

LNG-Bedarf für die deutsche Energieversorgung im Prozess des Übergangs zur Klimaneutralität

Studie im Auftrag der Wissenschaftsplattform Klimaschutz

Impressum

Autorinnen und Autoren

Prognos AG
Goethestr. 85
10623 Berlin

E-Mail: info@prognos.com
[prognos.com](https://www.prognos.com)

Ravi Srikandam, Sebastian Lübbers, Sven Kreidelmeyer,
Moritz Bornemann, Jens Hobohm

Zitierhinweis

Srikandam, R., Lübbers, S., Kreidelmeyer, S., Bornemann, M., Hobohm, J. (2023): LNG-Bedarf für die deutsche Energieversorgung im Prozess des Übergangs zur Klimaneutralität. Studie im Auftrag der Wissenschaftsplattform Klimaschutz. Berlin.

Disclaimer

Diese Studie wurde beauftragt und finanziert von der Wissenschaftsplattform Klimaschutz mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz und des Bundesministeriums für Bildung und Forschung. Die Ergebnisse und Aussagen in dieser Publikation liegen in der alleinigen Verantwortung der Autorinnen und Autoren und reflektieren nicht notwendigerweise die Sichtweise der Wissenschaftsplattform Klimaschutz.

Wissenschaftsplattform Klimaschutz (WPKS)
Geschäftsstelle der WPKS
DLR Projektträger
Sachsendamm 61
10829 Berlin

E-Mail: wpks@dlr.de
[wissenschaftsplattform-klimaschutz.de](https://www.wissenschaftsplattform-klimaschutz.de)

Stand

Mai 2023

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	VI
Abbildungsverzeichnis	VII
Abkürzungsverzeichnis	X
1 Zusammenfassung	XII
2 Aufgabenstellung	1
3 Aktueller und zukünftiger Erdgasverbrauch in Deutschland sowie Entwicklungen auf den Gasmärkten in Deutschland und Europa	2
3.1 Erdgasverbrauch in der Historie und in Klimaneutralitätsszenarien	2
3.2 Historische Entwicklung der Gasbilanz in Deutschland und Europa	4
4 Aktuelle Situation und zukünftige Entwicklung der LNG-Verflüssigungs- und Regasifizierungskapazitäten in Europa und weltweit	11
4.1 LNG-Verflüssigungskapazitäten	11
4.2 Gasförderung und Reserven weltweit	13
4.3 LNG-Regasifizierungskapazitäten in Europa	14
4.4 LNG-Regasifizierungskapazitäten weltweit	18
5 Szenarien für die deutsche Gasversorgung	20
5.1 Änderungen der Gastransportrouten	20
5.2 Annahmen in den Szenarien	21
5.3 Gasversorgung in Deutschland ohne direkte LNG-Importe über deutsche LNG-Terminals	22
5.4 Gasversorgung Deutschland mit LNG-Importen über neue LNG Importterminals	23
5.5 Gasversorgung Deutschland mit LNG-Importen über neue LNG-Importterminals, zusätzliche Versorgung osteuropäischer Länder und Ausfall der größten einzelnen Pipeline-Verbindung.	24

5.6	Gasversorgung Deutschland mit LNG-Importen über neue LNG-Importterminals, zusätzliche Versorgung osteuropäischer Länder, Verlängerung der Laufzeit bestehender FSRU.	26
5.7	Zwischenfazit: Gasversorgung Deutschland	28
6	LNG-Aufkommen in der EU-27 (inkl. Schweiz und UK) und weltweit	31
6.1	Storylines für die angebots- und nachfrageseitigen Analysen	31
6.2	Gasnachfrage und Importbedarf in den einzelnen Weltregionen	33
6.3	Nachfrageszenarien EU-27, Schweiz und UK	35
6.4	Zukünftige Gasversorgung EU-27, Schweiz und UK	36
6.5	Zwischenfazit: Gasversorgung EU-27, Schweiz und UK	41
7	Zukünftige weltweite LNG-Bilanz	43
7.1	Gaslieferungen aus Russland nach China	43
7.2	Weltweite LNG-Bilanz	44
7.3	Zwischenfazit – Weltweite LNG-Nachfrage	48
8	LNG-Verträge	49
8.1	Weltweite LNG-Verflüssigungskapazitäten, -Handel und Verträge	49
8.2	Vertragsverhältnisse im LNG-Markt	50
8.3	Der aktuelle LNG-Handel – Spotmengen und Lieferflexibilität	51
8.4	Long-term Verträge: Unterschiede Katar und USA	53
8.5	LNG-Verträge China und Europa	55
8.6	Verhandlungsoptionen/-strategien für den Ankauf von LNG-Mengen	58
8.7	Zwischenfazit: LNG-Verträge	59
9	Schlussfolgerungen	60
	Anhang	XIII
	Ansprechpartner bei Prognos	XIV
	Impressum	XV

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	LNG-Verflüssigungskapazitäten weltweit (Stand Dezember 2022)	12
Tabelle 2:	Geplante LNG-Regasifizierungskapazitäten in Deutschland	17

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Zusammenfassung der Szenariovarianten für die deutsche Gasversorgung in 2025	XIII
Abbildung 2:	Zusammenfassung der Szenariovarianten für die deutsche Gasversorgung in 2035	XIV
Abbildung 3:	Erdgasverbrauch in den Sektoren von 2010 bis 2022	3
Abbildung 4:	Vergleich von Klimaneutralitätsszenarien für die Gasnachfrage bis 2045 in Deutschland	4
Abbildung 5:	Historische Entwicklung der Gasbilanz für Deutschland, 2015 bis 2022	5
Abbildung 6:	Historische Entwicklung der Gasbilanz der EU-27 inkl. Schweiz und UK, 2015 bis 2022	6
Abbildung 7:	Gasimportmengen EU-27 aufgeteilt nach Pipeline und LNG von 2015 bis 2022	7
Abbildung 8:	Pipeline-Lieferungen aus Russland in die EU-27 und Schweiz* von 2021 bis 2022 sowie perspektivische Lieferungen in 2023	8
Abbildung 9:	Herkunft der LNG-Importe in die EU-27 von 2015 bis 2022 und EU-27, UK und Türkei für 2022	9
Abbildung 10:	LNG-Importstruktur EU-27, 2015 bis 2022	10
Abbildung 11:	LNG-Verflüssigungskapazitäten weltweit in Betrieb und im Bau	12
Abbildung 12:	Erdgas Reserven weltweit	13
Abbildung 13:	Entwicklung Gasfördermenge der zehn größten Gasproduzenten von 2015 bis 2021	14
Abbildung 14:	LNG-Regasifizierungskapazitäten Europa	15
Abbildung 15:	LNG-Regasifizierungskapazität in Europa	16
Abbildung 16:	Hochlaufpfad der geplanten LNG-Regasifizierungskapazitäten in Deutschland bis 2045	18
Abbildung 17:	LNG-Regasifizierungskapazitäten weltweit	19

Abbildung 18:	Gasversorgung Deutschland ohne direkten LNG-Bezug über deutsche LNG-Terminals	23
Abbildung 19:	Gasversorgung Deutschland mit LNG-Bezug über die in Planung und Bau befindlichen LNG-Importterminals	24
Abbildung 20:	Gasversorgung Deutschland mit LNG-Bezug über die in Planung und Bau befindlichen LNG-Importterminals	25
Abbildung 21:	Gasversorgung Deutschland mit LNG-Bezug über die in Planung und Bau befindlichen LNG-Importterminals	26
Abbildung 22:	Gasversorgung Deutschland mit LNG-Bezug über die in Planung und Bau befindlichen LNG-Importterminals	27
Abbildung 23:	Zusammenfassung der Szenariovarianten für die deutsche Gasversorgung in 2025	29
Abbildung 24:	Zusammenfassung der Szenariovarianten für die deutsche Gasversorgung in 2035	30
Abbildung 25:	Weltweite Gasnachfrage	33
Abbildung 26:	Regionale Gasnachfrageentwicklung weltweit in zwei Szenarien	34
Abbildung 27:	Gasimportbedarf (Differenz aus Eigenförderung und Nachfrage) der einzelnen Regionen	35
Abbildung 28:	Gasnachfrageentwicklung in der EU-27 (inkl. UK und Schweiz) in den einzelnen Szenarien	36
Abbildung 29:	Gasversorgung EU-27, UK und Schweiz	38
Abbildung 30:	Gasversorgung EU-27, UK und Schweiz	40
Abbildung 31:	Gasversorgung EU-27, UK und Schweiz	41
Abbildung 32:	Export von Gasmengen aus Russland nach China	43
Abbildung 33:	Weltweite LNG-Bilanz und Verflüssigung	45
Abbildung 34:	Weltweite LNG-Bilanz und Verflüssigung	46
Abbildung 35:	Weltweite LNG-Bilanz und Verflüssigung bei Nachfrageentwicklung gemäß STEPS	47
Abbildung 36:	Weltweite LNG-Bilanz und Verflüssigung bei Nachfrageentwicklung gemäß APS	48

Abbildung 37:	LNG-Verflüssigungskapazität, -Handel und Verträge* bis einschließlich 2026	50
Abbildung 38:	Unterschiedliche Vermarktungswege für LNG-Mengen	51
Abbildung 39:	Entwicklung Anteil Spot & Short Term* und Import über Langfristverträge im weltweiten LNG-Handel	52
Abbildung 40:	Lieferortflexibilität der vertraglich fixierten Menge*	53
Abbildung 41:	Katar – LNG-Exportverträge	54
Abbildung 42:	USA – LNG-Exportverträge	54
Abbildung 43:	LNG-Verträge China* nach Exportregionen und LNG-Nachfrage	55
Abbildung 44:	LNG-Verträge EU-27, UK und Schweiz* nach Exportregionen und LNG-Nachfrage	56
Abbildung 45:	Vertraglich noch nicht gesicherter LNG-Bedarf in der EU-27, UK und Schweiz	57
Abbildung 46:	Auslaufende Verträge* nach Importregionen	58
Abbildung 47:	Standorte der Verflüssigungskapazitäten in den USA	XIII

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 .
BHKW	Blockheizkraftwerk
CCUS	<i>Carbon Capture Use and Storage</i> (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CIF	<i>Cost, Insurance, Freight</i> (Kosten, Versicherung, Fracht)
CFR	<i>Cost and Freight</i> (Kosten und Fracht)
CH	Schweiz
DES	Exportverträge mit fixiertem Anlandepunkt
DPU	<i>Delivered At Place Unloaded</i> (Entladung am benannten Ort)
ENTSO-G	<i>European Network of Transmission System Operators for Gas</i>
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FID	<i>Final Investment Decision</i> (finale Investitionsentscheidung)
FOB	Exportverträge ohne fixierten Anlandepunkt
FSRU	<i>Floating Storage Regasification Unit</i> (Schwimmende Speicher- und Regasifizierungsanlage)
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)
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
STEPS	Nachfrageentwicklung gemäß dem Szenario – <i>Stated Policies</i> der IEA
TWh	Terrawattstunde
UK	<i>United Kingdom</i> (Vereinigtes Königreich)

1 Zusammenfassung

Die energie- und sicherheitspolitische Lage in Deutschland ist aufgrund des Angriffskrieges Russlands auf die Ukraine durch die Bundesregierung neu bewertet worden. Eine Diversifizierung der Bezugsquellen und eine verstärkte Unabhängigkeit von Russland sollen die sichere Energieversorgung von Deutschland gewährleisten.

Im Jahr 2022 hat Europa und Deutschland die entfallenen Mengen einerseits durch eine Steigerung der Lieferungen von Pipelinegas vor allem aus Norwegen und Algerien kompensiert. Der weitaus größte Anteil wurde aber durch Importe vom LNG-Weltmarkt ersetzt, vor allem aus den USA, Katar und anderen Ländern wie Nigeria.

Da die Bundesregierung jedoch zu der angestrebten Diversifizierung gleichzeitig im Einklang mit den Zielen des Bundes-Klimaschutzgesetzes die Nutzung von fossilen Energieträgern, wie Gas zeitlich begrenzen möchte, stellt sich die Frage: Welche Mengen an LNG im Prozess des Übergangs zur Klimaneutralität bis 2045 unter Maßgabe der neuen Resilienzanforderungen an die Energieversorgung für Deutschland in Betracht gezogen werden müssen?

Auf der einen Seite muss, um diese Anforderung zu erfüllen, die entsprechende Möglichkeit des Imports von LNG durch LNG-Importterminals in Deutschland geschaffen werden. Auf der anderen Seite muss das LNG weltweit bezogen werden können. Beides gilt dann unter der Restriktion, dass die Klimaneutralitätsziele in Deutschland eingehalten werden können.

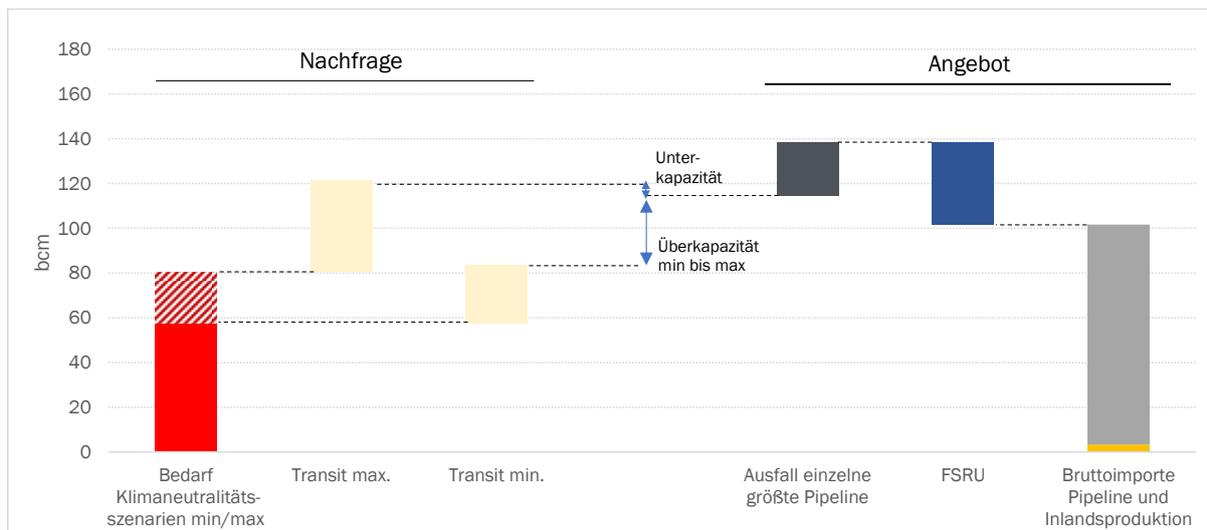
LNG-Importterminals

In verschiedenen Szenariovarianten wurde untersucht, ob der zukünftige LNG-Bedarf mit den in Deutschland geplanten Importterminals harmoniert. Hierfür wurden die vom BMWK angegebenen Ausbauplanungen für FSRU und feste Importterminals in die Berechnung einbezogen. Darüber hinaus wurden die ab 2022 beobachtbaren Pipelineimporte nach Deutschland berücksichtigt. Auf der Nachfrageseite wurde der zukünftige Gasbedarf berücksichtigt, der sich aus verschiedenen Klimaneutralitätsszenarien ergibt. Darüber hinaus erfolgte eine Variation des Transits ins Ausland, der insbesondere zur Sicherung der Versorgung Osteuropas notwendig ist.

Abbildung 1 fasst die Ergebnisse der einzelnen Szenariovarianten für das Jahr 2025 zusammen. Die linke Seite der Abbildung zeigt die mögliche Nachfragesituation im Jahr 2025. Dies ist zum einen die inländische Nachfrage, die sich gemäß den Klimaneutralitätsszenarien für das Jahr 2025 ergeben würde. Die Bandbreite der Klimaneutralitätsszenarien wird durch das Maximum und Minimum dargestellt. Hinzukommen die möglichen Transfers ins Ausland. Dabei wurde der untere Rand der inländischen Nachfragebandbreite um den minimalen Transit und der obere Rand um den maximalen Transit erweitert. Die Nachfrageseite zeigt somit die gesamte Bandbreite des Gasbedarfs im Jahr 2025. Die rechte Seite der Abbildung zeigt die mögliche Angebotsituation im Jahr 2025. Das Angebot umfasst alle Pipeline-Importe, die inländische Produktion sowie die Importe über die FSRUs, die bis dahin in Betrieb sein sollen. Zusätzlich wurde im Sinne einer vorsichtigen Planung angenommen, dass auf der Angebotsseite die größte einzelne Pipeline ausfallen könnte.

Im Ergebnis zeigt sich, dass nur im ungünstigsten Fall, in dem sowohl die Inlandsnachfrage am oberen Rand der Klimaneutralitätsszenarien liegt als auch der maximale Transit ins Ausland erforderlich ist und die größte einzelne Pipeline ausfällt, die Gefahr geringer Unterkapazitäten im Jahr 2025 besteht.¹ In den meisten anderen Fällen ist mit Überkapazitäten zu rechnen.

Abbildung 1: Zusammenfassung der Szenariovarianten für die deutsche Gasversorgung in 2025

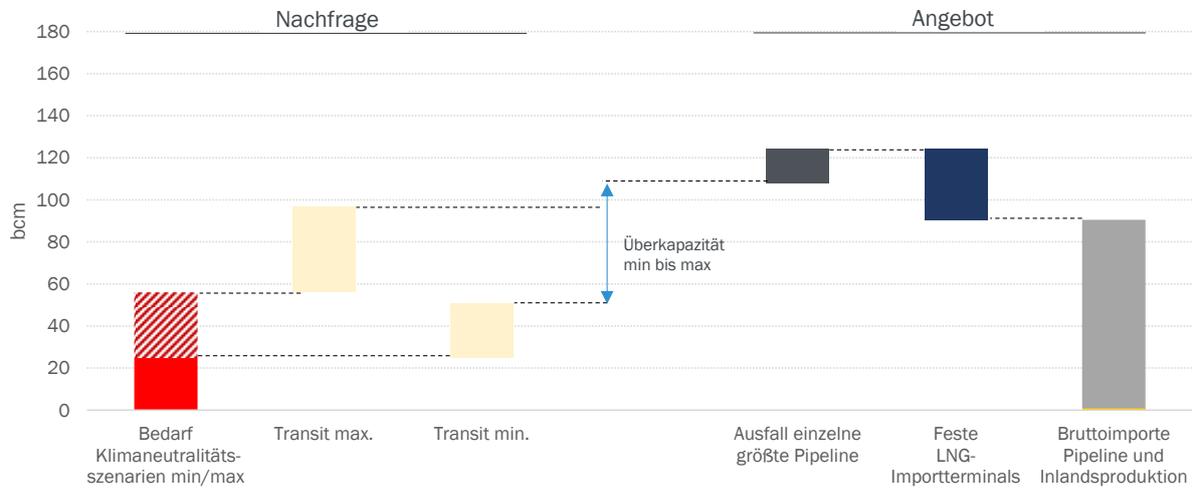


Quelle: (Eurostat, 2023), Klimaneutralitätsszenarien, (FNB-Gas, 2022), (BMWK, 2023), weitere Veröffentlichungen zu LNG-Terminals, eigene Berechnungen

Abbildung 2 zeigt die zusammengefassten Ergebnisse der einzelnen Szenariovarianten für das Jahr 2035. Für 2035 wird ein weiterer Rückgang der Gasnachfrage erwartet. Zudem werden bis dahin die FSRUs durch feste Importterminals ersetzt. Im Ergebnis zeigt sich für 2035, dass es in allen Szenarien zu Überkapazitäten kommen kann.

¹ 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 gebaut werden sollen. Diese würden das in 2025 bestehende Risiko von Unterkapazitäten, wenn der ungünstigste Fall eintritt, vermindern. In den meisten anderen Fällen ist jedoch mit noch größeren Überkapazitäten zu rechnen.

Abbildung 2: Zusammenfassung der Szenariovarianten für die deutsche Gasversorgung in 2035



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

Es zeigt sich, dass in den nächsten Jahren der derzeit geplante Ausbau der FSRU zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit gerechtfertigt sein kann. Vor dem Hintergrund möglicher Überkapazitäten in der langen Frist halten wir jedoch eine zurückhaltende Planung insbesondere bei den festen LNG-Importterminals für geboten.

LNG-Verflüssigungskapazitäten und weltweite LNG-Verfügbarkeit

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 der IEA, das einem Business-as-usual-Szenario gleicht, kann die weltweite LNG-Nachfrage **ab 2025** gedeckt werden. Entwickelt sich die Nachfrage gemäß dem APS-Szenario der IEA, das die Anforderungen an eine weltweite Klimaneutralität erfüllt, kann die Nachfrage bereits **ab 2024** gedeckt werden. Ab diesem Zeitpunkt würde der Zubau weiterer LNG-Verflüssigungsterminals zu **Überkapazitäten** führen.

Zu einer starken Verkappung des Angebots auf dem LNG-Weltmarkt könnte es kommen, wenn Russland die Gaslieferungen nach Europa vollständig einstellt und 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-Verflüssigungsanlagen ausreichen. Das Hinzufügen weiterer neuer Kapazitäten sollte daher sehr sorgfältig abgewogen werden.

LNG-Verträge

Da sich bereits jetzt abzeichnet, dass es insbesondere in den nächsten Jahren einen erheblichen Wettbewerb um die weltweiten LNG-Mengen geben wird, sind die Nachfrager im Vorteil, die LNG langfristig eingekauft haben. Eine langfristige Beschaffung erfolgt in der Regel über langfristige LNG-Verträge.

Europäische Käufer sollten neue LNG-Verträge so flexibel wie möglich hinsichtlich Lieferort und Laufzeit gestalten. Es sollte die Option bestehen, Mengen in andere Weltregionen zu verkaufen, wenn die LNG-Nachfrage in Deutschland und Europa sinkt. Bei diesen Überlegungen ist jedoch zu berücksichtigen, dass durch den Weiterverkauf von LNG nur die nationalen bzw. EU-Klimaziele adressiert werden und global zusätzliche Emissionen durch die Nutzung von LNG entstehen. Andererseits sehen die Dekarbonisierungsziele einzelner Länder eine spätere Klimaneutralität als Europa vor. Um dieser Unsicherheit Rechnung zu tragen, dürften möglichst kurze Vertragslaufzeiten vorzuziehen sein.

2 Aufgabenstellung

Die Bundesregierung strebt eine Diversifizierung der Bezugsquellen von Gas und eine verstärkte Unabhängigkeit von Russland an, um die sichere Energieversorgung Deutschlands zu gewährleisten. In diesem Zusammenhang erfolgte auch die Verabschiedung des am 1. Juni 2022 in Kraft getretenen LNG-Beschleunigungsgesetzes, dieses verkürzt Zulassungs-, Vergabe- und Nachprüfungsverfahren u.a. durch die Ermöglichung von Ausnahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung sowie einer verkürzten Öffentlichkeitsbeteiligung. Das Gesetz dient dem Zweck die nationale Energieversorgung, durch den zügigen Aufbau der LNG-Infrastruktur und die Gewährleistung der Gaslieferungen durch andere Länder, zu sichern.

Gleichzeitig will die Bundesregierung im Einklang mit den Zielen des Bundes-Klimaschutzgesetzes die Nutzung von fossilen Energieträgern, wie Gas zeitlich begrenzen. So sind Genehmigungen für LNG-Anlagen bis spätestens zum 31. Dezember 2043 befristet und bereits bei der Planung von Gaskraftwerken und Infrastruktur soll die sukzessive Umstellung auf CO₂-neutrale Produkte, wie Wasserstoff und dessen Derivate („wasserstoffreadiness“, „fuel switch“) berücksichtigt werden.

Der Lenkungskreis der Wissenschaftsplattform Klimaschutz hat beschlossen, zu den klimapolitischen Implikationen der Nutzung von LNG als Ersatz für den Import des Erdgases aus Russland vier Auftragsstudien zu vergeben, die einige dieser Fragestellungen aufgreifen.

Diese Studie greift folgende Fragestellung auf: **Welche Mengen an LNG müssen im Prozess des Übergangs zur Klimaneutralität bis 2045 unter Maßgabe der neuen Resilienzanforderungen an die Energieversorgung für Deutschland in Betracht gezogen werden?**

Um diese Frage zu beantworten, gliedert sich die Studie in drei Abschnitte. Im ersten Abschnitt wird die historische Entwicklung der Gasversorgung dargestellt und der Ausblick auf die zukünftige Nachfrage in den in der jüngeren Vergangenheit erstellten Klimaneutralitätsszenarien aufgezeigt (siehe Kapitel 3). Anschließend werden die potenziellen LNG-Lieferländer beschrieben und die Planungen für den Bau von LNG-Importterminals in Deutschland und Europa sowie von Verflüssigungsanlagen weltweit dargestellt (siehe Kapitel 4). Im zweiten Abschnitt werden Analysen zur zukünftigen Gasversorgung in Deutschland und Europa durchgeführt. Dazu werden die Planungen der Importterminals in Deutschland (siehe Kapitel 5) und Europa (siehe Kapitel 6) den Klimaneutralitätsszenarien gegenübergestellt. Der dritte Abschnitt beschäftigt sich mit der weltweiten Verfügbarkeit von LNG. Dazu werden in Szenarien mögliche Entwicklungen der globalen LNG-Bilanzen aufgezeigt und untersucht, inwieweit die LNG-Nachfrage insbesondere aus Europa gedeckt werden kann (siehe Kapitel 7). Abschließend werden die LNG-Verträge beleuchtet und aufgezeigt, welche Optionen den Akteuren bei der Vertragsgestaltung neuer LNG-Verträge zur Verfügung stehen (siehe Kapitel 8).

3 Aktueller und zukünftiger Erdgasverbrauch in Deutschland sowie Entwicklungen auf den Gasmärkten in Deutschland und Europa

Die Ausführungen in diesem Kapitel und die folgenden Kapitel stellen eine Bestandsaufnahme und damit die Grundlage für die weiteren Analysen ab Kapitel 5 dar. Da sich in Folge des Angriffskrieges Russlands gegen die Ukraine seit Anfang 2022 wesentliche Änderungen im Gasmarkt vollzogen haben, ist eine Betrachtung des gesamten Jahres 2022 wichtig, um die weiteren Entwicklungen auf den Gasmärkten einzuordnen.

3.1 Erdgasverbrauch in der Historie und in Klimaneutralitätsszenarien

Der Erdgasverbrauch in Deutschland insgesamt ist seit **2014 bis 2021** um 20 %, auf einen Verbrauch von 901 TWh Hu² im Jahr 2021 (AGEB, 2022), angestiegen. Die Industrie ist der größte einzelne Verbrauchssektor mit rund 37 % Anteil am gesamten Erdgasverbrauch. Private Haushalte haben einen Anteil von 31 % und Gewerbe, Handel, Dienstleistung einen Anteil am Gesamtverbrauch von rund 13 % im Jahr 2021. Der Gasverbrauch in der Energiewirtschaft ist bedingt durch den Kernkraft- und Kohleausstieg seit 2014/2015 von 118 TWh auf 168 TWh bzw. 19% im Jahr 2021 angestiegen.

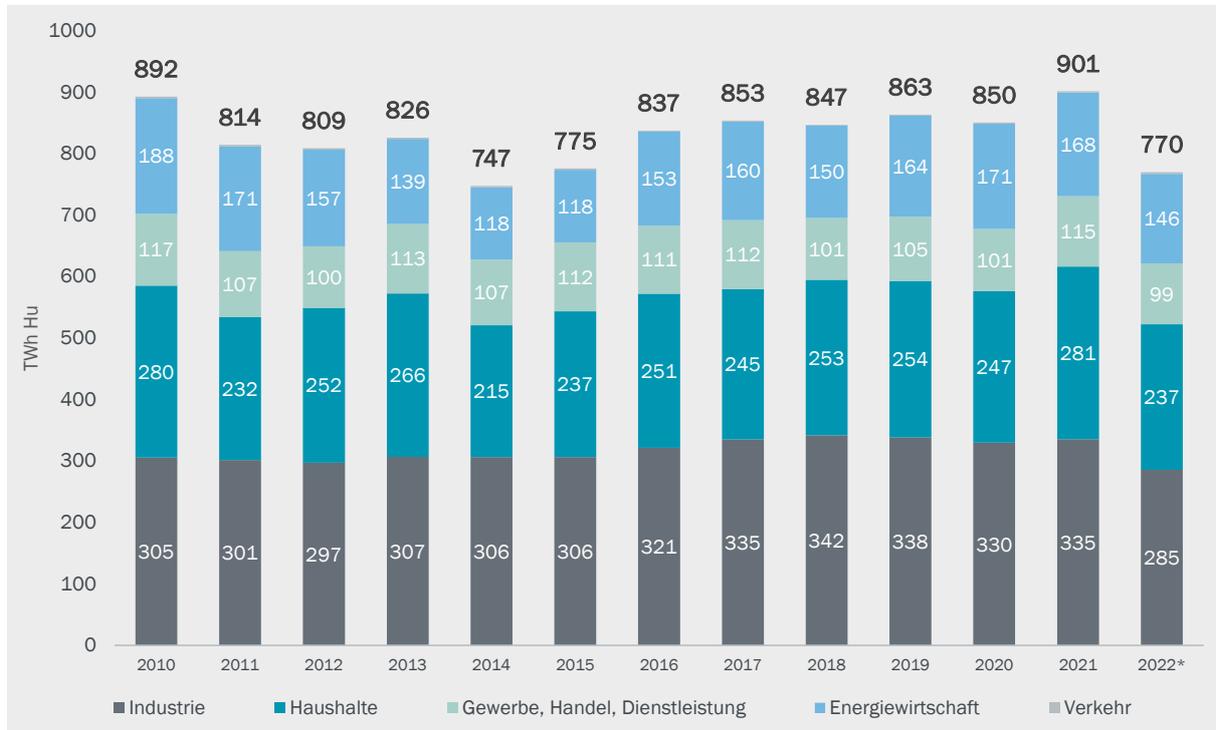
In ihren Veröffentlichungen gibt die AG Energiebilanzen (AGEB) die Gasverbräuche mit dem oberen Heizwert (Ho) an (AGEB, 2022). Nach der Struktur der ist der Verbrauchsbereich Industrie (einschl. Industriekraftwerke) der größte einzelne Gasverbraucher mit rund 367 TWh Ho im Jahr 2021. Die privaten Haushalte gemeinsam mit Gewerbe, Handel und Dienstleistung kommen mit rund 276 TWh Ho und 131 TWh Ho an zweiter Stelle. Die Energiewirtschaft setzt sich bei der AGEB zusammen aus der Stromversorgung (einschl. BHKW) mit 134 TWh Ho und der Fernwärme- und Kälteversorgung mit 58 TWh Ho. Der Verkehrssektor spielt mit einem Jahresverbrauch von rund 1,8 TWh Ho eine untergeordnete Rolle.

Im Vergleich zum Vorjahr reduzierte sich der **Gasverbrauch im Jahr 2022** um rund 14,5 %, so dass 770 TWh Hu³ 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 Energiewende, 2023).

² Hu bedeutet unter Heizwert. Umrechnung in den oberen Heizwert (Ho) mit dem Faktor 1,1.

³ Laut (BDEW, 2022) wurden insgesamt 779 TWh Hu verbraucht, wovon rund 9,9 TWh Hu Eigenverbrauch und statistische Differenzen sind.

Abbildung 3: Erdgasverbrauch in den Sektoren von 2010 bis 2022



Quelle: (AGEB, 2022), (BNetzA, 2023), (BDEW, 2022), (Agora Energiewende, 2023)

© Prognos AG

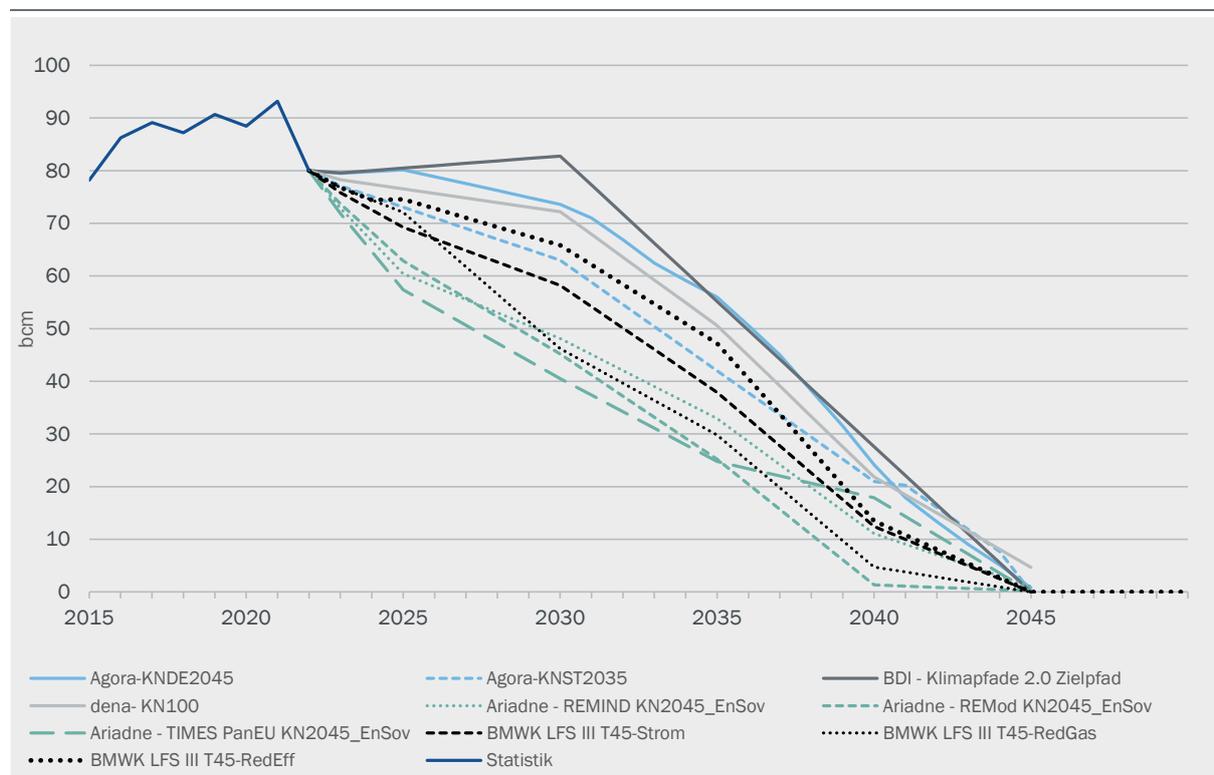
Hinweis: Eigenverbrauch und statistische Differenzen sind hier nicht enthalten (2022: 9,9 TWh Hu)

* noch vorläufig

Auf dem **Weg zur Klimaneutralität** wird sich der Erdgasverbrauch **bis 2045** bis nahezu null reduzieren müssen. Aus dem Vergleich bestehender **Klimaneutralitätsszenarien** hinsichtlich des Primärenergieverbrauchs Erdgas ergibt sich auf dem Weg zur Klimaneutralität eine große Bandbreite (siehe Abbildung 4). Die drei Szenarien Agora KNDE2045, BDI Klimapfade 2.0 und dena KN100 wurden vor Ausbruch des russischen Angriffskriegs und der daraus entstehenden Energiekrise veröffentlicht und haben somit die Gasverbrauchsreduktion im Jahr 2022 noch nicht in den Szenarien einbezogen. Dies erklärt den steigenden Gasverbrauch ab 2023.

Die Aktualisierungen der Ariadne-Studie mit den Szenarien REMIND-, REMod- und TIMES PanEU-KN2045_EnSov sowie die Studie Agora KNST2035 wurden nach Kriegsbeginn veröffentlicht und berücksichtigen somit die benötigte Verbrauchsreduktion ab dem Jahr 2022. Daraus ergibt sich im Vergleich zu den ersten drei Szenarien ein schneller sinkender Gasverbrauchspfad. Zudem sind die BMWK-Langfristszenarien III mit den Szenarien LFS III T45-Strom, T45-RedGas und T45-Red-Eff dargestellt, die ebenfalls nach Kriegsbeginn veröffentlicht wurden. Das Szenario T45-Red-Eff ist innerhalb der Langfristszenarien aufgrund der in diesem Szenario geringen Energieeffizienz das Szenario mit dem höchsten Gasverbrauch im Jahr 2030. Das BMWK legt in seinen Analysen zu den benötigten LNG-Kapazitäten dieses Szenario zugrunde, um im Hinblick auf die Versorgungssicherheit ein konservatives Szenario zu nutzen (BMWK, 2023).

Abbildung 4: Vergleich von Klimaneutralitätsszenarien für die Gasnachfrage bis 2045 in Deutschland



Quelle: (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021), (BCG, 2021), (EWI, 2021), (Ariadne, 2022), (BMWK, 2022), (Agora Energiewende, Prognos, Consentec, 2022)

Für die Ermittlung der zukünftigen Gasbilanz von Deutschland in Kapitel 2.3 wird diese Bandbreite der Gasnachfrage bis 2045 aus den betrachteten Klimaneutralitätsszenarien verwendet.

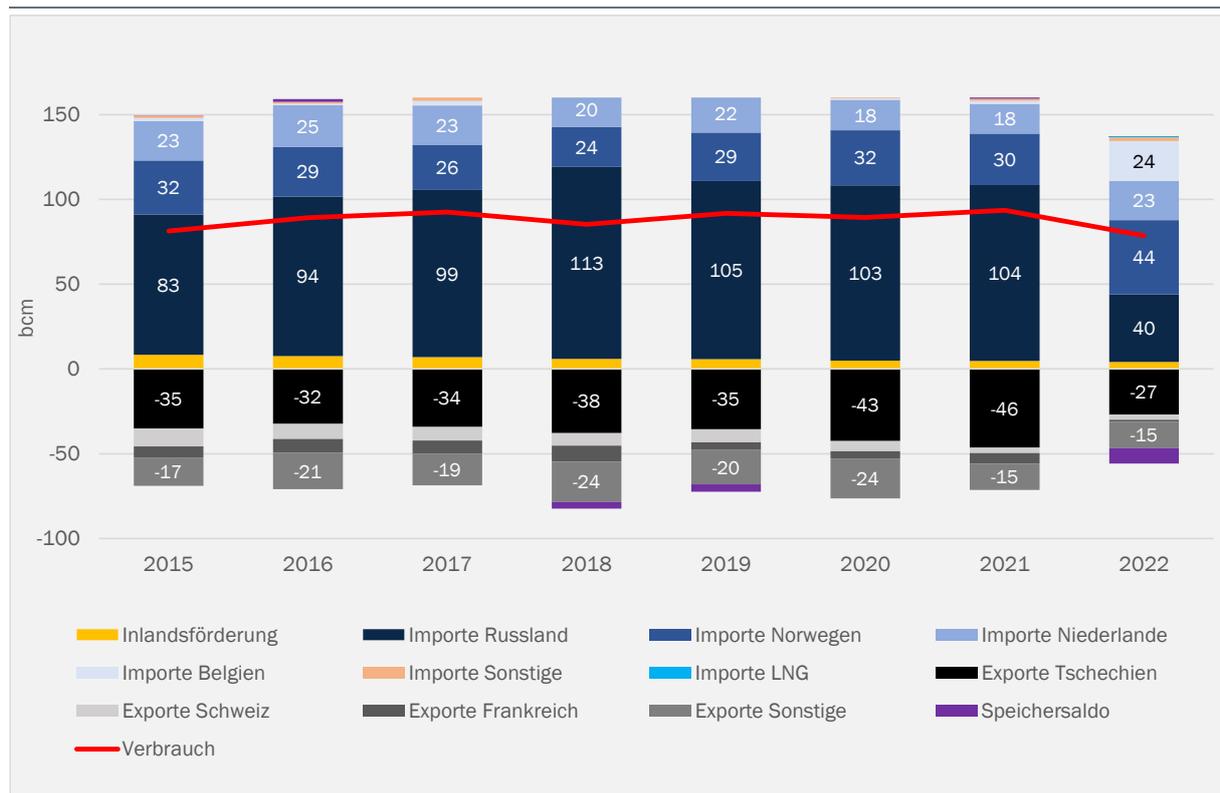
3.2 Historische Entwicklung der Gasbilanz in Deutschland und Europa

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. 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 nunmehr 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 des 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 5: Historische Entwicklung der Gasbilanz für Deutschland, 2015 bis 2022



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

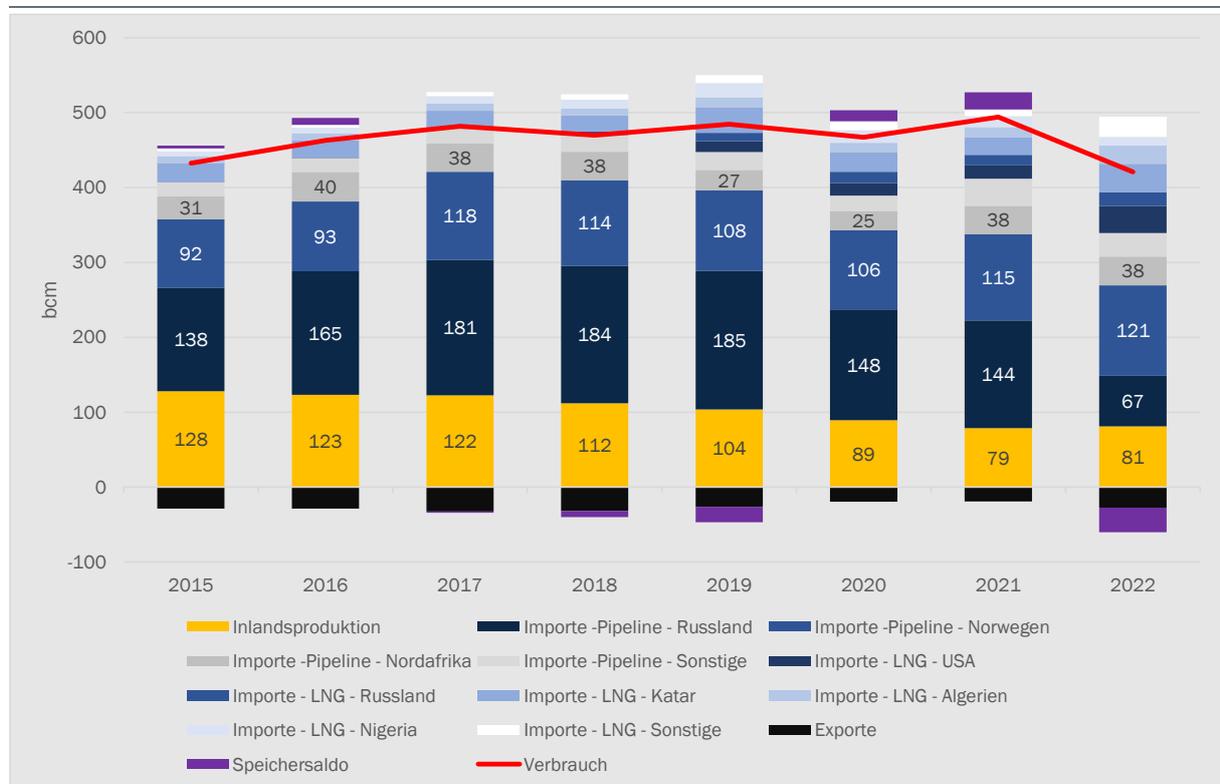
Deutschland ist ein wichtiges **Transitland** für den paneuropäischen Gashandel. Vor dem Angriffskriegs Russlands verlief die Hauptflussrichtung von Ost nach West. Diese hat sich im Laufe der Energiekrise umgekehrt da nun insbesondere die LNG-Mengen von LNG-Importhäfen an der Küste im Westen in Richtung 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 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: Nunmehr sollen die Speicherfüllstände zum 01. Oktober 85 % (187 TWh Hu) und zum 01. November 95 % (209 TWh Hu) betragen.

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. Zudem wurden bereits vor 2022 erhebliche Mengen an LNG importiert. Die dritte wichtige Säule ist die Inlandsproduktion, die rund ein Drittel des Gasverbrauchs deckte. Ähnlich wie in Deutschland ist die Inlandsproduktion seit einiger Zeit rückläufig.

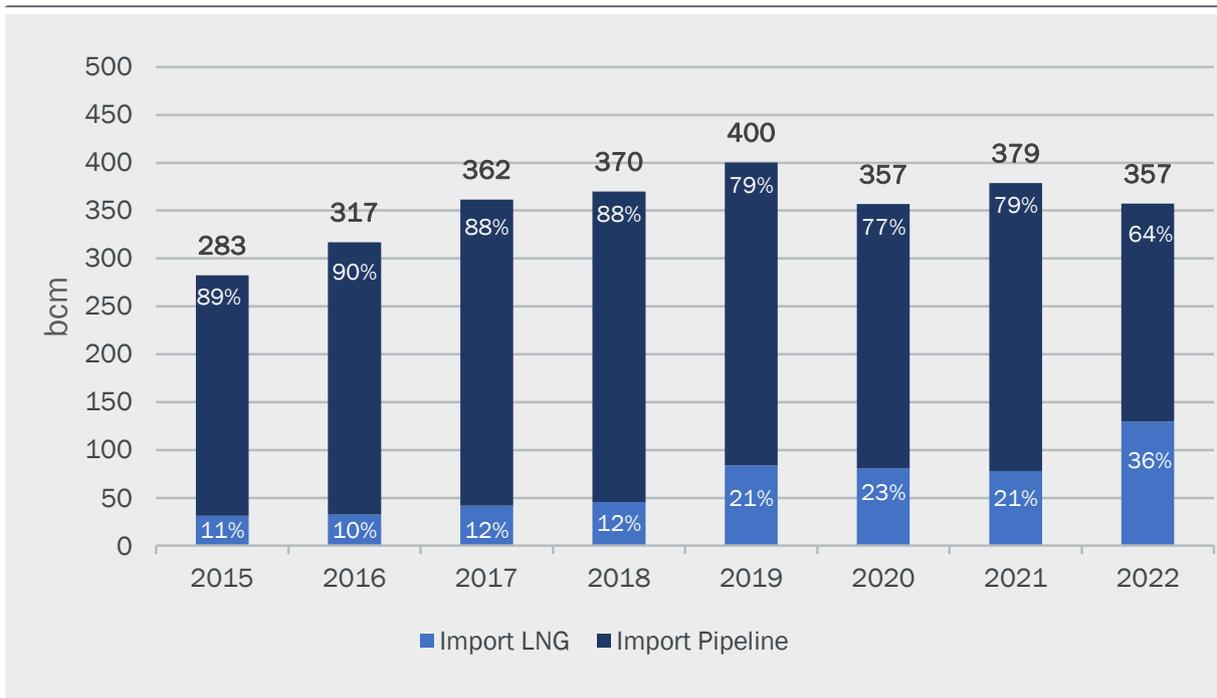
Abbildung 6: Historische Entwicklung der Gasbilanz der EU-27 inkl. Schweiz und UK, 2015 bis 2022



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). In den Vorjahren lag die Verteilung zwischen Pipeline und LNG bei 79:21 (siehe Abbildung 7). Im Jahr 2022 ist der **LNG-Anteil** bei den Gesamtgasimporten **auf knapp 36 %** angewachsen. Insgesamt wurde im Jahr 2022 (357 bcm⁴) im Vergleich zum Vorjahr 2021 (379 bcm) 6 % weniger Gas in die EU importiert.

Abbildung 7: Gasimportmengen EU-27 aufgeteilt nach Pipeline und LNG von 2015 bis 2022

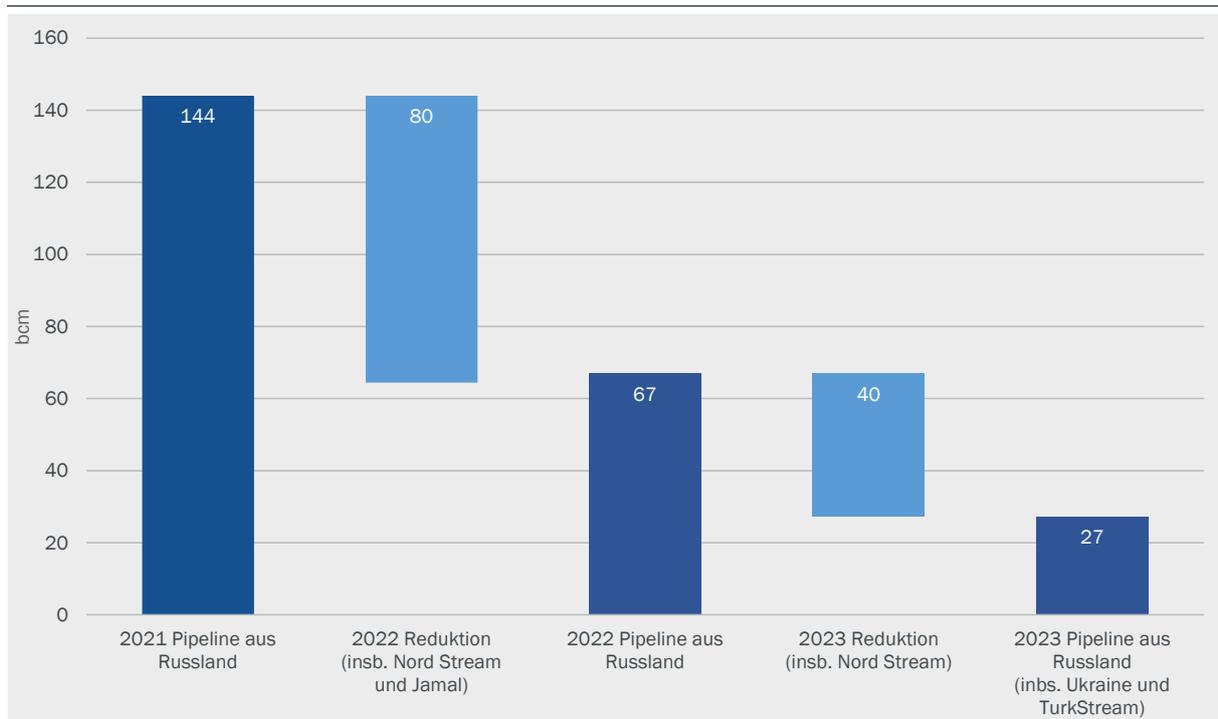


Quelle: (Eurostat, 2023)

Von den importierten **Gasmengen per Pipeline** kamen rund 50 % aus Russland. Insgesamt wurden im Vorjahr 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 8). 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.

⁴ bcm = Milliarden Kubikmeter. Hier den Umrechnungsfaktor für 1 Kubikmeter Erdgas gemäß Eurogas Standard 10,83 TWh Ho / Mrd. m³.

Abbildung 8: Pipeline-Lieferungen aus Russland in die EU-27 und Schweiz* von 2021 bis 2022 sowie perspektivische Lieferungen in 2023



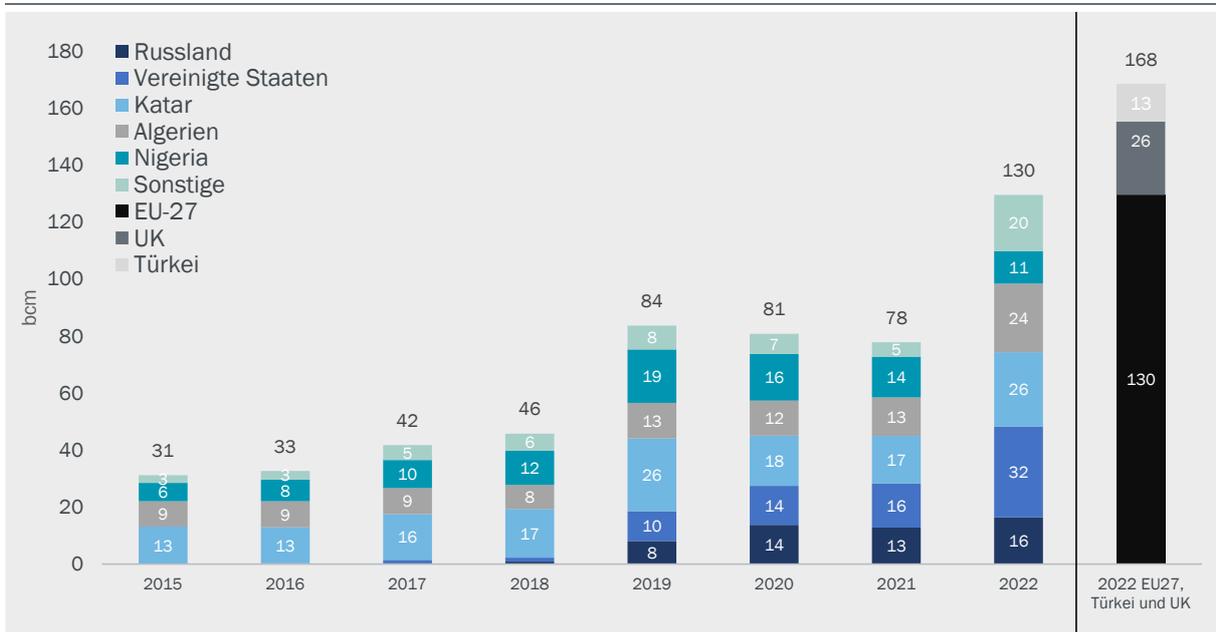
Quelle: (Eurostat, 2023), eigene Berechnung

* 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 7). 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 9). Das sind rund 52 bcm mehr als im Vorjahr. Weiterhin sind im Jahr 2022 rund 26 bcm in das Vereinigte Königreiche (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 9: Herkunft der LNG-Importe in die EU-27 von 2015 bis 2022 und EU-27, UK und Türkei für 2022

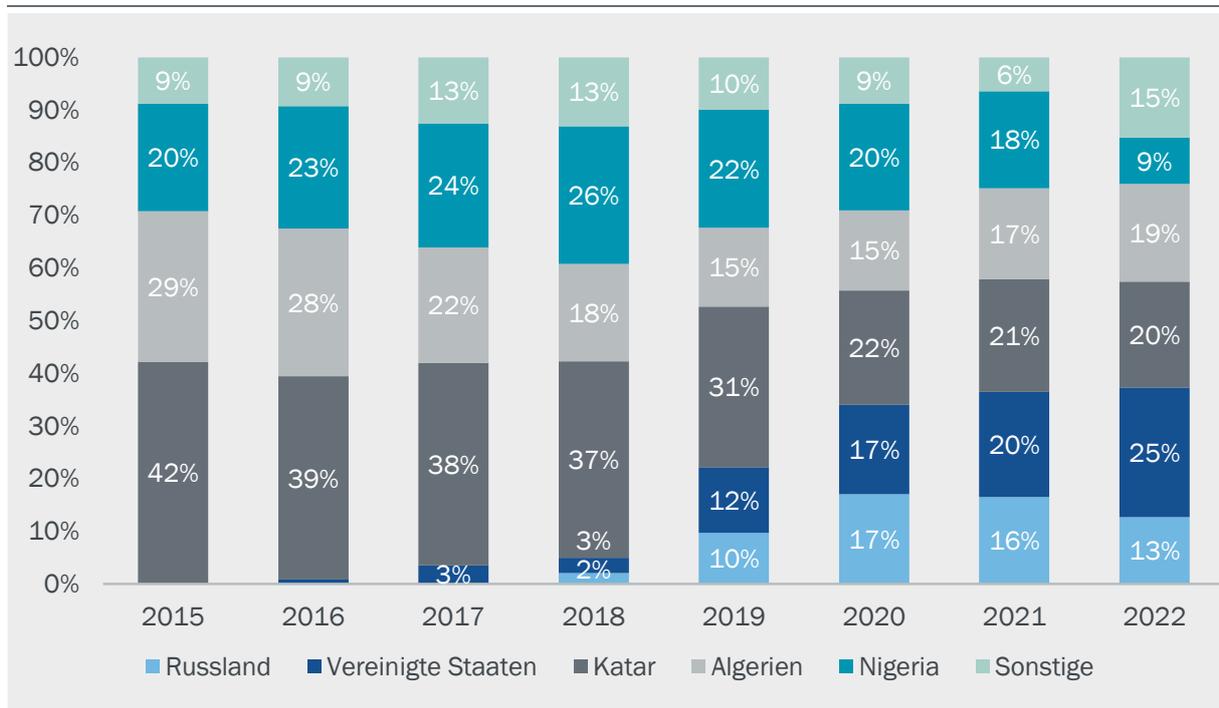


Quelle: (Eurostat, 2023), (ALSI, 2023), (JodiGas, 2023)

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 32 % der gesamten LNG-Lieferungen aus. 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 10: LNG-Importstruktur EU-27, 2015 bis 2022



Quelle: (Eurostat, 2023), (ALSI, 2023)

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

4 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).

4.1 LNG-Verflüssigungskapazitäten

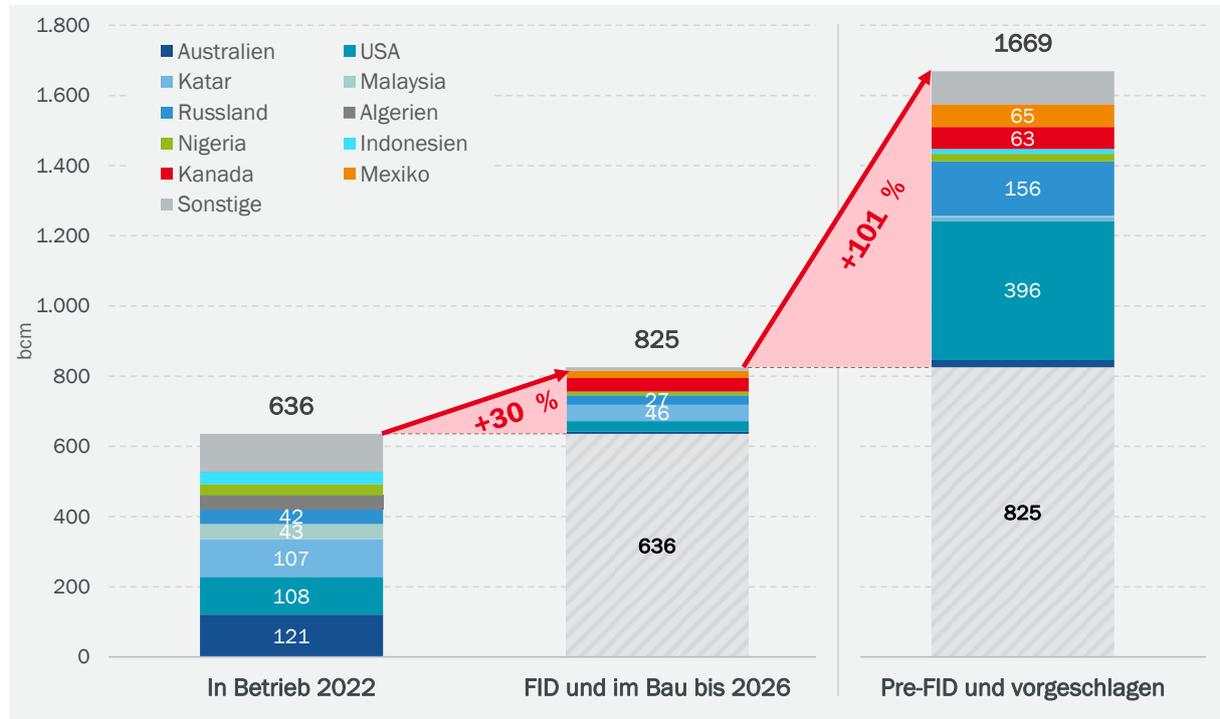
Weltweit sind **LNG-Verflüssigungskapazitäten** mit einer Kapazität von **636 bcm** in Betrieb (siehe Abbildung 11). Die drei Länder mit den größten LNG-Exportkapazitäten sind Australien (20 %), USA (17 %) und Katar (16 %) (siehe Abbildung 11). Insgesamt wurden weltweit 514 bcm gehandelt, sodass die 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 (siehe Tabelle 1). 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 1669 bcm führen (falls alle Projekte realisiert würden), In der Realität wird die Kapazität weit darunter liegen.

Abbildung 11: LNG-Verflüssigungskapazitäten weltweit in Betrieb und im Bau



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

Tabelle 1: 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-

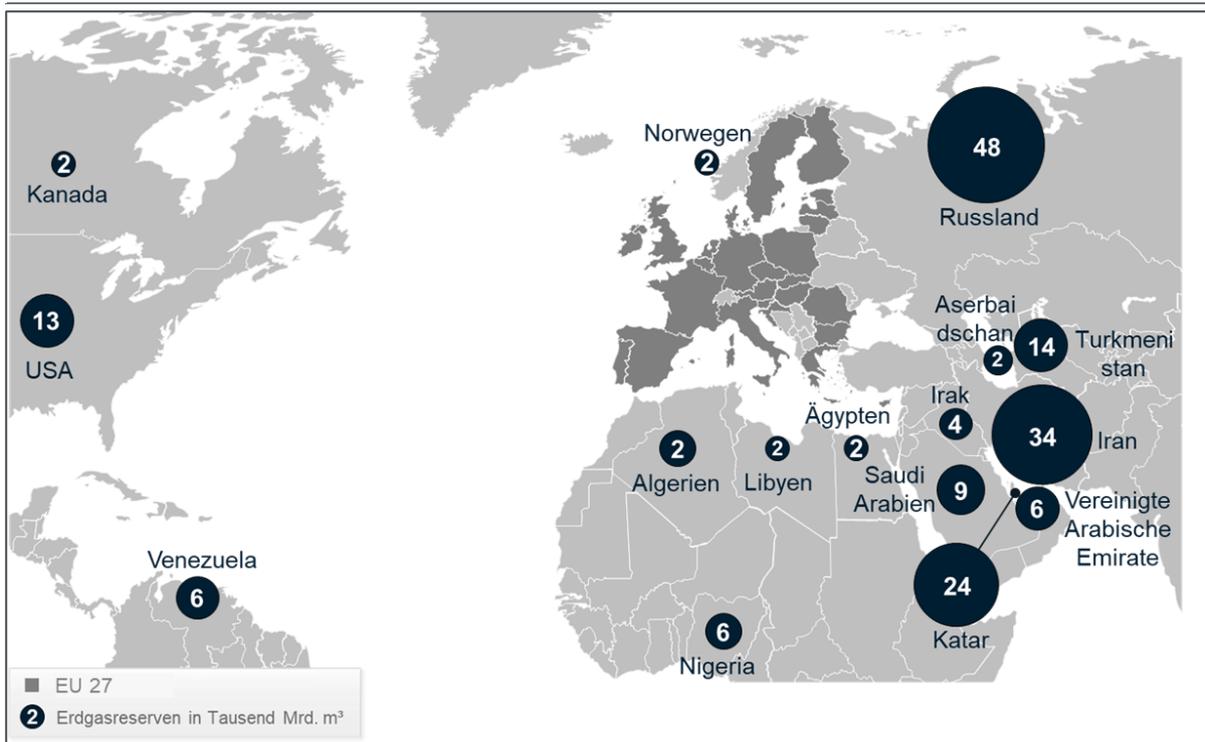
Verflüssigungsanlagen an der Ostküste der USA mit dem Schwerpunkt in den beiden Bundesstaaten Texas und Louisiana (siehe Anhang A). Derzeit sind in den USA sieben Anlagen in Betrieb (in türkis), zwei weitere sind im Bau und weitere 27 Anlagen wurden vorgeschlagen (GEM, 2022). **Kanada** plant auch, die 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).

4.2 Gasförderung und Reserven weltweit

Die weltweit bekannten **Erdgasreserven**⁵ betragen rund 206.102 bcm. Die meisten Gasreserven befinden sich in Russland (23 %), gefolgt von Iran (17 %), Katar (12 %), Turkmenistan (7 %) und den USA (6 %). Bei den Gasreserven in den USA handelt es sich neben den konventionellen Vorkommen (3,3 Tsd. bcm) zum größten Teil um nicht-konventionelle Reserven von Schiefergas (9,7 Tsd. bcm). In Deutschland existieren laut der BGR konventionelle Erdgasreserven von rund 22 bcm (BGR, 2022).

Wird für die nächsten Jahre ein weltweiter Gasverbrauch wie derzeit von rund 4.000 bcm/a angenommen, so würden die bekannten Reserven ca. 51 Jahre ausreichen.

Abbildung 12: Erdgas Reserven weltweit



Quelle: (BGR, 2022)

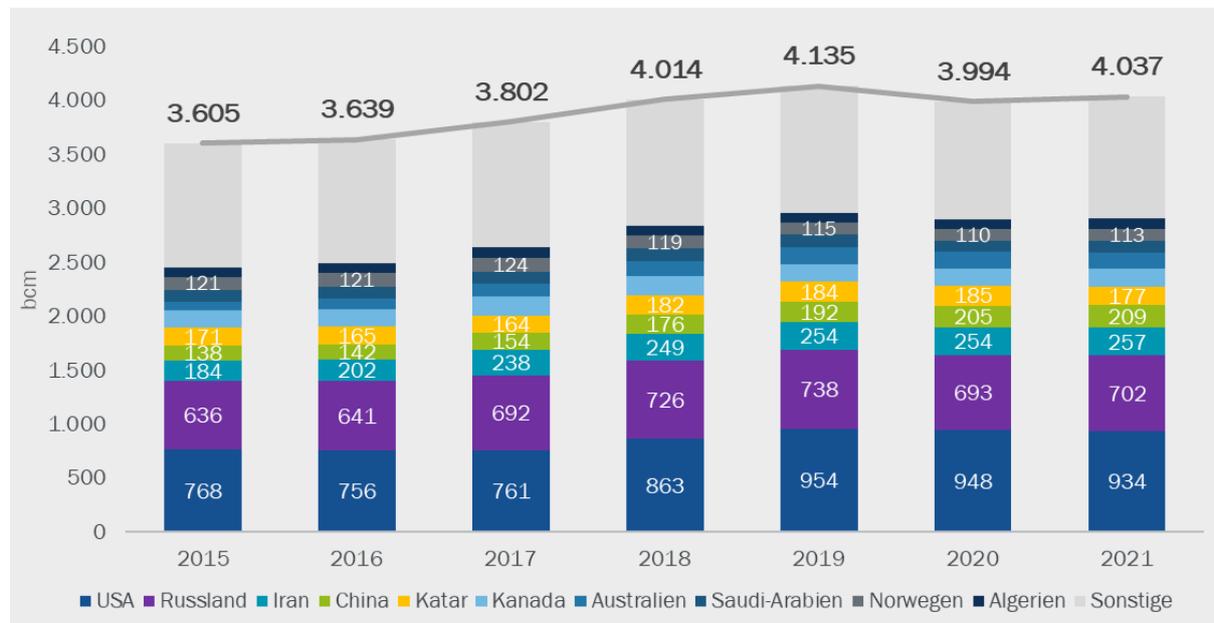
Hinweis: Nicht alle Länder werden hier dargestellt, z.B. Südostasien und Australien fehlen in der Darstellung.

⁵ Unter Reserven fallen nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Mengen. Ressourcen werden definiert als nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche künftig gewinnbare Mengen (BGR, 2022).

Weltweit sind die USA Spitzenförderland gefolgt von Russland, Iran, China und Katar. Die US-Gasproduktion wurde genauso wie diejenige von Russland und Australien in der Vergangenheit stark ausgebaut. Insbesondere durch das hydraulische Fracking-Verfahren wurde die Gasproduktion von nicht-konventionellem Schiefergas in den USA zu Beginn des 21. Jahrhunderts erheblich gesteigert. Dabei wird über Tiefbohrungen das Gestein in der Lagerstätte mit hohem Wasserdruck aufgebrochen. Durch die erzeugten Risse im Gestein strömt das Gas zusammen mit Lagerstättenwasser und Frackingfluiden nach oben ab (EIA, 2023).

Hingegen blieb die katarische Produktion relativ konstant. China hat ebenfalls für den heimischen Markt die Eigenproduktion stark erweitert und fördert inzwischen mehr Gas als Katar. Deutschland produzierte im Jahr 2021 rund 4,7 und in 2022 rund 4,4 bcm Erdgas (BDEW, 2022). Norwegen gewann im Jahr 2021 rund 113 bcm Erdgas. Davon flossen etwa zwei Drittel in die EU-27 und ein Drittel nach UK. Deutschland importierte aus Norwegen im Jahr 2022 44 bcm. Das sind 14 bcm mehr als im Vorjahr 2021.

Abbildung 13: Entwicklung Gasfördermenge der zehn größten Gasproduzenten von 2015 bis 2021

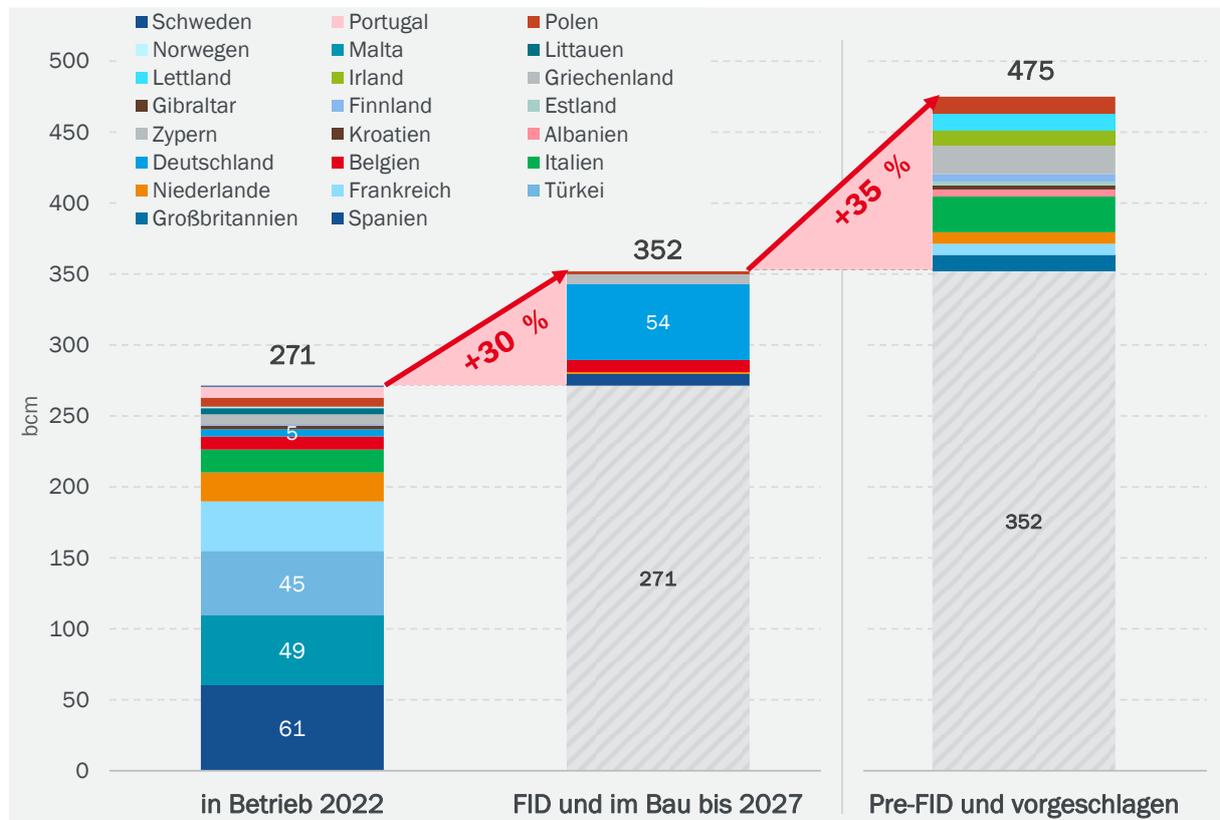


Quelle: (BP, 2022), (BGR, 2022)

4.3 LNG-Regasifizierungskapazitäten in Europa

In **Europa** sind derzeit 37 LNG-Importterminals mit einer **Gesamt-Importkapazität** von 274 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 13 und 14).

Abbildung 15: LNG-Regasifizierungskapazität in Europa



Quelle: Global Energy Monitor

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 heute werden derzeit in Deutschland sechs FSRU und drei feste Onshore Terminals geplant. Dabei ist vorgesehen, dass die drei FSRU Brunsbüttel I, Stade I und Wilhelmshaven II so lange laufen bis dort die festen LNG-Importterminals an Land in Betrieb gehen (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Geplante LNG-Regasifizierungskapazitäten in Deutschland

TERMINAL-TYP	STANDORT	STARTDATUM	KAPAZITÄT IN BCM	LAUFZEIT	BETREIBER	BETEILIGUNG STAAT
FSRU	Wilhelmshaven I	Dez 22	5	10	Deutsche Terminal GmbH	x
	Wilhelmshaven II ⁴	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), (BMWK, 2023)

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 2026 bzw. 2027 in Betrieb gehen. Nach aktuellem Stand liegt aber bisher für keinen der festen Onshore-LNG-Importterminals eine finale Investitionsentscheidung (FID) vor.

Für die festen LNG-Importterminals 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 für die Importterminals Wilhelmshaven I und Lubim I eine Laufzeit von maximal 10 Jahren angesetzt und für Lubmin II von 8 Jahren.

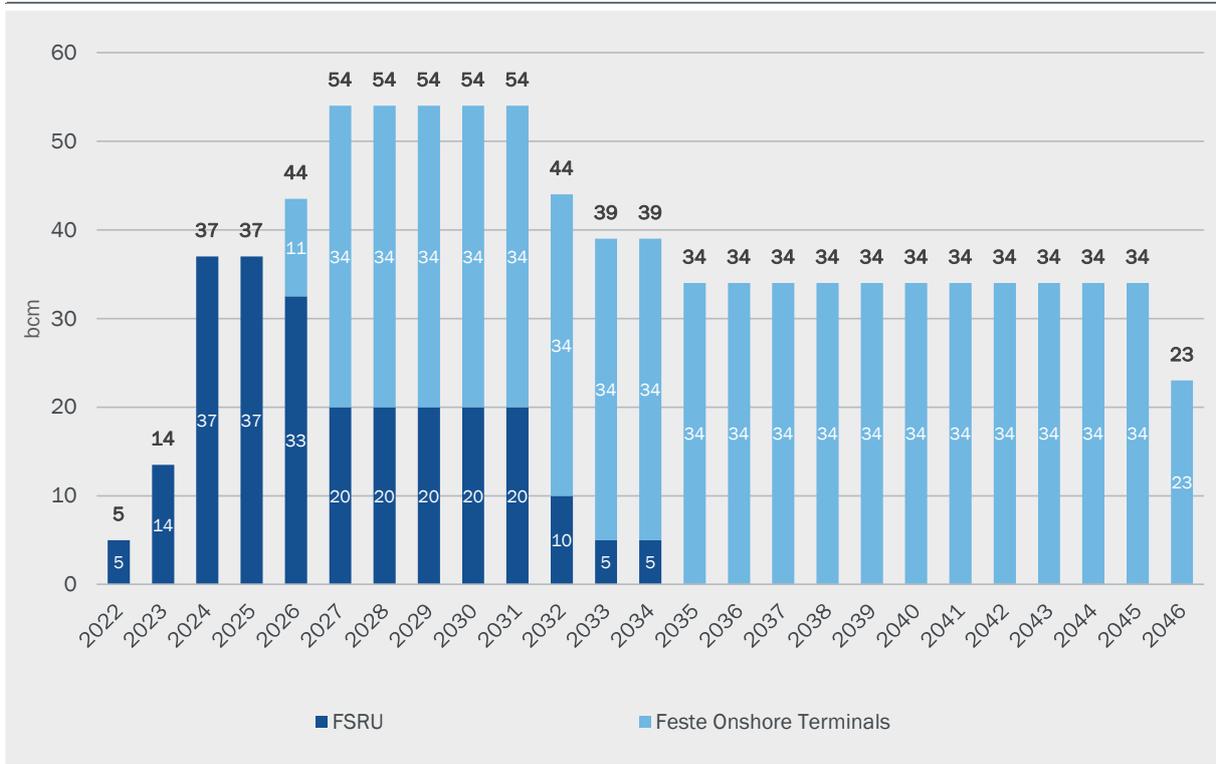
In Mukran/ Rügen sollen zwei weitere FSRU mit einer Gesamtkapazität von 10-15 bcm⁶ gebaut werden. Diese wurden in dieser Analyse nicht berücksichtigt, da sie nicht Teil der vom BMWK (2023) veröffentlichten Studie sind und ihre Bekanntgabe erst nach Redaktionsschluss stattfand. Ebenfalls wurde eine Erweiterung des festen LNG-Importterminals in Wilhelmshaven nicht berücksichtigt, da dieses zwar in der Studie des BMWK (2023) erwähnt wird, aber nicht in die Kapazitätsrechnung einging.

Werden die in Deutschland geplanten LNG-Terminals (Onshore/FSRU) so umgesetzt wie in Tabelle 2 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 bcm

⁶ siehe FAQ auf der Website <https://deutsche-regas.de/>

und der landseitigen Onshore-Kapazitäten von 34 bcm. Im Winter 2023/24 wird nach aktuellem Stand mit einer installierten LNG-Importkapazität von 37 bcm geplant.

Abbildung 16: Hochlaufpfad der geplanten LNG-Regasifizierungskapazitäten in Deutschland bis 2045

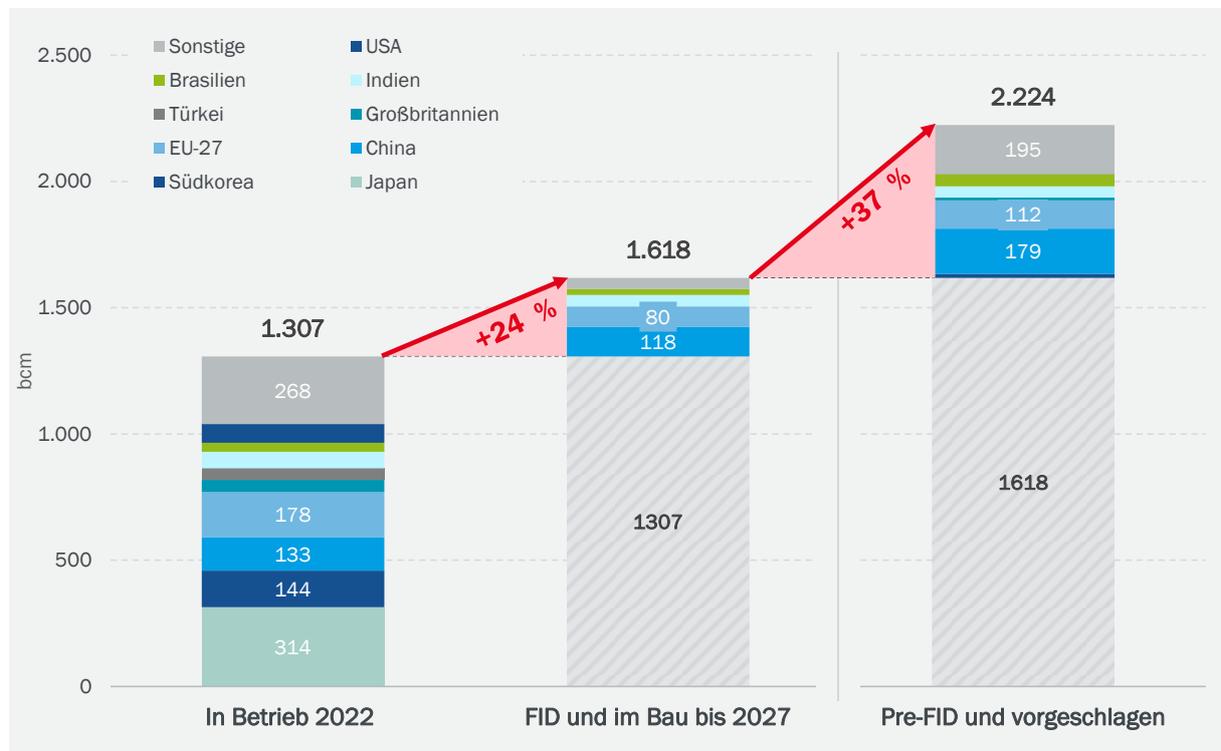


Quelle: (GEM, 2022), (FNB-Gas, 2022), (BMWK, 2023)

4.4 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. 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 17: LNG-Regasifizierungskapazitäten weltweit



Quelle: (GEM, 2022)

5 Szenarien für die deutsche Gasversorgung

In diesem Kapitel wird die Entwicklung der Gasversorgung in **Deutschland** dargestellt. 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 vollständigen 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 3.1.1 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.

5.1 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 3.2.

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, 2023).

5.2 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, sodass insgesamt ein Transit in Höhe von 26 bcm angenommen wird.

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

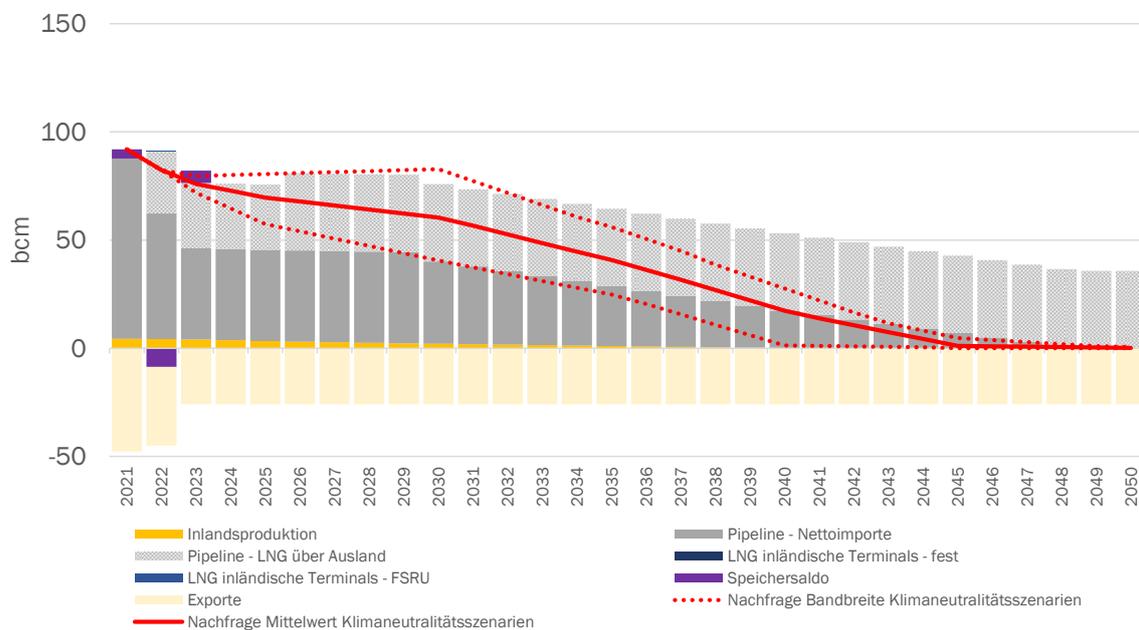
5.3 Gasversorgung in Deutschland ohne direkte LNG-Importe über deutsche LNG-Terminals

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 18 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 Klimaneutralitätsszenarien dargestellt. Der mittlere Verlauf der Nachfragekurven stellt den Mittelwert aus dem höchsten und dem niedrigsten Nachfrageszenario dar. Liegen die Nachfrageszenarien unterhalb der in Deutschland verbleibenden Gasmengen, so sind Überkapazitäten zu verzeichnen.

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 18: Gasversorgung Deutschland ohne direkten LNG-Bezug über deutsche LNG-Terminals



Quelle: (Eurostat, 2023), Klimaneutralitätsszenarien, (BMWK, 2023), eigene Berechnungen
Hinweis: Daten siehe Anlage

5.4 Gasversorgung Deutschland mit LNG-Importen über neue LNG Importterminals

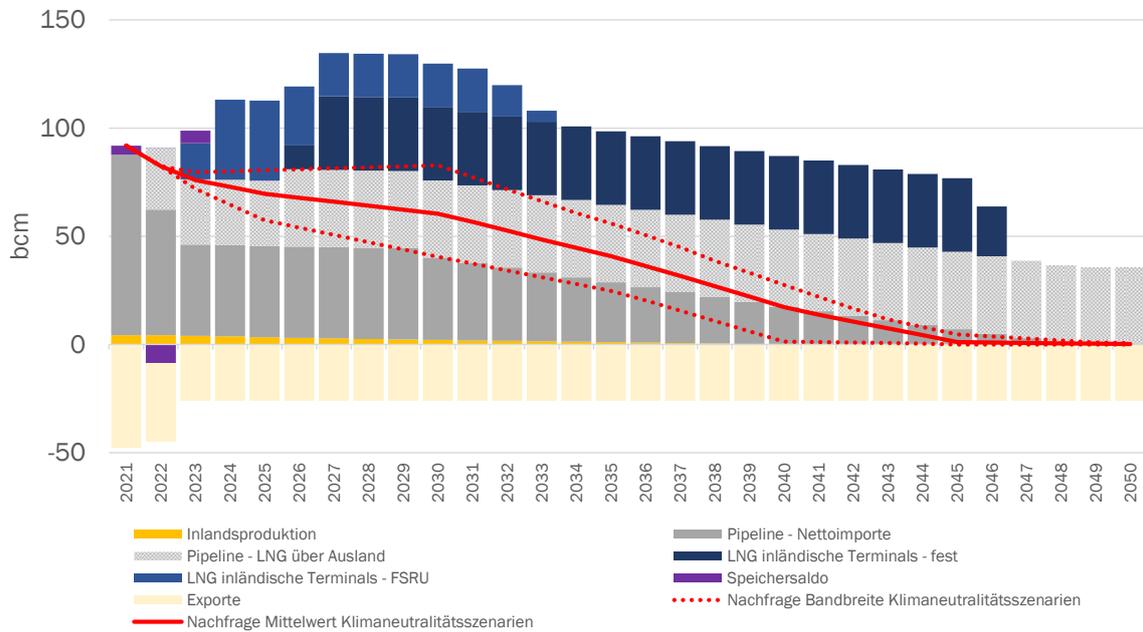
Die Annahmen für dieses Szenario sind analog zum Szenario ohne direkten LNG-Import (siehe Kapitel 5.3). Die wesentliche Änderung besteht im Folgenden:

- Alle in Kapitel 2.2.3 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 7.

In der Abbildung 19 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 19: Gasversorgung Deutschland mit LNG-Bezug über die in Planung und Bau befindlichen LNG-Importterminals



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

5.5 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 64 bcm fehlen, 27 bcm mehr als in den vorherigen Szenarien (siehe hierzu Abbildung 8). 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 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.

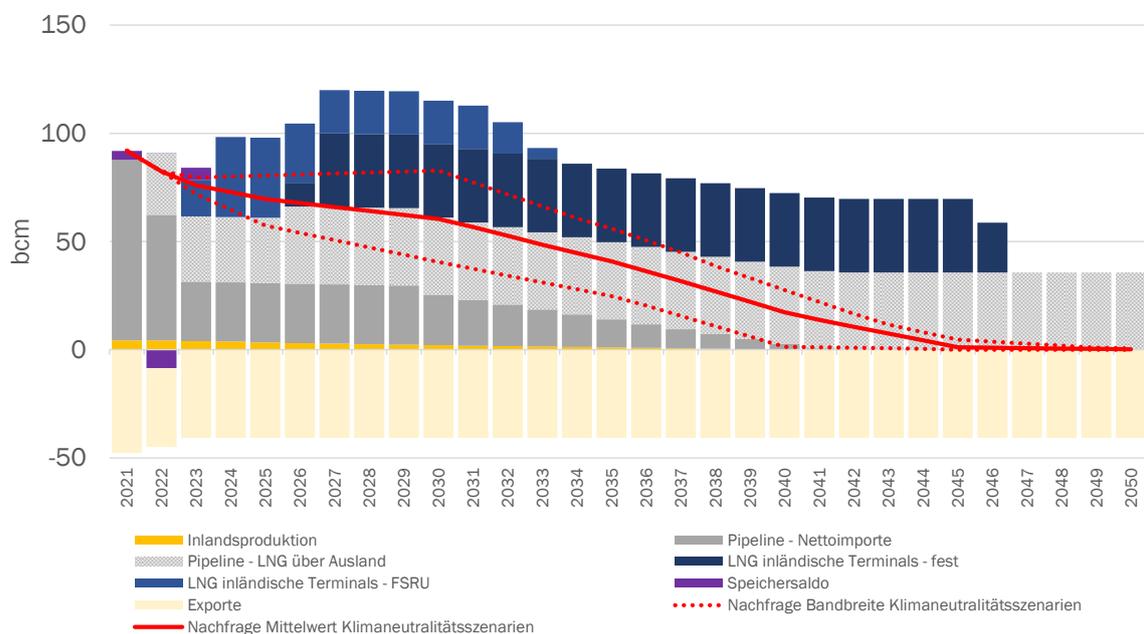
Bei einer zusätzlichen Versorgung der osteuropäischen Länder und wenn die Nachfrage am oberen Rand der Bandbreite der Klimaneutralitätsszenarien verläuft, stehen auch in diesem Szenario (siehe Abbildung 20) bereits im Jahr 2023 durch die neuen FRSU-Terminals mehr Kapazitäten zur

Verfügung, als für die Gasversorgung benötigt werden würden. Dies wäre allerdings nicht der Fall, wenn der Gasverbrauch im Vergleich zu 2022 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 20: 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, 2023), weitere Veröffentlichungen zu LNG-Terminals, eigene Berechnungen
Hinweis: Daten siehe Anlage

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 Europipe I zum Grenzübergangspunkt Dornum - in der Größenordnung der Liefermengen von rund 24 bcm im Jahr 2022⁷ reduziert werden. Zuvor war die größte einzelne Transportleitung die Jamal-Pipeline aus Russland über Polen, gefolgt von der Nord Stream 1. Insofern ist das n-1-Kriterium erfüllt, wenn die Versorgungssicherheit bei einem Ausfall der Europipe I aufrechterhalten werden kann.

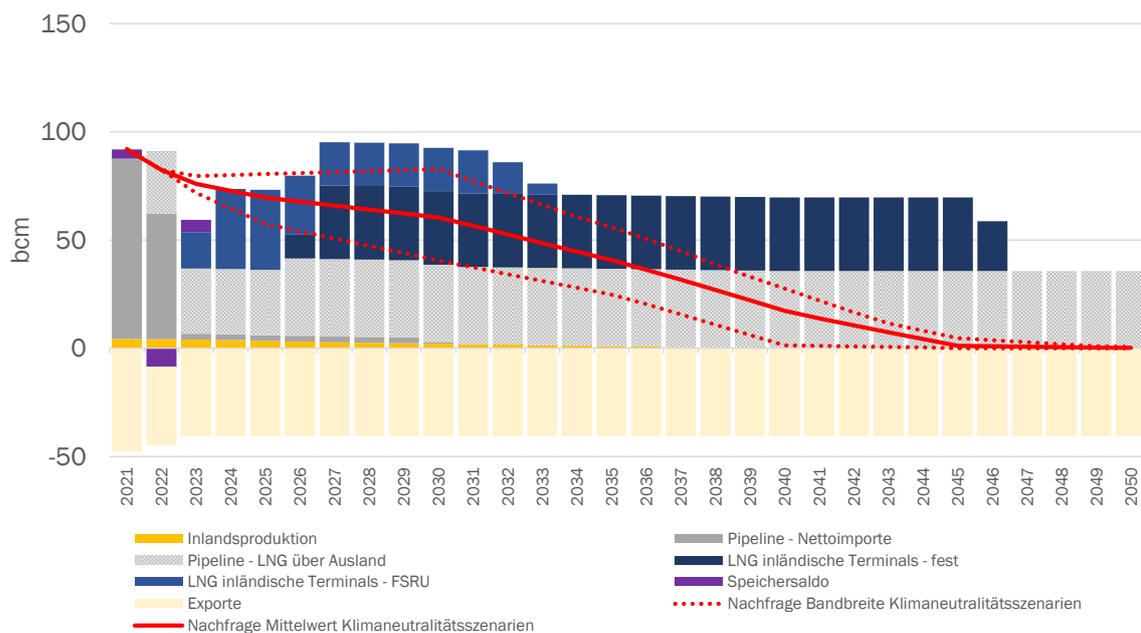
⁷ Da die norwegischen Lieferungen ab 2030 rückläufig sind, verringert sich ab diesem Zeitpunkt bei einem möglichen Ausfall der Pipeline auch proportional die ausfallende Liefermenge.

Die Abbildung 21 zeigt, dass trotz der neuen FSRU in den Jahren 2023 bis 2026 in Deutschland eine Versorgungslücke entstehen könnte. Der für die Jahre 2023 bis 2026 dargestellte Fall ist eher hypothetischer Natur, da voraussichtlich in diesen Jahren auch der Export aus Deutschland eingeschränkt werden würde. Ab dem Jahr 2027 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 jedoch auch 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 21: 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, 2023), weitere Veröffentlichungen zu LNG-Terminals, eigene Berechnungen
Hinweis: Daten siehe Anlage

5.6 Gasversorgung Deutschland mit LNG-Importen über neue LNG-Importterminals, zusätzliche Versorgung osteuropäischer Länder, Verlängerung der Laufzeit bestehender FSRU.

In diesem Szenario findet eine Variation des Szenarios mit der zusätzlichen Versorgung osteuropäischer Länder statt. Folgende weitere Annahmen bzw. angepasste Annahmen wurden getroffen:

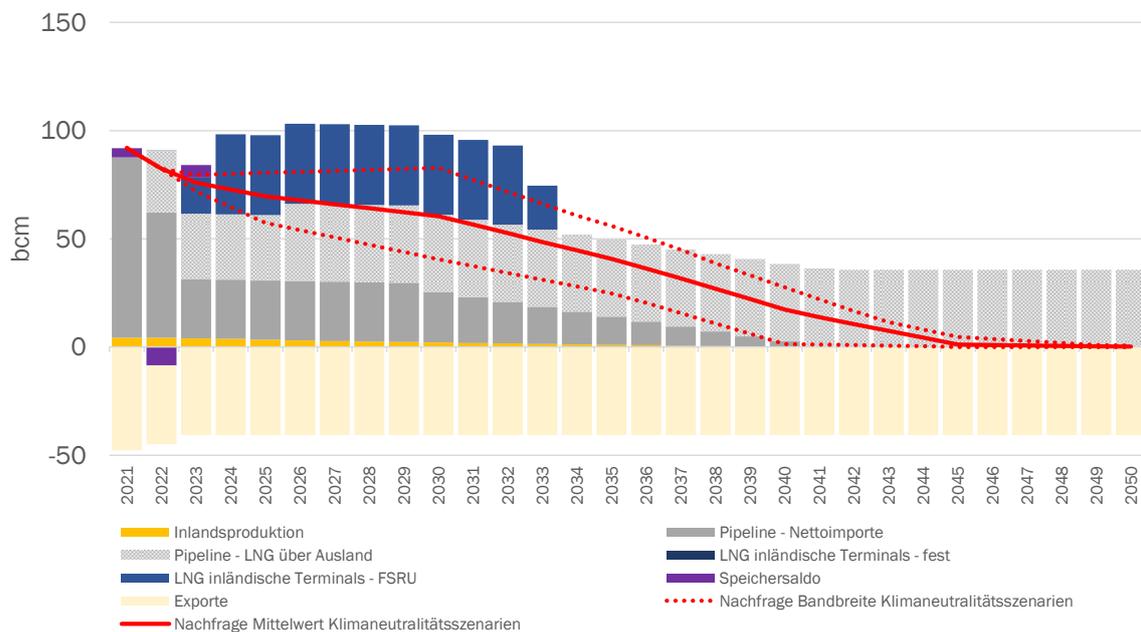
- Es wird wiederum davon ausgegangen, dass nur die geplanten FSRU realisiert werden und eine Auslastung von 100 % aufweisen. Die Laufzeit aller FSRUs wird auf 10 Jahre festgesetzt, d. h. für die FSRUs, deren Laufzeit weniger als 10 Jahre sein sollte, wird die Laufzeit auf 10 Jahre erhöht. Wichtigste Änderung ist, dass die festen LNG-Terminals nicht gebaut werden.

Auch in diesem Szenario könnten bei einer zusätzlichen Versorgung der osteuropäischen Länder und wenn die Nachfrage am oberen Rand der Bandbreite der Klimaneutralitätsszenarien verläuft, mehr FSRU zur Verfügung stehen, als sie für die Gasversorgung benötigt wird. Dies wäre nicht der Fall, wenn der Gasverbrauch gegenüber 2022 wieder auf das Niveau von 2021 ansteigen würde. In diesem Fall könnte die Nachfrage erst 2024 wieder vollständig gedeckt werden.

In diesem Szenario entstehen über die Zeit zwar überschüssige Kapazitäten im Vergleich zu dem oberen Rand der Klimaneutralitätsszenarien. Diese überschüssige Kapazität der FSRUs könnte einen Sicherheitspuffer darstellen. Aufgrund der geringeren Laufzeit der FSRUs sind die letzten FSRU nur bis zum Jahr 2032 in Betrieb. Bis dahin könnten sie die Gasversorgung weitgehend sicherstellen. Neue feste LNG-Terminals werden in diesem Szenario nicht mehr benötigt.

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

zusätzliche Versorgung osteuropäischer Länder und Verlängerung der Laufzeit bestehender FSRU



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

5.7 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. 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 2026** in Deutschland eine Versorgungslücke entstehen. Ab dem Jahr 2027 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.

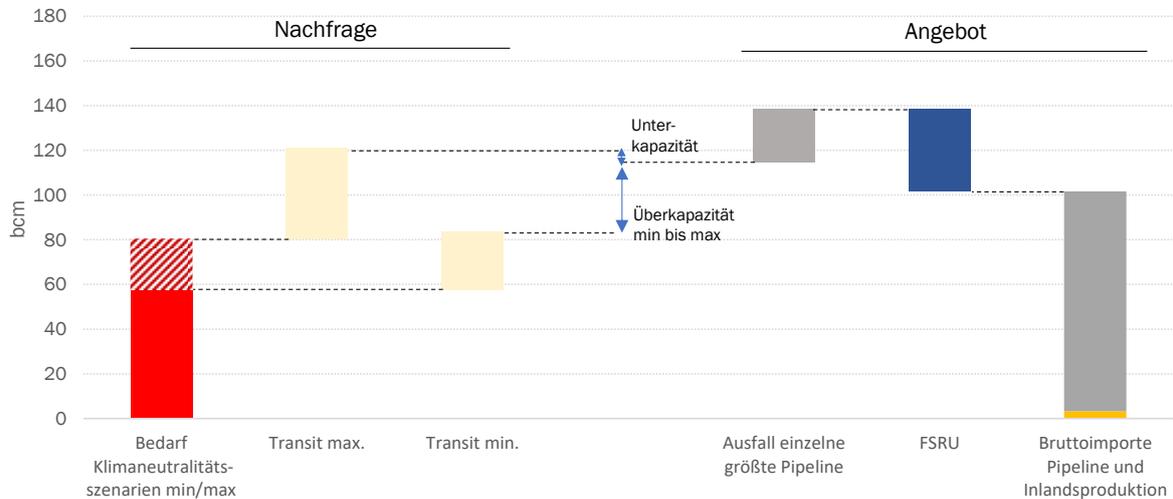
In einer Variation des Szenarios mit der Versorgung der osteuropäischen Länder und einer Laufzeitverlängerung der FSRUs wurde gezeigt, dass **keine festen LNG-Terminals** benötigt werden, wenn sich der **Gasverbrauch gemäß den Klimaneutralitätsszenarien** entwickelt.

Abbildung 1 fasst nochmal die Ergebnisse der einzelnen Szenariovarianten für das Jahr 2025 zusammen. Die linke Seite der Abbildung zeigt die mögliche Nachfragesituation im Jahr 2025. Dies ist zum einen die inländische Nachfrage, die sich gemäß den Klimaneutralitätsszenarien für das Jahr 2025 ergeben würde. Die Bandbreite der Klimaneutralitätsszenarien wird durch das Maximum und Minimum dargestellt. Hinzukommen die möglichen Transfers ins Ausland. Dabei wurde der untere Rand der inländischen Nachfragebandbreite um den minimalen Transit und der obere Rand um den maximalen Transit erweitert. Die Nachfrageseite zeigt somit die gesamte Bandbreite des Gasbedarfs im Jahr 2025. Die rechte Seite der Abbildung zeigt die mögliche Angebotsituation im Jahr 2025. Das Angebot umfasst alle Pipeline-Importe, die inländische Produktion sowie die Importe über die FSRUs, die bis dahin in Betrieb sein sollen. Zusätzlich wurde im Sinne einer vorsichtigen Planung angenommen, dass auf der Angebotsseite die größte einzelne Pipeline ausfallen könnte.

Im Ergebnis zeigt sich, dass nur im ungünstigsten Fall, in dem sowohl die Inlandsnachfrage am oberen Rand der Klimaneutralitätsszenarien liegt als auch der maximale Transit ins Ausland erforderlich ist und die größte einzelne Pipeline ausfällt, die Gefahr geringer Unterkapazitäten im Jahr 2025 besteht. In den meisten anderen Fällen ist mit Überkapazitäten zu rechnen.

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 gebaut werden sollten. Diese würden das in 2025 bestehende Risiko von Unterkapazitäten, wenn der ungünstigste Fall eintritt, vermindern. In den meisten anderen Fällen ist jedoch mit noch größeren Überkapazitäten zu rechnen.

Abbildung 23: Zusammenfassung der Szenariovarianten für die deutsche Gasversorgung in 2025



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

Abbildung 2 zeigt die zusammengefassten Ergebnisse der einzelnen Szenariovarianten für das Jahr 2035. Für 2035 wird ein weiterer Rückgang der Gasnachfrage erwartet. Zudem werden bis dahin die FSRUs durch feste Importterminals ersetzt. Im Ergebnis zeigt sich für 2035, dass es in allen Szenarien zu Überkapazitäten kommen kann.

Abbildung 24: Zusammenfassung der Szenariovarianten für die deutsche Gasversorgung in 2035



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

In den nächsten Jahren erscheint der derzeit geplante Ausbau der FSRU zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit gerechtfertigt. Vor dem Hintergrund möglicher Überkapazitäten in der langen Frist halten wir jedoch eine zurückhaltende Planung insbesondere bei den festen LNG-Importterminals für geboten.

Aspekte einer möglichen Nachnutzung der festen LNG-Importterminals und die Vermeidung von Lock-in-Effekten werden in der Studie: „Spezifikation der Lock-In-Thematik für die Frage von LNG-Importen nach Deutschland“ diskutiert (Prognos, 2023).

6 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 Gas- einsparmaßnahmen 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.

6.1 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, 2022) 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 2045⁸, EU-27 2050, China 2060 etc.) klimaneutral zu werden.

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, so dass 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.

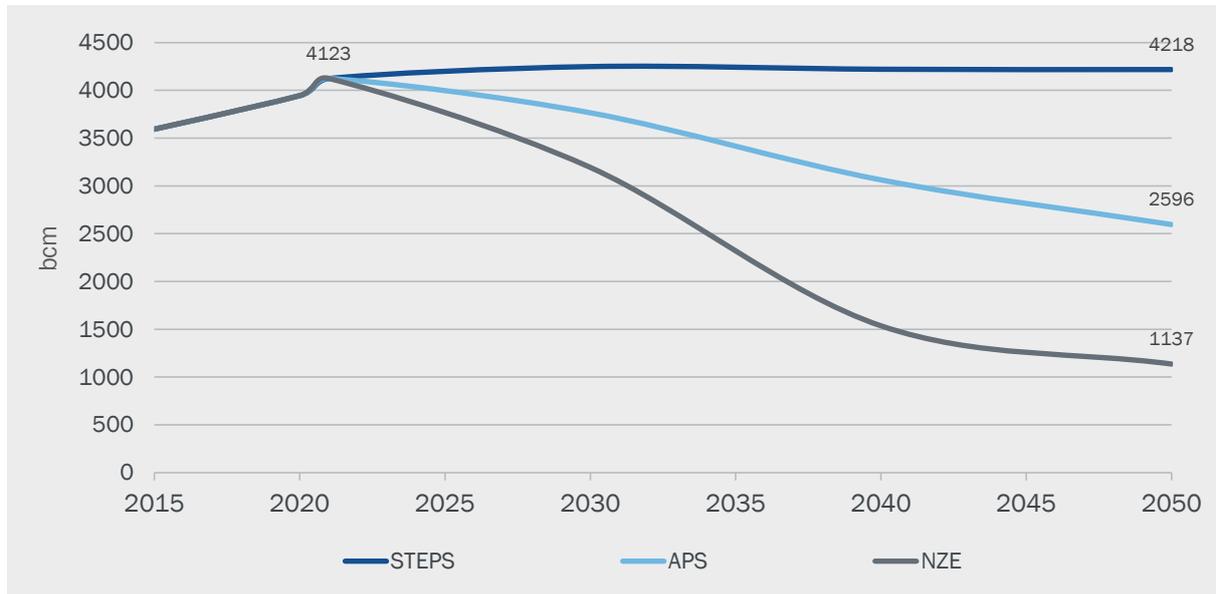
In der Abbildung 25 wird die weltweite Nachfrage in den einzelnen Szenarien dargestellt.

Im Szenario **Stated Policies** kommt 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 noch 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.

⁸ 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 3.1 dargestellten Klimaneutralitätsszenarien liegt.

Abbildung 25: Weltweite Gasnachfrage

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



Quelle: (IEA, 2022)

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

6.2 Gasnachfrage und Importbedarf in den einzelnen Weltregionen

In der Abbildung 26 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-Pazifik⁹, Afrika und Naher Osten¹⁰ bis 2050 kontinuierlich an. Während die Gasnachfrage in der Weltregion Zentral- und Südamerika leicht ansteigt, sinkt sie in der Weltregion Eurasien¹¹ 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.

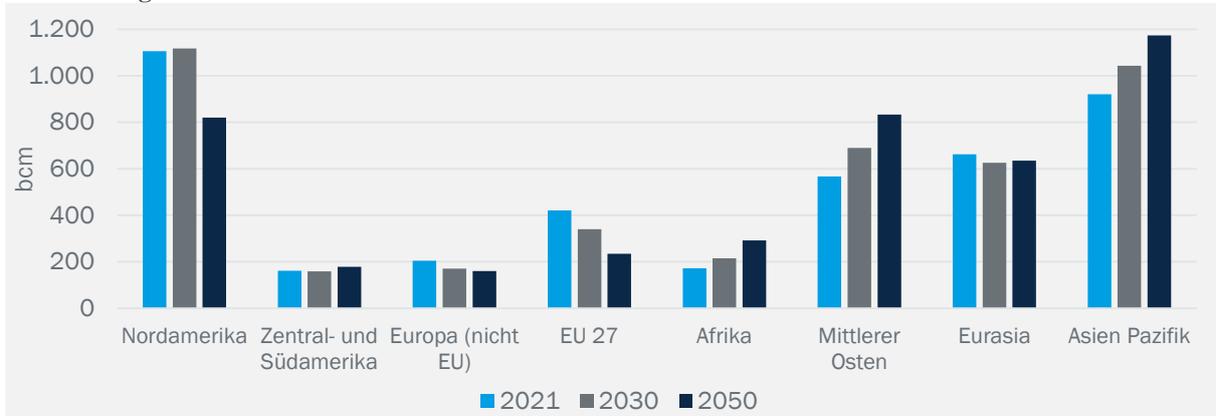
⁹ Siehe unter Abbildung 26

¹⁰ Siehe unter Abbildung 26

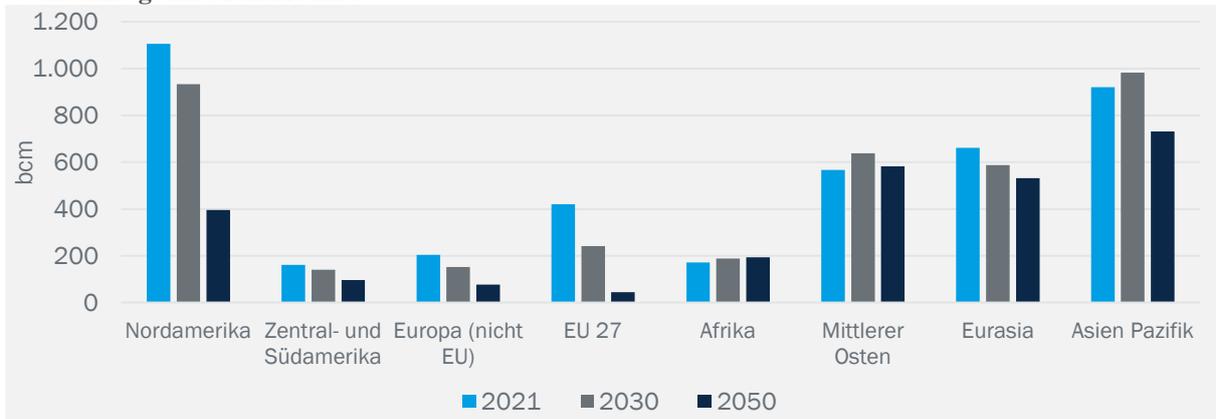
¹¹ Siehe unter Abbildung 26

Abbildung 26: Regionale Gasnachfrageentwicklung weltweit in zwei Szenarien

Gasnachfrage im Szenario STEPS



Gasnachfrage im Szenario APS



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

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

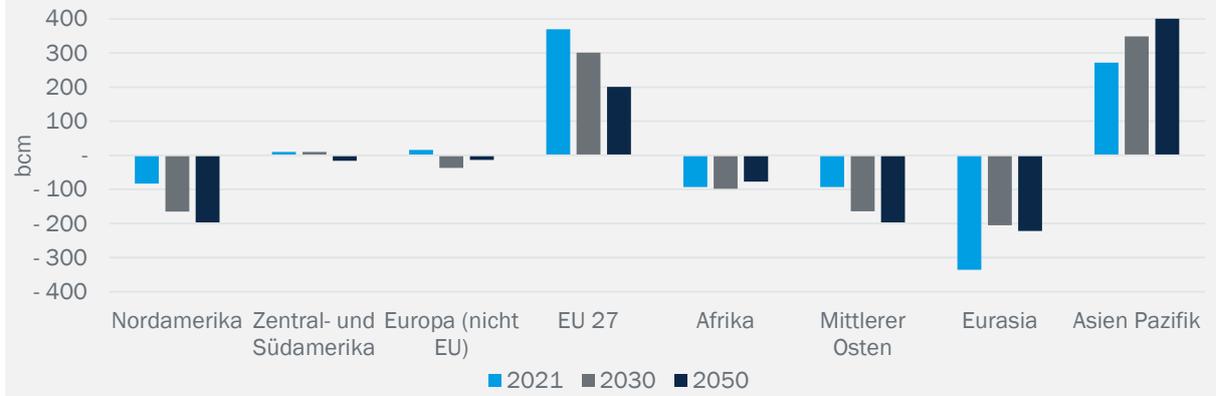
Naher Osten: Bahrain, Iran, Irak, Jordanien, Kuwait, Libanon, Oman, Katar, Saudi-Arabien, Syrien, Vereinigte Arabische Emirate und Jemen.

Interessant für die weitere Analysen 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.

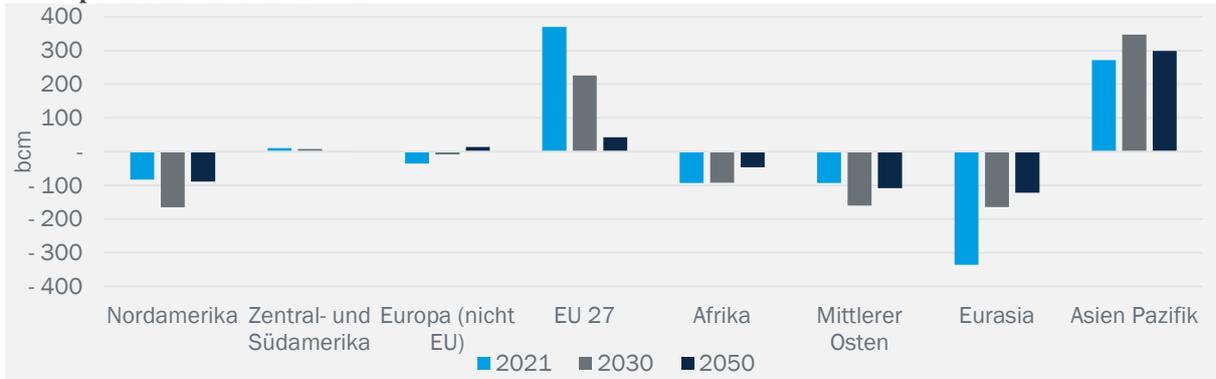
Die Abbildung 27 zeigt, dass sowohl im STEPS- als auch im APS-Szenario nur in den Regionen EU-27 und Asien-Pazifik ein langfristiger Importbedarf besteht. Wie bereits 2022 auf dem LNG-Weltmarkt zu beobachten war, stehen diese beiden Regionen heute und in Zukunft im direkten Wettbewerb um LNG-Mengen. 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 27: Gasimportbedarf (Differenz aus Eigenförderung und Nachfrage) der einzelnen Regionen

Gasimportbedarf Szenario STEPS



Gasimportbedarf Szenario APS



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

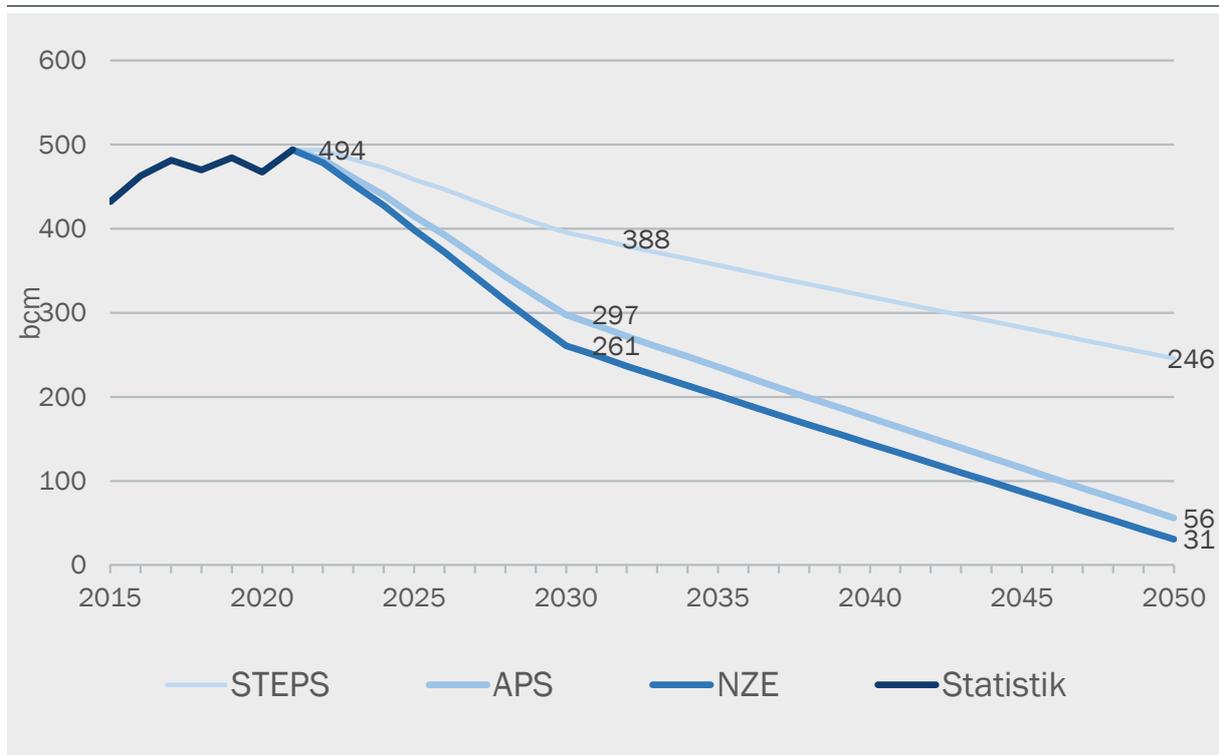
6.3 Nachfrageszenarien EU-27, Schweiz und UK

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 3.2.

In der Abbildung 28 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 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 28: Gasnachfrageentwicklung in der EU-27 (inkl. UK und Schweiz) in den einzelnen Szenarien



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

6.4 Zukünftige Gasversorgung EU-27, Schweiz und UK

In diesem Abschnitt wird die zukünftige Gasversorgung für den Region 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. Allerdings wird eine geringere Auslastung der LNG-Importterminals in Spanien, UK und Belgien angenommen, da das Gas aus diesen Regionen nicht ohne weiteres den Rest des Kontinents erreichen kann. Für diese 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 8).

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 5.1). Auch die Pipelinelieferungen aus Nordafrika könnten 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)). Auch die Gaslieferungen aus Nordafrika könnten zunehmen 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, so dass ein stetiger Rückgang der Gasmengen ab 2030 zu verzeichnen ist. Auch diese Möglichkeit wird unten in einem Szenario berücksichtigt.

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 dargestellte Szenario zu Deutschland.

Die Abbildung 29 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.

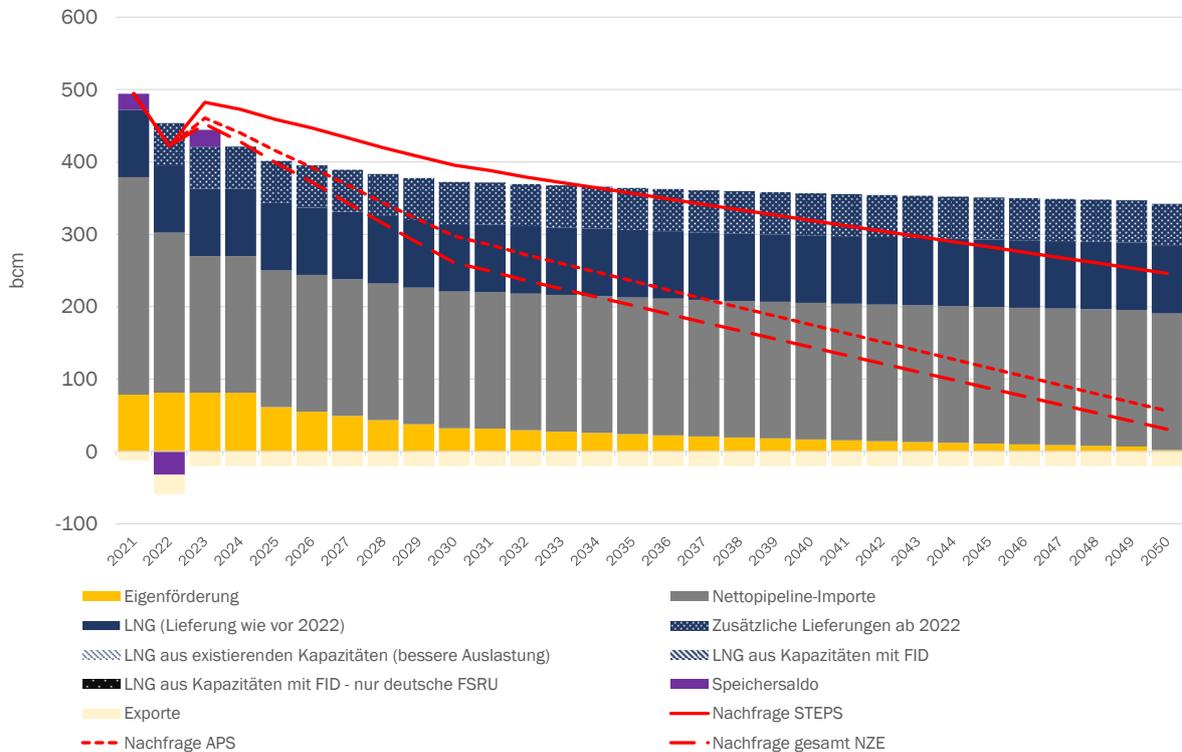
Wenn ein konstanter Verbrauch wie im Jahr 2022 angenommen wird, entsteht im Jahr 2023 keine Versorgungslücke in der EU-27. Dies ist aber insbesondere durch die gut gefüllten Speicher im Jahr 2023 bedingt. Nach jetzigem Stand kann im Jahr 2023 mehr aus- als eingespeichert werden, um die Füllstandsvorgaben der EU von 90 % zu erreichen. Mit diesem positiven Speichersaldo kann ein mögliches Defizit in 2023 ausglichen 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 29: Gasversorgung EU-27, UK und Schweiz

ohne weiteren Import von LNG im Vergleich zu 2022



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

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.

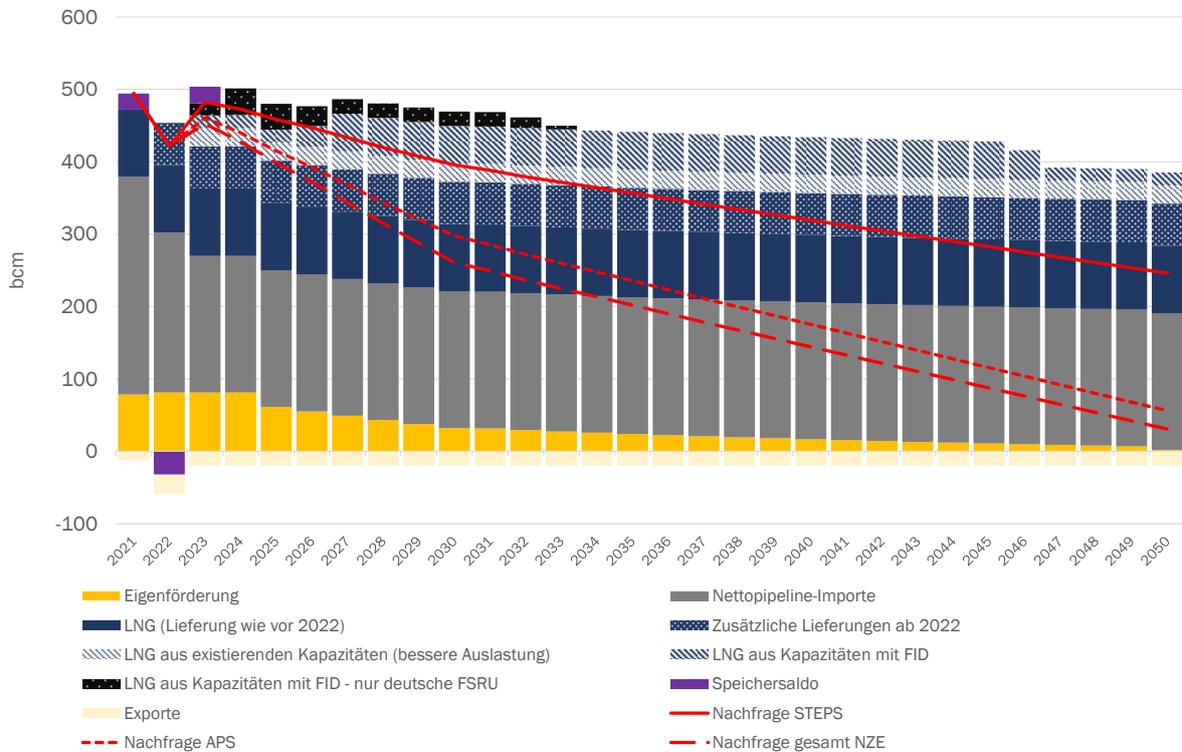
Die Abbildung 30 zeigt zusätzlich zu der Abbildung oben die neuen LNG-Terminals in Europa mit den festen LNG-Terminals in Deutschland (blau gestrichelte Balken), die FSRUs nur in Deutschland (schwarz gemustert) und eine bessere Auslastung der bereits installierten LNG-Terminals in Europa (hellblau gestrichelte Balken). Die FSRUs in Deutschland werden separat ausgewiesen, weil bei diesen bereits bekannt ist, dass 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 30: 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, 2022), (EU KOM, 2022), (UK Government, 2021), (FNB-Gas, 2022), (BMWK, 2023), eigene Berechnungen, weitere Veröffentlichungen zu LNG-Terminals
Hinweis: Daten siehe Anlage

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 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 Pipelineimporte nehmen ab dem Jahr 2030 im Zeitverlauf ab. Diese Pipelineimporte 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 8).

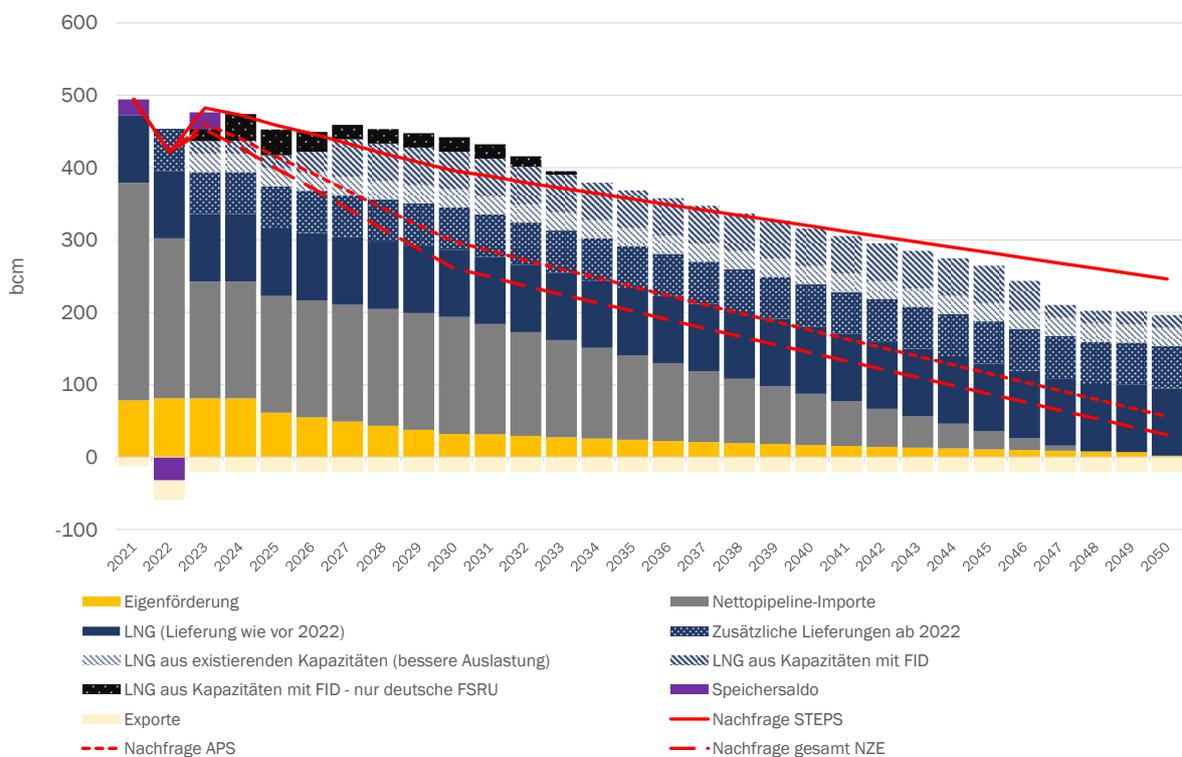
Die Abbildung 31 zeigt, dass mit den neuen LNG-Terminals und einer besseren Auslastung der bereits installierten LNG-Terminals die Gasnachfrage bei allen dargestellten Nachfrageentwicklungen zunächst gedeckt werden kann.

Verläuft die Nachfrageentwicklung gemäß dem STEPS-Szenario, sind ab dem Jahr 2024 mehr Kapazitäten vorhanden als sie zur Nachfragegedeckung 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 31: Gasversorgung EU-27, UK und Schweiz

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, 2022), (EU KOM, 2022), (UK Government, 2021), (FNB-Gas, 2022), (BMWK, 2023), eigene Berechnungen, weitere Veröffentlichungen zu LNG-Terminals
Hinweis: Daten siehe Anlage

6.5 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.

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 2027 benötigt, auch wenn Pipeline-Importe zurückgehen.

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.

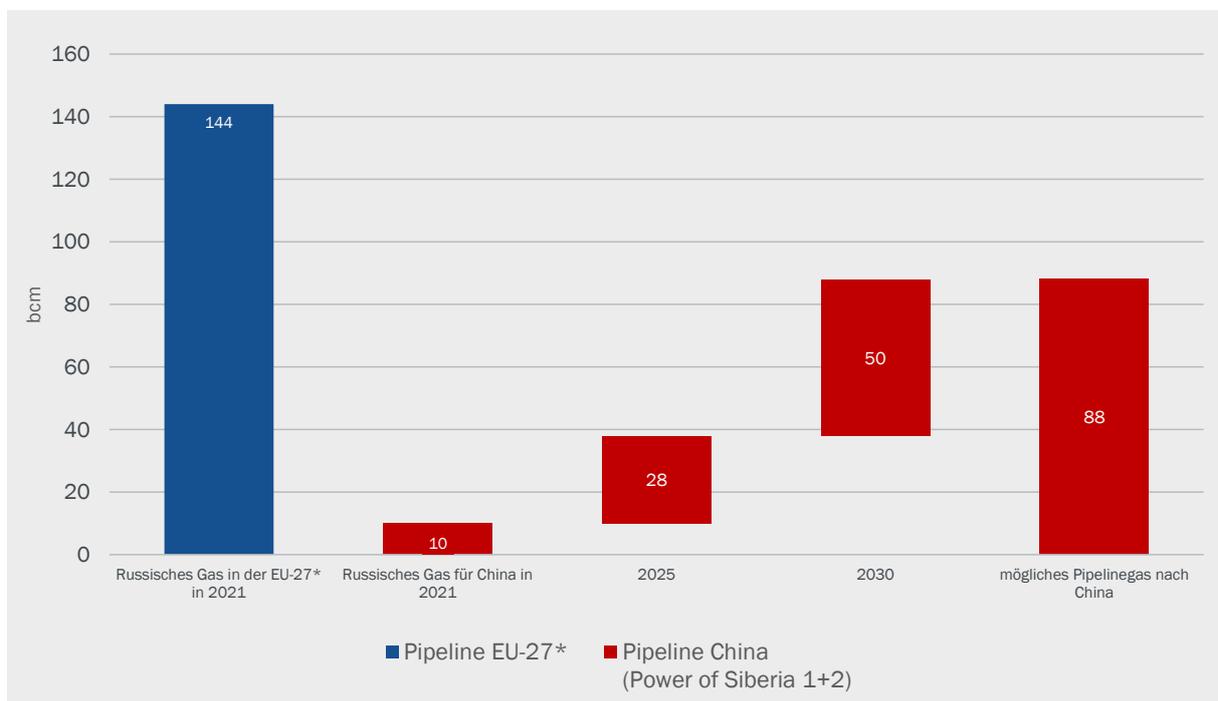
Aus klimapolitischer Sicht sollten jedoch die Szenarien APS und NZE angestrebt werden. Im letzteren Fall würden neue LNG-Terminals nur für die nächsten Jahre benötigt, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Im Gegensatz zu Deutschland verfügen die EU-27 und Großbritannien bereits über LNG-Terminals. Diese könnten auch nach 2030, wenn die Importe über Pipelines zurückgehen, die Versorgung in dieser Region sichern. Auch auf europäischer Ebene könnte überlegt werden, kurzfristig eine Versorgungslücke mit FSRUs zu überbrücken, ohne neue feste LNG-Terminals zu errichten.

7 Zukünftige weltweite LNG-Bilanz

7.1 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 32: Export von Gasmengen aus Russland nach China



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (IEA, 2022)

7.2 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.

Folgenden 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 **Gasspeicher 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.

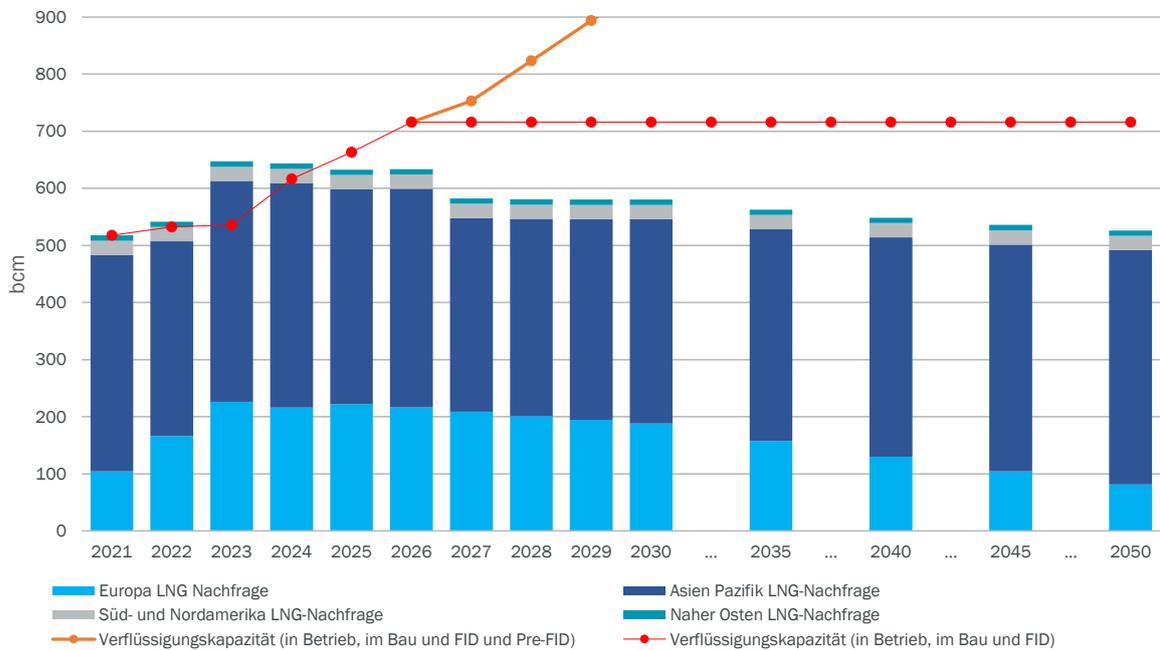
Abweichungen von diesen Annahmen werden in den jeweiligen Abschnitten zu den Szenarien erläutert.

Weltweite LNG-Bilanz und Verflüssigung bei einer Nachfrageentwicklung gemäß STEPS

Abbildung 33 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 6.2). 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 33: Weltweite LNG-Bilanz und Verflüssigung
bei Nachfrageentwicklung gemäß STEPS

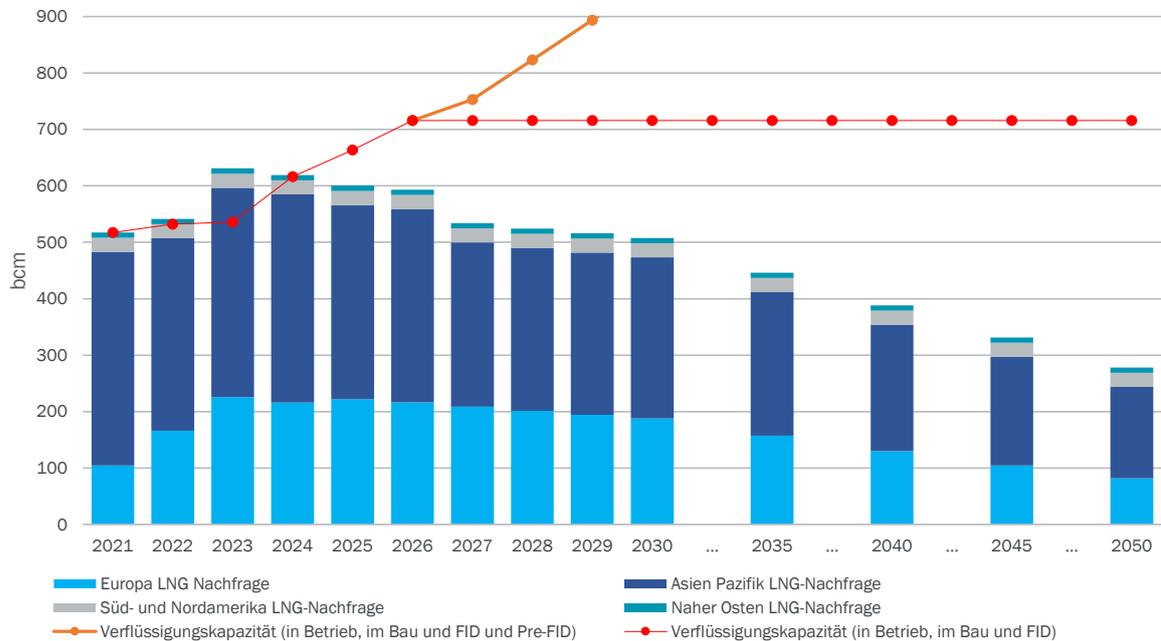


Quelle: (Eurostat, 2023), (GIIGNL, 2022), (IEA, 2022), (EU KOM, 2022), (GEM, 2022), eigene Berechnungen
 Hinweis: In Europa sind hier auch die LNG-Importe in das restliche Europa beinhaltet. Die Türkei ist das einzige Land außerhalb der Region EU-27, Schweiz und UK mit LNG-Importterminals. Die Importe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

Weltweite LNG-Bilanz und Verflüssigung bei einer Nachfrageentwicklung gemäß APS

Abbildung 28 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 34: Weltweite LNG-Bilanz und Verflüssigung
bei Nachfrageentwicklung gemäß APS



Quelle: (Eurostat, 2023), (GIIGNL, 2022), (IEA, 2022), (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.
 Daten siehe Anlage

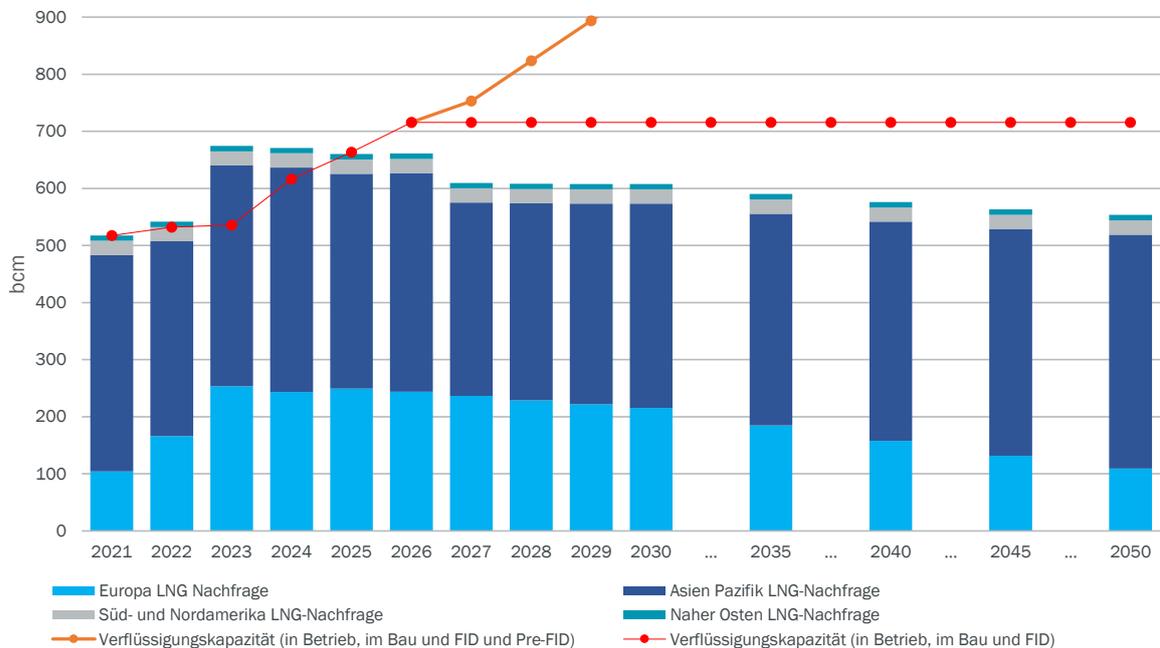
Weltweite LNG-Bilanz im Nachfrageszenario STEPS – kompletter Wegfall Gaslieferungen aus Russland

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 8) reduziert.

Diese Annahme führt in diesem Szenario zu einem hohen Wettbewerbsdruck auf dem LNG-Markt in den Jahren 2023 und 2024. 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 35: Weltweite LNG-Bilanz und Verflüssigung bei Nachfrageentwicklung gemäß STEPS
kompletter Wegfall Gaslieferungen aus Russland in die EU-27



Quelle: (Eurostat, 2023), (GIIGNL, 2022), (IEA, 2022), (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.

Daten siehe Anlage

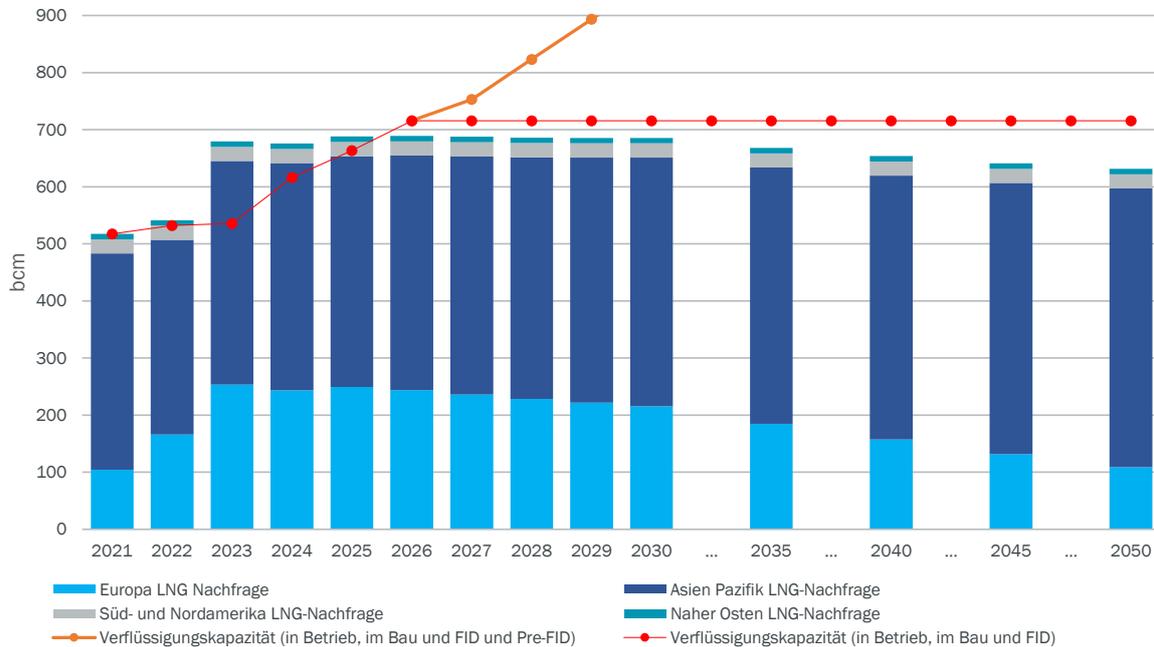
Weltweite LNG-Bilanz im Nachfrageszenario STEPS – kompletter Wegfall Gaslieferungen aus Russland in die EU und ohne Power of Siberia

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. 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 36: Weltweite LNG-Bilanz und Verflüssigung bei Nachfrageentwicklung gemäß APS
kompletter Wegfall Gaslieferungen aus Russland in die EU-27 und ohne Power of Siberia*



Quelle: (Eurostat, 2023), (GIIGNL, 2022), (IEA, 2022), (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.

Daten siehe Anlage

7.3 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.

8 LNG-Verträge

Da sich bereits jetzt abzeichnet, dass es insbesondere in den nächsten Jahren einen erheblichen Wettbewerb um die weltweiten LNG-Mengen geben wird, sind die Nachfrager im Vorteil, die LNG langfristig eingekauft haben. Eine langfristige Beschaffung erfolgt in der Regel über langfristige LNG-Verträge. In diesem Kapitel wird daher die Vertragssituation auf dem LNG-Markt analysiert, um abschließend zu bestimmen, wie die Position Europas und auch Deutschlands im Wettbewerb, um die weltweiten LNG-Mengen zu bewerten ist und welche zukünftige Einkaufsstrategie verfolgt werden könnte.

Im ersten Abschnitt dieses Kapitels werden die weltweiten LNG-Verflüssigungskapazitäten, der Handel und die Verträge dargestellt. In den folgenden Abschnitten werden grundlegende Charakteristika des LNG-Marktes beschrieben, um die abschließenden Analysen besser einordnen zu können. Zu den dargestellten Charakteristika gehören die verschiedenen Vermarktungswege im LNG-Markt, das Aufkommen auf den Spotmärkten und Restriktionen bezüglich des Lieferortes. Abschließend wird die Vertragssituation in China und Europa dargestellt, um insbesondere die Position Europas im globalen LNG-Handel zu bestimmen.

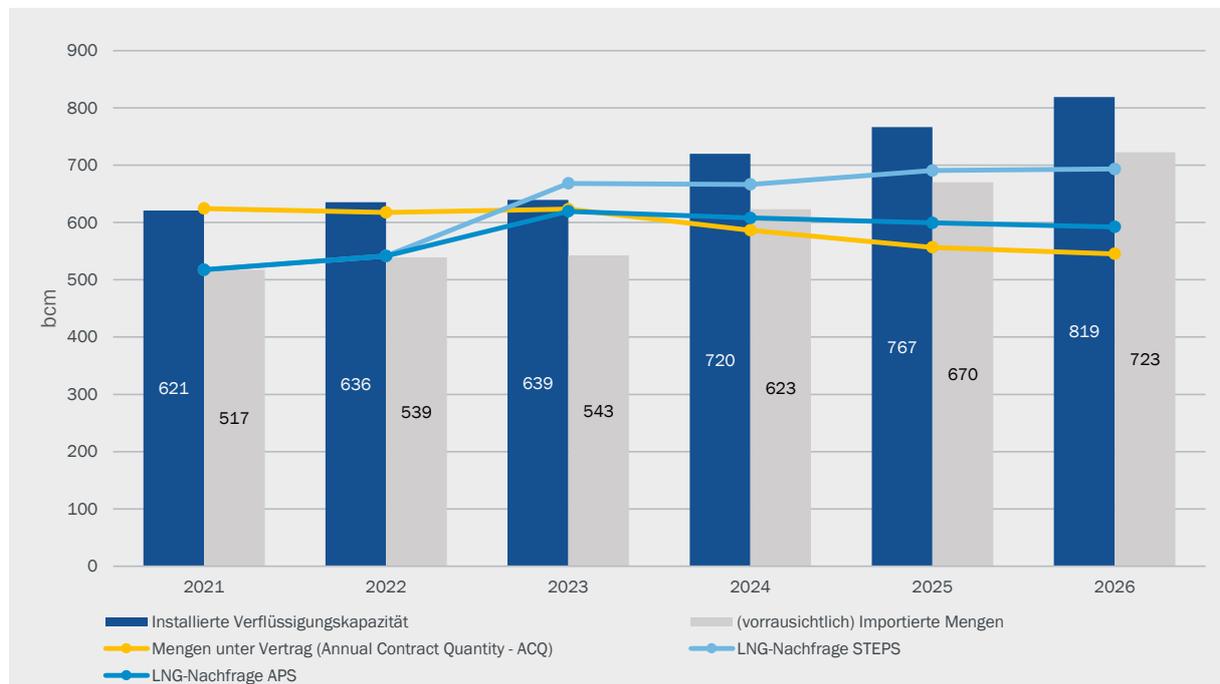
8.1 Weltweite LNG-Verflüssigungskapazitäten, -Handel und Verträge

Bezogen auf die installierten Verflüssigungskapazitäten betragen die weltweit importierten LNG-Mengen in den letzten Jahren rund 80 %. Dies entspricht somit auch der durchschnittlichen Auslastung der Verflüssigungskapazitäten. Gründe dafür können wiederkehrende Wartungsarbeiten oder technische Schwierigkeiten sein, wie sie z. B. in Freeport oder Snohvit aufgetreten sind¹², aber auch die unzureichende Verfügbarkeit von Gas für die Verflüssigung, wie es z. B. in Darwin/Australien, Nigeria und Trinidad der Fall war. Es ist davon auszugehen, dass sich diese Ereignisse bei den bestehenden Verflüssigungsanlagen wiederholen werden, sodass eine höhere Auslastung nicht wahrscheinlich ist. Daher wird auch für die Zukunft angenommen, dass die Importmengen im Durchschnitt bei 80 % der Verflüssigungskapazitäten liegen werden.

In den LNG-Verträgen wird in der Regel eine Annual Contract Quantity (ACQ) festgelegt. Diese gibt die durchschnittliche jährliche Abnahmemenge über die Vertragsdauer an. LNG-Verträge enthalten zumeist Flexibilitäten. Diese Flexibilitäten ermöglichen es in gewissen Bandbreiten innerhalb eines Jahres nach oben oder unten von der ACQ abzuweichen. Die Mengen mit vertraglicher Bindung entsprechen in etwa den installierten Verflüssigungskapazitäten bis 2023 (siehe Abbildung 37). Ab 2023 laufen zunehmend Verträge aus, sodass die vertraglich gebundenen LNG-Mengen nicht mehr in der gleichen Relation zu den importierten Mengen verharren werden. Eine Neuverhandlung und eine Verlängerung bzw. ein Neuabschluss dieser auslaufenden Verträge ist sehr wahrscheinlich.

¹² In Freeport wurde die Verflüssigung nach einer Explosion eingestellt. In Snohvit machte ein Brand aus ungeklärter Ursache umfassende Reparaturmaßnahmen erforderlich.

Abbildung 37: LNG-Verflüssigungskapazität, -Handel und Verträge* bis einschließlich 2026



Quelle: (GIIGNL, 2015-2022), (GEM, 2022), eigene Recherchen zu neuen LNG SPA, eigene Berechnung Prognos (2023)

* Laufende und abgeschlossene Verträge bis 2021 als auch bekannte neue Verträge aus 2022 ausgewertet. Inklusive Heads of Agreement** (siehe unten).

** Heads of Agreement = Vorverträge mit konkreten Vertragsparametern

Hinweis: Importierte Mengen ab 2023 sind geschätzt auf Basis der historischen Auslastung der Verflüssigungskapazitäten.

8.2 Vertragsverhältnisse im LNG-Markt

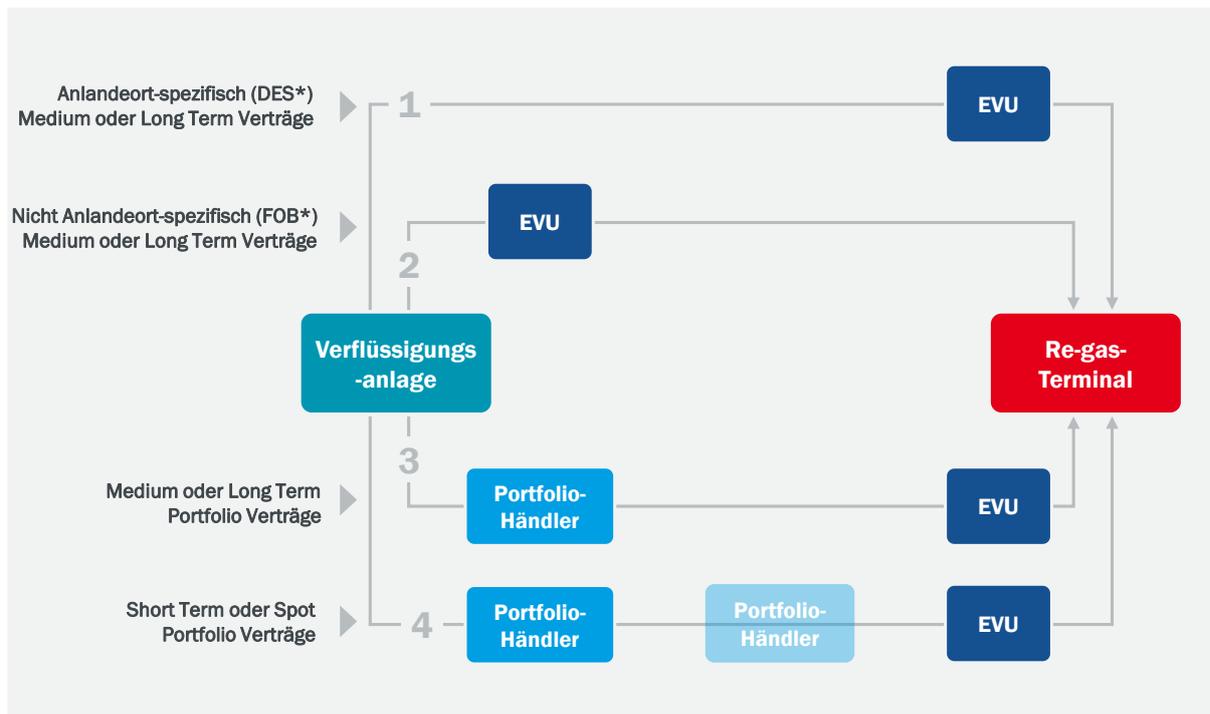
LNG kann auf verschiedenen Wegen von der Verflüssigungsanlage bis zum Regasifizierungsterminal vermarktet werden. Die verschiedenen Vermarktungswege sind in der Abbildung 38 dargestellt und werden im Folgenden beschrieben.

1. Ein EVU¹³ schließt direkt mit der Verflüssigungsanlage einen langfristigen Liefervertrag ab. Die Lieferung muss an einen bestimmten Lieferort erfolgen (sog. DES - Delivery Ex Ship). Mit hoher Wahrscheinlichkeit handelt es sich dabei um das dem EVU nächstgelegene Regasifizierungsterminal.
2. Ein EVU schließt einen langfristigen Liefervertrag direkt mit der Verflüssigungsanlage ab. Das EVU verfügt über das LNG, sobald es auf das Schiff geladen wird (sog. FOB - Free on Board). Somit kann das EVU die LNG-Lieferung und den Anlandeort selbst bestimmen und ggf. die Mengen weiterveräußern.
3. Ein Portfolio-Händler (z. B. Total, Shell, etc.) schließt einen längerfristigen Vertrag mit der Verflüssigungsanlage ab. Anschließend verkauft der Portfolio-Händler Teile seiner Vertragsmenge ebenfalls über einen längerfristigen Vertrag an ein EVU. Der Vorteil dieser Vertragskonstruktion liegt darin, dass der Portfolio-Händler mit der Verflüssigungsanlage eine andere Vertragslaufzeit vereinbaren kann als mit dem EVU.

¹³ Hier wurde als naheliegendes Beispiel Energieversorgungsunternehmen genannt. Im Prinzip sind auch Verträge mit anderen Marktteilnehmern möglich (z.B. Industrie).

4. Der Portfolio-Händler schließt einen längerfristigen Vertrag mit der Verflüssigungsanlage ab. Anschließend verkauft der Portfolio-Händler Teile seiner Vertragsmenge über kurzfristige Verträge oder als Spotmengen an einen anderen Portfolio-Händler oder direkt an ein EVU.

Abbildung 38: Unterschiedliche Vermarktungswege für LNG-Mengen



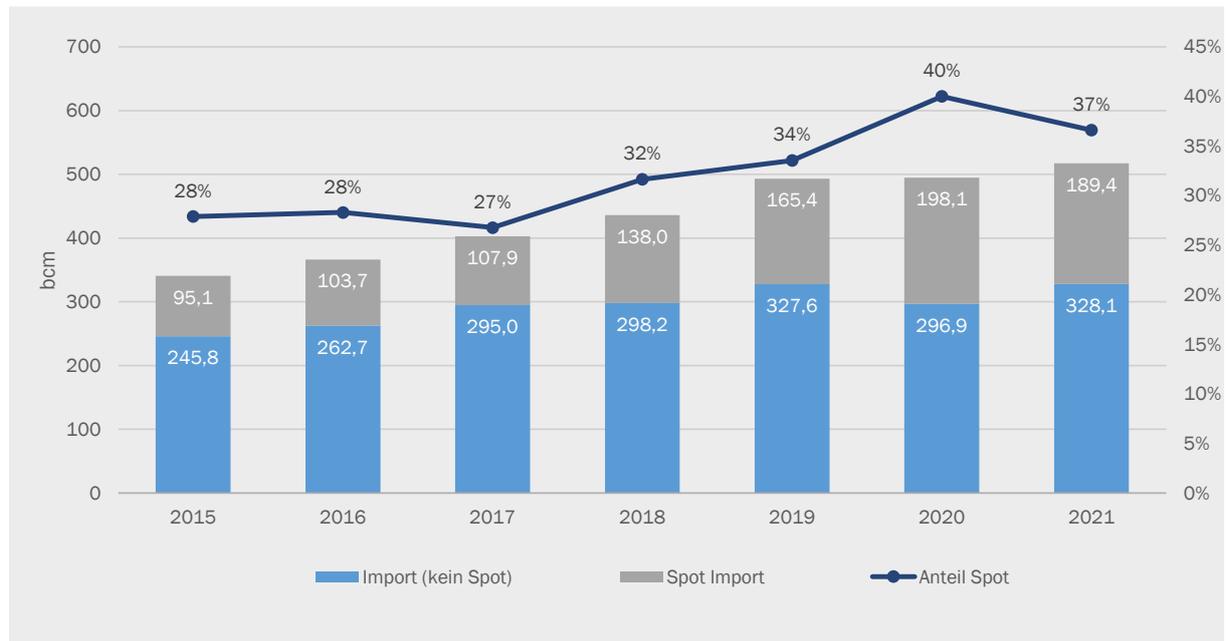
Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an (Rogers, 2017)
 *DES = Delivered ex ship, FOB= Free on Board

8.3 Der aktuelle LNG-Handel – Spotmengen und Lieferflexibilität

Der LNG-Sporthandel hat stetig zugenommen. Über ein Drittel der im Jahr 2021 gehandelten Mengen sind bereits Spotmengen (siehe Abbildung 39). Diese Mengen sind sehr wahrscheinlich Sekundärvermarktungen aus bestehenden längerfristigen Verträgen ohne festgelegten Anlandeort (siehe 3. und 4. in Kapitel 8.2).

Im Gegensatz zu Liefermengen direkt aus Langfristverträgen haben Spotmengen in der Regel keine vertraglich fixierten Preisformeln mit einer Indexierung (z. B. an Henry Hub oder am Ölpreis). Dies führt dazu, dass Spotmengen häufiger höheren Preisvolatilitäten ausgesetzt sind, wie dies bereits im Jahr 2022 der Fall war. Auf der anderen Seite bieten Spotmengen eine höhere Flexibilität in Bezug auf Menge, Lieferzeitpunkt und Lieferort als Mengen, die direkt aus Langfristverträgen stammen.

Abbildung 39: Entwicklung Anteil Spot & Short Term* und Import über Langfristverträge im weltweiten LNG-Handel



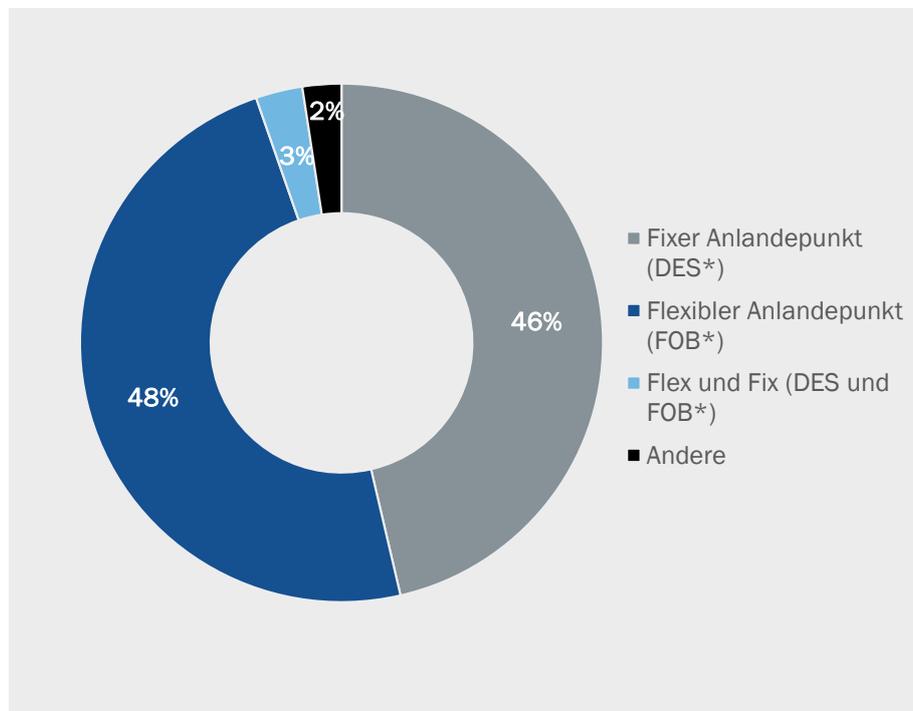
Quelle: (GIIGNL, 2022)

*Verträge mit Laufdauer von bis zu vier Jahren. In 2021 wurden 161 bcm bis zu drei Monate nach der Transaktion geliefert.

Die vertraglich fixierten Mengen sind hälftig mit fixem Anlandepunkt und hälftig mit flexiblem Anlandepunkt (siehe Abbildung 40). Ein längerfristiger Vertrag mit flexiblem Anlandepunkt erlaubt es dem Käufer einfacher Mengen weltweit weiterzuveräußern und somit das eigene Portfolio zu optimieren sowie Arbitragegeschäfte durchzuführen.

Aber auch Mengen mit Delivered ex ship (DES) können mittels des Re-Loading weiterveräußert werden. Hierfür findet eine reguläre Lieferung der Mengen zu einem vereinbarten Anlandepunkt statt. Anschließend wird das LNG auf ein anderes Schiff geladen und dann zu einem anderen Anlandepunkt verschifft. Dennoch wären Verträge mit Free on Board (FOB) zum Re-Loading zu bevorzugen, da sie bereits ab der Beladung der Mengen flexibler, kostensparender und ökologischer sind.

Abbildung 40: Lieferortflexibilität der vertraglich fixierten Menge*



Quelle: (GIIGNL, 2022)

* Laufende und abgeschlossene Verträge bis 2021 als auch bekannte neue Verträge aus 2022 ausgewertet

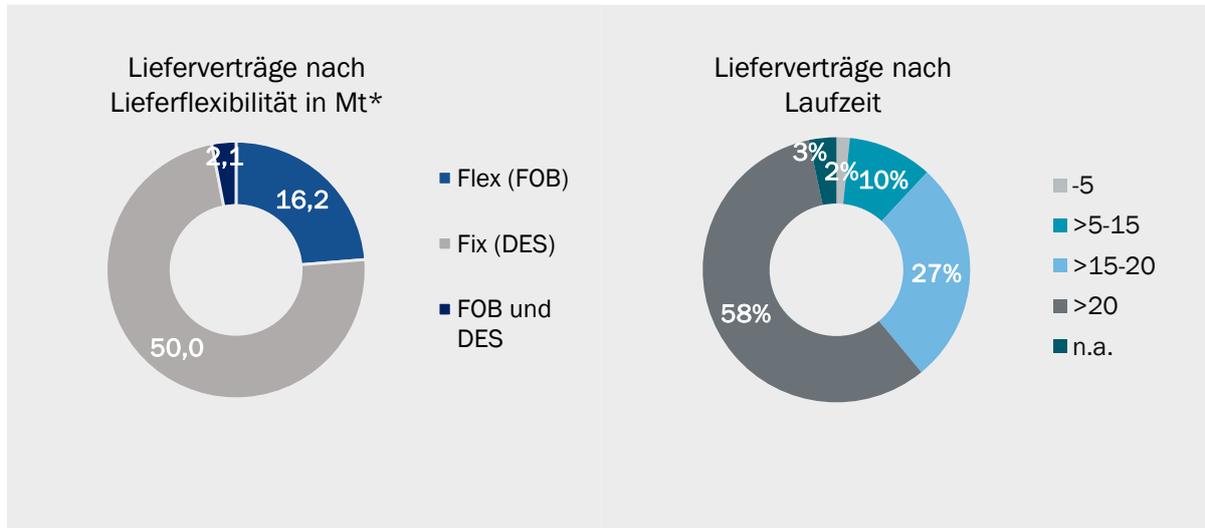
DES = Delivered ex ship, FOB= Free on Board. Zum fixen Anlandepunkt wurden auch die Angaben CIF, CFR und DPU gezählt. Zum flexiblen Anlandepunkt wurde auch die Angabe Tolling gezählt.

8.4 Long-term Verträge: Unterschiede Katar und USA

Katars Exportverträge sind überwiegend mit fixiertem Anlandepunkt (DES) abgeschlossen (siehe Abbildung 41). Sie haben zumeist eine Belieferungsdauer von 20 Jahren und mehr. Grundsätzlich verlangen Verkäufer lange Liefervertragsdauern ab 20 Jahren, damit eine Refinanzierung der Verflüssigung und Exploration gesichert ist. Im Fall von Katar wird ausschließlich sowohl die Verflüssigungskapazität als auch das Gas zusammen kontrahiert.

Die **Exportverträge** der **USA** sind überwiegend mit flexiblen Verträgen ohne fixierten Anlandepunkt (FOB) (siehe Abbildung 42). In den Flex-Verträgen sind nicht nur FOB-Verträge, sondern auch sogenannte Tolling-Verträge enthalten. Dies sind Verträge, um ausschließlich die Verflüssigungskapazität zu nutzen ohne den gleichzeitigen Bezug von Gas. Das Gas muss separat eingekauft werden. Auch in den USA ist die Dauer der Lieferverträge zumeist 20 Jahre und mehr. U. a. verlangt die US-amerikanische Genehmigungsbehörde FERC, dass ein potenzieller Betreiber von Verflüssigungskapazitäten solche langfristigen Lieferverträge vorweist, bevor eine Genehmigung für den Bau einer Verflüssigungsanlage erteilt wird.

Abbildung 41: Katar – LNG-Exportverträge

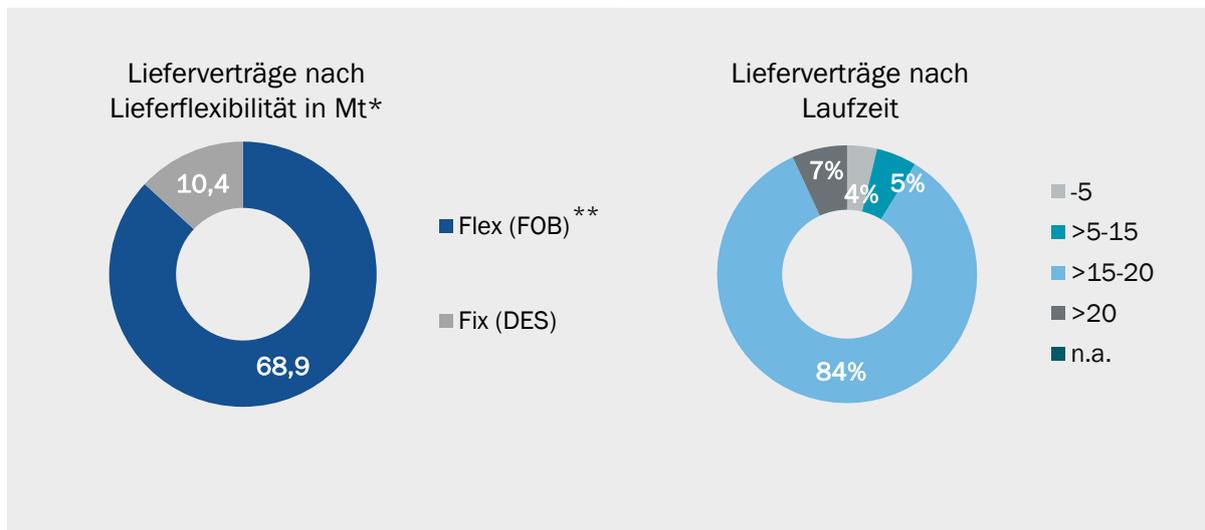


Quelle: (GIIGNL, 2022)

* 1 Mt= million Tonnen entspricht 1,39 bcm

DES = Delivered ex ship, FOB= Free on Board. Zum fixen Anlandepunkt wurden auch die Angaben CIF, CFR und DPU gezählt. Zum flexiblen Anlandepunkt wurde auch die Angabe Tolling gezählt.

Abbildung 42: USA – LNG-Exportverträge



Quelle: (GIIGNL, 2022)

* 1 Mt= million Tonnen entspricht 1,39 bcm

** inklusive Tolling-Verträge

DES = Delivered ex ship, FOB= Free on Board. Zum fixen Anlandepunkt wurden auch die Angaben CIF, CFR und DPU gezählt. Zum flexiblen Anlandepunkt wurde auch die Angabe Tolling gezählt.

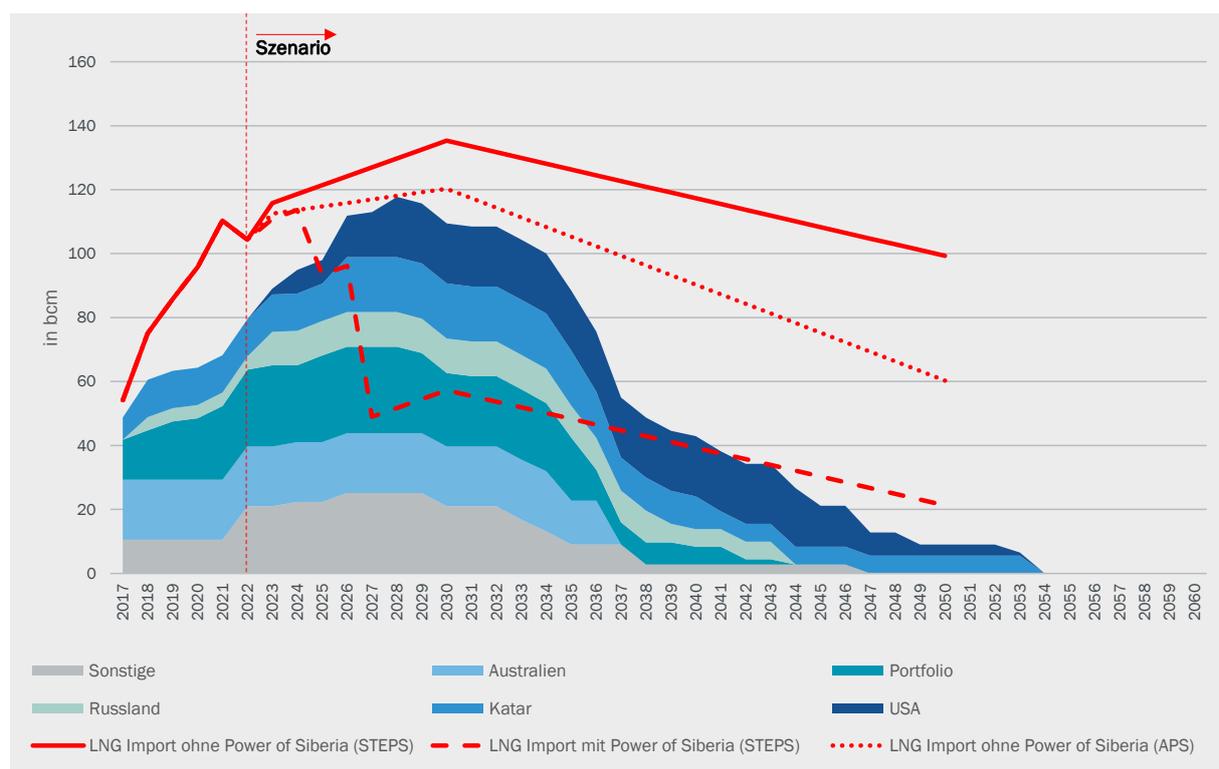
8.5 LNG-Verträge China und Europa

Im Folgenden werden die LNG-Verträge Chinas und Europas analysiert, um die jeweilige Position dieser Länder im globalen LNG-Wettbewerb zu bestimmen. China ist im asiatischen Markt von besonderem Interesse, da China ebenso wie Europa auf LNG-Spotmengen angewiesen ist.

China hat viele neue LNG-Verträge abgeschlossen, insbesondere mit den USA und Katar, die aber überwiegend erst 2026 beginnen. In den nächsten 2 bis 3 Jahren wird dieses Angebot nicht ausreichen, um die angenommene Nachfrage zu decken, sodass noch Spotmengen zugekauft werden müssen. Werden die Pipelines Power of Siberia 1 ausgebaut und die Power of Siberia 2 wie geplant gebaut, dann könnte China bereits ab 2025 wieder ein Überangebot an Gas haben und sie würden eine „Long-Position“ einnehmen (siehe Abbildung 43).

Für den Fall, dass die beiden Pipelines Power of Siberia nicht wie geplant realisiert werden, hat China auch in Zukunft eine gute Absicherung durch LNG-Verträge. Da China erst 2060 klimaneutral sein will, würde diese Vertragsstrategie dazu führen, dass China langfristig kein überschüssiges Gas hat.

Abbildung 43: LNG-Verträge China* nach Exportregionen und LNG-Nachfrage



Quelle: (GIIGNL, 2022), (IEA, 2022), Auswertung von Newslettern, eigene Berechnungen

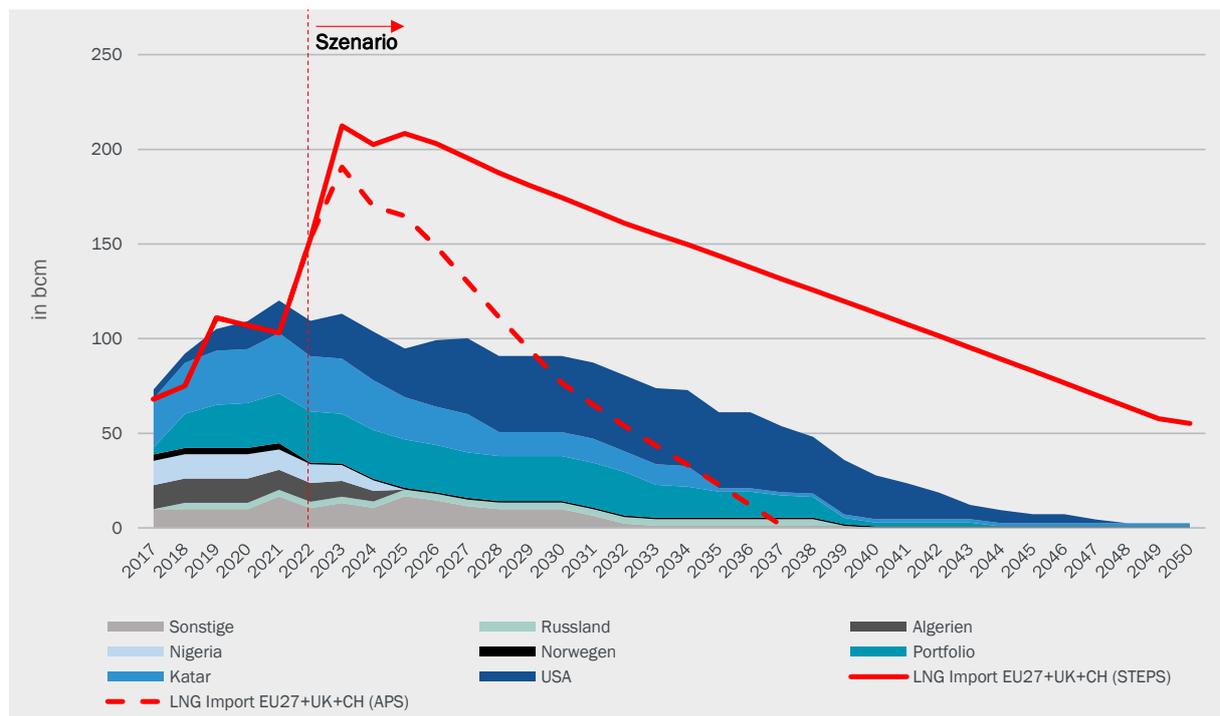
* Laufende und abgeschlossene Verträge bis 2021 als auch bekannte neue Verträge aus 2022 ausgewertet. Inklusive Heads of Agreement** (siehe unten).

Disclaimer: Nicht immer ist eine eindeutige Zuweisung der LNG-Mengen zu den Exportregionen möglich. Es wurde teilweise ein Abgleich mit historischen Liefermengen vorgenommen sowie andere Quellen verglichen, um eine ungefähre Abschätzung der Vertragsstruktur vorzunehmen.

** Heads of Agreement = Vorverträge mit konkreten Vertragsparametern

Im Jahr 2021 verfügte Europa noch über ausreichend kontrahierte LNG-Mengen, um die Nachfrage zu decken (siehe Abbildung 44). Seit Beginn des Angriffskrieges ist die Nachfrage nach LNG jedoch sprunghaft angestiegen. Die fehlenden Mengen in 2022 mussten durch Spotkäufe kompensiert werden. Für 2023 könnte sich diese Situation durch den weiteren Ausfall der Gasmen- gen aus Russland im Laufe des Jahres 2022 verschärfen. Als neuer langfristiger Lieferant treten die USA auf. Insbesondere polnische und deutsche LNG-Kunden haben neue Verträge oder Heads of Agreement** mit den USA abgeschlossen.

Abbildung 44: LNG-Verträge EU-27, UK und Schweiz* nach Exportregionen und LNG-Nachfrage



Quelle: (GIIGNL, 2022), (IEA, 2022), Auswertung von Newslettern, eigene Berechnungen

* Laufende und abgeschlossene Verträge bis 2021 als auch bekannte neue Verträge aus 2022 ausgewertet. Inklusive Heads of Agreement** (siehe unten).

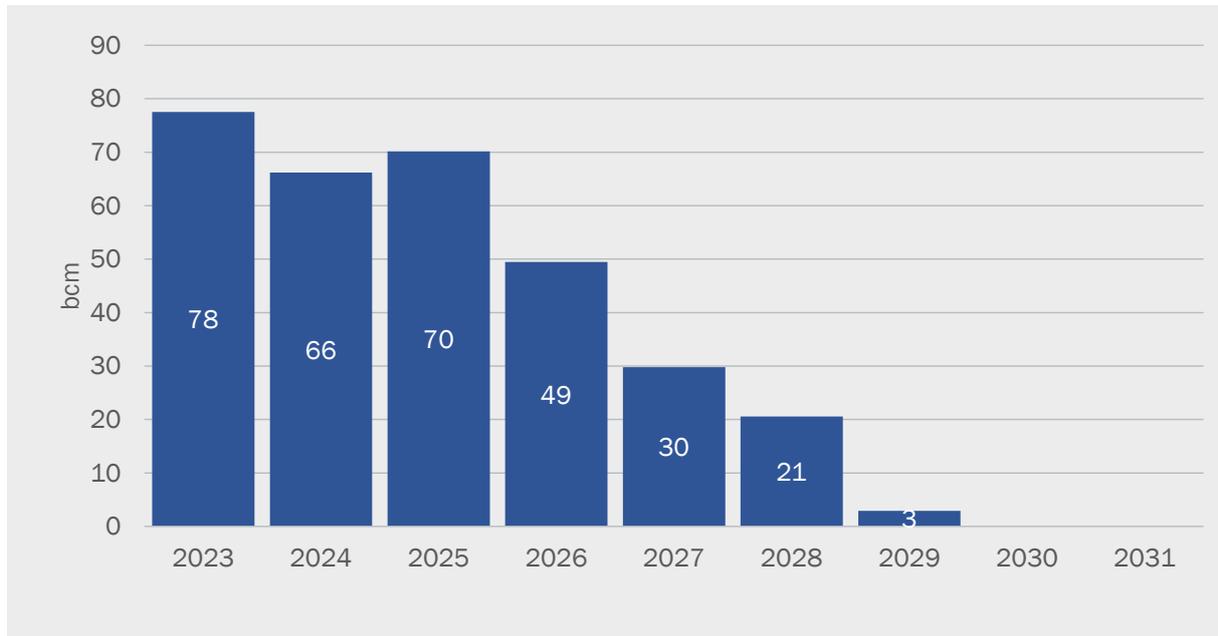
Disclaimer: Nicht immer ist eine eindeutige Zuweisung der LNG-Mengen zu den Exportregionen möglich. Es wurde teilweise ein Abgleich mit historischen Liefermengen vorgenommen sowie andere Quellen verglichen, um eine ungefähre Abschätzung der Vertragsstruktur vorzunehmen.

** Heads of Agreement = Vorverträge mit konkreten Vertragsparametern

Wenn Europa seine Nachfrage entsprechend dem Szenario APS reduziert, besteht insbesondere bis 2026 eine hohe Abhängigkeit von (derzeit noch) nicht kontrahierten Mengen (siehe Abbildung 45). Erst ab 2030 werden keine neuen kontrahierten Mengen mehr benötigt. Der Abschluss langfristiger Verträge mit neuen Verflüssigungskapazitäten, die voraussichtlich erst 2026 oder 2027 fertiggestellt werden, erscheint im Sinne der Versorgungssicherheit nur dann sinnvoll, wenn in den langfristigen Verträgen festgelegt wird, dass das Gas bei Nichtbedarf an Dritte weiterverkauft werden kann.

Abbildung 45: Vertraglich noch nicht gesicherter LNG-Bedarf in der EU-27, UK und Schweiz

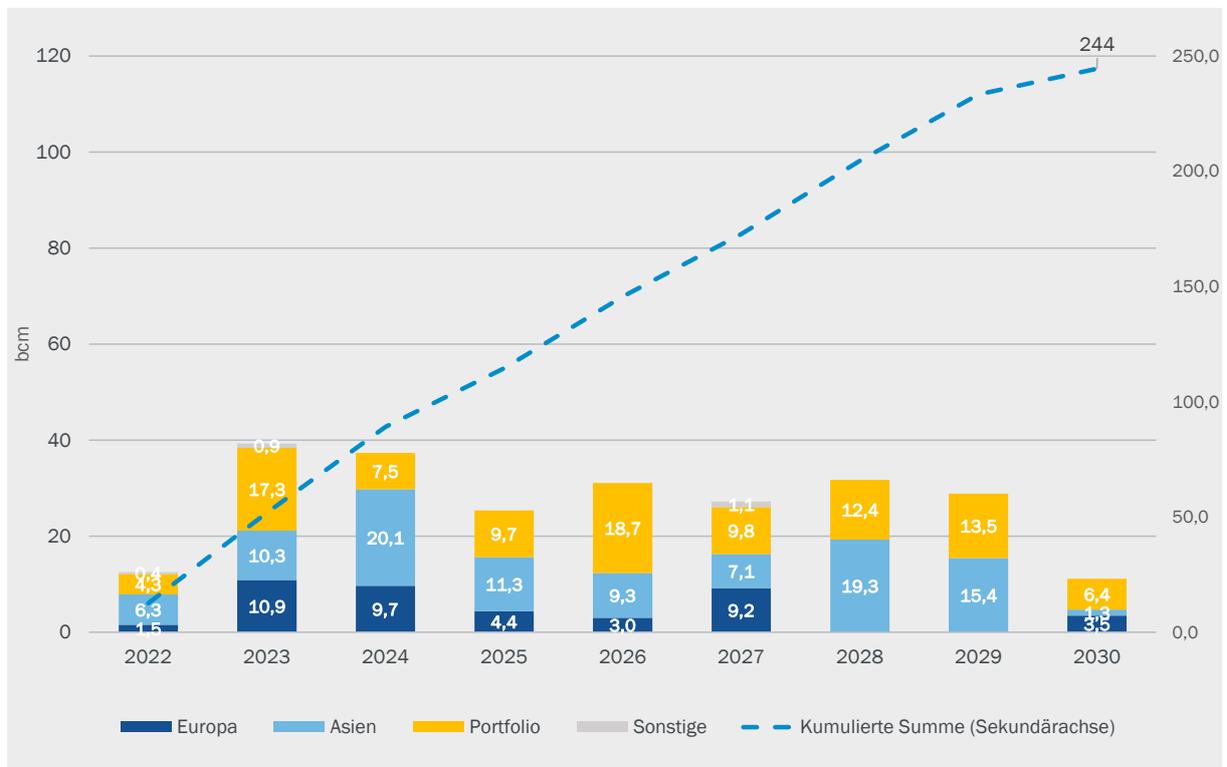
Szenario APS



Quelle: (GIIGNL, 2022), (IEA, 2022), Auswertung von Newslettern, eigene Berechnungen

In den nächsten Jahren laufen viele langfristige LNG-Verträge aus. Die meisten dieser Verträge haben eine Laufzeit von mehr als 10 Jahren, sodass davon ausgegangen werden kann, dass die dahinterstehenden Verflüssigungsanlagen weitgehend refinanziert sind (siehe Abbildung 46). Ein Neuabschluss der Verträge mit verkürzten Laufzeiten ist daher grundsätzlich denkbar. Portfolio-Player könnten jedoch erwägen, diese Mengen lieber als Spotmengen in einem knappen Markt anzubieten, statt diese in langfristigen Verträgen zu verankern.

Abbildung 46: Auslaufende Verträge* nach Importregionen



Quelle: (GIIGNL, 2022), (IEA, 2022), Auswertung von Newslettern, eigene Berechnungen

* Laufende und abgeschlossene Verträge bis 2021 als auch bekannte neue Verträge aus 2022 ausgewertet. Inklusive Heads of Agreement.

Disclaimer: Nicht immer ist eine eindeutige Zuweisung der LNG-Mengen zu den Exportregionen möglich. Es wurde teilweise ein Abgleich mit historischen Liefermengen vorgenommen sowie andere Quellen verglichen, um eine ungefähre Abschätzung der Vertragsstruktur vorzunehmen.

8.6 Verhandlungsoptionen/-strategien für den Ankauf von LNG-Mengen

Die aktuelle Ausgangslage ist, dass Europa in den nächsten Jahren bis 2030 zusätzliche LNG-Mengen benötigt, dafür aber nicht genügend vertraglich abgesicherte Mengen zur Verfügung hat. Mögliche Optionen für LNG-Beschaffungsstrategien wären:

Optionen:

- **Deckung des Defizits mit Spot-Mengen:** Ein ausschließlicher Ankauf von Spot-Mengen wird voraussichtlich mit hohen Preisen verbunden sein, da Europa in Konkurrenz zu Asien stehen wird und der Markt in den nächsten Jahren knapp ist.
- **Abschluss von neuen Langfristverträgen (verbunden mit dem Aufbau neuer Verflüssigungskapazitäten):** Lieferungen unter neuen Langfristverträgen werden wahrscheinlich erst ab 2026/27 beginnen und eine längere Laufzeit (15 Jahre und mehr) haben. Eine Möglichkeit wäre bereits jetzt einen Weiterverkauf anzustreben, wenn die Dekarbonisierungsziele eingehalten werden. Diese Option wäre preislich wahrscheinlich die beste, da zumeist neue Verträge mit Henry-Hub-gebundenen Preisformeln abgeschlossen werden. Allerdings wird dieser preisliche Effekt erst ab 2026 greifen, wenn die Verträge beginnen.

Insgesamt ist zu bedenken, dass durch den Weiterverkauf von LNG nur die nationalen bzw. EU-Ziele eingehalten werden und global zusätzliche Emissionen durch die Nutzung von LNG entstehen. Andererseits sehen die Dekarbonisierungsziele einzelner Länder eine spätere Klimaneutralität als Europa vor. Zudem könnte in diesen Ländern CCUS zur Anwendung kommen.

- **Verlängerung/ Neuabschluss mit kurzer Laufzeit von auslaufenden Langfristverträgen:** Auslaufende Verträge werden verlängert oder neu abgeschlossen (ca. 5 Jahre) bis die Knappheit überwunden ist. Es ist davon auszugehen, dass für diese Zeit, da der Markt allgemein knapp ist, Verträge nur mit Aufschlägen abgeschlossen werden können. Auf der anderen Seite könnten aber auch Verkäufer solche Verträge dem Markt vorenthalten, um die Marktchancen auf dem Spotmarkt zu nutzen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass eine alleinige Verlängerung der auslaufenden Verträge in Europa nach der Analyse in Kapitel 8.5 nicht ausreichen würde. Entweder werden die Restmengen über Spot mit entsprechenden Preisaufschlägen beschafft oder es gelingt den europäischen Abnehmern, ihrerseits auslaufende Verträge in Asien abzuschließen.

8.7 Zwischenfazit: LNG-Verträge

Die Finanzierung der Verflüssigungskapazitäten wird durch den Abschluss langfristiger Verträge abgesichert. Diese neuen Verträge haben in der Regel eine Laufzeit von mindestens 20 Jahren. LNG-Verträge können auf unterschiedliche Weise vermarktet werden. Wesentliche Unterschiede ergeben sich aus dem Erfüllungsort. Während Katar überwiegend Verträge mit festem Lieferort anbietet, sind die Verträge der USA überwiegend frei in Bezug auf den Erfüllungsort. Damit bieten diese Verträge eine höhere Flexibilität.

Im Jahr 2021 verfügte Europa noch über ausreichend kontrahierte LNG-Mengen, um die Nachfrage zu decken. Seit Beginn des Angriffskrieges ist die Nachfrage nach LNG jedoch sprunghaft angestiegen. Die fehlenden Mengen für 2022 mussten durch Spotkäufe kompensiert werden. Für 2023 könnte sich diese Situation durch den weiteren Ausfall der Gasmengen aus Russland im Laufe des Jahres 2022 verschärfen.

Auf der anderen Seite wird ein zusätzlicher LNG-Bedarf über die kontrahierten Mengen hinaus nur bis 2030 benötigt, wenn sich die Nachfrageentwicklung entsprechend dem APS-Szenario entwickelt. Vor diesem Hintergrund erscheint der Abschluss neuer langfristiger Verträge (10 Jahre und länger) im Widerspruch zu den langfristigen Dekarbonisierungszielen zu stehen.

Eine Möglichkeit ist die Verlängerung auslaufender Verträge. Die Verkäufer dieser Verträge dürften nicht mehr so stark unter Refinanzierungsdruck stehen und könnten daher eine flexiblere Vertragsgestaltung anbieten. Auf der anderen Seite könnten diese Verkäufer aber auch die aktuellen Marktchancen nutzen und daher keine längerfristigen Verträge anbieten.

Europäische Käufer sollten weitere LNG-Verträge so flexibel wie möglich hinsichtlich Lieferort und Laufzeit gestalten. Es sollte die Option bestehen, Mengen in andere Weltregionen zu verkaufen, wenn die LNG-Nachfrage sinkt. Bei diesen Überlegungen ist jedoch zu berücksichtigen, dass durch den Weiterverkauf von LNG nur die nationalen bzw. EU-Ziele eingehalten werden und global zusätzliche Emissionen durch die Nutzung von LNG entstehen. Andererseits sehen die Dekarbonisierungsziele einzelner Länder eine spätere Klimaneutralität als Europa vor. Um dieser Unsicherheit Rechnung zu tragen, dürften möglichst kurze Vertragslaufzeiten vorzuziehen sein.

Portfolio-Player könnten solche flexiblen Verträge anbieten, da sie sich global und langfristig optimieren können. Solche Verträge werden aber sicherlich mit Preisaufschlägen gegenüber konventionellen Langfristverträgen einhergehen.

9 Schlussfolgerungen

Aufgrund des russischen Angriffskriegs waren Deutschland und zahlreiche andere europäische Länder gezwungen, die entfallenen Gaslieferungen aus Russland zu ersetzen. Dies geschah einerseits durch eine Steigerung der Lieferungen von Pipelinegas vor allem aus Norwegen und Algerien. Der weitaus größte Anteil wurde aber durch Importe vom LNG-Weltmarkt ersetzt, vor allem aus den USA, Katar und anderen Ländern wie Nigeria.

Deutschland nahm in Rekordzeit drei FSRU in Betrieb und plant eine Reihe von weiteren Regasifizierungs-Terminals. Auf europäischer Ebene stieg die Auslastung der vorhandenen LNG-Terminals stark an. Zugleich steckt die Klimapolitik einen immer enger werdenden Rahmen für fossile Energieträger. Vor diesem Hintergrund stellte sich die Frage, mit welchen LNG-Mengen künftig zu rechnen ist und was das für die weiteren Planungen für LNG-Importterminals heißt.

Deutschland

In vier verschiedenen Szenariovarianten wurde untersucht, ob der zukünftige LNG-Bedarf mit den geplanten Importterminals harmoniert. Es zeigte sich, dass im Vergleich zum oberen Rand der Bandbreite der Klimaneutralitätsszenarien **bereits im Jahr 2023** durch die neuen FSRU-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.

Lediglich wenn davon ausgegangen wird, dass sowohl die bisher noch vorhandenen Importe aus Russland nach Osteuropa vollständig entfallen und die größte einzelne Pipeline (nach Norwegen) ausfällt, kann trotz der neuen FSRU in den Jahren **2023 bis 2026** in Deutschland eine Versorgungslücke entstehen. Spätestens ab dem Jahr 2027 könnte zudem die Lücke auch durch weitere LNG-Kapazitäten geschlossen werden.¹⁴

In einer Variation des Szenarios mit der Versorgung der osteuropäischen Länder und einer Laufzeitverlängerung der FSRUs wurde gezeigt, dass **keine festen LNG-Terminals** benötigt werden, wenn sich der **Gasverbrauch gemäß den Klimaneutralitätsszenarien** entwickelt. Vor diesem Hintergrund halten wir eine zurückhaltende Planung insbesondere der festen Terminals für geboten. Das Ergebnis zeigt zudem den Sicherheitsgewinn einer konsequenten und erfolgreichen Klimapolitik.

Europa

In Europa entsteht ein ähnliches Bild wie für Deutschland. Es zeigt sich, dass die Gasnachfrage bei allen dargestellten Nachfrageentwicklungen mit den neuen Terminals gedeckt werden kann. Lediglich unter der Annahme eines ab dem Jahr 2030 stetig rückläufigen **Pipeline-Imports** und einer Nachfrageentwicklung gemäß dem STEPS-Szenario würden ab 2030 die neuen LNG-Terminals weiterhin benötigt. Will Europa für den Fall des eigenen Politikversagens vorsorgen, ist dieses Szenario zu wählen.

¹⁴ Es war nicht Gegenstand dieser Untersuchung, zu prüfen, wie die in diesem Szenario mögliche Versorgungslücke kurzfristig gedeckt werden könnte.

Entwickelt sich die Nachfrage aber 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 ab 2026 nicht mehr benötigt, auch dann wenn Pipeline-Importe ab 2030 zurückgehen sollten. Im Gegensatz zu Deutschland verfügen die EU-27 und Großbritannien bereits über Onshore-LNG-Terminals. Diese könnten auch nach 2030 die Versorgung in dieser Region sichern. Auch auf europäischer Ebene könnte somit überlegt werden, kurzfristig eine Versorgungslücke mit FSRUs zu überbrücken, ohne neue feste LNG-Terminals zu errichten.

Welt

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-Verflüssigungskapazitäten ausreichen. Das Hinzufügen weiterer neuer Kapazitäten sollte daher sehr sorgfältig abgewogen werden.

Verträge

Europäische Käufer sollten weitere LNG-Verträge so flexibel wie möglich hinsichtlich Lieferort und Laufzeit gestalten. Es sollte die Option bestehen, Mengen in andere Weltregionen zu verkaufen, wenn die LNG-Nachfrage sinkt. Bei diesen Überlegungen ist jedoch zu berücksichtigen, dass durch den Weiterverkauf von LNG nur die nationalen bzw. EU-Ziele eingehalten werden und global zusätzliche Emissionen durch die Nutzung von LNG entstehen. Andererseits sehen die Dekarbonisierungsziele einzelner Länder eine spätere Klimaneutralität als Europa vor. Um dieser Unsicherheit Rechnung zu tragen, dürften möglichst kurze Vertragslaufzeiten vorzuziehen sein.

Portfolio-Player könnten solche flexiblen Verträge anbieten, da sie sich global und langfristig optimieren können. Solche Verträge werden aber sicherlich mit Preisauflagen gegenüber konventionellen Langfristverträgen einhergehen.

Alles in allem kann festgehalten werden, dass kurzfristig FSRU die Versorgungslage sichern können, wenn es zudem gelingt ausreichende Gasmengen am Weltmarkt zu kontrahieren. Den absehbaren Engpässen in den nächsten 2-3 Jahren ist am besten mit flexiblen, relativ

kurzlaufenden Verträgen beizukommen. Neue (feste) Onshore-Kapazitäten sind hingegen sorgfältig abzuwägen, da die Gefahr von Stranded Assets droht. Auf lange Sicht wird die Versorgung mit einer konsequenten Klimapolitik sicherer.

Literaturverzeichnis

- AGEB. (2022). *Auswertungstabellen zur Energiebilanz*. Abgerufen am 19. 01 2023 von <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/auswertungstabellen/>
- Agora Energiewende. (2023). *Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022*. Abgerufen am 18. 01 2023 von https://static.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-10_DE_JAW2022/A-EW_283_JAW2022_WEB.pdf
- Agora Energiewende, Prognos, Consentec. (2022). *Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann*. Von https://static.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_DE_KNStrom2035/A-EW_264_KNStrom2035_WEB.pdf abgerufen
- 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
- BCG. (2021). *Klimapfade 2.0*. BDI. Von <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-energiawirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/> abgerufen
- BDEW. (2022). *Die Energieversorgung 2022 - Jahresbericht*. Von https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2022_final_20Dez2022.pdf abgerufen
- BGR. (2022). *BGR Energiestudie*. Von https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/energiestudie_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=4 abgerufen
- BMWK. (2022). *Langfristszenarien 3*. Von <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/> abgerufen
- BMWK. (2023). *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
- BNetzA. (2023). *Aktuelle Lage der Gasversorgung in Deutschland*. Von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html abgerufen

- BP. (2022). *Statistical Review of World Energy*. Abgerufen am 14. 12 2022 von <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
- Canada, G. o. (2022). *Government of Canada*. Von <https://www.nrcan.gc.ca/energy/energy-sources-distribution/natural-gas/canadian-Ing-projects/5683> abgerufen
- EIA. (2023). *U.S. Shale Production*. Von https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/res_epg0_r5302_nus_bcfa.htm 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/repowerEU-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*. Abgerufen am 07. 12 2022 von https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/Report_Conversion_of_LNG_Terminals_for_Liquid_Hydrogen_or_Ammonia.pdf
- GEM. (2022). *Global Energy Monitor - Global Gas Infrastructure Tracker*. Von <https://globalenergymonitor.org/projects/global-gas-infrastructure-tracker/> abgerufen
- GIIGNL. (2015-2022). *Annual Reports 2015-2022*. Von <https://giignl.org/resources2/> 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. (2022). *Gas Market Report Q3*. Von <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q3-2022> abgerufen
- IEA. (2022). *World Energy Outlook 2022*. Von www.iea.org abgerufen
- JodiGas. (2023). *JODI Gas World Database*. Von http://www.jodidb.org/ReportFolders/reportFolders.aspx?sCS_referer=&sCS_ChosenLang=en abgerufen

Prognos. (2023). Spezifikation der Lock-In-Thematik für die Frage von LNG-Importen nach Deutschland (im Erscheinen).

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut. (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

Rogers, H. (2017). Does the Portfolio Business Model Spell the End of Long-Term Oil-Indexed LNG Contracts.

Rystad. (2022). Rebalancing Europe's Gas Supply. Von <https://iogpeurope.org/wp-content/uploads/2022/09/Report-Rebalancing-Europes-gas-supply.pdf> abgerufen

UK Government. (2021). *Net Zero Strategy: Build Back Greener*. Von <https://www.gov.uk/government/publications/net-zero-strategy> abgerufen

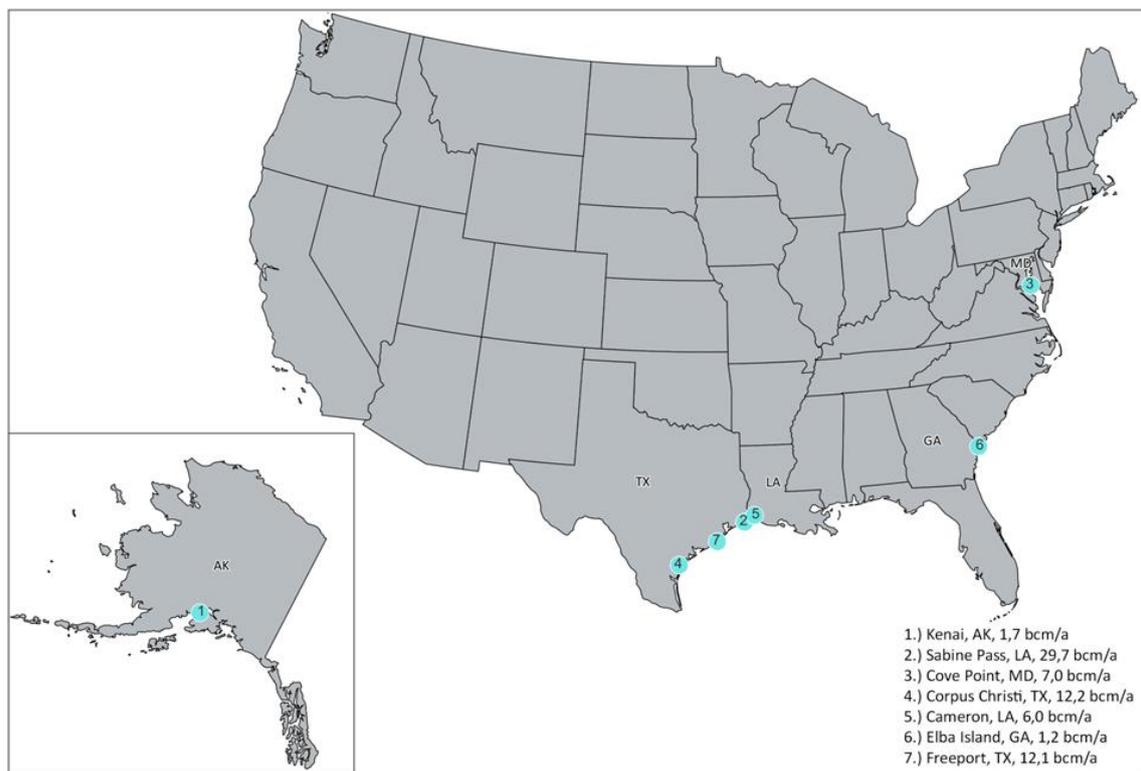
Anhang

Anlage A

Daten zu den Abbildungen 1, 2, 18-22, 29-31 und 34-37 können einer Excel unter folgendem Link entnommen werden.

Anlage B

Abbildung 47: Standorte der Verflüssigungskapazitäten in den USA



Quelle Karte: © 2022 Made with Natural Earth,
Projektion: NAD83, Datenquelle: Federal Energy Regulatory Commission (FERC)

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