

Endbericht

Erdgas als Brücke auf dem Weg zur Klimaneutralität in Deutschland

Eine Neubewertung angesichts der aktuellen geopolitischen Lage



Endbericht

Erdgas als Brücke auf dem Weg zur Klimaneutralität in Deutschland

Eine Neubewertung angesichts der aktuellen geopoliti-
schen Lage

Von
Ravi Srikandam, Projektleiter (Prognos AG)
Sebastian Lübbers, stellv. Projektleiter (Prognos AG)
Moritz Bornemann (Prognos AG)
Jens Hobohm (Prognos AG)
Stefan Mellahn (Prognos AG)
Aurel Wünsch (Prognos AG)

Im Auftrag der
KfW Bankengruppe
Abschlussdatum
Juni 2023

Das Unternehmen im Überblick

Prognos – wir geben Orientierung.

Wer heute die richtigen Entscheidungen für morgen treffen will, benötigt gesicherte Grundlagen. Prognos liefert sie – unabhängig, wissenschaftlich fundiert und praxisnah. Seit 1959 erarbeiten wir Analysen für Unternehmen, Verbände, Stiftungen und öffentliche Auftraggeber. Nah an ihrer Seite verschaffen wir unseren Kunden den nötigen Gestaltungsspielraum für die Zukunft – durch Forschung, Beratung und Begleitung. Die bewährten Modelle der Prognos AG liefern die Basis für belastbare Prognosen und Szenarien. Mit rund 180 Expertinnen und Experten ist das Unternehmen an neun Standorten vertreten: Basel, Berlin, Bremen, Brüssel, Düsseldorf, Freiburg, Hamburg, München und Stuttgart. Die Projektteams arbeiten interdisziplinär, verbinden Theorie und Praxis, Wissenschaft, Wirtschaft und Politik. Unser Ziel ist stets das eine: Ihnen einen Vorsprung zu verschaffen, im Wissen, im Wettbewerb, in der Zeit.

| | |
|--|---|
| Geschäftsführer Christian Böllhoff | Rechtsform Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht; Sitz der Gesellschaft: Basel |
| Präsident des Verwaltungsrates Dr. Jan Giller | Handelsregisternummer CH-270.3.003.262-6 |
| Handelsregisternummer Berlin HRB 87447 B | Gründungsjahr 1959 |
| Umsatzsteuer-Identifikationsnummer DE 122787052 | Arbeitsprachen Deutsch, Englisch, Französisch |

| | | |
|--|---|---|
| Hauptsitz | Prognos AG Résidence Palace, Block C Rue de la Loi 155 1040 Brüssel Belgien Tel: +32 280 89-947 | Prognos AG Hermannstraße 13 (c/o WeWork) 20095 Hamburg Deutschland Tel.: +49 40 554 37 00-28 |
| Prognos AG St. Alban-Vorstadt 24 4052 Basel Schweiz Tel.: +41 61 3273-310 Fax: +41 61 3273-300 | Prognos AG Werdener Straße 4 40227 Düsseldorf Deutschland Tel.: +49 211 913 16-110 Fax: +49 211 913 16-141 | Prognos AG Nymphenburger Str. 14 80335 München Deutschland Tel.: +49 89 954 1586-710 Fax: +49 89 954 1586-719 |
| Weitere Standorte | Prognos AG Heinrich-von-Stephan-Str. 17 79100 Freiburg Deutschland Tel.: +49 761 766 1164-810 Fax: +49 761 766 1164-820 | Prognos AG Eberhardstr. 12 70173 Stuttgart Deutschland Tel.: +49 711 3209-610 Fax: +49 711 3209-609 |
| Prognos AG Goethestr. 85 10623 Berlin Deutschland Tel.: +49 30 5200 59-210 Fax: +49 30 5200 59-201 | Prognos AG Domshof 21 28195 Bremen Deutschland Tel.: +49 421 845 16-410 Fax: +49 421 845 16-428 | |

info@prognos.com | www.prognos.com | www.twitter.com/prognos_ag

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|--------------|
| Tabellenverzeichnis | VII |
| Abbildungsverzeichnis | VIII |
| Abkürzungsverzeichnis | XII |
| 1 Zusammenfassung | XIV |
| 2 English Summary | XVIII |
| 3 Einleitung | 1 |
| 4 Rolle von Erdgas in Klimaneutralitätsszenarien für Deutschland | 3 |
| 4.1 Erdgasverbrauch in der Historie | 3 |
| 4.2 Rolle von Erdgas in den Klimaneutralitätsszenarien | 4 |
| 4.3 Brückenfunktion von Erdgas in den Klimaneutralitätsszenarien | 7 |
| 4.3.1 Rolle von Erdgas im Umwandlungssektor | 8 |
| 4.3.2 Rolle von Erdgas in der Industrie | 10 |
| 4.3.3 Rolle von Erdgas im Gebäudesektor | 11 |
| 5 Darstellung der aktuellen und zukünftigen Versorgungslage auf den Erdgasmärkten | 13 |
| 5.1 Historische Entwicklung der Gasbilanz in Deutschland und Europa | 13 |
| 5.2 Aktuelle Situation und zukünftige Entwicklung der LNG-Verflüssigungs- und Regasifizierungskapazitäten in Europa und weltweit | 20 |
| 5.2.1 LNG-Verflüssigungskapazitäten | 20 |
| 5.2.2 LNG-Regasifizierungskapazitäten in Europa | 22 |
| 5.2.3 LNG-Regasifizierungskapazitäten weltweit | 25 |
| 5.3 Szenarien für die deutsche Gasversorgung | 27 |
| 5.3.1 Änderungen der Gastransportrouten | 27 |
| 5.3.2 Annahmen in den Szenarien | 28 |
| 5.3.3 Gasversorgung in Deutschland ohne direkte LNG-Importe über deutsche LNG-Terminals | 29 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 5.3.4 | Gasversorgung Deutschland mit LNG-Importen über neue LNG-Importterminals | 30 |
| 5.3.5 | Gasversorgung Deutschland mit LNG-Importen über neue LNG-Importterminals, zusätzliche Versorgung osteuropäischer Länder und Ausfall der größten einzelnen Pipeline-Verbindung. | 31 |
| 5.3.6 | Potenzieller Lock-in und Weiternutzung der festen LNG-Terminals für die Anlandung von klimaneutralen Energieträgern | 33 |
| 5.3.7 | Zwischenfazit: Gasversorgung Deutschland | 35 |
| 5.4 | LNG-Aufkommen in der EU-27 (inkl. Schweiz und UK) und weltweit | 36 |
| 5.4.1 | Storylines für die angebots- und nachfrageseitigen Analysen | 36 |
| 5.4.2 | Gasnachfrage und Importbedarf in den einzelnen Weltregionen | 38 |
| 5.4.3 | Nachfrageszenarien EU-27, Schweiz und UK | 40 |
| 5.5 | Zukünftige Gasversorgung EU-27, Schweiz und UK | 42 |
| 5.5.1 | Gasversorgung EU-27, Schweiz und UK ohne zusätzliche LNG-Lieferungen im Vergleich zum Jahr 2022 | 43 |
| 5.5.2 | Gasversorgung EU-27, Schweiz und UK mit zusätzlichem LNG-Bezug über die neuen geplanten LNG-Importterminals (mit FID oder im Bau) | 44 |
| 5.5.3 | Gasversorgung EU-27, Schweiz und UK mit zusätzlichem LNG-Bezug über die neuen geplanten LNG-Importterminals (mit FID oder im Bau), Rückgang der Pipeline-Importe ab 2030 und vollständiger Wegfall der Gaslieferungen aus Russland | 46 |
| 5.5.4 | Zwischenfazit: Gasversorgung EU-27, Schweiz und UK | 47 |
| 5.6 | Zukünftige weltweite LNG-Bilanz | 49 |
| 5.6.1 | Gaslieferungen aus Russland nach China | 49 |
| 5.6.2 | Weltweite LNG-Bilanz | 49 |
| 5.6.3 | Zwischenfazit – weltweite LNG-Nachfrage | 54 |
| 6 | Auswirkungen der aktuellen und zukünftigen Situation auf den Erdgasmärkten auf die Gaspreise | 56 |
| 6.1 | Historische und aktuelle Situation des Erdgaspreises | 56 |
| 6.2 | Annahmen zu Gaspreisszenarien sowie die dahinter liegenden Preisbestandteile insb. von LNG-Lieferungen | 57 |
| 6.3 | Zwischenfazit: Gaspreise und Gaspreisentwicklung | 59 |
| 7 | Auswirkung der Gaskrise auf die Treibhausgasbilanz und auf die deutsche Wirtschaft | 60 |

| | | |
|-----------|---|------------|
| 7.1 | Auswirkungen der Gaskrise auf die deutschen Treibhausgasminderungsziele | 60 |
| 7.1.1 | Einfluss des Bezugs von LNG statt Pipelinegas auf die deutsche Treibhausgasbilanz | 60 |
| 7.1.2 | Umwandlung | 62 |
| 7.1.3 | Gebäude | 68 |
| 7.1.4 | Industrie | 72 |
| 7.1.5 | Blick auf weltweite Veränderungen | 76 |
| 7.1.6 | Zwischenfazit: Auswirkungen der Gaskrise auf die deutsche THG-Bilanz | 80 |
| 7.2 | Wirtschaftliche Implikationen der Gaskrise | 81 |
| 8 | Alternative Strategien zur „Brücke“ Erdgas | 84 |
| 8.1 | Veränderung der Brückenfunktion von Erdgas | 84 |
| 8.2 | Änderungen des Pfades seit Kriegsbeginn | 87 |
| 8.3 | Herausforderungen für den beschleunigten Pfad | 94 |
| 8.3.1 | Passender rechtlicher Rahmen und schnellere Genehmigungsverfahren | 94 |
| 8.3.2 | Finanzierung und Vergütung von grünen Technologien | 96 |
| 8.3.3 | Ressourcenverfügbarkeit und Zugang zu Produktionskapazitäten | 97 |
| 8.3.4 | Adressierung des Fachkräftemangels | 97 |
| 8.4 | Zwischenfazit: Alternative Strategien zur „Brücke“ Erdgas | 98 |
| 9 | Schlussfolgerungen | 99 |
| 10 | Literaturverzeichnis | 102 |
| | Impressum | 108 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|------------|---|----|
| Tabelle 1: | Übersicht dargestellter Klimaneutralitätsszenarien | 5 |
| Tabelle 2: | LNG-Verflüssigungskapazitäten weltweit (Stand Dezember 2022) | 21 |
| Tabelle 3: | Geplante LNG-Regasifizierungskapazitäten in Deutschland (Stand Juni 2023) | 24 |
| Tabelle 4: | Gasverbrauch von Produktionsbereichen in Deutschland im Jahr 2018 | 82 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|---------------|---|----|
| Abbildung 1: | Aufbau der Studie | 2 |
| Abbildung 2: | Erdgasverbrauch in den Sektoren von 2010 bis 2022, in TWh _{Hu} | 4 |
| Abbildung 3: | Vergleich von Klimaneutralitätsszenarien für die Gasnachfrage bis 2045 in Deutschland | 7 |
| Abbildung 4: | Erdgas in der installierten Leistung regelbarer Kraftwerke aktuell bis 2045, in GW | 9 |
| Abbildung 5: | Erdgas in der Nettostromerzeugung aktuell bis 2045, in TWh _{Hu} | 10 |
| Abbildung 6: | Erdgas im Endenergieverbrauch der Industrie aktuell bis 2045, in TWh _{Hu} | 11 |
| Abbildung 7: | Erdgas in der Beheizungsstruktur aktuell bis 2045, in % | 12 |
| Abbildung 8: | Historische Entwicklung der Gasbilanz für Deutschland, 2015 bis 2022 | 14 |
| Abbildung 9: | Historische Entwicklung der Gasbilanz der EU-27 inkl. Schweiz und UK, 2015 bis 2022 | 15 |
| Abbildung 10: | Gasimportmengen EU-27 aufgeteilt nach Pipeline und LNG von 2015 bis 2022 | 16 |
| Abbildung 11: | Pipeline-Lieferungen aus Russland in die EU-27 und Schweiz* von 2021 bis 2022 sowie perspektivische Lieferungen in 2023 | 17 |
| Abbildung 12: | Herkunft der LNG-Importe in die EU-27 von 2015 bis 2022 und LNG-Importe EU-27, UK und Türkei für 2022 | 18 |
| Abbildung 13: | LNG-Importstruktur EU-27, 2015 bis 2022 | 19 |
| Abbildung 14: | LNG-Verflüssigungskapazitäten weltweit in Betrieb und im Bau (Stand Dezember 2022) | 21 |
| Abbildung 15: | LNG-Regasifizierungskapazitäten Europa (Stand Dezember 2022) | 22 |
| Abbildung 16: | LNG-Regasifizierungskapazität in Europa (Stand Dezember 2022) | 23 |

| | | |
|---------------|--|----|
| Abbildung 17: | Hochlaufpfad der geplanten LNG-Regasifizierungskapazitäten in Deutschland bis 2045 | 25 |
| Abbildung 18: | LNG-Regasifizierungskapazitäten weltweit (Stand Dezember 2022) | 26 |
| Abbildung 19: | Gasversorgung Deutschland ohne direkten LNG-Bezug über deutsche LNG-Terminals | 30 |
| Abbildung 20: | Gasversorgung Deutschland mit LNG-Bezug über die in Planung und Bau befindlichen LNG-Importterminals | 31 |
| Abbildung 21: | Gasversorgung Deutschland mit LNG-Bezug über die in Planung und Bau befindlichen LNG-Importterminals | 32 |
| Abbildung 22: | Gasversorgung Deutschland mit LNG-Bezug über die in Planung und Bau befindlichen LNG-Importterminals | 33 |
| Abbildung 23: | Weltweite Gasnachfrage | 37 |
| Abbildung 24: | Regionale Gasnachfrageentwicklung weltweit in zwei Szenarien | 39 |
| Abbildung 25: | Gasimportbedarf (Differenz aus Eigenförderung und Nachfrage) der einzelnen Regionen | 40 |
| Abbildung 26: | Gasnachfrageentwicklung in der EU-27 (inkl. UK und Schweiz) in den einzelnen Szenarien | 41 |
| Abbildung 27: | Gasversorgung EU-27, UK und Schweiz | 44 |
| Abbildung 28: | Gasversorgung EU-27, UK und Schweiz | 45 |
| Abbildung 29: | Gasversorgung EU-27, Schweiz und UK | 47 |
| Abbildung 30: | Export von Gasmengen aus Russland nach China | 49 |
| Abbildung 31: | Weltweite LNG-Bilanz und Verflüssigung | 51 |
| Abbildung 32: | Weltweite LNG-Bilanz und Verflüssigung | 52 |
| Abbildung 33: | Weltweite LNG-Bilanz im Nachfrageszenario STEPS | 53 |
| Abbildung 34: | Weltweite LNG-Bilanz im Nachfrageszenario STEPS | 54 |
| Abbildung 35: | Historische und aktuelle Situation des Erdgaspreises (Day-ahead-Preise) | 57 |
| Abbildung 36: | Bereitstellungskosten von LNG mit Henry-Hub-Indexierung* | 58 |

| | | |
|---------------|--|----|
| Abbildung 37: | Preisszenarien für Erdgas auf dem Großhandel (Stand 07.07.2023) | 59 |
| Abbildung 38: | THG-Emissionen der Vorkette von Erdgas nach Lieferländern | 61 |
| Abbildung 39: | THG-Emissionen von Erdgas inklusive der Vorkette nach Lieferländern | 62 |
| Abbildung 40: | THG-Entwicklung im Umwandlungssektor 1990 bis 2030 | 63 |
| Abbildung 41: | Bruttostromerzeugung historisch von 2015 bis 2022 | 64 |
| Abbildung 42: | Year-on-Year-Änderung Bruttostromerzeugung von 2021 zu 2022 | 65 |
| Abbildung 43: | Jährlicher Zubau PV, Wind On- und Offshore 2014 bis 2022 historisch und ab 2023 Ausbaupfad gemäß EEG 2023 (Brutto-Zubau) | 66 |
| Abbildung 44: | Bruttostromerzeugung von 2022 bis 2030 | 67 |
| Abbildung 45: | THG-Emissionen im Umwandlungssektor 2022 bis 2030 | 68 |
| Abbildung 46: | THG-Entwicklung im Gebäudesektor 1990 bis 2030 | 69 |
| Abbildung 47: | Absatzstruktur Heizungssysteme 2015 bis 2022 | 70 |
| Abbildung 48: | Anzahl installierte Wärmepumpen zwischen 2010 und 2030, kumuliert | 71 |
| Abbildung 49: | Gasverbrauch der Haushalte und Gewerbe von Jan. 2022 bis Jan. 2023 | 72 |
| Abbildung 50: | THG-Entwicklung im Industriesektor 1990 bis 2030 | 73 |
| Abbildung 51: | Erdgasverbrauch in der Industrie nach Verbrauchsart 2021 | 74 |
| Abbildung 52: | Monatlicher Produktionsindex nach Wirtschaftszweigen | 75 |
| Abbildung 53: | Rückgang Gasverbrauch Industrie in der EU-27 | 76 |
| Abbildung 54: | Year-on-Year-Änderung Stromerzeugung in der EU-27 von 2021 zu 2022 | 77 |
| Abbildung 55: | EU-27 – PV-Zubau | 78 |
| Abbildung 56: | Kohleverbrauch weltweit – Anteil in der Stromerzeugung | 79 |
| Abbildung 57: | Ausgaben in Wind und PV global, in Mrd. USD | 80 |

| | | |
|---------------|--|----|
| Abbildung 58: | Vergleich ausgewählter Klimaneutralitätsszenarien für die Gasnachfrage bis 2045 in Deutschland | 85 |
| Abbildung 59: | Nettostromerzeugung in ausgewählten Klimaneutralitätsszenarien 2021, 2030 und 2045 | 86 |
| Abbildung 60: | Erdgaseinsatz in Gaskraftwerken in ausgewählten Klimaneutralitätsszenarien in 2021 und 2030 | 87 |
| Abbildung 61: | Ausbaupfad Erneuerbare Energien gemäß EEG 2023 im Vergleich zu EEG 2021 | 88 |
| Abbildung 62: | Vergleich Ausbau Gas-/Wasserstoffkraftwerke in den Szenarien vor und nach Beginn der Krise | 90 |
| Abbildung 63: | Vergleich Ausbau Wärmepumpen in den Szenarien vor und nach Beginn der Krise | 91 |
| Abbildung 64: | Vergleich Endenergieverbrauch Erdgas in der Industrie in den Szenarien vor und nach Beginn der Krise | 93 |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|-----------------------|--|
| AGEB | Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen |
| APS | Nachfrageentwicklung gemäß dem Szenario – <i>Announced Pledges</i> der IEA |
| bcm | Milliarden Kubikmeter (Mrd. m ³). Hier den Umrechnungsfaktor für 1 Kubikmeter Erdgas gemäß Eurogas Standard 10,83 TWh Ho / Mrd. m ³ . |
| BAFA | Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle |
| BMWK | Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz |
| CCUS | <i>Carbon Capture Use and Storage</i> (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung) |
| CH | Schweiz |
| CO ₂ -Äqu. | Treibhauspotential oder CO ₂ -Äquivalent |
| ENTSO-G | <i>European Network of Transmission System Operators for Gas</i> |
| FID | <i>Final Investment Decision</i> (finale Investitionsentscheidung) |
| FSRU | <i>Floating Storage Regasification Unit</i> (Schwimmende Speicher- und Regasifizierungsanlage) |
| GHG | <i>Greenhouse gas</i> (Treibhausgas) |
| Ho | oberer Heizwert |
| Hu | unterer Heizwert, Umrechnung in den oberen Heizwert mit dem Faktor 1,1 |
| IEA | <i>International Energy Agency</i> (Internationale Energie Agentur) |
| JKM | Japan-Korea-LNG-Marker |
| MWh | Megawattstunde |
| LNG | Liquid Natural Gas (Flüssigerdgas) |
| NZE | Nachfrageentwicklung gemäß dem Szenario <i>Net Zero Emissions</i> der IEA |
| Pre-FID | Investition vorgeschlagen. Finale Investitionsentscheidung noch nicht getroffen |

| | |
|-------|--|
| PV | Photovoltaik |
| STEPS | Nachfrageentwicklung gemäß dem Szenario – <i>Stated Policies</i> der IEA |
| THG | Treibhausgas |
| TWh | Terrawattstunde |
| UK | <i>United Kingdom</i> (Vereinigtes Königreich) |

1 Zusammenfassung

Der russische Angriffskrieg verändert die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Deutschland und Europa

Mit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine und den daraus resultierenden Geschehnissen ändern sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Deutschland und Europa. Die neuen Gegebenheiten erfordern, die Abhängigkeit von den russischen Energiequellen, insbesondere Erdgas, zu reduzieren. Dies kann mit einer stärkeren Diversifizierung der Gasbezugsquellen und einem Ersatz russischen Erdgases, zum Beispiel durch Liquefied Natural Gas (LNG), sowie einer schnellstmöglichen Umstellung auf erneuerbare Energieträger erfolgen. Daneben hat der Krieg auch eine Gaspreiskrise ausgelöst und das Risiko von Versorgungsengpässen erhöht.

Da in der Vergangenheit die Versorgung mit russischem Erdgas über Jahrzehnte sicher zu sein schien, weisen die vorliegenden Klimaneutralitätsszenarien für Deutschland aus dem Jahr 2021 dem Energieträger Erdgas eine wichtige Brückenfunktion beim Übergang auf erneuerbare Energien und klimafreundlichen Wasserstoff zu. Aufgrund der eben beschriebenen veränderten Rahmenbedingungen ist jedoch diese Brückenfunktion auf den Prüfstand zu stellen.

Brückenfunktion von Erdgas

Die Brückenfunktion von Erdgas bezieht sich auf die Rolle von Erdgas als Übergangslösung von fossilen Brennstoffen zu erneuerbaren Energieträgern. Die Notwendigkeit, als Übergangslösung zu fungieren, ergibt sich insbesondere daraus, dass der Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung bereits zeitlich festgelegt ist und mittelfristig umgesetzt werden muss. Um die Stromversorgung während des Übergangs zu erneuerbaren Energien zu sichern, wurde in den meisten Szenarien, die vor dem Beginn der Krise erstellt wurden, Erdgas als wichtigste Brücke gesehen. Zum einen sollen Erdgaskraftwerke mehr Strom erzeugen, bis genügend erneuerbare Energien zur Verfügung stehen, zum anderen sollen sie langfristig das Stromsystem mit ihrer festen, stets verfügbaren Leistung stützen, wenn nicht genügend Leistung aus Wind- oder PV-Anlagen zur Verfügung steht. Perspektivisch sollen die Gaskraftwerke dann fossilfrei mit grünem Wasserstoff betrieben werden.

Die vorliegende Studie zeigt, wie sich die Brückenfunktion von Erdgas auf dem Weg zur Klimaneutralität in Deutschland unter den neuen geopolitischen Rahmenbedingungen verändert. Darüber hinaus werden die Auswirkungen der Gaskrise auf die Erreichbarkeit der deutschen Treibhausgasminderungsziele für die Jahre 2030 und 2045 aufgezeigt und schließlich ein alternativer Pfad zur „Brücke“ Erdgas aufgezeigt, um das deutsche Treibhausgasminderungsziel für 2030 unter Beibehaltung einer hohen Versorgungssicherheit erreichen zu können.

Projektion von Erdgasangebot und -nachfrage

Vor Beginn des Angriffskrieges bezogen Deutschland und Europa einen Großteil ihrer Gasimporte aus Russland. Nach dem vollständigen Lieferstopp für russisches Pipelinegas muss Deutschland dies durch zusätzliche LNG-Lieferungen, Effizienzmaßnahmen und den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien kompensieren.

Um LNG in Deutschland anlanden zu können und die Versorgung langfristig zu gewährleisten, werden in Deutschland erhebliche LNG-Importkapazitäten aufgebaut. Stand Juni 2023 sind in Deutschland acht FSRU¹ und drei feste Onshore-Terminals geplant, davon sind bereits drei FSRU (in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Lubmin) mit einer Kapazität von 13,5 bcm in Betrieb. Dabei ist vorgesehen, dass die drei FSRU Brunsbüttel I, Stade I und Wilhelmshaven II so lange betrieben werden, bis die dortigen festen LNG-Terminals in Betrieb gehen. Werden die in Deutschland geplanten LNG-Terminals (Onshore/FSRU) wie dargestellt realisiert, erreicht Deutschland im Jahr 2027 eine maximale jährliche LNG-Regasifizierungskapazität von 54 bcm. Diese setzt sich aus der Summe der FSRU-Kapazität von 20 bcm² und der landseitigen Onshore-Kapazität von 34 bcm zusammen. Für den Winter 2023/24 wird aus heutiger Sicht mit einer installierten LNG-Importkapazität von 37 bcm gerechnet. Zum Vergleich: es wurden vor dem Beginn der Krise jährlich ca. 40-50 bcm Erdgas aus Russland importiert, die in Deutschland verblieben.

Der geplante Ausbau der LNG-Infrastruktur ermöglicht den Import des benötigten Gases und gewährleistet so die Versorgung in Deutschland. In einem Extremszenario, in dem die bisher noch vorhandenen Pipeline-Importe aus Russland nach Osteuropa vollständig reduziert würden und die größte einzelne Erdgas-Pipeline ausfiele, könnte allerdings trotz der neuen FSRU in den Jahren 2023 bis 2025 in Deutschland eine Versorgungslücke entstehen. In diesem Fall würde es weitergehender erheblicher Verbrauchsreduktionen bedürfen. Sollte derweil die deutsche Gasnachfrage wieder auf das Vorkrisenniveau steigen, wäre in Kombination mit der Notwendigkeit, osteuropäische Länder durch zusätzliche LNG-Transite über Deutschland mitzuversorgen, die Versorgungssicherheit Deutschlands im Jahr 2023 kurzfristig gefährdet. Indes kann es selbst unter diesen Worst-Case-Gegebenheiten zu Überkapazitäten bei den festen LNG-Terminals spätestens ab 2033 kommen. Um einen Lock-in zu vermeiden, sollte daher bereits jetzt in den Genehmigungsverfahren eine Nachnutzung der Terminals für die Anlandung von grünen Wasserstoffderivaten vorgesehen werden.

Hinsichtlich der weltweiten Versorgungssituation zeigt sich, dass in allen Szenarien in den Jahren 2023 und 2024 ein starker Wettbewerb um die verfügbaren LNG-Mengen anzuhalten droht. Bei einer Nachfrageentwicklung, bei der weltweit keine weiteren politischen Maßnahmen zur THG-Reduktion und damit zu einer Verringerung des Erdgasverbrauchs als die bereits ergriffenen umgesetzt werden (IEA-Szenario STEPS), kann die weltweite LNG-Nachfrage ab 2025 gedeckt werden. Bei einer Nachfrageentwicklung, die weltweit Klimaneutralität anstrebt (IEA-Szenario APS), kann die Nachfrage bereits ab 2024 gedeckt werden. Ab diesem Zeitpunkt würde der Bau weiterer LNG-Verflüssigungsterminals zu Überkapazitäten führen.

Ein Extremszenario für die weltweite Versorgungssituation wäre, wenn die russischen Pipeline-Gaslieferungen weltweit ausblieben, Russland weder Europa noch Asien zusätzlich über den geplanten Erweiterungsbau der Pipeline Power of Siberia 1 und den Bau der Power of Siberia 2 beliefern würde und sich gleichzeitig die Nachfrage entsprechend dem STEPS-Szenario entwickelt. In diesem Szenario stünde erst ab 2026 ausreichend LNG zur Verfügung, um die weltweite Nachfrage zu decken. Gegebenenfalls müssten in diesem Fall sogar zusätzliche LNG-Verflüssigungskapazitäten über die bereits geplanten hinaus gebaut werden, falls bestehende LNG-Terminals ausfallen sollten.

¹ Floating Storage Regasification Unit (Schwimmende Speicher- und Regasifizierungsanlage)

² Nach Redaktionsschluss zu den Analysen in dieser Studie wurde bekannt, dass zwei weitere FSRU in Mukran/Rügen mit einer Gesamtkapazität von 10-15 bcm bis 2024/25 in Betrieb gehen sollen. Teile der Kapazität sollen durch den Umzug des bereits in Lubmin in Betrieb befindlichen FSRU gedeckt werden. Ggf. entsteht keine Änderung der gesamten FSRU-Kapazität. Dies kann aber aufgrund der unklaren Informationslage nicht abschließend verifiziert werden.

Entwicklung der Gaspreise

Die Gaspreise sind bei der Veränderung der Brückenfunktion von Erdgas ein Katalysator der Entwicklung. Derzeit ist eine Prognose der Gaspreise mit großen Unsicherheiten verbunden. Nachdem der europäische Großhandelspreis für Gas Anfang September 2022 infolge des russischen Lieferstopps über die Pipeline Nord Stream 1 in der Spitze bis auf über 300 €/MWh angestiegen war, hat sich der Gaspreis im bisherigen Verlauf des Jahres 2023 inzwischen wieder auf 25 - 40 €/MWh eingependelt. Damit liegt der Gaspreis immer noch höher als in den Jahren 2010 bis 2019 (15 - 25 €/MWh). Für die zukünftige Entwicklung hängt die Höhe des Gaspreises insbesondere von der Nachfrageentwicklung und der Liquidität des LNG-Marktes ab. Bei einer weiterhin sehr hohen und konstanten weltweiten Nachfragereduktion, wie es derzeit der Fall ist, wird erwartet, dass der Gaspreis auf dem derzeitigen Preisniveau verharrt. Dabei wird der Einkauf von LNG aus den USA zu Bereitstellungskosten der Preissetzer sein. Sollte sich weltweit wieder eine hohe Gasnachfrage ab dem Winter 2023 einstellen, wird erwartet, dass der Gaspreis dann wieder steigen könnte und erst wieder durch eine deutliche Ausweitung des Angebots im Jahr 2026 eine Entspannung auftritt. Ein weiterer Nebeneffekt des Kaufs von US-LNG wird sein, dass die Gaspreise für Verbraucher weiterhin in den USA unter den Preisen in Europa liegen werden, da die europäische Industrie zusätzlich die Kosten für Verflüssigung, Transport und Regasifizierung tragen muss.

Kurzfristig haben also die hohen Gaspreise den Druck erhöht, sich von diesem Energieträger (insbesondere mit russischer Herkunft) unabhängig zu machen. Insgesamt ist in den nächsten Jahren aber mit einer Entspannung sowohl bei der Gasverfügbarkeit als auch bei den Gaspreisen zu rechnen.

Auswirkungen der Gaskrise auf die THG-Minderungsziele

Im Jahr 2022 konnte ein Anstieg der THG-Emissionen in Deutschland vermieden werden. Auch die THG-Minderungsziele für 2030 erscheinen aus heutiger Sicht noch erreichbar. Der Energiesektor in Deutschland wird kurzfristig aufgrund der verstärkten Kohleverstromung wieder mehr Treibhausgase emittieren. Hingegen sind die Investitionen in grüne Technologien zur Erzeugung und Nutzung erneuerbarer Energien stark gestiegen. Um die THG-Ziele für 2030 zu erreichen, sind jedoch weitere deutliche Steigerungsraten beim Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlich. In der Industrie ging der Gasverbrauch im Jahr 2022 aufgrund von Produktionsrückgängen, Substitution durch andere Energieträger (insbesondere Mineralölprodukte) und eine bessere Energieeffizienz stark zurück. Strukturelle Veränderungen ergeben sich vor allem durch Energieeffizienz und mögliche Substitutionen durch erneuerbare Energien. Es wird geschätzt, dass diese den deutlich geringeren Teil des Nachfragerückgangs in 2022 ausgemacht haben. Es ist daher möglich, dass aufgrund der besseren Verfügbarkeit von Erdgas und sinkender Preise der Gaseinsatz in der Industrie wieder zunimmt.

Durch den deutschen Bezug von LNG anstelle von Pipelinegas ändert sich die THG-Bilanz Deutschlands kaum, da ein Großteil der Vorkettenemissionen (Förderung, Verflüssigung, z. T. Schiffstransport) gem. dem Quellprinzip den Exportländern zugeordnet wird. Mit Blick auf die Auswirkungen auf den globalen THG-Ausstoß bleibt festzuhalten: Zwar sind die Vorkettenemissionen beim Bezug von LNG deutlich höher als z. B. bei Pipelinegas aus Norwegen; russische Pipeline-Gaslieferungen weisen jedoch aufgrund des bisher unterschätzten Methanschlupfes ähnlich hohe THG-Emissionen wie LNG auf. Eine Substitution von russischem Pipelinegas durch LNG z. B. aus den USA ist daher nicht zwangsläufig mit höheren THG-Emissionen verbunden.

Europa- und weltweit sind ähnliche energiewirtschaftliche Trends wie in Deutschland zu beobachten. Auch hier ist ein Anstieg der Kohleverstromung zu verzeichnen. Gleichzeitig haben die Investitionen in erneuerbare Energien stark zugenommen. Es wird erwartet, dass die Investitionen in grüne Technologien weltweit weiter zunehmen werden. Zusammenfassend ist festzustellen, dass die THG-Emissionen kurzfristig weltweit in Summe angestiegen sind. Langfristig mag die Gaskrise aufgrund der erhöhten Dringlichkeit zur Diversifikation indes als Beschleuniger der weltweiten Dekarbonisierung wirken.

Erdgasverbrauch in den Klimaneutralitätsszenarien und Veränderungen der Brückenfunktion von Erdgas

Die Klimaneutralitätsszenarien für Deutschland, die vor Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine entstanden, gehen noch von einem relativ hohen Erdgasverbrauch bis 2030 aus. Erst danach kommt es zu einer vollständigen Reduktion des Gasverbrauchs bis 2045. Die Szenarien, die nach dem Beginn des Angriffskrieges erstellt wurden, gehen hingegen von einer schnelleren und gleichmäßigeren Reduktion des Gasverbrauchs aus.

In einigen Szenarien, die vor der Krise erstellt wurden, wird von einem sehr hohen Erdgasbedarf für den Umwandlungssektor ausgegangen. Gleichzeitig steigt in diesen Szenarien auch die Stromerzeugung aufgrund einer starken Elektrifizierung (u. a. aufgrund der Nutzung von Wärmepumpen und des Einsatzes von Strom für Prozesswärme) schneller an. Im Gegensatz dazu sehen die Szenarien, die nach der Krise entstanden, einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien vor, um diesen hohen Erdgasbedarf des Umwandlungssektors zu vermeiden.

Alternative Pfade zur Brücke Erdgas

Die Anpassung der Klimaschutzpolitik nach Ausbruch der Krise erfordert vor allem einen beschleunigten Ausbau grüner Technologien, u. a. für den Einsatz erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung und für Wärmepumpen im Gebäudesektor.

Nach dem Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine hat die Bundesregierung verschiedene Gesetze und Maßnahmen beschlossen, um die Energiewende mit Blick auf das Treibhausgasreduktionsziel 2030 zu beschleunigen und damit auch die Energiesicherheit durch die Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu erhöhen. Insofern befindet sich die Energiewende bereits auf einem anderen Pfad als vor der Krise. Auch die Rolle von Erdgas hat sich geändert, da nunmehr sowohl kurz- als auch langfristig ein niedrigerer Erdgasverbrauch prognostiziert wird.

Die Herausforderungen auf diesem angepassten Weg zur Klimaneutralität sind groß. Notwendig sind einfache und schnelle Genehmigungsverfahren für erneuerbare Energien sowie generell ein möglichst günstiger Rechtsrahmen für grüne Technologien. Darüber hinaus ist die Finanzierung grüner Technologien und die Vergütung systemdienlicher Leistungen (z. B. Flexibilität beim Stromverbrauch) im Stromsystem ein wichtiger Faktor. Weitere Herausforderungen bei der Umsetzung der grünen Transformation sind die Verfügbarkeit von notwendigen Rohstoffen und der Zugang zu Produktionskapazitäten sowie ein möglicher Fachkräftemangel. Werden diese Herausforderungen bewältigt, wird die bisherige Bedeutung von Erdgas als Brücke im oben genannten Sinne zurückgehen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass Erdgas bis zum Erreichen der Klimaneutralität weiterhin als Energieträger benötigt wird, dass auf diesem Pfad aber insgesamt weniger Erdgas eingesetzt wird. Somit fällt die Brücke Erdgas nicht weg, sie wird deutlich schmaler, jedoch nicht kürzer. Diese Entwicklung unterliegt allerdings erheblichen Umsetzungsrisiken.

2 English Summary

The Russian war of aggression changes the energy framework conditions for Germany and Europe

The Russian war of aggression on Ukraine and the resulting events are changing the energy-economic framework conditions for Germany and Europe. The new circumstances require a reduction in dependence on Russian energy sources, especially natural gas. This can be done by diversifying the sources of gas supply and replacing Russian natural gas, for example with liquefied natural Gas (LNG), and by switching to renewable energy sources as quickly as possible. The war has also triggered a gas price crisis and increased the risk of supply bottlenecks.

In the past, the supply of Russian natural gas seemed to be secure for decades. The present climate neutrality scenarios for Germany from 2021 assign natural gas an important bridging function in the transition to renewable energies and climate-friendly hydrogen. However, due to the changes in the framework conditions described, this bridging function must be put to the test.

Bridging function of natural gas

The bridging function of natural gas refers to its role in the transition from fossil fuels to renewable energy sources. This need arises in particular from the fact that the phase-out of nuclear energy and coal-fired power generation is already scheduled and must be implemented in the medium term. To secure the power supply during the transition to renewable energies, natural gas was seen as the most important "bridge" in most of the scenarios created before the crisis began. On the one hand, natural gas power plants are to generate more electricity until sufficient renewable energies are available and, on the other hand, they are to support the electricity system in the long term with their steady, always-available power if not enough power is available from wind or PV plants. In the future it is predicted, that the gas-fired power plants will be operated without fossil fuels using green hydrogen.

This study shows how the bridging function of natural gas on the way to climate neutrality in Germany is changing under the new geopolitical conditions. Furthermore, the effects of the gas crisis on the achievability of the German greenhouse gas reduction (GHG) targets for the years 2030 and 2045 are shown and finally an alternative path to the natural gas "bridge" is presented to be able to achieve the German GHG target for 2030 while maintaining a high level of security of supply.

Projection of natural gas supply and demand

Before the beginning of the war of aggression, Germany and Europe obtained a large part of their gas imports from Russia. After the complete halt of Russian pipeline gas supplies, Germany has to compensate this gas with additional LNG supplies, efficiency measures and the increased use of renewable energies.

In order to import LNG to Germany and guarantee supply in the long term, considerable LNG import capacities are being built up in Germany. As of June 2023, eight FSRUs and three fixed on-shore terminals are planned in Germany, of which three FSRUs (in Wilhelmshaven, Brunsbüttel

and Lubmin) with a capacity of 13.5 bcm are already in operation. It is planned that the three FSRUs Brunsbüttel I, Stade I and Wilhelmshaven II will be operated until the onshore LNG terminals there are operational. If the LNG terminals planned in Germany (onshore/FSRU) are realised as shown, Germany will reach a maximum annual LNG regasification capacity of 54 bcm in 2027. This is made up of the sum of the FSRU capacity of 20 bcm³ and the onshore import terminal capacity of 34 bcm. For the winter of 2023/24, installed LNG import capacity is currently expected to be 37 bcm. For comparison, before the start of the crisis, approx. 40-50 bcm of natural gas were imported from Russia annually, which remained in Germany.

The planned expansion of the LNG infrastructure enables the import of the required gas and thus ensures supply in Germany. In an extreme scenario, however, in which the existing pipeline imports from Russia to Eastern Europe are completely reduced and the largest single natural gas pipeline fails, a supply gap could arise in Germany in the years 2023 to 2025 despite the new FSRU. In this case, further substantial reductions in consumption would be required. Meanwhile, if German gas demand were to rise again to pre-crisis levels, in combination with the need to supply Eastern European countries through additional LNG transits via Germany, Germany's supply security would be jeopardised in the short term in 2023. However, even under these worst-case conditions, overcapacity at the fixed LNG terminals may occur from 2033 at the latest. In order to avoid a lock-in to the import of natural gas, the authorisation procedures should include provisions for the subsequent use of the terminals for the import of green hydrogen derivatives.

With regard to the global supply situation, all scenarios show that there is a risk of strong competition for the available LNG volumes in the years 2023 and 2024. In the case of a demand development in which no further political measures for GHG reduction and thus for a reduction in natural gas consumption than those already taken are implemented worldwide (IEA STEPS scenario), global LNG demand can be met from 2025. In the case of a demand development that aims for climate neutrality worldwide (IEA scenario APS), demand can already be met from 2024. From this point on, the construction of further LNG liquefaction terminals would lead to overcapacities.

An extreme scenario for the global supply situation would be if Russian pipeline gas supplies were to fail worldwide, Russia were to supply neither Europe nor Asia additionally via the planned expansion of the Power of Siberia 1 pipeline and the construction of the Power of Siberia 2, and at the same time demand were to develop according to the STEPS scenario. In this scenario, sufficient LNG would not be available to meet global demand until 2026. In this case, additional LNG liquefaction capacities beyond those already planned might even have to be built if existing LNG terminals were to fail.

Development of gas prices

Gas prices are a catalyst for development in changing the bridging function of natural gas. Currently, a forecast of gas prices is associated with great uncertainties. After the European wholesale price for gas peaked at over 300 €/MWh at the beginning of September 2022 as a result of the Russian delivery stop via the Nord Stream 1 pipeline, the gas price has now settled back to €25 - €40/MWh in the course of 2023 so far. This means that the gas price is still higher than in the years 2010 to 2019 (15 - 25 €/MWh). For the future development, the level of the gas price depends in particular on the development of demand and the liquidity of the LNG market. If global demand reduction remains very high and constant, as is currently the case, the gas price is

³ After the editorial deadline for the analyses in this study, it became known that two further FSRUs in Mukran/Rügen with a total capacity of 10-15 bcm are to be commissioned by 2024/25. Parts of the capacity are to be covered by the relocation of the FSRU already in operation in Lubmin. It is possible that there will be no change in the total FSRU capacity. However, this cannot be conclusively verified due to the lack of precise information.

expected to remain at the current price level. The purchase of LNG from the USA at supply costs will be the price setter. If there is a high worldwide demand for gas again from the winter of 2023 onwards, it is expected that the gas price could then rise again and that it will not ease until there is a significant increase in supply in 2026. Another side effect of buying US LNG will be that gas prices for consumers will continue to be lower in the US than in Europe, as the European industry will have to bear the additional costs of liquefaction, transport and regasification.

Therefore, a short time effect is that the high gas prices have increased the pressure to become independent of this energy source (especially of Russian origin). However, in the next few years an easing of both gas availability and gas prices can be expected.

Impact of the gas crisis on GHG reduction targets

Despite the impact of the gas crisis, an increase in GHG emissions in Germany in 2022 was avoided. The GHG reduction targets for 2030 also still appear achievable from today's perspective. The energy sector in Germany will again emit more GHGs in the short term due to increased coal-fired power generation. In contrast, investments in green technologies for the generation and use of renewable energies have risen sharply. However, in order to achieve the GHG targets for 2030, further significant growth rates in the expansion of renewable energies are required. In the industrial sector, gas consumption fell sharply in 2022 due to production declines, substitution by other energy sources (especially mineral oil products) and improved energy efficiency. Structural changes result mainly from energy efficiency and possible substitutions by renewable energies. These are estimated to have accounted for the much smaller part of the decline in demand in 2022. It is therefore possible that due to better availability of natural gas and falling prices, the use of gas in industry will increase again.

The German imports of LNG instead of pipeline gas hardly changes Germany's GHG balance, as a large part of the upstream emissions (extraction, liquefaction, partly ship transport) is allocated to the exporting countries according to the source principle. With regard to the effects on global GHG emissions, it should be noted: Upstream chain emissions for LNG are significantly higher than for e.g. pipeline gas from Norway. However, Russian pipeline gas supplies have similarly high GHG emissions as LNG due to the previously underestimated methane slip. Substituting Russian pipeline gas with LNG, e.g. from the USA, is therefore not necessarily associated with higher GHG emissions.

Similar energy industry trends to those in Germany can be observed in Europe and worldwide. In these regions also investments in renewable energies have increased strongly. It is expected that investments in green technologies will continue to increase worldwide. In summary, GHG emissions have increased globally in the short term. In the long term, however, the gas crisis may act as an accelerator of global decarbonisation due to the increased urgency to diversify.

Natural gas consumption in the climate neutrality scenarios and changes in the bridging function of natural gas

The German climate neutrality scenarios that were created before the start of the Russian war of aggression on Ukraine assume relatively high natural gas consumption until 2030. Only after that does a complete reduction in gas consumption occur by 2045. The scenarios created after the beginning of the war of aggression, on the other hand, assume a faster and more constant reduction in gas consumption.

In some scenarios that were created before the crisis, a very high demand for natural gas is assumed for the power and heat sector. At that same time, in these scenarios, electricity generation also increases faster due to strong electrification (e.g. due the usage of heat pumps, use of electricity for process heat). In contrast, the scenarios that emerged after the crisis envisage an accelerated expansion of renewable energies in order to avoid this high natural gas demand of the power and heat sector.

Alternative paths to the natural gas bridge

The adaptation of climate protection policy after the outbreak of the crisis requires above all an accelerated expansion of green technologies, including the use of renewable energies for power generation and heat pumps in the building sector.

After the start of the Russian war of aggression on Ukraine, the German government passed various laws and measures to accelerate the energy transition with a view to the 2030 GHG reduction target and thus also to increase energy security by reducing dependence on fossil fuels. In this respect, the energy transition is already on a different path than before the crisis. Also, the role of natural gas has changed, with low natural gas consumption now forecast in both the short and long term.

The challenges on this adapted path to climate neutrality are great. Simple and fast approval procedures for renewable energies are needed, as well as a regulatory framework that is as favourable as possible for green technologies. In addition, the financing of green technologies and the remuneration of system services (e.g. flexibility in electricity consumption) in the electricity system is an important factor. Other challenges in the implementation of the green transformation are the availability of raw materials and access to production capacities as well as a possible shortage of skilled workers. If these challenges are overcome, the former importance of natural gas as a bridge in the sense mentioned above will decline.

In summary, it can be said that natural gas will be needed as an energy source until climate neutrality is achieved, but that less natural gas will be used overall along this path. This means that the natural gas bridge will not disappear, but it will become significantly narrower but not shorter. However, this development is subject to considerable implementation risks.

3 Einleitung

Mit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine und den daraus resultierenden Geschehnissen ändern sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Deutschland und Europa. Die neuen Gegebenheiten erfordern, die Abhängigkeit von den russischen Energiequellen, insbesondere Erdgas, zu reduzieren. Dies kann mit einer stärkeren Diversifizierung der Gasbezugsquellen und einem Ersatz russischen Erdgases, zum Beispiel durch Liquefied Natural Gas (LNG), sowie einer schnellstmöglichen Umstellung von Erdgas auf grüne, klimaneutrale Gase wie Wasserstoff erfolgen. Daneben hat der Krieg auch eine Gaspreiskrise ausgelöst und es drohen Versorgungsengpässe.

Da in der Vergangenheit die Versorgung mit russischem Erdgas über Jahrzehnte sicher zu sein schien, weisen die vorliegenden Klimaneutralitätsszenarien für Deutschland aus dem Jahr 2021 dem Energieträger Erdgas eine wichtige Brückenfunktion beim Übergang auf erneuerbare Energien und klimafreundlichen Wasserstoff zu. Aufgrund der eben beschriebenen veränderten Rahmenbedingungen soll jedoch diese Brückenfunktion, wie sie in den Klimaneutralitätsszenarien genutzt wird, einer Neubewertung unterzogen werden.

Insbesondere ist die KfW an der Beantwortung folgender Fragestellungen interessiert:

- Kann die Brückenfunktion von Erdgas auf dem Weg zur Klimaneutralität in Deutschland mit Blick auf die neue geopolitische Lage aufrechterhalten werden?
- Welche Auswirkungen hat die Gaskrise auf die Erreichbarkeit der deutschen Treibhausgas-minderungsziele 2030 und 2045?
- Welche alternativen Strategien zur „Brücke“ Erdgas sind möglich, um das deutsche Treibhausgas-minderungsziel 2030 bei weiter hoher Energieversorgungssicherheit erreichen zu können?

Mit der vorliegenden Studie wird insbesondere die Brückenfunktion von Erdgas umfassend beleuchtet. Durch belastbare Zahlen und qualitative Aspekte soll dargestellt werden, wie sich diese Brückenfunktion seit dem Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine verändert hat und welche Alternativen zu der Brücke Erdgas zur Verfügung stehen. Dabei werden energiewirtschaftliche Analysen für die zukünftigen Entwicklungen verwendet. Die Abbildung 1 zeigt zusammenfassend die einzelnen inhaltlichen Arbeitspakete und die hauptsächlich erwarteten Ergebnisse.

Abbildung 1: Aufbau der Studie



Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG

4 Rolle von Erdgas in Klimaneutralitätsszenarien für Deutschland

In diesem Kapitel wird zunächst die historische Entwicklung des Erdgasverbrauchs seit dem Jahr 2010 beleuchtet. Hierfür wird die Gasnachfrage in den Sektoren (Haushalte, Gewerbe, Industrie, Verkehr und Umwandlung) im Zeitraum 2010 bis 2022 auf jährlicher Basis dargestellt.

Anschließend wird die Rolle von Erdgas in den einzelnen Klimaneutralitätsszenarien - die mögliche Technologiepfade und Verhaltensänderungen zur Erreichung einer Klimaneutralität bis 2045 aufzeigen - dargestellt. Darüber hinaus werden einzelne Aspekte in den Erdgas-verbrauchenden Sektoren genauer beleuchtet. Im Umwandlungssektor wird die Nettostromerzeugung, im Industriegewerbe der Gasverbrauch im Endenergieverbrauch und im Gebäudesektor die Beheizungsstruktur dargestellt. Im Verkehrssektor ist der Erdgaseinsatz nur minimal und wird deswegen an dieser Stelle nicht weiter betrachtet.

4.1 Erdgasverbrauch in der Historie

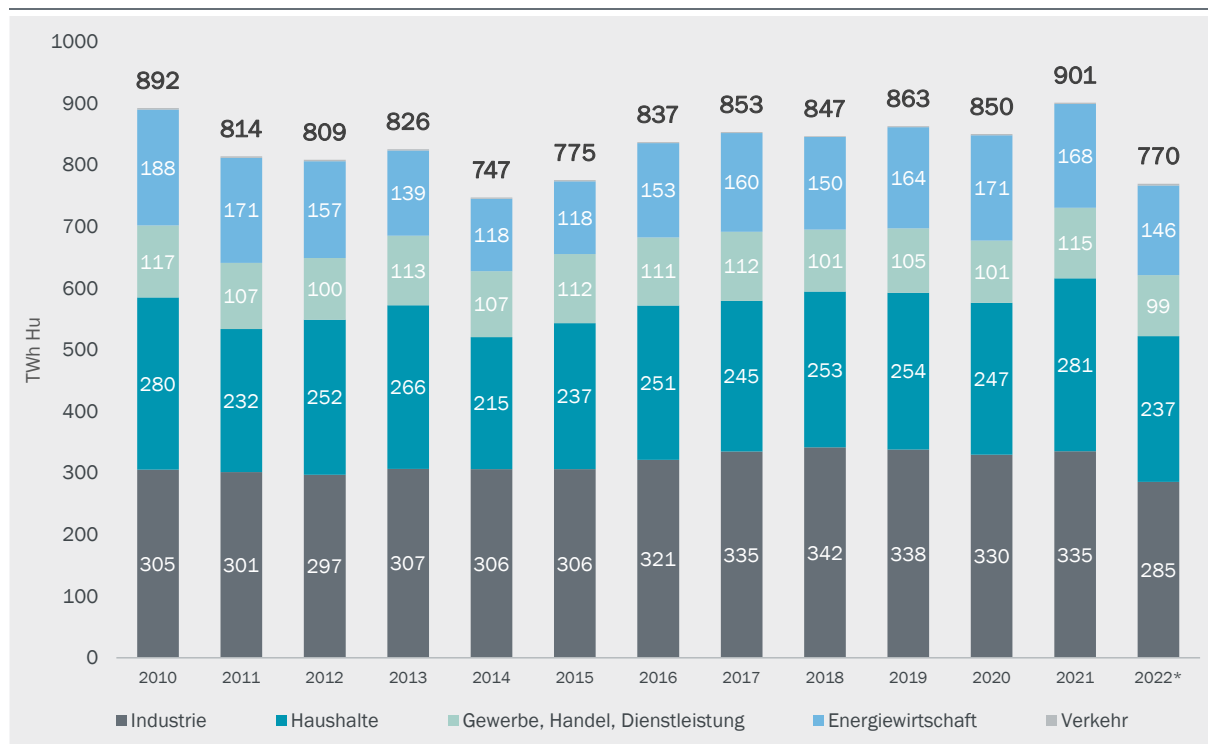
Der Erdgasverbrauch in Deutschland ist von 2010 bis 2021 um 1 % auf einen Verbrauch von 901 TWh Hu⁴ (siehe Abbildung 2) angestiegen (AGEB, Auswertungstabellen zur Energiebilanz, 2022a). Die Industrie ist der größte einzelne Verbrauchssektor mit rund 37 % Anteil am gesamten Erdgasverbrauch im Jahr 2021. Private Haushalte haben einen Anteil von 31 % und Gewerbe, Handel, Dienstleistung einen Anteil am Gesamtverbrauch von rund 13 %. Der Gasverbrauch in der Energiewirtschaft ist bedingt durch den Kernkraft- und Kohleausstieg seit 2014/2015 von 118 TWh auf 168 TWh im Jahr 2021 angestiegen.

Im Vergleich zum Vorjahr reduzierte sich der Gasverbrauch im Jahr 2022 um rund 14,5 %, sodass insgesamt 770 TWh Hu⁵ in den Sektoren in Deutschland verbraucht wurden. Absolut nahm der Verbrauch der Industrie mit rund 50 TWh am stärksten ab. Relativ haben jeweils die Haushalte als auch Gewerbe und Handel den Gasverbrauch um 15 % im Vergleich zum Vorjahr am meisten reduzieren können. Die Industrie mit rund 14 % und die Energiewirtschaft mit 13 % liegen knapp darunter (Agora, 2023). Einer der Faktoren für den Nachfragerückgang sind die gestiegenen Gaspreise. Die Faktoren, die zu dem Nachfragerückgang in 2022 geführt haben, werden ab Kapitel 7.1.2 genauer erläutert.

⁴ Der Erdgasverbrauch in Energieeinheiten (u.a. kWh, GWh, TWh) wird in der Regel mit dem oberen Heizwert (kurz Ho) oder auch Brennwert und dem unteren Heizwert (kurz Hu) angegeben. In Energieszenarien wird in der Regel der untere Heizwert verwendet. Hingegen wird bei Preisangaben von Erdgas in der Regel der obere Heizwert verwendet. Eine Umrechnung von dem unteren zum oberen Heizwert erfolgt mit dem Faktor 1,1.

⁵ Laut (BDEW, 2022) wurden insgesamt 779 TWh Hu verbraucht, wovon rund 9,9 TWh Hu Eigenverbrauch und statistische Differenzen sind.

Abbildung 2: Erdgasverbrauch in den Sektoren von 2010 bis 2022, in TWh Hu



Quelle: (AGEB, Auswertungstabellen zur Energiebilanz, 2022a), (BNetzA, 2023), (Agora, 2023)
 Hinweis: Eigenverbrauch und statistische Differenzen sind hier nicht enthalten (2022: 9,9 TWh Hu)
 * noch vorläufig

4.2 Rolle von Erdgas in den Klimaneutralitätsszenarien

Im Folgenden wird der Erdgasverbrauch in verschiedenen Klimaneutralitätsszenarien dargestellt. Diese Szenarien zeigen, wie die Nettoeinträge von Treibhausgasen in Deutschland bis zum Jahr 2045 auf null reduziert werden können. Grundsätzlich wird dies in den Szenarien durch die Substitution fossiler durch erneuerbare Energieträger und die Forcierung der Energieeffizienz erreicht. Darüber hinaus zeigt sich bereits heute, dass es Emissionen gibt, die nicht direkt vermeidbar sind. Für diese Emissionen soll das sogenannte Carbon Capture and Storage (CCS) eingesetzt werden. Dabei wird das CO₂ direkt beim Verbrennungsprozess abgeschieden oder nachträglich aus der Luft abgeschieden.

In der folgenden Tabelle sind die einzelnen Klimaneutralitätsszenarien und ihre Charakteristika dargestellt. Alle im Folgenden dargestellten Szenarien gehen von einer grundsätzlichen Elektrifizierung des Energiesystems aus, d. h. der Energieträger Strom wird zunächst so weit wie möglich direkt genutzt. Typische Anwendungsfälle sind in diesem Fall die Wärmepumpe und die Elektromobilität. In diesen Szenarien werden Wärmepumpen gegenüber Wasserstoffheizungen bzw. Elektro-Pkw und -Lkw gegenüber Pkw mit Brennstoffzellen- oder Verbrennungsmotor bevorzugt. Der Grad der Elektrifizierung kann sich in den Szenarien jedoch auch unterscheiden. Während das Szenario dena-KN100 noch von einem gewissen Einsatz von Wasserstoff für Gebäude und Mobilität ausgeht, sieht das BMWK Langfristszenario III T45-Strom fast eine vollständige Elektrifizierung aller möglichen Bereiche voraus. Auch hinsichtlich der industriepolitischen Ausrichtung können sich die Szenarien unterscheiden. Während das Szenario BDI - Klimapfade 2.0 von einem

nahezu vollständigen Erhalt der deutschen Industrie ausgeht, sehen die Szenarien des Ariadne-Konsortiums eine Produktionsverlagerung von Industrien (Ammoniak, Stahl, Methanol, Ethylen) vor, die insbesondere von dem Rohstoff Gas abhängig sind.

Tabelle 1: Übersicht dargestellter Klimaneutralitätsszenarien

| Nr. | Titel | BearbeiterInnen | Auftraggeber | Ausgewählte Szenarien (Bezeichnung in der Grafik) | Wichtigste Merkmale des Szenarios/ der Szenarien |
|---|---|---|--|--|---|
| Klimaneutralitätsszenarien vor der Krise | | | | | |
| 1 | Klimaneutrales Deutschland 2045 | Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut | Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende | Agora-KNDE2045 | <ul style="list-style-type: none"> ■ Vorrang für schnelle und weitestgehende Elektrifizierung (Wärmepumpen, Elektromobilität) ■ Erheblicher Ausbau von Gaskraftwerke als Back-Up ■ Einsatz von Wasserstoff hauptsächlich in der Industrie (stofflich und Prozesswärme) und für Kraftwerke |
| 2 | Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft | BCG | BDI | BDI - Klimapfade 2.0 Zielpfad | <ul style="list-style-type: none"> ■ Vorrang für weitestgehende Elektrifizierung ■ Einsatz von Wasserstoff in Gebäuden vorgesehen ■ Zentrale Vorgabe ist die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands und der Industrie zu erhalten sowie sozial ausgewogene Kostenverteilung ■ Kohleausstieg wird auf 2030 vorgezogen. Gaskraftwerke sollen schnell die Stromlücke schließen. |
| 3 | Aufbruch Klimaneutralität | EWI, FIW, ITG, Uni Bremen, Stiftung Umweltenergie-recht, Wuppertal-Institut | dena | dena - KN 100 | <ul style="list-style-type: none"> ■ Grundsätzlich Vorrang für weitestgehende Elektrifizierung, jedoch auch größerer Anteil von Wasserstoff in Gebäude- und Verkehrssektor vorgesehen ■ Einziges Szenario in dem auch synthetisches Heizöl für Heizungen vorgesehen ist |
| 4 | Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 2 | Consentec, Fhg-ISI, TU Berlin, ifeu | BMWK | BMWK - LFS II T50-Strom | <ul style="list-style-type: none"> ■ Fast ausschließliche Elektrifizierung, auch weitestgehend für Prozesswärme ■ Wasserstoff wird in der Industrie fast ausschließlich stofflich genutzt; kein Einsatz für Prozesswärme vorgesehen ■ Klimaneutralität erst in 2050 |
| Klimaneutralitätsszenarien nach Beginn der Krise | | | | | |
| 5 | Klimaneutrales Stromsystem 2035 | Prognos, Consentec | Agora Energiewende | Agora-KNST2035 | <ul style="list-style-type: none"> ■ Aufbauend auf Agora-KNDE2045 |

| | | | | | |
|---|--|---|-------------------------------|---|--|
| | | | | | <ul style="list-style-type: none"> ■ Umstellung des deutschen Stromsystems auf Erneuerbare Energien bis 2035 unter Berücksichtigung der neuen Regierungsziele für erneuerbare Stromerzeugung und Stromverbrauch |
| 6 | Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 | Consentec, Fhg-ISI, TU Berlin, ifeu | BMWK | BMWK - LFS III T45-Strom; BMWK - LFS III T45-RedGas; BMWK - LFS III T45-RedEff | <ul style="list-style-type: none"> ■ Im Szenario LFS III T45-Strom ähnliche Szenarioannahmen wie in LFS II TN-Strom (s.o.), jedoch Klimaneutralität bereits in 2045 ■ T45-RedGas ist eine Variation aufgrund der Gaskrise mit stärkerer Reduktion der Gasnachfrage u.a. mit stärkerer Nutzung von fossilen Energieträgern ■ T45-RedEff ist eine Variation mit Annahme von weniger Energieeffizienz im Vergleich zu T45-Strom und damit erhöhtem Energiebedarf in der kurzen Frist |
| 7 | Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Update Energiesouveränität | PIK, MCC, PSI, RWI, IER, Hereon, Fhg-ISI, Fhg-ISE, Fhg-IEG, Fhg-IEE, DLR-VF, DLR-VE, DLR-FK | Ariadne – Kopernikus-Projekte | Ariadne - REMIND KN2045_EnSov; Ariadne - REMod KN2045_EnSov; Ariadne - Times PanEU KN2045_EnSov | <ul style="list-style-type: none"> ■ Vorrang für Elektrifizierung - Anspruch Energiesouveränität⁶ in Deutschland zu erreichen ■ Annahme eines dauerhaft deutlichen Rückgangs der Industrieproduktion; Abwanderung von Industrieprozessen ins Ausland wird unterstellt ■ Haushalte passen nachhaltig ihr Heizverhalten an |

Quelle: Eigene Darstellung

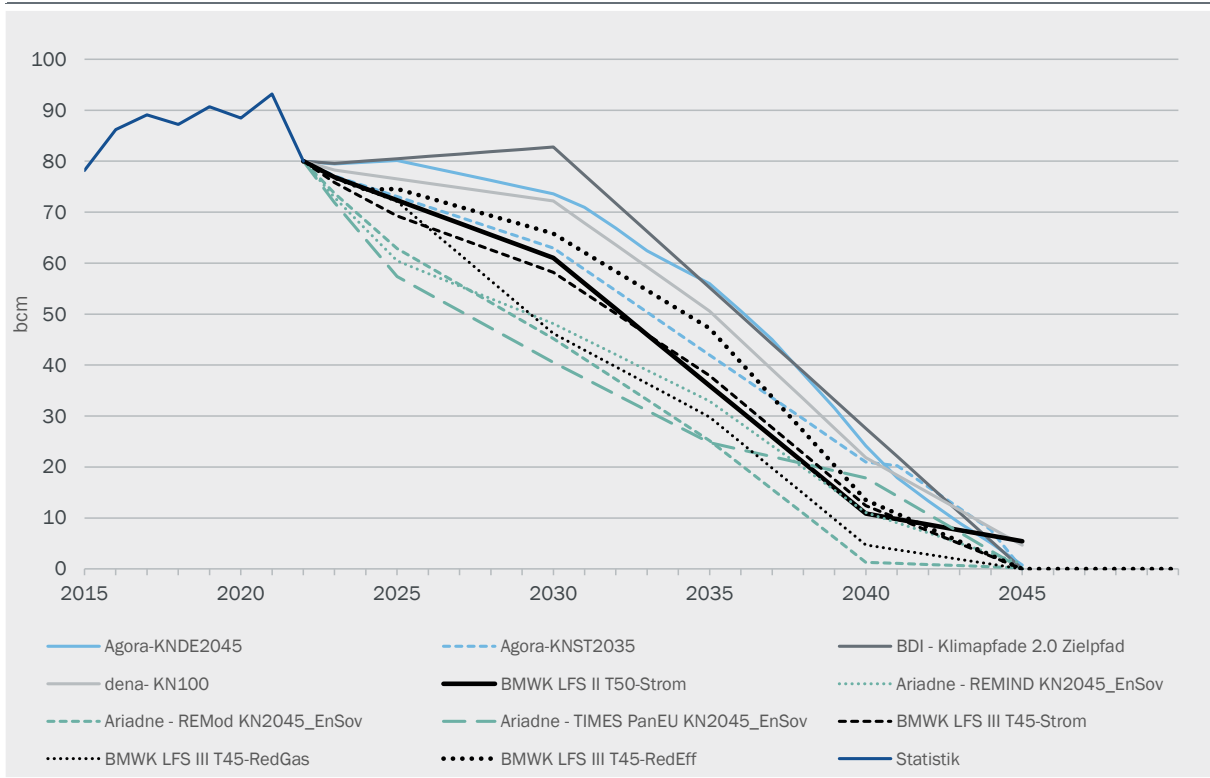
Die vier Szenarien Agora KNDE 2045, BDI Klimapfade 2.0, dena KN100 und BMWK Langfristszenarien II wurden vor Ausbruch des russischen Angriffskriegs und der draus entstehenden Energiekrise veröffentlicht. Sie sehen zunächst einen gemäßigten Rückgang des gesamten Gasverbrauchs bis 2030 voraus (siehe Abbildung 3). In diesen Szenarien wird noch von Erdgas als „Brücke“ ausgegangen. Die „Brückenfunktion“ von Erdgas wird in Kapitel 4.3 genauer erläutert. Erst ab 2030 wird in diesen Szenarien von einer schnelleren Reduktion des Erdgases bis 2045 ausgegangen.

Die Aktualisierungen der drei Ariadne-Szenarien REMIND, REMod und TIMES PanEU in dem Szenario KN2045_EnSov, die Studie Agora KNST 2035 und die BMWK Langfristszenarien III entstanden nach Kriegsbeginn und sehen bereits bis 2030 eine stärkere Reduktion des Gasverbrauchs voraus. Die „Brücke“ Erdgas ist hier bereits weniger ausgeprägt als in den Szenarien, die vor

⁶ Energiesouveränität wird in der Ariadne-Studie (Ariadne, 2022) folgendermaßen ausgelegt: „Den Verbrauch auf dieses Niveau [600 TWh in 2023] zu senken erhöht die geopolitische Resilienz Deutschlands und ist somit in der aktuellen Gaskrise der Kernbaustein zur kurzfristigen Wiedererlangung der Energiesouveränität. Ein derartiger Nachfragerückgang leistet auch einen fairen Beitrag Deutschlands zur Minderung der Gasknappheit auf dem integrierten europäischen Markt und trägt damit zu einer Reduktion der Gaspreise bei.“

Kriegsbeginn erstellt wurden. Insbesondere in den Szenarien des Ariadne-Konsortiums spielt Erdgas als Brücke eine untergeordnete Rolle.

Abbildung 3: Vergleich von Klimaneutralitätsszenarien für die Gasnachfrage bis 2045 in Deutschland



Quelle: (Prognos, 2021), (BCG, 2021), (EWI, 2021), (Ariadne, 2022), (BMWK, 2021), (BMWK, 2022a), (Agora Energiewende, Prognos, Consentec, 2022), (AGEB, Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland, 2022b)
 Hinweis: Gestrichelte Szenarien nach Kriegsbeginn veröffentlicht; BMWK LFS II: Auf Basis von EEV und Stromerzeugung ermittelt.
 bcm = billion cubic meters = Milliarden Kubikmeter. Hier den Umrechnungsfaktor für 1 Kubikmeter Erdgas gemäß Eurogas Standard 10,83 TWh Ho / Mrd. m³.

In Kapitel 5.3 wird für die Ermittlung der zukünftigen deutschen Gasbilanz diese Bandbreite des Erdgasverbrauchs aus den Klimaneutralitätsszenarien wieder aufgegriffen.

4.3 Brückenfunktion von Erdgas in den Klimaneutralitätsszenarien

Die Brückenfunktion von Erdgas bezieht sich auf die Rolle von Erdgas als Übergangslösung von fossilen Brennstoffen zu erneuerbaren Energieträgern. Die Notwendigkeit, als Übergangslösung zu fungieren, ergibt sich insbesondere daraus, dass der Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung bereits zeitlich festgelegt ist und kurzfristig umgesetzt werden muss. Um die Versorgung im Stromsystem während des Übergangs zu erneuerbaren Energien zu gewährleisten, wurde in den meisten Szenarien, die vor dem Beginn der Krise erstellt wurden, Erdgas als wichtige Brücke gesehen. Zum einen sollen Erdgaskraftwerke temporär mehr Strom erzeugen, bis genügend erneuerbare Energien zur Verfügung stehen, zum anderen sollen sie langfristig das Stromsystem mit ihrer festen, stets verfügbaren Leistung stützen, wenn nicht genügend Leistung aus Wind- oder PV-Anlagen zur Verfügung steht.

Erdgas tritt als Brücke vor allem im Umwandlungssektor auf. Für die anderen Sektoren (Verkehr, Gebäude, Industrie) werden in den Szenarien auch bis 2030 überwiegend ambitionierte Reduktionspfade für Erdgas angenommen. Allerdings sind diese Reduktionspfade in diesen Sektoren von einer stärkeren Elektrifizierung abhängig (z. B. mehr Wärmepumpen, Prozesswärme mit Strom statt Erdgas etc.). Dies erhöht die Abhängigkeit vom Umwandlungssektor weiter. So ist in einigen Szenarien kurzfristig ein starker Ausbau von Wärmepumpen vorgesehen, was wiederum kurzfristig zu einem noch stärkeren Einsatz von Erdgaskraftwerken zur Stromversorgung führt, wenn noch nicht genügend erneuerbare Energien zur Verfügung stehen.

Unabhängig von den oben genannten Aspekten ist aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung in allen Szenarien insgesamt mit einem Anstieg des Stromverbrauchs zu rechnen, sodass Erdgaskraftwerke - perspektivisch auch mit Umstellung auf Wasserstoff - zukünftig insbesondere zur Leistungssicherung benötigt werden.

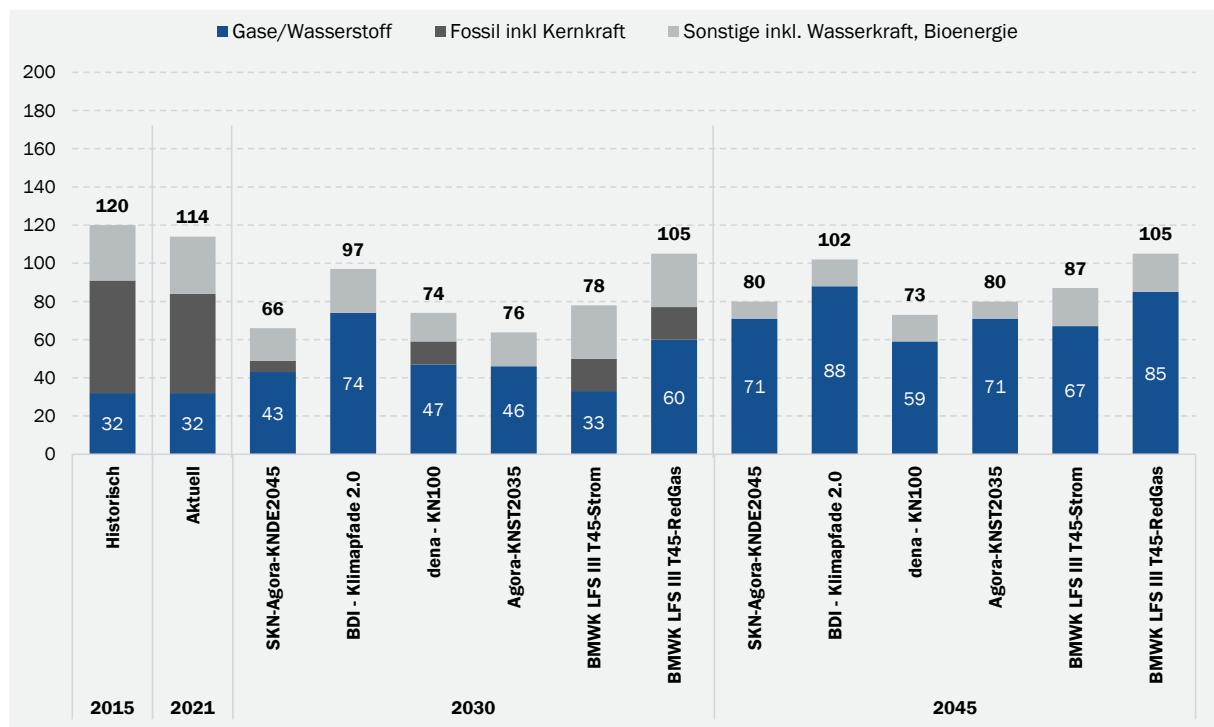
In den folgenden Unterkapiteln wird die Rolle von Erdgas in den Klimaneutralitätsszenarien je Sektor beschrieben. Der Fokus liegt dabei auf den Sektoren, in denen Erdgas eine wichtige Rolle spielt. Somit wird der Verkehrssektor nicht weiter betrachtet. Da keine vollständigen Daten für das Update der Ariadne-Szenarien Energiesouveränität vorliegen, konnten diese im Folgenden nicht dargestellt werden.

In Kapitel 8 wird dann aufgezeigt, welche Rolle die Brücke Erdgas in einzelnen ausgewählten Szenarien vor Ausbruch der Krise hatte und wie sich diese Brücke in den Szenarien nach Ausbruch der Krise verändert hat.

4.3.1 Rolle von Erdgas im Umwandlungssektor

In allen Szenarien nimmt die installierte Leistung von Gas- und Wasserstoffkraftwerken bis 2030 und 2045 stark zu (siehe Abbildung 4). Sie müssen die fluktuierende Leistung in einem System mit hohem Wind- und PV-Stromanteil ausgleichen. Bis 2045 wird Erdgas in Kraftwerken zunehmend durch Wasserstoff ersetzt. Neue Erdgaskraftwerke müssen daher Wasserstoff-ready sein.

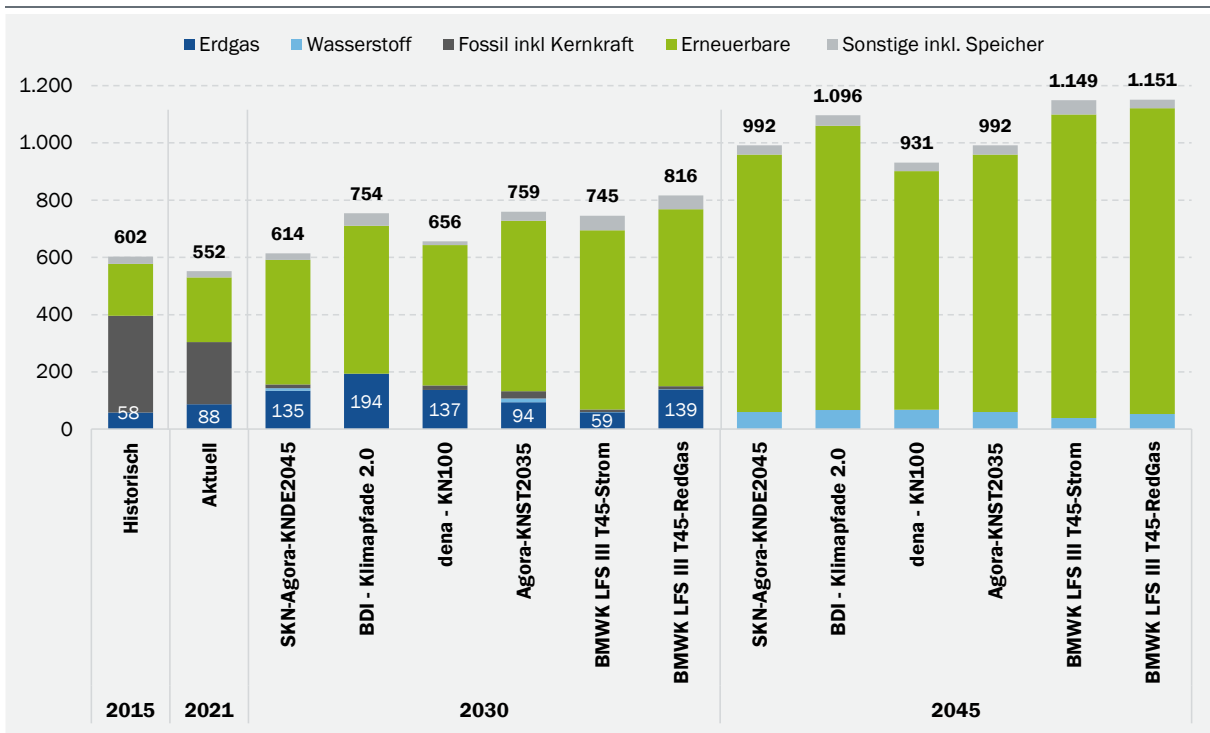
Abbildung 4: Erdgas in der installierten Leistung regelbarer Kraftwerke aktuell bis 2045, in GW



Quelle: (Prognos, 2021), (BCG, 2021), (EWI, 2021), (Ariadne, 2022), (BMWK, 2022a)

Die Stromerzeugung aus Erdgas nimmt in fast allen Szenarien bis 2030 zu (siehe Abbildung 5) Einzig in dem Szenario LFS III T45-Strom nimmt sie etwas ab. Die Stromerzeugung aus Erdgas ersetzt vor allem die wegfallende Kohleverstromung. Bis 2045 wird die Stromerzeugung aus Erdgas jedoch in allen dargestellten Szenarien vollständig durch Wasserstoff oder erneuerbare Energien ersetzt. Zudem werden Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke bis 2045 weniger Volllaststunden aufweisen als heute. Dies führt zu einem entsprechend geringeren Erdgas-/Wasserstoffverbrauch in der Zukunft. Ein weiterer wichtiger Einsatzbereich der Kraftwerke ist die Fernwärmeversorgung.

Abbildung 5: Erdgas in der Nettostromerzeugung aktuell bis 2045, in TWh_{HH}

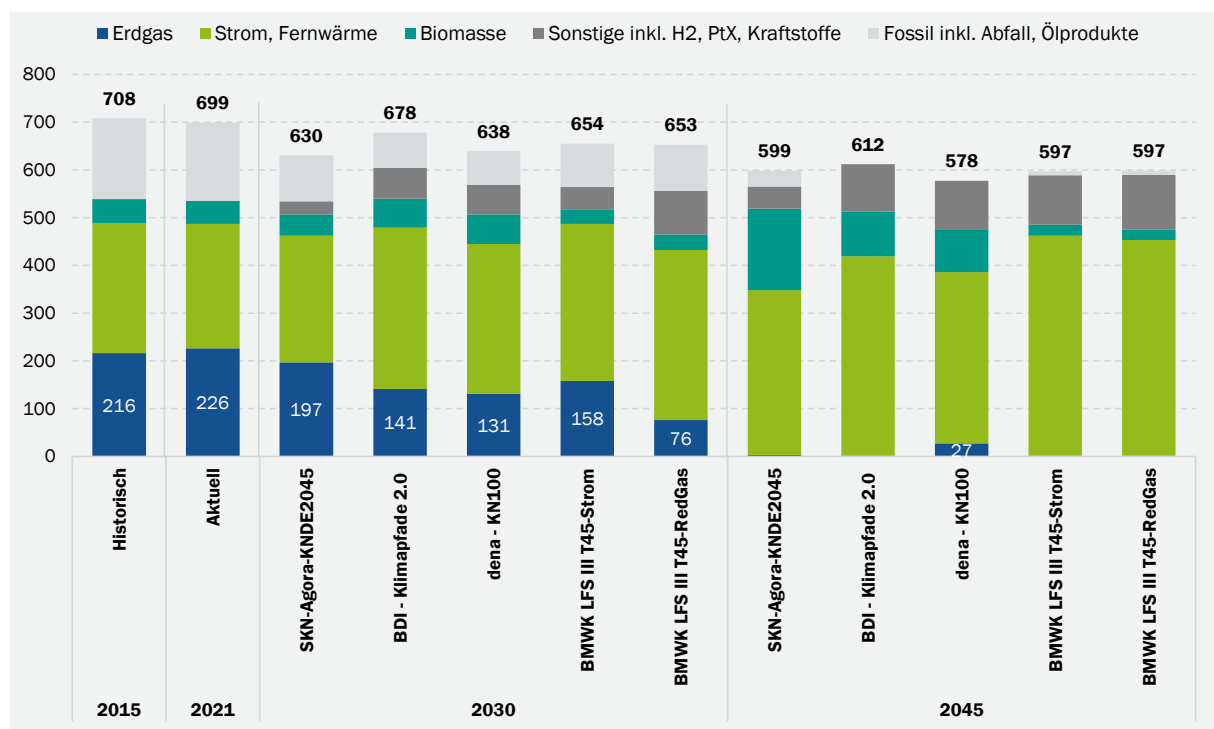


Quelle: (Prognos, 2021), (BCG, 2021), (EWI, 2021), (Ariadne, 2022), (BMWK, 2022a)

4.3.2 Rolle von Erdgas in der Industrie

Der Einsatz von Erdgas in der Industrie geht in einigen Szenarien bis 2030 teilweise stark zurück (z. B. BDI, dena, BMWK LFS III - RedGas) (siehe Abbildung 6), während er bei Agora KNDE 2045 relativ konstant bleibt. Erst ab 2045 geht der Einsatz in allen Szenarien vollständig zurück. In der Industrie wird Erdgas vor allem durch Power-to-Heat-Anwendungen und Biomasse für Prozesswärme ersetzt. Nicht dargestellt ist der stoffliche Einsatz von Erdgas, z. B. in der Chemieindustrie.

Abbildung 6: Erdgas im Endenergieverbrauch der Industrie aktuell bis 2045, in TWh_{Ht}

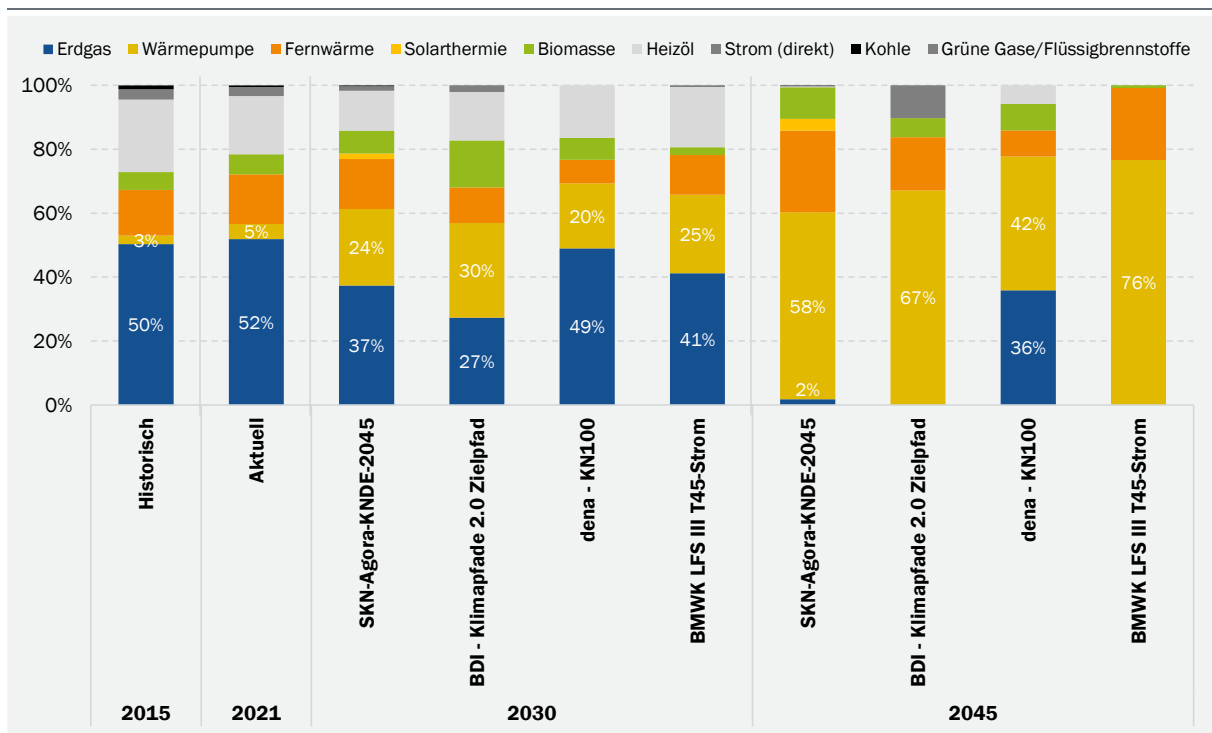


Quelle: (Prognos, 2021), (BCG, 2021), (EWI, 2021), (Ariadne, 2022), (BMW, 2022a)
Hinweis: ohne stofflichen Einsatz von Erdgas

4.3.3 Rolle von Erdgas im Gebäudesektor

Erdgas spielt derzeit noch eine wichtige Rolle in der Beheizungsstruktur von Gebäuden. Alle Szenarien gehen von einer geringeren Rolle von Erdgas bis 2030 aus. Bis 2045 verschwinden Erdgasheizungen in den meisten Szenarien fast vollständig. Eine Ausnahme bildet das dena-Szenario KN100. Hier wird unter anderem Wasserstoff in Erdgasheizungen eingesetzt, die wasserstofftauglich sein müssen. In allen Szenarien bestimmen bis 2045 Wärmepumpen und Fernwärmebezug die Beheizungsstruktur.

Abbildung 7: Erdgas in der Beheizungsstruktur aktuell bis 2045, in %



Quelle: (Prognos, 2021), (BCG, 2021), (EWI, 2021), (Ariadne, 2022), (BMWK, 2022a)
 Hinweis: In dem Szenario dena-KN100 kommt synthetisches Erdgas und Heizöl zum Einsatz

5 Darstellung der aktuellen und zukünftigen Versorgungslage auf den Erdgasmärkten

In der Vergangenheit haben Deutschland und Europa den Großteil ihrer Gasimportmengen aus Russland erhalten. Deutschland muss diese nach einem kompletten Lieferstopp des russischen Pipelinegases durch zusätzliche LNG-Lieferungen, Effizienzmaßnahmen und erneuerbare Energien kompensieren. Nach Europa fließen weiterhin gewisse Mengen russisches Gas. Diese verbliebenen russischen Mengen könnten im Jahr 2023 auch noch wegfallen und müssten somit zusätzlich durch die eben genannten Maßnahmen kompensiert werden.

Im Kapitel 5.1 wird in einem ersten Schritt die historische Entwicklung der Gasbilanzen in Deutschland und Europa aufgezeigt. Anschließend werden in Kapitel 5.2 die bestehenden und geplanten Verflüssigungs- und Regasifizierungsanlagen dargestellt. Kapitel 5.3 bis 5.5 zeigen dann die Entwicklung der Gasversorgung in Deutschland und Europa in unterschiedlichen Szenarien. Im Kapitel 5.6 wird dann schließlich die weltweite LNG-Bilanz beleuchtet.

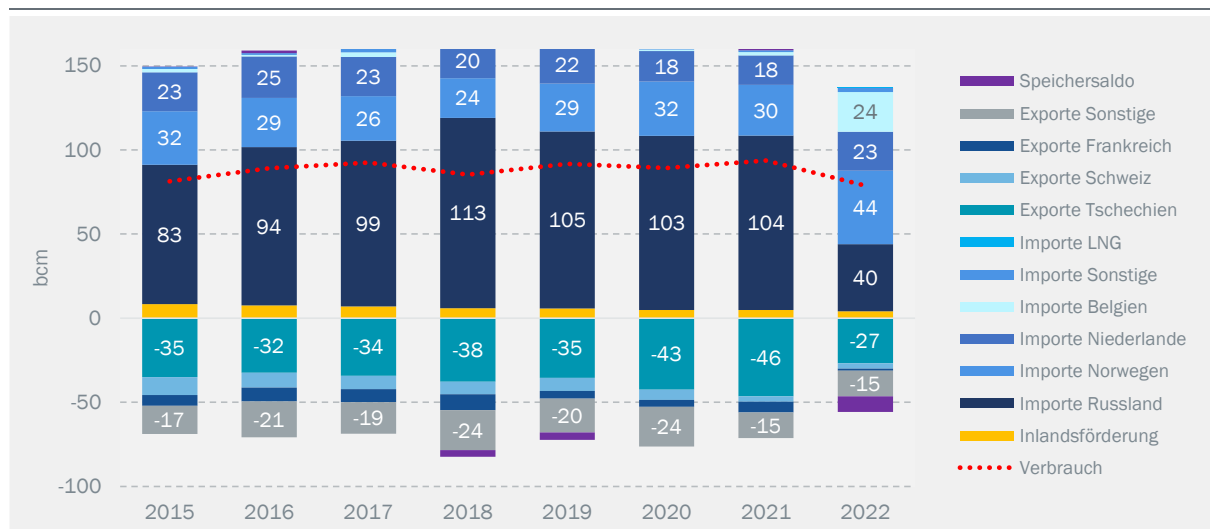
5.1 Historische Entwicklung der Gasbilanz in Deutschland und Europa

Für die Analyse der Gasbilanz müssen die Importe (Pipeline, LNG), Exporte, die Inlandsförderung, die Speichorentnahme bzw. -befüllung und der Gasverbrauch erfasst werden. Die wichtigsten **Herkunftsländer** für Deutschlands Gasimporte waren vor dem Krieg Russland, Norwegen und die Niederlande (siehe Abbildung 8). Mit dem Ausbruch des Krieges wurden die Gasimporte Deutschlands diversifiziert. Nach dem Stopp von Gaslieferungen über die Pipeline Nord Stream 1 sowie die anderen Grenzübergangspunkte (Mallnow, Waidhaus) liefert Russland seit September 2022 nun kein Gas mehr über Pipelines nach Deutschland.

Die fehlenden Gasmengen wurden einerseits durch die Erhöhung der Importe aus **Norwegen** und andererseits durch zusätzliche **LNG-Lieferungen vom Weltmarkt** über die LNG-Importhäfen in den Niederlanden, Belgien und Frankreich kompensiert. Norwegen hat im Jahr 2022 im Vergleich zum Vorjahr die Exportmengen nach Deutschland um 44 % erhöht. Daneben flossen im Jahr 2022 aus den Niederlanden und insbesondere aus Belgien 32 % bzw. 1.175 % mehr Gas nach Deutschland als noch im Vorjahr. Über die LNG-Importhäfen in den Niederlanden und Belgien und seit November 2022 aus Frankreich wird LNG vom Weltmarkt nach Deutschland geleitet.

Mit der Fertigstellung der ersten **Schwimmende Speicher- und Regasifizierungsanlage** (Floating Storage and Regasification Unit, **FSRU**) in Wilhelmshaven im Dezember 2022 kann Deutschland zum ersten Mal direkt LNG importieren. Im Januar und Februar 2023 gingen die beiden FSRU-Anlagen in Lubmin und Brunsbüttel in Betrieb.

Abbildung 8: Historische Entwicklung der Gasbilanz für Deutschland, 2015 bis 2022



Quelle: (Eurostat, 2023), (BNetzA, 2023), (ENTSOG, 2023)

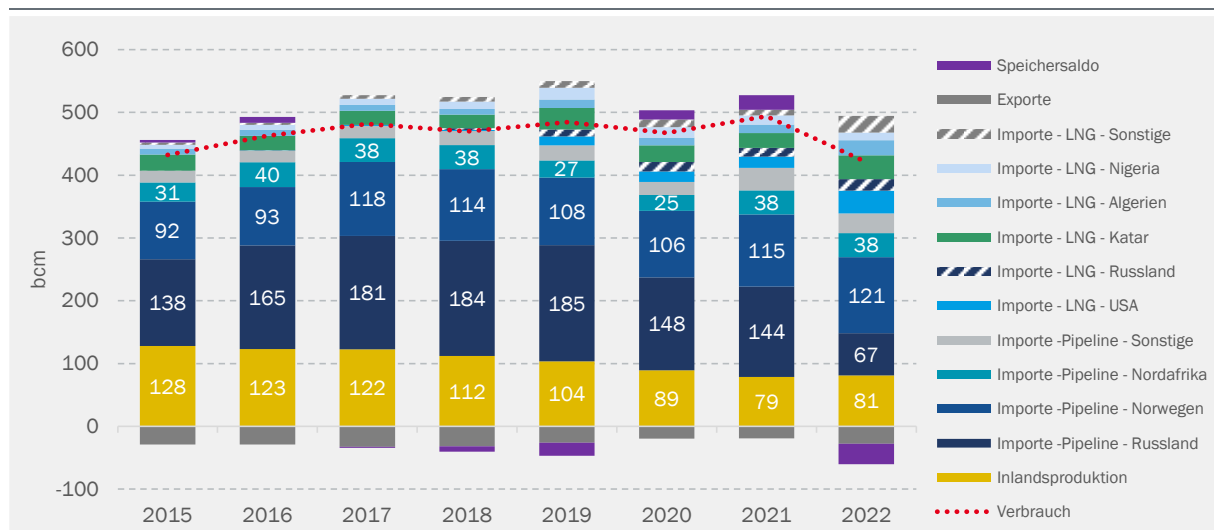
Deutschland ist ein wichtiges **Transitland** für den paneuropäischen Gashandel. Vor dem Angriffskriegs Russlands verlief die Hauptflussrichtung von Ost nach West. Diese hat sich im Laufe der Energiekrise umgekehrt da nun insbesondere die LNG-Mengen von LNG-Importhäfen an der Küste im Westen in Richtung Osten fließen. Die meisten Exporte aus Deutschland erhielten im Jahr 2022 Tschechien (56 %), Österreich (17 %) und die Schweiz (6 %). Im Vergleich zum Vorjahr wurden große Mengen nach Polen über den Grenzübergangspunkt Mallnow transportiert (41 TWh Hu in 2022, 6 TWh Hu in 2021). Insgesamt fielen die Transitmengen im Jahr 2022 (469 TWh Hu) im Vergleich zu 2021 (695 TWh Hu) rund 33 % geringer aus, da durch die Reduktion und aufgrund des anschließenden kompletten Lieferstopps der Gasmengen aus Russland das Gasangebot in Deutschland und in Europa geringer ausgefallen ist als in den Vorjahren.

Die **Eigenförderung** von Erdgas in Deutschland spielte in den letzten Jahren eine untergeordnete Rolle und ist in der Vergangenheit kontinuierlich leicht gesunken. Die geförderten Gasmengen in Deutschland hatten zuletzt einen durchschnittlichen Anteil am gesamten Gasangebot von rund 7 % (BDEW, 2022).

In die **Erdgasspeicher** in Deutschland wurde im Jahr 2022 mehr ein- als ausgespeichert, sodass ein starker negativer Speichersaldo entstand. Die Gründe liegen einerseits darin, dass im Vorjahr 2021 die Speicher nicht ausreichend befüllt wurden (Speicherstand 01.11.2021: 78 %), sodass am Ende des Winters 21/22 und zu Beginn des Krieges ein niedriger Speicherstand zu verzeichnen war (Speicherstand 01.04.2022: 28 %). Andererseits wurde mit dem im März 2022 verabschiedeten Gasspeichergesetz zum ersten Mal die Nutzer der Gasspeicher bzw. der Marktgebietsverantwortliche Trading Hub Europe (THE) dazu verpflichtet, die Gasspeicher kontinuierlich zu füllen. Das Gesetz sah vor, dass die Gasspeicher in Deutschland bis zum 01. Oktober mindestens zu 80 % (176 TWh Hu), bis zum 01. November mindestens zu 90 % (198 TWh Hu) und bis zum 01. Februar mindestens zu 40 % (88 TWh Hu) gefüllt sein sollen („Füllstandsvorgaben“). Mit einer Ministervorgabe zum 28. Juli 2022 wurden die Zielmarken für die Füllstände nach oben korrigiert: Einmalig im Jahr 2022 sollten die Speicherfüllstände zum 01. Oktober 85 % (187 TWh Hu) und zum 01. November 95 % (209 TWh Hu) betragen. Im Regelfall in den weiteren Jahren sollen die Speicher zu 90% gefüllt werden.

Im Vergleich zur deutschen Gasimportstruktur war die **europäische Gasimportstruktur** diverser aufgestellt. Während die deutschen Importe vor allen Dingen aus Pipelinelieferungen aus Norwegen und Russland bestanden, sind auf europäischer Ebene neben diesen Ländern auch die nordafrikanischen Länder Algerien und Libyen wichtige Importländer (siehe Abbildung 9). Zudem wurden bereits vor 2022 erhebliche Mengen an LNG importiert. Die dritte wichtige Säule ist die Inlandsproduktion, die rund ein Drittel des Gasverbrauchs bis 2015 deckte. Ähnlich wie in Deutschland ist die Inlandsproduktion seit einiger Zeit rückläufig.

Abbildung 9: Historische Entwicklung der Gasbilanz der EU-27 inkl. Schweiz und UK, 2015 bis 2022

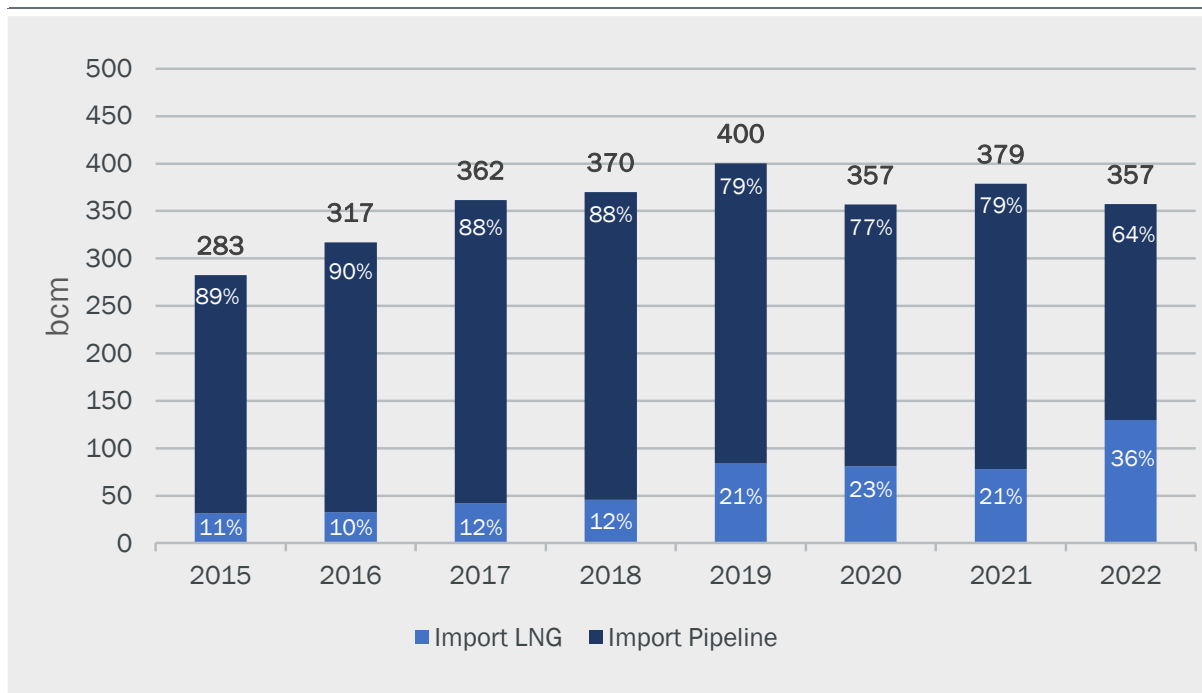


Quelle: (ENTSOG, 2023), (Eurostat, 2023), (AGSI, 2023), (JodiGas, 2023)

Die Gasimporte setzen sich aus Pipeline- und LNG-Importen zusammen. Dabei kam bisher der Großteil der europäischen Gasimporte per Pipeline in die Europäische Union (EU-27). 2021 lag die Verteilung zwischen Pipeline und LNG bei 79:21 (siehe Abbildung 10). Im Jahr 2022 ist der **LNG-Anteil** bei den Gesamtgasimporten **auf knapp 36 %** angewachsen. Insgesamt wurde im Jahr 2022 (357 bcm⁷) im Vergleich zum Vorjahr 2021 (379 bcm) 6 % weniger Gas in die EU importiert.

⁷ bcm = Milliarden Kubikmeter. Hier den Umrechnungsfaktor für 1 Kubikmeter Erdgas gemäß Eurogas Standard 10,83 TWh Ho / Mrd. m³.

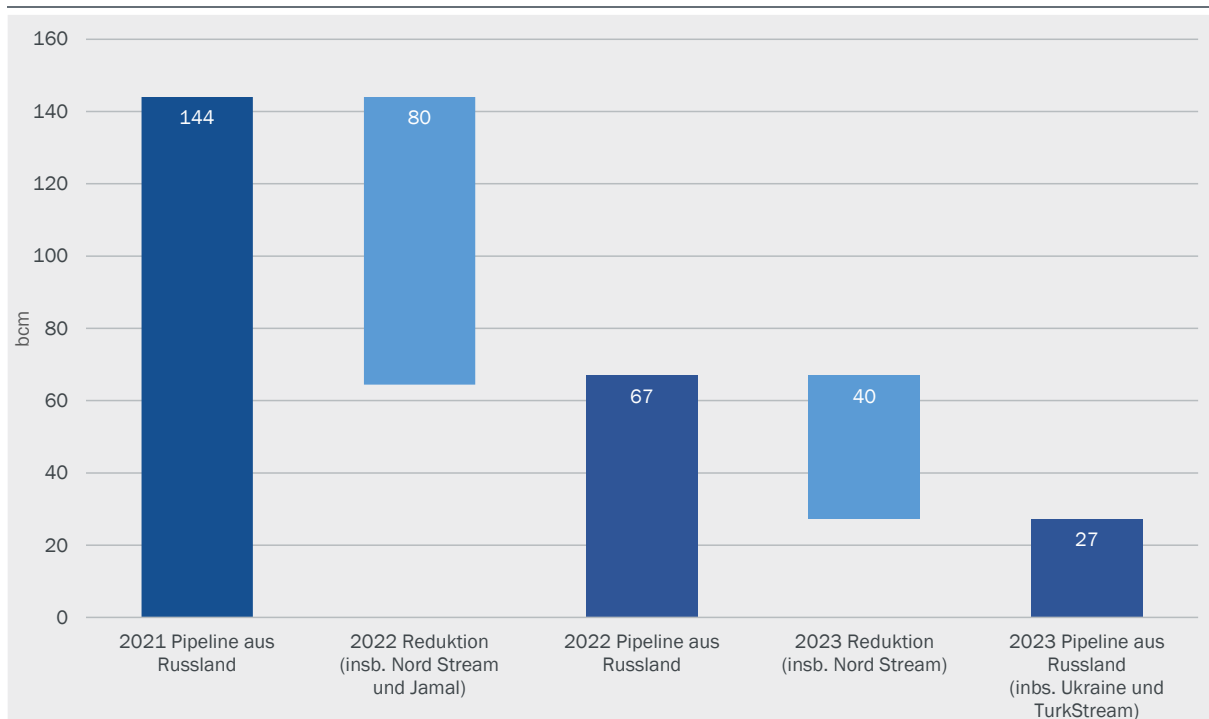
Abbildung 10: Gasimportmengen EU-27 aufgeteilt nach Pipeline und LNG von 2015 bis 2022



Quelle: (Eurostat, 2023)

Von den importierten **Gasmengen per Pipeline** kamen in 2021 rund 50 % aus Russland. Insgesamt wurden im Jahr 2021 144 bcm aus Russland über die Ukraine, durch Belarus, durch die Türkei bzw. direkt über Nord Stream 1 in die EU-27 importiert (siehe Abbildung 11). Im Jahr 2022 kamen nur noch 67 bcm aus Russland in die EU-27, demnach wurden die Exportmengen um 80 bcm reduziert. Die Flüsse über Pipeline wurden drastisch reduziert und im September 2022 wurde der Fluss über die Nord Stream 1 komplett eingestellt. Im Jahr 2023 fehlen daher noch weitere 40 bcm, die kompensiert werden müssen. In 2023 werden voraussichtlich immer noch rund 27 bcm über die Ukraine (14 bcm) und die TurkStream-Pipeline (13 bcm) nach Osteuropa importiert. Es besteht die latente Gefahr, dass Russland die Lieferung dieser Mengen in 2023 ebenfalls einstellt. Hieraus würde die Notwendigkeit entstehen, auch diese Mengen durch zusätzliche LNG-Importe bzw. durch Verbrauchsreduktion zu kompensieren.

Abbildung 11: Pipeline-Lieferungen aus Russland in die EU-27 und Schweiz* von 2021 bis 2022 sowie perspektivische Lieferungen in 2023

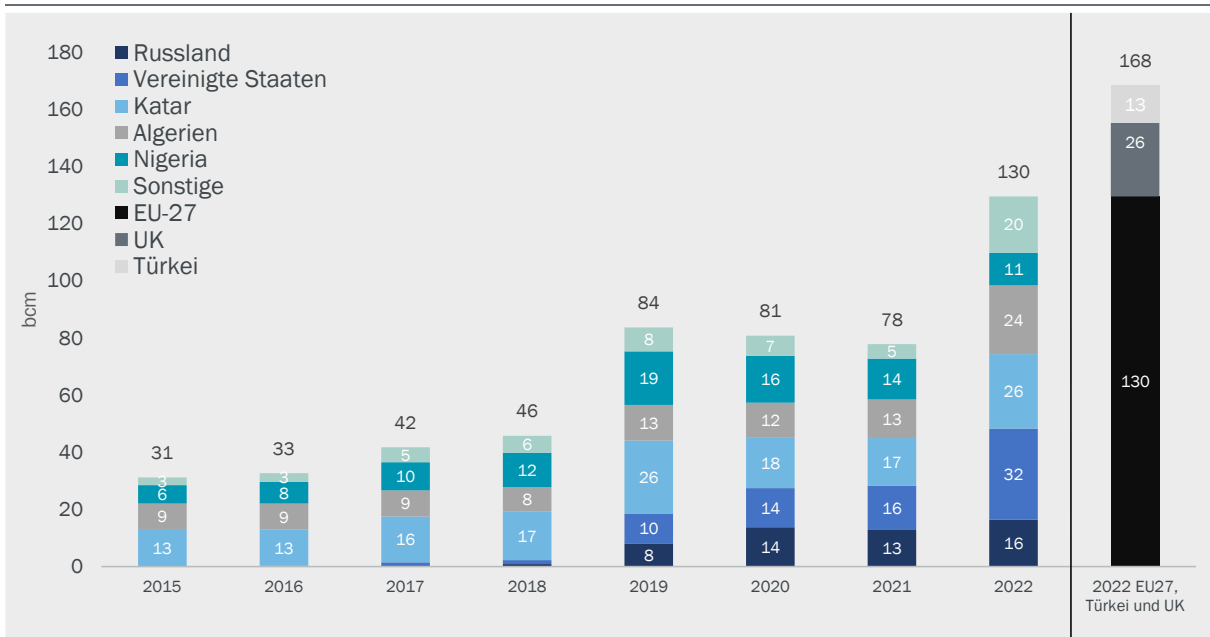


Quelle: (Eurostat, 2023), eigene Berechnung Prognos

* Nach UK wurden keine Gasmengen aus Russland geliefert.

Erst in der jüngsten Vergangenheit haben **LNG-Importe** eine größere Rolle für weite Teile Europas gespielt. Seit 2019 machten die LNG-Importe rund 20 % der gesamten Gasimportmengen aus (siehe Abbildung 10). Spätestens mit dem Beginn des Angriffskriegs haben die LNG-Importe eine zentrale Rolle für die Versorgungssicherheit in Europa und Deutschland eingenommen. Fehlende Gasimportmengen aus Russland per Pipeline wurden durch den LNG-Weltmarkt kompensiert. Es werden aber weiterhin **LNG-Mengen aus Russland** in den europäischen LNG-Häfen angelandet. Insgesamt wurden im Jahr 2022 rund **130 bcm LNG vom Weltmarkt** in die EU-27 importiert (siehe Abbildung 12). Das sind rund 52 bcm mehr als im Vorjahr. Weiterhin sind im Jahr 2022 rund 26 bcm in das Vereinigte Königreich (United Kingdom – UK) und rund 13 bcm in die Türkei geflossen. Insgesamt wurden rund 168 bcm LNG in die EU-27, UK und in die Türkei im Jahr 2022 importiert.

Abbildung 12: Herkunft der LNG-Importe in die EU-27 von 2015 bis 2022 und LNG-Importe EU-27, UK und Türkei für 2022

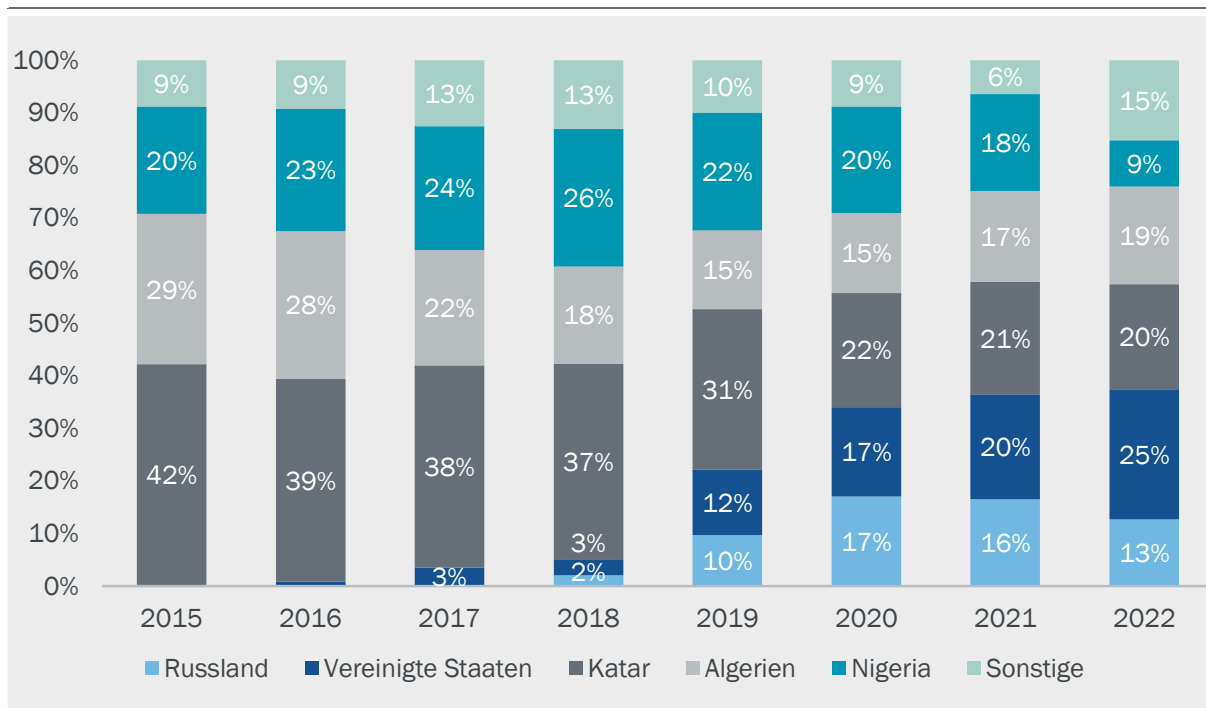


Quelle: (ENTSOG, 2023), (Eurostat, 2023), (JodiGas, 2023)

Sonstige Länder: Australien, Peru, Trinidad und Tobago, Ägypten, Angola, Kamerun, Äquatorialguinea, Norwegen, Indonesien, Malaysia, Oman

Die **USA** sind der größte LNG-Einzelexporteur für die EU-27. Im Jahr 2022 machen die LNG-Mengen von der Westküste der USA einen Anteil von rund 25 % der gesamten LNG-Lieferungen aus (siehe Abbildung 13). LNG-Lieferungen aus **Russland** sind mengenmäßig ungefähr auf dem Vorjahresniveau. Bedingt durch die Zunahme der LNG-Lieferungen insgesamt im Jahr 2022, hat der Anteil der LNG-Mengen aus Russland abgenommen und liegt bei rund 13 %. Falls diese Mengen in der Zukunft nicht mehr nach Europa geliefert werden sollten, würden sie andernorts in der Welt (z. B. Südasien) die Nachfrage decken, sodass LNG-Mengen, die für diese Regionen bestimmt waren, wieder frei werden. Der Anteil von Katar, Algerien und Nigeria und sonstiger Lieferländer ist in etwa konstant geblieben. Absolut liefern sie jedoch auch eine höhere Menge.

Abbildung 13: LNG-Importstruktur EU-27, 2015 bis 2022



Quelle: (Eurostat, 2023), (AGSI, 2023)

Sonstige Länder: Australien, Peru, Trinidad und Tobago, Ägypten, Angola, Kamerun, Äquatorialguinea, UK, Norwegen, Indonesien, Malaysia, Oman

5.2 Aktuelle Situation und zukünftige Entwicklung der LNG-Verflüssigungs- und Regasifizierungskapazitäten in Europa und weltweit

Im Jahr 2021 wurden insgesamt 514 bcm LNG auf dem Weltmarkt gehandelt. Die LNG-Mengen kommen aus 19 verschiedenen Exportländern, die in 44 Ländern importiert wurden (GIIGNL, 2022).

5.2.1 LNG-Verflüssigungskapazitäten

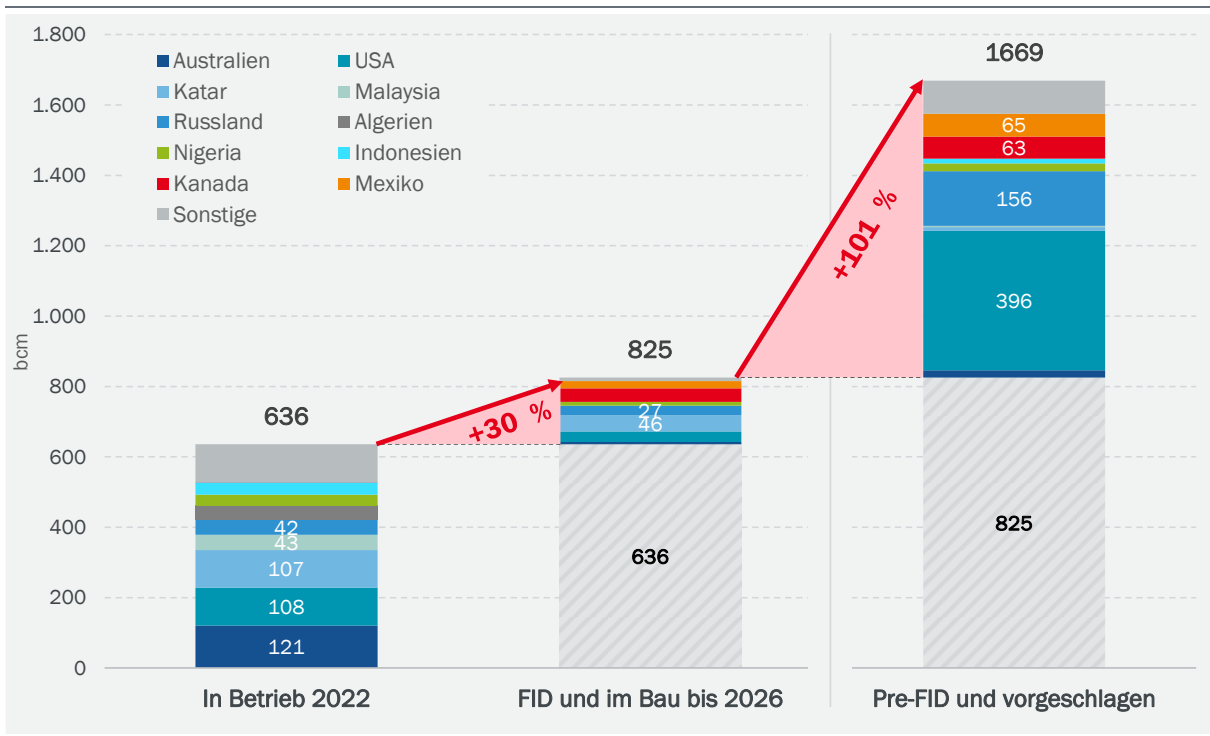
Weltweit sind **LNG-Verflüssigungskapazitäten** mit einer Kapazität von **636 bcm** in Betrieb (siehe Abbildung 14 und Tabelle 2). Die drei Länder mit den größten LNG-Exportkapazitäten sind Australien (20 %), USA (17 %) und Katar (16 %) (siehe Abbildung 14). Insgesamt wurden weltweit 514 bcm gehandelt, sodass die Auslastung der Verflüssigungsterminals in 2021 rund 80 % betrug.

Derzeit befinden sich noch **190 bcm** LNG-Kapazitäten im Bau bzw. für die Projekte wurde eine finale Investitionsentscheidung (FID) getroffen. Diese Projekte sollen bis zum Jahr 2026 fertiggestellt werden.

Dazu wurden noch weitere **844 bcm** LNG-Verflüssigungskapazitäten vorgeschlagen bzw. für diese Projekte besteht eine Pre-FID. Wobei nicht eindeutig ist, ob diese Projekte realisiert werden.

Somit wird weltweit bis 2026 mit hoher Wahrscheinlichkeit (in Betrieb, FID und im Bau) eine Verflüssigungskapazität von mindestens **825 bcm** bestehen. Zusätzlich wurden neue Kapazitäten ungefähr in derselben Größenordnung angekündigt und vorgeschlagen (Pre-FID). Diese könnten zu einer gesamten Verflüssigungskapazität von bis 1.669 bcm führen (falls alle Projekte realisiert würden). In der Realität wird die Kapazität weit darunter liegen.

Abbildung 14: LNG-Verflüssigungskapazitäten weltweit in Betrieb und im Bau (Stand Dezember 2022)



Quelle: (GEM, 2022), (GIIGNL, 2022)

FID = finale Investitionsentscheidung getroffen; Pre-FID = vorgeschlagen, noch keine Investitionsentscheidung getroffen

Tabelle 2: LNG-Verflüssigungskapazitäten weltweit (Stand Dezember 2022)

| in Betrieb in 2022 | | FID und im Bau | | Pre-FID und vorgeschlagen | |
|------------------------------|------------------|----------------|------------------|------------------------------|------------------|
| Land | Kapazität in bcm | Land | Kapazität in bcm | Land | Kapazität in bcm |
| Australien | 121 | Katar | 46 | USA | 396 |
| USA | 108 | Kanada | 39 | Russland | 156 |
| Katar | 107 | USA | 30 | Mexiko | 65 |
| Malaysia | 43 | Russland | 27 | Kanada | 63 |
| Russland | 42 | Mexiko | 21 | Nigerien | 22 |
| Algerien | 40 | Nigeria | 11 | Mosambik | 21 |
| Nigerien | 32 | Australien | 7 | Australien | 21 |
| Indonesien | 35 | Mosambik | 5 | Tansania | 14 |
| Ägypten | 17 | Mauretanien | 3 | Vereinigte Arabische Emirate | 13 |
| Trinidad und Tobago | 17 | Oman | 1 | Indonesien | 13 |
| Oman | 14 | Marokko | 0,1 | Papua Neuguinea | 11 |
| Papua Neuguinea | 11 | | | Katar | 11 |
| Vereinigte Arabische Emirate | 10 | | | Mauretanien | 10 |
| Brunei | 10 | | | Argentinien | 7 |
| Angola | 7 | | | Israel | 7 |
| Norwegen | 6 | | | Äquatorialguinea | 6 |
| Peru | 6 | | | Malaysia | 3 |
| Äquatorialguinea | 5 | | | Republik Kongo | 2 |
| Kamerun | 3 | | | Kamarun | 2 |
| Turkmenistan | 0,3 | | | | |
| Kanada | 0,1 | | | | |
| Gesamt | 636 | Gesamt | 190 | Gesamt | 844 |

Quelle: (GEM, 2022), (GIIGNL, 2022)

Nach Fertigstellung der im Bau befindlichen Terminals weisen die **USA** neben Katar die meisten LNG-Verflüssigungskapazitäten auf. Abgesehen vom LNG-Hafen in Alaska befinden sich alle LNG-Verflüssigungsanlagen an der Ostküste der USA, mit dem Schwerpunkt in den beiden

Bundesstaaten Texas und Louisiana. Derzeit sind in den USA sieben Anlagen in Betrieb, zwei weitere sind im Bau und weitere 27 Anlagen wurden vorgeschlagen (GEM, 2022).

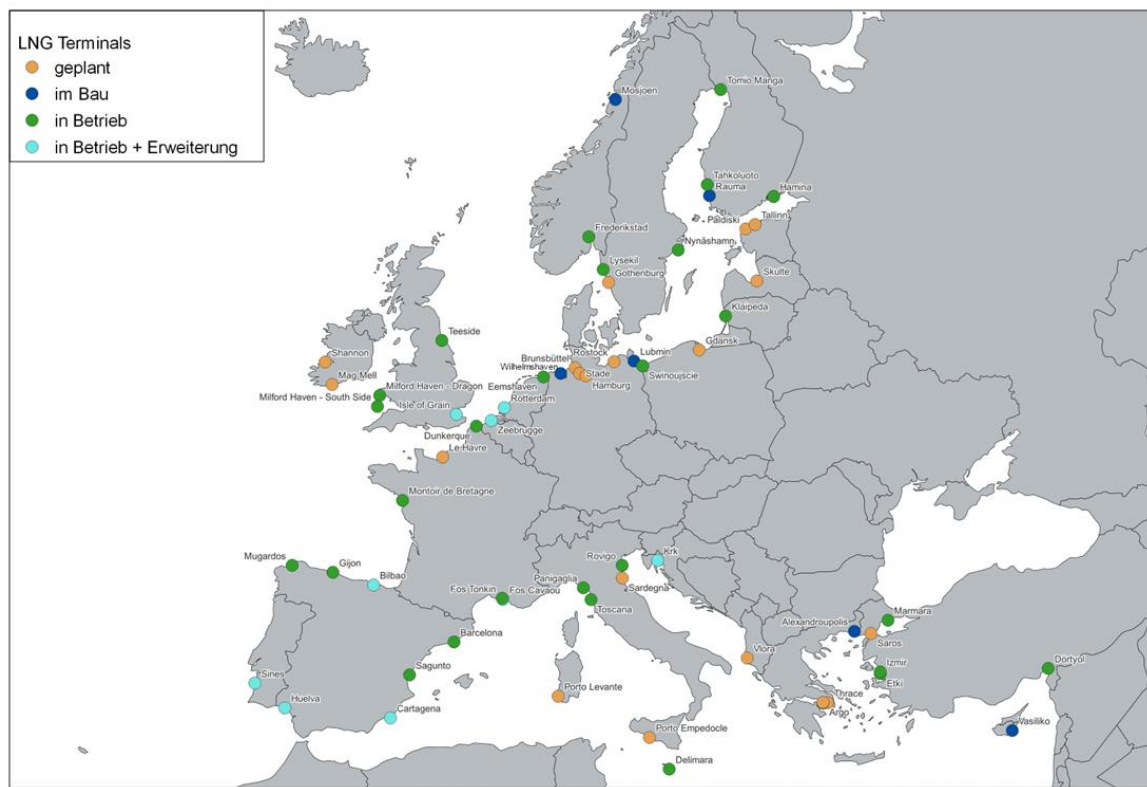
Kanada plant auch, die LNG-Verflüssigungskapazitäten im großen Stil auszubauen (39 bcm). Diese sollen hauptsächlich an der Westküste errichtet werden, um insbesondere den asiatischen LNG-Markt beliefern zu können. Insgesamt wurden 18 neue Projekte vorgeschlagen, wovon sich 13 in British Columbia, 2 in Quebec und 3 in Nova Scotia befinden (Canada, 2022).

5.2.2 LNG-Regasifizierungskapazitäten in Europa

In **Europa** sind derzeit 37 LNG-Importterminals mit einer **Gesamt-Importkapazität** von 271 bcm/a (inkl. Türkei und UK) in Betrieb. Fast jedes europäische Land mit Zugang zur Küste plant neue Importterminals bzw. erweitert bestehende LNG-Importterminals (siehe Abbildung 15 und Abbildung 16).

Abbildung 15: LNG-Regasifizierungskapazitäten Europa (Stand Dezember 2022)

Standorte LNG-Terminals in Europa



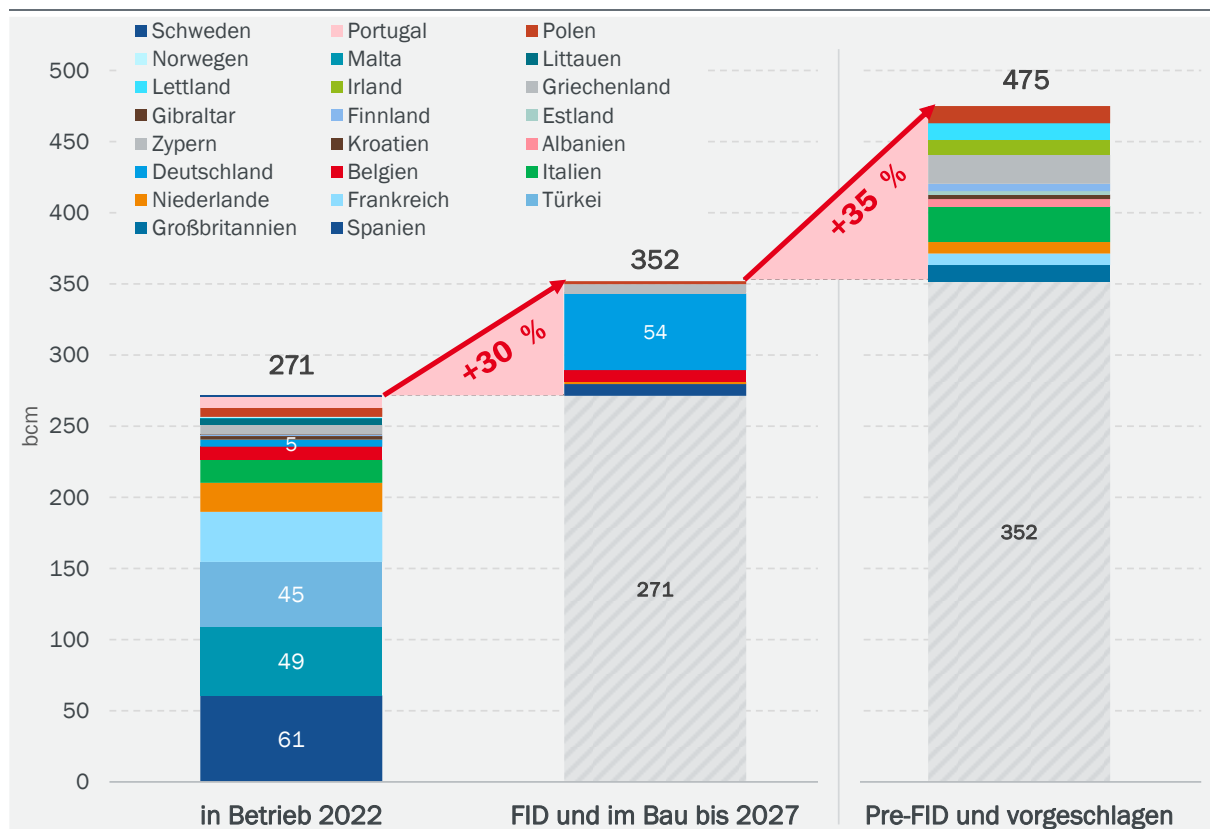
Quelle Karte: © 2022 Made with Natural Earth, Global Energy Monitor (2022)
Projektion: ETRS89, LAEA Europe

Aktuell hat Spanien die meisten Regasifizierungskapazitäten mit einem Anteil von rund 25 % in Europa. Danach folgen UK und Türkei. In Spanien oder Portugal angelandetes LNG kann aufgrund fehlender Pipeline-Anbindung zwischen Spanien und Frankreich derzeit nicht in das restliche Europa transportiert werden. UK ist mit zwei Pipelines (Interconnector und Balgzand Bacton Line -

BBL) mit dem europäischen Festland verbunden. Diese stellen ebenfalls einen Engpass für die Versorgung des Festlandes dar. Die LNG-Regasifizierungskapazitäten waren im Jahr 2022 zu 63 % ausgelastet (in 2021 rund 38 %). Je nach Importland variiert der Auslastungsfaktor. Für die eigene Versorgung benötigt insbesondere Spanien nur eine niedrige Auslastung (rund 40 % in 2022) ihrer LNG-Terminals (ALSI, 2023).

Die Abbildung 16 zeigt die bestehenden und geplanten LNG-Regasifizierungskapazitäten in Europa. Derzeit sind in Europa 271 bcm Importkapazitäten vorhanden. Nach der Realisierung der sich im Bau befindlichen Terminals und mit FID steigen die LNG-Regasifizierungskapazitäten um **30 % auf 352 bcm**. Werden auch die Kapazitäten gebaut, die bisher nur vorgeschlagen sind, aber noch keinen FID haben, so ist eine weitere Steigerung um 35 % möglich.

Abbildung 16: LNG-Regasifizierungskapazität in Europa (Stand Dezember 2022)



Quelle: Global Energy Monitor (2022)

FID = finale Investitionsentscheidung getroffen; Pre-FID = vorgeschlagen, noch keine Investitionsentscheidung getroffen

In **Deutschland** sind die meisten **neuen LNG-Importkapazitäten** geplant. Werden die im Bau und mit einer FID und vorgeschlagenen LNG-Terminals in Deutschland realisiert, dann wird Deutschland zusammen mit Spanien und UK über rund die Hälfte der gesamten Regasifizierungskapazitäten in Europa verfügen. Stand Juni 2023 sind in Deutschland acht FSRU⁸ und drei feste Onshore-Terminals geplant, davon sind bereits drei FSRU (in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Lubmin) mit

⁸ Floating Storage Regasification Unit (Schwimmende Speicher- und Regasifizierungsanlage)

einer Kapazität von 13,5 bcm in Betrieb. Es ist vorgesehen, dass die drei FSRU Brunsbüttel I, Stade I und Wilhelmshaven II so lange laufen bis dort die festen LNG-Anlagen an Land in Betrieb gehen (siehe Tabelle 3).

Tabelle 3: Geplante LNG-Regasifizierungskapazitäten in Deutschland (Stand Juni 2023)

| TERMINAL-TYP | STANDORT | STARTDATUM | KAPAZITÄT IN BCM | LAUFZEIT | BETREIBER | BETEILIGUNG STAAT |
|--------------|--------------------------------|------------|------------------|----------|------------------------|-------------------|
| FSRU | Wilhelmshaven I | Dez 22 | 5 | 10 | Deutsche Terminal GmbH | x |
| | Wilhelmshaven II ¹ | Jan 24 | 4,5 | 2 | Deutsche Terminal GmbH | x |
| | Brunsbüttel I ^{1,3} | Feb 23 | 7,5 | 4 | Deutsche Terminal GmbH | x |
| | Stade I | Jan 24 | 5 | 3 | Deutsche Terminal GmbH | x |
| | Lubmin I | Jan 24 | 5 | 10 | Deutsche Terminal GmbH | x |
| | Lubmin II ⁴ | Jan 23 | 10 | 8 | Deutsche ReGas | Privat |
| Onshore | Wilhelmshaven III ² | 2026 | 11 | 20 | E.ON, TES, Engie | Privat |
| | Brunsbüttel II | 2027 | 10 | 20 | Gasunie, RWE, KfW | x |
| | Stade II | 2027 | 13 | 20 | Hanseatic Energy Hub | Privat |

Quelle: (FNB-Gas, 2022), Bericht des Bundeswirtschafts- und Klimaschutzministeriums zu Planungen und Kapazitäten der schwimmenden und festen Flüssigerdgasterminals (BMWK, 2023a)

1) FSRU Brunsbüttel I, Stade I und Wilhelmshaven II laufen bis zur Inbetriebnahme des festen Onshore LNG-Terminals

2) Zusätzliches Grüngasterminal geplant, aber in dieser Tabelle nicht aufgenommen

3) Startkapazität von 3,5 bcm. Nach Fertigstellung der neuen Anbindungsleistung Ende 2023 ist eine volle Auslastung der Kapazität von 7,5 bcm möglich.

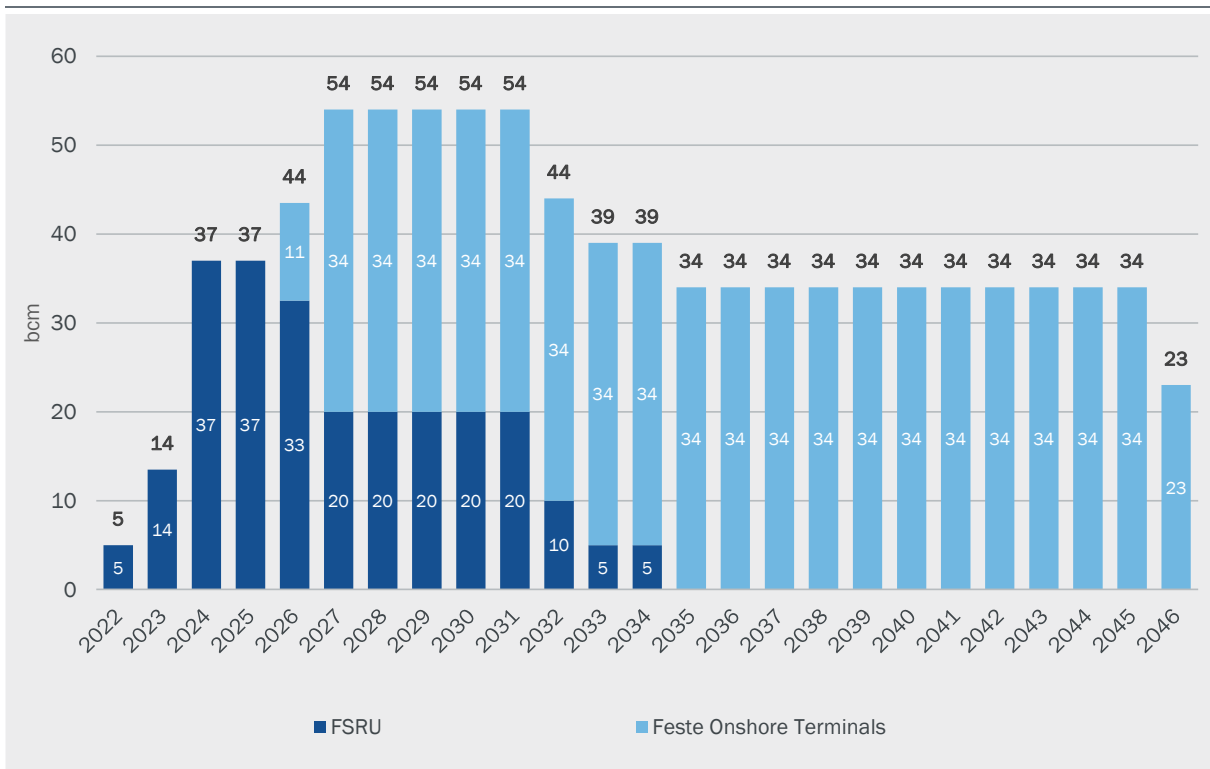
4) Startkapazität von 5 bcm in 2023. Ausweitung auf 10 bcm ab 2024.

Landseitig werden **drei feste LNG-Terminals** geplant, wovon der Bund an dem Terminal in Brunsbüttel (10 bcm) zu 50 % über die KfW beteiligt ist. Dieses soll bis Anfang 2027 in Betrieb gehen. Die beiden privaten Terminals in Wilhelmshaven (11 bcm), das von dem Konsortium um TES (Tree Energy Solutions GmbH) geplant wird, und in Stade (13 bcm), das von der Hanseatic Energy Hub (HEH) umgesetzt wird, sollen in 2026 bzw. in 2027 in Betrieb gehen. Zum Zeitpunkt der Studiererstellung lag aber bisher für keinen der festen Onshore-LNG-Terminals eine finale Investitionsentscheidung (FID) vor.

Für die festen LNG-Anlagen wurde eine Laufzeit von 20 Jahren angenommen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Wilhelmshaven von Anfang an als Grüngasterminal für den Import von synthetisches, aus grünem Wasserstoff hergestelltes Methan geplant wird. Stade und Brunsbüttel sollen beim Bau so konzipiert werden, dass später Wasserstoffderivate, z. B. grünes Ammoniak, importiert werden kann. Für die FSRU-Anlagen, die nicht durch eine landseitige LNG-Anlage (Wilhelmshaven I, Lubmin I und II) ersetzt werden, wurde eine Laufzeit von maximal 10 Jahren unterstellt. Werden die in Deutschland geplanten LNG-Terminals (Onshore/FSRU) so umgesetzt wie in Tabelle 3 dargestellt, erreicht Deutschland im Jahr **2027** eine maximale LNG-Regasifizierungskapazität von **54 bcm**. Diese setzt sich zusammen aus der Summe der FSRU-Kapazität von 20 bcm⁹ und der landseitigen Onshore-Kapazitäten von 34 bcm (siehe Abbildung 17). Im Winter 2023/24 wird nach aktuellem Stand mit einer installierten LNG-Importkapazität von 37 bcm geplant.

⁹ Nach Redaktionsschluss zu den Analysen in dieser Studie wurde bekannt, dass zwei weitere FSRU in Mukran/Rügen mit einer Gesamtkapazität von 10-15 bcm bis 2024/25 in Betrieb gehen sollen. Teile der Kapazität sollen durch den Umzug des bereits in Lubmin in Betrieb befindlichen FSRU gedeckt werden. Ggf. entsteht keine Änderung der gesamten FSRU-Kapazität. Dies kann aber aufgrund der unklaren Informationslage nicht abschließend verifiziert werden.

Abbildung 17: Hochlaufpfad der geplanten LNG-Regasifizierungskapazitäten in Deutschland bis 2045

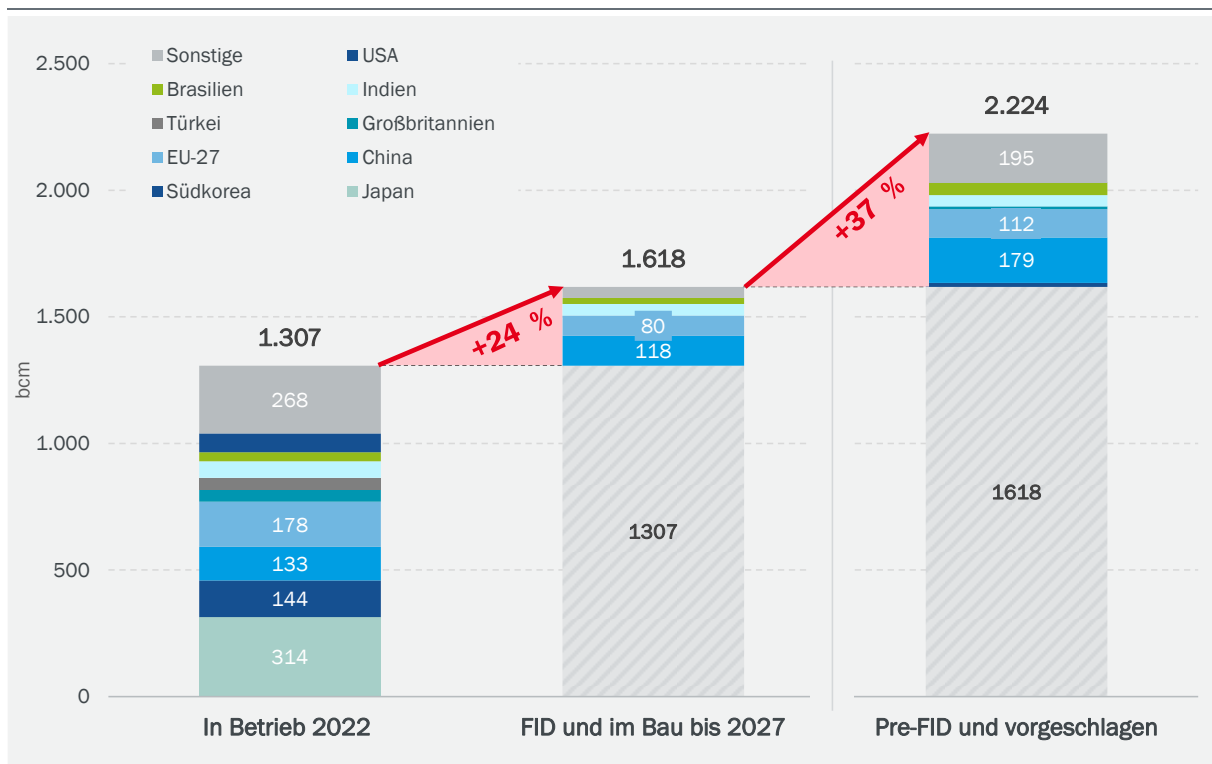


Quelle: (GEM, 2022), (FNB-Gas, 2022), (BMWK, 2023a)

5.2.3 LNG-Regasifizierungskapazitäten weltweit

Weltweit sind rund 50 % der Regasifizierungskapazitäten im ostasiatischen Raum (Japan, Südkorea und China) in Betrieb. In Europa, UK und Türkei befinden sich rund 20 % der weltweiten Regasifizierungskapazitäten (siehe Abbildung 18). Insbesondere China verdoppelt die LNG-Importkapazitäten bis 2027 auf eine Kapazität von 251 bcm. Insgesamt übertrifft die existierende Regasifizierungskapazität die Verflüssigungskapazität um den Faktor 2.

Abbildung 18: LNG-Regasifizierungskapazitäten weltweit (Stand Dezember 2022)



Quelle: (GEM, 2022)

FID = finale Investitionsentscheidung getroffen; Pre-FID = vorgeschlagen, noch keine Investitionsentscheidung getroffen

5.3 Szenarien für die deutsche Gasversorgung

In diesem Kapitel wird die Entwicklung der Gasversorgung in **Deutschland** in unterschiedlichen Szenarien aufgezeigt. Mit diesen Szenarien soll dargestellt werden, ob und wie die deutsche Gasversorgung in der Zukunft mit neuen LNG-Terminals sichergestellt werden kann.

Im ersten Schritt wird der hypothetische und kontrafaktische Fall der Gasversorgung ohne den direkten Bezug von LNG-Importen über die geplanten deutschen LNG-Terminals gezeigt. Hierauf aufbauend wird eine Gasversorgung mit den geplanten deutschen LNG-Terminals dargestellt. Abschließend wird eine Variante gezeigt, bei der von einer erhöhten Nachfrage in Osteuropa aufgrund des weiteren Wegfalls von Erdgaslieferungen aus Russland ausgegangen wird und gleichzeitig die größte Import-Pipeline nach Deutschland ausfällt (Worst Case).

Grundsätzlich sind die Szenarien wie folgt aufgebaut: Für die Jahre 2021 und 2022 werden historische Daten aus der Statistik verwendet. Zwischen den Jahren 2022 und 2021 haben sich aufgrund der Energiekrise grundlegende Änderungen der Gastransportrouten ergeben. Es wird davon ausgegangen, dass diese Änderungen auch in Zukunft weitgehend Bestand haben werden. Dem Gasangebot wird die Bandbreite der Gasnachfrage, die sich aus den Klimaneutralitätsszenarien in Kapitel 4.2 ergibt, gegenübergestellt.

Die für die Gasversorgung verwendeten historischen Daten basieren auf den Gasflussdaten der ENTSOG. Historische Entwicklungen der Gasflüsse werden in die Zukunft fortgeschrieben. An den Stellen, wo es aufgrund erwarteter Ereignisse erforderlich ist Änderungen vorzunehmen, werden geeignete Annahmen getroffen.

Es ist davon auszugehen, dass Pipeline-Importe mit der Zeit in Konkurrenz zu LNG-Importen treten werden. Welche Kapazitäten für den Gasimport genutzt werden, würde sich dann in einem Preiswettbewerb entscheiden. In den folgenden Darstellungen wird jedoch nicht auf diese Wettbewerbssituation eingegangen, sondern es werden die kapazitätsseitig verfügbaren Mengen dargestellt.

Im nächsten Kapitel wird zunächst auf die veränderte Situation bzgl. der Gastransportrouten eingegangen, bevor sie dann in den Szenarien umgesetzt wird.

5.3.1 Änderungen der Gastransportrouten

Deutschland galt bis 2021 als wichtiges Transitland für Erdgaslieferungen. Infolge der Energiekrise haben sich die Gasimportrouten nach und durch Deutschland grundlegend verändert. Insbesondere die Gaslieferungen aus Russland über die Nord Stream 1 Pipeline wurden zu einem großen Teil nach Tschechien weitergeleitet. Von Tschechien aus wurden diese Gaslieferungen teilweise über den Grenzübergangspunkt Waidhaus nach Deutschland reimportiert. Dieser Import ist seit dem Lieferstopp Russlands komplett eingestellt. Darüber hinaus lieferte Russland im Jahr 2021 noch Gas via der Jamal-Pipeline über Weißrussland und Polen nach Deutschland. Auch diese Gasimportroute wird von Russland nicht mehr bedient.

Durchleitungen aus Deutschland fanden im Jahr 2021 noch in die Schweiz, nach Österreich, Frankreich, Dänemark und den Niederlanden statt. Die entsprechenden Importquellen für dieses Gas waren nicht immer eindeutig zuzuordnen. Eine Darstellung der historischen Gasflüsse nach und aus Deutschland findet sich in Kapitel 5.1.

Die fehlenden Lieferungen aus Russland wurden im Jahr 2022 durch höhere Importe aus dem Westen kompensiert. Zum einen wurden die Lieferungen aus Norwegen erhöht. Zum anderen gelangt mehr Erdgas aus Belgien und den Niederlanden über Pipelines nach Deutschland. Dieses Gas wird über die LNG-Terminals in diesen Ländern bezogen und nach Deutschland weitertransportiert.

Obwohl Nord Stream 1 seit September 2022 nicht mehr genutzt wird, sind weiterhin Erdgasexporte nach Tschechien zu beobachten. Unter anderem bezieht Tschechien Erdgas aus den Niederlanden. Dieses Gas wird über Deutschland transportiert. Darüber hinaus findet ein verstärkter Transit von Gas nach Österreich statt. Weitere Länder, die immer noch Gas über Deutschland beziehen, sind Polen, die Schweiz und Dänemark.

Um die möglichen kapazitätsseitig verfügbaren Mengen ab 2023 darzustellen, wird in den folgenden Szenarien grundsätzlich davon ausgegangen, dass die Gasbezugsbedingungen, wie sie seit dem Lieferstopp über Nord Stream 1 vorherrschen, weitestgehend unverändert bleiben. Analysen der Kapazitäten aus den westlichen Ländern zeigen, dass diese sich an der **Kapazitätsgrenze** befinden. Eine Erhöhung der Importmengen aus diesen Ländern ist ohne einen Netzausbau kaum möglich.

Eine Ausnahme von dieser Vorgehensweise bilden die Gaslieferungen aus **Norwegen**. Nach Analysen von Rystad (Rystad, 2022) wird Norwegen bis 2029 konstant Gas fördern. Ab 2030 wird die Gasproduktion kontinuierlich zurückgehen. Diese Gasmengen könnten ggf. durch neue Gasbohrungen kompensiert werden. Diese Option wird hier jedoch nicht berücksichtigt. Eine weitere Ausnahme bildet **Frankreich**. Historisch wurde Gas hauptsächlich von Deutschland nach Frankreich exportiert. Mittlerweile haben sich die Gasflüsse umgekehrt. Die Gasimporte aus Frankreich, die aus der Anlandung von LNG an französischen Terminals stammen, könnten bereits ca. 2 bcm betragen. Höhere Importmengen sind derzeit aufgrund einer fehlenden Deodorierungsanlage nicht möglich. Nach Inbetriebnahme dieser Anlage wird ab 2026 mit jährlichen Gasflüssen von ca. 7 bcm aus Frankreich nach Deutschland gerechnet (BMWK, 2023a).

5.3.2 Annahmen in den Szenarien

Folgende allgemeingültige Annahmen gelten für die folgenden Szenarien:

- Die **Gasspeicher** werden zum 1.11.2023 gemäß den gesetzlichen Vorgaben zu 90 % gefüllt sein. Da die Speicher im Jahr 2022 zu über 95 % gefüllt waren, können im Jahr 2023 einmalig netto 5 % mehr ausgespeichert werden.
- Importe aus **Norwegen** verbleiben auf dem Niveau des gesamten Jahres 2022. Ab 2030 nimmt die Gasproduktion in Norwegen ab und es wird stetig weniger Gas nach Europa geliefert.
- Importe über die westlichen Länder **Belgien** und die **Niederlande** verbleiben auf dem Niveau des gesamten Jahres 2022. Hinzu kommen neue Lieferungen aus **Frankreich** nach Deutschland in Höhe von rund 2 bcm. Diese bleiben ebenfalls auf dem Niveau des gesamten Jahres 2022 und werden ab 2027 auf 7 bcm erhöht.
- Die Pipeline-Gaslieferungen aus **Russland** reduzieren sich im Vergleich zu 2022 im Gesamtjahr 2023 nochmals um 40 bcm, da seit August 2022 kein Gas mehr über die Nord Stream 1 fließt.
- Die Transitflüsse nach Tschechien und Österreich bleiben im Mittel auf dem Niveau, das seit dem Lieferstopp über die Nord Stream 1 in den Monaten September bis Dezember 2022 zu beobachten war. Es wird angenommen, dass die Exporte nach **Tschechien** und **Österreich** ab

2023 bei rund 14,5 bcm liegen werden und damit ähnlich hoch sind wie in den letzten Monaten des Jahres 2022, als die Nord Stream 1 nicht mehr in Betrieb war.

- Hinzukommen **Transite nach Polen, Dänemark und die Schweiz** in Höhe von 11,5 bcm, so dass insgesamt ein Transit in Höhe von 26 bcm angenommen wird.

Abweichungen von diesen Annahmen werden in den jeweiligen Abschnitten zu den Szenarien erläutert.

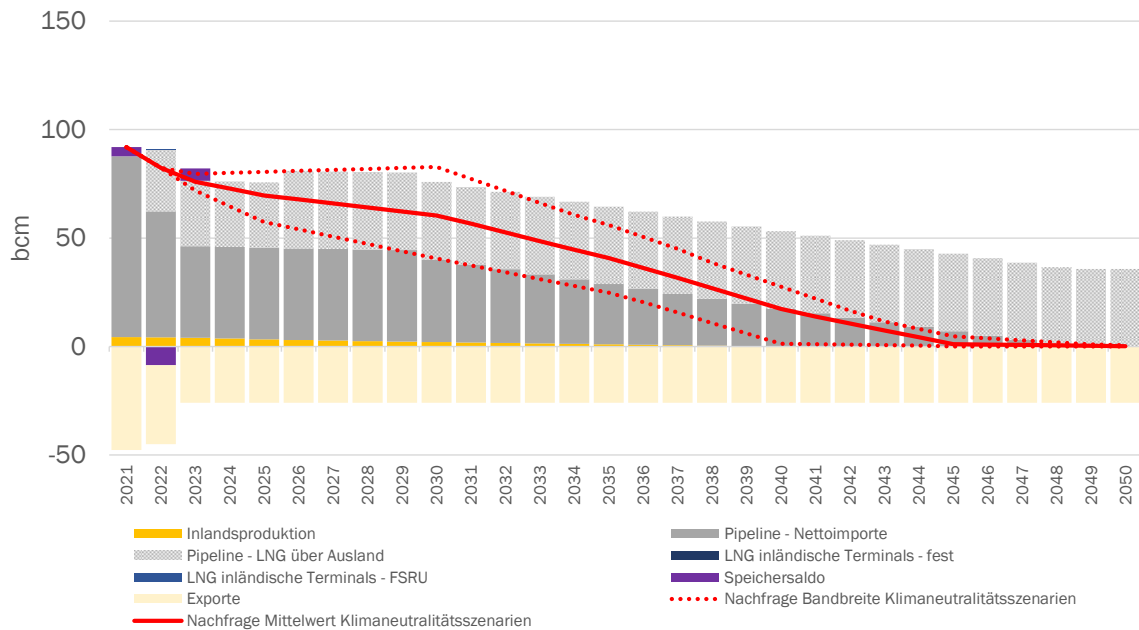
5.3.3 Gasversorgung in Deutschland ohne direkte LNG-Importe über deutsche LNG-Terminals

Dieses Szenario stellt die Gasversorgung in Deutschland ohne direkte LNG-Importe dar. D. h. es wird zunächst der Fall dargestellt, dass keine Gasmengen über LNG-Importterminals nach Deutschland importiert werden. Da mittlerweile die FSRU-Terminals in Brunsbüttel, Wilhelmshaven und Lubmin in Betrieb sind, ist dies nur ein hypothetischer Fall zur Verdeutlichung einer Situation ohne LNG-Terminals.

Die Abbildung 19 zeigt die Versorgungssituation ohne LNG-Importterminals in Deutschland. Unter „Pipeline-Nettoimport“ wird der Import aus den westlichen Ländern zusammengefasst, der in Deutschland verbleibt und nicht LNG-Lieferungen zugeordnet werden kann. „Pipeline – LNG über Ausland“ sind LNG-Lieferungen, die aus den westlichen Ländern über Pipelines nach Deutschland gelangen. Exporte sind die Mengen, die von Deutschland in die Nachbarländer weitertransportiert werden. Zudem ist die Bandbreite der Gasnachfrage in den Klimaneutralitätsszenarien dargestellt. Der mittlere Verlauf der Nachfragekurven stellt den Mittelwert aus dem höchsten und dem niedrigsten Nachfrageszenario dar.

Es zeigt sich, dass in diesem Szenario bei einem konstanten Gasverbrauch auf dem Niveau des Jahres 2022 **zusätzliche Gasmengen** benötigt werden. Würde sich die Nachfrage in Zukunft entsprechend dem oberen Rand der Bandbreite der Klimaneutralitätsszenarien entwickeln, ergäbe sich ebenfalls ein zusätzlicher Versorgungsbedarf bis zum Jahr 2027, bis die Gaskapazitäten aus Frankreich auf 7 bcm erhöht werden. Steigt die Nachfrage wieder auf das Niveau des Jahres 2021 an, würde bereits ab dem Jahr 2023 und den Folgejahren eine Versorgungslücke entstehen. Wenn sich die Nachfrage gemäß dem unteren Rand der Klimaneutralitätsszenarien entwickelt, dann werden bereits ab 2023 keine LNG-Terminals benötigt.

Abbildung 19: Gasversorgung Deutschland ohne direkten LNG-Bezug über deutsche LNG-Terminals



Quelle: (Eurostat, 2023), Klimaneutralitätsszenarien, (BMWK, 2023a), eigene Berechnungen

5.3.4 Gasversorgung Deutschland mit LNG-Importen über neue LNG-Importterminals

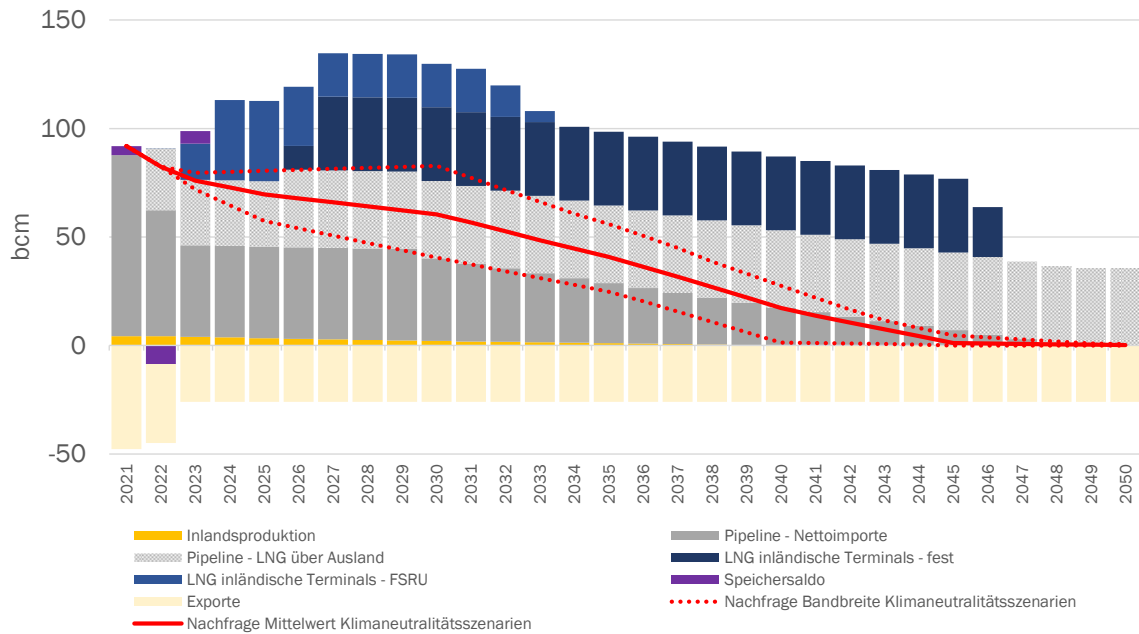
Die Annahmen für dieses Szenario sind analog zum Szenario ohne direkten LNG-Import (siehe Kapitel 5.3.3). Die wesentliche Änderung besteht im Folgenden:

- Alle in Kapitel 5.2.2 dargestellten LNG-Importterminals werden wie geplant realisiert und weisen eine Auslastung von 100 % auf.
- Dabei wird implizit davon ausgegangen, dass dieses LNG auch auf dem Weltmarkt beschafft werden kann. Diese Annahme muss nicht zwingend zutreffen. Eine ausführliche Diskussion hierzu findet sich in Kapitel 5.6.

In Abbildung 20 ist die zukünftige Versorgungssituation mit den neuen LNG-Terminals dargestellt. Es zeigt sich, dass im Vergleich zu dem oberen Rand der Bandbreite der Klimaneutralitätsszenarien bereits im Jahr 2023 durch die neuen FRSU-Terminals mehr Kapazitäten zur Verfügung stehen, als sie für die Gasversorgung benötigt werden würden. Dies wäre auch der Fall, wenn der Gasverbrauch im Jahr 2023 wieder auf das Niveau von 2021 ansteigen würde. Über die Zeit entstehen immer mehr Überkapazitäten im Vergleich zu dem oberen Rand der Klimaneutralitätsszenarien. Spätestens ab dem Jahr 2032 würden allein die Pipeline-Kapazitäten ausreichen, um die Gasversorgung sicherzustellen.

Wie bereits oben erwähnt, werden Pipeline-Importe mit LNG-Importen konkurrieren. Welche Kapazitäten für Gasimporte genutzt werden, würde sich im Preiswettbewerb entscheiden. Diese Betrachtung ist jedoch nicht Gegenstand dieser Studie.

Abbildung 20: Gasversorgung Deutschland mit LNG-Bezug über die in Planung und Bau befindlichen LNG-Importterminals



Quelle: (Eurostat, 2023), Klimaneutralitätsszenarien, (FNB-Gas, 2022), (BMWK, 2023a), weitere Veröffentlichungen zu LNG-Terminals, eigene Berechnungen

5.3.5 Gasversorgung Deutschland mit LNG-Importen über neue LNG-Importterminals, zusätzliche Versorgung osteuropäischer Länder und Ausfall der größten einzelnen Pipeline-Verbindung.

Zunächst wird das Szenario mit einer zusätzlichen Versorgung osteuropäischer Länder dargestellt. Folgende weitere Annahmen bzw. angepasste Annahmen wurden getroffen:

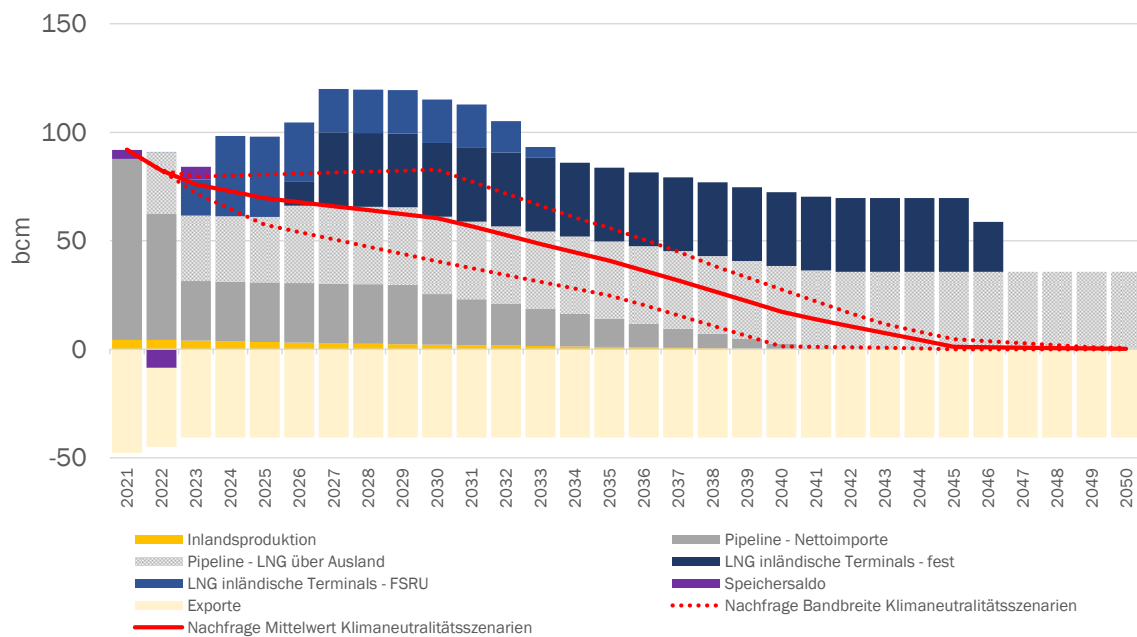
- Es wird wiederum davon ausgegangen, dass alle geplanten LNG-Terminals realisiert werden und eine Auslastung von 100 % aufweisen.
- Verschärfend wird in diesem Szenario angenommen, dass die Gaslieferungen aus Russland im Jahr 2023 vollständig ausbleiben, sodass in Europa im Vergleich zu 2022 zusätzlich 67 bcm fehlen, 27 bcm mehr als in den vorherigen Szenarien (siehe hierzu Abbildung 11). Dies hat zur Folge, dass die osteuropäischen Länder ggf. durch Transite über Deutschland mitversorgt werden müssen, um den Wegfall des verbleibenden ukrainischen Transits von rund 14 bcm und von rund 13 bcm über die TurkStream-Pipeline zu kompensieren. Zu den zu versorgenden Ländern zählen Österreich, Tschechien, Slowakei, die Ukraine und Moldawien. Durch diese weitere Reduktion erhöht sich der Export nach Tschechien und Österreich von rund 15 bcm auf rund 29 bcm im Jahr 2023. Mit den bestehenden Transiten in die anderen Nachbarländer beträgt der Transit nunmehr rund 41 bcm.

Bei einer zusätzlichen Versorgung der osteuropäischen Länder und wenn die Nachfrage am oberen Rand der Bandbreite der Klimaneutralitätsszenarien verläuft, stehen auch in diesem Szenario (siehe Abbildung 21) bereits im Jahr 2023 durch die neuen FRSU-Terminals mehr Kapazitäten zur Verfügung, als für die Gasversorgung benötigt werden würden. Dies wäre allerdings nicht der Fall,

wenn der Gasverbrauch im Jahr 2023 wieder auf das Niveau von 2021 ansteigen würde. In diesem Fall könnte die Nachfrage erst wieder vollständig im Jahr 2024 gedeckt werden. Auch in diesem Szenario entstehen über die Zeit immer mehr überschüssige Kapazitäten im Vergleich zu dem oberen Rand der Klimaneutralitätsszenarien. Spätestens ab dem Jahr 2037 würden allein Pipeline-Importe ausreichen, um die Gasversorgung sicherzustellen.

Abbildung 21: Gasversorgung Deutschland mit LNG-Bezug über die in Planung und Bau befindlichen LNG-Importterminals

zusätzliche Versorgung osteuropäischer Länder



Quelle: (Eurostat, 2023), Klimaneutralitätsszenarien, (FNB-Gas, 2022), (BMWK, 2023a), weitere Veröffentlichungen zu LNG-Terminals, eigene Berechnungen

Dieses abschließende Szenario stellt den ungünstigsten Fall (Worst Case) dar. Folgende weitere Annahmen bzw. angepasste Annahmen wurden getroffen:

- Eine weitere verschärfende Annahme ist, dass die Importe über Pipelines aus dem Ausland durch eine Beschädigung der größten verbleibenden Pipelineverbindung - in diesem Fall die Europepe I zum Grenzübergangspunkt Dornum - in der Größenordnung der Liefermengen von rund 24 bcm im Jahr 2022 reduziert werden. Zuvor war die größte einzelne Transportleitung die Jamal-Pipeline aus Russland über Polen, gefolgt von der Nord Stream 1.

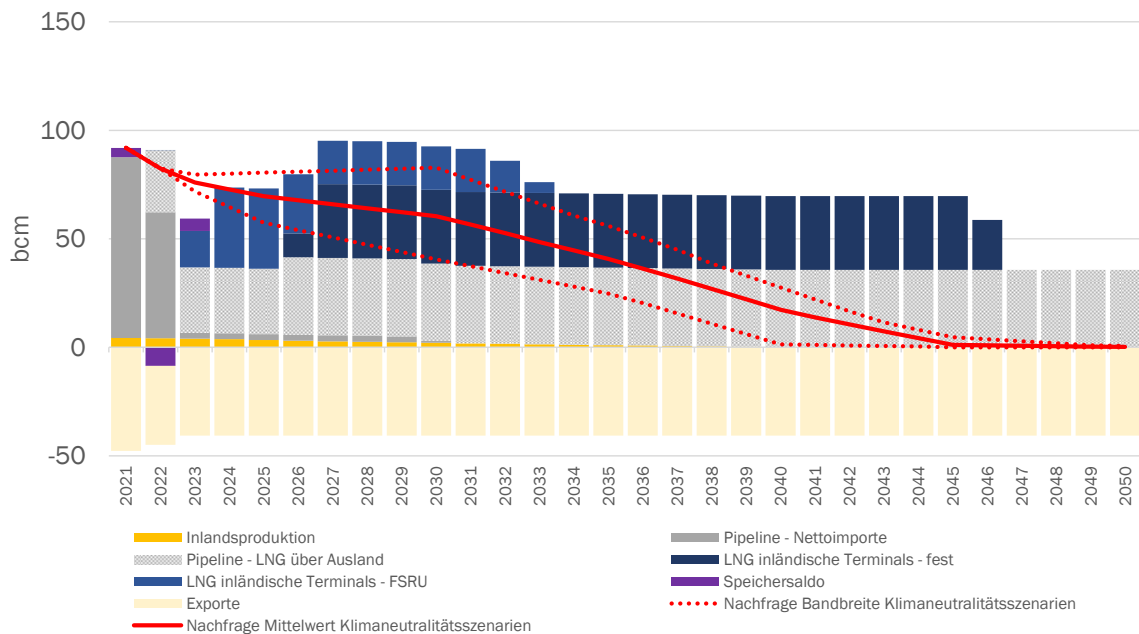
Die Abbildung 22 zeigt, dass trotz der neuen FSRU in den Jahren 2023 bis 2025 in Deutschland im Vergleich zum oberen Rand der Klimaneutralitätsszenarien eine Versorgungslücke entstehen könnte. Ab 2026 könnte die Versorgungslücke nahezu geschlossen werden. Der für die Jahre 2023 bis 2025 dargestellte Fall ist eher hypothetischer Natur, da voraussichtlich in diesen Jahren auch der Export aus Deutschland eingeschränkt werden würde. Ab dem Jahr 2026 könnte dann mit weiteren LNG-Importterminals der vollständige Transit bedient werden. Dies würde sich auch

insbesondere durch LNG-Terminals an der Ostsee anbieten, da dann das Gas über die Verbindungsleitungen EUGAL und OPAL nach Tschechien weitertransportiert werden könnte.

Sollte zudem die Europipe I dauerhaft beschädigt bleiben, würden trotzdem ab dem Jahr 2027 Überkapazitäten gegenüber dem oberen Rand der Klimaneutralitätsszenarien entstehen, jedoch in deutlich geringerem Umfang als es im vorherigen Szenario der Fall war. Gemäß der Anordnung in der Abbildung würden insbesondere Teile der FSRU ab 2027 und Teile der festen Terminals ab 2033 überschüssig werden.

Abbildung 22: Gasversorgung Deutschland mit LNG-Bezug über die in Planung und Bau befindlichen LNG-Importterminals

zusätzliche Versorgung osteuropäischer Länder und Ausfall der größten einzelnen Pipeline-Verbindung



Quelle: (Eurostat, 2023), Klimaneutralitätsszenarien, (FNB-Gas, 2022), (BMWK, 2023a), weitere Veröffentlichungen zu LNG-Terminals, eigene Berechnungen

5.3.6 Potenzieller Lock-in und Weiternutzung der festen LNG-Terminals für die Anlandung von klimaneutralen Energieträgern

Die Szenarien zeigen, dass selbst im Worst-Case-Szenario spätestens ab 2033 Überkapazitäten bei den festen LNG-Terminals bestehen¹⁰, sodass die Importanlagen ab diesem Zeitpunkt deutlich unterausgelastet sind und sich voraussichtlich nicht mehr ausreichend refinanzieren können. Die ursprünglichen Investitionen in die LNG-Terminals wären dann mit erheblichen Wertverlusten

¹⁰ Bisher ist vorgesehen, die FSRU kürzer als die Charter zu betreiben. Für nicht mehr benötigte FSRU kann eine Subcharter erfolgen. Es ist unklar, ob dadurch die Kosten wieder eingespielt werden können. Sollte dies nicht der Fall sein, könnten die Stranded Assets noch höher ausfallen.

verbunden und es besteht die Gefahr, dass die Anlagen für die Betreiber zu Stranded Assets¹¹ werden. Grundsätzlich besteht dann die Gefahr, dass die Terminalbetreiber gegensteuern, indem sie den Weiterbetrieb der Anlagen anstreben (z. B. durch günstige LNG-Importe). Dies könnte zu einem unnötigen Anstieg des Gasverbrauchs in Deutschland und damit zu einer Verfehlung der deutschen Klimaziele führen. Dieses mögliche Phänomen wird auch als Lock-in-Effekt bezeichnet.

Um diesen Lock-in auszuschließen, hat das BMWK in seiner Dokumentation zu den LNG-Terminals angekündigt, dass die festen LNG-Terminals in Brunsbüttel, Stade und Wilhelmshaven für den Import von grünen Wasserstoffderivaten genutzt werden sollen (BMWK, 2023a). Insbesondere sollen die Terminals in Brunsbüttel und Stade so konzipiert werden, dass sie später auch auf grünen Ammoniak umgestellt werden können. Das Terminal in Wilhelmshaven ist dagegen von vornherein als Grüngasterminal für synthetisches Methan konzipiert, d. h. hier soll Methan angelandet werden, das nicht zu einer zusätzlichen CO₂-Belastung beiträgt.

Eine Studie des Fraunhofer ISI (2022) hat die Nachnutzungsmöglichkeiten der LNG-Terminals untersucht. Sollen die LNG-Terminals für den Import von Ammoniak nachgenutzt werden, müssen bereits beim Bau der Anlagen Anpassungen vorgenommen werden. Fraunhofer ISI geht davon aus, dass 70 % der ursprünglichen Investitionen in LNG-Terminals für den Import von Ammoniak nachgenutzt werden können. Dabei ist jedoch zu beachten, dass keine Nickel-, Kupfer- oder Zinkverbindungen in Tanks oder Anlagen, die mit Ammoniak in Berührung kommen, verwendet werden. Wichtig bei der Weiterverwendung ist jedoch, dass Ammoniak etwa 1,7 mal schwerer als LNG ist. Daher ist bei einer Nachnutzung darauf zu achten, dass die Fundamente für die späteren schweren Lasten ausgelegt sind. Alternativ können die Tanks nur eingeschränkt mit Ammoniak befüllt werden. Fraunhofer ISI empfiehlt zudem, das Boil-off-System der LNG-Terminals modular aufzubauen, um bei einer Nachnutzung nur die für Ammoniak ungeeigneten Teile austauschen zu müssen (Fraunhofer ISI, 2022).

Derzeit wird von einer Investition von rund 1 Mrd. € für ein festes LNG-Terminal ausgegangen. Fraunhofer ISI hat berechnet, dass die zusätzlichen Kosten für eine nachträgliche Modifikation des LNG-Terminals 10-20% der CAPEX eines LNG-Terminals betragen könnten. Eine Modifikation während des Baus, um das Terminal Ammoniak-ready zu machen, würde nur 7-12% der CAPEX an zusätzlichen Kosten verursachen.

Das Grüngas-Terminal in Wilhelmshaven muss nicht modifiziert werden, da es hier angestrebt ist, synthetisches Methan bzw. in verflüssigter Form synthetisches LNG anzulanden. Dieses wäre in der Beschaffenheit und Handhabung nicht unterschiedlich von dem fossilen LNG. Hier stellt sich jedoch die Frage, ob und zu welchen Kosten das synthetische Methan zur Verfügung stehen könnte. Derzeitige Berechnungen gehen davon aus, dass synthetisches LNG ein Vielfaches teurer sein könnte als fossiles LNG.

Insgesamt wäre es wichtig, dass die Nachnutzung der LNG-Terminals bereits Teil des Genehmigungsverfahrens ist, sodass eine weitere unnötige Nutzung mit fossilem Erdgas ausgeschlossen und der Lock-in vermieden wird.

¹¹ „Unter „Stranded Assets“ (dt. „gestrandete Vermögenswerte“) versteht man allgemein Vermögenswerte (z.B. Unternehmensanteile, Technische Anlagen oder (Rohstoff-) Vorräte), deren Ertragskraft oder Marktwert unerwartet drastisch sinkt, bis hin zu ihrer weitgehenden oder vollständigen Wertlosigkeit“ (Gabler, 2023).

5.3.7 Zwischenfazit: Gasversorgung Deutschland

Es hat sich gezeigt, dass in dem **Szenario ohne LNG-Importe** über deutsche Terminals bei einem konstanten Gasverbrauch auf dem Niveau des Jahres 2022 **zusätzliche Gasmengen** benötigt werden. Auch wenn sich die Nachfrage entsprechend dem oberen Rand der Bandbreite der Klimaneutralitätsszenarien entwickelt, ergäbe sich ein zusätzlicher Versorgungsbedarf bis mindestens zum Jahr **2027**.

Insofern ist es geboten, für diese Situation LNG-Terminals aufzubauen. Wenn die Terminals wie geplant in Betrieb genommen werden, kann die Versorgungssicherheit unter der Bedingung, dass genügend Gas weltweit verfügbar ist (siehe 5.6), gewährleistet werden.

Jedoch zeigt sich, wenn alle geplanten Terminals gebaut werden, dass im Vergleich zum oberen Rand der Bandbreite der Klimaneutralitätsszenarien **bereits im Jahr 2023** durch die neuen FRSU-Terminals **mehr Kapazitäten zur Verfügung stehen** als für die Gasversorgung benötigt werden. Dies wäre auch der Fall, wenn der Gasverbrauch im Vergleich zu 2022 wieder auf das Niveau von 2021 ansteigen würde.

Nur im **Worst-Case-Szenario**, wenn sowohl die bisher noch vorhandenen Importe aus Russland nach Osteuropa vollständig reduziert werden, und die größte einzelne Pipeline ausfällt, kann trotz der neuen FSRU in den Jahren **2023 bis 2025** in Deutschland eine Versorgungslücke entstehen. In diesem Fall würde es weitergehender erheblicher Verbrauchsreduktionen bedürfen.

Ab dem Jahr 2026 könnte dann mit weiteren LNG-Importterminals diese Lücke geschlossen werden. Der Eintritt des Worst-Case-Szenarios mit dem Ausfall einer Pipeline hat unter dem Eindruck vergangener Ereignisse mit der Sprengung der Nord Stream I und II – Pipelines eine gewisse Wahrscheinlichkeit. Jedoch wäre eine anschließende Instandsetzung der Pipeline auch im Interesse aller Beteiligten, sodass dieses Szenario ggf. nur von temporärer Natur wäre.

Selbst im Worst-Case-Szenario besteht spätestens ab 2033 die Gefahr von Überkapazitäten bei den festen LNG-Terminals. Um einen Lock-in zu vermeiden, sollte bereits jetzt in den Genehmigungsverfahren eine Nachnutzung der Terminals für die Anlandung von grünen Wasserstoffderivaten vorgesehen werden.

Sollte es nicht gelingen, die Gasnachfrage in den nächsten Jahren zu senken und sie sogar wieder auf das Vorkrisenniveau steigen, könnte allein die Notwendigkeit Osteuropa mitzuversorgen die Versorgungssicherheit in Deutschland kurzfristig gefährden. Die derzeit geplanten FSRU würden dann erst ab 2024 die Versorgung auf diesem Niveau vollständig sicherstellen. Aber auch in diesem Szenario ist es sehr wahrscheinlich, dass langfristig Überkapazitäten bei den festen LNG-Terminals aufgebaut werden, da langfristig von einem Rückgang der Gasnachfrage auszugehen ist.

5.4 LNG-Aufkommen in der EU-27 (inkl. Schweiz und UK) und weltweit

In diesem Kapitel wird das weltweite LNG-Aufkommen analysiert. Dazu werden zunächst Storylines entwickelt, die sowohl für die Gasnachfrage als auch für das LNG-Angebot charakteristisch sind. Anschließend wird die Nachfrage in den Weltregionen dargestellt. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf der EU-27, der Schweiz und UK. Es wird nicht gesondert dargestellt, mit welchem LNG-Angebot Deutschland zukünftig rechnen kann, stattdessen wird diese Betrachtung auf die EU-Ebene verlagert. Dies erscheint insbesondere auch vor dem Hintergrund sinnvoll, dass die EU zum einen den LNG-Einkauf gemeinsam koordinieren und zum anderen auch gemeinsame Gaseinsparmaßnahmen durchführen möchte. Nach einer genaueren Betrachtung der europäischen Gasbilanzen wird ein Blick auf den globalen LNG-Markt und die weltweite Nachfrage und Verfügbarkeit von LNG geworfen, um zu ermitteln, wie die zukünftige Versorgungssituation mit LNG aussehen könnte.

5.4.1 Storylines für die angebots- und nachfrageseitigen Analysen

Die Storylines bestehen aus zwei nachfrageseitigen und zwei angebotsseitigen Ausprägungen. Bei den angebotsseitigen Szenarien wird von einer Variation der verfügbaren LNG-Verflüssigungskapazitäten ausgegangen. Für die nachfrageseitigen Ausprägungen werden in Anlehnung an den aktuellen World Energy Outlook 2022 (IEA, 2022a) die dort verwendeten Szenarien als Nachfrageszenarien verwendet.

Angebotsseite

- 1. LNG-Verflüssigung – gesichert:** In dieser Ausprägung werden verfügbare LNG-Verflüssigungskapazitäten berücksichtigt, die derzeit in Betrieb, im Bau und/oder mit einer endgültigen Investitionsentscheidung (FID) ausgestattet sind. Darüber hinaus werden keine weiteren LNG-Verflüssigungskapazitäten berücksichtigt.
- 2. LNG-Verflüssigung - starke Ausweitung:** Es wird davon ausgegangen, dass zusätzlich zu den LNG-Verflüssigungsanlagen, die derzeit in Betrieb, im Bau und/oder mit FID sind, die vorgeschlagenen LNG-Verflüssigungsanlagen (Pre-FID) gebaut werden. Da mit dem Bau von Anlagen mit Pre-FID noch nicht begonnen wurde, wird davon ausgegangen, dass diese frühestens 2026 in Betrieb gehen können.

Nachfrageseite (in Anlehnung an IEA World Energy Outlook 2022)

- 1. Nachfrageentwicklung – Stated Policies (STEPS):** Dieses Szenario beinhaltet alle bisher verabschiedeten Politiken der einzelnen Länder weltweit. In diesem Szenario wird nicht unbedingt Klimaneutralität erreicht. Es kann daher als das Worst-Case-Szenario betrachtet werden.
- 2. Nachfrageentwicklung – Announced Pledges (APS):** In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass Politiken verabschiedet werden, die es den einzelnen Ländern ermöglichen, bis zu ihrem Zieljahr (z. B. Deutschland 2045¹², EU-27 2050, China 2060 etc.) klimaneutral zu werden.

¹² Der Zusammenhang zwischen den Klimaneutralitätsszenarien in Deutschland und dem APS-Szenario ist nicht eindeutig nachvollziehbar. Laut Aussage der IEA wurden die Zieljahre der einzelnen Länder hinsichtlich ihres Klimaneutralitätsziels berücksichtigt. Daten zum Gasbedarf für Deutschland als einzelnes Land liegen nicht vor. Die IEA wird sicherlich eigene Berechnungen für Deutschland durchgeführt haben. Insofern wird davon ausgegangen, dass das von der IEA angenommene Klimaneutralitätsszenario APS für Deutschland in der Bandbreite der in Kapitel 4.2 dargestellten Klimaneutralitätsszenarien liegt.

In Abhängigkeit von der Datenverfügbarkeit wird das NZE-Szenario als drittes Szenario auf der Nachfrageseite dargestellt.

3. Nachfrageentwicklung – Net Zero Emissions (NZE): Wie im Announced Pledges Szenario (APS) wird auch in diesem Szenario davon ausgegangen, dass die einzelnen Länder der Welt Klimaneutralität erreichen. Insgesamt wird jedoch von einem noch schnelleren Rückgang der Nachfrage ausgegangen, sodass die globale Erwärmung auf 1,5 Grad begrenzt wird.

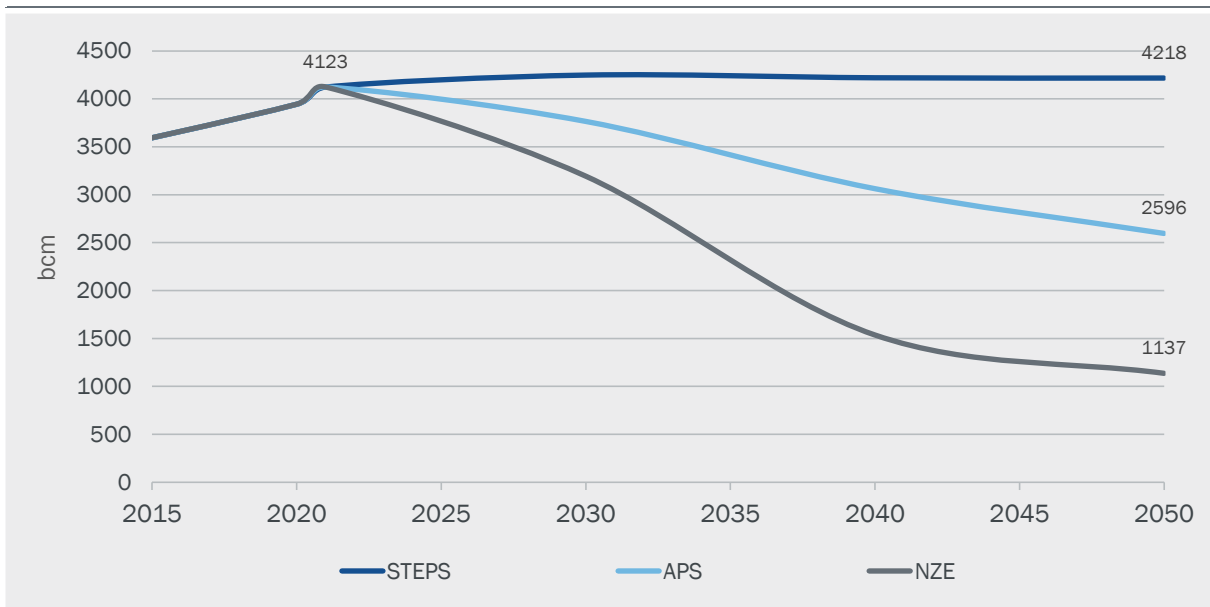
Diese Szenarien werden für die zukünftige weltweite und europäische Gasbilanz verwendet. Darüber hinaus werden alle weiteren Einflussfaktoren, z. B. zusätzliche Pipelineangebote und Produktionsrückgänge, in den Szenarien berücksichtigt.

In Abbildung 23 wird die weltweite Nachfrage in den einzelnen Szenarien dargestellt.

Im Szenario **Stated Policies** kommt es zu einem leichten Anstieg des Gasverbrauchs bis 2050. Eine Verbrauchsreduktion und eine weltweite Klimaneutralität bis 2050 werden hier nicht erreicht. Im Szenario **Announced Pledges** werden langfristig weltweit Gaseinsparungen erzielt. Dennoch besteht auch 2050 ein Bedarf an fossilem Gas. Dies liegt daran, dass große Gasverbraucherländer in Asien (z. B. China, Indien) das Ziel der Klimaneutralität erst für die Zeit nach 2050 angekündigt haben. Das Szenario **Net Zero Emissions** geht davon aus, dass Maßnahmen ergriffen werden, um die globale Erwärmung auf 1,5 Grad zu begrenzen. Insgesamt geht die Nachfrage nach fossilem Erdgas bis 2050 fast vollständig zurück. Zusätzlich kommt es zu einer verstärkten Nutzung von CCUS.

Abbildung 23: Weltweite Gasnachfrage

in den Szenarien Stated Policies (STEPS), Announced Pledges (APS) und Net Zero Emissions (NZE)



Quelle: (IEA, 2022a)

Hinweis: Die Gasnachfrage enthält auch Mengen, bei der laut der IEA CO₂-Emissionen mit CCUS vermieden werden.

5.4.2 Gasnachfrage und Importbedarf in den einzelnen Weltregionen

In Abbildung 24 ist die Gasnachfrage in den einzelnen Weltregionen nach den Szenarien (STEPS, APS) dargestellt. Für das Szenario NZE sind die Daten für die einzelnen Weltregionen nicht bei der IEA abrufbar.

Im **Szenario STEPS** steigt der Gasbedarf in den Weltregionen Asien-Pazifik¹³, Afrika und Naher Osten¹⁴ bis 2050 kontinuierlich an. Während die Gasnachfrage in der Weltregion Zentral- und Südamerika leicht ansteigt, sinkt sie in der Weltregion Eurasien¹⁵ leicht bis 2050. Lediglich für Europa (EU und restliches Europa) und Nordamerika (USA und Kanada) wird in diesem Szenario ein langfristiger Rückgang der Gasnachfrage erwartet.

Im **APS-Szenario** wird für alle Weltregionen bis 2050 ein insgesamt rückläufiger Gasbedarf prognostiziert. Einzige Ausnahme ist die Weltregion Afrika, für die ein leichter Anstieg der Gasnachfrage angenommen wird. Auch in Asien und im Mittleren Osten sinkt die Nachfrage bis 2050, allerdings erst nach einem zwischenzeitlichen Anstieg der Gasnachfrage im Jahr 2030. Auffällig ist, dass nur in Europa die Gasnachfrage bis 2050 fast vollständig zurückgehen könnte. Andere Regionen könnten beispielsweise deutlich länger Gas nutzen, weil sie sich das Ziel der Klimaneutralität erst nach 2050 gesetzt haben oder weil sie in größerem Umfang CCUS angekündigt haben.

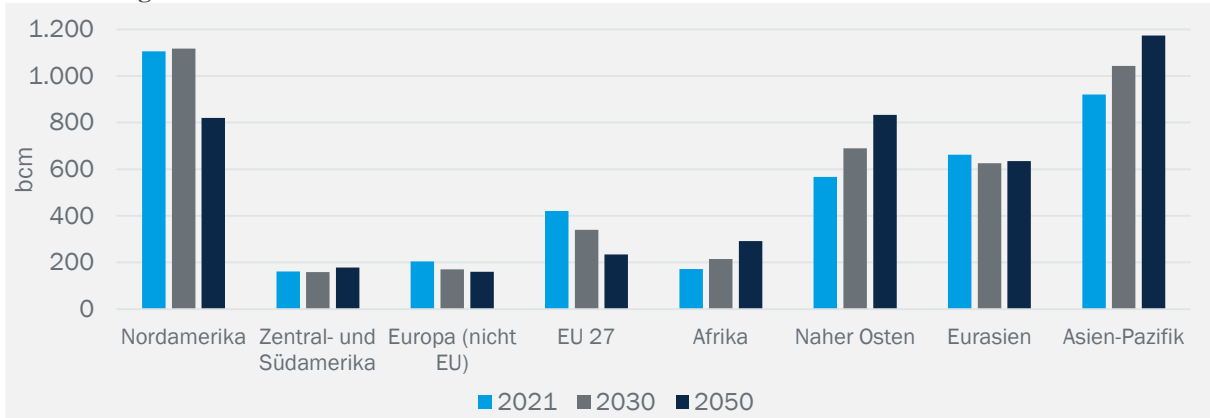
¹³ Siehe unter Abbildung 24

¹⁴ Siehe unter Abbildung 24

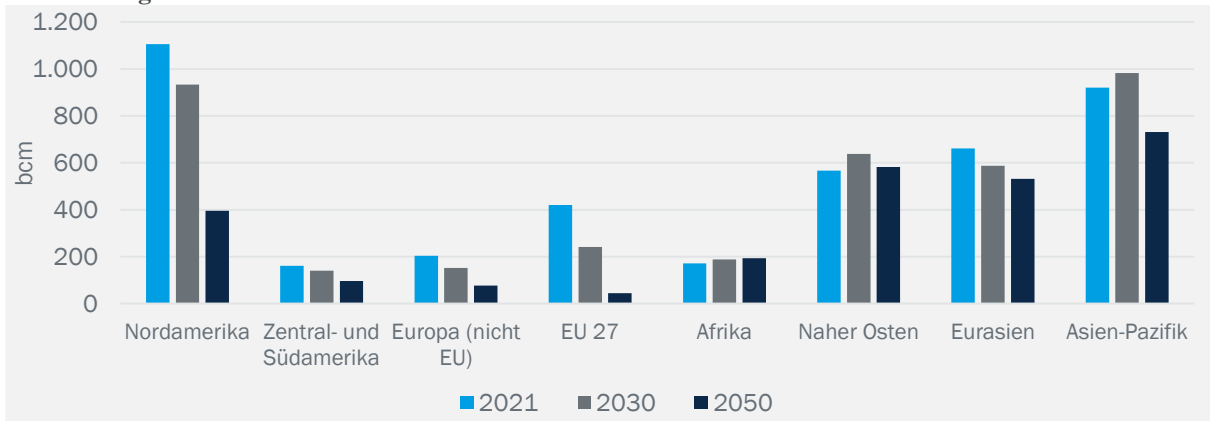
¹⁵ Siehe unter Abbildung 24

Abbildung 24: Regionale Gasnachfrageentwicklung weltweit in zwei Szenarien

Gasnachfrage im Szenario STEPS



Gasnachfrage im Szenario APS



Quelle: eigene Berechnung, Prognos (2023) auf Basis von (IEA, 2022a)

Asien-Pazifik: Indien, Japan, Südkorea, Indonesien, Thailand, Australien, Pakistan, Taiwan, Vietnam, Malaysia, Philippinen, Bangladesch, Singapur, Myanmar, Neuseeland, Nepal, Nordkorea, Hongkong, Sri Lanka, Kambodscha, Mongolei, Laos, Brunei

Eurasien: Russische Föderation, Kasachstan, Usbekistan, Turkmenistan, Aserbaidschan, Georgien, Kirgisistan, Tadschikistan

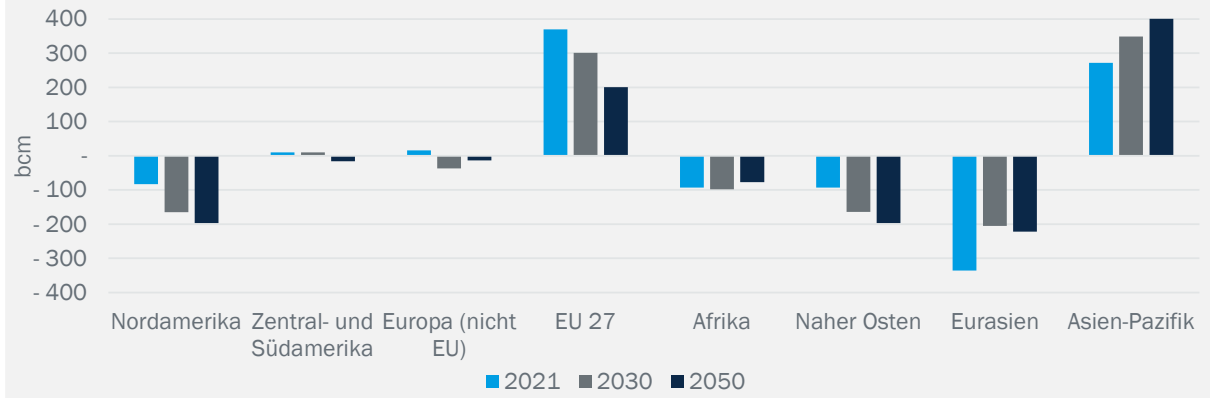
Naher Osten: Bahrain, Iran, Irak, Jordanien, Kuwait, Libanon, Oman, Katar, Saudi-Arabien, Syrien, Vereinigte Arabische Emirate und Jemen.

Interessant für die weitere Analyse ist die Frage, welche **Regionen** in Zukunft in besonderem Maße auf Importe aus anderen Regionen angewiesen sein werden. Für diese Betrachtung wird zum einen die erwartete Eigenförderung in einer Region betrachtet und zum anderen die erwartete Nachfrage gegenübergestellt. Der Importbedarf ergibt sich aus der Nachfrage abzüglich der Eigenförderung. Die Regionen, die einen Importbedarf aufweisen, werden in Zukunft vor allem die Regionen sein, die LNG-Importe benötigen.

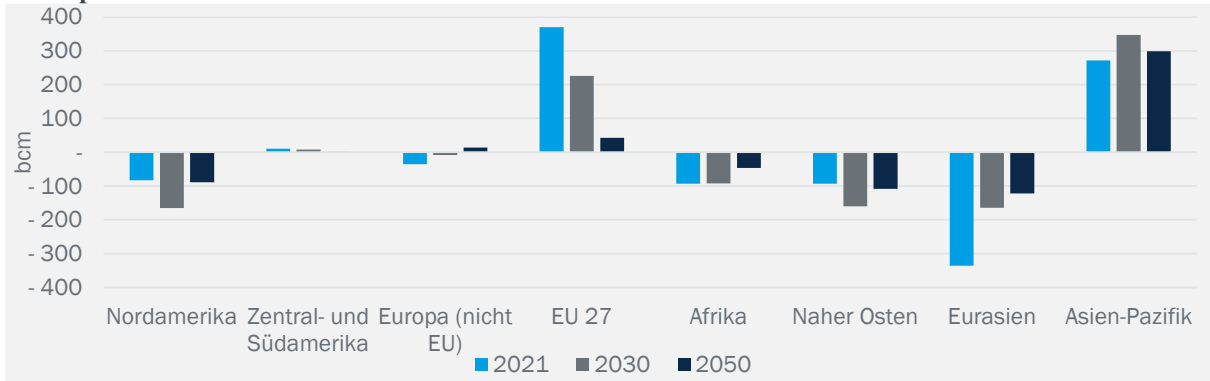
Die Abbildung 25 zeigt, dass sowohl im STEPS- als auch im APS-Szenario nur in den Regionen EU-27 und Asien-Pazifik ein langfristiger Importbedarf besteht. Wie bereits 2022 auf dem LNG-Weltmarkt zu beobachten war, stehen diese beiden Regionen heute und in Zukunft im direkten Wettbewerb um LNG-Mengen. In allen anderen Regionen übersteigt die regionale Produktion langfristig den Importbedarf. Die Regionen Nordamerika, Mittlerer Osten, Eurasien und Afrika sind bereits heute größere Exporteure von LNG-Mengen. Die hier beschriebene Situation auf dem Weltmarkt dürfte sich in Zukunft noch verstärken.

Abbildung 25: Gasimportbedarf (Differenz aus Eigenförderung und Nachfrage) der einzelnen Regionen

Gasimportbedarf Szenario STEPS



Gasimportbedarf Szenario APS



Quelle: eigene Berechnung Prognos (2023) auf Basis von (IEA, 2022a)

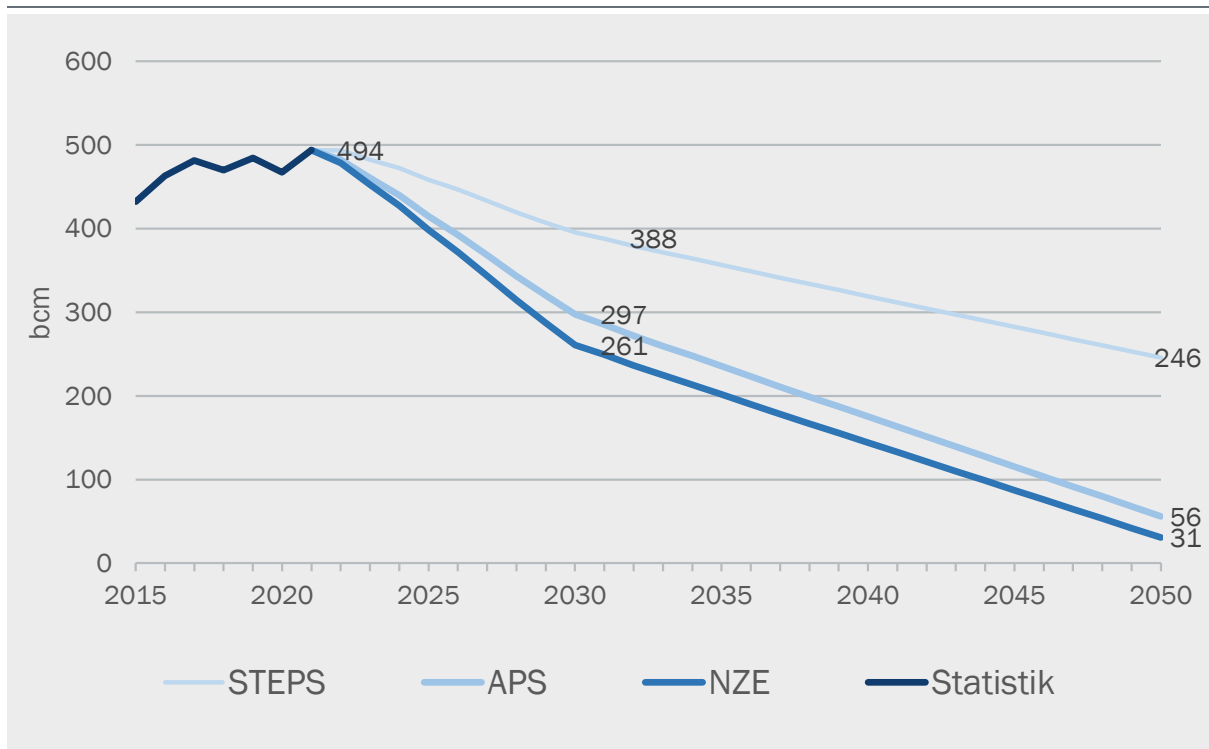
5.4.3 Nachfrageszenarien EU-27, Schweiz und UK

Im Folgenden wird der Fokus auf die Region EU-27, Schweiz und UK gelegt. Analog zur Betrachtung der deutschen Gasversorgung werden zunächst verschiedene Nachfrageszenarien speziell für diese Region dargestellt. Im nächsten Kapitel werden diese Nachfrageszenarien dem Gasangebot für die Region EU-27, Schweiz und UK gegenübergestellt. Zur historischen Entwicklung der europäischen Gasversorgung siehe Kapitel 5.1.

In der Abbildung 26 sind die IEA-Szenarien STEPS, APS und NZE für die Region EU-27 (inkl. Schweiz und UK) dargestellt. Das Szenario APS geht von einer Klimaneutralität der EU-27 bis 2050 aus. Für die EU berücksichtigt die IEA in diesem Szenario sowohl das Maßnahmenpaket Fit for 55 als auch teilweise die weitergehenden Maßnahmen aus RePowerEU. Dieses Maßnahmenpaket wurde nach Beginn des russischen Angriffskrieges beschlossen und soll durch forcierte Effizienzmaßnahmen und einer beschleunigten Durchdringung mit erneuerbaren Energien zu einer schnelleren Reduktion des Gasverbrauchs bis 2030 führen.

Im APS-Szenario sinkt der Gasverbrauch der EU-27, der Schweiz und UK bereits bis 2030 auf 297 Mrd. m³ und dann bis 2050 auf 56 Mrd. m³. Das NZE-Szenario geht von einem noch stärkeren Rückgang aus. Im STEPS-Szenario hingegen sinkt der Gasverbrauch bis 2050 auf 246 bcm, sodass insgesamt ein erheblicher Gasverbrauch verbleibt.

Abbildung 26: Gasnachfrageentwicklung in der EU-27 (inkl. UK und Schweiz) in den einzelnen Szenarien



Quelle: (IEA, 2022a), (EU KOM, 2022), (UK Government, 2021)

5.5 Zukünftige Gasversorgung EU-27, Schweiz und UK

In diesem Abschnitt wird die zukünftige Gasversorgung für die Regionen EU-27, Schweiz und UK in verschiedenen Szenarien beschrieben. Die Szenarien sind grundsätzlich wie folgt aufgebaut: Für die Jahre 2021 und 2022 werden jeweils die historischen Daten der europäischen Gasversorgung aus der Statistik verwendet. Aufgrund der Energiekrise im Jahr 2022 und den daraus resultierenden Veränderungen wird angenommen, dass diese Veränderungen weitestgehend in die Zukunft fortgeschrieben werden.

Im Folgenden werden drei Szenarien für die Gasversorgung der EU-27, Schweiz und UK dargestellt. Allen drei Szenarien liegen die folgenden Annahmen zugrunde:

- Die **Gasspeicher** werden entsprechend den Füllstandsvorgaben der EU durchschnittlich zu 90 % gefüllt.
- Insgesamt bleiben die **Pipeline-Importe nach Europa** konstant. Die norwegischen Pipelineexporte in die EU werden im Zeitverlauf voraussichtlich abnehmen, was aber langfristig durch neue Pipeline-Importe (z. B. Turkmenistan) kompensiert wird (ausführlichere Diskussion zu dieser Annahme siehe weiter unten).
- Die Prognosen der einzelnen europäischen Länder, insbesondere der Niederlande und UK, gehen von einem kontinuierlichen **Rückgang der Eigenproduktion** aus. Im Jahr 2022 wurde die Förderung aufgrund der Gasknappheit allerdings nicht reduziert. Daher wird bis mindestens Ende 2024 von einer konstanten Eigenförderung ausgegangen. Erst danach sinkt die Eigenproduktion wie sie in den Prognosen vorgegeben ist.
- Eine explizite Berücksichtigung von **Pipeline-Bottlenecks** innerhalb der EU findet nicht statt, d. h. es wird nicht davon ausgegangen, dass der Gastransport durch grenzüberschreitende Kapazitäten eingeschränkt wird. Allerdings wird eine geringere Auslastung der LNG-Importterminals in Spanien, Großbritannien und Belgien angenommen, da das Gas aus diesen Regionen nicht ohne weiteres den Rest des Kontinents erreichen kann. Dies ist eine implizite Berücksichtigung von Engpässen, da empirische Daten zeigen, dass diese Terminals weniger ausgelastet sind, weil das Gas nicht vollständig in die Nachbarländer weitergeleitet werden kann. Für diese genannten Länder werden die Auslastungen der LNG-Terminals wie im Jahr 2022 fortgeschrieben.
- Die **Gaslieferungen aus Russland** nach Europa werden 2023 gegenüber 2022 um weitere 40 bcm zurückgehen. Über die Ukraine und die TurkStream werden 2023 voraussichtlich noch 27 bcm nach Osteuropa importiert (siehe auch Abbildung 11).

Abweichungen von diesen Annahmen werden in den jeweiligen Abschnitten zu den Szenarien erläutert.

Im Vergleich zu den Gasversorgungsszenarien für Deutschland müssen in den Szenarien für die EU-27, die Schweiz und UK einige Einschränkungen gemacht werden. Anders als für Deutschland werden für die Pipeline-Importe nicht die maximal möglichen Importkapazitäten dargestellt, sondern insbesondere die im Jahr 2022 beobachteten Gasflüsse fortgeschrieben. Es wird davon ausgegangen, dass in der angespannten Situation, wie sie im Jahr 2022 vorherrschte, die maximal mögliche Gasmenge über Pipelines importiert wurde. Dies gilt zumindest für die Importe aus Norwegen und Nordafrika. Darüber hinaus spielen Pipeline-Engpässe innerhalb Europas eine noch größere Rolle als nur für Deutschland. Es kann daher nicht regelmäßig davon ausgegangen werden, dass Gas, welches an den Außengrenzen der EU-27 (insbesondere Spanien und Portugal) und UK angeliefert wird, auch uneingeschränkt in Europa verteilt werden kann. Insofern wäre eine gewisse Erhöhung der Importkapazitäten bei regionalen Engpässen gerechtfertigt. Eine Betrachtung regionaler Engpässe liegt jedoch außerhalb des Rahmens dieser Studie.

Die Pipeline-Importe nach Europa könnten in Zukunft zurückgehen. Relativ sicher scheint, dass die Gasmengen aus Norwegen ab 2030 mit der Zeit abnehmen werden (siehe auch Kapitel 5.3.1). Ohne weitere Explorationsmaßnahmen würden sehr wahrscheinlich auch die Pipelinelieferungen aus Nordafrika ab 2030 zurückgehen. Im Gegenzug wird davon ausgegangen, dass neue Gasimportquellen erschlossen werden. Zu den neuen Lieferländern zählen Turkmenistan, Aserbaidschan und Zypern (siehe ausführliche Darstellung hierzu in Rystad (Rystad, 2022)). Mit zusätzlichen Explorationsmaßnahmen können die Gaslieferungen aus Nordafrika erhöht und weitere Quellen in der Nordsee erschlossen werden. Insgesamt könnten die Gasmengen in etwa ausgeglichen werden. Allerdings kann in einem konservativen Szenario auch davon ausgegangen werden, dass diese neuen Quellen nicht erschlossen werden, sodass ein stetiger Rückgang der Gasmengen ab 2030 zu verzeichnen ist. Auch diese Möglichkeit wird unten in einem Szenario berücksichtigt.

5.5.1 Gasversorgung EU-27, Schweiz und UK ohne zusätzliche LNG-Lieferungen im Vergleich zum Jahr 2022

Das erste Szenario stellt die Gasversorgung in der Region EU-27, Schweiz und UK ohne zusätzliche LNG-Lieferungen im Vergleich zu dem Jahr 2022 dar. Dies ist wiederum ein hypothetischer und kontrafaktischer Fall, ähnlich wie das in Kapitel 5.3.3 dargestellte Szenario zu Deutschland.

Die Abbildung 27 zeigt die Versorgungssituation in der Region EU-27, der Schweiz und UK. Sie zeigt die Eigenförderung, die Pipeline-Importe, die in der Region verbleiben, die Exporte, die LNG-Lieferungen wie sie im Jahr 2021 schon zu beobachten waren, neue LNG-Lieferungen, die ab 2022 hinzukommen, als auch eine zusätzliche Ausspeicherung aus den Speichern (lila Balken). Zusätzlich wurden die Nachfrageszenarien der IEA eingezeichnet.

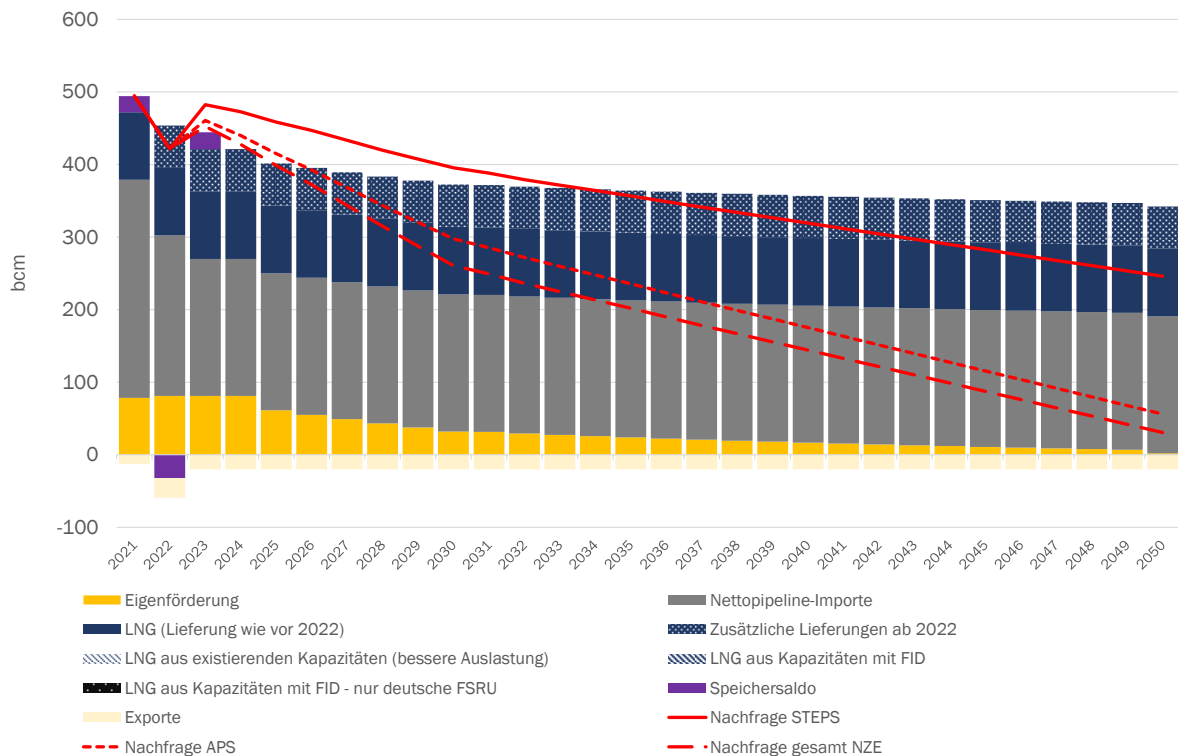
Wenn ein konstanter Verbrauch wie im Jahr 2022 angenommen wird, entsteht im Jahr 2023 keine Versorgungslücke in der EU-27. Dies ist aber insbesondere durch die gut gefüllten Speicher im Jahr 2023 bedingt. Nach jetzigem Stand kann im Jahr 2023 mehr aus- als eingespeichert werden, um die Füllstandsvorgaben der EU von 90 % zu erreichen. Mit diesem positiven Speicher-saldo kann ein mögliches Defizit in 2023 ausgeglichen werden.

Steigt hingegen der Gasverbrauch wieder etwas an und nimmt den Verlauf der Nachfrageentwicklung gemäß dem STEPS-Szenario, würde bereits im Jahr 2023 eine Versorgungslücke drohen, wenn nicht zusätzliches Gas importiert wird. Erst im Jahr 2033 würde die Nachfrage so weit zurückgehen, dass die verfügbaren Gasmengen diese Nachfrage decken können.

Verläuft die Gasnachfrage gemäß dem APS- oder NZE-Szenario, so entsteht ebenfalls ab 2023 eine Versorgungslücke. Schon ab dem Jahr 2025 könnte aber hier die Versorgungslücke wieder geschlossen werden.

Abbildung 27: Gasversorgung EU-27, UK und Schweiz

ohne weiterer Import von LNG im Vergleich zu 2022



Quelle: (Eurostat, 2023), (IEA, 2022a), (EU KOM, 2022), (UK Government, 2021), (FNB-Gas, 2022), (BMWK, 2023a), eigene Berechnungen

5.5.2 Gasversorgung EU-27, Schweiz und UK mit zusätzlichem LNG-Bezug über die neuen geplanten LNG-Importterminals (mit FID oder im Bau)

In diesem Szenario wird im Vergleich zum Jahr 2022 zusätzliches LNG über die LNG-Terminals in die Region EU-27, Schweiz und UK importiert. Die Annahmen sind analog zu dem vorherigen Szenario.

Wesentliche Änderungen sind:

- Die geplanten neuen LNG-Terminals, die bereits ein FID haben oder sich im Bau befinden, werden installiert. Alle deutschen Terminals werden zu 100 % ausgelastet.
- Zusätzlich wird angenommen, dass in Europa bestehende LNG-Terminals bis zu 80 % ausgelastet werden. Ausnahmen sind Spanien, Großbritannien und Belgien. Wie oben beschrieben, wird hier die Auslastung wie im Jahr 2022 fortgeschrieben.

Die Abbildung 28 zeigt zusätzlich zu der Abbildung oben die neuen LNG-Terminals in Europa mit den festen LNG-Terminals in Deutschland (blau gestrichelte Balken), die FSRUs nur in Deutschland (schwarz gemustert) und eine bessere Auslastung der bereits installierten LNG-Terminals in Europa (hellblau gestrichelte Balken). Die FSRUs in Deutschland werden separat ausgewiesen, weil bei diesen bereits bekannt ist, dass sie entweder für eine kurze Laufzeit gechartert wurden oder abgelöst werden sollen, sobald ein festes Terminal gebaut ist.

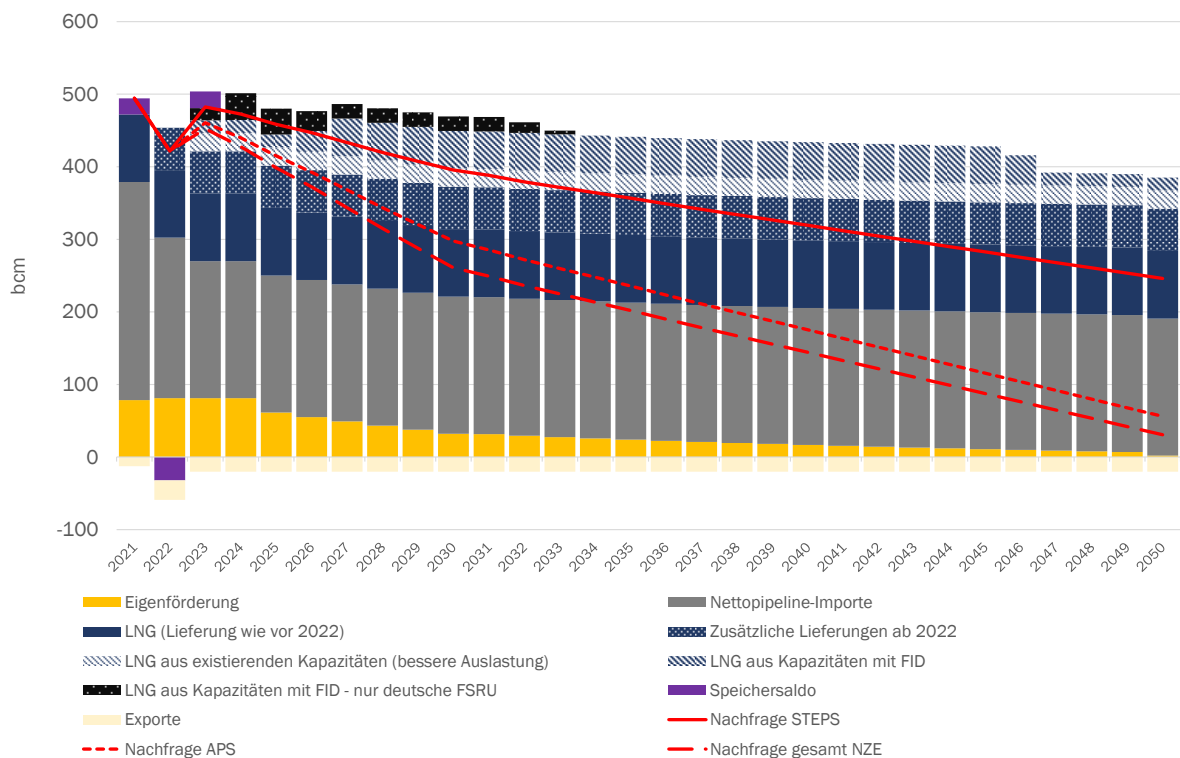
Es zeigt sich, dass die Gasnachfrage bei allen dargestellten Nachfrageentwicklungen mit den neuen Terminals gedeckt werden kann. Verläuft die Nachfrageentwicklung gemäß dem STEPS-Szenario sind ab dem Jahr 2024 mehr Kapazitäten vorhanden, als sie zur Nachfragedeckung benötigt werden. Bereits ab dem Jahr 2030 würden die neuen LNG-Terminals nicht mehr benötigt.

Entwickelt sich die Nachfrage gemäß dem APS- oder dem NZE-Szenario, stehen bereits ab dem Jahr 2023 mehr Kapazitäten zur Verfügung, als sie zur Nachfragedeckung benötigt werden. Bei der Nachfrageentwicklung gemäß APS-Szenario werden ab 2024 die neuen LNG-Terminals nicht mehr benötigt.

Insgesamt ist jedoch anzumerken, dass wie in der Einzelbetrachtung für Deutschland ein Preiswettbewerb darüber entscheiden würde, welche Kapazitäten genutzt werden. Diese Betrachtung wurde hier nicht durchgeführt. Zudem gilt in Europa stärker als in der Einzelbetrachtung für Deutschland, dass das angelandete Gas aufgrund regionaler Engpässe nicht in alle Regionen der EU-27, der Schweiz und UK verteilt werden kann. Insofern sind gewisse Überkapazitäten gerechtfertigt, wenn nur ein geringer Spielraum für die Versorgung mit Gas besteht.

Abbildung 28: Gasversorgung EU-27, UK und Schweiz

mit zusätzlichem LNG-Bezug über die neuen geplanten LNG-Importterminals (mit FID oder im Bau)



Quelle: (Eurostat, 2023), (IEA, 2022a), (EU KOM, 2022), (UK Government, 2021), (FNB-Gas, 2022), (BMWK, 2023a), eigene Berechnungen, weitere Veröffentlichungen zu LNG-Terminals

5.5.3 Gasversorgung EU-27, Schweiz und UK mit zusätzlichem LNG-Bezug über die neuen geplanten LNG-Importterminals (mit FID oder im Bau), Rückgang der Pipeline-Importe ab 2030 und vollständiger Wegfall der Gaslieferungen aus Russland

In diesem Szenario wird im Vergleich zum vorherigen Szenario ein stetiger Rückgang der Pipeline-Importe angenommen.

Wesentliche Änderungen in diesem Szenario sind:

- Die **Pipeline-Importe nach Europa** sinken stetig. Die norwegischen sowie die nordafrikanischen Pipeline-Importe nehmen ab dem Jahr 2030 im Zeitverlauf ab. Diese Pipeline-Importe werden nicht durch andere Quellen in Europa kompensiert.
- Die **Gaslieferungen aus Russland** über die Ukraine und die TurkStream werden vollständig reduziert, sodass in Europa weitere 27 bcm fehlen (siehe hierzu Abbildung 11).

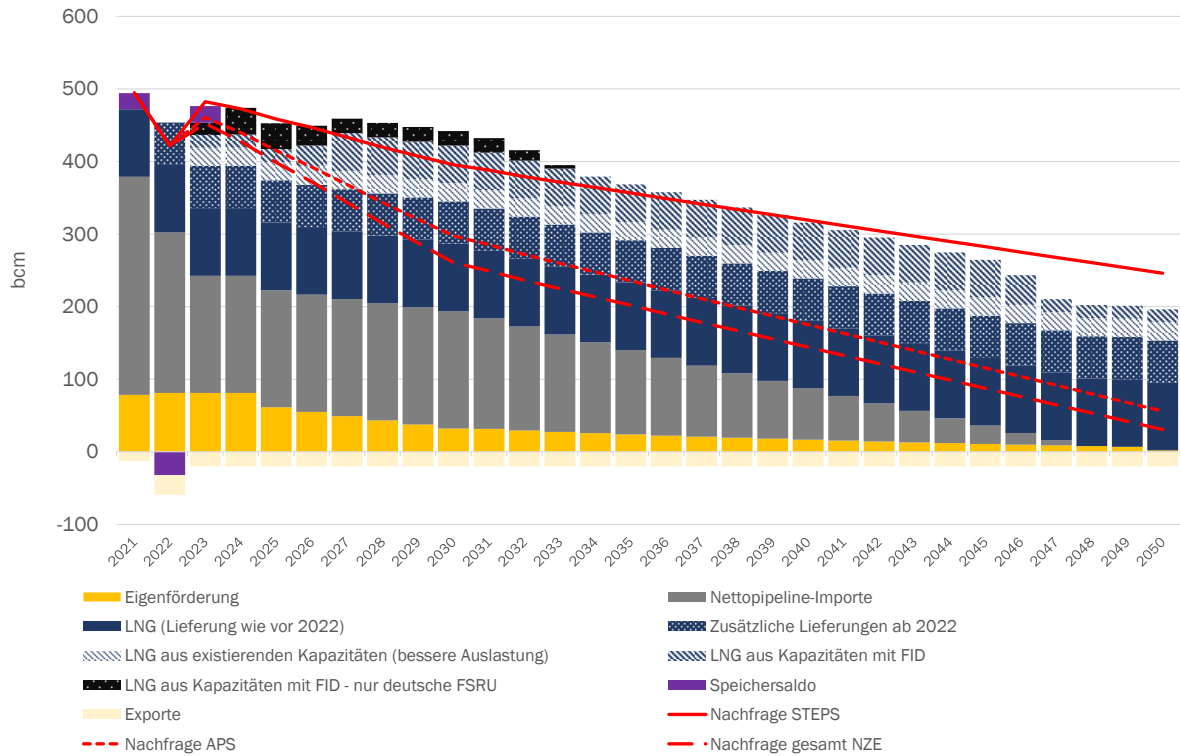
Die Abbildung 29 zeigt, dass mit den neuen LNG-Terminals und einer besseren Auslastung der bereits installierten LNG-Terminals die Gasnachfrage bei allen dargestellten Nachfrageentwicklungen zunächst gedeckt werden kann.

Verläuft die Nachfrageentwicklung gemäß dem STEPS-Szenario, sind ab dem Jahr 2024 mehr Kapazitäten vorhanden als sie zur Nachfragedeckung benötigt werden. Allerdings würden ab 2030 in diesem Szenario die neuen LNG-Terminals weiterhin benötigt, wenn die Pipeline-Importe in die Region EU-27, Schweiz und UK ab 2030 kontinuierlich sinken. Ggf. würden dann sogar ab 2045 wieder neue LNG-Terminalkapazitäten oder Re-Investitionen erforderlich sein.

Entwickelt sich die Nachfrage gemäß dem APS- oder dem NZE-Szenario, stehen bereits ab dem Jahr 2023 mehr Kapazitäten zur Verfügung als zur Nachfragedeckung benötigt werden. Auch hier werden bei einer Nachfrageentwicklung gemäß dem APS-Szenario neue LNG-Terminals nicht mehr ab 2026 benötigt.

Abbildung 29: Gasversorgung EU-27, Schweiz und UK

mit zusätzlichem LNG-Bezug über die neuen geplanten LNG-Importterminals (mit FID oder im Bau), Rückgang der Pipeline-Importe ab 2030 und vollständiger Wegfall der Gaslieferungen aus Russland



Quelle: (Eurostat, 2023), (IEA, 2022a), (EU KOM, 2022), (UK Government, 2021), (FNB-Gas, 2022), (BMWK, 2023a), eigene Berechnungen, weitere Veröffentlichungen zu LNG-Terminals

5.5.4 Zwischenfazit: Gasversorgung EU-27, Schweiz und UK

In dem ersten Szenario ohne neue LNG-Terminals wurde gezeigt, dass im Jahr 2023 keine Versorgungslücke in der EU-27 entsteht, wenn die Gasnachfrage auf dem Niveau von 2022 verharrt. Steigt sie jedoch gemäß der Nachfrageentwicklung der IEA an, so entsteht eine Versorgungslücke. Um auf diesen Fall vorbereitet zu sein, ist es gerechtfertigt, die LNG-Terminals besser auszulasten und neue Terminals zu bauen.

Jedoch entsteht hier ein ähnliches Bild wie bei der Einzelbetrachtung für Deutschland. Es zeigt sich, dass die Gasnachfrage bei allen dargestellten Nachfrageentwicklungen mit den neuen Terminals gedeckt werden kann. Verläuft die Nachfrageentwicklung gemäß dem STEPS-Szenario, sind ab dem Jahr 2024 **mehr Kapazitäten vorhanden** als sie zur Nachfragedeckung benötigt werden. Bereits **ab dem Jahr 2030 würden die neuen LNG-Terminals nicht mehr benötigt**.

Entwickelt sich die Nachfrage gemäß dem **APS**- oder dem **NZE**-Szenario, stehen bereits ab dem Jahr 2023 mehr Kapazitäten zur Verfügung, als sie zur Nachfragedeckung benötigt werden. Bei der Nachfrageentwicklung gemäß APS-Szenario werden **ab 2024 die neuen LNG-Terminals nicht mehr benötigt**.

Wird ab dem Jahr 2030 jedoch ein **stetiger Rückgang der Pipeline-Importe** angenommen und die Nachfrageentwicklung verläuft gemäß dem STEPS-Szenario, sind ab dem Jahr 2024 zwar

etwas mehr Kapazitäten vorhanden als sie zur Nachfragedeckung benötigt werden. Allerdings würden ab 2030 in diesem Szenario die neuen LNG-Terminals weiterhin benötigt. Ggf. würden dann sogar ab 2045 wieder neue LNG-Terminalkapazitäten oder Re-Investitionen erforderlich sein.

Grundsätzlich erscheint für die EU-27, die Schweiz und UK der Eintritt des Szenarios STEPS zwar wahrscheinlich, da diese am besten den bisher erreichten Status-quo der derzeitigen Politiken abbilden. Will Europa für den Fall des eigenen Politikversagens vorsorgen, ist dieses Szenario zu wählen.

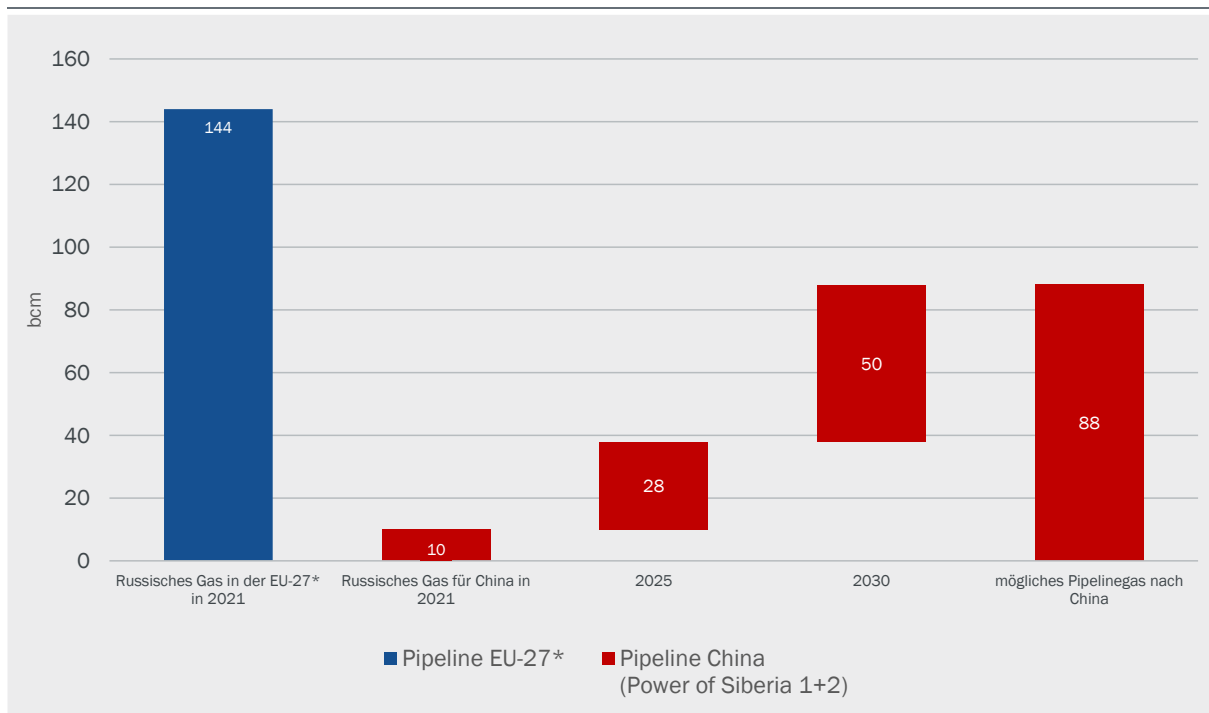
Aus klimapolitischer Sicht sollten jedoch die Szenarien APS und NZE angestrebt werden. Im letzteren Fall würden neue LNG-Terminals nur für die nächsten Jahre benötigt, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Auch auf europäischer Ebene könnte überlegt werden, kurzfristig eine Versorgungslücke mit FSRUs zu überbrücken, ohne neue feste LNG-Terminals zu errichten.

5.6 Zukünftige weltweite LNG-Bilanz

5.6.1 Gaslieferungen aus Russland nach China

Für die weltweite LNG-Bilanz ist zunächst die zukünftige Rolle Russlands zu betrachten. Es ist davon auszugehen, dass Russland nicht mehr die gleiche Menge an Gas nach Europa liefern wird bzw. die EU versuchen wird, bis 2027 unabhängig von Gasmengen aus Russland zu werden. Dagegen plant Russland in Zukunft mehr Gas über Pipelines sowie LNG nach China zu exportieren. Über die **Pipeline Power of Siberia 1** wurden 2021 bereits 10 bcm nach China geliefert. Diese Menge soll bis 2025 um 28 bcm auf insgesamt 38 bcm erhöht werden. Bis 2030 könnte die **Power of Siberia 2** weitere 50 bcm liefern, sodass insgesamt 88 bcm über die Pipeline geliefert werden könnten. Wenn die Pipelines wie geplant realisiert werden, könnten diese Mengen zu einer Verringerung der weltweiten Gesamtnachfrage nach LNG führen. Sie werden daher in den folgenden Betrachtungen mitberücksichtigt.

Abbildung 30: Export von Gasmengen aus Russland nach China



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (IEA, 2022b)
*inklusive Schweiz

5.6.2 Weltweite LNG-Bilanz

Grundsätzlich ist der Aufbau der Szenarien wie folgt: Jeweils in den Jahren 2021 und 2022 werden die historischen Daten aus der Statistik zur Darstellung der weltweiten LNG-Bilanz verwendet.

Folgende Annahmen gelten für alle Szenarien:

- Die **Verflüssigungskapazitäten mit FID und/oder die im Bau** befindlichen Verflüssigungskapazitäten werden wie geplant mit den entsprechenden Startdaten in Betrieb genommen. Die durchschnittliche Auslastung der vorhandenen Kapazitäten im Jahr 2021 beträgt 83 %. Auch in den Vorjahren war die Auslastung selten höher. Für die ab dem Jahr 2023 neu hinzukommenden Kapazitäten wird dagegen eine Auslastung von 100 % angenommen.
- Für Verflüssigungskapazitäten, die lediglich vorgeschlagen sind, für die aber noch keine Investitionsentscheidung getroffen wurde (**Pre-FID**), wird eine mögliche Inbetriebnahme erst ab 2026 angenommen.
- Die **Gaslieferungen aus Russland** nach Europa werden im Jahr 2023 gegenüber dem Jahr 2022 um weitere 40 bcm reduziert. 27 bcm fließen weiterhin über die Ukraine und die Turk-Stream nach Europa.
- Die **Gaspeicher in Europa** werden 2023 zu 90 % gefüllt.
- Die **Pipelines Power of Siberia 1 und 2** werden wie geplant realisiert.

Auf der **Nachfrageseite** werden für die einzelnen Regionen die bereits oben eingeführten Nachfrageentwicklungen gemäß STEPS und APS verwendet. Es wird für die Zukunft angenommen, dass die Nachfrage in diesen Szenarien für die einzelnen Regionen zunächst durch Eigenproduktion oder Pipeline-Lieferungen gedeckt wird. Die residuale Nachfrage stellt den LNG-Bedarf der Regionen dar.

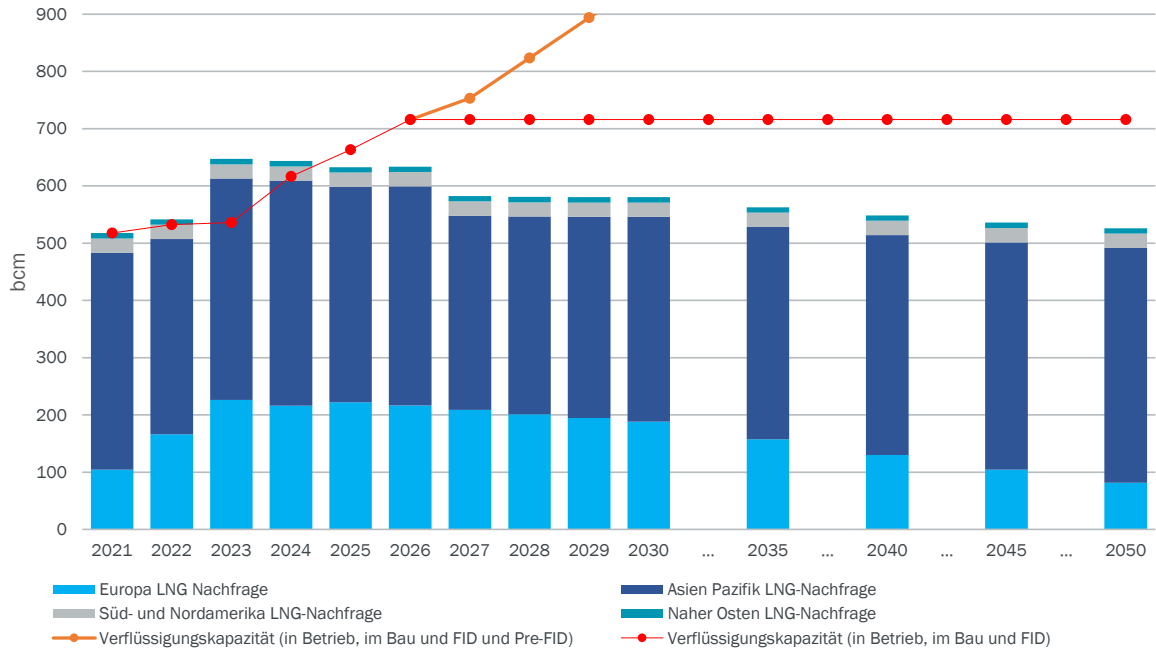
Abweichungen von diesen Annahmen werden in den jeweiligen Abschnitten zu den Szenarien erläutert.

Weltweite LNG-Bilanz und Verflüssigung bei einer Nachfrageentwicklung gemäß STEPS

Abbildung 31 zeigt die weltweite LNG-Bilanz bei einer Nachfrageentwicklung gemäß dem STEPS-Szenario. Die Säulen zeigen die LNG-Nachfrage in den einzelnen Weltregionen. Die Jahre 2021 und 2022 basieren auf historischen Werten aus Statistiken. Für die Jahre ab 2023 wurde die LNG-Nachfrage durch Differenzbildung der heimischen Produktion abzüglich der Nachfrage aus den IEA-Szenarien ermittelt (siehe auch Kapitel 5.4.2). Dem gegenüber steht die Entwicklung der Verflüssigungskapazitäten. Zum einen ist die bekannte Entwicklung der Anlagen mit FID bzw. der im Bau befindlichen Anlagen dargestellt. Zum anderen werden mögliche neue Kapazitäten ab 2026 gezeigt, die noch keinen FID haben.

In diesem Szenario mit den oben genannten Grundannahmen herrscht in den Jahren 2023 und 2024 ein starker Wettbewerb um die verfügbaren Kapazitäten. In diesen Jahren übersteigt die Nachfrage die verfügbaren Verflüssigungskapazitäten. Ab 2025 entspannt sich die Situation, da zunehmend Verflüssigungskapazitäten auf den Weltmarkt kommen. Insgesamt führen diese Verflüssigungskapazitäten mit FID bereits im Jahr 2025 zu Überkapazitäten. Zusammen mit den Pre-FID-Kapazitäten entstehen ab 2026 weitere Überkapazitäten.

Abbildung 31: Weltweite LNG-Bilanz und Verflüssigung
bei Nachfrageentwicklung gemäß STEPS

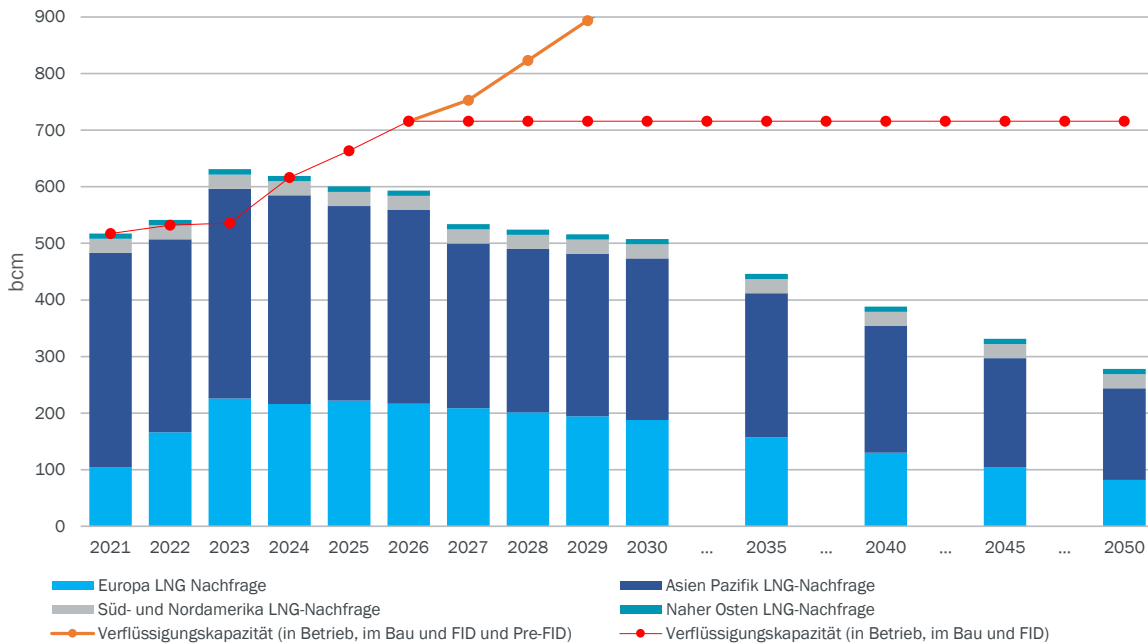


Quelle: (Eurostat, 2023), (GIIGNL, 2022), (IEA, 2022a), (EU KOM, 2022), (GEM, 2022), eigene Berechnungen
Hinweis: In Europa sind hier auch die LNG-Importe in das restliche Europa beinhaltet. Die Türkei ist das einzige Land außerhalb der Region EU-27, Schweiz und UK mit LNG-Importterminals. Die Importe in 2022 betragen rund 13 bcm.

Weltweite LNG-Bilanz und Verflüssigung bei einer Nachfrageentwicklung gemäß APS

Abbildung 32 zeigt die weltweite LNG-Bilanz für das Nachfrageszenario APS. In diesem Szenario mit den oben genannten Grundannahmen ist nur im Jahr 2023 ein starker Wettbewerb, um die verfügbaren Kapazitäten zu erwarten. In diesem Jahr übersteigt die Nachfrage die verfügbaren Verflüssigungskapazitäten. Ab dem Jahr 2024 sind ungefähr genügend Verflüssigungskapazitäten verfügbar, die zur Deckung der Nachfrage benötigt werden. Insgesamt führen diese Verflüssigungskapazitäten mit FID bereits ab dem Jahr 2025 zu Überkapazitäten. Zusammen mit den Pre-FID-Kapazitäten entstehen auch hier ab 2026 weitere Überkapazitäten.

Abbildung 32: Weltweite LNG-Bilanz und Verflüssigung
bei Nachfrageentwicklung gemäß APS



Quelle: (Eurostat, 2023), (GIIGNL, 2022), (IEA, 2022a), (EU KOM, 2022), (GEM, 2022), eigene Berechnungen
Hinweis: In Europa sind hier auch die LNG-Importe in das restliche Europa beinhaltet. Die Türkei ist das einzige Land außerhalb der Region EU-27, Schweiz und UK mit LNG-Importterminals. Die Importe in 2022 betragen rund 13 bcm.

Weltweite LNG-Bilanz im Nachfrageszenario STEPS – kompletter Wegfall Gaslieferungen aus Russland nach Europa

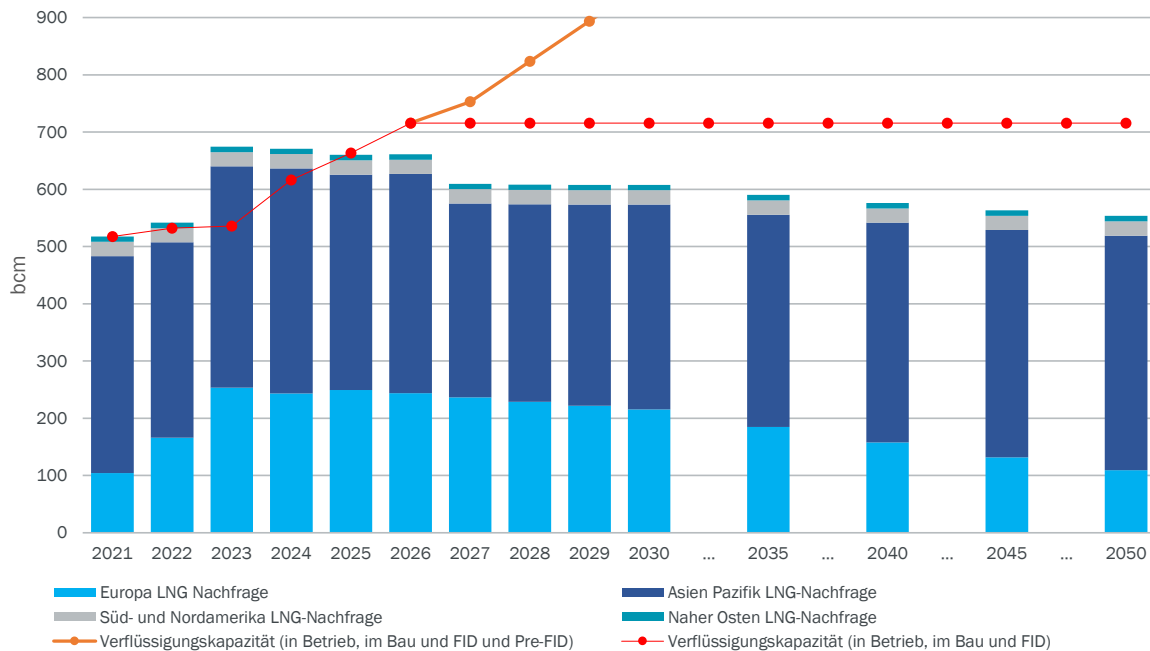
In diesem Szenario wird zu dem oben gezeigten STEPS-Szenario folgende Annahme getroffen:

- Die **Gaslieferungen aus Russland** nach Europa werden im Jahr 2023 gegenüber dem Jahr 2022 vollständig reduziert. Neben der Reduktion um 40 bcm werden auch die verbleibenden 27 bcm über die Ukraine und TurkStream (siehe Abbildung 11) reduziert.

Diese Annahme führt in diesem Szenario zu einem hohen Wettbewerbsdruck auf dem LNG-Markt in den Jahren 2023 und 2024 (siehe Abbildung 33). Erst ab 2025 entspannt sich die Situation auf dem Weltmarkt und es sind genügend Verflüssigungskapazitäten zur Nachfragedeckung vorhanden. Auch hier führen die Verflüssigungskapazitäten mit FID zu Überkapazitäten. Zusammen mit den Pre-FID-Kapazitäten entstehen auch hier ab 2026 weitere Überkapazitäten.

Abbildung 33: Weltweite LNG-Bilanz im Nachfrageszenario STEPS

kompletter Wegfall Gaslieferungen aus Russland



Quelle: (Eurostat, 2023), (GIIGNL, 2022), (IEA, 2022a), (EU KOM, 2022), (GEM, 2022) eigene Berechnungen

Hinweis: In Europa sind hier auch die LNG-Importe in das restliche Europa beinhaltet. Die Türkei ist das einzige Land außerhalb der Region EU-27, Schweiz und UK mit LNG-Importterminals. Die Importe in 2022 betragen rund 13 bcm.

Weltweite LNG-Bilanz im Nachfrageszenario STEPS – kompletter Wegfall Gaslieferungen aus Russland nach Europa und ohne Power of Siberia

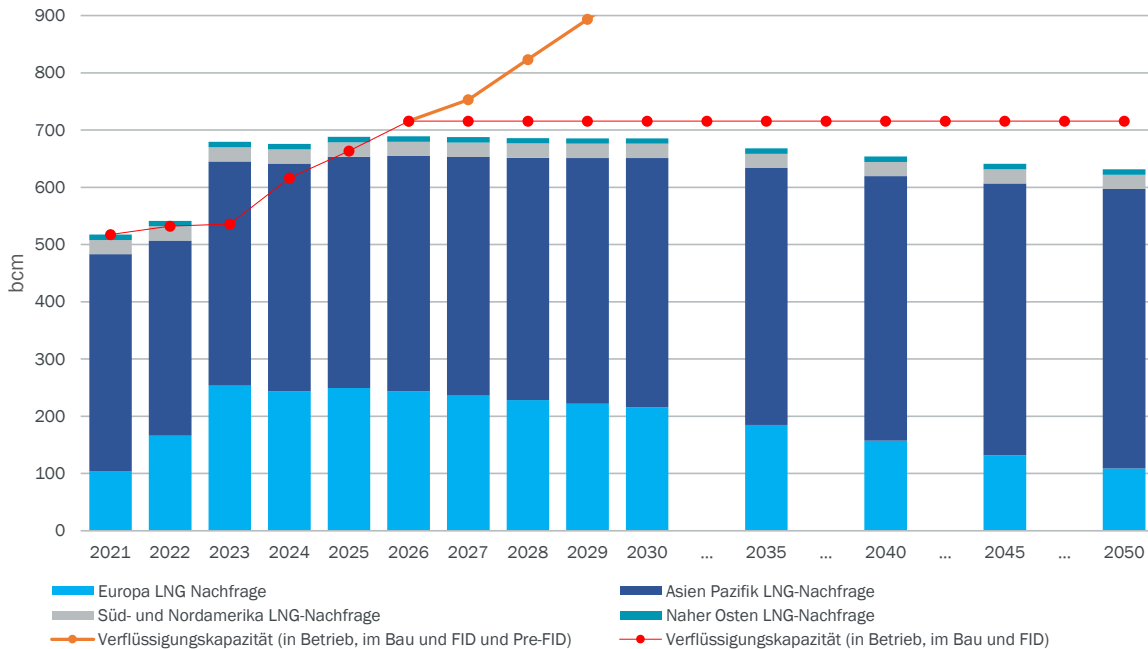
In diesem Worst Case Szenario wird zu dem eben gezeigten STEPS-Szenario diese zusätzliche Annahme getroffen:

- Der Erweiterungsbau der **Power of Siberia 1** sowie der Bau der **Power of Siberia 2** werden nicht realisiert. Obwohl Russland angekündigt hat, beide Projekte zu realisieren, könnte es aufgrund der Sanktionen gegen Russland an der technischen Ausrüstung und den Ressourcen fehlen, um die Pipelines zu realisieren.

Dies ist die mögliche Situation mit dem höchsten Wettbewerbsdruck auf dem LNG-Markt. In den Jahren 2023 bis 2025 ist mit einem starken Wettbewerb um die verfügbaren Kapazitäten zu rechnen (siehe Abbildung 34). Ab 2026 könnte es zu einer Entspannung auf dem Weltmarkt kommen. Die geplanten Verflüssigungskapazitäten würden ab 2026 gerade ausreichen, um die Nachfrage im STEPS-Szenario zu decken. Sollte es zu Ausfällen bei den bestehenden oder geplanten Kapazitäten kommen, könnte es notwendig werden, weitere Verflüssigungskapazitäten, d. h. solche, die sich im Pre-FID-Status befinden, zu bauen.

Abbildung 34: Weltweite LNG-Bilanz im Nachfrageszenario STEPS

kompletter Wegfall Gaslieferungen aus Russland nach Europa und ohne Power of Siberia*



Quelle: (Eurostat, 2023), (GIIGNL, 2022), (IEA, 2022a), (EU KOM, 2022), (GEM, 2022), eigene Berechnungen

*Keine Erweiterung der Power of Siberia 1 und kein Bau der Power of Siberia 2

Hinweis: In Europa sind hier auch die LNG-Importe in das restliche Europa beinhaltet. Die Türkei ist das einzige Land außerhalb der Region EU-27, Schweiz und UK mit LNG-Importterminals. Die Importe in 2022 betragen rund 13 bcm.

5.6.3 Zwischenfazit – weltweite LNG-Nachfrage

Es zeigt sich, dass in allen Szenarien kurzfristig in den Jahren **2023 und 2024** ein starker **Wettbewerb** um die verfügbaren LNG-Mengen droht. Bei einer Nachfrageentwicklung gemäß dem STEPS-Szenario kann die weltweite LNG-Nachfrage **ab 2025** gedeckt werden. Entwickelt sich die Nachfrage gemäß dem APS-Szenario, kann die Nachfrage bereits **ab 2024** gedeckt werden. Ab diesem Zeitpunkt würde der Zubau weiterer LNG-Verflüssigungsterminals zu **Überkapazitäten** führen.

Ein ähnliches Bild ergibt sich, wenn die Gaslieferungen aus Russland vollständig eingestellt werden. Auch in diesem Fall könnte ab 2025 wieder ausreichend LNG zur Verfügung stehen, um den weltweiten LNG-Bedarf zu decken.

Das Worst-Case-Szenario wäre, wenn Russland nicht wie geplant China über die Pipelines Power of Siberia I und II beliefern könnte. Wird in diesem Fall eine Nachfrageentwicklung gemäß dem STEPS-Szenario angenommen, stünde erst ab **2026** ausreichend LNG zur Verfügung, um die weltweite Nachfrage zu decken. Gegebenenfalls müssten in diesem Szenario sogar zusätzliche LNG-Kapazitäten gebaut werden, falls bestehende LNG-Terminals ausfallen sollten.

Auch hier gilt, dass die Nachfrageentwicklung gemäß dem STEPS-Szenario zwar wahrscheinlich ist, da die derzeitigen Politiken fortgeschrieben werden. Aus klimapolitischer Sicht sollte jedoch eine Nachfrageentwicklung gemäß den Szenarien APS und NZE angestrebt werden. Im letzteren

Fall würden die bestehenden und im Bau befindlichen LNG-Terminals ausreichen. Das Hinzufügen weiterer neuer Kapazitäten sollte daher sehr sorgfältig abgewogen werden.

6 Auswirkungen der aktuellen und zukünftigen Situation auf den Erdgasmärkten auf die Gaspreise

In diesem Kapitel werden die Erkenntnisse aus dem vorherigen Kapitel zur Versorgungssituation auf den Erdgasmärkten aufgegriffen und daraus Preisprognosen für Erdgas auf den Großhandelsmärkten abgeleitet.

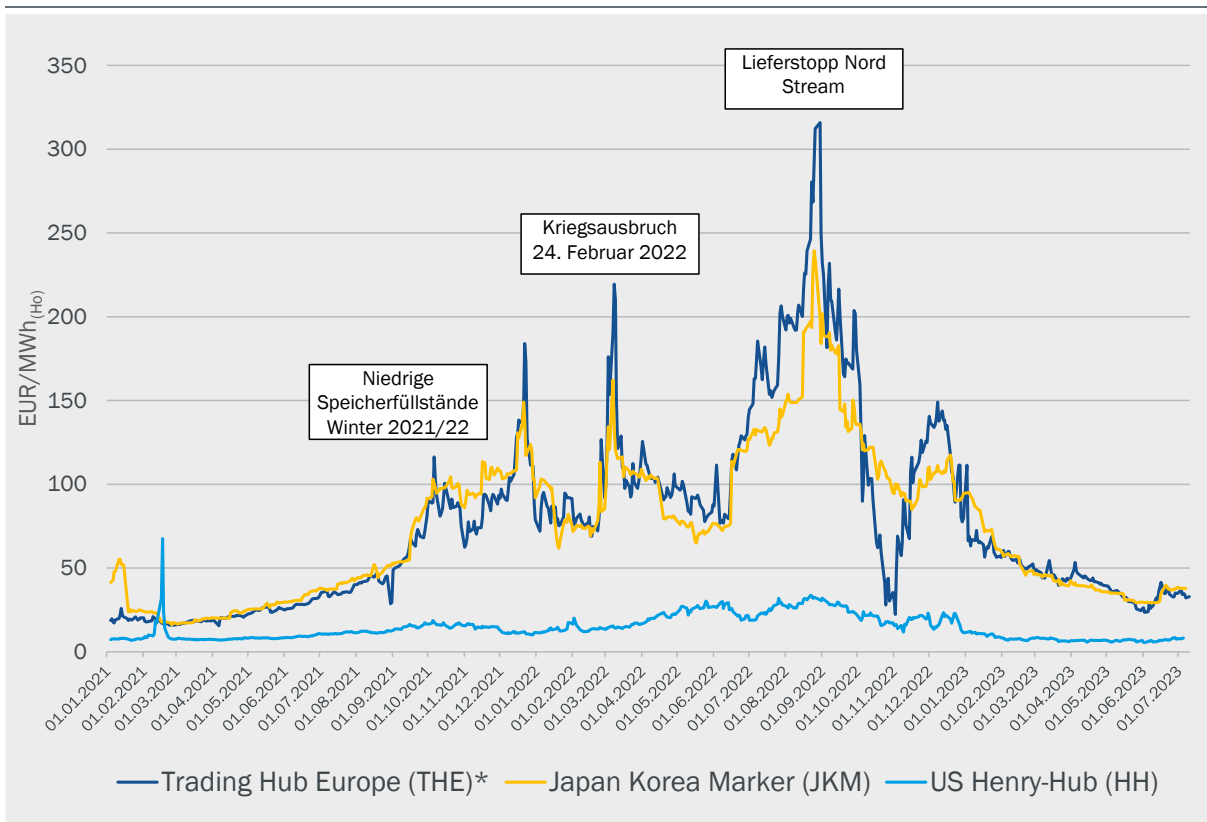
6.1 Historische und aktuelle Situation des Erdgaspreises

Seit dem Winter 2021/22 sind die Preise auf den europäischen Gasmärkten starken Preissteigerungen und Volatilitäten unterworfen (siehe Abbildung 35). In den Jahren zuvor (2010 bis 2019) lag der Gaspreis zwischen 15 und 25 €/MWh. Ausgelöst durch stetig sinkende Gaslieferungen aus Russland und niedrige Speicherfüllstände musste im Winter 2021/22 vermehrt LNG auf den Spotmärkten zugekauft werden. Dabei konkurriert Europa mit Asien um die Spotmengen. Der asiatische LNG-Preis wird durch den Japan-Korea-LNG-Marker (JKM) repräsentiert. Als Folge des Preiswettbewerbs stiegen die Preise und bewegten sich zwischen 60 und 100 €/MWh. Der US-amerikanische Gaspreis, der durch den Henry Hub bestimmt wird, liegt in der Regel unter dem europäischen Gaspreis. In der Vergangenheit lag der Preis zwischen 12 und 20 €/MWh. In den letzten Jahren ist der US-Gaspreis aufgrund der weltweiten Gasknappheit und der gestiegenen Nachfrage aus dem Ausland zwar gestiegen, jedoch nicht über 32 €/MWh, so dass sich der Preisunterschied zwischen dem europäischen und dem US-amerikanischen Gaspreis weiter vergrößert hat.

Kurz nach Beginn des Angriffskrieges Russlands auf die Ukraine stiegen die Preise kurzzeitig stark auf über 200 €/MWh an, fielen dann aber wieder auf ein Niveau von 80 bis 100 €/MWh. Nach dem Lieferstopp durch die Nord Stream Anfang September 2022 stiegen die Preise erneut auf ein Rekordniveau von über 300 €/MWh.

Seitdem sind die Preise in Deutschland jedoch kontinuierlich gefallen und befinden sich nun seit Anfang des Jahres auf einem Niveau von 25 - 40 €/MWh. Auch der Henry-Hub-Preis ist wieder auf ein Niveau von 10 €/MWh gefallen. Dafür gibt es mehrere Gründe. An erster Stelle ist die warme Witterung zu nennen, die im Winter 2022/23 zu einem Nachfragerückgang geführt hat. Die Gasspeicher in Deutschland waren im März 2023 zu etwa 70 % gefüllt. In den Vorjahren lagen die Füllstände zu diesem Zeitpunkt bei 30-40 %. Damit sinkt der Druck, die Gasspeicher wieder kostenintensiv zu befüllen. Hinzu kommt, dass die Gasnachfrage im asiatischen Raum noch nicht spürbar angezogen hat. Der Preiswettbewerb um das verfügbare LNG ist daher derzeit gering.

Abbildung 35: Historische und aktuelle Situation des Erdgaspreises (Day-ahead-Preise)



Quelle: (EIA, 2023), (Energate, 2023), (Investing, 2023)

© Prognos AG

*bis 1.10.2021 bestehen die THE-Preise aus einem Durchschnitt der Preise der beiden Hubs NCG und Gaspool

6.2 Annahmen zu Gaspreisszenarien sowie die dahinter liegenden Preisbestandteile insb. von LNG-Lieferungen

Zur Abschätzung des zukünftigen Erdgaspreises können folgende Leitplanken als Orientierung herangezogen werden.

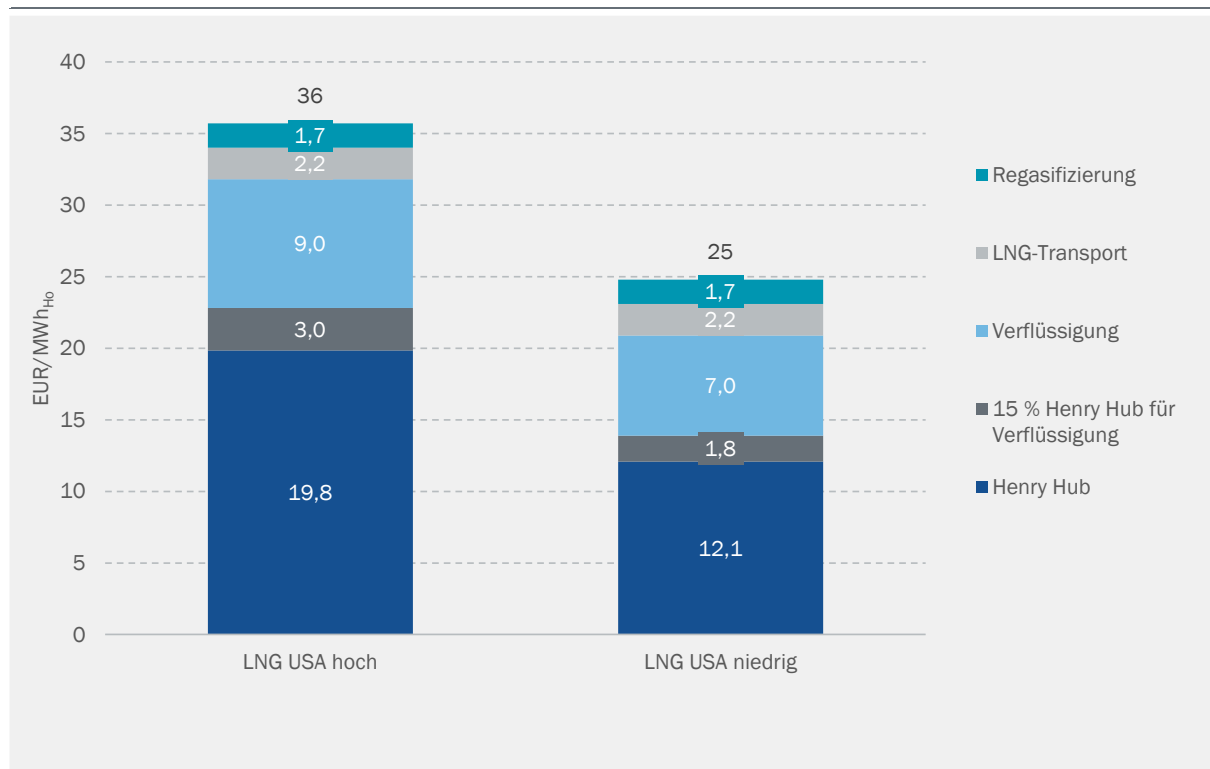
Als Obergrenze für den Gaspreis kann die Gaspreisobergrenze der EU angenommen werden. Referenzgröße ist der TTF-Month-Ahead-Preis. Wenn der Gaspreis 180 €/MWh erreicht, wird der Preis auf diesem Niveau gedeckelt. Es wird angenommen, dass dieses Preisniveau nur dann wieder erreicht wird, wenn ein außergewöhnliches Ereignis eintritt, wie z. B. der Ausfall einer wichtigen Pipeline.

Als Untergrenze des Gaspreises werden in Zukunft, wie bereits im Jahr 2022 gesehen, sehr wahrscheinlich LNG-Lieferungen die Preissetzer sein. Neue Gasverträge werden derzeit zunehmend an den US-amerikanischen Gasmarkt Henry Hub gekoppelt. Der Henry-Hub-Preis wird daher sehr wahrscheinlich die Beschaffungskosten für LNG bestimmen. Zu dem Henry-Hub-Preis kommen variable Kosten für die Verflüssigung hinzu. Dieser Aufwand für die Verflüssigung beträgt zusätzlich ca. 15 % des eingesetzten Gases und wird zu Henry Hub Preisen abgerechnet. Hinzu kommen Kosten für die Nutzung der Verflüssigungsanlage, für den LNG-Transport und für die Nutzung der Regasifizierungsanlage. Zusammen ergeben diese Kosten die Bereitstellungskosten für LNG. Im Jahr 2021 lagen die Bereitstellungskosten für LNG bei etwa 25 €/MWh. Im Jahr 2022 stiegen die

Bereitstellungskosten aufgrund eines höheren Henry-Hub-Preises und höherer geschätzter Kosten für die Verflüssigungsanlagen auf rund 36 €/MWh (siehe Abbildung 36).

Da importiertes LNG aus den USA sehr wahrscheinlich der Preissetzer für europäisches Gas sein wird, tritt der dauerhafte Effekt ein, dass der Gaspreis in den USA sehr wahrscheinlich immer unter den Gaspreisen in Europa liegen wird. Denn beim Import von US-Gas müssen immer die weiteren Kosten (Verflüssigung, Transport und Regasifizierung) berücksichtigt werden. Somit wird die US-amerikanische Industrie in dieser Hinsicht einen Preisvorteil gegenüber der europäischen Industrie haben.

Abbildung 36: Bereitstellungskosten von LNG mit Henry-Hub-Indexierung*



Quelle: (EIA, 2023), (Center on Global Energy Policy, 2018)

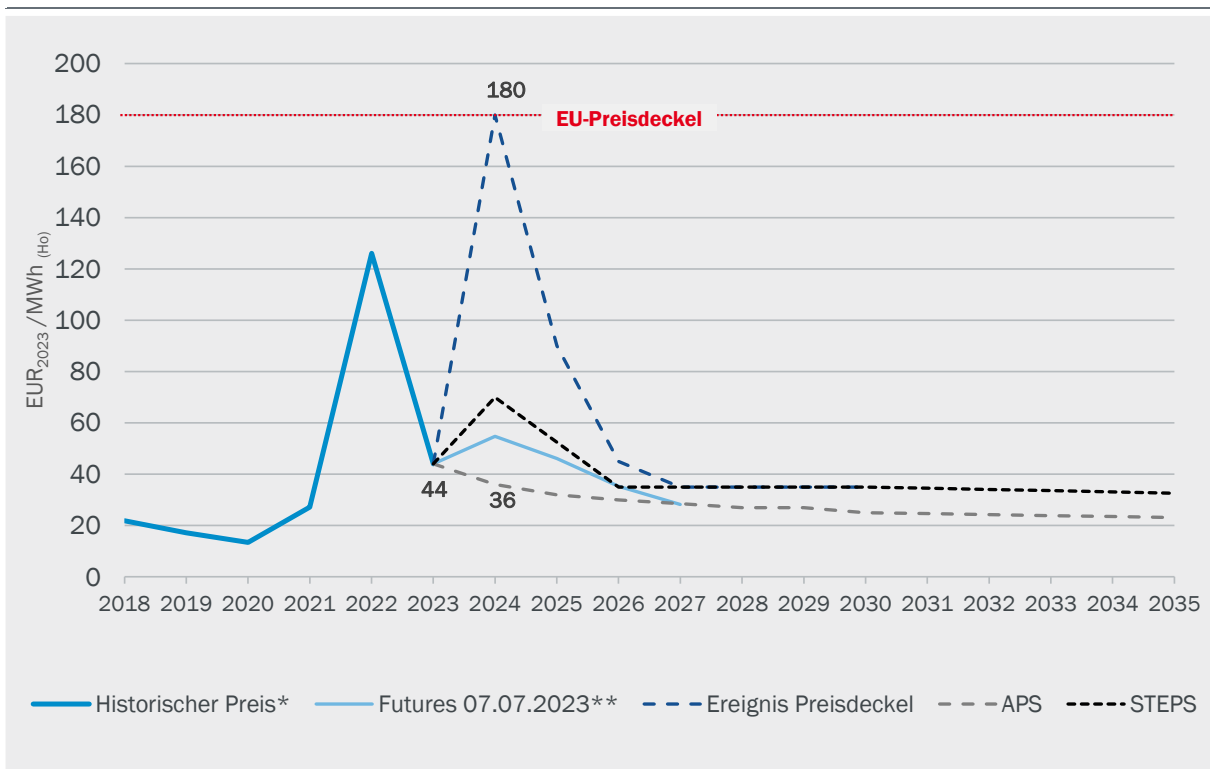
*Hinweis: Henry Hub hoch = Durchschnittspreis 2022, Henry Hub niedrig= Durchschnittspreis 2021

In Kapitel 5.6 wurde gezeigt, dass der globale LNG-Markt mit hoher Wahrscheinlichkeit frühestens 2024 wieder liquide sein wird, wenn das Angebot die Nachfrage nach LNG wieder übersteigt. Voraussetzung dafür ist, wie im APS-Szenario der IEA angenommen, eine sehr schnelle und nachhaltige Reduzierung der weltweiten Gasnachfrage. Bleibt der LNG-Markt jedoch längerfristig knapp und kommt es nicht zu der gewünschten Nachfragereduzierung, wie im STEPS-Szenario der IEA prognostiziert, wird der LNG-Markt sehr wahrscheinlich erst ab 2026 wieder liquide, wenn eine ausreichende Angebotsausweitung stattgefunden hat.

Abbildung 37 zeigt mögliche Gaspreisszenarien. Bei den historischen Gaspreisen handelt es sich um die vom BAFA ermittelten Grenzübergangspreise für Gas. Im Szenario Preisobergrenze wird angenommen, dass ein außergewöhnliches Ereignis eintritt und die Preisobergrenze von

180 €/MWh erreicht wird. Im Szenario APS entspannt sich die Beschaffungssituation für LNG sehr schnell und Gas wird zu den Gestehungskosten von LNG (25 - 36 €/MWh) beschafft. Im Szenario STEPS ist die Verfügbarkeit von LNG in den nächsten Jahren noch knapp. Erst im Jahr 2026 erreicht der Gaspreis die Gestehungskosten von LNG. Zusätzlich sind die aktuellen Terminpreise am deutschen Gashub THE dargestellt (Stand 07.07.2023).

Abbildung 37: Preisszenarien für Erdgas auf dem Großhandel (Stand 07.07.2023)



Quelle: eigene Berechnungen, (BAFA, 2023), (Energate, 2023), (IEA, 2022a)

*Der historische Preis ist bis 2021 auf Basis des BAFA-Grenzübergangspreises dargestellt. Ab dem Jahr 2022 reflektiert dieser die Großhandelspreise nicht mehr adäquat, da Spot-Einkäufe (insb. von LNG) nicht ausreichend von der BAFA berücksichtigt werden. Daher wurde vom 1.1.2021 bis 07.07.2023 ein Durchschnitt der THE-Day-Ahead-Preise genutzt.

** Terminprodukte am THE

6.3 Zwischenfazit: Gaspreise und Gaspreisentwicklung

Eine Prognose des Gaspreises ist derzeit mit sehr großen Unsicherheiten verbunden. Nach sehr hohen Preisen im Jahr 2022, die in direktem Zusammenhang mit dem Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine standen, hat sich der Gaspreis im Jahr 2023 inzwischen bei rund 25 - 40 €/MWh eingependelt. Damit liegt der Gaspreis immer noch höher als in den Jahren 2010 bis 2019 (15 - 25 €/MWh).

Für die zukünftige Entwicklung hängt die Höhe des Gaspreises insbesondere von der Nachfrageentwicklung und der Liquidität des LNG-Marktes ab. Bei einer weiterhin sehr hohen und konstanten weltweiten Nachfragereduktion, wie es derzeit der Fall ist, wird erwartet, dass der Gaspreis auf dem derzeitigen Preisniveau verharrt. Dabei wird der Einkauf von LNG aus den USA zu Bereitstellungskosten der Preissetzer sein. Sollte sich weltweit wieder eine hohe Gasnachfrage ab dem

Winter 2023 einstellen, wird erwartet, dass der Gaspreis dann wieder steigen könnte und erst wieder durch eine deutliche Ausweitung des Angebots im Jahr 2026 eine Entspannung auftritt.

7 Auswirkung der Gaskrise auf die Treibhausgasbilanz und auf die deutsche Wirtschaft

Besonderer Fokus in diesem Kapitel liegt auf der Frage, ob durch die Gaskrise die ursprünglich angestrebten deutschen Klimaziele noch erreichbar sind. Es wird dargestellt, welche sich abzeichnenden Veränderungen der Treibhausgasemissionen zu erwarten sind. Dazu gehören die Gefahr eines späteren Kohleausstiegs mit erhöhten Emissionen, ausbleibende Investitionen in „grüne“ Technologien und erhöhte THG-Emissionen durch den Einsatz von LNG. Darüber hinaus wird insbesondere im Umwandlungssektor untersucht, ob es überhaupt zu einem späteren Kohleausstieg kommt oder ob Kohlekraftwerke wie geplant stillgelegt werden. Im Beispiel des Kohleausstiegs kann es sein, dass der Zeitplan des Kohleausstiegs zwar eingehalten wird, diese aber aufgrund einer höheren Auslastung während ihrer Betriebszeit mehr THG emittieren.

Im Folgenden wird zunächst die Frage behandelt, ob der Einsatz von LNG zu höheren THG-Emissionen führt. Anschließend werden die einzelnen Sektoren, in denen Erdgas hauptsächlich eingesetzt wird, nämlich Umwandlungssektor, Gebäudesektor und Industriesektor, näher beleuchtet. Im Verkehrssektor spielt Erdgas kaum eine Rolle und wird daher nicht betrachtet.

Ein weiterer Aspekt dieses Kapitels sind die zu erwartenden Auswirkungen der Krise auf die deutsche Wirtschaft. Es wird dargestellt, welche Wirtschaftszweige auf Erdgas angewiesen sind, aber auch welche Wirtschaftszweige durch Gasknappheit oder hohe Gaspreise gefährdet sind.

7.1 Auswirkungen der Gaskrise auf die deutschen Treibhausgasminderungsziele

7.1.1 Einfluss des Bezugs von LNG statt Pipelinegas auf die deutsche Treibhausgasbilanz

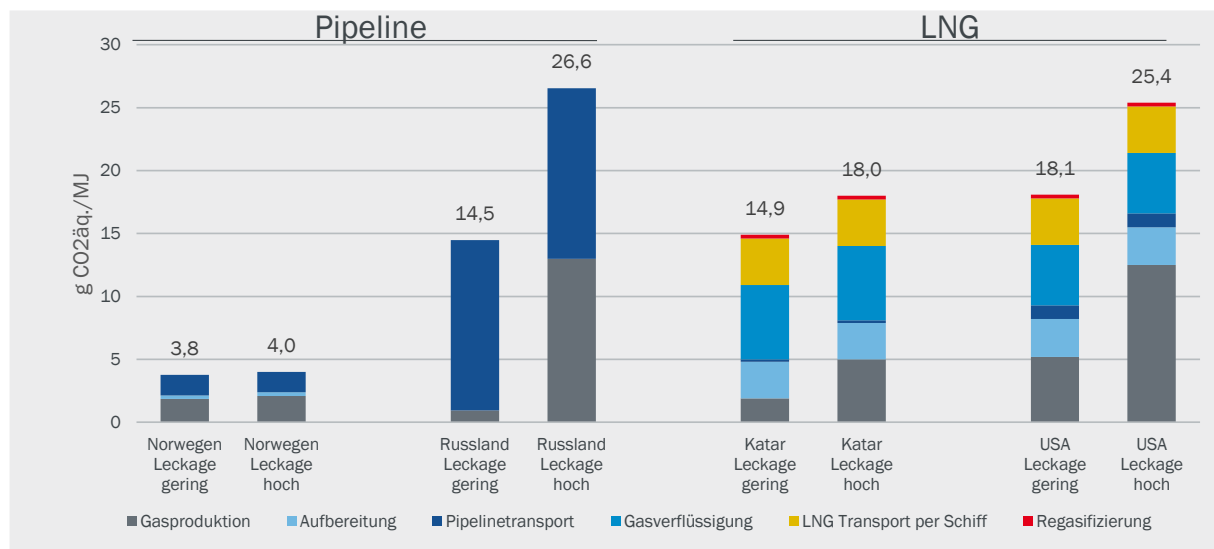
Die Veränderungen auf dem Gasmarkt haben, wie bereits in Kapitel 5 dargestellt, dazu geführt, dass zunehmend LNG anstelle von Pipelinegas nach Europa importiert wird. Es wird vermutet, dass der Wechsel von Pipelinegas zu LNG mit erhöhten Treibhausgasemissionen verbunden ist. Begründet wird dies mit dem erhöhten Energieaufwand für die Bereitstellung von LNG, wobei zusätzliche THG-Emissionen für die Prozesse der sogenannten Vorkette (Produktion, Verflüssigung, Schiffstransport, Regasifizierung) entstehen. Im Folgenden werden daher auf Basis einer Literaturanalyse die THG-Emissionen der verschiedenen Quellen von LNG und Pipeline verglichen.

Bei den THG-Emissionen aus der Nutzung von Erdgas handelt es sich zum einen um die Emissionen, die bei der Verbrennung von Erdgas z. B. in einem Gaskessel oder Gaskraftwerk entstehen. Zum anderen handelt es sich um die Emissionen der Vorkette. In Abbildung 38 sind die Vorkettenemissionen der hauptsächlich diskutierten Exportländer dargestellt. Die Daten stammen aus einer Studie des Umweltbundesamtes (Umweltbundesamt, 2019). Diese wiederum basieren auf Auswertungen von Thinkstep, DBI und Meili et al.

Die direkten CO₂-Emissionen aus den Verbrennungsprozessen für Transport, Verflüssigung und Regasifizierung können relativ sicher abgeschätzt werden. Die größten Unsicherheiten bestehen dagegen beim so genannten Methanschluß, der bei diesen Prozessen auftritt. Methanschluß entsteht durch die bewusste oder unbewusste Freisetzung von Methan direkt in die Atmosphäre. Da Methan einen bis zu 28-mal stärkeren Treibhauseffekt hat als CO₂, sind diese Emissionen von besonderer Bedeutung. Die systematische Erfassung und Zuordnung dieser Methanemissionen sind bisher problematisch.

Diese Unsicherheiten schlagen sich in einer großen Bandbreite möglicher THG-Äquivalente nieder. Im Fall „Leckage gering“ beziehen sich die Emissionswerte auf Literaturangaben, bei denen einzelne Produktionsfelder ausgewertet wurden. Im Fall „Leckage hoch“ ergeben sich dagegen höhere Werte, da die Emissionen der Gasproduktion über Mittelwerte des IEA Methane Tracker (IEA, 2022c) ermittelt wurden. Eine große Unsicherheit besteht hier insbesondere durch einen möglichen Methanschluß bei der Gasproduktion in Russland. Es wird vermutet, dass die Emissionen in Russland deutlich höher liegen als in der Vergangenheit angenommen (siehe Abbildung 38 und Abbildung 39).

Abbildung 38: THG-Emissionen der Vorkette von Erdgas nach Lieferländern

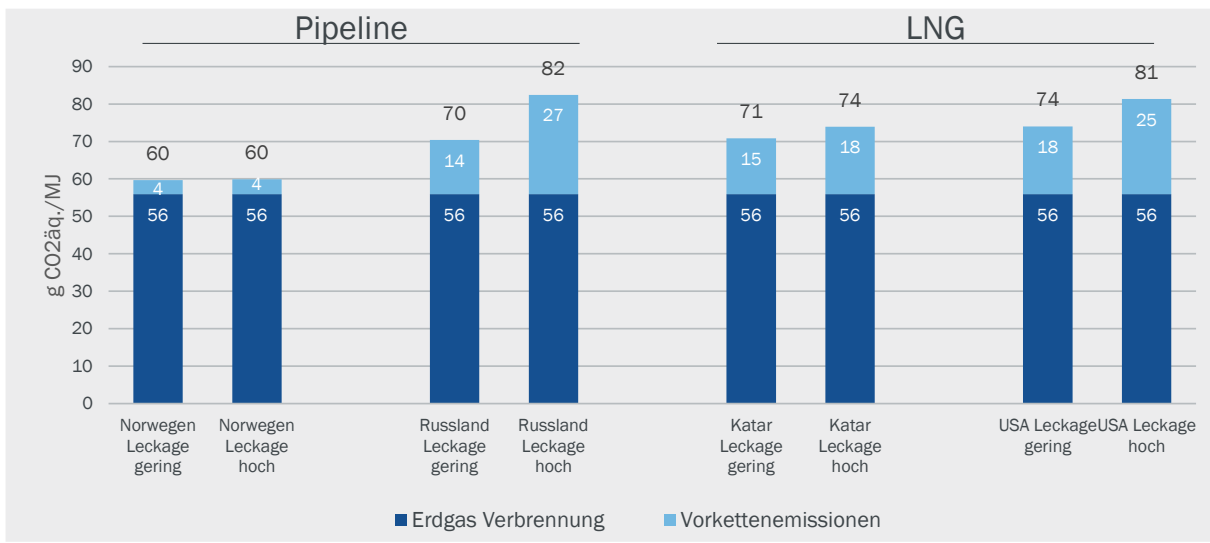


Quelle: (Umweltbundesamt, 2019), (IEA, 2022c)

Aus diesem Grund ist bei den Vorkettenemissionen unklar, ob der Ersatz von russischem Pipelinegas durch LNG-Importe aus den USA oder Katar zu zusätzlichen Emissionen führt.

Üblicherweise werden Treibhausgasemissionen dem Land oder der Region zugerechnet, in der sie entstehen. In Deutschland würden demnach nur die Emissionen aus der Verbrennung von Erdgas und der Regasifizierung in die Bilanz eingehen. Da die Emissionen der Vorkette (Förderung, Verflüssigung, z. T. Schiffstransport) den Quellenländern zugeordnet werden, ändert sich die THG-Bilanz Deutschlands durch den Bezug von LNG anstelle von Pipelinegas kaum.

Abbildung 39: THG-Emissionen von Erdgas inklusive der Vorkette nach Lieferländern



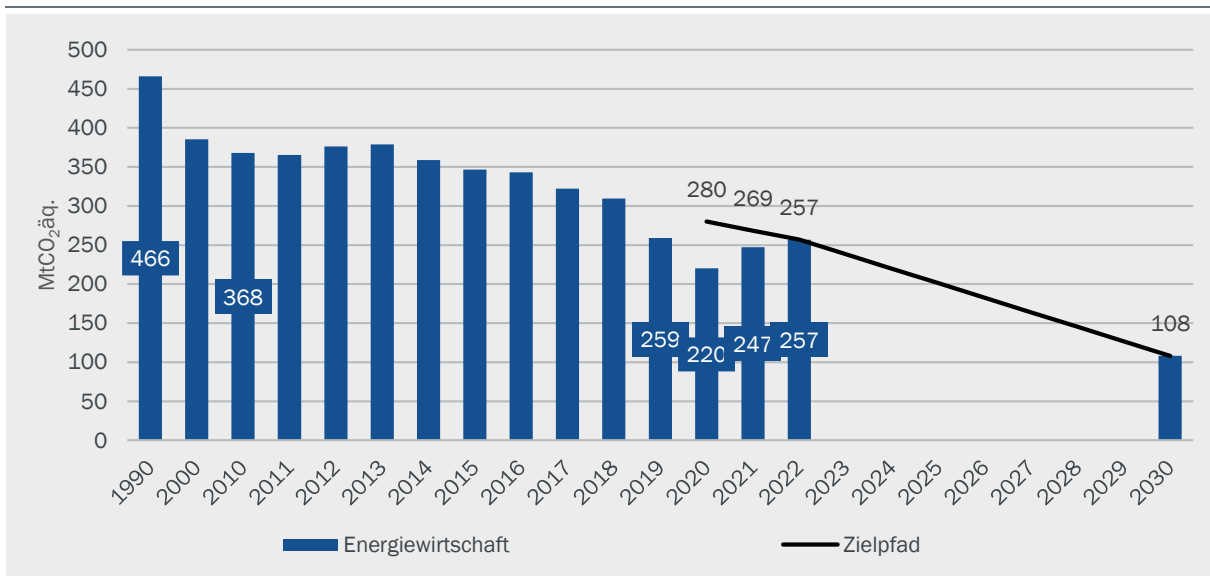
Quelle: (Umweltbundesamt, 2019), (IEA, 2022c)

Die Emissionen in der Vorkette können sehr leicht durch die Vermeidung von Methanschleupf reduziert werden. Nach Angaben der IEA können ca. 40 % der anfallenden Emissionen zu negativen Kosten vermieden werden (IEA, 2022c). Das bedeutet, dass die Kosten für Maßnahmen, die verhindern, dass das Gas direkt in die Atmosphäre gelangt, geringer sind als die Einnahmen, die mit dem abgedehenen Gas erzielt werden können. Der Anreiz zur Vermeidung von Methanlecks steigt mit steigenden Erdgaspreisen.

7.1.2 Umwandlung

Im Umwandlungssektor sind im Vergleich zum Vorjahr 2021 die THG-Emissionen wieder angestiegen und liegen im Jahr 2022 leicht über dem aus dem Bundes-Klimaschutzgesetz abgeleiteten (linearen) Zielpfad (siehe Abbildung 40).

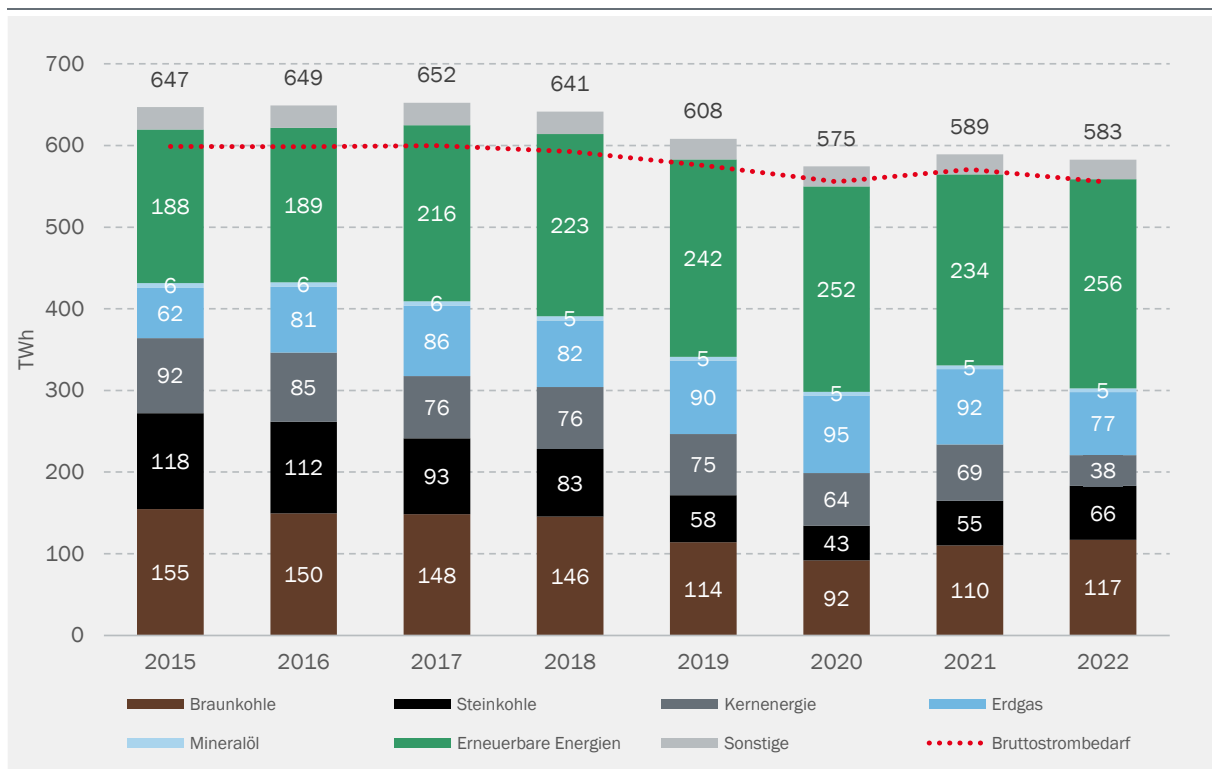
Abbildung 40: THG-Entwicklung im Umwandlungssektor 1990 bis 2030



Quelle: (Umweltbundesamt, 2023)

Im Vergleich zum Jahr 2021 nahm die Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle zu, während die Erzeugung aus Erdgas zurückging. Auch die Erzeugung aus Kernkraftwerken ging aufgrund des Kernenergieausstiegs zurück (vgl. Abbildung 41). Trotz hoher Gaspreise stammen im Jahr 2022 noch 13 % der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken (siehe Abbildung 41). Die Gaskraftwerke mussten aufgrund der erhöhten Stromnachfrage aus Frankreich wegen der dort geringeren Stromerzeugung aus Kernkraftwerken mehr laufen als ursprünglich geplant. Durch die im Vergleich zu 2021 höhere Erzeugung aus erneuerbaren Energien konnte jedoch ein höherer Einsatz von Kohlekraftwerken vermieden werden.

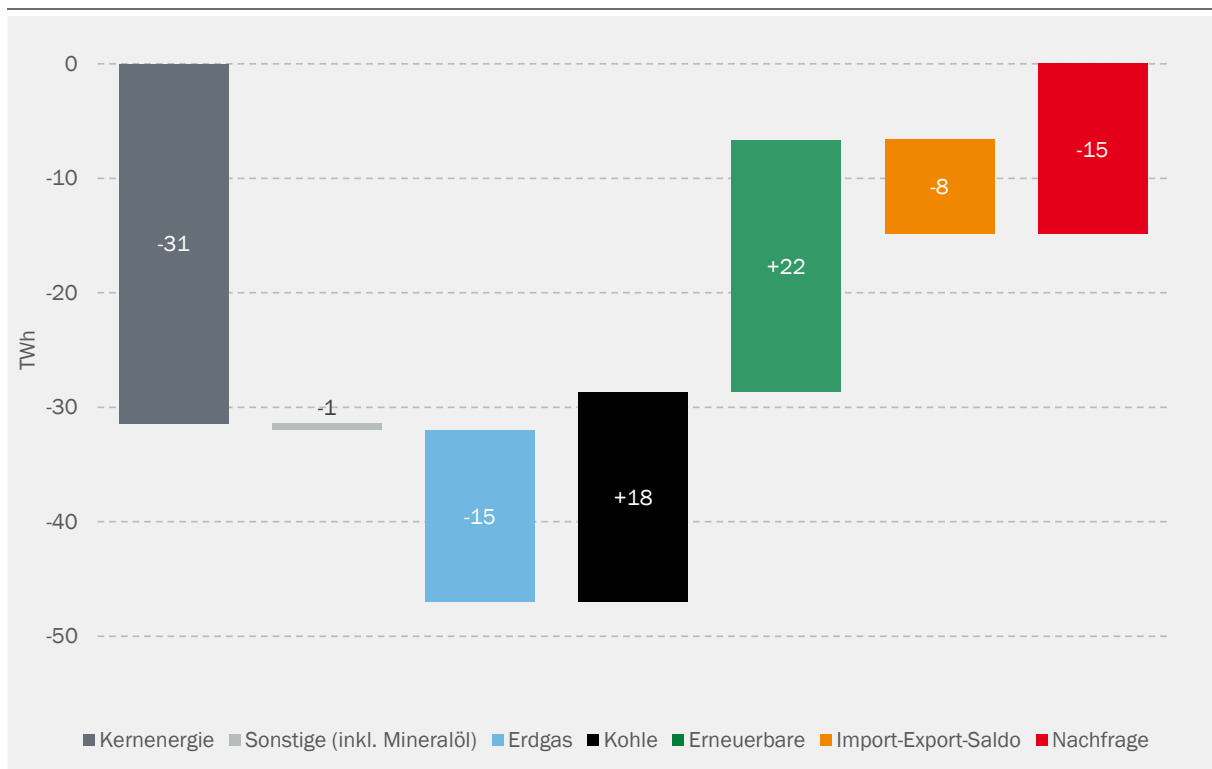
Abbildung 41: Bruttostromerzeugung historisch von 2015 bis 2022



Quelle: (AGEB, Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern, 2023)
 Sonstige = Pumpspeicher, Hausmüll, Industrieabfall

Abbildung 42 zeigt einen Vergleich der Bruttostromerzeugung im Jahr 2021 mit der im Jahr 2022. Der Rückgang setzt sich zusammen aus einer Verringerung der Stromerzeugung aus Kernenergie um -31 TWh und aus Erdgas um -15 TWh. In Kohlekraftwerken werden +18 TWh mehr Strom erzeugt. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stieg um +22 TWh. Der Export in die Nachbarländer stieg um +8 TWh. Die Gesamtnachfrage ging dagegen um -15 TWh zurück.

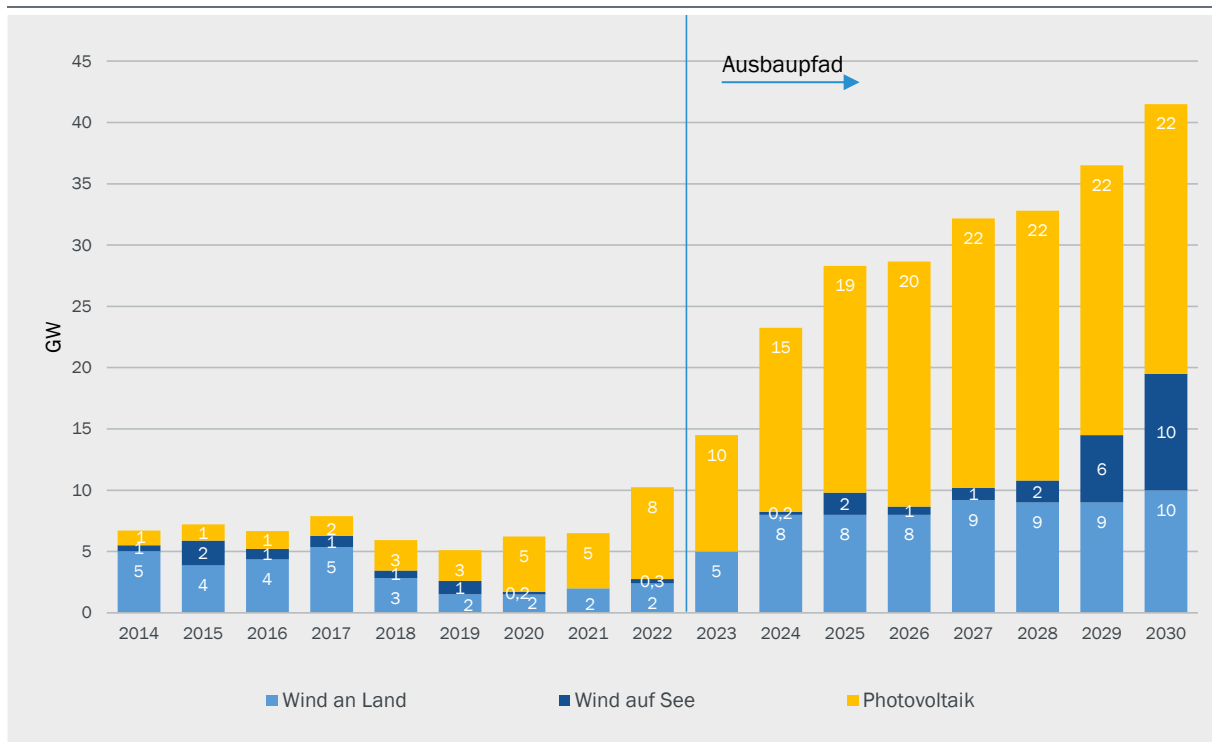
Abbildung 42: Year-on-Year-Änderung Bruttostromerzeugung von 2021 zu 2022



Quelle: (AGEB, Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern, 2023)

Der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien kam zugute, dass das Zubautempo im Jahr 2022 wieder zugenommen hat (siehe Abbildung 43). Insbesondere der Ausbau der Photovoltaik (PV) verzeichnete mit rund 8 GW das stärkste Ausbaujahr der letzten sieben Jahre. Dies ist eine erfreuliche Entwicklung, die auf verstärkte Investitionen in grüne Energiequellen hindeutet. Der Ausbau der Windenergie an Land und auf See ist im Vergleich zu den Vorjahren leicht angestiegen, befindet sich aber weiterhin auf niedrigem Niveau. Insbesondere bei Wind an Land waren die Ausschreibungen stark unterzeichnet. Insgesamt ist in den nächsten Jahren ein stärkeres Wachstum der EE notwendig, um die Ziele des EEG 2023 zu erreichen.

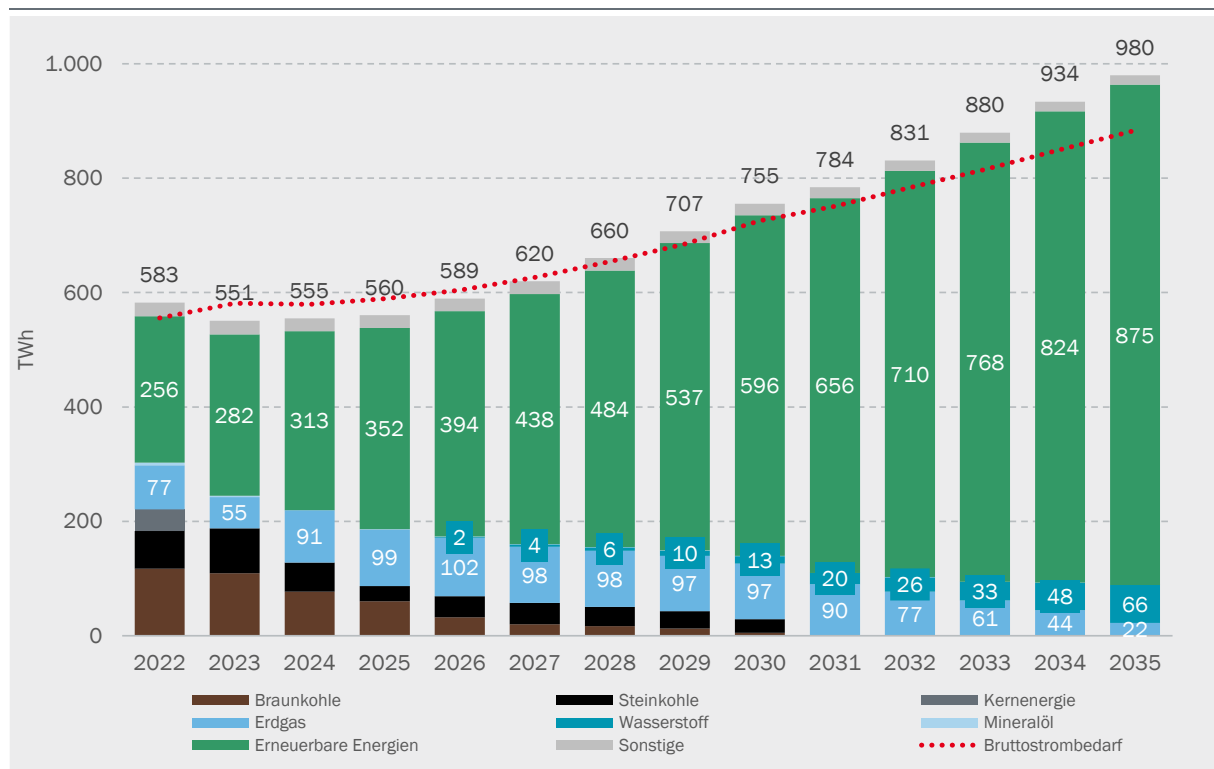
**Abbildung 43: Jährlicher Zubau PV, Wind On- und Offshore
2014 bis 2022 historisch und ab 2023 Ausbaupfad gemäß EEG 2023 (Brutto-Zubau)**



Quelle: (EEG, 2023), (AGEE, 2022)

Abbildung 44 zeigt die Bruttostromerzeugung von 2022 bis 2030, wie sie im Agora-KNST2035-Szenario (Agora Energiewende, Prognos, Consentec, 2022) berechnet wurde. Diese Berechnung orientiert sich stark an dem oben dargestellten Ausbaupfad der erneuerbaren Energien. Insofern spiegelt sie auch weitgehend die Erwartung der Bundesregierung an die Entwicklung im Umwandlungssektor wider. Die Darstellung zeigt, wie im Zeitverlauf die erneuerbaren Energien die fossile Stromerzeugung verdrängen. Zunächst wird die Kernenergie planmäßig bis 2023 abgeschaltet. Im Jahr 2023 kann es daher zu einer kurzen Renaissance der Kohleverstromung kommen. Diese wird aber durch die bessere Verfügbarkeit von Erdgas, sinkende Erdgaspreise und einen steigenden CO₂-ETS-Preis sukzessive wieder zurückgedrängt, bis schließlich im Jahr 2030 letztmals Strom aus Kohle erzeugt wird. Zudem wird der Energieträger Erdgas nach und nach durch den Energieträger Wasserstoff ersetzt.

Abbildung 44: Bruttostromerzeugung von 2022 bis 2030

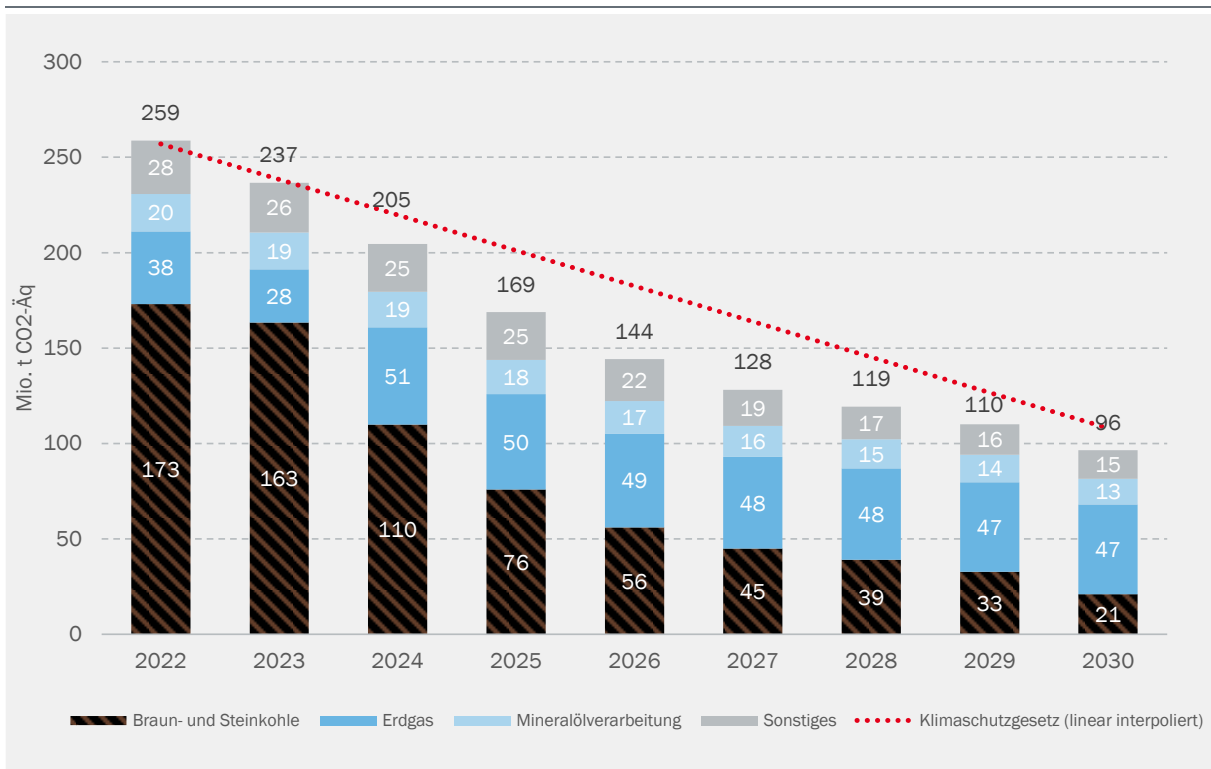


Quelle: (Agora Energiewende, Prognos, Consentec, 2022)

Die Abbildung 45 zeigt die zu dem Szenario oben dargestellten korrespondierenden THG-Emissionen. Es kann trotz der derzeitigen Krise das im Bundes-Klimaschutzgesetz festgelegte THG-Minderungsziel 2030 im Umwandlungssektor weiterhin erreicht werden. Es ist zu beachten, dass im Umwandlungssektor keine jährlichen THG-Obergrenzen festgelegt wurden, sondern nur Stützjahre für 2022 und 2030 vorgegeben sind. Zudem gibt es keine verpflichtenden Vorgaben für ein THG-Budget. Wenn jedoch ein linearer Zielpfad angenommen wird, liegen die Emissionen nach der Zielverfehlung in 2022 bereits in 2023 wieder 1 Mt unter dem Zielwert (Abbildung 45).

U. a. ist diese Entwicklung allerdings stark davon abhängig, dass der oben dargestellte Ausbaupfad der erneuerbaren Energien so auch eintritt. Andernfalls werden die Ziele für die Reduzierung von Treibhausgasemissionen im Umwandlungssektor sehr wahrscheinlich verfehlt. Inwiefern dieser Ausbaupfad der erneuerbaren Energien realisierbar ist, wird in Kapitel 8 noch weiter vertieft. Auch die Entwicklung der Stromversorgung im Ausland und damit verbundene Änderungen der Importe und Exporte beeinflussen die Höhe der Emissionen von der Stromerzeugung.

Abbildung 45: THG-Emissionen im Umwandlungssektor 2022 bis 2030

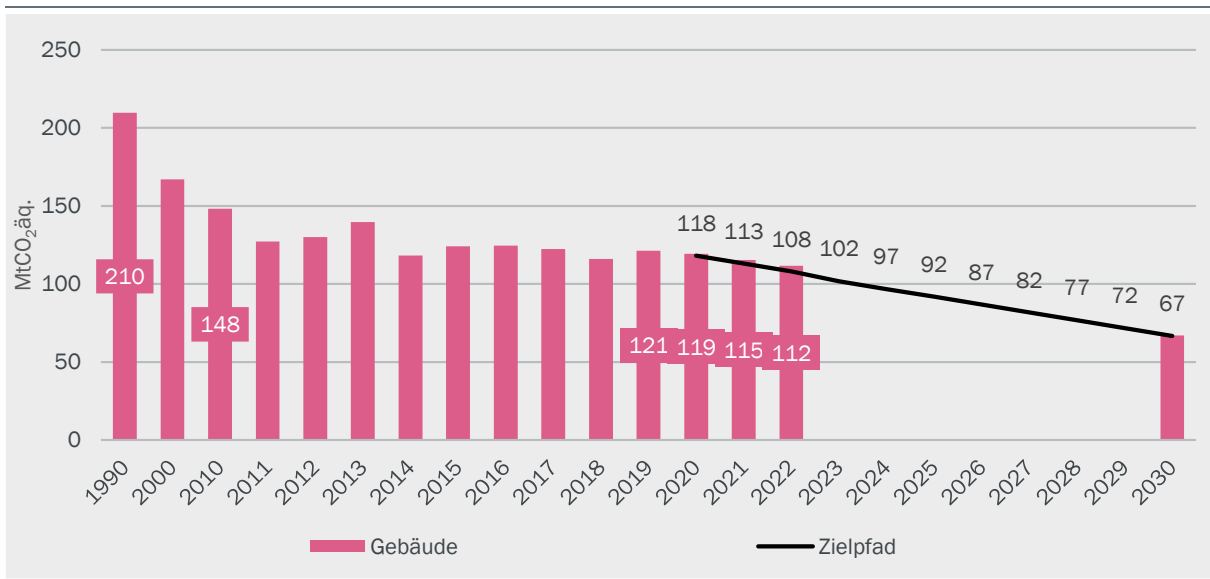


Quelle: Stromerzeugung: (Agora Energiewende, Prognos, Consentec, 2022), THG-Emissionen der anderen Bereiche des Umwandlungssektors basierend auf eigenen Berechnungen

7.1.3 Gebäude

Insgesamt wurden im Gebäudesektor im Jahr 2022 112 Mt CO₂-Äq. ausgestoßen (siehe Abbildung 46). Damit verfehlt der Gebäudesektor die Zielvorgaben gem. Bundes-Klimaschutzgesetz um 4 Mt. Einer der Hauptgründe ist, dass weiterhin der Anteil der fossilen Heizungssysteme im Alt- und Neubau dominierend ist.

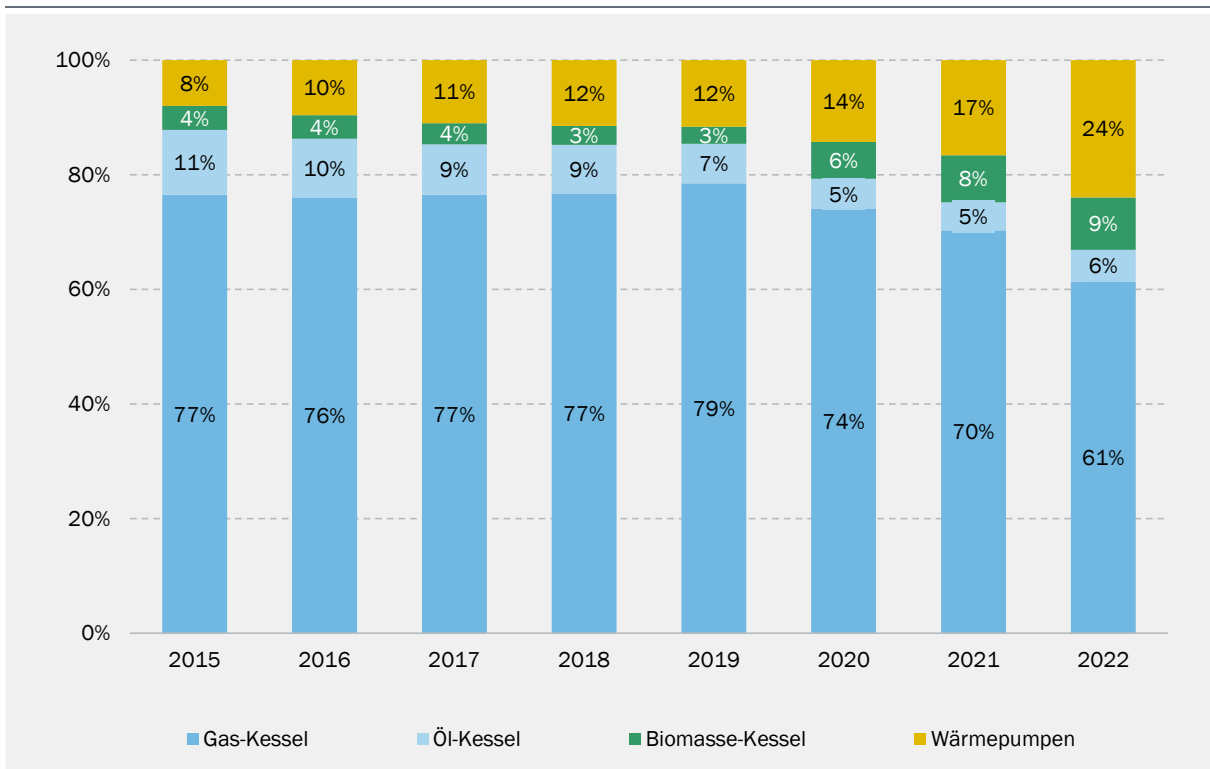
Abbildung 46: THG-Entwicklung im Gebäudesektor 1990 bis 2030



Quelle: (Umweltbundesamt, 2023)

Im Jahr 2022 waren rund 21,3 Millionen Heizungsanlagen in Betrieb. Davon wurden im vergangenen Jahr rund 985.000 Heizungen neu installiert. Der Anteil der Wärmepumpen an diesen Neuinstallationen steigt seit 2015 kontinuierlich an, lag aber im vergangenen Jahr trotz hoher Gaspreise nur bei knapp 24 % (siehe Abbildung 47). Gaskessel werden mit 61 % weiterhin am häufigsten installiert. Zusammen mit den Biomassekesseln werden Wärmepumpen im Jahr 2022 nur einen Anteil von einem Drittel der installierten Heizungsanlagen ausmachen. Geplant sind neue Regelungen wie die 65%-Regel, die vorsieht, dass jede neu installierte Heizungsanlage zu mindestens 65 % mit erneuerbaren Energien betrieben werden muss. Diese Regelung soll den weiteren Ausbau erneuerbarer Wärmeerzeuger wie Wärmepumpen und Biomassekessel fördern und den Anteil fossiler Heizsysteme weiter reduzieren.

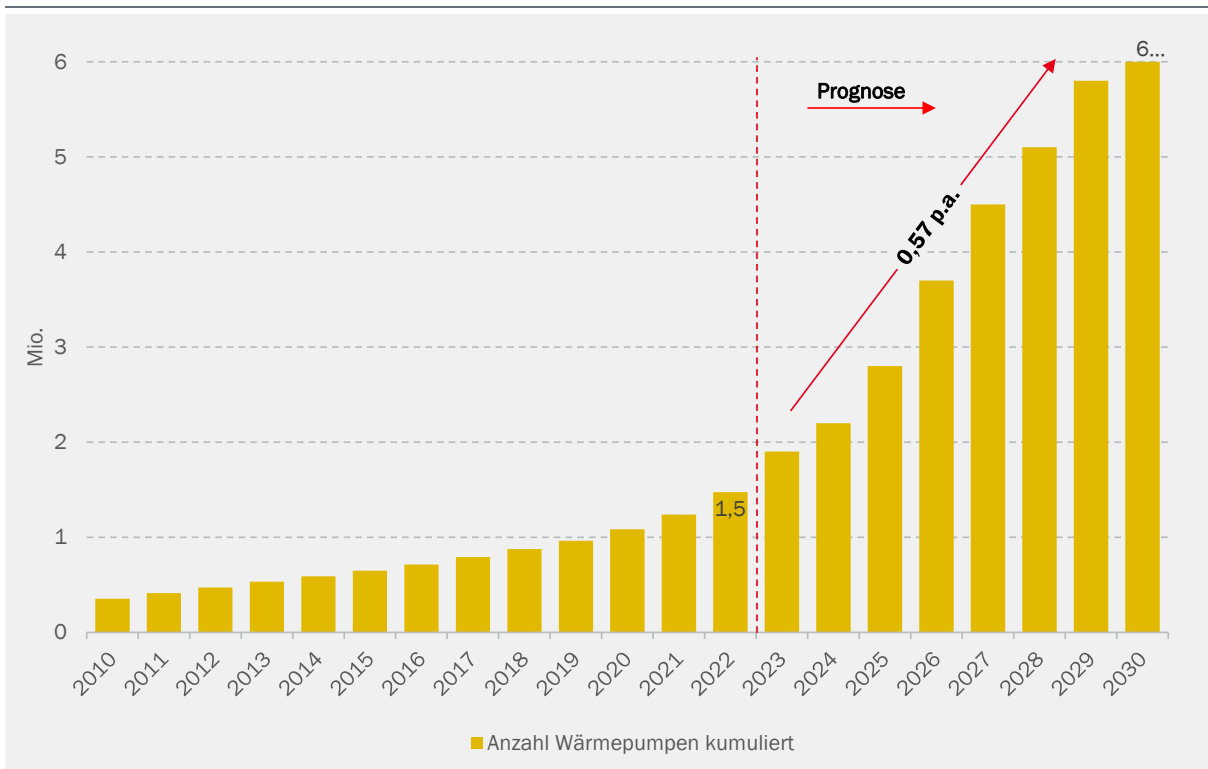
Abbildung 47: Absatzstruktur Heizungssysteme 2015 bis 2022



Quelle: (BWP, 2023), (BDH, 2023)

Insgesamt ist die zunehmende Verbreitung von Wärmepumpen ein positives Signal für die Energiewende im Wärmesektor. Sie sind zwar noch in der Minderheit, ihr Anteil soll aber weiter steigen und damit einen wichtigen Beitrag zur Senkung des Gasverbrauchs, zur Reduktion der CO₂-Emissionen und damit zur Erreichung der Klimaziele im Gebäudesektor leisten. Um das Ziel von 6 Mio. installierten Wärmepumpen (BMWK, 2022c) im Jahr 2030 erreichen zu können, muss das bisherige Ausbautempo ab 2023 auf durchschnittlich rund 0,57 Mio. Wärmepumpen pro Jahr und damit um den Faktor 2 bis 3 gesteigert werden (siehe Abbildung 48).

Abbildung 48: Anzahl installierte Wärmepumpen zwischen 2010 und 2030, kumuliert

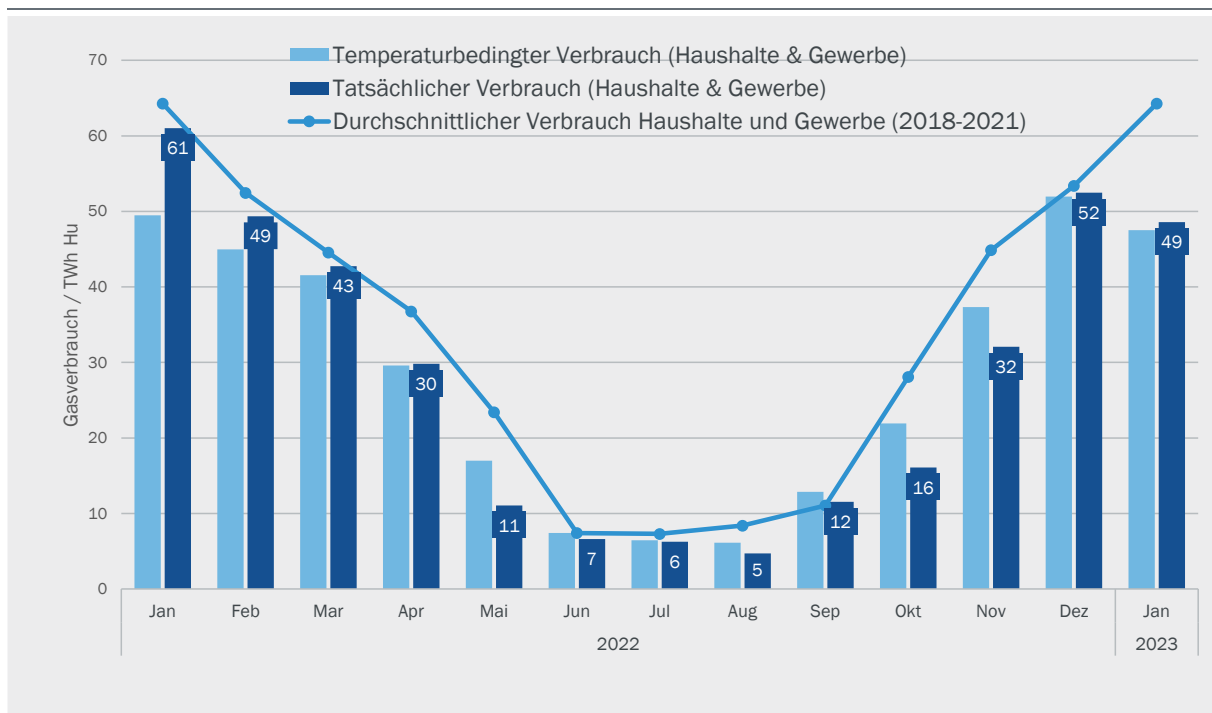


Quelle: (BWP, 2023)

Im Jahr 2022 lag der Gasverbrauch bei den Privaten Haushalten (PHH) bei rund 237 TWh Hu und beim Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) bei rund 99 TWh Hu. Dies ist im Vergleich zum Vorjahr 2021 ein Rückgang von rund 15,6 bzw. 13,9 %.

Eine Analyse der Gaseinsparungen bei PHH und GHD zeigt, dass hier vermutlich zwei Faktoren wirksam waren (siehe Abbildung 49): Zum einen ein verändertes Nutzerverhalten aufgrund der hohen Gaspreise und zum anderen die milde Witterung. Der hellblaue Balken (temperaturbedingter Verbrauch) stellt den um die Temperaturverhältnisse korrigierten Verbrauch dar. In den Monaten Mai 2022 bis November 2022 liegt der tatsächliche Verbrauch unter dem temperaturbedingten Verbrauch. Das bedeutet, dass hier mit hoher Wahrscheinlichkeit eine verhaltensbedingte Gaseinsparung stattgefunden hat. Ab Dezember 2022 liegt der tatsächliche Verbrauch über dem temperaturbedingten Verbrauch. Die Einsparungen sind hier mit hoher Wahrscheinlichkeit nur auf die günstigeren Temperaturverhältnisse zurückzuführen. Es bestehen daher Unsicherheiten, ob eine langfristige Änderung des Nutzerverhaltens bei Haushalten und Gewerbe festzustellen ist. Hierzu müssen die nächsten Monate ausgewertet werden.

Abbildung 49: Gasverbrauch der Haushalte und Gewerbe von Jan. 2022 bis Jan. 2023

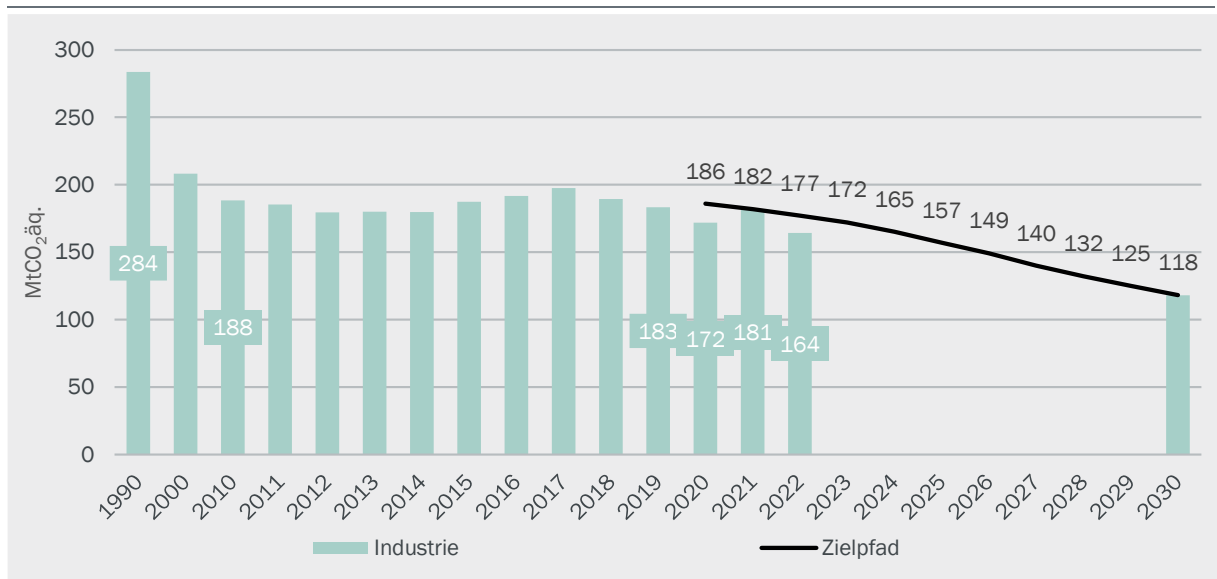


Quelle: (BNetzA, 2023), eigene Berechnungen

7.1.4 Industrie

Unter dem Eindruck hoher Energiepreise und notwendiger Einsparmaßnahmen hält der Industriesektor die Ziele des Bundesklimaschutzgesetzes ein. Im Jahr 2022 wird das jährliche Sektorziel von 177 Mt CO₂-Äq. mit einer Reduktion von 13 Mt deutlich unterschritten. Dies ist vor allem auf Produktionsrückgänge in den energieintensiven Branchen zurückzuführen (siehe Abbildung 50).

Abbildung 50: THG-Entwicklung im Industriesektor 1990 bis 2030

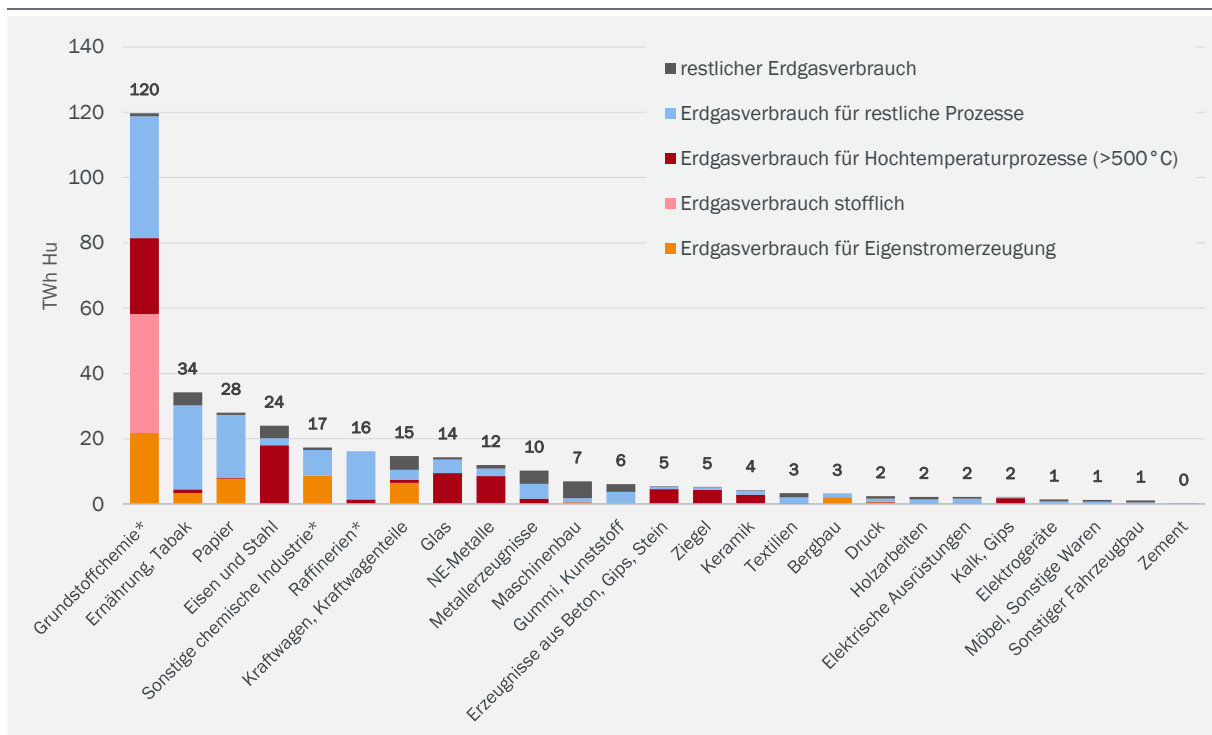


Quelle: (Umweltbundesamt, 2023)

© Prognos AG

Wie in den anderen Nachfragesektoren ist auch im Industriesektor der Gasverbrauch im Jahr 2022 rückläufig. Insgesamt wurden im Jahr 2022 rund 285 TWh Hu verbraucht, das sind 14,9 % weniger als im Vorjahr. Der größte einzelne Gasverbraucher im Industriesektor ist die Grundstoffchemie mit einem Anteil von knapp 35 % (siehe Abbildung 51). Rund ein Viertel (80 TWh) des gesamten Gasverbrauchs wird für Hochtemperaturprozesse (>500 °C) eingesetzt. Dieser Verbrauch dürfte im Vergleich zum restlichen Gasverbrauch schwieriger durch Elektrifizierung mit Power-to-Heat zu substituieren sein. Die stoffliche Nutzung von Erdgas beträgt ca. 36 TWh. Dieser könnte überwiegend durch Wasserstoff ersetzt werden.

Abbildung 51: Erdgasverbrauch in der Industrie nach Verbrauchsart 2021



Quelle: Eigene Darstellung Prognos auf Basis von (AGEB, Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland, 2022b)
 *Die Eigenstromerzeugung an Chemiestandorten (mit dazugehörigen Raffinerien) wurde teils der Grundstoffchemie und sofern möglich teils der sonstigen chemischen Industrie zugeordnet. Geringe Abweichungen möglich, Raffinerien dahingehend unterrepräsentiert.

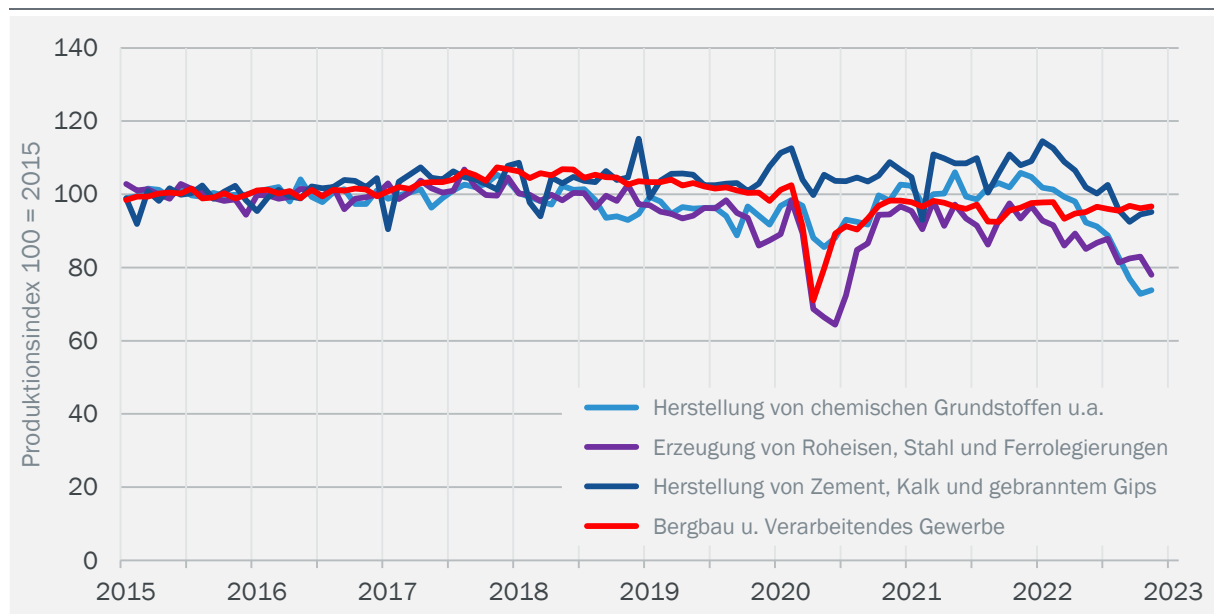
Insbesondere aufgrund der hohen Gaspreise im letzten Jahr haben die energieintensiven Industrien ihre Produktion reduziert (siehe Abbildung 52).

Die folgenden Maßnahmen wurden seitens der Industrie umgesetzt, um Gas einzusparen:

- Energieträgerwechsel zu Heizöl, Kohle, Biomasse, Butan oder Ersatzbrennstoffe
- In seltenen Fällen eine Umstellung auf Power-to-Heat
- Energie- und Produktionseffizienz
- Import energieintensiver Produkte statt Eigenproduktion, z. B. bei Ammoniak¹⁶ und Eisenschwamm für Rohstahlproduktion
- Produktionsminderung, insb. bei energieintensiven Industrien, kurzfristige Stilllegungen bei Ammoniak- und Aluminiumproduktion

¹⁶ <https://www.agrarheute.com/management/agribusiness/basf-legt-ammoniak-produktion-still-baut-2600-stellen-ab-603952>

Abbildung 52: Monatlicher Produktionsindex nach Wirtschaftszweigen



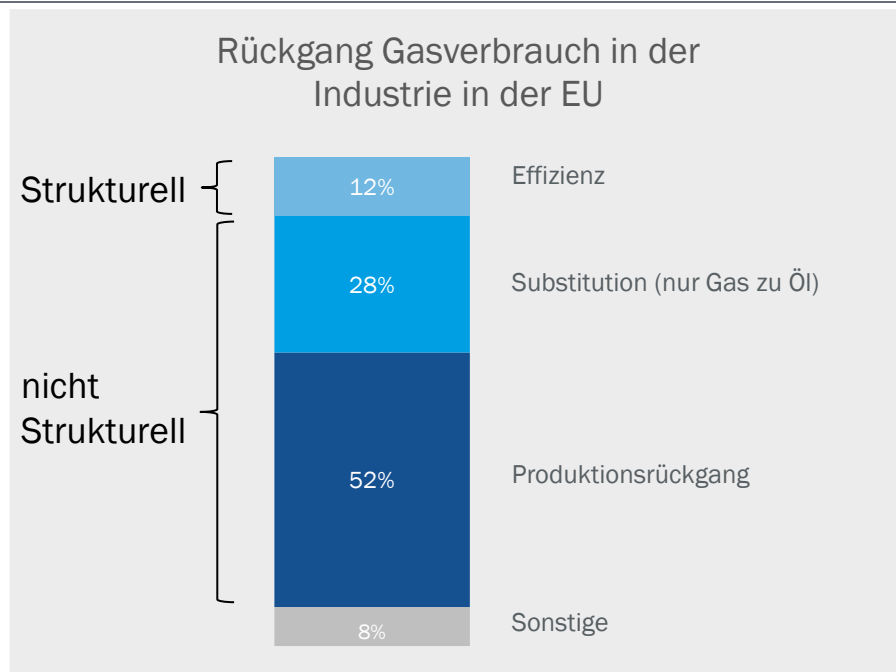
Quelle: (Eurostat, 2023)

Diese Liste kann auf die Faktoren Produktionsrückgang, fossile und erneuerbare Substitution und (Energie-)Effizienz verdichtet werden. Insbesondere bei Produktionsrückgang und fossiler Substitution ist aufgrund der aktuellen Situation und der kurzfristigen Maßnahmen schwer abzuschätzen, ob diese zu langfristigen Gaseinsparungen führen.

Erhebungen der IEA für die EU-27 gehen davon aus, dass nur ein geringer Teil der Erdgaseinsparungen in der Industrie auf Energieeffizienz zurückzuführen ist (12 %) und damit struktureller Natur ist, d. h. nur diese Einsparungen sind wirklich nachhaltig (Abbildung 53). Die übrigen Einsparungen sind auf Produktionsrückgänge (52 %) und die Substitution des Energieträgers Erdgas durch Ölprodukte (28 %) zurückzuführen und damit nicht struktureller Natur. Es ist zu befürchten, dass bei sinkenden Gaspreisen und einer Entspannung auf den Gasmärkten die nicht-strukturellen Maßnahmen wieder rückgängig gemacht werden und der Gasverbrauch in der Industrie wieder steigt. Eine vergleichbare Erhebung für Deutschland liegt derzeit nicht vor. Es ist anzunehmen, dass ähnliche Größenordnungen für Deutschland zu erwarten sind.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass eine dauerhafte Verlagerung der Produktion energieintensiver Vorprodukte ins Ausland ebenfalls eine strukturelle Gaseinsparung darstellt. Eine solche Verlagerung hätte aber auch entsprechende ökonomische Implikationen (siehe hierzu Kapitel 7.2).

Abbildung 53: Rückgang Gasverbrauch Industrie in der EU-27



Quelle: (IEA, 2023)

Hinweis: Aufgliederung für Deutschland nicht verfügbar, jedoch ähnlicher Trend für Deutschland erwartet.

Die wünschenswerten strukturellen Änderungen (Energieeffizienz und erneuerbare Substitution) werden in der Industrie erst über einen längeren Zeitraum realisiert und bedürfen größerer Investitionen. Derzeit gibt es Gründe, wieso die Industrie große Investitionen zurückhält. Einerseits sind nicht nur die Gaspreise hoch, sondern auch die Strompreise, sodass die Nutzung von Power-to-Heat für Prozesswärme kaum oder keine Kostenvorteile bringt. Andererseits fehlen noch politische Rahmenbedingungen, z. B. das Förderinstrument Klimaschutzvertrag (Carbon Contracts for Difference).

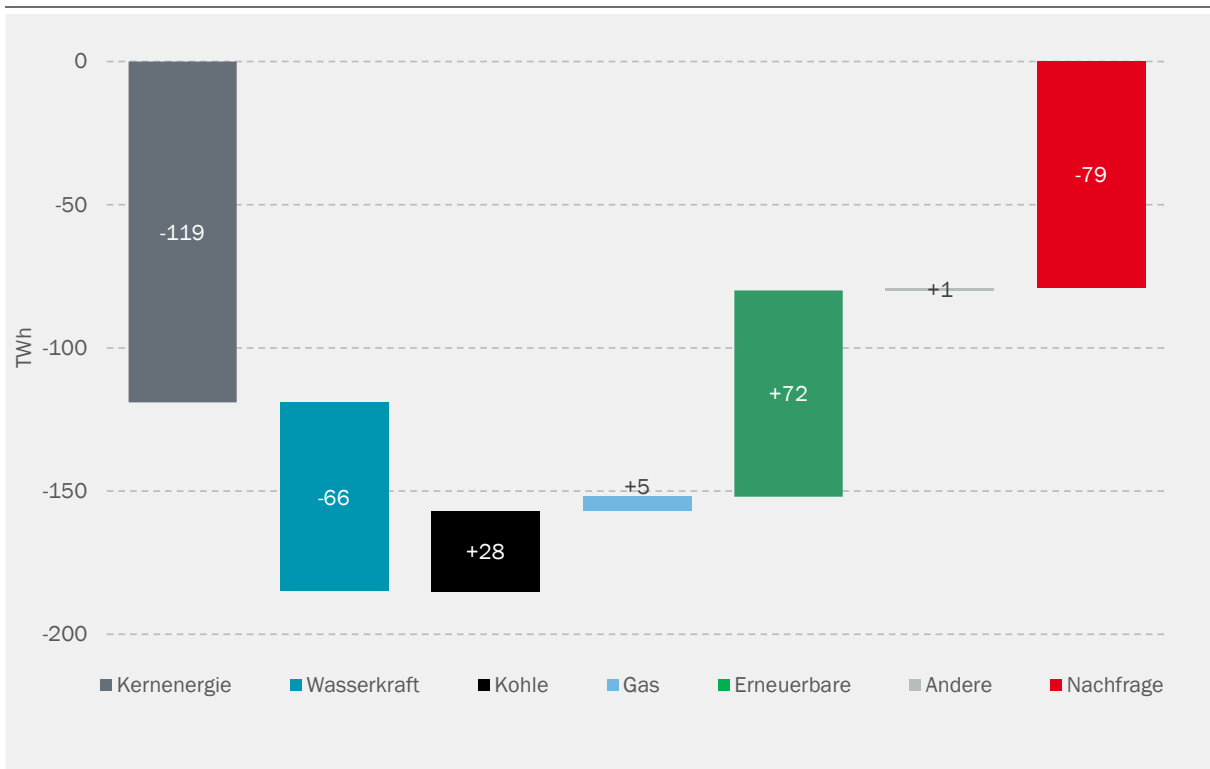
7.1.5 Blick auf weltweite Veränderungen

Ein Blick auf den Umwandlungssektor in der EU-27 zeigt, dass im Jahr 2022 gegenüber 2021 insgesamt wieder mehr Kohle zur Stromerzeugung eingesetzt wurde. Allerdings fällt der Anstieg mit 28 TWh deutlich geringer aus als zu Beginn des Jahres erwartet wurde.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft ging im Jahr 2022 aufgrund der starken Trockenheit deutlich zurück (-66 TWh). Auch die Kernenergie trug mit -119 TWh deutlich weniger zur Stromerzeugung bei. Der Rückgang der Kernenergie ist auf ungeplante Abschaltungen, insbesondere in Frankreich, und geplante Stilllegungen u. a. in Deutschland zurückzuführen. Unter dem Einfluss hoher Preise stieg die Gasproduktion europaweit nur geringfügig an.

Der starke Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Wind und Sonne) +72 TWh sowie die Nachfragereduktion von knapp -79 TWh gegenüber 2021 verhinderten einen stärkeren Einsatz der Steinkohle (vgl. Abbildung 54).

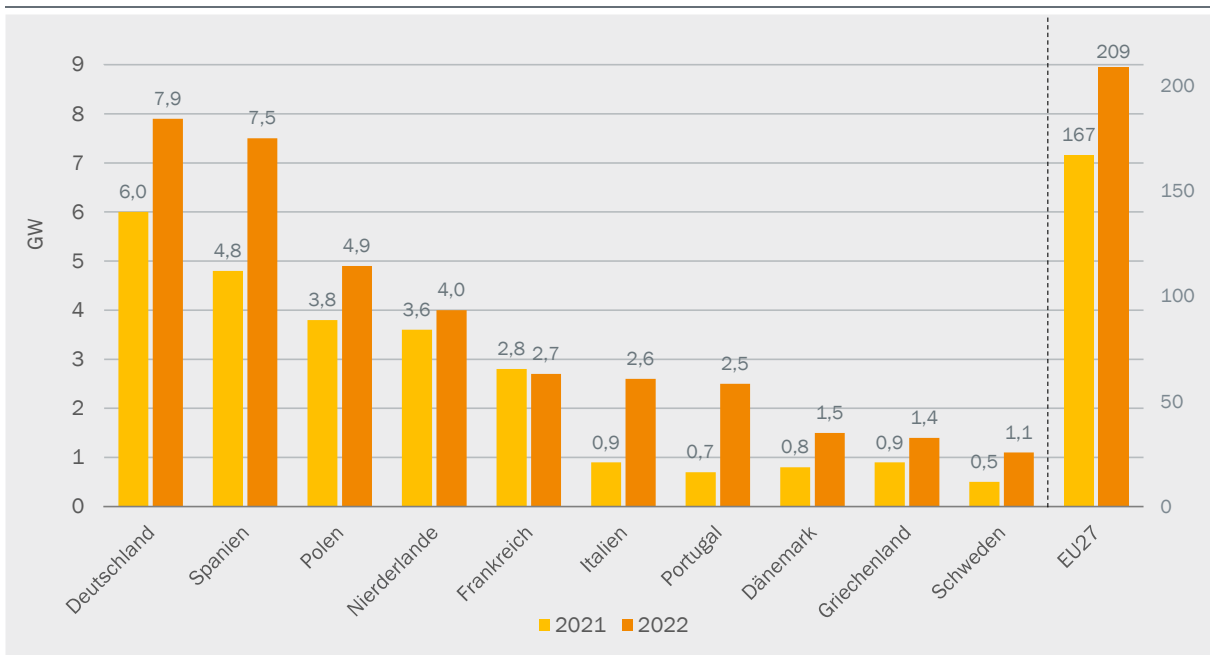
Abbildung 54: Year-on-Year-Änderung Stromerzeugung in der EU-27 von 2021 zu 2022



Quelle: (Ember, 2023)

Der Anstieg der Erzeugung aus erneuerbaren Energien ist auch auf den starken Ausbau der PV zurückzuführen. Abbildung 55 zeigt den PV-Zubau in Europa. Vom Jahr 2021 bis zum Jahr 2022 steigt die installierte Leistung von 167 GW auf 209 GW, was einem Zuwachs von 25 % entspricht. Einige Länder in Europa haben im Jahr 2022 einen deutlich höheren Zubau pro Einwohner als Deutschland. Beispielsweise entspricht der polnische Zubau von 5 GW auf die Einwohner Deutschlands skaliert einem Zubau von 11 GW. Der Ausbau der Niederlande mit 4 GW würde auf Deutschland skaliert einem Ausbau von 19 GW entsprechen. Insofern scheint die Krise europaweit auch eine beschleunigende Wirkung auf den Ausbau der erneuerbaren Energien gehabt zu haben.

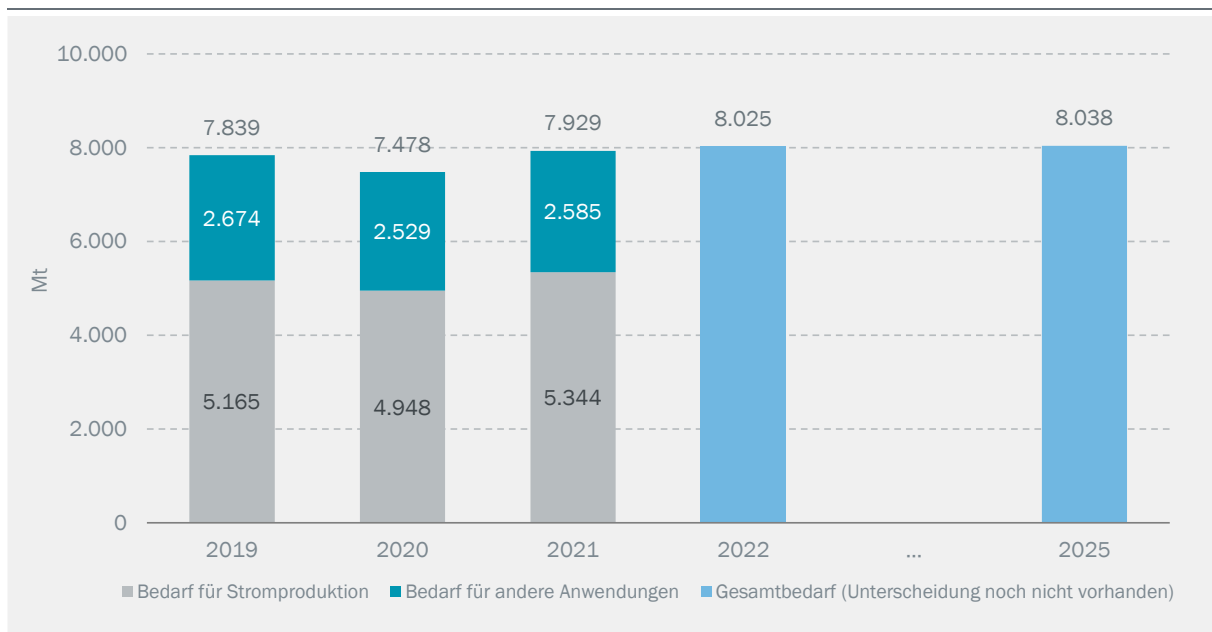
Abbildung 55: EU-27 – PV-Zubau



Quelle: (Solar-Power-Europe, 2022)

Ein Blick auf den weltweiten Kohleverbrauch zeigt auch hier einen Anstieg im Vergleich zu 2021. Auch weltweit ist eine Verlagerung hin zur Kohleverstromung aufgrund steigender Gaspreise und geringerer Gasverfügbarkeit zu beobachten. Aber auch der weltweite Ausbau von Kohlekraftwerken trägt zu einem höheren Kohleverbrauch bei. Wie Abbildung 56 zeigt, steigt der weltweite Kohleverbrauch im Vergleich zu 2021 um etwas mehr als 1 %. Allerdings befindet sich der weltweite Kohleverbrauch mittlerweile auf einem Plateau. Die IEA erwartet keinen weiteren signifikanten Anstieg, da der Kohlebedarf in Europa, den USA und dem Rest der Welt rückläufig ist. Dagegen steigt der Bedarf in China, Indien und dem übrigen Asien (IEA, 2022d); (IEA, 2022e); (IEA, 2021). Insgesamt bedeutet dies mit hoher Wahrscheinlichkeit einen Anstieg der globalen THG-Emissionen. Die Schätzungen der IEA gehen von einem Anstieg der globalen THG-Emissionen um 0,9 % im Jahr 2022 aus. Dies ist jedoch nicht nur auf den Kohleverbrauch zurückzuführen, sondern auch auf einen höheren Ölverbrauch.

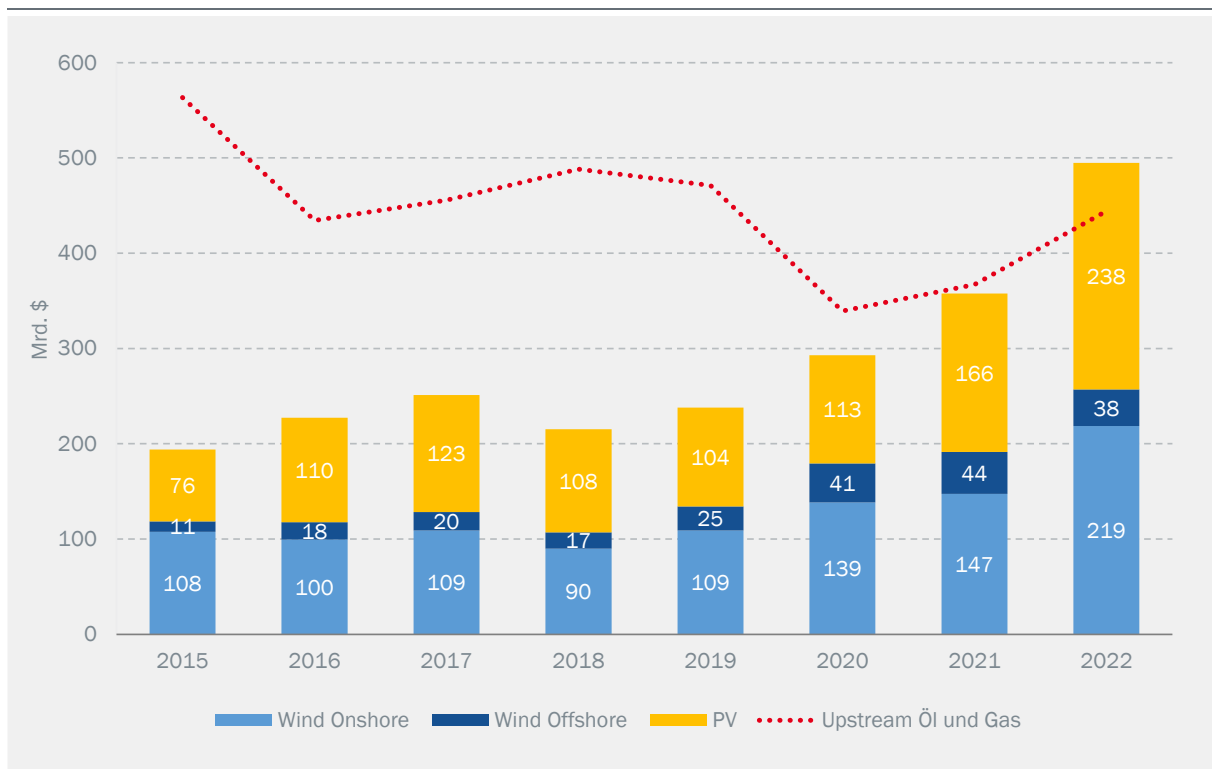
Abbildung 56: Kohleverbrauch weltweit – Anteil in der Stromerzeugung



Quelle: (IEA, 2022d); (IEA, 2022e); (IEA, 2021)

Auf der anderen Seite ist ein ungebrochenes weltweites Wachstum der Investitionen in erneuerbare Energien zu beobachten (siehe Abbildung 57). Im vergangenen Jahr stiegen die weltweiten Investitionen in Wind- und Solaranlagen von 357 Mrd. US-\$ auf 495 Mrd. US-\$ und übertrafen damit erstmals die Investitionen in neue und bestehende Öl- und Gasquellen. Für die Zukunft werden die neuen Förderprogramme der USA und auch der EU eine entscheidende Rolle für den Ausbau klimafreundlicher Technologien spielen. Der US-amerikanische "Inflation Reduction Act" (IRA) sieht 369 Milliarden Dollar für die Förderung grüner Technologien vor. Auch die EU plant, die Förderung grüner Technologien anzupassen und beihilferechtliche Hürden abzubauen.

Abbildung 57: Ausgaben in Wind und PV global, in Mrd. USD



Quelle: (The-Economist, 2023)

© Prognos AG

7.1.6 Zwischenfazit: Auswirkungen der Gaskrise auf die deutsche THG-Bilanz

Trotz der Auswirkungen der Gaskrise konnte ein Anstieg der THG-Emissionen in Deutschland vermieden werden. Derzeit scheinen auch die THG-Minderungsziele in 2030 weiterhin erreichbar.

In 2022 ist aufgrund der gestiegenen Gaspreise ein Rückgang der Gas- und ein Zuwachs der Kohleverstromung zu verzeichnen gewesen. Der Umwandlungssektor in Deutschland wird aufgrund der erhöhten Kohleverstromung in den nächsten Jahren wieder mehr THG ausstoßen. Auf der anderen Seite sind die Investitionen in grüne Technologien (erneuerbare Energien und Wärmepumpen) im Umwandlungs- und Gebäudesektor stark angestiegen. Um die THG-Ziele 2030 zu erreichen, werden jedoch weitere erhebliche Steigerungsraten für den Ausbau benötigt.

In der Industrie ist aus verschiedenen Gründen (Wetter, Produktionsrückgang, Substitution und Energieeffizienz) der Gasverbrauch rückläufig. Ob sich dieser Trend verstetigt, ist noch unklar. Es besteht jedoch die Gefahr, dass es zu Verlagerungen von erdgasnutzenden Produktionen kommt.

Europa- und weltweit sind ähnliche Trends wie in Deutschland zu beobachten. Auch hier hat es eine höhere Kohleverstromung gegeben. Gleichzeitig sind die Investitionen in erneuerbare Energien stark angestiegen. Es wird erwartet, dass eine weltweit stetige Erhöhung der Investitionen in „grüne Technologien“ stattfindet.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die THG-Emissionen kurzfristig weltweit angestiegen sind. Langfristig scheint u. a. die Krise als Beschleuniger der weltweiten Dekarbonisierung zu wirken.

7.2 Wirtschaftliche Implikationen der Gaskrise

Prognos untersuchte in der 2. Jahreshälfte 2022 den Gasverbrauch von Produktionsbereichen unter dem Eindruck des russischen Gaslieferstopps. Die Ergebnisse dieser Untersuchung zielen zwar vorrangig auf die **kurzfristigen Handlungsoptionen**, die die Bundesnetzagentur im Fall einer Gasmangellage zur Ausbalancierung der Gasnetze benötigen würde. Einige der Ergebnisse sind aber auch für die hier angestellte Untersuchung nutzbar (Prognos, 2023).

Die Produktionsbereiche der deutschen Industrie bzw. Wirtschaft lassen sich nach ihrem Schutzstatus klassifizieren. Branchen, die Güter und Dienstleistungen bereitstellen, die zu der sogenannten „kritischen Infrastruktur“ zählen, sind besonders schützenswert. In der nachfolgenden Infobox sind diese Branchen aufgeführt. Das Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK) definiert kritische Infrastrukturen so: *„Kritische Infrastrukturen (KRITIS) sind Organisationen oder Einrichtungen mit wichtiger Bedeutung für das staatliche Gemeinwesen, bei deren Ausfall oder Beeinträchtigung nachhaltig wirkende Versorgungsengpässe, erhebliche Störungen der öffentlichen Sicherheit oder andere dramatische Folgen eintreten würden.“¹⁷*

Die BBK-Liste stuft folgende Sektoren und Branchen bzw. Zwecke als kritisch ein:

i

BBK-Liste „Kritische Infrastrukturen“

- Energie
- Ernährung
- Finanz- und Rechnungswesen
- Gesundheit
- Informationstechnik und Telekommunikation
- Medien und Kultur
- Siedlungsabfallentsorgung
- Staat und Verwaltung
- Transport und Verkehr
- Wasser

Neben der stark dominierenden Energieversorgung beziehen vor allem prozesswärmeintensive Branchen viel Erdgas. Chemie, Papier, Düngemittel sowie Eisen/Stahl sind die Industriebranchen mit dem größten Verbrauch. Die nachfolgende Tabelle zeigt jeweils die 10 Branchen mit dem größten Gasverbrauch, eingeteilt in „besonders schützenswerte“ und „weniger schützenswerte“ Branchen.

¹⁷ https://www.bbk.bund.de/DE/Themen/Kritische-Infrastrukturen/kritische-infrastrukturen_node.html abgerufen am 10.11.2022.

Tabelle 4: Gasverbrauch von Produktionsbereichen in Deutschland im Jahr 2018

| Besonders schützenswerte Produktionsbereiche | direkter Gasverbrauch [TWh Ho] | Weniger schützenswerte Produktionsbereiche | direkter Gasverbrauch [TWh Ho] |
|---|--------------------------------|--|--------------------------------|
| Energieversorgung und verb. DL | 233,5 | Chemikalien | 85,7 |
| DL Gesundheit/Sozialarbeit | 18,8 | Papier & Papierprodukte* | 27,2 |
| DL sonst. Landverkehr/Pipelinetransport | 17,8 | Düngemittel | 25,4 |
| Mineralölverarbeitung | 17,5 | Eisen/Stahl | 25,0 |
| Sonst. Nahrungsmittel* | 16,0 | Glas* | 14,0 |
| Einzelhandel (ohne Kfz)* | 13,1 | Fahrzeuge/Anhänger | 12,8 |
| DL Bildung* | 11,2 | Kunststoffe | 10,4 |
| Öffentl. Administration/Sicherheit | 10,4 | Metallerzeugnisse | 10,1 |
| Sonst. wirtschaftsnahe DL/Forschung* | 9,2 | Ziegel, Fliesen, Baukeramik | 7,8 |
| Sonst. DL* | 7,2 | Gummi-/Kunststoffprodukte* | 7,5 |
| * nicht eindeutige Fälle (z. B. bei Nahrungsmitteln Unterscheidung in Grundnahrungsmittel und Luxus-Lebensmittel) | | * nicht eindeutige Fälle (z. B. bei Papier Hygieneartikel mit Umsatzanteil und Gasverbrauch von jeweils 11 % des PB) | |

Quelle: (Prognos, 2023)

Die Branchen können unterschieden werden, in dem der **Aufwand einer Substitution** von Gas aus dem Produktionsprozess beschrieben wird. In einigen Branchen ist die Substitution mit besonders hohem Aufwand verbunden. Es fällt auf, dass die meisten besonders schützenswerten Branchen Gas vorrangig für Heizzwecke einsetzen. In diesen Branchen ist ein Ersatz von Gas z. B. durch Wärmepumpen möglich. In der Energieversorgung wird eher der Umstieg auf erneuerbare Energien geplant. In der Mineralölindustrie könnte für eine Übergangszeit „grüner“ Wasserstoff zum Einsatz kommen, um das Endprodukt klimafreundlicher zu machen.

Bei den weniger schützenswerten Branchen liegt hingegen meist ein Produktionsprozess vor, bei dem Erdgas entweder stofflich oder energetisch für Prozesse verwendet wird. Vielfach ist es aufwändiger, diese Prozesse zu defossilisieren bzw. zu dekarbonisieren.

Grundsätzlich kann Gas auf zwei verschiedene Weisen substituiert werden

- Durch Ersatz von Erdgas durch einen anderen Energieträger, z. B. Biomasse, grünen Wasserstoff oder andere Energieträger.
- Durch Ersatz von gasintensiven Vorprodukten durch Lieferungen aus dem Ausland.

Während der Ersatz von gasintensiven Vorprodukten durch solche aus dem Ausland die Gasabhängigkeit lediglich ins Ausland verlagert (was bei einer kurzfristigen, nationalen Gasmangellage eine sinnvolle Maßnahme sein kann), kann durch den Ersatz von Erdgas auf treibhausgasneutrale Energieträger eine Dekarbonisierung erreicht werden. Dies ist aber in der Regel mit Mehraufwand verbunden, weil THG-neutrale Brennstoffe deutlich teurer sind als Erdgas.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass Branchen

- mit hoher Energieintensität,
- in denen Erdgas im Produktionsprozess stofflich eingesetzt wird
- oder bei denen aufgrund der Art der Produktion die Umstellung besonders aufwändig wäre,

besonders abhängig sind von Erdgas. Sie sind zudem auf eine preisgünstige Energieversorgung noch stärker angewiesen als Branchen mit niedriger Energieintensität. Aus diesem Grund könnten sie aus wirtschaftlichen Gründen die Entscheidung treffen, die Produktion ins Ausland zu verlagern, sofern im Inland mittelfristig keine treibhausgasneutralen und bezahlbaren Alternativen zur Verfügung stehen. Dabei misst sich die Bezahlbarkeit daran, ob der Hersteller unter den jeweils geltenden Bedingungen sein Produkt zu international wettbewerbsfähigen Konditionen anbieten kann.

8 Alternative Strategien zur „Brücke“ Erdgas

Zunächst wird in diesem Kapitel dargestellt wie sich in einzelnen ausgewählten Szenarien die Brückenfunktion von Erdgas – wie sie in Kapitel 4.3 erläutert wurde – verändert hat. Hieran soll erörtert werden, welche Rolle Erdgas in den Szenarien nach Kriegsbeginn eingenommen hat.

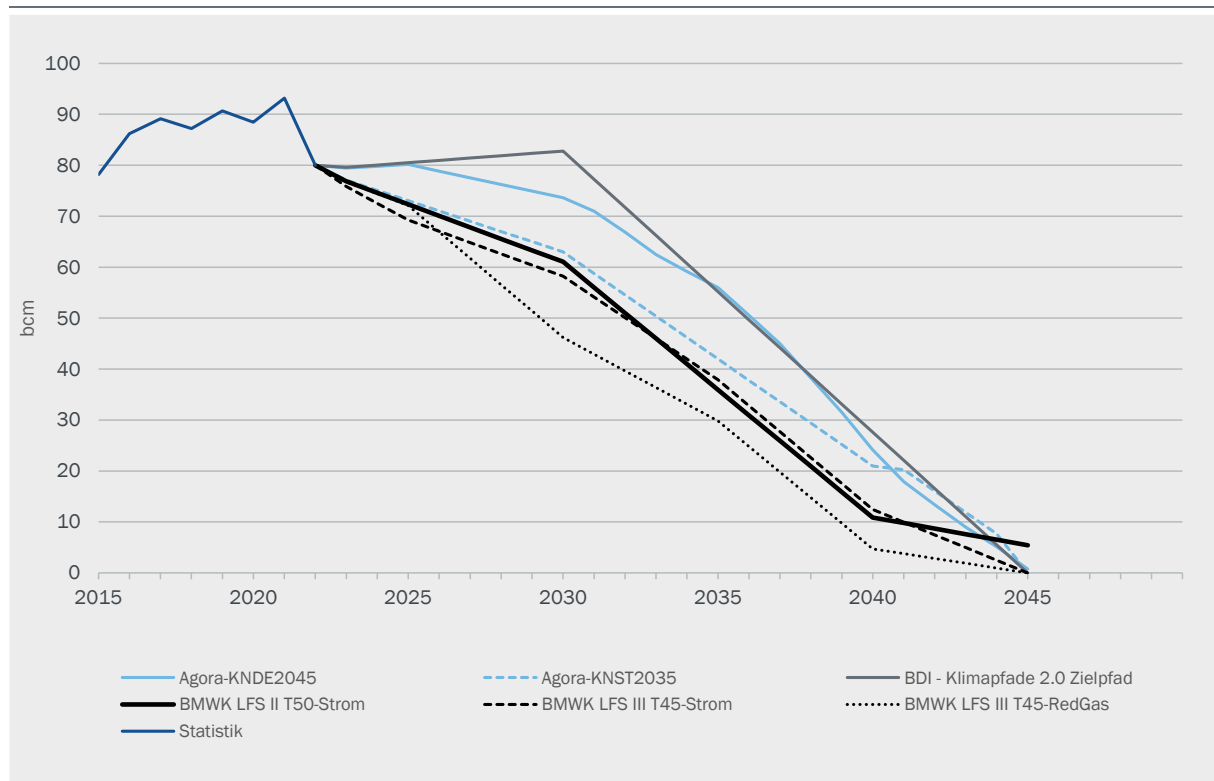
Anschließend wird die Aufgabe in diesem abschließenden Kapitel sein, darzustellen, welche alternativen Strategien zur „Brücke“ Erdgas möglich sind, um die deutschen Treibhausgasminde-
rungsziele bei weiter hoher Energieversorgungssicherheit erreichen zu können.

Angesichts der bereits ambitionierten Ziele der Energiewende soll auch die Realisierungswahrscheinlichkeit dieser alternativen Pfade beleuchtet werden. Schließlich soll diskutiert werden, was notwendig ist, damit die alternativen Strategien erfolgreich sein können.

8.1 Veränderung der Brückenfunktion von Erdgas

Nach Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine wurden alternative Szenarien zu den vorliegenden Klimaneutralitätsszenarien in Deutschland (siehe Kapitel 4) erstellt. Dabei handelt es sich u. a. um das von Prognos im Auftrag von Agora Energiewende erstellte alternative Klimaneutralitätsszenario „Klimaneutrales Stromsystem 2035“ (Agora-KNST 2035) sowie um die BMWK-Langfristszenarien III, die eine Aktualisierung der BMWK-Langfristszenarien II darstellen. In dem Szenario Agora-KNST2035 wurden Anpassungen zu der Vorgängerstudie Agora-KNDE2045 vorgenommen. Bei den BMWK-Langfristszenarien wurde neben den bekannten Szenarien (hier nur LFS III T-45-Strom) aus der Vorgängerstudie ein weiteres Szenario mit starker Reduktion von Erdgas (LFS III T-45-RedGas) erstellt. Diese Szenarien sind besonders geeignet, um einen Vergleich der Annahmen vor und nach Beginn der Krise darzustellen. Zusätzlich wird zu Vergleichszwecken das vor der Gaskrise erstellte Szenario BDI Klimapfade 2.0 Zielpfad verwendet, da es den höchsten Erdgasverbrauch der dargestellten Klimaneutralitätsszenarien im Jahr 2030 aufweist (siehe Annahmen zu den Szenarien in Tabelle 1). Der Verlauf des Erdgasverbrauchs in den Szenarien ist in Abbildung 58 dargestellt. Während die Szenarien, die vor der Krise erstellt wurden, noch bis 2030 eine erhebliche Nutzung des Energieträgers Erdgas bis 2030 vorsahen, sinkt der Gasverbrauch in den anderen Szenarien schneller ab.

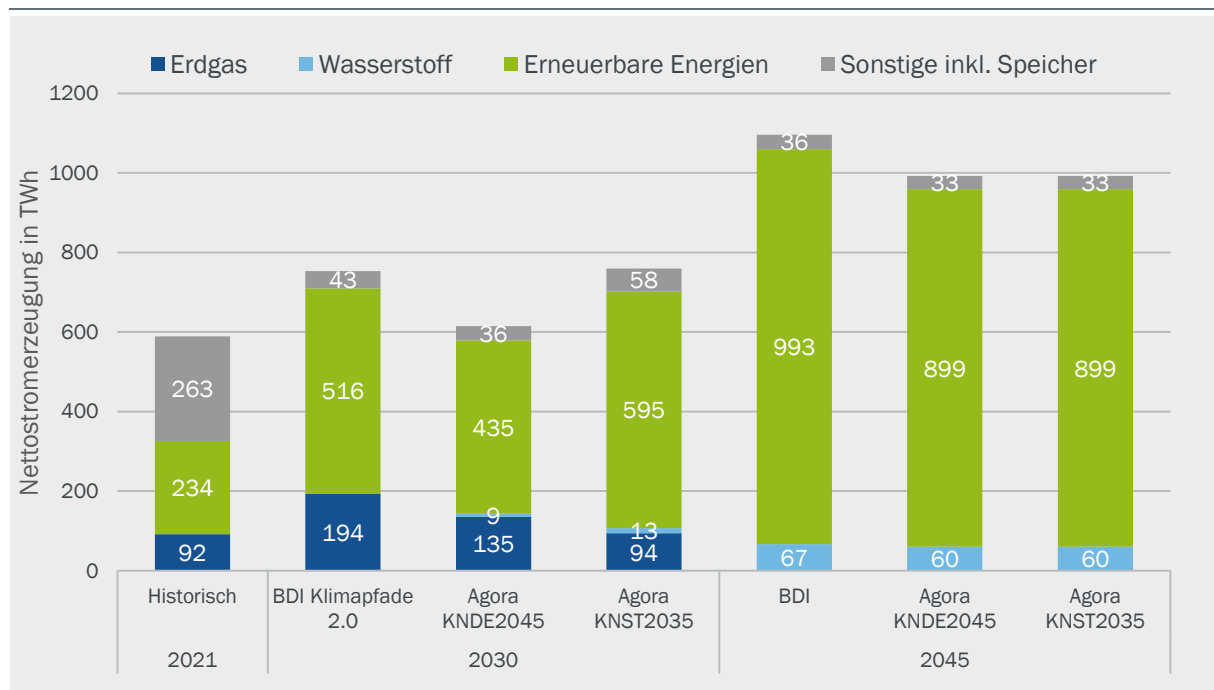
Abbildung 58: Vergleich ausgewählter Klimaneutralitätsszenarien für die Gasnachfrage bis 2045 in Deutschland



Quelle: (Prognos, 2021), (BCG, 2021), (BMW, 2021), (BMW, 2022a), (Agora Energiewende, Prognos, Consentec, 2022)
 Hinweis: Gestrichelte Szenarien nach Kriegsbeginn veröffentlicht; BMW LFS II: Auf Basis von EEV und Stromerzeugung ermittelt.

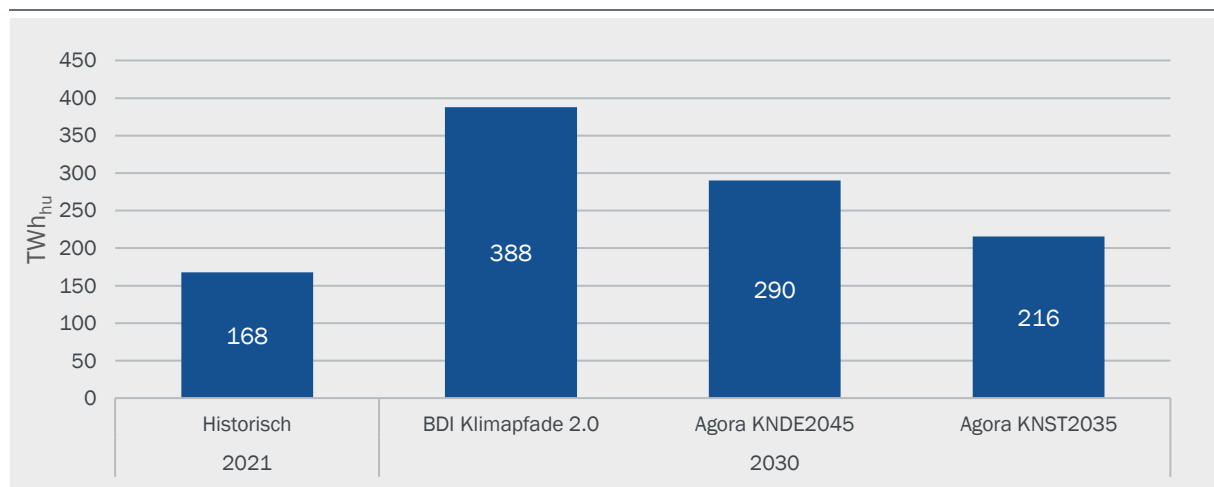
Exemplarisch wird mit den Szenarien BDI Klimapfade 2.0, Agora-KNDE2045 und Agora-KNST2035 die Veränderung der Brückenfunktion von Erdgas in den Szenarien dargestellt und welche Annahmen dabei zugrunde gelegt wurden. Erdgas übernimmt die Brückenfunktion, insbesondere im Umwandlungssektor. Dies liegt, wie es bereits in Kapitel 4.3 ausgeführt wurde, daran, dass die Versorgung im Stromsystem während des Übergangs zu erneuerbaren Energien durch Gaskraftwerke zu gewährleisten ist. Zum einen sollen Erdgaskraftwerke temporär mehr Strom erzeugen, bis genügend erneuerbare Energien zur Verfügung stehen, zum anderen sollen sie langfristig das Stromsystem mit ihrer festen, stets verfügbaren Leistung stützen, wenn nicht genügend Leistung aus Wind- oder PV-Anlagen zur Verfügung steht. Die folgende Abbildung zeigt für die Szenarien die Entwicklung der Nettostromerzeugung bis 2030 und 2045.

Abbildung 59: Nettostromerzeugung in ausgewählten Klimaneutralitätsszenarien 2021, 2030 und 2045



Quelle: (BCG, 2021), (Prognos, 2021), (Agora Energiewende, Prognos, Consentec, 2022)

Die Szenarien BDI Klimapfade 2.0 und Agora-KNDE2045 gehen bis 2030 von einem steigenden Erdgasbedarf für die Stromerzeugung aus. Das Szenario Agora KNST 2035, das nach Ausbruch der Krise erstellt wurde, zeigt dagegen eine nahezu konstante Stromerzeugung aus Erdgas im Vergleich zum Vorkrisenjahr 2021. Abbildung 60 zeigt den jeweiligen Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung in den Gaskraftwerken. Insbesondere der hohe Erdgasbedarf im BDI-Szenario für den Umwandlungssektor führt insgesamt zu einem hohen Gesamtverbrauch an Erdgas (siehe oben Vergleich der Klimaneutralitätsszenarien in Abbildung 58). Gleichzeitig steigt in diesem Szenario auch die Stromerzeugung aufgrund des erhöhten Strombedarfs schneller an. Zudem wurde in diesem Szenario bereits ein Kohleausstieg vor 2030 unterstellt. Ähnliche Annahmen wurden im Szenario Agora-KNDE2045 getroffen, wobei hier der endgültige Kohleausstieg erst nach 2030 erfolgt und der Strombedarf nicht so stark ansteigt. Um diesen hohen Erdgasbedarf des Umwandlungssektors zu vermeiden, wird im Agora-KNST2035-Szenario ein beschleunigter Ausbau und damit eine erhöhte Erzeugung aus erneuerbaren Energien angenommen. Außerdem wird in einem kleinen Umfang bereits Wasserstoff zur Stromerzeugung eingesetzt.

Abbildung 60: Erdgaseinsatz in Gaskraftwerken in ausgewählten Klimaneutralitätsszenarien in 2021 und 2030

Quelle: (BCG, 2021), (Prognos, 2021), (Agora Energiewende, Prognos, Consentec, 2022)

Hinweis: Für die Berechnung des Erdgasverbrauch in den Erdgaskraftwerken im Szenario BDI wurde im Jahr 2030 ein durchschnittlicher Wirkungsgrad von 50 % angenommen, um die angegebene Nettostromerzeugung umzurechnen.

Inwiefern dieser beschleunigte Pfad für den Ausbau der erneuerbaren Energien realisierbar ist, wird im Folgenden ausgeführt.

8.2 Änderungen des Pfades seit Kriegsbeginn

Nach dem Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine hat die Bundesregierung verschiedene Gesetze und Maßnahmen beschlossen, um die Energiewende mit Blick auf das Treibhausgasreduzierungsziel 2030 zu beschleunigen und damit auch die Energiesicherheit durch Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu erhöhen. Insofern befindet sich die Energiewende bereits auf einem alternativen Pfad zu Vorkrisenzeiten und die Rolle von Gas wurde ebenfalls angepasst.

Die Umsetzung einiger Gesetze und Maßnahmen waren ohnehin für 2022 geplant, wie z. B. die Maßnahmen im sogenannten Osterpaket, welches im Sommer 2022 verabschiedet wurde (Paket zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien und des Stromnetzausbaus). Unter dem Eindruck der Energiekrise wurden die Inhalte dieser Maßnahmen zum Teil ambitionierter ausgelegt oder zeitlich gestrafft. Weitere ambitionierte Maßnahmen werden derzeit diskutiert und voraussichtlich im Jahr 2023 implementiert.

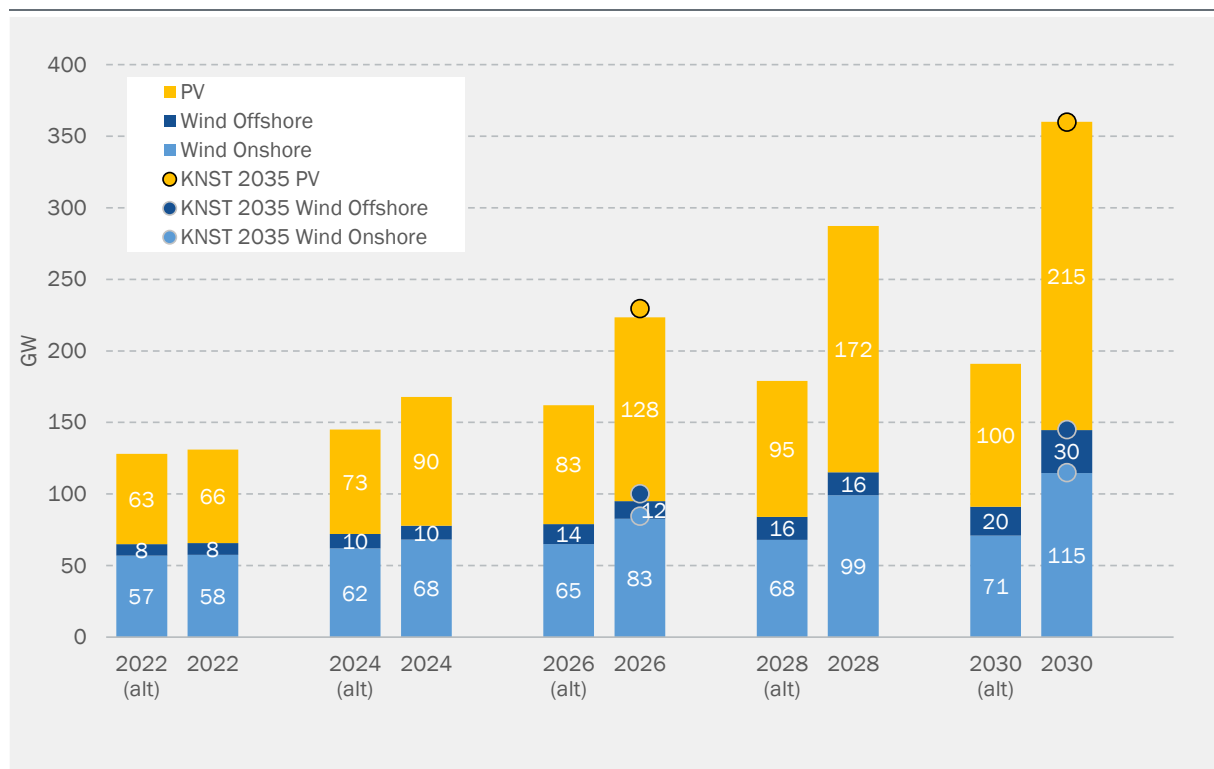
Zu den umgesetzten Maßnahmen zählen u. a. das EEG 2023, Wind-an-Land-Gesetz, Wind-auf-See-Gesetz. In Planung sind u. a. das Gebäudeenergiegesetz, eine angepasste KWK-Förderung sowie Maßnahmen für die Dekarbonisierung der Industrie im Klimaschutzgesetz.

Exemplarisch werden im Folgenden einige Maßnahmen herausgegriffen und diskutiert.

Ausbaupfad erneuerbare Energien

Beispielsweise wurde das EEG 2023 im Rahmen des Osterpakets verabschiedet. Dieses sieht eine Anpassung des Ausbaupfads für erneuerbare Energien vor, um die veränderten Rahmenbedingungen zu berücksichtigen. Abbildung 61 zeigt, dass im Vergleich zum EEG 2021 eine drastische Beschleunigung des Ausbaus von PV, Onshore- und Offshore-Windenergie bis 2030 geplant ist. Zum Vergleich ist auch der angepasste Ausbaupfad, wie er in der Agora-Studie KNST 2035 für die Stützjahre 2025 und 2030 berechnet wurde, eingezeichnet. Wie es in Kapitel 7.1.2 dargestellt wurde, kann dieser Ausbaupfad dazu beitragen, das Stromsystem bis zum Jahr 2035 zu dekarbonisieren. Zudem ist dieser Ausbaupfad von zentraler Bedeutung, dass die Brücke Erdgas im Umwandlungssektor schmaler wird.

Abbildung 61: Ausbaupfad Erneuerbare Energien gemäß EEG 2023 im Vergleich zu EEG 2021



Quelle: (EEG, 2023) und (EEG, 2021), (Agora Energiewende, Prognos, Consentec, 2022)

Hinweis: In Agora-KNST 2035 wurden die Stützjahre 2025 und 2030 berechnet. Aus illustrativen Zwecken wurde eine Interpolation der Werte für das Jahr 2026 vorgenommen.

Allerdings erzeugt dieser beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien auch immense Herausforderungen, die bewältigt werden müssen. Diese werden in 8.3 weiter ausgeführt.

Gas- und Wasserstoffkraftwerke

Bzgl. der Gas- bzw. Wasserstoffkraftwerke sieht ein Vergleich der Szenarien vor und nach der Krise einen ungeminderten Ausbau der Leistung voraus (siehe Abbildung 62). Neue Erdgaskraftwerke werden sehr wahrscheinlich Wasserstoff-ready sein müssen. Insgesamt haben diese Kraftwerke immer weniger Vollbenutzungsstunden und verbrauchen entsprechend weniger

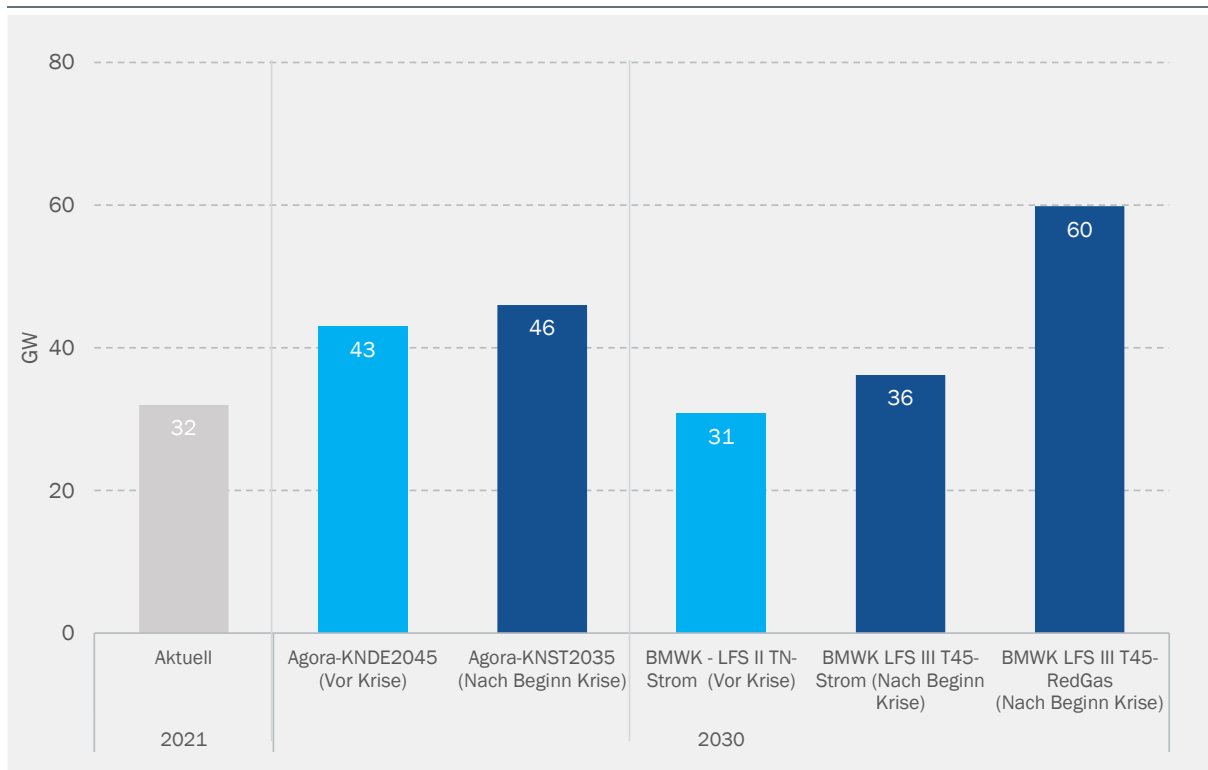
Erdgas/Wasserstoff. Wie bereits in Kapitel 4.3 beschrieben, werden Erdgaskraftwerke zunehmend als Back-up-Kraftwerke eingesetzt. Sie werden in einem System mit einem hohen Aufkommen von Wind und Solar die fluktuierende Leistung dieser Energieträger ausgleichen. Zudem müssen sie kurzfristig die wegfallende Leistung der Kohlekraftwerke kompensieren. Erdgas- und Wasserstoffkapazitäten werden zwar deswegen ausgebaut, aber sie kommen nur dann zum Einsatz, wenn die Erzeugung aus den erneuerbaren Energien nicht ausreichend ist. Dementsprechend kommen sie seltener zum Einsatz und verbrauchen weniger Brennstoff.

Es wird derzeit an einer geänderten KWK-Förderung gearbeitet, um insbesondere neue KWK-fähige Gaskraftwerke zu fördern, die dann auch Wasserstoff-ready sein sollen. Eventuell wird die Eigenschaft Wasserstoff-Ready das wichtigste Kriterium für die Förderung werden.

Bei einem Vergleich der Gas-/Wasserstoffkraftwerke sticht insbesondere das BMWK-Szenario LFS III T-45-RedGas mit einem sehr starken Ausbau von Kapazitäten hervor. Dies ist begründet mit einem extremen Ausbau von Wärmepumpen. Die Kraftwerke müssen, solange der Ausbau von Erneuerbaren Energien noch nicht ausreichend vorangeschritten ist, für die Wärmepumpen den Strom bereitstellen. Auch das BMWK sieht einen Zubau- und Modernisierungsbedarf von steuerbarer Leistung im Umfang von 17 bis 25 GW bis 2030. Die steuerbare Leistung wird primär aus Gas-/Wasserstoffkraftwerken bestehen (BMWK, 2023b).

Derzeit gibt es bei den potenziellen Investoren für neue Gas-/Wasserstoffkraftwerke eine gewisse Zurückhaltung. Da durch die geringe Vollbenutzungsstunden die Finanzierung in dem derzeitigen Strommarktdesign nicht sichergestellt ist, werden die Kraftwerke andere Vergütungsmechanismen benötigen. Zum einen muss die Finanzierung von neuen Gaskraftwerken sichergestellt sein. Zum anderen muss das Strommarktdesign grundlegend angepasst werden. Es wird tiefgreifende Änderungen von Preissignalen für Erzeuger bedürfen, die ebenfalls unten in Kapitel 8.3 diskutiert werden.

Abbildung 62: Vergleich Ausbau Gas-/Wasserstoffkraftwerke in den Szenarien vor und nach Beginn der Krise



Quelle: (Prognos, 2021), (BMWK, 2022a), (Agora Energiewende, Prognos, Consentec, 2022)

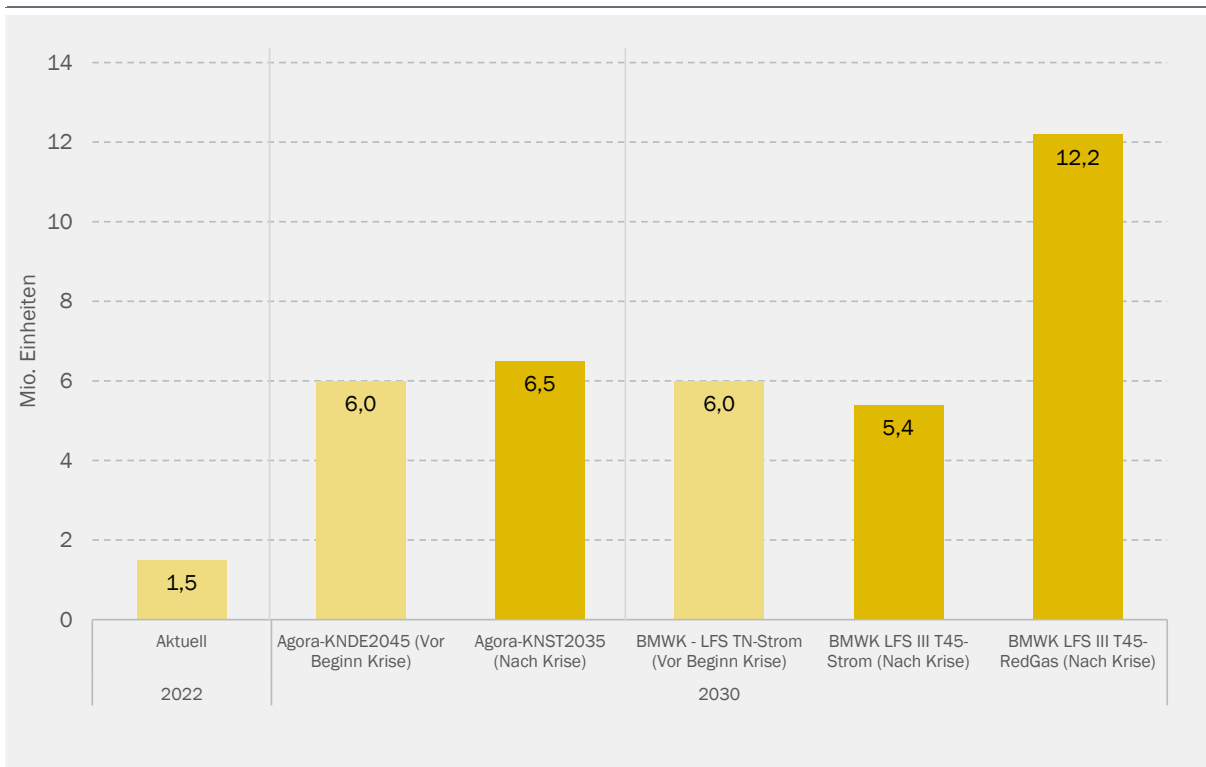
Wärmepumpen im Gebäudesektor

Die Abbildung 63 zeigt die aktuell installierten Wärmepumpen in Deutschland in 2022. In den Vorkrisenszenarien Agora KNDE 2045 und BMWK – LFS TN-Strom wird der Ausbaubedarf für die Wärmepumpen bis 2030 auf rund 6 Mio. Einheiten geschätzt. Die in der Krise erstellten Szenarien Agora-KNST 2035 geht von einem Ausbau von rund 6,5 Mio. Einheiten bis 2030 aus. Wohingegen das Szenario BMWK LFS III T45-Strom einen etwas geringeren Ausbau von Wärmepumpen vorsieht, weist das Szenario BMWK LFS III T45 RedGas einen extremen Ausbau der Wärmepumpen auf 12 Mio. Einheiten aus. Die Gründe für diesen sehr starken Ausbau wurden oben bereits erläutert.

Ein konkretes Ziel für die Anzahl der Wärmepumpen ist noch nicht gesetzlich verankert. Jedoch wird ein Ausbau von rund 500.000 Wärmepumpen pro Jahr in der Wärmepumpen-Strategie der Bundesregierung angestrebt (Bundesregierung, 2022c). Dies würde insgesamt zu einem Bestand von rund 6. Mio. Wärmepumpen in 2030 führen. Flankiert werden soll dieses Bestreben durch die sogenannte 65%-Regel, die für jede neu installierte Heizungsanlage einen Betrieb mit mindestens 65 % erneuerbaren Energien vorsieht. Aktuell können nur Holzheizungen und Wärmepumpen diese Anforderung erfüllen. Mit dieser Regelung soll die Nachfrage nach den Technologien in den nächsten Jahren stark beschleunigt werden. Diese Regelung wird voraussichtlich von 2025 auf 2024 vorgezogen.

Die Heizungsbranche sieht dieses Ziel als machbar an, weist aber darauf hin, dass nur mit dem rechtlichen Rahmen auch eine Investitionssicherheit für den Aufbau der entsprechenden Produktionskapazitäten vorhanden ist (PV Magazine, 2022). Ein Hintergrundpapier zur Gebäudestrategie (Prognos et al., 2023) geht zwar davon aus, dass u. a. mit dieser Maßnahme weiterhin die THG-Minderungsziele im Gebäudesektor erreicht werden können. Gleichzeitig warnen die Gutachter, dass der Zielkorridor im Gebäudesektor sehr eng ist. Abweichungen u. a. von dem Ausbaupfad für Wärmepumpen werden laut den Gutachtern dazu führen, dass die THG-Ziele nicht mehr erreicht werden können.

Abbildung 63: Vergleich Ausbau Wärmepumpen in den Szenarien vor und nach Beginn der Krise



Quelle: (Prognos, 2021), (BMWK, 2022a), (Agora Energiewende, Prognos, Consentec, 2022)

Industriesektor

Die Bundesregierung hat seit Beginn der Krise verschiedene Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz bzw. zur Substitution durch erneuerbare Energien (z. B. Power-to-Heat für Prozesswärme, Einsatz von Wasserstoff in der Stahl- und Chemieindustrie etc.) in der Industrie initiiert. Ähnlich wie beim forcierten Ausbaupfad für Erneuerbare Energien stand die Umsetzung dieser Maßnahmen jedoch bereits vor der Krise auf der Agenda. Zu nennen sind u. a. die Maßnahmen „Aufstockung des Förderprogramms zur Dekarbonisierung in der Industrie“ oder „Klimaschutzverträge“. Diese Förderprogramme sind jedoch eher für einzelne Modell- und Pilotprojekte gedacht und stellen keine Förderung für die breite Masse der Industrieunternehmen dar (BMWK, 2023b). Eine Wirkung in der Breite wird weiterhin der CO₂-Preis haben, der einerseits den Anreiz geben soll, in klimafreundliche Technologien zu investieren, aber andererseits zunächst die Produktion in Deutschland und Europa verteuert.

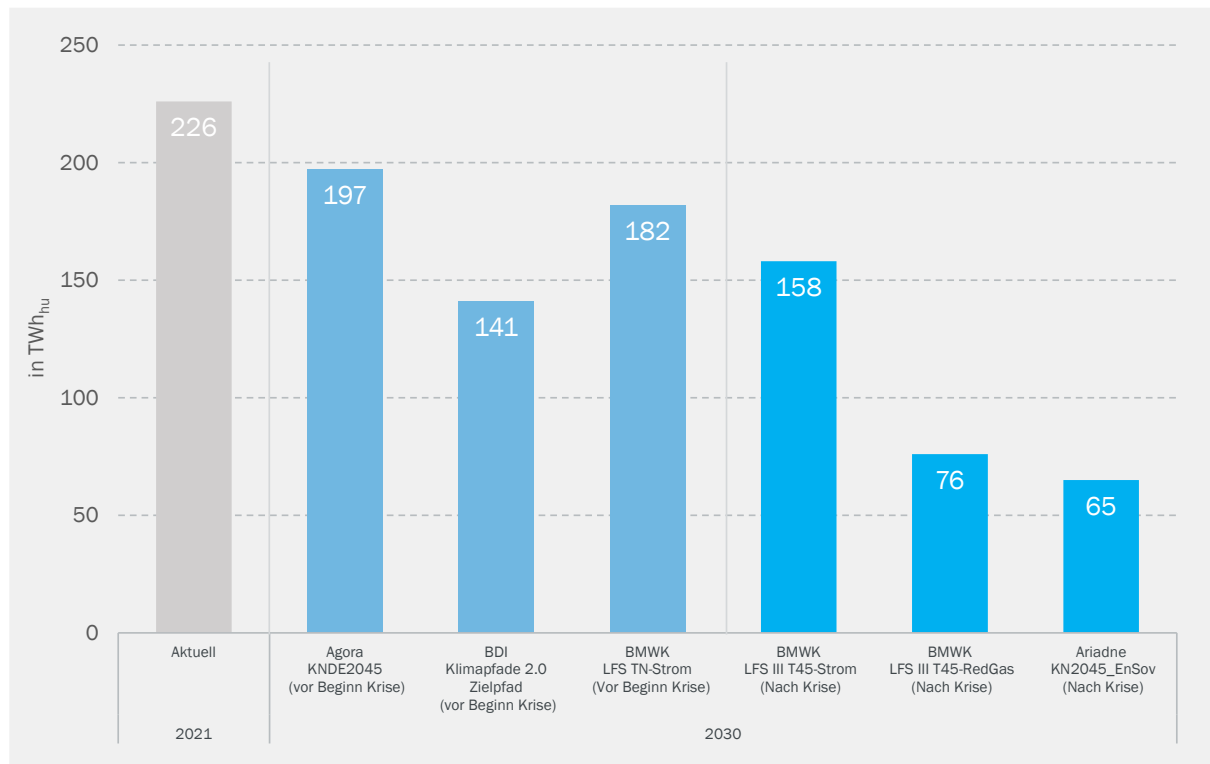
In Kapitel 7.1.4 wurde gezeigt, dass es im Industriesektor unter dem Einfluss hoher Gaspreise zu Einsparungen gekommen ist. Die Gaseinsparungen können auf Energieeffizienz, Substitution und Produktionsrückgang zurückgeführt werden. Es wurde aber auch gezeigt, dass auf europäischer Ebene die Energieeffizienz eher den kleineren Teil der Einsparungen ausmacht und der größere Teil der Einsparungen auf Produktionsrückgänge und die Substitution durch Mineralölprodukte zurückzuführen ist. Strukturelle Veränderungen im Industriesektor sind träger als in den anderen Sektoren. Dies hängt auch damit zusammen, dass der Industriesektor sehr abhängig von Investitionszyklen ist. Daher müssen Veränderungen langfristiger geplant werden.

In Kapitel 7.2 wurde gezeigt, dass die Optionen für die Erdgas verbrauchende Industrie in Deutschland entweder in der Substitution durch andere grüne Energieträger, z. B. Biomasse, grüner Wasserstoff etc. oder in der Substitution gasintensiver Vorprodukte durch Lieferungen aus dem Ausland bestehen. Ersteres könnte mit höheren Kosten verbunden sein und einen Wettbewerbsnachteil gegenüber außereuropäischen Konkurrenten bedeuten.

In der Abbildung 64 ist eine Bandbreite des Erdgasverbrauchs der Industrie in Deutschland in ausgewählten Klimaneutralitätsszenarien dargestellt. In dem Szenario des BDI sowie in den BMWK-Langfristszenarien wurde die Annahme getroffen, dass die bisherigen Industrieprozesse in Deutschland bis 2045 verbleiben. Das Szenario LFS III TN-45 RedGas geht davon aus, dass kurzfristig insbesondere eine schnellere Elektrifizierung der gasverbrauchenden Industrie möglich ist und eine erhebliche Substitution durch Mineralölprodukte stattfindet. Eine ähnliche Annahme wird in dem Szenario Ariadne KN2045_EnSoV getroffen. Darüber hinaus wird in diesem Szenario noch als einziges von Produktionsrückgängen ausgegangen. Zumindest der Einsatz von Mineralölprodukten könnte die CO₂-Emissionen etwas im Vergleich zu Erdgas erhöhen.¹⁸

¹⁸ Erdgas hat eine CO₂-Intensität von 200,8 g/kWh. Heizöl von 266,5 g/kWh. Daher ist eine solche Substitution mit höheren CO₂-Emissionen verbunden (Umweltbundesamt, 2022).

Abbildung 64: Vergleich Endenergieverbrauch Erdgas in der Industrie in den Szenarien vor und nach Beginn der Krise



Quelle: (Prognos, 2021), (BMWK, 2022a), (BCG, 2021), (Ariadne, 2022)
 Hinweis: Ohne stoffliche Nutzung von Erdgas

Um die deutsche und europäische Industrie einerseits zu dekarbonisieren, andererseits wettbewerbsfähig zu halten und gleichzeitig Produktionsverlagerungen zu vermeiden, könnten zwei neu diskutierte Maßnahmen eine wichtige Rolle spielen. Eines dieser Instrumente ist der Carbon Border Adjustment Mechanismus, bei dem Importe aus Drittstaaten, die keine vergleichbaren Klimaschutzauflagen haben, durch einen CO₂-Grenzausgleichsmechanismus verteuert werden. Eine wichtige Ergänzung dieser Maßnahmen wird die Standardisierung grüner Produkte („Leitmärkte“) sein. Das BMWK hat dazu einen Stakeholder-Prozess gestartet, um einen Rahmen für die Entstehung von Märkten für erste klimaneutrale Rohstoffe und Produkte zu erarbeiten. In diesem Prozess sollen Definitionen, Bemessungsmethoden und Maßnahmen für grüne Produkte festgelegt werden (BMWK, 2023b).

Insgesamt kann für die Industrie festgehalten werden, dass sich der geplante Einsatz von Erdgas nicht grundlegend geändert hat, es sei denn, es findet ein dauerhafter Energieträgerwechsel zu Mineralölprodukten oder eine Verlagerung der Produktion statt. Der Industriesektor ist hinsichtlich struktureller Veränderungen träge. Mit Ausnahme der krisenbedingten Option von Produktionsverlagerungen sind daher keine grundsätzlichen Änderungen des bereits eingeschlagenen Dekarbonisierungspfades zu erwarten. Ob Produktionsverlagerungen gewollt sind, muss Gegenstand weiterer Diskussionen sein.

8.3 Herausforderungen für den beschleunigten Pfad

Insgesamt stellt der beschleunigte Pfad die Energiewende vor bekannte und neue Herausforderungen. Diese Herausforderungen können Wechselwirkungen haben und sind teilweise voneinander abhängig. An dem Beispiel „Ausbau Wärmepumpen“ soll dies verdeutlicht werden:

Ein passender rechtlicher Rahmen (u. a. die 65%-EE-Regel im Gebäudeenergiegesetz) stellt sicher, dass der Einbau von Gas- und Ölthermen eingeschränkt und der Einbau von Wärmepumpen priorisiert wird. Ein beschleunigter Zubau kann nur dann erfolgen, wenn die Verfügbarkeit von Wärmepumpen gegeben ist und keine Lieferengpässe bestehen. Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass genügend Fachkräfte vorhanden sind, um den Einbau zu realisieren. Eine gezielte Förderung ist insbesondere zur Abfederung der höheren Investitionskosten ggü. den fossilen Technologien notwendig. Um die Wirtschaftlichkeit des Einbaus von Wärmepumpen in Bestandsgebäuden zu verbessern, müssen die zukünftigen Strompreise in einem aus Sicht eines Endkunden wirtschaftlich sinnvollen Verhältnis im Vergleich zu fossilen Alternativen (insbesondere Erdgas) liegen (Prognos et al., 2023).

An diesem Beispiel lassen sich Problemfelder erkennen, die sich auf folgende Herausforderungen für die Energiewende verdichten lassen:

1. Passender rechtlicher Rahmen (und einfache und schnelle Genehmigungsverfahren)
2. Finanzierung und Vergütung von grünen Technologien
3. Ressourcenverfügbarkeit und Zugang zu Produktionskapazitäten
4. Adressierung des Fachkräftemangels

Die ersten beiden genannten Herausforderungen sind bereits fester Bestandteil der Energiewendediskussion, während die letzten beiden genannten Herausforderungen sich immer mehr als neue mögliche Risiken herauskristalisieren. Im Folgenden werden diese Herausforderungen entlang der wichtigen „grünen“ Technologien PV, Onshore- und Offshore Wind sowie Wärmepumpen diskutiert.

8.3.1 Passender rechtlicher Rahmen und schnellere Genehmigungsverfahren

Insgesamt wurde mit dem EEG 2023 (EEG, 2023) und flankierenden Maßnahmen, wie dem Wind-auf-Land (Bundesregierung, 2023a) und Wind-auf-See-Gesetz (Bundesregierung, 2023b), bereits gute rechtliche Voraussetzungen geschaffen, damit ein beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Energien und damit die beschleunigte Energiewende möglich ist. Mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) werden zudem wichtige Weichen zur Erreichung der Klimaziele im Bereich Gebäude gestellt.

Eine der wichtigsten Neuerungen ist, dass insgesamt der Ausbau der erneuerbaren Energien nunmehr im überragenden öffentlichen Interesse steht. Diese Neuerung wird relevant, sobald es beispielsweise um Ausnahmen oder Befreiungen von naturschutzrechtlichen Verboten, Festsetzungen in Bebauungsplänen, Denkmalschutz oder ähnliches geht.

Im EEG 2023 wird durch großzügigere Nutzungsmöglichkeit von Freiflächen der Ausbau der Photovoltaik vorangetrieben. Eine bedeutende Änderung betrifft die Erweiterung der Randstreifen entlang von Autobahnen und Schienenwegen von bisher 200 auf 500 Meter¹⁹. Eine weitere

¹⁹ gemäß §48 3. c EEG 2023

wichtige Neuerung betrifft die Aufnahme der Agri-PV in die reguläre Vergütung²⁰. Auch die Nutzung von ehemaligen Moorflächen wird im EEG 2023 berücksichtigt.²¹

Bei der Windenergie an Land sollen die Bundesländer bis Ende 2032 2 % der Bundesfläche für Windenergie ausweisen. Bis 2027 sollen 1,4 % der Fläche für die Windenergie zur Verfügung stehen. Durch die Strategische Umweltprüfung, die im Rahmen der regionalplanerischen Flächenausweisung durchgeführt wird, kann bei den Genehmigungsverfahren für Erneuerbare-Energien-Anlagen und für die erforderlichen Stromnetze auf eine individuelle Umweltverträglichkeitsprüfung und eine artenschutzrechtliche Prüfung verzichtet werden. Diese mussten bisher zusätzlich durchgeführt werden und verzögerten das Genehmigungsverfahren. Die neue Regelung soll zu einer deutlichen Beschleunigung führen.

Die Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes soll ebenfalls den Ausbau von Windenergie auf See beschleunigen. Auch hier wird durch die Straffung der Planungs- und Genehmigungsverfahren und die Festlegung der Offshore-Anbindungsleitungen der Ausbau dieser Technologie vorangetrieben. Ein wichtiger Baustein ist eine Realisierungsvereinbarung und ein detaillierter Zeitplan für die Genehmigungsverfahren und Netzanschlüsse der Anlagen. Dieser wurde gemeinsam von den beteiligten Ministerien, Netzbetreibern und Behörden erstellt.

Eine der wichtigsten Neuerungen für die Umstellung von Heizsystemen ist, die um ein Jahr vorgezogene 65%-Regel (BMWK, 2022b). Dieses Gesetz soll Teil des neuen Gebäudeenergiegesetzes (GEG) werden.

Dass der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Stromnetze nun im überragenden öffentlichen Interesse steht, ist zwar de facto eine Verbesserung der Genehmigungspraxis, eine beschleunigende Wirkung muss sich aber in der Praxis erst zeigen. Skeptiker sehen zudem, dass zum einen diese Regelung nicht über gesetzliche Ge- und Verbote wie etwa die Einhaltung von Abstandsflächen und Immissionsgrenzwerten sowie die Beachtung artenschutzrechtlicher Verbote hinweghilft. Und zum anderen stellt die Regelung immer noch einen weiteren zu berücksichtigenden Abwägungstatbestand dar. Eine Gegenüberstellung und Gewichtung von einzelnen Belangen wird damit trotzdem nicht abgeschafft, sodass weiterhin Einzelfallprüfungen stattfinden müssen. Den Erneuerbaren wird auf dieser Grundlage daher kein genereller Vorrang gegenüber anderen Belangen eingeräumt.²²

Ein weiteres Problem ist, dass in der Vergangenheit Projektanträge aufgrund von personellen Engpässen sehr lange bei den Verwaltungen und Genehmigungsbehörden liegen blieben. Beispielsweise befanden sich in 2022 rund 10 GW fertig geplante Windenergie-Projekte in der Genehmigungsphase, während nur rund 2 GW zugebaut wurden. Zudem hat sich in der Vergangenheit gezeigt, dass trotz ausgewiesener Windvorranggebiete zu wenige Flächen einem Genehmigungsverfahren standhalten konnten. So geht die Bundesregierung davon aus, dass bundesweit derzeit nur 0,8 % der Landesfläche als Windvorranggebiete ausgewiesen sind, davon sind allerdings nur 0,5 % tatsächlich auch verfügbar (Bundesregierung, 2023a).

Insgesamt bleiben wohl schnelle und effiziente Genehmigungsverfahren ein wichtiger Faktor für die Erreichung der Energiewende. Ob die neuen Gesetze und Regelungen sowie Vereinfachungen von Genehmigungsverfahren ihre angestrebte Wirkung entfalten, bleibt abzuwarten. Eine Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien ist nur möglich, wenn die

²⁰ gemäß §48 5. a EEG 2023

²¹ gemäß §48 5. e EEG 2023

²² <https://www.roedl.de/themen/energyplus-kompass/2022/10/bedeutung-ueberragendes-oeffentliches-interesse-ausbau-erneuerbarer-energien>

Genehmigungspraxis auch tatsächlich schneller abgewickelt werden. Derzeit ist es verfrüht über die Effizienz der Verfahren Schlussfolgerung zu ziehen.

8.3.2 Finanzierung und Vergütung von grünen Technologien

Die neuen und novellierten Gesetze und Regelungen im Bereich der grünen Technologien enthalten wichtige Maßnahmen zur Finanzierung und Förderung erneuerbarer Energien. Zum Beispiel wurden die Fördersätze und Höchstgebotswerte für erneuerbare Energien angehoben, was die Wirtschaftlichkeit von Projekten verbessert. Zusätzlich gibt es nun auch steuerliche Vergünstigungen, wie zum Beispiel die Umsatzsteuerbefreiung für private Photovoltaikanlagen bis 30 kWp und Batteriespeicher seit dem 1. Januar 2023²³. Des Weiteren gibt es Verbesserungen in der angepassten Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG), welche eine starke Förderung von Wärmepumpen, Wärmenetzen und Fernwärme vorsieht.

Während in der Vergangenheit insbesondere die Deckung höherer Kosten der erneuerbaren Energien im Vordergrund standen, werden derzeit neue Finanzierungsinstrumente und Preissignale diskutiert. Zudem erfordert die Energiewende tiefgreifende Änderungen im Strommarktdesign, denn angesichts des wachsenden Anteils erneuerbarer Energien im Stromsystem sind die bestehenden Vergütungsmechanismen nicht mehr ausreichend. Eine Diskussion über das Strommarktdesign und Preissignale läuft seit geraumer Zeit. Bisher wurden aber keine substantziellen Maßnahmen umgesetzt.

Mögliche diskutierte Preissignale umfassen die Reform der Netzentgelte, die Vergütung von Flexibilitäten und geografische Signale. Die Einführung von Flexibilitätszahlungen soll den Betrieb dezentraler Flexibilitäten wie Elektroautos oder dezentraler Speicher vergüten. Netzentgelte müssen reformiert werden, um eine flexible Netznutzung zu unterstützen, wodurch der Verbrauch besonders günstig möglich ist, wenn lokal große Mengen an erneuerbarem Strom verfügbar sind. Geografische Signale sind eine weitere Maßnahme, um den Strompreis regional zu differenzieren und den Redispatch-Bedarf zu reduzieren, bei dem Kraftwerke in Norddeutschland herunter- und in Süddeutschland hochgefahren werden müssen, da Strommengen aufgrund von Netzengpässen nicht in ausreichendem Maße von Norden nach Süden transportiert werden können. In diesem Zusammenhang werden Reformen wie eine Teilung Deutschlands in mehrere Gebotszonen oder die Einführung von Knotenpreisen stärker diskutiert und könnten ebenfalls eingeführt werden (Agora Energiewende, Prognos, Consentec, 2022).

Insgesamt steht die Finanzierung von „grünen Technologien“ vor großen Herausforderungen. Eine der wichtigsten Maßnahmen wird es sein, effiziente Preissignale zu generieren. Gerade aber bei den Themen geografische Signale oder Netzentgelte stößt die Energiewende auf vorherrschende gefestigte Mechanismen, die grundlegend überarbeitet werden müssen. Dies kann nicht zuletzt am Widerstand einzelner Betroffener scheitern. So wären zum Beispiel die südlichen Bundesländer aufgrund von geografischen Preissignalen sehr wahrscheinlich benachteiligt. Eine wichtige Aufgabe wird es sein, bei der Gestaltung von neuen Preissignalen die unterschiedlichen Interessen erfolgreich zu moderieren.

²³ (gemäß dem Jahressteuergesetz 2022 Artikel 16)

8.3.3 Ressourcenverfügbarkeit und Zugang zu Produktionskapazitäten

Die Verfügbarkeit und der Zugang zu Ressourcen könnten zu einem wichtigen Faktor bei der Energiewende werden. Die EU strebt eine industrie- und energiepolitische Souveränität an, um strategische Wertschöpfungsketten rund um Technologien für erneuerbare Energien zu schaffen und somit die Versorgungssicherheit zu erhöhen und geopolitische Abhängigkeiten zu minimieren.

Ein aktuelles Problem für das Ressourcenproblem ist die Exportbeschränkung für Ausrüstungen zur Herstellung von Polysilizium und Wafer in China. Dieses Equipment wäre notwendig für den Aufbau einer heimischen PV-Industrie (PV Magazine, 2023).

Ein weiteres Beispiel könnte die Verfügbarkeit von wichtigen Ressourcen für den Bau von Elektrolyseuren sein. Der Bau von Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyseure erfordert große Mengen von Iridium und Scandium. Das Angebot ist auf wenige Länder konzentriert. Vor allem die Versorgungslage bei Iridium könnte problematisch werden, da die Produktion möglicherweise nicht wie erforderlich gesteigert werden kann. Bei Scandium war die Nachfrage bisher gering. Obwohl es weit verbreitet ist, werden aktuell jedoch 75 % nur in China gefördert. Das zweitwichtigste Förderland ist Russland. Aber nicht nur die Produktion, sondern auch die Verarbeitung bzw. Raffination der Rohstoffe birgt Risiken. Diese konzentriert sich bisher stark auf den chinesischen Markt.

Weiter problematisch ist, dass die USA mit dem Inflation Reduction Act (IRA) wichtige Ressourcen für „grüne Technologien“ für ihren heimischen Markt sichern könnten, wenn sie schneller beim Aufbau von Produktionskapazitäten sind. Zudem beinhaltet der IRA auch Fördermaßnahmen zum Abbau von Ressourcen. Wie oben bereits angedeutet, versucht China zudem die Mittel zum Aufbau der Produktionskapazitäten für PV-Anlagen im eigenen Land zu behalten.

Das Problem liegt wahrscheinlich nicht darin, dass die Ressourcen über kurz oder lang nicht verfügbar sind, sondern dass die Energiewende in Deutschland und Europa durch eine mangelnde Ressourcenverfügbarkeit und Probleme in der Produktionskette ausgebremst werden könnte. Zudem führen Lieferengpässe zu temporär höheren Produktionskosten. Insgesamt könnte die Erreichung der Klimaziele hierdurch verzögert werden.

Zusammengefasst ist es daher notwendig, sich mit dem Problem der Ressourcenverfügbarkeit im Kontext der Energiewende auseinanderzusetzen, da die notwendigen Rohstoffe für die Produktion von „grünen Technologien“ sehr speziell sein können. Fragen zur Notwendigkeit bestimmter Rohstoffe, Teilkomponenten und Komponenten für das Erreichen der Klimaneutralität sowie ein verbessertes Recycling und den Einsatz von Sekundärrohstoffen sollten geklärt werden. Studien, die den Zusammenhang zwischen Ressourcenverfügbarkeit und der Energiewende betrachten, werden derzeit erstellt.

8.3.4 Adressierung des Fachkräftemangels

Eine weitere neu identifizierte Herausforderung ist der Engpass und die Verfügbarkeit von Fachkräften. Dies gilt sowohl für die Produktion als auch für die Installation der neuen Technologien.

Allein im Bereich Wind- und Solarenergie gibt es in Deutschland laut einer Studie vom Kompetenzzentrum Fachkräftesicherung (KOFA, 2022) eine Lücke von rund 220.000 Fachkräften im Jahresdurchschnitt 2021/2022. Da auch andere Bereiche der Energiewende wie die E-Mobilität

und Gebäudesanierungen um ähnliche Fachkräfte bemüht sind, wird der Bedarf für die Belange der Energiewende wahrscheinlich noch höher liegen.

Hinzukommt, dass bei neuen Technologien wie der Wärmepumpe der Einbau mit einem höheren Installationsaufwand im Vergleich zu konventionellen Gasbrennwertheizungen verbunden ist. Es wird geschätzt, dass der aktuelle Arbeitsaufwand für den Einbau einer Wärmepumpe etwa 3- bis 4,5-mal höher ist als bei einer Gastherme. Dies führt zu einem höheren Bedarf an qualifizierten Fachkräften. Gleichzeitig sinkt nach derzeitigen Prognosen das Angebot der Fachkräfte im Bereich Sanitär-, Heizungs- und Klimatechnik (SHK) aufgrund der Altersstruktur bis zum Jahr 2030 um über 10 %. Einer Berechnung zu Folge gäbe es genügend Fachkräfte für den Einbau von Wärmepumpen. Die Einschränkung ist allerdings, dass diese Fachkräfte sich fast ausschließlich mit dem Einbau von Wärmepumpen beschäftigen müssen. Dies erscheint eher unrealistisch aufgrund anderer Aufgaben von SHK-Fachkräften (Prognos et al., 2023).

Wie eben beschrieben, kann auch der Fachkräftemangel sich bremsend auf die Energiewende auswirken. Lösungen für das Problem der fehlenden Fachkräfte sind z. B. erwartete Lerneffekte und Erfahrungen, die die Effizienz beim Einbau von Wärmepumpen steigern. Auch die Vereinfachung der Anlagen und die Standardisierung von Prozessen könnten dazu beitragen, dass der Arbeitsaufwand in Zukunft reduziert wird. Aufgrund von strukturellen Änderungen wird erwartet, dass der Fachkräftebedarf in anderen Wirtschaftszweigen rückläufig sein könnte. Daher sind Umschulung eine weitere wichtige Option. Insgesamt bedarf es einer weiteren Beschäftigung mit diesem Problem.

8.4 Zwischenfazit: Alternative Strategien zur „Brücke“ Erdgas

Ob die Gesetze und Maßnahmen, die die Bundesregierung nach dem Beginn des russischen Angriffskriegs beschlossen hat und noch beschließen will, erfolgreich sein werden, kann derzeit nicht abschließend beantwortet werden. Es stellen sich weiterhin große Herausforderungen auf dem angepassten Pfad zur Klimaneutralität.

Es wurde gezeigt, dass ein passender rechtlicher Rahmen sowie einfache und schnelle Genehmigungsverfahren von entscheidender Bedeutung für die Umsetzung grüner Technologien sind. Darüber hinaus ist auch die Finanzierung und Vergütung von grünen Technologien ein wichtiger Faktor. Weitere Herausforderungen bei der Umsetzung der grünen Transformation sind die Verfügbarkeit von Ressourcen und der Zugang zu Produktionskapazitäten sowie ein möglicher Fachkräftemangel.

Die Diskussionen zur Energiewende treten in eine neue Phase ein, in der sehr grundlegende Änderungen notwendig sind. Ein grundlegendes Thema ist z. B. die Anpassung des Strommarktdesigns. Es wird davon ausgegangen, dass größere Abweichungen vom derzeitigen Pfad (u. a. Ausbaupfad EEG, Wärmepumpenstrategie), das Erreichen der Klimaziele fast unmöglich machen werden (Prognos et al., 2023).

9 Schlussfolgerungen

Es wurde gezeigt, dass mit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine und den daraus resultierenden Geschehnissen sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Deutschland und Europa geändert haben. Während die Klimaneutralitätsszenarien für Deutschland vor Beginn des Angriffskrieges Russlands auf die Ukraine noch von einem relativ hohen Gasverbrauch bis 2030 ausgehen, sehen die Szenarien, die nach dem Ausbruch des Angriffskrieges erstellt wurden, eine schnellere Reduzierung des Gasverbrauchs vor.

Vor Beginn des Angriffskrieges bezogen Deutschland und Europa einen Großteil ihrer Gasimporte aus Russland. Nach dem vollständigen Lieferstopp für russisches Pipelinegas muss Deutschland dies durch zusätzliche LNG-Lieferungen, Effizienzmaßnahmen und den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien kompensieren. Wenn weltweit nicht genügend LNG beschafft und angelandet werden könnte, würde sich dies langfristig auf die Rolle von Erdgas auswirken. Eine stärkere Reduzierung des Gasverbrauchs wäre notwendig, was dann nur noch durch den nochmals verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien und von Energieeffizienz möglich wäre.

Um LNG in Deutschland anlanden zu können und die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten, werden in Deutschland erhebliche LNG-Importkapazitäten aufgebaut. Stand Juni 2023 sind in Deutschland acht FSRU und drei feste Onshore-Terminals in Planung.²⁴ Der Ausbau der LNG-Infrastruktur kann den Import des benötigten Gases ermöglichen und die notwendige Versorgung gewährleisten. In einem Extremszenario, in dem die bisher noch vorhandenen Pipeline-Importe aus Russland nach Osteuropa vollständig reduziert würden und die größte einzelne Erdgas-Pipeline ausfiele, könnte allerdings trotz der neuen FSRU in den Jahren 2023 bis 2025 in Deutschland eine Versorgungslücke entstehen. In diesem Fall würde es weitergehender erheblicher Verbrauchsreduktionen bedürfen. Sollte derweil die deutsche Gasnachfrage wieder auf das Vorkrisenniveau steigen, wäre in Kombination mit der Notwendigkeit, osteuropäische Länder durch zusätzliche LNG-Transite über Deutschland mitzuversorgen, die Versorgungssicherheit Deutschlands im Jahr 2023 kurzfristig gefährdet. Indes kann es selbst unter diesen Worst-Case-Gegebenheiten zu Überkapazitäten bei den festen LNG-Terminals spätestens ab 2033 kommen. Um einen Lock-in zu vermeiden, sollte bereits jetzt in den Genehmigungsverfahren eine Nachnutzung der Terminals für die Anlandung von grünen Wasserstoffderivaten vorgesehen werden.

Hinsichtlich der weltweiten Versorgungssituation zeigt sich, dass in allen Szenarien kurzfristig in den Jahren 2023 und 2024 ein starker Wettbewerb um die verfügbaren LNG-Mengen droht. Bei einer günstigen Nachfrageentwicklung kann die weltweite Nachfrage bereits ab 2024 gedeckt werden. In einem Worst-Case-Szenario wäre erst ab 2026 ausreichend LNG zur Verfügung, um die weltweite Nachfrage zu decken. Gegebenenfalls müssten in diesem Szenario sogar zusätzliche LNG-Kapazitäten gebaut werden, falls bestehende LNG-Terminals ausfallen sollten.

Ein weiterer Faktor, der den Einsatz von Erdgas einschränken könnte, ist ein hoher Gaspreis. Derzeit ist eine Prognose der Gaspreise mit großen Unsicherheiten verbunden. Nach sehr hohen Preisen im Jahr 2022, die in direktem Zusammenhang mit dem Angriffskrieg Russlands auf die

²⁴ Nach Redaktionsschluss zu den Analysen in dieser Studie wurde bekannt, dass zwei weitere FSRU in Mukran/Rügen mit einer Gesamtkapazität von 10-15 bcm bis 2024/25 in Betrieb gehen sollen. Teile der Kapazität sollen durch den Umzug des bereits in Lubmin in Betrieb befindlichen FSRU gedeckt werden. Ggf. entsteht keine Änderung der gesamten FSRU-Kapazität. Dies kann aber aufgrund der unklaren Informationslage nicht abschließend verifiziert werden.

Ukraine standen, hat sich der Gaspreis im bisherigen Verlauf des Jahres 2023 inzwischen wieder auf 25 - 40 €/MWh eingependelt. Damit liegt der Gaspreis immer noch höher als in den Jahren 2010 bis 2019 (15 - 25 €/MWh). Für die zukünftige Entwicklung hängt die Höhe des Gaspreises insbesondere von der Nachfrageentwicklung und der Liquidität des LNG-Marktes ab. Bei einer weiterhin sehr hohen und konstanten weltweiten Nachfragereduktion, wie es derzeit der Fall ist, wird erwartet, dass der Gaspreis auf dem derzeitigen Preisniveau verharrt. Dabei wird der Einkauf von LNG aus den USA zu Bereitstellungskosten der Preissetzer sein. Sollte sich weltweit wieder eine hohe Gasnachfrage ab dem Winter 2023 einstellen, wird erwartet, dass der Gaspreis dann wieder steigen könnte und erst wieder durch eine deutliche Ausweitung des Angebots im Jahr 2026 eine Entspannung auftritt. Ein weiterer Nebeneffekt des Kaufs von US-LNG wird sein, dass die Gaspreise in den USA dauerhaft unter den europäischen Preisen liegen werden, da die europäische Industrie zusätzlich die Kosten für Verflüssigung, Transport und Regasifizierung tragen muss.

Kurzfristig haben also die hohen Gaspreise Druck entstehen lassen, sich von diesem Energieträger (insbesondere mit russischer Herkunft) unabhängig zu machen. Insgesamt ist in den nächsten Jahren aber mit einer Entspannung sowohl bei der Gasverfügbarkeit als auch bei den Gaspreisen zu rechnen.

Trotz der Auswirkungen der Gaskrise konnte ein Anstieg der THG-Emissionen in Deutschland vermieden werden. Auch die THG-Minderungsziele für 2030 erscheinen aus heutiger Sicht noch erreichbar. Der Energiesektor in Deutschland wird kurzfristig aufgrund der verstärkten Kohleverstromung wieder mehr Treibhausgase emittieren. Andererseits sind die Investitionen in grüne Technologien (erneuerbare Energien und Wärmepumpen) stark gestiegen. Um die THG-Ziele für 2030 zu erreichen, sind jedoch weitere deutliche Steigerungsraten beim Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlich. In der Industrie ging der Gasverbrauch im Jahr 2022 aufgrund von Produktionsrückgängen, Substitution durch andere Energieträger (insbesondere Mineralölprodukte) und Energieeffizienz stark zurück. Strukturelle Veränderungen ergeben sich vor allem durch Energieeffizienz und mögliche Substitutionen durch erneuerbare Energien. Es wird geschätzt, dass diese den deutlich geringeren Teil des Nachfragerückgangs in 2022 ausgemacht haben. Es ist daher möglich, dass aufgrund der besseren Verfügbarkeit von Erdgas und sinkender Preise der Gaseinsatz in der Industrie wieder zunimmt.

Europa- und weltweit sind ähnliche Trends wie in Deutschland zu beobachten. Auch hier ist ein Anstieg der Kohleverstromung zu verzeichnen. Gleichzeitig haben die Investitionen in erneuerbare Energien stark zugenommen. Es wird erwartet, dass die Investitionen in grüne Technologien weltweit weiter zunehmen werden. Zusammenfassend ist festzustellen, dass die THG-Emissionen kurzfristig weltweit angestiegen sind. Langfristig scheint u. a. die Krise als Beschleuniger der weltweiten Dekarbonisierung zu wirken.

Die Anpassung der Klimaschutzpolitik nach Ausbruch der Krise erfordert vor allem einen beschleunigten Ausbau grüner Technologien, u. a. erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung und Wärmepumpen im Gebäudesektor. Nach dem Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine hat die Bundesregierung verschiedene Gesetze und Maßnahmen beschlossen, um die Energiewende mit Blick auf das Treibhausgas-minderungsziel 2030 zu beschleunigen und damit auch die Energiesicherheit durch die Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu erhöhen. Insofern befindet sich die Energiewende bereits auf einem anderen Pfad als vor der Krise. Auch die Rolle von Erdgas hat sich geändert, da nunmehr sowohl kurz- als auch langfristig ein niedrigerer Erdgasverbrauch prognostiziert wird.

Die Herausforderungen auf diesem angepassten Weg zur Klimaneutralität sind groß. Dazu gehören einfache und schnelle Genehmigungsverfahren für erneuerbare Energien sowie generell ein möglichst günstiger Rechtsrahmen für grüne Technologien. Darüber hinaus ist die Finanzierung grüner Technologien und die Vergütung systemdienlicher Leistungen (z. B. Flexibilität beim Stromverbrauch) im Stromsystem ein wichtiger Faktor. Weitere Herausforderungen bei der Umsetzung der grünen Transformation sind die Verfügbarkeit von Ressourcen und der Zugang zu Produktionskapazitäten sowie ein möglicher Fachkräftemangel. Werden diese Herausforderungen bewältigt, wird die Bedeutung von Erdgas zurückgehen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass Erdgas bis zum Erreichen der Klimaneutralität weiterhin als Energieträger benötigt wird, dass aber auf diesem Pfad insgesamt weniger Erdgas eingesetzt werden soll. Somit fällt die Brücke Erdgas nicht weg, sie wird aber deutlich schmaler jedoch nicht kürzer. Diese Entwicklung unterliegt allerdings erheblichen Umsetzungsrisiken.

10 Literaturverzeichnis

- AGEB. (2022a). *Auswertungstabellen zur Energiebilanz*. Abgerufen am 19. 01 2023 von <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/auswertungstabellen/>
- AGEB. (2022b). *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland*. Abgerufen am 28. 02 2023 von <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/auswertungstabellen/>
- AGEB. (2023). *Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern*. Abgerufen am 28. 02 2023 von https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/09/STRERZ22_Abgabe-12-2022_inkl-Rev-EE.pdf
- AGEE. (2022). *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. Abgerufen am 28. 02 2023 von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html
- Agora Energiewende, Prognos, Consentec. (2022). *Klimaneutrales Stromsystem 2035*. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann. Von https://static.agora-energieswende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_DE_KNStrom2035/A-EW_264_KNStrom2035_WEB.pdf abgerufen
- Agora, E. (2023). *Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022*. Abgerufen am 18. 01 2023 von https://static.agora-energieswende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-10_DE_JAW2022/A-EW_283_JAW2022_WEB.pdf
- AGSI. (2023). *AGSI Storage Inventory*. Abgerufen am 18. 01 2023 von <https://agsi.gie.eu/#/>
- ALSI. (2023). *ALSI LNG Inventory*. Abgerufen am 18. 01 2023 von <https://alsi.gie.eu/>
- Ariadne. (2022). *Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045*. Von https://ariadneprojekt.de/media/2022/02/Ariadne_Szenarienreport_Oktober2021_corr0222.pdf abgerufen
- BAFA. (2023). *Erdgasstatistik - Grenzübergangspreis bei Erdgas*. Von https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgasstatistik/erdgas_node.html abgerufen
- BCG. (2021). *Klimapfade 2.0*. BDI. Von <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-energie-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/> abgerufen
- BDEW. (2022). *Die Energieversorgung 2022 - Jahresbericht*. Von https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2022_final_20Dez2022.pdf abgerufen
- BDH. (2023). *Statistik*. Abgerufen am 28. 02 2023 von <https://www.bdh-industrie.de/service/publikationen>

- BGR. (2022). *BGR Energiestudie*. Von https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/energiestudie_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=4 abgerufen
- BMWK. (2021). *Langfristszenarien II*. Von <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/dokumente/> abgerufen
- BMWK. (2022a). *Langfristszenarien III*. Von <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/> abgerufen
- BMWK. (2022b). *65 Prozent erneuerbare Energien beim Einbau von neuen Heizungen ab 2024 - Konzeption zur Umsetzung*. Von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/65-prozent-erneuerbare-energien-beim-einbau-von-neuen-heizungen-ab-2024.pdf?__blob=publicationFile&v=6 abgerufen
- BMWK. (2022c). *Eckpunktepapier zur Diskussion der Beschleunigung des Wärmepumpenhochlaufs*. Abgerufen am 06. 03 2023 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/2-waermepumpen-gipfel-eckpunktepapier.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- BMWK. (2023a). *Bericht des Bundeswirtschafts- und Klimaschutzministeriums zu Planungen und Kapazitäten der schwimmenden und festen Flüssigerdgasterminals*. Von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/20230303-Ing-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=6 abgerufen
- BMWK. (2023b). *Wohlstand klimaneutral erneuern. Werkstattbericht des Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)*. Von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/werkstattbericht-des-bmwk.pdf?__blob=publicationFile&v=9 abgerufen
- BNetzA. (2023). *Aktuelle Lage der Gasversorgung in Deutschland*. Abgerufen am 28. 02 2023 von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html
- Bundesregierung. (2022c). *Mit Wärmepumpen Tempo machen für die Klimawende*. Von <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/kanzler-viessmann-2070096> abgerufen
- Bundesregierung. (2023a). *„Wind-an-Land-Gesetz“ - Mehr Windenergie für Deutschland*. Von <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/wind-an-land-gesetz-2052764> abgerufen
- Bundesregierung. (2023b). *Beschleunigter Ausbau. Mehr Windenergie auf See*. Von <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/windenergie-auf-see-gesetz-2022968> abgerufen
- BWP. (2023). *Wärmepumpenabsatz*. Abgerufen am 28. 02 2023 von <https://www.waermepumpe.de/presse/zahlen-daten/absatzzahlen/>

- Canada, G. o. (2022). *Government of Canada*. Von <https://www.nrcan.gc.ca/energy/energy-sources-distribution/natural-gas/canadian-lng-projects/5683> abgerufen
- Center on Global Energy Policy. (2018). *The Impact of US LNG on Russian Natural Gas Export Policy*. Von <https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/impact-us-lng-russian-natural-gas-export-policy> abgerufen
- EEG. (2021). *Erneuerbaren-Energien-Gesetz 2021*. Von <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2021-02/EEG-210101-201221-web.pdf> abgerufen
- EEG. (2023). *Erneuerbaren-Energien-Gesetz 2023*. Von https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/ abgerufen
- EEG. (2023). *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023)*. Abgerufen am 28. 02 2023 von https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/
- EIA. (2023). *Henry Hub Natural Gas Spot Price*. Von <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdd.htm> abgerufen
- EIA. (2023). *U.S. Shale Procution*. Von https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/res_epg0_r5302_nus_bcfa.htm abgerufen
- Ember. (2023). *European Electricity Review 2023*. Abgerufen am 28. 02 2023 von <https://ember-climate.org/insights/research/european-electricity-review-2023/>
- Energate. (2023). *Marktdaten Gas, Öl und Wasserstoff*. Von <https://www.energate-messenger.de/markt/gas-oel-und-wasserstoff/> abgerufen
- ENTSOG. (2023). *Transparency Platform*. Von <https://transparency.entsog.eu/#/map> abgerufen
- EU KOM. (2022). *Europäische Kommission*. Von https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_de abgerufen
- Eurostat. (2023). *Datenbank*. Von <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/main/data/database> abgerufen
- EWI. (2021). *dena-Leitstudie II - Aufbruch Klimaneutralität*. dena. Von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf abgerufen
- FNB-Gas. (2022). *Netzentwicklungsplan Gas 2022 - 2032, Konsultation*. Abgerufen am 18. 01 2023 von https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/12/2022_12_20_FNB_GAS_2022_P3_NEP_Konsultation_DE.pdf
- Fraunhofer ISI. (2022). *Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia*. Von <https://www.isi.fraunhofer.de/de/presse/2022/presseinfo-25-lng-terminals-wasserstoff-ammoniak.html> abgerufen

- Gabler. (2023). Gabler Banklexikon - Stranded Assets. Von <https://www.gabler-banklexikon.de/definition/stranded-asset-99717> abgerufen
- GEM. (2022). *Global Energy Monitor - Global Gas Infrastructure Tracker*. Von <https://globalenergymonitor.org/projects/global-gas-infrastructure-tracker/> abgerufen
- GIIGNL. (2022). *The LNG Industry - GIIGNL Annual Report*. Von https://giignl.org/wp-content/uploads/2022/05/GIIGNL2022_Annual_Report_May24.pdf abgerufen
- IEA. (2021). *Coal 2021*. Abgerufen am 02. 03 2023 von <https://www.iea.org/reports/coal-2021>, License: CC BY 4.0
- IEA. (2022a). *World Energy Outlook 2022*. Von www.iea.org abgerufen
- IEA. (2022b). *Gas Market Report Q3*. Von <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q3-2022> abgerufen
- IEA. (2022c). *Global Methane Tracker 2022*. Von <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2022/strategies-to-reduce-emissions-from-fossil-fuel-operations#abstract> abgerufen
- IEA. (2022d). *Coal 2022*. Abgerufen am 28. 02 2023 von <https://www.iea.org/reports/coal-2022>
- IEA. (2022e). *Global coal consumption, 2000-2025*. Abgerufen am 02. 03 2023 von <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-coal-consumption-2000-2025>, IEA. Licence: CC BY 4.0
- IEA. (2023). *Estimated drivers of change in natural gas demand in power buildings and industry in the european union 2022 versus 2021*. Von <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/estimated-drivers-of-change-in-natural-gas-demand-in-power-buildings-and-industry-in-the-european-union-2022-versus-2021> abgerufen
- Investing. (2023). *LNG Japan/Korea Marker PLATTS Future Historical Data*. Von <https://www.investing.com/commodities/lng-japan-korea-marker-platts-futures-historical-data> abgerufen
- JodiGas. (2023). *JODI Gas World Database*. Von http://www.jodidb.org/ReportFolders/reportFolders.aspx?sCS_referer=&sCS_ChosenLanguage=en abgerufen
- KOFA. (2022). *Energie aus Wind und Sonne. Welche Fachkräfte brauchen wir?* Von <https://www.kofa.de/media/Publikationen/Studien/Solar-und-Windenergie.pdf> abgerufen
- Prognos. (2023). *Gasverbrauch von Produktionsbereichen*. Von https://www.prognos.com/sites/default/files/2023-03/Prognos-Studie_Gasverbrauch%20von%20Produktionsbereichen.pdf abgerufen
- Prognos et al. (2023). *Hintergrundpapier zur Gebäudestrategie Klimaneutralität 2045*. Von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/gebäudestrategie-klimaneutralitaet-2045.pdf?__blob=publicationFile&v=6 abgerufen

- Prognos, Ö.-I. W.-I. (2021). *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann*. Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende. Von https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB.pdf abgerufen
- PV Magazine. (2022). Industrieverbände halten Wärmepumpen-Strategie der Bundesregierung für machbar. Von <https://www.pv-magazine.de/2022/06/29/industrieverbaende-halten-waermepumpen-strategie-der-bundesregierung-fuer-machbar/> abgerufen
- PV Magazine. (2023). China erwägt Export-Beschränkungen für Equipment zur Herstellung von Polysilizium und Wafer.
- Rystad. (2022). Rebalancing Europe's Gas Supply. Von <https://iogpeurope.org/wp-content/uploads/2022/09/Report-Rebalancing-Europes-gas-supply.pdf> abgerufen
- Solar-Power-Europe. (2022). *EU Market Outlook for Solar Power 2022-2026*. Abgerufen am 28. 02 2023 von <https://www.solarpowereurope.org/insights/market-outlooks/eu-market-outlook-for-solar-power-2022-2026-2#downloadForm>
- The-Economist. (2023). *War and subsidies have turbocharged the green transition*. Abgerufen am 28. 02 2023 von <https://www.economist.com/finance-and-economics/2023/02/13/war-and-subsidies-have-turbocharged-the-green-transition>
- UK Government. (2021). *Net Zero Strategy: Build Back Greener*. Von <https://www.gov.uk/government/publications/net-zero-strategy> abgerufen
- Umweltbundesamt. (2019). Von <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/wie-klimafreundlich-ist-Ing> abgerufen
- Umweltbundesamt. (2022). Kohlendioxid-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen. Von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/co2_ef_liste_2022_brennstoffe_und_industrie_final.xlsx abgerufen
- Umweltbundesamt. (2023). *Trendtabellen THG nach Sektoren*. Abgerufen am 28. 02 2023 von <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/treibhausgasemissionen-stiegen-2021-um-45-prozent>

Ihre Ansprechpartner bei Prognos

Ravi Srikandam
Projektleiter
Telefon: +49 30 5200 59 -290
E-Mail: ravi.srikandam@prognos.com

Sebastian Lübbers
Stellvertretender Projektleiter
Telefon: +49 30 5200 59 -209
E-Mail: sebastian.luebbers@prognos.com

Impressum

Erdgas als Brücke auf dem Weg zur Klimaneutralität in Deutschland
Eine Neubewertung angesichts der aktuellen geopolitischen Lage

Herausgeber

Prognos AG
Goethestraße 85
10623 Berlin
Telefon: +49 30 52 00 59-210
Fax: +49 30 52 00 59-201
E-Mail: info@prognos.com
www.prognos.com
twitter.com/prognos_aG

Autoren

Ravi Srikantham
Sebastian Lübbers
Stefan Mellahn
Moritz Bornemann
Aurel Wunsch
Jens Hobohm

Kontakt

Ravi Srikantham (Projektleitung)
Telefon: +49 30 52 00 59-290
E-Mail: ravi.srikantham@prognos.com

Stand: Juni 2023
Copyright: 2023, Prognos AG

Alle Inhalte dieses Werkes, insbesondere Texte, Abbildungen und Grafiken, sind urheberrechtlich geschützt. Das Urheberrecht liegt, soweit nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet, bei der Prognos AG. Jede Art der Vervielfältigung, Verbreitung, öffentlichen Zugänglichmachung oder andere Nutzung bedarf der ausdrücklichen, schriftlichen Zustimmung der KfW.