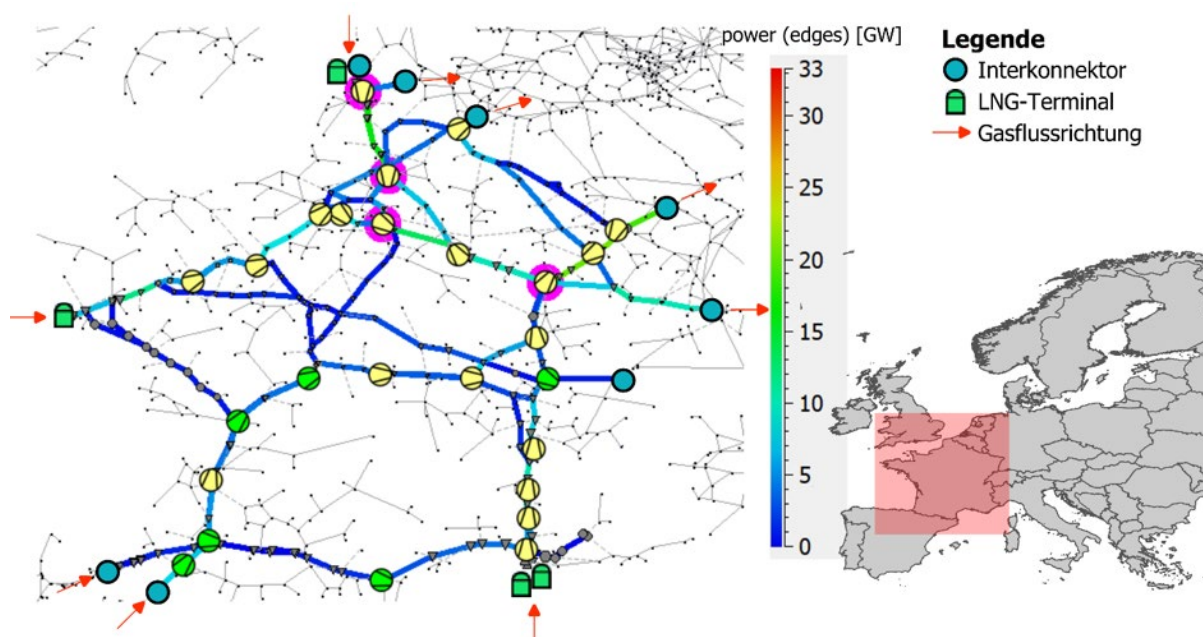




Europäische Gasversorgungssicherheit aus technischer und wirtschaftlicher Perspektive vor dem Hintergrund unterbrochener Versorgung aus Russland

Im Auftrag des Akademienprojektes
Energiesysteme der Zukunft" (ESYS)

Ort: Cottbus
Datum: Juli 2022

Impressum

Europäische Gasversorgungssicherheit vor dem Hintergrund unterbrochener Versorgung aus Russland

Projektleitung

Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG

Gulbener Straße 23, 03046 Cottbus

Verantwortliche für den Inhalt des Textes

Mario Ragwitz, Joachim Müller-Kirchenbauer, Bernhard Klaaßen, Marieke Graf, Ulrike Herrmann, Christoph Nolden, Maximilian Evers, Okan Akça, Dongrui Jiang, Kristian Hurtig

Beteiligte Institute

Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement (E&R) TU Berlin

Straße des 17. Juni 135, 10623 Berlin

Fraunhofer-Institut für Algorithmen und Wissenschaftliches Rechnen SCAI

Schloss Birlinghoven 1, 53757 Sankt Augustin

Verfasst im Auftrag des

Akademienprojektes „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS)

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 03EDZ2016 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autor*innen.

Zitierempfehlung

Ragwitz, M.; Müller-Kirchenbauer, J.; Klaaßen, B.; Graf, M.; Herrmann, U.; Nolden, C.; Evers, M.; Akça, O.; Jiang, D.; Hurtig, K. (2022): Europäische Gasversorgungssicherheit vor dem Hintergrund unterbrochener Versorgung aus Russland. Berlin: Fraunhofer IEG & SCAI, TU Berlin, im Auftrag des Akademienprojektes „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS)

Veröffentlicht

Juli 2022

Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Auftraggebers wider.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Abkürzungsverzeichnis.....	5
1 Kurzzusammenfassung.....	6
2 Untersuchungsgegenstand	8
3 Struktur der Studie	10
3.1 Europäisches Gasverbundnetz	10
3.2 LNG-Importkapazitäten.....	11
3.3 Stand und Entwicklung der Infrastruktur.....	12
4 Methodik.....	16
4.1 Hierarchischer Ansatz.....	16
4.2 Leistungsbilanzmodell	17
4.3 Umbrella-Modell	19
4.4 Regionalmodelle.....	20
4.5 Speichermodellierung	21
5 Szenarien.....	23
5.1 Durchschnittsszenario	23
5.2 Winterszenario	25
5.3 Zusatzuntersuchung zur Speicherbefüllung.....	27
5.4 Zeitliche Parameteränderungen	27
5.5 Varianten der Zielfunktion im Leistungsbilanzmodell.....	29
6 Ergebnisse.....	31
6.1 Kombination aus Infrastruktur und Einsparung.....	31
6.2 Resultate der europäischen Modelle.....	31
6.2.1 Ergebnisse aus dem Leistungsbilanzmodell	31
6.2.2 Ergebnisse aus dem Umbrella-Modell	35
6.3 Resultate der Regionalmodelle.....	38
6.3.1 Spanien.....	38
6.3.2 Frankreich	41
6.3.3 BeNeLux	46
6.3.4 Deutschland.....	51
6.3.5 Italien.....	56
6.4 Diskussion und Ausblick.....	58
7 Ausführende Institute	60

7.1	TU Berlin	60
7.2	Fraunhofer IEG	60
7.3	Fraunhofer SCAI.....	60
Abbildungsverzeichnis		61
Tabellenverzeichnis		63
Literaturverzeichnis		64
A.1	Anhang: Methodik.....	67
A.1.1	Topologie	67
A.1.2	Bedarf/Produktion	67
A.1.3	LNG-/Speicherkapazitäten.....	67
A.2	Anhang: Weitere Angaben zu den Regionalmodellen – Methodik und Ergebnisse	68
A.2.1	BeNeLux.....	68
A.2.1.1	BeNeLux - Topologieverbesserungen.....	68
A.2.1.2	BeNeLux – Strömungsmechanische Ergebnisse	68
A.2.2	Deutschland	73
A.2.2.1	Deutschland – Topologieverbesserungen	73
A.2.2.2	Deutschland – Strömungsmechanische Ergebnisse	73
A.2.3	Spanien	78
A.2.3.1	Spanien – Topologieverbesserungen.....	78
A.2.3.2	Spanien – Strömungsmechanische Ergebnisse.....	81
A.2.4	Frankreich.....	81
A.2.4.1	Frankreich – Topologieverbesserungen	81
A.2.4.2	Frankreich – Strömungsmechanische Ergebnisse	84

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
BeNeLux	Belgien, Niederlande und Luxemburg
EE	Erneuerbare Energien
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
ENTSO-E	European association for the cooperation of transmission system operators (TSOs) for electricity
EU	Europäische Union
FSRU	Floating Storage and Regasification Units
LNG	Liquefied Natural Gas = (zum Transport) verflüssigtes Erdgas
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques
MYNTS	Multiphysical Network Simulator (Fraunhofer SCAI)
SIMONE	Pipeline simulation software by LIWACOM
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan

1 Kurzzusammenfassung

Dieses Gutachten analysiert die Versorgungssicherheit Europas aus netztechnischer Sicht anhand einer leistungsbilanziellen Untersuchung der Erdgasflüsse für die Jahre 2022 bis 2026 sowie 2030 bei einem vollständigen Ausfall der Gasflüsse aus Russland. Die resultierenden Gastransporte werden anhand einer strömungsmechanischen Detailmodellierung für das Jahr 2026 für fünf große europäische Transportnetze validiert.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Berechnungen zeigen, dass eine Versorgung des europäischen Bedarfs potentiell unabhängig von russischem Gas und über eine verstärkte Nutzung von LNG sowie anderer verfügbarer Pipeline-Importe gewährleistet werden kann. Anhand strömungsmechanischer Transportnetzmodelle für die Länder bzw. Regionen Spanien, Frankreich, BeNeLux, Italien und Deutschland konnte gezeigt werden, dass die dafür notwendigen veränderten Gasflüsse technisch umsetzbar sind.

Voraussetzungen hierfür sind eine enge europäische Zusammenarbeit, die zügige Umsetzung von Infrastrukturmaßnahmen und die Reduktion des Leistungsbedarfs um 20 % in der EU im Vergleich zum Jahr 2021. Dem zugrunde gelegten TYNDP-Szenario „Distributed Energies“ zufolge kann diese Reduktion bis zum Jahr 2025 erreicht werden¹. Zu den notwendigen Infrastrukturmaßnahmen zählen die Umsetzung bereits geplanter Pipelineprojekte und der (Aus-)Bau von LNG-Terminals sowie die Ertüchtigung von Verdichterstationen für den *reverse flow*. Diese Umrüstung ist notwendig, da das Gas in vielen Teilnetzen nicht mehr in die Richtung fließt, auf die die Netze ursprünglich ausgelegt waren. Dabei kommt der Richtungsumkehr zwischen Italien und Österreich eine wichtige Rolle zu, um den Weitertransport des Gases bis in die Ukraine zu ermöglichen. Das deutsche Netz übernimmt eine Schlüsselfunktion, da es hohe Transite in die Nachbarländer bewältigt. Zudem werden die geplanten schwimmenden LNG-Terminals (FSRUs) in Deutschland in dem modellierten Szenario schon ab 2023 stark genutzt.

Näheres zur Methode

Den durchgeführten Berechnungen liegen zwei Varianten des TYNDP-Szenarios zugrunde: Die Variante „Durchschnittsszenario“ mit durchschnittlichem Leistungsbedarf und ohne Speichernutzung und die Variante „Winterszenario“ mit hohem Leistungsbedarf und Speicherentladung. Grundsätzlich werden die Berechnungen aufgrund einer Stundenleistungsbilanz (MWh/h) durchgeführt, also für eine Stunde mit jahresdurchschnittlichem Verbrauch und eine Stunde mit einem hohen wintertypischen Verbrauch.

Ausgangspunkt der Analyse ist ein Transportmodell zur Leistungsbilanzierung der Flüsse zwischen den einzelnen Ländern. Die maximalen Kapazitäten an den Interkonnektoren werden dabei als Nebenbedingungen vorgegeben, ebenso wie die Obergrenzen für die Erdgasförderung, sowie die LNG- und Pipeline-Importe der einzelnen Länder. Die Ergebnisse des Leistungsbilanzmodells werden im nächsten Schritt an das gesamteuropäische Flussmodell auf Basis von MYNTS übergeben. Hier wird jedes Land als ein Knoten abgebildet und die europäischen Gasflüsse werden strömungsmechanisch simuliert. Engpässe im intereuropäischen Gastransport können so aufgezeigt werden.

¹ Bei der Erstellung des TYNDP-DE Szenarios durch ENTSO-E und ENTSO-G wurden weder eine mögliche Unterbrechung russischer Gaslieferungen noch Gegenreaktionen, wie z. B. Verbrauchsreduktionen infolge steigender Gaspreise oder politische Maßnahmen, betrachtet. Der dort ausgewiesene Verbrauchsrückgang ist daher nicht als Versorgungs- oder Leistungslücke zu verstehen.

Im letzten, entscheidenden Schritt dieser dreistufigen Modellkette werden Engpässe innerhalb ausgewählter europäischer Länder untersucht und die Ergebnisse der vorangehenden Modelle auf ihre physikalische Umsetzbarkeit in den Transportnetzen überprüft. Mittels der physikalischen Gasflussmodelle basierend auf MYNTS und SIMONE werden die Gasinfrastrukturen der Regionen Spanien, Frankreich, BeNeLux, Deutschland und Italien detailliert abgebildet. Der Erdgasbedarf wird dafür auf NUTS3-Ebene heruntergebrochen und anschließend auf die einzelnen Knoten der modellierten Erdgastransportnetze allokiert. Die Gasflüsse werden in den strömungsmechanischen Modellen dann so gesteuert, dass alle regionalen Bedarfe sowie die Exporte in angrenzende Netze gedeckt werden. Die Kapazitäten der einzelnen Pipelines, LNG-Terminals, Interkonnektoren und Speicher werden berücksichtigt und der technisch-physikalische Nachweis erbracht, dass die planmäßig ausgebauten Gasversorgungsinfrastrukturen die Versorgungsaufgaben entsprechend dem Leistungsbilanzmodell vollständig erfüllen können.

2 Untersuchungsgegenstand

Der am 24. Februar 2022 begonnene russische Angriffskrieg auf die Ukraine hat zu einer drastischen Neubewertung der Beziehungen Deutschlands und der EU zu Russland geführt und stellt gleichzeitig sämtliche Energieträgerimporte aus Russland in Frage. Seitdem wird einerseits ein möglicher Importstopp seitens Deutschlands oder der Europäischen Union in Erwägung gezogen und andererseits die Möglichkeit eines vollständigen Lieferstopps durch Russland erkannt.

Da die Europäische Union 24,36 % und Europa knapp 42 % ihres Erdgasbedarfs aus russischen Quellen decken (BP, 2021), hätte ein Ausfall russischer Lieferungen unmittelbar schwerwiegende Folgen für das Energieversorgungssystem. Es stellt sich die Frage, inwiefern in einem solchen Fall die Erdgasbedarfe in Europa durch alternative Quellen gedeckt werden können. Diese Frage war und ist Ausgangspunkt einiger Studien. Allerdings hat bisher keine Untersuchung eine strömungsmechanische Betrachtung der Erdgasflüsse in den europäischen Transportnetzen vorgenommen. Dieses Gutachten analysiert die Substitution russischer Erdgaslieferungen mittels LNG-Importen und verstärkter Nutzung von Pipeline-Importen aus infrastruktureller Sicht.

Kern des Gutachtens ist die technisch-physikalische Untersuchung, wie leistungsfähig die Gasversorgungsinfrastruktur Europas ist, um bei vollständiger Unterbrechung von Gaslieferungen aus Russland – gleich aus welchem Grunde – die Versorgung zu gewährleisten. Ob der Grund für die Unterbrechung ein europäisches Importembargo oder ein Stopp der Lieferungen durch Russland ist, verändert diesen Stresstest für die europäische Gasversorgungsinfrastruktur aus technisch-physikalischer Sicht nicht.

Die untersuchte Gasversorgungsinfrastruktur besteht aus dem Gasfernleitungssystem einschließlich Verdichterstationen, aus den Untergrundspeichern und ihrer Ausspeicherleistung sowie den LNG-Regasifizierungsterminals einschließlich ihrer Einspeisekapazitäten in das Gasfernleitungsnetz.

Da eine vollständige strömungsmechanische Modellierung des europäischen Gasfernleitungssystems aus daten- und modellierungstechnischen Gründen nicht möglich ist, wurde für die vorliegende Untersuchung ein hierarchischer Ansatz entwickelt, der rechenbare strömungsmechanische Netzmodelle, die die Gasversorgungsinfrastruktur für wichtige und in sich bereits komplexe Regionalnetze technisch-physikalisch detailliert abbilden, miteinander und mit anderen Regionen verknüpft. Dies geschieht durch ein Umbrella-Modell, das ebenfalls mit einem strömungsmechanischen Modellierungstool arbeitet, und mit einem Leistungsbilanzmodell für alle europäischen Länder, das keine strömungsmechanischen Prozesse abbildet. Durch diese Modellverknüpfung wird erreicht, dass die Ein- und Ausspeiseleistungen der einzelnen Detailmodelle zueinander konsistent sind, weil die Ausspeisungen aus einem Regionalnetz in ein anderes den dortigen Einspeisungen entsprechen. Umgekehrt gewendet: Es kann gezeigt werden, dass die möglichen Lösungen aus dem europäischen Leistungsbilanzmodell nicht durch Engpässe innerhalb der modellierten Regionalnetze beschränkt werden. Für die nicht detailliert modellierten Länder ist aufgrund der deutlich geringeren Ausdehnung und Komplexität der Fernleitungsnetze von vorneherein nicht zu erwarten, dass interne Netzengpässe die Versorgung beeinträchtigen.

Damit wird eine wissenschaftliche Methode zur Analyse der Leistungsfähigkeit des europäischen Erdgasverbundnetzes bereitgestellt, die ein Leistungsbilanzmodell mit strömungsmechanischen Detailmodellen der technisch-physikalischen Gastransportnetzinfrastruktur verknüpft und es werden die Ergebnisse ihrer ersten Anwendung auf Basis öffentlich verfügbarer Daten zur Quantifizierung notwendiger Verringerungen des Erdgasverbrauchs vorgestellt.

In weiteren Analysen können in nachfolgenden Arbeiten die Ergebnisse weiter verifiziert und verfeinert werden, indem beispielsweise die regionale Auflösung resultierender potenzieller

Versorgungsengpässe analysiert oder die füllstandabhängige Dynamik der Speicher untersucht wird. In diesem Sinne stellen die hier gezeigten Ergebnisse einen wichtigen Zwischenstand der strömungsmechanischen Untersuchung der europäischen Erdgasinfrastruktur im Hinblick auf die Versorgungssicherheit beim Ausbleiben russischer Importe dar.

3 Struktur der Studie

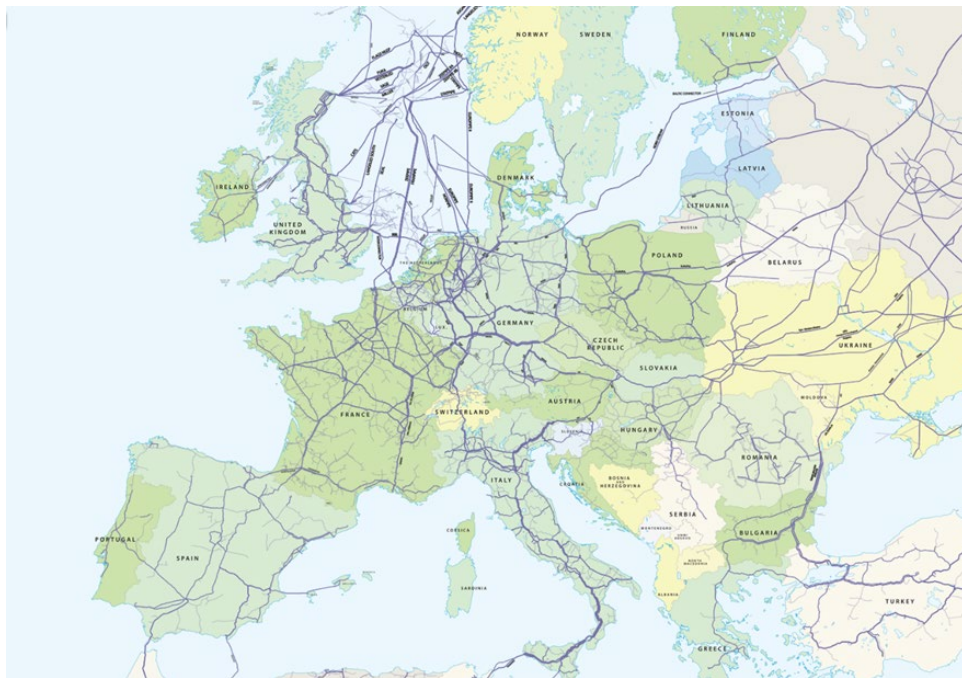
Die Untersuchungen dieses Gutachtens gehen auf Veröffentlichungen aus dem Frühjahr 2022 zurück, die eine Versorgungslücke im Wesentlichen auf Basis von Energiebilanzen und nicht von Leistungsbilanzen thematisierten (vgl. Giehl et al., 2022 mit weiteren Verweisen). Die dort zugrunde gelegte Methodik der bilanziellen Modellierung wird in diesem Gutachten zu einer Leistungsbilanzmodellierung weiterentwickelt und die Eingangsdaten hinsichtlich der Betrachtung unterschiedlicher Szenarien erweitert. Die Resultate des Leistungsbilanzmodells wiederum dienen als Eingangsgrößen für die strömungsmechanische Analyse einzelner Erdgasnetze.

Hierfür werden zunächst in den nachfolgenden Unterkapiteln das Erdgasverbundnetz in Europa vorgestellt sowie die LNG-Kapazitäten und geplante Infrastrukturmaßnahmen diskutiert. In Kapitel 4 wird das methodische Vorgehen der bilanziellen Modellierung bis hin zur strömungsmechanischen Simulation erörtert, bevor in dem anschließenden Kapitel 5 die notwendigen Eingangsdaten aufbereitet und die betrachteten Szenarien definiert werden. Abschließend erfolgen die Vorstellung und Diskussion der Resultate aller Modelle in Kapitel 6.

3.1 Europäisches Gasverbundnetz

Der Modellierung liegt das Gasverbundnetz nach ENTSO-G zu Grunde, in dem fehlende Pipeline-Verbindungen (Stand 07/2022) ergänzt wurden. Auf Basis des in Abbildung 1 dargestellten Netzes werden die Interkonnektor-Kapazitäten zwischen den einzelnen Ländern zusammengefasst, wenn sie aus mehreren Gasleitungen bestehen, die eine Ländergrenze überqueren. Die Detailbetrachtung in den Regionalmodellen (siehe Kapitel 5) bildet das jeweilige Gastransportnetz für die betrachteten Länder mit den für die Fragestellung wesentlichen Gasleitungen ab. Kleinere Gasleitungen, die mit niedrigeren Drücken und/oder nur für regionale Verteilungsaufgaben betrieben werden, müssen nicht berücksichtigt werden.

Abbildung 1: Europäisches Gasverbundnetz

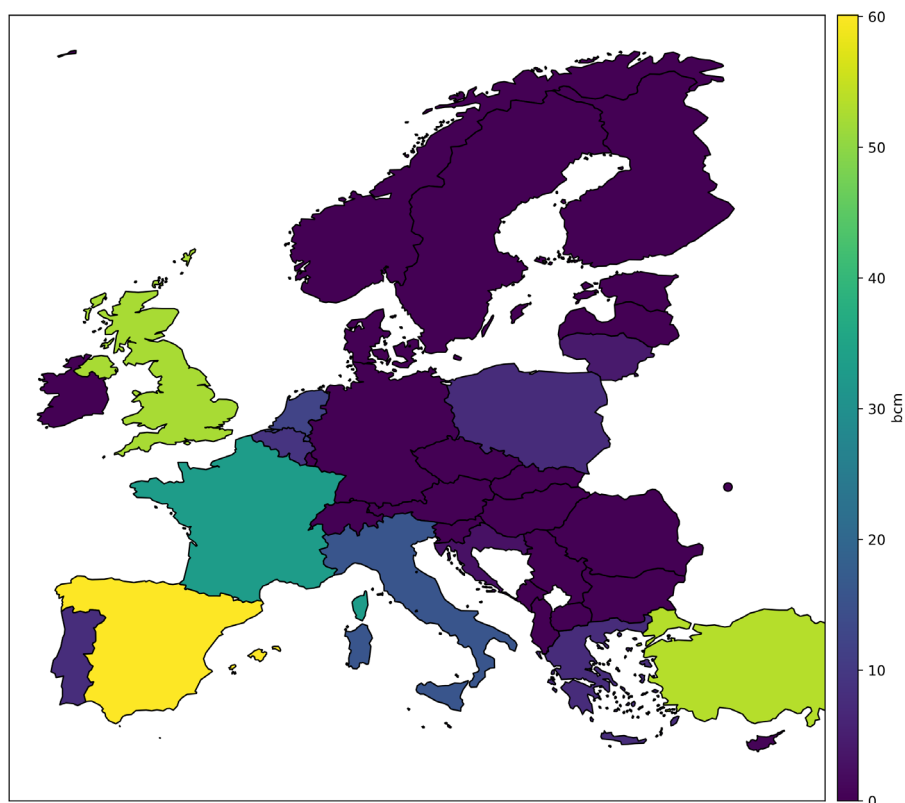


Quellen: ENTSO-G, 2022

3.2 LNG-Importkapazitäten

Eine wesentliche Kompensationsmöglichkeit für russische Erdgaslieferungen ist der Import von flüssigem Erdgas über LNG-Terminals respektive Floating Storage and Regasification Units (FSRU). LNG-Terminals erlauben eine Diversifikation des europäischen Erdgasbezugs durch die Möglichkeit, via Schiff verflüssigtes Erdgas zu transportieren, zu regasifizieren und in die Transportnetze einzuspeisen.

Aktuell beträgt die gesamteuropäische LNG-Importkapazität 280 Mrd. m³ (GLE, 2021). Die Verteilung der europäischen LNG-Kapazitäten ist in Abbildung 2 dargestellt.

Abbildung 2: LNG-Importkapazitäten Europa 2022

In dieser Darstellung sind die geplanten FSRUs in Deutschland (Wilhelmshaven und Brunsbüttel) ab 2023 sowie die LNG-Terminals in Stade und Brunsbüttel ab 2026 noch nicht enthalten. Die für die Jahre 2022 bis 2030 angenommenen LNG-Importkapazitäten werden in Abschnitt 5.4 beschrieben.

Der Ausbau europäischer LNG-Terminals ist für die Erhöhung der Unabhängigkeit von russischem Erdgas essenziell, wenngleich ein Ausbau der Netzinfrastruktur damit einhergehen muss. Da die LNG-Terminals überwiegend im Westen Europas verortet sind, aber die bisherigen russischen Importe im Osten Europas eingespeist werden, ist zu vermuten, dass wesentliche Pipelines in ihrer Flussrichtung umgekehrt werden müssen, um die LNG-Importe weiterverteilen zu können.

Darüber hinaus ist anzunehmen, dass sich für neue LNG-Terminals vor allem osteuropäische und ostdeutsche Standorte empfehlen, da dort die wegfallenden russischen Importe zu einer geringen Auslastung des dortigen Erdgasnetzes führen.

3.3 Stand und Entwicklung der Infrastruktur

Neben dem notwendigen Ausbau der LNG-Importkapazitäten ist auch eine Erweiterung der Netzinfrastruktur für eine Kompensation der russischen Erdgaslieferungen Voraussetzung. Für wesentliche Pipelines ist eine Flussrichtungsumkehr erforderlich, da große Mengen der Erdgasimporte künftig über die westlichen LNG-Terminals importiert werden. Aussichtsreiche Kandidaten sind hierfür die Routen, die Länder mit hohen LNG-Importmöglichkeiten (v. a. Spanien, Frankreich, BeNeLux und Italien) mit den mittel- und osteuropäischen Ländern verbinden.

Die technische Umsetzung dieser Flussrichtungsumkehr (*reverse flow*) ist, v. a. zeitlich, mit vergleichsweise geringem Aufwand verbunden. Hierfür werden die Leitungsanschlüsse der Verdichterstationen um weitere Verbindungsleitungen und Ventile ergänzt und die Verdichter können in entgegengesetzter Richtung zur ursprünglichen Strömungsrichtung in den Transportleitungen wirken. So kann die Reversibilität der Erdgasleitungen zügig realisiert werden,

da aufgrund der Lokalisierung der Verdichterstationen auf den Betriebsgeländen der Fernleitungsnetzbetreiber in der Regel keine aufwendigen Genehmigungsverfahren mit umfangreicher Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen sind, wie dies bei Leitungsbauprojekten der Fall ist. Als zeitlicher Rahmen können für diese Umbaumaßnahmen etwa sechs bis zwölf Monate angenommen werden.

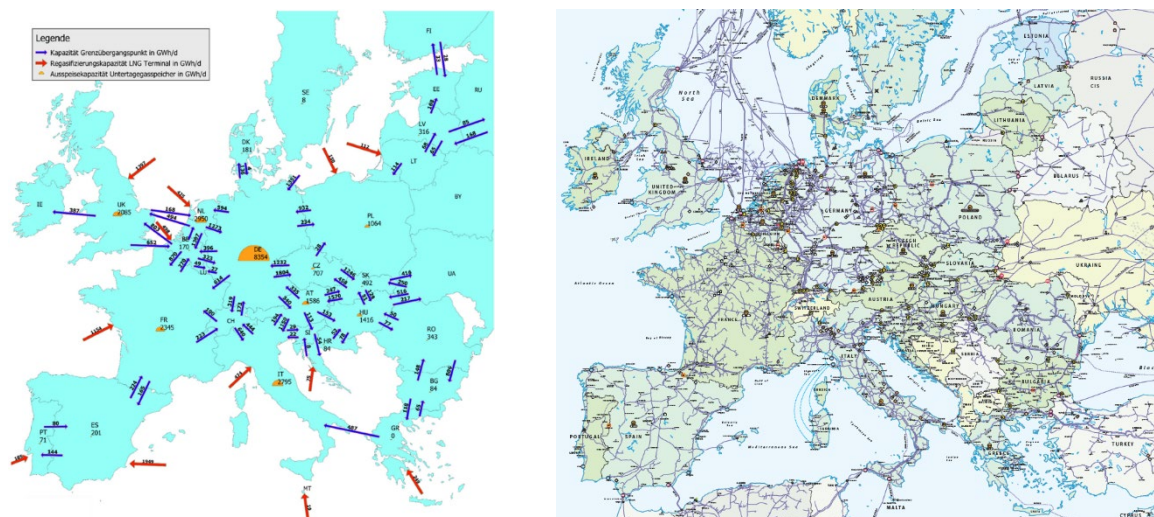
Eine weitere potenziell wichtige Infrastrukturmaßnahme ist die Erweiterung der Interkonnektor-Kapazitäten. Bereits grundlegende Rechnungen zeigen, dass beispielsweise die Pipeline-Verbindungen von Spanien nach Frankreich die Weiterleitung der hohen LNG-Importpotenziale Spaniens nach Mitteleuropa limitieren. Der Ausbau der LNG-Importkapazitäten, die Flussrichtungsumkehr (*reverse flow*) von Verdichterstationen und Pipelines sowie die Erhöhung von Interkonnektor-Kapazitäten sind folglich potenziell wichtige Maßnahmen, um die Abhängigkeit Europas von russischen Erdgaslieferungen zu beenden.

Eine Übersicht der Datenquellen ist den nachfolgenden Abbildungen und den Tabelle 1 und Tabelle 2 zu entnehmen. Ebenfalls in diesem Gutachten berücksichtigt sind die zuletzt veröffentlichten Publikationen, deren Auflistung dem „Hintergrundpapier zu Gasinfrastrukturen im Lichte des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine“ des TransHyDe-Konsortiums (Graf et al., 2022, S. 4) entnommen werden kann. Die dort enthaltenen Angaben wurden auf Basis der Quellen in Tabelle 1²:

Abbildung 3: Übersicht der modellierten europäischen Infrastrukturen

Links: Übersicht der LNG-Kapazitäten, Grenzübergangspunkte und Gasspeicher in Europa

Rechts: Transparency Capacity Map mit Anhängen und Projektlisten zur Ergänzung der Datenbasis.



Quellen: ENTSO-G, 2021; Graf et al., 2022, S. 4

² Dies betrifft u.a. LNG-Projekte ohne Anschluss an das europäische Erdgasverbundnetz und/oder Projekte, die mittlerweile abgesagt wurden (z.B. LNG-Terminals Tenerife, Gothenburg), Projekte, bei denen sich die Inbetriebnahme verschoben hat (z.B. Vassiliko, Shannon) und/oder neu hinzugekommene Projekte mit verbindlicher Ankündigung (z.B. deutsche Terminals, Gioia Tauro und Porto Empedocle in Italien). Projekte mit geplanter Inbetriebnahme nach 2026 wurden nicht berücksichtigt.

Tabelle 1: Übersicht der verwendeten Datenquellen.

Datenquellen		
Erdgas-Bedarf	TYNDP 2022 Scenario Report und zugehörige Datenbasen	ENTSO-G/ENTSO-E, 2022
	Statistical Review of World Energy	BP, 2021
Erdgas-Produktion	Statistical Review of World Energy	BP, 2021
Erdgas-Speicherkapazitäten	https://agsi.gie.eu/	GIE AGSI+, 2022
LNG-Importkapazitäten	LNG Import Terminals Map Database	GLE, 2022
	TYNDP 2022 Projektliste https://www.entsog.eu/sites/default/files/2022-03/TYNDP2022%20List%20of%20Projects%20-%20Project%20Tables-Final.xlsx	ENTSO-G, 2022
Erdgas-Netzinfrastruktur	Transparency Capacity Map 2021	ENTSO-G, 2021
	TYNDP 2022 Projektliste https://www.entsog.eu/sites/default/files/2022-03/TYNDP2022%20List%20of%20Projects%20-%20Project%20Tables-Final.xlsx	ENTSO-G, 2022
	SciGrid Datensatz	DLR, 2020

Die Erweiterungsplanung der LNG-Regasifizierungskapazitäten nach GLE/GIE und ENTSO-G mit eigenen Aktualisierungen zeigt Tabelle 2.

Tabelle 2: Erweiterungsplanung der LNG-Regasifizierungskapazitäten

Projekte	Land	IBN	Kapazität [bcm]	Kapazität (Regasifizierung) [GWh/h]
LNG-Terminal in Vassiliko (Gas2EU)	Zypern	2023	2,44	3,1
FSRU in Alexandroupolis	Griechenland	2023	8,3	10,5
FSRU in Wilhelmshaven	Deutschland	2023	9	11,4
FSRU in Brunsbüttel	Deutschland	2023	5	6,3
FSRU in Paldiski und Inkoo ³	Estland/	2023	4,6	5,8
	Finnland			
LNG-Terminal in Fos Cavaou (Erweiterung)	Frankreich	2023	3,6	4,6

³ Die FSRU kann entweder in Paldiski (Estland) oder Inkoo (Finnland) betrieben werden.

Projekte	Land	IBN	Kapazität [bcm]	Kapazität (Regasifizierung) [GWh/h]
LNG-Terminal in Montoir (Erweiterung)	Frankreich	2023	3,3	4,2
LNG-Terminal in Skulte	Lettland	2023	1,5	1,9
LNG-Terminal in Swinoujscie (Erweiterung)	Polen	2023	2,5	3,2
LNG-Terminal in Swinoujscie (Erweiterung)	Polen	2024	0,8	1
LNG-Terminal in Rotterdam (Erweiterung Phase 3)	Niederlande	2024	2	2,5
LNG-Terminal in Mugardos (Erweiterung)	Spanien	2024	3,6	4,6
FSRU in Klaipeda	Litauen	2024	3,7	4,7
FSRU in Shannon (and connecting Pipeline)	Ireland	2024	2,1	2,7
LNG-Terminal in Fos Cavaou (Erweiterung)	Frankreich	2025	10,8	13,7
LNG-Terminal in Montoir (Erweiterung)	Frankreich	2025	8,5	10,8
LNG-Terminal in Paldiski	Estland	2025	2,5	3,2
FSRU in Shannon	Ireland	2025	2,8	3,6
LNG-Terminal in Tallinn	Estland	2025	4	5,1
LNG-Terminal in Stade	Deutschland	2026	3	3,8
LNG-Terminal in Brunsbüttel	Deutschland	2026	8	10,1
FSRU an der Ostseeküste	Polen	2026	4,5	5,7
LNG-Terminal in Gioia Tauro (Neubau)	Italien	2026	12	15,2
LNG-Terminal in Porto Empedocle (Neubau)	Italien	2026	8	10,1

Der berücksichtigte Stand und die Ausbauplanung für die Netzinfrastrukturen, insbesondere die Datenbasis aus der ENTSO-G Transparency Capacity Map 2021 und der TYNDP 2022 Projektliste⁴, enthalten über 260 Einzelprojekte, hiervon über 180 für Erweiterungen oder Neubauprojekte von Transportleitungen (einschließlich Interkonnektoren) und/oder Verdichterstationen.

⁴ <https://www.entsog.eu/sites/default/files/2022-03/TYNDP2022%20List%20of%20Projects%20-%20Project%20Tables-Final.xlsx>

4 Methodik

4.1 Hierarchischer Ansatz

Der methodische Ansatz dieser Untersuchung hat einen hierarchischen Aufbau. Dabei wurden drei Modellierungsebenen kombiniert, die sich jeweils ergänzen:

„Leistungsbilanzmodell“: Leistungsbilanzielle Betrachtung [GWh/h] der Gasflüsse zwischen Ländern

Frage: Welche Gasleistungen können prinzipiell durch Europa transportiert werden, wenn man lediglich die Bedingungen an den Interkonnektoren zusammen mit Produktions- und Speicherkapazitäten als limitierende Größen ansetzt?

„Umbrella-Modell“: Strömungsmechanische Modellierung dieser Struktur

Frage: Wo können Bottlenecks auf Europa-Level identifiziert werden?

„Regionalmodelle“: Verifizierung der Ergebnisse aus den vorgenannten Ebenen auf Ebene der Länder bzw. Regionen

Frage: Gibt es infrastrukturelle Hindernisse innerhalb der größeren Ländernetze, durch die Resultate der oberen Ebenen als unzulässig bewertet werden müssen? In einem solchen Fall müssten die Bedingungen im Leistungsbilanz- und Umbrella-Modell entsprechend angepasst werden.

Auf der Ebene des Leistungsbilanzmodells wurden die Übertragungslimits an den Grenzübergängen (den sogenannten Interkonnektoren) als Nebenbedingungen eines linearen Optimierungsverfahrens modelliert, sodass man die Möglichkeit erhält, Zielfunktionen und Gewichtungen zu implementieren. So kann beispielsweise untersucht werden, wie sich eine unterschiedliche Gewichtung zwischen Pipeline- und LNG-Importen auswirkt, da die Länder prinzipiell aus diesen beiden Transportoptionen wählen können. Einzelheiten werden in Abschnitt 4.2 und 6.2 dargestellt.

Mit dem Umbrella-Modell, das die Gasflüsse im Simulationswerkzeug MYNTS auch grafisch sichtbar macht, kann man einerseits Bottlenecks auf der Ebene der Interkonnektoren identifizieren. Andererseits lassen sich auch – durch Ausschalten von Verbindungen – Alternativrouten untersuchen für den Fall, dass ein Interkonnektor ausfallen sollte oder nur sehr reduziert arbeiten kann. Näheres wird in Abschnitt 4.3 und 6.2 erläutert.

Auf der Ebene der Regionalmodelle (es wurden Spanien, Frankreich, die BeNeLux-Region, Deutschland und Italien untersucht) besteht zunächst die Aufgabe, die auf den höheren Abstraktionsebenen ermittelten Flüsse innerhalb eines Landes zu verifizieren. Dies dient dazu auszuschließen, dass die Übertragungskapazität innerhalb eines Landes geringer ist als es die Daten der Interkonnektoren abbilden. Würde sich hier eine Restriktion ergeben, so müsste dieses neu ermittelte Limit an das Leistungsbilanz- und das Umbrella-Modell zurückgegeben und dort in einer erneuten Berechnung berücksichtigt werden. Weitere Einzelheiten finden sich in den Abschnitten 4.4 und 6.3.

Der hierarchische Gesamtansatz hat folgende Vorteile:

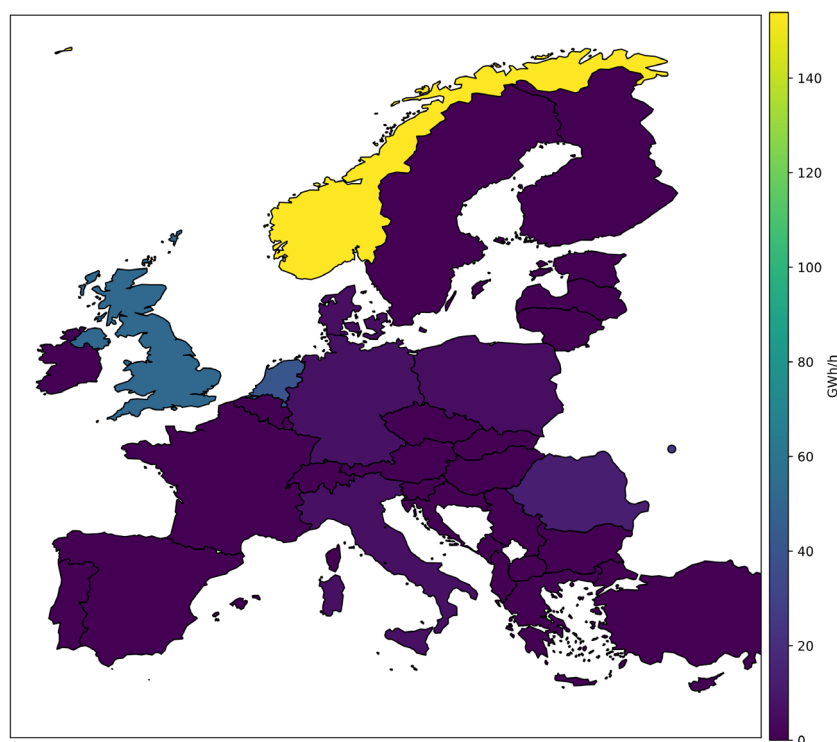
- 1) Auf den oberen Ebenen lassen sich solche Fälle leicht ausschließen, die eine Unterversorgung einzelner Länder bedeuten würden. Alle diese „aussortierten“ Situationen müssen nicht in den wesentlich aufwändigeren Regionalmodellen geprüft werden.
- 2) Die Arbeiten an den Regionalmodellen können parallel durchgeführt werden.

- 3) Die Identifikation von Bottlenecks im europäischen Kontext ist leichter, da die Interkonnektoren die natürlichen Kandidaten dafür sind. Sofern innerhalb eines Landes ein zusätzlicher Bottleneck existiert, wird dies im Regionalmodell erkannt.
- 4) Der Effekt einer Flussrichtungsumkehr an den Interkonnektoren lässt sich bereits auf der hierarchisch gesehen oberen Ebene erkennen.

4.2 Leistungsbilanzmodell

Basierend auf einem linearen Optimierungsalgorithmus beantwortet das Leistungsbilanzmodell die Frage, wie die zukünftigen Erdgasmengen in Europa für die Jahre 2022 bis 2026 sowie 2030 verteilt werden müssen, um eine Versorgungssicherheit auch ohne russische Erdgasexporte gewährleisten zu können. Dabei betrachtet das Modell keine bilanziellen Jahresmengen, sondern untersucht die Netzauslastung anhand eines Stundenwertes (GWh/h). Die leistungsbilanzielle Untersuchung wird für ein Durchschnittsszenario (Jahresdurchschnitt) und ein Winterszenario durchgeführt (siehe Seite 23). Jedem betrachteten Land in Europa wird hierfür ein Nachfrageknoten sowie ggf. verschiedene Angebotsknoten für die inländische Erdgasproduktion oder Pipeline- und LNG-Importmöglichkeiten zugeordnet. Im Winterszenario werden außerdem etwaige Ausspeicherpotenziale implementiert. Die angenommenen Produktionsleistungen der europäischen Länder sind in Abbildung 4 dargestellt.

Abbildung 4: Erdgasproduktion in Europa 2026



Für die Transportkapazitäten zwischen den einzelnen Ländern werden die kumulierten Interkonnektor-Kapazitäten angenommen. Bei fehlenden Informationen werden die maximalen Flüsse nach ENTSO-G berücksichtigt. Alle verwendeten Datenquellen können Tabelle 3 entnommen werden. Die Vorstellung der Erdgasbedarfe nach dem TYNDP 2022 Szenario Report (ENTSO-G/ENTSO-E, 2022), des Anstiegs der europäischen LNG-Importkapazitäten sowie die Definition der Szenarien erfolgen in Kapitel 5.

Tabelle 3: Primäre Datenquellen des Leistungsbilanzmodells

Datenset	Quelle
Erdgasbedarf	TYNDP 2022 Scenario Report (ENTSO-G/ENTSO-E, 2022)
Erdgasproduktion	Statistical Review of World Energy (BP, 2021)
Interkonnektor-Kapazitäten	Transparency Map und Projektliste von TYNDP (ENTSO-G, 2022)
LNG-Terminal-Kapazitäten	GLE – Gas LNG Europe + Ergänzungen
Erdgasausspeicher-Kapazitäten	AGSI+

Die dem Modell übergeordnete Zielfunktion (G 1) wird hinsichtlich der optimalen Deckung der Bedarfsknoten vor dem Hintergrund der Priorisierung verschiedener Erdgasbezugsquellen minimiert. In zwei Subszenarien wird diese Priorisierung der Bezugsquellen durch eine Parametervariation der Variable "Rank" eingestellt (siehe 5.5). Dadurch ergibt sich im Resultat kein globales Maximum, sondern ein Lösungsraum, in dem unterschiedliche Lösungen möglich sind. In der Zielfunktion werden die Lösungsvektoren x und y mit der Variablen der Priorisierung multipliziert und für jedes betrachtete Land aufsummiert. Die Indizes i und j sind als Transportmengen von Land i in Land j zu verstehen.

$$\sum_{i=1}^n Rank_i * x_i + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n Rank_{i,j} * y_{i,j} \quad (G 1)$$

Eine ökonomische Interpretation der Ergebnisse ist nicht möglich. Eine Übersicht der Teilmengen der Lösungsvektoren x und y liefert Tabelle 4:. Ferner wird ein weiterer Freiheitsgrad eingeräumt, der es dem Modell erlaubt, in letzter Instanz Erdgas aus einer fiktiven Quelle zu beziehen um die Identifizierung der Bottlenecks und der unterversorgten Länder zu vereinfachen.

Tabelle 4: Teilmengen der Lösungsvektoren x und y des Leistungsbilanzmodells

Teilmenge	Bedeutung
$x_{pro(i)}$	Erdgas aus Produktionsstätten
$x_{sto(i)}$	Erdgas aus Speichern (nur im Winterszenario)
$x_{lng(i)}$	LNG-Importe
$x_{imp(i)}$	Pipeline-Importe
$y_{tra(i,j)}$	Erdgastransporte
$x_{dum(i)}$	Erdgasbezug fiktiver

Die aus der Variation des Priorisierungs-Parameters resultierenden Ergebnisse spannen einen Lösungsraum auf, in dem die Modellierung geringfügig unterschiedliche Lösungen finden kann (siehe 5.4). Dieser Lösungsraum beschreibt dann die untere und obere Limitierung der Erdgasflüsse in den nachfolgenden strömungsmechanischen Untersuchungen. Die Lösung der Zielfunktion erfolgt unter Berücksichtigung verschiedener Nebenbedingungen. Die Gleichungen (G 2 und G 3) verhindern negative Erdgasflüsse sowie eine Überschreitung der Interkonnektor-Kapazitäten im Rahmen des Modells.

$$0 \leq x_i \leq Capacity_i \quad (G 2)$$

$$0 \leq y_{i,j} \leq Capacity_{i,j} \quad (G 3)$$

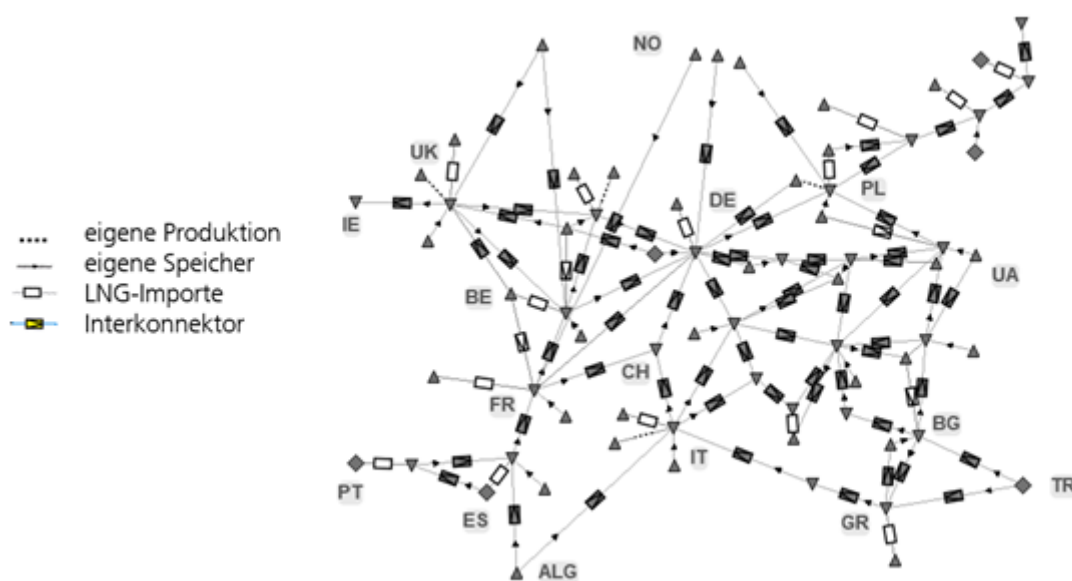
Die Bedarfsdeckung aller implementierter Knoten stellt Gleichung (G 4) sicher. Der Index h beschreibt hier alle implementierten Knoten im betrachteten Netz.

$$x_h^{pro} + x_h^{sto} + x_h^{lng} + x_h^{imp} + \sum_{i=1}^n y_{i,h} - \sum_{i=1}^n y_{h,i} = Demand_h \quad \forall h \in Nodes_{network} \quad (G 4)$$

4.3 Umbrella-Modell

Ein einfaches, aber dennoch aussagekräftiges strömungsmechanisches Modell des europäischen Gasnetzes modelliert jedes Land als Knoten und jeden grenzüberschreitenden Transport als Kante eines Graphen. Die Kanten enthalten die Information, dass sie jeweils maximal nur eine gewisse Menge Erdgas transportieren können. Die Länderknoten modellieren den jeweiligen Bedarf.

Abbildung 5: Umbrella-Modell für Europa in MYNTS



Produktionsorte der einzelnen Länder werden jeweils zu einem Länder-Produktionsknoten zusammengefasst, ebenso wie LNG-Terminals, die pro Land als eine Gasquelle mit Begrenzung abgebildet werden.

An einigen Grenzübergängen, an denen nicht von vornherein klar war, in welche Richtung das Gas fließen würde, wurden für beide Richtungen die begrenzenden Elemente eingefügt. Das Simulationssystem hat dann die Freiheit, sich für eine der möglichen Richtungen zu entscheiden. Es ist auch durchaus möglich, dass sich im Vergleich zwischen beispielsweise Winter- und Sommerszenario unterschiedliche Flussrichtungen ergeben.

Wenn sich an einem Interkonnektor die Begrenzungen je nach Richtung unterscheiden, wird jeweils angenommen, dass durch Umbaumaßnahmen (in zeitlich überschaubarem Rahmen von ca. 6-12 Monaten) der höhere der beiden Grenzwerte für beide Richtungen realisierbar ist. Bei den schließlich für ganz Europa gültigen Lösungen kann man leicht erkennen, in welchen Fällen die Reverse-Flow-Umbauten an den Interkonnektoren einen positiven Einfluss hatten.

Aus Sicht der Modellierung muss man sich darüber im Klaren sein, dass ein solches Gesamtmodell, auch wenn es physikalisch modelliert ist, von seiner Natur her lediglich eine vereinfachte Darstellung der physikalischen Realität ist und nicht alle strömungsmechanischen Aspekte abbilden kann. Es ist im Falle einer so gefundenen Lösung dann lediglich nachgewiesen, dass der Transport unter den gegebenen Limitierungen durch Importmenge und Interkonnektoren denkbar ist, wobei die danach erfolgende Bestätigung durch die Regionalmodelle dies notwendigerweise verifizieren

muss. Es ist natürlich auch möglich, dass unter bestimmten Randbedingungen nicht alle Länder versorgt werden können. Dies wird in MYNTS durch negative Drücke an den unterversorgten Knoten angezeigt, was bedeutet, dass keine physikalisch gültige Lösung existiert. In einem solchen Fall müssen die Importmengen (entweder als LNG oder durch Pipelines) solange erhöht werden, bis eine gültige Lösung erreicht wird.

4.4 Regionalmodelle

Für die Länder Deutschland, Spanien, Frankreich, Italien, Niederlande, Belgien und Luxemburg (letztere in der Modellierung zusammengefasst zu einem BeNeLux-Netz) wird eine physikalische Gasnetzmodellierung mit den Softwares MYNTS⁵ und SIMONE⁶ durchgeführt. Dafür wird in einem ersten Schritt das Modell des Transportnetzes aufgesetzt und in einem zweiten Schritt Simulationen der Gasflüsse je nach Szenario durchgeführt.

4.4.1 Erstellen der nationalen Netze

Die Basis der Modelle bildet der Datensatz SCIGRID_Gas (Diettrich et al., 2021) – eine Zusammenführung von öffentlich verfügbaren Datensätzen des europäischen Gasnetzes. Aufbauend auf diesem Modell wird zunächst das Transportnetz abgetrennt, da die Simulationen für das Transportnetz, nicht aber für kleinere regionale Netze und das Verteilnetz durchgeführt werden. Im Folgenden wird eine Reihe von Verbesserungen der Daten vorgenommen. Die aus dem SCIGRID_Gas Datensatz vorgegebenen Durchmesser der Rohrleitungen werden überprüft und gegebenenfalls angepasst. Für Strecken mit mehreren parallelen Leitungen werden die zusätzlichen Leitungen hinzugefügt. Bei den Knotenpunkten wird die Höhe über dem Meeresspiegel ergänzt. LNG-Terminals, Untertagespeicher und Interkonnektoren werden mit ihren maximalen Ein- und Ausspeisekapazitäten abgebildet. Alle inländischen Verdichterstationen werden implementiert. Für viele Verdichterstationen liegt die Information nicht öffentlich verfügbar vor, ob und zu welchen Kapazitäten die Verdichteranlage in beide Richtungen verdichten kann (Bidirektionalität). Deshalb wird für Simulationen ab dem Jahr 2023 angenommen, dass alle Verdichterstationen, wenn nötig, auf *reverse flow* in voller Kapazität umgerüstet wurden.

Bei Simulationen für die Jahre ab 2023 wird das Netz um die projektierten Infrastrukturelemente wie Pipelines und LNG-Terminalerweiterungen, die bis zum jeweiligen Bezugsjahr in Betrieb gehen sollen, erweitert.

Alle Daten finden sich Anhang A.1.

4.4.2 Simulation der Gasflüsse

Die aus dem Leistungsbilanzmodell und dem Umbrella-Modell resultierenden Werte für LNG-Terminal-Nutzung, Interkonnektor-Flüsse und Speicherausspeisung werden an die Regionalmodelle übergeben und auf die Infrastrukturelemente verteilt unter Berücksichtigung aller maximalen Kapazitäten. Dann wird in einem iterativen Prozess eine Aussteuerung durchgeführt, bis eine zulässige Lösung erreicht ist. Der Gasdruck im Netz liegt dabei in der Regel an jeder Stelle zwischen 40 und 100 barg.

Ziel der Aussteuerung ist es nicht, eine optimale Lösung zu finden, sondern eine zulässige Konfiguration, die die Ergebnisse des Leistungsbilanzmodells bestätigt. Hierbei werden mögliche Engpässe innerhalb der einzelnen Länder untersucht. Die Simulation gilt als erfolgreich, wenn die regionalisierten Gasbedarfe an jedem Knoten gedeckt werden, der Gasdruck im zulässigen Bereich

⁵ <https://www.scai.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder/network-evaluation-technologies/produkte/mynts.html>

⁶ <https://www.simone.eu/simone-simonesoftware-simulation.asp>

liegt, eine Strömungsgeschwindigkeit des Gases von 20 m/s möglichst nicht überschritten wird, alle Kapazitätsobergrenzen der Infrastrukturelemente eingehalten werden und an den Interkonnektoren, Speichern und LNG-Terminals die vom Leistungsbilanzmodell vorgegebenen Gasflüsse (mit leichten Abweichungen) realisiert werden.

4.5 Speichermodellierung

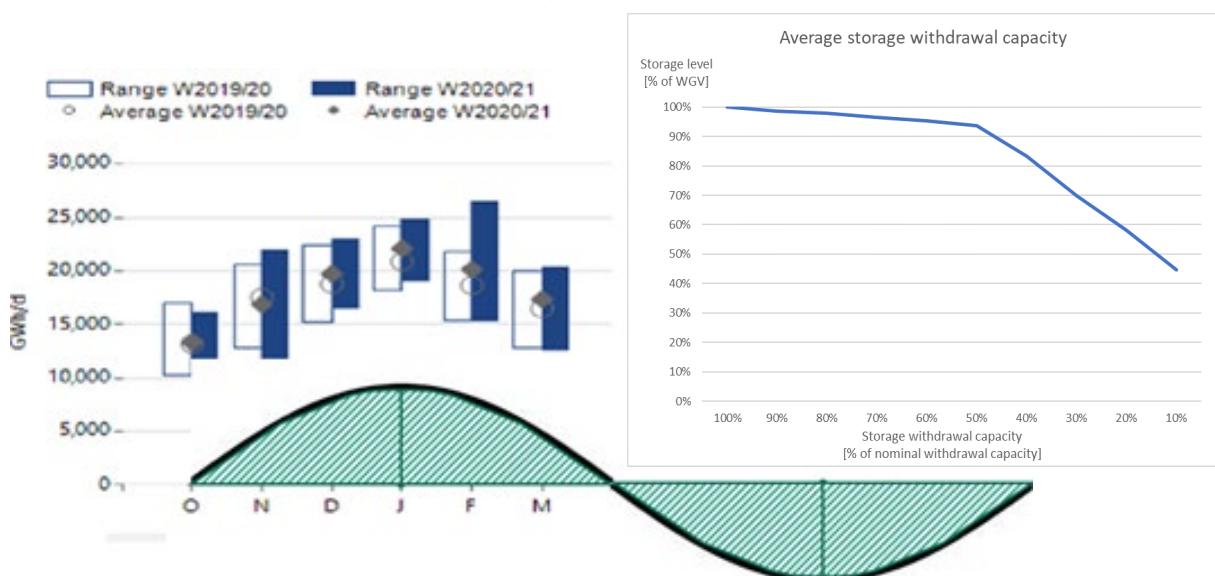
In den Modellierungen dieser Untersuchung werden ausgewählte Szenarien untersucht, die als Momentaufnahmen – konkret für eine Stundenleistung des Winterszenarios und eine Stundenleistung des Durchschnittsszenarios – zu betrachten sind. Im Verlauf des Jahres müssen Speicher naturgemäß als eine sich im Jahreszyklus ändernde Füllmenge dargestellt werden. Eine Modellierung über komplette Jahresverläufe war im Rahmen dieser Studie allein aus Zeitgründen nicht möglich und auch nicht geplant. Es stellt sich also das Problem, dass die dynamische Natur der Speicher auf stationäre Effekte abgebildet werden muss.

Als Lösung bietet sich an, den prinzipiell sich stets wiederholenden Zyklus der Füllkurve durch eine Sinusfunktion zu approximieren. Da die Nutzung der Gasspeicher im Wesentlichen durch die Außentemperatur (Heizungsnutzung) bestimmt wird, ist dieser Verlauf durch die Jahres-Klimakurven gut begründbar, die ebenfalls sinusartig verlaufen. Langjährige Statistiken zu Speicherfüllständen zeigen, dass dies eine plausible Annahme ist.

Die folgende Grafik zeigt den über die EU gemittelten Gasverbrauch im Winter für die beiden zurückliegenden Winterhalbjahre sowie die grundsätzlichen Zusammenhänge zwischen Speicherfüllstand und verfügbarer Stundenleistung für die Entnahme von Gas aus dem Speicher für die Einspeisung ins Transportnetz aus dem ENTSG Winter Supply Report (ENTSG, 2021):

Abbildung 6: Gasverbrauch in der EU

im Winterhalbjahr (links), aggregierte Speicherkennlinie (rechts, beide ENTSG, 2021) und korrespondierende Aus- und Einspeicherung (unten)



Die Darstellung verdeutlicht, dass die hohen Ausspeicherleistungen, die im Leistungsbilanzmodell und in den strömungsmechanischen Regionalmodellen vorausgesetzt werden, einen hohen Speicherfüllstand voraussetzen, da bei Speicherfüllständen unter 50 % die Ausspeicherleistungen stark abnehmen. Der Verlauf für das Winterhalbjahr (linke Hälfte der Grafik), der im Winter durch

Speicherentnahmen (in Addition zu den weniger schwankenden Import- und Produktionsmengen) gedeckt wird, muss daher für das komplette Jahr als Sinuskurve zur Wiederbefüllung der Speicher fortgesetzt werden, wobei der rechte Bogen die Füllmenge darstellt, die man im Sommer beschaffen muss.

Die Fläche unter dem nach oben zeigenden Bogen entspricht der entnommenen Gasmenge, und diese Fläche verhält sich direkt proportional zur Sinus-Amplitude. Da die Füllmengen (Arbeitsvolumen) der Speicher pro Land bekannt sind, kann man daraus die Amplitude ermitteln, also die Menge, die im kältesten Monat entnommen werden kann, wenn man den Sinusverlauf einhalten möchte.

Es ergibt sich auf diese Weise ein vereinfachtes Speichermodell, das sicherstellt, dass die Kapazitäten der Speicher nicht überschätzt werden. Die hier dargestellten Höchstwerte der Speicherentnahmen im Bereich um 10.000 GWh/d entsprechen knapp 420 GWh/h, die wiederum auch den Werten im Leistungsbilanzmodell entsprechen.

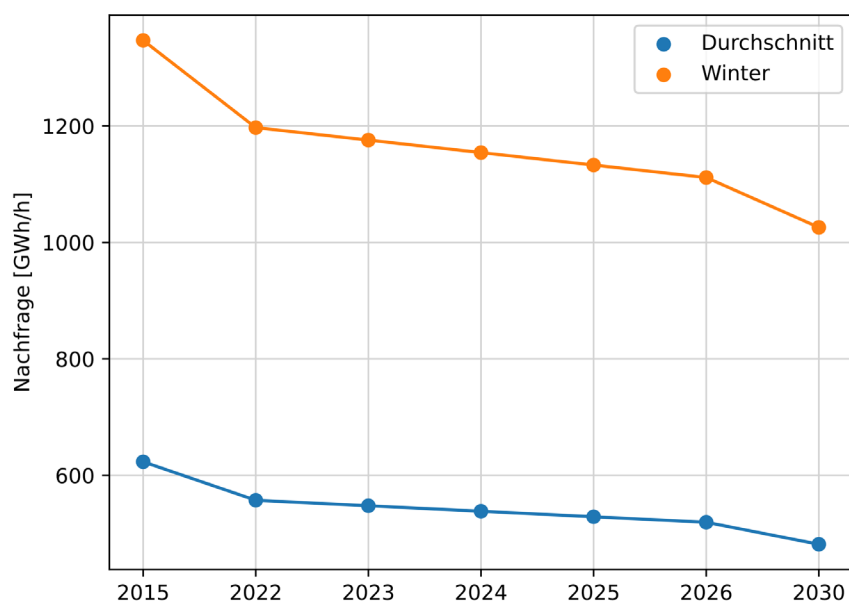
5 Szenarien

5.1 Durchschnittsszenario

Im Rahmen des Leistungsbilanzmodells werden zwei unterschiedliche Szenarien mit jeweils zwei Subsznarien betrachtet. Die beiden Szenarien beziehen sich auf das „Distributed Energy“-Szenario“ aus dem TYNDP 2022 Scenario Report (ebd.). Für das Durchschnittsszenario werden die durchschnittlichen Jahresverbräuche betrachtet; für das Winterszenario siehe Abschnitt 5.2.

Zunächst werden die länderspezifischen Verbrauchswerte des Durchschnittsszenarios für die zu betrachtenden Jahre 2022 bis 2026 ermittelt, indem zwischen dem Referenzjahr 2015/2018 und den Werten für das Jahr 2030 nach TYNDP-DE interpoliert wird. Die Rückgänge des gesamteuropäischen Leistungsbedarfs können Abbildung 7 entnommen werden. Fehlende Verbrauchswerte wurden in beiden Szenarien dem Statistical Review of World Energy (BP, 2021) entnommen und entsprechend skaliert⁷.

Abbildung 7: Leistungsbedarf für das Durchschnitts- und Winterszenario



Quelle: ENTSO-G/ENTSO-E, 2022

Die sinkenden Verbräuche orientieren sich an dem Pfad hin zur Klimaneutralität der Europäischen Union bis 2050 sowie an einer 55 %igen Emissionsreduktion bis 2030 (ENTSO-G/ENTSO-E, 2022). Das TYNDP-Szenario „Distributed Energy“ beschreibt die Bemühungen nach einer erhöhten europäischen Autarkie durch einen starken Fokus auf Dezentralität der Energieerzeugung von erneuerbaren Energien (EE) sowie einer erhöhten innereuropäischen Solidarität hinsichtlich der Versorgungssicherheit der einzelnen Länder und beinhaltet somit eine geeignete Datengrundlage für die vorliegende Untersuchung. Für die Verbrauchsrückgänge wichtige Kernaspekte sind in Tabelle 5 aufgeführt.

⁷ Die Verbrauchswerte des TYNDP 2022 Scenario Reports sind auf den Heizwert bezogen und hier umgerechnet auf den Brennwert wiedergegeben, der auch allen anderen Datenquellen zugrunde liegt; die tatsächlich technisch-physikalisch zu transportierenden Gasleistungen ändern sich dadurch nicht. Die Produktionsdaten aus dem BP Statistical Review of World Energy (BP 2021) weisen als Bezug den Brennwert aus; die Nachrechnung zeigt aber einen Umrechnungsfaktor von 36 MJ/m³, der dem Heizwert entspricht; daher wurden auch hier die technisch-physikalischen Gasmengen [m³] einheitlich mit dem Brennwert von 40 MJ/m³ bewertet.

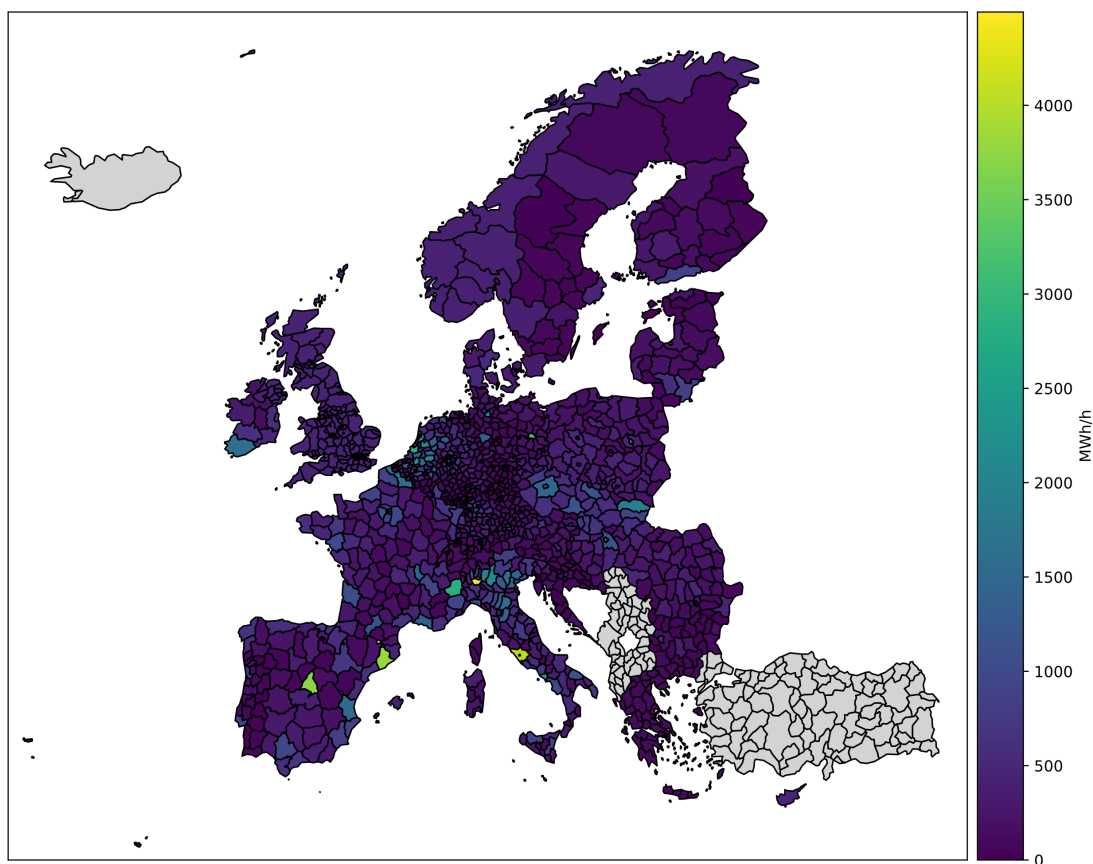
Tabelle 5: Annahmen zum Szenario „Distributed Energy“

Schlüssel zur Energiewende	Energiewende auf lokaler/nationaler Ebene
	Maximierung der Erneuerbaren Energien und Sektorenkopplung
Energieintensität	Verbrauchsreduktion durch Kreislaufwirtschaft und effizienteres Verbrauchsverhalten
	Digitalisierung und variables Management der Erneuerbaren Energien
Technologien	Dezentralisierung und Smart Charging
	Wärmepumpen und Fernwärme
	Anteil der Elektromobilität erhöhen und Weiterentwicklung von Biokraftstoffen
	Minimaler Einsatz von CCS und Atomenergie

Quellen: ENTSO-G/ENTSO-E, 2022

Für eine Weiterverwendung der Nachfragedaten in den strömungsmechanische Regionalmodellen müssen die jährlich und länderspezifisch kumulierten Verbrauchswerte auf NUTS3-Ebene (entspricht in Deutschland der Landkreisebene) allokiert werden. Die Aufschlüsselung der Länderverbräuche wird für den Industriesektor anhand des Umsatzvolumens der Industrie je NUTS3-Ebene vorgenommen. Alle übrigen Verbräuche werden zusammengefasst und anhand der Bevölkerung je NUTS3-Ebene verteilt. Die resultierende Verteilung der dann wieder summierten Verbräuche je NUTS3-Region für das Jahr 2026 ist in Abbildung 8 dargestellt.

Auf Basis der Verbräuche je NUTS3-Ebene erfolgt dann eine Zuordnung zu den einzelnen Ausspeiseknoten der Netztopologie in den strömungsmechanische Regionalmodellen.

Abbildung 8 Europäischer Erdgasbedarf im Durchschnittsszenario 2026 (NUTS-3)

Bedingt durch den Fokus des Leistungsbilanzmodells und der strömungsmechanischen Regionalmodelle auf eine Stundenleistung (GWh/h) ist keine detaillierte zeitliche Allokation der Verbrauchswerte notwendig. Eine Berücksichtigung von Speicherkapazitäten ist im Durchschnittsszenario nicht gegeben.

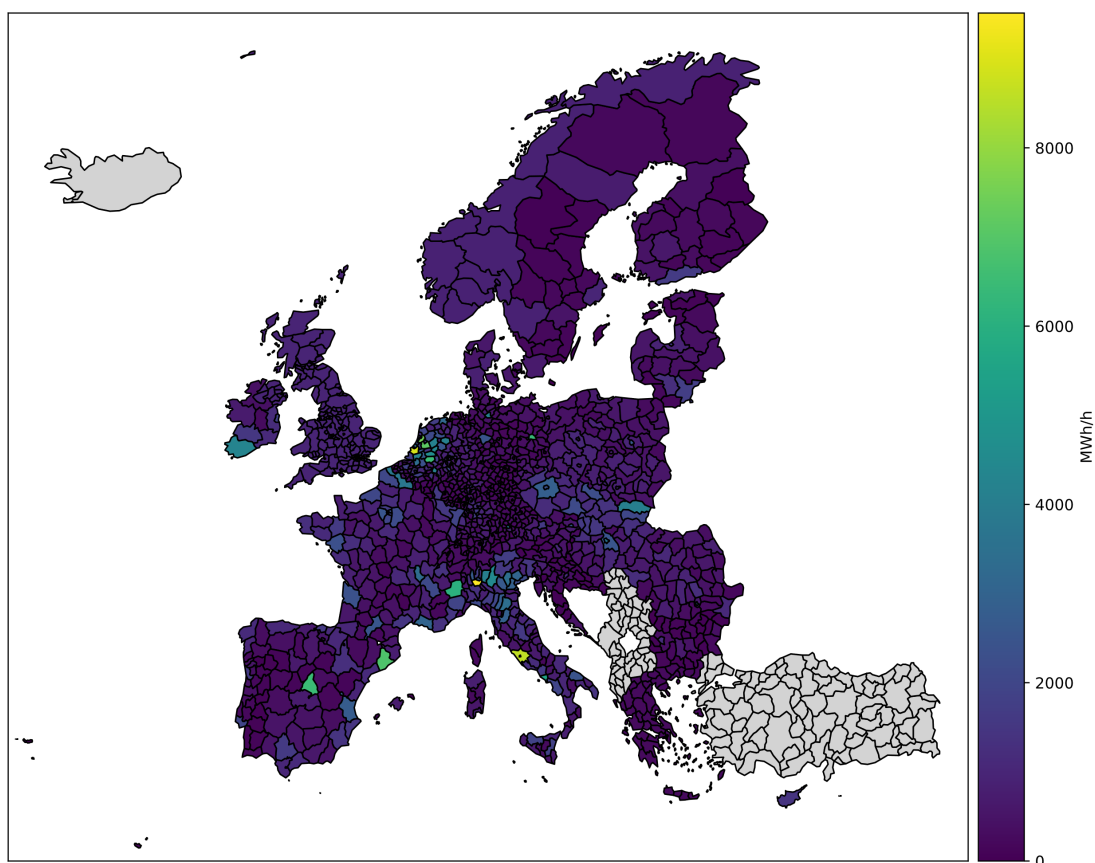
Neben dem Referenzjahr aus dem TYNDP Scenario Report werden zur späteren Einordnung der Resultate die landesspezifischen Verbrauchswerte für das Jahr 2021 herangezogen (Eurostat, 2021).

5.2 Winterszenario

Das Winterszenario verwendet den Datensatz der Tagesbedarfe (in der Einheit [GWh/d], die für die weiteren Berechnungen auf die 24 Stunden eines Tages aufgeteilt werden), den der TYNDP 2022 Scenario Report auch in englischer Fassung als "Dunkelflaute" bezeichnet, und der eine zweiwöchige Kälteperiode mit geringer Verfügbarkeit von Wind- und Solarstromerzeugung abbildet. Diese liegen etwas über den Tagesbedarfen einer zweiwöchigen Kälteperiode ohne zusätzliche Einschränkung der verfügbaren erneuerbaren Stromerzeugung, weil in der Dunkelflaute zusätzlich Erdgas auch für die Stromerzeugung eingesetzt wird. Zusätzlich weist der TYNDP 2022 auch Höchstlasten für Peak Days aus, die hier aber nicht verwendet wurden. Im Vergleich zum Durchschnittsszenario sind die angegebenen täglichen bzw. stündlichen Leistungswerte in den einzelnen Ländern unterschiedlich stark erhöht, was durch die unterschiedlichen Anteile der Raumwärmeerzeugung gegenüber den industriellen Gasverbräuchen und eine unterschiedlich stark ausgeprägte Bedeutung des Erdgaseinsatzes in der Stromerzeugung begründet ist; die Tages- und Stundenleistungen im Fall Dunkelflaute liegen aber in den allermeisten Fälle sehr nah beim doppelten der Durchschnittswerte. Für Peak Days liegen die Werte im TYNDP 2022 noch einmal in

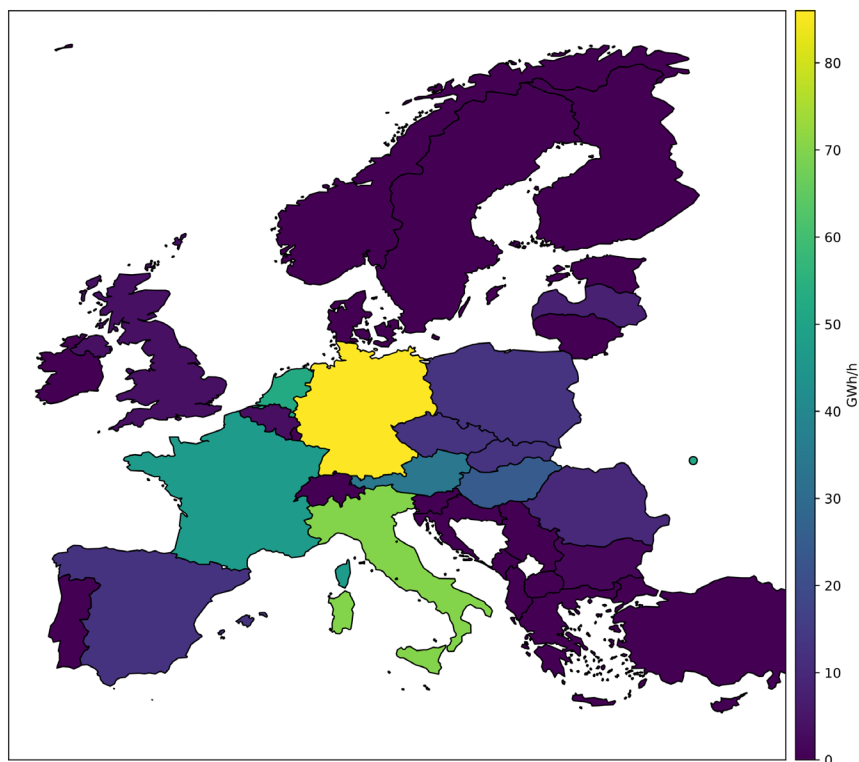
einem Bereich um 15-35% darüber.⁸ Das Winterszenario bildet den hohen Netzbelastungsfall dementsprechend bei sehr hohen Verbräuchen der einzelnen Länder ab, ohne eine absolute Maximalabschätzung zu sein. Eine Übersicht der ebenfalls auf Landkreisebene aufgeschlüsselten Verbräuche liefert Abbildung 9.

Abbildung 9: Europäischer Erdgasbedarf im Winterszenario 2026 (NUTS3)



Im Gegensatz zum Durchschnittsszenario ist die Berücksichtigung von Speicherkapazitäten für Erdgas in Europa essenziell für die Betrachtung des Winters. Grundlegende Annahme hierfür ist, dass zu Winterbeginn alle verfügbaren Speicher ausreichend gefüllt sind und ihr Füllstand auch im Verlauf der Heizperiode nicht auf einen niedrigen Stand fällt, der zu niedrigeren Ausspeicherleistungen führen müsste, vgl. Abbildung 6. Die Ausspeisung aus den Speichern für eine Stunde mit hohem Leistungsbedarf wird durch die maximalen Ausspeicherkapazitäten beschrieben. In Abbildung 10 ist zu sehen, dass die hohen Ausspeicherkapazitäten insbesondere Deutschlands eine hohe Bedeutung für die Lösung des Leistungsbilanzmodells aufweisen.

⁸ Im TYNDP 2022 fehlen Angaben zu Erdgasverbräuchen in UK; diese wurden auf Basis von UK Energy in Brief 2021 (www.gov.uk/government/statistics/uk-energy-in-brief-2021, S.26) und anhand der durchschnittlichen Aufteilung in den EU27-Ländern ergänzt. Eine regionale Aufteilung war aufgrund der Datenlage nach dem Brexit nicht möglich.

Abbildung 10: Ausspeicherleistungen in Europa

5.3 Zusatzuntersuchung zur Speicherbefüllung

Die hohen Ausspeicherleistungen leisten einen wichtigen Beitrag zur Lösung der Versorgungsaufgabe in den Winterszenarien. Diese hohen Ausspeicherleistungen sind technisch-physikalisch nur dann verfügbar, wenn die Speicher einen Mindestfüllstand aufweisen, weil bei zu weitgehender Entleerung auch der Druck im Speicher und damit die Ausspeicherrate je Zeiteinheit sinkt. Daher ist die ausreichende Befüllung der Speicher eine notwendige Voraussetzung und wurde zusätzlich untersucht.

Wie in Abschnitt 4.5 dargestellt, lässt sich der dynamische Verlauf der Speicherfüllstände durch die Verwendung einer Sinus-Approximation auch in stationären Modellen einsetzen, die eine dynamische Entwicklung der Speicherfüllstände nicht betrachten. Als Grenzen für die Entnahmemengen im Winterszenario wurden Werte angesetzt, die mit Hilfe einer Sinus-Approximation sicherstellen, dass die im Jahresverlauf entnommene Menge das Arbeitsvolumen der Speicher nicht überschreitet. Daher wurde in der Winterszenario-Modellierung angenommen, dass die europäischen Importe von Pipeline- und LNG-Gas weiterhin in ähnlicher Größenordnung beibehalten werden, um die Speicher wieder zu befüllen.

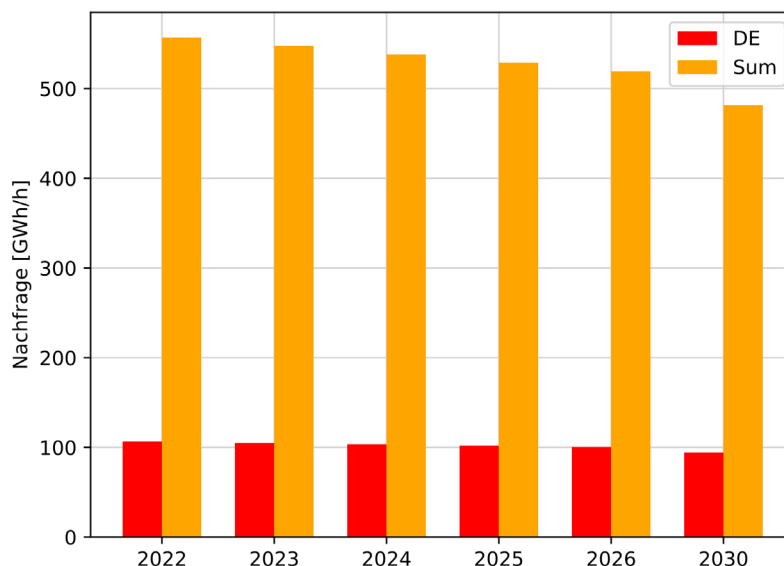
Am Ende des Abschnitts 6.2.2 wird dargestellt, dass die Speicherbefüllung in Europa unter den Annahmen dieser Untersuchung (insbes. den Reverse-Flow-Maßnahmen und der Gesamt-Einsparung) technisch möglich ist.

5.4 Zeitliche Parameteränderungen

Das Leistungsbilanzmodell untersucht die europäische Erdgasversorgungssicherheit für den Zeitraum von 2022 bis 2026 sowie für das Jahr 2030. In den Abschnitten 3.2 sowie 5.1 und 5.2 wurde bereits die Wichtigkeit des Ausbaus der Infrastruktur und der Bedarfsreduktion unterstrichen.

Nachfolgend werden die Parameter skizziert, deren Werte sich mit fortschreitender Zeit in der Modellierung verändern. Entscheidend ist zunächst die Reduzierung der Bedarfe in Europa.

Abbildung 11: Prognostizierte Leistungsbedarfe im Durchschnittsszenario für Deutschland und Europa

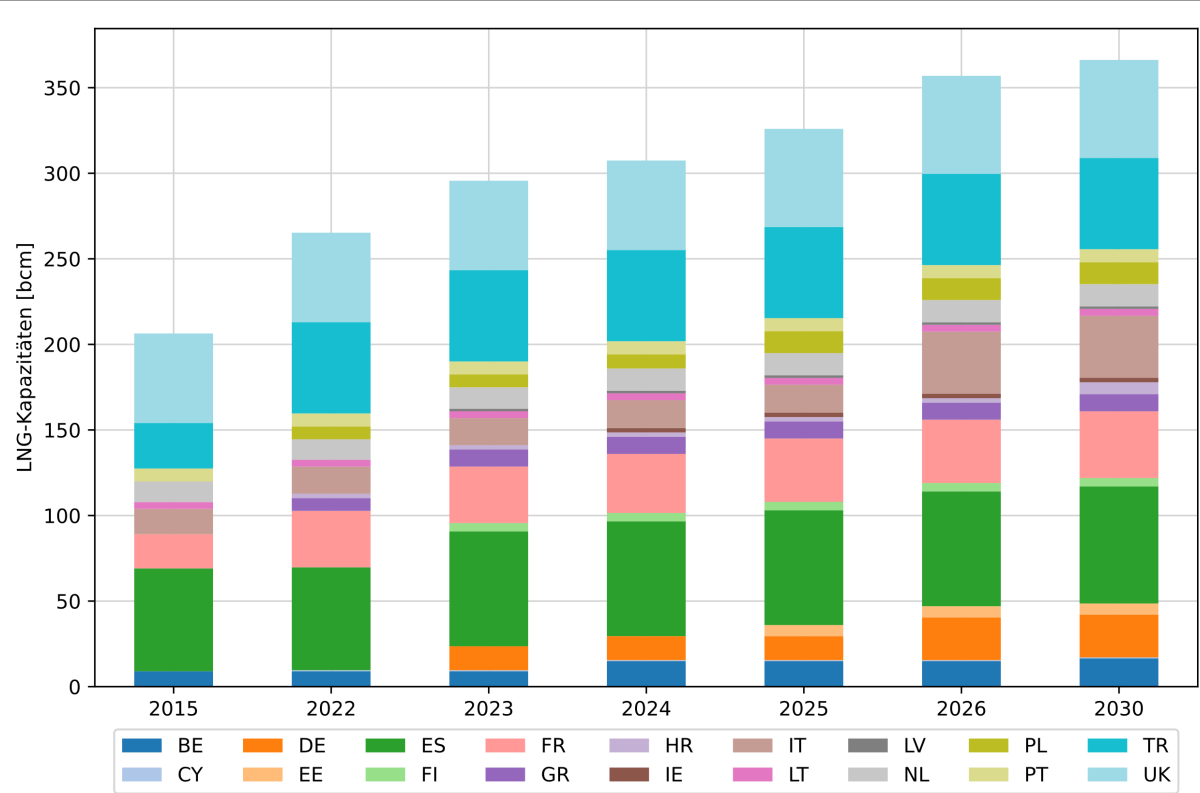


Quelle: basierend auf ENTSO-G/ENTSO-E, 2022 sowie BP, 2021

Im TYNDP-Szenario „Distributed Energy“ wird der europäische Erdgasbedarf mit etwa 3.750 TWh/a (Heizwert, bei Umrechnung auf Brennwert ergibt sich ein Wert von 4.167 TWh/a) im Referenzjahr 2015/2018 angegeben. Für das Jahr 2030 wird ein europaweiter Erdgasbedarf von 2.900 TWh/a (Heizwert, bei Umrechnung auf Brennwert ergibt sich ein Wert von 3.222 TWh/a) angegeben, was einer Reduktion um 22,5 % zum Referenzjahr entspricht. In Deutschland betrug der Erdgasbedarf im Referenzjahr 1.026 TWh/a und wird im Szenario um etwa 20 % auf 827 TWh/a im Jahr 2030 reduziert. Die Differenzen der Erdgasbedarfe aus Abbildung 11 zu den Werten im TYNDP 2022 Scenario Report sind in der zusätzlichen Betrachtung der Länder Norwegen, Großbritannien, Ukraine und Schweiz sowie in der Skalierung begründet (siehe 5.1)

Ebenfalls entscheidend für die Kompensation russischen Erdgases ist der Ausbau der LNG-Importkapazitäten in Europa. Eine Übersicht der steigenden LNG-Importkapazitäten bis zum Jahre 2030 liefert Abbildung 9. In einer Zusatzbetrachtung wird außerdem untersucht, ob und ggf. wie sich der Ausbau der LNG-Terminals auf die durch den Wegfall der russischen Erdgasimporte entstehenden Leistungslücke niederschlägt. Dazu wird die Leistungsreduktion ermittelt, die für die Lösbarkeit des Modells notwendig ist, wenn keine LNG-Terminals nach 2022 aus- oder neugebaut werden.

Abbildung 12: Europäische LNG-Importkapazitäten bis 2030



Quellen: GLE, 2022

Für die Erhöhung von Interkonnektor-Kapazitäten sind im betrachteten Zeitraum keine einzelnen Neuprojektierungen oder Ausbauprojekte mit spezifischen Kapazitätserhöhungen ausgewiesen, so dass diese hier nicht dargestellt werden. Die im Leistungsbilanzmodell berücksichtigte Erdgastransportinfrastruktur basiert auf der ENTSO-G Transparency Map und den zugehörigen Projektlisten (Abrufstand: 07/2022).

5.5 Varianten der Zielfunktion im Leistungsbilanzmodell

Die Lösungsfindung des Leistungsbilanzmodells erfolgt über die Minimierung der Zielfunktion (G 1), in der die einzelnen Bezugsquellen mit einer Priorisierung belegt werden (siehe 4.2). Das Modell spannt im Resultat einen zulässigen Lösungsraum auf, in dem die Grenzen der Transportflüsse und Importmengen variieren können. Hierfür werden die Ranking-Parameter des Modells geändert, um eine Priorisierung der Importquellen – Pipelines versus LNG – vorgeben zu können. Tabelle 6: liefert einen Überblick der Priorisierungen in Subszenarien.

Tabelle 6: Priorisierung der Ranking-Parameter in unterschiedlichen Subszenarien

Rang	Leitungs-Priorisierung	LNG-Priorisierung
1	Inländische Produktion	Inländische Produktion
2	Pipeline-Importe/-Transporte	LNG-Importe
3	LNG-Importe	Pipeline-Importe/-Transporte
4	Speichernutzung	Speichernutzung
5	fiktiver Erdgasbezug	fiktiver Erdgasbezug

In dem Subscenario LNG-Priorisierung werden die LNG-Importe nach der einheimischen Produktion des jeweiligen Landes mit dem niedrigsten Rang belegt, sodass sich eine priorisierte Nutzung dieser Bezugsquelle einstellt. Mit aufsteigendem Rang sind die Importmöglichkeiten via Pipeline oder die Speichernutzung implementiert. Letztere ist nur im Winterszenario zulässig. Die angesetzten Kapazitäten für die Speicherung beschreiben die maximalen Ausspeicherungsmöglichkeiten je Land. Eine Reduktion der Ausspeicherleistung bei abnehmenden Speicherfüllstand ist im Rahmen der Modellrechnungen dieses Gutachtens nicht durchgeführt worden, muss aber bei der Interpretation der Ergebnisse mitberücksichtigt werden. Um die theoretische Lösbarkeit des Modells gewährleisten und Fehlmengen schneller identifizieren zu können, wird dem Modell in beiden Subscenarien erlaubt, fiktives Erdgas zur Bedarfsdeckung zu nutzen; muss diese Option gezogen werden, ist die Versorgungssicherheit jedoch nicht gewährleistet und die Modellergebnisse stellen keinen erfolgreichen Rechenlauf dar.

In dem Subscenario Leitungs-Priorisierung bevorzugt das Modell den Import über Pipelines gegenüber den LNG-Importen. Dies entspricht zwar der ökonomischen Bewertung in der Vergangenheit, stellt hier aber keine ökonomische Bewertung dar, sondern lotet den Spielraum zur Erreichung der Versorgungssicherheit in den gegebenen infrastrukturellen Begrenzungen aus. Für diese gilt, dass die Belastung der Transportinfrastruktur am geringsten ist, wenn inländische Produktion genutzt wird (auch hier ohne eine Überprüfung, ob dies auch tatsächlich den ökonomischen Gegebenheiten entspricht). Eine geringe Netzbelastung ergibt sich zwar auch bei der Einspeisung aus Speichern; diese ist aber stets mit einem schlechteren Rang versehen, damit das Leistungsbilanzmodell die Versorgungsaufgabe nicht durch eine systematische Entleerung löst, die in der Realität eine Auffüllung der Speicher im Sommerhalbjahr verunmöglichen würde.

Dadurch ergeben sich im Resultat unterschiedliche minimale und maximale Transport- sowie Importströme, die an die detaillierten strömungsmechanischen Simulationen übergeben werden.

6 Ergebnisse

6.1 Kombination aus Infrastruktur und Einsparung

Die Hauptergebnisse dieser Untersuchung lassen sich so darstellen, dass sie als Kombination zweier unverzichtbarer Maßnahmen wirksam werden: Einerseits wird eine Reduktion des Erdgasverbrauchs und damit der Leistungsbedarfe aus dem TYNDP 2022 zu Grunde gelegt; andererseits werden geplante Infrastrukturmaßnahmen für LNG-Importe und Verstärkungen der Erdgastransportinfrastruktur berücksichtigt.

Beide Maßnahmen – ein koordiniertes Handeln der europäischen Länder zwingend vorausgesetzt – ergänzen sich und beide benötigen eine gewisse Zeit. Um diesen Zeiteffekt realistisch abbilden zu können, war die Problemstellung dieser Studie auf die Jahre von heute bis 2026 ausgelegt. Die aktuellen Drosselungen des Gasflusses über NordStream1 lassen diese Fragen bereits drängend erscheinen. Es ist aber dennoch sinnvoll, den Zeithorizont bis 2026 weiterhin zugrunde zu legen.

Sollten sowohl Verbrauchsreduktionen als auch Infrastrukturmaßnahmen schneller gelingen, wäre das von großem Nutzen und könnte die Abhängigkeit von russischen Erdgaslieferungen deutlich frühzeitiger beseitigen. Dazu kann diese Untersuchung jedoch keine Vorhersagen treffen. Sie kann lediglich die Ziele konkret benennen, die für eine Unabhängigkeit von russischen Gaslieferungen erreicht werden müssen.

Da kurzfristig keine umfangreichen vollständig neuen Gasleitungen verlegt werden können, muss sich die Verstärkung der Gasversorgungsinfrastruktur auf solche Maßnahmen fokussieren, die innerhalb weniger Jahre – am besten und in konkreten Fällen auch möglich: in einigen Monaten – umgesetzt werden können. Es gibt einige LNG- und auch Pipelineprojekte, die bereits so weit fortgeschritten sind, dass sie mit in diese Betrachtung eingehen können. Darüber hinaus ist vor allem die Umsetzung des *reverse flow* an Verdichterstationen und Interkonnektoren hervorzuheben.

6.2 Resultate der europäischen Modelle

Nachfolgend werden die Resultate des Leistungsbilanzmodells sowie des Umbrella-Modells vorgestellt. Die Diskussion der Ergebnisse erfolgt jeweils für die betrachteten Szenarien Durchschnittsszenario und Winterszenario und mit Schwerpunkt für Jahr 2026, für das die Werte mit den Datengrundlagen der EWI-Studie abgeglichen wurden.

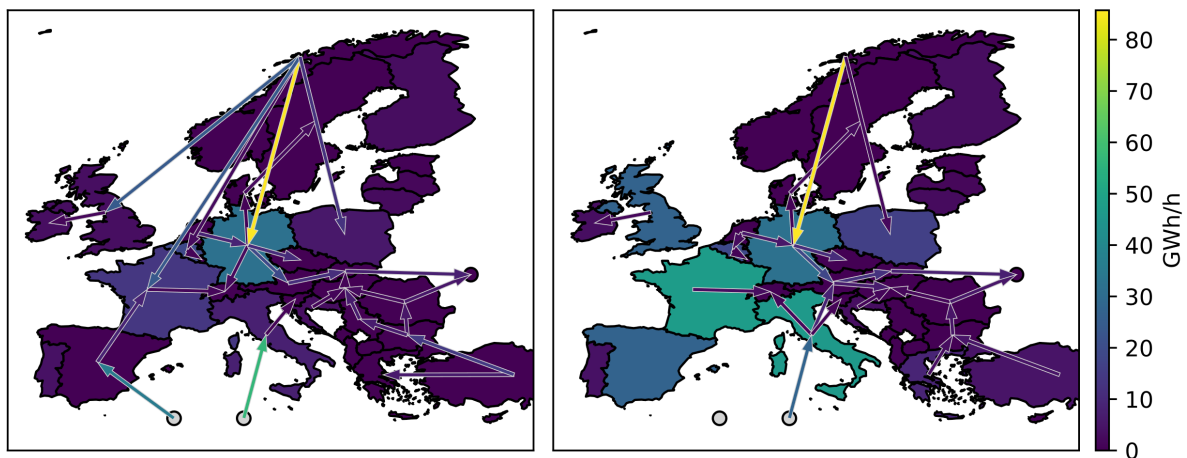
6.2.1 Ergebnisse aus dem Leistungsbilanzmodell

Durchschnittsszenario

Das Durchschnittsszenario ist für den betrachteten Zeitraum von 2022 bis 2026 sowie für 2030 lösbar. Dies bedeutet, dass die europäische Erdgasversorgung auch ohne russische Importe in dem rein hypothetischen Fall gewährleistet werden könnte, in dem sich die Verbräuche über den Jahresdurchschnitt vollständig vergleichmäßigen ließen. Eine Übertragung dieses Resultats auf die Realität ist jedoch aufgrund der geringeren Erdgasverbräuche nur für die Jahreszeiten Frühling bis Herbst sinnvoll. Aufgrund der besonders niedrigen Verbräuche im Sommer ergibt sich daraus aber auch die Möglichkeit, Liefermengen für die Auffüllung der Erdgasspeicher bereitzustellen. Gemäß diesem Szenario können die Erdgas-Untergroundspeicher mit nicht genutzten LNG- und Pipeline-Importen befüllt werden. Ausreichend hohe Speicherfüllstände sind wiederum grundlegende Voraussetzung für die Bedarfsdeckung im Winterszenario. Abbildung 13 stellt die resultierenden Erdgasflüsse (Pfeile) sowie die LNG-Importmengen (Länderfarben) für das Jahr 2026 grafisch dar.

Abbildung 13: Erdgasflüsse und LNG-Importe im Durchschnittsszenario für das Jahr 2026

links: Leitungs-Priorisierung; rechts: LNG-Priorisierung



Für eine detaillierte Vorstellung der Resultate sind in Tabelle 7: die höchsten Transitmengen aufgeführt. Zur Kompensation des russischen Erdgases wird in diesem Szenario vor allem die gesamte Produktionskapazität Norwegens nach Deutschland, Großbritannien, Frankreich und Polen aufgeteilt, sowie die LNG-Terminals in Frankreich, Italien und Deutschland stark genutzt. Die LNG-Terminals in Deutschland, Großbritannien und Frankreich sind jeweils bei einer priorisierten Nutzung von LNG vollständig ausgelastet, aber auch bei einer Leitungs-Priorisierung stark ausgelastet. Großbritannien und Frankreich nutzen das importierte LNG in erster Linie zur eigenen Bedarfsdeckung. Deutschland nimmt aufgrund der geographischen Lage eine Rolle als Distributor der Erdgasimporte ein. Dabei versorgt Deutschland im betrachteten Szenario einerseits Dänemark und Schweden sowie andererseits Österreich, Tschechien und die Schweiz. Die Importländer können zugleich als Transitländer fungieren, z. B. werden die laut Tabelle 7 von Österreich importierten Gasmengen zu einem hohen Anteil durch die Slowakei weiter in Richtung Ukraine transportiert.

Tabelle 7: Auslastung wichtiger Interkonnektoren für das Jahr 2026 im Durchschnittsszenario

Exportland	Importland	Auslastung [GW]
Norwegen	Deutschland	85,7
Norwegen	Großbritannien	0 - 24
Norwegen	Frankreich	0 - 23,8
Deutschland	Österreich	18,1 - 19
Türkei	Bulgarien	4,6 - 14,4
Norwegen	Polen	2 - 12,7
Österreich	Slowakei	11,4 - 12,1
Deutschland	Tschechien	10,4

Des Weiteren nimmt die Türkei ebenfalls eine wichtige Rolle als Distributor für Mittel- und Osteuropa ein. Die importierten Erdgasmengen werden über Bulgarien nach Rumänien transportiert und dann zur Versorgung von Ungarn und der Ukraine genutzt. Italien exportiert außerdem Erdgas nach Österreich. Dies entspricht einer Flussrichtungsumkehr im Gegensatz zu den historischen Erdgasflüssen von Österreich nach Italien.

Winterszenario

Das Winterszenario ist ab dem Jahr 2025 für alle nachfolgend betrachteten Jahre lösbar. Das Szenario untersucht eine leistungsmaximale Stunde, der die in 5.2 vorgestellten Annahmen zugrunde liegen. Die Lösbarkeit ab 2025 ist als gesicherte Versorgungslage in Europa und Deutschland zu interpretieren, sofern die Leistungsbedarfe nach TYNDP 2022 DE (ENTSO-G/ENTSO-E, 2022) um jeweils etwa 15 % reduziert werden⁹, die Infrastruktur ausgebaut wird und die Speicher ausreichend befüllt sind. Wird als Bezugsjahr der Datenstamm von Eurostat für 2021 zugrunde gelegt, beträgt die erforderliche Einsparung in Europa und Deutschland etwa 20 %. Dies ist in einem gestiegenen Verbrauch vom Referenzjahr 2015/2018 bis 2021 begründet. Für die Jahresversorgung sind Einsparungen niedriger zu erwarten, können aber in einer ähnlichen Größenordnung liegen. Ergänzend zu den bisher vorgestellten Annahmen und Resultaten sind in einer Zusatzbetrachtung die Auswirkungen des Ausbaus der LNG-Terminals auf die Leistungslücke in Europa ermittelt worden. Werden nach 2022 keine weiteren LNG-Terminals aus- oder neugebaut, erhöht sich die zu reduzierende Leistung in Europa auf etwa 25 % und in Deutschlands auf bis zu 30 % gegenüber den Werten für 2021 (Eurostat, 2021).

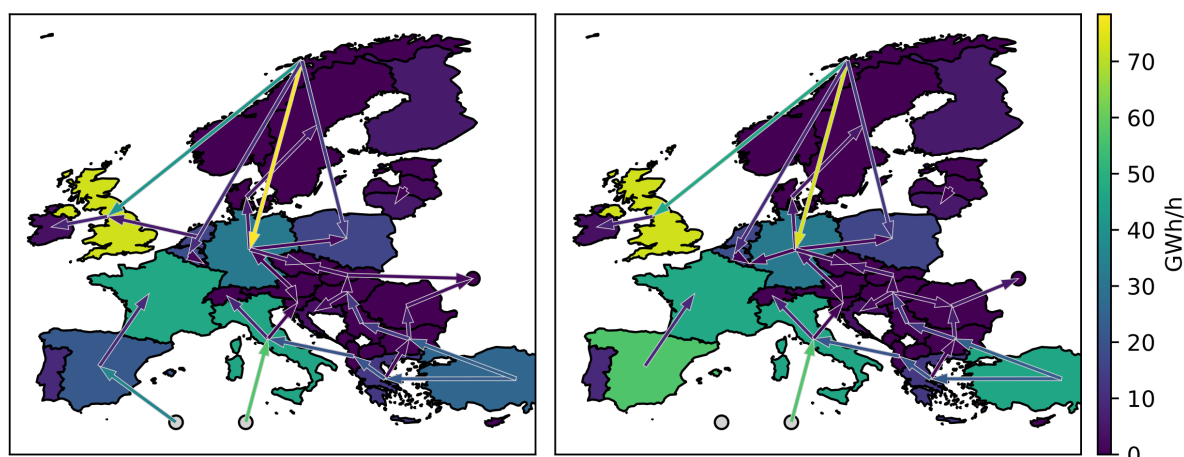
Abbildung 14 zeigt die Erdgasflüsse (Pfeile) und LNG-Importmengen (Länderfarben) für das Jahr 2026. Bedingt durch die etwa doppelt so hohen Leistungswerte sind die europäischen LNG-Terminals nahezu alle vollständig ausgelastet. Lediglich in Spanien, Frankreich und der Türkei sind noch theoretische Potenziale für weitere LNG-Importmengen vorhanden, die jedoch aufgrund der Interkonnektor-Kapazitätsbeschränkungen zu den angrenzenden Ländern nicht weitertransportiert werden können. Neben den LNG-Importen sind auch die norwegischen Exporte essenziell für die Versorgung der anderen Staaten. Deutschlands Rolle als Drehscheibe ist im Winterszenario etwas anders ausgeprägt. Deutschland exportiert in diesem Szenario zusätzlich nach Polen und Luxemburg, es sind jedoch keine Exporte nach Österreich und in die Schweiz gegeben.

Die türkischen Exporte nach Bulgarien werden neben Rumänien im Winterszenario auch nach Serbien transportiert. Darüber hinaus wird in Italien in diesem Szenario stark aus Albanien beliefert.

⁹ Reduktion gegenüber den Referenzjahr 2015/2018 von ENTSO-G/ENTSO-E.

Abbildung 14: Erdgasflüsse und LNG-Importe im Winterszenario für das Jahr 2026

links: Leitungs-Priorisierung, rechts: LNG-Priorisierung



Zur Bedarfsdeckung von Großbritannien und Irland sind ebenfalls niederländische Exporte denkbar. Eine Auflistung der höchsten Auslastungen der Interkonnektoren kann Tabelle 8 entnommen werden.

Tabelle 8: Auslastung der Interkonnektoren für das Jahr 2026 im Winterszenario

Exportland	Importland	Auslastung [GW]
Norwegen	Deutschland	73,8 - 78,4
Norwegen	Großbritannien	41,3 - 47
Türkei	Bulgarien	24
Türkei	Griechenland	22,3
Albanien	Italien	20,3
Griechenland	Albanien	20,3
Bulgarien	Serbien	13,2
Serbien	Ungarn	13,2

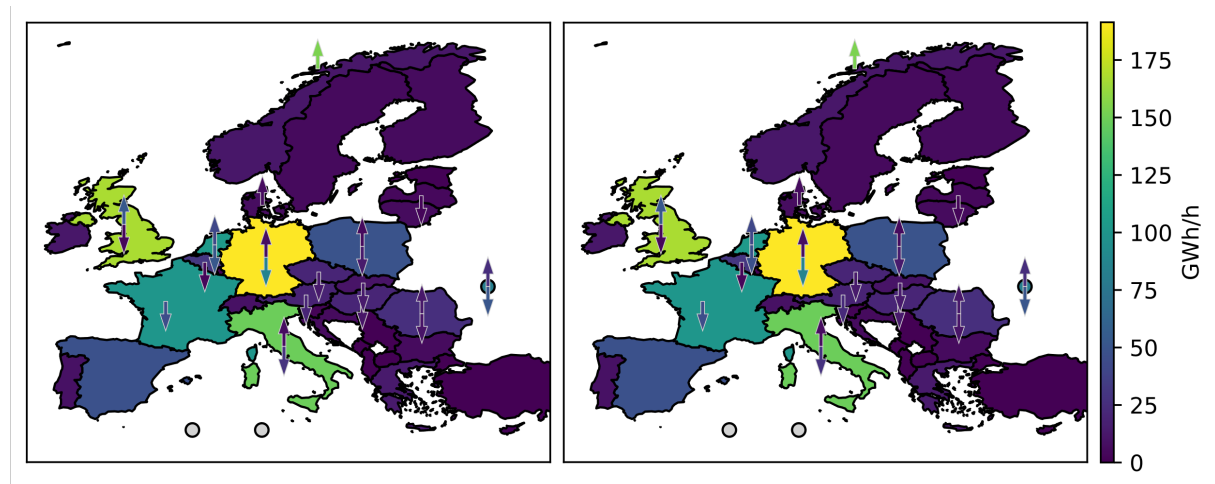
Die Darstellung in Abbildung 14 zeigt zum einen, welche Rollen und Bedeutung den verschiedenen Ländern für die Versorgungssicherheit in Europa insgesamt zukommen; sie stellt zum anderen dar, dass auf Basis der zu Grunde gelegten Ausbauplanung nach 2026 gewisse Spielräume bestehen, die Gasversorgungssicherheit Europas stärker über Pipeline-Importe (links) oder über LNG-Importe (rechts) herzustellen. Zwischen den beiden Varianten – Pipeline-Priorisierung versus LNG-Priorisierung – wird die tatsächliche Nutzung in der Realität durch Marktmechanismen gesteuert werden. Für die vorliegende Untersuchung spannen sie den Rahmen auf, innerhalb dessen die regionalen Detailnetze strömungsmechanisch gesteuert werden können.

Unabdingbar für die Lösbarkeit ab 2025 ist ferner die Ausspeicherleistungen (Abbildung 15). Mit Ausnahme der Speicher von Italien (40 % Auslastung), Frankreich (95 %), Österreich (57 %), Ungarn (46 %) und Lettland (38 %) sind alle Speicher vollständig ausgelastet. Lediglich die Ausspeicherpotenziale in Spanien und Bulgarien werden gar nicht benötigt. Die großen

Ausspeicherkapazitäten in Deutschland und den Niederlanden sind insbesondere für die Versorgungssicherheit in Mittel- und Osteuropa von erheblicher Relevanz.

Abbildung 15: Erdgasbedarf (Länderfläche), Ausspeichernutzung (Pfeil aufwärts) und Produktionsmengen (Pfeil abwärts) für das Winterszenario im Jahr 2026

links: Leitungs-Priorisierung, rechts: LNG-Priorisierung



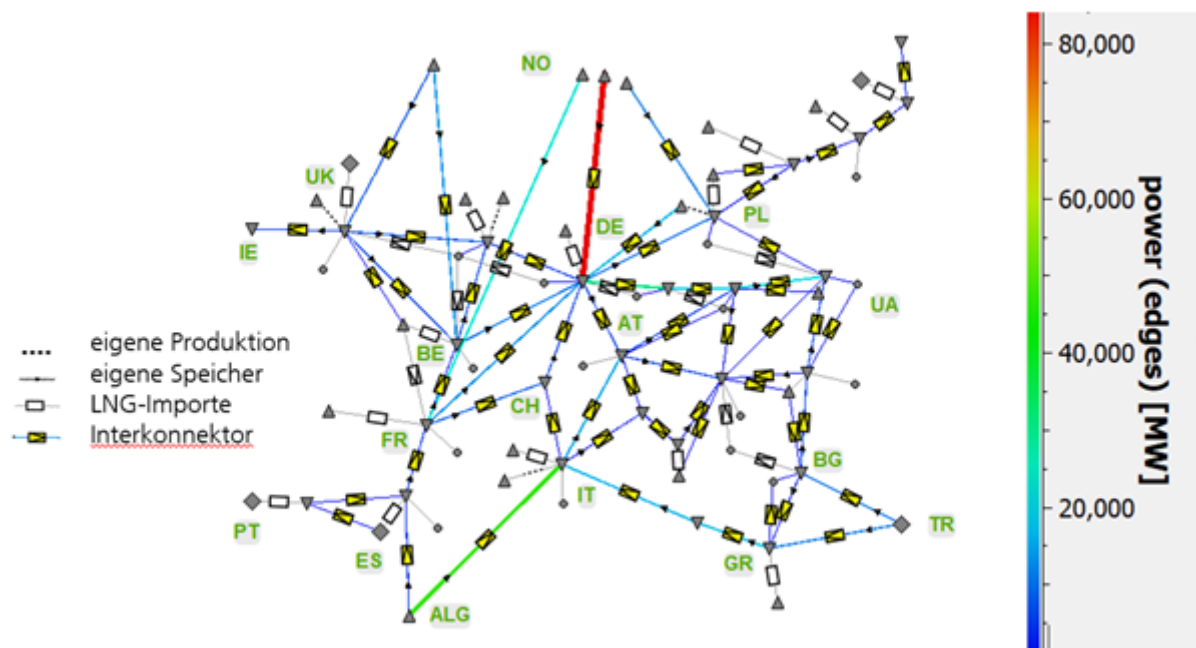
6.2.2 Ergebnisse aus dem Umbrella-Modell

Das Umbrella-Modell erfüllt innerhalb dieser Untersuchung mehrere Aufgaben:

- Es validiert das Leistungsbilanzmodell, da es dieselben Randbedingungen verwendet.
Ergebnis: Randbedingungen aus Leistungsbilanzmodell ergeben auch hier zulässige Lösungen.
- Es dient der Identifizierung von Bottlenecks an den Ländergrenzen.
Ergebnis: Insbesondere auf der Route IT → AT und weiter in Richtung Ukraine entlastet die Flussrichtungsumkehr (*reverse flow*) die Herausforderungen an die Versorgungssicherheit.
- Es modelliert neben den beiden Hauptszenarien auch die Speicherbefüllung.
Ergebnis: Bei ausgewogener Speichernutzung gelingt auch die Befüllung im Sommer.

Durchschnittsszenario

Da der Fokus der Betrachtung in der Aufgabenstellung auf 2026 gelegt wurde, wurden die Randbedingungen aus dem Leistungsbilanzmodell für 2026 auf das Umbrella-Modell übertragen. Die folgende Grafik zeigt die Energieflüsse für das Jahresmittel:

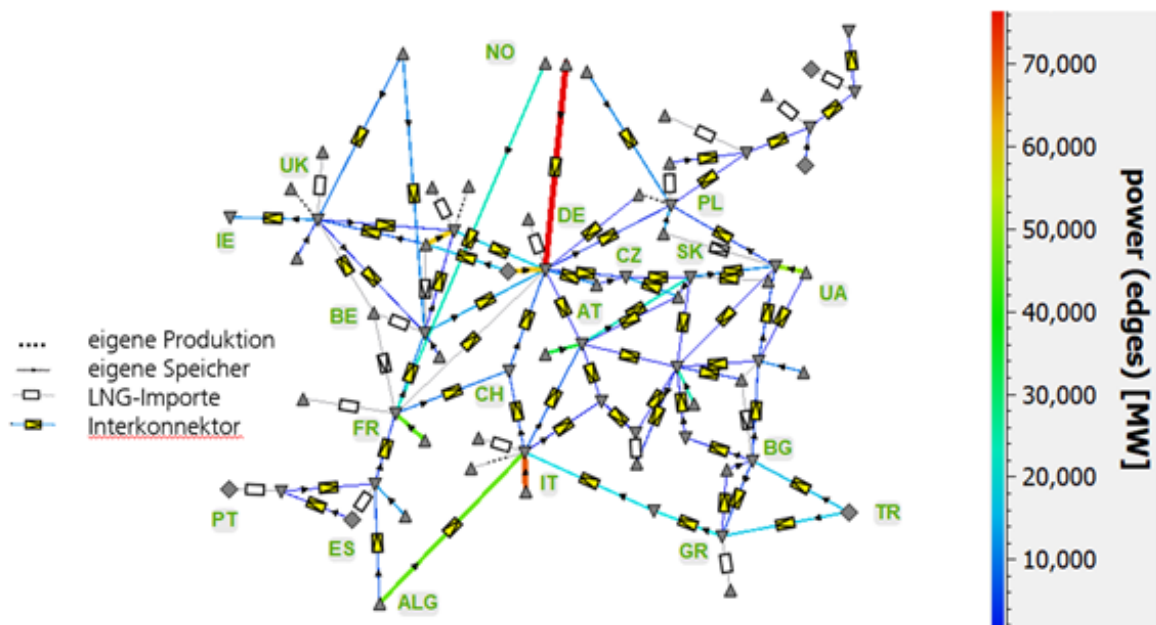
Abbildung 16: Durchschnitts-Szenario im Umbrella-Modell mit MYNTS

Man kann deutlich die bereits bekannten starken Importflüsse aus Norwegen (rot) und Algerien (grün) erkennen, die aus dem Leistungsbilanzmodell vorgegeben wurden. Norwegen wurde dabei in Form von mehreren Knoten modelliert, da es auf diese Weise leichter ist, die tatsächlichen Mengen, die in insgesamt fünf Länder exportiert werden, als Randwerte abzubilden.

Mittel- und Osteuropa wird stark über Deutschland als Transitland versorgt. Das würde aber ohne weitere Infrastrukturmaßnahmen nicht ausreichend gelingen. Als Bottleneck kann man hier den Interkonnektor zwischen Italien und Österreich ausmachen, der in Nord-Süd-Richtung sehr gut ausgebaut ist (mehr als 40 GW). Durch die Flussrichtungsumkehr könnte man für eine deutliche Entspannung sorgen und den Transit durch Deutschland entlasten. Es wird sich im Lauf der Untersuchung zeigen, dass man diesen Weg von Süden nach Osten weiter fortsetzen kann. Das zeigt sich bei der Betrachtung des Winterszenarios.

Winterszenario

Abbildung 17: Erdgasflüsse im Winterszenario 2026

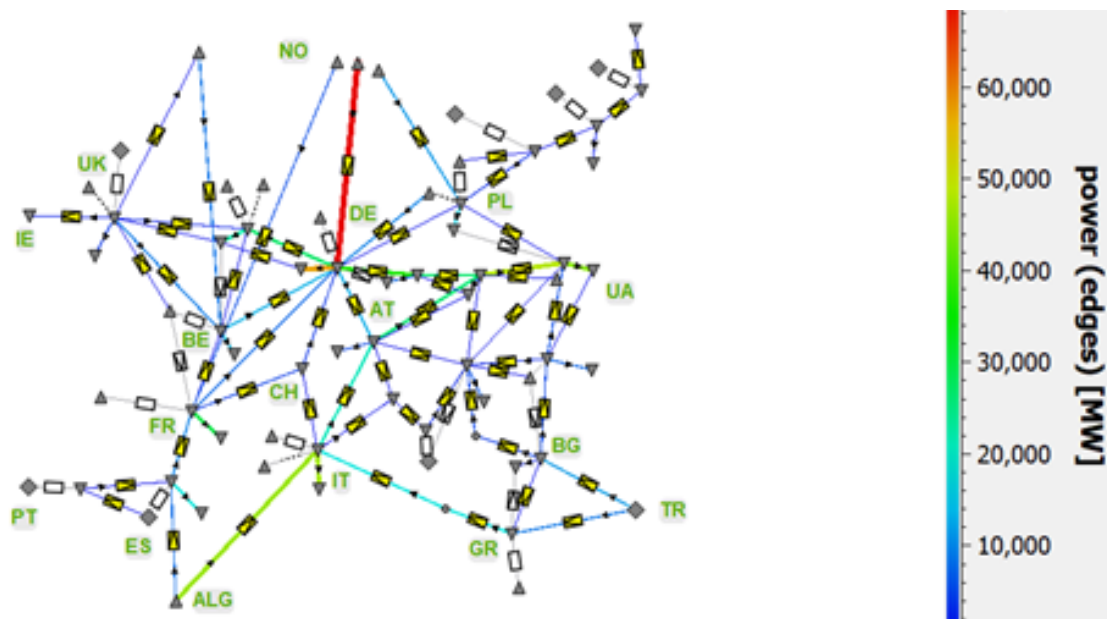


Das Winterszenario zeigt auf den ersten Blick eine sehr ähnliche Importsituation wie der Durchschnittsfall. Die erhöhten Verbräuche (meist mehr als doppelt so hoch wie im Durchschnittsszenario) müssen durch die Speicher kompensiert werden, die aber nicht überall vorhanden sind. Günstigerweise sind große Länder mit wenig Speicherkapazität (z. B. Großbritannien oder Spanien) bereits mit LNG-Importhäfen ausgestattet. Die Hauptbelastung liegt also wieder in Mittel- und Osteuropa, wobei man hier die italienischen Importe auf der Reverse-Flow-Route über Österreich bis zur Ukraine ausbauen müsste.

Speicherbefüllung im Sommer

Für die Speicherbefüllung wurde aus den Daten der ENTSO-G-Veröffentlichungen abgeschätzt, dass man für den Hochsommer einen Rückgang des Bedarfs auf ca. 30% des Jahresmittels ansetzen kann. Die dadurch freiwerdenden Transportkapazitäten müssen für die Befüllung der Speicher genutzt werden. In der Modellierung für den Sommerfall konnte dies im Rahmen des Umbrella-Modells gezeigt werden.

Abbildung 18: Modellierung der Speicherbefüllung im Sommer



Hier ist ebenfalls eine deutliche Flussrichtung der Importströme über Deutschland und Italien nach Mittel- und Osteuropa zu erkennen, denn die dort – insbesondere in der Ukraine – vorhandenen Speicher können nicht mehr über russische Gaslieferungen versorgt werden.

6.3 Resultate der Regionalmodelle

Auf der Ebene der Regionalmodelle wurden die Ergebnisse der höheren Modellierungsebenen validiert.

6.3.1 Spanien

Das Erkenntnisinteresse in der Modellierung des spanischen Netzes liegt in der Frage, inwiefern die spanischen LNG-Terminals im Norden und Osten des Landes den Eigenbedarf im Norden des Landes und gleichzeitig die zwei Interkonnektoren nach Frankreich versorgen können. Da das Festland über sechs an das Pipelinenetz angebundene LNG-Terminals und die Interkonnektoren zu Algerien verfügt, wird die Versorgungssicherheit für Spanien aus Infrastruktursicht als gegeben angesehen. Daher wird die Modellierung ausschließlich für den nördlichen und östlichen Teil des Transportnetzes wie in Abbildung 19 abgebildet durchgeführt, um die Versorgung der Interkonnektoren und damit den Weitertransport nach Frankreich abzubilden.

Abbildung 19: Topologie des modellierten Netzes in Spanien

Spanien - Topologie des modellierten Netzes



Legende: — Betrachtete Leitung — Pipeline Projekt ● Interkonnektor ■ LNG-Terminal

Quelle: ENTSOG, The European natural gas network, 2021; https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-11/ENTSOG_CAP_2021_A0_1189x841_FULL_066_FLAT.pdf

In Tabelle 9 sind die Randwerte für Spanien, also Nachfrage, Export und Import, aus dem Leistungsbilanzmodell abgebildet. In den Winterszenarien sowie im Durchschnittsszenario mit Leitungspriorisierung werden die Interkonnektoren zu Frankreich stark bis sehr stark ausgelastet. Import findet entweder über die Pipeline nach Marokko statt oder vollständig über LNG, je nach Priorisierung.

Tabelle 9: Randwerte für Spanien aus dem Leistungsbilanzmodell für das Jahr 2026

Szenario	Nachfrage [MW]	Produktion [MW]	Speicher [MW]	LNG [MW]	Import [MW]	Export [MW]
Durchschnitts-szenario (Leitungs-Priorisierung)	26.988	0	0	0	35.249	8.261
Durchschnittsszenario (LNG-Priorisierung)	26.988	0	0	26.988	0	0
Winterszenario (Leitungs-Priorisierung)	47.371	0	0	21.472	35.249	9.350

Szenario	Nachfrage [MW]	Produktion [MW]	Speicher [MW]	LNG [MW]	Import [MW]	Export [MW]
Winterszenario (LNG-Priorisierung)	47.371	0	0	56.721	0	9.350

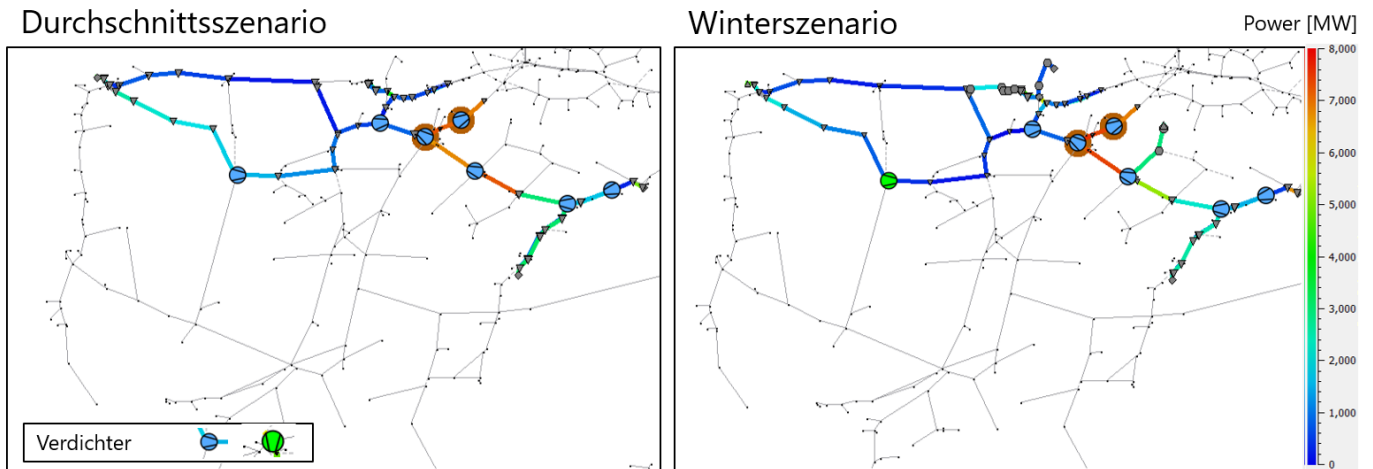
Im Gegensatz zu BeNeLux und Deutschland war es im spanischen Modell in der Regionalmodellierung nicht das primäre Ziel, die Ergebnisse aus dem Leistungsbilanzmodell exakt nachzubilden, da sich die Szenarien mit der Priorisierung nur wenig unterscheiden, die Versorgung im Inland unkritisch ist und der Hauptfokus auf der Interkonnetektorversorgung liegt. Daher stimmen die in Tabelle 10 angegebenen Werte der Mynts-Modellierung nicht exakt mit den Werten der Leistungsbilanzmodellierung überein. Zudem ist in keinem der zwei Winterszenarien für Spanien aus dem Leistungsbilanzmodell eine Speichernutzung vorgesehen. Die Winterszenarien sind in Mynts mit und ohne Speichernutzung lösbar; in der in Abbildung 20 dargestellten Modellierung liefern die drei Speicher insgesamt 3.595 MW.

Sowohl für die Gasbedarfe im „Durchschnitts“- als auch im „Winterszenario“ kann für 2026 bestätigt werden, dass das spanische Netz die Interkonnetektoren nach Frankreich mit der vollen Kapazität beliefern kann. Im Durchschnittsszenario werden dafür ~22 GW an den LNG-Terminals importiert, im Winterszenario ~29 GW. Die genaue Aufteilung ist der Tabelle 10 zu entnehmen. Von Bedeutung ist dabei die im Bau befindliche Pipeline zwischen Guitiriz und Zamora, da sie den Gastransport vom westlichsten Terminal (Murgados) nach Zentralspanien und schließlich nach Frankreich ermöglicht. Die Pipeline hat einen für die Region großen Durchmesser von 762 mm und soll 2024 fertig gestellt werden. Abbildung 20 zeigt die Modellierung in Mynts für den Durchschnitts- und den Winterfall. Für beide Szenarien ist zu sehen, dass die neu gebaute Pipeline große Mengen transportiert. Da die Modellierung diesen Maximalfall bestätigen kann, sind auch alle anderen Ergebnisse des Leistungsbilanzmodells für das spanische Netz, die eine Interkonnetektorkapazität zwischen 0 und 9.330 MW nach Frankreich vorsehen, zulässig.

Tabelle 10: Spanien: Auslastung der LNG-Terminals und Interkonnetektoren für das Jahr 2026

Interkonnetektor/LNG-Terminal	Max. Kapazität [MW]	Auslastung „Durchschnittsszenario“ [MW]	Auslastung „Winterszenario“ [MW]
ES-FR	9.330	9.330	9.330
Sagunto	11.100	5.025	4.730
Barcelona	21.645	8.144	11.275
Bilbao	8.880	4.683	8.340
Murgados	4.582	4.346	4.582
Summe LNG	46.207	22.193	28.927

Abbildung 20: Mynts-Modellierung des spanischen Netzes für das Jahr 2026

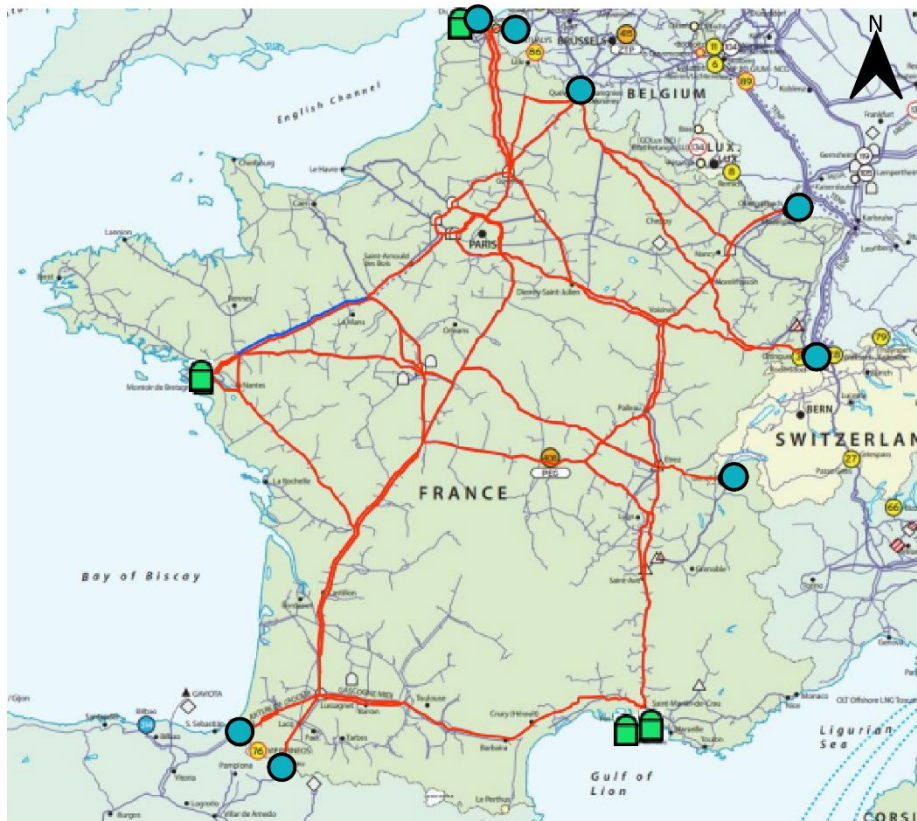


6.3.2 Frankreich

Das französische Netz ist mit vier LNG-Terminals, Interkonnektoren mit fünf Nachbarländern und sechs Betreibern von Speichern äußerst komplex. Abbildung 21 zeigt das modellierte französische Transportnetz. Von großer Bedeutung ist der nördlichste Teil des Netzes, da sich dort Interkonnektoren mit Belgien und Norwegen sowie ein großes LNG-Terminal (Dunkerque) befinden. Hier liegen auch parallele Leitungsstränge mit großen Durchmessern, die das Gas weiter Richtung Landesinnere transportieren können. Weitere wichtige Interkonnektoren des Fernleitungsnetzes bestehen mit Deutschland, der Schweiz und Spanien. Die Erdgasspeicher sind über das Land verteilt, häufen sich aber rund um Paris. Frankreichs andere drei LNG-Terminals (Montoir, Fos Cavaou und Fos Tonkin) liegen an der Süd- und Westküste des Landes. Soll hier angelandetes LNG nicht nur zur inländischen Versorgung genutzt, sondern auch weiter Richtung Mitteleuropa transportiert werden, müssen große Teile des Netzes für diese Transportleistung eingesetzt werden.

Abbildung 21: Topologie des modellierten Netzes in Frankreich

Frankreich - Topologie des modellierten Netzes



Legende: — Betrachtete Leitung — Pipeline Projekt ● Interkonnektor ■ LNG-Terminal

Quelle: ENTSOG, The European natural gas network, 2021; https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-11/ENTSOG_CAP_2021_A0_1189x841_FULL_066_FLAT.pdf

Die Randwerte aus dem Leistungsbilanzmodell für Inlands-Nachfrage, Speichernutzung, Exporte und Importe (Tabelle 11) für stellen für das französische Transportnetz nur moderate Anforderungen, denn die laut Leistungsbilanzmodell bestehende Spannbreite sieht nur kleine Exporte aus dem französischen Netz in andere Netze vor. Außerdem findet in keinem der Szenarien ein Export von Frankreich nach Deutschland oder Belgien statt. In den Durchschnittsszenarien importiert Frankreich entweder 46,9 GW LNG oder 23,7 GW aus Norwegen, 8,2 GW aus Spanien und den Rest über LNG, der Export geht in die Schweiz. In den Winterszenarien importiert Frankreich nichts aus Norwegen, nutzt mit 44,2 GW die Speicher und mit 46,9 GW die LNG-Terminals stark und importiert nur aus Spanien.

Tabelle 11: Randwerte für Frankreich aus dem Leistungsbilanzmodell für das Jahr 2026

Szenario	Nachfrage [MW]	Produktion [MW]	Speicher [MW]	LNG [MW]	Import [MW]	Export [MW]
Durchschnittsszenario (Leitungs-Priorisierung)	44.119	0	0	13.703	32.011	1.595
Durchschnittsszenario (LNG-Priorisierung)	44.119	0	0	46.930	0	2.812

Szenario	Nachfrage [MW]	Produktion [MW]	Speicher [MW]	LNG [MW]	Import [MW]	Export [MW]
Winterszenario (Leitungs- Priorisierung)	100.555	0	44.275	46.930	9.350	0
Winterszenario (LNG- Priorisierung)	100.555	0	44.275	46.930	9.350	0

Da sich die Szenarien in den Priorisierungen in den Auswirkungen auf das Netz nicht wesentlich unterscheiden, wurden pro Bedarfsmenge nur eine Priorisierung im Regionalmodell überprüft. Für das Durchschnittsszenario wurde die LNG-Priorisierung im Regionalmodell überprüft, beim Winterszenario sind beide Fälle deckungsgleich.

Die Ergebnisse der Modellierung sind in Tabelle 12 und in Tabelle 13 sowie in Abbildung 22 dargestellt. Insgesamt können die Ergebnisse aus dem Leistungsbilanzmodell im französischen Regionalmodell mit lediglich sehr kleinen Abweichungen bestätigt werden. Es konnte gezeigt werden, dass Frankreich im Winterszenario seinen Bedarf nur über LNG-Terminals, den Interkonnektor zu Spanien und Speicher decken kann und dass dabei das Netz die Aufgabe erfüllen kann, den regionalisierten Bedarf in allen NUTS3-Regionen (départements) Frankreichs zu decken.

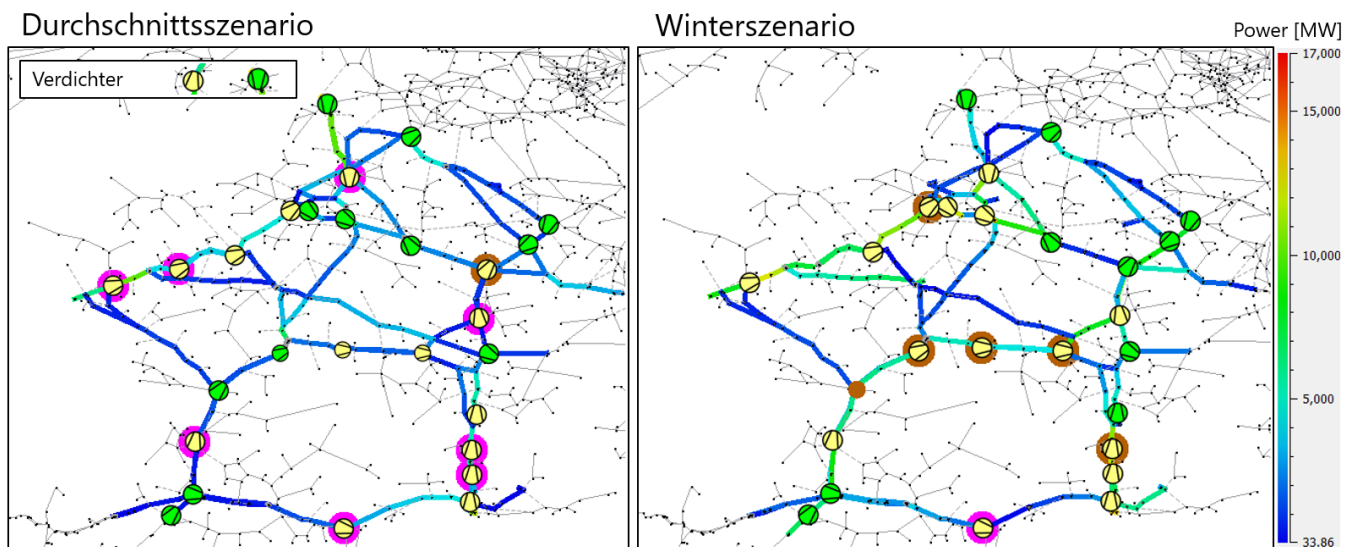
Zu den Infrastrukturen in Frankreich können folgende Aussagen gemacht werden:

- Zwei französische Terminals werden teilweise sehr stark beansprucht, im Durchschnittsszenario liegt Dunkerque knapp an der maximalen Regasifizierungskapazität, im Winterszenario wird Montoir stark genutzt (siehe Tabelle 12).
- Zu der Bidirektionalität der Kompressoren innerhalb Frankreichs konnten keine veröffentlichten Angaben gefunden werden. Daher wird angenommen, dass bis 2026 alle Verdichterstationen wenn nötig umgerüstet wurden. Die hier gezeigte Modellierung könnte also einen erheblichen Aufwand in der Umrüstung auf *reverse flow* bedeuten, falls viele Verdichterstationen innerhalb Frankreichs nicht bidirektional wären. Dieser Aufwand lässt sich aber mit der zur Verfügung stehenden Datenlage nicht quantifizieren.
- Im laut Leistungsbilanzmodell optimalen Zustand findet wie bereits erläutert kein Export nach Deutschland statt – die viel diskutierte Herausforderung durch die Odorierung ergibt sich also nicht.

Tabelle 12: Frankreich: Auslastung der LNG-Terminals für das Jahr 2026

Die Auslastung der vier französischen Terminals in den zwei Szenarien.

LNG-Terminal	Max. Kapazität [MW]	Auslastung „Durchschnittsszenario“ [MW]	Auslastung „Winterszenario“ [MW]
Montoir	22.200	14.628	21.038
Dunkerque	21.090	21.026	10.000
Fos Cavaou	15.610	10.629	13.612
Fos Tonkin	2.553	2.500	2.200
Summe	61.494	48.783	46.850

Abbildung 22: Mynts-Modellierung des französischen Netzes für das Jahr 2026**Tabelle 13: Frankreich: Auslastung der Interkonnektoren für das Jahr 2026**

Positive Werte bedeuten einen Import nach Frankreich, negative Werte einen Export.

Interkonnektor	Max. Kapazität [MW]	Auslastung „Durchschnittsszenario“ [MW]	Auslastung „Winterszenario“ [MW]
NO-FR	23.750	0	0
ES-FR	9.330	0	9.330
FR-BE	11.250	0	0
FR-DE	25.570	0	0
FR-CH	9.700	- 2.811	0

Frankreich Maximalaussteuerung

Für das französische Netz wurde im Rahmen dieser Analyse noch eine weitere Modellierung durchgeführt. Die Leitfrage hierbei war: Wenn alle Importmöglichkeiten in das französische Netz aus Spanien, Norwegen und über LNG soweit wie möglich maximiert werden, welche Mengen können dann nach Deutschland, Belgien und in die Schweiz weitertransportiert werden? Oder: Welche Mengen aus Norden, Osten und Süden können in den Westen Frankreichs transitiert werden, wenn gleichzeitig der inländische Bedarf gedeckt wird?

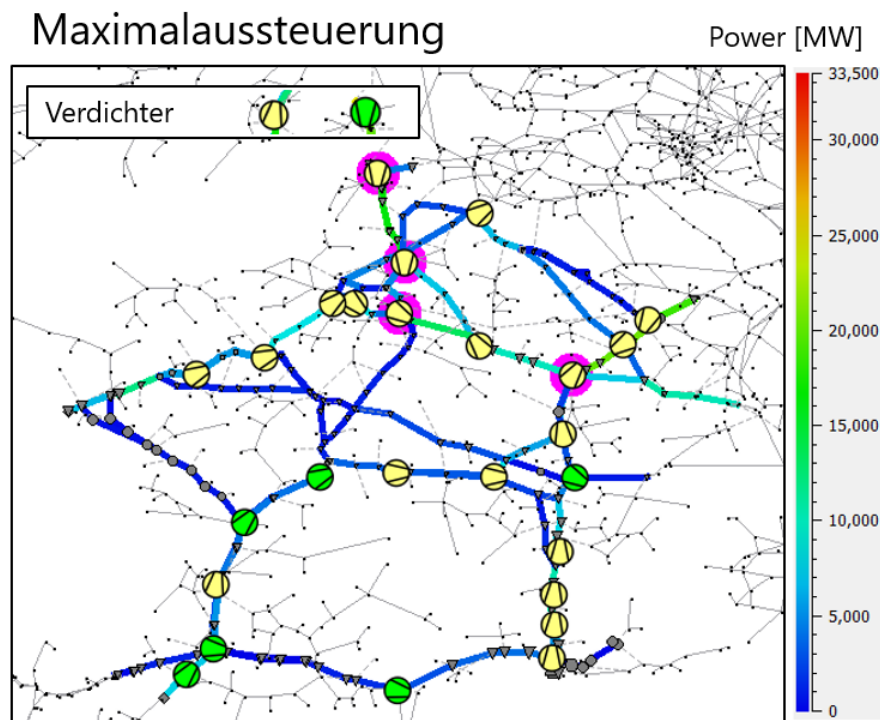
Die Modellierung wurde für den Durchschnittsfall, also für durchschnittliche Bedarfe, durchgeführt. Es konnte gezeigt werden, dass bei einer fast vollständigen Nutzung der Interkonnektoren von Norwegen und Spanien und bei einer 78 %igen Nutzung der LNG-Terminals insgesamt 34,7 GW durch das französische Netz und in die westlichen Nachbarländer transportiert werden können. Die Ergebnisse können in Tabelle 14 und Abbildung 23 eingesehen werden.

Tabelle 14: Frankreich Maximalaussteuerung: Ergebnisse für das Jahr 2026

Maximale Auslastung der Interkonnektoren und LNG-Terminals. Positive Werte bedeuten einen Import nach Frankreich, negative Werte einen Export.

Interkonnektor/ Terminal	LNG-	Max. Kapazität [MW]	Auslastung „Durchschnittsszenario“ [MW]
NO-FR		23.750	23.330
ES-FR		9.330	9.104
FR-BE		11.250	-6.200
FR-DE		25.570	-18.800
FR-CH		9.700	-9.700
Montoir		22.200	15.771
Dunkerque		21.090	14.356
Fos Cavaou		15.610	15.610
Fos Tonkin		2.553	2.500
Summe Terminals		61.494	48.237

Abbildung 23: Mynts-Modellierung der Maximalaussteuerung für Frankreich für das Jahr 2026



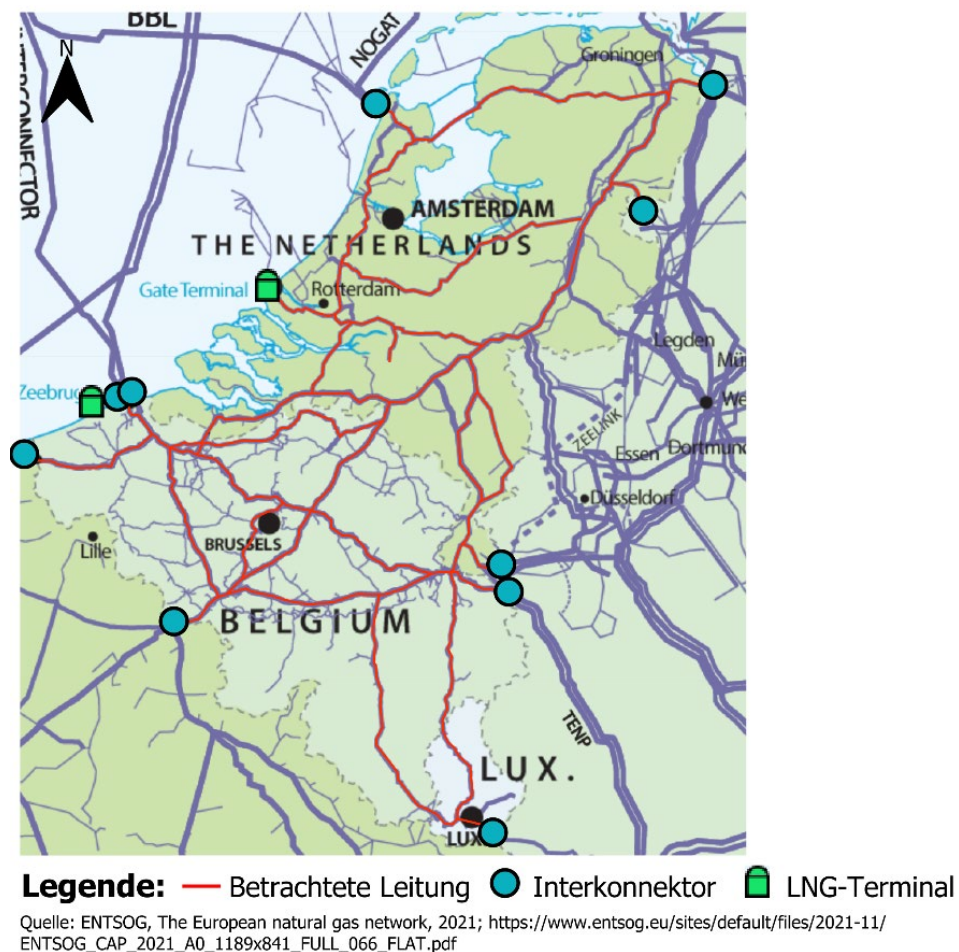
6.3.3 BeNeLux

Die BeNeLux-Region fungiert als Transitregion für die ergänzenden Gaslieferungen nach Deutschland. Daher wird die Region in hohem Maße aus dem Vereinigten Königreich und Norwegen mit Pipelinegasimporten sowie mit LNG-Importen und eigenen Gasproduktionskapazitäten der Niederlande versorgt.

Topologie

Im Regionalmodell für BeNeLux sind zunächst 10 Interkonnektoren (Abbildung 24) abgebildet. Zwischen den Niederlanden und Deutschland wurden die Transitmengen auf die Interkonnektoren-Cluster (Emden/Oude Statenzijl, Enschede/Winterswijk/Zevenaar, Bocholtz) aufgeteilt. Für den Transit von Erdgas in und aus Großbritannien (Interconnector und BBL) und Norwegen (NOGAT) ist ein Interkonnektor in Balgzand implementiert. Weitere in dieser Region berücksichtigte Interkonnektoren sind die in Alveringem und Blaregnies (Frankreich – Belgien), Eynatten (Belgien – Deutschland) sowie in Remich (Deutschland – Luxemburg). Angebotsseitig sind im Regionalmodell BeNeLux drei Produktionsstandorte, vier Erdgasspeicher und die beiden LNG-Terminals in Zeebrugge und Rotterdam abgebildet. Ferner sind mehrere parallele Pipelines in West-Ost-Richtung in Belgien und in Süd-Nord-Richtung in den Niederlanden vorhanden, was die komplementäre Versorgungsrolle der BeNeLux-Region erleichtert und gleichzeitig den Transport des aus Großbritannien und Norwegen kommenden Gases nach Deutschland ermöglicht, und basierend auf dem SciGrid-Datensatz im Modell berücksichtigt. Die Verbesserungen der Topologiedatensätze werden im Anhang dargestellt.

Abbildung 24: Netztopologie der Länder BeNeLux



Ergebnisse

In einem ersten Schritt wurden die Leistungswerte aus dem Leistungsbilanzmodell übernommen, dann wurden diese Ergebnisse im strömungsmechanischen Regionalmodell für BeNeLux zugeordnet, wobei die Flusswerte der Produktions-, Speicher-, LNG-, Import- und Exportknoten in den regionalen Modellen über die Simulatoren SIMONE und Mynts festgelegt wurden. Die folgenden Abschnitte geben einen Überblick über die Ergebnisse.

Für das Jahr 2026 beträgt die interpolierte Gesamtgasnachfrage mit den Daten nach ENTSOG/ENTSOG-E für die BeNeLux-Region im Durchschnittsszenario 54 GW. Dieser Bedarf wird größtenteils durch die regionale Produktion gedeckt, die je nach Variante 40-41 GW beträgt. Die LNG-Terminals importieren 19 GW. Zusätzlich importiert die Region über 2 GW und exportiert je nach Variante zwischen 7-8 GW über Verbindungsleitungen.

Für das Winterszenario beträgt die interpolierte Gasnachfrage 136 GW. Der größte Teil des Angebots kommt aus den Speichern, zwischen 50-55 GW. Die Region produziert 41 GW. Aus den LNG-Terminals werden 35 GW importiert. Zusätzlich importiert die Region 9-10 GW und exportiert 0-5 GW, je nach Variation der Priorisierung.

In Tabelle 15 sind die mit dem Leistungsbilanzmodell berechneten Nachfrage- und Angebotswerte der BeNeLux-Region detaillierter dargestellt.

Tabelle 15: Randwerte für BeNeLux aus dem Leistungsbilanzmodell für das Jahr 2026

	Nation	Nachfrage [MW]	Produktion [MW]	Speicher [MW]	LNG [MW]	Import [MW]	Export [MW]
Durchschnittsszenario (Leitungs-Priorisierung)	BE	20.458	0	0	18.899	2.357	0
	NL	32.670	40.969	0	0	0	8.299
	LU	798	0	0	0	0	0
Durchschnittsszenario (LNG-Priorisierung)	BE	20.458	0	0	18.899	2.357	0
	NL	32.670	40.121	0	0	0	7.452
	LU	798	0	0	0	0	0
Winterszenario (Leitungs-Priorisierung)	BE	30.581	0	3.231	18.899	1.0063	0
	NL	103.842	40.969	52.112	16.489	0	5.728
	LU	1613	0	0	0	0	0
Winterszenario (LNG-Priorisierung)	BE	30.581	0	3.231	18.899	8.951	0
	NL	103.842	40.969	46.384	16.489	0	0
	LU	1.613	0	0	0	0	0

Um die Ergebnisse des Leistungsbilanzmodells anwenden zu können, wird der Gasaustausch zwischen der BeNeLux-Region und den benachbarten Verbindungen den Versorgungsknoten in SIMONE zugeordnet. Die Simulationsergebnisse werden nachfolgend zusammengefasst. Die detaillierten Ergebnisse befinden sich im Anhang 2.1.2.

Im Durchschnittsszenario zeigen die Leitungs- und LNG-Priorisierung ähnliche Ergebnisse mit Ausnahme der Importwerte aus Norwegen und der Exportwerte nach Deutschland. In beiden Varianten liegt die relative Abweichung unter 3 Prozent. Die Import- und Exportkapazitäten nach/von Großbritannien und Frankreich werden nicht in Anspruch genommen. Es gibt keine Einspeisungen aus Speichern, und die Knoten der Niederlande weisen ausschließlich die Produktionswerte auf. Außerdem werden die LNG-Importe nur in Belgien verwendet.

Die allgemeinen Ergebnisse des Winterszenarios zeigen ein ähnliches Muster wie das Durchschnittsszenario. Zwischen den Varianten der Priorisierung treten geringe Unterschiede bei der Produktion, der Speicherung und der LNG-Nutzung auf. Bei der Nutzung der Interkonnektoren zeigt die leitungspriorisierte Variante relativ hohe Mengen an Importen aus Norwegen nach Belgien und Exporten aus den Niederlanden in das Vereinigte Königreich. Andererseits sind in der LNG-priorisierten Variante dagegen weniger Importe aus Norwegen und stattdessen Importe aus Deutschland vorhanden. Der größte Anteil des Angebots stammt aus der Produktion und den Speichern, gefolgt von den LNG-Terminals. Der relative Fehler liegt unter 8 Prozent, wobei die LNG-Terminals in Belgien die höchste Abweichung aufweisen.

In den nächsten Unterabschnitten werden die SIMONE Ergebnisse der BeNeLux-Topologie im Hinblick auf den Durchfluss dargestellt. Im Anhang sind außerdem Abbildungen zum Druckniveau

und zur Strömungsgeschwindigkeit zu finden. Darüber hinaus werden das Durchschnitts- und das Winterszenario nebeneinander abgebildet, um einen besseren Vergleich des Netzes bei geringerer und höherer Belastung zu ermöglichen. Die Varianten Leitungs-Priorisierung und LNG-Priorisierung werden dagegen in separaten Abbildungen dargestellt.

Leistungsflüsse

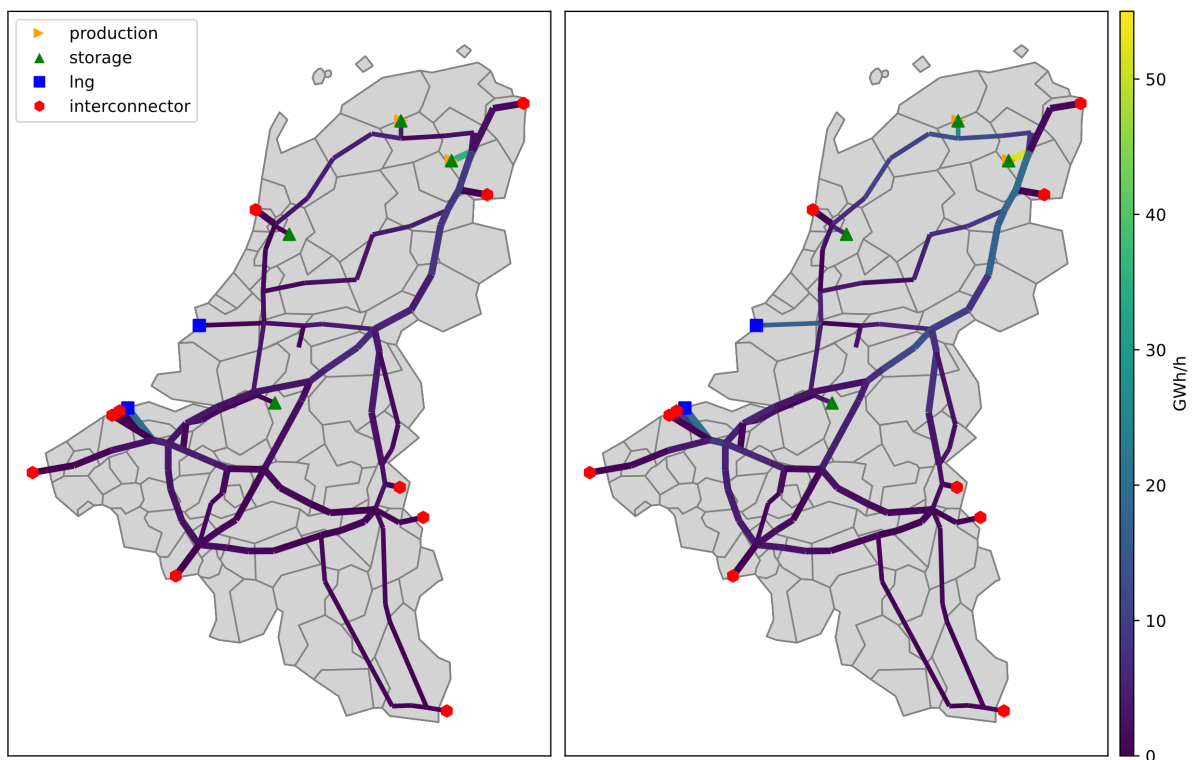
In der Leitungs-Priorisierung transportiert das BeNeLux-Netz maximal 36 GW und 54 GW Gas für das Durchschnittsszenario bzw. das Winterszenario. Im Durchschnittsszenario ist das Netz wenig belastet und die meisten Pipelines transportieren weniger als 10 GW Erdgas. In der Nähe der Produktions-, Speicher- und LNG-Knotenpunkte überträgt das Netz höhere Gasmengen, allerdings nur über kurze Entfernungen. Insgesamt zeigt das Netz eine annähernd homogene Belastung ohne lokale Engpässe.

Dagegen treten im Winterszenario einige Engpässe im Bereich der nördlichen Verbindungsleitungen zwischen den Niederlanden und Deutschland auf. Dies ist vor allem auf die starke Einspeisung von Erdgas aus den Produktions- und Speicherknotenpunkten in dieser Region zurückzuführen. Der Durchfluss ist von 10 GW im Durchschnittsszenario auf einen Höchstwert von 54 GW im Winterszenario gestiegen. Von den LNG-Terminals in Belgien und den Niederlanden aus kann eine relativ starke Einspeisung beobachtet werden, die jedoch bei Erreichen der Anschlusspunkte wieder im Netz verteilt wird.

Die Leistungsflüsse für BeNeLux sind in Abbildung 25 und Abbildung 26 für beide Priorisierungen dargestellt.

Abbildung 25: Leistungsflüsse für die Leitungs-Priorisierung in BeNeLux für das Jahr 2026

links: Durchschnittsszenario, rechts: Winterszenario

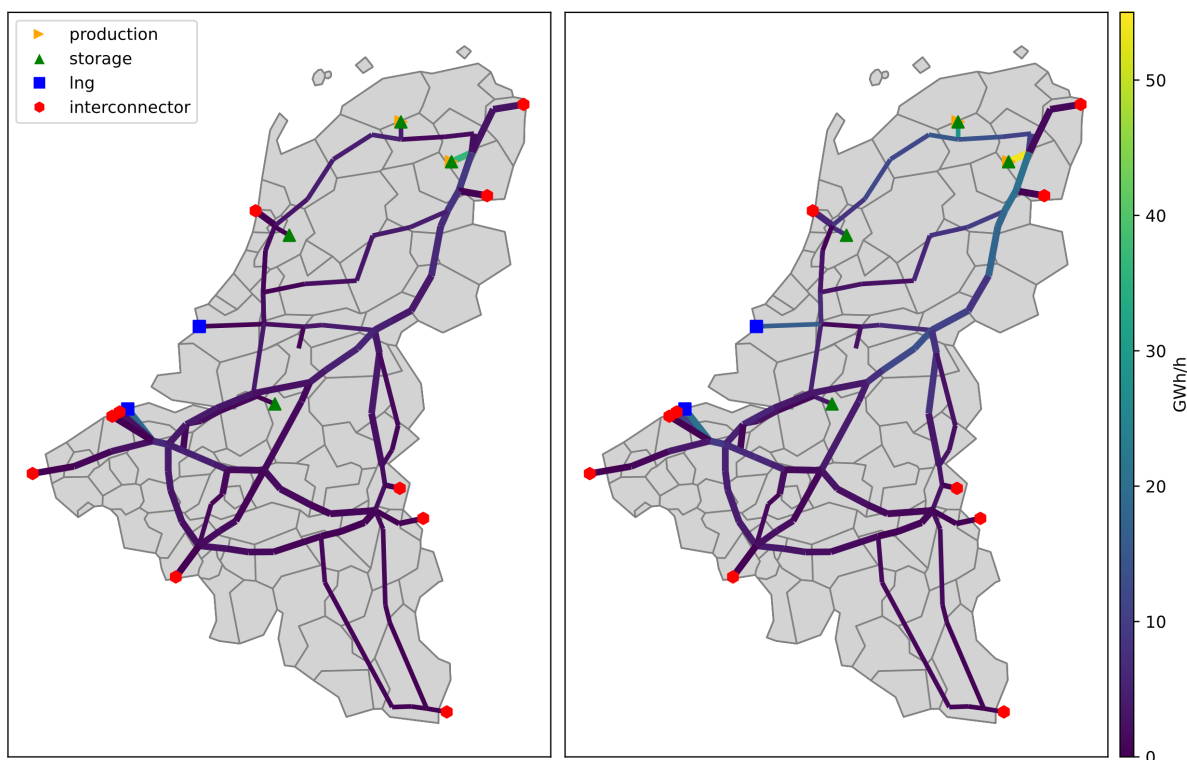


Bei der Variante LNG-Priorisierung überträgt das BeNeLux-Netz maximal 35 GW im Durchschnittsszenario und 52 GW Gas im Winterszenario. Die gleichen Muster sind sowohl im

Durchschnittsszenario als auch im Winterszenario zu erkennen. Das Netz ist auch im Durchschnittsszenario sehr ausgeglichen, ohne dass es Anzeichen für einen Engpass gibt. Im Winterszenario zeigt sich derselbe Netzzustand mit einem stärkeren Flussmuster. Das genau an denselben Stellen auftritt wie bei der Leitungs-Priorisierung. In Abbildung 26 ist der allgemeine Zustand des Netzes für die Variante LNG-Priorisierung dargestellt.

Abbildung 26: Leistungsflüsse für die LNG-Priorisierung in BeNeLux für das Jahr 2026

links: Durchschnittsszenario, rechts: Winterszenario



Druck

Die Druckniveaus zwischen 70-80 barg im Durchschnittsszenario bestätigen den sehr ausgeglichenen Zustand des BeNeLux-Netzes in beiden Varianten. Das niedrigste Druckniveau liegt in der Nähe der luxemburgischen Knotenpunkte. Der Grund dafür ist die Entfernung der Knotenpunkte zu den Gaseinspeisepunkten.

Für das Winterszenario zeigt sich in beiden Varianten das gleiche Muster. Im nördlichen Teil des Netzes herrscht ein hoher Druck, der in beiden Varianten 100 barg erreicht, und in Richtung Süden nimmt der Druck allmählich ab und erreicht in beiden Varianten einen Mindestwert von etwa 50 barg. Die einzige Ausnahme von diesem Muster ist die Region um den westlichen Speicherknoten der Niederlande, die in der Leitungs-Priorisierung den niedrigsten Druck von 40 barg erreicht und 50 barg in der LNG-Priorisierung. Das minimale Druckniveau ist in der Leitungs-Priorisierung niedriger als in der Variante LNG-Priorisierung, was auf die Einspeisung der LNG-Terminals in letzterer Variante zurückzuführen ist. Dennoch sind die niedrigeren Druckniveaus im Hinblick auf die relativ hohe Nachfrage in dieser Region angemessen.

Strömungsgeschwindigkeit

Die Strömungsgeschwindigkeit des BeNeLux-Netzes liegt, abgesehen von zwei Ausnahmen, im Durchschnittsszenario für beide Varianten unter 5 m/s. Die Ausnahmen betreffen die westlichen

Produktions- und Speicherknotenpunkte in den Niederlanden und das LNG-Terminal in Belgien. Das Gas innerhalb des BeNeLux-Netzes erreicht eine maximale Geschwindigkeit von 12 m/s.

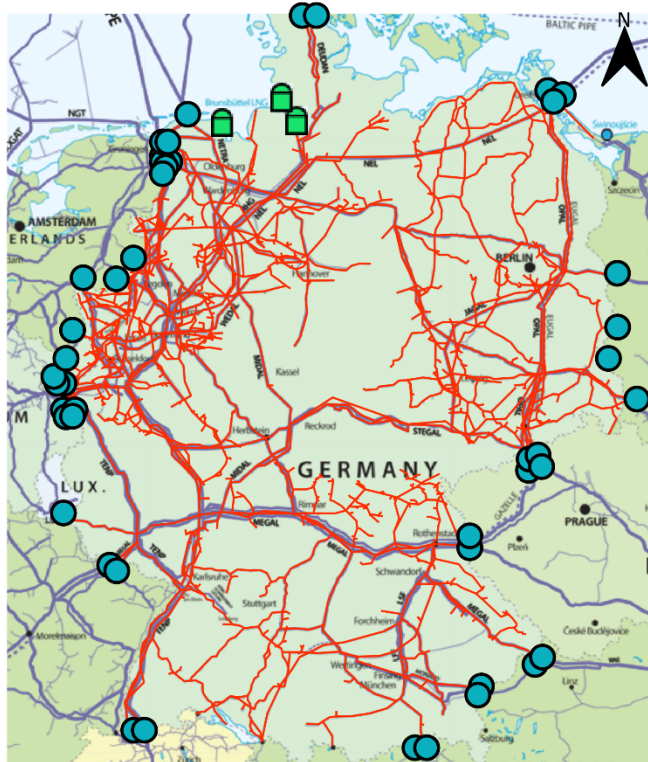
Im Gegensatz dazu erreichen die Strömungsgeschwindigkeiten um alle Produktions-, Speicher- und LNG-Knotenpunkte im Winterszenario für beide Varianten verglichen mit der durchschnittlichen Geschwindigkeit höhere Werte. Die Verbindungspunkte und die anschließenden Pipelines sind ebenfalls von den hohen Geschwindigkeitsniveaus der Einspeisepunkte betroffen. Der Fluss erreicht seine maximale Geschwindigkeit um die westlichen Produktions- und Speichereinrichtungen der Niederlande mit einem Wert von 18 m/s. Um die Mitte Belgiens und Luxemburgs strebt der Fluss gegen einen konstanten Wert von 5 m/s.

6.3.4 Deutschland

Das deutsche Erdgasnetz ist ein wichtiger Teil des europäischen Gastransportsystems; es speist nicht nur den zweitgrößten Verbrauchsmarkt in der EU, sondern dient auch als Drehscheibe für den Transit von Gas in andere EU-Länder. Über das deutsche Fernleitungsnetz werden erhebliche Gasmengen in andere EU-Länder transportiert.

Abbildung 27: Topologie des modellierten deutschen Netzes

Deutschland - Topologie des modellierten Netzes



Legende: — Betrachtete Leitung ● Interkonnektor ■ LNG-Terminal

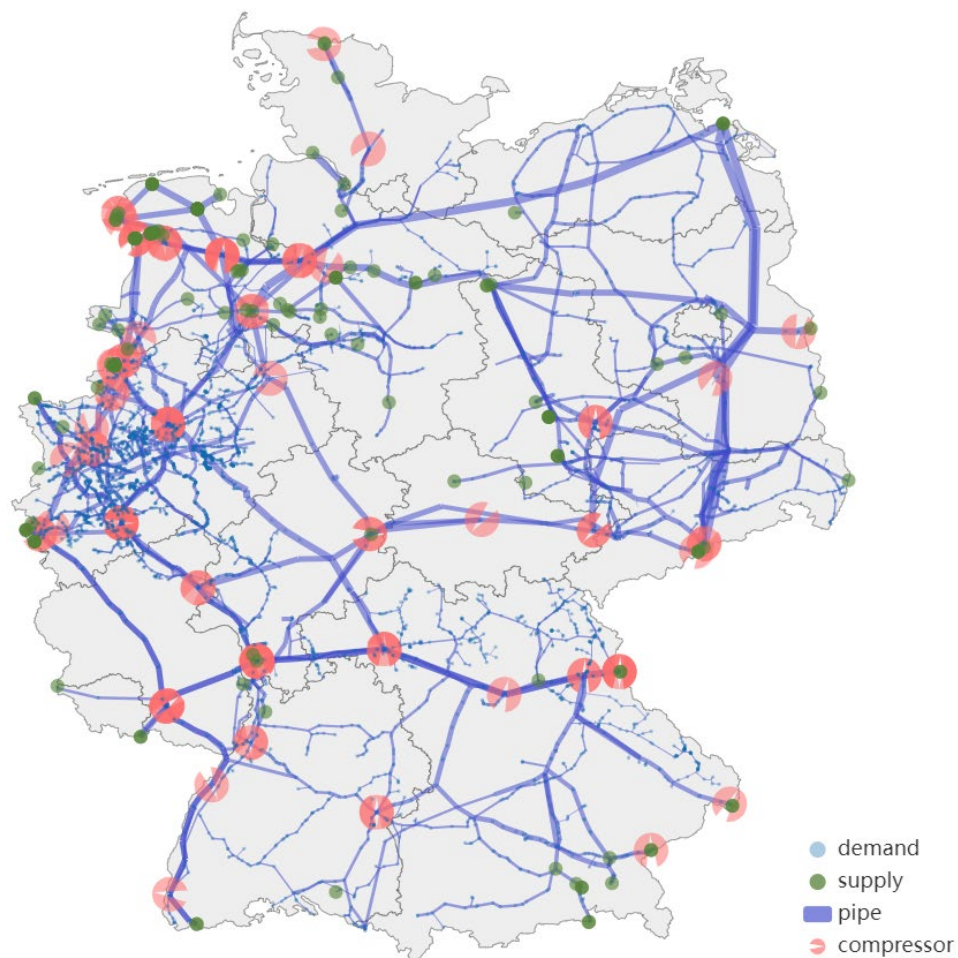
Quelle: ENTSOG, The European natural gas network, 2021; https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-11/ENTSOG_CAP_2021_A0_1189x841_FULL_066_FLAT.pdf

Topologie

Das regionale Modell von Deutschland hat eine komplexe Struktur mit 51 Interkonnektoren, 3 (künftigen) LNG-Standorten, 68 Speicherstandorten, 29 Produktionsstandorten und 3869 Nachfrageknoten. Weitere Details der Topologie sind:

- Knotenpunkte: 151 Einspeisung, 3869 Ausspeisung
- Kanten:
 - 7132 Leitungen, 91 Verdichter, 837 Regelventile und 498 Ventile
 - DN-Bereich: 50-1400 mm
 - Zulässiger Druck der Leitungen: 16-100 barg

Abbildung 28: Ein- und Ausspeisepunkte sowie Verdichterstationen in der Netztopologie Deutschland 2026



Darüber hinaus sind auch parallel verlaufende Hauptleitungen in das Netz einbezogen, z. B. die Strecke Mittelbrunn-Waidhaus von West nach Ost in Süddeutschland, die Strecke Greifswald-Brandov von Norden nach Süden in Ostdeutschland. Es wurden bestehende L-Gas und H-Gas Elemente der Topologie berücksichtigt, aber einheitlich ausschließlich als mit H-Gas betrieben betrachtet. Erweiterungen der deutschen Topologie sind im Anhang dargestellt. Der Gesamtüberblick über die Netztopologie in Deutschland ist nachstehend dargestellt:

Die Einspeisepunkte in das deutsche Gasnetzmodell sind in Abbildung 28 dargestellt.

Szenarienergebnisse

Wie bei den anderen regionalen Szenarien stammen die Daten für Angebot und Nachfrage aus dem europäischen Leistungsbilanzmodell des ausgeglichenen Flusses. Die genauen Werte für das Angebot und die Nachfrage für jedes Szenario können Tabelle 16 entnommen werden:

Tabelle 16: Randwerte für Deutschland aus dem Leistungsbilanzmodell für das Jahr 2026

	Nach- frage [MW]	Produktion [MW]	Speicher [MW]	LNG [MW]	Import [MW]	Export [MW]
Durchschnittsszenario (Leitungs- Priorisierung)	100.470	6.976	0	24.674	94.022	32.238
Durchschnittsszenario (LNG-Priorisierung)				31.709	90.818	29.033
Winterszenario (Leitungs- Priorisierung)	191.411	6.976	85.979	31.710	79.088	12.342
Winterszenario (LNG- Priorisierung)				31.710	77.941	9.570

Im Durchschnittsszenario treten bei den LNG-Importen rund 7 GW Differenz auf, wenn die Transportpriorität von der Pipeline auf die LNG-Terminals wechselt. Während im Winterszenario der Volllastbetrieb der LNG-Terminals erforderlich ist, um die erforderliche Gasmenge für die inländische Gasnachfrage und die Exporte in andere Länder im Rahmen des Leistungsbilanzmodells liefern zu können.

Zusätzlich zu den Angebots- und Nachfragedaten, die durch das Leistungsbilanzmodell gegeben sind, werden in der Simulation weitere Modellparameter wie die Einstellung des Druckniveaus der Versorgungsknoten und die Konfiguration aller aktiven Elemente (Kompressoren, Regelventile und Ventile) festgelegt. Das allgemeine Druckniveau für alle Import-Interkonnektoren beträgt 80-100 barg, und für die Produktions- und Speicherknoten wird ein Druck von 80 barg eingestellt. Die allgemeine Einstellungsstrategie für aktive Elemente (hauptsächlich für Verdichterstationen) ist die folgende:

- 1) Die Konfiguration für alle Kompressoren ist der Modus mit erzwungenem Ausgangsdruck. Die Drücke liegen im Bereich von 70-100 barg, je nach erforderlichen Mindestdruckniveau stromabwärts der Verdichterstation;
- 2) Der erforderliche Eingangsdruck für alle Kompressoren liegt bei 30-40 barg, abhängig vom Gesamtdruckniveau stromaufwärts;
- 3) Die Strömungsrichtung innerhalb einer Verdichterstation wird so definiert, dass die innere Strömungsrichtung in einer Verdichterstation direkt festgelegt wird, wenn die stromaufwärts und stromabwärts gelegenen Bereiche klar sind, z. B. in der Nähe eines Versorgungs- oder Nachfrageknotens ohne weitere Verzweigungen von Rohrleitungen; andernfalls werden alle möglichen inneren Strömungsrichtungen iteriert, um eine passende Lösung zu finden.

Allgemeine Ergebnisse

Wie schon für BeNeLux werden nachfolgend die allgemeinen Ergebnisse zusammengefasst. Eine detaillierte Darstellung der Ergebnisse befindet sich in Anhang 2.2.2.

Für die Nutzung der Interkonnektoren ist der Import aus Norwegen die dominierende Gasversorgung für das deutsche Netz, der einzige Unterschied ist der Import aus den Niederlanden in der Leistungs-Priorisierung und mehr LNG-Importe bei der LNG-Priorisierung. Die Exportländer sind in beiden Szenarien auf Österreich, die Tschechische Republik, Dänemark und Luxemburg festgelegt. In beiden Szenarien wurden keine Speicher verwendet. Der relative Fehler liegt unter 2 Prozent, und der höchste Fehler ist bei den Importen aus den Niederlanden nach Deutschland im leistungs-priorisierten Szenario zu verzeichnen.

Bei der leitungspriorisierten Variante und der LNG-priorisierten Variante sind die einzigen Importe nach Deutschland der Interkonnektor aus Norwegen und die LNG-Terminals. Der Unterschied zwischen den beiden Szenarien ist der zusätzliche Export von Gas nach Luxemburg bei LNG-Priorisierung. Im Vergleich zu den Durchschnittsszenarien, in denen alle Speicher inaktiviert sind, werden in den Winterszenarien die deutschen Speicher mit Ausnahme derer bei norwegischem Import und der LNG-Importe genutzt. Der relative Fehler liegt im Allgemeinen unter 2 Prozent, und der höchste Fehler ist beim Import aus den Niederlanden nach Deutschland bei Leitungs-Priorisierung zu verzeichnen.

Im nächsten Unterabschnitt werden die SIMONE Ergebnisse des deutschen Netzes in Bezug auf den Durchfluss dargestellt. Abbildungen der Druckniveaus und Strömungsgeschwindigkeiten befinden sich ebenfalls im Anhang 2.2.2. Zur besseren Vergleichbarkeit der Leitungs- und LNG-Priorisierung werden die Szenarien Durchschnittsszenario und Winterszenario nebeneinander dargestellt, um eine bessere Gegenüberstellung des Netzes bei verschiedenen Belastungsgraden zu ermöglichen.

Simulationsergebnisse

Die Gasflussvarianten im deutschen Netz für die Szenarien sind in Abbildung 29 und Abbildung 30. für die Varianten Leitungs- und LNG-Priorisierung dargestellt.

Das allgemeine Druckniveau an den Knotenpunkten liegt im gesamten Netz bei 30-100 barg. In den leitungspriorisierten Ergebnissen befinden sich die Knoten mit minimalem Druck immer im L-Gas-Teilnetz im Nordwesten Deutschlands. Im Südwesten Deutschlands bei Leitungen mit kleinem Durchmesser bei LNG-Priorisierung werden durch den Mangel an Importen und Speichern in diesem Gebiet geringe Drücke verursacht.

Der maximale Durchfluss in den Leitungen beträgt in allen Szenarien ca. 50 GW, entsteht immer durch den großen Gasimport aus Norwegen und liegt entweder in den Leitungen Dornum-Etzel-Wardenburg (LNG-Priorisierung) oder Emden-Bunde-Bad Bentheim (Leitungs-Priorisierung). Für andere Teile des deutschen Netzes werden in durchschnittlichen Szenarien etwa 20-30 GW Gas aus dem Nordwesten nach Süden und Osten transportiert, während im Winterfall das Flussmuster aufgrund der Speicheraktivierung stärker gestreut ist.

Abbildung 29: Leistungsflüsse für die Leitungs-Priorisierung in Deutschland für das Jahr 2026

links: Durchschnittsszenario, rechts: Winterszenario

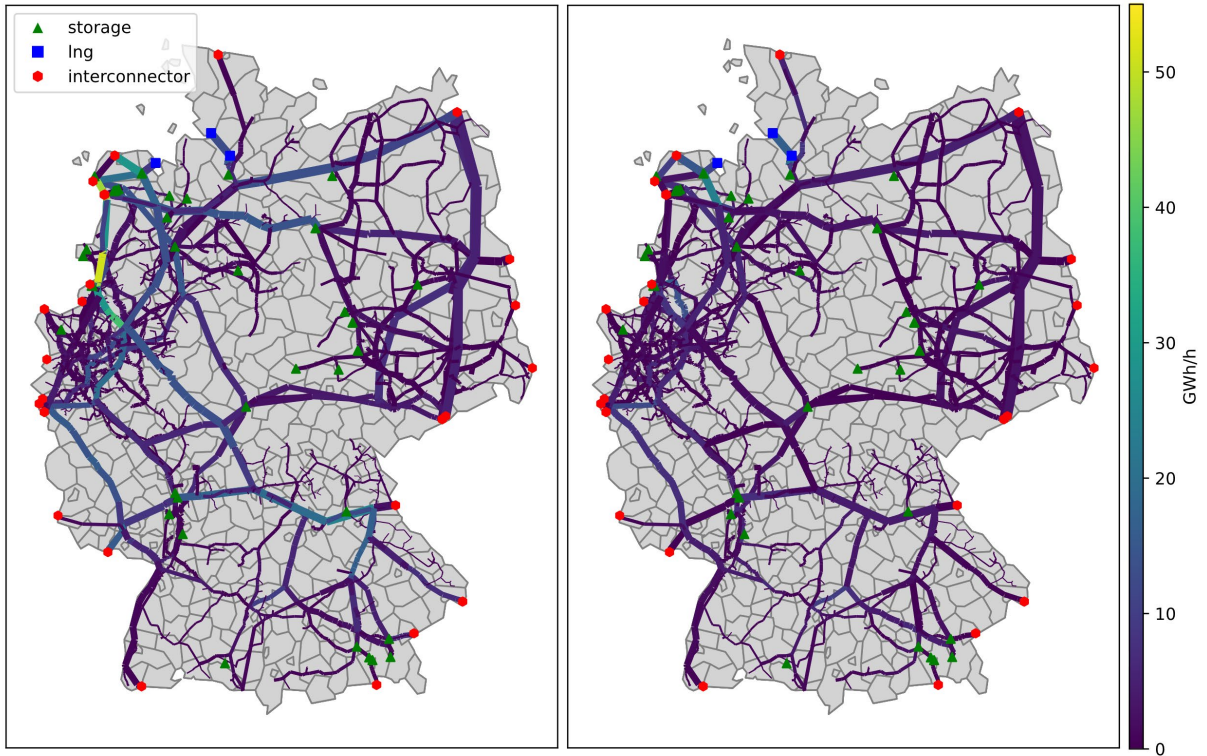
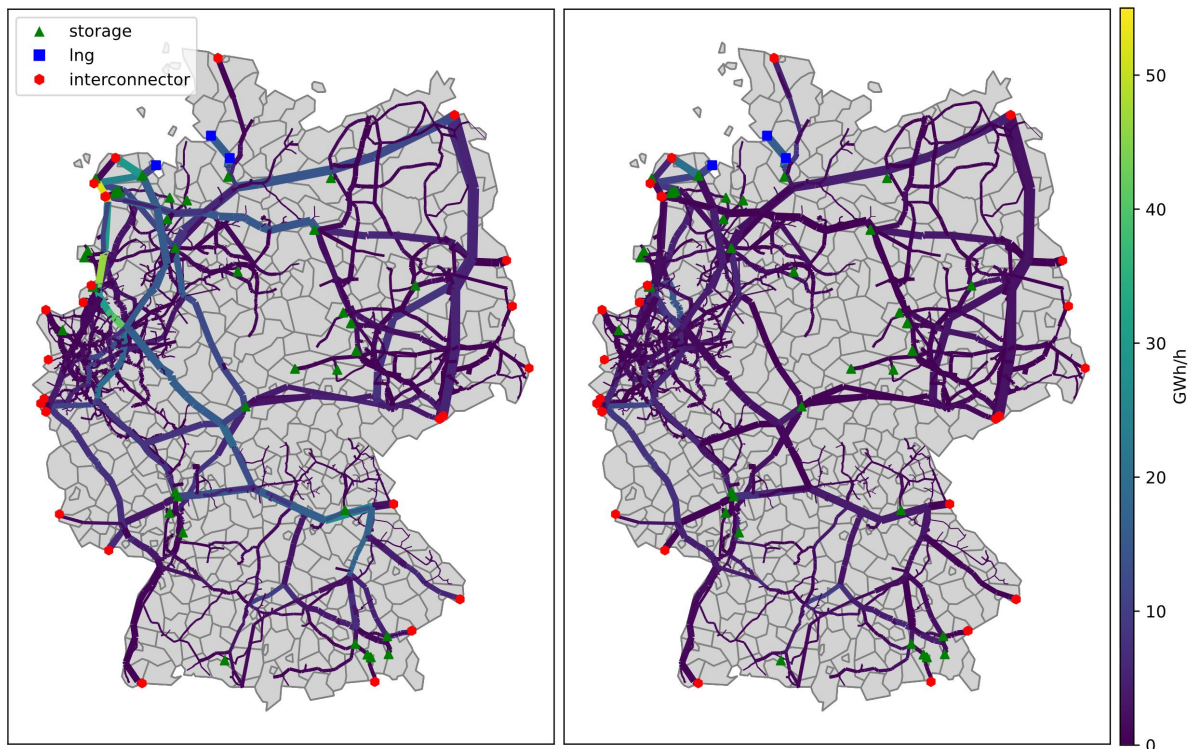


Abbildung 30: Leistungsflüsse für die LNG-Priorisierung in Deutschland für das Jahr 2026

links: Durchschnittsszenario, rechts: Winterszenario



Die Strömungsgeschwindigkeit in den meisten Leitungen liegt im Bereich von 0-12 m/s. Nur sehr wenige Leitungen erreichen eine Strömungsgeschwindigkeit von mehr als 20 m/s. Im durchschnittlichen Szenario liegen hohe Strömungsgeschwindigkeiten in der Leitung von Norden (aus Norwegen ins deutsche Netz eintretend) in den Süden Deutschlands vor. Die höchste Gasgeschwindigkeit im durchschnittlichen Szenario tritt am Austritt von Verdichterstationen auf. Dagegen tritt die höchste Strömungsgeschwindigkeit im Winterszenario in einigen Leitungen geringen Durchmessers bei Speicherknotenpunkten auf.

6.3.5 Italien

Das Regionalmodell für Italien macht auf den ersten Blick einen komplexen Eindruck, da es große Pipeline-Importmengen, eine hohe Eigenproduktion und LNG-Importe aufweist. Die genauere Analyse zeigt jedoch eine verhältnismäßig einfache Struktur, die durch die langgestreckte Form mit sehr großem Küstenanteil vorgegeben ist.

Pipeline-Importe kommen ausschließlich im Süden an, während die Industrie fast ausschließlich im Norden angesiedelt ist, was zur Folge hat, dass bereits vor jeder Reverse-Flow-Debatte eine gut ausgebaute Pipeline in Süd-Nord-Richtung implementiert und betrieben wurde (siehe Report der SNAM von 2010/11).

Abbildung 31: Topologie des modellierten Netzes in Italien

Italien - Topologie des modellierten Netzes



Legende: — Betrachtete Leitung ● Interkonnektor ■ LNG-Terminal

Quelle: ENTSOG, The European natural gas network, 2021; https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-11/ENTSOG_CAP_2021_A0_1189x841_FULL_066_FLAT.pdf

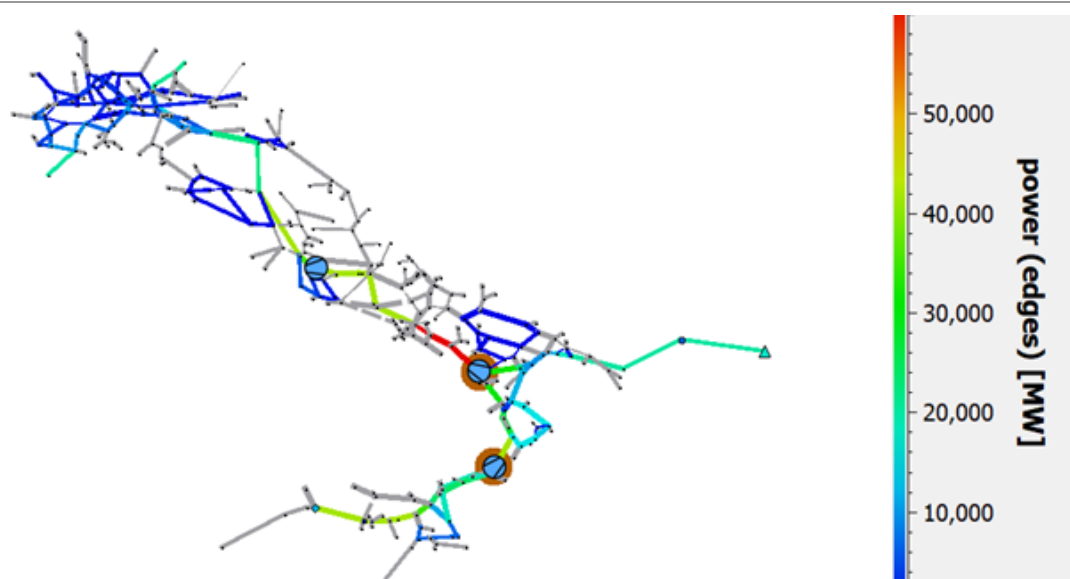
Da das Netz bereits auf die Importmengen aus dem Süden von bis zu 60 GW ausgelegt war und die LNG-Häfen im Norden liegen, ist keine Überlastung zu erwarten. Eine Reverse-Flow-Ausrichtung des Interkonnektors nach Österreich würde die Versorgungssicherheit für Mittel- und Osteuropa spürbar erhöhen.

Als Eingangsparameter für die strömungsmechanische Simulation des Netzes dienen die Ergebnisse des Leistungsbilanzmodells (siehe Tabelle 17).

Tabelle 17: Randwerte des Leistungsbilanzmodells für Italien für das Jahr 2026

Szenario	Nachfrage [MW]	Produktion [MW]	Speicher [MW]	LNG [MW]	Import [MW]	Export [MW]
Durchschnittsszenario (Leitungs-Priorisierung)	69.915	6.596	0	7.550	56.688	919
Durchschnittsszenario (LNG-Priorisierung)	69.915	6.596	0	46.017	27.350	10.048
Winterszenario (Leitungs-Priorisierung)	148.355	6.596	28.329	46.017	76.983	9.570
Winterszenario (LNG-Priorisierung)	148.355	6.596	28.329	46.017	76.983	9.570

Im Durchschnittsszenario variieren die Importmengen Italiens zwischen 27 GW und 57 GW. In der Leitungs-Priorisierung exportiert Italien nur knapp 1 GW während in der LNG-Priorisierung die Exporte mit 10 GW deutlich höher ausfallen. Im Winterszenario stellen sich in beiden Priorisierungen dieselben Werte. Die Importmengen betragen etwa 77 GW und der Export etwa 10 GW.

Abbildung 32: MYNTS-Modellierung des italienischen Netzes für das Jahr 2026

Für das italienische Netz wurden keine prinzipiellen Hindernisse in Bezug auf den Transport der Importmengen von Süd nach Nord festgestellt, sofern man den Reverse-Flow in Richtung Österreich als umsetzbare Maßnahme annimmt. Es wurden hier Exportmengen von 21 GW nachgewiesen, die größtenteils durch LNG-Importe gedeckt werden können bei gleichzeitig voller Auslastung der Süd-Nord-Route, um den eigenen Bedarf in Norditalien decken zu können.

6.4 Diskussion und Ausblick

Die in dieser Studie präsentierten Untersuchungen stellen Momentaufnahmen dar, die sowohl die aktuelle Gasinfrastruktur der gewählten europäischen Länder zum Juli 2022 als auch zukünftige

Projekte für den Ausbau der Gasversorgungsinfrastruktur in Europa betrachten. Für in der Kürze der Zeit nicht bearbeitbare Aspekte wie z. B. die dynamische Entwicklung der Füllstände verschiedener Speicher oder die Analyse der Wirkungen von Einzelmaßnahmen sollen in der Zukunft Methoden entwickelt und bereitgestellt werden. Für die weitere Diskussion sind aber bereits folgende zentrale Schlussfolgerungen zu ziehen:

- 1) Die kombinierten Leistungsbilanz- und strömungsmechanischen Modellierungen zeigen: Falls die Gaslieferungen aus Russland in vollem Maße unterbrochen werden, kann der aktuelle Leistungsbedarf entsprechend den Verbrauchswerten für 2021 in Europa in einem typischen Winterszenario nicht durchgängig gedeckt werden.
- 2) Bei Unterbrechung der Lieferungen aus Russland muss eine Flussrichtungsumkehr (reverse flow) in folgende Richtungen stattfinden und ggf. durch Umbaumaßnahmen in den Verdichterstationen ermöglicht werden: Südwest - West, West-Ost und Nord-Ost statt.
- 1) Die im TYNDP 2022, Szenario "Distributed Energies" ohnehin vorgesehene Gasverbrauchsreduzierung um ca. 15 % bis 2025 und ca. 20 % bis 2030 gegenüber dem Referenzjahr 2015/2018 geht einher mit einer ausreichenden Entlastung der Gasinfrastruktur für einen solchen Fall. Würden die Verbrauchswerte dieses Szenarios erreicht und die Planungen für den Infrastrukturausbau mit aktuellen Ergänzungen umgesetzt, könnte die Versorgung ohne russische Gaslieferungen uneingeschränkt sichergestellt werden.
- 2) Im Durchschnittsszenario, unter der Bedingung der ausreichenden LNG-Kapazität und der schnellen gesamteuropäischen Zusammenarbeit einschließlich Norwegen und der Türkei, ergeben sich keine rechnerischen Einschränkungen der Versorgungssicherheit; diese deckt aber die höhere Winterleistung nicht ab.
- 3) Im Winterszenario, also zu Hochlastzeiten der Gasnachfrage, ist die Versorgungssicherheit in den betrachteten EU-Ländern ab 2025 gewährleistet, wenn der Leistungsbedarf entsprechend des TYNDP 2022 Szenarios "Distributed Energies" zurückgeht. Dieses Szenario beschreibt eine Steigerung der Energieeffizienz, einen starken Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Sektorenkopplung als wesentliche Maßnahmen – unabhängig von der aktuellen Versorgungskrise. Gegenüber den aktuellen Verbrauchswerten liegen die Verbräuche in diesem Szenario ca. 20 % niedriger. Ferner müssen bereits geplante infrastrukturelle Maßnahmen wie der Ausbau der LNG-Terminals und der Leitungsinfrastruktur umgesetzt werden, so wie in den Planungen zum TYNDP vorgesehen. Ergänzende Maßnahmen sind die Schaffung zusätzlicher LNG-Importkapazitäten und die Flussrichtungsumkehr von Pipelines und Interkonnektoren.
- 5) Für den kommenden Herbst und Winter 2022 sind aus der infrastrukturellen Sicht folgende Maßnahmen zu empfehlen: Möglichst vollständige Auffüllung der Gasspeicher in Deutschland und Europa, schnellstmögliche Inbetriebnahme von FSRUs.
- 6) Zur Auffüllung mitteleuropäischer Speicher kann eine Flussrichtungsumkehr der Pipeline-Verbindungen Italien-Österreich und Belgien-Niederlande hilfreich sein.

Grundlegend sind aus der infrastrukturellen Sicht auf die Gasversorgungssicherheit der schnellstmögliche massive Ausbau regenerativer Energien und eine Maximierung der Nutzung von Sektorkopplungspotenzialen – sowie höchste Anstrengungen zum effizienten und sparsamen Umgang mit allen Energien, insbesondere aber bei der direkten Nutzung von Erdgas. Des Weiteren ist eine enge europäische Kooperation nicht nur bei der Erdgasbeschaffung und -distribution, sondern auch bei der Infrastrukturentwicklung essenziell.

7 Ausführende Institute

7.1 TU Berlin

Das Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement ist zentral am Institut für Technologie und Management der Technischen Universität Berlin positioniert, um sowohl die technologische als auch die managementorientierte Perspektive der Nachhaltigkeit abzudecken. Durch die gleichwertige Verknüpfung der Kompetenzen Engineering und Planning and Management setzt das Fachgebiet zentrale Elemente des Zukunftskonzepts der TU Berlin um.

Ein wesentlicher Tätigkeitsschwerpunkt des Instituts ist die zeitliche und räumliche hochaufgelöste Modellierung zur Verbindung der Bereiche Strom, Gas und Wärme. Während in diesem Gutachten die kurzzeitige Versorgungssicherheit Europas mit Erdgas im Vordergrund stand, forscht das Fachgebiet auch langfristig zur Umstellung der Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff. Kern hiervon ist die strömungsmechanisch hochaufgelöste Modellierung und Simulation von Gasnetzen. Alle Untersuchungen des Fachgebiets diesbezüglich verfolgen das Ziel, die Transformationspfade hin zu einer klimaneutralen Energieversorgung Europas zu entwickeln.

7.2 Fraunhofer IEG

Die Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG forscht an sieben Standorten auf den Gebieten integrierter Energieinfrastrukturen, Geothermie und Sektorenkopplung für eine erfolgreiche Energiewende. Schwerpunktthemen sind Wasserstoff, integrierte Energiesystemanalyse, Wärmebergbau und Speicherung, Bohrlochtechnologien, Georessourcen und die Entwicklung der dafür benötigten Technologiebausteine, Energietechnik sowie CO₂-Abscheidung.

Die Tätigkeit im Rahmen dieser Untersuchung wurde im Geschäftsbereich "Integrierte Planung von Infrastrukturen, Quartieren und Gebäuden" erarbeitet. In diesem werden individuelle Modelle, Methoden und Lösungen für die Analyse von sektorengesetzten Infrastrukturen entwickelt und Transportnetze sowie kommunale Verteilernetze für Strom, Wärme, Erdgas und Wasserstoff analysiert, simuliert und optimiert. Ziel ist die Entwicklung und Anwendung von Werkzeugen zur Planung und zum Betrieb der Energieversorgung unter Berücksichtigung von Sektorenkopplung und Dekarbonisierung und dadurch die Bereitstellung von Entscheidungshilfen für Partner:innen aus Wirtschaft und Politik.

7.3 Fraunhofer SCAI

Das Institut SCAI modelliert und optimiert industrielle Anwendungen, entwickelt Software und Services für Produktentwurf, Prozessentwicklung und Produktion, und bietet Berechnungen auf Hochleistungscomputern. Ziel dabei sind kürzere Entwicklungszeiten, kostengünstigere Experimente und optimierte Verfahrensabläufe.

SCAI bietet seinen Kooperationspartnern Unterstützung u. a. in den Bereichen Optimierung, maschinelles Lernen, numerische Algorithmen oder Bioinformatik an.

Das Geschäftsfeld Network Evaluation Technologies (NET), in dem der SCAI-Beitrag für diese Untersuchung erarbeitet wurde, beschäftigt sich mit der Analyse, Simulation und Optimierung von Netzwerken für den Transport von Gas, Strom, Wasser, Fernwärme bzw. Öl sowie mit dem robusten Design zur statistischen Analyse und Optimierung parameterabhängiger Aufgabenstellungen. Kooperationspartner und Kunden stammen aus den Bereichen Öl und Gas, Chemie, Infrastruktur, Mikroelektronik, Automobilbau, Engineering und Datenverarbeitung.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Europäisches Gasverbundnetz	11
Abbildung 2:	LNG-Importkapazitäten Europa 2022.....	12
Abbildung 3:	Übersicht der modellierten europäischen Infrastrukturen	13
Abbildung 4:	Erdgasproduktion in Europa 2026.....	17
Abbildung 5:	Umbrella-Modell für Europa in MYNTS.....	19
Abbildung 6:	Gasverbrauch in der EU.....	21
Abbildung 7:	Leistungsbedarf für das Durchschnitts- und Winterszenario	23
Abbildung 8:	Europäischer Erdgasbedarf im Durchschnittsszenario 2026 (NUTS-3).....	25
Abbildung 9:	Europäischer Erdgasbedarf im Winterszenario 2026 (NUTS3).....	26
Abbildung 10:	Ausspeicherleistungen in Europa.....	27
Abbildung 11:	Prognostizierte Leistungsbedarfe im Durchschnittsszenario für Deutschland und Europa.....	28
Abbildung 12:	Europäische LNG-Importkapazitäten bis 2030	29
Abbildung 13:	Erdgasflüsse und LNG-Importe im Durchschnittsszenario für das Jahr 2026	32
Abbildung 14:	Erdgasflüsse und LNG-Importe im Winterszenario für das Jahr 2026.....	34
Abbildung 15:	Erdgasbedarf (Länderfläche), Ausspeichernutzung (Pfeil aufwärts) und Produktionsmengen (Pfeil abwärts) für das Winterszenario im Jahr 2026	35
Abbildung 16:	Durchschnitts-Szenario im Umbrella-Modell mit MYNTS.....	36
Abbildung 17:	Erdgasflüsse im Winterszenario 2026.....	37
Abbildung 18:	Modellierung der Speicherbefüllung im Sommer	38
Abbildung 19:	Topologie des modellierten Netzes in Spanien.....	39
Abbildung 20:	Mynts-Modellierung des spanischen Netzes für das Jahr 2026.....	41
Abbildung 21:	Topologie des modellierten Netzes in Frankreich.....	42
Abbildung 22:	Mynts-Modellierung des französischen Netzes für das Jahr 2026	44
Abbildung 23:	Mynts-Modellierung der Maximalaussteuerung für Frankreich für das Jahr 2026.....	46
Abbildung 24:	Netztopologie der Länder BeNeLux.....	47
Abbildung 25:	Leistungsflüsse für die Leitungs-Priorisierung in BeNeLux für das Jahr 2026	49
Abbildung 26:	Leistungsflüsse für die LNG-Priorisierung in BeNeLux für das Jahr 2026.....	50
Abbildung 27:	Topologie des modellierten deutschen Netzes.....	51
Abbildung 28:	Ein- und Ausspeisepunkte sowie Verdichterstationen in der Netztopologie Deutschland 2026	52
Abbildung 29:	Leistungsflüsse für die Leitungs-Priorisierung in Deutschland für das Jahr 2026	55

Abbildung 30: Leistungsflüsse für die LNG-Priorisierung in Deutschland für das Jahr 2026	55
Abbildung 31: Topologie des modellierten Netzes in Italien	57
Abbildung 32: MYNTS-Modellierung des italienischen Netzes für das Jahr 2026	58
Abbildung 33: Druckniveaus des Netzes in der Leitungs-Priorisierung für BeNeLux für das Jahr 2026	71
Abbildung 34: Druckniveaus des Netzes in der LNG-Priorisierung für BeNeLux für das Jahr 2026.....	71
Abbildung 35: Strömungsgeschwindigkeiten in der Leitungs-Priorisierung für BeNeLux für das Jahr 2026 (links: Durchschnittsszenario, rechts: Winterszenario).....	72
Abbildung 36: Strömungsgeschwindigkeiten in der LNG-Priorisierung für BeNeLux für das Jahr 2026 (links: Durchschnittsszenario, rechts: Winterszenario)	72
Abbildung 37: Druckniveaus des Netzes in der Leitungs-Priorisierung für Deutschland für das Jahr 2026.....	75
Abbildung 38: Druckniveaus des Netzes in der LNG-Priorisierung für Deutschland für das Jahr 2026	76
Abbildung 39: Strömungsgeschwindigkeit in der Leitungs-Priorisierung für Deutschland für das Jahr 2026.....	77
Abbildung 40: Strömungsgeschwindigkeit in der LNG-Priorisierung für Deutschland für das Jahr 2026	77
Abbildung 41: Lage des spanischen Pipeline-Projekts „Guitiriz-Zamora“	80

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht der verwendeten Datenquellen.....	14
Tabelle 2:	Erweiterungsplanung der LNG-Regasifizierungskapazitäten	14
Tabelle 3:	Primäre Datenquellen des Leistungsbilanzmodells	18
Tabelle 4:	Teilmengen der Lösungsvektoren x und y des Leistungsbilanzmodells	18
Tabelle 5:	Annahmen zum Szenario „Distributed Energy“	24
Tabelle 6:	Priorisierung der Ranking-Parameter in unterschiedlichen Subsznenarien.....	29
Tabelle 7:	Auslastung wichtiger Interkonnektoren für das Jahr 2026 im Durchschnittsszenario.....	32
Tabelle 8:	Auslastung der Interkonnektoren für das Jahr 2026 im Winterszenario	34
Tabelle 9:	Randwerte für Spanien aus dem Leistungsbilanzmodell für das Jahr 2026	39
Tabelle 10:	Spanien: Auslastung der LNG-Terminals und Interkonnektoren für das Jahr 2026.....	40
Tabelle 11:	Randwerte für Frankreich aus dem Leistungsbilanzmodell für das Jahr 2026	42
Tabelle 12:	Frankreich: Auslastung der LNG-Terminals für das Jahr 2026	43
Tabelle 13:	Frankreich: Auslastung der Interkonnektoren für das Jahr 2026.....	44
Tabelle 14:	Frankreich Maximalaussteuerung: Ergebnisse für das Jahr 2026.....	45
Tabelle 15:	Randwerte für BeNeLux aus dem Leistungsbilanzmodell für das Jahr 2026	48
Tabelle 16:	Randwerte für Deutschland aus dem Leistungsbilanzmodell für das Jahr 2026	53
Tabelle 17:	Randwerte des Leistungsbilanzmodells für Italien für das Jahr 2026	58
Tabelle 18:	Ergebnisse des Durchschnittsszenarios für BeNeLux für das Jahr 2026.....	69
Tabelle 19:	Ergebnisse des Winterszenarios für BeNeLux für das Jahr 2026.....	69
Tabelle 20:	Allgemeine Ergebnisse des Durchschnittsszenario für Deutschland für das Jahr 2026	73
Tabelle 21:	Allgemeine Ergebnisse des Winterszenarios für Deutschland für das Jahr 2026	74
Tabelle 22:	Betrachtete LNG-Terminals in Spanien	78
Tabelle 23:	Betrachtete Erdgasspeicher in Spanien.....	80
Tabelle 24:	Betrachtete Interkonnektoren in Spanien.....	81
Tabelle 25:	Auslastung der Speicher in Spanien für das Jahr 2026.....	81
Tabelle 26:	LNG-Terminals in Frankreich.....	82
Tabelle 27:	Erdgasspeicher in Frankreich	83
Tabelle 28:	Interkonnektoren in Frankreich im Modell.....	83
Tabelle 29:	Frankreich: Auslastung der Speicher für das Jahr 2026.....	84

Literaturverzeichnis

- Argusmedia, 2022. Argus White Paper: Global LNG summer outlook. URL <https://www.argusmedia.com/-/media/Files/white-papers/2022/global-lng-summer-outlook-2022.ashx>, zuletzt abgerufen am 11.07.2022.
- BP, 2021. Statistical Review of World Energy 2021, 70th Edition.
- Comission de Régulation de L 'Energie, 2019. Présentation des réseaux de gaz naturel. URL <https://www.cre.fr/Gaz-naturel/Reseaux-de-gaz-naturel/Presentation-des-reseaux-de-gaz-naturel>, zuletzt abgerufen am 11.07.2022.
- DLR, 2020. SciGRID_gas. URL: <https://www.gas.scigrd.de/downloads.html>, zuletzt abgerufen am 08.07.2022
- Dcode, 2006. GPS Elevation on dCode.fr (online website). URL <https://www.dcode.fr/earth-elevation>, zuletzt abgerufen am 06.07.2022.
- Enagas, 2008. Infraestructura Gasista de Galicia. Direccion General de Tecnologia Ingeniera y Compras. URL <https://www.senado.es/web/expedientappendixblobservelet?legis=10&id1=18252&i d2=1>, zuletzt abgerufen am 11.07.2022.
- Enagas, 2009. Annual Report 2009. URL https://www.enagas.es/stfls/EnagasImport/Ficheros/156/251/30_MEMORIA%20ENAGAS%20ING%2009,0.pdf, zuletzt abgerufen am 11.07.2022.
- Enagas, 2018. LNG-Terminals. Madrid. URL https://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Documentos/Folieto%20Terminales%20GNL_2018_ENG.PDF, zuletzt abgerufen am 11.07.2022.
- Enagas, 2022. Red de transporte, Estaciones de Compresión. URL https://www.enagas.es/enagas/es/Transporte_de_gas/Red_de_transporte/EstacionesCompresion, zuletzt abgerufen am 06.07.2022.
- Enagas, 2022. Red de transporte, Gaseoductos. URL https://www.enagas.es/enagas/es/Transporte_de_gas/Red_de_transporte/Gasoductos, zuletzt abgerufen am 30.06.2022
- ENTSOG, 2021. Transmission Capacity and System Development Maps. ENTSOG - The European Natural Gas Network (Capacities at cross-border points on the primary market) – 2021. URL https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-11/ENTSOG_CAP_2021_A0_1189x841_FULL_066_FLAT.pdf
- ENTSOG, 2021. Winter Supply Review 2020/2021. URL https://entsog.eu/sites/default/files/2021-10/SO0032-21_Winter%20Supply%20Review%202020-21.pdf, zuletzt abgerufen am 06.07.2022
- ENTSOG, 2022. TYNDP 2022 List of Projects. URL: <https://www.entsog.eu/sites/default/files/2022-03/TYNDP2022%20List%20of%20Projects%20-%20Project%20Tables-Final.xlsx>, zuletzt abgerufen am 08.07.2022
- ENTSOG/ENTSOE, 2022. TYNDP 2022 Scenario Report. URL https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP2022_Joint_Scenario_Full-Report-April-2022.pdf, mitsamt zugehörige Datenanhängen und -veröffentlichungen, zuletzt abgerufen am 08.07.2022

- Fluxys Belgium, Fluxys LNG, 2021. Indicative investment plan 2021-2030. URL: https://www.fluxys.com/-/media/project/fluxys/public/corporate/fluxyscom/documents/fluxys-belgium/corporate/tyndp/2021/tyndp_flx_be_lng_2021_2030_en_external.pdf, zuletzt abgerufen am 12.07.2022.
- FNB Gas, 2022. Network Development Plan 2022. URL: <https://fnb-gas.de/en/network-development-plans/network-development-plan-2022/>, zuletzt abgerufen am 12.07.2022
- Gasunie, 2015. Gasunie's Dutch Transport System. URL: <https://www.gasunietransportservices.nl/en/gasmarket/investment-plan/network-development-plan-nop-2015>, zuletzt abgerufen am 12.07.2022
- Graf, F., Wachsmuth, J., Pfluger, B., Müller-Kirchenbauer, J., Nolden, C., Wietschel, M. et al., 2022. Hintergrundpapier zu Gasinfrastrukturen im Lichte des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine. Hg. v. Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE. Fraunhofer IEG, Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion. Hamburg. URL <https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/88f2a46e-9c94-4cab-8b9d-1930cd94e20b/details>, zuletzt abgerufen am 05.07.2022.
- GIE AGSI+, 2022. Aggregated Gas Storage Inventory. URL: <https://agsi.gie.eu/>, zuletzt abgerufen am 08.07.2022.
- Giehl, J., Verwiebe, P., Evers, M., Schulz, L., Müller-Kirchenbauer, J., 2022. Analyse möglicher Maßnahmen zur Reduktion der Erdgasimporte aus Russland. URL: <https://zenodo.org/record/6397107#.YsvJcnZBw2x>, zuletzt abgerufen am 11.07.2022.
- GLE, 2022. LNG Import Terminals Map Database. URL: <https://www.gie.eu/transparency/databases/lng-database/>, zuletzt abgerufen 08.07.2022.
- GRTgaz, 2022. GRTgaz en bref. URL <https://www.grtgaz.com/notre-groupe/grtgaz-bref#paragraphe-1465>, zuletzt abgerufen am 11.07.2022.
- GRTgaz, 2020. GRTgaz network. URL <https://www.grtgaz.com/en/you-are/customer/shipper/grtgaz-network>, zuletzt abgerufen am 11.07.2022.
- GRTgaz, 2019. Plan décennal de développement du réseau de transport de GRTgaz 2020-2029.
- Jan, C.D., Adam, P., Wided M., 2021. SciGRID_gas: The merged IGGIELGN gas transmission network data set. Release 1.0. DLR Institute for Networked Energy Systems, Germany.
- Open Data Réseaux Énergies (ODRÉ), 2019. Longueurs départementales annuelle des canalisations du réseau de transport de gaz français. URL <https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/longueurs-departementales-canalisation-gaz/table/>, zuletzt abgerufen am 08.07.2022.
- Open Data Réseaux Énergies (ODRÉ), 2019. Major gas infrastructures in France. URL https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/infrastructures-gaz/information/?disjunctive.points_d_echanges_stockage&disjunctive.type&disjunctive.opérateur, zuletzt abgerufen am 08.07.2022.
- Open Data Réseaux Énergies (ODRÉ), 2020. Consommation annuelle définitive & régionalisée de gaz des Centrales à Cycle Combiné Gaz (zone GRTgaz). URL <https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/cccg-annuel-reg/information/?sort=-annees>, zuletzt abgerufen am 08.07.2022.

- Open Data Réseaux Énergies (ODRÉ), 2020. Underground storage sites for natural gas in Europe. URL <https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/nombre-de-stockage-souterrains-de-gaz-naturel-en-europe/information/?disjunctive=pays>, zuletzt abgerufen am 08.07.2022.
- Open Data Réseaux Énergies (ODRÉ), 2021. Existing and planned LNG-Terminals in Europe. URL <https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/les-terminaux-methaniers-existants-et-en-projet-en-europe/information/?disjunctive=pays&disjunctive=terminal&disjunctive=statut>, zuletzt abgerufen am 08.07.2022.
- Open Data Réseaux Énergies (ODRÉ), 2022. Le Réseau au cœur des données d'énergie. URL <https://opendata.reseaux-energies.fr/>, zuletzt abgerufen am 08.07.2022.
- Open Data Réseaux Énergies (ODRÉ), 2022. Nombre et type de stockages souterrains en Europe. URL <https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/nombre-et-type-de-stockages-souterrains-en-europe/information/?disjunctive=pays&sort=pays>, zuletzt abgerufen am 08.07.2022.
- Reuters, 2022. Spain to open idle liquid gas facility as European storage base, Reuters.com. URL <https://www.reuters.com/business/energy/spain-open-idle-liquid-gas-facility-european-storage-base-2022-04-08/>.
- SNAM Rete Gas S.p.A., NEW CAPACITY IMPLEMENTATION AND DEVELOPMENT PLAN FOR THE TRANSPORTATION NETWORK, Thermal Year 2010/2011
- Sofia, V., 2022. La voz de Galicia. Emilio Bruquetas: «Estamos transformándonos para transformar Galicia. Nos debemos a ella». URL https://www.lavozdegalia.es/noticia/economia%0b/2022/05/28/emilio-bruquetas-transformandonos-transformar-galicia-debemos/0003_202205G28%0bP28993.html
- Teréga, 2019. Un réseau local au cœur des échanges gaziers européens. URL <https://www.terega.fr/nous-sommes/terega/un-reseau-local-au-coeur-des-echanges-gaziers-europeens>.
- Teréga, 2022. Exploitation du réseau de gaz par teréga: priorité à l'Efficacité. URL <https://www.terega.fr/nos-activites/transport-de-gaz/exploitation-du-reseau-de-gaz-par-terega-priorite-a-lefficacite>, zuletzt abgerufen am 25.05.2022
- Theodora, 2017. France and Belgium Pipelines map. URL https://www.theodora.com/pipelines/france_and_belgium_pipelines.html.
- Ministerium für Wirtschaft und Klima, 2021. Natural resources and geothermal energy in the Netherlands. URL: https://www.nlog.nl/sites/default/files/2021-08/annual_report_2020_natural_resources_and_geothermal_energy_in_the_netherlands_30082021.pdf, zuletzt abgerufen am 12.07.2022.

A.1 Anhang: Methodik

A.1.1 Topologie

Die Topologie des europäischen Erdgasnetzes für die regionale, strömungsmechanische Simulation stammt aus dem SciGrid Datensatz ((Verweis)) sowie der Datenbank des Fachgebiets für Energie- und Ressourcenmanagement an der Technischen Universität Berlin und weiteren öffentlichen Datenquellen der Fernleitungsnetzbetreiber. Die Datenbank basiert auf dem Datensatz nach SciGrid (DLR, 2020) und wurde um Neu- und Ausbauprojekte aus der TYNDP-Projektliste 2020 (ENTSO-G/ENTSO-E, 2020) sowie aus Transparenzdaten der Fernleitungsnetzbetreiber, kommerziellen Energiekartenanbietern, Publikationen sowie Informationen aus internationalen Gaskonferenzen, Treffen und Workshops, ergänzt.

Die Datenbank beinhaltet Pipelineverbindungen und Auslegungsparameter (Länge, Durchmesser, maximaler Betriebsdruck), Verdichterstationen, Gasspeicher, LNG-Terminals, Regler und Ventile und wird fortlaufend aktualisiert.

In der leistungsbilanziellen Simulation und dem Umbrella-Modell sind für die Interkonnektor-Kapazitäten die Daten nach der ENTSO-G Transparency Map 2021 zugrunde gelegt worden und wurden ebenfalls um Neu- und Ausbauprojekte aus der TYNDP-Projektliste 2020 ergänzt.

A.1.2 Bedarf/Produktion

Die angenommenen Bedarfswerte für Erdgas wurden dem TYNDP 2022 Scenario Report (Szenario: „Distributed Energy“) entnommen und für den betrachteten Zeitraum interpoliert. Für die Länder Norwegen, Schweiz, Großbritannien (Winterszenario) und die Ukraine finden sich keine Werte im Scenario Report. Für diese Länder wurden die Bedarfe aus dem Statistical Review of World Energy (BP, 2021) entnommen und skaliert. Ebenso wie die fehlenden Bedarfswerte, stammen die angenommenen Mengen für die Erdgasproduktion ebenfalls aus diesem Report.

A.1.3 LNG-/Speicherkapazitäten

Die LNG-Importkapazitäten in diesem Gutachten beruhen auf der Datenbasis von GLE – Gas LNG Europe (GLE, 2022). Basierend auf Pressemitteilungen der letzten Monate wurden diese Daten weiter ergänzt.

Die Ausspeicherkapazitäten im Leistungsbilanz-, Umbrella- und in den Regionalmodellen sind der Datenbank von AGSI+ entnommen.

A.2 Anhang: Weitere Angaben zu den Regionalmodellen – Methodik und Ergebnisse

A.2.1 BeNeLux

A.2.1.1 BeNeLux - Topologieverbesserungen

Der Sci-Grid-Datensatz wurde wie nachfolgend beschrieben verbessert. Diese Verbesserungen betreffen die Identifizierung der parallelen Pipelines, der Produktions-, Speicher- und LNG-Standorte sowie der L-Gas/H-Gas-Infrastruktur. Nach dem Identifizierungsprozess werden die folgenden Änderungen vorgenommen.

- Parallel verlaufende Pipelines von West nach Ost in Belgien werden umgesetzt (Gasunie, 2015).
- Parallel verlaufende Pipelines von Süden nach Norden in den Niederlanden werden realisiert (Fluxys, 2021).
- Die Produktionsstandorte werden vereinfacht und entsprechend dem Verhältnis der Produktionskapazitäten im NLOG-Jahresbericht 2020 in 2 verschiedenen Knotenpunkten zusammengefasst (Ministerium für Wirtschaft und Klima, 2021).
- Die Speicherstandorte werden vereinfacht und entsprechend dem Verhältnis der Speicherkapazitäten im NLOG-Jahresbericht 2020 in 3 verschiedene Knotenpunkte geclustert (Ministerium für Wirtschaft und Klima, 2021).
- Die identifizierte L-Gas-Infrastruktur wird nicht vom Netz getrennt und im Rahmen der regionalen Simulation simuliert.
- Der Bedarf auf NUTS3-Ebene wird größtenteils den Knoten zugewiesen, die innerhalb der NUTS3-Zonengrenzen liegen. In einigen Fällen, in denen es innerhalb einer NUTS3-Region keine Knotenpunkte gibt, wird die Nachfrage dieser Region den Knotenpunkten der benachbarten NUTS3-Regionen zugewiesen.

Zu letzterer ist anzumerken, dass die Allokation der einzelnen Bedarfe nicht immer trennscharf zu den NUTS3-Regionen oder Nachbarregionen erfolgen kann. Zwischen den Verbrauchswerten im Leistungsbilanzmodell und Regionalmodell kann es dadurch zu Abweichung in der Größenordnung von einem Prozent kommen.

A.2.1.2 BeNeLux – Strömungsmechanische Ergebnisse

Die Spalte Qset zeigt die knotenscharfe Zuordnung der Werte für die Verbindungsleitung, die Erzeugung, die Speicherung und den LNG-Austausch der Ergebnisse des Ausgleichsmodells. Die Ergebnisse der Simulation sind in Qcalc zu finden, und Qdev zeigt die relative Abweichung in Prozent zwischen den Werten von Qset und Qcalc. Ein positiver Wert von Qset und Qcalc zeigt die Einspeisung von Gas in das BeNeLux-Netz an, und ein negativer Wert zeigt die Entnahme von Gas aus dem BeNeLux -Netz an. Darüber hinaus bedeuten positive Werte von Qdev, dass die mit der Simulation berechneten Werte höher sind als die zugeordneten Werte der Ergebnisse des Leistungsbilanzmodells und umgekehrt.

Außerdem werden die verschiedenen Arten von Versorgungsknoten getrennt von den Erzeugungs- und Speicherknoten betrachtet, da in den Niederlanden zwei der Speicherknoten auch für die Erzeugung genutzt werden. Schließlich ist der gesamte Nettoaustausch der BeNeLux-Region in der Zeile Total zu finden.

Tabelle 18: Ergebnisse des Durchschnittsszenarios für BeNeLux für das Jahr 2026

	Leitungs-Priorisierung			LNG-Priorisierung		
	Qset [MW]	Qcalc [MW]	Qdev	Qset [MW]	Qcalc [MW]	Qdev
Interkonnektor						
BE-DE	0	0	0,0%	0	0	0,0%
BE-FR_1	0	0	0,0%	0	0	0,0%
BE-FR_2	0	0	0,0%	0	0	0,0%
BE-NO	2357	2383	1,1%	0	0	0,0%
BE-UK	0	0	0,0%	0	0	0,0%
LU-DE	0	0	0,0%	0	0	0,0%
NL-DE_1	-7470	-7470	0,0%	-4585	-4585	0,0%
NL-DE_2	-581	-581	0,0%	-357	-357	0,0%
NL-DE_3	-249	-249	0,0%	-153	-153	0,0%
NL-UK	0	0	0,0%	0	0	0,0%
Produktion und Speicher						
BE_ST	0	0	0,0%	0	0	0,0%
NL_ST_1	0	0	0,0%	0	0	0,0%
NL_ST/PR_1	4097	4144	1,1%	4012	4047	0,9%
NL_ST/PR_2	36872	36407	-1,3%	36109	35347	-2,2%
LNG						
BE_LNG	18899	18639	-1,4%	18899	18973	0,4%
NL_LNG	0	0	0,0%	0	0	0,0%
Total	53926	53273	-1,2%	53926	53273	-1,2%

Tabelle 19: Ergebnisse des Winterszenarios für BeNeLux für das Jahr 2026

	Leitungs-Priorisierung			LNG-Priorisierung		
	Qset [MW]	Qcalc [MW]	Qdev	Qset [MW]	Qcalc [MW]	Qdev
Interkonnektor						
BE-DE	0	0	0,0%	0	0	0,0%
BE-FR_1	0	0	0,0%	0	0	0,0%

	Leitungs-Priorisierung			LNG-Priorisierung		
	Qset [MW]	Qcalc [MW]	Qdev	Qset [MW]	Qcalc [MW]	Qdev
BE-FR_2	0	0	0,0%	0	0	0,0%
BE-NO	10063	10425	3,5%	8951	9228	3,0%
BE-UK	0	0	0,0%	0	0	0,0%
LU-DE	0	0	0,0%	1113	1130	1,6%
NL-DE_1	0	0	0,0%	0	0	0,0%
NL-DE_2	0	0	0,0%	0	0	0,0%
NL-DE_3	0	0	0,0%	0	0	0,0%
NL-UK	-5728	-5728	0,0%	0	0	0,0%
Produktion und Speicher						
BE_ST	3231	3318	2,6%	3231	3314	2,5%
NL_ST_1	6514	6704	2,8%	5798	5935	2,3%
NL_ST/PR_1	30153	28464	-5,9%	27289	25900	-5,4%
NL_ST/PR_2	56414	54103	-4,3%	54266	52106	-4,1%
LNG						
BE_LNG	18899	20466	7,7%	18899	20423	7,5%
NL_LNG	16489	16231	-1,6%	16489	15946	-3,4%
Total	136036	133982	-1,5%	136036	133982	-1,5%

Abbildung 33: Druckniveaus des Netzes in der Leitungs-Priorisierung für BeNeLux für das Jahr 2026

links: Durchschnittsszenario, rechts: Winterszenario

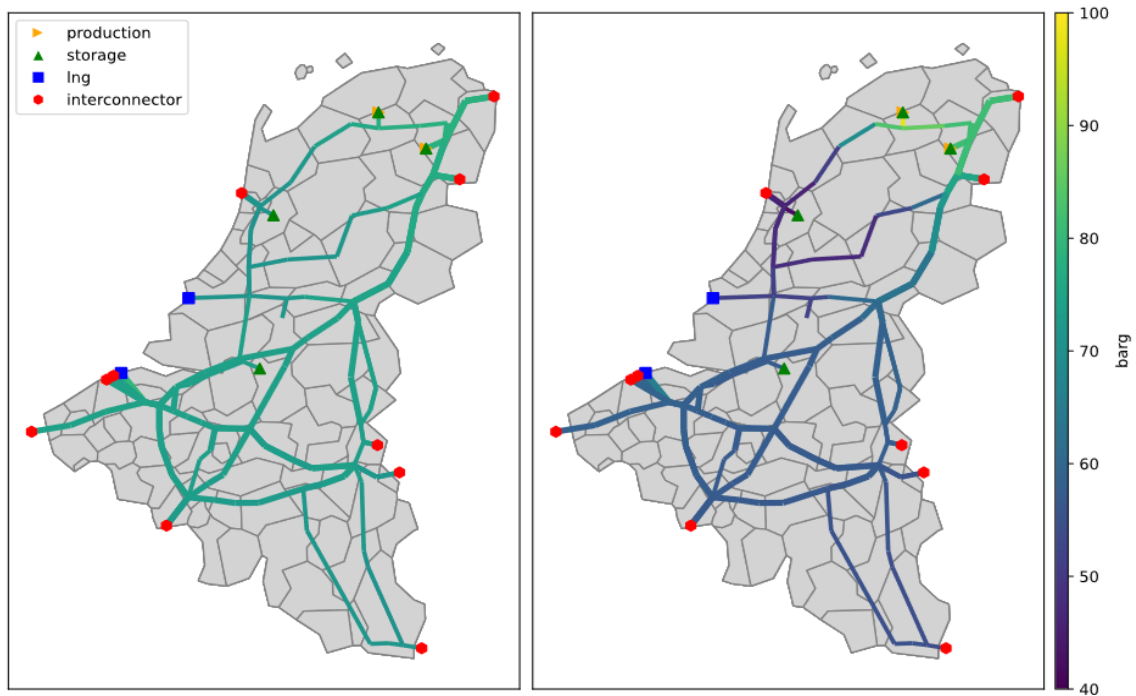


Abbildung 34: Druckniveaus des Netzes in der LNG-Priorisierung für BeNeLux für das Jahr 2026

links: Durchschnittsszenario, rechts: Winterszenario

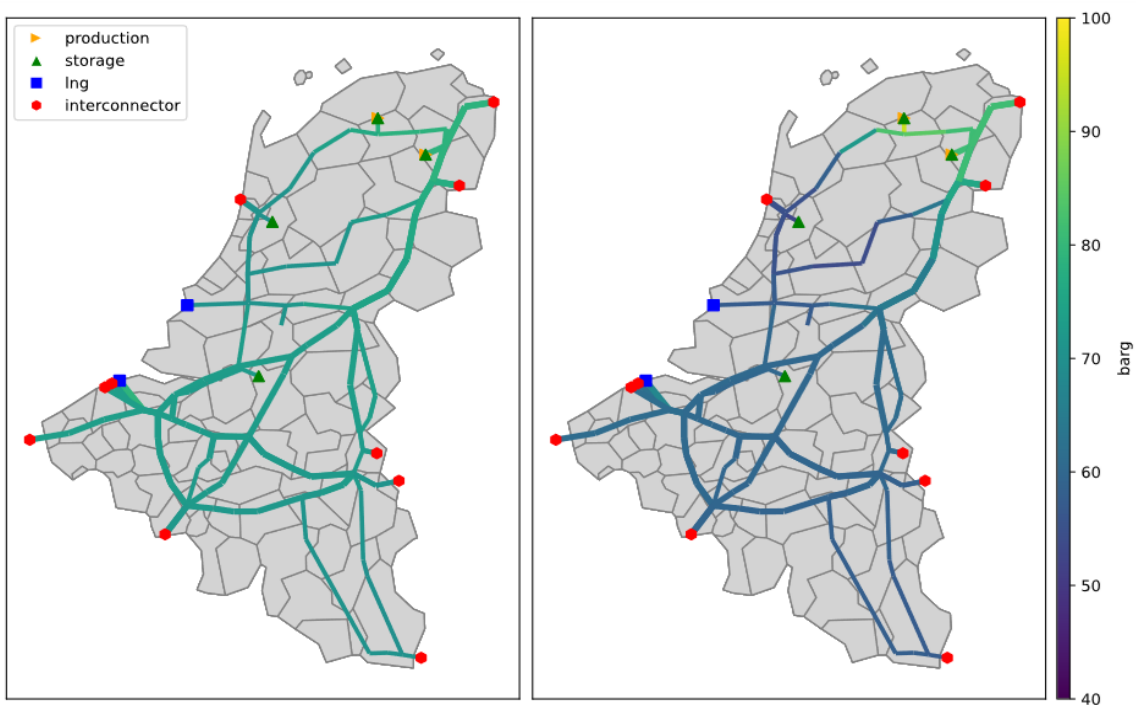


Abbildung 35: Strömungsgeschwindigkeiten in der Leitungs-Priorisierung für BeNeLux für das Jahr 2026 (links: Durchschnittsszenario, rechts: Winterszenario)

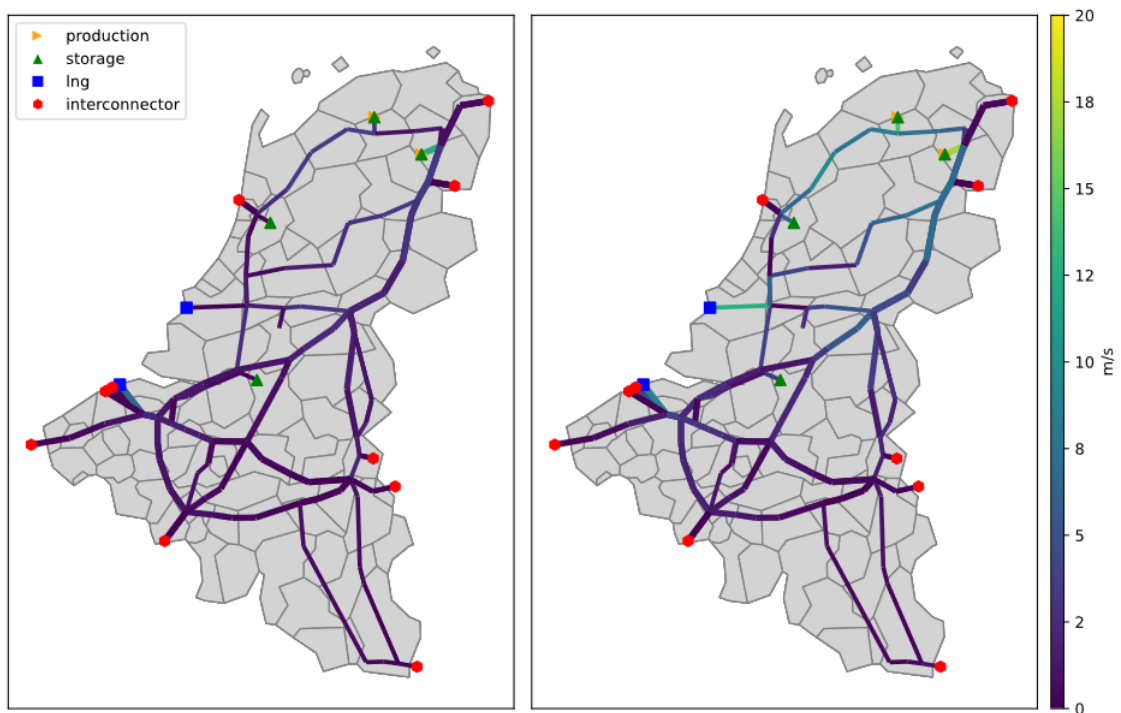
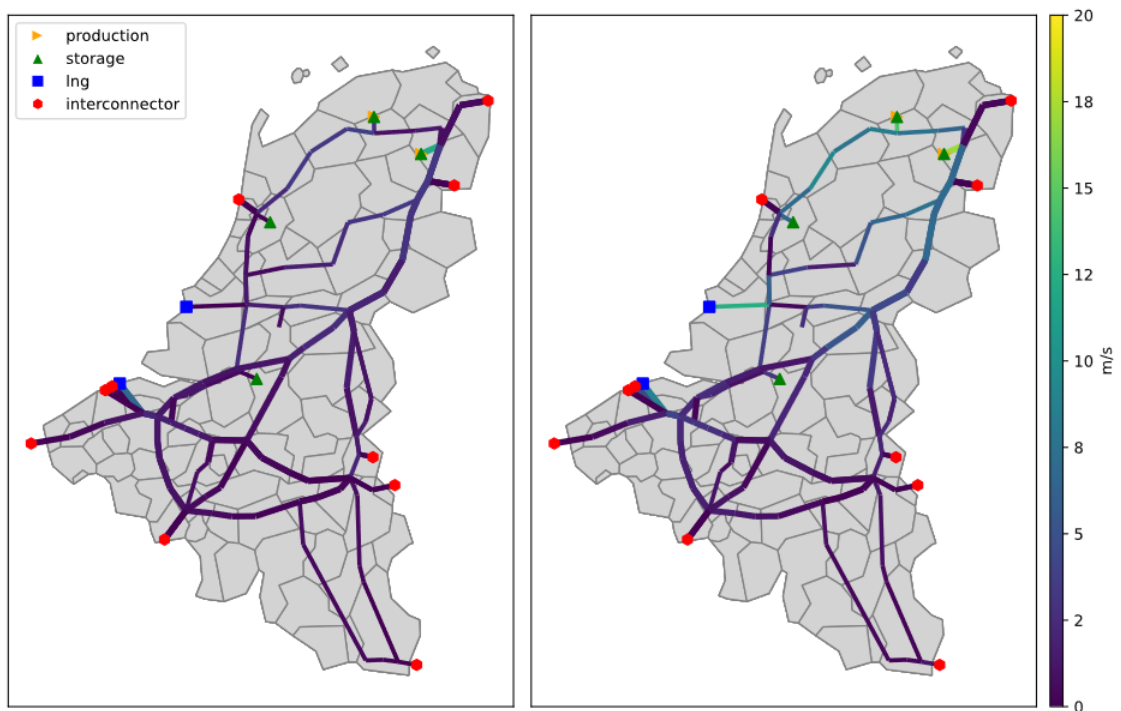


Abbildung 36: Strömungsgeschwindigkeiten in der LNG-Priorisierung für BeNeLux für das Jahr 2026 (links: Durchschnittsszenario, rechts: Winterszenario)



A.2.2 Deutschland

A.2.2.1 Deutschland – Topologieverbesserungen

Die deutsche Netztopologie in der Simulation basiert über den SciGrid_Gas-Datensatz hinaus auf der TUB-ER-Gasnetzdatenbank, die Informationen aus den Transparenzdaten der ÜNB, kommerziellen Energiekartenanbietern, Publikationen sowie Informationen aus internationalen Gaskonferenzen, Treffen und Workshops enthält. Die Datenbank umfasst Pipelinetrassen und Auslegungsparameter (Länge, Durchmesser, maximaler Betriebsdruck) sowie Verdichterstationen, Gasspeicher, LNG-Terminals, Regler und Ventile. Die Datenbank wird ständig aktualisiert und ausgebaut. Dabei werden neue Netzprojekte für das Jahr 2026, einschließlich Pipelines und LNG-Terminals, auch im deutschen Netz aktualisiert.

Wichtige Änderungen, die im heutigen deutschen Übertragungsnetz (DE2022) umgesetzt wurden, sind die folgenden:

Geplante Pipeline-Projekte (FNB Gas, 2022)

- Geplante LNG-Terminals (GLE, 2022)
- Geplante Speicher (Ministerium für Wirtschaft und Klima, 2021)
- Die identifizierte L-Gas-Infrastruktur wird nicht vom Netz getrennt und im Rahmen der regionalen Simulation simuliert.
- Die Nachfrage auf NUTS3-Ebene wird den Knoten zugewiesen, die innerhalb der Grenzen der NUTS3-Zone liegen. Gibt es keinen Knoten innerhalb einer NUTS3-Region, wird die Nachfrage dieser Region den benachbarten Knoten der NUTS3-Regionen zugewiesen.

A.2.2.2 Deutschland – Strömungsmechanische Ergebnisse

Die Spalten **Qset**, **Qcalc** und **Qdev** sind jeweils analog und werden im regionalen Modell der BeNeLux-Länder erläutert.

Tabelle 20: Allgemeine Ergebnisse des Durchschnittsszenario für Deutschland für das Jahr 2026

	Durchschnittsszenario Leitungs-Priorisierung			Durchschnittsszenario Leitungs-Priorisierung		
	Qset [MW]	Qcalc [MW]	Qdev	Qset [MW]	Qcalc [MW]	Qdev
Interkonnektor						
DE-AT	-13485	-13485	0,0%	-11802	-11802	0,0%
DE-BE	0	0	0,0%	0	0	0,0%
DE-CH	0	0	0,0%	0	0	0,0%
DE-CZ	-10405	-10405	0,0%	-10405	-10405	0,0%
DE-DK	-514	-514	0,0%	-514	-514	0,0%
DE-FR	0	0	0,0%	0	0	0,0%
DE-LU	-798	-798	0,0%	-798	-798	0,0%

	Durchschnittsszenario Leitungs- Priorisierung			Durchschnittsszenario Leitungs- Priorisierung		
	Qset [MW]	Qcalc [MW]	Qdev	Qset [MW]	Qcalc [MW]	Qdev
DE-NL	8299	9405	13,3%	0	0	0,0%
DE-NO	85723	85017	-0,8%	85303	85015	-0,3%
DE-PL	0	0	0,0%	0	0	0,0%
Produktion und Speicher						
Produktion	6976	6976	0,0%	6976	6976	0,0%
Speicher	0	0	0,0%	0	0	0,0%
LNG						
DE-LNG1	8883	8835	-0,5%	11416	11263	-1,4%
DE-LNG2	12830	12795	-0,3%	16489	16454	-0,2%
DE-LNG3	2961	2952	-0,3%	3805	3792	-0,3%
Total	100470	100778	0,3%	100470	99981	-0,5%

Tabelle 21: Allgemeine Ergebnisse des Winterszenarios für Deutschland für das Jahr 2026

	Winterszenario Leitungs- Priorisierung			Winterszenario LNG-Priorisierung		
	Qset [MW]	Qcalc [MW]	Qdev	Qset [MW]	Qcalc [MW]	Qdev
Interkonnektor						
DE-AT	0	0	0,0%	0	0	0,0%
DE-BE	0	0	0,0%	0	0	0,0%
DE-CH	0	0	0,0%	0	0	0,0%
DE-CZ	-2654	-2654	0,0%	-2654	-2654	0,0%
DE-DK	-5670	-5670	0,0%	-5671	-5671	0,0%
DE-FR	0	0	0,0%	0	0	0,0%
DE-LU	0	0	0,0%	-1112	-1112	0,0%
DE-NL	0	0	0,0%	0	0	0,0%
DE-NO	75070	74879	-0,3%	76183	76120	
DE-PL	0	0	0,0%	0	0	0,0%

	Winterszenario Leitungs-Priorisierung			Winterszenario LNG-Priorisierung		
	Qset [MW]	Qcalc [MW]	Qdev	Qset [MW]	Qcalc [MW]	Qdev
Produktion und Speicher						
Produktion	6976	6976	0,0%	6976	6976	0,0%
Speicher	85979	86264	0,3%	85979	86149	0,2%
LNG						
DE-LNG1	11416	11397	-0,2%	11416	11405	-0,1%
DE-LNG2	16489	16463	-0,2%	16489	16470	-0,1%
DE-LNG3	3805	3799	-0,2%	3805	3799	-0,2%
Total	191411	191454	0,0%	191411	191482	0,0%

Abbildung 37: Druckniveaus des Netzes in der Leitungs-Priorisierung für Deutschland für das Jahr 2026

links: Durchschnittsszenario, rechts: Winterszenario

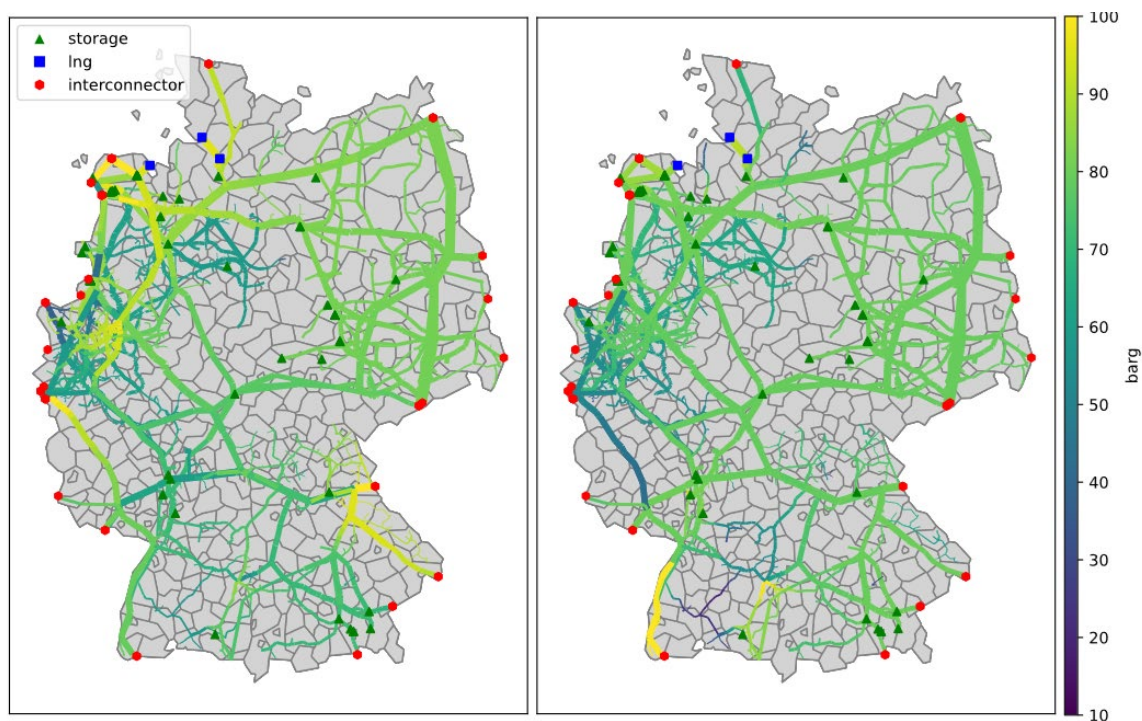


Abbildung 38: Druckniveaus des Netzes in der LNG-Priorisierung für Deutschland für das Jahr 2026

links: Durchschnittsszenario, rechts: Winterszenario

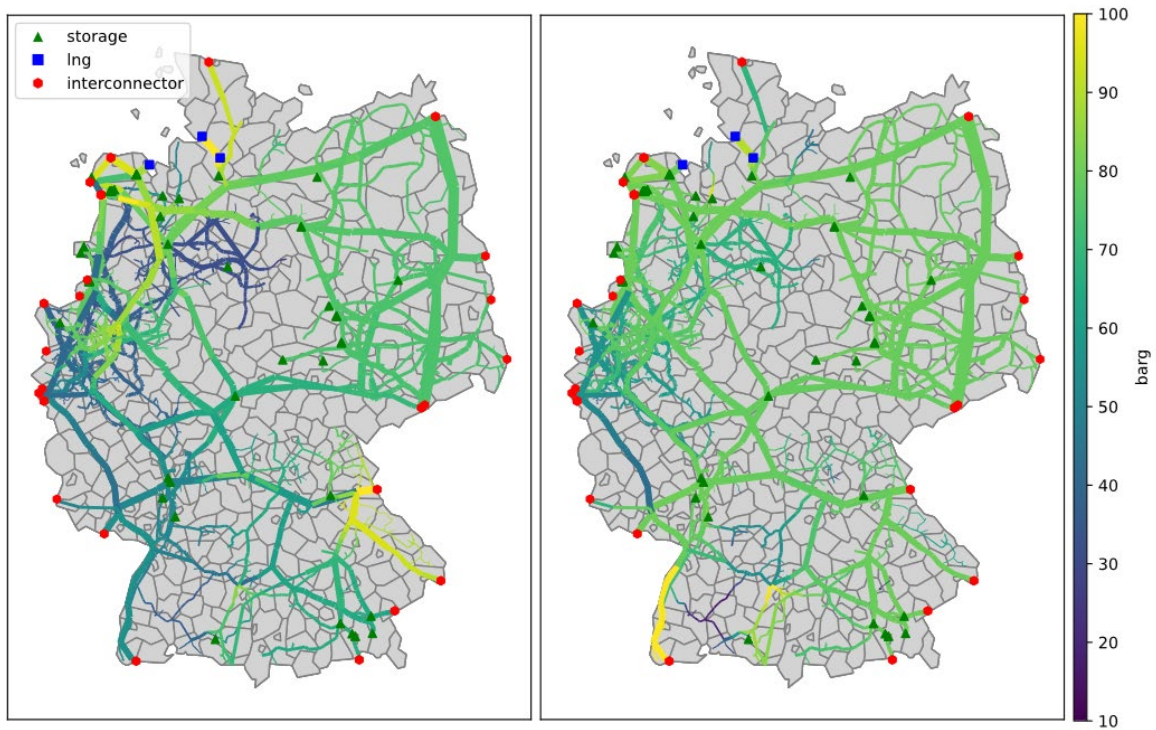


Abbildung 39: Strömungsgeschwindigkeit in der Leitungs-Priorisierung für Deutschland für das Jahr 2026

links: Durchschnittsszenario, rechts: Winterszenario

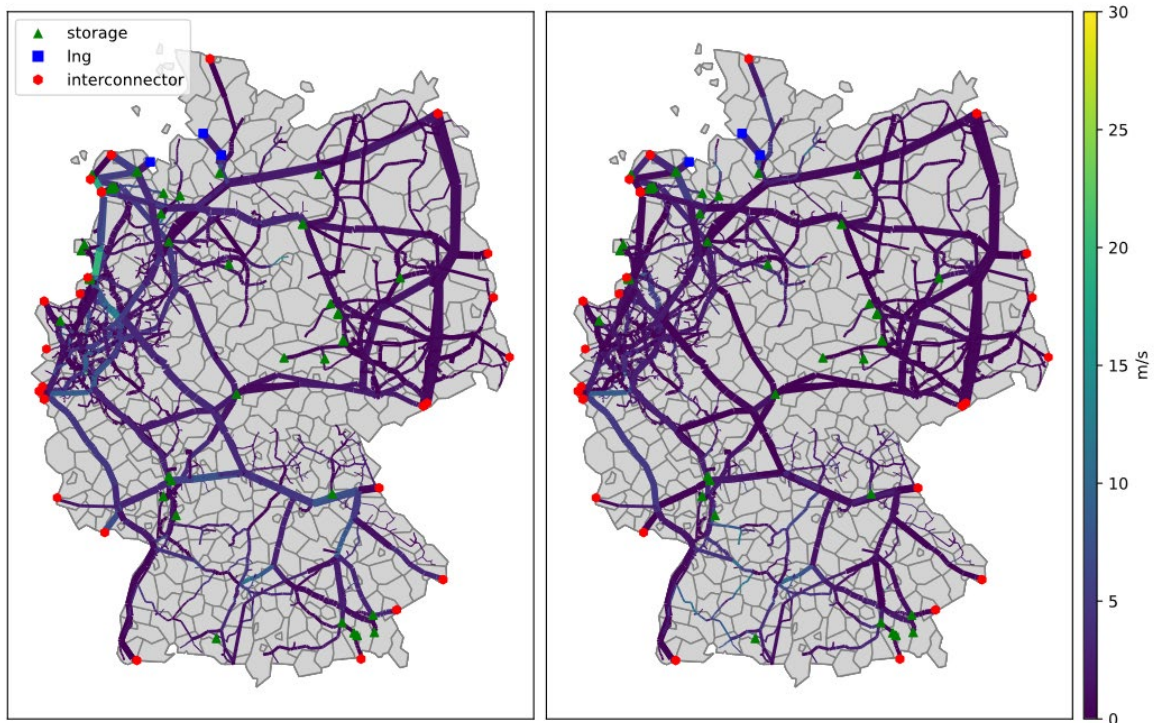
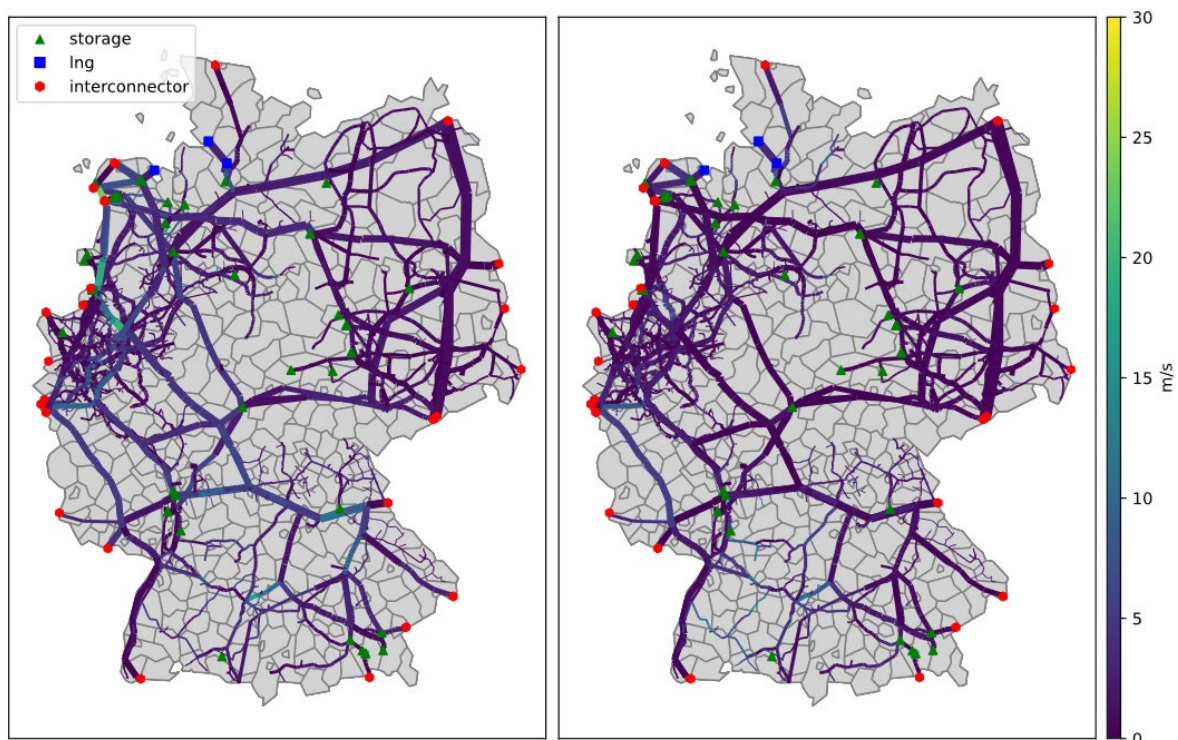


Abbildung 40: Strömungsgeschwindigkeit in der LNG-Priorisierung für Deutschland für das Jahr 2026

links: Durchschnittsszenario, rechts: Winterszenario



A.2.3 Spanien

A.2.3.1 Spanien – Topologieverbesserungen

Grundmodell

Die für die Simulationen verwendete Geometrie basiert auf dem Gasinfrastruktur-Datensatz von "SciGRID_gas" (Dietrich et al., 2021). Die Höhe der einzelnen Knotenpunkte wurde mit dem kostenlosen Online-Tool "Earth elevation" (Dcode, 2006) berechnet. Diese Höhendaten unterliegen einem Fehler von 1-2 % (ca. ± 10 m).

Zur Vereinfachung des Modells und der Simulation wurde eine reduzierte Version des realen Netzes eingesetzt, welches auf 4 LNG-Terminals an der Nord- und Ostküste Spaniens sowie den zwei Interkonnektoren nach Frankreich basiert. Mit diesem „Minimalnetz“ können die Versorgung der Industriezentren im Norden und in der Region Barcelona sowie mögliche Exporte nach Frankreich betrachtet werden. Es wird angenommen, dass der Rest des Landes mit den nicht modellierten LNG-Terminals im Süden sowie durch Pipeline-Importe aus Algerien versorgt werden kann. Zudem werden die LNG-Terminals innerhalb des „Minimalnetzes“ nicht vollständig ausgelastet und könnten ebenfalls zur weiteren Versorgung beitragen (z. B. das Terminal in Sagunto).

Das LNG-Terminal von El Musel wurde aus der Simulation komplett ausgeschlossen, da es nie in Betrieb genommen wurde und nicht an das Netz angeschlossen ist. Es ist im Gespräch, dieses Terminal in ein saisonales Zwischenlager für LNG umzuwandeln, um die Flexibilität der europäischen LNG-Importe zu erhöhen, doch noch gibt es keine offiziellen Pläne oder Erklärungen dazu (Reuters, 2022).

- Neben den Pipelines wesentliche Elemente des betrachteten Netzes sind: 7 Verdichterstationen
- 4 LNG-Terminals
- 2 Interkonnektoren
- 3 Untergrund-Erdgasspeicher

LNG-Terminals

Vier LNG-Terminals wurden in das Modell einbezogen (Enagas, 208). Ihre Merkmale sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst (GLE, 2022). Die stündlichen maximalen Kapazitäten sind enthalten.

Tabelle 22: Betrachtete LNG-Terminals in Spanien

	Barcelona	Sagunto	Bilbao	Murgardos
Speicher (m ³)	760.000	600.000	450.000	300.000
Regasifizierung [m ³ (n)/h]	1.950.000	1.000.000	800.000	381.11,2

	Barcelona	Sagunto	Bilbao	Murgardos
Stündliche maximale Kapazität [MW]	21.645	11.100	8.880	4.582,1
Stündliche maximale Kapazität [m ³ (N)/h]	1.950.000	1.000.000	800.000	412.800
Stündliche maximale Kapazität 2026 [MW]	21.645	11.100	8.880	4.582,1
Stündliche maximale Kapazität 2026 [m ³ (N)/h]	1.950.000	1.000.000	800.000	412.800

Pipeline Netzwerk

Die Implementierung der Pipeline-Durchmesser und der Lage der einzelnen Segmente erfolgte auf der Grundlage der vom spanischen Übertragungsnetzbetreiber Enagas bereitgestellten Daten (Enagas, 2022).

Verdichterstationen

In das Modell wurden 7 Verdichterstationen einbezogen: Bañeras, Haro, Navarra, Tivisa, Villar de Arnedo, Zamora und Zaragoza. (Enagas, 2022). Zur Vereinfachung und aus Gründen der Vergleichbarkeit, wird eine Verdichtung auf einen Betriebsdruck von 80 barg an jeder Verdichterstation angenommen. Der Minimale Betriebsdruck von 40 barg wird in der Simulation nicht unterschritten.

Infrastrukturprojekte: Guitiriz-Zamora

Es befindet sich eine Pipeline im Bau, welche zukünftig die Knotenpunkte Guitiriz und Zamora verbinden soll (Boletín Oficial del Estado, 2009). Staatliche und regionale Pläne sehen die Fertigstellung des Projekts bis ca. 2024 vor (Sofia, V., 2022). Die Pipeline wird ca. 350 km lang sein und einen Durchmesser von 762 mm haben (Enagas, 2008).

Abbildung 41: Lage des spanischen Pipeline-Projekts „Guitiriz-Zamora“



Erdgasspeicher

Es wurden drei Untertagespeicher modelliert, Serrablo, Yela und Gaviota (Enagas, 2018).

Tabelle 23: Betrachtete Erdgasspeicher in Spanien

Name	Max. Abgabekapazität [mill.m ³ (N) / d]	Max. Ausspeisekapazität [MW]
Serrablo	6,7	3.098,75
Yela	15	6.937,5
Gaviota	5,7	2.636,25
Gesamt	27,4	12.672,5

Interkonnektoren

Spanien besitzt Interkonnektoren von bzw. nach Portugal, Marokko, Algerien und Frankreich. Für das betrachtete Teilnetz sind nur die Interkonnektoren nach Frankreich relevant (ENTSOG, 2021). Diese Interkonnektoren liegen nahe Irun und Larrau (Enagas, 2009). Sie werden als Virtual Entry Point (VIP) Pirineos zusammengefasst (ENTSOG, 2021).

Tabelle 24: Betrachtete Interkonnektoren in Spanien

Interkonnektor	FR-ES		ES-FR
	Bidirektional	Kapazität [GWh/d]	Kapazität [GWh/d]
Biriatou/Irun	Nein	0	59,8
Larrau	Ja	165,0	164,6
VIP Pirineos	Ja	164,4	224,4

A.2.3.2 Spanien – Strömungsmechanische Ergebnisse

Tabelle 25: Auslastung der Speicher in Spanien für das Jahr 2026

Speicher	Max. Kapazität [MW]	Auslastung „Durchschnittsszenario“ [MW]	Auslastung „Winterszenario“ [MW]
Serrablo	3.098	0	2.900
Yela	6.937	0	0
Gaviota	2.636	0	695
Summe	12.672	0	3.595

A.2.4 Frankreich

A.2.4.1 Frankreich – Topologieverbesserungen

Grundmodell

Das französische Modell basiert, ebenso wie das spanische Netz, auf dem Gasinfrastrukturdatensatz von "SciGRID_gas" (Dietrich et al., 2021).

Das Verteilnetz sowie ein Großteil des Regionalnetzes wurden bei der Implementierung des Modells nicht berücksichtigt, da es auf das Übertragungsnetz fokussiert.

LNG-Terminals

Es wurden vier Terminals in Betracht gezogen: Dunkerque, Montoir, Fos Cavaou und Fos Tonkin (Open Data Réseaux Énergies, 2019).

Die maximalen stündlichen Kapazitäten wurden aus der Datenbank von GLE (GLE, 2022) entnommen.

Tabelle 26: LNG-Terminals in Frankreich

	Dunkerque	Montoir	Fos / Cavaou	<u>Fos / Tonkin</u>
Stündliche maximale Kapazität (MW)	21.090,0	17.760,0	13.320,0	2.553,0
Stündliche maximale Kapazität (m3(N)/h)	1.900.000,0	1.600.000,0	1.200.000,0	230.000,0
Stündliche maximale Kapazität 2026 (MW)	21.090,0	22.200,0	15.651,0	2.553,0
Stündliche maximale Kapazität 2026 (m3(N)/h)	1.900.000,0	2.000.000,0	1.410.000,0	230.000,0

Pipeline Netzwerk

Die Länge der Rohrleitungen wurde vom SciGrid-Basisnetz übernommen. Zur Anpassung der Durchmesser wurde der Datensatz „Longueurs départementales annuelles des canalisations du réseau de transport de gaz français“ (Open Data Réseaux Énergies (ODRÉ), 2019) verwendet. Dieser Datensatz enthält den maximalen Durchmesser für das regionale Netz (réseau régional) und das Übertragungsnetz (réseau principal) pro département. Die Durchmesser des Übertragungsnetzes wurden also département-weise auf den höchsten Durchmesser dieses départements festgelegt.

Verdichterstationen

Das gesamte Netz umfasst 27 Verdichterstationen. Die implementierten Verdichter sind: Mont, Lussagnet, Sauveterre de Guyenne, Chazelles, Roussines, Nozay, Auvers-le-Hamon, Cherré, Fontenaz, Beynes, Évry, Cuvilly, Pitgam, Taisnières, Laneuvelotte, Morelmaison, Dierrez, Voisines, Palteau, Érez, Vindecy, Saint-Avitt, La Bégude, Courthézon, Saint-Martin-de-Crau, Saint-Victor. Da keine Daten zur Bidirektionalität der Kompressoren gefunden werden konnten wird in der Modellierung ab dem Winterszenario 2023 angenommen, dass alle Verdichterstationen bidirektional ausgebaut wurden.

Erdgasspeicher

Die Werte für die maximale Kapazität werden aus der Datenbank entnommen *Aggregated gas inventory* (GIE AGSI, 2022).

Tabelle 27: Erdgasspeicher in Frankreich

Name Speicher	Max. Ausspeisekapazität [MW]
VGS Lussagnet	23.106,7
VGS Saline	26.572,5
VGS Sediane	11.748,8
VGS Sediane B	8.976,7
VGS Serene Atlantique	25.683,3
VGS Serene Nord	1.838,95

Interkonnektoren

Die betrachteten Interkonnektoren sind in Tabelle 28 zusammengefasst.

Tabelle 28: Interkonnektoren in Frankreich im Modell

Interkonnektor	Richtung	Kapazität [GWh/d]	Quelle
Dunkerque	FR-NO	570	ENTSO, 2021
Alveringem	FR-BE	270	Argusmedia 2021; ENSOG, 2021
	BE-FR	keine Angaben	-
Taisnières	FR-BE	Keine Angaben	-
	BE-FR	0	ENTSO, 2021, GRTgaz 2020
Obergailbach	FR-DE	613,7	ENTSO, 2021
	DE-FR	613,7	ENTSO, 2021
Oltingue	FR-CH	223	ENTSO, 2021
	CH-FR	100	ENTSO, 2021
Jura	FR-CH	keine Angaben	-
	CH-FR	keine Angaben	-
Biriatou	FR-ES	0	ENTSO, 2021; Enagas, 2009

Interkonnektor	Richtung	Kapazität [GWh/d]	Quelle
Larrau	ES-FR	59,8	ENTSOG, 2021; Enagas, 2009
	FR-ES	165	ENTSOG, 2021; Enagas, 2009
	ES-FR	164,6	ENTSOG, 2021; Enagas, 2009

Projekte

Neben den bereits unter LNG-Terminals aufgeführten LNG-Terminal-Erweiterungen wurde ein Infrastrukturprojekt in die Modellierung aufgenommen. Laut dem Netzentwicklungsplan 2019 GRT Gaz wurde der Maine Pipeline zwischen Nozay und Cherré ein zweiter Strang hinzugefügt. Dieser wurde berücksichtigt (GRTgaz, 2019).

A.2.4.2 Frankreich – Strömungsmechanische Ergebnisse

Tabelle 29: Frankreich: Auslastung der Speicher für das Jahr 2026

Speicher	Max. Kapazität [MW]	Auslastung „Durchschnitts-szenario“ [MW]	Auslastung „Winterszenario“ [MW]
VGS Lussagnet	23.106	0	11.836
VGS Saline	26.752	0	13.000
VGS Sediane	11.748	0	1.460
VGS Sediane B	8.976	0	7.446
VGS Serene Atlantique	25.683	0	6.943
VGS Serene Nord	7.355	0	4.000
Summe	103.443	0	44.685