

# Deutsche LNG-Ausbaupläne führen zu Überkapazität und gefährden Klimaschutzziele

Review und klimapolitische Einordnung der aktuellen Studienlage

# Deutsche LNG-Ausbaupläne führen zu Überkapazität und gefährden Klimaschutzziele

Review und klimapolitische Einordnung der aktuellen  
Studienlage

---

*Korrigierte Version vom 24.03.2023*

© NewClimate Institute, März 2023



**Autor\*innen:** Mats Marquardt, Niklas Höhne, Aki Kachi

**Mit Beiträgen von:** Hanna Fekete



Download

<http://newclimate.org/publications/>

---

## Zusammenfassung

Dieser Report liefert einen Review und eine klimapolitische Einordnung der aktuellen Studienlage zu neuen und geplanten Flüssigerdgas (LNG)-Importkapazitäten in Deutschland. Verglichen werden die kürzlich veröffentlichenden Berichte des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) und des Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) mit einer eigenen aktualisierten Einschätzung der Sachlage auf Basis unserer im Dezember 2022 veröffentlichten Kurzstudie.

**Deutschlands Gasversorgung ist gesichert:** Importe aus Nachbarländern konnten im Jahr 2022 die Deutsche Nachfrage nach Erdgas und dessen Weiterleitung an Nachbarn abdecken. Es kann davon ausgegangen werden, dass Deutschland auch weiterhin Importe von einem ähnlich hohen Volumen erwarten kann. Die Berichte des BMWK und des EWI nehmen in Zukunft aber sehr viel niedrigere Importe an.

**Der geplante LNG-Terminal Ausbau ist überdimensioniert:** Zusätzliche LNG-Importkapazitäten können zu einer verbesserten Energiesicherheit beitragen, jedoch geht der momentan geplante Zubau weit über das hinaus, was unter einem Reserve-Buffer zu verstehen wäre. Das BMWK und das EWI kommen zu niedrigeren Gesamtkapazitäten, weil Laufzeiten und Kapazitäten einzelner Terminals kleiner angegeben werden als was technisch möglich wäre. Dieser Sachverhalt beeinträchtigt eine realistische Bedarfsanalyse.

**Klimapolitische Risiken werden außer Acht gelassen:** Das LNG-Beschleunigungsgesetz erlaubt einen nahezu uneingeschränkten Betrieb der neuen und geplanten LNG-Terminals bis Ende 2043. Sollten alle geplanten Anlagen mit hoher Auslastung betrieben werden, sind Deutschlands Klimaziele nicht zu erreichen. Das BMWK rechnet zum Teil mit Annahmen für den Erdgasverbrauch, die nur schwer mit den Sektorzielen des rechtlich-bindenden Klimaschutzgesetz vereinbar sind.

**Geringe Auslastung der Terminals führt zu wirtschaftlichen Risiken:** Im Fall einer geringen Auslastung der Anlagen, von der bei einem Klimaschutzgesetz-konformen Gasverbrauch ausgegangen werden muss, werden die Mehrzahl der Terminals zu Stranded Assets (verlorenen Vermögenswerten). Selbst der Bericht des BMWK, der die geplanten Anlagen zum Teil kleiner darstellt, geht für die meisten Jahre von Auslastung von weniger als 50% aus. Im Jahr 2030 beträgt die angenommene Auslastung beispielsweise nur 23%. Allein die Charterkosten für momentan nicht genutzte, aber schon gecharterte schwimmende Terminals belaufen sich auf 1,2 Milliarden Euro bis Ende der Charterverträge. Das EWI rechnet mit noch geringeren Auslastungen im 1.5°C kompatiblen Szenario.

**Wasserstoff-Readiness und Bedarf bleiben fragwürdig:** Der Bericht des BMWK gibt wenig Aufschluss darüber, ob und wann die neuen und geplanten Terminals mit grünem Wasserstoff kompatibel sein können. Die Kommunikation des BMWK ist in diesem Zusammenhang nicht immer eindeutig. Beispielsweise wird das geplante Onshore-Terminal in Wilhelmshaven als Grüngasterminal deklariert, obwohl es letztendlich ein ganz normales LNG-Terminal für Erdgas ist. In jedem Fall rechtfertigt Wasserstoff-Readiness nicht den Aufbau von Überkapazitäten, da der Bedarf nach Wasserstoff in Deutschland, und insbesondere nach Importen über den Seeweg, nach jetzigen Erkenntnissen relativ klein ausfallen wird. Zudem sind nicht alle Fragen zur technischen Machbarkeit geklärt.

**Energiesicherheit wird letztendlich durch geringere Abhängigkeit von fossiler Energie erreicht, nicht durch LNG-Überkapazität:** In der Energieversorgung hat der Ausbau von erneuerbaren Energien oberste Priorität. Gleichzeitig muss der Gasverbrauch durch Transformation der anderen Sektoren mit hohem Erdgasverbrauch reduziert werden. LNG-Überkapazitäten führen hingegen zu Lock-ins (kontinuierlicher Nutzung von fossilen Energieträgern) und schaden der effektiven Umsetzung der Energiewende. Die neuen und geplanten schwimmenden Terminals reichen bereits aus, um zwischenzeitliche Versorgungsengpässe auch in extremen Situationen mit Infrastrukturausfällen zu decken. Onshore-Terminals sind zu keinem Zeitpunkt notwendig.

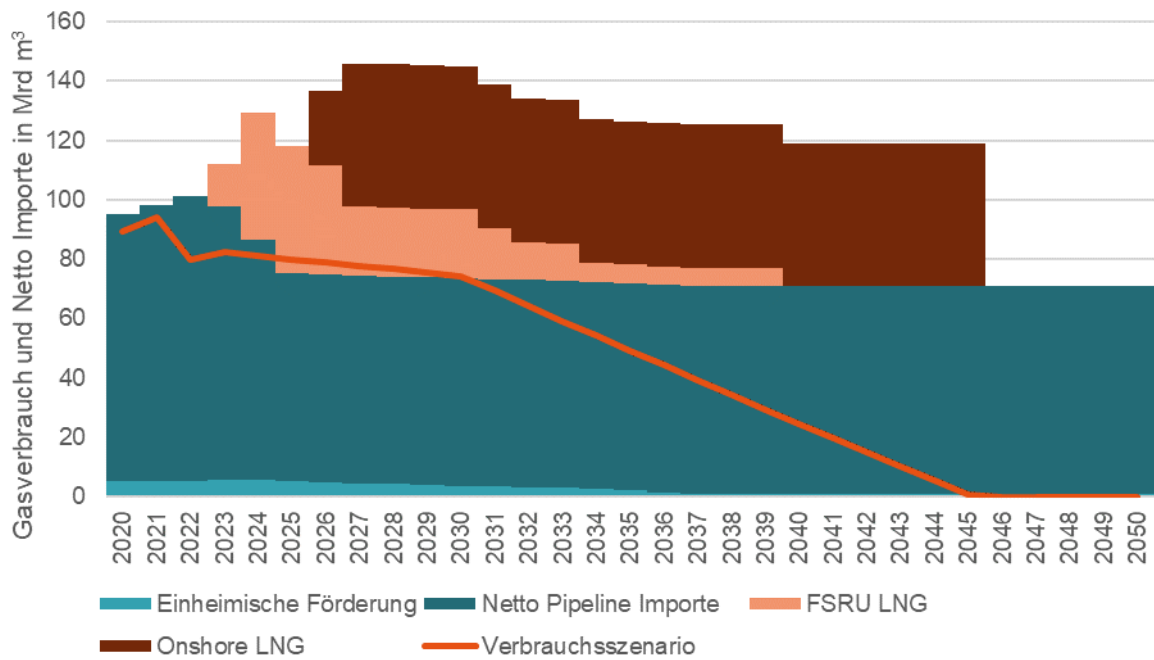


Abbildung 1: Erdgasimporte und Klimaschutzgesetz-konformer Verbrauch. Die LNG-Kapazitäten entsprechen unserer konservativen Interpretation des aktuellen Entwicklungsstands. Pipeline-Importe basieren auf Importen und Reexporten aus Q4 2022, sinkender Produktion in den Niederlanden, aber keiner wie angekündigten Steigerung aus Belgien. Der Gasverbrauch basiert auf dem Klimaneutrales Deutschland 2045 Szenario der Agora Energiewende (Prognos, Öko-Institut and Wuppertal-Institut, 2021).

## Hintergrund

Dieser Bericht liefert einen Review und eine klimapolitische Einordnung der aktuellen Studienlage und der neuen Sachlage zu Importkapazitäten von Flüssigerdgas (LNG)-Terminals in Deutschland. Im Dezember 2022 veröffentlichten wir eine Kurzstudie in der wir die damals geplanten LNG-Importkapazitäten als überdimensioniert darstellten (Höhne, Marquardt and Fekete, 2022). Im Februar 2023 ergänzten wir einen Annex, der die Überkapazitäten und das daraus resultierende Treibhausgasemissionspotenzial, dem nach deutschen Klimaschutzgesetz zulässigen verbleibenden Emissionsbudget gegenüberstellt. Ende Februar 2023 hat das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) eine vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) in Auftrag gegebene Studie zu den neuen und geplanten Terminals veröffentlicht (Vey *et al.*, 2023). Kurz darauf veröffentlichte auch das BMWK einen Resort-abgestimmten, eigenen Bericht mit neuen Zahlen (BMWK, 2023).

Wir vergleichen die Erdgas-Import- und Verbrauch-Modellierung des BMWK und des EWI mit unserer eigenen, aktualisierten Analyse auf Basis der im Dezember 2022 veröffentlichten Kurzstudie (siehe Abbildung 1). Die drei Modellierungen weisen grundlegende Unterschiede im Modellierungshorizont (Endpunkt der Modellierung), sowie in den Annahmen zur geplanten LNG-Importkapazität, Pipeline-Importen, und Gasendverbrauch, auf. Insbesondere Annahmen zu Pipeline-Importen und Weiterleitung an andere Länder sind ausschlaggebend für eine realistische Einschätzung der Notwendigkeit von neuen LNG-Importkapazitäten. Eine vollständige Darstellung der neuen und geplanten LNG-Importkapazitäten ist zudem wichtig, um wirtschaftliche und klimapolitische Risiken abzuwägen.

## Deutschlands Gasversorgung ist gesichert

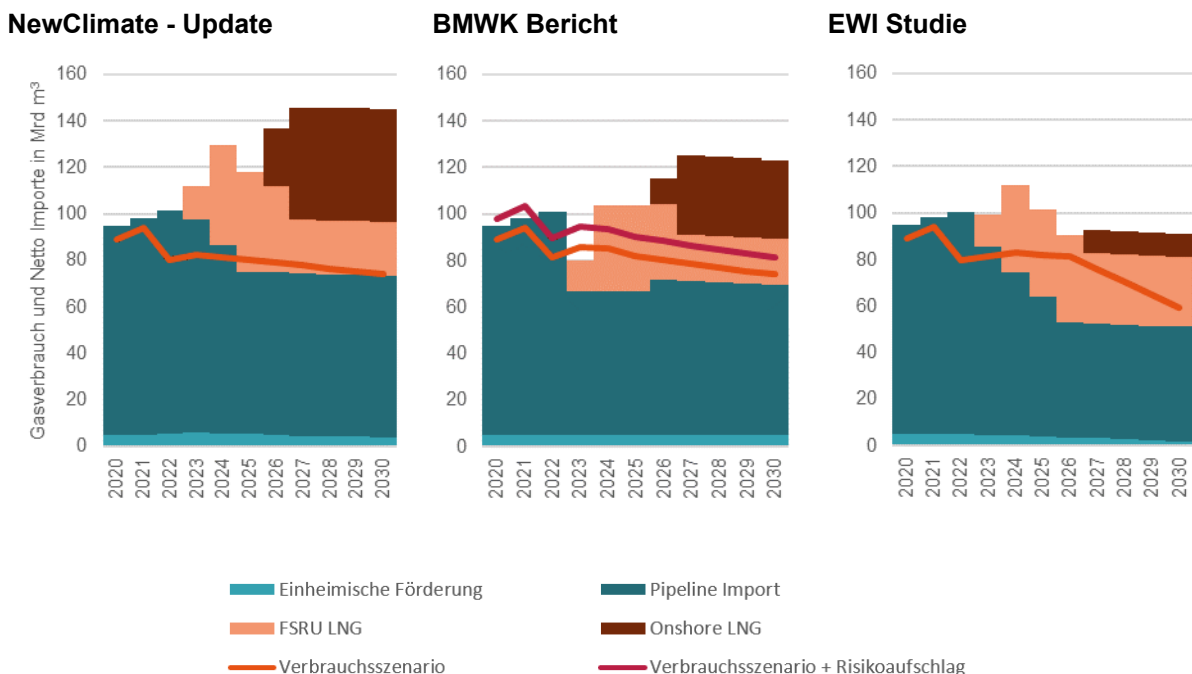


Abbildung 2: Vergleich der Modellierungen

**Zukünftige Erdgas-Importe aus Nachbarländern über Pipelines könnten Deutschlands Gasbedarf bis 2045 zu großen Teilen abdecken.** Deutschland hat im 4. Quartal 2022 netto ca. 23 Mrd m<sup>3</sup> Erdgas aus Nachbarländern importiert (Gesamtimporte minus Weiterleitung an Nachbarn) was über das gesamte Jahr 2023 gerechnet ca. 93 Mrd m<sup>3</sup> Erdgas entspricht (siehe Abbildung 3, sowie Tabelle 3 im Annex). Höhere Importe aus Nachbarländern ersetzen im Jahr 2022 weitgehend den

Wegfall russischer Pipeline-Importe. Das Volumen der zukünftigen realen Erdgas Netto-Importe ist jedoch schwer vorherzusagen (siehe dazu Holz *et al.* 2023), weswegen wir im Rahmen dieser Modellierung konservative Annahmen zu technisch möglichen und plausiblen Importen und Weiterleitungen anstellen. Im Grunde kann davon ausgegangen werden, dass sich Deutschland auch weiterhin auf Pipeline-Importe aus Nachbarländern auf einem ähnlich hohen Niveau wie in Q4 2022 verlassen kann. Unsere Analyse berücksichtigt den wahrscheinlichen Rückgang der Importe aus den Niederlanden bis Mitte des Jahrzehnts durch die Einstellung der heimischen Förderung. Wir gehen allerdings davon aus, dass Norwegen weiterhin seine Gasexporte auf Rekordhöhe beibehält (Süddeutsche Zeitung, 2023), auch weil Norwegen seine Gasförderung stark hochgefahren hat und weiter ausbauen möchte (Buli, 2022; Lundgren, 2023). Frankreich hat sich zudem aus deutscher Perspektive vom Netto-Importeur zum Netto-Exporteur entwickelt. Importe aus Belgien sollen laut Belgiens Premierminister De Croo steigen oder sich sogar verdoppeln (Gayet, 2023). Diesen potenziellen Anstieg berücksichtigen wir in unserer Modellierung explizit nicht, da noch keine weiteren belastbaren Informationen vorliegen. Außerdem kann von einem Aufbau neuer Infrastruktur und Versorgungswege in (Süd-) Osteuropa ausgegangen werden, so dass hier keine alleinige Abhängigkeit von Deutschland besteht. Ein weiterer Faktor, der zur Versorgungssicherheit und einem möglichen Angebotsüberschuss führen kann, ist der europaweite, kontinuierlich weiter fallende Gasverbrauch.

**Das BMWK schätzt im Vergleich Deutschlands Pipeline-Importkapazitäten niedriger ein und geht von Weiterleitungen im größeren Umfang aus.** Da der Gasverbrauch aller europäischen Länder im Einklang mit den europäischen Klimazielen stetig weiter fallen muss, ist ein Überangebot in Europa wahrscheinlich. Mit diesem Überangebot einhergehend sind stabile Pipeline-Importkapazitäten. Zu diesem Schluss kommen auch die deutschen Netzbetreiber (FNB Gas, 2022) und der Gasspeicherverband (INES, 2023). Das BMWK geht jedoch davon aus, dass Importe aus Nachbarländern ab 2023 auf ein Niveau von ca. 97 Mrd m<sup>3</sup> zurückfallen, und in den Folgejahren bis 2030 um ein jährliches Volumen von 100 Mrd m<sup>3</sup> schwankt. Diese Annahmen fallen deutlich unter das auf das Jahr hochgerechnete Niveau aus Q4 2022 von 118 Mrd m<sup>3</sup> zurück<sup>1</sup>. Zudem nimmt das BMWK an, dass Weiterleitungen ab 2023 wieder auf ein Niveau von ca. 35 Mrd m<sup>3</sup> steigen werden, was deutlich über dem auf das Jahr hochgerechnete Niveau aus Q4 2022 von 26 Mrd m<sup>3</sup> liegt. Das EWI geht für das Jahr 2023 im restriktivsten Szenario (niedriges Gasangebot in Europa) von einem weniger starken Rückgang der Importe aus als das BMWK. Insgesamt erwartet das EWI für 2023 einen Import von 106 Mrd m<sup>3</sup>, was deutlich unter dem Niveau des auf das Jahr hochgerechneten Q4 2022 liegt, und einen deutlich stärkeren Rückgang der Importe bis 2030 auf ca. 83 Mrd m<sup>3</sup>. Die Annahmen des EWI zur Weiterleitung ähneln unseren für das Jahr 2023 (25 Mrd m<sup>3</sup>), allerdings geht das EWI davon aus, dass Weiterleitungen bis 2030 auf ca. 34 Mrd m<sup>3</sup> steigen werden. Die resultierenden Netto-Import Szenarien beider Studien sind deshalb relativ niedrig.

---

<sup>1</sup> Die tatsächlichen Importe im Jahr 2022, also über Q1 bis Q4 hinweg, beliefen sich auf 147 Mrd m<sup>3</sup>, was ein erhebliches Importvolumen aus russischem Erdgas in der ersten Jahreshälfte miteinbezieht.

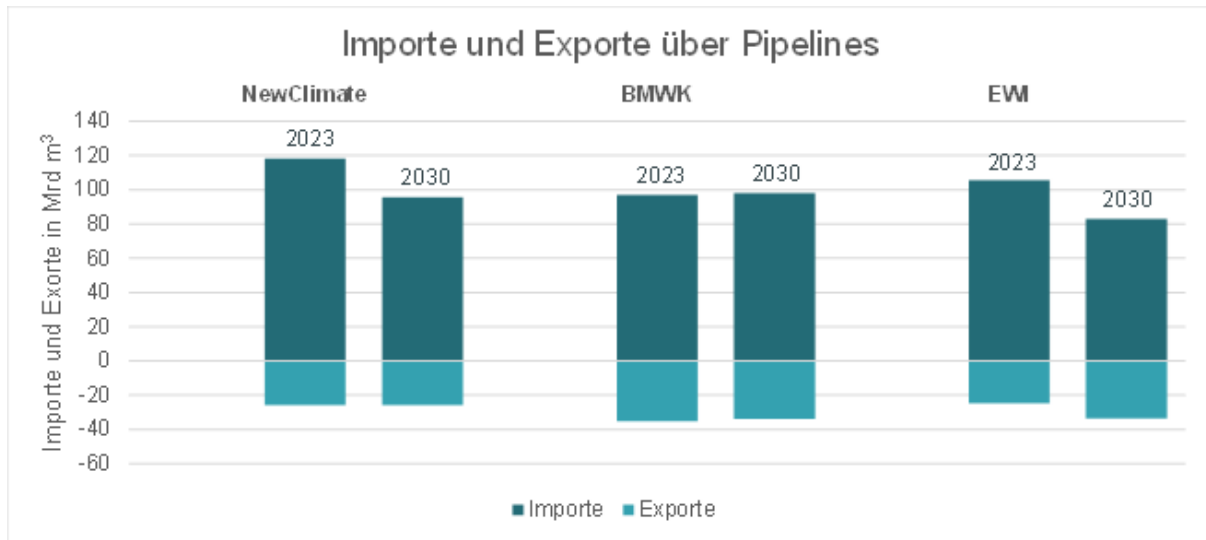


Abbildung 3: Vergleich der angenommenen Importe und Exporte (Weiterleitungen) über Pipelines. Aus der EWI-Studie ist das Net Zero-Szenario (NZE) mit niedrigem Gasangebot dargestellt.

## Der geplante LNG-Terminalausbau ist überdimensioniert

Das BMWK und das EWI errechnen deutlich geringere LNG-Importkapazitäten, weil Laufzeiten und Kapazitäten einzelner Terminals kleiner angegeben werden als was technisch möglich wäre, was eine belastbare Bedarfsanalyse erschwert. Prinzipiell ist der Planungsstand nicht transparent, insbesondere am Standort Rügen / Lubmin. Das BMWK und das EWI berücksichtigen zum Beispiel das geplante vierte FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) in Rügen / Lubmin (Rügen / Lubmin 2, Phase 2) nicht (siehe Tabelle 1), da für diese durch Bundesmittel finanzierte FSRU die Gelder derzeit noch nicht freigegeben sind. Ursprünglich war auch eine weitere Regasifizierungsstation mit einer Kapazität von 12.5 Mrd m<sup>3</sup> pro Jahr ab 2024 vom Betreiber Stena in Rügen / Lubmin angedacht (Kreutzfeldt, 2023), welche in unseren Berechnungen und den Darstellungen des BMWK und des EWI nicht mit berücksichtigt wird. Technisch möglich ist die Abnahme von bis zu 38 Mrd m<sup>3</sup> an diesem Standort laut Plangenehmigung (Bergamt Stralsund, 2023).

Das EWI führt außerdem weder das geplante Onshore-Terminal in Wilhelmshaven noch das in Stade auf. Die vom BMWK und EWI angenommenen Anlagenkapazitäten der FSRUs in Wilhelmshaven und Lubmin, sowie des Onshore-Terminals in Wilhelmshaven, liegen zudem unter der technisch-möglichen Auslastung der Terminals.

Des Weiteren sind die schwimmenden Terminals des BMWK in Brunsbüttel, Wilhelmshaven, Stade und Lubmin für 10 bzw. 15 Jahre gechartert, als Laufzeit werden aber nur 2 bis 4 Jahren angenommen. Einzig das zweite schwimmende Terminal für Wilhelmshaven ist für lediglich 5 Jahre gechartert, was aber ebenfalls die von BMWK und EWI angenommenen Betriebsdauer überschreitet. Alle geplanten Terminals müssen für die Bedarfsanalyse in vollem technischem Umfang berücksichtigt werden (nicht nur Anlagen mit *Final Investment Decision – FID*) um sicherzustellen, dass keine Überkapazitäten entstehen.

Terminal	Typ	Betreiber	Studie	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Brunsbüttel (Phase 1 und Phase 2)	FSRU	RWE	Update	3.5	7.5	7.5	7.5				
			BMWK	3.5	7.5	7.5	7.5				
			EWI	3.5	7.5	7.5	7.5				
Wilhelmshaven 1	FSRU	Uniper	Update	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25
			BMWK	5	5	5	5	5	5	5	5
			EWI	5	5	5	5	5	5	5	5
	FSRU	TES	Update		5.95	5.95					

Wilhelmshaven 2			BMWK		4.5	4.5						
			EWI		5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Rügen / Lubmin 1 (Phase 1)	FSRU	Deutsche ReGas	Update	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
			BMWK	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
			EWI	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Rügen / Lubmin 1 (Phase 2)	FSRU	Deutsche ReGas	Update		6.25	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25
			BMWK		5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
			EWI		5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Rügen / Lubmin 2 (Phase 1)	FSRU	RWE / Stena Power	Update		6.25	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25
			BMWK		5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
			EWI		5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Stade	FSRU	Hanseatic Energy Hub	Update		6.25	6.25	6.25					
			BMWK		5.0	5.0	5.0					
			EWI		5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Wilhelmshaven	Onshore	TES	Update				25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	
			BMWK				11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	
			EWI				X	X	X	X	X	
Brunsbüttel	Onshore	RWE / Gasunie	Update					10.0	10.0	10.0	10.0	
			BMWK					10.0	10.0	10.0	10.0	
			EWI					10.0	10.0	10.0	10.0	
Stade	Onshore	Hanseatic Energy Hub	Update					13.3	13.3	13.3	13.3	
			BMWK					13.3	13.3	13.3	13.3	
			EWI					X	X	X	X	
Gesamt			Update	14.3	43.0	43.0	62.0	71.6	71.6	71.6	71.6	
			BMWK	13.5	37.0	37.0	43.5	54.0	54.0	54.0	54.0	
			EWI	13.5	37.5	37.5	37.5	40.0	40.0	35.0	35.0	

Tabelle 1: Vergleich der angenommenen neuen und geplanten LNG-Importkapazitäten. Unsere Annahmen (gekennzeichnet als Update) zu Planungsstand, Laufzeit, und Kapazitäten sind konservative Einschätzungen. Zur besseren Vergleichbarkeit berücksichtigen wir in unserer Modellierung das 4. FSRU in Rügen / Lubmin, sowie die Regasifizierungsstation am selben Standort, nicht. Außerdem entsprechen die abgebildeten Laufzeiten nicht unbedingt den Charterlaufzeiten, die zum Teil deutlich länger sind, siehe auch Tabelle 2 im Annex (das gilt für alle Studien). Für die FSRUs der Betreiber, die auch Onshore-Terminals an denselben Standorten planen, gehen wir davon aus, dass der FSRU-Betrieb eingestellt wird, sobald das Onshore-Terminal betriebsbereit ist.

**Niedrige Annahmen zu Netto-Importen aus Nachbarländern und die zum Teil unvollständige Darstellung der neuen und geplanten LNG-Importkapazitäten des BMWK und des EWI erzeugen den Anschein, dass Onshore-Terminals zusätzlich zu FSRUs notwendig werden könnten.** Die ganzheitliche Betrachtung der Sachlage sowie der geplanten FSRU-Kapazitäten und deren Charterdauer zeigt auf, dass diese Kapazitäten bei weitem ausreichen, um den zukünftigen Gasverbrauch zu decken. Zusätzliche Onshore-Terminals sind daher nicht notwendig. Der Betrieb von Onshore-Terminals ist bei langer Laufzeit zwar kostengünstiger, allerdings besteht gegenüber FSRUs der substantielle Nachteil, dass Onshore-Terminals größere Lock-in Risiken verursachen. Sobald FSRU-Kapazitäten nicht mehr benötigt werden, können einzelne FSRUs weiterverchartert werden. Onshore-Terminals sind weniger flexibel und haben eine längere Betriebslaufzeit. Dieser Sachverhalt wirkt für die Betreiber wie eine Versicherung für den Fortbestand des Geschäftsmodells. FSRUs sind daher aus klimapolitischer Sicht den Onshore-Terminals vorzuziehen.

## Klimapolitische Risiken werden außer Acht gelassen

**Die Inbetriebnahme aller geplanten LNG-Terminals, insbesondere der fest installierten, hätte enorme klimapolitische Risiken zur Folge.** Die Treibhausgasemissionen, die aus der Verbrennung des aus Nachbarländern importierten, sowie des heimisch-produzierten Erdgases entstehen, füllt bereits den größten Teil des zulässigen Emissionsbudgets laut Klimaschutzgesetz (KSG) aus (siehe Abbildung 4). Zur deutlicheren Veranschaulichung: Das Emissionspotential der Gesamtkapazität der neuen und geplanten Terminals alleine würde schon zu großen Teilen das zulässige



Treibhausgasbudget laut KSG ausfüllen. Die neuen und geplanten Terminals erhöhen also deutlich das Risiko, dass der Pfad zur Klimaneutralität 2045 außer Reichweite gerät.

**Das LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG) ermöglicht Betreibern einen uneingeschränkten Betrieb der Anlagen mit fossilem Gas bis Ende 2043.** Sollten diese Kapazitäten vollends ausgeschöpft werden ist der vorgeschriebene Pfad zur Klimaneutralität in Deutschland bis 2045, wie gesetzlich beschlossen, nicht möglich. Insbesondere die fest installierten Terminals sind problematisch und generieren Lock-in-Effekte. Die Terminals müssten auch nach 2030 noch weiter betrieben werden, um wirtschaftlich sich zu rentieren, wobei der Gasverbrauch zu diesem Zeitpunkt bereits drastisch sinken sollte und Importe aus Nachbarländern ausreichen würden. Die Modellierungen des BMWK und des EWl blenden diese klimapolitischen Risiken aus, indem sie den Gasverbrauch und -importe nur bis 2030, bzw. 2035, darstellen. Die möglichen Treibhausgasemissionen werden weder im Bericht des BMWK noch in der Studie des EWl quantifiziert noch in einer anderen Weise dargestellt.

**Emissionspotential und zulässiger Verbrauch**      **Emissionspotential der neuen und geplanten Terminals und zulässiger Verbrauch**

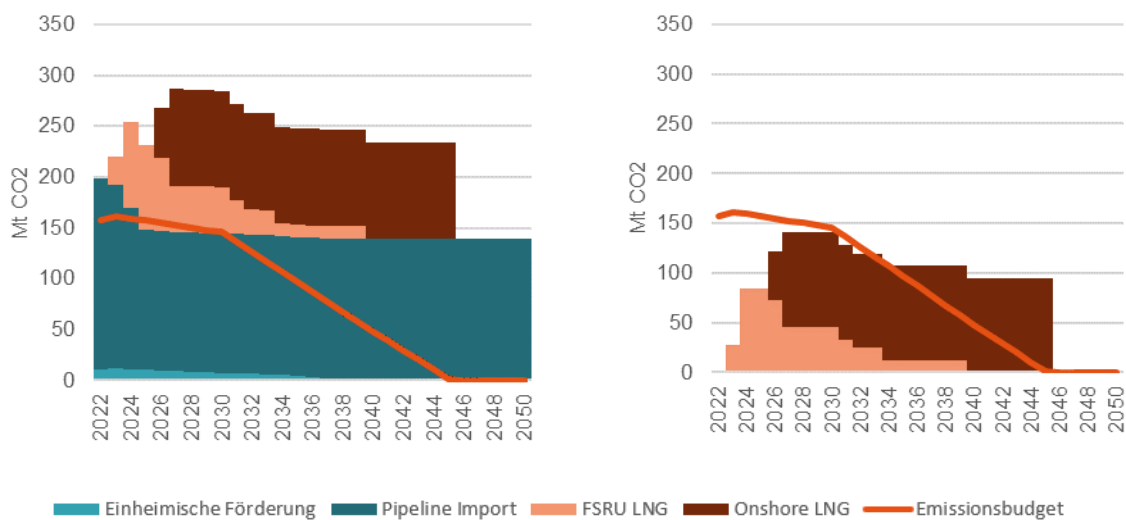


Abbildung 4: Potenzielle Treibhausgasemissionen durch Verbrennung von Erdgas aus einheimischer Produktion, Pipeline und LNG-Importen, sowie zulässiger Verbrauch nach KSG (Prognos, Öko-Institut and Wuppertal-Institut, 2021). Abbildung basiert auf den Basis-Annahmen dieser Studie.

**Das BMWK rechnet zum Teil mit einem Gasverbrauch, der die Sektorziele des Klimaschutzgesetz gefährdet.** Das diesem Bericht zugrunde liegende Verbrauchsszenario beschreibt die Entwicklung des Gasverbrauchs in Deutschland wie er unter Einhaltung der Sektorziele des KSG zulässig wäre und entspricht daher einem KSG-konformen Treibhausgasbudget (Prognos, Öko-Institut and Wuppertal-Institut, 2021) (siehe Abbildung 5). Das BMWK geht von einem Verbrauchsszenario aus, welches einem vergleichbaren Treibhausgasbudget wie nach unseren Berechnungen entspräche, addiert allerdings einen Risikoaufschlag von jährlich 10% zusätzlichem Verbrauch hinzu. Ein pauschaler Risikoaufschlag auf den Endverbrauch, nicht jedoch auf die Importkapazität, stellt unserer Meinung nach kein sinnvolles Szenario dar, um die Energiesicherheit des Systems zu untersuchen. Saisonale Schwankungen im Verbrauch, zum Beispiel auf Grund eines kalten Winters, sind zwar denkbar, gleichen sich über die Jahre jedoch in der Regel aus. Im Ganzen darf der Verbrauch das zulässige Verbrauchsszenario, bzw. Treibhausgasbudget, nicht überschreiten, um keinen Bruch mit dem KSG zu riskieren. Sollte sich der Risikoaufschlag von 10% für alle Jahr realisieren, bzw. als notwendig rausstellen, dann würde Deutschland seine Sektorziele des KSG verfehlen. Das BMWK thematisiert die klimapolitischen Aspekte des modellierten Verbrauchsszenario nicht.

Das Verbrauchsszenario des EWI beschreibt den stärksten Rückgang im Verbrauch. Das Szenario basiert auf dem 1.5°C-kompatiblen Net-Zero Szenario der Internationalen Energieagentur (IEA) und stellt daher noch besser als die Sektorziele des KSG dar, inwiefern sich der Gasverbrauch in Deutschland in den kommenden Jahren mit Blick auf die Einhaltung des Pariser Klimaabkommens entwickeln sollte. Das Verbrauchsszenario der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB Gas) hingegen überschreitet die Sektorziele des Klimaschutzgesetz deutlich (FNB Gas, 2022).

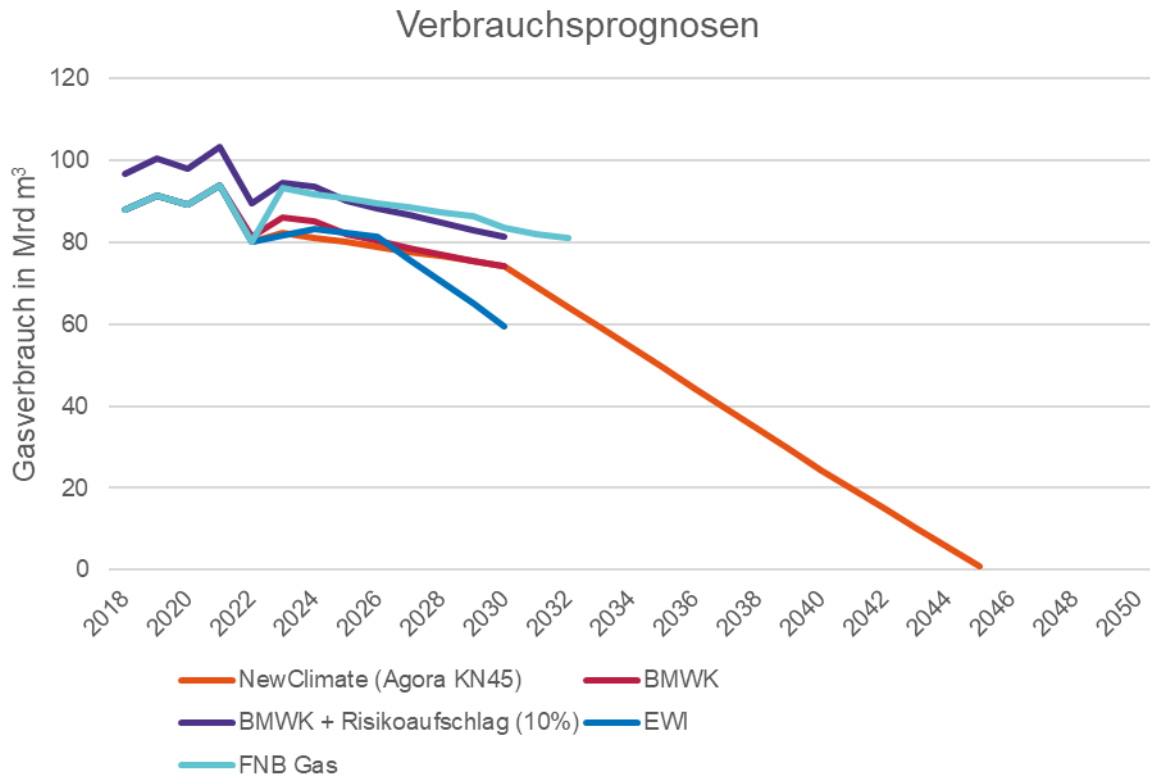


Abbildung 5: Vergleich der Verbrauchsszenarien. Die Reporte des BMWK und des EWI führen den Verbrauch nur bis 2030 explizit auf. Das Verbrauchsszenario der FNB Gas geht bis 2032. Der Verbrauch in Agora Energiewendes Klimaneutralen Deutschland 2045 Szenario wird bis 2045 modelliert.

## Geringe Auslastung der Terminals führt zu wirtschaftlichen Risiken

Die unvollständige Darstellung von Netto-Importen aus Nachbarländern sowie der neuen und geplanten LNG-Importkapazitäten in den Szenarien des BMWK und des EWI kann dazu führen, dass wirtschaftliche Risiken unterschätzt werden. Unsere Modellierung errechnet eine Auslastung der neuen und geplanten LNG-Importkapazitäten von maximal 11% im Jahr bis 2025 und von lediglich 1% im Jahr 2030 (siehe Abbildung 6). Das BMWK und das EWI gehen von höheren Auslastungen aus, die allerdings trotz unvollständiger Darstellung des geplanten Zubaus zum Teil weit unter 50% liegen. Im Jahr 2030, zum Beispiel, liegt die Auslastung der LNG-Terminals im BMWK-Szenario bei nur 23%. Von einer profitablen Nutzung der Anlagen kann bei einer derart niedrigen Auslastung nicht ausgegangen werden.

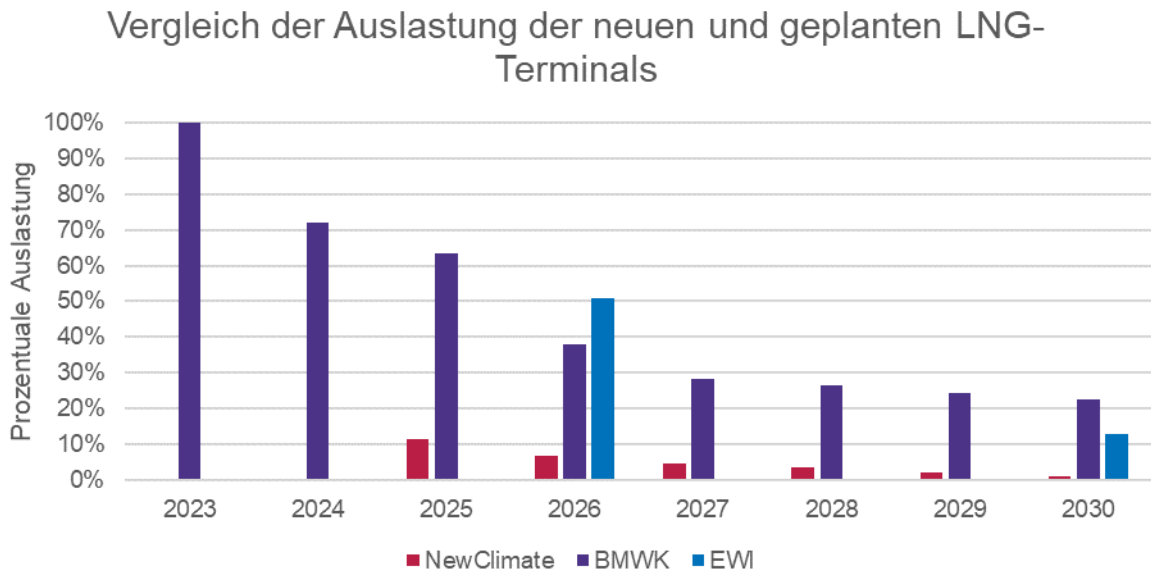


Abbildung 6: Prozentuale Auslastung der neuen und geplanten LNG-Terminals. Für die Jahre 2023 und 2024 ist die Auslastung laut unserer Berechnung gleich Null. Der Bericht des EWI liefert Auslastung nur in Intervallen für die Jahre 2026, 2030, und 2035 (hier nur 2026 und 2030 dargestellt).

**Der enorme Kostenaufwand für den Ausbau der neuen und geplanten LNG-Terminals kann bei derart niedriger Auslastung der Anlagen nicht gerechtfertigt werden.** Bis 2026 fallen jährlich Charterraten für FSRUs und Investitions- und Betriebskosten von zwischen ca. EUR 800 Million und EUR 1 Milliarden an (siehe Abbildung 7). Investitions- und Betriebskosten sinken laut BMWK ab 2027, allerdings bleiben Charterraten für FSRUs über den gesamten Zeitraum der Charterverträge bis teilweise 2039 bestehen, selbst wenn die Importkapazitäten nicht mehr benötigt werden. Eine Weitervercharterung ist zwar möglich, jedoch ist eine Nachfrage nach FSRUs in Zukunft nicht sicher gegeben, da der Gasverbrauch global sinken muss. Die Charterkosten für die im Konzept des BMWK nicht einbezogenen, aber bereits gecharterten schwimmenden Terminals belaufen sich auf insgesamt 1,2 Milliarden Euro bis zum Ende der Charterverträge.<sup>2</sup>

Das BMWK schätzt Einnahmen aus der Vermarktung von importierten LNG für das Jahr 2023 auf zwischen EUR 60-90 Millionen und geht von Gesamteinnahmen zwischen EUR 690-930 Millionen für den Zeitraum 2024-2027 aus. Diese Schätzung ist unseren Berechnungen nach nur zutreffend, wenn man von einer hundertprozentigen Auslastung der Anlagen ausgeht (siehe Abbildung 7). Unter Berücksichtigung der Auslastungen, die aus dem BMWK-Bericht hervorgehen, belaufen sich die Gesamteinnahmen für den Zeitraum 2024-2027 unseren Berechnungen nach auf nicht mehr als ca. EUR 300 Millionen. Noch geringere Gesamteinnahmen sind zu erwarten, wenn Netto-Importe nicht derart stark zurückgehen, wie vom BMWK angenommen.

<sup>2</sup> FSRU Brunsbüttel ist laut BMWK 4 Jahre geplant (Tabelle 1), aber 10 Jahre gechartert (Tabelle 2), Stade 3 Jahre geplant aber 15 Jahre gechartert, Wilhelmshafen 2 Jahre geplant aber 5 Jahre gechartert. Insgesamt sind damit 21 Jahresraten fällig für gecharterte, aber nicht genutzte FSRU. Bei einer Charterrate von 55 Million € pro Jahr laut BMWK sind es insgesamt 1.155 Millionen €.

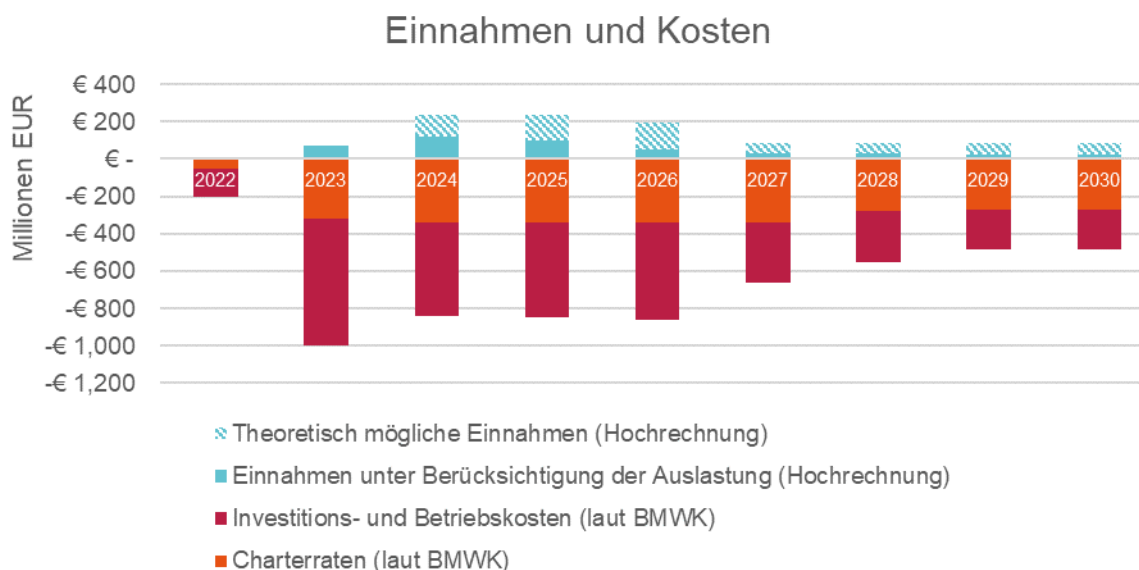


Abbildung 7: Kosten für vom Bund betriebene LNG-Terminals laut BMWK (2023). Das BMWK geht von Einnahmen von EUR 70–90 Millionen aus Vermarktung der LNG-Importe im Jahr 2023 aus. Einnahmen für die Jahre 2024–2030 entsprechen hier proportionalen, nominalen Hochrechnungen unter Berücksichtigung der modellierten Bundes-FSRUs und Auslastungen bei Verbrauch ohne Risikoaufschlag, wie sie aus dem Bericht des BMWK hervorgehen.

## Wasserstoff-Readiness und Bedarf bleiben fragwürdig

**Das BMWK und das EWI belegen weder, dass neue und geplante Terminals wasserstoffkompatibel sind, noch ob Wasserstoffimport-Kapazitäten im geplanten Umfang notwendig sein werden.** Das BMWK erwartet, dass die Onshore-Terminals in Brunsbüttel und Stade „soweit wie möglich“ für den Import von grünem Wasserstoff vorgerüstet werden (BMWK, 2023, p. 4). Laut LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG) müssen Betreiber Anträge auf Betrieb mit grünem Wasserstoff erst bis 2035 stellen. Des Weiteren ist der Betrieb von wasserstoffinkompatiblen Terminals bis Ende 2043 laut LNGG uneingeschränkt möglich. Eine betriebswirtschaftliche Notwendigkeit für das kostenintensive Vorrüsten ist auf Grund dieser Schonfristen nicht gegeben (Höhne, Marquardt and Fekete, 2023). Zudem sind nicht alle Fragen zur technischen Machbarkeit geklärt (Riemer and Jung, 2023).

**Das Onshore-Terminal in Wilhelmshaven wird als Grüngasterminal bezeichnet, ist aber letztendlich ein ganz normales Erdgas-LNG-Terminal.** Hinter der Bezeichnung „Grüngasterminal“ steht lediglich die Annahme, dass LNG aus erneuerbaren Quellen importiert wird. Dies ist über eine Methanisierung von erneuerbar-hergestelltem Wasserstoff theoretisch möglich. Rein technisch stellt die Anlage jedoch ein herkömmliches LNG-Terminal dar. Spekulativ bleibt hier sowohl, ob ein Angebot an „grünem LNG“ bestehen wird als auch die Nachfrage dafür in Deutschland.

**Die Nachfrage nach emissionsfreiem Gas bzw. Wasserstoff in Deutschland, insbesondere nach Wasserstoff-Importen über den Seeweg, bleibt begrenzt.** Laut Agora Energiewendes Klimaneutrales Deutschland 2045 Szenario wächst der deutsche Bedarf an Wasserstoff bis 2030 auf maximal 63 TWh pro Jahr (Prognos, Öko-Institut and Wuppertal-Institut, 2021). Einheimische Elektrolysekapazitäten sollen bis 2030 auf 10 GW steigen, woraus sich ca. 28 TWh grüner Wasserstoff produzieren ließe (siehe Abbildung 8). Der resultierende Importbedarf an grünem Wasserstoff (35 TWh in 2030) ließe sich bereits durch existierende Pipeline-Kapazitäten schließen, sowie durch die geplanten Wasserstoff-Pipelineverbindungen mit Spanien (geplante Gesamtkapazität von 79 TWh pro Jahr ab 2030) und Norwegen (mögliche Lieferungen von bis zu 50 TWh pro Jahr nach Deutschland ab 2030) (Clean Energy Partnership, 2023; Tagesschau, 2023).

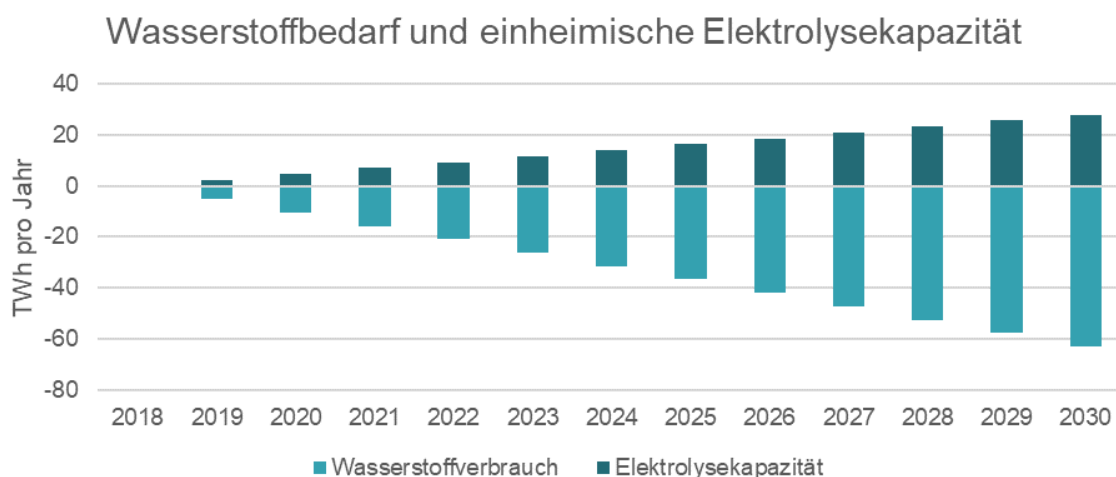


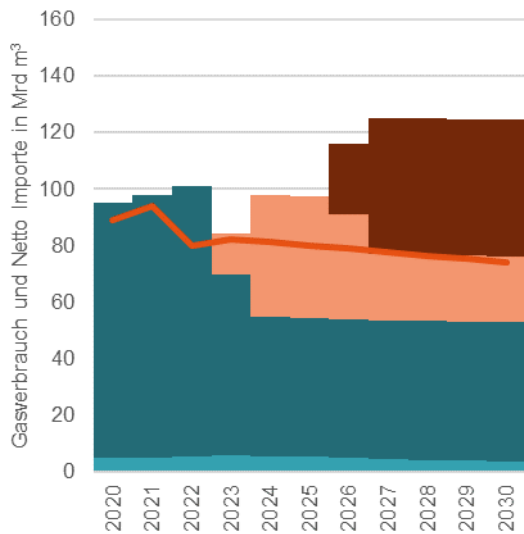
Abbildung 8: Wasserstoffbedarf und einheimische Elektrolysekapazität nach Prognos (2021). Für die Leistung der Elektrolysekapazität wurde ein jährlicher Betrieb von 4000h und eine Elektrolyseeffizienz von 70% angenommen (vgl. Siebel (2022)).

## Energiesicherheit wird durch geringere Abhängigkeit von fossiler Energie erreicht, nicht durch LNG-Überkapazität

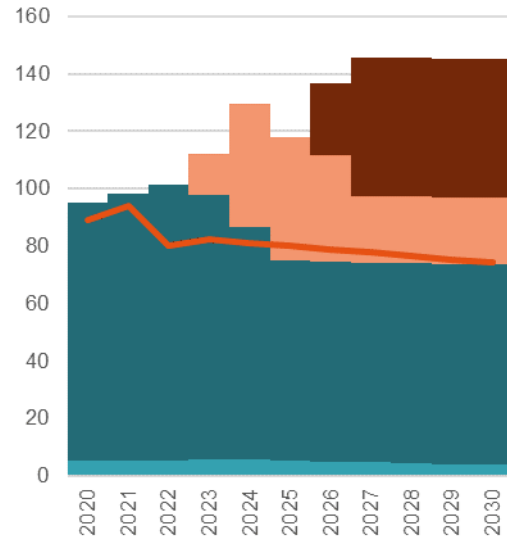
Das Ziel der klimafreundlichen und krisensicheren Energieversorgung ist nur durch die Verminderung der Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger wie Erdgas, und dem gleichzeitigen Ausbau von erneuerbarer Energie, möglich, nicht jedoch durch LNG-Überkapazität. Der Import von LNG ist nur eine Zwischenlösung, um einen kurzfristigen Versorgungsengpass zu schließen. Der Ausbau von LNG-Importkapazitäten stellt also lediglich eine sinnvolle Maßnahme zur zwischenzeitlichen Gewährleistung der Energiesicherheit dar, wenn die neuen Anlagen in ihrem Umfang und ihrer Laufzeit das eigentliche Ziel der Energiewende in Deutschland nicht beeinträchtigt. Es gilt daher auch im Interesse der Energiesicherheit Überkapazitäten und Überlaufzeiten so klein wie möglich zu halten, um mögliche Lock-in Effekte zu vermeiden.

Auch in möglichen Extremszenarien, wie zum Beispiel bei Ausfall von wichtigen Pipelines, sind die neuen und geplanten LNG-Importkapazitäten überdimensioniert und fest installierte Terminals nicht nötig. Selbst wenn der Netto-Import aus Nachbarländern im Jahr 2023 um knapp 40% fällt im Vergleich zu 2022, wären die neuen und geplanten FSRUs (ohne Berücksichtigung von Lubmin 2 / Phase 2 sowie der Regasifizierungsstation) ausreichend, um Deutschlands Gasverbrauch zu decken (siehe Abbildung 9). Bis 2030 könnten die Netto-Importe im Vergleich zu 2022 um sogar 50% zurückgehen, ohne das Onshore-Terminals notwendig werden. Speicherkapazitäten und weitere mögliche Einsparungen sind hier noch nicht mitgerechnet. Selbst der Ausfall der Pipeline aus Norwegen würde laut Gasspeicherverband nicht zu einer Gasmangellage in Deutschland oder der EU führen (INES, 2023; Schlandt, 2023), auch weil der Strukturausfall durch weitere Pipelines (zum Beispiel Norwegen-Großbritannien oder Norwegen-Niederlande) ausgeglichen werden kann und das europäische Angebot die Bedarfe deckt.

**Rückgang der Pipeline Netto-Importe um bis zu 50% bis 2030**



**Erwartete Pipeline Netto-Importe**



■ Einheimische Förderung   
 ■ Netto Pipeline Importe   
 ■ FSRU LNG  
■ Onshore LNG   
 — Verbrauchsszenario

Abbildung 9: Extremfall: Netto Pipeline-Importe halbieren sich bis 2030 im Vergleich zu 2022 (links) im Vergleich zu unserer realistischen Schätzung (rechts). Die LNG-Kapazitäten entsprechen unserer konservativen Interpretation des aktuellen Planungsstands, d.h. schwimmende Terminals könnten länger betrieben werden falls nötig. Der Gasverbrauch basiert auf Agora Energiewendes Klimaneutrales Deutschland 2045 Szenario (Prognos, Öko-Institut and Wuppertal-Institut, 2021).

## Referenzen

Aitken, G., Langenbrunner, B. and Zimmerman, S. (2022) *Europe Gas Tracker Report*. Available at: [https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2022/04/EUGasReport2022\\_final.pdf](https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2022/04/EUGasReport2022_final.pdf).

Bergamt Stralsund (2023) 'Energierightliches Plangenehmigungsverfahren für den Bau und den Betrieb des Landabschnitts des Vorhabens "Ostsee LNG" (Molchempfangsstation (MES) der Ostsee-Anbindungs-Leitung (OAL))'. Stralsund: Anhörungs- und Planfeststellungsbehörde.

BMWK (2023) *Bericht des Bundeswirtschafts- und Klimaschutzministeriums zu Planungen und Kapazitäten der schwimmenden und festen Flüssigerdgasterminals*. Available at: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/20230303-Ing-bericht.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/20230303-Ing-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=6).

Buli, N. (2022) 'Norway gives go-ahead for Oseberg gas field expansion', *Reuters*. Available at: <https://www.reuters.com/business/energy/norway-gives-go-ahead-oseberg-gas-field-expansion-2022-12-01/>.

Clean Energy Partnership (2023) *H2Med: Wasserstoff-Pipeline soll Südeuropa mit Deutschland verbinden*. Available at: <https://cleanenergypartnership.de/h2med-wasserstoff-pipeline-soll-suedeuropa-mit-deutschland-verbinden>.

FNB Gas (2022) *Netzentwicklungsplan 2022*. Available at: <https://fnb-gas.de/netzentwicklungspläne/netzentwicklungsplan-2022/>.

Gayet, A.-S. (2023) 'Belgien will Gaslieferungen nach Deutschland verdoppeln', *Euractiv*. Available at: <https://www.euractiv.de/section/europa-kompakt/news/belgien-will-gaslieferungen-nach-deutschland-verdoppeln/>.

Höhne, N., Marquardt, M. and Fekete, H. (2022) *Pläne für Deutsche Flüssigerdgas Terminals sind massiv überdimensioniert*. Available at: [https://newclimate.org/sites/default/files/2022-12/lng\\_deutschland\\_web\\_0.pdf](https://newclimate.org/sites/default/files/2022-12/lng_deutschland_web_0.pdf) (Accessed: 9 February 2023).

Höhne, N., Marquardt, M. and Fekete, H. (2023) *Pläne für deutsche Flüssigerdgas-Terminals nicht im Einklang mit dem deutschen Klimaschutzgesetz*. Available at: [https://newclimate.org/sites/default/files/2023-02/LNG\\_Deutschland\\_Annex.pdf](https://newclimate.org/sites/default/files/2023-02/LNG_Deutschland_Annex.pdf).

Holz, F. et al. (2023) *Deutschlands Gasversorgung ein Jahr nach russischem Angriff auf Ukraine gesichert, kein weiterer Ausbau von LNG-Terminals nötig*. Available at: [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.866804.de/diw\\_aktuell\\_86.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.866804.de/diw_aktuell_86.pdf).

INES (2023) 'Versorgungssicherheit Gas'. Available at: [https://erdgasspeicher.de/wp-content/uploads/2023/03/20230313\\_INES-Szenarien\\_Gasversorgungssicherheit-2.pdf](https://erdgasspeicher.de/wp-content/uploads/2023/03/20230313_INES-Szenarien_Gasversorgungssicherheit-2.pdf).

Kreutzfeldt, M. (2023) 'Wirtschaftsministerium rechnet mit Überkapazitäten bei LNG-Terminals', *TableBerlin*, 6 January. Available at: <https://table.media/berlin/analyse/lng-terminals-auch-habecks-ministerium-sieht-ueberkapazitaeten/>.

Lundgren, K. (2023) 'Norway's \$30 Billion of Projects to Sustain Gas Flow to 2026', *Bloomberg*. Available at: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-01-09/norway-s-30-billion-of-new-projects-to-sustain-gas-flow-to-2026?accessToken=eyJhbGciOiJIUzI1NiIsInR5cCI6IkpXVCJ9.eyJzb3VyY2UiOiJlTkdWJzY3JpYmVYR2lmdGVkQXJ0aWNsZSIsImhhdCI6MTY3ODc5Mzc4MCwiZXhwIjoxNjc5Mzk4NTgwLjJhcnRyY2xISWQiOiJSTzdLSVVEV1JHRzAwMSIsImJjb25uZWNoSWQiOiJGREMzMjM1RTU3MEI0Rjg5QjM5OUQwQzEwRTUzRkRBOCJ9.aFW0z3mYtolq8GiCosUDrjPmEI8At4LywtfFSyMsDbc>.

Prognos, Öko-Institut and Wuppertal-Institut (2021) *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann*. Available at: [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_04\\_KNDE45/A-EW\\_209\\_KNDE2045\\_Zusammenfassung\\_DE\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf) (Accessed: 1 December 2022).

Riemer, M. and Jung, A.-C. (2023) 'Haben LNG-Terminals eine klimaneutrale Zukunft?' Fraunhofer ISI. Available at: <https://www.isi.fraunhofer.de/de/presse/2022/presseinfo-25-lng-terminals-wasserstoff-ammoniak.html>.

Schlandt, J. (2023) 'Gasspeicherverband: Überdimensionierte LNG-Kapazität', *Tagesspiegel*

*Background.* Available at: <https://background.tagesspiegel.de/>.

Siebel, T. (2022) 'H<sub>2</sub>-Bedarf in Deutschland wird Elektrolysekapazität übersteigen'. Springer. Available at: <https://www.springerprofessional.de/wasserstoff/produktion---produktionstechnik/h2-bedarf-in-deutschland-wird-elektrolysekapazitaet-uebersteigen/23349848#:~:text=Im Jahr 2030 werden in,Analyse aus dem Juni 2022.>

Süddeutsche Zeitung (2023) 'Rekordjahr für Norwegen'. Available at: <https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/gas-exporte-rekordjahr-fuer-norwegen-1.5732973>.

Tagesschau (2023) *Norwegen wird Wasserstofflieferant.* Available at: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/norwegen-wasserstoff-2023-deutschland-101.html>.

Vey, M. *et al.* (2023) *Analyse der globalen Gasmärkte bis 2035.* Available at: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/20230303-Ing-studie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8#:~:text=Eine Simulation der Gasmärkte bis,%2C Investitionsbedarfe%2C Handelsflüsse und Preise.&text=Es werden Projekte mit Investitionsentscheidung,z.](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/20230303-Ing-studie.pdf?__blob=publicationFile&v=8#:~:text=Eine Simulation der Gasmärkte bis,%2C Investitionsbedarfe%2C Handelsflüsse und Preise.&text=Es werden Projekte mit Investitionsentscheidung,z.)



## Annex

Terminal	Betreiber	Min Kapazität	Max Kapazität	Angenommene Kapazität	Start Jahr	End Jahr	Charterzeit / Kommentar
<b>FSRUs</b>							
Brunsbüttel (Phase 1)	RWE	3.5	3.5	3.5	2023	2026	10 Jahre
Brunsbüttel (Phase 2)	RWE	4	4	4	2024	2026	10 Jahre
Wilhelmshaven 1	Uniper	5	7.5	6.25	2023	2033	10 Jahre
Wilhelmshaven 2	TES	5	6.9	5.95	2023	2025	5 Jahre (Ablöse durch Onshore-Terminal)
Rügen / Lubmin 1 (Phase 1)	Deutsche ReGas	4.5	4.5	4.5	2023	2031	Betriebserlaubnis bis Ende 2031
Rügen / Lubmin 1 (Phase 2)	Deutsche ReGas	5	7.5	6.25	2023	2030	Mindestens bis 2030
Rügen / Lubmin 2 (Phase 1)	RWE / Stena	5	7.5	6.25	2023	2026	15 Jahre (Ablöse durch Onshore-Terminal)
Stade	Hanseatic Energy Hub	5	7.5	6.25	2023	2026	15 Jahre (Ablöse durch Onshore-Terminal)
<b>Onshore-Terminals</b>							
Wilhelmshaven	TES	20	30	25	2025	2045	20 Jahre
Brunsbüttel	RWE / Gasunie	10	10	10	2026	2046	20 Jahre
Stade	Hanseatic Energy Hub	13.3	13.3	13.3	2026	2046	20 Jahre

Tabelle 2: Annahmen zur Modellierung der LNG-Importkapazitäten

Szenario	2022 (Q1-Q4)		2022 (Q4 aufs Jahr gerechnet)		2023		2030	
	Importe	Exporte	Importe	Exporte	Importe	Exporte	Importe	Exporte
NewClimate	147	51	118	26	118	26	96	26
BMWK					97	35	98	34
EWI					106	25	83	34

Tabelle 3: Vergleich der Annahmen zu Pipeline Importen und Exporten

**NewClimate – Institute for  
Climate Policy and Global  
Sustainability gGmbH**

**Cologne Office**

Waidmarkt 11a  
50676 Cologne, Germany

**Berlin Office**

Schönhauser Allee 10-11  
10119 Berlin, Germany

Phone: +49 221 999 83 300 (19)

Email: [info@newclimate.org](mailto:info@newclimate.org)

Website: [www.newclimate.org](http://www.newclimate.org)

**NEW  
CLIMATE**  
INSTITUTE