



Untersuchung der Resilienz der Erdgasversorgung

Abschlussbericht

Leistung gemäß Rahmenvertrag zur Beratung der Abteilung II des BMWK

Leistungsabruf: durch Referat WEB1 am 19.06.2024

BMWK-Projekt-Nr.: 115/21

Berlin, Januar 2025

Impressum

Gesamtleitung

PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (PwC)

Nicolas Deutsch (nicolas.deutsch@pwc.com), PwC

Josephine Neuhaus, PwC

Felix Heerbeck, PwC

Modellierung (Kapitel 3 & 4)

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Dr.-Ing. Ann-Kathrin Klaas (ann-kathrin.klaas@ewi.uni-koeln.de), EWI

Tobias Sprenger, EWI

Michael Moritz, EWI

Jan Hendrik Kopp, EWI

Michaele Diehl, EWI

David Wohlleben, EWI

Carina Schmidt, EWI

Review

Prognos AG

Jens Hobohm, Prognos AG

Saskia Lengning, Prognos AG

Deutsche Energie-Agentur (dena)

Kim Malin Lakeit, dena

Jakob Reuter, dena

Auftragsvergabe durch:

Dr. Martin Meurers, BMWK, Abt. II, Ref. WEB1

Zitiervorschlag:

PwC, EWI, Prognos, dena (2025). Untersuchung der Resilienz der Erdgasversorgung

Hinweis zur geschlechtergerechten Sprache: Nach Möglichkeit werden geschlechtsneutrale Formulierungen verwendet. Die verwendeten Personenbezeichnungen beziehen sich gleichermaßen auf weibliche und männliche Personen. Auf eine Doppelnennung und gegenderte Bezeichnungen wird zugunsten einer besseren Lesbarkeit verzichtet.

Inhalt

1	Zusammenfassung	5
2	Hintergrund und Zielsetzung	8
3	Beschreibung und Herleitung der Szenarien und des Modellrahmens	10
3.1	Beschreibung der Modelle	10
3.2	Basisszenario	13
3.3	Risikoszenarien und Parameter	16
4	Ergebnisse der Modellierung und Analyse der Szenarien	19
4.1	Ergebnisse des Basisszenarios	21
4.2	Ergebnisse der Risikoszenarien	29
4.2.1	Risikoszenario: Ausfall von Pipelines aus dem Norden ab 2025	29
4.2.2	Risikoszenario: Ausfall von Pipelines aus dem Süden ab 2025	38
4.2.3	Risikoszenario-Variante: Ausfall von Pipelines aus dem Süden ab 2025 und Umwidmung der Europipe I ab 2030	41
4.2.4	Risikoszenario: Ausfall wichtiger LNG-Mengen auf dem Weltmarkt ab 2025	46
4.2.5	Risikoszenario: Ausfall wichtiger LNG-Importmengen ab 2025	49
4.2.6	Risikoszenario-Variante: Ausfall wichtiger LNG-Importmengen ab 2025 und Umwidmung Europipe I ab 2030	52
4.2.7	Risikoszenario-Variante: Ausfall wichtiger LNG-Importmengen ab 2030 und Umwidmung Europipe I ab 2030	53
5	Bewertung der Resilienz der Erdgasinfrastruktur und der Marktversorgung	57
5.1	Bewertung der Versorgungssicherheit	57
5.1.1	Kriterien zur Einordnung der Szenarien	57
5.1.2	Bewertung und Interpretation der Szenarien	59
5.2	Bewertung der Szenarien zur Umwidmung bestehender Erdgas-Pipelines zu Wasserstoff	64
5.3	Bewertung der LNG-Importkapazitäten	67
5.4	Handlungsempfehlungen	71
6	Abbildungsverzeichnis	74
	Literaturverzeichnis	77

Abkürzungsverzeichnis

BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
ENTSOG	Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas
FID	Finale Investitionsentscheidung
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
HHI	Herfindahl-Hirschman-Index
IEA	International Energy Agency
LNG	Liquefied Natural Gas
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
UBA	Umweltbundesamt
WEO	World Energy Outlook

1 Zusammenfassung

Ein Konsortium aus dena, PwC, EWI und Prognos wurde im Juni 2024 beauftragt, eine Studie zur Überprüfung der Resilienz des Erdgassystems in Deutschland durchzuführen.

Zielsetzung der Studie

Das Ziel dieser Studie besteht in der Analyse der Sicherheit und Resilienz der Erdgasversorgung Deutschlands (mit Schwerpunkt auf der Infrastruktur) bis zum Jahr 2035. Dabei werden die potenziellen Auswirkungen von Störungen und Krisen sowie mögliche Umwidmungen von Infrastrukturen zur Versorgung mit Wasserstoff untersucht.

Die zentrale Frage lautet: Sind die bestehenden Infrastrukturen und die Diversifizierung hinreichend, um bei gravierenden Schocks eine resiliente Gasversorgung sicherzustellen? Resilienz wird hierbei übergeordnet definiert als die Fähigkeit, gravierende Anspannungen der Märkte und akute Gefahren für die Versorgungssicherheit – wie sie zeitweise im Jahr 2022 auftraten – zu verhindern. Trotz kurzfristiger Anspannungen (etwa hohe Preise, sehr hohe Infrastrukturauslastung, Abnahme der Diversifizierung, geringe Speicherstände) sollen die Märkte mittelfristig zu einer normalen Entwicklung (*Basisszenario*) zurückkehren. Der Ansatz dieser Studie ist somit deutlich komplexer als bisherige Untersuchungen und ermöglicht eine differenziertere Betrachtung als nach dem n-1-Prinzip.

Methodik und Untersuchungsgegenstand

Zur Beantwortung dieser Frage wird eine detaillierte Modellanalyse durchgeführt, die Märkte und Infrastrukturen möglichst präzise abbildet. Untersucht werden gravierende Störungen, deren quantitative Größenordnung an die Krise von 2022 heranreicht oder diese sogar teilweise übersteigt. Diese anspruchsvollen Anforderungen an einen Resilienztest machen die Studie einzigartig.

Die Studie untersucht modellbasiert die Mengen und Importrouten der deutschen und europäischen Gasversorgung, die über die nationale und internationale Pipeline- und LNG-Infrastruktur erfolgt. Ein Basisszenario legt zunächst zentrale Annahmen, etwa die Erdgasnachfrage, anhand einer Bestandsaufnahme der aktuellen Märkte fest. Auf dieser Basis zeigen sieben Szenarien inklusive ausgewählter Varianten die Auswirkungen verschiedener Lieferbeeinträchtigungen beim Erdgas sowie die Auswirkungen einer Umwidmung von Infrastruktur von Erdgas auf Wasserstoff. Die Ergebnisse zeigen für die Szenarien die Auswirkungen auf Preise und Mengen der Erdgasversorgung, auf die Auslastung von Pipelines, LNG-Terminals und Speichern sowie auf die Import-Infrastruktur und -Diversifizierung, sowohl global als auch auf europäischer und deutscher Ebene. Zusätzlich werden Informationen zur Wirtschaftlichkeit von Investitionen und Neubauprojekten unter den gegebenen Annahmen bereitgestellt.

Es ist zu beachten, dass der Modellansatz von einem rationalen Handeln aller Marktakteure sowie von „perfekter Voraussicht“ im Sinne einer vollständigen Informationslage über Art und Dauer der Krise ausgeht. In der Realität können die Auswirkungen jedoch über die im Folgenden dargestellten Ergebnisse hinausgehen – so können aufgrund irrationaler Entscheidungen und „Schockverhaltens“ kurzfristige geänderte Nachfrage- und Preiseffekte auftreten.

Ergebnisse

Über alle Szenarien hinweg sind die Effekte unmittelbar bei Eintritt der Störung am größten. In allen Szenarien erholen sich die Märkte jedoch im 5-Jahres-Zeitraum und erreichen im 10-Jahres-Zeitraum größtenteils das Vorkrisenniveau.

Die simulierten Preise liegen kurzfristig nach Eintritt der Veränderung bzw. Störung bei einer Spanne von 39-62 EUR/MWh im jährlichen Schnitt (2025) gegenüber 39 EUR/MWh im Basisszenario ohne Störungen. Der Mengenrückgang liegt bei einer Spanne von 0 % bis 7,5 % in Deutschland im Jahr 2025 im Vergleich zum *Basisszenario*. Die Importstruktur für Deutschland im Jahr 2025, gemessen am Herfindahl-Hirschman-Index (HHI), reicht von 2.329 bis zu 3.109, wobei höhere Werte eine geringere Diversifikation bedeuten. Im *Basisszenario* beträgt der Wert 2.888.

Die durchschnittliche Auslastung der Pipelinetransportkapazitäten im Jahr 2025 zwischen Norwegen und Nordwesteuropa (Deutschland, Niederlande und Belgien) sowie Frankreich und Großbritannien liegt im Basisszenario bei 67 % und steigt in den Risikoszenarien auf bis zu 100 %¹. Die LNG-Regasifizierungskapazitäten in Nordwesteuropa zeigen in den Risikoszenarien eine Auslastung von 71 bis 97 % im Jahr 2025, wobei die durchschnittliche Auslastung im Basisszenario bei 76 % liegt. Ab dem Jahr 2030 sinkt die durchschnittliche Auslastung der LNG-Terminals auf unter 50 % in allen Szenarien, wobei ein deutlicher Rückgang der europäischen Gasnachfrage angenommen wird. Innerdeutsche Pipelines sind bei Störung der nördlichen Lieferinfrastruktur (*Pipe Nord*) etwas weniger ausgelastet als im Basisszenario, da in diesen Fällen kein oder wenig Gas aus Norwegen von Norddeutschland nach Süd- und Osteuropa durchgeleitet wird. Im Szenario *Pipe Nord* müssen dafür große Mengen von norwegischem Gas über Belgien und Mitteldeutschland nach Südosteuropa geleitet werden. Daher besteht ein Risiko von infrastrukturbedingten Nachfrageunterdeckungen in Südosteuropa, wodurch es zu zusätzlichen Preissteigerungen kommen könnte. Hiervon kann Deutschland durch seine Rolle als Transitland, wenn auch im geringeren Maße als Südosteuropa, ebenfalls betroffen sein.

In den Szenarien, in denen Störungen in der südlichen Lieferstruktur (*Pipe Süd*) oder der LNG-Lieferungen (*LNG EU 2030*) auftreten, steigt die Auslastung der deutschen Pipelines geringfügig, da Deutschland vermehrt als Transitland für norwegisches Erdgas fungiert. Das Risiko von infrastrukturbedingten Nachfrageunterdeckungen mit möglichen Preissteigerungen tritt in diesem Szenario lediglich in Südeuropa auf, sofern keine weiteren Ausfälle von Pipelines und LNG-Terminals in Nordwesteuropa im Jahr 2025 zu verzeichnen sind. Grundsätzlich zeigt die Analyse die Bedeutung von Deutschland als Transitland und die Möglichkeit, dass unvorhergesehene Schocks zu Änderungen in den Fließrichtungen führen können.

Mit Blick auf eine mögliche Umwidmung der Europipe I im Jahr 2030 wurden zwei weitere Varianten betrachtet; die Umwidmung sorgt im Vergleich zu *Pipe Süd* bzw. *LNG EU 2025* in den Szenarien *Pipe Süd + H2* und *LNG EU 2025 + H2* nicht für eine Veränderung des Preises oder der Nachfrage im Jahr 2030. Findet der Angebotsschock im Jahr 2030 gleichzeitig zur Umwidmung statt, führt das zu geringfügig höheren Preisen und Nachfragereduktion.

¹ Nordwesteuropa: Deutschland, Niederlande, Belgien
(Eine Auslastung von 100 % wird bei einer geringeren Gesamtkapazität im Szenario einer Störung der Infrastruktur erreicht)

Bewertung der Resilienz und Handlungsempfehlungen

Die Analyse zeigt, dass die Gasmärkte auch bei schwerwiegenden und anhaltenden Störungen in der Lage sind, innerhalb relativ kurzer Zeit deutliche Korrekturen vorzunehmen. So liegen die Preise im Szenario *LNG Welt* mit der schwersten Störung (einem Ausfall von 105 Mrd. m³ LNG auf dem Weltmarkt) im angenommenen Jahr der Störung 2025 um 58 % über dem *Basisszenario*. Bereits im Jahr 2030 ist diese Preisabweichung fast vollständig abgebaut. Die Infrastrukturauslastung von Pipelines und Importterminals in Nordwesteuropa ist in allen Szenarien hoch.

Die LNG-Regasifizierungskapazitäten in Nordwesteuropa werden bei Ausfällen von pipelinegebundenen Importen hoch ausgelastet und leisten einen wichtigen Beitrag zur Krisenabmilderung. Ab dem Jahr 2030 sinkt die Auslastung durch den Zubau weiterer bereits final entschiedener und im Bau befindlicher Kapazitäten sowie durch den Aufbau von Ersatzpipelines in allen Szenarien auf unter 50 %. Ein wichtiger Faktor ist dabei zudem die in der Studie angenommene sinkende Nachfrage ab 2030. In keinem der untersuchten Szenarien gibt es im Modell einen Anreiz, die bestehenden, final entschiedenen und bereits im Bau befindlichen Regasifizierungskapazitäten in Nordwesteuropa durch zusätzliche Investitionen zu erweitern.

Die Studie beinhaltet auf Grundlage der Modellergebnisse Empfehlungen in sieben Handlungsfeldern: „Monitoring und Zusammenarbeit“ betont die Bedeutung umfassender Informationen und regelmäßiger Resilienzmessungen zur Krisenbewältigung auf europäischer Ebene. Relevant in diesem Handlungsfeld sind ebenfalls die gemeinsame Überprüfung der Leistungsfähigkeit der Infrastruktur in Extremsituationen und ein gemeinsames Vorgehen bei möglichen Pipelineumwidmungen zu Wasserstoff. Im Bereich „Klimaschutz und Reduzierung des Erdgasverbrauchs“ werden der Ausbau erneuerbarer Energien und die Förderung innovativer Technologien zur Verbrauchsreduzierung hervorgehoben. „Strategien zur Preisstabilisierung und Nachfrageoptimierung“ fokussieren auf die Reaktion der Märkte auf Preisänderungen und die Notwendigkeit, Preisspitzen abzufedern. Im Rahmen des „Ausbaus und der Technik der Infrastruktur“ werden Maßnahmen zur Verbesserung der Flexibilität von Verträgen und der Redundanz im Transportsystem vorgeschlagen. Das Handlungsfeld „Erdgasspeicher“ unterstreicht die Bedeutung der Speicher und Speicherfüllstände sowie die Integration der Wasserstoffinfrastruktur. Das Handlungsfeld „Importe und Diversifikation“ erläutert die Notwendigkeit multilateraler Kriseninterventionsmechanismen und die Förderung diverser Handelsbeziehungen. Schließlich wird empfohlen, die Ergebnisse auf Basis der Modellgrenzen entsprechend einzuordnen und das Verständnis für Dynamiken in Krisen zu schärfen.

Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass, wenn den Marktakteuren relevante Informationen zur Verfügung stehen, auch krisenhafte Störungen im Rahmen von marktwirtschaftlichen Anpassungsprozessen effektiv gelöst und abgeschwächt werden können. Zudem wird die Erholung der Märkte unterstützt. Sie zeigen ferner, dass das deutsche und europäische Gasversorgungssystem über eine hohe Resilienz verfügt und daher Auswirkungen von Krisen vor allem kurzfristige Folgen nach sich ziehen, die allerdings erheblich sein können.

2 Hintergrund und Zielsetzung

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2045 klimaneutral zu sein. Vor und während des Hochlaufs klimaneutraler Energieträger wird jedoch Erdgas im Übergang eine wichtige Rolle zukommen. Bedarfe bestehen dabei bei der Bereitstellung von Wärme in Haushalten, in Industrieprozessen und bei Gaskraftwerken, die perspektivisch auf Wasserstoff umgerüstet werden sollen.

Die Auswirkungen des Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine haben insbesondere im Jahr 2022 zu einer erheblichen Gasversorgungskrise geführt und die damalige Abhängigkeit Deutschlands von Erdgasimporten aus Russland aufgezeigt. Umfassende staatliche Maßnahmen sowie die Anpassungsfähigkeit von Verbrauchern und Märkten haben es ermöglicht, diese erfolgreich zu bewältigen. Ein Zeichen dafür sind die im Vergleich zum Jahr 2022 wieder deutlich gesunkenen Strom- und Gaspreise. So konnten die russischen Importe u. a. durch den Aufbau von LNG-Infrastruktur sowie durch Importe aus anderen Ländern weitgehend substituiert werden. Die Energiekrise hat verdeutlicht, wie wichtig robuste Infrastrukturen und diversifizierte Importquellen für eine sichere und bezahlbare Energieversorgung sind. Dabei sind im Jahr 2024 die Energiemärkte weiterhin angespannt und geopolitische Spannungen nehmen aktuell weiter zu. Um eine kostengünstige und sichere Energieversorgung auch in Zukunft zu gewährleisten, ist es notwendig, die möglichen Folgen gravierender Schocks zu analysieren, um eine resiliente Versorgung sicherzustellen.

Die Zielsetzung dieser Studie besteht daher in der Analyse der Sicherheit und Resilienz der Erdgasversorgung Deutschlands (mit Schwerpunkt auf der Infrastruktur) bis zum Jahr 2035. Dabei werden die potenziellen Auswirkungen von (international auftretenden) Störungen und Krisen sowie mögliche Umwidmungen von Infrastruktur zur Versorgung mit Wasserstoff untersucht. Gleichzeitig wird untersucht, ob die bestehenden Infrastrukturen und die Diversifizierung hinreichend sind, um auch bei gravierenden Schocks eine resiliente Gasversorgung sicherzustellen.

Resilienz wird hierbei übergeordnet definiert als die Fähigkeit, gravierende Anspannungen der Märkte und akute Gefahren für die Versorgungssicherheit – wie sie zeitweise im Jahr 2022 auftraten – zu verhindern. Laut Definition des Referentenentwurfs des KRITIS-Dachgesetzes ist „Resilienz“ die Fähigkeit eines Betreibers kritischer Anlagen, einen Vorfall zu verhindern, sich davor zu schützen, darauf zu reagieren, einen solchen abzuwehren, die Folgen eines solchen Vorfalls zu begrenzen, einen Vorfall aufzufangen, zu bewältigen und sich von einem solchen Vorfall zu erholen. Dabei ist mit einem Vorfall ein Ereignis (gemeint), das die Erbringung einer kritischen Dienstleistung erheblich beeinträchtigt oder beeinträchtigen könnte, mit Ausnahme von Sicherheitsvorfällen im Sinne des § 2 Nummer 37 des BSI-Gesetzes.

Versorgungssicherheit bedeutet dabei, dass die Energieversorgung stabil und ausreichend ist, um die Nachfrage ohne Unterbrechungen oder Engpässe zu decken. Die Versorgungssicherheit ist im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verankert. In § 1 des EnWG heißt es: „Zweck dieses Gesetzes ist es, eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas zu gewährleisten.“

Das Gesetz zur Sicherung der Energieversorgung (EnSiG) definiert ergänzend, dass zur „Deckung des lebenswichtigen Bedarfs an Energie“ [also] um für den Fall [...], daß die Energieversorgung unmittelbar gefährdet oder gestört und die Gefährdung oder Störung der Energieversorgung durch marktgerechte Maßnahmen nicht, nicht rechtzeitig oder nur mit unverhältnismäßigen Mitteln zu beheben ist, [...] durch Rechtsverordnung Vorschriften erlassen [werden können]“.

Daraus abgeleitet definiert dieser Bericht die Versorgungssicherheit als Fähigkeit der Erdgasinfrastrukturen und des Erdgasmarktes, die Nachfrage in Deutschland auch im Falle eines Schocks/Vorfalls leitungsgebunden und zu angemessenen Preisen durchgehend zu decken. Veränderungen der Gesamtnachfrage nach Erdgas durch z.B. gestiegene Preise stellen damit jedoch keinen Rückgang der Versorgungssicherheit dar. Eine Ausnahme würde die Beeinträchtigung der lebenswichtigen Bedarfe oder die Nachfrage der geschützten Kundenkreise nach §1 GasV bilden, in deren Folge die Bundeslastverteilung durch die BNetzA eintreten würde. Da dieser Bericht keine Unterscheidung zwischen den Kundenkreisen vornimmt, werden Nachfragereaktionen erst bei einer sehr hohen relativen Veränderung als kritisch für die Versorgungssicherheit angesehen. In Bezug auf die Gasversorgung gehören dazu Lieferunterbrechungen, gravierende Anspannungen der Märkte und akute Gefahren für die Versorgungssicherheit, wie sie zeitweise 2022 auftraten. Resilient ist ein Versorgungssystem, das solche Vorfälle verhindert oder trotz kurzfristiger Anspannungen (die gekennzeichnet sind durch hohe Preise, sehr hohe Infrastrukturauslastung, Abnahme der Diversifizierung, geringe Speicherstände) die Märkte mittelfristig zu einer normalen Entwicklung (Basisszenario) zurückkehren.

In der vorliegenden Studie wird die Resilienz durch Kriterien operationalisiert, welche Preis-/ Mengeneffekte, Auslastung von Infrastruktur und Diversifizierung der Importstruktur darstellen. Die Resilienz bzw. die Kriterien werden durch eine Modellanalyse ermittelt, die Märkte und Infrastrukturen möglichst detailliert abbildet und gravierende Störungen der Gasversorgung aus sehr unterschiedlichen Ursachen untersucht, die in ihrer quantitativen Größenordnung an die Krise 2022 heranreichen und teilweise darüber hinausgehen. Mit Blick auf die Tragweite der untersuchten Störungen betritt die vorgelegte Resilienzanalyse Neuland. Der Ansatz dieser Studie ist darüber hinaus komplexer als bisherige Untersuchungen und ermöglicht eine differenziertere Betrachtung als nach dem n-1-Prinzip.

Die Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem ist mit Veränderungen im Energiemix verbunden. Erneuerbare Energien in Form von Strom und grünem Wasserstoff werden die Basis der Energieversorgung darstellen, so dass eine Umwidmung von Erdgaspipelines zu Wasserstoff notwendig wird. In der Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate wurde festgestellt, dass insbesondere pipelinebasierte Importe im Fokus der deutschen Anstrengungen stehen sollten (BMWK, 2024). So sind z. B. die Umwidmungen bestehender Erdgaspipelines neben dem Neubau von Wasserstoffpipelines eine effiziente und schnelle Möglichkeit für den Transport. Die vorliegende Untersuchung soll auch zur Bewertung von Handlungsoptionen zu Wasserstoffinfrastruktur entscheidend beitragen. Die Versorgungssicherheit mit Wasserstoff ist jedoch nicht Teil dieser Untersuchung.

Die Systementwicklungsstrategie des BMWK zeigt robuste Transformationspfade hin zu einem klimaneutralen Energiesystem auf und dient als gemeinsame Grundlage der Szenariorahmen für Strom, Gas und Wasserstoff (BMWK, 2023). Bei kurzfristig eintretenden Ausfällen von Erdgasimporten werden die positiven Auswirkungen der Transformation jedoch noch begrenzt sein, sodass sich weiter die Frage stellt, wie die Versorgungssicherheit auch im Krisenfall gewährleistet werden kann und welche Infrastrukturen dafür notwendig sind.

Bereits im Jahr 2023 hat das EWI im Auftrag des BMWK in insgesamt sechs Szenarien Veränderungen auf den globalen Gasmärkten und deren Auswirkungen auf die deutsche und europäische Erdgasversorgung bis 2035 mit Fokus auf Angebot und Nachfrage untersucht (EWI, 2023a). Um im Rahmen dieser Resilienzanalyse die mittelfristige Gasversorgung in Deutschland bis 2035 zu analysieren, werden Risikoszenarien entwickelt, die den dauerhaften Ausfall von pipeline- und schiffsgebundenen Erdgasimporten darstellen. Drei dieser Szenarien berücksichtigen die Umwidmung einer Erdgaspipeline aus Norwegen auf Wasserstoff ab dem Jahr 2030, um deren Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit zu bewerten. Die Ergebnisse der untersuchten Szenarien sollen zudem mit den gegenwärtig bestehenden, sich im Aufbau und in Planung befindlichen Kapazitäten der LNG-Terminals abgeglichen werden, um mittelfristige Anpassungsmöglichkeiten zu identifizieren.

3 Beschreibung und Herleitung der Szenarien und des Modellrahmens

3.1 Beschreibung der Modelle

Deutschland ist in den europäischen Gasbinnenmarkt integriert und importiert sowie exportiert als wichtiges Transitland große Mengen an Erdgas über das europäische Pipelineverbundnetz. Darüber hinaus ist Deutschland durch den Import von LNG Teil des globalen Gasmarktes. Bei der Beurteilung der Versorgungslage in Deutschland haben Wechselwirkungen mit den Gasversorgungssystemen anderer Länder einen erheblichen Einfluss auf die Versorgungssituation in Deutschland. Zur Untersuchung der Gasversorgung in Deutschland werden im Rahmen dieser Analyse mehrere Risikoszenarien mit unterschiedlichen Rahmenbedingungen definiert. Dadurch können verschiedene Versorgungssituationen abgebildet und die Resilienz der Gasversorgung in Abhängigkeit von unterschiedlichen Vorfällen analysiert werden.

Die globalen, europäischen und deutschen Erdgasmärkte werden mithilfe der EWI-Modelle COLUMBUS und TIGER modelliert. In einem ersten Schritt erfolgt die Simulation des globalen Erdgasmarktes mithilfe des EWI-Modells COLUMBUS, vgl. Abbildung 1. Die erste Beschreibung des Modells erfolgte im Jahr 2012 (EWI, 2012). Seitdem wurde das Modell kontinuierlich weiterentwickelt und in zahlreichen Gasmarktanalysen und wissenschaftlichen Publikationen erfolgreich eingesetzt (EWI, 2013); (EWI, 2023a).

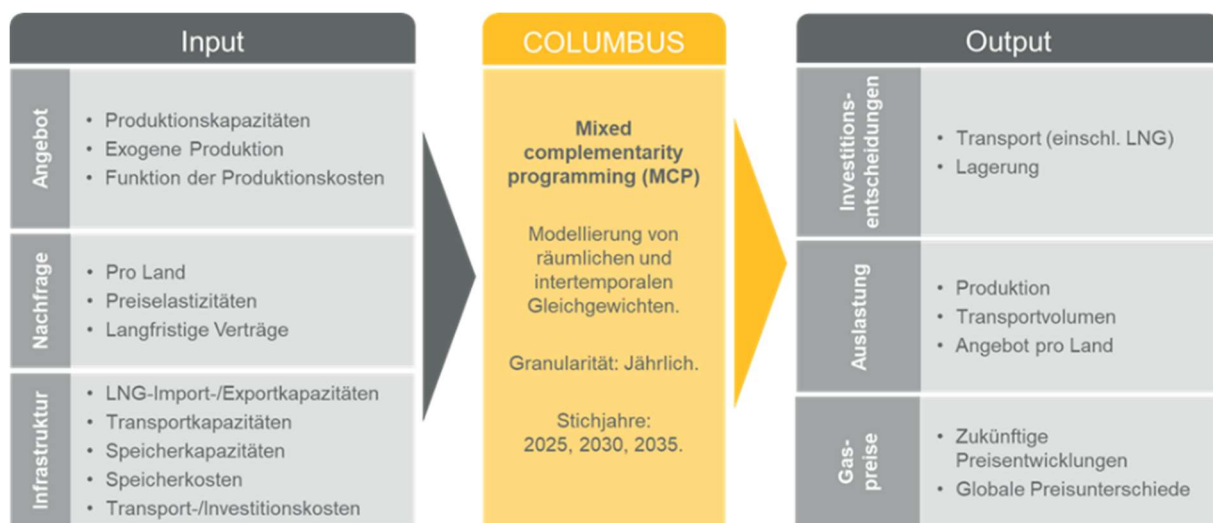


Abbildung 1: Inputs und Outputs des EWI-Modells COLUMBUS zur Simulation des globalen Erdgasmarktes

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Das Modell berücksichtigt 99 % der globalen Erdgasnachfrage und des globalen Erdgasangebots und ermittelt ein wirtschaftliches Gleichgewicht zwischen Gasexporteuren, Infrastrukturinvestoren und Gasverbrauchern. Der globale Wettbewerb wird als Cournot-Oligopol modelliert, in dem gasexportierende Länder strategisch ihre Exportmengen wählen und ihre Marktmacht ausnutzen können. Das EWI-Modell COLUMBUS ermittelt das sich einstellende Marktgleichgewicht unter der Annahme, dass jeder Marktakteur gewinnmaximierend handelt. Dieses Gleichgewicht ist von kurz- und langfristigen Grenzkosten getrieben.

Das EWI-Modell COLUMBUS weist eine jährliche und länderscharfe Auflösung auf. Unterjährliche Preisschwankungen sowie inländische Transportkapazitäten werden im Modell nicht berücksichtigt. Zu den Inputdaten gehören länderscharfe Produktions-, Verflüssigungs- und Regasifizierungskapazitäten und Nachfragemengen sowie bestehende Langfristverträge. Weiterhin werden aggregierte Grenzübergangskapazitäten und individuelle Entry-/Exit-Tarife für jeden Grenzübergang abgebildet (ACER, 2022). Im LNG-Markt werden Verflüssigungs- und Regasifizierungstarife basierend auf (ACER, 2024) berücksichtigt. Aufgrund der Modellierung als „Mixed complementary problem“ bildet das Modell ausschließlich rationale Marktentscheidungen ab (EWI, 2012).

Da im EWI-Modell COLUMBUS keine inländischen Transportkapazitäten berücksichtigt werden, erfolgt im zweiten Schritt die Simulation der europäischen Erdgasinfrastruktur mit dem EWI-Modell TIGER auf Grundlage der Ergebnisse der vorangehenden COLUMBUS-Modellierung. Das EWI-Modell TIGER entstand im Jahr 2011 (Lochner, Stefan, 2011) und wurde seitdem ebenfalls kontinuierlich weiterentwickelt und vielfach erfolgreich angewendet (EWI,2016); (EWI,2023b). Der Modellaufbau ist in Abbildung 2 dargestellt. Die Kopplung der EWI-Modelle COLUMBUS und TIGER, d. h. die Übergabe der COLUMBUS Ergebnisse an TIGER, wurde ebenfalls bereits mehrfach im Rahmen von Gutachten und Studien angewendet (EWI, 2017); (EWI, 2019).

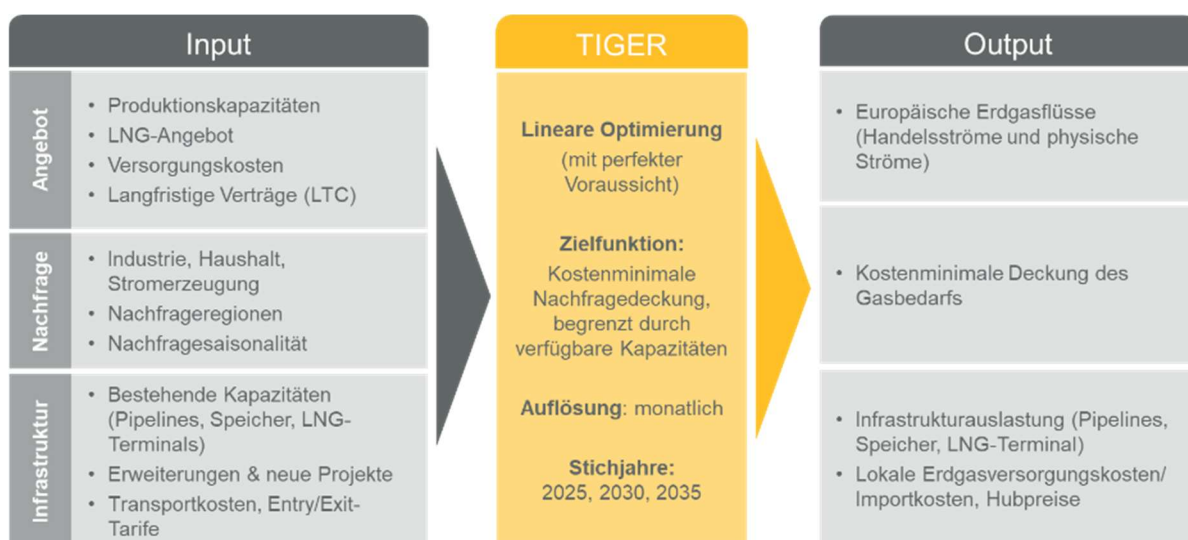


Abbildung 2: Inputs und Outputs des EWI-Modells TIGER zur Simulation der europäischen Gasversorgung

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Das EWI-Modell TIGER ist ein Gasinfrastrukturmodell und bildet die kostenminimale Gasbereitstellung in Europa unter gegebenen Infrastruktur-, Produktions- und Importrestriktionen ab. Dafür werden die europäische Gasinfrastruktur (Pipelines, Grenzübergänge, LNG-Terminals und Speicher) mit zugehörigen Kapazitäten, die regionale Erdgasnachfrage, die regionale Erdgasproduktion und die LNG-Importkapazitäten in dem Modell als exogen gegeben betrachtet. Als Produzenten sind neben inländischen Produktionskapazitäten und LNG-Importen die wesentlichen Exportregionen für Pipelinegas nach Europa abgebildet. Die relevante europäische Gasinfrastruktur ist mit hoher Auflösung im Modell abgebildet (> 900 Pipelinesegmente, > 200 Erdgasspeicher, > 30 Flüssiggasterminal). Abbildung 3 zeigt eine Visualisierung der im EWI-Modell TIGER enthaltenen europäischen Gasinfrastruktur. Dynamische oder temperaturabhängige Kapazitätsveränderungen werden nicht berücksichtigt.

Die Berücksichtigung von Nachfrage, Produktion sowie Gasinfrastruktur erfolgt in TIGER an Modellknoten. Hierbei werden die vielschichtigen Zusammenhänge des europäischen Gasmarktes und der -infrastruktur teilweise vereinfacht, um die Komplexität bei der Lösung des Modells (Kostenoptimierung der Gasbereitstellung) gegenüber der Rechenzeit zu optimieren. Zwischen einzelnen Modellknoten sind Pipelinesegmente mit Transportkapazitäten hinterlegt, die teilweise aggregiert werden, um die essenziellen Pipelineverbindungen und -kapazitäten in Europa zu berücksichtigen. Standorte für LNG-Terminals und Untertagespeicher sind standortscharf abgebildet und werden ebenfalls Knoten zugeordnet. Die Nachfrage an den Modellknoten ist auf NUTS-2 Ebene aggregiert.

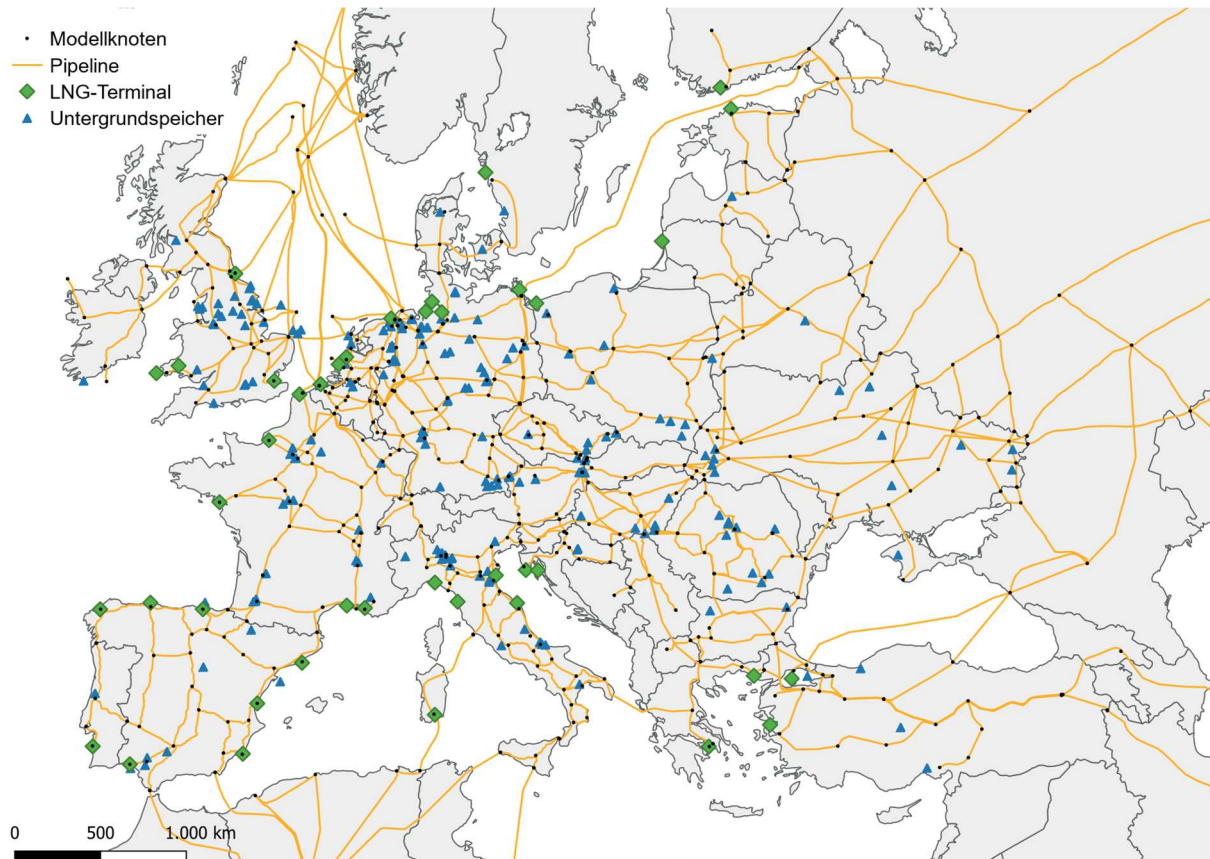


Abbildung 3: Netz Karte der europäischen Gasinfrastruktur im EWI-Modell TIGER

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Das Modell optimiert unter Berücksichtigung der Kapazitätsgrenzen die europäische Gasversorgung. Es wird jedoch kein neues Marktgleichgewicht mit neuen Gleichgewichtspreisen berechnet. Das Modell versucht vielmehr die im COLUMBUS-Modell ermittelten Gasflüsse nach Europa am wirtschaftlichsten (d.h. zu möglichst geringen Transportkosten) innerhalb der europäischen Länder zu verteilen. Aus der vorangegangenen Modellierung mit dem EWI-Modell COLUMBUS werden jährliche Importmengen mittels Pipeline aus Norwegen, Nordafrika und Eurasien im europäischen Gasnetz vorgegeben. Weiterhin wird die Summe der jährlichen LNG-Importe nach Deutschland übergeben. Die optimale Nutzung der vorhandenen Produktions- und Infrastrukturkapazitäten sowie der vorgegebenen Importmengen wird für den Zeitraum von einem Gaswirtschaftsjahr in monatlicher Auflösung simuliert. Die Betrachtung der gesamten europäischen Gasversorgung ermöglicht die Untersuchung dynamischer Reaktionen des Gassystems auf Versorgungsengpässe und kann beispielsweise die Veränderung von Transitflüssen in Deutschland abbilden.

Darüber hinaus beinhaltet die Modellierung auch den endogenen Betrieb der europäischen Erdgasspeicher.² Die Ergebnisse ermöglichen Aussagen zu physischen Gaslieferungen zwischen den Ländern sowie zu Infrastrukturauslastungen, Speicherfüllständen im Jahresverlauf und Versorgungsstrukturen. Endogene Investitionen in weitere Erdgasinfrastruktur werden nicht ermöglicht, da Investitionen in Pipeline- und Importkapazitäten aus den Ergebnissen des EWI-Modells COLUMBUS übergeben werden.³

Vergangene Untersuchungen zeigten, dass eine Integration von Ergebnissen aus dem EWI-Modell COLUMBUS im EWI-Modell TIGER grundsätzlich möglich ist, wobei es bei extremen Ereignissen durch die unterschiedlichen Aggregationsebenen der Modelle zu Einschränkungen kommen kann. So können etwa im EWI-Modell TIGER durch die Abbildung der inländischen Infrastruktur, die höhere zeitliche Auflösung und der dadurch möglichen Modellierung von Saisonalität und Speichern, Restriktionen auftreten, die im EWI-Modell COLUMBUS nicht abgebildet werden können. Dies kann dazu führen, dass im Gleichgewicht des EWI-Modell COLUMBUS bediente Nachfragemengen in einzelnen europäischen Ländern nicht mit dem Marktgleichgewicht samt resultierender Handelsbilanzen durch das EWI-Modell TIGER übereinstimmen.

In dem oben beschriebenen Fall kann es bei hohen Import- bzw. Transitmengen zu Engpässen der inländischen Pipelinekapazitäten kommen. Kann durch diese Engpässe ein Teil der aus COLUMBUS vorgegebenen Nachfrage im EWI-Modell TIGER nicht bedient werden, wird dies im Folgenden als Nachfrageunterdeckung ausgewiesen. Die Nachfrageunterdeckung ist als Indikator für mögliche Infrastrukturengpässe zu interpretieren. Dabei besteht die Möglichkeit, dass die modellseitige, infrastrukturbedingte Nachfrageunterdeckung im Rahmen eines anderen Marktgleichgewichts geringer ausfallen würde, wenn der globale Gasmarkt und die europäische Gasinfrastruktur in einem integrierten Modell betrachtet werden. Eine Integration beider Modelle wird an dieser Stelle allerdings nicht vorgenommen. Eine ausführliche Einordnung der Nachfrageunterdeckung ist in Exkurs 1 in Kapitel 4.2.1 zu finden. Es ist außerdem möglich, dass die inländische Infrastruktur außerhalb Deutschlands im EWI-Modell TIGER in einigen Regionen und Ländern unzureichend abgebildet ist oder die Datengrundlage veraltet ist, um die in den Risikoszenarien vorgegebenen Handelsflüsse vollumfänglich abzubilden. Für die Resilienzbewertung sind die im TIGER-Modell ermittelten Infrastrukturauslastungen dennoch besonders relevant, da sich daraus grundsätzlich Preis- und Versorgungsrisiken ergeben könnten.

3.2 Basisszenario

Das *Basisszenario* dient als Referenz, um die Auswirkung der Risikoszenarien einzuordnen. Im *Basisszenario* findet keine unvorhergesehene Versorgungsstörung statt. Die im *Basisszenario* angenommene Erdgasnachfrage wird in den Risikoszenarien nicht variiert. Bei der Nachfrage wird nach globaler, regionaler (bspw. EU) sowie länderspezifischer Ebene differenziert. Die globale Erdgasnachfrage bestimmt die allgemeine Situation der Erdgasmärkte im EWI-Modell COLUMBUS, während die regionale Erdgasnachfrage zusätzlich die regionalen Erdgasmärkte beeinflusst. Die länderspezifische Erdgasnachfrage beeinflusst hingegen die Infrastrukturnutzung und Auslastung in den jeweiligen Ländern, bspw. in Deutschland. Demnach hätte eine hohe Erdgasnachfrage auf den verschiedenen Ebenen auch unterschiedliche Auswirkungen:

² Die Speicherverläufe im EWI-Modell TIGER gleichen annahmegemäß im Wesentlichen die saisonalen Nachfrageschwankungen aus. Dies entspricht der Aufgabe, für die die Speicher konzipiert und ausgelegt wurden. Über den Jahresverlauf leisten die Speicher im Modell keinen Nettobeitrag zur Deckung der Nachfrage oder auf die Auslastung von Infrastruktur. Andere Annahmen mit Blick auf die Rolle der Speicher könnten zu einer geringeren oder höheren Auslastung der LNG-Terminals führen.

³ Die EWI-Modelle COLUMBUS und TIGER sind deterministische Modelle. Die Betrachtung von Unsicherheiten erfolgt im Rahmen der Studie durch ergänzende Sensitivitätsüberlegungen.

- Auf globaler Ebene würde diese zu einem allgemein höheren globalen Preisniveau für Erdgas und knapperen (LNG-)Märkten führen.
- Eine hohe Erdgasnachfrage in der EU würde hingegen voraussichtlich zu höheren Preisen und knapperen (LNG-)Märkten in der EU sowie einer höheren Infrastrukturauslastung in der EU führen.
- Besteht bspw. in Deutschland eine hohe Erdgasnachfrage, führt dies vermutlich zu einer höheren Infrastrukturauslastung von für Deutschland wichtigen Pipelines und LNG-Terminals, insbesondere bei unvorhergesehenen Ausfällen wichtiger Angebotskapazitäten.

Für die Entwicklung der Erdgasnachfrage wird auf globaler und EU-Ebene die Nachfrage des *Announced Pledges Scenarios* (APS) aus dem World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur angenommen, vgl. Abbildung 4 (IEA, 2023). Dieses Szenario geht davon aus, dass alle bisher angekündigten Klimaschutzmaßnahmen global eingehalten werden. Im Szenario sinkt dabei die globale Erdgasnachfrage von 4.051 Mrd. m³ im Jahr 2023 auf 3.383 Mrd. m³ im Jahr 2035. Auf EU-Ebene sinkt die Erdgasnachfrage von 342 Mrd. m³ im Jahr 2023 auf 158 Mrd. m³ im Jahr 2035. Die Entwicklung der globalen Erdgasnachfrage im APS der IEA ist in Abbildung 4 dargestellt.

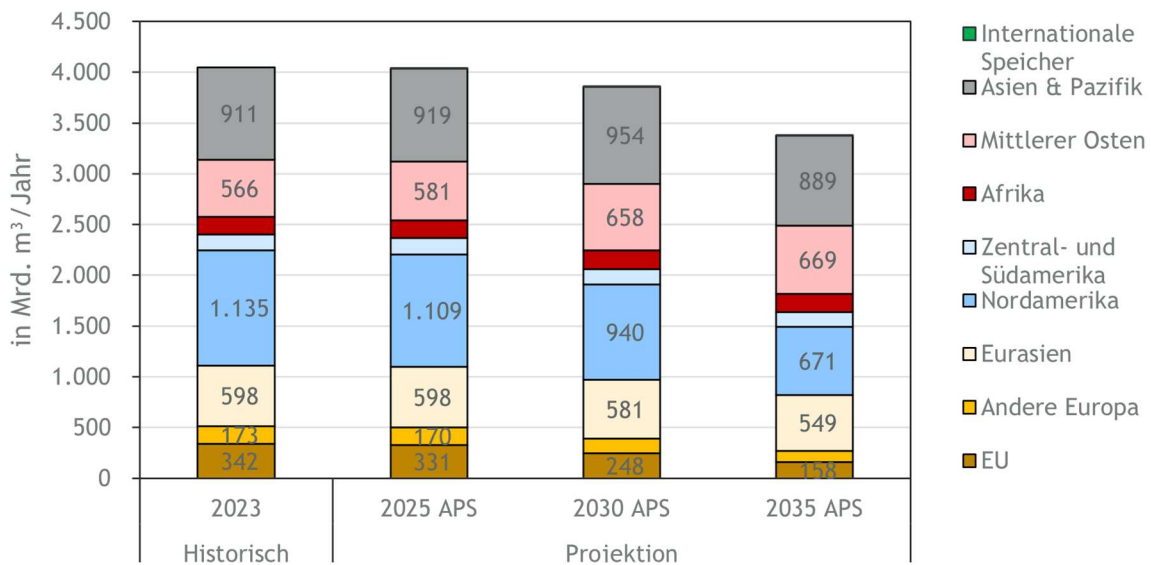


Abbildung 4: Annahmen zur Entwicklung der Erdgasnachfrage Global bis 2035

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Da die Szenarien des World Energy Outlooks keine Informationen zur länderspezifischen Entwicklung der Erdgasnachfrage innerhalb der EU enthalten, werden für die Entwicklung der deutschen Erdgasnachfrage im Betrachtungszeitraum weitere Referenzen herangezogen: Die für Deutschland angenommene Erdgasnachfrage ergibt sich aus dem Szenario *Gasmengenrückgang* des Netzentwicklungsplans (NEP Gas; FNB Gas, 2024b) und dem *Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario* des Projektionsberichts des Umweltbundesamts (UBA, 2024). Das Szenario des NEP weist mit 81 Mrd. m³ im Jahr 2025 eine deutlich höhere Nachfrage auf, als im Jahr 2023 dokumentiert wurde. Im Jahr 2035 geht die Gasnachfrage in diesem Szenario auf 68 Mrd. m³ zurück. Das UBA-MWM Szenario hingegen unterstellt einen deutlich stärkeren Erdgasnachfragerückgang von 69 Mrd. m³ im Jahr 2025 auf 39 Mrd. m³ im Jahr 2035.

Für die vorliegenden Untersuchungen wurde für die Entwicklung der Erdgasnachfrage in Deutschland ein Szenario gewählt, das dem Mittelwert zwischen den beiden genannten Szenarien entspricht. Diese Vorgehensweise wird gewählt, da im Rahmen dieser Analyse keine gesonderte Untersuchung des Einflusses der Erdgasnachfrage auf die Ergebnisse vorgenommen wird. Die mittlere Nachfrage berücksichtigt sowohl die Bestrebungen der Klimaneutralität als auch einen gewissen Sicherheitspuffer für ungünstige Wetterverläufe oder Verzögerung bei der Substitution der Erdgasnachfrage. In der Konsequenz wird im Jahr 2025 eine Nachfrage angenommen, die auf dem Niveau der vergangenen Jahre liegt. Diese sinkt bis 2035 aufgrund verschiedener Klimaschutzmaßnahmen um ca. 30 % auf 54 Mrd. m³. Die historische und angenommene zukünftige Nachfrage in Deutschland wird in Abbildung 5 dargestellt.

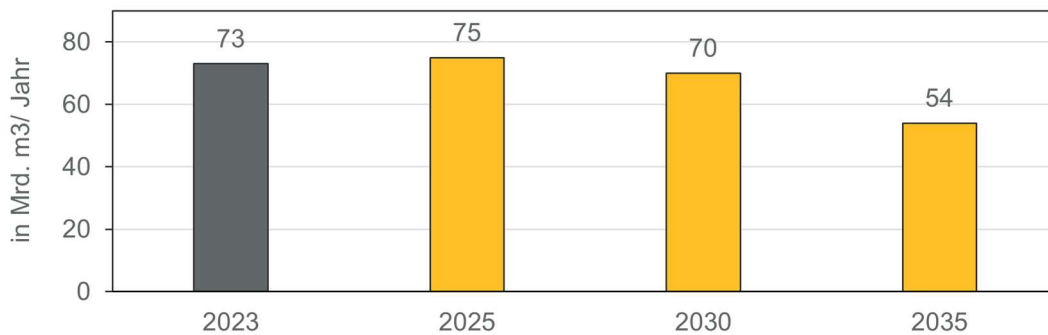


Abbildung 5: Annahmen zur Entwicklung der Erdgasnachfrage in Deutschland bis 2035

Quelle: Eigene Darstellung (EWI) auf Grundlage von (BNetzA, 2024), (IEA, 2023), (FNB, Gas, 2024b), (UBA, 2024, Szenario MWM).

Bezüglich der berücksichtigten Infrastruktur werden weltweit alle Projekte einbezogen, die derzeit in Betrieb sind. Dazu zählen grenzüberschreitende Pipelineinfrastruktur, Verflüssigungsterminals sowie Regasifizierungsterminals. Zudem wird für zum Zeitpunkt der Modellierung bekannte Projekte eine Realisierung angenommen, wenn diese sich entweder bereits im Bau befinden oder eine finale Investitionsentscheidung (FID) vorliegt oder unmittelbar zu erwarten ist. Das resultiert in einer Regasifizierungskapazität in Deutschland von 27,4 Mrd. m³ pro Jahr in 2025, 41,3 Mrd. m³ pro Jahr in 2030 und 36,5 Mrd. m³ pro Jahr in 2035 (siehe Abbildung 6).

Für die Modellierung der deutschen Lastflüsse wird außerdem die schrittweise Umstellung einzelner Leitungen des deutschen Ferngasnetzes gemäß dem Antrag der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber für das Wasserstoff-Kernnetz vom 22.07.2024 berücksichtigt (FNB Gas, 2024a), da diese Transportkapazitäten nach Umwidmung für die Erdgasversorgung wegfallen.

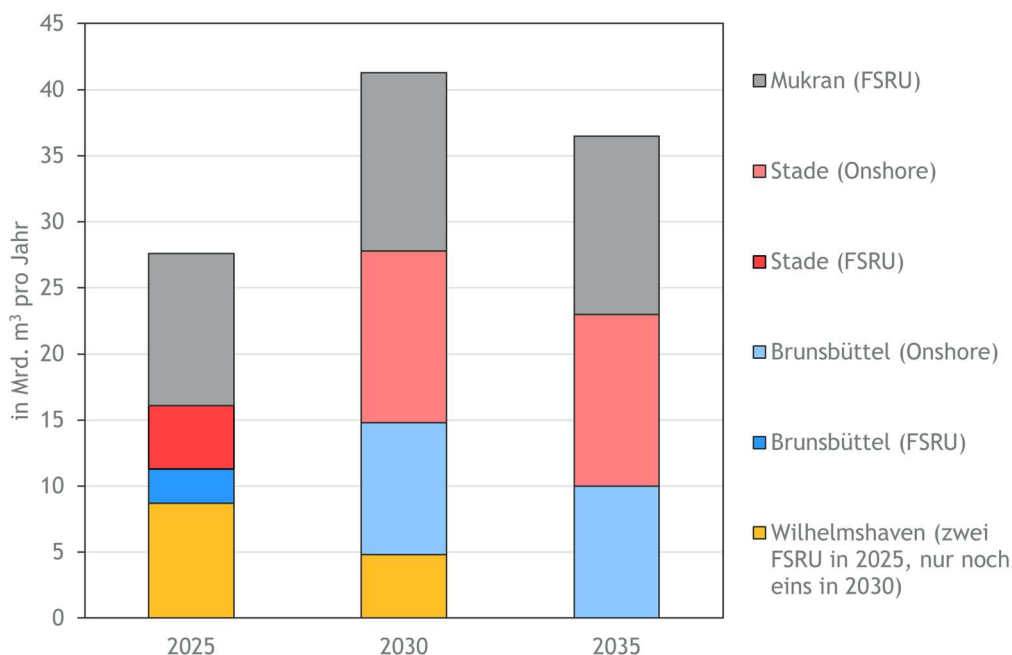


Abbildung 6: Kapazität der deutschen Regasifizierungsterminals

Quelle: BMWK (Eigene Darstellung EWI)

Aktuell verfügen die EU sowie das Vereinigte Königreich (UK) gemeinsam über Importkapazitäten für Erdgas von insgesamt 617 Mrd. m³ pro Jahr. Etwa 341 Mrd. m³ pro Jahr entfallen hiervon auf Pipelines (ENTSOG, 2024)⁴, 276 Mrd. m³ pro Jahr auf Regasifizierungsterminals (GIIGNL, 2024).

Im *Basisszenario* wird angenommen, dass die EU ab 2025 kein Erdgas mehr via Pipeline oder als LNG aus Russland importiert. Dadurch wird vermieden, dass die Unsicherheit fortlaufender Lieferungen in Anbetracht des andauernden Kriegs Einfluss auf die Ergebnisse der Resilienzanalyse haben kann. Infolge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine und den damit einhergehenden Maßnahmen kamen im Jahr 2023 ca. 46 Mrd. m³ (16 % der Nachfrage) der Erdgasimporte der EU aus Russland. Die aktuelle Pipelinekapazität für importiertes Erdgas aus Russland in die EU beträgt rund 98 Mrd. m³ pro Jahr, und war im Jahr 2023 durchschnittlich zu etwa 28 % ausgelastet. 68 Mrd. m³ pro Jahr der Pipelinekapazität aus Russland entfallen als Transit durch die Ukraine in die Slowakei, diese Pipeline war im Jahr 2023 zu 18 % ausgelastet. Der aktuell noch bestehende Transitvertrag mit der Ukraine läuft zum 01.01.2025 aus.

3.3 Risikoszenarien und Parameter

In den Risikoszenarien treten, im Gegensatz zum *Basisszenario*, verschiedene Versorgungsstörungen in Form von Angebotsschocks auf. Die Risikoszenarien wurden entwickelt, um die Resilienz der Gasversorgung in Deutschland in verschiedenen Krisensituationen zu untersuchen. Diese Angebotsschocks unterscheiden sich nach Ausfallkapazität, Angebotsherkunft und Art der betroffenen Infrastruktur.

⁴ Importkapazitäten für Pipelines in die EU ergeben sich aus aktuell in Betrieb befindlichen Routen, basierend auf Daten von ENTSO-G. Darunter entfallen ca. 96 Mrd. m³ auf Verbindungen von Russland nach Europa. Die aktuell außer Betrieb befindliche Maghreb-Europa Gaspipeline zwischen Algerien, Marokko und Spanien mit einer Kapazität von ca. 15 Mrd. m³ ist nicht berücksichtigt.

Die Auswahl der Risikoszenarien erfolgte mit der Bestrebung möglichst unterschiedliche Reaktionen des Marktes betrachten zu können und eine hinreichende Ergebnisstreuung mit Blick auf die Resilienz Kriterien zu erhalten. Damit soll ein möglichst ganzheitliches Verständnis über die aktuelle Resilienz der Erdgasversorgung in Deutschland geschaffen werden. Eine Aussage zur Eintrittswahrscheinlichkeit der einzelnen Szenarien wird nicht getroffen.

Die Diversifikation der Risikoszenarien zeigt sich insbesondere in der Auswahl der Himmelsrichtungen – Norden, Osten, Süden, Westen – aus denen die Angebotsschocks die Infrastruktur belasten. Durch die Annahme, dass ab dem Jahr 2025 keine Importe aus Russland berücksichtigt werden, ist bereits im *Basisszenario* und damit in allen Risikoszenarien aus Richtung Osten eine gewisse Verknappung zu verzeichnen. Die weiteren Himmelsrichtungen und unterschiedlichen Infrastrukturen werden durch die Risikoszenarien abgedeckt.

Die betrachteten Risikoszenarien beruhen zudem auf zwei grundlegenden Annahmen:

- Der Ausfall von Pipeline- bzw. LNG-Importkapazitäten in den Risikoszenarien findet im Jahr 2025 statt und hält bis zum Ende des Modellierungszeitraums (2035) an. Dadurch umfasst die Untersuchung auch die mittel- bis langfristige Reaktion der Gasmärkte auf ausfallende Gasmengen und Infrastruktur. Eine Ausnahme bildet das Risikoszenario *LNG EU 2030 + H2*, das den Ausfall wichtiger LNG-Importmengen ab dem Jahr 2030 untersucht.
- Es werden modellendogene Investitionen ab dem Jahr 2030 ermöglicht. Dies bedeutet, dass im EWI-Modell COLUMBUS beim Ausfall von Pipeline-Infrastruktur endogen ein Neubau der betroffenen Infrastruktur durchgeführt werden kann, sofern dieser wirtschaftlich ist. Der Neubau ausgefallener Infrastruktur kann als Wiederaufbau interpretiert werden. Für LNG-Handelsströme wird dies ausgeschlossen, da in diesen Szenarien Liefermengen ausfallen, was nicht durch den Neubau von Infrastruktur kompensiert werden kann.

Risikoszenario: Ausfall von Pipelines aus dem Norden ab 2025 (*Pipe Nord*)

Der europäische Norden ist eine wichtige Herkunftsregion für Erdgasimporte in die EU. Der Anteil der Erdgasimporte aus dem Norden in die EU betrug im Jahr 2023 18 % (ENTSOG, 2024). Daher wird in diesem Risikoszenario untersucht, welche Auswirkungen der unvorhergesehene Ausfall wichtiger Pipelines aus dem Norden in die EU im Jahr 2025 hätte. Hierfür wurden kumulierte Importkapazitäten von 83 Mrd. m³ pro Jahr ausgewählt. Die betroffenen Pipelinekapazitäten fallen somit in diesem Szenario im gesamten Betrachtungszeitraum (2025 bis 2035) aus, modellendogene Investitionen in den Wiederaufbau der Pipelines sind im EWI-Modell COLUMBUS jedoch möglich. Als zusätzliche Sensitivität wird ein Ausfall der deutschen LNG-Terminals in der Ostsee mit dem EWI-Modell TIGER untersucht.

Risikoszenario: Ausfall von Pipelines aus dem Süden ab 2025 (*Pipe Süd*)

Auch aus dem Süden wird ein signifikanter Anteil an Erdgas über Pipelines in die EU importiert. Zur Untersuchung dieses Risikoszenarios wurde der Ausfall einer Importkapazität von 54 Mrd. m³ pro Jahr angenommen. Im Jahr 2023 betrug der Anteil der Erdgasimporte der EU über diese Pipelines etwa 8 %. Wie im Risikoszenario *Pipe Nord* fallen auch in diesem Szenario die Pipelinekapazitäten im Jahr 2025 aus und stehen dann für den gesamten Betrachtungszeitraum nicht zur Verfügung.

Risikoszenario-Variante: Ausfall von Pipelines aus dem Süden ab 2025 und Umwidmung der Europipe I ab 2030 (*Pipe Süd + H2*)

Exemplarisch für den Aufbau einer H₂-Importroute wird hier die Umwidmung der Europipe I, die zwischen Norwegen und Deutschland verläuft, auf den Transport von Wasserstoff betrachtet. Ab diesem Zeitpunkt stünde die Pipeline nicht mehr zum Transport von Erdgas zur Verfügung. Daher betrachtet dieses Risikoszenario die Kombination der Ausfälle von Pipelines aus dem Süden (Pipe Süd) und des Wegfalls der Europipe I für die Erdgasversorgung. Die Kapazität der Europipe I beträgt etwa 19 Mrd. m³ pro Jahr. Diese Importkapazität würde in diesem Risikoszenario im deutschen Erdgasmarkt demnach ab dem Jahr 2030 geplant wegfallen, zusätzlich zu den Kapazitäten der Pipelines aus dem Süden von 54 Mrd. m³ pro Jahr.

Als weitere Sensitivität wird auch in diesem Szenario ein Ausfall der deutschen LNG-Terminals in der Ostsee mit dem EWI-Modell TIGER untersucht.

Risikoszenario: Ausfall wichtiger LNG-Mengen für den Weltmarkt ab 2025 (*LNG Welt*)

Spätestens seit dem russischen Angriff auf die Ukraine im Jahr 2022 und den schweren Auswirkungen auf die Erdgasversorgung ist LNG auch für den deutschen Erdgasmarkt wichtiger geworden. Daher werden in diesem Risikoszenario ein unvorhergesehener Ausfall großer LNG-Mengen auf dem Weltmarkt und dessen Auswirkungen auf den deutschen Erdgasmarkt betrachtet. Konkret wird ein Ausfall von LNG-Mengen in Höhe von 105 Mrd. m³ pro Jahr auf dem Weltmarkt ab 2025 angenommen. Das entspricht ca. 2,6 % der globalen Erdgasnachfrage im Jahr 2023 und ca. 19 % der im Jahr 2023 gehandelten LNG-Menge (GIIGNL, 2024). Diese Mengen fallen für den gesamten Betrachtungszeitraum aus.

Risikoszenario: Ausfall wichtiger LNG-Importmengen für die EU ab 2025 (*LNG EU 2025*)

Im Vergleich zum vorherigen Risikoszenario *LNG Welt* fokussiert sich dieses Szenario auf die Situation des Ausfalls von für die EU wichtigen LNG-Importmengen ab 2025. Dieser Ausfall gilt auch für den gesamten Betrachtungszeitraum. Betrachtet wird ein unvorhergesehener Ausfall eines Teils des LNG-Handels zwischen dem atlantischen Becken und der EU, welcher im Jahr 2023 61 Mrd. m³ betrug.

Risikoszenario-Variante: Ausfall wichtiger LNG-Importmengen für die EU ab 2025 und Umwidmung Europipe I ab 2030 (*LNG EU 2025 + H2*)

Dieses Risikoszenario betrachtet die Kombination des Ausfalls von 61 Mrd. m³ LNG-Importen in die EU ab 2025 (*LNG EU 2025*) und des Ausfalls der Importkapazitäten von 19 Mrd. m³ pro Jahr der Europipe I für den Transport von Erdgas ab 2030 aufgrund einer als geplant angenommenen Umwidmung.

Risikoszenario-Variante: Ausfall wichtiger LNG-Importmengen für die EU ab 2030 und Umwidmung Europipe I ab 2030 (*LNG EU 2030 + H2*)

Dieses Szenario untersucht die gleichen Ausfallsituationen wie das Szenario *LNG EU 2025 + H2*, mit dem Unterschied, dass der Ausfall der LNG-Importmengen in die EU erst im Jahr 2030 stattfindet. Zusätzlich zu dem Ausfall dieser LNG-Importmengen fallen weitere 19 Mrd. m³ pro Jahr ab dem Jahr 2030 durch die Umwidmung der Europipe I aus. Dieses Risikoszenario ist somit das Einzige, in dem der Schock im Jahr 2030 stattfindet.

4 Ergebnisse der Modellierung und Analyse der Szenarien

Tabelle 1 gibt eine Übersicht über die wesentlichen Ergebnisse im *Basisszenario* sowie in den Risikoszenarien. Detaillierte Ergebnisse und erste Einordnungen werden in den folgenden Kapiteln ausgeführt.

Die Parameter in Tabelle 1 wurden aufgrund folgender Gründe für den Ergebnisüberblick ausgewählt:

- Der Spotmarktpreis in Deutschland ist ein wichtiger Marktindikator. Ein hoher Preis führt zu sinkender Nachfrage und negativen Auswirkungen auf die Wirtschaft.
- Die Nachfrageänderung als Preisreaktion gibt an, wie viel weniger Gas aufgrund der höheren Preise verbraucht wird.
- Die Diversifizierung der Importstruktur Deutschlands wird mit dem Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI) gemessen. Für die Importstruktur Deutschlands bedeutet ein niedriger HHI, dass die Gasimporte diversifiziert sind und auf viele verschiedene Länder verteilt werden, was auf eine geringe Abhängigkeit von einzelnen Lieferanten hinweist. Ein hoher HHI deutet hingegen auf eine starke Konzentration und Abhängigkeit von wenigen Gaslieferanten hin, was die Versorgungssicherheit gefährden kann. Grundsätzlich ist eine Diversifizierung der Importstruktur nicht im Modellkalkül enthalten und somit als Begleitergebnis des im Modell berechneten Gleichgewichts zu verstehen. Abbildung 7 gibt eine Einordnung zur Interpretation des HHI.⁵
- Die durchschnittliche Auslastung der Pipelines von Norwegen nach Nordwesteuropa (Deutschland, Niederlande und Belgien) sowie Frankreich und Großbritannien gibt Aufschluss über die Bedeutung der norwegischen Pipelines nach Europa und der pipelinegebundenen Gasversorgung Deutschlands.
- Die durchschnittliche Auslastung der Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa (Deutschland, Niederlande, Belgien) gibt Aufschluss über die Bedeutung der Regasifizierungskapazitäten für die Gasversorgung Deutschlands.
- Die höchste monatliche Auslastung der Pipelines innerhalb Deutschlands entspricht der kapazitätsgewichteten maximalen monatlichen Auslastung. Eine sehr hohe Auslastung deutet darauf hin, dass es zu Engpässen innerhalb Deutschlands bei der Verteilung und dem Transit von Gas kommen könnte.

⁵ HHI der deutschen Erdgasimporte im Jahr 2022: 2.500 (Wert entspricht dem HHI bei einer Versorgung von vier gleichgroßen Lieferanten in Anlehnung an Öko Institut und Expertenkommission zum Energiewende Monitoring, 2024)

Tabelle 1: Übersicht über die wichtigsten Ergebnisse

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Parameter	Einheit	Jahr	Basis	Pipe Nord	Pipe Süd	Pipe Süd + H2	LNG Welt	LNG EU 2025	LNG EU 2025 + H2	LNG EU 2030 + H2
Spotmarktpreis in Deutschland	EUR/MWh	2025	39	48	40	39	62	47	47	40
		2030	29	30	29	29	30	31	31	31
		2035	25	25	24	25	27	29	29	29
Nachfrageänderung als Preisreaktion in Deutschland	Mrd. m ³ pro Jahr	2025	0	-2	0	0	-6	-2	-2	0
		2030	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1
		2035	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1
Diversifizierung der deutschen Importstruktur (HHI-Index)	Skala: 0-10.000	2025	2.888	2.329	2.386	2.361	3.109	2.813	2.813	2.888
		2030	3.281	3.226	3.217	3.151	3.574	3.631	3.540	3.261
		2035	3.397	2.776	3.425	2.810	4.229	4.039	3.346	3.299
Durchschnittliche Auslastung der Pipelines von Norwegen nach Nordwesteuropa inkl. FR und UK ⁶	%	2025	67%	100%	68%	68%	68%	72%	72%	67%
		2030	71%	75%	71%	82%	69%	71%	83%	82%
		2035	53%	68%	53%	64%	53%	52%	63%	63%
Durchschnittliche Auslastung der Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa	%	2025	76%	97%	96%	95%	71%	33%	33%	76%
		2030	37%	37%	37%	37%	41%	20%	20%	24%
		2035	31%	31%	31%	31%	22%	16%	16%	16%
Höchste monatliche Auslastung der Pipelines innerhalb Deutschlands ⁷	%	2025	47%	44%	-	51%	-	-	-	48%
		2030	40%	36%	-	40%	-	-	-	37%
		2035	39%	33%	-	39%	-	-	-	39%

⁶ Nordwesteuropa: Deutschland, Niederlande und Belgien | Im Szenario *Pipe Nord* bezieht sich die Auslastung der Pipelines im Jahr 2025 auf eine durch den Schock reduzierte Gesamtkapazität. Im Jahr 2030 ist die Gesamtkapazität durch modellendogene Investitionen teilweise wieder aufgebaut.

⁷ Szenarien mit nicht ausgefüllten Zellen wurden nicht durch das EWI-Modell TIGER berechnet.

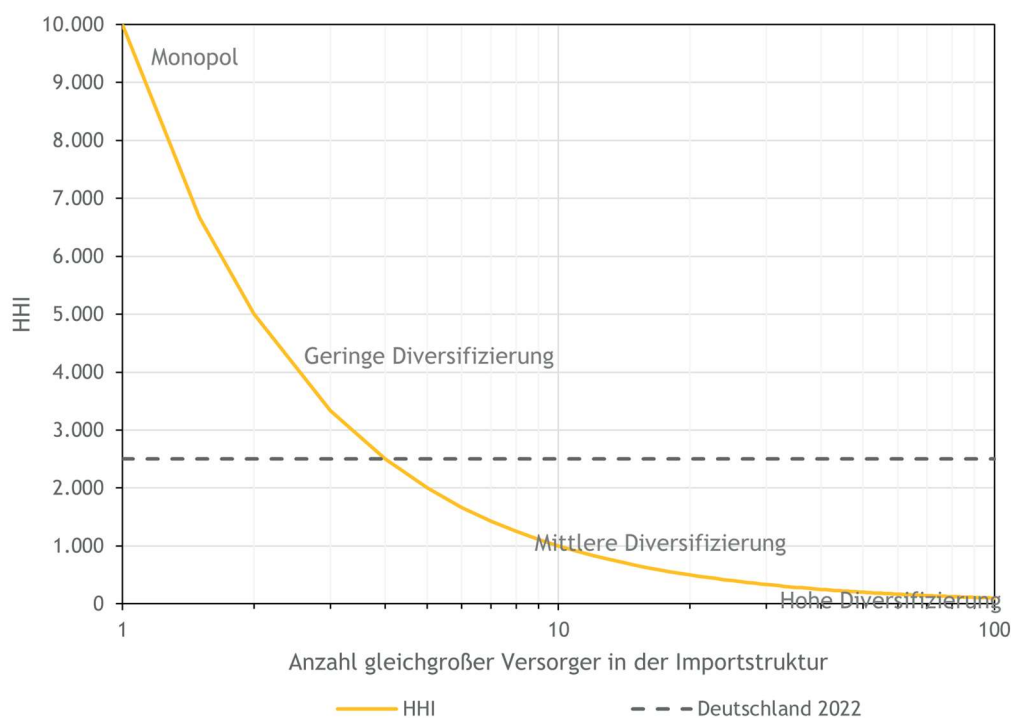


Abbildung 7: Einordnung des Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI) zur Messung der Diversifizierung der Importstruktur

Quelle: Eigene Darstellung (EWI) auf Grundlage von
 Öko Institut und Expertenkommission zum Energiewende Monitoring (2024)

4.1 Ergebnisse des Basisszenarios

Im *Basisszenario* wird die globale Entwicklung des Erdgasmarktes mit der Vorgabe einer Referenznachfrage in den Jahren 2025, 2030 und 2035 untersucht, wenn keine unvorhergesehene Störung auftritt. In Abbildung 8 ist die Entwicklung der Spotmarktpreise auf ausgewählten Weltmärkten dargestellt. Historische Preise sind als Linie und Modellergebnisse als Punkte dargestellt. Die Preise in Nordwesteuropa und Ostasien liegen auf ähnlichem Niveau und über den Preisen in den USA. Der Grund dafür ist, dass die Märkte in Europa und Ostasien über den globalen LNG-Markt gekoppelt sind. Die Preise in den USA sind geringer, da die USA ein Exportland sind und den heimischen Markt vollständig mit heimisch produziertem Pipelinegas versorgen.

Die Preise sinken von 2025 bis 2035 in vielen Märkten, da der global angenommene Nachfragerückgang zu einem Überangebot an Erdgas führt. Eine Ausnahme bildet Ostasien, hier steigen die Preise von 2030 bis 2035, da aufgrund sinkender Diversifizierung der Importstruktur große Versorger ihre Marktmacht stärker ausnutzen können. Insgesamt ist der globale Gasmarkt im Jahr 2025 wegen des noch auslaufenden Angebotschocks der Gaskrise von 2022 eng, weshalb die Preise in Europa und Ostasien über dem Vorkrisen-Niveau von 2015-2020 liegen. In Nordwesteuropa liegt der Spotmarktpreis im Jahr 2025 bei 39 EUR/MWh. In Südosteuropa ist der Markt besonders eng, da kein Gas mehr aus Russland zur Verfügung steht. Es erfolgt keine Preisreaktion der Nachfrage im Vergleich zur Referenznachfrage.

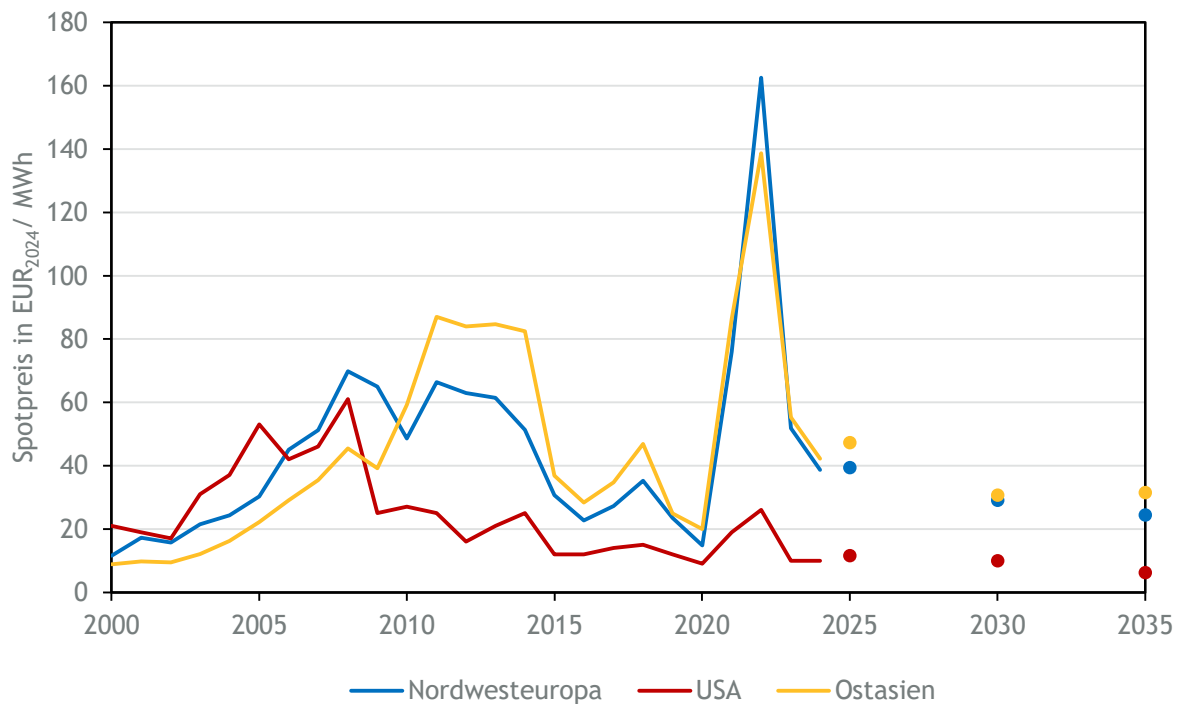


Abbildung 8: Historischer Spotpreis und Spotpreisentwicklung im *Basisszenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Abbildung 9 zeigt die Importstruktur von Deutschland. Die Summe der Importe bleibt im Jahr 2025 annähernd konstant zum historischen Wert von 2023 und sinkt danach nachfragebedingt. Norwegen ist für Deutschland der wichtigste Versorger. Gas aus Norwegen macht im Jahr 2025 45 % der Gesamtimporte aus. Bis 2030 steigen die Importe aus Norwegen aufgrund steigender Produktionsmengen und weil weniger Gas aus Deutschland weitergeleitet wird. Danach sinken die Importe aus Norwegen aufgrund rückläufiger Fördermengen. Im Jahr 2030 und 2035 machen Importe aus Norwegen 53 % der Gesamtimporte aus.

Die USA sind mit 27 % im Jahr 2025 der zweitwichtigste Versorger für Deutschland. Der Anteil sinkt auf 15 % im Jahr 2030, da aufgrund höherer Verfügbarkeit von Pipelinegas und sinkender Nachfrage weniger LNG benötigt wird. Weitere Gasmengen werden via Pipeline aus Nordafrika und als LNG aus Katar importiert. Der LNG-Anteil in Deutschland liegt im Jahr 2025 bei 38 % und sinkt bis 2035 auf knapp 24 %.

Abbildung 10 zeigt die Importstruktur der EU im *Basisszenario*. Norwegen ist auch der wichtigste Versorger für die EU, hat jedoch einen geringeren Anteil an den Gesamtimporten verglichen mit der Importstruktur Deutschlands. Im Jahr 2023 wurden 46 Mrd. m³ Erdgas (15 % der Nachfrage) aus Russland importiert. Im Modell wird vorgegeben, dass die EU ab 2025 kein russisches Erdgas mehr importieren kann. Die russischen Mengen werden im Jahr 2025 vor allem durch LNG aus den USA gedeckt. Im Jahr 2025 sind deshalb Norwegen und die USA die wichtigsten Versorger und haben je einen Anteil von 30 % an den Gesamtimporten der EU. Aufgrund fallender Nachfrage sinkt nach 2030 der Bedarf an LNG, weshalb die Importe aus den USA zurückgehen. Dadurch steigt der Anteil von Norwegen an den Gesamtimporten bis 2030 auf 41 %, der Anteil der USA sinkt auf 17 %. Weitere wichtige Versorger sind Nordafrika und Katar. Aufgrund sinkender Nachfrage und steigenden Angebots von Pipelinegas sinkt der LNG-Anteil von 52 % (2025) auf 42 % (2030) und steigt danach aufgrund von sinkendem Angebot von Pipelinegas wieder auf 52 % (2035) an.

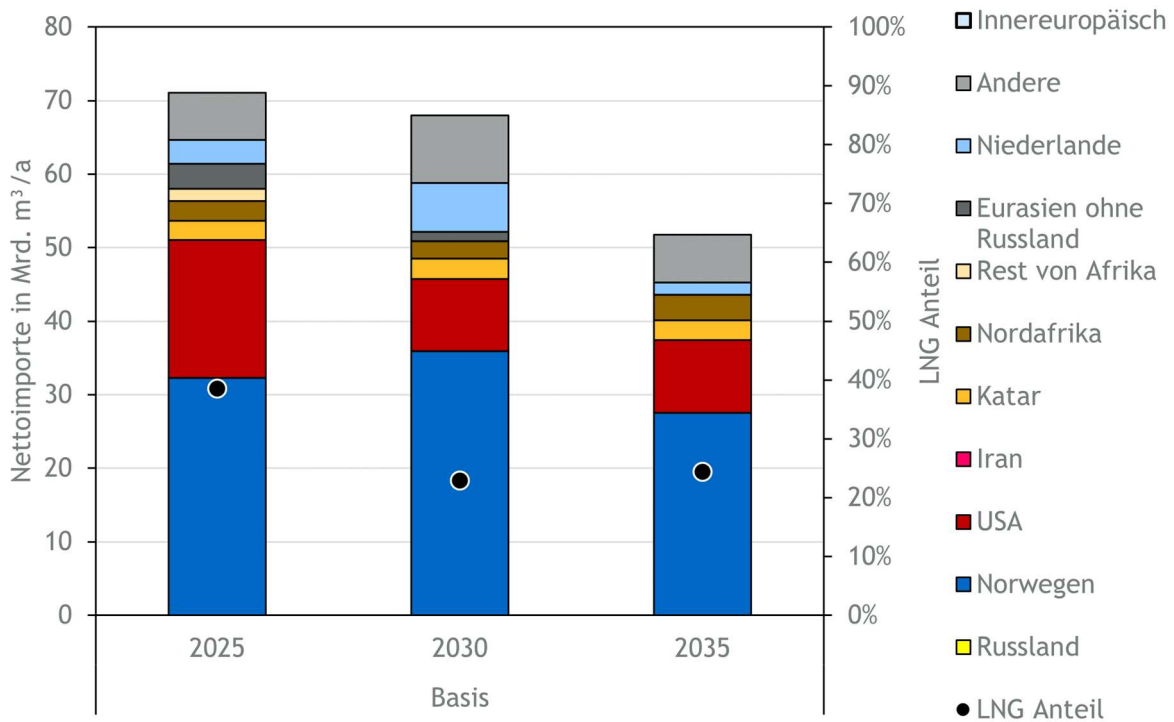


Abbildung 9: Importstruktur in Deutschland im *Basisszenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

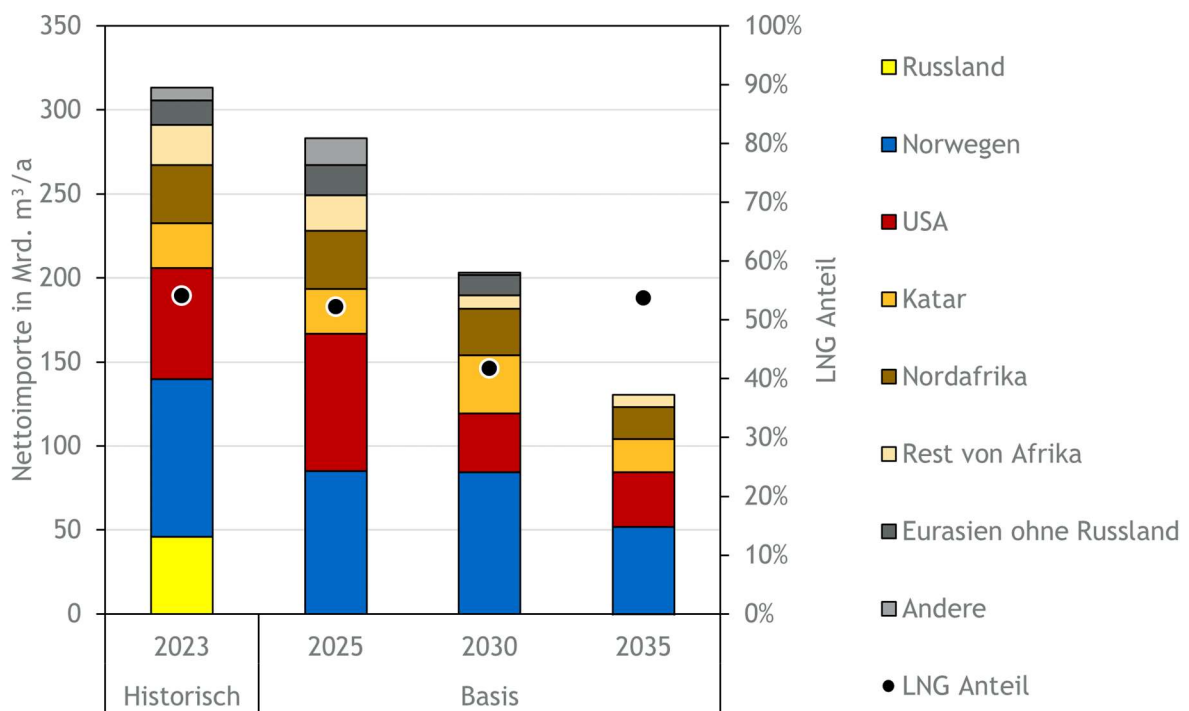


Abbildung 10: Importstruktur in der EU im *Basisszenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Abbildung 11 zeigt den Ausbau von Pipeline- und Regasifizierungskapazitäten in der EU im *Basisszenario* im Jahr 2030. Weil Russland als Versorger wegfällt, werden von Deutschland, Italien und der Türkei ausgehend geringfügige Pipelinekapazitäten ausgebaut, um Mittel- und Südosteuropa mit Gas zu versorgen. So werden Tschechien, Ungarn und die Ukraine vermehrt über Pipelinegas aus Norwegen sowie in Nordwesteuropa angelandetem LNG versorgt, was durch Deutschland, Polen und Österreich geleitet wird. Hierfür werden außerdem Regasifizierungskapazitäten in Polen geringfügig ausgebaut. In Südosteuropa werden Pipelinekapazitäten ausgebaut, um mehr Gas aus Aserbaidschan über die Türkei und aus Nordafrika über Italien importieren zu können.



Abbildung 11: Ausbau von Pipeline- und Regasifizierungskapazitäten in der EU im *Basisszenario* im Jahr 2030 in Mrd. m³ pro Jahr

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Abbildung 12 zeigt die Auslastung der Regasifizierungskapazitäten in Europa.⁸ Im Jahr 2025 ist die Auslastung am höchsten. Die Kapazitäten in Belgien, Deutschland und Italien sind voll ausgelastet. Weiterhin weisen Polen und Portugal Auslastungen von über 90 % auf.

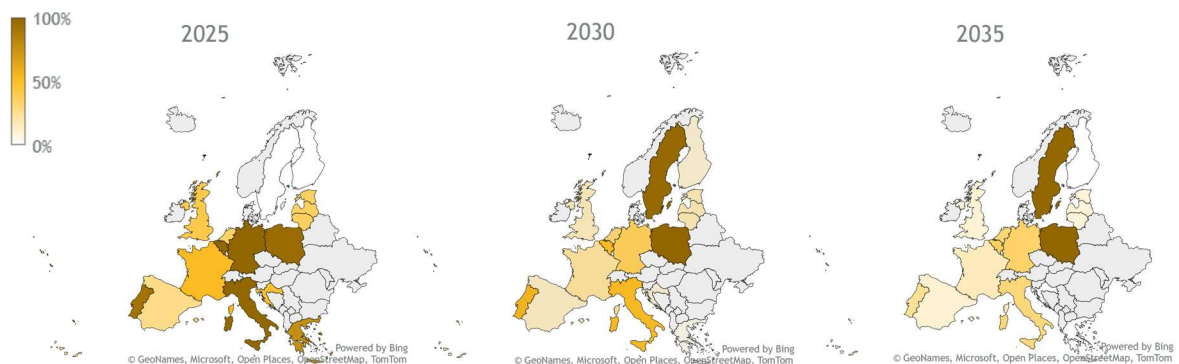


Abbildung 12: Auslastung der Regasifizierungsterminals in Europa im *Basisszenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

⁸ Im EWI-Modell COLUMBUS kann es durch die in Kapitel 5.2 beschriebenen, notwendigen Vereinfachungen in der Abbildung des Gasmarktes zu Verschiebungen der Auslastung innerhalb der Region Nordwesteuropa kommen. In der Realität ist daher grundsätzlich damit zu rechnen, dass sich in Abhängigkeit von der tatsächlich eintretenden individuellen Markt- und Versorgungslage auch andere Verteilungen der Auslastung der LNG Terminals in Nordwesteuropa ergeben können.

In Frankreich und den Niederlanden liegt die Auslastung zwischen 50 und 60 %. Die niederländischen Terminals werden weniger ausgelastet als die Terminals in Belgien und Deutschland, da Belgien hohe LTC-Anteile hat und Deutschland besser an Osteuropa angebunden ist. Aufgrund guter grenzüberschreitender Anbindungen in Nordwesteuropa ist es nicht zielführend, die Auslastung deutscher LNG-Terminals ohne die Berücksichtigung der Auslastung in Belgien und den Niederlanden zu bewerten. Eine tiefergehende Analyse erfolgt in Kapitel 5.3 Bewertung der LNG-Importkapazitäten.

Im Jahr 2030 und 2035 liegt die Auslastung der Regasifizierungskapazitäten deutlich unter der Auslastung von 2025. Lediglich für die kleinen Kapazitäten in Polen und Schweden liegt die Auslastung bei über 90 %. In Deutschland sinkt die Auslastung auf unter 40 %, in Italien und Belgien unter 60 %. Grund dafür ist vor allem die in den Modellberechnungen auf Basis der CO₂-Ausstiegsziele angenommene sinkende Nachfrage und der resultierende sinkende LNG-Anteil an den Gesamtimporten in Europa. Dies zeigt sich auch in der Auslastung der globalen Verflüssigungskapazitäten. Während im Jahr 2025 die globalen Verflüssigungskapazitäten fast vollständig ausgelastet sind, sinken diese insbesondere in den USA bereits im Jahr 2030 auf 59 %.

Die Pipelineverbindungen zwischen Norwegen und Deutschland sind in allen Referenzjahren vollständig ausgelastet und liefern 40 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr. Die Verbindung zwischen Norwegen und Frankreich ist ebenfalls voll ausgelastet. Zwischen Norwegen und Belgien, den Niederlanden und Großbritannien gibt es in allen Jahren noch Puffer (die Auslastung beträgt im Jahr 2025: Norwegen/ Niederlande 27 %, Norwegen/Belgien 36 %, Norwegen/Großbritannien 63 %). Die Pipelineverbindung zwischen Algerien und Spanien ist ebenfalls in allen Jahren voll ausgelastet. Dagegen weisen die Pipelines zwischen Libyen bzw. Tunesien und Italien deutlich geringere Auslastungen auf.

Untersuchung der Gasversorgung Deutschlands unter Infrastrukture restriktionen

Die Ergebnisse des EWI-Modells COLUMBUS werden zur Analyse der deutschen Infrastruktur an das EWI-Modell TIGER übergeben. Aus der monats-scharfen Modellierung der europäischen Erdgasversorgung unter Berücksichtigung von detaillierteren Infrastrukture restriktionen wie inländischen Pipelines, Untertagespeicher und standortscharfen LNG-Importkapazitäten (vgl. Kapitel 3.1) ergeben sich weitere Erkenntnisse zur Erdgasversorgung mit Fokus auf Deutschland. Hierbei werden Gasflüsse und Auslastungen von Interkonnektoren zwischen Deutschland und dessen Nachbarstaaten, LNG-Terminals an Nord- und Ostsee, inländische Pipelines sowie der Speicherfüllstandsverlauf der aggregierten Speicherkapazitäten in Deutschland mit dem EWI-Modell TIGER untersucht.

Abbildung 13 zeigt die jährlich aggregierten Import- und Exportflüsse sowie durchschnittliche Auslastungen zwischen Deutschland und dessen Nachbarstaaten. Insgesamt importiert Deutschland im Jahr 2025 ca. 66 Mrd. m³ über Pipelines, wovon ein Teil (23 Mrd. m³) zur Versorgung von Nachbarstaaten, vor allem nach Tschechien und Österreich, weitergeleitet wird. Die Gesamtimporte per Pipeline fallen bis zum Jahr 2035 auf knapp 56 Mrd. m³, ebenso die Gesamtexporte (16 Mrd. m³).

Wie bereits auf Basis der Ergebnisse des EWI-Modells COLUMBUS erläutert, wird Norwegen im *Basisszenario* zum wichtigsten Gasimporteur für Deutschland. Durch die Vorgabe der Handelsflüsse zwischen Norwegen und den EU-Staaten bei der Übergabe der Daten von COLUMBUS an das EWI-Modell TIGER ergeben sich vollausgelastete Pipelinekapazitäten zwischen Norwegen und Deutschland in allen drei untersuchten Stichjahren (ca. 40 Mrd. m³ jährlich). Neben dem Gasimport aus Norwegen bezieht Deutschland vor allem weitere Gasmengen aus den Niederlanden und Belgien, da dort angelandetes LNG weitertransportiert wird. Für das Jahr 2025 belaufen sich die Gasimporte aus Belgien und den Niederlanden auf je 9 Mrd. m³. Mit sinkender Gasnachfrage und konstant hohen Importen aus Norwegen, verringern sich die Importe in den Folgejahren.

Dabei exportiert Deutschland im Jahr 2035 ca. 4 Mrd. m³ mehr in die Niederlande als importiert wird, da vor allem Gas aus Norwegen weitergeleitet werden kann. Hierbei sind die Interkonnektorenkapazitäten nur teilausgelastet. Geringere Mengen werden aus Frankreich (3 Mrd. m³) und der Schweiz (2 bis 4 Mrd. m³) bezogen, wobei der Interkonnektor zwischen Frankreich und Deutschland in allen drei Stichjahren aufgrund von geringen Grenzübergangskapazitäten vollausgelastet wird (3 Mrd. m³).

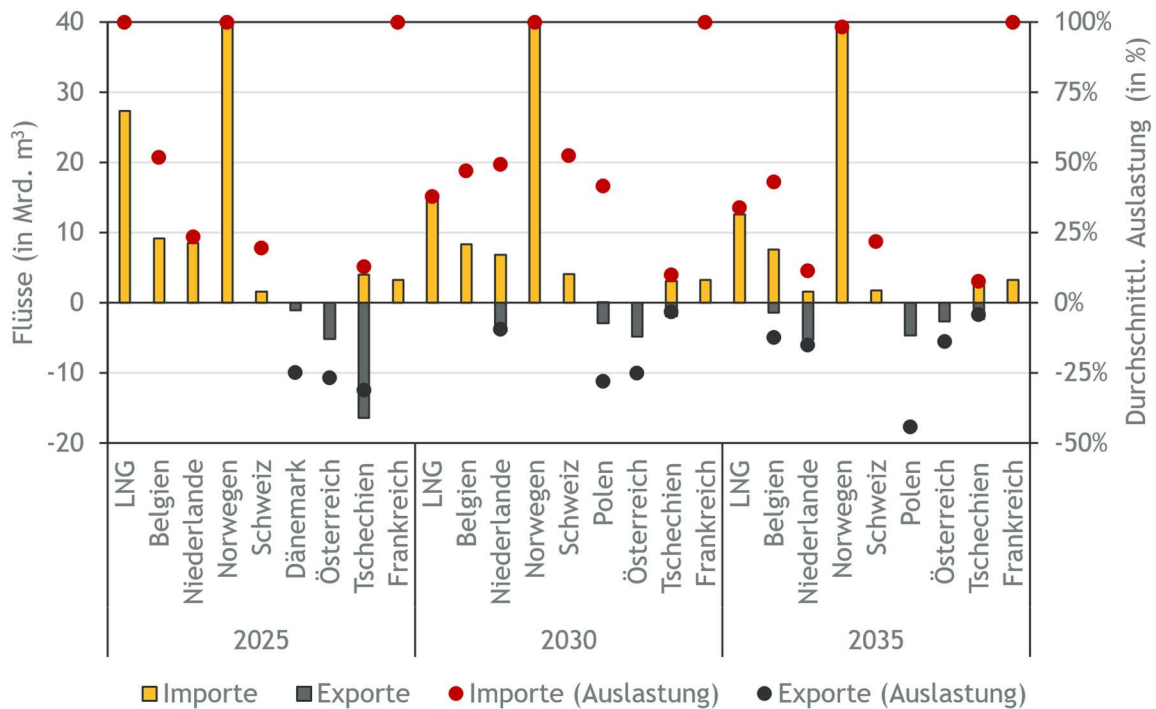


Abbildung 13: Im- und Exporte via LNG und Pipelines sowie Auslastung im *Basisszenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Für Transit- und Exportbedarfe zeigt sich im *Basisszenario* eine Gasflussrichtung von Nord(-westen) Richtung (Süd-)osten. Hierbei wird vornehmlich Gas aus Norwegen und LNG von den Küsten Nordwesteuropas Richtung Tschechien, Österreich und Polen transportiert, um teilweise fehlende Gasimporte aus Russland zu kompensieren. Hierbei wird vor allem nach Tschechien im Jahr 2025 17 Mrd. m³ exportiert, wobei ein weiterer Transitbedarf an die Nachbarstaaten Tschechiens erfüllt wird. Ab dem Jahr 2030 sinken die Gasexporte aus Deutschland nach Tschechien erheblich (2 Mrd. m³). Gleichzeitig stellen sich Gasflüsse von Deutschland nach Polen von 3 bis 5 Mrd. m³ ein. Österreich kann einen erheblichen Teil der inländischen Nachfrage durch Gasimporte aus Deutschland im Jahr 2025 decken (ca. 5 Mrd. m³), wobei die Bedeutung in den Folgejahren abnimmt. Deutschland kommt somit im *Basisszenario*, vor allem im Jahr 2025, eine bedeutende Rolle als Transitland für Gas aus Norwegen und aus LNG-Importen für die Versorgung der südöstlichen Nachbarstaaten und für den Weitertransport in weitere Staaten in Ost- und Südosteuropa zu.

Deutschland importiert im Jahr 2025 insgesamt 27 Mrd. m³ LNG – die gesamten LNG-Importkapazitäten Deutschlands werden somit vollständig ausgelastet (Ergebnis aus dem EWI-Modell COLUMBUS und exogene Vorgabe im EWI-Modell TIGER). In den Jahren 2030 und 2035 sinken die LNG-Importmengen deutlich, gleichzeitig werden bereits geplante Regasifizierungskapazitäten in Betrieb genommen. Im Jahr 2030 werden an den deutschen Terminals 16 Mrd. m³ angelandet. Im Jahr 2035 verringert sich der LNG-Import weiter (13 Mrd. m³).

Die durchschnittliche gewichtete maximale Auslastung der Pipelines in Deutschland (Abbildung 14) sinkt von 47 % im Jahr 2025 auf 39 % in 2035. Insbesondere in der Mitte Deutschlands verstärkt sich die Auslastung von überregionalen Pipelines im Jahr 2030 gegenüber 2025, während der Transit nach Grenzregionen zu Tschechien abnimmt. Im Jahr 2035 ist eine insgesamt geringere Auslastung der Pipelines zwischen den Regionen sichtbar. Im Jahr 2025 ist in der Mitte Deutschlands eine stärkere Auslastung verschiedener Pipelines weiterhin zu sehen, die jedoch nicht wie 2030 bis in den Südwesten Deutschlands weiterverläuft. Wie in den beiden vorherigen Jahren ist die Verbindung im Norden Deutschlands weiterhin stark ausgelastet.

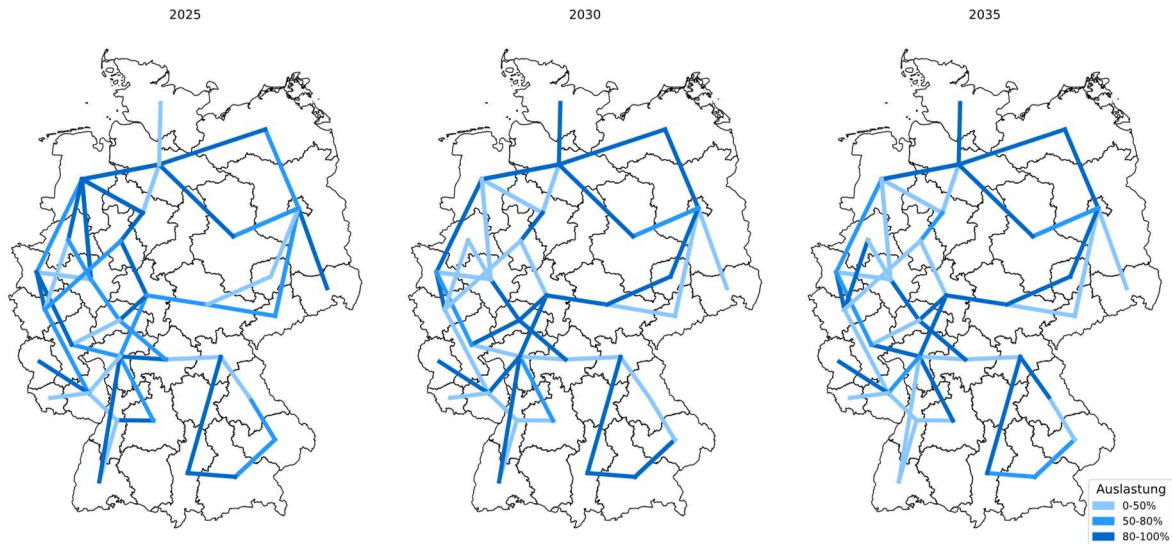


Abbildung 14: Durchschnittliche gewichtete maximale Auslastung von Pipelines innerhalb Deutschlands im *Basisszenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Zur Deckung der in den Wintermonaten deutlich höheren Gasnachfrage wird neben Gasimporten mittels Pipeline und LNG vor allem die Ausspeicherung aus Untertagespeichern benötigt. In den Sommermonaten wiederum werden Gasimporte genutzt, um Gas für die Ausspeicherperiode zu bevorraten. Deutschland nimmt in diesem Zusammenhang aufgrund großer Speicherkapazitäten in Europa eine zentrale Rolle ein. Die im EWI-Modell TIGER für Deutschland berücksichtigten Speicherkapazitäten in Kavernen- und Porenspeichern umfassen ca. 23 Mrd. m³ in Betrieb sowie Kavernen in Planung und Bau von ca. 3 Mrd. m³ (LBEG, 2023). Hierbei wird angenommen, dass die in Planung und Bau befindlichen Speicher ab 2025 zur Gasspeicherung zur Verfügung stehen. Daher ergibt sich eine Gesamtspeicherkapazität in Deutschland von ca. 26 Mrd. m³. In der Modellierung wird zu Beginn des Jahres 2025 eine Speicherfüllstandsvorgabe von 90 % vorgegeben. Außerdem wird die Vorgabe getroffen, dass der Speicherfüllstand Ende Dezember dem Speicherfüllstand Anfang Januar desselben Jahres entspricht, sodass im Jahresverlauf die gleiche Gasmenge ein- wie ausgespeichert wird.

Abbildung 15 zeigt den Verlauf der monatlichen Speicherfüllstände der aggregierten Speicherkapazitäten in Deutschland. Im Jahr 2025 wird im *Basisszenario* ausgehend von einem Speicherfüllstand von 90 % zu Beginn des Jahres ein minimaler Speicherfüllstand von 73 % im April erreicht. Bis November werden die Speicher auf einen maximalen Füllstand von 94 % gebracht, sodass Ende Dezember der Füllstand von 90 % wieder erreicht wird. Der Speicherhub beträgt somit ca. 20 Prozentpunkte (5 Mrd. m³). In den Folgejahren bestehen keine nominalen Speicherfüllstandsvorgaben und die Speicherfüllstände zwischen den Stichjahren sind nicht miteinander verbunden.

Für 2030 ergibt sich ein minimaler Speicherfüllstand in Deutschland von 53 %, verbunden mit einem Speicherhub von knapp 26 Prozentpunkten. Die Gasspeicher gewinnen somit im Jahr 2030 an Relevanz für die Gasversorgung, obwohl ein angenommener leichter Nachfragerückgang eintritt. Gleichzeitig wird jedoch weniger LNG in Deutschland angelandet (-12 Mrd. m³) und Pipelineimporte sind aufgrund hoher Auslastungen weniger flexibel. Dabei ist zu beachten, dass der Speicherfüllstand ab 2030 zu Beginn des Jahres modellendogen frei gewählt werden kann. Im Jahr 2035 sind die Erdgasspeicher weniger von Bedeutung für die Gasversorgung in Deutschland, da unverändert hohe Gasimporte aus Norwegen zur Deckung der rückläufigen Gasnachfrage größtenteils ausreichen.

Im *Basisszenario* kann das ermittelte Marktgleichgewicht des EWI-Modells COLUMBUS vollständig durch das EWI-Modell TIGER abgebildet werden und es kommt nicht zu einer infrastrukturbedingten Nachfrageunterdeckung.

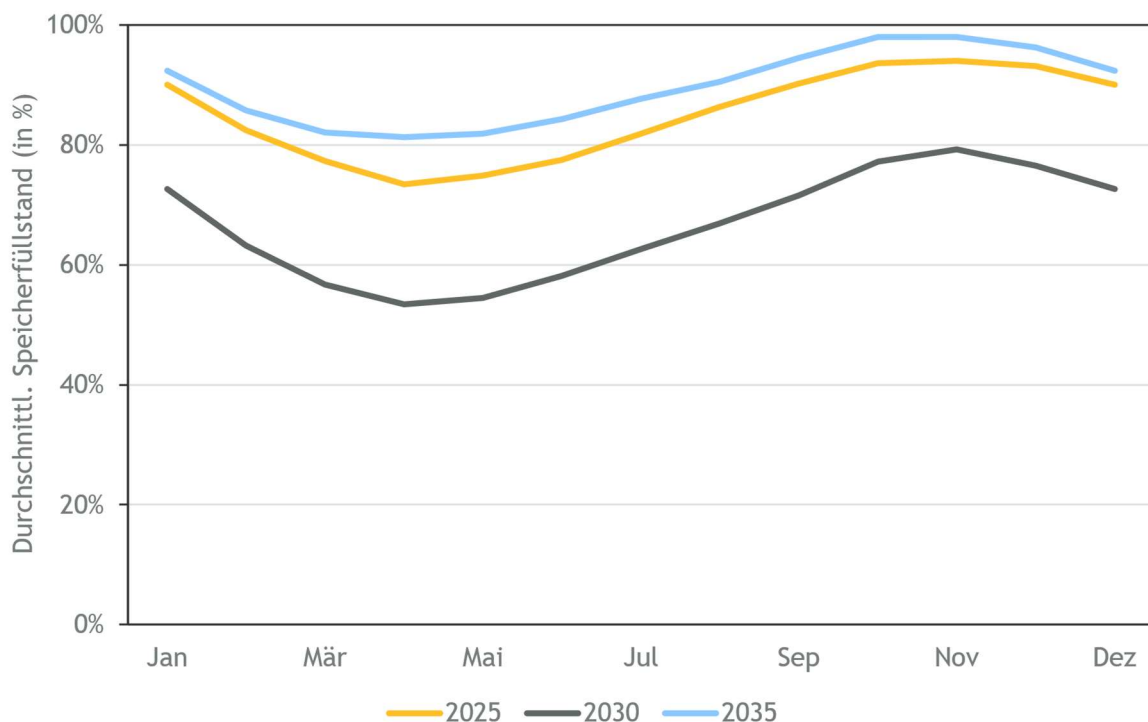


Abbildung 15: Aggregierte Speicherfüllstandsverläufe in Deutschland im *Basisszenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

4.2 Ergebnisse der Risikoszenarien

4.2.1 Risikoszenario: Ausfall von Pipelines aus dem Norden ab 2025

Die Verknappung des Angebots durch die wegfallenden Pipelinekapazitäten führt im Jahr 2025 zu einem regionalen Preisanstieg in Nordwesteuropa um 9 EUR/MWh (22 %) auf 48 EUR/MWh im Vergleich zum Basisszenario. In Ostasien steigt der Preis um 4 EUR/MWh (9 %) auf 52 EUR/MWh aufgrund erhöhter europäischer Aktivitäten auf den LNG-Märkten. Abbildung 16 zeigt die Preis- und Nachfrageentwicklung im *Pipe Nord Szenario* im Vergleich zum *Basisszenario*. Im Jahr 2030 sinken die Preise wieder auf das Niveau des *Basisszenarios*, da in zusätzliche Infrastruktur investiert wird und durch eine sinkende Nachfrage Pufferkapazitäten bereitstehen. Wegfallende Mengen aus Norwegen, die nicht über eine alternative Route umgeleitet werden können, werden zu rund 40 % durch eine Nachfragereduktion kompensiert. Diese Reaktion folgt auf das verknappte Angebot und die erhöhten Preise und beträgt in der EU -7 Mrd. m³ (2 % der Gesamtreferenznachfrage). In Deutschland sinkt die Nachfrage im Vergleich zum Basisszenario stärker als in der EU (-2 Mrd. m³ bzw. 3 %).

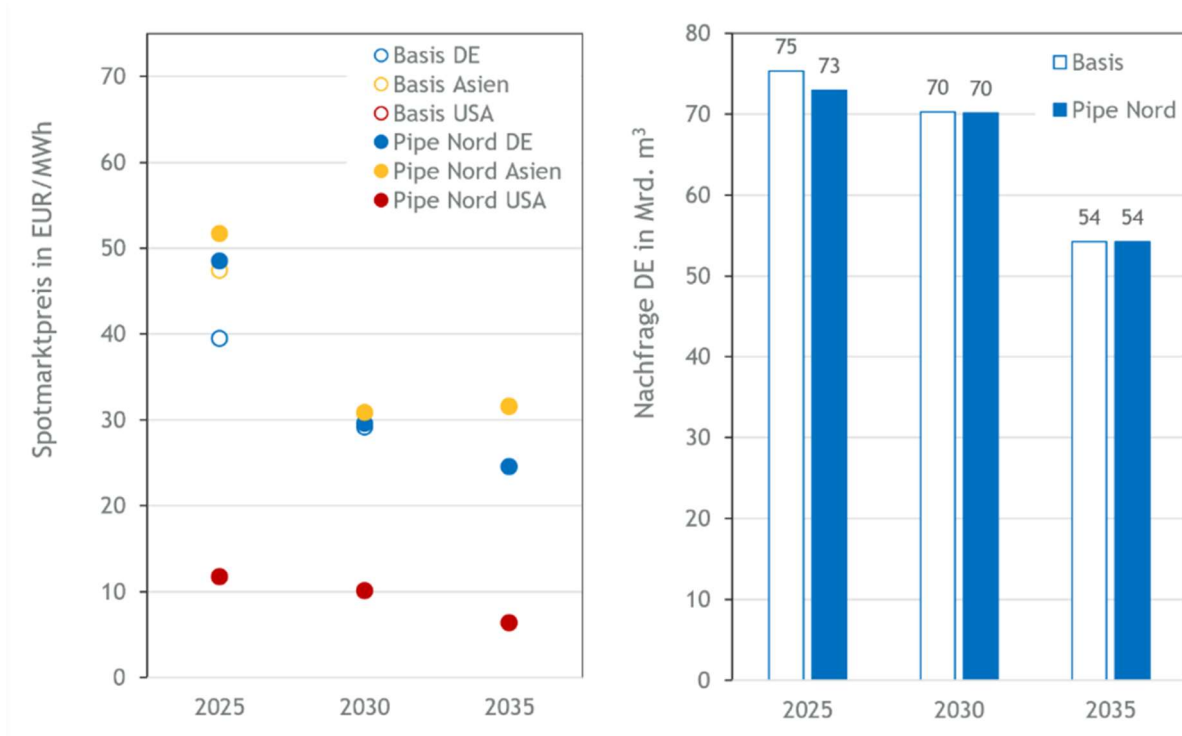


Abbildung 16: Preis- und Nachfrageentwicklung in Deutschland im *Pipe Nord Szenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Abbildung 17 zeigt die Veränderung der Investitionen in Infrastruktur im Vergleich zum *Basisszenario* im Jahr 2030. Die wegfallenden Kapazitäten von Norwegen nach Nordwesteuropa werden zum Teil wieder aufgebaut. Im Jahr 2030 werden dafür Pipelinekapazitäten in Höhe von 30 Mrd. m³ pro Jahr von Norwegen über Großbritannien in die Niederlande und 17 Mrd. m³ pro Jahr von Belgien nach Deutschland gebaut.



Abbildung 17: Delta des Ausbaus von zusätzlichen Pipelinekapazitäten zum *Basisszenario* in der EU im *Pipe Nord Szenario* in Mrd. m³ pro Jahr

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Der Grund dafür, dass als Ersatz für die ausgefallenen Kapazitäten die Pipelineverbindung über Großbritannien ausgebaut wird, ist der kürzere Seeweg und damit einhergehende geringere Kosten. In der Realität könnte es bei einem Ausfall von Pipelineverbindungen sinnvoll sein, diese wieder aufzubauen, statt neue Pipelines zu bauen. Der Ausbau der Kapazitäten in Osteuropa fällt etwas geringer aus. Die Investitionen in Regasifizierungskapazitäten liegen in Polen um 1 Mrd. m³ pro Jahr höher als im *Basisszenario*.

In der Importstruktur Deutschlands, dargestellt in Abbildung 18, sinken die Importe aus Norwegen im Jahr 2025 um 13 Mrd. m³ gegenüber dem *Basisszenario*. Norwegen kann weiterhin 20 Mrd. m³ durch Großbritannien, Belgien und die Niederlande nach Deutschland exportieren. Neben amerikanischen LNG-Importen (+7 Mrd. m³) steigt auch der Anteil von Gas aus Nordafrika (+2 Mrd. m³). Insgesamt werden im Jahr 2025 2 Mrd. m³ Erdgas weniger importiert als im *Basisszenario*, was auf die Nachfrageverringering infolge der erhöhten Preise zurückzuführen ist. In den Jahren 2030 und 2035 werden geringe Importmengen aus Norwegen vor allem durch weitere Importe aus anderen Ländern wie Mexiko ausgeglichen.

Durch den Wegfall von Pipelineverbindungen von Norwegen nach Nordwesteuropa in Höhe von 83 Mrd. m³ exportiert Norwegen 25 Mrd. m³ weniger als im *Basisszenario* in die EU (Abbildung 19). Etwa 30 Mrd. m³ können von Norwegen über Großbritannien und die Niederlande oder über Belgien umgeleitet werden, da diese Pipelines im *Basisszenario* nicht voll ausgelastet sind. In Europa kann Großbritannien 6 Mrd. m³ mehr aus Norwegen importieren und damit LNG substituieren, welches die EU im Gegenzug importiert. Dadurch importiert die EU mehr LNG aus den USA (+17 Mrd. m³). Die USA exportieren im Gegenzug weniger LNG nach Asien.

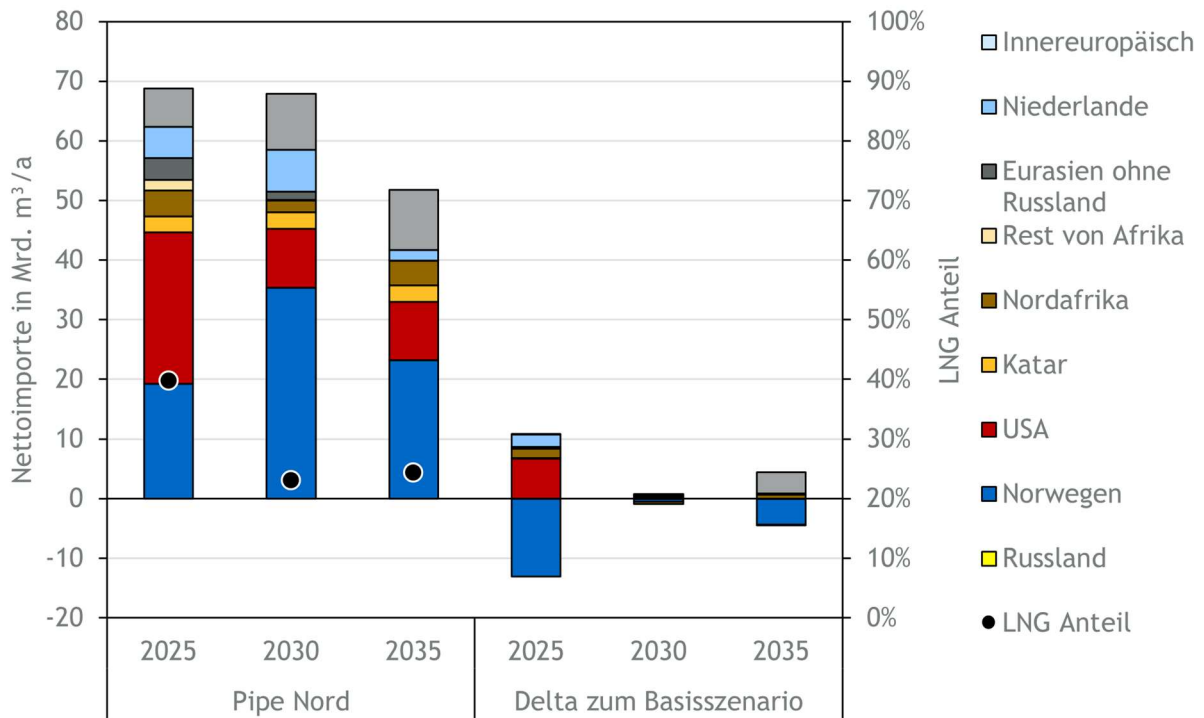


Abbildung 18: Importstruktur Deutschland im *Pipe Nord Szenario* im Vergleich zum *Basisszenario*
Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

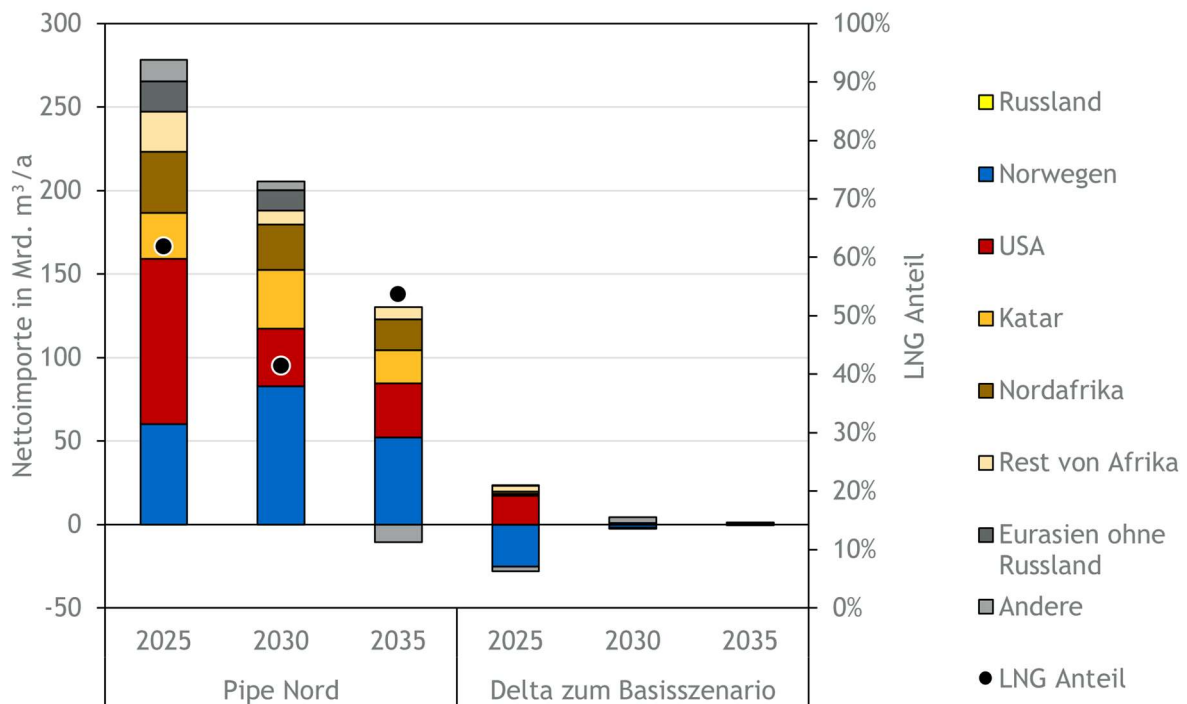


Abbildung 19: Importstruktur in der EU im *Pipe Nord Szenario* im Vergleich zum *Basisszenario*
Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Als Reaktion auf die wegfallenden Pipelinekapazitäten werden die verbleibenden Pipelines zwischen Norwegen und Belgien sowie Großbritannien voll ausgelastet. Im Basisszenario liegt die Auslastung im Jahr 2025 nur bei 36 % (Belgien) bzw. 63 % (Großbritannien). Hierdurch kann etwa die Hälfte der Mengen umgeleitet werden, die im Basisszenario durch die wegfallenden Pipelines geflossen wären, wodurch der Schock abgemildert werden kann. Innereuropäische Pipelineauslastungen (insb. zwischen Großbritannien, Belgien, den Niederlanden und Deutschland) steigen, um die Umleitungen zu ermöglichen.

Um das zusätzliche LNG nach Nordwesteuropa zu bringen, werden die Regasifizierungskapazitäten in der Region im Jahr 2025 voll ausgelastet. Darüber hinaus sind die Regasifizierungskapazitäten in Italien und Polen voll ausgelastet (vgl. Abbildung 20). In Frankreich und Spanien steigt die Auslastung nur geringfügig, da die innereuropäischen Pipelinekapazitäten begrenzt sind. In den Jahren 2030 und 2035 sinkt die Auslastung aufgrund neuer Pipelineverbindungen und sinkender Nachfrage auf das Niveau des *Basisszenarios*.

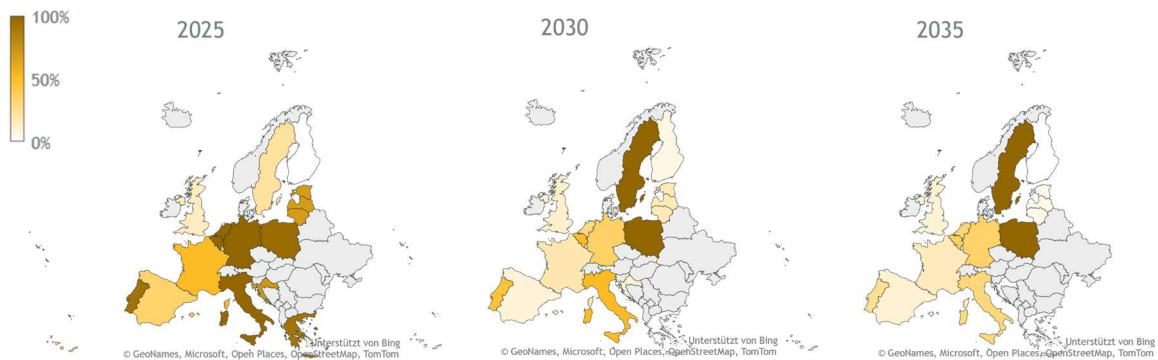


Abbildung 20: Auslastung der Regasifizierungsterminals in Europa im *Pipe Nord Szenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Untersuchung der Gasversorgung Deutschlands unter Infrastrukturestriktionen

In diesem Szenario wurde die Auslastung deutscher Infrastruktur ebenfalls zusätzlich mit dem EWI-Modell TIGER untersucht. Dafür werden, wie oben erläutert, jährliche Importmengen an den Grenzübergangspunkten von Pipelines nach Europa aus den Ergebnissen von COLUMBUS an TIGER übergeben. Außerdem werden jährliche LNG-Importe nach Deutschland aus den Ergebnissen übernommen.

Der Wegfall von Pipelinekapazitäten aus dem Norden wirkt sich deutlich auf Grenzübergangsflüsse und die Auslastung der Interkonnektoren zwischen Deutschland und dessen Nachbarstaaten aus. Abbildung 21 stellt hierzu jährliche, aggregierte Import- und Exportflüsse sowie Auslastungen für das Szenario *Pipe Nord* dar.

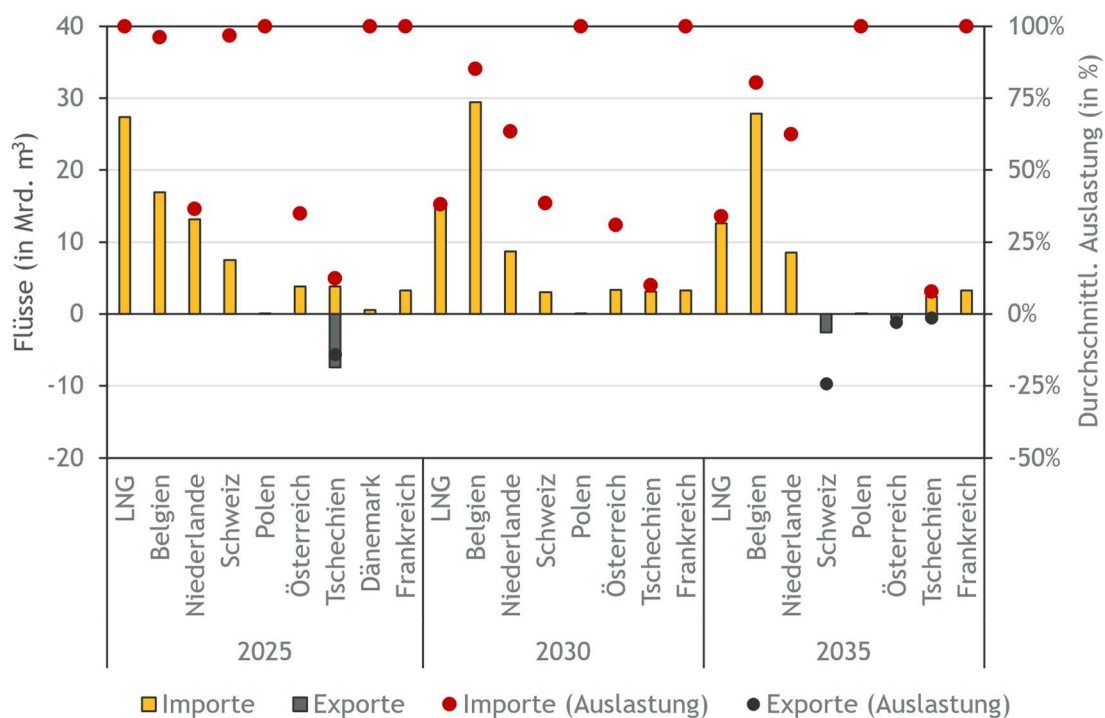


Abbildung 21: Im- und Exporte via LNG und Pipelines sowie Auslastung im *Pipe Nord Szenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Während im *Basisszenario* noch ein Großteil der Pipelineimporte aus Norwegen stammen, zeigt der Wegfall dieser Pipelinekapazitäten eine Reduktion der Gesamtimporte sowie -exporte in Deutschland. Im Jahr 2025 werden im Vergleich zum *Basisszenario* insgesamt knapp 25 % weniger Gas per Pipeline importiert (-18 Mrd. m³) sowie ca. 70 % weniger exportiert (-15 Mrd. m³). Aus Belgien und den Niederlanden resultieren mehr als die Hälfte der Pipelineimporte in Deutschland. Außerdem gelangt Gas aus dem Süden über die Schweiz nach Deutschland sowie unverändert zum *Basisszenario* aus Frankreich unter Vollausslastung des Interkonnektors. Zwischen Deutschland und Österreich kehrt sich im Vergleich zum *Basisszenario* die Flussrichtung um, sodass zusätzlich ca. 4 Mrd. m³ nach Deutschland fließen können.

Im Jahr 2030 steigen die Gesamtimporte per Pipeline gegenüber 2025 leicht an (+4 % auf knapp 51 Mrd. m³), da weniger LNG in Deutschland importiert wird. Nachfragebedingt sinken die Pipelineimporte im Jahr 2035 auf 42 Mrd. m³ (-15 %). In den beiden Jahren wird der größte Teil über Belgien importiert (knapp 30 Mrd. m³), da Investitionen in neue Pipelinekapazitäten, die im EWI-Modell COLUMBUS endogen getätigt werden, eine großskalige Umleitung von Gas aus Norwegen über Großbritannien und Belgien nach Deutschland ermöglichen⁹. Diese Investitionen führen dazu, dass Gasimporte aus den Niederlanden, Schweiz und Österreich im Vergleich zum Jahr 2025 reduziert werden. Aus Frankreich wird weiterhin unter Vollausslastung Gas importiert, welches als LNG in Frankreich angelandet wird (3 Mrd. m³), während zwischen Deutschland und Dänemark bzw. Polen wenig bis keine Gasflüsse resultieren.

⁹ Die aus dem EWI-Modell COLUMBUS resultierenden Investitionen in Grenzübergangskapazitäten, werden in der weiteren Untersuchung in TIGER übernommen. Um eine Nutzung der zugebauten Infrastruktur zu ermöglichen, werden entsprechende inländische Pipelinekapazitäten außerhalb Deutschlands, um den Faktor der zusätzlichen Investitionen erhöht.

Auf der Exportseite wird im Jahr 2025 durch den Ausfall der Pipelineverbindungen aus dem Norden nur Gas aus Deutschland nach Tschechien weitergeleitet (7 Mrd. m³), wovon anschließend ein Teil weiter südlich zurück nach Deutschland geleitet wird (3 Mrd. m³). Während im Jahr 2030 kein Gas aus Deutschland exportiert wird, führen die Nachfragereduktion und die genannten Investitionen aus Belgien dazu, dass im Jahr 2035 geringe Mengen Gas nach Tschechien, Österreich und Schweiz exportiert werden können (4 Mrd. m³).

Die LNG-Terminals in Deutschland sind im Jahr 2025, unverändert zum *Basisszenario*, vollständig ausgelastet (27,3 Mrd. m³) und können somit den Ausfall der Pipelinekapazitäten aus dem Norden nicht durch höhere Importe kompensieren. Dennoch steigt die Auslastung der Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa deutlich an. Dies ist auf die höhere Auslastung der LNG-Terminals in den Niederlanden zurückzuführen, die im *Basisszenario* in 2025 nur zu 35%, im *Pipe Nord Szenario* hingegen zu 100% ausgelastet werden. Ab dem Jahr 2030 wird im Vergleich zum Basisszenario kein zusätzlicher LNG-Import benötigt, da die unterstellte Nachfrage sinkt und ein Teil der ausgefallenen Infrastruktur im Modell wieder aufgebaut wird (siehe auch Abbildung 17). Somit verbleibt der Gesamtimport von LNG in Deutschland auf Niveau des *Basisszenarios* (15,7 Mrd. m³ im Jahr 2030 und 12,6 Mrd. m³ im Jahr 2035).

Für die Auslastung der innerdeutschen Pipelineinfrastruktur bedeutet der Ausfall der Pipelinekapazitäten aus dem Norden insbesondere im Nordwesten, eine geringere Auslastung der Verbindung in Richtung Osten, dargestellt in Abbildung 22. Die weiteren Pipelines von Norden nach (Nord-)osten sind weiter hoch ausgelastet. In diesem Szenario ist außerdem im Jahr 2025 eine verstärkte Auslastung der Pipelineverbindungen zwischen Westen und Osten in der Mitte Deutschlands sichtbar, welche einen Transit der Erdgasmengen aus Belgien und den Niederlanden in Richtung Tschechien und Polen ermöglicht. Insgesamt nimmt die Auslastung der Erdgasinfrastruktur in Deutschland aufgrund einer sinkenden Erdgasnachfrage ab, während zwischen einigen Regionen weiterhin eine hohe Pipelineauslastung sichtbar ist. Die Auslastung liegt durch die weniger starke Rolle Deutschlands als Transitland in diesem Szenario bei 44 % im Jahr 2025, 36 % im Jahr 2030 und sinkt auf 33 % im Jahr 2035.

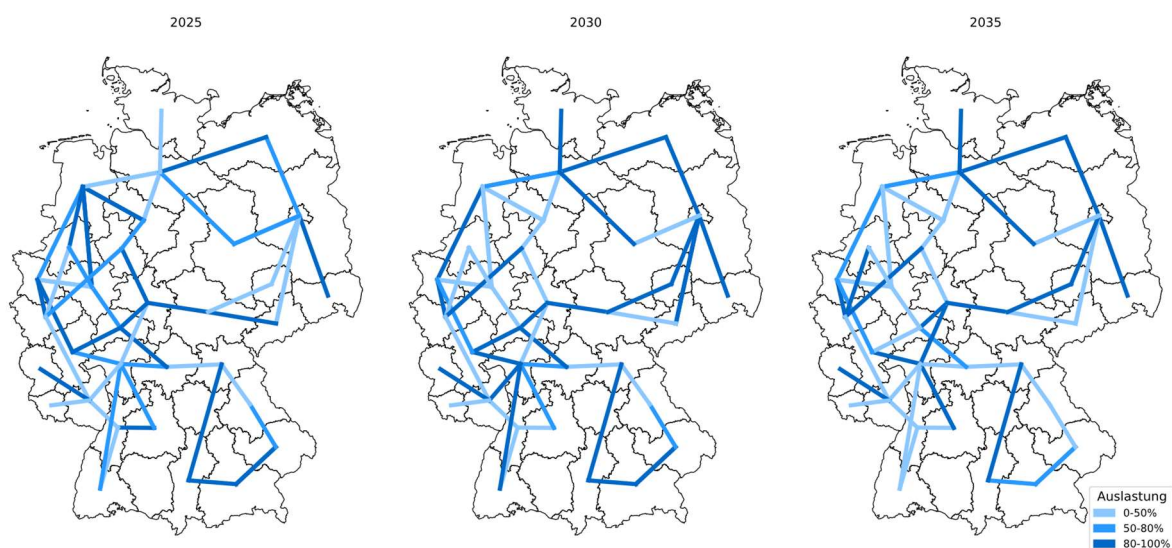


Abbildung 22: Durchschnittliche gewichtete maximale Auslastung von Pipelines innerhalb Deutschlands im *Pipe Nord Szenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Die Auswirkungen des Szenarios auf die aggregierten Speicherfüllstände in Deutschland führen im Vergleich zum Basisszenario zu einer stärkeren Speichernutzung im Jahr 2025. Abbildung 23 stellt den Verlauf der monatlichen Speicherfüllstände der aggregierten Speicherkapazitäten in Deutschland dar. Ausgehend von einem Anfangsfüllstand von 90 %, sinken die Speicher bis April 2025 auf einen Speicherfüllstand von 67 % und erreichen anschließend bis November mehr als 97 %. Die Nutzung der Speicher, gemessen am notwendigen Speicherhub, liegt mit 31 Prozentpunkten (8 Mrd. m³), deutlich über der Speichernutzung aus dem *Basisszenario* (+10 Prozentpunkte bzw. +3 Mrd. m³). Hierbei ist zu beachten, dass der Speicherhub in der Realität aufgrund von zwei Aspekten höher ausfallen könnte. Erstens wird dem Modell nicht ermöglicht, im Jahresverlauf mehr auszuspeichern als einzuspeichern. Dadurch müsste eine höhere Ausspeichermenge im Winter durch eine höhere Einspeichermenge im Sommer des gleichen Jahres ausgeglichen werden. Zweitens ergibt sich der Speicherfüllstandsverlauf im EWI-Modell TIGER lediglich auf Basis der Nachfragesaisonalität und nicht als Reaktion auf einen (monatlichen) Preis.

Die Speichernutzung verringert sich im Jahr 2030 durch den unterstellten Nachfragerückgang und liegt auf gleichem Niveau zum Basisszenario. Hierbei werden durch den Ausfall der Pipelines aus dem Norden die Speicher nicht stärker beansprucht, da wegfallende Gaslieferungen aus Norwegen, vor allem durch Umleitungen der Gasimporte über Belgien (mittels Investitionen in Pipelinekapazitäten) und den gesteigerten Importen aus anderen Regionen (siehe oben) kompensiert werden können. Im Jahr 2035 führt der Ausfall zu einer etwas stärkeren Nutzung der Gasspeicher in Deutschland im Vergleich zum *Basisszenario* (+8 Prozentpunkte bzw. 2 Mrd. m³).

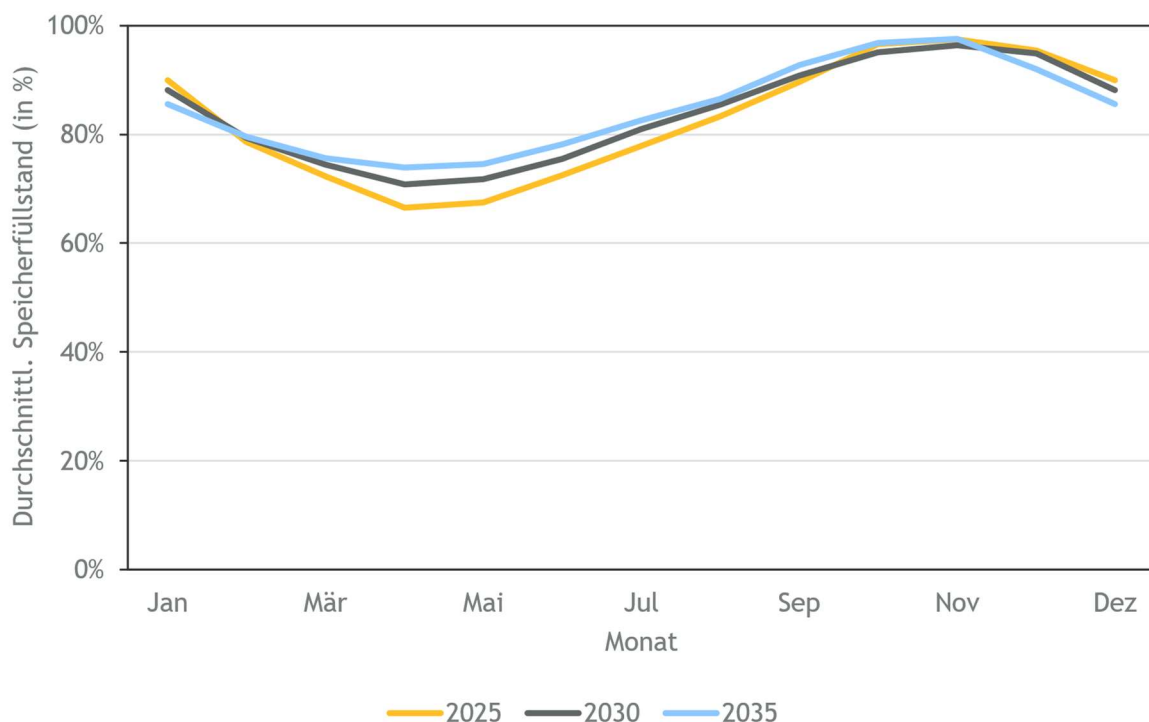


Abbildung 23: Aggregierte Speicherfüllstandsverläufe in Deutschland im *Pipe Nord Szenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Die Einbeziehung von Infrastrukturrestriktionen im EWI-Modell TIGER in diesem Szenario führt im Vergleich zu den Ergebnissen des COLUMBUS-Modells zu einer zusätzlich zum Marktgleichgewicht ermittelten Nachfrageunterdeckung in einigen Ländern der EU.

Im EWI-Modell TIGER werden Ergebnisse aus dem EWI-Modell COLUMBUS als Vorgaben betrachtet, Restriktionen aus dem EWI-Modell TIGER sind allerdings aufgrund der anderen Aggregationsebene nicht im EWI-Modell COLUMBUS enthalten. Wäre dies der Fall, könnte in COLUMBUS ein alternatives Gleichgewicht entstehen, wobei die infrastrukturbedingte Nachfrageunterdeckung geringer ausfallen könnte (siehe folgenden Exkurs 1). Im Jahr 2025 reicht diese mit dem EWI-Modell TIGER berechnete infrastrukturbedingte Nachfrageunterdeckung knapp 22 Mrd. m³ (7 % der gesamten Nachfrage der EU), und sinkt im Jahr 2030 auf 12 Mrd. m³ (5 %) und bis 2035 auf 2 Mrd. m³. Die Nachfrageunterdeckung aufgrund der berücksichtigten Infrastrukturrestriktionen im TIGER-Modell fällt in diesem Szenario somit höher als aufgrund der Verknappung der am Markt verfügbaren Mengen aus (7 Mrd. m³), was den Umfang der möglicherweise notwendigen Gasflussänderungen in einem integrierten Modellgleichgewicht aus TIGER und COLUMBUS verdeutlicht. Die infrastrukturbedingte Nachfrageunterdeckung tritt vor allem in Binnenländern in Mittel- und Südosteuropa auf. In Deutschland resultiert aufgrund der zentralen Lage und der damit verbundenen Bedeutung Deutschlands für Gasimporte und -transite keine infrastrukturbedingte Nachfrageunterdeckung.

Exkurs 1: Infrastrukturbedingte Nachfrageunterdeckung durch das EWI-Modell TIGER im Pipe Nord Szenario im Vergleich zu den Ergebnissen aus dem COLUMBUS-Modell

Die infrastrukturbedingte Nachfrageunterdeckung von 22 Mrd. m³ im EWI-Modell TIGER in Mittel- und Südosteuropa im *Pipe Nord Szenario* im Vergleich zu den Ergebnissen aus dem COLUMBUS-Modell ist insbesondere auf zwei Hauptgründe zurückzuführen.

Erstens wird Belgien im ermittelten Handelsgleichgewicht des EWI-Modell COLUMBUS durch den Wegfall norwegischer Pipelinekapazitäten nach Deutschland und den Niederlanden für die Versorgung Europas entscheidend. Sowohl die belgischen Pipelineimportkapazitäten aus Norwegen als auch die LNG-Terminals sind nahezu voll ausgelastet und ein großer Teil des Gases wird nach Deutschland und weiter bis nach Mittel- und Südosteuropa transportiert.

Die Engpässe im TIGER-Modell zeigen auf, dass diese Durchleitungsfunktion mitunter nicht vollständig erfüllt werden kann. Hätte diese Information bei der Optimierung im COLUMBUS-Modell berücksichtigt werden können, wären die Gasflüsse möglicherweise im Gleichgewicht des COLUMBUS-Modells auf anderen Wegen nach Mittel- und Osteuropa geflossen. Eine solche Rückkoppelungsschleife konnte in der vorgelegten Analyse nicht berücksichtigt werden. Des Weiteren ist nicht auszuschließen, dass inländische Infrastruktur im europäischen Ausland im EWI-Modell TIGER aufgrund von begrenzter Datenverfügbarkeit nicht vollständig abgebildet werden kann. Mitunter ist die hier im Modellvergleich festgestellte Nachfrageunterdeckung bei einer integrierten Modellbetrachtung anhand aktueller feingliederiger Infrastrukturdaten leicht auflösbar. Dennoch bleibt ein gewisses Risiko einer Versorgungsanspannung in den Zielregionen des Transits, die bei der Resilienzbewertung mit in Betracht gezogen werden sollte.

Bei einer Folgestudie könnte bspw. untersucht werden, inwieweit die Pipelineinfrastruktur in Belgien und den Niederlanden im Zuge der Erweiterungen der Regasifizierungsterminals in Zeebrugge (2024) und Eemshaven (2023) ausgebaut wurde, um zusätzliches Gas abzutransportieren.

Zweitens führt die höhere zeitliche Auflösung im Modell TIGER zu zusätzlichen Restriktionen: Eine höhere Nachfrage im Winter sorgt für eine ungleichmäßige Infrastrukturauslastung, sodass eher Nachfrageunterdeckungen auftreten. Wenn die Infrastruktur in den Ergebnissen des EWI-Modells COLUMBUS bereits voll ausgelastet ist, kann die Pipeline oder das Terminal in TIGER keine saisonale Flexibilität zur Verfügung stellen. Eine ausgleichende Rolle könnten zwar im TIGER-Modell auch die Speicher spielen. Allerdings ist das Ausspeicherverhalten durch die im EWI-Modell TIGER vorgegebenen Füllstandsvorgaben begrenzt. Eine Lockerung dieser Restriktion könnte die Nachfrageunterdeckung verringern. Im Gegenzug würde im Modell zu einem späteren Zeitpunkt eine höhere Nachfrage resultieren. In einem integrierten Modell würde sich dies auf den Gleichgewichtspreis in späteren Perioden nach 2025 auswirken.

Ob die im TIGER-Modell ermittelten Infrastrukturengpässe in der Realität signifikante Änderungen der Marktergebnisse hervorrufen, kann mit der vorliegenden Methodik nicht weiter untersucht werden. Insgesamt ist davon auszugehen, dass in einem integrierten Markt zahlreiche Anpassungskanäle bestehen, um die Engpässe ohne größere Preisausschläge abzumildern. Dennoch besteht aufgrund der Ergebnisse des *Pipe Nord Szenarios* das Risiko, dass eine infrastrukturelle Nachfrageunterdeckung abweichend vom untersuchten Marktgleichgewicht aus dem COLUMBUS-Modell insbesondere in Mittel- und Südosteuropa zu höheren Preisen führen könnte. Da Deutschland ein wichtiges Transitland für diese Region ist, könnte Deutschland ebenfalls, allerdings in geringerem Maße, von zusätzlich Preissteigerungen betroffen sein. Eine innereuropäische Zusammenarbeit zur Überprüfung der Leistungsfähigkeit der Pipelineinfrastruktur, insbesondere bei gleichzeitig hoher Auslastung länderübergreifender Pipelines und LNG-Terminals, wird daher empfohlen (vgl. Kapitel 5.4).

Untersuchung des zusätzlichen Ausfalls der LNG-Terminals in der deutschen Ostsee

In einer weiterführenden Sensitivität wird, zusätzlich zum *Pipe Nord Szenario*, der Ausfall der deutschen Regasifizierungskapazitäten in der Ostsee untersucht. Durch den zusätzlichen Ausfall der LNG-Terminals in Mukran (Kapazität insgesamt 12 Mrd. m³ im Jahr 2025 sowie 14 Mrd. m³ in den Jahren 2030 und 2035) wird in Deutschland im Jahr 2025 12 Mrd. m³ weniger LNG importiert. In den Folgejahren führt der unterstellte Ausfall zu keinen signifikanten Veränderungen der Gesamtimporte von LNG in Deutschland, da die LNG-Terminals bereits im Basisszenario nur noch geringfügig genutzt werden.

Die Reduktion der LNG-Importe durch den Ausfall von Mukran wird im Jahr 2025 vor allem durch die Einstellung der Gastransite nach Tschechien und gleichzeitig verstärktem Import aus Tschechien (+7 Mrd. m³) kompensiert. Zusätzlich erhöhen sich die Importe aus Österreich im Vergleich zum gleichen Szenario ohne Ausfall der LNG-Terminals leicht (+1 Mrd. m³). Daraus ergeben sich Auswirkungen auf Flussrichtungen und Pipelineauslastungen in Deutschland. Insbesondere im Jahr 2025 ist eine geringere Auslastung der Pipelines mit Verbindung zu Tschechien im Vergleich zum *Pipe Nord Szenario* sichtbar. Die Unterschiede gehen in den darauffolgenden untersuchten Jahren gegen Null. Die aggregierten Gasspeicherfüllstände sind dagegen kaum durch den Ausfall betroffen. Somit steht weiterhin ausreichend Gas, unter der im Modell hinterlegten Füllstandsvorgabe zur Erreichung identischer Anfangs- und Endfüllstände, bereit. Die Speicherfüllstände erreichen somit vergleichbare Füllstände im Vergleich zum gleichen Szenario ohne Ausfall der LNG-Terminals.

Durch den Ausfall in Mukran steigt die aus dem EWI-Modell TIGER gegenüber den Ergebnissen des COLUMBUS-Modells resultierende Nachfrageunterdeckung im Jahr 2025 in der EU noch leicht an, da die ausfallenden LNG-Importe in Deutschland nicht vollständig durch andere LNG-Terminals in Europa kompensiert werden können. Im Vergleich zum *Pipe Nord Szenario* ohne Ausfall von Mukran liegt diese im Jahr 2025 bei ca. 25 Mrd. m³ (+3 Mrd. m³). In den Folgejahren ergeben sich keine Unterschiede.

Die Ursachen für die Nachfrageunterdeckung in der EU im Vergleich der Modellergebnisse zwischen dem COLUMBUS- und dem TIGER-Modell sind die gleichen wie im *Pipe Nord Szenario* (Siehe Exkurs 1). Der Ausfall zusätzlicher Infrastruktur, wie hier am Beispiel von Mukran untersucht, kann zu einer Verschärfung der Transitengpässe im *Pipe Nord Szenario* führen. Diese mögliche Verschärfung begründet sich durch die hohe Bedeutung der LNG-Terminals zur Bewältigung des Wegfalls der Pipelinekapazitäten aus dem Norden, vor allem im Jahr 2025.

4.2.2 Risikoszenario: Ausfall von Pipelines aus dem Süden ab 2025

In diesem Szenario fallen Pipelinekapazitäten zwischen Nordafrika und dem Süden von Europa in Höhe von 54 Mrd. m³ aus. Der Preis steigt in Nordwesteuropa geringfügig um 1 EUR/MWh (+1 %) auf 40 EUR/MWh an. In Italien (+7 %) und Kroatien (+8 %) steigen die Preise etwas stärker, da hier der Importanteil aus Nordafrika höher ist. Auf den Märkten in Ostasien und den USA hat der Wegfall der Pipelinekapazität keine Auswirkungen auf den Preis. Da sich die Preise in Europa kaum ändern, gibt es weder in Deutschland (siehe Abbildung 25) noch in der EU eine nennenswerte Preisreaktion der Nachfrage.

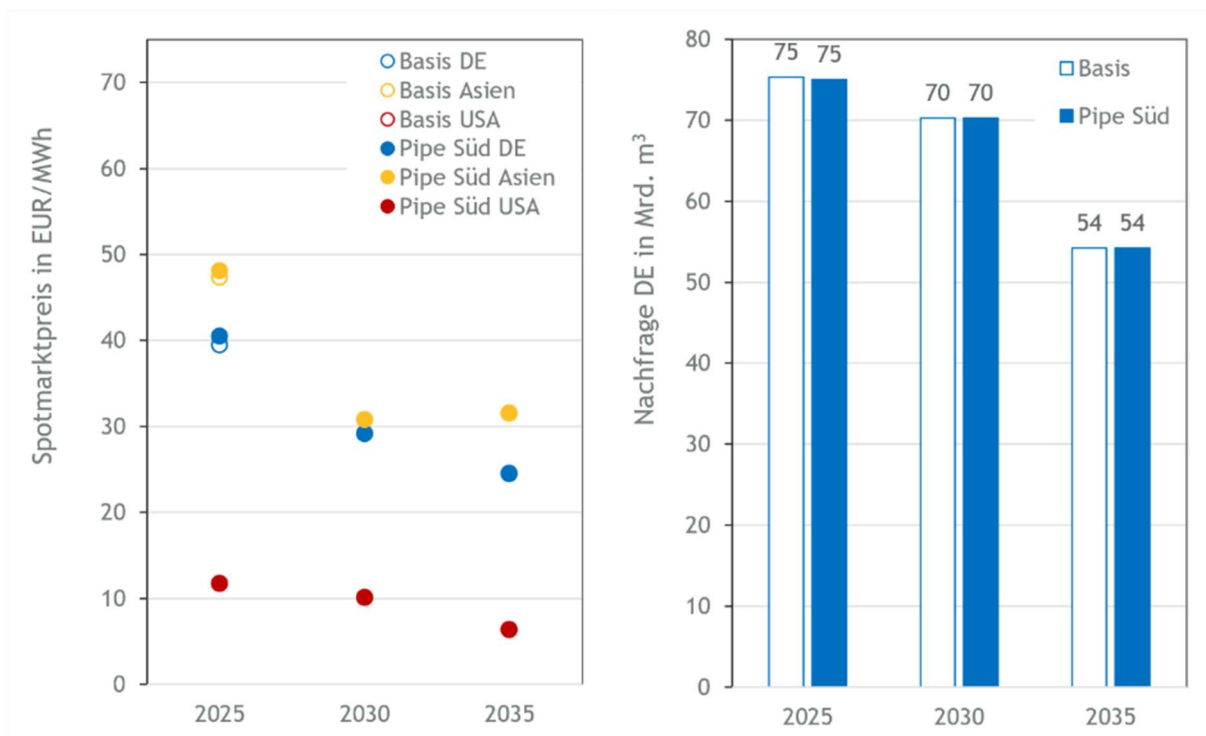


Abbildung 24: Preis- und Nachfrageentwicklung in Deutschland im *Pipe Süd Szenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Von den im Jahr 2025 ausgefallenen Pipelinekapazitäten zwischen Nordafrika und Südeuropa in Höhe von 54 Mrd. m³ pro Jahr wird gut ein Drittel bis zum Jahr 2030 wieder aufgebaut. Abbildung 24 zeigt, dass nach Spanien Pipelinekapazitäten von 6 Mrd. m³ pro Jahr und nach Italien 13 Mrd. m³ pro Jahr aufgebaut werden. Im Vergleich zum *Basisszenario* wird im Jahr 2030 weniger Gas über Italien nach Europa geleitet. Deswegen werden Pipelinekapazitäten zur Weiterleitung von Gas aus Italien nach Zentral- und Südosteuropa geringer ausgebaut als im *Basisszenario*.

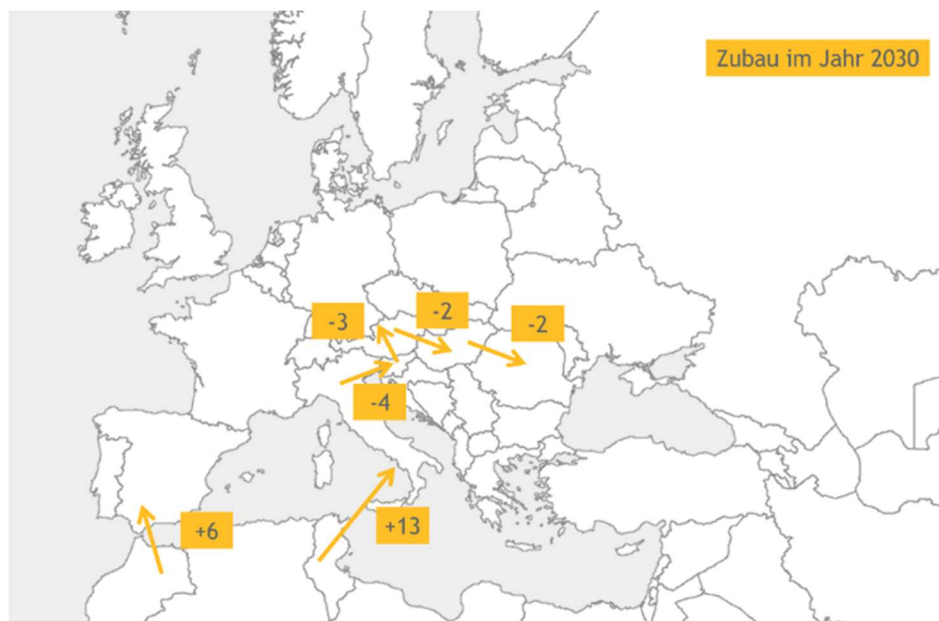


Abbildung 25: Delta des Ausbaus von zusätzlichen Pipelinekapazitäten zum *Basisszenario* in der EU im *Pipe Süd Szenario* in Mrd. m³ pro Jahr

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Durch die wegfallenden Mengen aus Nordafrika steigt der Gastransit durch Deutschland, um Südosteuropa mit Gas aus Norwegen und in Nordwesteuropa angelandetem LNG zu versorgen. Deutschland importiert im Jahr 2025 7 Mrd. m³ weniger aus Norwegen und kompensiert diese Mengen durch höhere LNG-Importe, darunter 3 Mrd. m³ aus den USA, und höhere Pipelineimporte aus den Niederlanden (siehe Abbildung 26). Der LNG-Anteil ist in allen Jahren ähnlich wie im *Basisszenario*. In der Importstruktur der EU, dargestellt in Abbildung 27, führt der Wegfall der Transportkapazitäten in Südeuropa dazu, dass 9 Mrd. m³ weniger Erdgas aus Nordafrika in die EU importiert werden. Die ausfallenden Pipelines sind im *Basisszenario* im Jahr 2025 nur zu 46 % ausgelastet, sodass bei Wegfall der beiden Pipelines lediglich 25 Mrd. m³ kompensiert werden müssen. Diese Menge an ausgefallenem Pipelinegas wird zu zwei Dritteln durch LNG aus Nordafrika substituiert, da in Algerien im *Basisszenario* ungenutzte Verflüssigungskapazitäten in Höhe von 34 Mrd. m³ pro Jahr vorhanden sind. Der Rest der fehlenden Mengen aus Nordafrika wird durch höhere Importe, vor allem aus den USA (+5 Mrd. m³) und Norwegen (+2 Mrd. m³) kompensiert.

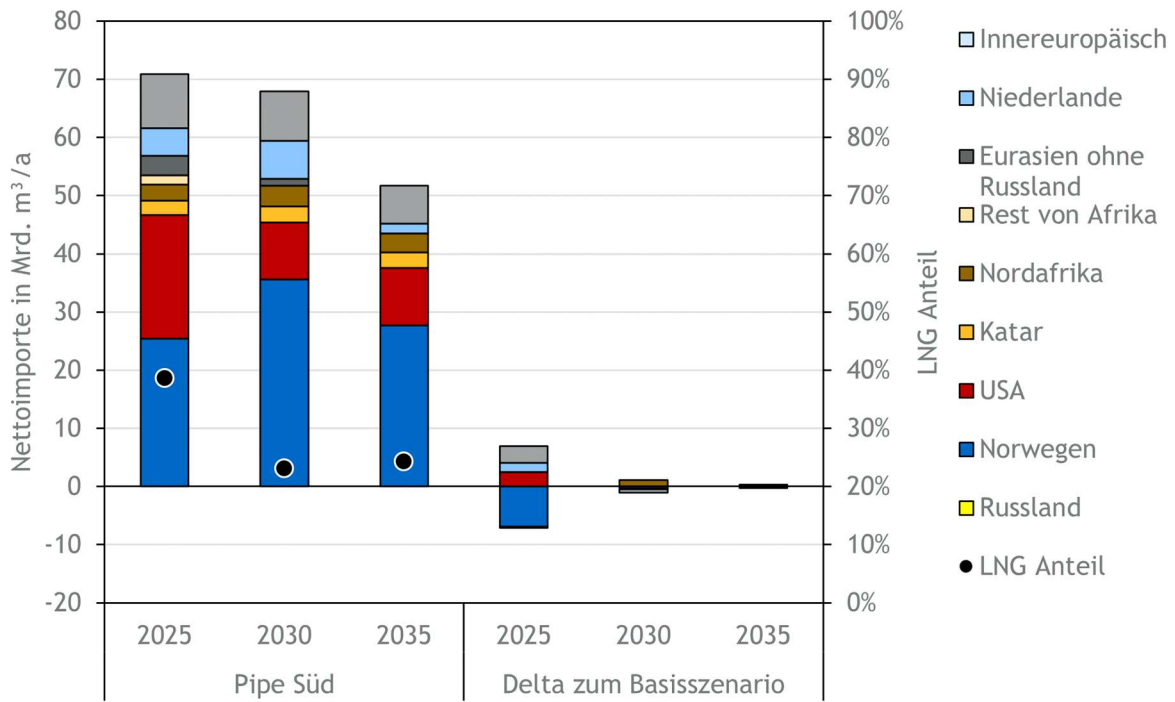


Abbildung 26: Importstruktur Deutschland im *Pipe Süd Szenario* im Vergleich zum *Basisszenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

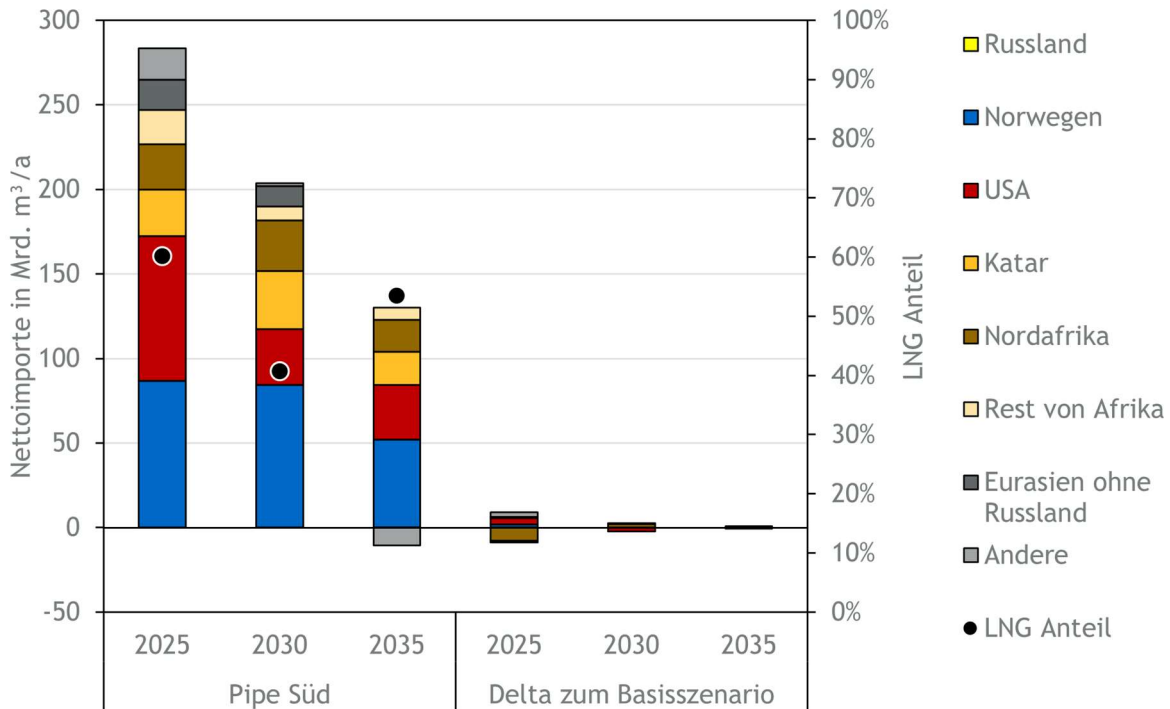


Abbildung 27: Importstruktur in der EU von im *Pipe Süd Szenario* im Vergleich zum *Basisszenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Die im *Basisszenario* ungenutzten Verflüssigungskapazitäten Algeriens werden nach dem Pipelineausfall im Jahr 2025 zu 70 % ausgelastet. Die Produktionskapazitäten in Algerien sind unverändert zum *Basisszenario* voll ausgelastet. Der Export von algerischem Erdgas ist durch Produktions- und nicht durch Infrastrukturkapazitäten begrenzt. Die Regasifizierungsterminals in Frankreich, Griechenland, den Niederlanden, Schweden und Großbritannien werden höher ausgelastet als im Basisszenario, um das ausgefallene Pipelinegas aus Nordafrika durch LNG zu kompensieren, wie in Abbildung 28 dargestellt.

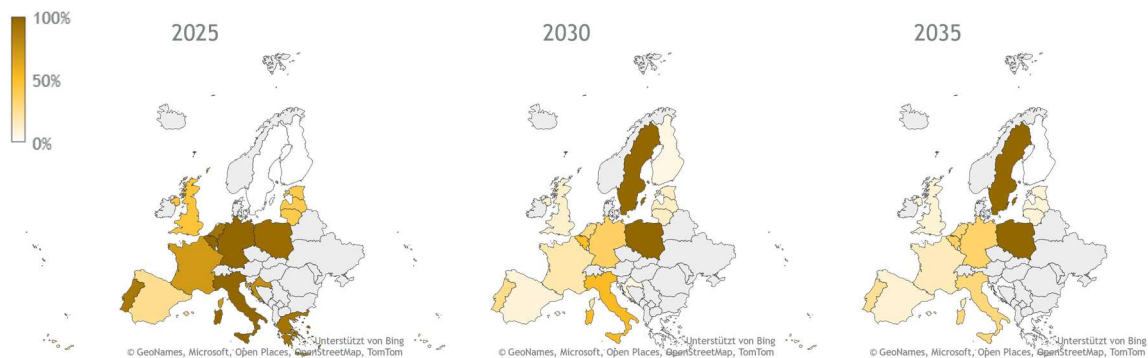


Abbildung 28: Auslastung der Regasifizierungsterminals in Europa im *Pipe Süd Szenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

4.2.3 Risikoszenario-Variante: Ausfall von Pipelines aus dem Süden ab 2025 und Umwidmung der Europipe I ab 2030

Durch die sinkende Nachfrage und den endogenen Zubau von Erdgas-Infrastruktur als Reaktion auf den Schock sind Pipelines zwischen Norwegen und Nordwesteuropa im Jahr 2030 im Risikoszenario *Pipe Süd* nicht voll ausgelastet. Eine zusätzliche Umwidmung der Europipe I in dieser Szenariovariante führt zu einer höheren Auslastung verbleibender Pipelines zwischen Norwegen und Nordwesteuropa, vor allem zwischen Norwegen und den Niederlanden wie in Abbildung 29 dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass die Pipelinekapazität zwischen Norwegen und Deutschland durch die Umwidmung der Europipe I im Jahr 2030 von 40 Mrd. m³ pro Jahr auf 22 Mrd. m³ pro Jahr sinkt. Trotz der Umwidmung werden die Pipelinekapazitäten zwischen Norwegen und Großbritannien bzw. Belgien nicht voll ausgelastet. Die Preise in Nordwesteuropa sowie weitere für die Resilienzbewertung relevante Kriterien wie die LNG-Auslastung und die Importstruktur bleiben durch die Umwidmung nahezu unverändert.

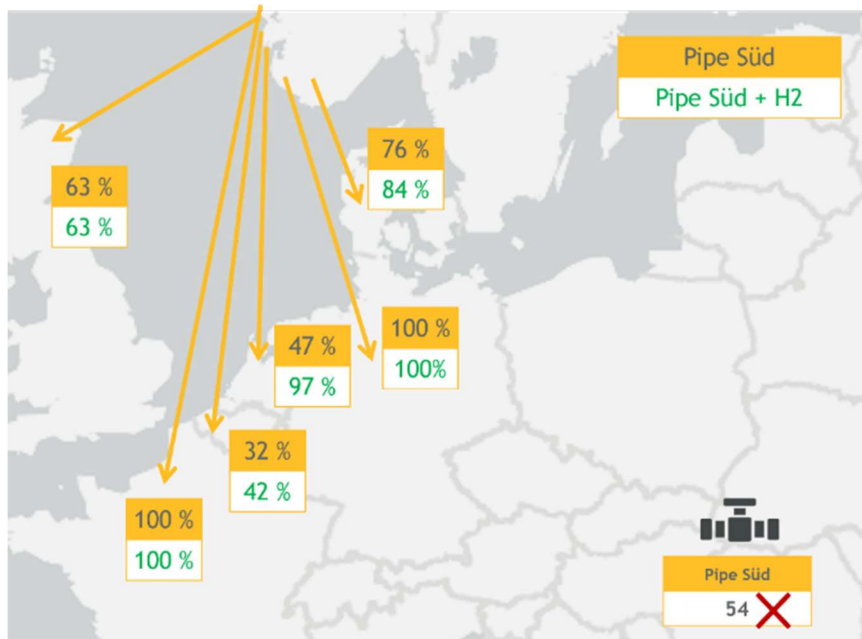


Abbildung 29: Auslastung der Pipelineinfrastruktur Europa im Jahr 2030 im *Pipe Süd + H2 Szenario* im Vergleich zum *Pipe Süd Szenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Untersuchung der Gasversorgung Deutschlands unter Infrastrukturrestriktionen

Die aus diesem Szenario resultierenden Ergebnisse werden im Folgenden mit dem Basisszenario verglichen, da das *Pipe Süd* Szenario ohne Umwidmung der Europipe I nicht mit dem EWI-Modell TIGER untersucht wurde. Allerdings entspricht das *Pipe Süd + H2 Szenario* in dem Jahr 2025 dem *Pipe Süd* Szenario, da die Umwidmung erst für Jahr 2030 angenommen wird. Der Ausfall von Pipelinekapazitäten aus dem Süden nach Europa führt in Deutschland im Vergleich zum Basisszenario zu Veränderungen der Flüsse an den Grenzübergangspunkten, wie in Abbildung 30 dargestellt. Während im Jahr 2025 im Vergleich zum *Basisszenario* sowohl die Importkapazitäten aus Norwegen unverändert vollausgelastet sind als auch Gasimporte aus den Niederlanden und Frankreich konstant bleiben, importiert Deutschland insgesamt knapp 13 Mrd. m³ mehr Gas als im *Basisszenario*. Hierbei wird vor allem der Import aus Belgien (+8 Mrd. m³) sowie Export bzw. erneute Import aus Tschechien (+6 Mrd. m³) erhöht. Das Gas wird benötigt, um südliche Nachbarstaaten und angrenzende Regionen mit Gas zu versorgen, die besonders vom Ausfall der Pipelinekapazitäten aus dem Süden betroffen sind. Die gesteigerten Exporte entfallen vor allem auf Österreich, die Schweiz und Tschechien.

Ab dem Jahr 2030 entfällt in diesem Szenario zusätzlich die Europipe I zwischen Norwegen und Deutschland, sodass nur noch 22 Mrd. m³ aus Norwegen importiert werden. Die wegfallenden Gasimporte aus Norwegen werden größtenteils durch eine Steigerung der Importe aus Belgien, den Niederlanden und der Schweiz erreicht. Insgesamt werden knapp 5 Mrd. m³ weniger Gas nach Deutschland importiert bzw. ca. 4 Mrd. m³ aus Deutschland exportiert.

Durch den Wegfall der Europipe I ist Deutschland ab dem Jahr 2030 weniger flexibel bei der Weiterleitung von Gas an Nachbarstaaten im Süden, um den Ausfall der Pipelinekapazitäten aus dem Süden entgegenzuwirken. Die LNG-Importe nach Deutschland bleiben im Vergleich zum Basisszenario nahezu unverändert.

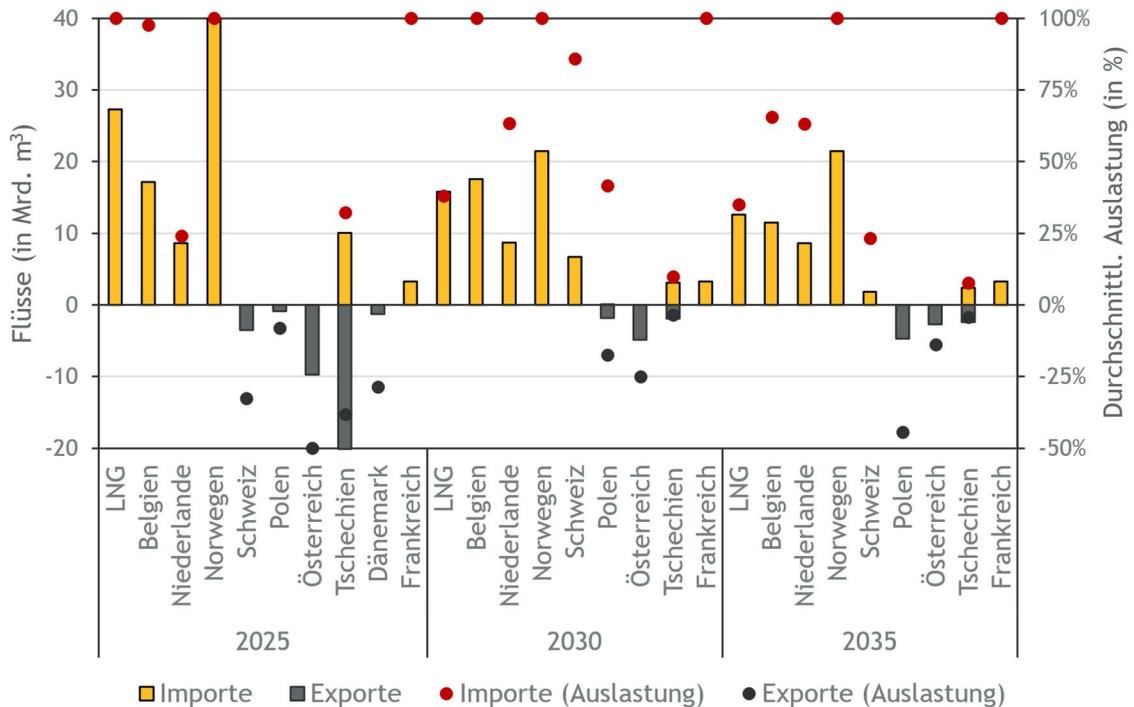


Abbildung 30: Im- und Exporte über Pipelines sowie Auslastung im *Pipe Süd + H2* Szenario

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Der Ausfall der Pipelines aus dem Süden und der Wegfall der Europipe I ab dem Jahr 2030 bedeutet für die innerdeutsche Gasinfrastruktur, dass eine verstärkte Auslastung der Pipelines im (Süd-)Westen Deutschlands im Jahr 2025 erkennbar ist (Abbildung 31). Eine höhere Auslastung dieser Pipelines lässt sich durch den Export von Erdgas in die Schweiz erklären, um die ausgefallenen Mengen aus dem Süden auszugleichen. Im Gegensatz dazu, ist die Auslastung der Pipelines im Nordwesten sowie der Transit in Richtung Tschechien weniger stark ausgelastet als im *Basisszenario*. Die Pipelines im (Nord-)Osten werden im Zeitverlauf stärker ausgelastet als im *Basisszenario*, während sich die Auslastung der Pipelines im Südwesten aufgrund einer sinkenden Erdgasnachfrage und damit verbundenen entspannteren Situation im Süden Europas entspannt. Im betrachteten Szenario sinkt insgesamt die Auslastung deutscher Pipelines von der höchsten Auslastung aller Szenarien von 51 % in 2025 auf 39 % in 2035.

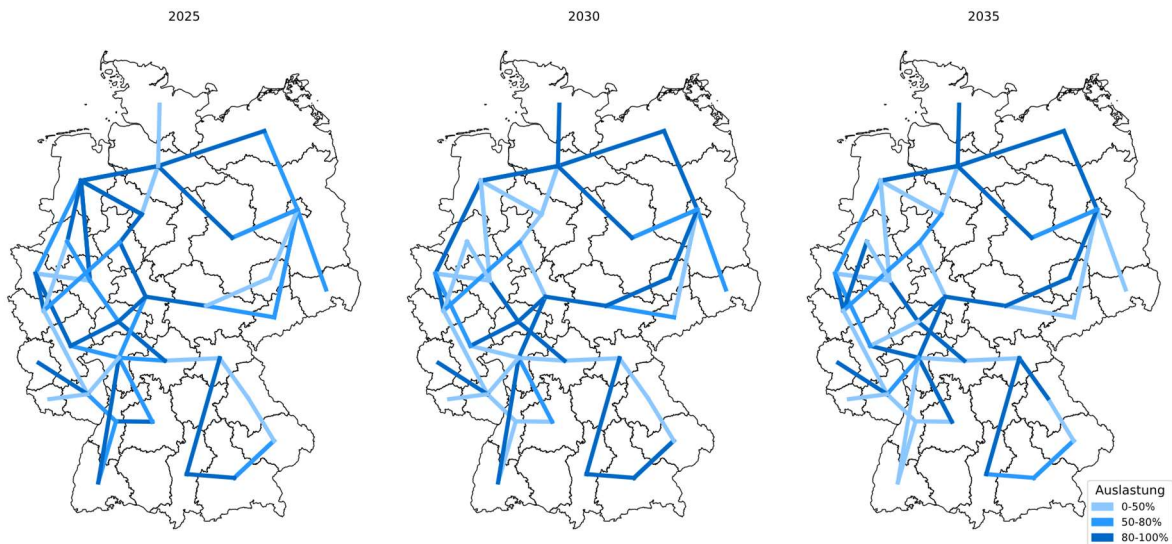


Abbildung 31: Durchschnittliche gewichtete maximale Auslastung von Pipelines innerhalb Deutschlands im *Pipe Süd + H2 Szenario*

(Quelle: Eigene Darstellung (EWI))

Abbildung 32 zeigt die aggregierten Speicherfüllstandsverläufe der Gasspeicher in Deutschland in den Jahren 2025, 2030 und 2035. Im Jahr 2025 ergibt sich ein Mindestfüllstand im April von 70 %, sodass die Speicher durch den Ausfall von Pipelines aus dem Süden im Vergleich zum *Basisszenario* stärker entleert werden (- 5 Prozentpunkte bzw. -1 Mrd. m³). Der zusätzliche Ausfall von Importen aus Norwegen (Europipe I) ab dem Jahr

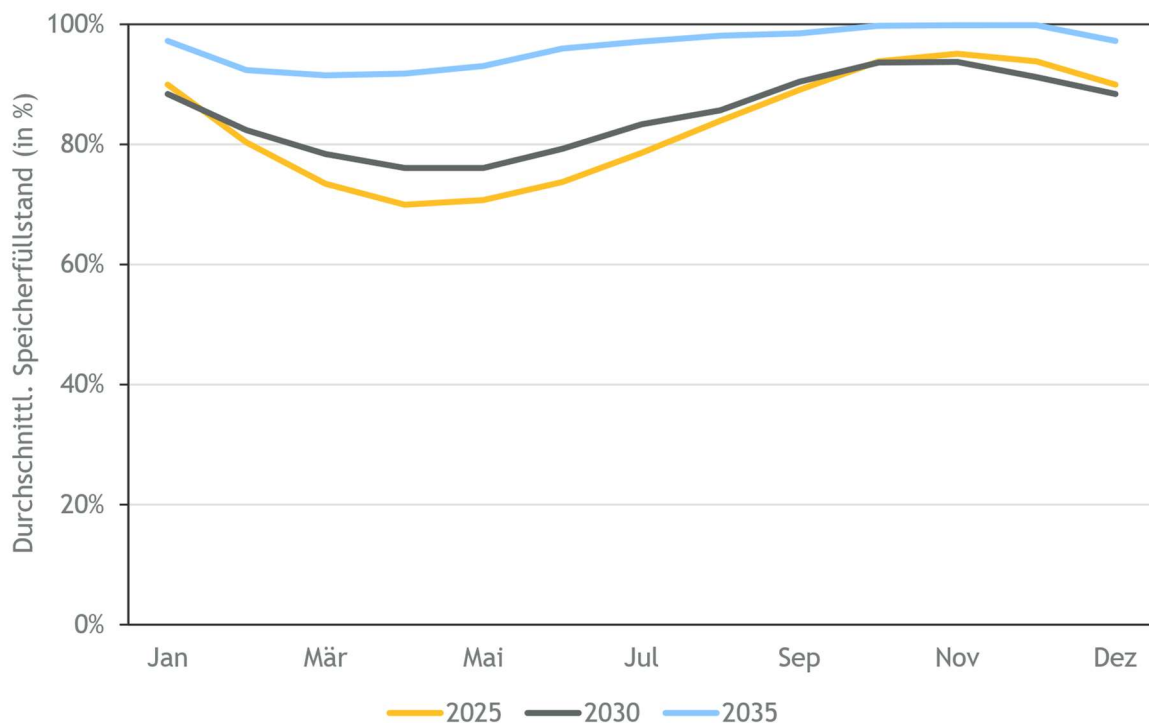


Abbildung 32: Aggregierte Speicherfüllstandsverläufe in Deutschland im *Pipe Süd + H2 Szenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

2030 hat keinen verstärkenden Effekt auf die Speicherfüllstände in Deutschland. Im Jahr 2035 nimmt die Relevanz der Gasspeicher durch die unterstellte Nachfragereduktion weiter ab. Hierbei werden nur ca. 8 % (2 Mrd. m³) der verfügbaren Speicherkapazitäten in Deutschland zur Nachfragedeckung benötigt.

In diesem Szenario wird aufgrund der Infrastrukturrestriktionen im EWI-Modell TIGER ebenfalls eine Nachfrageunterdeckung im Vergleich zu den Ergebnissen aus dem COLUMBUS-Modell berechnet. Diese beläuft sich im Jahr 2025 in der EU auf 15 Mrd. m³ (5 % der Nachfrage). Die Nachfrageunterdeckung tritt dabei hauptsächlich in Italien auf. In Deutschland und seinen Nachbarländern treten keine Nachfrageunterdeckungen auf. Gründe hierfür können, ebenso wie im *Pipe Nord Szenario*, inländische Pipelinerestriktionen, die monatliche Auflösung des EWI-Modell TIGER verbunden mit saisonal hoher Nachfrage in den Wintermonaten sowie die im Modell abgebildeten Restriktionen zur unterjährigen Wiederfüllung der Speicher.

Durch die in Exkurs 1 beschriebenen Faktoren könnte sich die infrastrukturbedingte Nachfrageunterdeckung bei einer integrierten Modellbetrachtung mit angepassten Gasflüssen und Gleichgewichtspreisen ohne größere Preisveränderungen und Marktanspannungen auflösen. Mögliche Preissteigerungen zum Ausgleich der infrastrukturbedingten Engpässe, die vom Marktgleichgewicht in COLUMBUS abweichen, sind in diesem Szenario vor allem in Italien zu erwarten.

Untersuchung des zusätzlichen Ausfalls der LNG-Terminals in der deutschen Ostsee

In einer weiteren Sensitivität wird der zusätzliche Ausfall der LNG-Terminals in Mukran an der deutschen Ostseeküste (Kapazität insgesamt 12 Mrd. m³ in 2025 sowie 14 Mrd. m³ in 2030 und 2035) in allen drei Jahren untersucht. Dadurch wird in Deutschland im Jahr 2025 11,5 Mrd. m³ weniger LNG importiert. Vergleichbar mit dem *Pipe Nord Szenario* (Kapitel 4.2.1) führt der unterstellte Ausfall ab dem Jahr 2030 zu keinen signifikanten Veränderungen der Gesamtimporte von LNG in Deutschland, da die LNG-Terminals in Deutschland bereits im *Basisszenario* nur noch geringfügig genutzt werden.

Im Jahr 2025 wird der Ausfall der LNG-Importe an der deutschen Ostseeküste besonders durch die Reduktion der Gasexporte nach Tschechien (-12 Mrd. m³) und Österreich (-8 Mrd. m³) kompensiert. Diese Gasexporte werden im gleichen Szenario ohne den Ausfall von Mukran für die Versorgung der südlichen Nachbarstaaten Deutschlands und angrenzenden Regionen verwendet, da dort weniger Gas durch den Ausfall von Pipelines aus dem Süden zur Verfügung steht. Gleichzeitig werden geringe Mengen aus der Schweiz zur zusätzlichen Nachfragedeckung in Deutschland importiert (+1,5 Mrd. m³). Durch den Ausfall in Mukran steigt die mit dem EWI-Modell TIGER berechnete infrastrukturbedingte Nachfrageunterdeckung gegenüber den Ergebnissen des COLUMBUS-Modells im Jahr 2025 in Europa von 15 Mrd. m³ auf 24 Mrd. m³ deutlich an. Der Anstieg ist im Vergleich zum *Pipe Süd + H2 Szenario* vor allem in Italien zu verzeichnen und betrifft nun auch Österreich, Ungarn und Kroatien. In Deutschland kommt es weiterhin nicht zu einer Nachfrageunterdeckung. Ab dem Jahr 2030 kann die unterstellte Nachfrage wieder vollständig gedeckt werden. Ursachen für die Nachfrageunterdeckung entsprechen denen im *Pipe Nord* und *Pipe Süd + H2 Szenario*.

Durch die in Exkurs 1 genannten Faktoren könnten die infrastrukturbedingten Nachfragereduktionen bei einer alternativen Modellierungsmethodik geringer ausfallen. Dennoch besteht das Risiko einer regionalen Nachfrageunterdeckung und somit von Preissteigerungen in Italien, welche sich bei einer reduzierten LNG-Regasifizierungskapazität in Nordwesteuropa auf Mittel- und Südosteuropa ausweiten können. Es ist nicht ausgeschlossen, dass Deutschland aufgrund der Rolle als Transitland für Mittel- und Südosteuropa ebenfalls zumindest von leichten Preissteigerungen betroffen sein könnte.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine Verringerung der LNG-Terminals in Deutschland direkte Auswirkungen auf die Nachfragedeckung in Nachbarländern haben kann. Da lediglich der Ausfall von Mukran, nicht aber von anderen deutschen Terminals, untersucht wurde, kann mit den vorliegenden Untersuchungen keine Aussage dazu getroffen werden, ob Mukran oder ein anderes deutsches LNG-Terminal für die Versorgung von Deutschland und Europa mit Erdgas von höherer Bedeutung ist als andere LNG-Terminals.

Die Pipelineauslastung in Deutschland wird von den geringeren LNG-Importen kaum beeinflusst. Einige Pipelines werden stärker ausgelastet, jedoch ist hier ein klares regionales Bild nicht erkennbar. Diese Entwicklung bleibt auch im Jahr 2030 und 2035 bestehen, betrifft hier jedoch ebenfalls andere Pipelines als im Jahr 2025. Im Jahr 2025 ist eine leicht höhere Auslastung von Verbindungen zwischen einzelnen Regionen u. a. im (Nord-)Osten und Südosten erkennbar. Der zusätzliche Ausfall der LNG-Terminals in Mukran hat keine signifikanten Auswirkungen auf die Gasspeicher in Deutschland. Speicherfüllstände und Ein- bzw. Ausspeichersalden gleichen nahezu dem Szenario ohne Ausfall der Kapazitäten in Mukran.

4.2.4 Risikoszenario: Ausfall wichtiger LNG-Mengen auf dem Weltmarkt ab 2025

In diesem Szenario fallen mit 105 Mrd. m³ die größten Mengen in allen Szenarien weg. Da es sich bei den wegfallenden Mengen um LNG handelt, ist der Angebotsschock nicht regional, sondern betrifft den Weltmarkt. Dadurch entstehen die größten Auswirkungen auf Preise und Nachfrage aller betrachteten Szenarien. Aufgrund von Limitationen und Produktions- und Infrastrukturkapazitäten können die ausfallenden Mengen nur zum Teil kompensiert werden. Insgesamt ergibt sich eine angespannte Lage auf dem Weltmarkt.

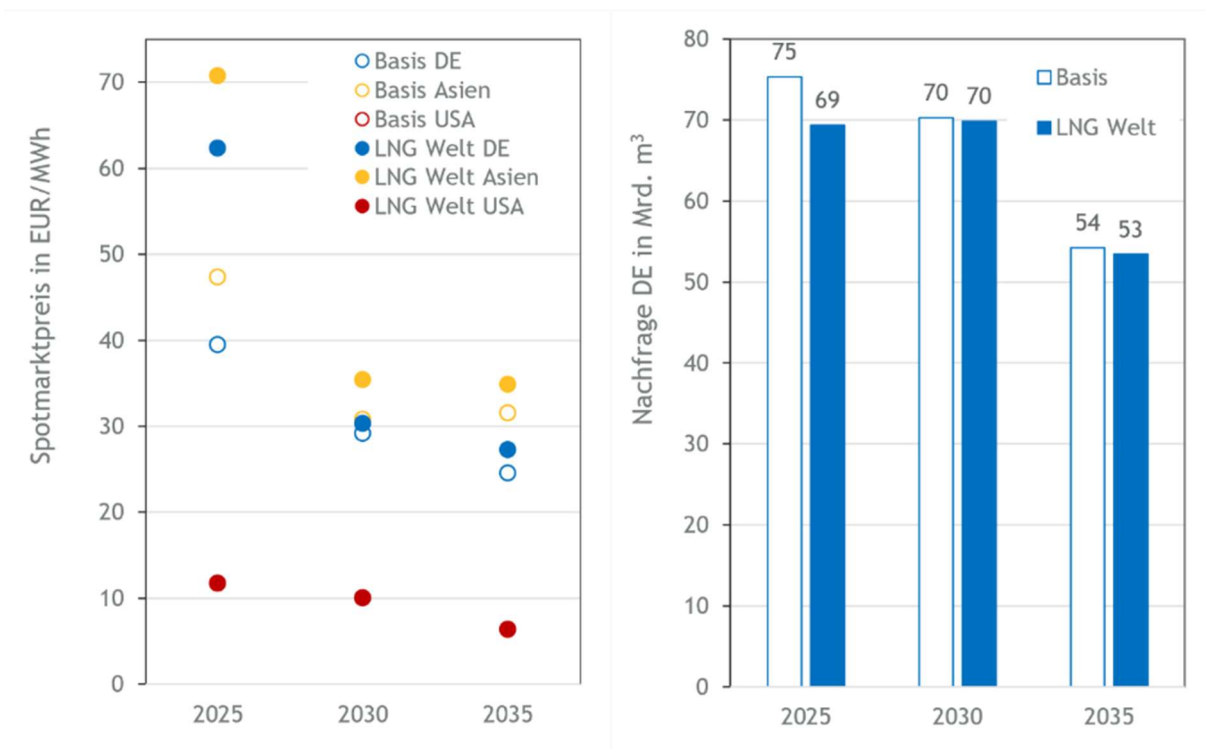


Abbildung 33: Preis- und Nachfrageentwicklung in Deutschland im *LNG Welt Szenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Im Jahr 2025 führt die Verknappung zu einem Preisanstieg von knapp 23 EUR/MWh (+60 %) auf 62 EUR/MWh in Nordwesteuropa (Abbildung 33). In Asien führt die Verknappung absolut zu einem höheren Preisniveau von 71 EUR/MWh (Steigerung um 24 EUR/MWh oder 50 %), da die Region einen höheren Anteil an LNG an den Gesamtimporten aufweist und die unterstellte Nachfrage langsamer fällt als in Europa. In den USA hat die Verknappung keinen Einfluss auf die Preise. Auch nach 2025 verbleiben die Preise in Nordwesteuropa und Ostasien auf einem leicht erhöhten Niveau im Vergleich zum *Basisszenario*, da der Ausfall der LNG-Mengen auf dem Weltmarkt aufgrund von Limitationen bei Produktions- und Infrastrukturkapazitäten nur begrenzt kompensiert werden kann. Die wegfallenden Mengen werden in Europa und Asien zu 75 % durch eine preisbedingte Nachfragerreaktion kompensiert, weil der LNG-Markt eng ist und kaum zusätzliches Pipelinegas importiert werden kann. Global sinkt die Nachfrage um 2 %, in Deutschland und der EU um 7 %.

Im Vergleich zum *Basisszenario* verändern sich die Infrastrukturinvestitionen in diesem Risikoszenario nur geringfügig, da aufgrund von Produktionsbeschränkungen nicht mehr LNG bereitgestellt werden kann. Investitionen zum Transit von in Nordwesteuropa angelandetem LNG nach Zentral- und Südosteuropa fallen geringer aus (z. B. von Österreich nach Ungarn, von Ungarn nach Rumänien und von Italien in die Slowakei).

In der in Abbildung 34 dargestellten Importstruktur Deutschlands kann das wegfallende LNG aus dem Nahen Osten nicht vollständig kompensiert werden. Es fehlen 3 Mrd. m³ aus Katar sowie 2 bzw. 1 Mrd. m³ aus den USA und Norwegen, welche nun in andere Länder fließen, da diese noch stärker von dem Lieferausfall aus dem Nahen Osten betroffen sind. Ab 2030 ist in Deutschland hingegen kein Nachfragerückgang im Vergleich zum *Basisszenario* zu verzeichnen.

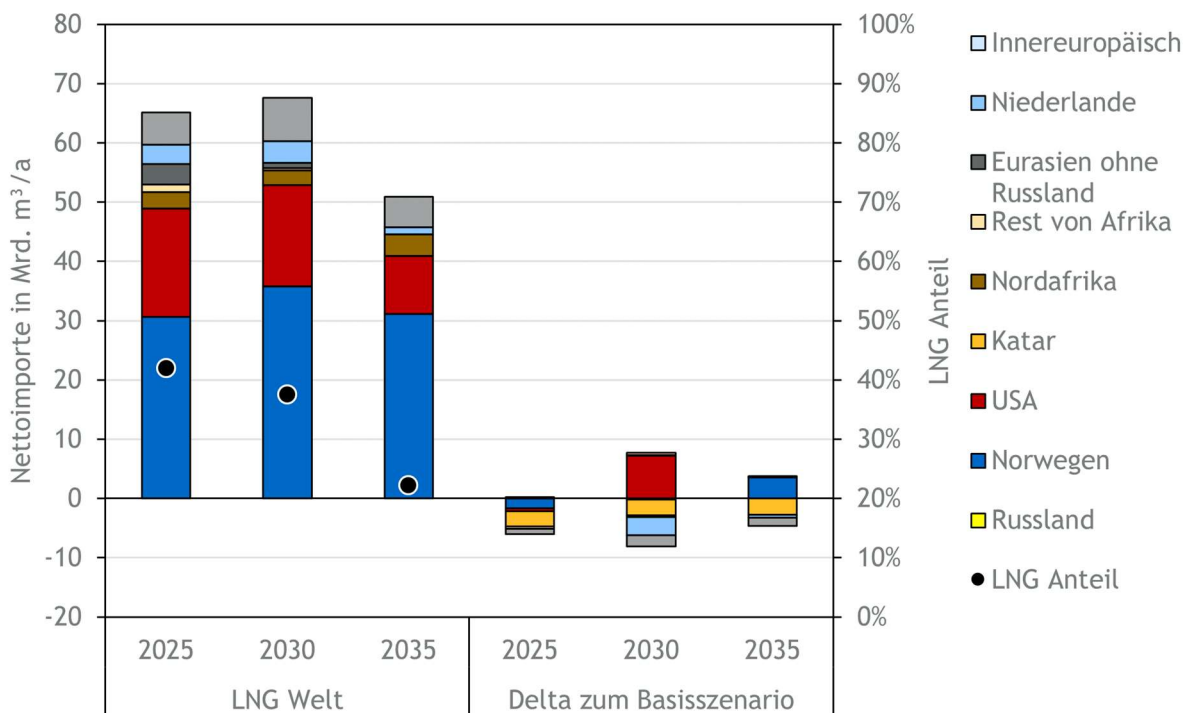


Abbildung 34: Importstruktur Deutschland im *LNG Welt Szenario* im Vergleich zum *Basisszenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

In der Importstruktur der EU können die Mengen, die im *Basisszenario* aus dem Nahen Osten importiert wurden, ebenfalls nicht kompensiert werden. Darüber hinaus fehlen weitere LNG Mengen aus Afrika, welche aufgrund des engen LNG-Marktes nach Asien statt in die EU gehen.

Im Jahr 2030 können die fehlenden Mengen Großteils mit LNG aus den USA ausgeglichen werden. Die Kompensation ist durch Ausbau von Verflüssigungskapazitäten in den USA bei gleichzeitiger Reduktion der Nachfrage möglich (siehe Abbildung 36).

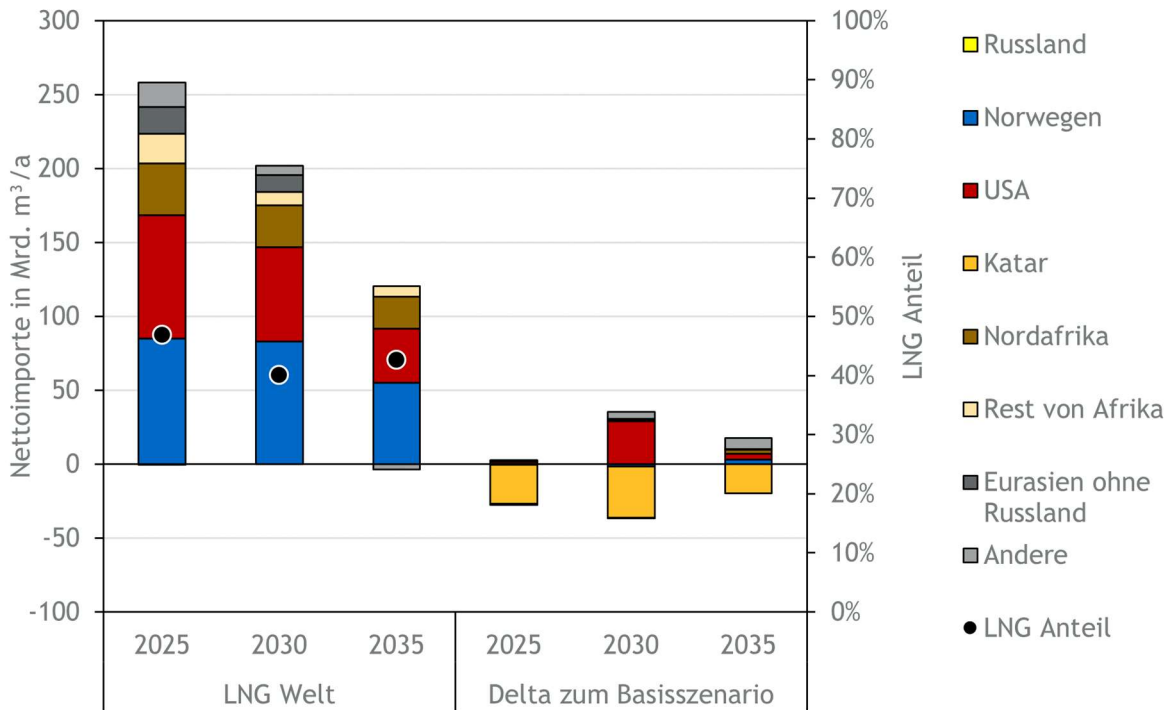


Abbildung 35: Importstruktur der EU im *LNG Welt* Szenario im Vergleich zum *Basisszenario*
 Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Da die Reaktion auf die Verknappung des weltweiten LNG-Angebots in Europa vor allem nachfrageseitig abgedeckt wird, verbleiben die Auslastungen der Regasifizierungskapazitäten in Europa auf ähnlichem Niveau wie im *Basisszenario*. Dabei steigt die Auslastung leicht in Griechenland, Frankreich und den Niederlanden an.

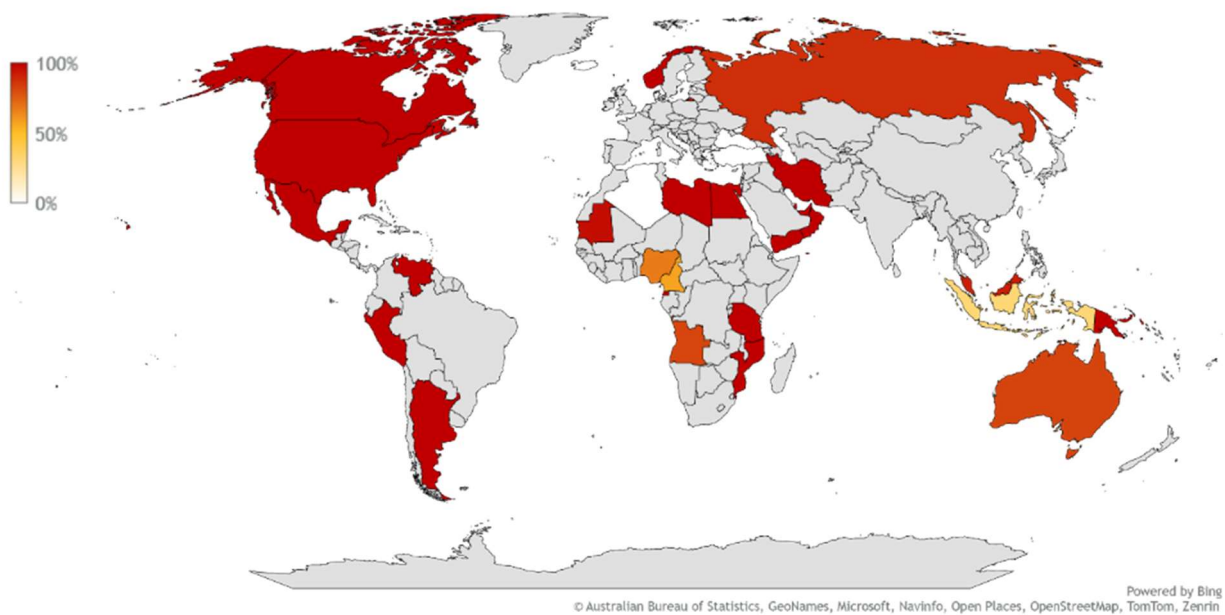


Abbildung 36: Globale Auslastung der Verflüssigungsterminals im Jahr 2025 im *LNG Welt* Szenario
 Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

4.2.5 Risikoszenario: Ausfall wichtiger LNG-Importmengen ab 2025

Das Szenario unterstellt den Ausfall großer Liefermengen aus dem westatlantischen Becken für die EU ab dem Jahr 2025. Dadurch fallen insgesamt LNG-Importe in Höhe von 84 Mrd. m³ aus, die im *Basisszenario* ca. 30 % der Gesamtimporte ausmachen.

Aufgrund der ausfallenden Mengen steigen die Preise in Nordwesteuropa um 8 EUR/MWh (23 %) auf 47 EUR/MWh im Jahr 2025 an und liegen damit über den Preisen in Ostasien (siehe Abbildung 37). Da sich die Auswirkungen des Szenarios auf Europa konzentrieren, ergeben sich nur in Europa Preissteigerungen. In Asien sinken die Preise um 4 EUR/MWh (-8 %) auf 44 EUR/MWh, da dem asiatischen Markt ein größeres Angebot an LNG zu Verfügung steht. Die Preisreaktion ist im Jahr 2025 am stärksten, aber auch danach bleiben die Preise in Nordwesteuropa leicht höher und in Ostasien leicht niedriger als im *Basisszenario*.

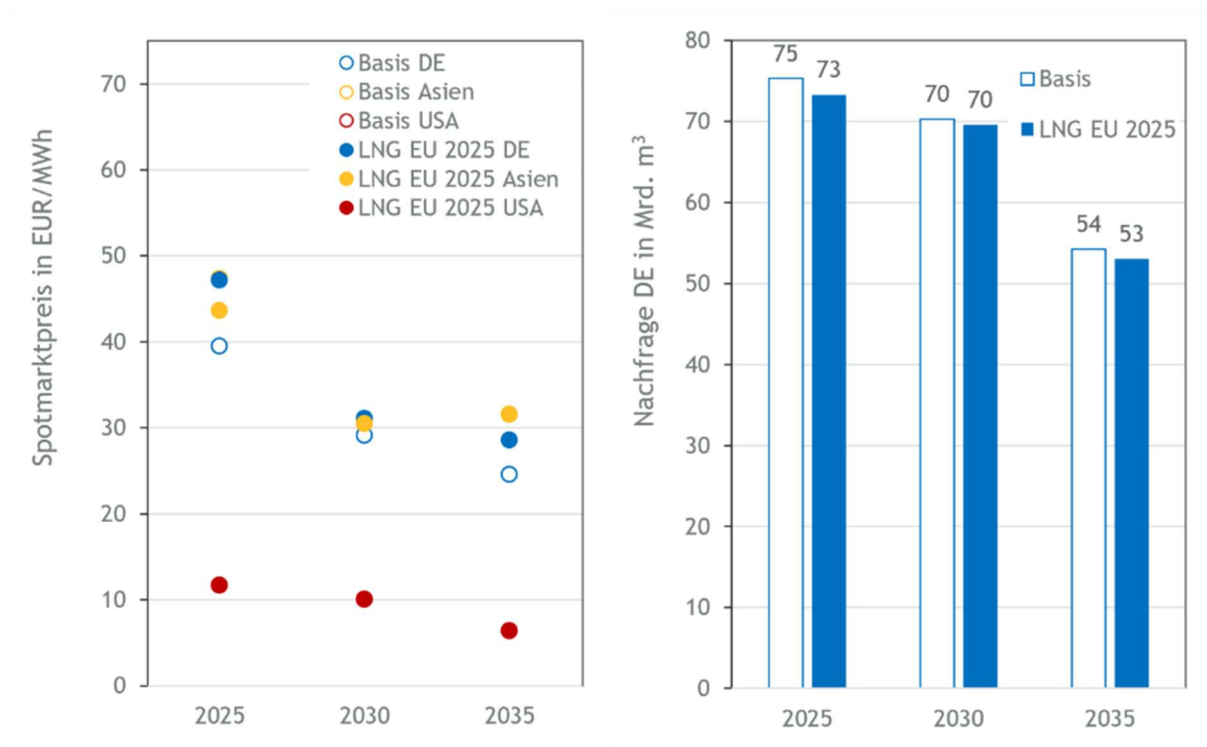


Abbildung 37: Preis- und Nachfrageentwicklung in Deutschland im LNG EU 2025 Szenario

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Als Reaktion auf die ausfallenden LNG-Importe in die EU werden die Pipelineverbindungen in Zentral- und Osteuropa weniger stark ausgebaut als im Basisszenario (Abbildung 38). Der Kapazitätsausbau zwischen Österreich und Ungarn und in weiten Teilen Osteuropas wird nicht realisiert wie im *Basisszenario*. Bei anderen Verbindungen, wie zwischen Slowenien und Italien bzw. Österreich, fällt der Ausbau geringer aus. Die Kapazitäten zwischen Großbritannien und den Niederlanden werden doppelt so stark ausgebaut wie im *Basisszenario* und der Ausbau erfolgt bereits im Jahr 2030.

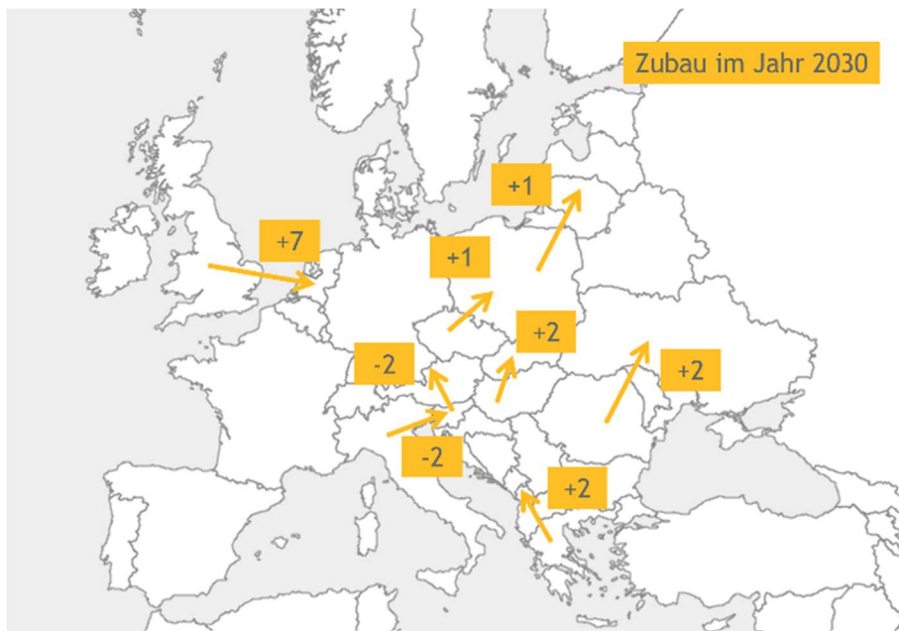


Abbildung 38: Ausbau von zusätzlichen Pipelinekapazitäten zum *Basisszenario* in der EU im *LNG EU 2025 Szenario* in Mrd. m³ pro Jahr

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Abbildung 39 zeigt die Importstruktur in Deutschland im *LNG EU 2025 Szenario*. Die ausfallenden Mengen treffen die Importstruktur Deutschlands besonders stark, da Deutschland im *Basisszenario* mit 19 Mrd. m³ am meisten LNG aus der ausfallenden Region bezogen hat. Der LNG-Anteil an den deutschen Gasimporten sinkt deutlich, da sich neben den fehlenden Mengen auch die Preise für LNG deutlich erhöht haben. Gleichzeitig wird Deutschland durch kleinere LNG-Exportländer wie Mexiko und Trinidad und Tobago mit LNG versorgt.

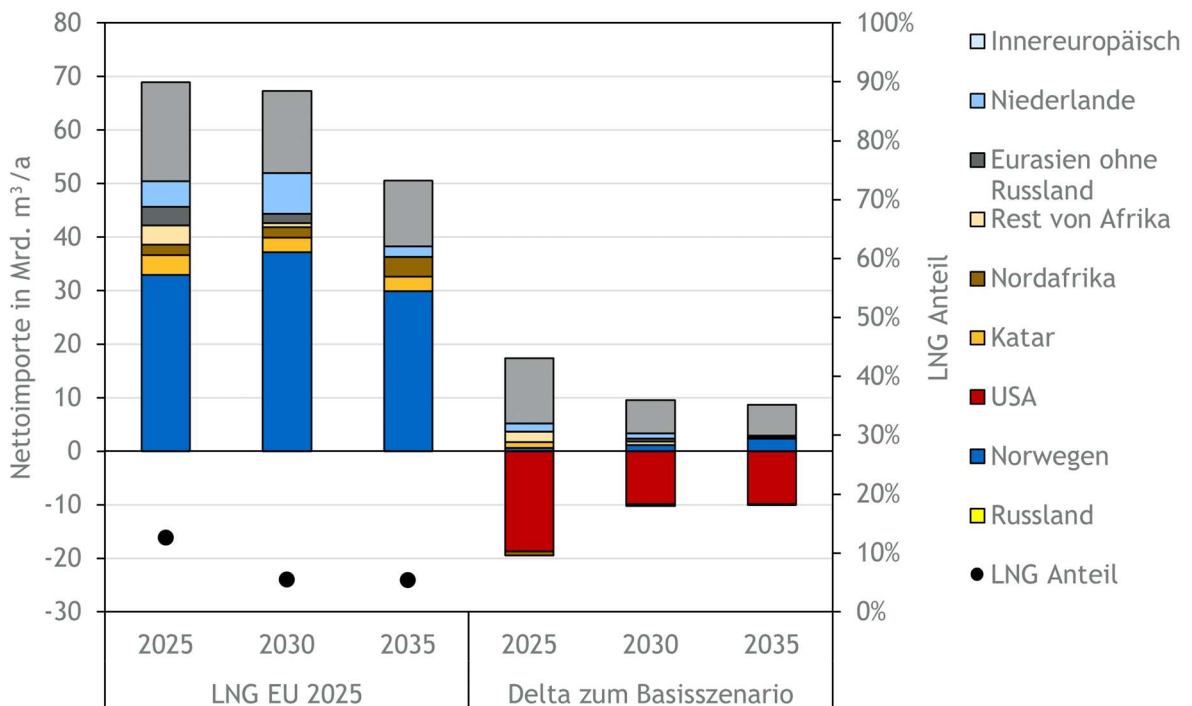


Abbildung 39: Importstruktur Deutschland im *LNG EU 2025 Szenario* im Vergleich zum *Basisszenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Als Konsequenz des verknappten LNG-Angebots wird in der Importstruktur der EU mehr LNG aus alternativen Weltregionen bezogen und es kommt zu einer Diversifizierung der LNG-Importe. Insbesondere wird mehr LNG aus Norwegen, Katar, Trinidad und Tobago und dem Rest von Afrika importiert. Die für die EU ausfallenden LNG-Mengen werden stattdessen nach Asien (36 Mrd. m³), nach Südamerika (8 Mrd. m³) und nach Großbritannien (37 Mrd. m³) exportiert. Der Wechsel Großbritanniens von vornehmlich norwegischem Pipelinegas (*Basisszenario*) zu LNG führt zu freiwerdenden Exportkapazitäten Norwegens, sodass mehr Pipelinegas aus Norwegen in die EU gelangen und der Angebotsschock abgemildert werden kann. Die LNG Regasifizierungsterminals in Großbritannien werden nun im Gegensatz zum Basisszenario voll ausgelastet, wobei keine Lieferungen des westatlantischen Beckens über Großbritannien in die EU gelangen.

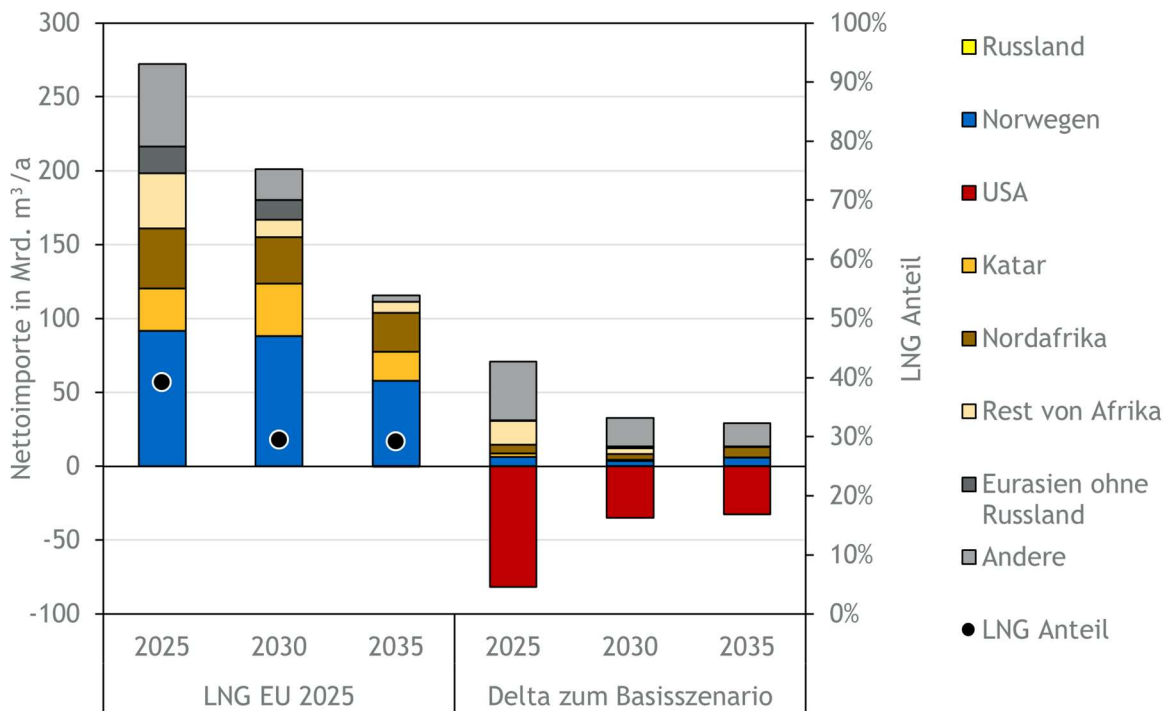


Abbildung 40: Importstruktur in der EU *LNG EU 2025 Szenario* im Vergleich zum *Basisszenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Die Auslastung der LNG-Terminals in Belgien, Deutschland, Italien und den Niederlanden liegt in diesem Szenario deutlich niedriger als im *Basisszenario* (Abbildung 41). So liegt die Auslastung in Deutschland bei durchschnittlich 32 %, in den Niederlanden nur bei 15 %.¹⁰ Die LNG-Terminals in Großbritannien sind hingegen zu 100 % ausgelastet. Auch die Verflüssigungsanlagen in den USA sind im Jahr 2025 zu 100 % ausgelastet.

¹⁰ Im EWI-Modell COLUMBUS kann es durch die in Kapitel 5.3 beschriebenen, notwendigen Vereinfachungen in der Abbildung des Gasmärktes zu Verschiebungen der Auslastung innerhalb der Region Nordwesteuropa kommen. In der Realität ist daher grundsätzlich damit zu rechnen, dass sich in Abhängigkeit von der tatsächlich eintretenden individuellen Markt- und Versorgungslage auch andere Verteilungen der Auslastung der LNG-Terminals in Nordwesteuropa ergeben können

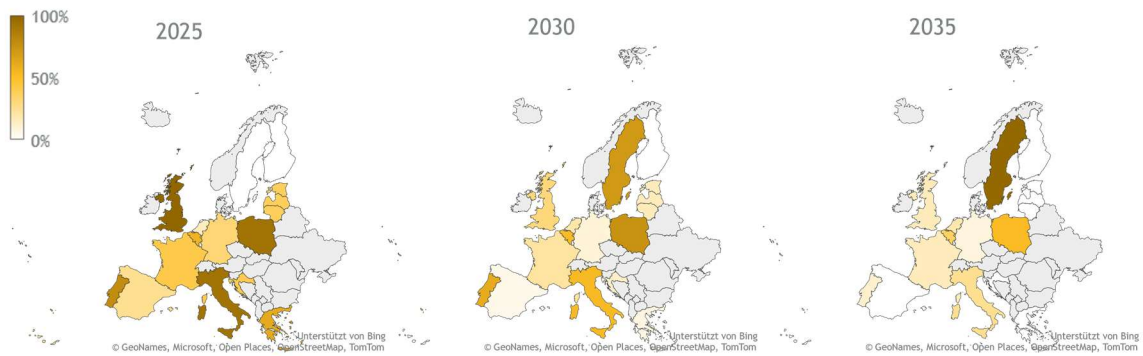


Abbildung 41: Auslastung der Regasifizierungsterminals in Europa im *LNG EU 2025 Szenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

4.2.6 Risikoszenario-Variante: Ausfall wichtiger LNG-Importmengen ab 2025 und Umwidmung Europipe I ab 2030

Durch die Umwidmung der Europipe I sinkt die Pipelinekapazität zwischen Norwegen und Deutschland im Jahr 2030 von 40 Mrd. m³ auf 22 Mrd. m³. Im Jahr 2030 sind durch die sinkende Nachfrage Pipelinekapazitäten zwischen Norwegen und Nordwesteuropa nicht voll ausgelastet. Somit kann die Umwidmung der Europipe I durch eine höhere Auslastung von Pipelines zwischen Norwegen und den Niederlanden sowie Norwegen und Belgien kompensiert werden.

Die Bedeutung der verbleibenden Pipelinekapazitäten zwischen Norwegen, Deutschland, den Niederlanden und Belgien steigt deutlich. Die Norpipe wird nach der Umwidmung im Jahr 2030 fast vollständig ausgelastet. Bei der Zeepipe verbleiben Pufferkapazitäten, diese wird ca. zur Hälfte ausgelastet. Weitere Pufferkapazitäten gibt es über die Route über Großbritannien, vgl. Abbildung 42.

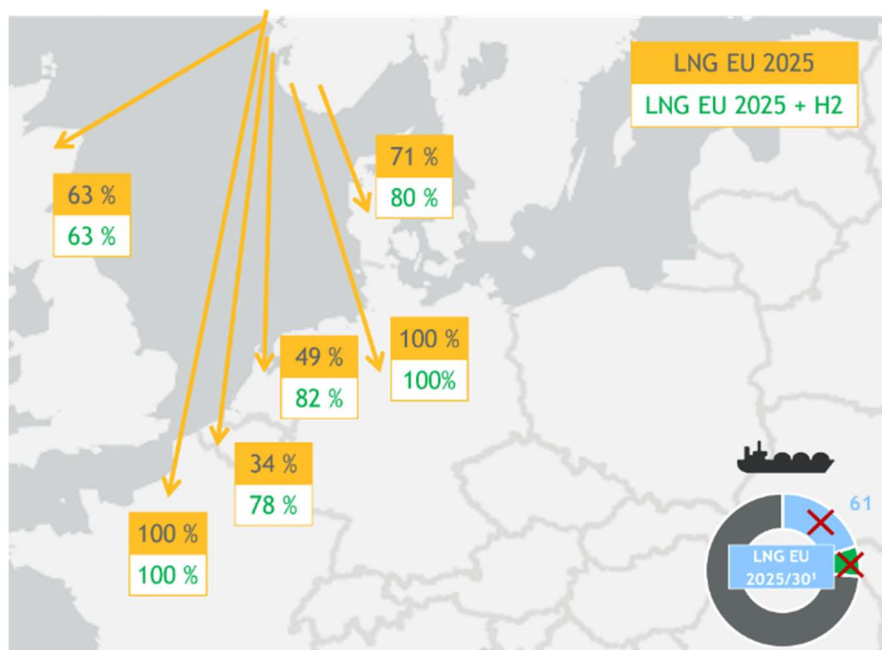


Abbildung 42: Auslastung der Pipelineinfrastruktur in Europa im Jahr 2030 im *LNG EU 2025 + H2 Szenario* im Vergleich zum *LNG EU 2025 Szenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Die Preise in Nordwesteuropa bleiben durch die Umwidmung nahezu identisch, ebenso wie die Nachfragerreaktion. Im Vergleich zum Szenario *LNG EU 2025*, in dem im Jahr 2030 Pipelinekapazitäten zwischen Großbritannien und den Niederlanden um 7 Mrd. m³ ausgebaut werden, liegt die Kapazität dieser Pipeline mit 7 Mrd. m³ in diesem Szenario geringfügig höher. Weitere endogene Infrastrukturinvestitionen zeigen keine Unterschiede zum Szenario *LNG EU 2025*. Durch die geplante Umwidmung der Europipe I verändern sich auch die Auslastungen der LNG-Terminals nicht.

4.2.7 Risikoszenario-Variante: Ausfall wichtiger LNG-Importmengen ab 2030 und Umwidmung Europipe I ab 2030

Abweichend von den bisher diskutierten Risikoszenarien wird in diesem Szenario ein unvorhergesehener Ausfall von Importmengen im Jahr 2030, gleichzeitig zur geplanten Umwidmung der Europipe I, untersucht. Bis einschließlich 2030 findet in diesem Szenario der Infrastrukturausbau des Basisszenarios statt. Erst im Jahr 2035 kann als Reaktion auf den Schock Infrastruktur ausgebaut werden.

Das Jahr 2025 weist keinen Unterschied zum *Basisszenario* auf, da sowohl der Schock aus auch die Umwidmung erst im Jahr 2030 stattfinden. Im Jahr 2030 liegt der Preis dann mit 31,5 EUR/MWh in Deutschland geringfügig höher als im *Basisszenario* (31 EUR/MWh), was zu einer Nachfragereduktion von 1 Mrd. m³ in Deutschland führt. Im Jahr 2035 liegt der Preis im Risikoszenario auf dem Niveau des *Basisszenarios*. Die Preisveränderung in diesem Szenario fällt weniger deutlich aus als im Szenario *LNG EU 2025*, da die Nachfrage in Deutschland & Europa im Jahr 2030 deutlich niedriger liegt als im Jahr 2025.

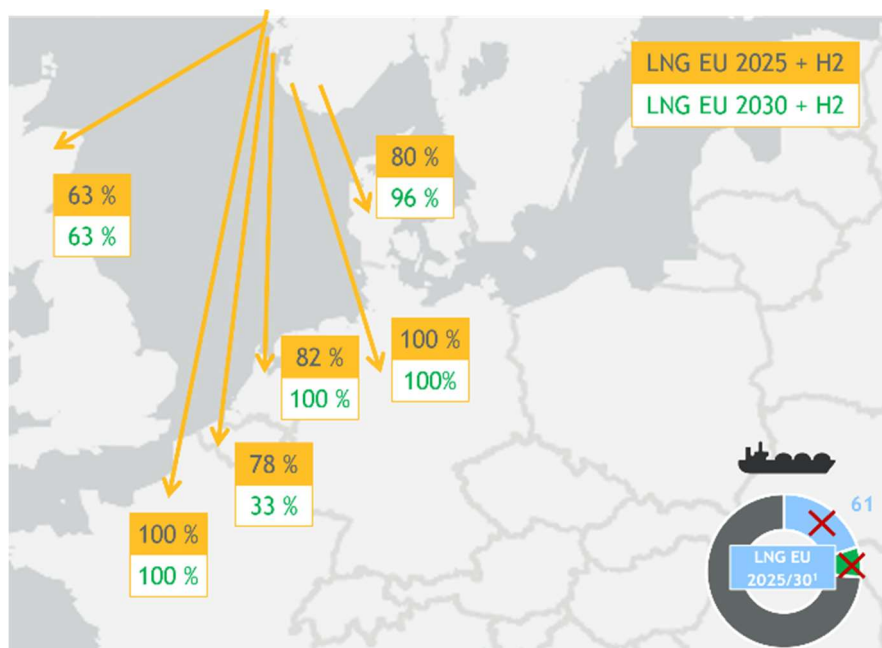


Abbildung 43: Auslastung der Pipelineinfrastruktur in Europa im Jahr 2030 im *LNG EU 2030 + H2 Szenario* im Vergleich zum *LNG EU 2025 + H2 Szenario*

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Im Szenario *LNG EU 2025* werden im Jahr 2030 ausgewählte Pipelinekapazitäten aufgebaut, um in Deutschland mehr Pipelinegas zu importieren. Dies ist in diesem Risikoszenario nicht möglich, sodass die ausbleibenden LNG-Mengen mit LNG aus anderen Importländern kompensiert werden.

Der LNG-Anteil in Deutschland liegt in diesem Szenario im Jahr 2030 bei 9 %, in der EU bei 33 %. Die Auslastung der LNG-Terminals in der EU liegt auf dem gleichen Niveau wie in den *LNG EU 2025* und *LNG EU 2025 + H2 Szenarien*.

In Abbildung 43 ist die Auslastung der Pipelineinfrastruktur zwischen Norwegen und dem Rest von Europa in diesem Risikoszenario und im Vergleich zum *LNG EU 2025 + H2 Szenario* dargestellt. Wenn der Ausfall der LNG-Importe in die EU gleichzeitig zur Umwidmung der Europepipe I im Jahr 2030 stattfindet, werden die verbleibenden Pipelines zwischen Norwegen und Nordwesteuropa geringfügig stärker ausgelastet: Es verbleiben trotz der Umwidmung Pufferkapazitäten zwischen Norwegen und Großbritannien sowie zwischen Norwegen und Belgien.

Untersuchung der Gasversorgung Deutschlands unter Infrastrukturestriktionen

Auch für die Gasversorgung Deutschlands zeigt das Szenario im Jahr 2025 keinen Unterschied zum *Basisszenario*, da sowohl der Schock als auch die Umwidmung erst im Jahr 2030 stattfinden. Daher zeigen die Ergebnisse des Szenarios für 2025 gleiche Im- und Exportflüsse, LNG-Importe, inländische Auslastungen der Pipelines und aggregierte Speicherfüllstandsverläufe.

Mit dem Ausfall der LNG-Importmengen und gleichzeitiger Umwidmung der Europepipe I im Jahr 2030 werden in Deutschland im Vergleich zum *Basisszenario* ungefähr 3 Mrd. m³ weniger importiert. Abbildung 44 stellt hierzu jährliche, aggregierte Import- und Exportflüsse sowie Auslastungen der Grenzübergangskapazitäten dar. In dem Szenario gelangen unter Volllast der verbleibenden Pipelinekapazitäten noch 22 Mrd. m³ aus Norwegen (-19 Mrd. m³) nach Deutschland. Gleichzeitig wird der Gasimport aus Belgien, Österreich, der Schweiz und den Niederlanden gesteigert (+16 Mrd. m³), um die reduzierten Importe aus Norwegen und per LNG zu kompensieren. Im Jahr 2035 ergeben sich ähnliche Zusammenhänge, wobei die reduzierten Gasimporte aus Norwegen (-18 Mrd. m³) vor allem aus den Niederlanden, Belgien und der Schweiz (+18 Mrd. m³) kompensiert werden können. Hierbei kann neben der reduzierten Nachfrage vermehrt LNG in den Niederlanden angelandet und nach Deutschland weitertransportiert werden. Die Weiterleitung von Gas von Deutschland in Nachbarstaaten wird im Vergleich zum *Basisszenario* im Jahr 2030 fast vollständig eingestellt (-11 Mrd. m³) und im Jahr 2035 reduziert (-9 Mrd. m³), um die Nachfragedeckung bei gleichzeitiger Reduktion von Gesamtimporten (Pipeline und LNG) in Deutschland zu gewährleisten.

Ausgelöst durch den Ausfall von LNG-Importmengen im Jahr 2030, reduzieren sich die Gesamtimporte an den deutschen LNG-Terminals im Vergleich zum *Basisszenario* signifikant (-10 Mrd. m³).¹¹

¹¹ Im EWI-Modell COLUMBUS kann es durch die in Kapitel 5.3 beschriebenen, notwendigen Vereinfachungen in der Abbildung des Gasmarktes zu Verschiebungen der Auslastung innerhalb der Region Nordwesteuropa kommen. In der Realität ist daher grundsätzlich damit zu rechnen, dass sich in Abhängigkeit von der tatsächlich eintretenden individuellen Markt- und Versorgungslage auch andere Verteilungen der Auslastung der LNG-Terminals in Nordwesteuropa ergeben können

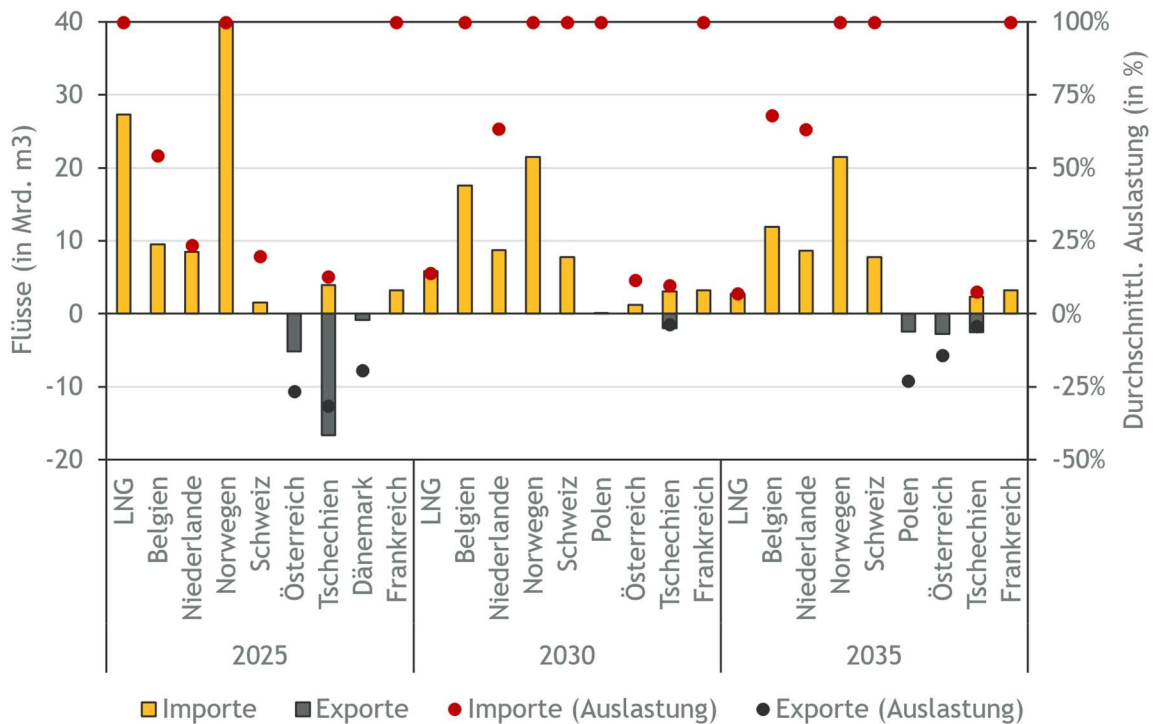


Abbildung 44: Im- und Exporte via LNG und Pipelines sowie Auslastung im LNG EU 2030 + H2 Szenario

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Die in Abbildung 45 dargestellten innerdeutschen Pipelineauslastungen zeigen zum Zeitpunkt des Wegfalls von Importmengen im Jahr 2030 eine leicht veränderte Auslastung im Vergleich zum *Basisszenario*. Die höheren Importe aus Belgien führen zu einer mittleren Auslastung der Pipelinekapazitäten zwischen den NUTS-2 Regionen Köln und Detmold (Westen in Richtung Nordosten). Trotz kaum veränderter Im- und Exporte mit Tschechien, werden Pipelines von Osten in Richtung Norden verstärkt genutzt. Im Jahr 2035 sind aufgrund der weiterhin höheren Importe aus Belgien einzelne Pipelineverbindungen im Westen Deutschlands weiter stärker ausgelastet als im *Basisszenario*. Die durchschnittliche gewichtete maximale Auslastung der Pipelines in Deutschland liegt im Jahr 2025 bei 48 % und sinkt im Jahr 2030 auf 37 % und steigt in 2035 nochmal auf 39 % an. Über die Jahre hinweg, ist jedoch nur eine Veränderung der Auslastungen einzelner Pipelineverbindungen zwischen den NUTS-2 Regionen im Vergleich zum *Basisszenario* sichtbar.

Die aggregierten Speicherfüllstandsverläufe in Deutschland, dargestellt in Abbildung 46, zeigen für die Jahre 2030 und 2035 eine geringere Speichernutzung im Vergleich zum *Basisszenario*. Im Jahr 2030 liegt der minimale Speicherfüllstand im April bei 82 % (+8 Prozentpunkte bzw. +2 Mrd. m³), während dieser in 2035 sogar bei 90 % liegt (+11 Prozentpunkte bzw. +3 Mrd. m³). Begründet werden kann die geringere Speichernutzung durch geringe Exportbedarfe.

In diesem Szenario wird ebenfalls aufgrund der Infrastrukturrestriktionen eine Nachfrageunterdeckung durch das EWI-Modell TIGER im Vergleich zu den Ergebnissen aus dem COLUMBUS-Modell ausgewiesen. Diese beläuft sich im Jahr 2030 in der EU auf 5 Mrd. m³ (2 %). Die Nachfrageunterdeckungen sind deutlich geringer als in den Szenarien *Pipe Nord* und *Pipe Süd + H2* und treten in Südosteuropa auf.

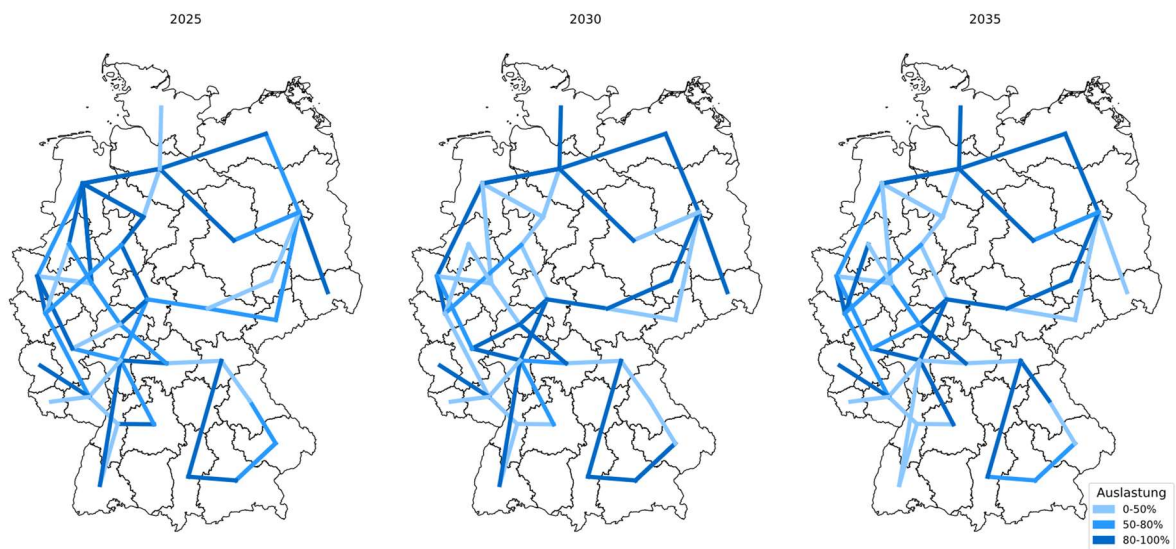


Abbildung 45: Durchschnittliche gewichtete maximale Auslastung von Pipelines innerhalb Deutschlands im Szenario LNG EU 2030 + H2 Szenario

Quelle: Eigene Abbildung (EWI)

Durch die in Exkurs 1 beschriebenen Faktoren könnte die infrastrukturbedingte Nachfrageunterdeckung geringer ausfallen. Mögliche zusätzliche Preisrisiken erscheinen aufgrund der ermittelten geringen Nachfrageunterdeckung in diesem Szenario gering.

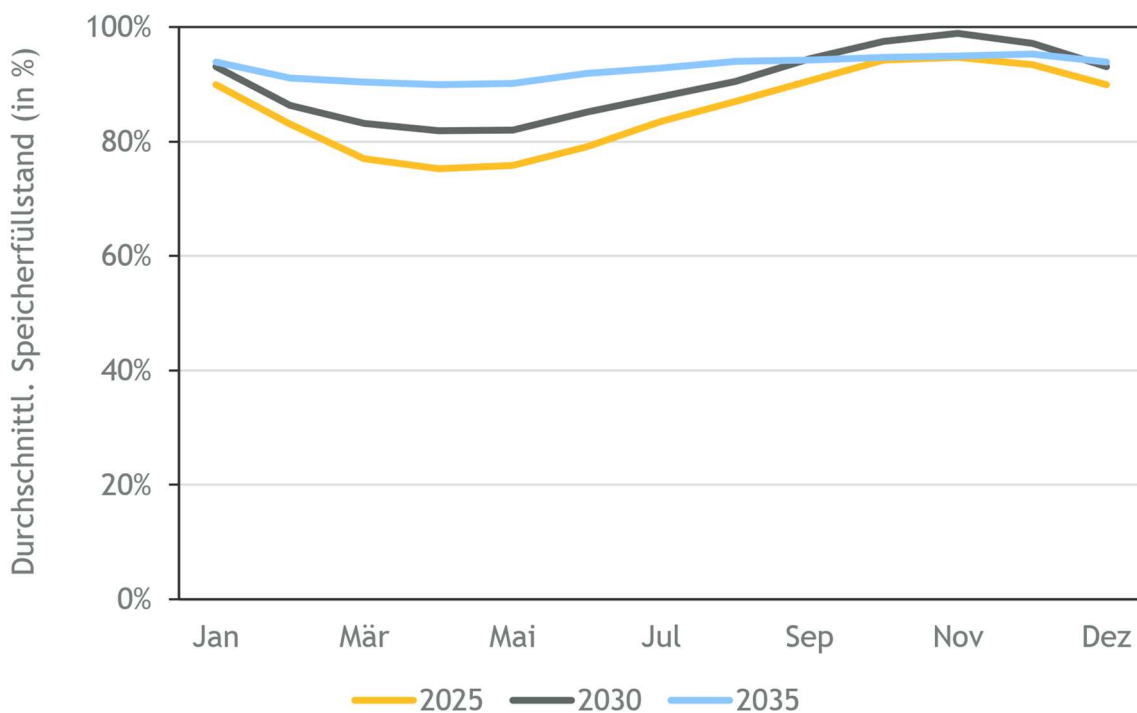


Abbildung 46: Aggregierte Speicherfüllstandsverläufe in Deutschland im LNG EU 2030 + H2 Szenario

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

5 Bewertung der Resilienz der Erdgasinfrastruktur und der Marktversorgung

5.1 Bewertung der Versorgungssicherheit

Dieses Kapitel umfasst eine Bewertung der Resilienz der Erdgasinfrastruktur und der Marktversorgung in Deutschland auf Basis der Modelsergebnisse und der Auslegung des Begriffs von Resilienz wie dargelegt. Kapitel 5.1.1 erörtert zunächst die Resilienz Kriterien und deren Zusammenhang. Den Aufbau der Ergebnisse in Form von Netzdiagrammen erläutert Kapitel 5.1.2. Schließlich folgt die Bewertung der Ergebnisse, um die wichtigsten Ausprägungen der Risikoszenarien prägnant zu vermitteln und die Schwere der Schockauswirkungen bzw. Resilienz insgesamt zu bewerten, insbesondere durch den Vergleich zum Krisenjahr 2022. Das Kapitel 5.2 untersucht separat die Fragestellung zur Umwidmung der Europe I und bildet eine ergänzende Sensitivitätsanalyse zu der Bewertung der Hauptrisikoszenarien in den vorigen Kapiteln. Das Kapitel 5.3 stellt den Themenschwerpunkt der LNG-Importkapazitäten ausführlich dar. Abschließend umfasst Kapitel 5.4 Handlungsempfehlungen, die in verschiedene Themenfelder auf Basis dieser Untersuchung gegliedert sind.

5.1.1 Kriterien zur Einordnung der Szenarien

Der Bewertung der Versorgungssicherheit liegen verschiedene Kriterien auf Basis der Ergebnisse der Modellierung zugrunde, die sich auf das Resilienz-Verständnis dieses Berichts (siehe Kapitel 2) beziehen und damit die wesentlichen Dimensionen von Resilienz umfassen (jedoch nicht alle möglichen Kriterien, bspw. die Fähigkeit zur Abwehr von Sabotageakten, Wetterereignissen oder anderen Schocks). Die Kriterien sind eine Bündelung und der Modelllogik folgende Verknüpfung der Output-Faktoren der Modellierung, um die Einordnung und Vergleichbarkeit zwischen den Szenarioergebnissen zu erleichtern. Darüber hinaus werden allgemeine, Szenario-übergreifende Entwicklungen und Erkenntnisse zusammengefasst.

Die Bewertung umfasst die folgenden Kriterien:

- Spotmarktpreis in Deutschland (Jahresdurchschnitt)
- Nachfrageänderung als Preisreaktion
- Durchschnittliche Auslastung der Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa
- Durchschnittliche Auslastung von Pipelines von Norwegen nach Nordwesteuropa sowie Frankreich und Großbritannien
- Diversifizierung der deutschen Importstruktur gemessen anhand des HHI
- Kapazitätsgewichtete maximale Auslastung der Pipelines in Deutschland (nur in ausgewählten Grafiken)

Darüber hinaus werden die in Kapitel 4 beschriebenen, nicht auszuschließenden möglichen infrastrukturbedingten Engpässe, die durch die Analysen im TIGER-Modell zu Tage treten, in den betroffenen Szenarien qualitativ eingeordnet.

Vor dem Hintergrund des Modellrahmens (siehe Kapitel 3.1) ist es empfehlenswert, die aufgelisteten Faktoren bei der Betrachtung der Ergebnisse vor dem logischen Hintergrund ihrer Wechselwirkung zueinander zu berücksichtigen. So sind einige der Faktoren im Modell beispielsweise direkt miteinander gekoppelt wie der Preis und die Nachfrage. Um eine Deckung der Gesamtnachfrage – wie in Kapitel 3.2 zum Basisszenario beschrieben – bei vermindertem Angebot zu erreichen, geht man etwa von einer gleichmäßigen, globalen Preiselastizität bei steigenden Preisen aus, welche insgesamt zu einem reduzierten Gasverbrauch und somit zu einem erneuten Marktgleichgewicht führt. Daher ist der Mengeneffekt allein stehend nur ein Abbild der Preisentwicklung und wird daher im Weiteren nicht analysiert.

Die Kapitel 5.1.2 – 5.3 umfassen zu jedem Risikoszenario eine Übersicht in Form einer Netzgrafik zur Resilienz. Dabei repräsentieren die Achsen der Netzgrafik die o.g. Resilienz Kriterien. Die Übersichten für die Szenarien *Pipe Süd*, *LNG Welt*, *LNG EU* und *LNG EU 2025 + H2* weisen fünf Achsen auf. Die Übersichten für die Szenarien *Pipe Nord*, *Pipe Süd + H2* sowie *LNG EU 2030 + H2* enthalten zusätzlich das Kriterium „Kapazitätsgewichtete maximale Auslastung der Pipelines in Deutschland“ und weisen somit sechs Achsen auf.

Die Einordnung der Resilienz erfolgt je Grafik und Szenario einheitlich für die drei Jahre 2025, 2030 und 2035. Um den unterschiedlichen Einheiten der Kriterien gerecht zu werden (%-Punkte, HHI/100, Preis in EUR, Mengen in Mrd. m³/a) und eine Vergleichbarkeit zur Krise in 2022 zu vermitteln, sind die Kriterien zunächst an dem Jahr 2022 als Referenz normiert. Die Schwere des Krisenjahres 2022 macht sich insbesondere am Jahresdurchschnitt des Spotmarktpreises von 162 EUR/MWh fest (mehr als das 4-Fache als im Basisszenario 2025). Dieser Referenzwert entspricht auf den Achsen dem Wert 1. Die Skala ist dementsprechend dimensionslos und reicht von 0 bis 1,2. Eine Ausnahme bildet die Diversifizierung, hier ist der HHI-Wert am Jahr 2021 normiert, um den damals noch hohen Lieferanteil aus Russland abzubilden. Die zweite Ausnahme ist die Auslastung der Pipelines innerhalb Deutschlands: da keine belastbare Datenbasis für 2022 vorliegt, dient das Basisszenario in 2025 als Referenz. Tabelle 2 zeigt die Ausgangssituation im *Basisszenario* für die Jahre 2025, 2030 und 2035 (in den Abbildungen jeweils „B2025“) sowie den Vergleich zum Jahr 2022.

Tabelle 2: Überblick der Werte der Resilienz Kriterien im *Basisszenario* sowie des Referenzjahrs 2022

Quelle: Eigene Darstellung (PwC)

Resilienz Kriterium	Einheit	Referenz ¹²	Vergleich zum Basisszenario		
			2025	2030	2035
<i>Jahr</i>			2025	2030	2035
Preis	EUR/MWh	2022: 162	39	29	25
Nachfrageänderung	Mrd. m ³ /a	2022: -17	0	0	0
Auslastung LNG-Terminals in Nordwesteuropa	%	2022: 93	76	37	31
Auslastung Pipelines in Deutschland	%	B2025: 47	47	40	39
Auslastung Pipelines Norwegen – Nordwesteuropa + Frankreich + UK	%	2022: 82	67	71	53
Diversifizierung (HHI)	Skala: 0-10.000	2021: 4.511 ¹³	2.888	3.281	3.397

¹² Die historischen Werte des Referenzjahres 2022 stammen für die Kriterien Preis, Nachfrageänderung, Auslastung LNG-Terminals in Nordwesteuropa sowie Auslastung Pipelines Norwegen – Nordwesteuropa + Frankreich + UK (Großbritannien) aus eigenen Berechnungen des EWI

¹³ Der Wert stammt aus Berechnungen des BMWK unter der Annahme, dass Gasimporte über die Grenzübergangspunkte (GüP) von Tschechien und Polen Importen aus Russland zugeordnet werden. Daten für die Importe an den GüP können der folgenden Seite entnommen werden: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/_svg/Gasimporte/Gasimporte.html

5.1.2 Bewertung und Interpretation der Szenarien

Im *Pipe Nord Szenario* fallen die Abweichungen vom *Basisszenario* am deutlichsten im Jahr 2025 aus. Hierbei weichen die Resilienz Kriterien Preis, Auslastung der Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa sowie Auslastung der Pipelines von Norwegen nach Nordwesteuropa, Frankreich und dem Vereinigten Königreich am deutlichsten vom *Basisszenario* ab. Die Auslastung der übrigen Pipelines aus Norwegen und die der Regasifizierungskapazitäten übersteigen sogar die des Krisenjahres 2022. Der Preisausschlag bleibt allerdings unter dem des Krisenjahres. Der Ausschlag beim Preis im Jahr 2025 entspricht einem Jahresdurchschnitt des Spotmarktpreises von 48 EUR/MWh im Vergleich zu 39 EUR/MWh im *Basisszenario* und führt somit zu einem preisinduzierten Rückgang der Gasnachfrage um 2 Mrd. m³ pro Jahr. Dies erklärt sich durch den Ausfall großer Teile der Pipelinekapazität zwischen Norwegen und Europa. Somit liegt die Auslastung der Pipelines zwischen Norwegen und Nordwesteuropa, Frankreich und dem Vereinigten Königreich im Jahr 2025 bei 100 %.

So erreichen zwar die Gaslieferungen aus Norwegen insbesondere über Großbritannien und Belgien weiterhin den Nordwesteuropäischen Markt und Deutschland, dennoch in reduziertem Maße. Ab dem Jahr 2030 entspannt sich die Lage durch einen teilweisen Wiederaufbau der Infrastruktur und einer sinkenden Nachfrage, wodurch die Auslastung spürbar sinkt. Im Jahr 2030 befinden sich alle Werte der Resilienz Kriterien des Risikoszenarios nahe den Werten des Basisszenarios. Im Jahr 2035 ist allerdings wiederum eine höhere durchschnittlichen Auslastung von Pipelines von Norwegen nach Nordwesteuropa, Frankreich und dem Vereinigten Königreich im Vergleich zum Basisszenario erkenntlich (53 % im *Basisszenario* und 68 % im Risikoszenario).

Die Diversifizierung der deutschen Importstruktur ist lediglich im Jahr 2030 auf einem vergleichbaren niedrigen Wert wie im *Basisszenario*. In den Jahren 2025 und 2035 fällt diese höher aus, da unterschiedliche Lieferanten das norwegische Gas ersetzen. Darüber hinaus besteht im *Pipe Nord Szenario* durch mögliche infrastrukturbedingte Nachfrageunterdeckungen in Mittel- und Südosteuropa das Risiko von zusätzlichen Preissteigerungen in Europa, welche mit der Methodik in dieser Analyse nicht quantifiziert werden können. Hiervon könnte Deutschland durch seine Rolle als Transitland ebenfalls betroffen sein. Für eine Reduktion dieses Risikos ist eine innereuropäische Zusammenarbeit zur Überprüfung der Leistungsfähigkeit der Pipelineinfrastruktur, insbesondere bei gleichzeitig hoher Auslastung norwegischer Pipelines und LNG-Terminals in Nordwesteuropa, erforderlich (siehe Exkurs 1 in Kapitel 4.2.1 und Kapitel 5.4).

Szenario *Pipe Nord*

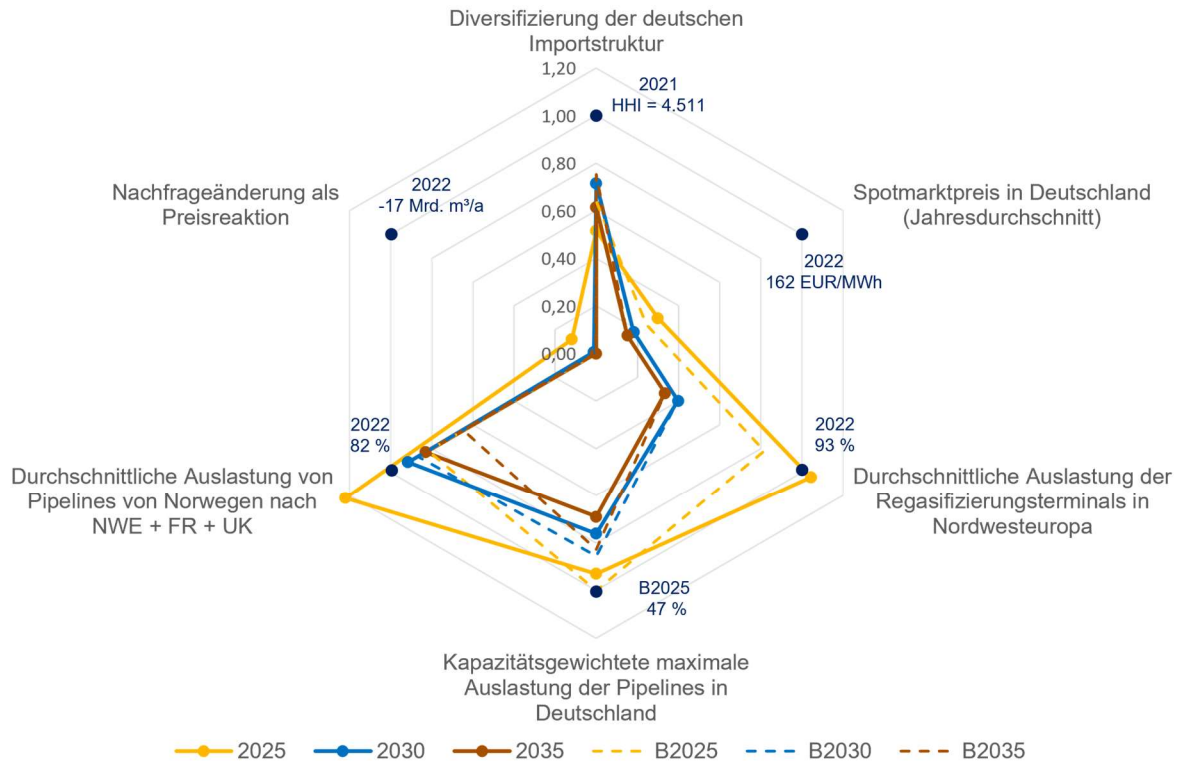


Abbildung 47: Bewertung der Resilienz im Szenario *Pipe Nord*

Quelle: Eigene Darstellung (PwC)

Im *Pipe Süd* Szenario wird deutlich, dass in den Jahren 2030 und 2035 nahezu keine Abweichung der Resilienz Kriterien zum *Basisszenario* vorliegt. Auch im Jahr 2025 liegt der Spotmarktpreis in Deutschland im Jahr 2025 lediglich um 1 EUR/MWh über dem *Basisszenario* mit 39 EUR/MWh. In den Folgejahren liegen die Werte gleichauf bei 29 EUR/MWh in 2030 und 24 EUR/MWh in 2035. Im Jahr 2025, dem Jahr des Schocks, verbessert sich die Diversifizierung der Importstruktur, welches sich durch die verstärkte Weiterleitung von norwegischem Gas nach Südeuropa erklären lässt und gleichzeitigem Import aus anderen Ländern. In den Jahren 2030 und 2035 sind die Werte der Diversifizierung der Importstruktur bereits wieder vergleichbar mit dem *Basisszenario*.

Die durchschnittliche Auslastung der Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa steigt im Risikoszenario im Jahr 2025 auf 96 % im Vergleich zu 76 % im *Basisszenario*. Diese Auslastung, die gleichsam im *Pipe Süd + H2 Szenario* vorliegt, entspricht neben dem Szenario *Pipe Nord* mit 97 % dem maximalen Werten aller Szenarien und übertrifft den Wert von 93% im Krisenjahr 2022. Der geringere Preisanstieg im Vergleich der Szenarien *Pipe Nord* und *Pipe Süd* lässt sich auf eine ebenfalls vollausgelastete Pipelineinfrastruktur im Szenario *Pipe Nord* erklären (Auslastung in 2025 bei 100 %), wohingegen im *Pipe Süd* Szenario die Auslastung der Pipelines von Norwegen nach Nordwesteuropa, Frankreich und dem Vereinigten Königreich im Jahr 2025 bei nur 68 % liegt.

Szenario *Pipe Süd*

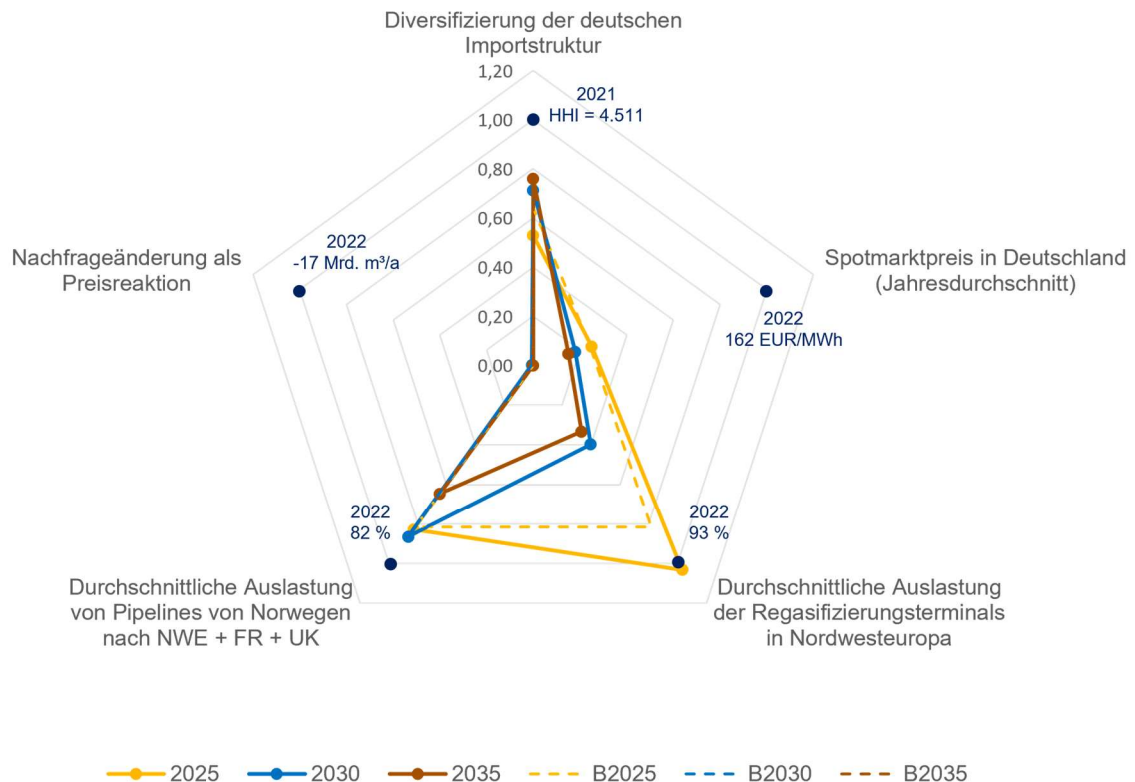


Abbildung 48: Bewertung der Resilienz im Szenario *Pipe Süd*

Quelle: Eigene Darstellung (PwC)

Die Auslastung der innereuropäischen Pipelineinfrastruktur mit dem EWI-Modell TIGER wurde in dem Szenario *Pipe Süd* nicht gesondert untersucht. Allerdings wäre die Analyse für das Jahr 2025 mit den Ergebnissen des *Pipe Süd + H2* Szenario vergleichbar (vgl. Kapitel 5.2). In diesem Szenario zeigt sich, dass ein Risiko zu zusätzlichen infrastrukturbedingten Engpässen in Südeuropa im Jahr 2025 besteht. Das Risiko von zusätzlichen Preissteigerungen fokussiert sich auf Südeuropa, sofern in Nordwesteuropa keine zusätzliche Infrastruktur (bspw. LNG-Regasifizierungsterminals) ausfällt.

In dem Szenario *LNG EU 2025* ist der Jahresdurchschnitt des Spotmarktpreis mit einem Wert von 47 EUR/MWh im Jahr 2025 im Vergleich zu 39 EUR/MWh im Basisszenario spürbar erhöht und sorgt somit für den einen preisinduzierten Rückgang der Nachfrage um 2 Mrd. m³ pro Jahr. Das liegt an dem Wegfall der deutlichen Abnahme von LNG-Importen an europäischen Terminals, die sich in einer geringen durchschnittlichen Auslastung der Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa zeigt. Die Werte, die kontinuierlich unterhalb des jeweiligen *Basisszenario* über alle Jahre des Untersuchungszeitraums liegen, verdeutlichen eine Verknappung des LNG-Angebots. Im Basisszenario erfolgt ein Rückgang der Auslastung der Regasifizierungsterminals von 76 % im Jahr 2025 auf 37 % im Jahr 2035, wohingegen die Auslastung im Risikoszenario von 33 % im Jahr 2025 auf 16 % im Jahr 2035 sinkt. Dies entspricht den geringsten Auslastungswerten im Vergleich zu allen untersuchten Szenarien.

An dieser Stelle wird deutlich, dass die Resilienzindikatoren jenseits des Marktpreises immer auch vor dem Hintergrund des jeweiligen Szenarios eingeordnet werden sollten. Eine geringe Terminalauslastung bedeutet anders als im Falle einer Störung von Pipelines keine Entspannung des Marktes, sondern zeigt in erster Linie unmittelbar die Auswirkung des Schocks.

Des Weiteren lässt sich eine sukzessive Reduzierung der Diversifizierung der Importstruktur im Vergleich zum *Basisszenario* des jeweiligen Jahres erkennen. Für das Jahr 2035 entspricht dies einem HHI-Wert von 4.039 im Vergleich zu 3.397 im *Basisszenario*.

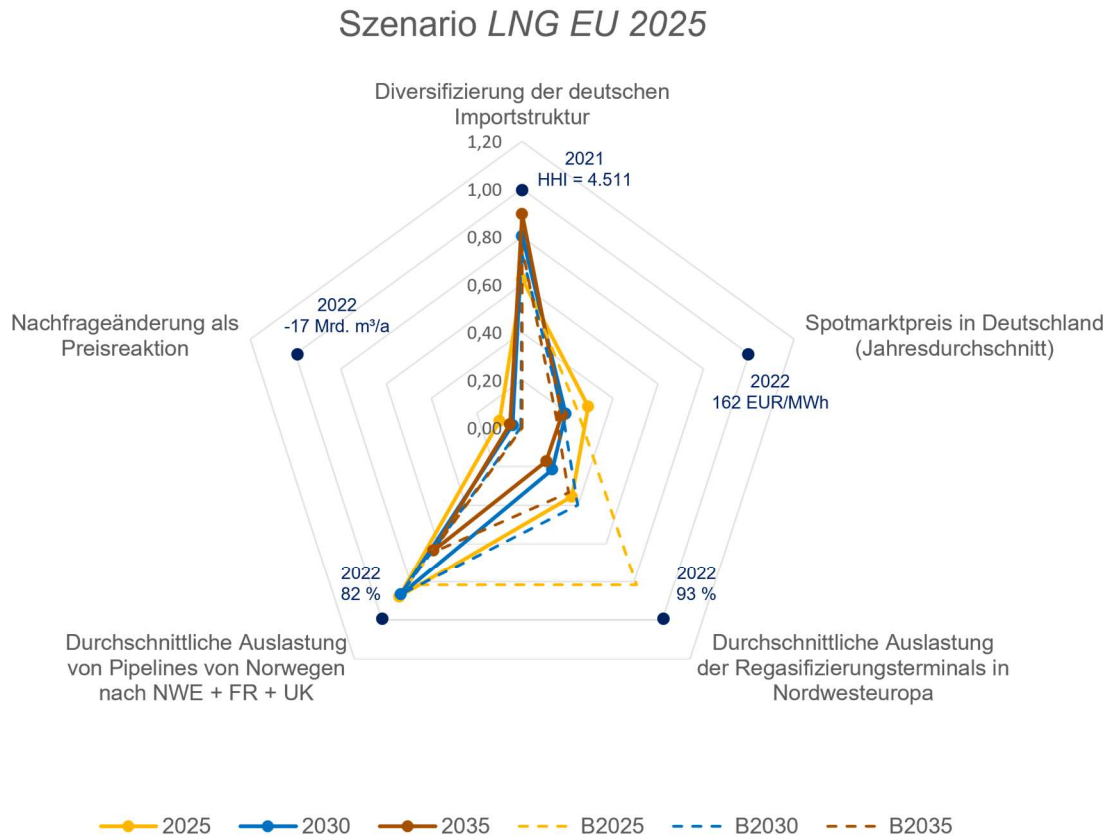


Abbildung 49: Bewertung der Resilienz im Szenario *LNG EU 2025*

Quelle: Eigene Darstellung (PwC)

Das *Szenario LNG Welt* weist im Vergleich zu den anderen Szenarien die deutlichste Abweichung beim Preis auf: Die Preisspitze im Jahr 2025 liegt bei 62 EUR/MWh und liegt somit um den Faktor 1,6 über dem *Basisszenario* mit einem Jahresdurchschnitt des Spotmarktpreis von 39 EUR/MWh. Dies verursacht den deutlichsten preisinduzierten Nachfragerückgang aller Szenarien um 6 Mrd. m³ pro Jahr, welches – gemessen an dem Rückgang um 17 Mrd. m³ pro Jahr im Referenzjahr 2022 – immer noch verhältnismäßig gering erscheint. Dieser Preisschock gleicht sich bis zum Untersuchungsjahr 2030 allerdings wieder nahezu aus und liegt nur etwas über einem Euro pro MWh über dem Preis im *Basisszenario*. Der Preisschock kann in diesem Szenario im Jahr 2030 durch eine sinkende Nachfrage überwunden werden, sodass keine zusätzliche Infrastruktur errichtet wird. Die durchschnittliche Auslastung der Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa bleibt allerdings über alle Jahre hinweg konstant jeweils 60 % niedriger als im *Basisszenario*.

Szenario *LNG Welt*

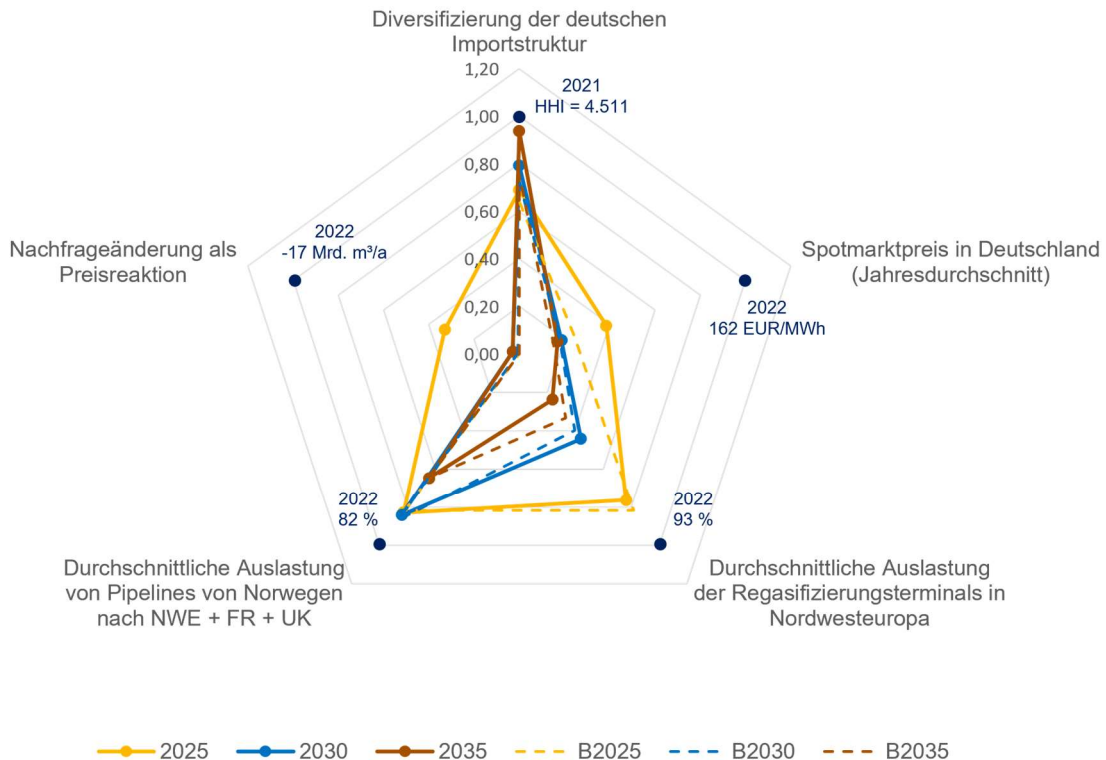


Abbildung 50: Bewertung der Resilienz im Szenario *LNG Welt*

Quelle: Eigene Darstellung (PwC)

Zusammenfassend kann man über die Hauptrisikoszenarien *Pipe Nord*, *Pipe Süd*, *LNG EU 2025* und *LNG Welt* sagen, dass keines der Szenarien eine Schwere des Schocks wie im Referenzjahr 2022 aufweist. Dies wird insbesondere am Preis ersichtlich: Einige Resilienz Kriterien, bspw. die durchschnittliche Auslastung von Pipelines von Norwegen nach Nordwesteuropa sowie Frankreich und Großbritannien, erreichen ähnlich hohe oder höhere Werte wie im Jahr 2022. Im Szenario *Pipe Nord* wird die verbleibende intakte Infrastruktur von Norwegen nach Europa sogar vollständig ausgelastet. Es ist somit das einzige Szenario, in welchem Gaslieferungen von Norwegen nach Europa durch die Infrastruktur limitiert werden. Ein erhöhter HHI-Wert, wie er sich in allen Szenarien in späteren Jahren einstellt, ist zwar aus Sicht einer Resilienzbewertung als negative Entwicklung zu betrachten, allerdings ist dies eine Entwicklung, die durch eine preisliche Optimierung der Versorgung im Modell getrieben ist und somit insgesamt zu verringerten Gaspreisen in den Jahren nach dem Schock führt (siehe auch Erklärung des HHI in Kapitel 4).

Allgemein wird deutlich, dass einige Faktoren so z. B. im Szenario *Pipe Süd* der Faktor durchschnittliche Auslastung der Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa trotz deutlicher Abweichung zum *Basisszenario* nur geringfügige Auswirkungen auf den Preis haben und somit zeigen, wie Umlagerungen von Pipeline- zu LNG-Importen teilweise möglich sind und zu einer erhöhten Resilienz beitragen können. Hier ist eine Pufferkapazität der Auslastung der Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa also ein entscheidender Faktor, um einen Schock abzufangen. Dies zeigt sich auch anhand der Szenarien *Pipe Nord* und *Pipe Süd*. Hier erkennt man, dass beide eine nahezu vollständige Auslastung der Regasifizierungskapazitäten von 97 % (*Pipe Nord*) und 96 % (*Pipe Süd*) im Jahr 2025 aufweisen und so die Pipelineausfälle abgedeckt werden. Im *Pipe Nord Szenario* sind die restlichen Pipelinekapazitäten zu 100 % ausgelastet.

Es wird also insgesamt eine Limitierung der Infrastruktur erreicht, welche zu erhöhten Preisen von 48 €/MWh im Vergleich zu 40 €/MWh im Szenario *Pipe Süd* und 39 €/MWh im Basisszenario führt. Da keine weitere Pufferkapazität durch höhere Auslastung der Infrastruktur im Risikoszenario *Pipe Nord* gegeben ist, kann das Gleichgewicht somit nur durch eine reduzierte Nachfrageänderung als Preisreaktion von insgesamt 2 Mrd. m³/a erreicht werden. Im Vergleich dazu sieht man im *LNG Welt Szenario* hingegen, dass die vorhandene Infrastruktur trotz komplementärer Ergänzung von LNG und Pipelines bei verringerter Gesamtverfügbarkeit von Gas im Weltmarkt keine Abmilderung des Schocks bieten kann. Hier sind die Marktmechanismen der Preissetzung und damit einhergehend globale Nachfragerückgängen der Faktor, der einen Ausgleich im Gesamtsystem herbeiführt.

Über die quantitativ dargestellten Resilienz Kriterien hinaus ist insbesondere im *Pipe Nord Szenario* das Risiko zusätzlicher infrastrukturbedingter Engpässe zu beachten. Die Ergebnisse des EWI-Modell TIGER zeigen, dass es bei gleichzeitig hohen Auslastungen der Pipelines zwischen Norwegen und Belgien sowie der LNG-Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa zu Engpässen in der inländischen Pipelineinfrastruktur kommen kann. Dieser Effekt der Nachfrageunterdeckung könnten insbesondere in Südosteuropa auftreten, da dort in diesem Fall nicht mehr genug Gas ankommen könnte. Dadurch wären Preissteigerungen möglich, wovon Deutschland durch seine Rolle als Transitland, wenn auch im geringeren Maße, ebenfalls betroffen sein könnte. Die genaue Höhe des Effektes ist mit der im Projekt angewandten Methodik der sequenziellen Kopplung der EWI-Modelle COLUMBUS und TIGER nicht zu bestimmen. Es wird eine verstärkte europäische Zusammenarbeit zur Überprüfung der Leistungsfähigkeit der innereuropäischen Pipelineinfrastruktur empfohlen (siehe Exkurs 1 in Kapitel 4.2.1 sowie Kapitel 5.4).

Jenseits der Frage, wie stark die Resilienz Kriterien im Falle der hier analysierten Risikoszenarien ausschlagen, ist erkennbar, dass eine abnehmende Erdgasnachfrage von 75 Mrd. m³ im Jahr 2025 auf 54 Mrd. m³ im Jahr 2035 in Deutschland und bei ähnlichen Trends der Erdgasnachfrage in der EU zu geringeren Preisen, und entspannteren (LNG)-Märkten sowie einer geringeren Infrastrukturauslastung führen. Die Resilienz gegenüber Störungen in späteren Jahren ist aufgrund von geringerer Nachfrage und höheren infrastrukturellen Pufferkapazitäten somit allgemein als höher einzuschätzen.

5.2 Bewertung der Szenarien zur Umwidmung bestehender Erdgas-Pipelines zu Wasserstoff

Die Modellierung der Risikoszenarien und ihrer Varianten mit der Umwidmung der Europipe I auf Wasserstoff zeigt, dass von dieser Umwidmung keine größeren Wirkungen auf die Resilienz (im hier verstandenen Sinne) ausgeht. Dies spiegelt sich deutlich in nahezu gleichen Preisen im direkten Vergleich der Szenarien wider.

In der Variante „Ausfall von Pipelines aus dem Süden ab 2025 und Umwidmung der Europipe I ab 2030“ zeigen sich nur geringe Auswirkungen im Vergleich zum Szenario *Pipe Süd*, da die Pipelines im Jahr 2030 in der Nordsee weder mit noch ohne Europipe I voll ausgelastet sind. Somit verbleiben Pufferkapazitäten und es kann ein ähnliches Marktgleichgewicht ohne Preissteigerungen erreicht werden. Dennoch steigt die Auslastung der verbleibenden Pipelines zwischen Norwegen und Nordwesteuropa sowie Frankreich und Großbritannien durch die verringerte Kapazität an.

Diese Bewertung spiegelt sich auch in der folgenden Abbildung wider – besonders, da ein ähnliches Muster wie im Szenario *Pipe Süd* erkenntlich ist. Besonders die deutliche Ausprägung der durchschnittlichen Auslastung der Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa ist in beiden Szenarien gleichermaßen zu erkennen. Im vorliegenden Szenario ist jedoch zusätzlich eine deutlich erhöhte durchschnittliche Auslastung der Pipelines von Norwegen nach Nordwesteuropa, Frankreich und dem Vereinigten Königreich in den Jahren 2030 und 2035 zu erkennen, welches durch die geringere Kapazität nach der Umwidmung der Europepipe I zu erklären ist. Die Auslastung im Jahr 2030 beträgt 82 %, welches dem Wert der Auslastung im Referenzjahr 2022 entspricht. Im Jahr 2035 liegt die Auslastung mit 64 % immer noch über dem *Basisszenario* mit 53 %, welches wie oben beschrieben aber insgesamt niedrigen Werten entspricht und große Pufferkapazitäten aufweist. Ein weiterer Unterschied zwischen den beiden Szenarien ist eine erhöhte Diversifizierung im Jahr 2035 im Szenario *Pipe Süd + H2* mit 2.810 im Vergleich zu 3.397 im *Basisszenario* (HHI-Werte mit einer Skala von 0-10.000).

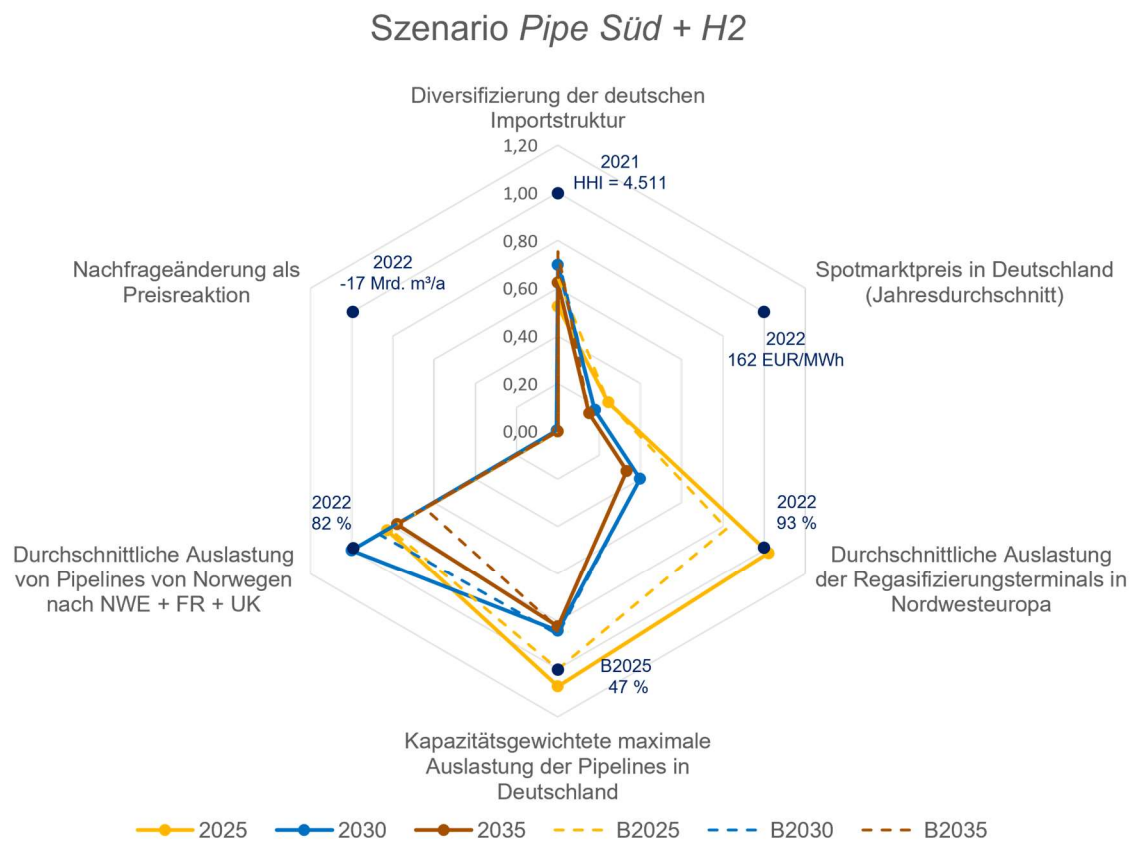


Abbildung 51: Bewertung der Resilienz im Szenario *Pipe Süd + H2*

Quelle: Eigene Darstellung (PwC)

Die Risikoszenario-Variante „Ausfall wichtiger LNG-Importmengen ab 2025 und Umwidmung Europepipe I ab 2030“ weist, wie auch das Szenario *LNG EU 2025*, einen Preis von 47 EUR/MWh auf, wodurch in Bezug auf dieses Resilienz Kriterium die Geringfügigkeit der Umstellung deutlich wird.

Die durchschnittliche Auslastung aller (verbleibenden) Pipelines von Norwegen nach Nordwesteuropa, Frankreich und dem Vereinigten Königreich steigt im Jahr 2025 geringfügig von 67 % im *Basisszenario* auf 72 % in den Risikoszenarien *LNG EU 2025* und *LNG EU 2025 + H2* an. Die Bedeutung der verbleibenden Pipelinekapazitäten zwischen Norwegen und den versorgten Ländern bei Umwidmung der Europipe 1 im Jahr 2030 steigt entsprechend an. So liegt die Auslastung der Pipelines im Jahr 2030 bei 71 % im Basisszenario und im *LNG EU 2025* Szenario und steigt auf 83 % bzw. 82 % in den Szenarien *LNG EU 2025 + H2* und *LNG EU 2030 + H2*, bei sinkender Kapazität durch den Wegfall der Europipe 1. Im Jahr 2035 liegt die Auslastung der verbleibenden Pipelines ebenfalls 10 %-Punkte über den Szenarien ohne Umwidmung. In all diesen Szenarien verbleiben aber weiterhin ungenutzte Pufferkapazitäten zwischen Norwegen und Nordwesteuropa, Frankreich und dem Vereinigten Königreich.

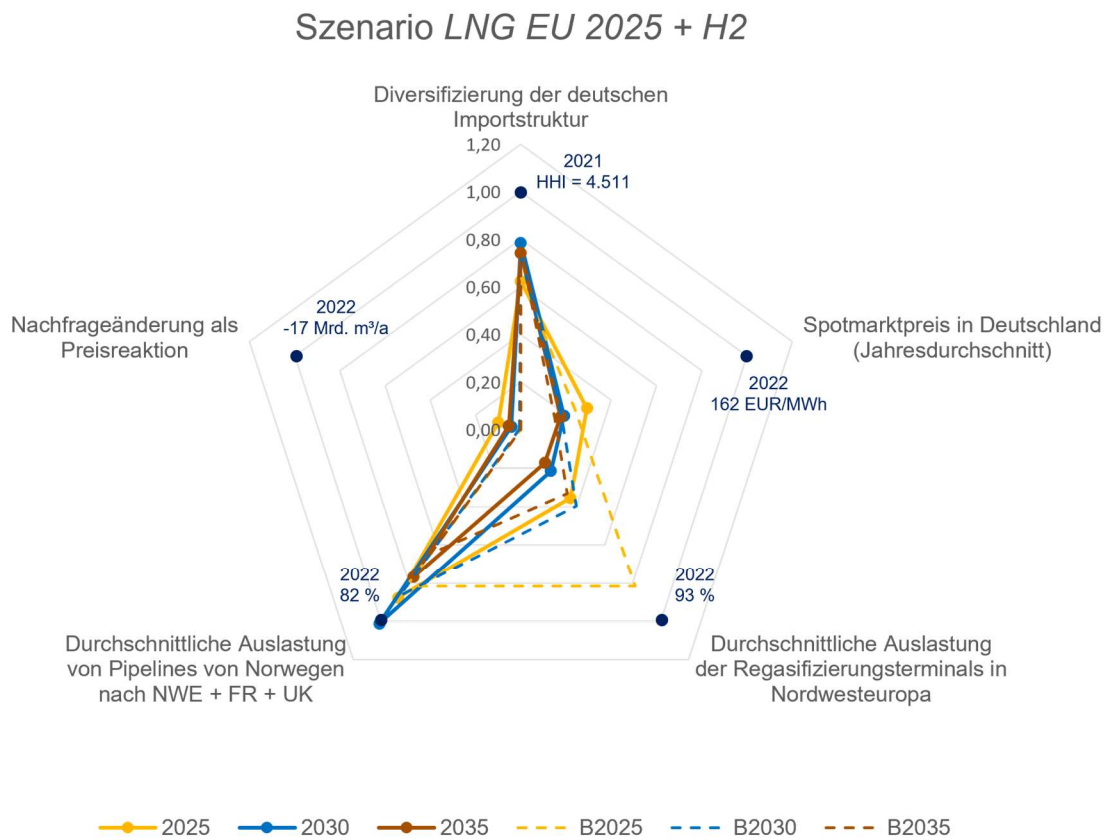


Abbildung 52: Bewertung der Resilienz im Szenario *LNG EU 2025 + H2*

Quelle: Eigene Darstellung (PwC)

Deutschland fungiert in allen Szenarien aufgrund der zentralen Lage in Europa als Transitland. Die Analyse der Modellergebnisse zeigt, dass unvorhergesehene Schocks zu Änderungen in den Fließrichtungen führen können, so erhöht sich der Import aus dem Süden, wenn Pipelines im Norden ausfallen. Andersherum wird verstärkt von Norden nach Süd-/Osteuropa exportiert, wenn Pipelines im Süden ausfallen. Diese neuen Transitsituationen können ggf. mit der bestehenden Infrastruktur in Europa nicht abgebildet werden.

Szenario LNG EU 2030 + H2

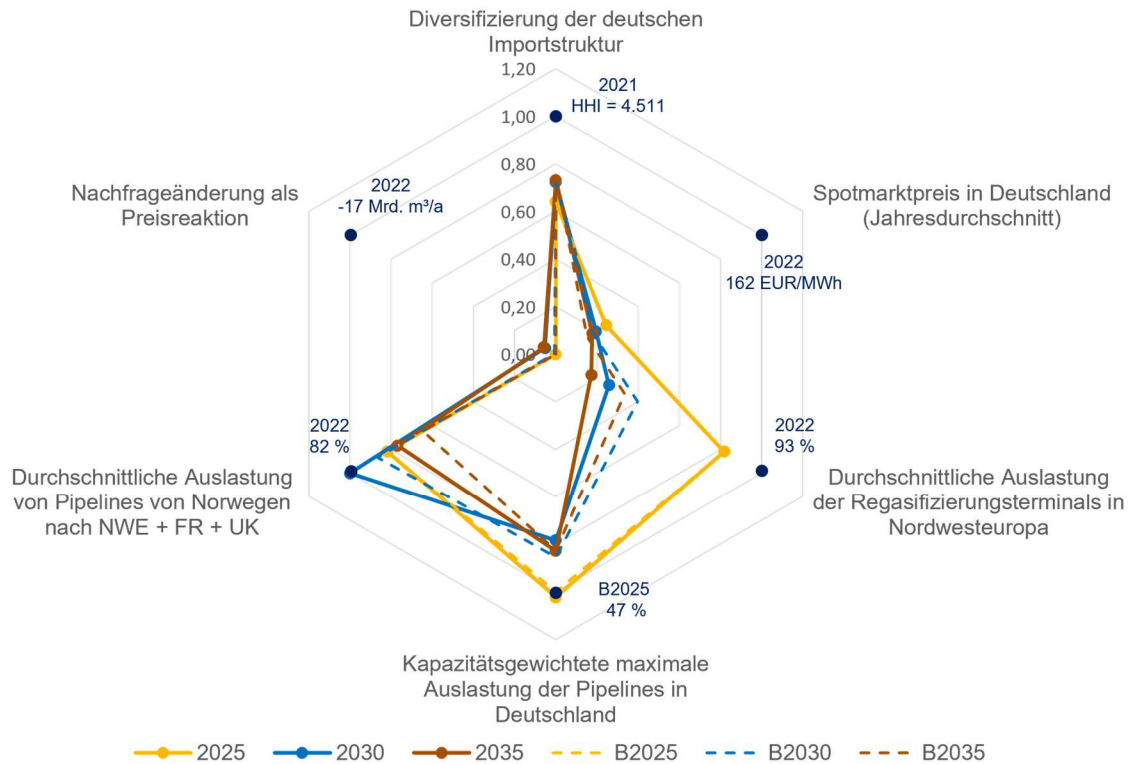


Abbildung 53: Bewertung der Resilienz im Szenario LNG EU 2030 + H2

Quelle: Eigene Darstellung (PwC)

5.3 Bewertung der LNG-Importkapazitäten

Um die Versorgungssicherheit in Deutschland zu bewerten, ist eine Analyse der Regasifizierungskapazitäten und deren Auslastung in Nordwesteuropa (Deutschland, Niederlande und Belgien) sinnvoll. Das stark ausgebaute Pipelinennetz ermöglicht es, Nordwesteuropa als gemeinsamen Markt zu betrachten. Zudem sind aufgrund ähnlicher Transportkosten und hoher Pipelinekapazitäten zwischen Terminals und Nachfragezentren die Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa weitgehend substituierbar. Darüber hinaus kann es durch die vereinfachte Abbildung im EWI-Modell COLUMBUS im Vergleich zur Realität zu Verschiebungen der Auslastung innerhalb der Region kommen. Um diese Substitutionseffekte und eine länderscharfe Auswertung der Terminalauslastung in Nordwesteuropa vornehmen zu können, ist die Analyse der Störungen im EWI-Modell TIGER im Rahmen der Resilienzbewertung zielführend.

Die bestehenden und geplanten Regasifizierungsterminals könnten in allen Risikoszenarien ausreichen, um die Gasversorgung Europas sicherzustellen. Die Substituierbarkeit von Regasifizierungskapazitäten in Nordwesteuropa wird allerdings durch inländische Pipelinekapazitäten begrenzt. Im *Pipe Nord Szenario* zeigt die Analyse mit dem EWI-Modell TIGER, dass die Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa aufgrund von Engpässen im Pipelinennetz nicht voll ausgelastet werden können (vgl. Exkurs 1 in Kapitel 4.2.1). Die bestehenden Pipelinekapazitäten reichen in diesem Fall nicht aus, um in Nordwesteuropa angelandetes LNG über Deutschland hinaus nach Südosteuropa zu transportieren, wobei vor allem zwischen Belgien, Niederlande und Deutschland Engpässe auftreten.

Um die LNG-Kapazitäten in den Risikoszenarien vollständig nutzen zu können, müssten die innereuropäischen Pipelineverbindungen auf die Tauglichkeit für neue Flussrichtungen, insbesondere von Nordwest- nach Mittel- und Südosteuropa, geprüft werden. Im Bedarfsfall wäre ein entsprechender Ausbau der Pipelineverbindungen sinnvoll. Im Jahr 2023 betrug die durchschnittliche gewichtete Auslastung der Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa 93 %, wobei die Auslastung in den Niederlanden und Belgien höher als in Deutschland lag (GIIGNL, 2024). Im *Basisszenario* liegt die gewichtete Auslastung im Jahr 2025 mit 76 % unter der Auslastung von 2023. Grund dafür sind insbesondere ausgebaute Regasifizierungskapazitäten in Belgien und Deutschland. In den Risikoszenarien *Pipe Nord* und *Pipe Süd* werden die Terminals in Nordwesteuropa im Jahr 2025 fast vollständig ausgelastet (97 % bzw. 96 %), um fehlende Pipelineimporte auszugleichen. Hierbei spielt der Erdgastransit von Nordwesteuropa nach Mittel- und Südosteuropa eine wichtige Rolle. In den Szenarien *LNG Welt* und *LNG EU 2025* fällt die Auslastung aufgrund des verringerten LNG Angebots auf 71 % (*LNG Welt*) bzw. 33 % (*LNG EU 2025*). Die Auslastung in allen Szenarien in den Jahren 2025 und 2030 ist in Abbildung 54 dargestellt.

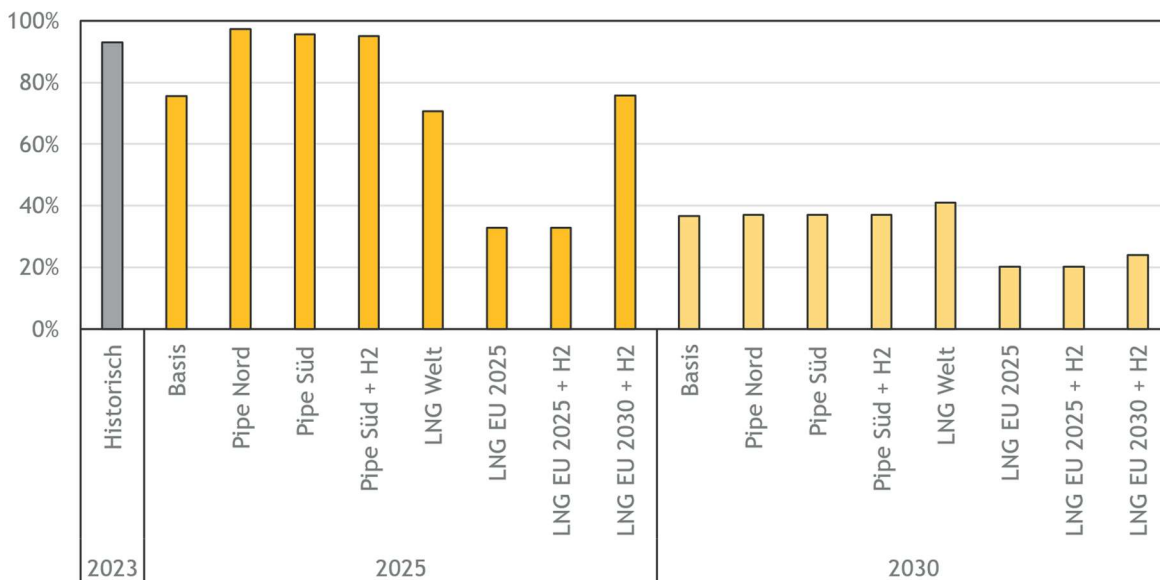


Abbildung 54: Auslastung der Regasifizierungskapazitäten in Nordwesteuropa (Deutschland, Niederlande und Belgien)

Quelle: Eigene Darstellung (EWI)

Im Jahr 2030 sinkt die Auslastung der Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa in allen Szenarien getrieben durch eine sinkende Nachfrage und eine gesteigerte Kapazität und liegt zwischen 20 % und 41 %. In allen Szenarien wird angenommen, dass Terminals in Nordwesteuropa zugebaut werden, die bereits heute im Bau sind oder für die eine finale Investitionsentscheidung vorliegt. Dadurch steigen die Regasifizierungskapazitäten von 55 Mrd. m³ im Jahr 2025 auf 75 Mrd. m³ im Jahr 2030. In Deutschland steigt die Regasifizierungskapazität, insbesondere durch den Bau der Onshore-Terminals in Brunsbüttel und Stade, von 27 Mrd. m³ im Jahr 2025 auf 41 Mrd. m³ im Jahr 2030. Über diesen Ausbau hinaus ergibt sich aus der Modellierung kein weiterer, endogener Ausbau von Regasifizierungskapazitäten in Nordwesteuropa.

Im EWI-Modell COLUMBUS kann es durch folgende Vereinfachungen in der Abbildung des Gasmarktes zu Verschiebungen der Auslastung innerhalb der Region Nordwesteuropa kommen. Dies gilt auch mit Blick auf die vollständige Auslastung der LNG-Terminals in Deutschland, die sich im Modell in einzelnen Szenarien ergibt.

1. Im Modell werden einheitliche variable Kosten von 2,1 EUR/MWh für Regasifizierung und Verflüssigung an allen Terminals angenommen. Die Transportkostenunterschiede verschiedener Routen ergeben sich deshalb aus den Distanzen der Seerouten sowie den vor- und nachgelagerten Pipelinetransportkosten. In der Realität unterscheiden sich Regasifizierungs- und Verflüssigungskosten von Terminal zu Terminal. Im Jahr 2023 lagen die variablen Regasifizierungskosten von niederländischen Terminals mit 1,4 EUR/MWh unter denen der deutschen Terminals mit 1,9 EUR/MWh (ACER, 2024). Aufgrund dieses Kostenvorteils könnte die Auslastung der niederländischen Terminals in der Realität höher ausfallen als in den Modellergebnissen. Insgesamt machen die variablen Regasifizierungskosten allerdings nur einen kleinen Teil der LNG-Transportkosten aus (circa 5-10 % aller Transportkosten inklusive Verflüssigung und Regasifizierung, EWI, 2024).
2. Das Modell wählt den Transportweg ausschließlich anhand der günstigsten Transportkosten aus. Für die Deckung osteuropäischer Erdgasbedarfe ist der Transportweg über Deutschland im Modell geringfügig günstiger, da weniger Ländergrenzen überquert werden. Das führt dazu, dass deutsche Terminals bevorzugt genutzt werden. Die restlichen LNG-Mengen entfallen auf die niederländischen Terminals, während belgische Terminals durch langfristige Verträge vollständig ausgelastet sind.
3. In der Realität können neben den Transportkosten noch weitere Faktoren wie bestehende Geschäftsbeziehungen und Partnerschaften zwischen LNG-Exporteuren und Terminalbetreibern eine Rolle für die Entscheidung spielen, wo LNG angelandet wird. Diese Faktoren können zu einer höheren Auslastung der niederländischen Terminals führen als in den Modellergebnissen dargestellt.

Exkurs 2: Einfluss der Referenznachfrage auf die Auslastung der Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa (Sensitivität Nachfragereduktion 2025)

Eine höhere Nachfrage führt zu einer höheren Auslastung der Transportinfrastruktur. Dies trifft insbesondere auf Regasifizierungsterminals zu, da Pipelinelieferungen in der Regel günstiger sind und marginale Nachfrageänderungen somit insbesondere durch Änderungen der LNG-Importe abgedeckt werden. Die zukünftige Nachfrageentwicklung unterliegt großen Unsicherheiten, von denen in dieser Studie ein mögliches Nachfrageszenario untersucht wird.

Für das Jahr 2025 wurde als zusätzliche Sensitivität der Einfluss einer Nachfrageänderung auf die Auslastung der Regasifizierungskapazitäten in Nordwesteuropa untersucht. Hierbei wird die historische Nachfrage der EU aus dem Jahr 2023 von 318 Mrd. m³ als Referenznachfrage für das Jahr 2025 angenommen (Eurostat, 2024). In allen anderen Szenarien der Studie liegt die Referenznachfrage der EU im Jahr 2025 bei 341 Mrd. m³. (vgl. Kapitel 3.2). Diese Sensitivität führt im EWI-Modell COLUMBUS dazu, dass die Auslastung der Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa von 76 % auf 71 % sinkt. Die Auslastung der deutschen Terminals könnte unter 50 % betragen, wenn LNG vorwiegend in den Niederlanden und Belgien regasifiziert wird.

Exkurs 3: Einfluss russischer Erdgas-Lieferungen auf die Auslastung der Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa (Sensitivität Lieferungen aus Russland in die EU)

Im Jahr 2023 hat die EU insgesamt 48 Mrd. m³ Erdgas aus Russland importiert, wovon ca. die Hälfte per Pipeline in die EU geliefert wurde (Rystad Energy, 2024). Der Umfang weiterer Lieferungen Russlands in die EU bis in das Jahr 2025 sind unsicher. In allen Szenarien der Studie wird angenommen, dass ab dem Jahr 2025 kein Erdgashandel zwischen der EU und Russland betrieben wird.

Als eine weitere Sensitivität wird untersucht, wie sich die Auslastung der Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa gegenüber dem Basisszenario ändern würde, wenn Russland weiterhin Erdgas in die EU exportieren würde. Dies würde insbesondere bei Pipelinelieferungen aus Russland nach Mittel- und Südosteuropa zu einer geringen Auslastung der Terminals in Nordwesteuropa führen. Die Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung zeigen, dass die Auslastung der Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa von 76 % auf 74 % fallen würde. In einem solchen Szenario könnte die Auslastung der deutschen Terminals unter 50 % betragen, wenn LNG vorwiegend in den Niederlanden und Belgien regasifiziert wird. Die Auslastung könnte noch niedriger ausfallen, wenn lediglich Pipelinegas und kein LNG aus Russland in die EU gelangen würde.

Bedeutung der Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa innerhalb der Risikoszenarien

Mit einer Auslastung 76 % im Jahr 2025 kommt den nordwesteuropäischen Regasifizierungsterminals im Basisszenario eine bedeutende Rolle in der europäischen Gasversorgung zu. Treiber der Auslastung sind dabei auch eine im Vergleich zu 2023 leicht erhöhte Nachfrage und die Substitution von russischem Gas für Mittel- und Südosteuropa.

In den Schockszenarien *Pipe Nord* und *Pipe Süd* steigt die Auslastung der nordwesteuropäischen Regasifizierungsterminals auf über 90 %. Die Terminals leisten somit einen substanziellen Beitrag dafür, dass der Preis in diesen Schockszenarien nur moderat ansteigt und weiterhin Gas in die EU geliefert werden kann. Im *Pipe Nord* Szenario zeigt sich allerdings, dass eine gleichzeitige hohe Auslastung der nordwesteuropäischen Terminals und Pipelines zwischen Norwegen, Großbritannien und Belgien durch inländische Kapazitäten eingeschränkt werden kann. Dies resultiert in infrastrukturellen Engpässen in anderen Teilen Europas, die in der Analyse des TIGER-Modells deutlich wurden. Vor allem in Störungsszenarien, die die Gasversorgung Europas via Pipeline einschränken, kommt den LNG-Terminals an zentralen Knotenpunkten in Europa sowie in den daran angeschlossenen inländischen Pipelines eine wichtige Rolle zu.

In den Jahren 2030 und 2035 sinkt die Auslastung aller europäischen Regasifizierungsterminals in den untersuchten Szenarien deutlich. Grund hierfür ist die Annahme einer sinkenden Nachfrage aufgrund steigender Klimaschutzbemühungen sowie der bereits entschiedene Ausbau Kapazitäten. Im Umkehrschluss ist der Ausbau der erneuerbaren Energien und eine schrittweise Substitution von Erdgas beispielsweise durch Wasserstoff in der EU für die sinkende Auslastung erforderlich. Vergleichsbasis der Auslastungen ab dem Jahr 2030 mit dem Jahr 2025 sollte das *Basisszenario* sein, da hier kein Ausfall vorliegt und keine endogenen Investitionen in den Wiederaufbau getätigt werden. Hier sinkt die Auslastung der nordwesteuropäischen Regasifizierungsterminals von 76 % im Jahr 2025 auf 37 % im Jahr 2030.

Als Konsequenz der sinkenden Auslastungen werden in allen Szenarien durch das EWI-Modell COLUMBUS keine zusätzlichen Regasifizierungskapazitäten in Nordwesteuropa hinzugebaut. Dies gilt für eine angenommene Regasifizierungskapazität in Deutschland von 27 Mrd. m³ im Jahr 2025, 41 Mrd. m³ im Jahr 2030 und 37 Mrd. m³ im Jahr 2035 (vgl. Abbildung 6 in Kapitel 3.2). Eine europäische Ausnahme stellt Polen dar: hier werden je nach Szenario im Jahr 2030 zwischen 1 Mrd. m³ und 4 Mrd. m³ in zusätzliche Regasifizierungskapazität investiert.

5.4 Handlungsempfehlungen

Die vorliegende Analyse zeigt, dass das deutsche Gasversorgungssystem im Grunde eine hohe Resilienz besitzt und vergleichsweise schwerwiegende Versorgungsstörungen bewältigen kann. Gleichwohl hat die Vergangenheit gezeigt, dass unvorhergesehene Schocks eine weite Tragkraft haben können. Aus diesem Grund halten es die Studienautoren für empfehlenswert, die folgenden Handlungsfelder zu analysieren und damit die Resilienz weiter zu stärken.

Handlungsfeld 1: Monitoring und Zusammenarbeit

Die Ergebnisse zeigen, dass umfassende Informationen für die Funktionsfähigkeit von Märkten sowie für die Handlungsfähigkeit des Staates bei Krisen von größter Bedeutung sind. Mit Informationen können Krisen entschärft und Schocks abgemildert werden. In den untersuchten Szenarien treten kurzfristige Auswirkungen ein, wie z. B. eine hohe Infrastrukturauslastung im Jahr 2025. Eine regelmäßige Bewertung bzw. Untersuchung der Resilienz des Versorgungssystems, basierend auf den vorgestellten Kriterien, kann die Informationsbasis des Staates und der Märkte verbessern. Es ist zu prüfen, ob bestehende Krisenpläne ausreichen, um schwerwiegende Störungen der Versorgung zu bewältigen, und diese sind regelmäßig anzupassen. Eine Evaluierung der Versorgungskrise des Jahres 2022 könnte helfen, zukünftige Situationen besser zu bewältigen. Die Ergebnisse sollten zudem in bestehende oder zu entwickelnde Strategien, Erdgas-Notfallpläne und Krisenmanagement einfließen.

Die Ergebnisse zeigen die verstärkte Bedeutung der innereuropäischen Zusammenarbeit. Die Überprüfung der Leistungsfähigkeit der europäischen Gasinfrastruktur in Extremfällen sollte gemeinsam erfolgen. Dies betrifft insbesondere Fälle, in denen gleichzeitig Pipelines aus Norwegen sowie Regasifizierungsterminals in Nordwesteuropa sehr hoch ausgelastet werden und große Mengen an Gas über Deutschland nach Mittel- und Südosteuropa transportiert werden muss. Darüber hinaus wäre eine Umstellung der Europipe I auf Wasserstoff mit Nachbarländern abzustimmen, da die Bedeutung anderer Pipelines von Norwegen nach Europa bei einer Umwidmung steigt.

Handlungsfeld 2: Klimaschutz und Reduzierung des Erdgasverbrauchs

Der Nachfragepfad hat massiven Einfluss auf die Resilienz der Gasversorgung. Klimaschutzbestrebungen verringern die Abhängigkeit von fossilen Ressourcen und stärken die Resilienz, da ein reduzierter Verbrauch die Reserven in den Transportsystemen erhöht und die Reichweiten von Speichern verlängert. Eine konsequente Fortsetzung und kurzfristige Umsetzung der Wärmewende kann zur Reduzierung des Gasverbrauchs und damit zur Erhöhung der Resilienz beitragen, auch im Hinblick auf geplante Umwidmungen zu Wasserstoff. Der Ausbau erneuerbarer Energien kann verhindern, dass der Gasbedarf für die Stromerzeugung wesentlich ansteigt. Hierauf ist auch bei der Kraftwerksstrategie zu achten: die aktuelle, angestrebte Kraftwerksstrategie sieht den Neubau von Gaskraftwerken vor, die erst zu einem späteren Zeitpunkt auf Wasserstoff umstellen sollen. Besonders in einem Stromsystem mit hohen Anteilen volatiler erneuerbarer Energien können Gas- und Wasserstoffkraftwerke zur Systemstabilität beitragen. Im Gegenzug bleibt somit aber auch – zumindest bis zur Umstellung der Brennstoffe – die Sensitivität gegenüber Störungen in der Gasversorgung hoch. Zusätzlich sollten Innovationen für Technologien zur Verbrauchsreduzierung weiter gefördert werden und der Industrie weitere Anreize zur Verbrauchsreduktion gegeben werden.

Handlungsfeld 3: Strategien zur Preisstabilisierung und Nachfrageoptimierung

Märkte reagieren auf Störungen oft mit Preisanpassungen, die tatsächliche oder befürchtete Knappheiten reflektieren, was wiederum zu Mengenanpassungen führt. Die Krise im Jahr 2022 hat gezeigt, dass große Preisausschläge soziale und wirtschaftliche Risiken bergen. Daher ist im Falle konkreter Störungen eine Balance zwischen Einsparanreizen und dem Abfedern von Härten zu finden.

Handlungsfeld 4: Ausbau und Technik der Infrastruktur

Die Umstellung von Erdgaspipelines auf Wasserstoff, wie in dieser Studie anhand der Europipe I exemplarisch aufgezeigt, erscheint aus Sicht der vorliegenden Modellanalysen machbar. Im Szenario Nord wird eine Pipeline über Großbritannien ausgebaut, um den Ausfall einer Pipeline in der Nordsee von Norwegen nach Nordwesteuropa bewältigen zu können. Durch den kürzeren Seeweg ist diese etwas günstiger als eine Pipeline von Norwegen nach Deutschland oder die Niederlande. Es ist zu prüfen, ob für einen Bedarfsfall die bestehenden Abkommen mit Großbritannien anzupassen wären. Betriebe von Importinfrastruktur könnten verpflichtet werden, Verträge offenzulegen, um eine Überprüfung der Flexibilität zu ermöglichen, sowie Konzepte zur Beschleunigung der Reparatur physischer Schäden oder zur Erhöhung der Redundanz vorzulegen. Die Analyse zeigt, dass unvorhergesehene Schocks Änderungen in den Fließrichtungen erfordern. Um die LNG-Kapazitäten vollständig nutzen zu können, müssen die innereuropäischen Pipelineverbindungen in Hinblick auf die Tauglichkeit für neue Flussrichtungen, insbesondere von Nordwest- nach Mittel- und Südosteuropa, überprüft und entsprechen bedarfsgerecht aus- und umgebaut werden.

Handlungsfeld 5: Erdgasspeicher

Die Befüllung deutscher Gasspeicher hat die Versorgungssicherheit während der Gaskrise 2022 erhöht, jedoch auch zu hohen Kosten für den Staat geführt und die Marktpreise unter Druck gesetzt. Die Bedeutung der deutschen Gasspeicher zeigt sich insbesondere bei unterjährigen Schwankungen. Die gesetzliche Regelung der Speichervorgaben ist im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verankert und durch die Gasspeicherfüllstandsverordnung (GasSpFüllstV) spezifiziert und tritt mit Ablauf des 31.03.2025 planmäßig außer Kraft. Die Bundesregierung sollte prüfen, ob eine Verlängerung für einen gesteigerten Handlungsspielraum hinsichtlich der Resilienz angebracht ist. Gleichzeitig werden einzelne Speicher in Zukunft für die Wasserstoffinfrastruktur benötigt, weshalb die Resilienz von Erdgas- und Wasserstoffsystemen gemeinsam in der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden sollte.

Handlungsfeld 6: Importe und Diversifikation

Der Preisschock in der Energiekrise des Jahres 2022 hat teils zu Kritik aus anderen Ländern geführt, was die Wichtigkeit multilateraler Kriseninterventionsmechanismen in der EU und darüber hinaus zeigt. Neben weiteren, möglicherweise bereits innerhalb des BMWK diskutierten Optionen, könnte auch an die Konzepte der EU wie die der Käufergemeinschaft und Preisobergrenzen für Erdgasimporte angeknüpft werden. Nationale Maßnahmen, die erhebliche Wirkung auf Nachbarstaaten haben könnten, sollten zuvor innerhalb der EU kommuniziert und abgestimmt werden. Eine weitere Diversifizierung der Importe erhöht die Resilienz und kann durch diplomatische Bemühungen gefördert werden. Aufgrund der großen Bedeutung von Norwegen und den USA empfiehlt sich eine politische Flankierung der energiewirtschaftlichen Beziehungen zu diesen Lieferländern.

Handlungsfeld 7: Einordnung der Ergebnisse und Verständnis für Dynamiken in Störfällen

Ein klares Verständnis der kurzfristigen Dynamiken eines Schocks und von reversiblen sowie irreversiblen Folgen kann einen adäquaten Umgang mit Störungen in der Praxis unterstützen. Es ist besonders darauf hinzuweisen, dass die Modellierung unter der Prämisse von freien und ungestörten Märkten, rationalen Handelns sowie perfekter Voraussicht aller Akteure ein marktwirtschaftliches Gleichgewicht (unter Berücksichtigung technischer Limitierungen) anstrebt. Dies stellt sich in den Szenarien bereits innerhalb von 5 Jahren ein. Die eintretenden Schocks haben somit zwar mittel- bis langfristig keine prägnanten Auswirkungen, die kurzfristige Wirkung besonders an Energiemärkten und im technischen Transportsystem kann jedoch erheblich sein. Daher können die Auswirkungen in der Realität deutlich über diese Ergebnisse hinausgehen. Ein gutes Marktverständnis dient im Falle einer konkreten Störung der Abschätzung von Folgen und der Auswahl geeigneter Gegenmaßnahmen.

6 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Inputs und Outputs des EWI-Modells COLUMBUS zur Simulation des globalen Erdgasmarktes	10
Abbildung 2: Inputs und Outputs des EWI-Modells TIGER zur Simulation der europäischen Gasversorgung	11
Abbildung 3: Netzkarte der europäischen Gasinfrastruktur im EWI-Modell TIGER.....	12
Abbildung 4: Annahmen zur Entwicklung der Erdgasnachfrage Global bis 2035	14
Abbildung 5: Annahmen zur Entwicklung der Erdgasnachfrage in Deutschland bis 2035	15
Abbildung 6: Kapazität der deutschen Regasifizierungsterminals	16
Abbildung 7: Einordnung des Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI) zur Messung der Diversifizierung der Importstruktur	21
Abbildung 8: Historischer Spotpreis und Spotpreisentwicklung im <i>Basisszenario</i>	22
Abbildung 9: Importstruktur in der EU im <i>Basisszenario</i>	23
Abbildung 10: Importstruktur in Deutschland im <i>Basisszenario</i>	23
Abbildung 11: Ausbau von Pipeline- und Regasifizierungskapazitäten in der EU im <i>Basisszenario</i> im Jahr 2030 in Mrd. m ³ pro Jahr	24
Abbildung 12: Auslastung der Regasifizierungsterminals in Europa im <i>Basisszenario</i>	24
Abbildung 13: Im- und Exporte via LNG und Pipelines sowie Auslastung im <i>Basisszenario</i>	26
Abbildung 14: Durchschnittliche gewichtete maximale Auslastung von Pipelines innerhalb Deutschlands im <i>Basisszenario</i> Quelle: Eigene Darstellung (EWI)	27
Abbildung 15: Aggregierte Speicherfüllstandsverläufe in Deutschland im <i>Basisszenario</i>	28
Abbildung 16: Preis- und Nachfrageentwicklung in Deutschland im <i>Pipe Nord Szenario</i>	29
Abbildung 17: Delta des Ausbaus von zusätzlichen Pipelinekapazitäten zum <i>Basisszenario</i> in der EU im <i>Pipe Nord Szenario</i> in Mrd. m ³ pro Jahr	30
Abbildung 18: Importstruktur Deutschland im <i>Pipe Nord Szenario</i> im Vergleich zum <i>Basisszenario</i>	31
Abbildung 19: Importstruktur in der EU im <i>Pipe Nord Szenario</i> im Vergleich zum <i>Basisszenario</i> .	31
Abbildung 20: Auslastung der Regasifizierungsterminals in Europa im <i>Pipe Nord Szenario</i>	32

Abbildung 21: Im- und Exporte via LNG und Pipelines sowie Auslastung im <i>Pipe Nord Szenario</i>	33
Abbildung 22: Durchschnittliche gewichtete maximale Auslastung von Pipelines innerhalb Deutschlands im <i>Pipe Nord Szenario</i>	34
Abbildung 23: Aggregierte Speicherfüllstandsverläufe in Deutschland im <i>Pipe Nord Szenario</i>	35
Abbildung 24: Preis- und Nachfrageentwicklung in Deutschland im <i>Pipe Süd Szenario</i>	38
Abbildung 25: Delta des Ausbaus von zusätzlichen Pipelinekapazitäten zum <i>Basisszenario</i> in der EU im <i>Pipe Süd Szenario</i> in Mrd. m ³ pro Jahr	39
Abbildung 26: Importstruktur Deutschland im <i>Pipe Süd Szenario</i> im Vergleich zum <i>Basisszenario</i>	40
Abbildung 27: Importstruktur in der EU von im <i>Pipe Süd Szenario</i> im Vergleich zum <i>Basisszenario</i>	40
Abbildung 28: Auslastung der Regasifizierungsterminals in Europa im <i>Pipe Süd Szenario</i>	41
Abbildung 29: Auslastung der Pipelineinfrastruktur Europa im Jahr 2030 im <i>Pipe Süd + H2 Szenario</i> im Vergleich zum <i>Pipe Süd Szenario</i>	42
Abbildung 30: Im- und Exporte über Pipelines sowie Auslastung im <i>Pipe Süd + H2 Szenario</i>	43
Abbildung 31: Durchschnittliche gewichtete maximale Auslastung von Pipelines innerhalb Deutschlands im <i>Pipe Süd + H2 Szenario</i>	44
Abbildung 32: Aggregierte Speicherfüllstandsverläufe in Deutschland im <i>Pipe Süd + H2 Szenario</i>	44
Abbildung 33: Preis- und Nachfrageentwicklung in Deutschland im <i>LNG Welt Szenario</i>	46
Abbildung 34: Importstruktur Deutschland im <i>LNG Welt Szenario</i> im Vergleich zum <i>Basisszenario</i>	47
Abbildung 35: Importstruktur der EU im <i>LNG Welt Szenario</i> im Vergleich zum <i>Basisszenario</i>	48
Abbildung 36: Globale Auslastung der Verflüssigungsterminals im Jahr 2025 im <i>LNG Welt Szenario</i>	48
Abbildung 37: Preis- und Nachfrageentwicklung in Deutschland im <i>LNG EU 2025 Szenario</i>	49
Abbildung 38: Ausbau von zusätzlichen Pipelinekapazitäten zum <i>Basisszenario</i> in der EU im <i>LNG EU 2025 Szenario</i> in Mrd. m ³ pro Jahr	50
Abbildung 39: Importstruktur Deutschland im <i>LNG EU 2025 Szenario</i> im Vergleich zum <i>Basisszenario</i>	50
Abbildung 40: Importstruktur in der EU <i>LNG EU 2025 Szenario</i> im Vergleich zum <i>Basisszenario</i>	51

Abbildung 41: Auslastung der Regasifizierungsterminals in Europa im <i>LNG EU 2025 Szenario</i> ..	52
Abbildung 42: Auslastung der Pipelineinfrastruktur in Europa im Jahr 2030 im <i>LNG EU 2025 + H2 Szenario</i> im Vergleich zum <i>LNG EU 2025 Szenario</i>	52
Abbildung 43: Auslastung der Pipelineinfrastruktur in Europa im Jahr 2030 im <i>LNG EU 2030 + H2 Szenario</i> im Vergleich zum <i>LNG EU 2025 + H2 Szenario</i>	53
Abbildung 44: Im- und Exporte via LNG und Pipelines sowie Auslastung im <i>LNG EU 2030 + H2 Szenario</i>	55
Abbildung 45: Durchschnittliche gewichtete maximale Auslastung von Pipelines innerhalb Deutschlands im <i>Szenario LNG EU 2030 + H2 Szenario</i>	56
Abbildung 46: Aggregierte Speicherfüllstandsverläufe in Deutschland im <i>LNG EU 2030 + H2 Szenario</i>	56
Abbildung 47: Bewertung der Resilienz im Szenario <i>Pipe Nord</i>	60
Abbildung 48: Bewertung der Resilienz im Szenario <i>Pipe Süd</i>	61
Abbildung 49: Bewertung der Resilienz im Szenario <i>LNG EU 2025</i>	62
Abbildung 50: Bewertung der Resilienz im Szenario <i>LNG Welt</i>	63
Abbildung 51: Bewertung der Resilienz im Szenario <i>Pipe Süd + H2</i>	65
Abbildung 52: Bewertung der Resilienz im Szenario <i>LNG EU 2025 + H2</i>	66
Abbildung 53: Bewertung der Resilienz im Szenario <i>LNG EU 2030 + H2</i>	67
Abbildung 54: Auslastung der Regasifizierungskapazitäten in Nordwesteuropa (Deutschland, Niederlande und Belgien).....	68

Literaturverzeichnis

European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) (2022): Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2021.

European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) (2024): Analysis of the European LNG market developments. 2024 Market Monitoring Report. https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_2024_MMR_European_LNG_market_developments.pdf

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2023): Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231122-zwischenbericht-der-systementwicklungsstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=11

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2024): Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategie-wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=18

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2024): Rückblick: Gasversorgung im Jahr 2023. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/a_Gasversorgung_2023/start.html

The European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) (2024): System Capacity Map. <https://www.entso-g.eu/maps#system-capacity-map-2024>

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2012): COLUMBUS – A global gas market model. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/columbus-a-global-gas-market-model/>

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2013): Supply disruptions and regional price effects in a spatial oligopoly – an application to the global gas market. Working paper. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/supply-disruptions-and-regional-price-effects-in-a-spatial-oligopoly-an-application-to-the-global-gas-market/>

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2016): European gas grid through the eye of the TIGER: investigating bottlenecks in pipeline flows by modelling history. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/european-gas-grid-through-the-eye-of-the-tiger-investigating-bottlenecks-in-pipeline-flows-by-modelling-history/>

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2017): Impacts of Nord Stream 2 on the EU natural gas market. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/impacts-of-nord-stream-2-on-the-eu-natural-gas-market/>

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2019): The Trilateral Gas Talks: What would an interruption of Russian gas exports via Ukraine mean for EU consumers? <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/the-trilateral-gas-talks-what-would-an-interruption-of-russian-gas-exports-via-ukraine-mean-for-eu-consumers/>

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2023a): Analyse der globalen Gasmärkte bis 2035. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/analyse-der-globalen-gasmaerkte-2035/>

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2023b): Integrating Cross-Border Hydrogen Infrastructure in European Natural Gas Networks: A Comprehensive Optimization Approach. Working Paper. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/integrating-cross-border-hydrogen-infrastructure-in-european-natural-gas-networks-a-comprehensive-optimization-approach/>

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2024): EWI Global PtX Cost Tool 2.0. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/tools/globales-ptx-produktions-und-importkostentool/>

Eurostat (2024): Natural gas demand drops by 7.4% to 12.72 TJ in 2023. <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/products-eurostat-news/w/ddn-20240528-1#:~:text=The%20EU%27s%20demand%20for,cumulated%20data%20began%20in%202008.>

Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) Gas (2024a): Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz. <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>

Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) Gas (2024b): Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032. https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2024/03/2024_03_20_NEP-2022_Gas_FINAL_DE.pdf

International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL) (2024): GIIGNL 2024 Annual Report. <https://giignl.org/document/giignl-2024-annual-report/>

International Energy Agency (IEA) (2023): World Energy Outlook 2023. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) (2023): Untertage Gasspeicherung in Deutschland. https://www.lbeg.niedersachsen.de/energie_rohstoffe/erdoel_und_erdgas/untertagegasspeicher/publikation_untertageerdgasspeicherung/publikation-zur-untertage-gasspeicherung-in-der-zeitschrift-erdoel-erdgas-kohle-898.html

Lochner, Stefan (2011): The Economics of Natural Gas Infrastructure Investments. Theory and Model-based Analysis for Europe. https://kups.ub.uni-koeln.de/4601/4/Dissertation_Lochner.pdf

Öko Institut und Expertenkommission zum Energiewende Monitoring (2024): Monitoringbericht 2024. <https://www.oeko.de/publikation/bericht-der-expertenkommission-zum-energiewende-monitoring/>

Rystad Energy (2024): Rystad Energy Cube Browser. <https://www.rystadenergy.com/downloads>

Umweltbundesamt (UBA) (2024): Treibhausgas-Projektionen 2024 – Ergebnisse kompakt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/thg-projektionen_2024_ergebnisse_kompakt.pdf

