

EWI-STUDIE

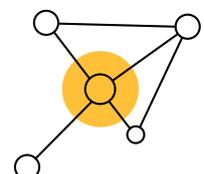
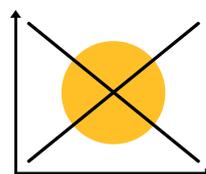
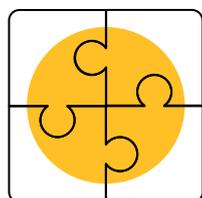
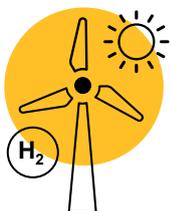
Entwicklungen der globalen Gasmärkte bis 2030

Szenarienbetrachtung eines beschränkten Handels mit Russland

Endbericht

Im Auftrag von Zukunft Gas e.V.

September 2022



**Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)**

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100

Fax: +49 (0)221 277 29-400

<https://www.ewi.uni-koeln.de>

Verfasst von

Dr. Eren Çam (Projektleitung)

Hendrik Diers

Jan Kopp

Michael Moritz

Bitte zitieren als

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2022).
Entwicklungen der globalen Gasmärkte bis 2030 - Szenarienbetrachtung eines
beschränkten Handels mit Russland.

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Annette Becker und Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge bilden die Institutsleitung und führen ein Team von mehr als 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE). Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	4
1 Einleitung	7
2 Szenariendefinition und Annahmen	8
2.1 Methodisches Vorgehen	8
2.2 Szenariendefinition	9
2.3 Gasnachfrage	10
2.4 Produktionskapazitäten	12
2.5 Infrastruktur	13
3 Ergebnisse	16
3.1 Entwicklung der Importstruktur der EU.....	16
3.2 Entwicklung der Exportstruktur von Russland	22
3.3 Entwicklung der Exportstruktur der USA	25
3.4 Entwicklung der Regasifizierungskapazitäten in Europa	27
3.5 Entwicklung der weltweiten Verflüssigungskapazitäten	30
3.6 Großhandelspreise	32
4 Steckbriefe Exportländer	36
Abkürzungsverzeichnis	44
Tabellenverzeichnis	45
Abbildungsverzeichnis.....	46
Literaturverzeichnis	47
Anhang.....	50
Anhang 1 Beschreibung des verwendeten Modells	50
Anhang 2 Zuordnung der Regionen.....	52

Executive Summary

Der Angriff Russlands auf die Ukraine am 24. Februar 2022 hat zu einer Neuausrichtung der energiepolitischen Ziele Deutschlands und anderer europäischer Staaten im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und die Diversifizierung der Energieversorgung geführt. Deutschland hat in der Vergangenheit in hohem Maße russische Energie in Form von Erdgas, Öl und Steinkohle eingeführt. Der Importanteil von Erdgas aus Russland am deutschen Gasverbrauch betrug im Jahr 2021 etwa 55 %.

Im Zuge dieser Studie untersucht das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) die mittelfristige Entwicklung der Handelsflüsse und Großhandelspreise für Erdgas sowie den weltweiten Ausbau von Verflüssigungsanlagen für den Export von Flüssigerdgas (LNG) und den europäischen Ausbau von Regasifizierungsanlagen für den Import von LNG. Zudem werden mögliche Veränderungen in der Erdgasimportstruktur der Europäischen Union analysiert und mögliche Entwicklungen in den Erdgasexportstrukturen der wichtigsten Exportländer betrachtet.

Es werden sechs Szenarien modelliert, welche sich aus zwei Ausprägungen der Nachfrageunsicherheit ergeben, die jeweils mit drei Ausprägungen der Angebotsunsicherheit kombiniert werden. Die zentrale Unsicherheit auf der Angebotsseite ist die Verfügbarkeit von russischem Erdgas für eine Länderkoalition, zu der die EU sowie weitere europäische, nordamerikanische und asiatische Länder gehören. Der Gashandel zwischen der Länderkoalition und Russland findet entweder unbeschränkt, teilweise beschränkt oder vollständig beschränkt statt. Die Unsicherheit auf der Nachfrageseite wird über zwei Szenarien mit hoher und niedriger globaler Erdgasnachfrage abgebildet. In jedem Szenario werden die Stichjahre 2026 und 2030 analysiert.

Gas aus anderen pipelinegebundenen Bezugsquellen ist nur begrenzt verfügbar

Gibt es keinen Gashandel zwischen Russland und der EU, werden die verbleibenden Pipelinekorridore in die EU stark ausgelastet. Über historische Liefermengen hinausgehend kann Gas nur in begrenztem Umfang aus alternativen pipelinegebundenen Bezugsquellen wie Norwegen, Aserbaidschan oder Algerien bezogen werden. Norwegen kann seine Produktion voraussichtlich noch bis zum Jahr 2028 steigern, wird danach aber Produktionsrückgänge verzeichnen. Die Importe aus den nordafrikanischen Exportländern werden voraussichtlich abnehmen, weil deren heimische Nachfrage ansteigt.

Ausbleibende Gasmengen aus Russland würden hauptsächlich durch LNG aus den USA ersetzt

Sollte russisches Gas nicht oder nur begrenzt zur Verfügung stehen, wird dieses in der EU vermutlich insbesondere durch LNG aus den USA und in geringerem Maße aus Katar ersetzt, wie Abbildung 1 zeigt. In allen Szenarien steigen die LNG-Importe aus den USA gegenüber dem Jahr 2021 an und erreichen einen Anteil an den Gesamtimporten der EU von circa 40 %, sollte zwischen Russland und der EU kein Gas gehandelt werden. In diesem Fall wird die EU neben Asien einer der wichtigsten Absatzmärkte für Erdgas aus den USA. Katar könnte seine Exporte nach Europa steigern, jedoch ist durch langfristige Lieferverträge bereits ein Großteil der Mengen an asiatische

Importeure gebunden. Mögliche zusätzliche Importe für die EU aus anderen LNG exportierenden Ländern wie Australien oder Kanada werden voraussichtlich nicht signifikant sein, da diese Exporteure in erster Linie den asiatischen Markt bedienen.

LNG-Importe hängen von der Realisierung von US-Verflüssigungsprojekten ab

Durch den Anstieg des globalen LNG-Handels wird bis 2030 ein Ausbau der Verflüssigungs- und Regasifizierungsanlagen notwendig sein. Bis 2030 könnte laut Modellergebnissen in Abbildung 2 die weltweit installierte Verflüssigungskapazität um mehr als zwei Drittel (+441 Mrd. m³/a) wachsen. Im Jahr 2021 konzentrieren sich die Hälfte der weltweit installierten Verflüssigungskapazitäten auf Australien, die USA und Katar. Ein erheblicher Teil der neuen Verflüssigungsanlagen könnte in den USA entstehen (bis zu 176 Mrd. m³/a), wodurch der wachsende LNG-Handel zwischen den USA und der EU ermöglicht wird. Die Realisierung von Verflüssigungsprojekten in den USA ist eine Voraussetzung für eine Erhöhung des LNG-Imports aus den USA. Da die Erdgasnachfrage in Europa vor dem Hintergrund von Klimaschutzanstrengungen aller Voraussicht nach mittel- bis langfristig abnehmen wird, bestehen erhebliche Unsicherheiten

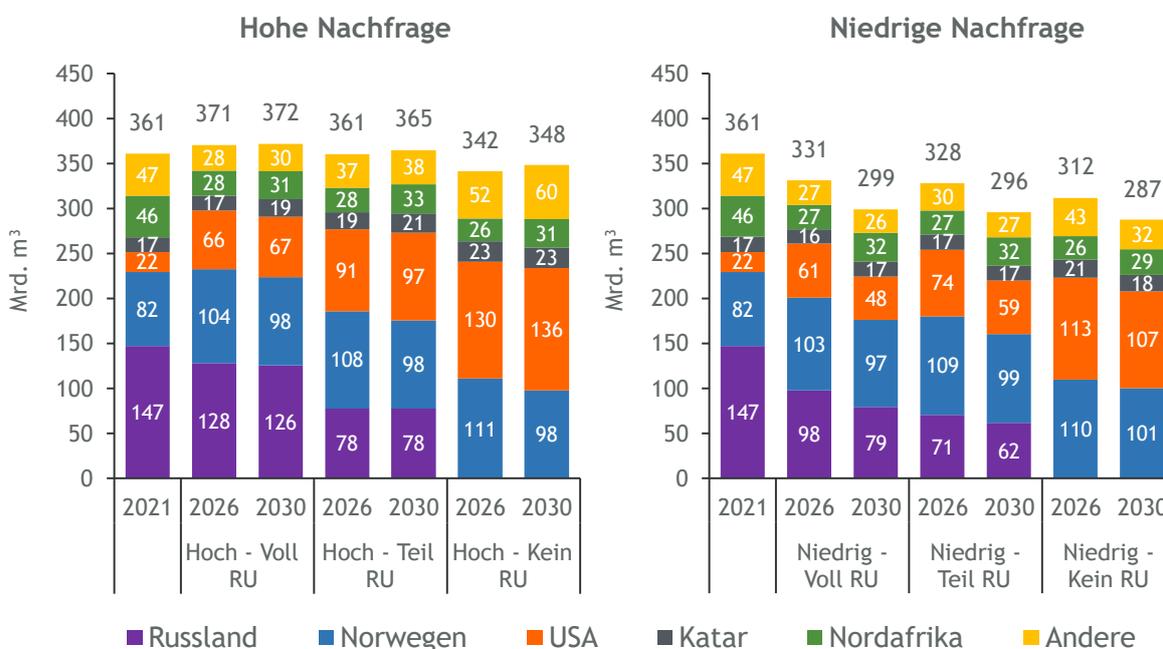


Abbildung 1: Importstruktur der Europäischen Union

Quelle: historische Werte basierend auf Rystad Energy 2022

bei der Realisierung solcher Investitionen.

Die im Jahr 2021 bestehenden Regasifizierungskapazitäten in Europa sind regional unterschiedlich verteilt. Aufgrund unzureichender Pipelineverbindungen können Überkapazitäten auf der Iberischen Halbinsel nur in geringen Umfang zur Versorgung anderer Regionen genutzt werden. Zeitlich erfolgt der Ausbau der Regasifizierungskapazität in Europa vornehmlich bis zum Jahr 2026. Durch nach heutigem Kenntnisstand bereits beschlossener Projekte werden nennenswerte Regasifizierungskapazitäten in Deutschland sowie in Belgien und den Niederlanden ausgebaut. Die Ergebnisse der Modellierung zeigen außerdem, dass darüber hinaus signifikante Regasifizierungskapazitäten in Italien aufgebaut werden, wenn kein Gas zwischen Russland und

der EU gehandelt wird. Über diese Kapazitäten könnten sowohl Italien als auch Kroatien und der Westbalkan mit LNG versorgt werden.

Nachfragereduzierung ist ein wesentlicher Hebel zur Normalisierung der Preise

Die Ergebnisse der Modellierung zeigen, dass die Großhandelspreise in Nordwesteuropa im Jahr 2026 über dem Niveau von 2021 liegen könnten, wenn kein Gas mit Russland gehandelt wird. Durch Nachfragereduktion kann das Preisniveau von 2018 auch ohne Verfügbarkeit russischen Gases bis 2030 wieder erreicht werden. In allen Szenarien ist der Gaspreis auf den europäischen und asiatischen Märkten höher als der Gaspreis auf dem US-Markt. In Szenarien ohne Gashandel mit Russland nimmt dieser Preisunterschied erheblich zu.

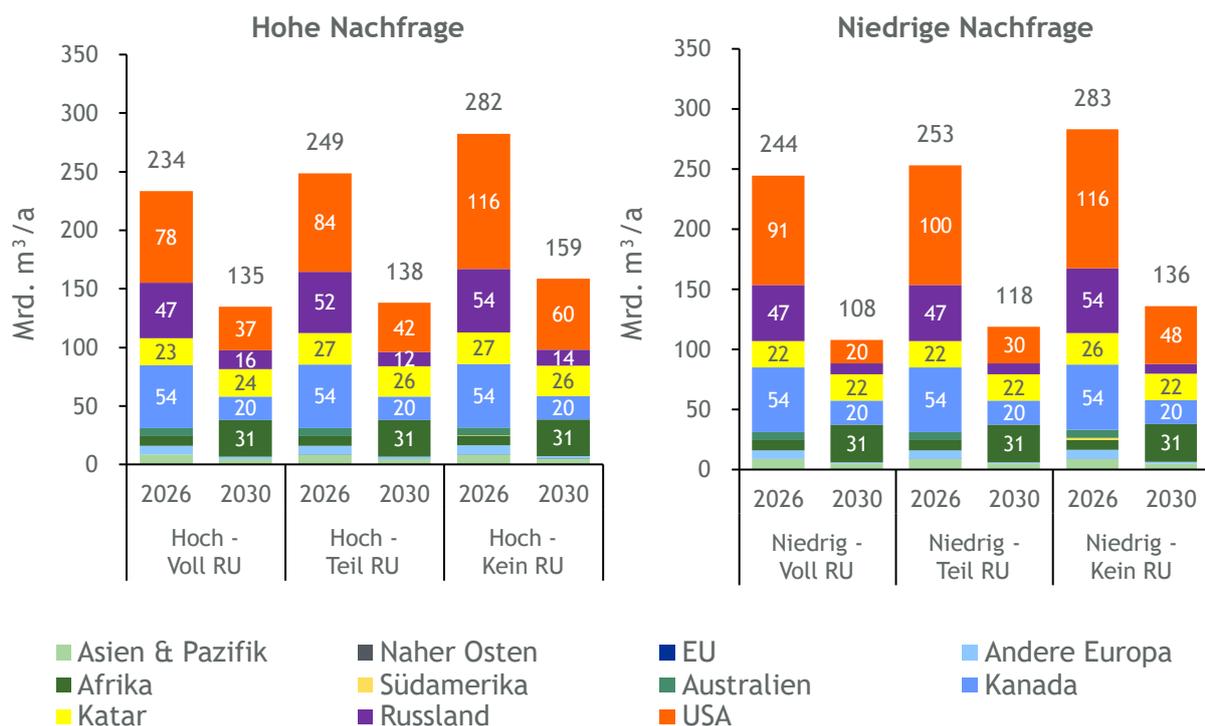


Abbildung 2: Ausbau der weltweiten Verflüssigungskapazitäten

1 Einleitung

Der Angriff Russlands auf die Ukraine am 24. Februar 2022 und die damit verbundenen geopolitischen Herausforderungen haben zu einer Neuausrichtung der energiepolitischen Ziele Deutschlands und anderer europäischer Staaten im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und die Diversifizierung der Energieversorgung geführt. Insbesondere stellt sich die Frage, inwieweit und wie schnell die Erdgaslieferungen aus Russland ersetzt werden können. Auf der Nachfrageseite stellt die Reduzierung des Gasverbrauchs in Europa einen wichtigen Beitrag zur Vermeidung möglicher Versorgungsengpässe im Falle eines vollständigen Stopps der russischen Gaslieferungen dar. Auf der Angebotsseite stellt sich die Frage, welche alternativen Lieferländer für Europa zur Verfügung stehen und wie schnell der Hochlauf der Exportmengen gelingen kann.

Vor diesem Hintergrund analysiert das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) in dieser Studie die Entwicklung der globalen Gasmärkte für die Jahre 2026 und 2030 und untersucht die Versorgungssituation in Europa. Die Analyse basiert auf Simulationen, die mit dem am EWI entwickelten, globalen Gasmarktmodell COLUMBUS durchgeführt wurden. Das Modell berücksichtigt die weltweiten Entwicklungen der Produktion und des Verbrauchs von Erdgas und simuliert den Ausbau der Verflüssigungs- und Regasifizierungskapazitäten für den Markt für Flüssiggas (Liquefied Natural Gas, LNG), die regionalen Gasgroßhandelspreise sowie die Handelsströme von LNG und Pipelinegas. Dies ermöglicht die Darstellung der Importstruktur Europas für den untersuchten Zeitraum und gibt an, welche Regionen ihre Gasexporte nach Europa steigern können und wie hoch die dafür notwendigen Investitionen in LNG-Infrastruktur in verschiedenen Szenarien sind. Die Szenarien zielen darauf ab, verschiedene Unsicherheiten in Bezug auf Gasnachfrage und -angebot zu berücksichtigen.

Es besteht eine erhebliche Unsicherheit hinsichtlich der Entwicklung der europäischen und weltweiten Gasnachfragen. Zu diesem Zweck werden zwei Ausprägungen betrachtet. Es wird eine Variante untersucht, bei der die Gasnachfrage in Europa auf dem im Jahr 2021 beobachteten Niveau verbleibt, während die globale Nachfrage ansteigt. Zudem wird eine zweite Variante betrachtet, bei der die Gasnachfrage in Europa deutlich zurückgeht und die globale Nachfrage im Vergleich zur ersten Ausprägung langsamer steigt.

Es wurden sechs Szenarien modelliert, welche Unsicherheiten auf der Angebots- und Nachfrageseite abbilden. Die zentrale Unsicherheit auf der Angebotsseite ist die Verfügbarkeit von russischem Erdgas für eine Länderkoalition, zu der die EU sowie weitere europäische, nordamerikanische und asiatische Länder gehören. Der Gashandel zwischen der Länderkoalition und Russland findet entweder unbeschränkt, teilweise beschränkt oder vollständig beschränkt statt. Die Unsicherheit auf der Nachfrageseite wird über zwei Szenarien mit hoher und niedriger globaler Erdgasnachfrage abgebildet.

2 Szenariendefinition und Annahmen

Das folgende Kapitel dient zunächst der Beschreibung der zugrunde liegenden Methodik sowie der Erläuterung der Pfadausprägungen innerhalb der Szenarien. Anschließend werden zentrale Annahmen zu Nachfrage, Produktionskapazitäten und Infrastruktur dargelegt.

2.1 Methodisches Vorgehen

Die Ermittlung der Ergebnisse in dieser Studie erfolgt unter Anwendung des EWI-Gasmarktmodells COLUMBUS. Das Modell simuliert die globalen Gasmärkte unter Berücksichtigung regionaler Gasnachfragen, Gasangebote und der verfügbaren Infrastruktur zur Bereitstellung und Transport. Zudem bildet das Modell Investitionsentscheidungen in den Ausbau der Infrastruktur ab. Die Lösung des Modells stellt ein Gleichgewicht aus Angebot und Nachfrage auf den globalen Gasmärkten dar. COLUMBUS berücksichtigt die räumliche Struktur der globalen Erdgasmärkte, wobei die Erzeuger und Verbraucher in einem Knotennetzwerk abgebildet werden. Die Produktionsknoten werden den Förderregionen und die Verbrauchsknoten den Nachfragezentren zugeordnet. Die jeweiligen Knoten sind durch Kanten verbunden, die Pipelines oder Schiffstransportrouten darstellen, wobei infrastrukturelle Beschränkungen wie Verflüssigungs- und Regasifizierungskapazitäten berücksichtigt werden.

Die Verbrauchsregionen werden durch ihre entsprechenden Nachfragefunktionen dargestellt, die von der angenommenen Preiselastizität abhängen. Die Preiselastizität bezeichnet die relative Veränderung der Nachfrage infolge einer Preisänderung. Produktionsregionen werden durch ihre jeweilige Angebotskostenfunktion abgebildet. Die Marktsituation in COLUMBUS entspricht einem oligopolistischen Cournot-Wettbewerb. Anbieter sind in der Lage strategisch die von Ihnen angebotenen Mengen zu variieren, um Ihren Gewinn zu maximieren. Akteure können auf diese Weise Ihre Marktmacht ausspielen.

Die Kernergebnisse der Gasmarktmodellierung umfassen regional und zeitlich aufgelöste Investitionen in Verflüssigungs- und Regasifizierungskapazitäten für LNG. Es ist zu beachten, dass in dem Modell von einer hundertprozentigen Verfügbarkeit der Terminals ausgegangen wird und N-1-Kriterien¹ nicht berücksichtigt werden. Der Ausbau der Infrastruktur erfolgt in dem Modell auf zwei Arten: Erstens durch exogene Investitionen, die dem Modell vorgegeben werden. Dabei handelt es sich um Projekte, für welche nach heutigem Kenntnisstand eine finale Investitionsentscheidung vorliegt und von denen angenommen wird, dass diese bis spätestens zum Jahr 2030 in Betrieb genommen werden. Außerdem kann das Modell zusätzlich endogene Investitionsentscheidungen tätigen, die sich gemäß den individuellen Zielfunktionen zur Gewinnmaximierung der Akteure zur Erreichung des Gleichgewichts ergeben. Weitere wichtige Ergebnisse des Modells sind die Handelsflüsse zwischen Exporteuren und Importeuren via Pipeline und Schiff und die Ausweisung von jährlichen Großhandelspreisen von Erdgas. Eine Modellbeschreibung wird im Anhang 1 aufgeführt.

¹ Das N-1-Kriterium bezeichnet den Grundsatz, dass beim Ausfall einer Komponente durch Redundanz der Ausfall des Gesamtsystems verhindert werden kann.

2.2 Szenariendefinition

Im Rahmen dieser Studie werden insgesamt sechs Szenarien für die Entwicklung der globalen Gasmärkte mit besonderem Fokus auf die zukünftige Entwicklung der Importstruktur der Europäischen Union (EU)² bis 2030 untersucht (siehe Abbildung 3). Im Fokus der Szenarien steht die zukünftige Verfügbarkeit von russischem Erdgas als zentrale Unsicherheit auf der Angebotsseite. Auf der Nachfrageseite stellt die Entwicklung der globalen Erdgasnachfrage³ die zentrale Unsicherheit dar.

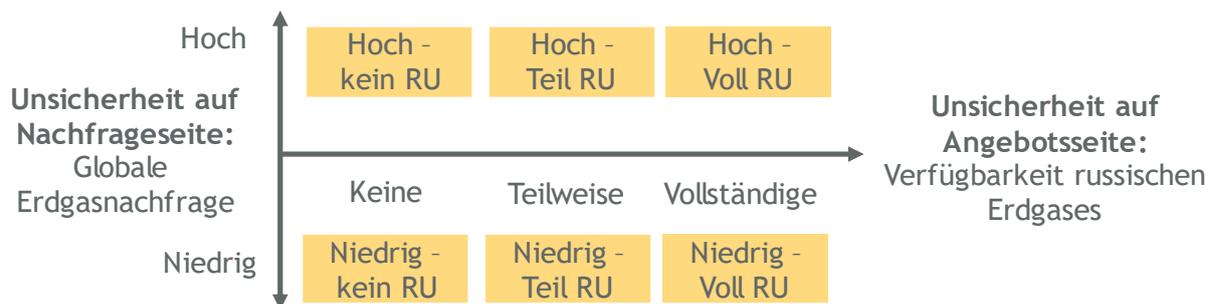


Abbildung 3: Szenarien auf Basis zentraler Unsicherheiten und Pfadausprägungen

Das Nachfrageszenario *Hoch* bildet einen Referenzfall ab und unterstellt eine konstante Gasnachfrage in der EU auf dem Niveau von 2021. Außerhalb der EU wird eine global wachsende Gasnachfrage auf Basis des „Stated Policies“ Szenarios des *World Energy Outlooks 2021* angenommen (IEA 2021), welches davon ausgeht, dass aktuell geltende Gesetzgebungen zu Treibhausgasemission eingehalten werden (IEA 2021).

Demgegenüber steht das zweite Nachfrageszenario *Niedrig*, welches von einer sinkenden Gasnachfrage in der EU und einer weniger stark wachsenden globalen Gasnachfrage ausgeht. Die Geschwindigkeit des Nachfragerückgangs für die EU ist an das „Distributed Energy“ Szenario des *Ten Year Network Development Plan 2022* (TYNDP) angelehnt⁴ (ENTSOG & ENTSO-E 2022). Getrieben durch das Bestreben höher Energieautonomie der EU mit Fokus auf erneuerbare Energien und Dezentralität, wird in diesem Szenario der Nachfragerückgang unter anderem durch verändertes Nutzerverhalten, Kreislaufwirtschaft und die Erhöhung der Biomethanproduktion erreicht. Die Entwicklung der globalen Erdgasnachfrage im Nachfrageszenario *Niedrig* basiert auf dem „Announced Pledges“ Szenario des *World Energy Outlooks 2021*, welches davon ausgeht, dass nicht nur aktuell geltende Gesetzgebungen, sondern auch Klimaschutzziele und langfristige Netto-Null Ziele weltweit vollständig und fristgerecht eingehalten werden (IEA 2021).

Die beiden Nachfrageszenarien in dieser Studie beziehen sich auf Quellen, die vor dem russischen Angriff auf die Ukraine am 24. Februar 2022 veröffentlicht wurden. Der Angriff Russlands hat zu einer Neuausrichtung der energiepolitischen Ziele Deutschlands und anderer europäischer

² Unter EU ist in dieser Studie der Zusammenschluss der aktuell 27 Mitgliedstaaten der Europäischen Union zu verstehen.

³ Im Zuge dieser Studie werden Gas- und Erdgasnachfrage synonym verwendet. Gemeint ist die Erdgasnachfrage ohne Berücksichtigung von Methan biogenen oder synthetischen Ursprungs.

⁴ Im Unterschied zum TYNDP bildet die historische Nachfrage von 2021 statt 2018 den Startpunkt. Der Nachfragerückgang über die Zeit entspricht dem des TYNDP Szenarios. Aufgrund des unterschiedlichen Startjahres liegt die Erdgasnachfrage im Jahr 2030 über der Erdgasnachfrage des TYNDP Szenarios.

Staaten im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und die Diversifizierung der Energieversorgung geführt, die in den Szenarien des TYNDP 2022 und des WEO 2021 nicht berücksichtigt werden.

Eine weitere zentrale Unsicherheit stellt die Verfügbarkeit von russischem Erdgas für Europa dar. Im ersten Fall *Voll RU* wird von einer vollständigen Verfügbarkeit russischen Gases ausgegangen. Dabei werden keine Importbeschränkungen von russischem Gas und die potenziell vollständige Nutzung der Transportinfrastruktur zwischen Russland und Europa in Form von leitungsgebundenem Gas und LNG unterstellt.

Im Szenario *Kein RU* kommt es zu einem vollständigen Erliegen des Erdgashandels zwischen Russland und einer Gruppe von Ländern (im Folgenden „Länderkoalition“ genannt), die sich nach dem russischen Angriff auf die Ukraine am 24. Februar 2022 öffentlich für einen Handelsstopp eingesetzt haben. Die Länderkoalition umfasst die EU, das Vereinigte Königreich, die USA, Kanada, Südkorea, Japan, Taiwan, Australien und Neuseeland. Der Handelsstopp gilt in allen untersuchten Stichjahren. Für alle Länder, die nicht zur Länderkoalition gehören, wird unterstellt, dass der Erdgashandel mit Russland uneingeschränkt bleibt. Zur Abbildung eines Zwischenpfades, welcher einen teilweise beschränkten Gashandel zwischen Russland und der Länderkoalition unterstellt, wird das Szenario *Teil RU* untersucht. Hierbei ist der Import von russischem Gas auf maximal 20 % der Gesamtimporte jedes Teilnehmers der Länderkoalition begrenzt. Dieses Szenario zeigt eine Situation, in der Gasimporte aus Russland gegenüber der Historie sinken. Getrieben ist diese Entwicklung durch das Bestreben, eine Abhängigkeitssituation gegenüber Russland zu vermeiden. Als Referenz dient das Szenario *Voll RU*, in welchem es keine Handelsbeschränkungen gibt. Aus den zentralen Unsicherheiten auf der Nachfrage- und Angebotsseite resultieren folgende Benennungen der Szenarien: *Niedrig-Voll RU*, *Niedrig-Teil RU*, *Niedrig-Kein RU*, *Hoch-Voll RU*, *Hoch-Teil RU*, *Hoch-Kein RU*.

2.3 Gasnachfrage

Die Gasnachfrage stellt eine zentrale Annahme für die Simulation der Gasmärkte dar und hat weitreichende Auswirkungen auf Preise, Handelsflüsse und Investitionen in die Gasinfrastruktur. In dieser Studie wird gemäß der Pfadausprägungen zwischen einer Nachfrage für die EU und einer globalen Nachfrage unterschieden.

Die angenommene Erdgasnachfrage geht in Form einer Referenznachfrage als Parameter in das Modell ein. Im Zuge der Preisbildung im Modell in Form eines Cournot-Wettbewerbs wird aufgrund der Preiselastizität eine tatsächliche Gasnachfrage ermittelt, die sich von der Referenznachfrage unterscheiden kann. In der Modellierung wird von einer geringfügigen Preiselastizität⁵ der Gasnachfrage basierend auf Literaturwerten ausgegangen (Labandeira et al. 2017). Deshalb ist die Reaktion der Nachfrage auf den Preis und der Unterschied zwischen der tatsächlichen Gasnachfrage und Referenznachfrage gering. Die in der Modellierung ermittelte Nachfrage bewegt sich je nach Szenario und Stützjahr in einem Band von ± 3 % um die Referenznachfrage.

⁵ Die im Modell verwendete Preiselastizität liegt je nach Sektor zwischen -0,1 und -0,4. Für weitere Informationen zur Preiselastizität der Nachfrage in Gleichgewichtsmodellen siehe Berk und Çam 2020; Trüby 2013; Schulte und Weiser 2019.

Die Referenznachfrage der EU ist in Abbildung 4 dargestellt. Für die EU zeigt die Historie in den Jahren 2019 und 2021 eine relativ konstante Nachfrage von knapp 400 Mrd. m³. Zwischenzeitlich ist die Nachfrage im Jahr 2020 aufgrund der Auswirkungen der COVID-19 Pandemie leicht auf 384 Mrd. m³ gesunken. Die historische Gasnachfrage aus dem Jahr 2021 wird als Referenzpunkt zur Aufspannung der Pfadausprägungen gewählt.

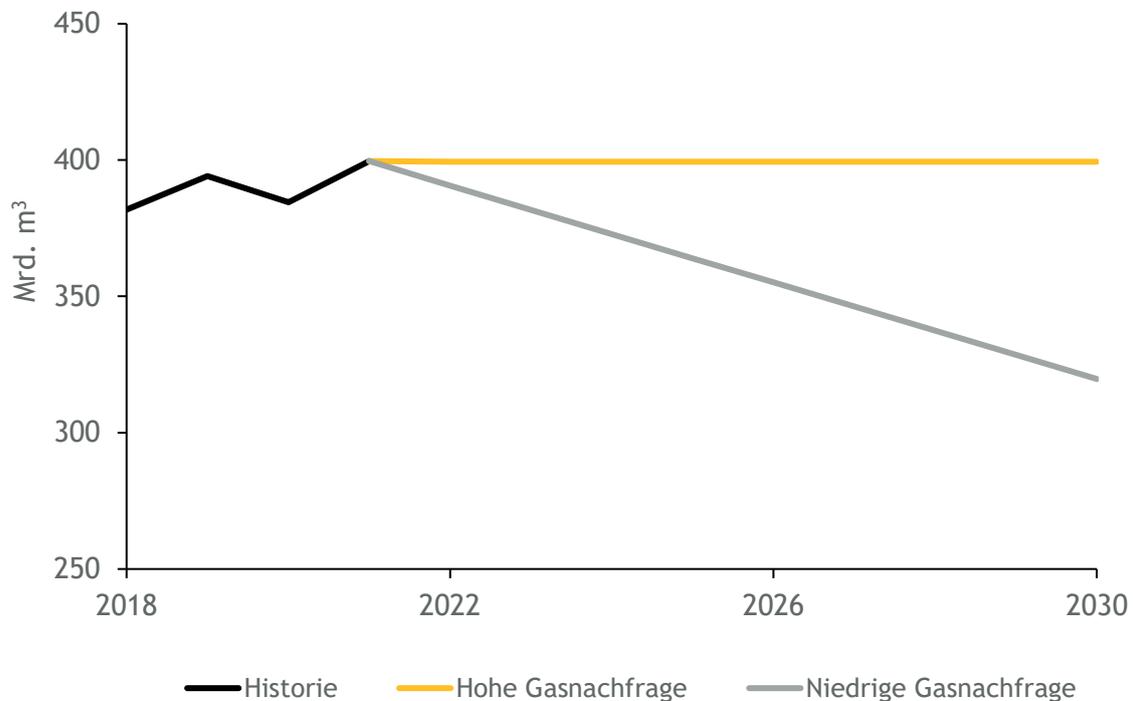


Abbildung 4: Szenarioabhängige Entwicklung der Referenznachfrage nach Erdgas in der EU

Quelle: historische Werte basierend auf Eurostat 2022

Durch den globalen Gashandel mit LNG ist zudem die Entwicklung der Gasnachfrage in Ländern außerhalb der EU für den heimischen Gasmarkt relevant. Dadurch entstehen bedeutende Wechselwirkungen zwischen Verbrauchszentren von LNG, wie beispielsweise eine Preisreaktion in Europa aufgrund einer steigenden LNG-Nachfrage in Asien.

Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der globalen Nachfrage für die beiden Pfadausprägungen der Nachfrageunsicherheit. In der Pfadausprägung *Hoch* bleibt die Gasnachfrage in der EU konstant auf dem historischen Niveau von 2021. Außerhalb der EU steigt die Gasnachfrage in allen Regionen der Welt bis 2030. Dabei wächst die globale Nachfrage zwischen 2022 und 2030 um fast 15 % auf mehr als 4.500 Mrd. m³ an.

In der Pfadausprägung *Niedrig* verringert sich die Gasnachfrage der EU bis 2030 um 20 % verglichen mit der Nachfrage im Jahr 2021. Außerhalb von Europa nimmt die Gasnachfrage nur in Nordamerika ab. Insgesamt steigt die globale Nachfrage bis 2030 um ungefähr 6 % gegenüber 2021 auf rund 4.200 Mrd. m³. Verantwortlich für die unterschiedliche Entwicklung der globalen Gasnachfrage sind vor allem vermehrte Klimaschutzanstrengungen in Europa und Nordamerika, wodurch es entgegen dem globalen Trend zu einer Reduktion der Gasnachfrage in diesen Regionen kommt. In den anderen Teilen der Welt wird bis 2030 in beiden Szenarien von einer

Steigerung der Gasnachfrage ausgegangen, sodass diese Regionen sich zwischen den beiden Szenarien in ihrer absoluten Gasnachfrage bis 2030 nur geringfügig unterscheiden.

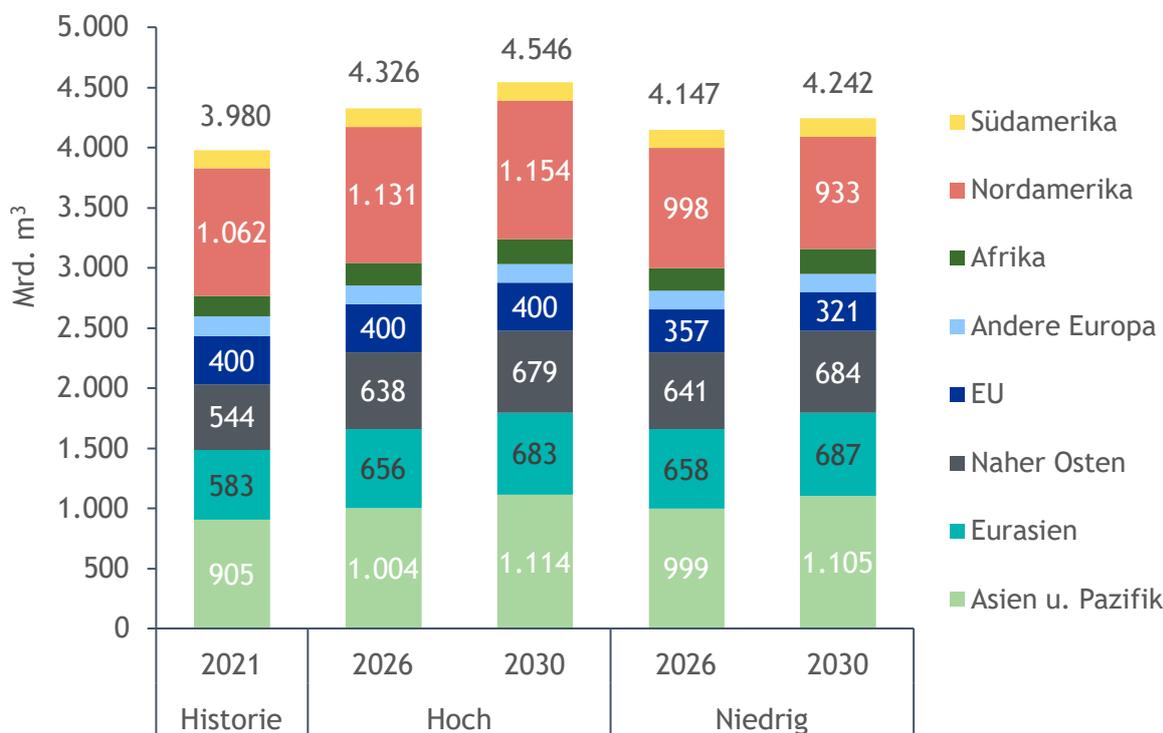


Abbildung 5: Szenarioabhängige Entwicklung der globalen Referenznachfrage nach Erdgas

Quelle: historische Werte basierend auf IEA 2021; ENTSOG & ENTSO-E 2022

2.4 Produktionskapazitäten

Das weltweite Gasangebot wird in Form von Produktionskapazitäten in Abbildung 6 dargestellt. Die Projektionen über die Entwicklung der Produktionskapazitäten basieren auf Daten von Rystad Energy und werden als bestehend angenommen. Das Modell investiert nicht endogen in Produktionskapazitäten und die hinterlegten Produktionskapazitäten sind für alle Szenarien identisch. Für jedes Land werden Angebotskurven entwickelt, die den Produktionskapazitäten aufsteigend Kostenniveaus zuordnen (Rystad Energy 2022).

Bis 2030 nehmen die weltweiten Produktionskapazitäten um fast 15 % zu und erreichen knapp 4.600 Mrd. m³. Die Gasproduktion ist angebotsseitig stark konzentriert. Die Regionen Nordamerika, Russland, Katar und Australien vereinen zusammen rund 50 % der globalen Kapazitäten. Die größten Steigerungen der Produktionskapazitäten werden in den USA, Russland und dem Nahen Osten verzeichnet. Hervorzuheben ist die Entwicklung der USA, welche die heimische Gasproduktion zwischen 2010 und 2030 durch die Förderung von Schiefergas fast verdoppeln können und bis 2030 mit fast einem Viertel der Weltproduktion zum weltweit größten Gasproduzenten aufsteigen könnten.

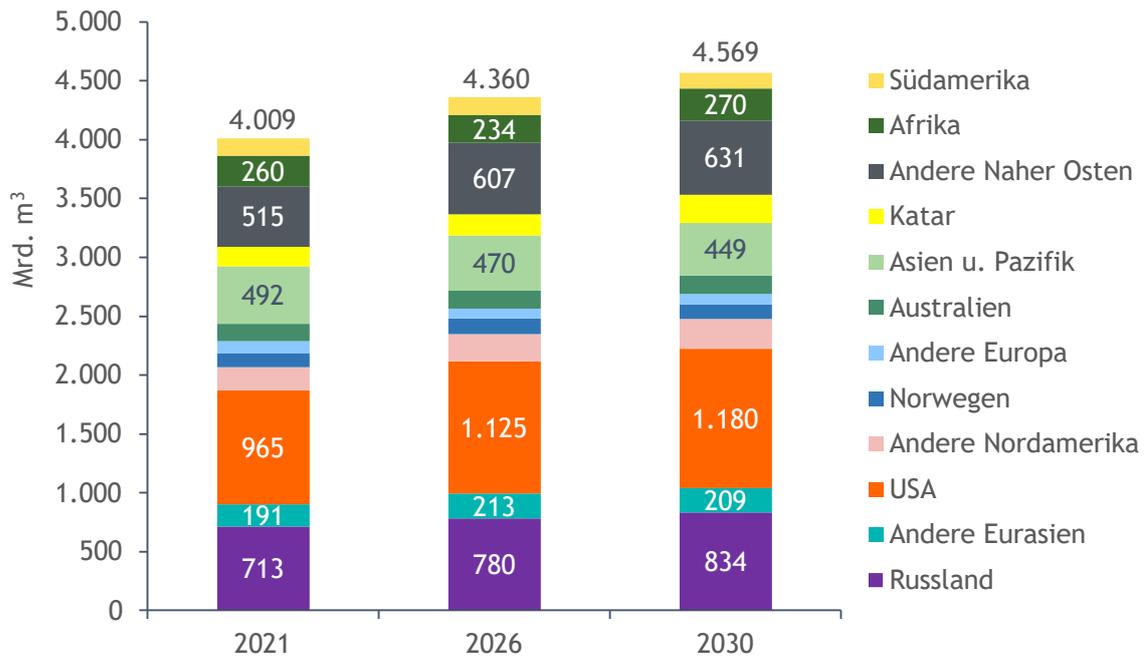


Abbildung 6: Entwicklung der weltweiten Produktionskapazitäten von Erdgas

Quelle: historische Werte basierend auf Rystad Energy 2022

In Europa wird hingegen von einer rückläufigen Gasproduktion bis 2030 ausgegangen, wodurch die Region ohne gleichzeitige Reduktion der Nachfrage verstärkt auf Gasimporte aus dem außereuropäischen Ausland angewiesen ist. Die Produktion in Europa sinkt bis 2030 um 4 % gegenüber 2021. Besonders deutlich ist der Rückgang der Produktionskapazitäten innerhalb der EU inkl. Vereinigtes Königreich. Hier geht die Produktionskapazität im selben Zeitraum um mehr als 25 % zurück und kann im Wesentlichen durch Produktionsrückgang in den Niederlanden und dem Vereinigten Königreich erklärt werden. Norwegen, welches nach Russland der größte europäische Gasproduzent ist, steigert seine Produktion bis 2026 leicht. Zwischen 2026 und 2030 sinken die norwegischen Produktionskapazitäten jedoch wieder.

2.5 Infrastruktur

Neben der bestehenden Regasifizierungsinfrastruktur sind in Europa derzeit mehrere Erweiterungen bestehender Anlagen und der Neubau von Terminals bzw. schwimmenden Plattformen (Floating Storage and Regasification Unit, FSRU) geplant oder im Bau. Insbesondere in den vergangenen Monaten wurden als Reaktion der Verknappung des Gasangebots in Europa zahlreiche neue Projekte angekündigt, die bis zum Jahr 2026 fertiggestellt werden sollen. Die nachfolgende Tabelle 1 listet angenommene Projektrealisierungen für Regasifizierungsterminals in Europa auf, die auf öffentlich verfügbaren Informationen zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie basieren.

Tabelle 1: Auszug der angenommenen Projektrealisierungen der Gasinfrastruktur für Europa

Werte basierend auf GIIGNL 2022; GIE 2022; Rystad Energy 2022; RWE 05.05.2022; Uniper 05.05.2022a

Ort	Land	Typ	Betriebsstart	Kapazität (Mrd. m ³ /a)
Deutsche Küste ⁶	DE	FSRU	2023	25
Eemshaven	NL	FSRU	2022	8
Alexandroupolis	GR	FSRU	2023	5,5
Vasiliko	CY	FSRU	2023	2,4
Zeebrügge	BE	stationär	2026	5,7
Rotterdam	NL	stationär	2024	1,5
Isle of Grain	UK	stationär	2023	5
Swinoujscie	PL	stationär	2022	2,1
Hamina	FI	stationär	2022	0,4

Die bestehende Infrastruktur und derzeit in Planung oder im Bau befindliche Infrastrukturprojekte werden dem Modell vorgegeben. Diese exogenen Vorgaben umfassen Projekte für Pipelines sowie Verflüssigungs- und Regasifizierungsterminals für LNG, für die nach gegenwärtigem Kenntnisstand eine finale Investitionsentscheidung vorliegt und die voraussichtlich bis spätestens 2030 fertiggestellt sein werden.

Die Abschreibungsdauer für Investitionen in neue Regasifizierungsterminals liegt in der Regel zwischen 20 und 30 Jahren. Aus heutiger Sicht besteht jedoch eine große Unsicherheit über die langfristige Auslastung der Anlagen. Mit dieser geht ein erhöhtes Investitionsrisiko einher. In Abstimmung mit dem Auftraggeber wird daher für Investitionen in Verflüssigungs- und Regasifizierungsanlagen eine verkürzte Abschreibungsdauer von 15 Jahren angenommen. In der Modellierung wird nicht zwischen stationären Regasifizierungsanlagen und schwimmenden Speicher- und Regasifizierungseinheiten (FSRU) unterschieden.

Neben dem Ausbau der Regasifizierungsinfrastruktur sind in Europa einige Pipelineprojekte im Bau oder in Planung. Für folgende europäische Pipelineprojekte wird ein Betriebsstart bis zum Jahr 2026 angenommen (European Commission 2022):

- „Baltic-Pipe“ zwischen Dänemark und Polen,
- „GIPL“ zwischen Litauen und Polen,
- „IGB“ zwischen Bulgarien und Griechenland.

Die Türkei nimmt beim Export russischen Erdgases eine besondere Stellung ein, da das Land über zwei große Pipelines mit Russland verbunden ist. Die *Blue Stream* Pipeline verläuft im östlichen Schwarzen Meer und verfügt über eine Kapazität von 19 Mrd. m³ pro Jahr. Die *TurkStream*

⁶ Die genauen Standorte der FSRU in Deutschland waren zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie nicht abschließend bekannt und sind daher als aggregierte Gesamtkapazität an der deutschen Küste ausgewiesen. Die am 01.09.2022 angekündigte Inbetriebnahme einer FSRU in Lubmin zum Winter 2022/2023 mit einer Kapazität von 4,5 Mrd. m³ war zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie ebenfalls noch nicht bekannt und wurde in der Modellierung nicht berücksichtigt (BMWK 01.09.2022).

Pipeline verfügt über zwei Stränge mit einer Kapazität von insgesamt rund 32 Mrd. m³, von denen je ein Strang den türkischen und den europäischen Markt versorgt. Es wird daher angenommen, dass der für den europäischen Markt bestimmte Strang nicht zur Versorgung des türkischen Marktes zur Verfügung steht.

Der Neubau von Verflüssigungs- und Regasifizierungskapazitäten erfordert mehrere Jahre Planungs- und Realisierungszeit. Zudem gibt es eine eingeschränkte Anzahl an Technologieanbietern zur Installation der Anlagen. Daher wird in der Modellierung der Zubau von Verflüssigungsterminals eingeschränkt, sodass im Modell nur Kapazitäten zugebaut werden können, die nach heutigem Stand bereits in Planung oder angekündigt sind.

Es besteht keine Möglichkeit für endogenen Ausbau der Pipelineinfrastruktur im Modell. Nur für Pipelineprojekte, für welche nach heutigem Kenntnisstand eine finale Investitionsentscheidung vorliegt, wird eine Realisierung angenommen.

3 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Simulation mit dem Gasmarktmodell COLUMBUS für die sechs Szenarien gezeigt und diskutiert. Das Ergebniskapitel ist so strukturiert, dass zunächst auf die gehandelten Mengen an Erdgas und LNG (Importstruktur der EU, Exportstruktur Russlands, Exportstruktur der USA) eingegangen wird. Anschließend wird auf die Entwicklung der LNG-Kapazitäten eingegangen (Regasifizierung und Verflüssigung). Abschließend werden die sich daraus entwickelnden Preise je Szenario und Region aufgezeigt.

3.1 Entwicklung der Importstruktur der EU

Aufgrund der geografischen Nähe zu großen Gasproduzenten wie Russland und Norwegen sowie weiteren Staaten in Nordafrika und am kaspischen Meer importiert die EU Erdgas primär über Pipelines. Im Jahr 2021 betrug der Anteil pipelinegebundener Gasimporte 75 % der Gesamtimporte. Von den Gesamtimporten der EU stammten 40 % aus Russland, weitere 23 % aus Norwegen und knapp 13 % aus Nordafrika. Importe von LNG per Schiff bildeten den verbleibenden Teil der Gasimporte. Das meiste LNG wurde aus den USA und Katar importiert. LNG aus den USA stellt circa 6 %, LNG aus Katar circa 5 % und LNG aus Russland circa 4 % der Gesamtimporte der EU im Jahr 2021 (Rystad Energy 2022).

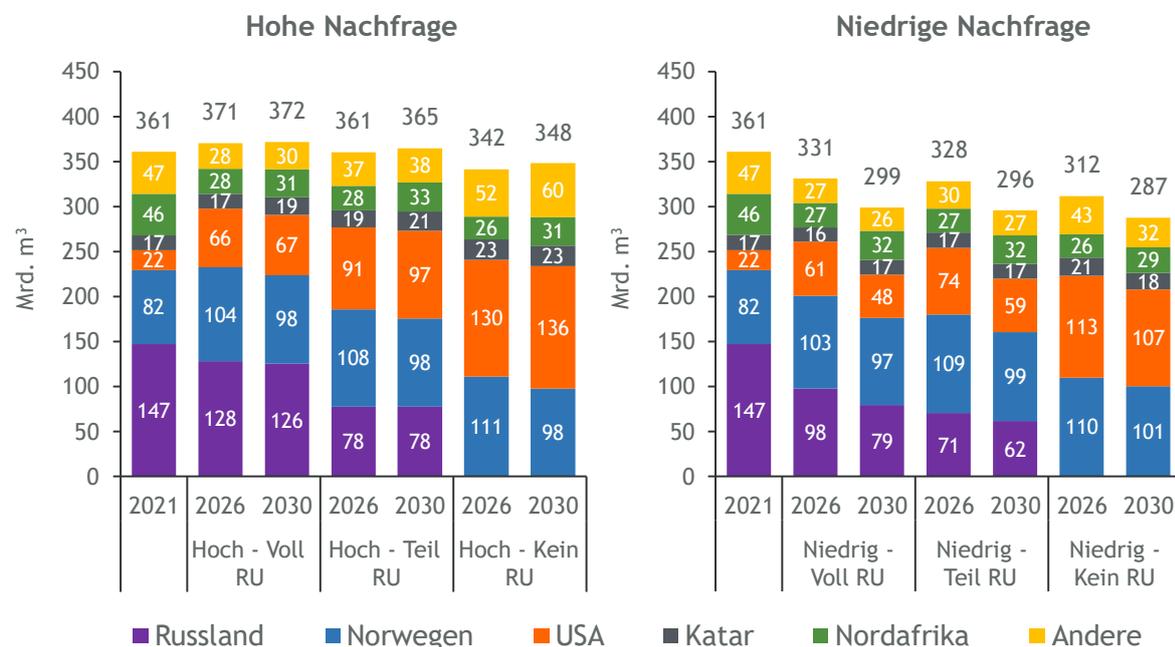


Abbildung 7: Gasimportstruktur der Europäischen Union

Quelle: historische Werte basierend auf Rystad Energy 2022

Die im Jahr 2021 bestehenden Regasifizierungskapazitäten reichen zur bilanziellen Deckung von knapp 45 % des Gesamtimports von Erdgas der EU aus. Insgesamt steht eine Regasifizierungskapazität von rund 160 Mrd. m³/a zur Verfügung, welche nicht gleichmäßig über

die Mitgliedstaaten der EU verteilt ist (GIE 2022). Einerseits sind auf der iberischen Halbinsel mehr als 40 % der Regasifizierungskapazitäten der EU lokalisiert. Gemessen am Gasverbrauch Spaniens und Portugals besteht in dieser Region eine Überkapazität für den Import von LNG. Aufgrund der geografischen Lage und der vergleichsweise geringen Kapazität von Pipelineverbindungen zwischen Spanien und Frankreich kann die Überkapazität auf der iberischen Halbinsel nur unzureichend zur Nachfragedeckung der übrigen europäischen Länder genutzt werden. Andererseits besitzt Deutschland keine eigenen Regasifizierungskapazitäten, obwohl es das Land mit dem höchsten Gasverbrauch der EU ist.

In den letzten 20 Jahren ist der Anteil der Gasimporte an der Gesamtnachfrage in der EU gewachsen, da die Eigenproduktion zurückgegangen und die Nachfrage nicht in gleichem Maße gesunken ist. Laut den Ergebnissen in die Szenarien wird diese Entwicklung sich bis zum Jahr 2030 fortführen. Abbildung 7 zeigt links die Entwicklungen der Importstrukturen der EU unter der Annahme einer konstant hohen Referenzgasnachfrage von jährlich 400 Mrd. m³ bis 2030 (im Folgenden Pfadausprägung *Hoch* genannt). Die rechte Grafik in Abbildung 7 zeigt die Pfadausprägung mit niedriger Gasnachfrage. Diese unterstellt eine kontinuierlich fallende Referenzgasnachfrage von anfänglich 400 Mrd. m³ auf 321 Mrd. m³ bis 2030 (im Folgenden Pfadausprägung *Niedrig* genannt). Hierbei ist zu beachten, dass die Szenarien nur die Referenznachfrage vorgeben und die tatsächliche Nachfrage aufgrund der Preiselastizität ein Ergebnis der Modellierung ist (siehe Erläuterung in Abschnitt 2.3). Im Folgenden wird die Importstruktur nach Herkunftsregionen diskutiert.

Verfügbarkeit der Gasmengen aus Russland ist die zentrale Unsicherheit

Die Verfügbarkeit der Gasmengen aus **Russland** ist kurz- und mittelfristig die zentrale Unsicherheit. Durch den aktuell hohen Anteil russischen Gases an den Gesamtimporten der EU kann ein Ausbleiben russischer Gasimporte großen Einfluss auf die zukünftige Importstruktur haben. In allen untersuchten Szenarien gehen die aus Russland importierten Gasmengen bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 2021 zurück. Im Szenario mit voller Verfügbarkeit russischen Gases (*Voll RU*) bleibt Russland bis zum Jahr 2030 der größte Versorger für die EU. In der Pfadausprägung *Hoch* sinkt der Import aus Russland um 15 %. In der Pfadausprägung *Niedrig* geht er um 46 % zurück. Für die Abnahme der Importe aus Russland sind zum einen bestehende Langfristverträge verantwortlich, welche bis 2030 teilweise auslaufen und nicht erneuert werden. In Anlehnung an das Verhalten Russlands im Jahr 2021 und 2022 wird in allen Szenarien unterstellt, dass Russland strategisch Gasmengen zurückhalten kann, und damit seine Marktmacht nutzt, um den eigenen Profit zu maximieren (IEA 03.03.2022). Dieses Akteursverhalten führt ebenfalls zu einem Rückgang der importierten Gasmengen aus Russland. Allgemein erzielen Marktakteure mit Marktmacht höhere Gaspreisniveaus und maximieren somit ihre Profite.⁷ In der Pfadausprägung *Niedrig* ist außerdem der unterstellte Nachfragerückgang für die Reduktion russischer Gasimporte verantwortlich.

Im Szenario mit teilweiser Importbeschränkung (*Teil RU*) von russischem Gas darf der Anteil russischen Gases an den Gesamtimporten der EU nicht mehr als 20 % betragen. Im Szenario *Kein RU* ist der Import von russischem Gas in die EU nicht möglich. In beiden Szenarien müssen die fehlenden russischen Gasmengen nachfrageseitig kompensiert werden oder alternative

⁷ Für weitergehende Ausführung siehe Schulte und Weiser 2019.

Bezugsquellen gefunden werden. Ein Teil der fehlenden Gasmengen wird in der Pfadausprägung *Niedrig* durch die sinkende Nachfrage kompensiert. Zusätzlich findet in geringem Maße eine Kompensation durch eine Reduktion der preiselastischen Nachfrage statt (siehe Erläuterungen in Abschnitt 2.3). Durch ausbleibende Gasimporte aus Russland steigt das europäische Gaspreisniveau, da als alternative Bezugsoption vor allem LNG in Frage kommt, welches höhere Kosten als das pipelinegebundene Gas aus Russland aufweist. Alternative Bezugsquellen sind durch den Ausbau von Liefermengen aus bestehenden Importregionen oder durch neue Kooperationen möglich. Der Gasimport kann sowohl über Pipelines als auch LNG stattfinden. Im Folgenden wird zunächst die Ausweitung der Gasimporte in die EU über die bestehenden Pipelinekorridore diskutiert, anschließend wird der Ausbau von LNG-Importen thematisiert.

Der Umfang alternativer Bezugsquellen durch Pipelines ist begrenzt

Neben dem pipelinegebundenen Gasimport aus Russland verbleiben für die EU drei weitere Pipelinekorridore: Norwegen, Nordafrika und Aserbaidschan. Aufgrund der existierenden Pipelineverbindungen kann über diese Korridore kurzfristig mehr Gas in die EU importiert werden, sofern ungenutzte Transport- und Produktionskapazitäten bestehen. Außerdem ist Pipelinegas oftmals die kostengünstigere Bezugsoption im Vergleich zu LNG und damit aus ökonomischer Perspektive vorteilhaft. Wie viel Gasimporte über Pipelines zukünftig möglich ist, hängt u.a. von der Entwicklung der Produktionskapazitäten und der inländischen Nachfrage in den Exportregionen ab.

Norwegen ist neben Russland der größte Gasversorger für die EU. Pipelineverbindungen von den norwegischen Gasfeldern in die EU bestehen nach Deutschland, in die Niederlande, Belgien, Frankreich und Dänemark. Ab Ende des Jahres 2022 wird durch die *Baltic Pipe* zusätzlich Polen mit norwegischem Gas versorgt. Norwegen ist ebenfalls Exporteur von LNG, wobei im Jahr 2021 der Import von norwegischem LNG in die EU aufgrund des Ausfalls des Verflüssigungsterminals *Hammerfest* gering ausfiel. In allen Szenarien zeigt sich, dass aus Norwegen zukünftig mehr Gasimport möglich sein könnte. Bis zum Jahr 2026 erhöhen sich die Gasimporte gegenüber 2021 im Szenario *Niedrig - Voll RU* um 21 Mrd. m³ (+26 %) und im Szenario *Hoch - Kein RU* um 29 Mrd. m³ (+35 %). Circa 8 Mrd. m³ dieser Zunahme stellen LNG-Importe dar, die im Jahr 2021 zum größten Teil nicht zur Verfügung standen. Norwegen könnte zwischen den Jahren 2026 und 2030 ein Produktionsmaximum erreichen. Anschließend ist von einem kontinuierlichen Rückgang der Importe auszugehen. Bis 2030 liegt der Anteil von norwegischem Gas an den Gasimporten der EU in der Pfadausprägung *Niedrig* zwischen 18 % und 23 %. In der Pfadausprägung *Hoch* verbleibt der Anteil Norwegens in den drei Szenarien konstant bei 20 %. Es lässt sich festhalten, dass reduzierte Gasimporte aus Russland nur teilweise durch eine Zunahme der Importe aus Norwegen substituiert werden können.

Gasimporte aus **Nordafrika** lagen im Jahr 2021 auf ihrem historischen Höchstniveau. Algerien verfügt über Pipelines nach Spanien und Italien sowie Verflüssigungskapazitäten von LNG. Außerdem existiert eine Pipeline zwischen Libyen und Italien. Aufgrund des steigenden Eigenbedarfes in der Region und der ungewissen zukünftigen Liefersituation aus Libyen ist davon auszugehen, dass die Gasimporte aus Nordafrika bis 2030 deutlich unterhalb des Niveaus aus 2021 verbleiben. Die modellierten Szenarien zeigen, dass die Gasimporte aus Nordafrika in allen Szenarien um bis zu 43 % gegenüber 2021 zurückgehen könnten. Der Gasimport aus Nordafrika erfolgt in allen Szenarien vollständig über Pipelines. Der Transport von Nordafrika nach Europa

stellt keinen beschränkenden Faktor für den Handel dar. Die Pipelineverbindungen zwischen Nordafrika und der EU sind in alle Szenarien zu weniger als 50 % ausgelastet.⁸

Eine weitere wichtige Importregion via Pipeline in die EU ist **Aserbaidschan**. Das Land ist in Abbildung 7 nicht einzeln ausgewiesen, sondern unter *Andere* zusammengefasst. Vom kaspischen Meer wird Gas über den *Südlichen Gaskorridor*⁹ importiert. Im Jahr 2021 betrug der Gasimport aus Aserbaidschan 7,2 Mrd. m³ und damit 2 % der Gesamtimporte der EU. Zukünftig können sich diese Mengen verdoppeln. In allen Szenarien steigen die Importe aus Aserbaidschan und erreichen bis 2030 maximal 14 Mrd. m³ im Szenario *Hoch - Teil RU*. Die aktuellen Entwicklungen zur Bildung einer langfristigen Partnerschaft zwischen Aserbaidschan und der EU sind in den modellierten Szenarien noch nicht berücksichtigt. Im Juli 2022 wurde ein *Memorandum of Understanding* zwischen beiden Partnern unterzeichnet. Bis 2027 sollen jährlich mehr als 20 Mrd. m³ aus Aserbaidschan nach Europa importiert werden. Dazu wird das Land neue Gasfelder erschließen (European Commission 18.07.2022; Mammadli 2022).

In **Israel** entstehen durch die Entdeckung von Gasvorkommen vor der Küste des Landes Potenziale für einen zusätzlichen Gasimport in die EU. Dazu ist die Pipeline *EastMed* zwischen Israel, Zypern, Griechenland und Italien in Planung. Die anfängliche Transportkapazität könnte 10 Mrd. m³/a betragen und durch eine Kapazitätserhöhung auf 20 Mrd. m³/a angehoben werden. Für dieses Pipelineprojekt liegt nach heutigem Kenntnisstand keine finale Investitionsentscheidung vor, weshalb es nicht in der Modellierung enthalten ist.

LNG-Importe werden zukünftig eine tragende Rolle für die Gasversorgung der EU spielen

Die Substitution der Gasimporte aus Russland von 147 Mrd. m³ könnte zu maximal 25 % durch Erhöhungen der Liefermengen aus Norwegen und Aserbaidschan gelingen. Gleichzeitig sinken die Gasimporte aus Nordafrika, sodass der substituierbare Anteil russischer Gasimporte durch andere pipelinegebundene Gasversorger auf bis zu 11 % sinken würde. Aus diesem Grund bedarf es einer Erhöhung der LNG-Importe. Dazu zeigt die Abbildung 7 neben den USA und Katar alle weiteren LNG-Importmengen aggregiert unter *Andere*. Im Jahr 2021 wurden ungefähr 25 % der Gasimporte in die EU durch LNG gedeckt. Zukünftig könnte LNG aus den USA, Katar und in geringeren Mengen aus Norwegen sowie aus Staaten in Afrika und dem Nahen Osten stammen.

Aus **Katar** ist bis 2030 eine geringe Steigerung der Importe über dem historischen Niveau aus dem Jahr 2021 zu erwarten. Zum einen werden die Produktionskapazitäten Katars voraussichtlich nicht vor dem Jahr 2026 erweitert werden können. Zum anderen ist ein großer Teil des LNG bereits an andere Staaten, vornehmlich in Asien, über Langfristverträge verkauft. Der Gasimport aus Katar wird in den Modellergebnissen bis 2030 um höchstens 6 Mrd. m³ gegenüber 2021 gesteigert (Szenario *Hoch - Kein RU*). Deutschland und Katar haben im März 2022 eine Energiepartnerschaft unterzeichnet, um den LNG-Handel zwischen den beiden Ländern langfristig zu erhöhen. Die vereinbarte Energiepartnerschaft enthält keine konkreten Vertragsabschlüsse zu künftigen LNG-Lieferungen (Deutscher Bundestag 2022a).

Ausbleibende russische Gasmengen würden vor allem durch LNG aus den USA ersetzt

Die bedeutendste Alternative zur Versorgung der EU mit Erdgas sind die **USA**, aus denen seit 2016 durch den verstärkten Ausbau der US-amerikanischen Verflüssigungskapazitäten kontinuierlich

⁸ Bilanziell und im Jahresdurchschnitt.

⁹ Der südliche Gaskorridor ist ein Verbund von Pipelines, durch den Gas vom Kaspischen Meer nach Italien transportiert wird.

mehr LNG importiert wurde. Im Jahr 2021 beliefen sich die LNG-Importe auf 22 Mrd. m³. Die Untersuchung zeigt in allen Szenarien, dass sich diese LNG-Mengen bis 2026 vervielfachen könnten. Bleiben russische Gasimporte vollständig erhalten (*Voll RU*), verdreifacht sich der Gasimport aus den USA. Bei eingeschränkter Verfügbarkeit (*Teil RU*) oder keiner Verfügbarkeit russischer Gasimporte (*Kein RU*) sind die LNG-Importe aus den USA nochmals erhöht. Diese erreichen bis 2026 das bis zu sechsfache des historischen Niveaus mit 130 Mrd. m³ (*Kein RU*) und betragen damit 38 % der Gesamtimporte der EU.

Bis 2030 sinken die LNG-Importe aus den USA in allen Ausprägungen der Szenarien *Niedrig*, aufgrund einer sinkenden Referenznachfrage zwischen 2026 und 2030. Im Falle einer konstant hohen Nachfrage in der EU (Szenarioausprägungen *Hoch*) steigen die Gasimporte geringfügig an. Im Falle des Szenarios *Hoch - Kein RU* wächst der Anteil der USA an den Gesamtimporten der EU auf 40 %. Dies entspricht ungefähr dem Anteil Russlands an den Gesamtimporten der EU im Jahr 2021. Die USA würden somit zur größten Gasimportquelle der EU werden. Sind keine Gasmengen aus Russland verfügbar, entspricht der Anteil an Gas aus den USA in der Importbilanz von 2030 ungefähr dem Anteil an russischem Gas in der Importbilanz von 2021. Mittelfristig könnte sich daher eine Abhängigkeit von Gaslieferungen aus den USA etablieren. Die Gasversorgung aus den USA wäre jedoch nicht an Pipelines gebunden, weshalb ein Wechsel des Versorgers mit weniger Komplikationen einherginge.

Weitere Herkunftsregionen für LNG in die EU sind Nigeria, Israel und Trinidad & Tobago

Neben Katar und den USA sind andere Herkunftsregionen für LNG beispielsweise Nigeria, Israel und Trinidad und Tobago. Aus weiteren Staaten in Afrika und dem Nahen Osten können zudem zusätzlich geringfügige LNG-Mengen bezogen werden. Diese erreichen die EU vor allem während preislich attraktiver Marktsituationen in der EU. Generell gilt, dass je weniger russische Gasimporte zur Verfügung stehen, desto mehr Gas wird auch aus diesen Staaten bezogen. Im Szenario ohne russische Gasimporte (*Kein RU*) belaufen sich die Gasimporte aus den übrigen Ländern auf bis zu 60 Mrd. m³ im Jahr 2030 und steigen damit gegenüber 2021 um mehr als 25 % an.

Ägypten exportierte zwischen 2005 und 2014 LNG in einer Höhe von maximal 12 Mrd. m³ jährlich. Aufgrund der Erschöpfung von Lagerstätten wurde das Land im Jahr 2015 vom Netto-Exporteur zum Netto-Importeur von Erdgas. Durch die Erschließung neuer Gasfelder konnte die Produktion in Ägypten gesteigert werden, sodass Ägypten im Jahr 2021 wieder Netto-Exporteur war. Bis zum Jahr 2030 wird erwartet, dass Ägypten durch seine steigende Nachfrage bei gleichzeitig rückläufiger Gasproduktion wieder zum Nettoimporteur von Erdgas wird (Esily et al. 2022; Rystad Energy 2022).

Israel verfügt aktuell über keine eigenen Verflüssigungskapazitäten für den Export von LNG. Durch bestehende Pipelines zu Ägypten ergibt sich die Möglichkeit, israelisches Gas über ägyptische Verflüssigungsanlagen die EU zu exportieren. Bis 2030 könnte Ägypten zum Nettoimporteur von Erdgas werden. Dadurch würden die bestehenden Verflüssigungskapazitäten Ägyptens für den Export israelischen Gases zur Verfügung stehen. Im Juni 2022 wurde eine trilaterale Absichtserklärung zum Handel von LNG zwischen Israel, Ägypten und der EU geschlossen. Liefermengen sind nicht bekannt. Allerdings befinden sich vor der Küste Israels Gasvorkommen von mehr als 700 Mrd. m³, aus denen zukünftig auch LNG in die EU exportiert

werden könnte. Die Ergebnisse der Modellierung zeigen, dass die EU im Jahr 2026 zwischen 3 und 7 Mrd. m³ Erdgas aus Israel importieren könnte. Bleibt die Nachfrage hoch und wird kein Gas zwischen Russland und der Länderkoalition gehandelt (*Hoch - Kein RU*), könnten die Gasimporte aus Israel in die EU auf 13 Mrd. m³ steigen.

Nigeria gehört zu den größten Bezugsquellen der EU für LNG aus Afrika. Im Jahr 2021 wurden 11 Mrd. m³ LNG aus Nigeria in die EU importiert, was 13 % der gesamten LNG-Importe der EU entspricht (Rystad Energy 2022). Aktuell versucht die nigerianische Regierung die Liefermengen für LNG und Pipelinegas kurz- und langfristig zu erhöhen. Dazu sollen die Verflüssigungskapazitäten im Projekt *Nigeria LNG* um ein Drittel auf über 40 Mrd. m³/a gesteigert werden. Ab August 2022 soll zudem die *Trans-Nigeria-Gas-Pipeline* wiedereröffnet werden, um zusätzliches Gas nach Nordafrika und Europa transportieren zu können. Nigeria, Niger und Algerien haben eine Absichtserklärung zum Bau der *Transsahara Gas Pipeline* getroffen. In allen anderen Szenarien sinkt der LNG-Import bis 2030 zwischen 20 % und 65 %. Die EU hat angekündigt, künftig mehr LNG aus Nigeria einzukaufen (Offshore Energy 2022). Die Ergebnisse der Modellierung zeigen, dass die LNG-Importe aus Nigeria auf historischem Niveau verbleiben, sollte die Nachfrage hoch und die russischen Gasimporte teilweise (*Hoch - Teil RU*) oder nicht (*Hoch - Kein RU*) vorhanden sein. In allen anderen Szenarien sinkt der LNG-Import bis 2030 zwischen 20 % und 65 %.

Trinidad und Tobago exportierten im Jahr 2021 hauptsächlich in die nah gelegenen Absatzmärkte Süd- und Nordamerika. Nur 2,2 Mrd. m³ der 10,2 Mrd. m³ Gesamtexporte gingen in dem Jahr nach Europa (Rystad Energy). Sollte die Nachfrage hoch und die russischen Gasimporte teilweise (*Hoch - Teil RU*) oder nicht (*Hoch - Kein RU*) vorhanden sein, steigt diese Menge auf 3,9 beziehungsweise 5,7 Mrd. m³. Sollte die Nachfrage niedrig sein, die russischen Mengen jedoch nicht zur Verfügung stehen (*Niedrig - Kein RU*), so betragen die Exporte 4,9 Mrd. m³. In allen Szenarien finden im Jahr 2030 keine Exporte mehr nach Europa statt. Die Produktionsmenge geht stark zurück, während die heimische Nachfrage konstant bleibt. Dadurch stehen keine Mengen für den Export mehr zur Verfügung.

Mauretanien und Senegal verfügen durch das *Greater Tortue Ahmeyim* Offshore-Verflüssigungsterminal über ein hohes Exportpotenzial. Die beiden Länder planen den Export nach Europa ab 2023 zu starten (IEA 2022). Die Simulationsergebnisse zeigen, dass in den Szenarien mit hoher Nachfrage bis zu 6,5 Mrd. m³ (*Hoch - Kein RU*) aus diesen Ländern in die EU importiert werden kann.

Der **Iran** verfügt über große Erdgasreserven, ist aber hinsichtlich seiner Exportmöglichkeiten begrenzt. Die Länder der Europäischen Union haben kein formales Embargo gegen das Land verhängt, jedoch gehen private Firmen aus Sorge vor Sanktionen der USA keine Geschäftsbeziehungen mit dem Land ein. Der Iran verfügt über keine Verflüssigungsanlagen, weshalb ein Export von LNG nach Asien aktuell nicht möglich ist. Aufgrund dessen beträgt der Export Irans in allen Szenarien 10 Mrd. m³, welche ausschließlich via Pipeline in die Türkei geliefert werden.

3.2 Entwicklung der Exportstruktur von Russland

Die in Abschnitt 3.1 diskutierte Importstruktur der EU zeigt, dass in allen Szenarien weniger russisches Gas in die EU exportiert wird als im Jahr 2021. Russland könnte sich neu ausrichten und Gasmengen, welche im Jahr 2021 mit der EU gehandelt wurden, in andere Regionen umleiten. Dazu wird in diesem Abschnitt 3.2 die zukünftige Entwicklung der russischen Exportstruktur in den sechs Szenarien untersucht.

Die russischen Gesamtexporte sind in den vergangenen Jahren stetig gestiegen und haben im Jahr 2019 mit knapp 260 Mrd. m³ ihren Höchststand erreicht. Im weiteren Verlauf sind die Gesamtexporte im Jahr 2020 durch die Folgen der COVID-19 Pandemie gesunken. Die Rückhaltung von Mengen (IEA 03.03.2022) bei gleichzeitiger Nachfragesteigerung in Russland im Jahr 2021 hat die Gasexporte im Vergleich zum Niveau von 2020 nur leicht auf 240 Mrd. m³ steigen lassen. Dabei beliefen sich ungefähr 80 % der Gesamtexporte in den letzten Jahren auf pipelinegebundenes Gas. Der LNG-Export hat sich seit 2017 durch die Inbetriebnahme der Verflüssigungsanlage *Yamal LNG* mit einer jährlichen Kapazität von über 23 Mrd. m³ mehr als verdoppelt (GIIGNL 2022). Für die nächsten Jahre ist davon auszugehen, dass Russland seine LNG-Exporte steigern kann, da einige neue Projekte bis 2025 in Betrieb genommen werden könnten. Es bleibt offen, in welchem Umfang Russland die geplanten und teilweise im Bau befindlichen Projekte realisieren kann. Durch die gegen Russland verhängten Sanktionen sind viele Projektpartner aus Kooperationen mit Russland ausgestiegen. Außerdem wirken sich die Sanktionen negativ auf die Beschaffung von Materialien und Bauteilen zur Errichtung der Verflüssigungsanlagen aus (Bloomberg 2022; Upstream 2022; Reuters 2022).

Russland kann den Ausfall der Exporte in die EU nicht durch andere Regionen ausgleichen

Die Untersuchung der Gasimportstruktur der EU zeigt, dass der historische Anteil Russlands an den Gesamtimporten der EU 40 % beträgt (Rystad Energy 2022). Aus der Perspektive Russlands liegt der Anteil der Exporte in die EU an den Gesamtexporten bei 60 %. Die EU ist damit die wichtigste Exportregion für Russland. Abbildung 8 zeigt links die Entwicklung der russischen Gasexporte nach Zielregionen unter der Annahme einer hohen weltweiten Gasnachfrage. Die weltweite Gasnachfrage steigt bis 2030 um ca. 10 % auf mehr als 4.500 Mrd. m³ an. Vergleichend dazu ist rechts in Abbildung 8 eine niedrige weltweite Nachfrage unterstellt. Die Nachfrage ist im Vergleich zur Pfadausprägung *Hoch* in der EU kontinuierlich sinkend und weltweit langsamer wachsend. Insgesamt steigt in dieser Pfadausprägung die weltweite Nachfrage um ca. 5 % auf über 4.200 Mrd. m³ bis 2030 an.

Wie bereits im Abschnitt 3.1 zur Importstruktur der EU erläutert, zeigen alle Szenarien, dass die Gasexporte in die EU gegenüber dem Jahr 2021 zurückgehen. Dabei können sich je nach Pfadausprägung zwei unterschiedliche Entwicklungen ergeben. Bleibt die Nachfrage in der EU hoch und bleiben russische Gasexporte in die Länderkoalition vollständig (*Hoch - Voll RU*) oder teilweise (*Hoch - Teil RU*) möglich, verliert Russland zwar Marktanteile in der EU, kann allerdings die Gesamtexporte bis 2030 um bis zu 20 % gegenüber dem Jahr 2021 steigern. Der Grund dafür ist in erster Linie die Nachfragesteigerung außerhalb der EU bis 2030.

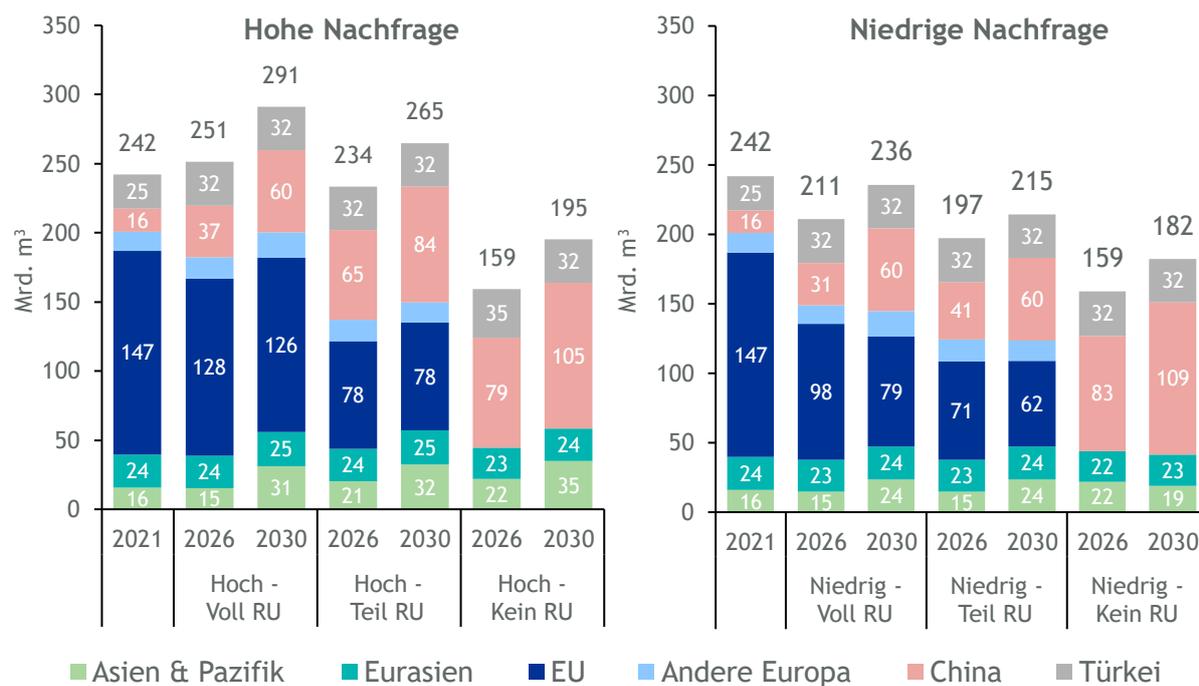


Abbildung 8: Gasexportstruktur von Russland

Quelle: historische Werte basierend auf Rystad Energy 2022

Diese Entwicklung tritt erst nach 2026 ein. Bis 2026 stagnieren die Gesamtexporte Russlands auf dem historischen Niveau von 2021. Eine andere Situation ergibt sich in den verbleibenden vier Szenarien. Bleibt die Nachfrage hoch - allerdings ohne russische Gasexporte in die EU (*Hoch - Kein RU*), schrumpfen die Gesamtexporte Russlands gegenüber dem Jahr 2021 um 35 % bis 2026 bzw. 20 % bis 2030. Der unterstellte Nachfragerückgang innerhalb der EU von knapp 80 Mrd. m³ bis 2030 bedeutet für Russland unabhängig des Szenarios, dass das historische Niveau der Gesamtexporte nicht gehalten werden kann. Diese sinken bis 2030 um 25 %. Die Untersuchung zeigt, dass die russischen Gesamtexporte bis 2030 stark von den Entwicklungen des europäischen Gasmarktes abhängen. Ein Nachfragerückgang in der EU, wie in der Pfadausprägung *Niedrig* unterstellt, würde die russischen Gesamtexporte in etwa konstant auf historischem Niveau zu 2021 halten oder – abhängig von der Importstrategie der EU – sogar abnehmen lassen.

Asien steht im Mittelpunkt zukünftiger Gasexporte aus Russland

Die in den Szenarien gezeigte Verringerung der Gasexporte in die EU gegenüber dem historischen Niveau aus 2021 von knapp 70 Mrd. m³ (*Teil RU*) bzw. 147 Mrd. m³ (*Kein RU*) verdeutlichen die Größenordnung der dadurch frei werdenden Gasmengen bis 2026. Der Fokus russischer Exporte verlagert sich in allen Szenarien, wie in Abbildung 8 dargestellt, auf den asiatischen Markt. Aufgrund der geografischen Nähe und der Beziehungen zu vielen asiatischen Staaten, vor allem **China** und **Indien**, könnte Asien in Zukunft zur wichtigsten Region für den russischen Gasexport werden.

Annahmegemäß steigt in beiden Pfadausprägungen die Gasnachfrage in Asien an. Dies resultiert in einem gesteigerten Bedarf an Gasexporten in asiatische Staaten in allen Szenarien. Betrachtet man China, stehen neben der Pipeline *Power of Siberia* kurzfristig aufgrund mangelnder Alternativen, vor allem die Erhöhung der LNG-Exporte zur Verfügung. Die Untersuchung zeigt,

dass sich die Exporte nach China bis 2026 mindestens verdoppeln (*Voll RU*) oder sogar versechsfachen können, sollte kein Gasexport in die EU möglich sein (*Kein RU*). In Kombination mit einer rückläufigen Nachfrage in der EU könnte Russland die meisten Gasexporte nach China umleiten. Diese Entwicklung zeigt den steigenden Anteil Chinas an den Gesamtexporten Russlands. Der Anteil könnte auf bis zu 60 % gesteigert werden und würde somit den historischen Anteil der EU in gleicher Höhe ablösen. Dadurch würde das russische Gasgeschäft vollständig von Europa nach Asien verschoben und China der wichtigste Handelspartner. Ein Großteil könnte dabei pipelinegebunden transportiert werden. Die Pipeline *Power of Siberia*, mit einer Nennkapazität von 61 Mrd. m³, wurde im Jahr 2021 zu weniger als 20 % ausgelastet (Tsafos 2022) und könnte bis 2026 im Falle eines Handelsstopps zwischen Russland und der Länderkoalition mehr als 75 % der Gasexporte nach China garantieren.

Weitere Gasexporte nach Asien gehen vor allem nach Indien und Thailand, welche sich im Szenario ohne Verfügbarkeit russischen Mengen (*Kein RU*) verdoppelt, da auch asiatische Staaten wie Japan, Südkorea, und Taiwan Mitglieder der Länderkoalition sind, welche keinen Gashandel mit Russland betreibt. Indien wird im Szenario *Kein RU* bis 2030 mit über 21 Mrd. m³ zum zweitgrößten Ziel russischer Gasexporte in Asien, gefolgt von Thailand mit 10 Mrd. m³. Die Gesamtexporte Russlands in asiatische Staaten außerhalb Chinas würden dennoch maximal einen Anteil von 18 % erreichen.

Möglicher Bau der Power of Siberia 2 Pipeline könnte den Export nach China steigern

Der geplante Bau der Pipeline *Power of Siberia 2* ist in dieser Untersuchung nicht berücksichtigt, da eine Inbetriebnahme vor 2030 als unwahrscheinlich gilt. Allerdings könnte in den nächsten Jahren mit dem Bau begonnen werden. Die Pipeline könnte einen erheblichen Einfluss auf die Höhe der russischen Gasexporte nach China haben und zusätzlich einen Verlagerungseffekt auf dem globalen LNG-Markt erzeugen. Bei einer verkündeten Nennkapazität der Pipeline zwischen 50 und 80 Mrd. m³/a müsste China bei voller Ausnutzung der Pipeline diese Mengen bilanziell betrachtet nicht auf dem globalen LNG-Markt beziehen. Bei einer hohen Nachfrage und keinem Gasexport in die EU (*Hoch - Kein RU*) werden im Jahr 2030 weltweit mehr als 900 Mrd. m³ LNG exportiert, 150 Mrd. m³ werden davon in China angelandet. Durch eine mögliche Inbetriebnahme der *Power of Siberia 2* könnte der globale LNG-Markt geringere LNG-Exporte verzeichnen. Dies könnte dämpfende Auswirkungen auf weltweite Gaspreisniveaus haben.

Russische Gasexporte in andere Regionen bleiben von Handelsbeschränkung unberührt

Die russischen Gasexporte nach **Eurasien** verbleiben unabhängig vom Szenario auf historisch konstantem Niveau von ca. 25 Mrd. m³, wie Abbildung 8 zeigt. Der überwiegende Teil des russischen Gases in diese Region wird nach **Belarus** exportiert. Ebenfalls konstant sind die Gasexporte in die **Türkei**, welche unter der Annahme der vollen Auslastung der für die Türkei bestimmten Transportkapazitäten¹⁰ der Pipelinerouten über das Schwarze Meer 32 Mrd. m³ betragen. Nur im Fall einer hohen Nachfrage und keiner russischen Gasexporte in die Länderkoalition (*Hoch - Kein RU*) steigt der Gasexport in die Türkei nochmals leicht an. Damit würde die Türkei unter Berücksichtigung der unterstellten Nachfrage in den beiden Pfadausprägungen zukünftig bis zu zwei Drittel der inländischen Nachfrage über Gasimporte aus

¹⁰ Angenommen wurde die vollständige Kapazität der Blue Stream Pipeline (16 Mrd. m³/a) sowie 50 % der Kapazität der TurkStream (16 Mrd. m³/a) für den Gasexport von Russland in die Türkei.

Russland decken. Die Konsequenz wäre eine gesteigerte Abhängigkeit der Türkei von Russland. Russische Gasexporte in **andere Länder Europas** sind historisch und in den Modellergebnissen zum überwiegenden Teil LNG Exporte in das Vereinigte Königreich. Die Gesamtmengen bleiben konstant auf historischem Niveau, solange keine oder nur teilweise Handelsbeschränkungen mit der Länderkoalition vorliegen. Da sich diese Länder auch an einem Verzicht auf russisches Gas beteiligen würden (*Kein RU*), fallen die Gasexporte in diesen Szenarien aus.

3.3 Entwicklung der Exportstruktur der USA

Aufgrund der zunehmenden Schiefergasförderung seit den 2010er Jahren ist eine kontinuierliche Steigerung der Produktionsmengen in den USA zu beobachten. Aus diesem Grund haben sich die USA innerhalb einer Dekade vom Netto-Importeur zum Netto-Exporteur von Erdgas entwickelt. Waren die USA bis 2015 noch ein Netto-Importeur von LNG mit geringfügigen Exporten von weniger als einer Mrd. m³ Erdgas, exportierten sie im Jahr 2018 schon knapp 30 Mrd. m³ Erdgas. Die Exportmenge verdreifachte sich in den drei darauffolgenden Jahren auf knapp 100 Mrd. m³ im Jahr 2021. Neben LNG-Exportmengen haben auch die pipelinegebundenen Gasexportmengen nach Mexiko und Kanada in den letzten Jahren zugenommen. Diese sind zwischen 2015 und 2021 um 75 % auf knapp 90 Mrd. m³ gewachsen, von denen 70 % nach Mexiko und der Rest nach Kanada exportiert wurde (Rystad Energy 2022). Die Abbildung 9 verdeutlicht die künftige Entwicklung der Gasexporte aus den USA in den untersuchten Szenarien. Szenariounabhängig steigen die Gesamtexporte der USA um mindestens 70 % bis 2030, in den Fällen ohne russische Mengen verdoppeln sie sich ungefähr.

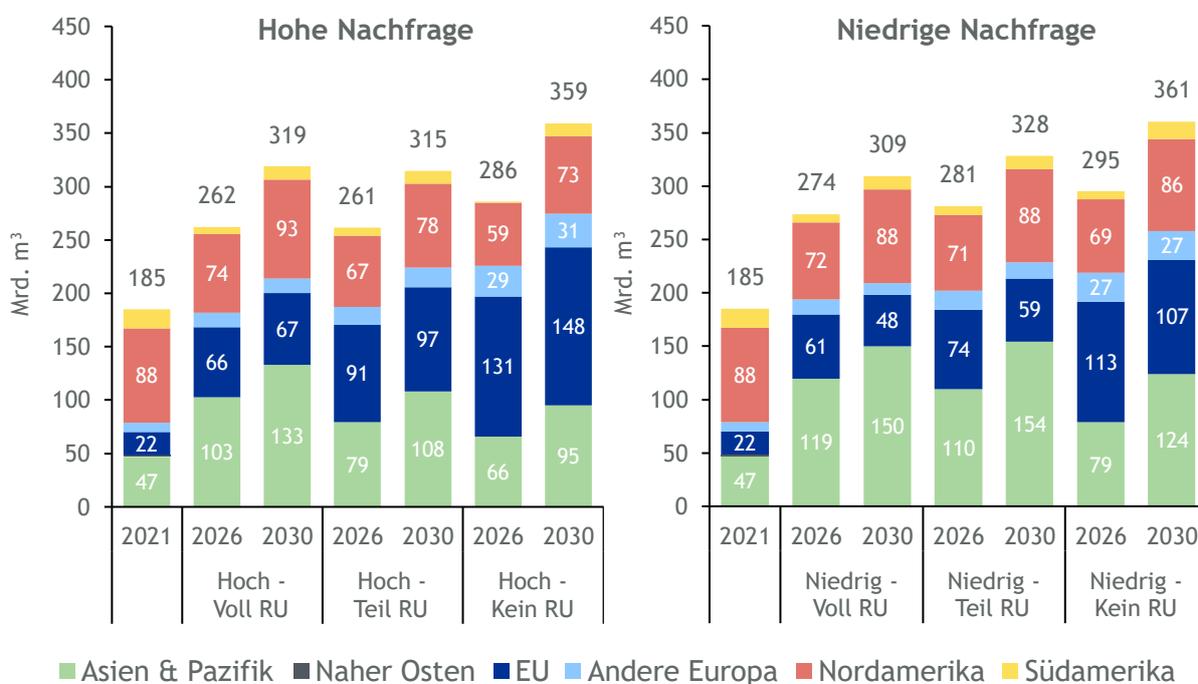


Abbildung 9: Gasexportstruktur der USA

Quelle: historische Werte basierend auf Rystad Energy 2022

Die EU gewinnt als Absatzmarkt für LNG an Bedeutung für die USA

Der Rückgang der russischen Gasexporte in die EU, wie in Abschnitt 3.1 diskutiert, könnte zu einem überwiegenden Teil durch LNG aus den USA kompensiert werden. Die Gasexporte der USA in die EU steigen in allen Szenarien deutlich an. Wenn die Länderkoalition ganz oder teilweise den Gashandel mit Russland einschränkt, wird die EU zum größten Absatzmarkt der USA. In den Szenarien ohne Verfügbarkeit russischen Gases (*Kein RU*) wird der Export in die EU gegenüber dem Jahr 2021 mehr als verfünffacht. Die Exporte in die EU nehmen weniger stark zu, wenn die europäische Nachfrage abnimmt und russische Mengen voll zur Verfügung stehen (*Niedrig - Voll RU*). In diesem Fall verdoppeln sich die Gasexporte der USA in die EU bis 2030 gegenüber 2021. In allen Szenarien wird die EU ein wichtiger Markt für LNG-Exporte der USA.

Auch Asien wird als Exportregion wichtiger für die USA

Die Untersuchung der Gasexportstruktur der USA bei vollständiger Verfügbarkeit russischen Gases (*Voll RU*) zeigt, dass das historische Verhältnis zwischen LNG-Exporten nach Asien und Europa bestehen bleibt. Dieses Verhältnis ist von ungefähr doppelt so hohen LNG-Exporten nach Asien im Vergleich zu Europa geprägt. Asien würde in diesem Fall damit der größte Handelspartner der USA für den LNG-Export bleiben. Die Gasexporte nach Asien können sich bis 2026 ungefähr verdoppeln bzw. bis 2030 verdreifachen.

Eine andere Entwicklung ergibt sich, sollte der Gashandel der Länderkoalition mit Russland zukünftig nur eingeschränkt (*Teil RU*) oder nicht möglich sein (*Kein RU*). In diesen Fällen wird ein Teil des LNG aus den USA nach Europa statt nach Asien exportiert. In den Szenarien mit hoher Gasnachfrage ist der Export in die EU im Jahr 2030 ungefähr gleich groß, wenn der Handel mit russischem Gas teilweise beschränkt ist. Kommt es zu einem Handelsstopp der Länderkoalition mit russischem Gas, könnte die EU zum größten Absatzmarkt für die USA werden. In den Szenarien mit niedriger Nachfrage sind die Trends ähnlich, Asien bleibt aber der größte Absatzmarkt der USA im Jahr 2030.

Pipelinegebundene Exporte nach Nordamerika stagnieren, bleiben aber signifikant

Im Jahr 2021 waren die Nachbarländer Kanada und Mexiko mit 88 Mrd. m³ die wichtigsten Absatzmärkte der USA. Nur in dem Szenario *Hoch - Voll RU* kann der Export in diese Länder gegenüber der Historie gesteigert werden. In allen anderen Szenarien verringern sich die Exporte zum Jahr 2026, die hauptsächlich nach Mexiko erreichen, da Kanada seine eigene Produktion im Laufe des Jahrzehnts steigert. Die geringsten Exporte in die Nachbarländer werden im Szenario *Hoch - Kein RU* erzielt. In diesem Szenario liegen die Exporte mit 59 Mrd. m³ rund ein Drittel niedriger als im Jahr 2021.

Der in allen Szenarien erhebliche Anstieg der LNG-Exporte der USA im Vergleich zu den historischen Niveaus ist mit einem zusätzlichen Investitionsbedarf in die LNG-Exportinfrastruktur verbunden. Dies wird in Abschnitt 3.4 eingehend erläutert.

3.4 Entwicklung der Regasifizierungskapazitäten in Europa

Aus den in den Abschnitten 3.1, 3.2 und 3.3 diskutierten Veränderungen der Handelsflüsse resultieren notwendige Anpassungen in der Infrastruktur für den Export sowie Import von LNG. Zunächst werden die Entwicklungen der Importinfrastruktur in Europa aufgezeigt.

Gegenwärtig sind Regasifizierungskapazitäten in Europa regional unterschiedlich verteilt

Europa verfügt aktuell über eine Regasifizierungskapazität von 252 Mrd. m³/a¹¹, dargestellt in Abbildung 10 (GIE 2022; GIIGNL 2022; Rystad Energy 2022). Davon entfallen 64 % auf die EU und der Rest auf die Türkei und das Vereinigte Königreich. Wie bereits in Abschnitt 2.5 thematisiert, ist die räumliche Verteilung der Anlagen innerhalb der EU sehr unterschiedlich. Südwesteuropa mit Frankreich, Spanien und Portugal verfügt über fast zwei Drittel der Gesamtkapazität für die Anlandung in der EU. Die Unabhängigkeit von pipelinegebundenen Gasimporten ist in dieser Region daher größer als im Rest der EU. Die verbleibenden 60 Mrd. m³/a verteilen sich zu jeweils 40 % auf Südosteuropa mit Italien, Kroatien und Griechenland und auf Nordwesteuropa mit Belgien und den Niederlanden. Deutschland, mit der größten Gasnachfrage in der EU, hat bislang keine Regasifizierungskapazitäten aufgebaut. Darüber hinaus ist es für viele Staaten in Zentral- und Osteuropa aufgrund der Binnenlage unmöglich, LNG direkt zu importieren. Sollten diese Staaten auch über LNG versorgt werden, müssten die Kapazitäten in anderen Staaten erhöht werden und die entsprechenden Transportinfrastrukturen zur Verfügung stehen. Eine Verringerung der Auslastung von Regasifizierungsterminals aufgrund unzureichender Pipelineverbindungen besteht bereits heute zwischen Spanien, Frankreich und Zentraleuropa. Durch die unzureichenden Pipelinekapazitäten zwischen diesen Ländern können Überkapazitäten auf der iberischen Halbinsel nur geringfügig für den LNG-Import nach Zentraleuropa genutzt werden.

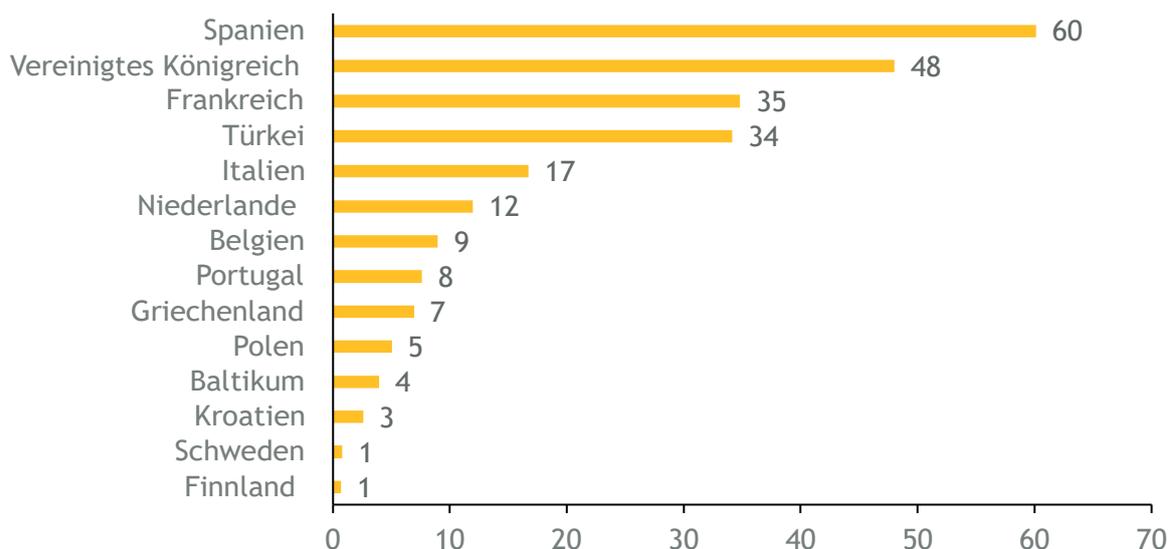


Abbildung 10: Bestehende Regasifizierungskapazitäten in Europa im Jahr 2021

Werte basierend auf GIIGNL 2022; GIE 2022; Rystad Energy 2022; RWE 05.05.2022; Uniper 05.05.2022

¹¹ Angaben zur Kapazität von Regasifizierungs- und Verflüssigungsterminals beziehen sich auf Nm³ Erdgas pro Jahr

Durch die aktuellen Entwicklungen auf dem europäischen Gasmarkt wurden durch viele Staaten kurzfristig FSRU zur Erhöhung der Regasifizierungskapazitäten angemietet. Die Vorteile von FSRU gegenüber stationären Terminals bestehen u.a. in der Standortflexibilität und der kurzfristigen Bereitstellung. Zudem können FSRU gegenüber stationären Anlagen kostengünstiger sein, wenn diese nur in einem begrenzten Zeitfenster benötigt werden, da ein Großteil der Investitionskosten für den Bau eines stationären Regasifizierungsterminals wegfallen.

Der Ausbau der Regasifizierungskapazitäten in Europa erfolgt zum großen Teil bis 2026

Die Simulationsergebnisse für den Ausbau der europäischen Regasifizierungskapazitäten werden in Abbildung 11 dargestellt. In fast allen Szenarien werden Investitionen in Regasifizierungskapazitäten bis 2026 so weit ausgebaut, dass zwischen 2027 und 2030 keine weiteren Investitionen notwendig sind, um die benötigten Gasimporte vollständig decken zu können. Eine Ausnahme bildet das Szenario *Hoch - Kein RU*. Unter der Annahme einer hohen Gasnachfrage und ohne Gashandel zwischen der Länderkoalition und Russland werden auch zwischen 2027 und 2030 Regasifizierungskapazitäten ausgebaut.

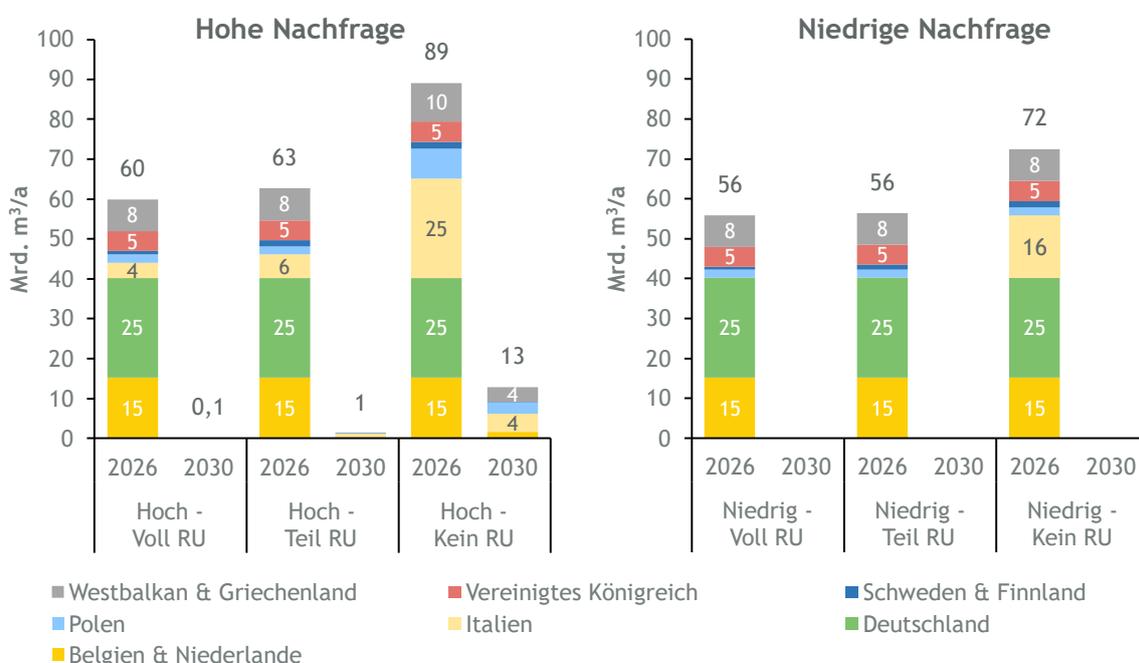


Abbildung 11: Ausbau von Regasifizierungskapazität in Europa

Für Regasifizierungsprojekte, für die nach heutigem Kenntnisstand eine finale Investitionsentscheidung vorliegt, wird eine Realisierung angenommen. Bis zum Jahr 2026 gehen aus solchen exogenen Projekten Regasifizierungskapazitäten in einem Umfang von 56 Mrd. m³/a in Betrieb. Etwa 70 % dieser exogenen Regasifizierungskapazität entfällt auf FSRU in Deutschland, den Niederlanden und Griechenland, welche als Reaktion auf die Unsicherheiten auf dem europäischen Gasmarkt kurzfristig beschafft wurden. Die voraussichtlich im Jahr 2023 in Betrieb gehenden FSRU an der deutschen Küste haben eine Kapazität von 25 Mrd. m³/a. Es existieren Projekte für den Bau stationärer Regasifizierungsterminals an mehreren Standorten an der deutschen Küste, welche bei Inbetriebnahme die bestehenden FSRU sukzessive ablösen könnten. Nach aktuellem Stand der Planung könnten am Standort Wilhelmshaven im Jahr 2025 und an den Standorten Brunsbüttel und Stade im Jahr 2026 stationäre Regasifizierungsterminals in Betrieb

gehen (Uniper 05.05.2022b; BMWK 01.09.2022). Im Modell wird bei Regasifizierungskapazitäten nicht zwischen FSRU und stationären Terminals unterschieden.

Durch das im Mai 2022 verabschiedete LNG-Beschleunigungsgesetz ergeben sich Sonderregelungen für den Aufbau von Regasifizierungsterminals. Das Ziel des Gesetzes ist es, Zulassungs- und Genehmigungsverfahren sowie die Vergabe öffentlicher Aufträge und Konzessionen erheblich zu verkürzen. Zusätzlich regelt das Gesetz, dass die Genehmigungen der Regasifizierungsanlagen für den Import von Erdgas bis zum 31. Dezember 2043 befristet sind. Ein Weiterbetrieb nach 2043 ist nur möglich, wenn klimaneutraler Wasserstoff oder dessen Derivate wie zum Beispiel grünes Ammoniak über diese Regasifizierungsanlagen importiert werden (Deutscher Bundestag 2022b).

Bleiben russische Gasimporte vollständig (*Voll RU*) oder teilweise (*Teil RU*) möglich, wird nicht oder nur geringfügig über die bereits beschlossenen Regasifizierungskapazitäten hinaus in Europa investiert. Dies zeigt, dass Europa mit den bereits beschlossenen Regasifizierungsprojekten weitestgehend auf einen teilweisen Rückgang der Gasimporte aus Russland ab 2026 vorbereitet ist.

Eine kritischere Situation ergibt sich, sobald keine russischen Gasimporte mehr zur Verfügung stehen (*Kein RU*). Auch unter der Annahme einer rückläufigen Nachfrage in der EU, würden bis 2026 zusätzlich fast 30 % mehr Regasifizierungskapazitäten zugebaut werden, als über die exogenen Projekte in diesem Zeitraum hinzukommen. Bleibt die Nachfrage hoch, verdoppeln sich diese Kapazitätserweiterungen nochmals. In dieser Situation würde vor allem in Italien Regasifizierungskapazitäten ausgebaut. Das Land weist eine der größten Gasnachfragen Europas auf und ist historisch stark an Gasimporte aus Russland gebunden. Aktuell bestehen in Italien keine Projekte für zusätzliche LNG-Importkapazitäten, die eine finale Investitionsentscheidung aufweisen. Fallen die Gasimporte aus Russland weg, könnten diese nicht vollständig durch die pipelinegebundenen Gasimporte aus Nordafrika und dem Südlichen Gaskorridor ausgeglichen werden. Als Folge würden verstärkt Regasifizierungskapazitäten ausgebaut. Auch im Jahr 2030 erfolgt im Szenario *Hoch - Kein RU* ein Ausbau der Regasifizierungskapazität in Italien und weiteren Teilen Europas.

Als weiteres Ergebnis wird die jährliche Auslastung der Regasifizierungsterminals in Deutschland und im EU-Durchschnitt betrachtet. Allgemein zeigt sich, dass die Auslastungen zunehmen, je weniger Gasimporte aus Russland möglich sind. Bleiben russische Gasimporte vollständig erhalten, liegt die Auslastung je nach unterstellter Nachfrage bis 2030 in der EU (47 % - 70 %) über der in Deutschland (39 % - 58 %). Kommt es zu einer Reduzierung der russischen Gasimporte, steigen die Auslastungen der Regasifizierungsterminals deutlich an (EU 58 % - 81 %). Vor allem die LNG-Terminals an der deutschen Küste würden in diesem Szenario vollständig ausgelastet. Ohne russische Gasimporte ergibt sich ebenfalls eine vollständige Auslastung der LNG-Terminals in Deutschland. In der EU steigt die Auslastung auf bis zu 92 % (*Hoch - Kein RU*). Aufgrund der oben beschriebenen Engpässe in der Transportnetzinfrastruktur, vor allem für den Transport von LNG aus Spanien, wird in diesem Szenario keine vollständige Auslastung der Regasifizierungsterminals erreicht.

3.5 Entwicklung der weltweiten Verflüssigungskapazitäten

Die zuvor diskutierten LNG-Handelsströme hängen direkt von der Entwicklung der globalen Verflüssigungskapazitäten ab. In diesem Abschnitt wird der aktuelle Stand der bestehenden Verflüssigungskapazitäten aufgezeigt und die Simulationsergebnisse für die Jahre 2026 und 2030 unter den betrachteten Szenarien diskutiert.

Über die Hälfte der weltweiten Verflüssigungskapazitäten sind auf drei Länder konzentriert

Im Jahr 2021 betragen die weltweit installierten Verflüssigungskapazitäten 614 Mrd. m³/a (GIE 2022; GIIGNL 2022; Rystad Energy 2022). Die Länder mit den größten Verflüssigungskapazitäten sind Australien, die USA und Katar, welche zusammen mehr als die Hälfte der globalen Verflüssigungskapazität besitzen, wie in Abbildung 12 dargestellt. Weltweit sind die Verflüssigungskapazitäten in den letzten zehn Jahren stark ausgebaut worden. Während Katar bereits 2010 über den wesentlichen Teil seiner heutigen Kapazität verfügte, haben sich die Kapazitäten in Australien in den letzten zehn Jahren mehr als vervierfacht. In den USA gab es bis 2015 noch keine Terminals. Seitdem wurden dort Verflüssigungskapazitäten von 111 Mrd. m³/a aufgebaut, unterstützt durch die stark steigende Förderung von Schiefergas und die Nachfrage nach LNG in Asien.

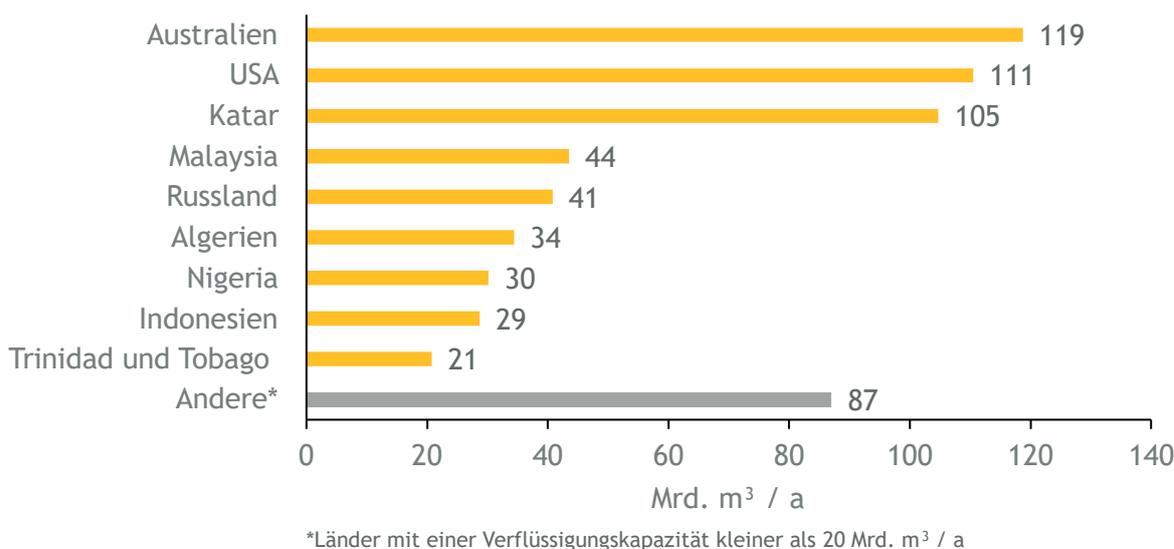


Abbildung 12: Bestehende weltweite Verflüssigungskapazitäten im Jahr 2021

Quelle: Werte basierend auf GIIGNL 2022; GIE 2022; Rystad Energy 2022

Die weltweite Verflüssigungskapazität könnte bis 2030 um mehr als zwei Drittel wachsen

In allen Szenarien erfolgt ein deutlicher Ausbau der Verflüssigungskapazitäten, welcher im Jahr 2026 höher ausfällt als im Jahr 2030. Insgesamt erhöhen sich die globalen Verflüssigungskapazitäten zwischen 2021 und 2030 um 57 % (+352 Mrd. m³/a) im Szenario *Niedrig - Voll RU* und um 72 % (+441 Mrd. m³/a) im Szenario *Hoch - Kein RU*. Abbildung 13 zeigt den regional aufgelösten Ausbau der Verflüssigungskapazitäten weltweit. Dabei wird für jedes Szenario der Zuwachs der Verflüssigungskapazität zwischen den Jahren 2021 und 2026 sowie zwischen den Jahren 2027 bis 2030 gezeigt. Die Haupttreiber des Ausbaus der globalen Verflüssigungsinfrastruktur sind die stark wachsende Nachfrage in Asien in Verbindung mit der

Erhöhung von Fördermengen durch die Erschließung von Schiefergasquellen in Nordamerika. Sekundär wird der Ausbau der Verflüssigungskapazitäten durch die LNG-Nachfrage des europäischen Marktes beeinflusst. Sollte die europäische LNG-Nachfrage durch das Fehlen russischer Gasmengen (*Kein RU*) steigen, erhöhen sich die Investitionen in Verflüssigungskapazitäten gegenüber dem Szenario mit voller Verfügbarkeit russischen Gases (*Voll RU*) im Mittel um 20 % über beide Verbrauchsszenarien.

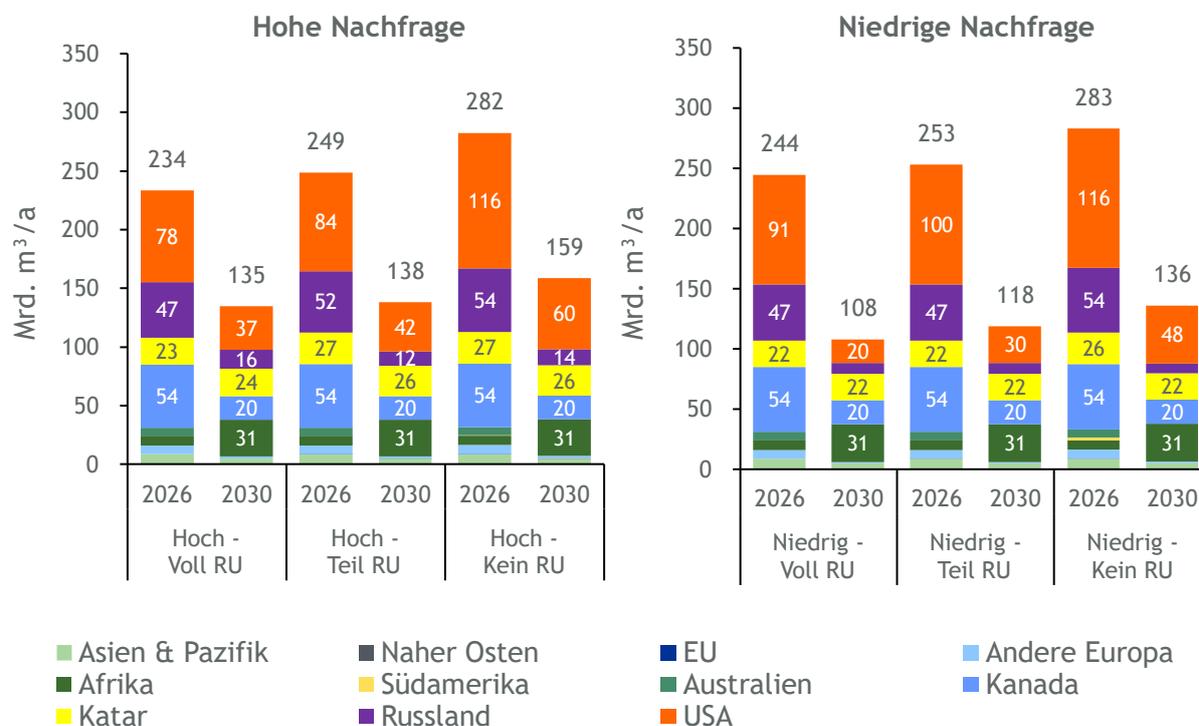


Abbildung 13: Ausbau der weltweiten Verflüssigungskapazitäten

Die **USA** befinden sich in ihrer neuen Rolle als Netto-Exporteur derzeit in der Markteintrittsphase und bauen ihre Verflüssigungskapazitäten im globalen Vergleich am stärksten aus. Je nach Szenario wird die Verflüssigungskapazität der USA um 111 bis 176 Mrd. m³/a ausgebaut, was mehr als einer Verdopplung der bestehenden Kapazität entspricht.

Mit **Kanada** tritt ein neuer Akteur in den LNG-Markt ein, welcher bis 2021 noch über keine eigenen Verflüssigungskapazitäten verfügt hat. In allen Szenarien baut Kanada bis zum Jahr 2030 Verflüssigungskapazitäten in Höhe von 74 Mrd. m³/a auf. Die Triebkräfte für den Markteinstieg Kanadas sind zum einen die Schiefergasförderung in der Provinz Alberta und zum anderen die steigende Gasnachfrage in Asien.

Russland baut seine Verflüssigungskapazitäten ebenfalls aus. In allen Szenarien werden die bestehenden 41 Mrd. m³/a Verflüssigungskapazität bis zum Jahr 2026 mehr als verdoppelt. Ein Großteil der Kapazitätserweiterung erfolgt durch die Realisierung der nach heutigem Kenntnisstand bereits beschlossenen Projekte mit einem Umfang von 47 Mrd. m³/a, welche in der Modellierung exogen vorgegeben werden. Wenn kein Export von russischem Gas nach Europa möglich ist, ist der Kapazitätswachstum bis zum Jahr 2026 um weitere 7 Mrd. m³/a höher. Ein Grund dafür ist, dass der über Pipelines versorgte Absatzmarkt der EU nicht mehr zur Verfügung steht und Russland deshalb zusätzliche Verflüssigungskapazitäten benötigt, um am globalen LNG-

Markt teilnehmen zu können. Zwischen den Jahren 2027 und 2030 baut Russland seine Verflüssigungskapazitäten vergleichsweise gering aus, wobei der Zubau 9 Mrd. m³/a bis 16 Mrd. m³/a je nach Szenario beträgt. Ein Grund dafür ist, dass für Russland zur Kompensation des europäischen Marktes vor allem der asiatische Markt zur Verfügung steht. Die Nachfrage in Asien wird unter anderem bereits durch Australien, die USA und Kanada bedient, welche aufgrund ihrer geografischen Lage kürzere Seewege nach Asien haben und deshalb konkurrenzfähiger sind. Das LNG aus Russland kommt hauptsächlich von der Yamal Halbinsel, die aufgrund Ihrer Lage am Nordpolarmeer hohe räumliche Distanz zu den asiatischen Verbrauchszentren aufweist. Deshalb kann Russland seinen Absatz in Asien nur begrenzt steigern.

Katar baut seine Verflüssigungskapazitäten in allen Szenarien um 40 % bis 50 % der bereits bestehenden Kapazitäten aus. Ein Großteil dieses Ausbaus stellen Projekte dar, für die nach heutigem Kenntnisstand eine finale Investitionsentscheidung vorliegt und die als exogene Vorgabe in die Modellierung eingehen. Triebkraft für den Ausbau der Verflüssigungskapazitäten ist die Steigerung der Produktionskapazitäten durch die Erschließung des „North Fields“. Das Projekt wird für die Jahre ab 2026 erwartet und ermöglicht Katar, die Produktion um circa 60 Mrd. m³ pro Jahr zu steigern. Im Zuge dieses Projektes gab es im Jahr 2022 die finale Entscheidung, die Verflüssigungskapazitäten parallel auszubauen. Diese Entscheidung fließt als feste Vorgabe in das Modell ein.

In **Afrika** treten mit Mosambik und Mauretanien zwei neue Akteure in den LNG-Markt ein. Im Falle niedriger Nachfrage werden bis zu Jahr 2030 Verflüssigungskapazitäten von 40 Mrd. m³/a aufgebaut. Der größte Teil dieses Aufbaus findet nach dem Jahr 2026 in Mosambik statt, getrieben durch die Erschließung neuer Erdgasvorkommen.

3.6 Großhandelspreise

Das Modell COLUMBUS ermittelt Preise für die Verbrauchsregionen als Ergebnis des sich einstellenden Marktgleichgewichts für die betrachteten Szenarien und Zeiträume. Die Gleichgewichtspreise stellen theoretische Marktpreise dar und sind abhängig von den gewählten Szenarioannahmen. Die Preise sind nicht als Prognosen, sondern als Projektionen im Rahmen eines spezifischen Szenarios zu interpretieren. Zur besseren Einordnung fokussiert sich die Diskussion auf die Preisniveaus im Vergleich zu historischen Werten. Für die sechs Szenarien wird für die Jahre 2026 und 2030 jeweils ein Jahresdurchschnitt für den Großhandelspreis für Erdgas in Nordwesteuropa ausgewiesen, welche in Abbildung 14 dargestellt sind. Als Referenzwerte für Preisniveaus sind in der Abbildung 14 die Jahresdurchschnittspreise am niederländischen *Title Transfer Facility* (TTF) Handelspunkt eingezeichnet, da dieser den bedeutendsten Referenzpreis für Erdgas in Nordwesteuropa und der EU darstellt. Der Jahresdurchschnittspreis des Jahres 2021 stellt das höchste, der Jahresdurchschnittspreis des Jahres 2018 hingegen ein eher niedriges Preisniveau in der Historie des TTF der letzten 20 Jahre dar.

Ohne russisches Gas könnten die Preise in Europa 2026 über dem Niveau von 2021 liegen

Abbildung 14 zeigt, dass in den Szenarien *Kein RU* die Preisniveaus im Jahr 2026 signifikant über den historischen Werten liegen. Im Szenario *Hoch - Kein RU* liegt der Preis im Jahr 2026 (93 EUR/MWh) deutlich über dem Niveau des TTF 2021 (54 EUR/MWh) und sinkt bis 2030 ungefähr auf das Niveau des TTF 2021 ab. Im Fall *Niedrig - Kein RU* liegt der Preis im Jahr 2026 (51 EUR/MWh) ungefähr auf dem Niveau des TTF 2021 und fällt bis 2030 auf das Preisniveau des TTF 2018 (24 EUR/MWh).

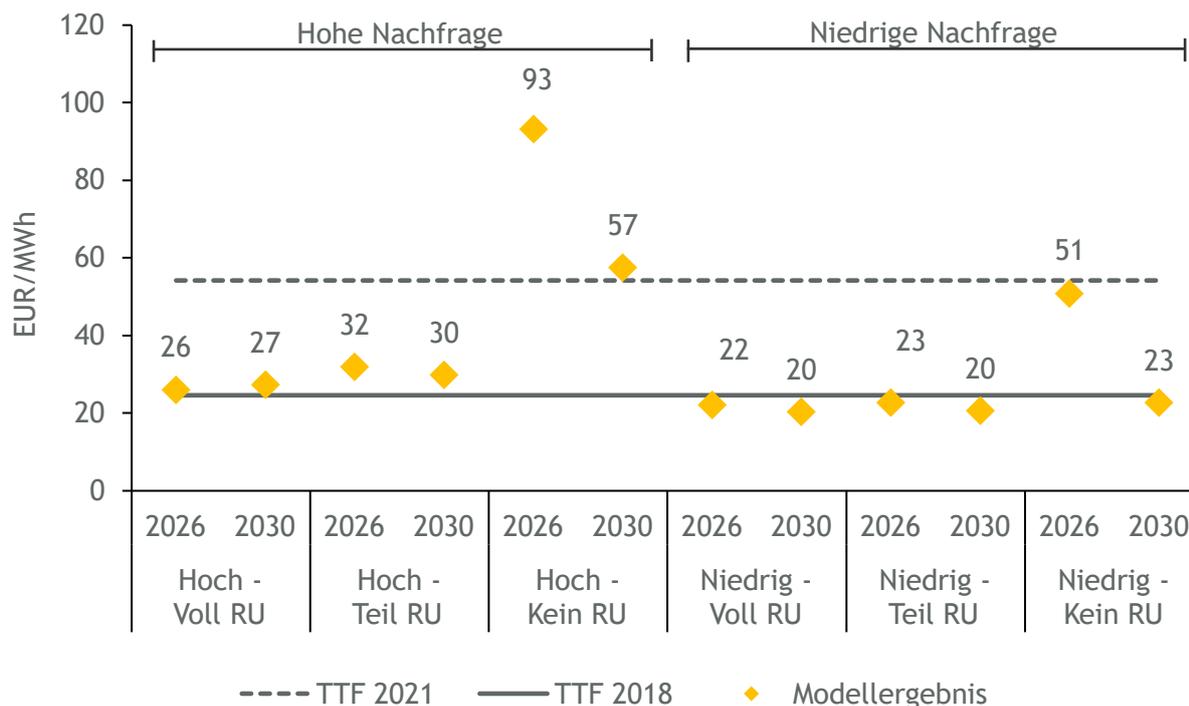


Abbildung 14: Mögliche Entwicklung der Erdgaspreise in Nordwesteuropa

Quelle: Jahresdurchschnittspreise des TTF basierend auf Rystad Energy 2022

Die Preisniveaus in *Hoch - Kein RU* liegen etwa doppelt so hoch wie die Preisniveaus des Szenarios *Niedrig - Kein RU*. Die Preisniveaus in *Hoch - Teil RU* (32 EUR/MWh) liegen circa 50 % über dem Preis des Szenarios *Niedrig - Teil RU* (23 EUR/MWh). Insgesamt liegen die Preise in den Szenarios *Teil RU* deutlich unterhalb der Szenarios *Kein RU*. In den Szenarios *Voll RU* stellen sich ähnliche Preisniveaus für beide Nachfrageausprägungen ein. Das Preisniveau in der Pfadausprägung *Hoch - Voll RU* liegt für beide Jahre leicht oberhalb (26 - 27 EUR/MWh) des TTF 2018 und in *Niedrig - Voll RU* leicht unterhalb (20 - 22 EUR/MWh) des TTF 2018.

Durch Nachfragereduktion kann das Preisniveau von 2018 auch ohne russisches Gas bis 2030 wieder erreicht werden

Der Vergleich der Szenarien zeigt, dass die Gasnachfrage einen hohen Einfluss auf das Level der Großhandelspreise hat, insbesondere wenn die russischen Mengen nicht zur Verfügung stehen. Der Vergleich von *Hoch - Kein RU* und *Niedrig - Kein RU* zeigt, dass durch eine Reduktion des Verbrauches im Jahr 2030 wieder das Preisniveau des Jahres 2018 erreicht werden kann. Diese Sensitivität der Preise gegenüber der Nachfrage lässt sich auch im Fall *Teil RU* feststellen, auch

wenn die absolute Differenz geringer ist. In allen drei Szenarien mit niedriger Nachfrage liegen die Preisniveaus im Jahr 2030 unter dem Durchschnittspreis des Jahres 2018. Sollte ein Handel mit Russland voll oder eingeschränkt möglich sein, so ist ein Unterschreiten des 2018 Niveaus bereits im Jahr 2026 möglich.

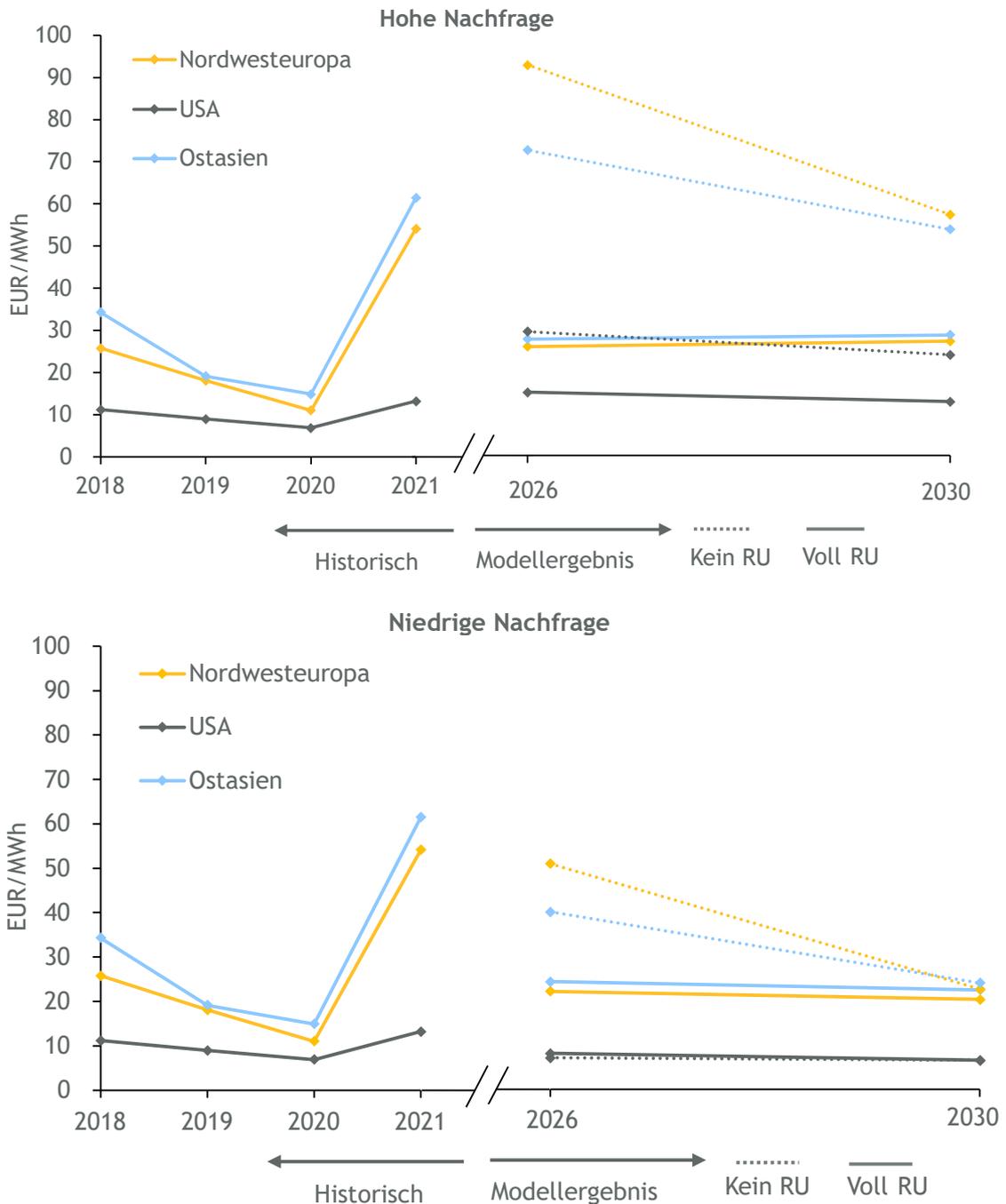


Abbildung 15: Entwicklung der Niveaus der Großhandelspreise für Erdgas auf den Weltmärkten

Quelle: historische Preise basierend auf Rystad Energy 2022

Gaspreise in Europa und Asien liegen bis 2030 deutlich oberhalb der Gaspreise in den USA

Abbildung 15 zeigt für die Gasmärkte in Nordwesteuropa, Ostasien und den USA sowohl die historische Entwicklung der Großhandelspreise seit 2018 als auch die ermittelte Entwicklung der Preisniveaus in den modellierten Szenarien bis 2030. In den USA sind die Preise aufgrund des starken Wachstums der Schiefergasförderung seit dem letzten Jahrzehnt deutlich niedriger als in Nordwesteuropa und Ostasien.

Die europäischen und asiatischen Gaspreise haben sich in den letzten Jahren immer mehr angeglichen, was auf den gestiegenen Anteil von LNG in Europa und dessen Rolle bei der Preisbildung zurückzuführen ist. Aufgrund der niedrigeren Kosten für Gas aus Russland waren die Gaspreise in Nordwesteuropa im Vergleich zu Ostasien jedoch generell niedriger. Dieser Trend bleibt im Falle der Verfügbarkeit russischer Gasmengen bis 2030 bestehen. Falls jedoch kein russisches Gas verfügbar ist (*Kein RU*), liegen die Preise in Nordwesteuropa deutlich über den asiatischen Preisen im Jahr 2026. Bis 2030 gleichen sich die asiatischen und europäischen Preise wieder an, da im Modell neue LNG-Verflüssigungsanlagen in Betrieb genommen werden und sich die Knappheit auf dem LNG-Markt verringert.

Der Vergleich der ermittelten Preise zwischen Nordwesteuropa und den USA zeigt, dass die Preise in Nordwesteuropa in allen Szenarien über denen der USA liegen. Im Falle uneingeschränkten Gashandels zwischen Russland und der Länderkoalition liegen die Preise in Nordwesteuropa im Jahr 2026 11 - 14 EUR/MWh über den Preisen in den USA. Dieser Preisunterschied entspricht ungefähr dem durchschnittlichen historischen Preisunterschied des Zeitraums 2015-2019 in Höhe von 11 EUR/MWh. Wird kein Gas mit Russland gehandelt (*Kein RU*), liegen die Preise in Nordwesteuropa je nach Szenario 44 - 64 EUR/MWh über den Preisen in den USA. Dies entspricht ungefähr dem historischen Preisunterschied im Jahr 2021. Im Falle einer sinkenden Gasnachfrage verringert sich der Preisunterschied zwischen Nordwesteuropa und den USA, sodass die europäischen Preise im Jahr 2030 etwa 15 EUR/MWh über denen der USA liegen. Bei weiterhin hoher Nachfrage bleibt der Preisunterschied mit 33 EUR/MWh erheblich. In einem solchen Fall könnte sich langfristig ein signifikanter struktureller Wettbewerbsvorteil für Gasverbraucher in den USA ergeben.

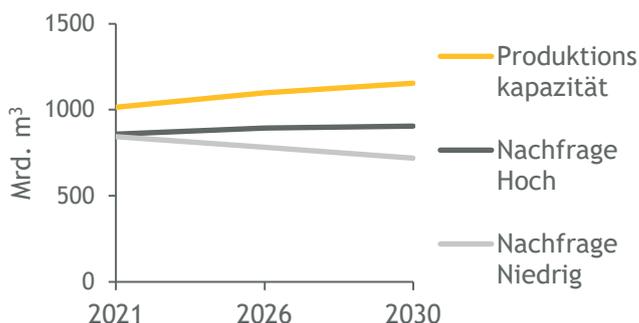
4 Steckbriefe Exportländer

Steckbrief USA



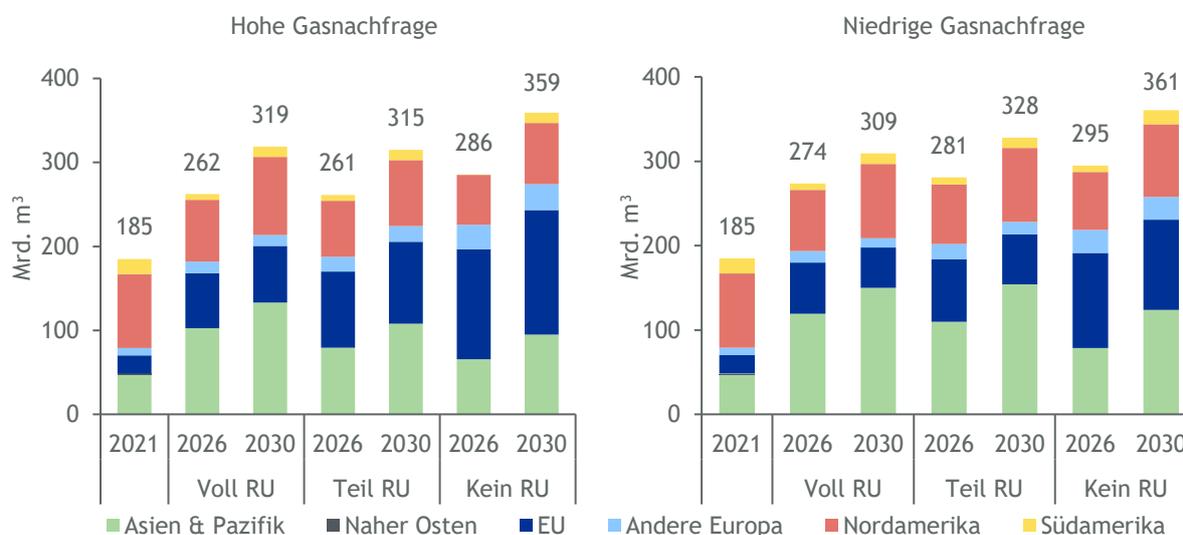
- Durch Schiefergasförderung werden seit 2010 hohe Produktionssteigerungen verzeichnet.
- Circa ein Drittel der Gesamtexporte sind durch Langfristverträge an ein Zielexportland gebunden (75 Mrd. m³ in 2026 und 82 Mrd. m³ in 2030).
- Ist der Gashandel zwischen Russland und der Länderkoalition teilweise oder vollständig eingeschränkt, wird die EU bis 2030 die wichtigste Exportregion. Ist der Gashandel uneingeschränkt, wird Asien bis 2030 die wichtigste Exportregion.
- Um die steigenden freien Produktionsmengen an die Bedarfsmärkte zu liefern, werden in dem Modell in allen Szenarien zusätzliche Verflüssigungskapazitäten zugebaut.

Gasproduktion und inländische Gasnachfrage

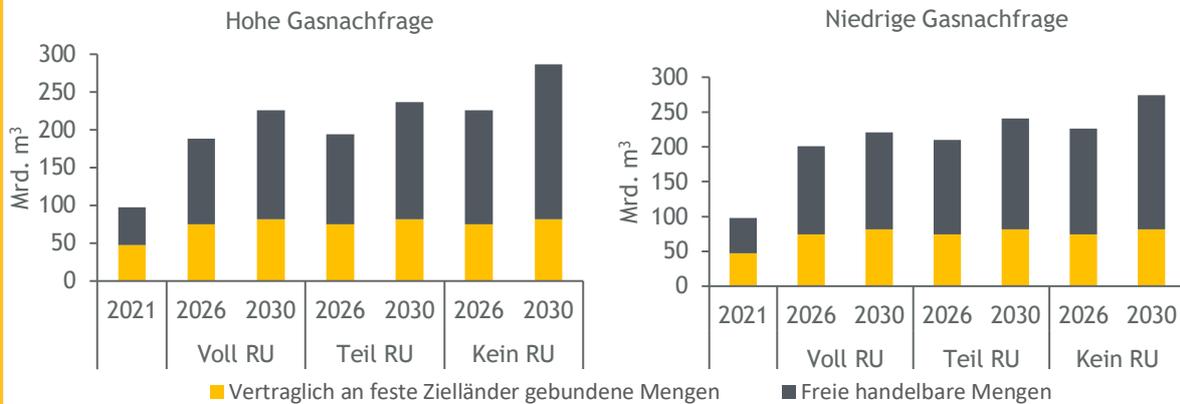


- Die Produktion steigt von 1014 Mrd. m³ im Jahr 2021 auf 1099 Mrd. m³ im Jahr 2026.
- 2030 beträgt die Gasproduktion 1155 Mrd. m³.

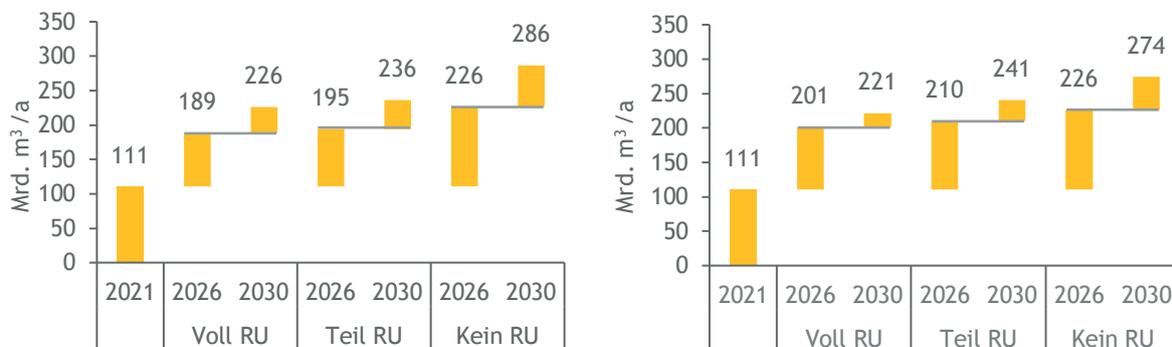
Exportmengen nach Zielland



LNG-Exporte



Entwicklung von Verflüssigungskapazitäten



Die Abbildungen zeigen den Bestand an Verflüssigungskapazitäten im Jahr 2021 und den in der Modellierung ermittelten Ausbau der Verflüssigungskapazitäten in den Zeiträumen 2021 bis 2026 und 2027 bis 2030 für die untersuchten Szenarien.

Status Quo projektierte Verflüssigungsanlagen

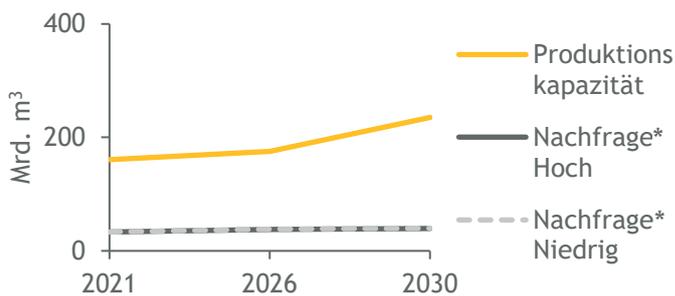
Projekt	Kapazität [Mrd. m ³ /a]	Finale Investitionsentscheidung?	Status
Golden Pass	24,6	✓	Inbetriebnahme 2025-2026
Freeport	6,9	⋯	FID erwartet für Sommer 2022
Corpus Christi	15,6	⋯	FID erwartet für Sommer 2022
Delfin	16,3	⋯	Erwartet für Ende 2022
Plaquemines I	13,6	✓	Inbetriebnahme 2024-2025
Plaquemines II	13,6	—	FID mehrmals verschoben
Lake Charles	24,2	⋯	FID erwartet für Ende 2022
Texas	5,4	⋯	FID erwartet für Ende 2022
Cameron	9,8	⋯	FID erwartet für 2023
Magnolia	12,0	⋯	FID erwartet für 2023
Driftwood	37,5	—	FID unklar
Rio Grande	36,7	—	FID mehrmals verschoben
Port Arthur	36,7	—	FID mehrmals verschoben

Steckbrief Katar



- Katar hat einen Großteil seiner Exporte über Langfristverträge an asiatische Länder verkauft.
- Die Europäische Union gewinnt als Exportziel nicht an relativer Bedeutung, auch wenn die Handelsmengen in absoluten Zahlen steigen.
- Die relative Exportstruktur bleibt annähernd konstant über alle Szenarien. In 2030 kommt Afrika (vor allem Ägypten) als Zielregion hinzu.
- Das Projekt *North Field* ermöglicht ab dem Jahr 2026 deutliche Produktionssteigerungen. Durch dieses Projekt baut das Land seine Verflüssigungskapazitäten bis zum Ende des Jahrzehnts signifikant aus.

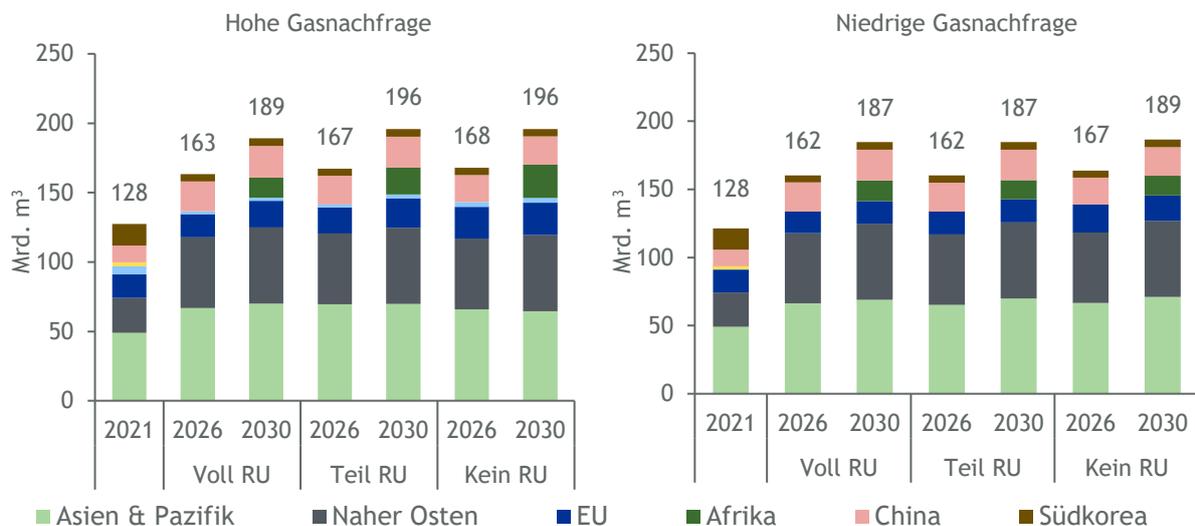
Gasproduktion und inländische Gasnachfrage



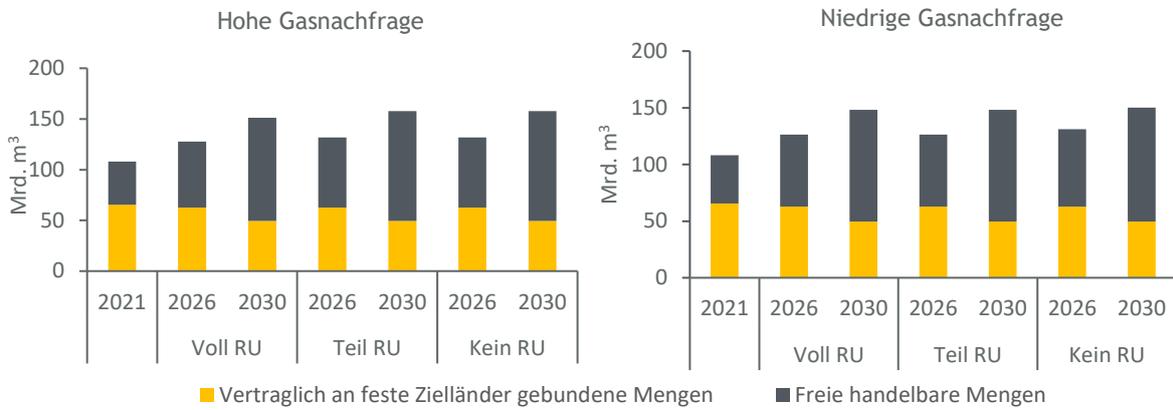
- Die Produktion von 161 Mrd. m³ im Jahr 2021 kann erst nach 2026 gesteigert werden und erreicht im Jahr 2030 circa 235 Mrd. m³.

*Die Nachfrage in Katar ist in beiden Nachfrageszenarien identisch

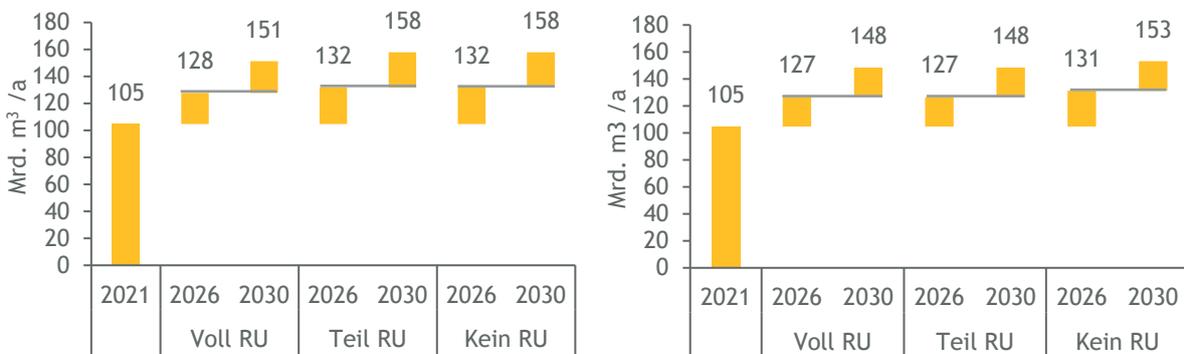
Exportmengen nach Zielland



LNG-Exporte



Entwicklung von Verflüssigungskapazitäten



Die Abbildungen zeigen den Bestand an Verflüssigungskapazitäten im Jahr 2021 und den in der Modellierung ermittelten Ausbau der Verflüssigungskapazitäten in den Zeiträumen 2021 bis 2026 und 2027 bis 2030 für die untersuchten Szenarien.

Status Quo projektierte Verflüssigungsanlagen

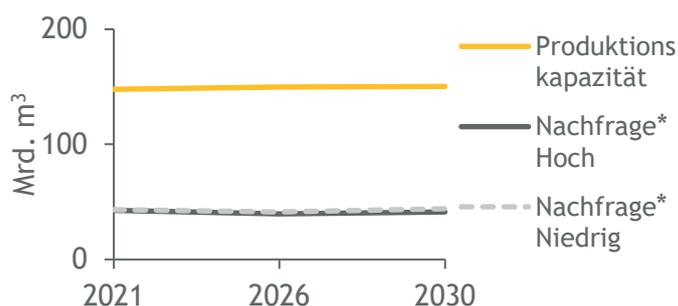
Projekt	Kapazität [Mrd. m ³ /a]	Finale Investitionsentscheidung?	Status
Qatar North Field	43,5	✔	Inbetriebnahme 2026-2027

Steckbrief Australien



- Australien hält seine Gasproduktion bis 2030 auf dem heutigen Niveau. Gleichzeitig bleibt die Nachfrage szenariounabhängig konstant, weshalb die Exportmenge ebenfalls konstant bleibt.
- Australien exportiert ausschließlich nach Asien. Die Europäische Union spielt aufgrund der Entfernung keine Rolle als Exportziel.
- Mit Indien kommt im Jahr 2026 eine neue Exportregion für Australien hinzu. Der Anteil an Exporten nach China nimmt bis 2030 um bis zur Hälfte ab, wenn kein Gas zwischen Russland und der Länderkoalition gehandelt wird.
- Die Gesamtexporte bleiben bis 2030 annähernd konstant über alle Szenarien. Aus diesem Grund findet nur ein geringfügiger Ausbau der Verflüssigungskapazitäten statt.

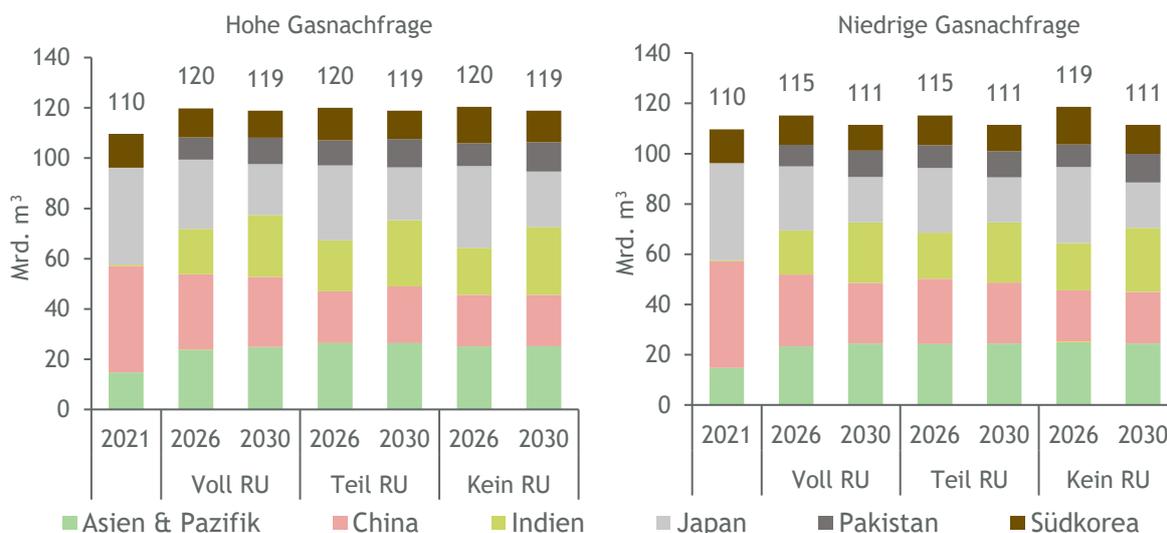
Gasproduktion und inländische Gasnachfrage



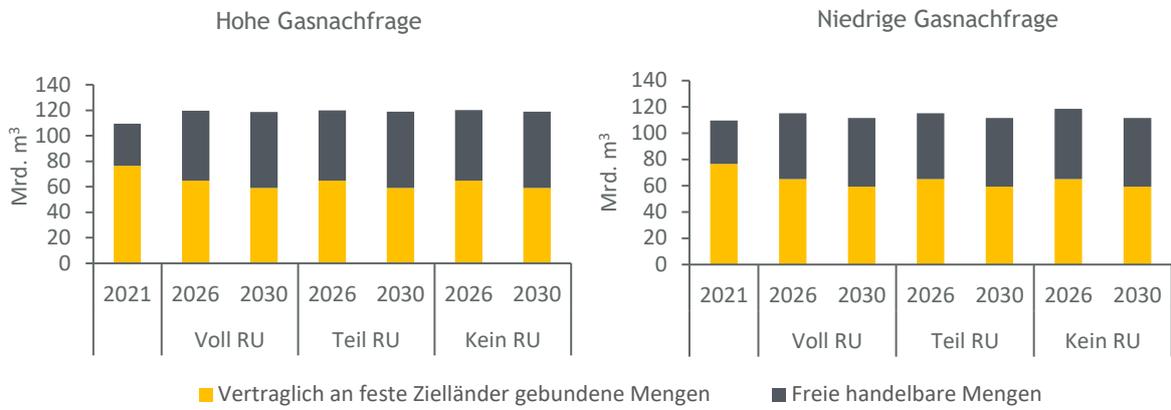
▪ Das Niveau der Produktion von circa 150 Mrd. m³ in 2021 wird bis 2030 stabil gehalten.

*Die Nachfrage in Australien ist in beiden Nachfrageszenarien annähernd identisch

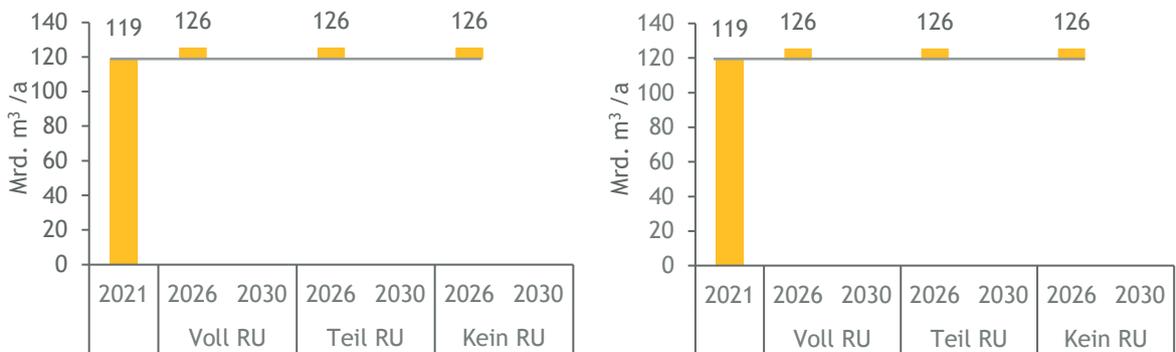
Exportmengen nach Zielland



LNG-Exporte



Entwicklung von Verflüssigungskapazitäten



Die Abbildungen zeigen den Bestand an Verflüssigungskapazitäten im Jahr 2021 und den in der Modellierung ermittelten Ausbau der Verflüssigungskapazitäten in den Zeiträumen 2021 bis 2026 und 2027 bis 2030 für die untersuchten Szenarien.

Status Quo projektiierter Verflüssigungsanlagen

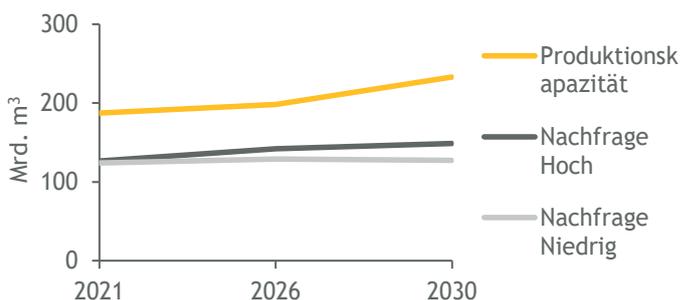
Projekt	Kapazität [Mrd. m ³ /a]	Finale Investitionsentscheidung?	Status
Pluto Train 2	6,8	✓	Inbetriebnahme 2026
Browse	15,5	–	FID und Genehmigungen unklar
Darwin Train 2	5,0	–	Machbarkeitsstudie steht aus

Steckbrief Kanada



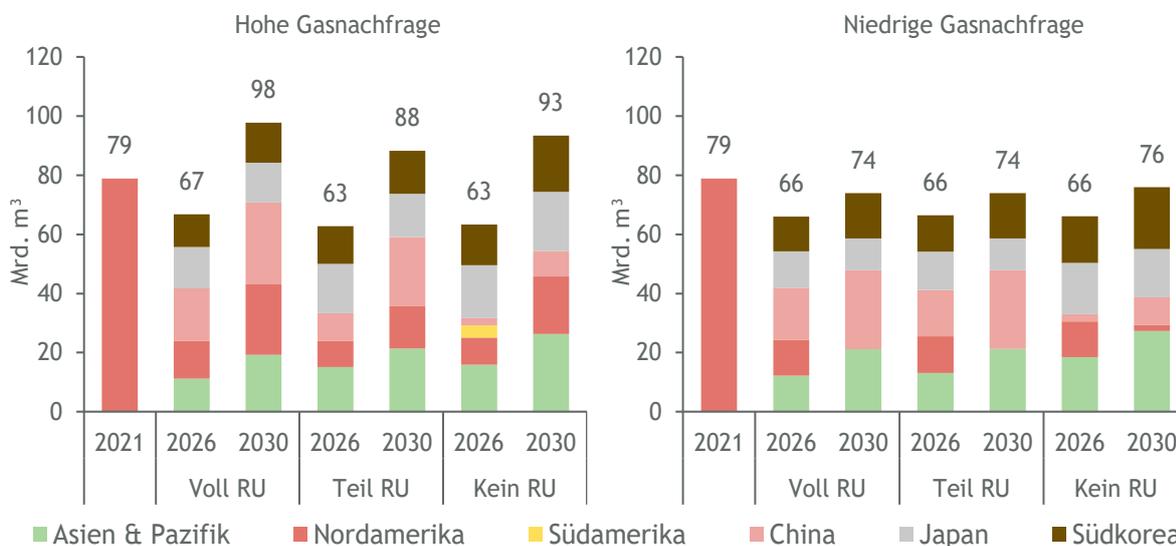
- Kanada verfügt bisher über keine Verflüssigungsterminals. Historisch wurde ausschließlich Gas via Pipeline mit den USA gehandelt.
- Aufgrund von Produktionssteigerungen durch Schiefergasförderung in der Provinz Alberta befinden sich alle geplanten Verflüssigungsterminals an der Westküste.
- Kanadisches LNG wird größtenteils nach Asien exportiert. Europa spielt keine Rolle als Exportziel.
- Da bisher kaum Langfristverträge bestehen, sind nur geringfügig Mengen an feste Zielländer gebunden.
- Wird kein Gas zwischen Russland und der Länderkoalition gehandelt, steigt der Export nach Japan und Südkorea stark an, da beide Länder ähnlich zur Europäischen Union russische Mengen ersetzen müssen.

Gasproduktion und inländische Gasnachfrage

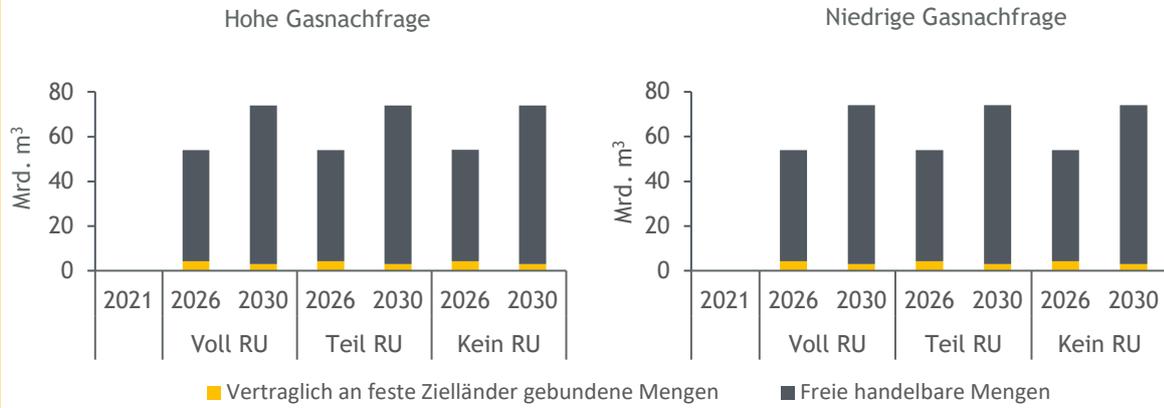


- Die Produktion von 187 Mrd. m³ in 2021 steigt auf 198 Mrd. m³ im Jahr 2026.
- Im Jahr 2030 beträgt die Gasproduktion 233 Mrd. m³.

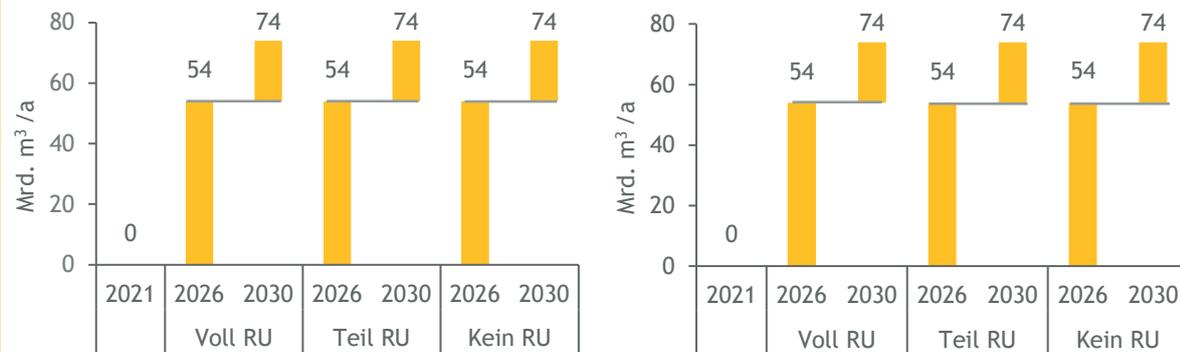
Exportmengen nach Zielland



LNG-Exporte



Entwicklung von Verflüssigungskapazitäten



Die Abbildungen zeigen den Bestand an Verflüssigungskapazitäten im Jahr 2021 und den in der Modellierung ermittelten Ausbau der Verflüssigungskapazitäten in den Zeiträumen 2021 bis 2026 und 2027 bis 2030 für die untersuchten Szenarien.

Status Quo projektierter Verflüssigungsanlagen

Projekt	Kapazität [Mrd. m³/a]	Finale Investitionsentscheidung?	Status
LNG Canada I	19,0	✓	Inbetriebnahme 2025
LNG Canada II	19,0	⋯	FID erwartet für 2023
Woodfibre	2,9	✓	Inbetriebnahme 2025
Ksi Lisims	16,3	–	FID unklar; Start 2027 geplant
Tilbury Island Expansion	4,6	–	FID unklar; Start bis 2028 geplant
Bear Head	16,3	–	FID unklar; Start 2027 geplant

Abkürzungsverzeichnis

EU	Europäische Union
FID	Final Investment Decision
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit
LNG	Liquefied Natural Gas
MCP	Mixed Complementarity Programming
TTF	Title Transfer Facility
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
WEO	World Energy Outlook

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Auszug der angenommenen Projektrealisierungen der Gasinfrastruktur für Europa 14

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Importstruktur der Europäischen Union	5
Abbildung 2: Ausbau der weltweiten Verflüssigungskapazitäten	6
Abbildung 3: Szenarien auf Basis zentraler Unsicherheiten und Pfadausprägungen	9
Abbildung 4: Szenarioabhängige Entwicklung der Referenznachfrage nach Erdgas in der EU	11
Abbildung 5: Szenarioabhängige Entwicklung der globalen Referenznachfrage nach Erdgas	12
Abbildung 6: Entwicklung der weltweiten Produktionskapazitäten von Erdgas	13
Abbildung 7: Gasimportstruktur der Europäischen Union	16
Abbildung 8: Gasexportstruktur von Russland	23
Abbildung 9: Gasexportstruktur der USA	25
Abbildung 10: Bestehende Regasifizierungskapazitäten in Europa im Jahr 2021	27
Abbildung 11: Ausbau von Regasifizierungskapazität in Europa	28
Abbildung 12: Bestehende weltweite Verflüssigungskapazitäten im Jahr 2021	30
Abbildung 13: Ausbau der weltweiten Verflüssigungskapazitäten	31
Abbildung 14: Mögliche Entwicklung der Erdgaspreise in Nordwesteuropa	33
Abbildung 15: Entwicklung der Niveaus der Großhandelspreise für Erdgas auf den Weltmärkten	34
Abbildung 16: Übersicht Gasmarktmodell COLUMBUS	50
Abbildung 17: Übersicht räumliche Verteilung der Knoten in COLUMBUS	51

Literaturverzeichnis

Berk, Istemi; Çam, Eren (2020): The shift in global crude oil market structure: A model-based analysis of the period 2013-2017. In: *Energy Policy* 142, S. 111497. DOI: 10.1016/j.enpol.2020.111497.

Bloomberg (2022): Shell Walks Away From Major Russian LNG Project With Nothing. Online verfügbar unter <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-09-01/shell-walks-away-from-major-russian-lng-project-with-nothing>, zuletzt geprüft am 08.09.2022.

BMWK (01.09.2022): Bundeswirtschaftsministerium sichert sich fünftes schwimmendes Flüssigerdgasterminal - Parallel wird Anlandung grünen Wasserstoffs aufgebaut. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/09/20220901-bmwk-sichert-sich-fuenftes-schwimmendes-fluessigerdgasterminal-plus-anlandung-gruener-wasserstoff.html>, zuletzt geprüft am 13.09.2022.

Deutscher Bundestag (2022a): Drucksache 20/1588. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Uwe Schulz, Leif-Erik Holm, Dr. Malte Kaufmann, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der AfD - Drucksache 20/1406 - Reise von Bundesminister Dr. Robert Habeck vom 19. bis 21. März 2022 nach Katar und in die Vereinigten Arabischen Emirate.

Deutscher Bundestag (2022b): Drucksache 20/1742 Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP. Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases (LNG-Beschleunigungsgesetz - LNGG).

ENTSOE & ENTSO-E (2022): TYNDP 2022. Scenario report - Version April 2022. Online verfügbar unter <https://2022.entsoe-tyndp-scenarios.eu/>, zuletzt geprüft am 01.05.2022.

Esily, Rehab R.; Chi, Yuanying; Ibrahiem, Dalia M.; Amer, Mustafa A. (2022): The potential role of Egypt as a natural gas supplier: A review. In: *Energy Reports* 8, S. 6826-6836. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.05.034.

European Commission (18.07.2022): Statement by President von der Leyen with Azerbaijani President Aliyev. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/STATEMENT_22_4583, zuletzt geprüft am 17.08.2022.

European Commission (2022): Projects of common interests transparency platform. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html, zuletzt aktualisiert am 17.08.2022.

GIE (2022): LNG Database. Gas Infrastructure Europe. Online verfügbar unter <https://www.gie.eu/transparency/databases/lng-database/>, zuletzt aktualisiert am 04.07.2022.

GIIGNL (2022): GIIGNL Annual Report 2022. International Group of Liquefied Natural Gas Importers. Online verfügbar unter <https://giignl.org/wp->

content/uploads/2022/05/GIIGNL2022_Annual_Report_May5.pdf, zuletzt geprüft am 15.08.2022.

IEA (2021): World Energy Outlook 2021. International Energy Agency.

IEA (2022): Gas Market Report, Q3-2022. International Energy Agency. Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c7e74868-30fd-440c-a616-488215894356/GasMarketReport%2CQ3-2022.pdf>, zuletzt geprüft am 17.08.2022.

IEA (03.03.2022): How Europe can cut natural gas imports from Russia significantly within a year. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/news/how-europe-can-cut-natural-gas-imports-from-russia-significantly-within-a-year>, zuletzt geprüft am 17.08.2022.

Labandeira, Xavier; Labeaga, José M.; López-Otero, Xiral (2017): A meta-analysis on the price elasticity of energy demand. In: *Energy Policy* 102, S. 549-568. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.01.002.

Mammadli, Nargiz (2022): Europe Set to Increase Azerbaijani Gas Supplies via TAP, TANAP. In: *Caspian News*, 09.08.2022. Online verfügbar unter <https://www.caspiannews.com/news-detail/europe-set-to-increase-azerbaijani-gas-supplies-via-tap-tanap-2022-8-9-0/>.

Offshore Energy (2022): Europe eyes gas-rich African nations for new supplies, Rystad says. Online verfügbar unter <https://www.offshore-energy.biz/europe-eyes-gas-rich-african-nations-for-new-supplies-rystad-says/>, zuletzt geprüft am 08.09.2022.

Reuters (2022): Western companies head for the exit in Russia as sanctions tighten. Online verfügbar unter <https://www.reuters.com/business/bp-exit-opens-new-front-wests-campaign-against-russia-2022-02-27/>, zuletzt geprüft am 08.09.2022.

RWE (05.05.2022): RWE chartert zwei schwimmende LNG-Terminals und übernimmt die Betriebsverantwortung. Essen, Germany. Beigel, Matthias. Online verfügbar unter <https://www.rwe.com/presse/rwe-ag/2022-05-05-rwe-chartert-zwei-schwimmende-lng-terminals-und-uebernimmt-die-betriebsverantwortung>, zuletzt geprüft am 17.08.2022.

Rystad Energy (2022): Gas Market Cube. Online verfügbar unter <https://www.rystadenergy.com/energy-themes/commodity-markets/gas-lng/gas-market-cube/>, zuletzt geprüft am 15.08.2022.

Schulte, Simon; Weiser, Florian (2019): Natural Gas Transits and Market Power: The Case of Turkey. In: *EJ* 40 (2). DOI: 10.5547/01956574.40.2.ssch.

Trüby, Johannes (2013): Strategic behaviour in international metallurgical coal markets. In: *Energy Economics* 36, S. 147-157. DOI: 10.1016/j.eneco.2012.12.006.

Tsafos, Nikos (2022): Can Russia Execute a Gas Pivot to Asia? CSIS Center For Strategic & International Studies. Online verfügbar unter <https://www.csis.org/analysis/can-russia-execute-gas-pivot-asia>, zuletzt aktualisiert am 16.08.2022.

Uniper (05.05.2022a): Dynagas Ltd. und Uniper vermitteln die Vercharterung von zwei FSRUs für Deutschland. Wintgens, Lucas. Online verfügbar unter <https://www.uniper.energy/news/de/dynagas-ltd-und-uniper-vermitteln-die-vercharterung-von-zwei-fsrus-fuer-deutschland>, zuletzt geprüft am 17.08.2022.

Uniper (05.05.2022b): Uniper baut erstes LNG-Terminal Deutschlands - Ziel ist die Diversifizierung der Erdgasbezugsquellen. Online verfügbar unter <https://www.uniper.energy/news/de/uniper-baut-erstes-lng-terminal-deutschlands--ziel-ist-die-diversifizierung-der-erdgasbezugsquellen>, zuletzt geprüft am 06.09.2022.

Upstream (2022): Dutch court paves way for Western contractors to exit Russian LNG projects. Online verfügbar unter <https://www.upstreamonline.com/lng/dutch-court-paves-way-for-western-contractors-to-exit-russian-lng-projects/2-1-1238544>, zuletzt aktualisiert am 08.09.2022.

Anhang

Anhang 1 Beschreibung des verwendeten Modells

COLUMBUS

Die Modellierung des Gasmarktes erfolgt durch das EWI globale Gasmarktmodell COLUMBUS. Das Modell ist ein räumlich-intertemporales Gleichgewichtsmodell des globalen Gasmarktes und simuliert mehr als 95 % der globalen Gasnachfrage und -versorgung.

Das ökonomische Gleichgewicht zwischen Gasexporteuren und Gasimporteuren und die dazugehörige Entwicklung von Infrastrukturinvestitionen ergibt sich aus kurz- und langfristigen Grenzkosten unter Berücksichtigung von politischen, regulatorischen und technologischen Aspekten. Hierbei werden außerdem weltweite Langfristverträge und Tarife einbezogen. COLUMBUS ermöglicht modellendogene Investitionsentscheidungen in Gasinfrastruktur wie Produktionskapazitäten, Verflüssigungs- und Regasifizierungskapazitäten, Pipelines und Erdgasspeicher. Als Ergebnis der Modellierung können unter anderem länderspezifische Preisprognosen, Entwicklungen von Infrastrukturkapazitäten und die Abbildung weltweiter Handelsströme von pipelinegebundenem Gas und LNG abgebildet werden. Des Weiteren ist COLUMBUS in der Lage unterschiedliche Marktstrukturen abzubilden und kann neben perfekten Wettbewerb auch oligopolistisches Marktverhalten den Akteuren unterstellen.

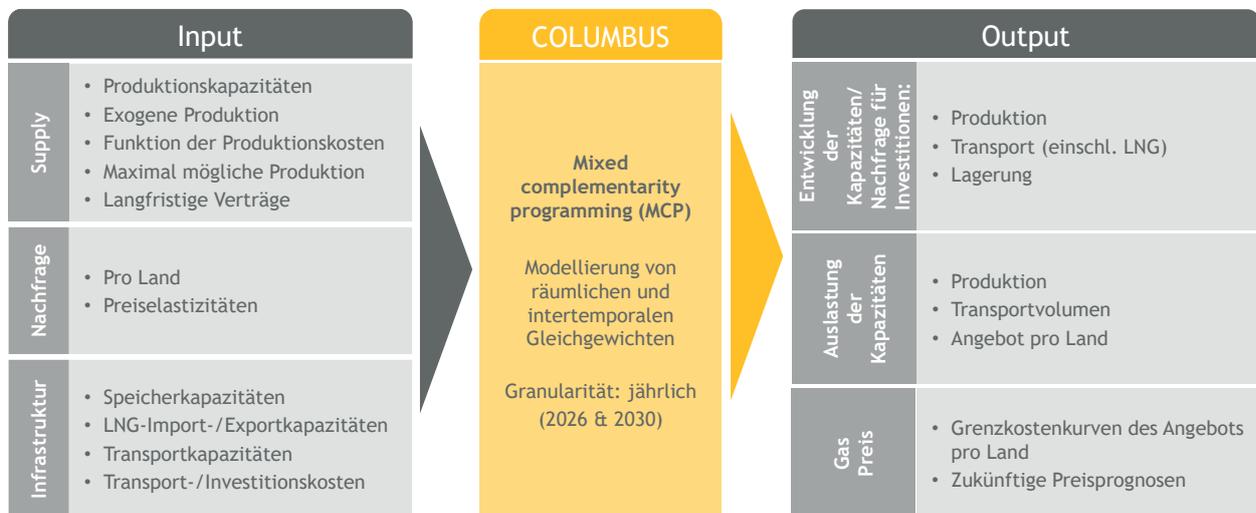
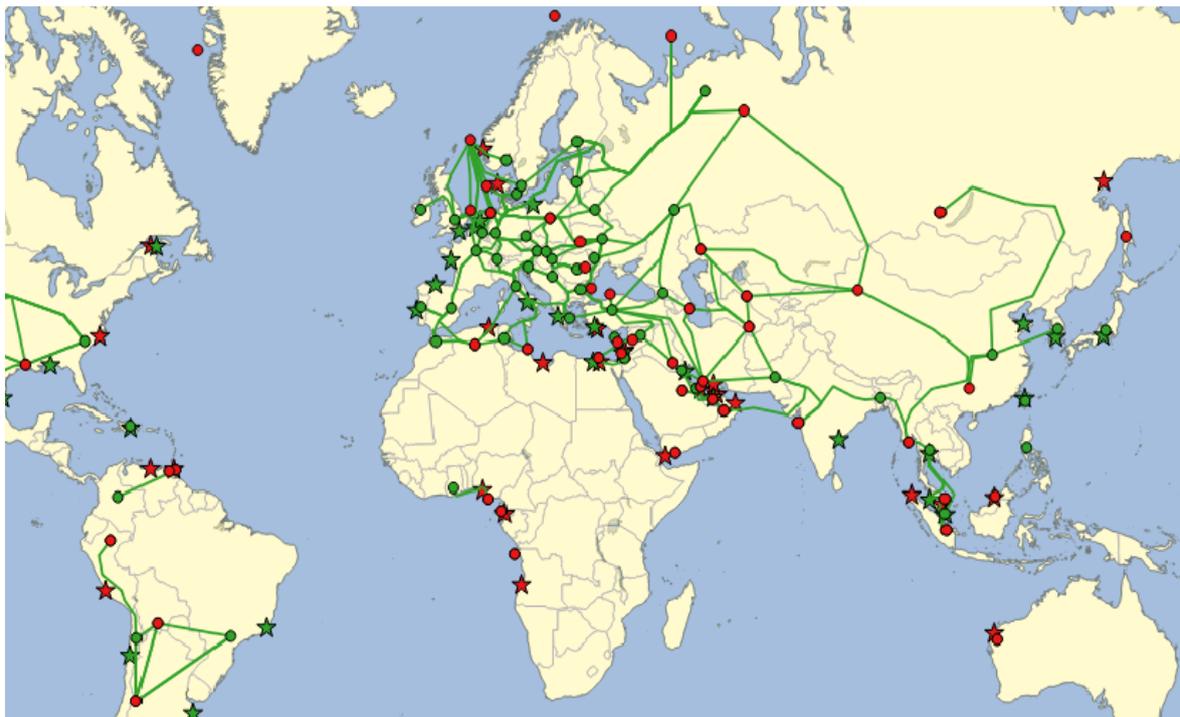


Abbildung 16: Übersicht Gasmarktmodell COLUMBUS

Quelle: eigene Darstellung

Ein Fokus des Modells ist die Abbildung der Transportwege in den Handelsbeziehungen. Der Handel ist sowohl via Pipeline als auch via Flüssiggas (LNG) Tankern möglich und berücksichtigt verschiedene Punkte wie Transportdistanzen, Gebühren (Suez und Panamakanal) und Entry-Exit Tarife. Die im Modell abgebildeten Investitionen in Infrastruktur berücksichtigen keine Reinvestitionen oder Rückbau.



- Pipelines
- Importpunkte
- ★ Import LNG Terminals
- Exportpunkte
- ★ Export LNG Terminals

Abbildung 17: Übersicht räumliche Verteilung der Knoten in COLUMBUS

Quelle: eigene Darstellung

Anhang 2 Zuordnung der Regionen

Afrika: Algerien, Angola, Kamerun, Ägypten, Äquatorial Guinea, Ghana, Libyen, Mauretanien, Senegal, Marokko, Mosambik, Nigeria, Südafrika, Tansania, Tunesien

Asien und Pazifik: Australien, Bangladesch, Brunei, China, Indien, Indonesien, Japan, Südkorea, Malaysia, Myanmar, Neuseeland, Pakistan, Papua Neu-Guinea, Philippinen, Singapur, Taiwan, Thailand, Vietnam

Eurasien: Aserbaidshan, Georgien, Kasachstan, Russland, Turkmenistan, Usbekistan, Weißrussland

EU: Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Italien, Kroatien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, Niederlande, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechische Republik, Ungarn, Zypern.

Andere Europa: Moldawien, Norwegen, Schweiz, Türkei, Ukraine, Vereinigtes Königreich

Südamerika: Argentinien, Bolivien, Brasilien, Karibische Inseln, Chile, Kolumbien, Peru, Trinidad und Tobago, Venezuela

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

Nordamerika: Kanada, Mexiko, USA