringente Planung von Bund und Ländern ist auch hier von entscheidender Bedeutung. Im weitesten Sinne können auch die notwendigen Speicherkapazitäten zu den Infrastrukturaufgaben gezählt werden. Nach Schätzung Fraunhofer ISE werden bis 2030 hierzulande Speicherkapazitäten von bis zu 100 GWh erforderlich sein, um die natürlichen Schwankungen der Erneuerbaren auszugleichen. Die dafür erforderlichen Technologien für gleichermaßen günstige wie leistungsfähige Speicher sind noch nicht vorhanden, allenfalls im Entwicklungsstadium erkennbar (Natrium-Schwefel-Batterie).

- Die **Energiepartnerschaften** zur Kooperation mit Ländern, in denen Energie sehr günstig aus regenerativen Quellen erzeugt werden kann, müssen intensiviert und ausgebaut werden. Dabei geht es nicht nur darum Importe von beispielsweise grünem Wasserstoff nach Europa sicherzustellen, sondern auch die klimafreundliche Energiewende vor Ort voranzutreiben, so dass auch die Erzeugungsorte profitieren. Europäisches Engagement kann dann gleichzeitig für Wachstum und Beschäftigung vor Ort sorgen und den Ausbau der erneuerbaren Energie weltweit beschleunigen. Um einen schnellen Hochlauf zu gewährleisten, braucht es gut handhabbare und gleichzeitig pragmatische Regeln für Herkunftsnachweise. Diese sollten zudem möglichst anschlussfähig an vergleichbare Standards etwa in den USA sein, um Nachteile beim Import für europäische Käufer zu vermeiden.

Handlungsfähiger Staat

- Die **Verwaltungseffizienz** lässt sich ebenfalls durch bundesweit einheitliche digitale Standards erhöhen. Damit Planungs- und Genehmigungsverfahren endlich beschleunigt werden können, ist eine klare Top-down-Steuerung vonnöten, die den handelnden Personen in den Behörden klare Orientierung in Form von standardisierten Prozessen, Checklisten und typisierten Verfahren gibt. Eine seitens der Politik klar vorgegebene Prioritätensetzung, die wie schon beim Ausbau der Erneuerbaren als überwiegendes öffentliches Interesse gesetzlich festgelegt wurde, muss sich zum einen auch auf andere Bereiche der Transformation wie der Genehmigung klimafreundlicher Industrieanlagen, Verkehrswegen und Leitungsinfrastrukturen erstrecken und zum anderen den Verantwortlichen in den Behörden langwierige Prüfungsschleifen zur Absicherung ersparen. Konstruktive Ideen dafür sind zahlreich vorhanden, es fehlt nur noch an einem koordinierten Bund-Länder-Vorgehen und verantwortlichen Stabsstellen beispielsweise auf Ebene der Bezirksregierungen, die die Planungs- und Genehmigungsprozesse koordinieren, Fachpersonal aus unterschiedlichen Behörden für ähnliche Verfahren bündeln und mit den Antragstellern zielgerichtet zusammenarbeiten.
- Die **Digitalisierung** ist ein entscheidender Enabler zur Steigerung von Energie- und Ressourceneffizienz. Mithilfe von Sensorik und intelligenter Steuerung lassen sich viele Prozesse so optimieren, dass weniger Input von Material und Energie notwendig ist. Digitale Geschäftsmodelle zur Steuerung dezentraler Stromerzeugung sind längst etabliert und müssen sich auch auf der Nachfrageseite durchsetzen, damit die Verbraucher viel flexibler auf die Verfügbarkeit günstiger Energie reagieren können. Eine Voraussetzung ist die flächendeckende Ausrüstung der Haushalte mit Smart Metern. Auch zur Kreislaufführung von Materialien sind Konzepte wie der digitale Produktpass geeignet. Für die Datenflüsse zwischen Unternehmen, aber auch mit der Verwaltung braucht es klare Standards, die für die Sicherheit der Daten sorgen. Die Breitbandverfügbarkeit ist ohnehin eine Grundvoraussetzung, bei der es weiterhin nicht nur bundesweit, sondern auch regional hakt (Büchel und Röhl, 2023).

Transformationsfähige Unternehmen

- Die **Förderinstrumente** auf europäischer und nationaler Ebene sind das Gegenstück zur Verknappung und Bepreisung von CO₂-Emissionen, denn sie sorgen dafür, dass der Einsatz von klimafreundlichen Technologien und die Entwicklung von klimaneutralen Produkten schneller profitable Geschäftsmodelle werden und sich entsprechende Investitionen im wahrsten Sinne des Wortes schneller bezahlt machen. Der Ansatz der US-amerikanischen Regierung hat vorgemacht, wie zielgerichtete Instrumente einfach und pragmatisch ausgestaltet werden können und damit die Europäische Kommission unter Handlungsdruck gesetzt. Diese muss nun den Spagat zwischen ähnlich schlagkräftigen Programmen und einer Sicherstellung der Funktionsfähigkeit des europäischen Binnenmarktes bewältigen.

Mit den IPCEIs und dem Net Zero Industry Act hat sie dazu nun Fahrt aufgenommen. Auf Bundesebene werden die Klimaschutzverträge eine wichtige Rolle spielen können, um Industrietransformation an deutschen Standorten zu ermöglichen. Gleichzeitig wird auch in die Breite der Wirtschaft investiert werden müssen. Förderinstrumente für den Import von klimaneutralen Energieträgern wie das Doppelauktionsmodell H2 Global haben Vorbildcharakter und sollten weiter ausgebaut werden.

- Die **Resilienz** der Lieferketten ist von großer Bedeutung, um einseitige Importabhängigkeiten gerade bei Zukunftstechnologien zu vermeiden. Im vergangenen Jahr stammten 87 Prozent der nach Deutschland importierten Solarmodule aus China, auch bei wichtigen Rohstoffen ist Deutschland enorm auf die Volksrepublik angewiesen. Deshalb müssen Lieferbeziehungen diversifiziert und Risiken in den Lieferketten minimiert werden. Die einheimische Produktion von weltweit gehandelten Vorprodukten ist dabei nur eine Option, die sorgfältig mit den Vorteilen der internationalen Arbeitsteilung abzuwägen ist.
- Die **Nachfrage** nach innovativen klimafreundlichen Produkten ist aufgrund höherer Kosten zunächst häufig gering, es fehlen Leitmärkte für grüne Produkte. Für Unternehmen, die ihre Produktion dekarbonisieren wollen, erschwert sich damit allerdings die Transformation: Mehr als jedes dritte Unternehmen gab im Rahmen einer IW-Befragung im Januar 2023 an, bei der Umsetzung des EU Green Deals durch unklare Kosten-Nutzen-Relationen gehemmt zu werden, fast jedes fünfte Unternehmen erfährt bereits fehlende Akzeptanz bei Geschäftspartnern und Kunden. Gleichzeitig haben sich viele Unternehmen bereits selbst Ziele zur Minderung der Treibhausgasemissionen gesetzt und fragen deshalb verstärkt CO₂-ärmere Vorprodukte nach. Auch der Staat tritt selbst in vielen Bereichen, sei es zum Bau von Infrastruktur oder Verwaltungsgebäuden, als großer Nachfrager auf. Er kann bei der Auftragsvergabe die Verwendung klimaneutraler Materialien zur Bedingung machen, emissionsarme Fahrzeuge zu erwerben und Anreize zur Verwendung klimaneutraler Bau- und Grundstoffe zu schaffen. Die öffentliche Beschaffung und private Akteure können durch ihre vermehrte Nachfrage nach klimafreundlichen Produkten dabei unterstützen, innovative CO₂-arme Produkte am Markt zu etablieren. Voraussetzung dafür ist die Bildung erster grüner Leitmärkte durch die Koordination von Standards auf europäischer Ebene.
- Die **Koordination** der internationalen Klimapolitik ist angesichts der globalen Dimension des Klimawandels unerlässlich. Erfolge bei der Vermeidung von Emissionen in einer Region verpuffen, wenn gleichzeitig andernorts der Ausstoß von Treibhausgasen steigt, weil beispielsweise energieintensive Produktion lediglich an einen anderen Standort verlagert wird. Bei der Verabschiedung von Standards, der Einführung von Quoten und der Begrenzung und Bepreisung von Emissionen sind Allianzen von Regionen und Staaten, die aktiv Klimapolitik betreiben, erforderlich. Andernfalls drohen Protektionismus, Subventionswettbewerb und Abschottung, die einer erfolgreichen internationalen Klimapolitik entgegenstehen. Ein erster Schritt können sektorale bilaterale Vereinbarungen sein, die so ausgelegt werden, dass sie auch Teil eines Handelsabkommens werden können. Angelehnt an das Konzept des Klimaclubs kommt es darauf an, dass Öffnungsklauseln für weitere potenzielle Partner von vornherein vorgesehen werden. Wenn sich die Nationen mit den höchsten Emissionen beteiligen und sich nicht nur gegenseitige klimapolitische Verpflichtungen auferlegen, sondern auch untereinander Handelsbarrieren abbauen, steigt der Anreiz für Dritte sich zu beteiligen und stärkt die internationale Klimapolitik.

Erdgas bleibt bis auf Weiteres ein entscheidender Faktor zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Zur schnelleren Ablösung von Erdgas kommt nur ein beschleunigter Ausbau der Versorgung mit Erneuerbaren Energien in Frage, also mehr Erzeugungsanlagen, Speichermöglichkeiten, Transportnetze und die Verfügbarkeit von strombasierten Energieträgern wie Wasserstoff. Die für den Ausbau von Wind, Solar und Wasserstoff ausgegebenen Ziele für 2030 sind aber nur dann zu erreichen, wenn die in diesem Kapitel dargelegten Handlungsfelder im „Deutschland-Tempo“ und mit großer Klarheit und Konsequenz angepackt werden.

Gelingt es, den Anteil der Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung trotz steigenden Strombedarfs wie geplant auf 80 Prozent zu steigern, den Ausbau von Wärmepumpen auch im Bestand marktwirtschaftlich voranzutreiben und grünen Wasserstoff in den notwendigen Mengen und zu wettbewerbsfähigen Preisen zu beschaffen, kann die „Brücke“ Erdgas kürzer ausfallen als bisher vorgesehen. Auf diese Weise kann die kritische Übergangsphase, in der wir uns derzeit befinden, in der Industrietransformation und Umbau der Energieversorgung gleichzeitig mit staatlichen Mitteln vorangetrieben werden müssen, während fossile Energie teurer, grüner Wasserstoff noch kaum verfügbar und internationale Wettbewerber weniger oder gar keine ambitionierten Klimaziele verfolgen, bestmöglich bewältigt werden.

6 Abstract

The future of natural gas – how much more do we need and what comes next?

Natural gas has become increasingly important for Germany in the last three decades, be it for heating buildings, providing process heat in industry or generating electricity. At the same time, the dependence on imports of natural gas has risen to almost 100 percent in recent decades, with most of the imports coming from Russia. Accordingly, Germany's energy supply was hit hard last year by the failure of its largest gas supplier. Part of this can now be compensated for by the increased import of liquefied natural gas. The United States, in particular, sent LNG tankers to Europe. The lower LNG demand from China, the largest buyer of LNG, came at the right time from the EU's point of view and created the free capacity on the world market that was urgently needed in Europe. As a result, LNG, as well as gas savings from households and industry as well as additional pipeline imports from Norway, made a decisive contribution to securing the supply situation. Germany, which has only been operating its own LNG terminal since the end of last year, benefited from LNG terminals in Belgium and the Netherlands in 2022. By summer 2024, further floating LNG terminals will be built on the German North Sea and Baltic Sea coasts and gradually secure gas supplies in Germany. While concerns about empty gas storage facilities and cold apartments for the coming winter still remain, there are already signs of a permanently higher price level for natural gas in Germany when an easing has set in compared to the large price jumps in autumn 2022. On average, LNG has been more expensive than pipeline gas in recent years and the world market will remain tight in the coming years in view of the high demand, especially from Asia. A return to pre-crisis prices is therefore not to be expected in the foreseeable future. As a result, the competitiveness of Germany as a business location remains impaired and the bridging technology of natural gas is wobbly.

The changed price path increases the transformation pressure to reduce gas consumption faster than previously planned and to enable households and companies to switch to competitive climate-neutral energy sources as soon as possible. However, the key alternatives to natural gas as a bridging technology, renewable electricity and climate-neutral hydrogen, are a long time coming. A look at the expansion figures for wind and solar power in recent years shows that the targets for 2030 can only be achieved by accelerating the annual expansion that has not yet been achieved. When it comes to establishing a climate-friendly hydrogen supply, the achievement of national electrolysis targets by 2030 also remains uncertain. Importing large quantities of hydrogen by 2030 is also proving difficult. In order for the energy transition to gain momentum, consistent political decisions are necessary. These serve not only to achieve the climate targets, but also to establish a competitive, climate-neutral energy supply in Germany in the near future. In view of the significantly deteriorated price situation for fossil fuels, "business as usual" is not an alternative, a transitional period of several years without the prospect of foreseeably better location conditions is too long for the entrepreneurial investment horizon. The broad and cost-effective availability of renewable energies and the green energy sources generated from them are the key to making the "bridge" of natural gas smaller than previously planned and thus making the heat and transport transition a success in addition to the energy transition. The sooner this succeeds, the more likely it is that profitable climate-friendly business models will emerge that do not require government support. Until then, state funds will be needed with the highest priority for infrastructure expansion. What is needed are effective, unbureaucratic funding instruments, incentive-compatible regulation, functioning infrastructures as well as political investment in energy partnerships, resilient supply chains and international coordination of climate policy.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Bilanz der Erdgasversorgung 2021 und 2022	9
Tabelle 2-1: LNG-Terminals in Deutschland	20
Tabelle 3-1: CO ₂ -Faktoren für ausgewählte Energieträger	25

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Primärenergieverbrauch im Jahr 2022	5
Abbildung 1-2: Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch in Deutschland	6
Abbildung 1-3: Erdgasabsatz 2022 nach Kundengruppen.....	6
Abbildung 1-4: Anteil von Erdgas am Endenergieverbrauch.....	7
Abbildung 1-5: Nettoimporte von Erdgas.....	8
Abbildung 1-6: Gasimporte in Deutschland im Jahr 2022	9
Abbildung 1-7: Gasverbrauch 2022	10
Abbildung 1-8: Gaseinsparungen in der europäischen Industrie in 2022	11
Abbildung 1-9: Produktionsindex Gewerbe	12
Abbildung 2-1: LNG-Importe füllen russische Erdgaslücke	13
Abbildung 2-2: Infobox Klimaauswirkungen Flüssiggas	15
Abbildung 2-3: Erwartete Regasifizierungskapazität bis 2030	21
Abbildung 2-4: LNG-Preise im Normalfall teurer als Pipelinegas	24
Abbildung 3-1: Klimaauswirkungen Erdgas	25
Abbildung 3-2: Primärenergieverbrauch Erdgas	26
Abbildung 3-3: Erdgas in der deutschen Stromerzeugung.....	27
Abbildung 3-4: Infobox Flexibilität	28
Abbildung 3-5: Gaskraftwerke heute (Ist) und im Jahr 2030 beziehungsweise 2045 (Szenarien)	30
Abbildung 3-6: Infobox Beitrag der Atomkraft.....	31
Abbildung 3-7: Anteil von Atomkraftwerken an der Stromproduktion	32
Abbildung 3-8: Heizungstypen im Wohnungsbestand in Deutschland 2020	33
Abbildung 3-9: Anteil verschiedener Heizungstypen im Wohnungsneubau (Baugenehmigungen).....	34
Abbildung 3-10: Energieverbrauch der Industrie nach Energieträgern und Verwendungszwecke für Erdgas in der Industrie in Deutschland im Jahr 2021	35
Abbildung 3-11: Vier-Stufen-Modell einer klimaneutralen Prozesswärmeversorgung	36
Abbildung 4-1: Anteil erneuerbarer Energien	38
Abbildung 4-2: Ausbau Wind an Land	39
Abbildung 4-3: Ausbau Wind auf See	40
Abbildung 4-4: Status von Windenergieprojekten auf See im Jahr 2022.....	40
Abbildung 4-5: Zubau Photovoltaik	41
Abbildung 4-6: Entwicklung der Generatorleistung genehmigter Windanlagen in Deutschland	42
Abbildung 4-7: Elektrolysekapazität in Deutschland.....	44
Abbildung 4-8: Weltweite Elektrolyseprojekte nach Status.....	45
Abbildung 4-9: Heutiger fossiler Wasserstoffbedarf gegenüber geplanten Elektrolyseprojekten	46
Abbildung 5-1: Schaubild Erdgasausstieg und Alternativen.....	50

Literaturverzeichnis

AGEE-Stat – Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien-Statistik, 2022, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html [22.03.2023]

AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2022a, Energieverbrauch fällt 2022 auf niedrigsten Stand seit der Wiedervereinigung, <https://ag-energiebilanzen.de/energieverbrauch-faellt-2022-auf-niedrigsten-stand-seit-der-wiedervereinigung/> [05.04.2023]

Agora Energiewende, 2017, Flexibility in thermal power plants – With a focus on existing coal-fired power plants, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Flexibility_in_thermal_plants/115_flexibility-report-WEB.pdf [05.04.2023]

AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2022b, Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland – Daten für die Jahre von 1990 bis 2021, https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/09/awt_2021_d.pdf [05.04.2023]

Agora Energiewende / Prognos, Öko-Institut / Wuppertal-Institut, 2021, Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf [22.03.2023]

BAFA – Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2021, Informationsblatt CO₂-Faktoren, https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/eew_infoblatt_co2_faktoren_2021.html [22.03.2023]

BAFA – Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2023, Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW), https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html [22.03.2023]

Bardt, Hubertus, 2023, Rohstoffsicherheit: Ein Scheinriese, <https://www.iwkoeln.de/presse/in-den-medien/hubertus-bardt-ein-scheinriese.html> [20.04.2023]

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2022, Die Energieversorgung 2022 – Jahresbericht, https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2022_final_20Dez2022.pdf [22.03.2023]

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2022b, Wärmeverbrauchsanalyse, https://www.bdew.de/media/documents/20220511_W%C3%A4rmeverbrauchsanalyse_Foliensatz_2022_final.pdf [22.03.2023]

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2023, Erdgasdaten aktuell, Foliensatz Stand April 2023, Berlin

BDI – Bundesverband der Deutschen Industrie, 2021, Klimapfade 2.0, <https://web-sets.bcg.com/f2/de/1fd134914bfaa34c51e07718709b/klimapfade2-gesamtstudie-vorabversion-de.pdf> [22.03.2023]

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften, 2020, Klimabilanz von Erdgas: Literaturstudie zu Methanemissionen bei der Erdgasförderung sowie dem Flüssiggas- und Pipelinetransport nach Deutschland, https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/bgr_literaturstudie_methanemissionen_2020.pdf [22.03.2023]

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022a, Energiedaten: Gesamtausgabe, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html> [05.04.2023]

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022b, Pressemitteilung: Energiedaten und -szenarien, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/11/20221115-habeck-erste-anleger-fur-flussigerdgas-in-wilhelmshaven-zentraler-baustein-fur-die-sicherung-unserer-energieversorgung.html> [05.04.2023]

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022c, Fortschrittsbericht Energiesicherheit, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0325_fortschrittsbericht_energiesicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=14 [05.04.2023]

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022d, Grünes Licht für grüne Fernwärme, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/08/20220802-grunes-licht-fur-grune-fernwarme.html#:~:text=F%C3%BCr%20den%20klimaneutralen%20Umbau%20der,einbinden%20und%20an%20Haushalte%20verteilen> [05.04.2023]

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022e, Überblickspapier Osterpaket, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.pdf?__blob=publicationFile&v=12 [05.04.2023]

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023a, Fracking, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/fracking.html> [05.04.2023]

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023b, Bericht des Bundeswirtschafts- und Klimaschutzministeriums zu Planungen und Kapazitäten der schwimmenden und festen Flüssigerdgasterminals

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023c, Überarbeiteter Entwurf für die Weiterentwicklung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) nach erfolgter Ressortabstimmung

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023d, FAQ zum Marktanreizprogramm (MAP), https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Standardartikel/FAQ/faq_map.html#docfe6e1bfa-ae61-4302-84fa-a29be2f8ddbabodyText12 [05.04.2023]

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023e,

Bähr, Cornelius / Bothe, David / Braendle, Gregor / klink, Hilmar / Lichtblau, Karl / Sonnen, Lino, 2023, Die Zukunft der energieintensiven Industrien in Deutschland Zwischenbericht: Energiekosten energieintensiver Industrien auf dem Weg in die Klimaneutralität – ein internationaler Vergleich, Studie im Auftrag von De- zernat Zukunft, https://www.dezernatzukunft.org/wp-content/uploads/2023/03/Zukunft-der-energieinten- siven-Industrien-Zwischenbericht-Maerz-2023-Frontier_IW_DZ.pdf [12.05.2023]

bp, 2022, bp Statistical Review of World Energy, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business- sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> [05.04.2023]

Bundesanzeiger, 2022, Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze „BEW“, <https://www.bundesanzeiger.de/pub/publication/LqynJ78mbcSrTH7IL83/con- tent/LqynJ78mbcSrTH7IL83/BAnc%20AT%2018.08.2022%20B1.pdf?inline> [22.03.2023]

Bundesnetzagentur, 2022, Kraftwerkliste, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/Elektrizi- taetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/start.html> [22.03.2023]

Bundesnetzagentur, 2023, Rückblick: Gasversorgung im Jahr 2022, https://www.bundesnetzen- tur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/Rueckblick/start.html;jsessio- nid=06D5009CD46AC2413BDD9760C2872918 [22.03.2023]

BWE – Bundesverband Windenergie, 2023, Funktionsweise und technische Fortschritte, <https://www.wind- energie.de/themen/anlagentechnik/funktionsweise/> [14.04.2023]

Cleanthinking, 2022, Energiepark Wilhelmshaven: Erst LNG, dann erneuerbares Methan und grüner Was- serstoff, [https://www.cleanthinking.de/energiepark-wilhelmshaven-erneuerbares-methan-statt-amerika- nisches-fracking-gas/#:~:text=Ab%202027%20will%20Tree%20Energy,Tonnen%20Wasserstoff\)%20werden.](https://www.cleanthinking.de/energiepark-wilhelmshaven-erneuerbares-methan-statt-amerika- nisches-fracking-gas/#:~:text=Ab%202027%20will%20Tree%20Energy,Tonnen%20Wasserstoff)%20werden.) [22.03.2023]

David, Andrei / Brian, Vad Mathiesen /Helge, Averbalk, Sven Werner, and Henrik Lund. 2017. „Heat Road- map Europe.“

Dena – Deutsche Energieagentur, 2021, dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Auf- bruch_Klimaneutralitaet.pdf [22.03.2023]

Destatis – Statistisches Bundesamt, 2023, Produktionsentwicklung in energieintensiven Industriezweigen , <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/ Gra- fik/ Interaktiv/produktionsentwicklung-energieintensiven-industriezweige.html> [22.03.2023]

Destatis – Statistisches Bundesamt, 2023b, Bruttostromerzeugung in Deutschland <https://www.desta- tis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/Tabellen/bruttostromerzeugung.html> [21.04.2023]

Deutsche Windguard, 2022, Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland – Jahr 2021, https://www.windguard.de/jahr-2021.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/windenergiestatistik/2021/Jahr/Status%20des%20Offshore-Windenergieausbaus_Jahr%202021.pdf [22.03.2023]

DLF – Deutschlandfunk, 2023, Ungarn schließt Zusatzabkommen über russische Gaslieferungen, <https://www.deutschlandfunk.de/ungarn-schliesst-zusatzabkommen-ueber-russische-gaslieferungen-112.html> [12.04.2023]

DLR – Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, 2016, Wasserstoffverbrennung in Gasturbinen, https://www.dlr.de/content/de/artikel/news/2016/20160302_wasserstoffverbrennung-in-gasturbinen-europaeischer-forschungsrat-foerdert-dlr-verbrennungsforscher-mit-consolidator-grant_16965.html [22.03.2023]

Doré, Larissa / Fishedick, Manfred / Fischer, Andreas / Hanke, Thomas / Holtz, Georg / Krüger, Christine / Lechtenböhmer, Stefan / Samadi, Sascha / Saurat, Mathieu / Schneider, Clemens / Tönjes, Annika, 2023, SCI4climate.NRW, 2023, Treibhausgasneutralität bis 2045 – Ein Szenario aus dem Projekt SCI4climate.NRW, Wuppertal Institut & Institut der deutschen Wirtschaft, Köln

EIA – Energy Information Administration, 2023, Natural gas explained, Where our natural gas comes from, <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/where-our-natural-gas-comes-from.php> [22.03.2023]

Energy Tracker Asia, 2022, The Global LNG Market and Long-Term Contracts – A Barrier to Net-Zero 2050, <https://energytracker.asia/the-global-lng-market-and-long-term-contracts-a-barrier-to-net-zero-2050/> [12.04.2023]

Entsog – Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas, SYSTEM DEVELOPMENT MAP 2020 / 2021, https://www.entsog.eu/sites/default/files/2022-01/ENTSOG_GIE_SYSDEV_2020-2021.pdf [28.03.2023]

Europäische Kommission, 2023, Quartly Gas market report, <https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-01/Quarterly%20report%20on%20European%20gas%20markets%20Q3%202022.pdf>, [22.03.2023]

Eurostat, 2023, Electricity and heat statistics, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_and_heat_statistics#Production_of_electricity [28.03.2023]

Fachagentur Wind, 2023, Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2022, https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Gesamtjahr_2022.pdf [13.04.2023]

FAZ – Frankfurter Allgemeine, Der Stoff für die Energiewende wird knapp, <https://zeitung.faz.net/fas/wirtschaft/2023-04-09/50435e40503ac97c804cbfcefd61/?GEPc=s9> [20.04.2023]

Fischer, Andreas / Küper, Malte, 2022, Die Bedeutung russischer Gaslieferungen für die deutsche Energieversorgung. Untersuchung bestehender Lieferbeziehungen und Ausblick auf die weitere Entwicklung, Gutachten im Auftrag der Atlantik Brücke e.V., Köln

Fraunhofer ISE – Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, 2023, Photovoltaics Report, <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf> [14.04.2023]

FZ Jülich – Forschungszentrum Jülich, 2022, Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045, https://user.fz-juelich.de/record/908382/files/Energie_Umwelt_577.pdf [28.03.2023]

Grömling, Michael, 2022, Ökonomische Verluste in Deutschland durch Pandemie und Krieg, IW-Kurzbericht, Nr. 91, Köln

Handelsblatt, 2022, China sichert sich für 27 Jahre Erdgas aus Katar, <https://www.handelsblatt.com/politik/international/lng-china-sichert-sich-fuer-27-jahre-erdgas-aus-katar-/28823414.html> [22.03.2023]

Handelsblatt, 2023, So wirkt sich Flüssigerdgas auf das Klima aus, <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/umweltsuende-oder-klimaretter-so-wirkt-sich-fluessigerdgas-auf-das-klima-aus/28934426.html> [22.03.2023]

IGU – International Gas Union, 2022, World LNG Report 2022, <https://www.igu.org/resources/world-lng-report-2022/> [22.03.2023]

IRENA – International Renewable Energy Agency, 2019, Future of Solar Photovoltaic, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf [14.04.2023]

IEA – Internationale Energieagentur, 2019, The Future of Hydrogen Report prepared by the IEA for the G20, Seizing today's opportunities, https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf [17.04.2023]

IEA – Internationale Energieagentur, 2022a, Age profile of nuclear power capacity in selected regions, <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/age-profile-of-nuclear-power-capacity-in-selected-regions-2019> [22.03.2023]

IEA – Internationale Energieagentur, 2022b, Hydrogen Project Database, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database> [14.04.2023]

IEA – Internationale Energieagentur, 2022c, Hydrogen Energy system overview, <https://www.iea.org/reports/hydrogen> [14.04.2023]

IEA – Internationale Energieagentur, 2023, Europe’s energy crisis: What factors drove the record fall in natural gas demand in 2022?, <https://www.iea.org/commentaries/europe-s-energy-crisis-what-factors-drove-the-record-fall-in-natural-gas-demand-in-2022> [22.03.2023]

IEA – Internationale Energieagentur, 2023b, Baseline European Union gas demand and supply in 2023 <https://www.iea.org/reports/how-to-avoid-gas-shortages-in-the-european-union-in-2023/baseline-european-union-gas-demand-and-supply-in-2023> [20.04.2023]

IEA – Internationale Energieagentur, 2023c, Natural gas markets remain tight as uncertainty persists around Chinese LNG demand and further supply cuts by Russia <https://www.iea.org/news/natural-gas-markets-remain-tight-as-uncertainty-persists-around-chinese-lng-demand-and-further-supply-cuts-by-russia> [20.04.2023]

IN4Climate.NRW, 2021, Klimaneutrale Prozesswärme, <https://www.energy4climate.nrw/industrie-produktion/energiebedarf-der-industrie/klimaneutrale-prozesswaerme> [22.03.2023]

IN4climate.NRW, 2022, Prozesswärme für eine klimaneutrale Industrie. Impulspapier der Initiative IN4climate.NRW. Düsseldorf, https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_IN4climate.NRW/2022/prozesswaerme-fuer-eine-klimaneutrale-industrie-impulspapier-der-initiative-in4climatenrw-cr-nrwenergy4climate.pdf [22.03.2023]

IN4climate.NRW, 2023, Wärmewende jetzt gestalten: Mit Strategie zur klimaneutralen Prozesswärme, <https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Industrie-Produktion/Mit-Strategie-zur-klimaneutralen-Prozesswaerme-cr-nrwenergy4climate.pdf> [18.04.2023]

KBA – Kraftfahrt-Bundesamt, 2022, Der Fahrzeugbestand am 1. Januar 2022, https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Fahrzeugbestand/2022/pm10_fz_bestand_pm_komplett.html [22.03.2023]

Küper, Malte / Obst, Thomas, 2023, Energieintensive Produktion bricht stärker als während der Pandemie ein, IW-Kurzbericht, Nr. 19, Köln / Berlin

Küper, Malte, 2022, Grüne Fernwärme in Deutschland noch nicht verbreitet, iwd, <https://www.iwd.de/artikel/gruene-fernwaerme-in-deutschland-noch-nicht-verbreitet-555678/> [22.03.2023]

LNG-Beschleunigungsgesetz, 2022, Gesetz zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases, <https://www.gesetze-im-internet.de/lngg/BJNR080200022.html> [22.03.2023]

McWilliams, Ben / Sgaravatti, Giovanni / Zachmann, Georg, 2021, European natural gas imports, Bruegel Datasets, <https://www.bruegel.org/publications/datasets/european-natural-gas-imports/> [12.04.2023]

Natural Gas World, 2021, Chinas’s storage shortage, <https://www.naturalgasworld.com/chinas-storage-shortage-ngw-magazine-85170> [22.03.2023]

NewClimate Institute, 2022, Pläne für deutsche Flüssigerdgas-Terminals sind massiv überdimensioniert, https://newclimate.org/sites/default/files/2022-12/lng_deutschland_web_0.pdf [12.04.2023]

OnVista, 2022, Tschechien sichert sich Flüssiggas-Kapazitäten in den Niederlanden, <https://www.onvista.de/news/2022/07-19-tschechien-sichert-sich-fluessiggas-kapazitaeten-in-den-niederlanden-10-26015997> [22.03.2023]

Reuters, 2023, U.S. poised to regain crown as world's top LNG exporter, <https://www.reuters.com/business/energy/us-poised-regain-crown-worlds-top-lng-exporter-2023-01-04/> [12.04.2023]

Riemer, M.; Schreiner, F.; Wachsmuth, J., 2022, Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia. Analysis of Technical Feasibility und Economic Considerations. Karlsruhe: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI.

Ritchie, Hannah / Roser, Max / Rosado, Pablo, 2022, Nuclear Energy Published online at OurWorldInData.org, <https://ourworldindata.org/nuclear-energy#citation>, [15.03.2023]

SCI4climate.NRW, 2022, Quantitativer Vergleich aktueller Klimaschutzszenarien für Deutschland, https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_SCI4climate.NRW/Szenarien/2022/samadi-2022-vergleich-aktueller-klimaschutzszenarien-fuer-deutschland-cr-sci4climatenrw.pdf [22.03.2023]

Schüwer, Dietmar / Arnold, Karin / Lechtenböhrer, Stefan et al., 2010, Erdgas: Die Brücke ins regenerative Zeitalter, Wuppertal, https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/3536/file/3536_Erdgas.pdf [22.03.2023]

S&P Global, 2021, How will China's gas storage development alter LNG import seasonality?, <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/research-analysis/how-will-chinas-gas-storage-development-alter-lng-import.html> [22.03.2023]

Shell, 2022, Shell LNG Outlook, <https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2022.html#iframe=L3dIYmFwcHMvTE5HX291dGxvb2tfMjAyMi8> [12.04.2023]

SPD / Die Grünen / FDP, 2021, Koalitionsvertrag 2021 – 2025, https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf [22.03.2023]

Spiegel, 2022b, Warum die Umrüstung von Gaskraftwerken schwierig wird, <https://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/wasserstoff-warum-die-umruestung-von-gaskraftwerken-schwierig-wird-a-a0ca942b-ba6c-4074-93be-842cc6ece956> [12.04.2023]

Spiegel, 2022a, Deutschlands merkwürdiger Deal, <https://www.spiegel.de/wirtschaft/lng-fuer-deutschland-was-hinter-dem-katar-deal-steckt-a-fe215449-8122-4f9a-b811-b55265281a21> [12.04.2023]

Staiß, F. et al., 2022, Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München.

Süddeutsche, 2022, EU will gemeinsamen Gaseinkauf erzwingen, <https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/eu-gaspreisdeckel-kommission-plattform-strompreise-einkauf-1.5676178> [12.04.2023]

TableMedia, 2023, Wirtschaftsministerium prognostiziert Überkapazitäten bei LNG-Terminals, <https://table.media/climate/analyse/wirtschaftsministerium-prognostiziert-ueberkapazitaeten-bei-Ing-terminals/> [12.04.2023]

Tagesschau, 2023, An Russlands "Gasleine"?, <https://www.tagesschau.de/ausland/europa/oesterreich-russland-101.html> [12.04.2023]

Timera Energy, 2021, Drivers of the JKM vs TTF price relationship, <https://timera-energy.com/drivers-of-the-jkm-vs-ttf-price-relationship/> [12.04.2023]

Tractebel Engie, 2018, Rekordwirkungsgrad – 62,4% für ein Gas- und Dampf-Kombikraftwerk, <https://tractebel-engie.de/de/nachrichten/2018/rekordwirkungsgrad-fuer-ein-gud-kraftwerk> [22.03.2023]

UBA – Umweltbundesamt, 2019, Wie klimafreundlich ist LNG? Kurzstudie zur Bewertung der Vorkettenemissionen bei Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG), https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-05-15_cc_21-2019_roadmap_gas_Ing.pdf [12.04.2023]

UBA – Umweltbundesamt, 2023, Kraftwerke: konventionelle und erneuerbare Energieträger, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraftwerke-konventionelle-erneuerbare#wirkungsgrad-fossiler-kraftwerke> [12.04.2023]

Uniper, 2022, Erstes Deutsches LNG-Terminal wird in Wilhelmshaven eröffnet, <https://www.uniper.energy/news/de/erstes-deutsches-Ing-terminal-wird-in-wilhelmshaven-eroeffnet> [12.04.2023]

VDI – Verein Deutscher Ingenieure, 2022, Stellungnahme H2-Readiness von LNG-Terminals, <https://blog.vdi.de/h2-readiness-von-Ing-terminals> [12.04.2023]

Weltbank, 2023, „Pink Sheet“ Data, Monthly prices, <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>, [12.04.2023]

Zukunft Gas, 2022, Dekarbonisierungspartner der Industrie, <https://gas.info/industrie>, [12.04.2023]