

Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG  
Niederlassung Cuxhaven

Antrag auf Planfeststellung  
für den  
Anleger für verflüssigte Gase mit  
Südhafen-Erweiterung in Stade-Bützfleth

Gemäß §§ 68 ff WHG iVm §§ 107 ff NWG

Heft 1

Bedarfsanalyse

Ramboll, Rostock

---

Adressat

**Hanseatic Energy Hub GmbH**  
**Am Sandtorkai 48**  
**20457 Hamburg**

Dokumententyp

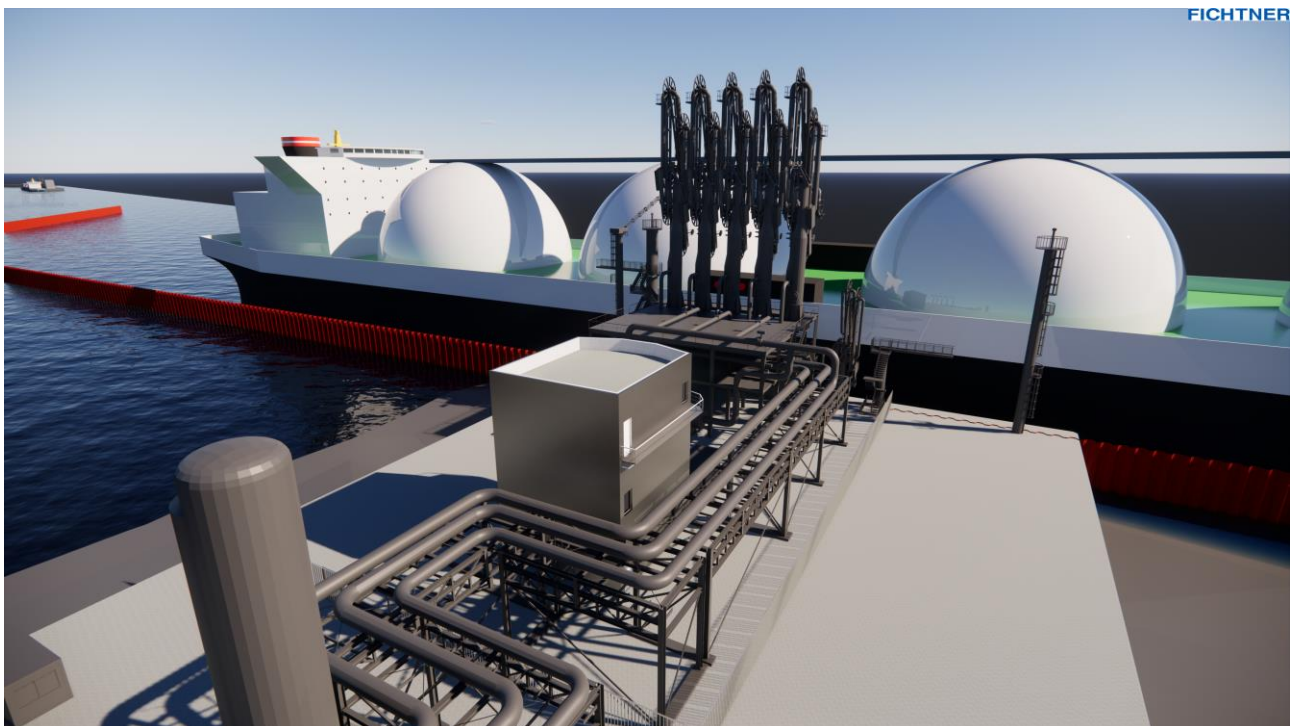
**Endbericht**

Datum

**November 2021**

# BEDARFSANALYSE FÜR EINEN ANLEGER FÜR VERFLÜSSIGTE GASE IM SEEHAFEN STADE

## ENDBERICHT



# **BEDARFSANALYSE FÜR EINEN ANLEGER FÜR VERFLÜSSIGTE GASE IM SEEHAFEN STADE ENDBERICHT**

Projektname **Bedarfsanalyse für einen Anleger für  
verflüssigte Gase im Seehafen Stade**

Projekt Nr. **301001177**

Empfänger **Hanseatic Energy Hub GmbH**

Dokumententyp **Endbericht**

Datum **November 2021**

In Kooperation mit **Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik  
Universitätsallee 11 - 13  
28359 Bremen**



**BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH**  
Alfonsstraße 44  
52070 Aachen



Energie. Weiter denken

Bildnachweise **Berichtsdeckblatt: Fichtner GmbH & Co. KG**

Ramboll  
Dierkower Damm 29  
18146 Rostock

Telefon: +49 381 252 952 0  
E-Mail: [rostock@ramboll.com](mailto:rostock@ramboll.com)  
Web: <https://de.ramboll.com>

Ramboll Deutschland GmbH  
Jürgen-Töpfer-Straße 48  
22763 Hamburg

Amtsgericht Hamburg, HRB 168273  
Geschäftsführer:  
Stefan Wallmann, Hannes Reuter

BNP Paribas S.A. Niederlassung  
Deutschland  
IBAN: DE40512106004223034010  
BIC: BNPADEFFXXX

# INHALT

## Inhalt 1

<b>Abbildungen</b>	<b>3</b>
<b>Tabellen</b>	<b>5</b>
<b>Abkürzungen</b>	<b>6</b>
<b>1. Aufgaben- und Zielstellung</b>	<b>7</b>
1.1 Energiewirtschaftliche Ausgangslage	7
1.2 Voraussetzungen im Stader Seehafen	10
1.3 Analysezielstellung	13
<b>2. Nationale Gasnachfrage</b>	<b>14</b>
2.1 Vorgehensweise und Methodik	14
2.2 Historische und gegenwärtige Gasmarktentwicklung	15
2.3 Entwicklungsprojektion der Gasnachfrage	19
2.3.1 Metaanalyse der langfristigen Gasmarktentwicklung	19
2.3.2 Sektorspezifische Entwicklung des Gasbedarfs	21
2.3.3 Saisonalität und Bedarfsspitzen	25
2.4 Entwicklungsprojektion des Gasaufkommens	27
2.4.1 Klimapolitische Zielsetzungen	27
2.4.2 Zusammensetzung des Gasbedarfs nach Energieträgern unter Berücksichtigung der klimapolitischen Zielsetzungen	28
2.4.3 Inländische Produktion	30
2.4.4 Importe und verbleibender Importbedarf	31
2.5 Anlegerbelegungszeit	36
<b>3. Gasnachfrage in der Schifffahrt</b>	<b>38</b>
3.1 Kraftstoffarten	38
3.2 Betrachtung des LNG-Bunkermarkts	39
3.2.1 Bunkerarten	39
3.2.2 Globaler LNG-Bunkermarkt	41
3.2.3 Europäischer LNG-Bunkermarkt	42
3.2.4 Regionale Perspektive	43
3.3 Regulatorische Rahmenbedingungen	44
3.4 Verbreitung LNG-Antrieb	46
3.4.1 Bestandsflotte/Ist-Stand	46

3.4.2	Orderbuch/Entwicklung	48
3.5	Nachfrageprognose für LNG als maritimer Kraftstoff	50
3.5.1	Grundlagen	50
3.5.2	Schritte 1 und 2: Entwicklung der Schiffsanläufe und Ladungsmengen bis 2019	51
3.5.3	3. Schritt: Modellierung der Ladungsmenge bis 2050	52
3.5.4	4. Schritt: Modellierung der Schiffsanläufe bis 2050	53
3.5.5	5. Schritt: Modellierung der LNG-Nachfrage	53
3.6	Anlegerbelegungszeit	59
<b>4.</b>	<b>Break-Bulk-Gasnachfrage</b>	<b>60</b>
<b>5.</b>	<b>(Über-)Regionale Gas- und Chemikaliennachfrage</b>	<b>61</b>
5.1	Güterumschlag	61
5.2	Anlegerbelegungszeit	63
<b>6.</b>	<b>Zusammenfassung</b>	<b>65</b>
	<b>Literatur</b>	<b>68</b>
	<b>Anlagen 73</b>	

## ABBILDUNGEN

<b>Abbildung 1  </b>	<b>Tagesgangkurve von Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland im April 2021</b>	<b>8</b>
<b>Abbildung 2  </b>	<b>Kosten der Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse mit Strom aus dem Stromnetz</b>	<b>9</b>
<b>Abbildung 3  </b>	<b>Erdgasnetz und potenzielles Wasserstoffnetz</b>	<b>10</b>
<b>Abbildung 4  </b>	<b>Güterumschlag im Stader Südhafen bis 2020</b>	<b>11</b>
<b>Abbildung 5  </b>	<b>3D-Ansicht zum LNG-Terminal und Industriepark im Seehafen Stade</b>	<b>13</b>
<b>Abbildung 6  </b>	<b>Übersicht zur Vorgehensweise</b>	<b>14</b>
<b>Abbildung 7  </b>	<b>Anteil von Erdgas am deutschen Primärenergieverbrauch</b>	<b>16</b>
<b>Abbildung 8  </b>	<b>Monatsmittelwerte der Gaspreisentwicklung</b>	<b>17</b>
<b>Abbildung 9  </b>	<b>Struktur des Erdgasabsatzes nach Abnehmern in Deutschland</b>	<b>18</b>
<b>Abbildung 10  </b>	<b>Entwicklungsbandbreite des deutschen Gasbedarfs (fossile, biogene sowie synthetische Gase und Wasserstoff) für unterschiedliche Entwicklungsszenarien</b>	<b>20</b>
<b>Abbildung 11  </b>	<b>Projektion des nationalen Gasbedarfs bis 2050 segmentiert nach Sektoren</b>	<b>22</b>
<b>Abbildung 12  </b>	<b>Entwicklung von Tagesgasbedarfsspitzen im Zeitverlauf</b>	<b>26</b>
<b>Abbildung 13  </b>	<b>Klimapolitische Zielvorgaben zur Emissionsreduktion in Deutschland</b>	<b>27</b>
<b>Abbildung 14  </b>	<b>Projektion des nationalen Gasbedarfs bis 2050 segmentiert nach Energieträgern</b>	<b>28</b>
<b>Abbildung 15  </b>	<b>Projektion der nationalen Gasförderung bis 2050 segmentiert nach Energieträgern</b>	<b>30</b>
<b>Abbildung 16  </b>	<b>Projektion der nationalen Gasimporte bis 2050 (unabhängig von CO<sub>2</sub>-Emissionszielen)</b>	<b>32</b>
<b>Abbildung 17  </b>	<b>Projektion der nationalen Gasimporte bis 2050 (Berücksichtigung 95 %-Reduktionsziel CO<sub>2</sub>)</b>	<b>34</b>
<b>Abbildung 18  </b>	<b>Auslastung eines Anlegers/Löschkopfes bis 2050 zur Abdeckung der nationalen Gasnachfrage</b>	<b>37</b>
<b>Abbildung 19  </b>	<b>Bunkerverkäufe in Singapur bis H1 2021</b>	<b>38</b>

<b>Abbildung 20  </b>	<b>Anzahl der LNG capable-Schiffe über 300 GT nach Segmenten der Weltflotte, Stand 1/2021</b>	<b>48</b>
<b>Abbildung 21  </b>	<b>Kumulierte Entwicklung der Ladungsmengen und Schiffsanläufe in den Häfen DEBRB, DEBRE, DEBRV, DEHAM, DESTA, DEWVN bis 2019</b>	<b>51</b>
<b>Abbildung 22  </b>	<b>Modellierung der Ladungsmengen in den Häfen DEBRB, DEBRE, DEBRV, DEHAM, DESTA, DEWVN bis 2050</b>	<b>52</b>
<b>Abbildung 23  </b>	<b>Modellierung der Schiffsanläufe und Ladungsmengen in den Häfen DEBRB, DEBRE, DEBRV, DEHAM, DESTA, DEWVN bis 2050</b>	<b>53</b>
<b>Abbildung 24  </b>	<b>Maritime Energiemixe der IMO-Ambitions-Szenarien 7, 8 und 9 im Jahr 2050</b>	<b>54</b>
<b>Abbildung 25  </b>	<b>Modellierung der Schiffsanläufe in den Häfen DEBRB, DEBRE, DEBRV, DEHAM, DESTA, DEWVN bis 2050 nach Antriebsart</b>	<b>56</b>
<b>Abbildung 26  </b>	<b>LNG-Bunkermenge an der deutschen Nordseeküste bis 2050</b>	<b>57</b>
<b>Abbildung 27  </b>	<b>Zusammenhang von LNG-Ladungstankgröße und Schiffslänge bei LNG-Bunkerschiffen</b>	<b>58</b>
<b>Abbildung 28  </b>	<b>Auslastung eines Anlegers/Löschkopfes bis 2050 zur Abdeckung der Gasnachfrage in der Schifffahrt</b>	<b>59</b>
<b>Abbildung 29  </b>	<b>Auslastung eines Anlegers/Löschkopfes bis 2050 zur Abdeckung der Break-Bulk-Gasnachfrage</b>	<b>60</b>
<b>Abbildung 30  </b>	<b>Güterumschlag im Stader Südhafen bis 2050</b>	<b>62</b>
<b>Abbildung 31  </b>	<b>Auslastung der drei gegebenen Anleger/Löschköpfe bis 2020 zur Abdeckung der (über-)regionalen Gas- und Chemikaliennachfrage</b>	<b>63</b>
<b>Abbildung 32  </b>	<b>Auslastung der drei gegebenen Anleger/Löschköpfe bis 2050 zur Abdeckung der (über-)regionalen Gas- und Chemikaliennachfrage</b>	<b>64</b>
<b>Abbildung 33  </b>	<b>Auslastung der drei gegebenen sowie eines zusätzlichen Anlegers/Löschkopfes bis 2050</b>	<b>65</b>

## TABELLEN

<b>Tabelle 1  </b>	<b>Segmente der Flotte nach LNG capable über 300 GT, Stand 1/2021</b>	<b>47</b>
<b>Tabelle 2  </b>	<b>Einheiten im Orderbuch und Anteil der LNG capable-Schiffe über 300 GT, Stand 1/2021</b>	<b>49</b>



## ABKÜRZUNGEN

<b>BMVI</b>	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
<b>BMWi</b>	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
<b>BNetzA</b>	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
<b>CDU</b>	Christlich Demokratische Union Deutschlands
<b>CII</b>	Carbon Intensity Indicator
<b>CSU</b>	Christlich-Soziale Union in Bayern
<b>DOW</b>	DOW Deutschland Anlagengesellschaft
<b>EDC</b>	Ethylendichlorid
<b>EEDI</b>	Energy Efficiency Design Index
<b>EEXI</b>	Energy Efficiency Existing Ship Index
<b>HEH</b>	Hanseatic Energy Hub
<b>H-Gas</b>	High calorific Gas
<b>IMO</b>	International Maritime Organization
<b>IPCEI</b>	Important Projects of Common European Interest
<b>LNG</b>	Liquefied Natural Gas
<b>L-Gas</b>	Low calorific Gas
<b>MEPC</b>	Marine Environment Protection Committee
<b>NPorts</b>	Niedersachsen Ports
<b>PO</b>	Propylenoxid
<b>PtX</b>	Power-to-X
<b>SPD</b>	Sozialdemokratische Partei Deutschlands

# 1. AUFGABEN- UND ZIELSTELLUNG

## 1.1 Energiewirtschaftliche Ausgangslage

Der Deutsche Bundestag hat mit der Annahme des Entwurfs eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes im Juni 2021 den Weg für die Treibhausgasneutralität in der Bundesrepublik Deutschland bis 2045 geebnet [70|71]. Dieses Ansinnen steht in Einklang mit der Absicht, bis 2050 auch auf europäischer und globaler Ebene (nahezu) treibhausgasneutral zu wirtschaften und so die Folgen des Klimawandels insgesamt zu verringern. Zentrale Zielstellungen hierbei sind die Begrenzung des Anstiegs der weltweiten Durchschnittstemperatur auf unter 2,0°C sowie das proaktive Ergreifen von Maßnahmen zur Reduzierung des Temperaturanstiegs auf 1,5°C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau (1850-1900) [6|10|11|12].

In diesem Kontext wird in Deutschland u. a.

- der Ausbau der erneuerbaren Energien forciert, deren Anteil in Deutschland im Jahr 2020 am Bruttostromverbrauch bei 45,4 %, am Bruttoendenergieverbrauch bei 19,3 % (Berechnung gemäß EU-RL 2009/28/EG) und am Primärenergieverbrauch bei 16,4 % lag [1|13|14],
- der Ausstieg aus der Kernenergie spätestens bis zum Jahr 2022 verfolgt [5], die 2020, vorläufig geschätzt, einen Anteil von 6,0 % am Primärenergieverbrauch hatte [2],
- der Ausstieg aus der Verstromung von Braun- und Steinkohle spätestens bis zum Jahr 2038 vorangetrieben [4], deren gemeinsamer Anteil am deutschen Primärenergieverbrauch im Jahr 2020 auf 15,8 % geschätzt wird [2],
- der Aufbau einer auf erneuerbaren Energien basierenden, treibhausgasneutralen Wasserstoffwirtschaft vorangetrieben, die neben der Etablierung von Erzeugungskapazitäten in Deutschland in erheblichem Umfang einen Import von synthetischem Wasserstoff (bzw. einen Import anderer synthetischer Power-to-X-Energieträger/-derivate) vorsieht [3|63|72], sowie
- ab 2021 eine allgemeine, stetig steigende Abgabe auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben [8].

Grundlage einer erfolgreichen Energiewende ist neben der sektorenübergreifenden Umsetzung von Effizienzsteigerungsmaßnahmen insbesondere die Steigerung der Produktion von Strom durch erneuerbare Energien sowie die signifikante Erhöhung ihres Anteils am gesamten Primärenergieverbrauch. Der Ausbauzustand der erneuerbaren Energien national und weltweit im Status quo zeigt jedoch nicht nur deutlich, wie ambitioniert die gesteckten Ziele der Energiewende sind, sondern auch, in welchem Umfang in der Übergangszeit zu einer vollständig treibhausgasneutralen Gesellschaft alternative Energieträger zur Sicherstellung der Energieversorgung von Bedeutung sein werden.

Der Anteil von Kernenergie sowie Braun- und Steinkohle am deutschen Primärenergieverbrauch liegt im Status quo noch bei 21,8 %. Für beide Energieträger ist in Deutschland ein kurzfristiger bzw. mittelfristig schrittweiser Ausstieg verbrieft. Mineralöl weist gegenwärtig einen Anteil von 33,7 % am Primärenergieverbrauch in Deutschland auf [2]. Für den Verbrauch zeichnet hier vorrangig der Verkehrssektor verantwortlich, in dem derzeit jedoch mit erheblicher Dynamik der Einsatz von Strom in Akkumulatoren und die Nutzung strombasierter Kraftstoffe in Verbrennungsmotoren bzw. Brennstoffzellen sowie die Etablierung einer korrespondierenden Tankstelleninfrastruktur forciert wird.

Im Jahr 2020 lieferte Erdgas 26,6 % der in Deutschland verbrauchten Primärenergie [2]. Mit Ausnahme von eher geringen und in den letzten Jahren stark rückläufigen Erdgasfördermengen in

Deutschland [17] wird die inländische Nachfrage derzeit fast ausschließlich über Importe durch Rohrfernleitungen aus Russland, den Niederlanden und Norwegen bedient [18]. Die Erdgasförderung in den für Deutschland wichtigen Beschaffungsmärkten Norwegen und den Niederlanden wird in den nächsten Jahren sukzessive reduziert. Ohne eine weiterführende Diversifikation der Bezugsquellen sowie der Importmöglichkeiten von Erdgas, z. B. in Form von Liquefied Natural Gas (LNG) aus Qatar oder Australien, kann von einer zunehmenden Versorgungsabhängigkeit und Preissetzungen von Russland ausgegangen werden. Diese hat sich seit der Inbetriebnahme von Nord Stream 1 im November 2011 und der in den folgenden Jahren stetig gestiegenen Auslastung der Rohrfernleitung bereits ohnehin erhöht.

Der langfristigen Zielstellung der Energiewende, bis 2050 (fast vollständig) treibhausgasneutral zu wirtschaften und auf die Nutzung fossiler Energieträger wie Mineralöl oder Erdgas zu verzichten, liegt die Notwendigkeit eines signifikanten Ausbaus der erneuerbaren Energien zugrunde. Noch wird gegenwärtig weniger als die Hälfte des gesamten deutschen Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energien abgedeckt, bezogen auf den gesamten Primärenergieverbrauch sind es zudem nur etwa ein Sechstel [13].

Abbildung 1 zeigt exemplarisch das Verhältnis von Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland im Tagesgang für den April 2021. Für die Fälle, in denen die gestapelte Fläche der erzeugten Strommenge die Verbrauchskurve überschreitet, exportiert Deutschland Strom (Netto-Export). Bei Unterschreiten der Kurve zum Stromverbrauch ist Deutschland Netto-Stromimporteur. Während die Stromerzeugung durch Biomasse und Wasserkraft ein nahezu gleichbleibendes Niveau zeigen, ist in der Darstellung die Volatilität der erzeugten Strommengen durch die erneuerbaren Energien Wind und Solar deutlich erkennbar. Die notwendige Flexibilität in der tageszeitabhängig bedarfsgerechten Erzeugung von Strom liefern konventionelle Kraftwerke, wie z. B. Kraftwerke zur Verstromung von Erdgas.

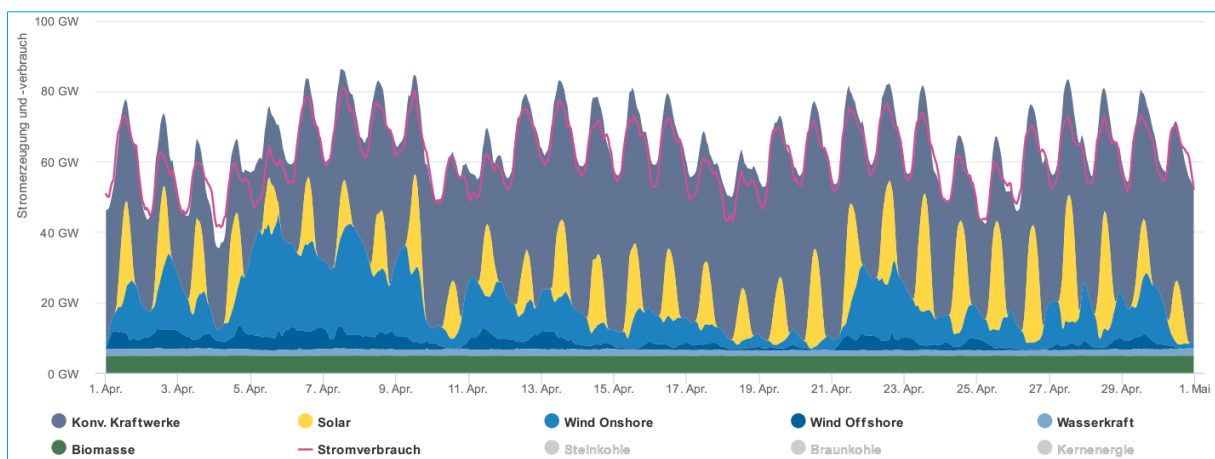


Abbildung 1 | Tagesgangkurve von Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland im April 2021 [19]

Mit dem stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien nimmt potenziell auch die Notwendigkeit der temporären Energiespeicherung zu. Eine der zentralen Herausforderungen in der Energiewende ist deshalb, die Speicherung von durch erneuerbare Energien erzeugten Strommengen in den Zeiten, in denen sie die Nachfrage übersteigen, und ihre bedarfsgerechte Freigabe bei entsprechendem Verbrauchsspitzen oder aber ihre Verwendung in anderen Sektoren. Denkbare Verfahren hierfür sind durch die derzeit in der Entwicklung und Umsetzung befindlichen Power-to-X-Technologien (PtX) gegeben. Insbesondere der Errichtung von Elektrolysekapazitäten zur Produktion von Wasserstoff wird hierbei auch in Deutschland eine hohe strategische Bedeutung beigemessen [3].

Im Mittelpunkt steht in diesem Zusammenhang die Bereitstellung von aus erneuerbaren Energien erzeugtem Wasserstoff zu einem wettbewerbsfähigen Marktpreis. Abbildung 2 soll exemplarisch den Kosten in der Wasserstoffproduktion und die kostenoptimale Spannweite der Volllaststunden eines Elektrolyseurs bei Nutzung des perspektivisch vollständig treibhausgasneutralen Stroms aus dem Stromnetz gegenüberstellen. Das optimale Niveau liegt etwa zwischen 3.000 und 6.000 Volllaststunden, was innerhalb eines Kalenderjahres einer Auslastung zwischen einem und zwei Drittel entspricht. Möglich ist damit z. B. ein Peak-Shaving der in Abbildung 1 dargestellten Spitzen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

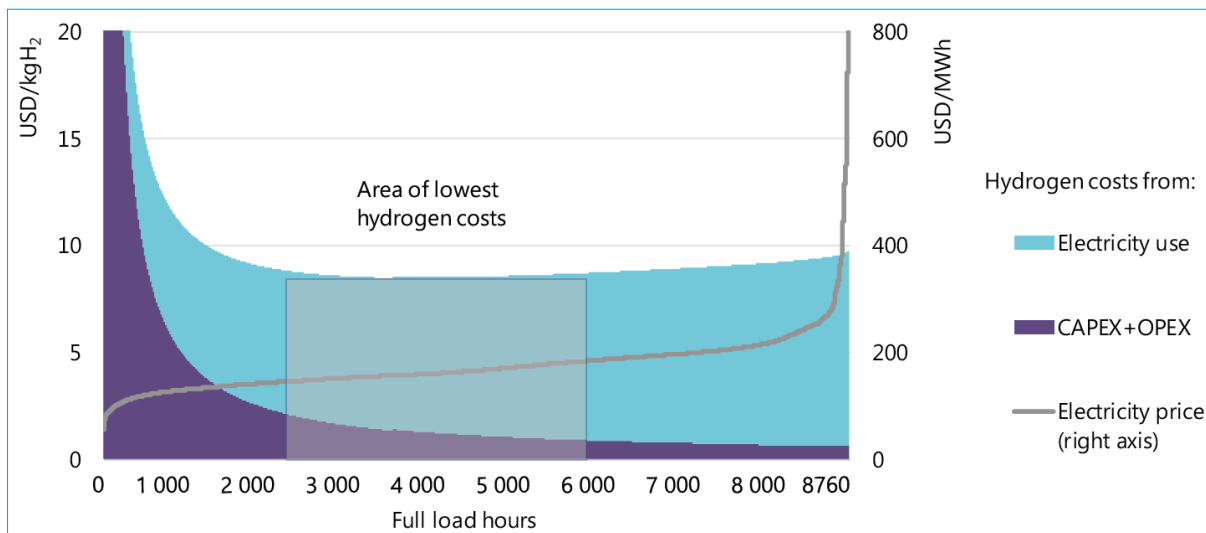


Abbildung 2 | Kosten der Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse mit Strom aus dem Stromnetz [20]

Gleichzeitig ist wahrscheinlich, dass hierdurch der Nachteil der Volatilität in der Verfügbarkeit erneuerbaren Energien nicht vollständig auszugleichen ist. Hierbei ist nicht zuletzt das Auftreten von Situationen der (kalten) Dunkelflaute zu berücksichtigen. Wie im Falle der Versorgungssicherheit, ist auch für die Versorgungsflexibilität die Bereitstellung diversifizierter Kapazitäten zum Import von Erdgas für eine Verstromung in konventionellen Kraftwerken von zentraler Bedeutung. Auch deshalb, um bei einer geringen Stromproduktion durch die erneuerbaren Energien und potenziellen Unterdeckung der Nachfrage nicht Strom aus z. B. Polen erzeugt aus Kohle und Kernenergie importieren zu müssen.

In diesem Zusammenhang haben die deutsche Bundesregierung im Koalitionsvertrag vom März 2018 festgehalten, „Deutschland zum Standort für LNG-Infrastruktur [zu] machen“ [15] sowie der Bundestag im Mai 2021 einen durch die Fraktionen der Christlich Demokratischen Union Deutschlands (CDU) / Christlich-Sozialen Union in Bayern (CSU) und Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD) eingebrachten Antrag angenommen, in dem begrüßt wird, „Investitionen in Terminals und Verteilinfrastruktur für LNG-Versorgung zu fördern“. Der Antrag berücksichtigt dabei ebenso die Prüfung von Voraussetzungen, „um die Häfen für die nachhaltigen Wasserstoff- und PtX-Technologien fit zu machen“ [16]. Hierunter kann eine potenzielle Importinfrastruktur subsummiert werden, wie sie in der aktuellen deutschen Wasserstoffstrategie adressiert wird [3].

In einer aktuellen Erhebung wird ein langfristiges Produktionspotenzial von synthetischem Wasserstoff aus erneuerbaren Energien außerhalb von Europa in Höhe von bis zu 109 Tsd. TWh angenommen. Hiervon werden rund 69 Tsd. TWh als realisierbar eingestuft [61]. Dieser Wert entspricht etwas weniger als der Hälfte des weltweiten Primärenergieverbrauchs fossiler Energieträger im Jahr 2019 [39].

## 1.2 Voraussetzungen im Stader Seehafen

Abhängig davon, in welcher Form bzw. an welchen synthetischen PtX-Energieträger gebunden Umschlag und Transport der Energiemenge erfolgen, können sich zwischen einer LNG- und PtX-Importinfrastruktur (Im- und Export verflüssigter Gase) Synergieeffekte in unterschiedlichem Umfang ergeben, z. B. hinsichtlich der Anlegerinfrastrukturen und Lagerfazilitäten [62|73].

Synergien sind dabei aber nicht nur zwischen zukünftigen Importströmen zu berücksichtigen, sondern ebenso im Hinblick auf an einem potenziellen Importstandort bereits gegebene Produkt-, Industrie- und Infrastrukturen, wie im Seehafen Stade. Der Seehafen ist direkt an der Seeschiffahrtsstraße Elbe verortet. Für die Planung und Entwicklung dazugehöriger Hafeninfrastrukturen und -flächen zeichnet Niedersachsen Ports (NPorts) verantwortlich. In dem am Standort etablierten Industriepark sind u. a. die DOW Deutschland Anlagengesellschaft (DOW), Aluminium Oxid Stade, Olin und Air Liquide Deutschland angesiedelt.

Ein Teil der Unternehmen vor Ort verfügt nicht nur über erhebliche Energiebedarfe für ihre Produktionsprozesse, sondern auch ganzjährig über großes Abwärmepotenzial (> 200 MW) [69]. Diese Prozessabwärme kann einer ressourcenschonenden Regasifizierung angelandeter tiefkalt verflüssigter Gase, wie z. B. LNG oder Wasserstoff, dienen, bevor die Energieträger im gasförmigen Zustand in ein dafür geeignetes Gasnetz eingespeist werden. Wiederum die bei der Verflüssigung entsprechender Energieträger gespeicherte Kälte kann in die Kühlkreisläufe z. B. bei der DOW eingespeist werden. Mit dem LNG-Terminal am Hafenstandort Stade korrespondierende Kapazitätsreservierungen und Netzausbaumaßnahmen sind bereits im aktuellen Netzentwicklungsplan Gas bis 2030 und dem dazugehörigen Szenariorahmen berücksichtigt [33].

Zusätzlich zeigen die schematischen Darstellungen der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas, der Initiative European Hydrogen Backbone sowie der deutschen Standortkarte für Important Projects of Common European Interest (IPCEI), dass Stade mit seinem Industriepark an einem Knotenpunkt im deutschen bzw. europäischen Wasserstoffnetz liegt (siehe Abbildung 3). Die für den zukünftigen Transport von Wasserstoff identifizierten Rohfernleitungen sind größtenteils Bestandteil des heutigen Netzes für Low calorific Gas (L-Gas), das mit der stufenweisen Marktraumumstellung von L-Gas auf High calorific Gas (H-Gas) und mit technischen Modifikationen eine Umnutzung erfahren kann [47|48]. Mögliche Synergien ergeben sich entsprechend durch die Bündelung von Importströmen der genannten verflüssigten Gase über den Stader Seehafen.



Abbildung 3 | Erdgasnetz und potenzielles Wasserstoffnetz [Eigene Darstellung in Anlehnung an 33|47|48|67]

Die zu importierenden Energieträger können ergänzend auch die für die Produktionsprozesse benötigte Energie bereitstellen. Bis zu 15 % der geplanten Nominalkapazität des LNG-Terminals können die Unternehmen im Industriepark nutzen [69]. Allein die DOW in Stade verbraucht trotz hoher Energieeffizienz jährlich rund 5 TWh Strom, was 2020 fast 1 % des deutschen Bruttostromverbrauchs in Deutschland entspricht. Zudem verfügt die DOW am Standort Stade über ein eigenes Gaskraftwerk mit einer Leistung von 157 MW. Weitere Kraftwerkskapazitäten werden aufgrund des erheblichen Energiebedarfs der eigenen Produktionsprozesse erwogen [64].

Im Stader Industriepark betreibt die DOW seit 1972 ein Werk mit Chlor-Elektrolyse-Anlage zur Produktion von Grund- und Spezialchemikalien. Neben Chlor, welches Ausgangsstoff für zahlreiche weitere Produktionsstufen ist, und Wasserstoff, der mit jährlich etwa 50 Tsd. t [65] ein Nebenprodukt ist und zur Energieerzeugung eingesetzt wird, zählen zu den Hauptprodukten u. a.

- Methylendiphenylisocyanat, das z. B. in Sportschuhen, Isolierungen und Matratzen genutzt wird,
- Propylenoxid (PO) und Propylenglykol, welche z. B. als Brems- oder Enteiserflüssigkeit oder in der Körperpflege Anwendung finden,
- Dowanol, welches z. B. als Reinigungs- und Lösemittel zum Einsatz kommt, sowie
- Natronlauge, die z. B. in der Lebensmittel- und Zelluloseindustrie eingesetzt wird [34].

Der Produkttransport der DOW im Ein- und Ausgang erfolgt zu etwa 60 % auf dem Seeweg bzw. über das Binnenwasserstraßennetz [34]. Hierzu betreibt die DOW seit vielen Jahren operativ den Südhafen, in dem an drei Anlegern flüssige Chemikalien und unter Druck verflüssigte Gase umgeschlagen werden. Der Hafenteil kann durch Schiffe mit einem Tiefgang von bis zu 9,0 m angelaufen werden. Im Eingang dominieren Propylen und Ethylen. Verladen werden überwiegend Natriumhydroxid, Ethylendichlorid (EDC) sowie PO.

Aus Abbildung 4 wird deutlich, dass der Güterumschlag über die Anleger im Südhafen zwischen 2013 und 2019 um ca. 8,7 % auf mehr als 2,5 Mio. t angestiegen ist. Insbesondere importseitig haben die Güterumschläge überproportional zugenommen. Bedingt durch den starken Nachfragerückgang während der Corona-Krise ist das Niveau im Güterumschlag sowohl im Ein- als auch Ausgang im Jahr 2020 etwa auf das Niveau von 2013 zurückgegangen.

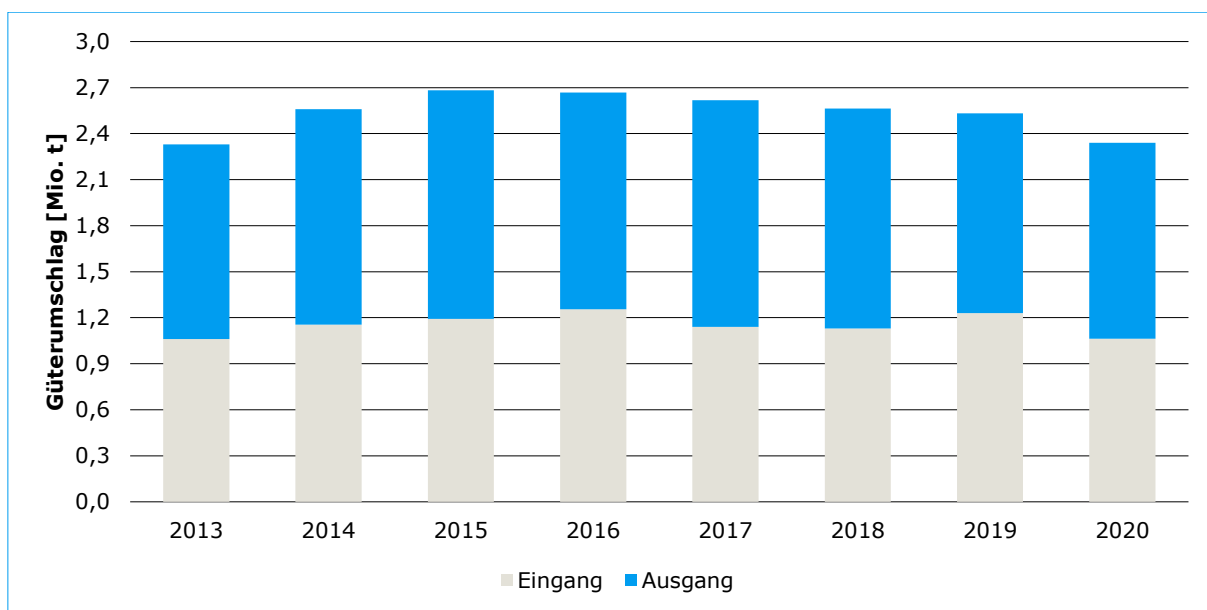


Abbildung 4 | Güterumschlag im Stader Südhafen bis 2020 [Eigene Darstellung auf Grundlage von NPorts]

Allein aufgrund der konjunkturellen Wiederbelebung sowie dem sich abzeichnenden und potenziell von Aufholeffekten geprägten Wirtschaftswachstum ist auch von einer erneuten Produktionssteigerung bei der DOW und damit Zunahme des Güterumschlags im Südhafen auszugehen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die drei Anleger bereits vor der Corona-Krise gemessen an der Belegungszeit durch See- und Binnenschiffe im Jahresgang teilweise vollständig ausgelastet waren. Dieses Fazit basiert auf einer Auswertung der NPorts durch die DOW zur Berechnung von Hafен- und Kajeentgelten bereitgestellten Dock-Listen.

Insbesondere Anleger/Löschkopf I außen, über den in großem Umfang Natriumhydroxid und EDC verschifft werden, weist, gemessen an den Jahresstunden in den letzten Jahren, mit Ausnahme der Jahre 2019 und 2020 bereits eine Auslastung zwischen 80 und 90 % auf. Wird eine technisch planbare und für den operativen Betrieb optimale Kennzahl zur Jahresauslastung von ca. 75 % unterstellt, zeigen die Dock-Listen, dass dieser kritische Schwellenwert an Anleger/Löschkopf I in den letzten Jahren häufig überschritten wurde. An den Anlegern/Löschköpfen I innen und III Ufer wird der Wert u. a. bereits im Jahr 2016 fast erreicht (siehe Abbildung 31 in Kapitel 5.2).

Mit der Berücksichtigung von Zeiten der Nicht-Anlegerbelegung von ca. 25 % auf die verfügbaren Jahresstunden werden u. a.

- transportkettenbedingt, Zeiten ohne planmäßigen Schiffsanlauf abgebildet,
- die operative Optimierung von Zeitfenstern für die Anlegerbelegung ermöglicht, wodurch Entschädigungszahlen für die Nicht-Wahrnehmung vertraglich fixierter Lade- oder Löscheziten der Schiffe reduziert oder vermieden werden können, sowie
- unproduktive Zeiten, z. B. bei An- und Ablegemanövern, durch die Durchführung von Instandhaltungen oder zum Beheben unvorhergesehener technischer Probleme, antizipiert.

Eine signifikante Steigerung der Umschlagmengen gegenüber den Jahresergebnissen von vor 2020, insbesondere 2015, ist ohne Investitionen in zusätzliche Anlegerkapazitäten für flüssige Chemikalien und verflüssigte Gase nicht darstellbar. Dieser Umstand betrifft dabei nicht nur die im Südhafen etablierten Produkte, sondern ebenso die mögliche seeseitige Ent- oder Verladung neuer Stoffe am Standort. Hierzu zählen neben LNG auch die möglichen synthetischen PtX-Energieträger Methan (Hauptbestandteil von Erdgas bzw. LNG), Wasserstoff, Ammoniak oder auch Methanol.

Mit Green MeOH zählt ein Projekt der DOW zu den 62 deutschen Wasserstoffprojekten, die durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) als IPCEI gefördert werden sollen [67]. Vorgesehen ist, durch Methanolsynthese von Wasserstoff und dem aus den Emissionen des lokalen Gaskraftwerkes herauszufilternden Kohlenstoffdioxids jährlich bis zu 200 Tsd. t Methanol herzustellen, welches anschließend z. B. in chemischen Verfahren oder im Schiffs- und Schsververkehr Verwendung finden soll [66]. Mit einer weiteren Skalierung der Methanolproduktion könnte perspektivisch auch mehr anthropogener Kohlenstoffdioxid gebunden und synthetischer Wasserstoff benötigt werden.

Auch sollen Stade, Hamburg, Bremen und Bremerhaven eine finanzielle Förderung durch das BMVI erhalten, um gemeinsam die Machbarkeit eines Technologie- und Innovationszentrums zum Thema Wasserstoff zu evaluieren. Den Betrachtungsschwerpunkt bildet dabei die Nutzung von Wasserstoff in

- Nutzfahrzeugen,
- im Schiffbau und
- in der Luftfahrt [68].

## 1.3 Analysezielstellung

Mit einer tiefergehenden Analyse der in den Kapiteln 1.1 und 1.2 skizzierten Ausgangslage werden im vorliegenden Gutachten die verschiedenen Bedarfe für einen Anleger für verflüssigte Gase bis zum Jahr 2050 ermittelt. Die hinreichend genau bestimmbaren Bedarfe werden zudem qualitativ um weniger belastbar quantifizierbare, jedoch perspektivisch relevante Potenziale für eine Anlegerbelegung ergänzt. Ziel ist es, für den Südhafen als Ganzes die Notwendigkeit kapazitätserweiternder Maßnahmen zu bestimmen und dabei auch die Wechselwirkungen zwischen gegebenen Anlegerstrukturen sowie Auslastungskennzahlen und potenziell neuen Kapazitäten zu berücksichtigen. Hierzu werden die folgenden Bedarfs- bzw. Analyseschwerpunkte gebildet:

### 1 | Nationale Gasnachfrage (Kapitel 2)

Im Mittelpunkt steht hier der zukünftige Gasbedarf Deutschlands, unterteilt nach energetischem und nicht-energetischem Verbrauch, nach Sektoren sowie nach fossiler und synthetischer PtX-Gasnachfrage (z. B. Wasserstoff). Inkludiert ist in dieser Betrachtung auch die energetische Gasnachfrage durch die Unternehmen im Stader Industriepark. Abgeleitet wird ein Bedarf für den seeseitigen Eingang von Gasen.

### 2 | Gasnachfrage in der Schifffahrt (Kapitel 3)

Den Fokus der Analyse bildet hier die zukünftige Entwicklung der Bunkernachfrage nach LNG durch die Schifffahrt in den Haupthäfen an der deutschen Nordseeküste. Abgeleitet wird ein Bedarf für den seeseitigen Ausgang von zuvor angelandetem LNG.

### 3 | Break-Bulk-Gasnachfrage (Kapitel 4)

Auf bestehende Absichtserklärungen aufbauend wird ein Bedarf für den seeseitigen Ausgang von zuvor angelandetem LNG abgeleitet. Dieser speist sich überwiegend aus der LNG-Nachfrage an weiteren Small- und Mid-Scale-Terminalstandorten.

### 4 | (Über-)Regionale Gas- und Chemikaliennachfrage (Kapitel 5)

Zentraler Gegenstand dieses Schwerpunkts ist die Nachfrageentwicklung nach flüssigen Chemikalien und unter Druck verflüssigten Gasen durch die im Industriepark Stade ansässige DOW. Die Grundlage bilden mit der Industrie abgestimmte Bedarfe für die örtlichen Produktionsprozesse und Produktlinien. Abgeleitet wird ein Bedarf für den seeseitigen Ein- und Ausgang von flüssigen Chemikalien und Gasen.

Ein Entwurf des landseitig geplanten LNG-Terminals ist in Abbildung 5 dargestellt.



Abbildung 5 | 3D-Ansicht zum LNG-Terminal und Industriepark im Seehafen Stade [Fichtner GmbH & Co. KG]



## 2. NATIONALE GASNACHFRAGE

### 2.1 Vorgehensweise und Methodik

Die künftigen Entwicklungen und Anforderungen an die Energieversorgung sind geprägt durch die im Dezember 2019 über das deutsche Klimaschutzgesetz formulierte Zielsetzung den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2 Grad Celsius zu halten und den bereits angestoßenen Transformationsprozess der Versorgungsstrukturen. Unter den fossilen Energieträgern hat Erdgas die geringsten CO<sub>2</sub>-Emissionen und kann mittelfristig zur Erreichung der abgesteckten Ziele einen wertvollen Beitrag liefern. In der langfristigen Perspektive bedingt die weitere Dekarbonisierung der Energieversorgung neben der Systemeinbindung erneuerbarer Energien und der Steigerung von Energieeffizienz zunehmend auch den Einsatz CO<sub>2</sub>-neutraler und erneuerbarer Gase. Im Rahmen dieses Spannungsfeldes wird nachfolgend die Entwicklungsbandbreite des Gasmarktes auf Nachfrage- und Angebotsseite genauer aufgezeigt und darauf basierend der deutsche Gasbedarf abgeleitet.

Die Anwendungs- und Nutzungsfelder von Gas sind vielfältig und reichen von der Verwendung als Energierohstoff bis hin zur Verwendung als Kraftstoff oder Feedstock in der Grundstoffindustrie. Der zukünftige Bedarf an Gasen ist zentral an die Entwicklungen und Einflussfaktoren auf der Nachfrage- und Angebotsseite gekoppelt. Abbildung 6 verdeutlicht schematisch den Analyseaufbau entlang der jeweiligen Hauptkomponenten. Die Analyse des Gasmarktes erfolgt priorisiert für das deutsche Marktgebiet und setzt dieses angesichts der weitreichenden Integration des deutschen Gasmarktes in europäische und globale Handelsstrukturen in einen übergeordneten Kontext. Der Betrachtungsbereich erstreckt sich bis zum Jahr 2050, gestaffelt nach Zehnjahresstützstellen.

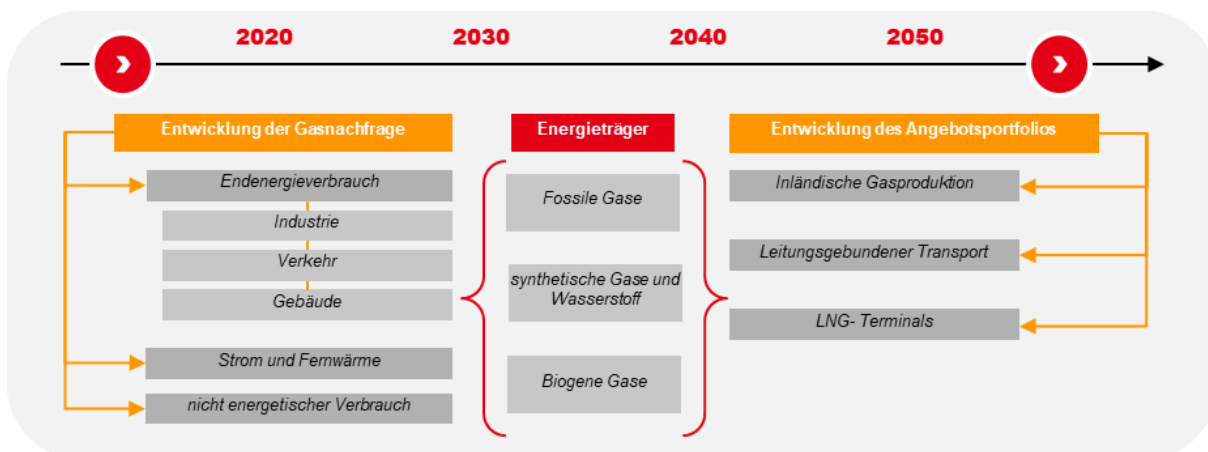


Abbildung 6 | Übersicht zur Vorgehensweise [Eigene Darstellung]

Nachfrageseitig orientiert sich die Entwicklungsprojektion wesentlich entlang der Hauptverbrauchssektoren Industrie, Verkehr und Gebäude sowie Strom- und Fernwärmeversorgung und der nicht-energetischen Nutzung von Gasen. Vor diesem Hintergrund wird für die Bedarfsbegründung zwischen Gasen fossilen Ursprungs (Erdgas, LNG), synthetischen Gasen und Wasserstoff<sup>1</sup> sowie biogenen Gasen differenziert. Unter synthetischen Gasen und Wasserstoff sind vornehmlich die Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse und Einsatz von erneuerbarem Strom sowie die daran ansetzende Erzeugung von synthetischem Methan über weitere Prozessschritte zu subsumieren. Biogene Gase werden hauptsächlich durch die natürliche

<sup>1</sup> Hinweis: gemeint ist hier insb. grüner- und CO<sub>2</sub> neutraler Wasserstoff

Vergärung von Biomasse gewonnen. Zusammengenommen bildet die sektor- und energieträgerspezifische Entwicklungsprojektion den Gesamtbedarf des deutschen Gasmarktes ab.

Dem steht angebotsseitig die inländische Gewinnung und Förderung von fossilen-, synthetischen- und biogenen- Gasen, Wasserstoff sowie der Energieimport dieser Energieträger entgegen. Seitens des Imports von Gasen wird zwischen einem leitungsgebundenen Import über Rohrfernleitungssysteme und Gasnetze sowie dem Import über den Seeweg mittels LNG-Tankerschiffen und LNG-Terminals unterschieden.

Die Entwicklungsprojektion des Gasmarktes bezieht bewährte und öffentlich breit konsultierte Studien und Szenarien wie Netzentwicklungspläne (auf deutscher und europäischer Ebene), Analysen zur Gasversorgungssicherheit und Systemstudien, erweitert um aktuelle Entwicklungen und Festlegungen der Gaswirtschaft ein. Herausgearbeitet werden im Rahmen einer bilanziellen<sup>2</sup> Betrachtung ausgehend vom Status quo der Verbrauchs- und Dargebotsstrukturen die folgenden Aspekte:

- Entwicklungsbandbreite der Gasnachfrage sowie künftiger Einsatz und Nutzung von Gasen in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude sowie Strom- und Fernwärmeversorgung und nicht-energetische Nutzung
- Zusammensetzungsbandbreite der Gasnachfrage je Energieträger
- Entwicklung des inländischen Gasaufkommens, des leitungsgebundenen Imports von Gasen sowie des Imports von Gasen mittels LNG-Terminals nach Deutschland
- Künftige Rolle und Bedeutung von LNG-Terminals für eine sichere Gasversorgung im Kontext der Energiewende

Hierfür werden ausgehend vom Status quo über den Betrachtungszeitraum insbesondere die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 detailliert analysiert und in einem auf Konsistenz geprüfem Modell zusammengefasst. Zwischen diesen Stützjahren wird linear interpoliert, sofern keine weiteren detaillierten Informationen und Entwicklungsprojektionen verfügbar sind.

## 2.2 Historische und gegenwärtige Gasmarktentwicklung

Zur Einordnung der fortlaufenden Analysen und Projektionen werden zunächst gegenwärtige und historische Trends und Entwicklungen des deutschen Gasmarktes dargestellt. Die historische und gegenwärtige Entwicklung des deutschen Gasmarktes dient gleichermaßen als Aufsattpunkt der weiteren Fortschreibungen und kann darüber hinaus als Indikator für die kurz- und mittelfristigen Projektionen herangezogen werden.

Der deutsche Primärenergieverbrauch entwickelt sich in den vergangenen Jahrzehnten rückläufig. So ist der Primärenergieverbrauch ausgehend vom Jahr 2010 von knapp 14.217 PJ auf 12.799 PJ abgesunken. Fossiles Erdgas ist dabei mit einem Anteil von knapp 25 % im Jahr 2019 neben Mineralöl der wichtigste Primärenergieträger. [\[21\]](#) Der Anstieg der erneuerbaren Energien am Energiemix hat in den vergangenen Jahren vornehmlich zu einem Rückgang der fossilen Energieträger am Primärenergieverbrauch beigetragen (siehe Abbildung 7). Stark von diesen Entwicklungen betroffen waren insbesondere Kohle und Kernenergie. Ähnliche Verdrängungseffekte

<sup>2</sup> Die dargestellten Untersuchungen leisten keine vollumfänglichen Aussagen zur Entwicklung der Gasversorgungssicherheit in Deutschland und Europa.

sind für fossiles Erdgas in den vergangenen Jahren nicht zu beobachten. Wie in Abbildung 7 angeführt ist der prozentuale Anteil von Erdgas am deutschen Primärenergiemix im Zeitverlauf eher angewachsen.

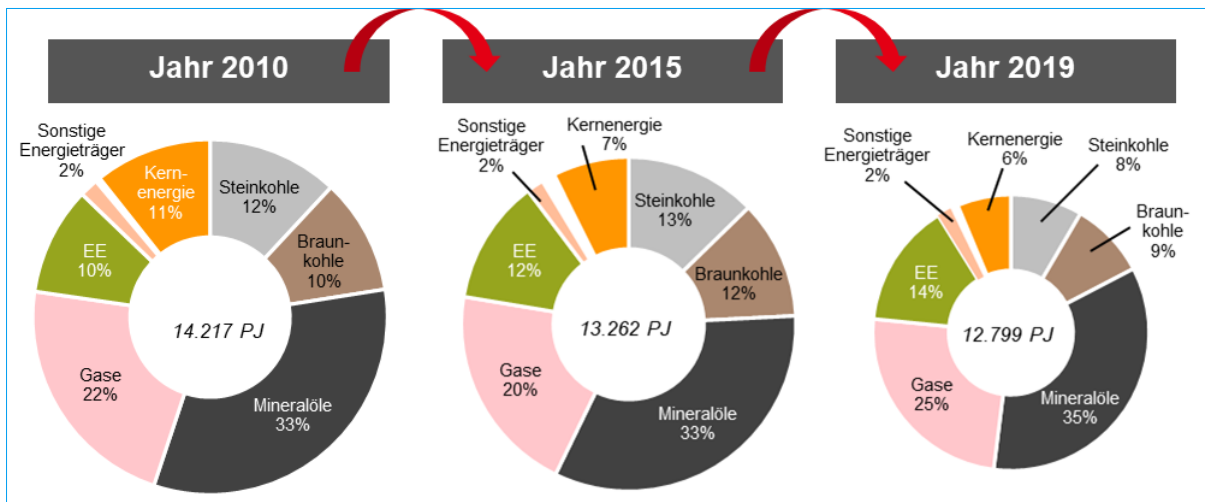


Abbildung 7 | Anteil von Erdgas am deutschen Primärenergieverbrauch [Eigene Darstellung auf Grundlage von 21]

Fossiles Erdgas zeigt aufgrund einer weitgehend rückstandslosen und emissionsarmen Verbrennung weitreichende Vorteile gegenüber anderen fossilen Energieträgern wie Kohle auf. So liegt der energiebezogene Emissionsfaktor von Braunkohle mit Bezug auf die Stromerzeugung, jeweils in Abhängigkeit von Brennstoffqualität, Mengen und Herkunftsregion, mit im Mittel 0,4032 tCO<sub>2</sub>/MWh um einiges höher als für fossiles Erdgas mit 0,2016 tCO<sub>2</sub>/MWh [22]. Mittelfristig kann Erdgas daher insbesondere in der Transition der Energieversorgungsstrukturen und zur Senkung von Emissionen eine wichtige Position als Brückenlösung einnehmen.

Aus globaler Perspektive ist besonders in den vergangenen zehn Jahren ein starkes Wachstum der Erdgasnachfrage zu beobachten. Gegenüber dem Jahr 2018 hat die globale Erdgasnachfrage im Jahr 2019 um knapp 1,8 % zugelegt, was in etwa auch dem jährlichen Durchschnitt des Nachfragewachstums der Jahre 2010 bis 2017 entspricht. Starke Treiber hinsichtlich des Nachfragewachstums sind auf globaler Ebene der Industriesektor in Schwellenländern sowie „Fuel-Switching“<sup>3</sup> in der Stromversorgung. Im Kontext von Luftverschmutzung und steigenden CO<sub>2</sub>-Emissionen erfolgt insbesondere in China und Indien die politisch stark getriebene Umrüstung der Stromversorgung von Kohle auf Gas. Dem Anstieg der globalen Gasnachfrage steht angebotsseitig ein starkes Wachstum des LNG-Marktes, wesentlich getrieben durch die USA, Australien und Russland, entgegen. Für das Jahr 2019 lag das Marktwachstum mit 12 % im vierten Jahr nacheinander im zweistelligen Bereich. Zugleich sind die weltweiten Regasifizierungskapazitäten im Jahr 2019 um 16 % durch die Inbetriebnahme neuer Terminals angestiegen. [23] Die europäischen Regasifizierungskapazitäten entfallen dabei zu großen Teilen auf Frankreich, Spanien und Großbritannien [24]. Der Großteil der LNG-Exporte wird für den asiatischen Markt zur Verfügung gestellt (ca. 70 %). Bedingt ist dieser hohe Anteil historisch besonders durch die Abschaltung japanischer Atomkraftwerke infolge des Unglücks in Fukushima 2011 sowie dem damit verbundenen vermehrten Betrieb von Gaskraftwerken, um die entstehende Stromerzeugungslücke

<sup>3</sup> Unter „Fuel Switching“ sind energieträgerspezifische Veränderungen in der Stromerzeugungsstruktur zu verstehen. Der vermehrte Ersatz von Braun- und/oder Steinkohleerzeugung durch Gaskraftwerke zur Stromerzeugung kann länderspezifisch effektiv dazu beitragen, die Emissionen in der Stromerzeugung zu reduzieren.

zu kompensieren [25]. Dennoch profitieren auch die europäischen Märkte von einer zunehmenden Diversifizierung der Angebotsseite durch den Import von LNG. Abbildung 8 zeigt die Entwicklung des Gasspotpreises für den deutschen NCG-Hub, den niederländischen TTF-Hub, den amerikanischen Henry Hub sowie den japanischen LNG-Importpreis.

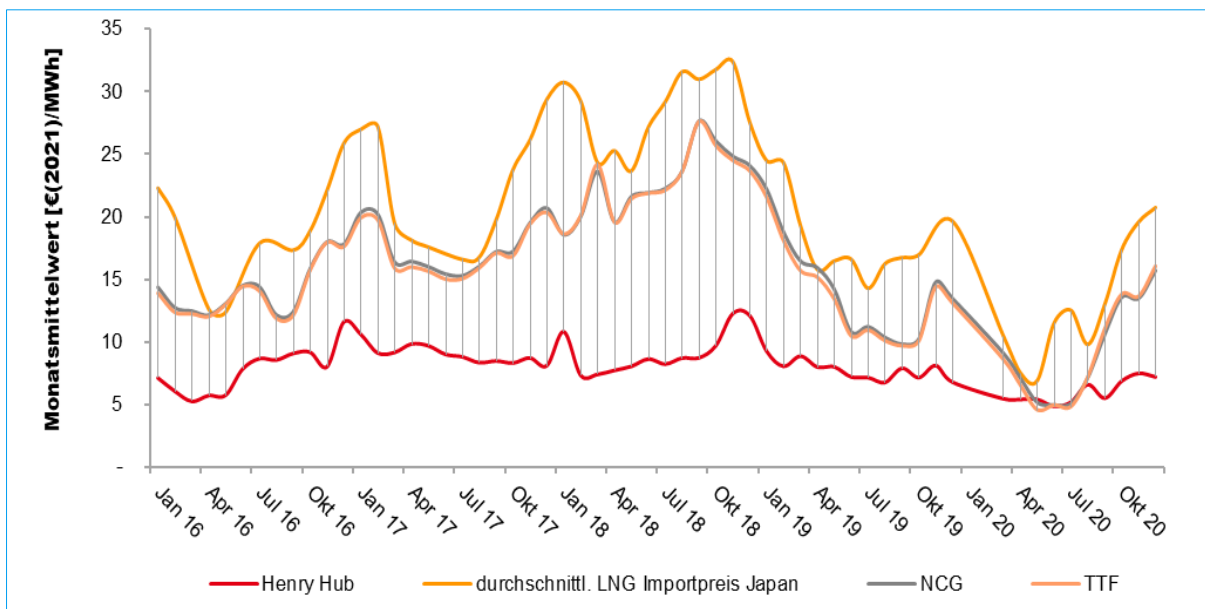


Abbildung 8 | Monatsmittelwerte der Gaspreisentwicklung [Eigene Darstellung auf Grundlage von Refinitiv|EEX|Eurostat|METI Japan]

Zentrale Einflussgröße für EU-LNG Importe aus den USA ist die Preisentwicklung des niederländischen TTF-Hubs gegenüber dem Henry Hub. Erstmals in der vergangenen Dekade ist das Preisniveau des Henry Hubs unter das Niveau des TTF Hubs gefallen, was LNG Lieferungen nach Europa forciert hat. [26] Milde Witterungsverhältnisse und hohe Speicherfüllstände sowie der weitreichende Einfluss der Corona-Pandemie haben die Gaspreise im Jahr 2020 besonders in Europa nach unten gedrückt. Bedingt durch den Lockdown im ersten Quartal 2020 ist die Gasnachfrage im Industrie- und Gewerbesektor allein in Europa um 3 % gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen [23]. Ähnliche Effekte sind auch in der Preisentwicklung der nordamerikanischen und asiatischen Märkte zu beobachten. Besonders das in der Vergangenheit stärker ausgeprägte Preisgefälle zwischen den asiatischen und europäischen Märkten hat sich angenähert. Vor diesem Hintergrund ist die Attraktivität der europäischen Märkte für LNG-Importe in den vergangenen Jahren merklich angestiegen. Die durchschnittliche Terminauslastung von LNG-Terminals in der EU ist im Jahr 2019 mit weiter steigender Tendenz auf über 40 % angewachsen [27].

Analog zu den skizzierten globalen und europäischen Entwicklungen ist auch der deutsche Erdgasabsatz im Jahr 2019, um insgesamt 3 %, auf 982 TWh weiter angestiegen [28]. Je Verbrauchssektor ist der Anstieg auf unterschiedliche Treibergrößen zurückzuführen. Abbildung 9 visualisiert die beschriebenen Entwicklungen für Deutschland über einen Zeitraum von 2010 bis 2020. Die generelle Entwicklung des Gasabsatzes ist stark von ökonomischen, aber auch klimatischen Einflüssen geprägt. Für die Stützjahre 2010, 2015 und 2018 ist eine weitere Aufschlüsselung des Gasabsatzes nach Verbrauchssektoren (innerer Ring) sowie nach Deckung des Gasabsatzes differenziert nach Importen und inländischer Erzeugung (äußerer Ring) aufgeführt.

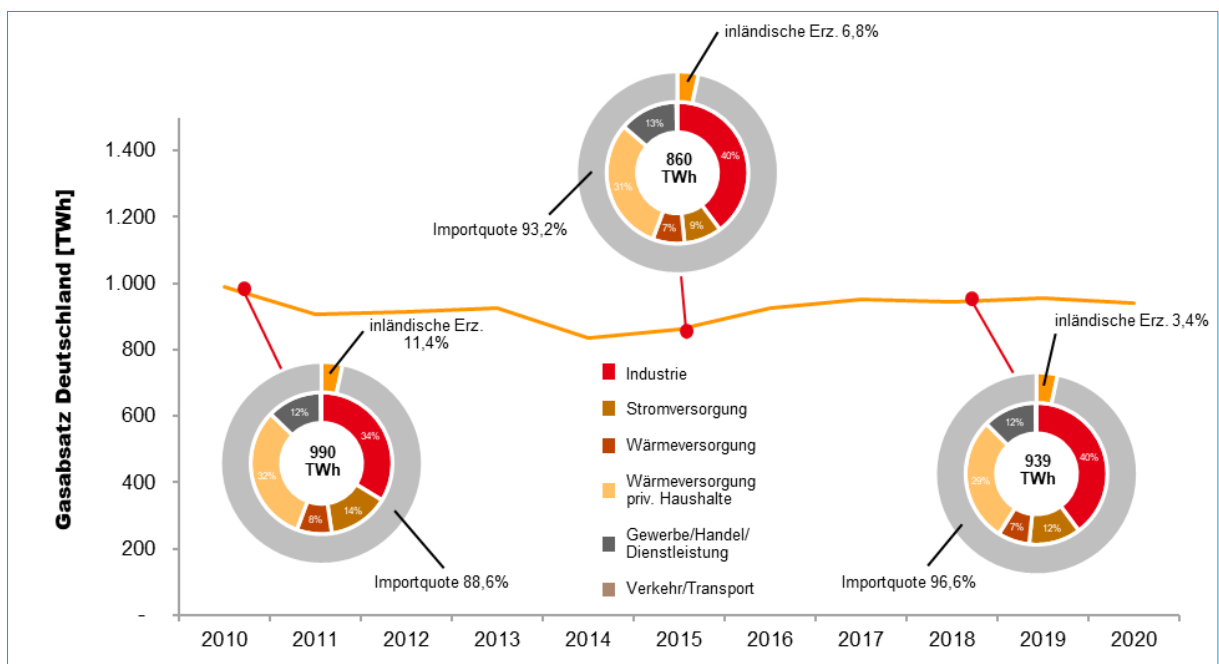


Abbildung 9 | Struktur des Erdgasabsatzes nach Abnehmern in Deutschland [Eigene Darstellung auf Grundlage von 27|28]

Aufgrund des niedrigen Gaspreinsniveaus für die Jahre 2019 und 2020 ist der Einsatz von fossilem Erdgas zur Strom- und Wärmeerzeugung auch weiterhin attraktiv [29]. Dieser Umstand lässt sich insbesondere auf verbesserte Preisspreads<sup>4</sup> der Anlagen zurückführen. Der Anteil der Stromversorgung am Erdgasabsatz nimmt im Zeitverlauf auf knapp 12 % zu. Insbesondere Strom- und Wärmesektor weisen für die Vergangenheit stärkere Schwankungen des Gasabsatzes auf [30]. Der verstärkte Zubau von Erdgasheizungen in Neubauten bedingt im Zeitverlauf einen konstant hohen Absatz von fossilem Erdgas im Bereich der privaten Haushalte und für den Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor. Die Erdgasnachfrage der Industrie macht historisch konstant den Großteil des Erdgasabsatzes in Deutschland aus. Konjunkturbedingt hat sich der Absatz von Erdgas im Industriesektor in den Jahren 2019 und 2020 leicht rückläufig entwickelt [29]. Der Verkehrs- und Transportsektor hat mit einem Anteil von weniger als einem Prozentpunkt am Erdgasabsatz momentan nur eine untergeordnete Bedeutung auf dem deutschen Gasmarkt.

Die inländische Förderung von Erdgas trägt nur bedingt zu einer Deckung des deutschen Gasabsatzes bei. Seit 2010 sind die Anteile der inländischen Förderung von rund 11,4 % auf lediglich 3,4 % zurückgegangen. Der leitungsgebundene Import von fossilem Erdgas nimmt eine wichtige Rolle in der Deckung des deutschen Erdgasabsatzes ein. Zu den wichtigsten Lieferanten zählen aus deutscher Perspektive Russland, die Niederlande und Norwegen [24].

Anknüpfend an die thematisierten aktuellen Entwicklungen des deutschen und europäischen Gasmarktes erfolgt nachfolgend die langfristige Projektion des Gasabsatzes und Gasangebotes anhand wesentlicher Treibergrößen.

<sup>4</sup> Der sogenannte „Clean Spark Spread“ beschreibt beispielsweise den potenziellen Rohertrag eines Gaskraftwerks für den Verkauf einer Einheit Strom unter Berücksichtigung von Gas- und CO<sub>2</sub> bedingten Kosten und ist ein wichtiger Indikator für die Wirtschaftlichkeit von Gas-Assets im Strommarkt.

## 2.3 Entwicklungsprojektion der Gasnachfrage

### 2.3.1 Metaanalyse der langfristigen Gasmarktentwicklung

Pfad und Geschwindigkeit für eine Dekarbonisierung des Energiesystems sind mit einer Vielzahl von Unsicherheitsfaktoren behaftet. Der zukünftige Transformationspfad für den Zeitbereich bis 2050 lässt sich daher nicht mit Sicherheit prognostizieren. Zwar sind Technologien und Energieträger, die einen Beitrag zur Umgestaltung des Energiesystems liefern, bereits aktuell weitestgehend verfügbar, bedürfen jedoch für eine breite Anwendung zunächst eines weiteren Markthochlaufs.

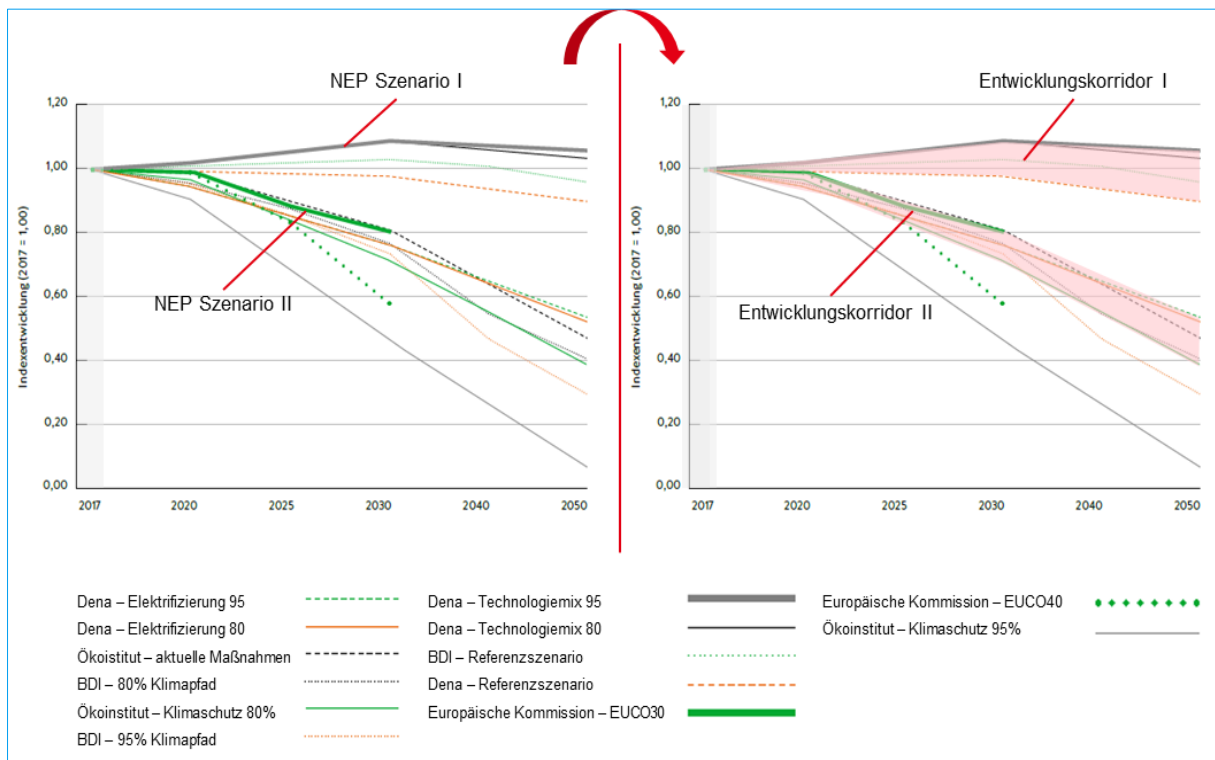
Im Kontext dieses Spannungsfeldes verdeutlicht eine Metaanalyse verschiedener repräsentativer Studien und Entwicklungsszenarien wesentliche Treibergrößen sowie die Unsicherheiten in der Entwicklung des Gasmarktes (siehe Kapitel 2.3.1). Anschließend wird auf dieser Basis ein Entwicklungsszenario abgeleitet, welches historische Trends und Entwicklungen im Zeitbereich bis zum Jahr 2050 fortschreibt. Innerhalb dieses Entwicklungsszenarios werden auch die sektorspezifischen Entwicklungen des Gasbedarfs berücksichtigt (siehe Kapitel 2.3.2). Ergänzend zu diesen bilanziellen Betrachtungen auf Basis von jährlichen Durchschnittswerten wird abschließend auch die Entwicklung von Angebot und Nachfrage hinsichtlich saisonaler Strukturen kurz skizziert. Dies liefert aus Systemperspektive einen wichtigen Indikator für die Robustheit gegen Lieferengpässe oder extreme Bedarfsspitzen (siehe Kapitel 2.3.3)

Für die Metaanalyse wird neben der Betrachtung der Entwicklung des deutschen Marktgebiets der Bezug zu globalen und europäischen Szenarien gesetzt. Dabei werden jeweils öffentlich breit diskutierte und anerkannte Studien und Szenarien herangezogen. Auf globaler Ebene liefern die Szenarien des „World Energy Outlook“ der International Energy Agency (IEA) eine Grundlage zur Einordnung europäischer und deutscher Entwicklungen. Einen tiefergehenden regionalisierten Einblick ermöglicht auf europäischer Ebene der „Ten Years Network Development Plan (TYNDP)“ des Verbandes der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber für Gas sowie abschließend der nationale Netzentwicklungsplan der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber [31|32|33]. Hinsichtlich der Entwicklung der Gasnachfrage ergibt sich besonders bezüglich der folgenden Punkte eine hohe Varianz zwischen den Ableitungen verschiedener Studien und Szenarien:

- 1 | Absolute Entwicklung der Gasnachfrage
- 2 | Verwertungspfade der Gase je Sektor
- 3 | Langfristige Zusammensetzung der Gasnachfrage je Energieträger

Bezüglich der Entwicklung des Gasabsatzes und dessen langfristiger Zusammensetzung sind vor allem die bundesdeutschen Klimaziele sowie der unterstellte Technologiemitel des Gesamtsystems von entscheidender Bedeutung. Angesichts der aktuellen politischen Entwicklungen eignet sich eine Orientierung anhand von Zielszenarien, die Pfade zur Dekarbonisierung des Energiesystems bis zum Jahr 2050 skizzieren. Vor diesem Hintergrund bildet die Einhaltung des politischen Langfristziels einer Reduktion der Treibhausgasemissionen von 80 bis 95 % das zentrale Auswahlkriterium der Metaanalyse [7]. Mit Blick auf den Gesamtverbrauch aller Gase (fossile Gase, biogene Gase, synthetische Gase und Wasserstoff) weisen die analysierten Szenarien der dena Leitstudie „integrierte Energiewende“, der Studie „Klimapfade für Deutschland“ des BDI, der „EUCO- Szenarien“ der europäischen Kommission sowie der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ des Öko-Instituts und Fraunhofer ISI einen breiten Entwicklungskorridor auf [35|36|37|38]. Auf

deutscher Ebene stellt Abbildung 10 die Entwicklung des Gasbedarfs jeweils indexiert<sup>5</sup> auf das einheitliche Basisjahr 2017 vergleichend gegenüber. Der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans differenziert zwischen zwei Szenarien hinsichtlich der Langfristprojektion des Gasbedarfs und stellt dabei einerseits auf das „Technologiemix 95 Szenario“ der dena Leitstudie und andererseits auf das „EUCO30 Szenario“ der europäischen Kommission ab [33].



**Abbildung 10 | Entwicklungsbandsbreite des deutschen Gasbedarfs (fossile, biogene sowie synthetische Gase und Wasserstoff) für unterschiedliche Entwicklungsszenarien [Eigene Darstellung in Anlehnung an 33]**

Die dargestellte Entwicklung des Gasbedarfs bis zum Jahr 2050 eröffnet eine Spannweite, die von einer extremen Reduzierung des Gasbedarfs bis hin zu einer weitestgehend konstanten Entwicklung reicht. Wesentliche Treibergrößen in der Entwicklungsprojektion sind dabei vor allem die angenommene CO<sub>2</sub>-Intensität im Jahr 2050 sowie die Diversifizierung des Gasmixes, beispielsweise durch biogene und synthetische Gase. Szenarien, die eine breite Sektorenkopplung von Wärme-, Transport- und Stromsektor unterstellen, führen tendenziell zu einer verstärkten Substitution gasförmiger Energieträger durch elektrische Energie. Auftretende Rückkopplungseffekte auf einen Anstieg des Strombedarfs in Richtung der Marke von 1000 TWh<sup>6</sup> und des erforderlichen Ausbaus der erneuerbaren Energien sind teils erheblich. Szenarien, die einen breiteren Mix in der Struktur der Endanwendungen (bspw. Wärmeerzeugung) und Energieträger (bspw. alternative Kraftstoffe im Schwerlasttransport) aufgreifen, weisen eine deutlich konstantere Entwicklung des deutschen Gasbedarfs auf. Ambitionierte Klimaziele mit einer Treibhausgasreduktion oberhalb der 90 % Marke werden in diesem Fall vor allem durch eine weitestgehende Substitution von fossilem Erdgas durch klimaneutrale Gase wie Wasserstoff

<sup>5</sup> Aufgrund unterschiedlicher Veröffentlichungszeitpunkte referenzieren die Studien und Szenarien teils auf unterschiedliche Startpunkte in der Projektion des Gasbedarfs, welche im Rahmen der Darstellung auf ein Basisjahr vereinfacht wurden. Ein Index größer 1 verdeutlicht folglich einen Zuwachs des Gasbedarfs gegenüber dem Basisjahr, während ein Index kleiner 1 einen absinkenden Trend anzeigt.

<sup>6</sup> Der Bruttostromverbrauch in Deutschland belief sich für das Jahr 2019 auf knapp 580 TWh

(ausgenommen grauer Wasserstoff) und synthetische Gase erreicht. Dem Rückgang der Nutzung fossiler Gase steht somit eine verstärkte Nutzung von synthetischen Gasen und Wasserstoff entgegen, welche im Saldo eine nahezu konstante Entwicklung des Gasbedarfs nach sich zieht. Dies schließt einen ab den 2030er Jahren forcierten Markthochlauf von synthetischen Gasen und Wasserstoff, einhergehend mit einer Transformation der Infrastruktur, mit ein.

In Abhängigkeit dieser Zusammenhänge lassen sich verschiedene Szenarien grob in die dargestellten Entwicklungskorridore clustern (siehe Abbildung 10 rechter Teil). Die Entwicklungsprojektionen von Korridor 1 nehmen mittelfristig einen leicht ansteigenden Verlauf und münden langfristig in einem gegenüber dem Basisjahr recht konstanten Gasbedarf (Spannweite Index ca. 0,9 bis 1,05). Eingebettet in eine globale bzw. gesamteuropäische Perspektive folgen sowohl das zentrale PolitikszENARIO „Stated Policies“ des World Energy Outlook als auch das „National Trends“ Szenario des Verbands der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber der aufgezeigten Bandbreite von Entwicklungskorridor 1 [31|32] (siehe auch Anlage 1 und Anlage 2). Mittelfristig geht insbesondere der TYNDP von einem Übergang und Rückbau CO<sub>2</sub>-intensiver konventioneller Erzeugungskapazität in Strom- und Wärmeversorgung aus, was einen zusätzlichen Gasbedarf bedingt und Substitutions- und Effizienzeffekte überlagert [32].

Entwicklungskorridor 2 subsumiert Szenarien die langfristig von einem deutlich rückläufigen Gasbedarf ausgehen (Spannweite Index ca. 0,4 bis 0,55). Schwerpunkte im Rahmen dieses Entwicklungskorridors sind vor allem seitens Elektrifizierung und Energieeffizienz gesetzt.

Der Transformationspfad und das Tempo für eine Dekarbonisierung des Energiesystems sind mit hohen Unsicherheiten behaftet. Eine szenariogetriebene Betrachtung ganzer Entwicklungsbandbreiten ermöglicht es diesen Umstand gezielt zu adressieren und Unterschiede herauszuarbeiten. In der übergreifenden Analyse zeigen die Szenarien, dass hinsichtlich einer Reduktion der CO<sub>2</sub> Emissionen von 80 % im Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990 klimaneutralen synthetischen Gasen und Wasserstoff eine wichtige Rolle zur Einhaltung der Klimaziele zukommt [30]. Die Implementierung der nationalen Wasserstoffstrategie im Juni 2020 sowie der „Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa“ der europäischen Kommission vom Juli 2020 unterstreichen aus politischer Perspektive die angestrebte Diversifizierung von Technologie- und Energieträgermix zur Realisierung der Energiewende [3|40]. In diesem Zusammenhang sind die weitergehenden Analysen entlang des Entwicklungskorridors 1 aufgebaut und adressieren einerseits die Forcierung klimapolitischer Zielsetzungen bis zum Jahr 2050 und liefern andererseits gegenüber Szenarien mit einem Schwerpunkt auf Elektrifizierung und Stromsektor weitere Freiheitsgrade in der Umsetzung der Energiewende.

### **2.3.2 Sektorspezifische Entwicklung des Gasbedarfs**

Im vorherigen Kapitel wurde basierend auf einer Metaanalyse der zukünftig erwartete Entwicklungstrend des Gasbedarfs in Deutschland abgeleitet. Dieser Gasbedarf umfasst neben Erdgas auch Biogas, sowie synthetische Gase und Wasserstoff. Unabhängig von den Energieträgern kann der Gesamtbedarf zunächst nach verschiedenen Verbrauchssektoren untergliedert werden. Die Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr stellen insgesamt den Endenergieverbrauch dar. Darüber hinaus muss für den gesamtdeutschen Bedarf auch der Strom- und Fernwärmesektor sowie der nicht-energetische Verbrauch subsumiert werden. Aus dem erwarteten Gasbedarf der einzelnen Sektoren setzt sich dann der in Abbildung 11 dargestellte Gasbedarf des erwarteten Szenarios in Deutschland zusammen.



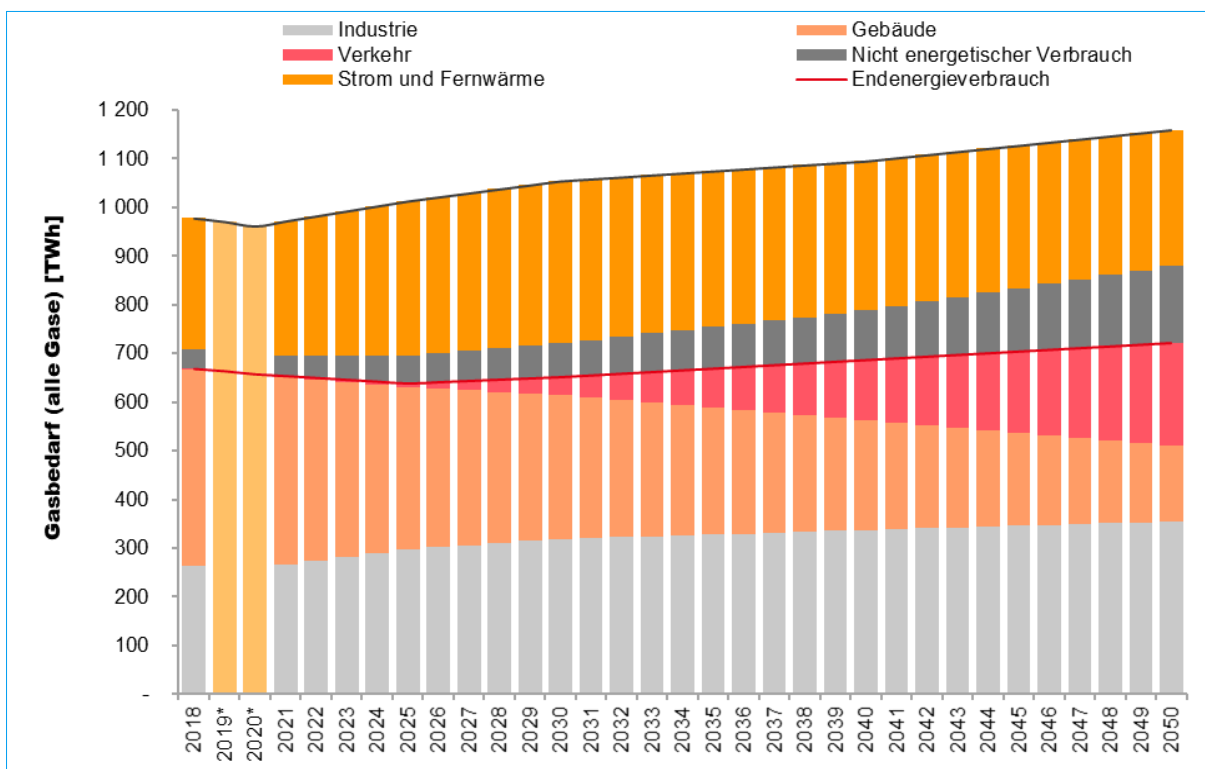


Abbildung 11 | Projektion des nationalen Gasbedarfs bis 2050 segmentiert nach Sektoren [Eigene Darstellung in Anlehnung an 7|32]<sup>7</sup>

Die künftige Gasverbrauchsentwicklung der Anwendungsfelder Stromerzeugung, Wärmeerzeugung und Mobilität ist stark an die Ziele der Energiewende hinsichtlich Effizienz, Sektorenkopplung und Diversifizierung der verwendeten Energieträger (insb. synthetische Gase und Wasserstoff) geknüpft [30]. Im Folgenden wird auf die Entwicklung der einzelnen Sektoren eingegangen:

## Industrie

Der industrielle Gasverbrauch war in der Vergangenheit starken konjunkturbedingten Schwankungen unterworfen (siehe Abbildung 9) [33]. Für die weitergehende Entwicklungsprojektion wird von einem moderaten Wirtschaftswachstum ausgegangen, was sich steigernd auf die Gasbedarfsentwicklung auswirkt. Technologischer Fortschritt, Effizienzgewinne und ein hoher Innovationsdruck infolge klimapolitischer Zielsetzungen stehen dem dämpfend entgegen [35]. Während sich der kumulierte Endenergiebedarf des Industriesektors rückläufig entwickelt, profitiert Erdgas anknüpfend an historische Entwicklungen von Verschiebungen des Energieträgermixes. So liegt der Fokus im Rahmen der Projektion auf einer Entwicklung hin zu CO<sub>2</sub>-neutralen Gasen und weg von emissionsintensiven Energieträgern wie Kohle und Erdöl. Ein hoher Prozesswärmebedarf in der Industrie oberhalb von 100°C erschwert gegenüber klassischem Heizwärmebedarf in Wohngebäuden eine weitreichende Substitution von Gasen durch den Einsatz von Wärmepumpen [41].

<sup>7</sup> Die Datenquellen für die Historie der Jahre 2019 und 2020 ist hinsichtlich einer sektorspezifischen Segmentierung unvollständig und daher als einheitlicher Balken abgebildet. Die Daten für eine sektorspezifische Projektion des Gasbedarfs sind für die Stützjahre 2025, 2030, 2040 und 2050 vorliegend. Zwischenjahre sind jeweils zwischen den Stützstellen linear interpoliert.

Ausgehend vom Status quo mit einem industriellen Gasbedarf von ca. 260 TWh/a wird zusammenfassend ein insgesamt leicht steigender Bedarf bis 2050 mit ca. 355 TWh/a angenommen. Dies entspricht insgesamt einer jährlichen Steigerungsrate von durchschnittlich 1,0 %.

## **Gebäude**

Im Gebäudesektor wird der Gasbedarf privater Haushalte sowie von Handel und Gewerbe vorwiegend zur Wärmeerzeugung zusammengefasst. Die Beheizungsstruktur des Wohnbestandes ist mit einem Anteil von 49,5 % stark durch Gasheizungen geprägt [42]. Der Gasmarktanteil für die Wärmeversorgung im Bereich des Neubaus von Wohngebäuden hat sich demgegenüber von 77 % im Jahr 2000 auf aktuell 39 % reduziert [33]. Starke Zuwachsraten sind besonders für Elektrowärmepumpen und Fernwärme zu verzeichnen.

Im Status quo macht dieser Sektor zusammenfassend den größten Anteil am Gesamtgasbedarf mit ca. 396 TWh/a aus. Insgesamt werden im Gebäudesektor die größten Rückgänge im Gasbedarf mit einem durchschnittlichen jährlichen Rückgang von ca. 3,1 % angenommen. Getrieben ist diese Entwicklung insbesondere durch eine zunehmende Effizienz von Anlagentechnik, beispielsweise durch den Austausch ineffizienter Heizungstechnologien, sowie durch eine verbesserte Wärmedämmung der Gebäudehülle. Im Bestand wird dies durch Sanierungsquoten erreicht und Neubauten müssen höhere Energieeffizienzstandards einhalten. Weiterhin spielt im Bereich der Neubauten die aktuell schon antizipierbare Verlagerung der Raumwärmebereitstellung in den Stromsektor durch Elektrowärmepumpen eine entscheidende Rolle für die Fortschreibung des Gasbedarfs. Im Jahr 2050 wird demnach ein Gasbedarf im Gebäudesektor in Höhe von ca. 155 TWh/a angenommen.

## **Verkehr**

Im Verkehrssektor spielt Erdgas heute nur eine untergeordnete Rolle. Lediglich ca. 0,2 % des gesamten deutschen Gasbedarfs bzw. ca. 2 TWh/a entfallen auf diesen Sektor (siehe Abbildung 9). Insbesondere ab Mitte der 2020er Jahre wird dann ein beginnender Hochlauf des Gasbedarfs erwartet. Die Gasmobilität soll dann gemäß der Politik der Bundesregierung in Zukunft auch längerfristig eine größere Rolle bei der Energiewende in der Mobilität spielen. So können zum Beispiel CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Erdgas verringert werden, indem in beliebigen Anteilen sowohl biogene oder synthetische Gase beigemischt werden [24]. Den größten Wachstumstreiber werden aber Gasantriebe vor allem im Schwerlastverkehr mit dem Medium Wasserstoff darstellen. Auch in der Schifffahrt gibt es bereits seit einigen Jahren den Trend, zunehmend einzelne Schiffe, wie z.B. Kreuzfahrtschiffe, mit einem LNG-Motor auszurüsten, wodurch eine steigende Nachfrage bedingt ist. Für den privaten Verkehr wird langfristig verstärkt eine Elektrifizierung der Flotte erwartet, weshalb hier der Gasbedarf auch nur einen insgesamt geringen Anteil beitragen kann [35].

Insgesamt wird daher bis 2050 eine Steigerung des Gasbedarfs im Verkehrssektor auf ca. 212 TWh/a angenommen, was einer jährlichen Wachstumsrate ausgehend vom Status quo in Höhe von 16,8 % entspricht.

## ***Nicht-energetischer Verbrauch***

Unter nicht-energetischem Verbrauch wird im Zusammenhang mit dem Gasbedarf insbesondere der Verbrauch von Gasen als Rohstoff für chemische Prozesse und Produkte verstanden. Dieser Sektor grenzt sich im Gegensatz zum Sektor Industrie davon ab, dass hier Gase als unmittelbare Roh- und Einsatzstoffe eingehen. Im Industriesektor werden sie demgegenüber indirekt beispielsweise zur Wärme- oder Prozessdampferzeugung eingesetzt. Ähnlich wie für den Industriesektor zeigen Wirtschaftswachstum und Konjunkturschwankungen Einfluss auf den resultierenden Gasbedarf. Eine Umstellung der Nutzung von öl- auf gasbasierte Steamcracker für die Ethylenproduktion sowie langfristig der Einsatz von Methanpyrolyse zur Minderung der Prozessemissionen in der Ammoniakherstellung können einen deutlichen Anstieg des nicht-energetischen Gasbedarfs nach sich ziehen. Effizienzsteigerungen können den grundlegenden Bedarf an Energieträgern für den nicht-energetischen Verbrauch nur sehr bedingt eindämpfen.

[35]

Langfristig wird daher ein deutlich zunehmender nicht-energetischer Bedarf angenommen, ausgehend von ca. 39 TWh/a im Status quo auf ca. 157 TWh/a im Jahr 2050, was einer durchschnittlichen Wachstumsrate in Höhe von 4,7 % entspricht.

## ***Strom und Fernwärme***

Klare Ausbauzielsetzungen im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2021)“ (§4 EEG 2021) – insbesondere für Windenergie, Photovoltaik und Biomasse – sollen bereits mittelfristig den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung steigern. Bis zum Jahr 2030 ist das politische Ziel formuliert, die Stromerzeugung aus diesen Energieträgern auf 65 % am Bruttostromverbrauch anzuheben [43]. Für den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch wird ein Anteil von 35 % angestrebt. Da Ausbaupotenziale für die erneuerbaren Energien in Deutschland vor allem im Bereich der wetterabhängigen Erzeugungstechnologien, wie Windenergie an Land und auf See sowie der Photovoltaik gesehen werden, steigt mittelfristig der Bedarf an regelbarer Stromerzeugungskapazität erwartbar an. Insbesondere vor dem Hintergrund des Atomausstiegs bis zum Jahr 2022 und des beschlossenen schrittweisen Kohleausstiegs bis spätestens 2038, fällt bereits in der kurzen Frist ein hoher Teil regelbarer konventioneller Stromerzeugungskapazität weg.

Hochflexible Gaskraftwerke nehmen bereits aktuell mit einer installierten Leistung von knapp 30,5 GW einen Anteil von 14 % des deutschen Kraftwerksparks ein [44]. Nach Veröffentlichung der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) befinden sich bis zum Jahr 2022 weitere 1,1 GW im Bau oder Probetrieb [45]. Ein Großteil der Gaskraftwerke verfügt zusätzlich über eine Wärmeauskopplung. Im Jahr 2019 stammen fast 47 % der erzeugten Fernwärme aus Erdgas [28]. Im Zusammenspiel mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der Reduktion von Emissionen der Stromversorgung bieten Gaskraftwerke deutliche Vorteile. Zum einen können künftige Lücken in der wetterabhängigen Stromerzeugung erneuerbarer Energien durch hochflexible erdgasbetriebene Kraftwerke geschlossen und abgesichert werden, zum anderen hat Erdgas unter den fossilen Energieträgern wie beschrieben die geringsten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Mittelfristig eignen sich Gaskraftwerke insbesondere dazu, die Strom- und Wärmeerzeugung aus Kohle zu ersetzen bzw. zu vermindern. Der nationale Gasnetzentwicklungsplan geht vor diesem Hintergrund von einem weiteren Ausbau der deutschen Gaskraftwerkskapazitäten um ca. 20 % auf 37 GW bis zum Jahr 2030 aus [33].

Mittelfristig nimmt die Entwicklungsprojektion daher einen leichten Anstieg der Gasnachfrage aus dem Kraftwerkssektor an. Langfristig können heute mit konventionellem Erdgas betriebene Kraftwerke auf einen Betrieb mit alternativen Gasen umgestellt werden (Wasserstoff, synthetische Gase, Biogas), auch wenn dies mit hohen Kosten verbunden sein wird. Sofern die volle Integration von erneuerbaren Energien und die damit verbundene Problematik der Speicherung von Strom nicht gelöst ist, werden gasbetriebene Kraftwerke weiter benötigt, um eine zuverlässige Strom- und Wärmeversorgung zu gewährleisten. Für den Sektor Strom und Fernwärme stellt sich somit ein vergleichsweise konstanter Gasbedarf ausgehend von 265 TWh/a im Status quo auf ca. 280 TWh/a im Jahr 2050 ein.

### 2.3.3 Saisonalität und Bedarfsspitzen

Veränderungen in der Struktur sowie der absoluten Höhe des Gasbedarfs können im Zeitverlauf auch weitreichende Effekte auf die Saisonalität sowie die untertägige Struktur der Gasnachfrage nach sich ziehen. Im Status quo liefern große Gasspeicherkapazitäten in Deutschland aktuell das erforderliche Maß an Flexibilität, um einerseits einen konstanten Erdgasbezug an den Grenzimportpunkten zu sichern und andererseits temperaturbedingte Bedarfsspitzen abzufahren. Gasspeicher tragen maßgeblich zu einer volkswirtschaftlich betrachtet sinnvollen Dimensionierung der Transportkapazitäten, der Versorgungssicherheit und der Regelleistungsvorhaltung bei [33]. Das maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen der deutschen Unterspeicher beläuft sich derzeit auf ca. 280 TWh [45]. Die Nutzung bestehender Speicherkapazitäten ist stark von saisonalen und temperaturbedingten Einflüssen geprägt, sodass sich in der Vergangenheit i.d.R. ein Wechsel zwischen Speicherentnahme (typischerweise im November, Dezember, Januar, Februar und März) und Speicherbefüllung (typischerweise von April bis Oktober) ab dem zweiten Quartal eines Jahres einstellt [26|46].

Saisonalität und Bedarfsspitzen der Gasnachfrage sind stark mit den temperaturbedingten Veränderungen des Heizwärmebedarfs privater Haushalte sowie von Gewerbe, Handel und Dienstleistung korreliert. Mittel- bis langfristig können Verschiebungen in der Beheizungsstruktur des Gebäudebestandes, durch eine Substitution von Gasheizungen durch Wärmepumpen, auch für den Stromsektor eine zunehmende Volatilität der Gasnachfrage nach sich ziehen. Der Rückbau disponibler konventioneller Stromerzeugungskapazitäten im Rahmen von Kohle- und Atomausstieg sowie der steigende Anteil fluktuierender wetterabhängiger Stromerzeugung bedingt den Zubau von Backupkapazitäten zur Besicherung der Versorgung. Wie vorangehend erläutert können Gaskraftwerke in flexibler Betriebsweise Einspeisefluktuationen erneuerbarer Energien ausgleichen. Da schon in der aktuellen Situation hohe Leistungsgradienten in der Stromerzeugung der erneuerbaren Energien resultieren können, sind für die Entwicklung von Gasbedarfsspitzen neben der Wärmeversorgung künftig auch vermehrt Rückwirkungen aus dem Stromsektor von Relevanz.

Die Entwicklung des Tages mit dem höchsten Gasbedarf stellt je Jahr aus Perspektive der Gasinfrastruktur auch künftig den kritischen Punkt für die Systemauslegung dar (einschließlich Transport, Verteilung und Speicherung). Angesichts der angeführten wetter- und temperaturbedingten Einflüsse auf Bedarfsspitzen üben insbesondere Kältewellen und sogenannte Dunkelflauten eine hohe Belastung auf das Gassystem aus. Unter einer Kältewelle werden Situationen zusammengefasst in denen die Außentemperatur über eine längere Zeitspanne (mindestens zwei Wochen) in einem sehr niedrigen Bereich verbleibt (unter dem Nullniveau). Der Heizwärmebedarf privater Haushalte steigt in diesen Zeitabschnitten erheblich an. In Kombination mit einer sogenannten „Dunkelflaute“, bei welcher die Stromerzeugung aus Photovoltaik und

Windenergie nur gering ausfällt und Gaskraftwerke einen Großteil der Stromversorgung absichern müssen, kann es in Summe zu erheblichen Gasbedarfsspitzen kommen. Abbildung 12 führt, in Anlehnung an das zentrale „National Trends“ Szenario des TYNDP, potenzielle Gasbedarfsspitzen infolge einer „kalten Dunkelflaute“ als Kombination beider angeführter Extrema gegenüber dem angenommenen tagesdurchschnittlichen Gasbedarf für die Jahre 2030 und 2040 auf. Auswirkungen der Bedarfsspitzen auf die Endverbrauchssektoren sowie Stromerzeugung und Fernwärme sind dabei segmentiert angegeben.

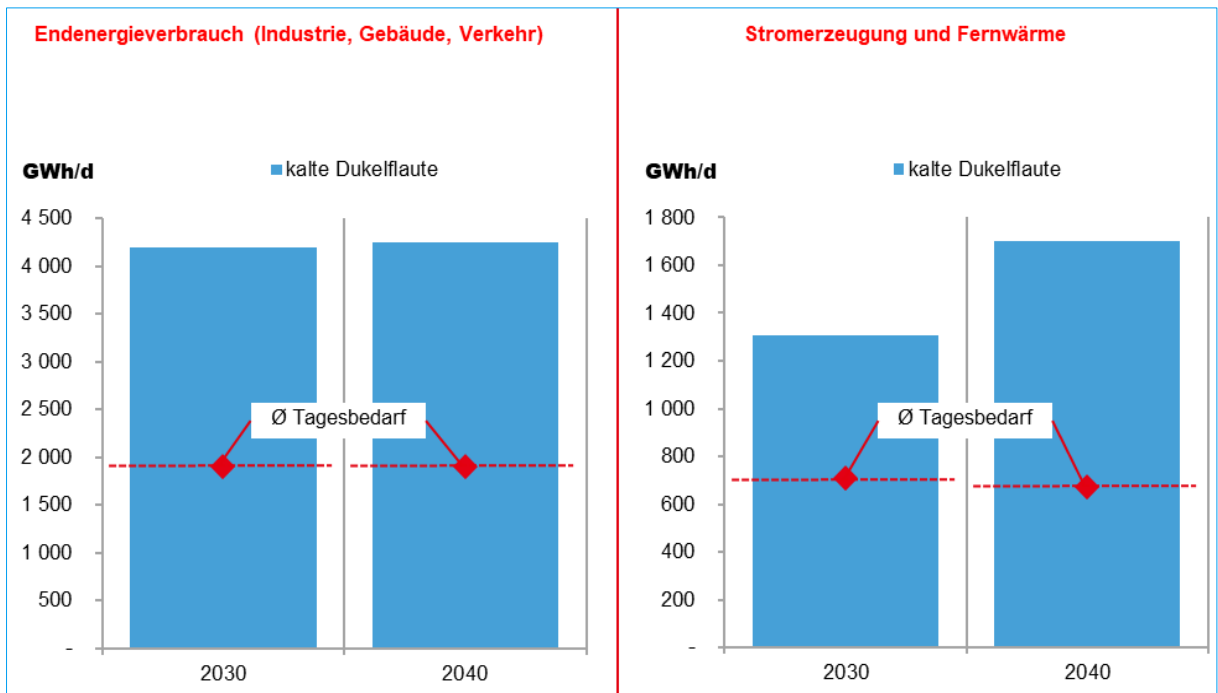


Abbildung 12 | Entwicklung von Tagesgasbedarfsspitzen im Zeitverlauf [Eigene Darstellung in Anlehnung an 32]

Im Bereich der Endverbrauchssektoren beeinflussen insbesondere niedrige Außentemperaturen Gasbedarfsspitzen. Zwischen den Jahren 2030 und 2040 zeigen sich so nur geringfügige Unterschiede während einer „kalten Dunkelflaute“. Im Quervergleich mit dem nach dem TYNDP prognostizierten Tagesdurchschnitts-Gasbedarf kommt es zu erheblichen Abweichungen nach oben. So liegt der maximale Gasbedarf während einer „kalten Dunkelflaute“ um das etwa 2,2-fache über dem Durchschnitt. Für Stromerzeugung und Fernwärme zeigt der voranschreitende Ausbau der erneuerbaren Energien zwischen 2030 und 2040 auch Rückwirkungen auf potenzielle Spitzen im Gasbedarf. Im Falle einer „kalten Dunkelflaute“ steigt der erwartete Spitzenbedarf von etwa 1.300 GWh/d auf 1.700 GWh/d an. Abweichungen gegenüber dem täglichen Durchschnittsbezug von Gas steigen damit ebenso vom 1,8-fachen des Durchschnitts auf das 2,5-fache an.

Angesichts immer häufiger auftretender Wetterextreme und der steigenden Notwendigkeit die erneuerbare Stromerzeugung zu besichern kann wie angeführt ein erheblicher Flexibilitätsbedarf resultieren. Deutschland verfügt über hohe Gasspeicherkapazitäten, welche allerdings schon im Status quo weitreichend ausgeschöpft und ausgebaut sind.

Abseits klassischer Untergrundspeicher können auch LNG-Terminals diese Funktion ausfüllen und in der kurzen Frist mit Gas aus Speichern konkurrieren und Versorgungsstrukturen so weiter diversifizieren, um Tendenzen einer Marktmonopolisierung und monopolistischen Preissetzung entgegenzuwirken. Zum einen ermöglicht LNG den Zugang zum Weltmarkt für Erdgas. Der Import von LNG über den Seeweg als Alternative zur Rohrfernleitung sichert Flexibilität auf dem

Einkaufsmarkt. Zum anderen kann das LNG Terminal selbst mit einer hohen Flexibilität Gas bei Bedarf in das leitungsgebundene deutsche Erdgasnetz einspeisen. Demnach können LNG-Terminals einen wichtigen Beitrag dazu liefern, auftretende Bedarfsspitzen weiter abzufedern.

## 2.4 Entwicklungsprojektion des Gasaufkommens

### 2.4.1 Klimapolitische Zielsetzungen

Den Entwicklungsprojektionen der Gasnachfrage steht die Deckung durch das Gasaufkommen entgegen. Die Einhaltung klimapolitischer Zielsetzungen (siehe Kapitel 2.4.1) bedingt eine tiefere Differenzierung nach den Energieträgern fossiles Erdgas, Biogas sowie CO<sub>2</sub>-neutralen synthetischen Gasen und Wasserstoff (siehe Kapitel 2.4.2). Angesichts begrenzter inländischer fossiler Gasförderkapazitäten (siehe Kapitel 2.4.3) und verbesserter Standortbedingungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Ausland und der damit verbundenen Gewinnung von grünem Wasserstoff und synthetischen Gasen, wird weitergehend die Spannweite des Importbedarfs bilanziell abgeleitet. Hinsichtlich der Rolle und Notwendigkeit von LNG-Terminals wird für den Import von Gasen zwischen einem leitungsgebundenen Transport via Rohrfernleitungssystemen und dem Seeweg unterschieden (siehe Kapitel 2.4.4).

Nach Maßgabe der aktuellen nationalen Zielsetzungen sollen die Emissionen in Deutschland bis zum Jahr 2050 um mindestens 80 bis 95 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 reduziert werden [7]. Für die kommenden zehn Jahre setzt das Ende 2019 beschlossene Bundes-Klimaschutzgesetz sektorspezifische Vorgaben für die Entwicklung der Jahresemissionsmengen [9]. Bis zum Jahr 2030 soll so eine schrittweise Reduktion der bundesdeutschen Emissionen um 55 % im Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 1990 erzielt werden. Abbildung 13 visualisiert die mittel- bis langfristig abgesteckten Zielvorgaben zur Emissionsreduktion.

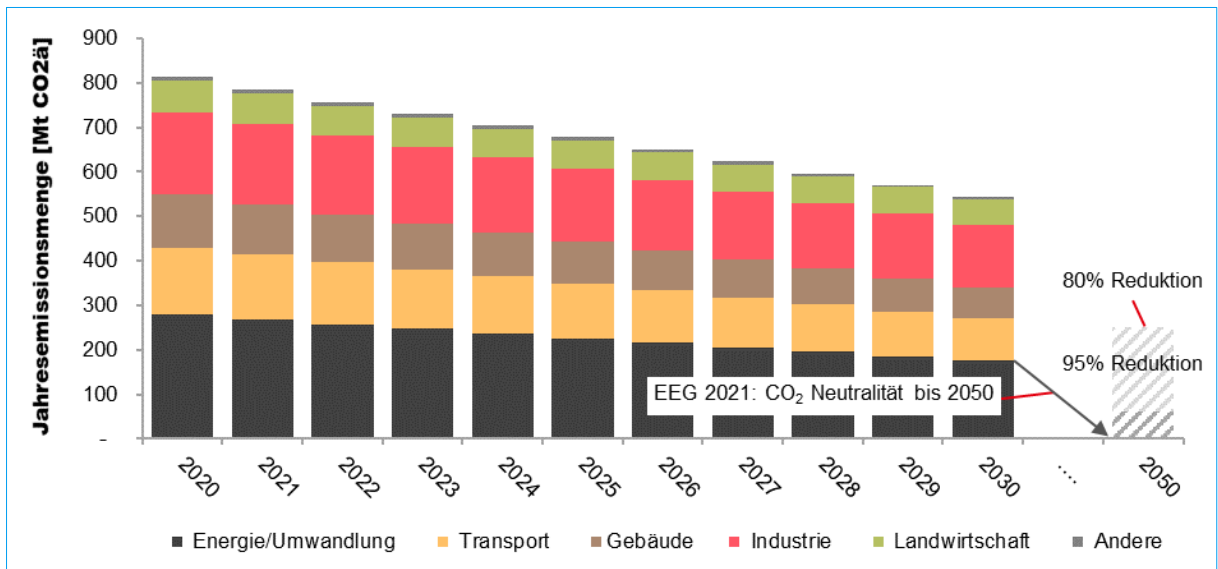


Abbildung 13 | Klimapolitische Zielvorgaben zur Emissionsreduktion in Deutschland [Eigene Darstellung in Anlehnung an 7|9]

Anknüpfend an die Reduktionsziele des Klimaschutzgesetz legt das ab dem 01.01.2021 neu in Kraft getretene „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2021)“ in Paragraph 1 fest, dass der gesamte in Deutschland verbrauchte Strom noch vor dem Jahr 2050 treibhausgasneutral erzeugt werden soll [43]. Für den Energie- und Umwandlungssektor soll es folglich bis zum Jahr 2050 zu

einer vollumfänglichen Dekarbonisierung kommen. Angesichts aktueller Diskussionen rund um den sogenannten „europäischen grünen Deal“ der europäischen Kommission kann es auch auf nationaler Ebene zu einer weiteren Verschärfung klimapolitischer Zielsetzungen kommen [11]. Dies würde schon mittelfristig abseits des Energie- und Umwandlungssektors die Realisierung weiterer Maßnahmenpakete bedingen. Mit dem Diskussionspapier „Dialog klimaneutrale Wärme“ hat das BMWi Anfang des Jahres 2021 bereits den Dialogprozess mit Industrie und Wirtschaft zur Umgestaltung und Dekarbonisierung der Wärmeversorgung angestoßen [49].

Losgelöst von den in Kapitel 2.3 angeführten Entwicklungsprojektionen des Gasaufkommens, bedingt eine Einhaltung des vorangehend skizzierten Zielrahmens, langfristig sektorübergreifend eine erhebliche Substitution von fossilem Erdgas durch Biogase sowie CO<sub>2</sub>-neutrale synthetische Gase und Wasserstoff. Synthetische Gase und Wasserstoff können vor allem für Anwendungen und Prozesse einen wertvollen Beitrag zur Dekarbonisierung liefern, bei denen eine Elektrifizierung nicht möglich oder nicht wirtschaftlich erscheint [35]. Deshalb wird nachfolgend zunächst eine bilanzielle Aufteilung des in Kapitel 2.3.2 erhobenen Gasbedarfs nach Energieträgern vorgenommen.

## 2.4.2 Zusammensetzung des Gasbedarfs nach Energieträgern unter Berücksichtigung der klimapolitischen Zielsetzungen

Bezugnehmend zu der in Kapitel 2.3.2 angenommenen Entwicklung, besteht auch langfristig ein gesteigerter Gasbedarf, welcher aufgrund der gesetzten Klimaziele den zunehmenden Einsatz von CO<sub>2</sub>-neutralen synthetischen Gasen und Wasserstoff voraussetzt. Abbildung 14 führt die absolute Entwicklung des Gasbedarfs im Zeitverlauf, jeweils segmentiert nach den Energieträgern, auf.

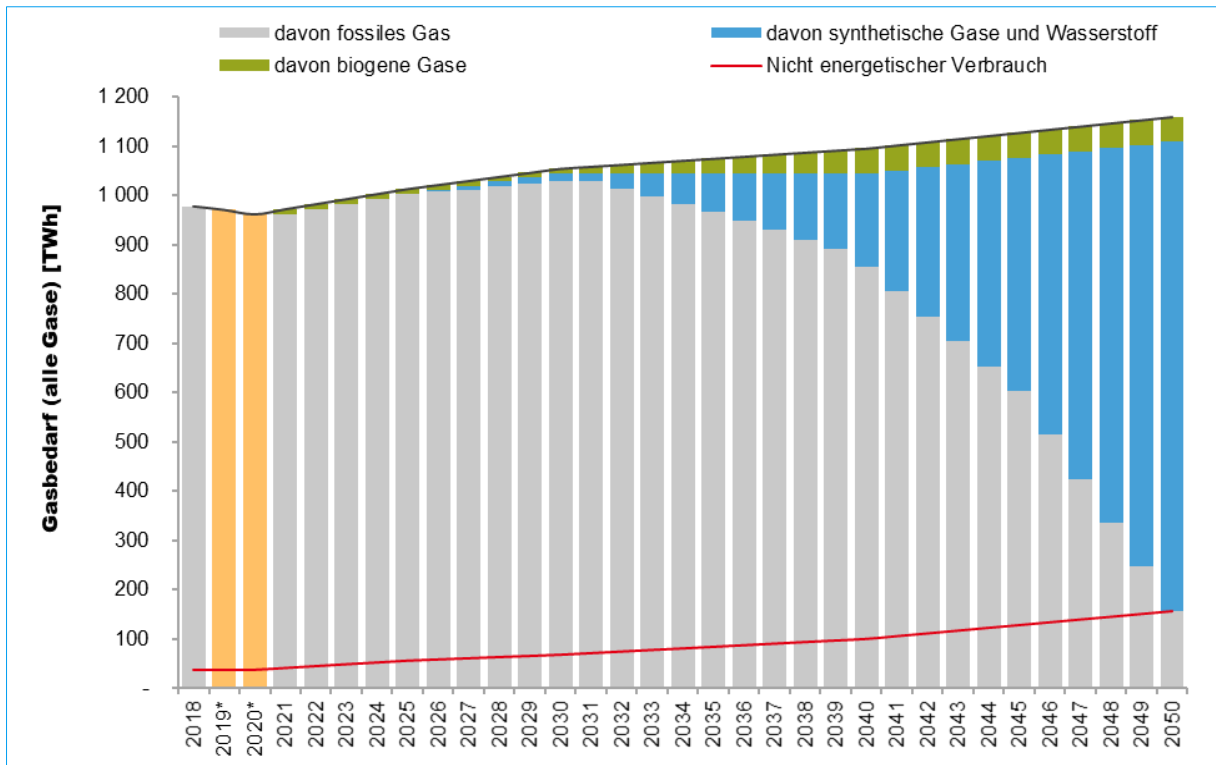


Abbildung 14 | Projektion des nationalen Gasbedarfs bis 2050 segmentiert nach Energieträgern [Eigene Darstellung]

Der deutsche Gasbedarf wird momentan zu hohen Anteilen durch die Nutzung von fossilem Erdgas bedient.<sup>8</sup> Biogene Gase decken im Status quo nur einen untergeordneten Anteil des Gasbedarfs ab. Im Jahr 2018 wurden knapp 9,5 TWh aufbereitetes Biomethan in das deutsche Erdgasnetz eingespeist [50]. Die deutschen Fernleitungsbetreiber gehen im Netzentwicklungsplan davon aus, dass dieser Anteil in den kommenden Jahren nur leicht gesteigert werden kann und bis zum Jahr 2030 bei recht konstanten 10 TWh verbleibt [33]. Für den Folgezeitbereich bis zum Jahr 2040 gehen die Langfristszenarien des „Ten Year Network Development Plan (TYNDP)“ der europäischen Fernleitungsbetreiber weiterhin von nur begrenzten Steigerungspotenzialen der innerdeutschen Erzeugung biogener Gase in einer Spannweite von ca. 50 bis 65 TWh aus [32].<sup>9</sup>

Der Beitrag biogener Gase zur Erfüllung der abgesteckten Klimaziele erscheint vor dem Hintergrund einer Steigerung des Gesamtbedarfs auf ca. 1.150 TWh langfristig selbst unter Berücksichtigung der oberen Entwicklungsbandbreite des TYNDP eher gering. Pfade für den Markthochlauf der Nutzung von CO<sub>2</sub>-neutralen synthetischen Gasen und Wasserstoff sind initial durch Zielsetzungen der nationalen Wasserstoffstrategie vorgegeben. So sollen bis zum Jahr 2030 ca. 14 TWh grüner Wasserstoff durch den Aufbau und die Nutzung von 5 GW<sub>el</sub> inländischer Elektrolysekapazität bereitgestellt werden [3]. Nach Möglichkeit wird angestrebt bis zum Jahr 2035 weitere 5 GW<sub>el</sub> an inländischer Elektrolysekapazität zuzubauen, spätestens aber bis zum Jahr 2040. Unter Annahme eines fortlaufenden Zubaus inländischer Elektrolysekapazität in 5 GW<sub>el</sub> Schritten über fünf- bzw. zehn Jahre erreicht die inländische Elektrolyseleistung einen Ausbaugrad in einer Spannweite von 15 bis 25 GW<sub>el</sub> bis zum Jahr 2050. Bei 4.000 Vollbenutzungsstunden der Elektrolyseure und unter der Voraussetzung eines ausreichenden Ausbaus erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten können bis zum Jahr 2050 knapp 40 bis 70 TWh grüner Wasserstoff inländisch erzeugt werden (in Kategorie synthetische Gase und Wasserstoff in Abbildung 14 subsumiert).

Für eine weitergehende Dekarbonisierung der Verbrauchssektoren verbleibt somit ein Importbedarf von CO<sub>2</sub>-neutralen synthetischen Gasen und Wasserstoff, welcher in den folgenden Kapiteln weiter ausgeführt wird. Für fossile und sonstige konventionelle Gase verbleibt bis zum Jahr 2050 nur ein geringer Marktanteil. So kann fossiles Erdgas langfristig weiterhin im Rahmen des nicht-energetischen Verbrauchs als Grundstoff genutzt werden (angedeutet durch rote Linie in Abbildung 14) [35]. Emissionen entstehen hier erst mit der Abfallverwertung oder Verrottung der produzierten Güter.<sup>10</sup> Auch wenn Zeitpunkt und Geschwindigkeit der Transition des Energiesystems hinsichtlich CO<sub>2</sub>-neutraler synthetischer Gase und Wasserstoff mit hoher Unsicherheit behaftet sind, setzen die festgelegten Klimaziele bis zum Jahr 2050 eine starke Einbindung dieser Energieträger voraus. Aufgrund gleicher Gasqualität wie bei konventionellem Erdgas kann im Falle von Bio- und synthetisiertem Methan auf die bestehende Gasnetzinfrastuktur zurückgegriffen werden. Stärkere Wasserstoffanteile würden eine Umwidmung der Bestandsinfrastruktur bedingen.

<sup>8</sup> Die Datenquellen für die Historie 2019 und 2020 sind nicht vollumfänglich disaggregiert verfügbar und daher als einheitlicher Balken abgebildet. Die Kategorie fossile und sonstige konventionelle Gase umfasst ebenso grauen Wasserstoff, der neben dem Ausbau der inländischen Wasserstoffwirtschaft zu einer Deckung des nach der Wasserstoffstrategie prognostizierten Bedarfs von 90 bis 110 TWh in 2030 beiträgt. Die Kategorie synthetischer Gase und Wasserstoff erfasst ausschließlich CO<sub>2</sub>-neutrale Gase.

<sup>9</sup> In Abbildung 14 ist hier die untere Spannweite biogener Gase von 50 TWh bis 2040 dargestellt und im weiteren Zeitverlauf konstant fortgeschrieben.

<sup>10</sup> Theoretisch bestehen aber auch für den nicht-energetischen Verbrauch weitere Substitutionsmöglichkeiten durch biogene oder synthetische Gase



### 2.4.3 Inländische Produktion

Die Förderung von fossilen und konventionellen Gasen entwickelt sich in Europa seit Jahren rückläufig. Prognosen gehen davon aus, dass die europäische Gasförderung in den kommenden fünf Jahren um 40 % zurückgehen wird, wesentlich durch Förderumstellungen in den Niederlanden und Großbritannien bedingt [23].<sup>11</sup> Auch in Deutschland entwickelt sich die Förderung fossiler und konventioneller Gase aufgrund zunehmender Erschöpfung natürlicher Lagerstätten rückläufig. Mit einem Rückgang der produzierten Reingasmengen um 1 Mrd. m<sup>3</sup> auf 6,2 Mrd. m<sup>3</sup> ist die Gasförderung in Deutschland bereits im Jahr 2018 um 13,3 % gegenüber dem Vorjahr abgesunken [45]. Für eine Ableitung des resultierenden Gasimportbedarfs werden in einem ersten Schritt die inländischen Gasförderungsmengen zuzüglich biogenen Gasen sowie synthetischen Gasen und Wasserstoff dem abgeleiteten Gasbedarf gegenübergestellt. Abbildung 15 führt die Ableitung graphisch auf.

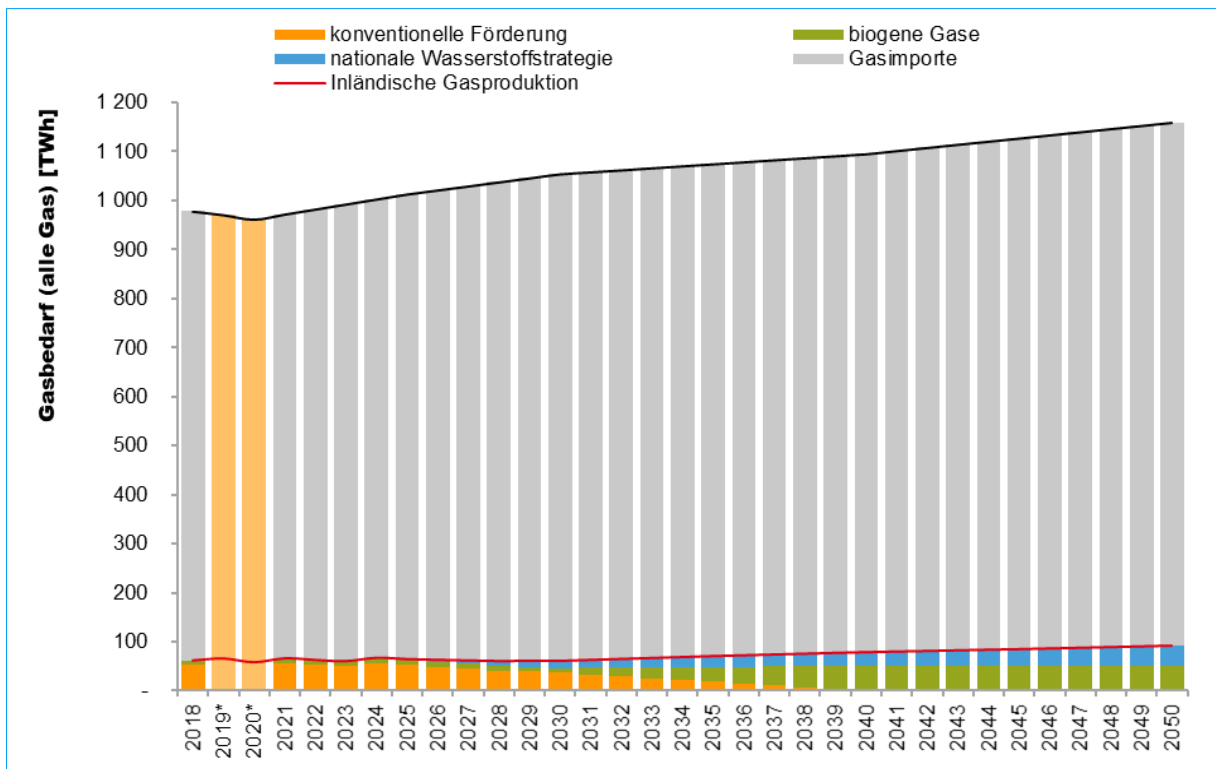


Abbildung 15 | Projektion der nationalen Gasförderung bis 2050 segmentiert nach Energieträgern [Eigene Darstellung]<sup>12</sup>

Für das Jahr 2018 beläuft sich die innerdeutsche Erdgasförderung auf knapp 52 TWh, zuzüglich der Einspeisung von 9,5 TWh Biomethan [50|51]. Prognosen des Bundesverbands für Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. gehen für die Förderung von fossilen und konventionellen Gasen in den deutschen Hauptförderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems bis 2030 von einer weiteren Reduktion der Fördermengen um 30 % auf 36,4 TWh aus [33]. Mit der sukzessiven Marktraumumstellung, besonders im Nordwesten Deutschlands, von L-Gas auf H-Gas bis zum Jahr 2030 sind die direkten Einspeisepotenziale der in Deutschland geförderten L-Gas Mengen künftig weiter begrenzt [45].<sup>13</sup>

<sup>11</sup> Mit Ausnahme von Norwegen

<sup>12</sup> Die Datenquellen für die Historie 2019 und 2020 sind nicht vollumfänglich disaggregiert verfügbar und daher als einheitlicher Balken abgebildet.

<sup>13</sup> Nach 2030 ist eine sukzessive Reduktion der deutschen Erdgasförderung bis zum Jahr 2040 unterstellt

Der Rückgang der Förderung konventioneller und fossiler Gase kann mittelfristig durch den Ausbau der Netzeinspeisung biogener Gase sowie den Ausbau der inländischen Wasserstoffwirtschaft kompensiert werden. Wie vorangehend in Kapitel 2.4.2 angeführt, geht der TYNDP einerseits in seinen Szenarien von einer Steigerung der Erzeugung biogener Gase in Deutschland von 50 bis 65 TWh aus. Andererseits bestehen gemäß den Zielsetzungen der nationalen Wasserstoffstrategie weitere Erzeugungspotenziale von grünem Wasserstoff in einer Spannweite von 40 bis 70 TWh bis zum Jahr 2050.<sup>14</sup> Angesichts einer leicht ansteigenden Entwicklung des Gasbedarfs im Zeitbereich bis zum Jahr 2050, steigt auch der Importbedarf weiter an. Ausgehend vom Status quo macht die inländische Förderung und Bereitstellung von Gasen auch langfristig nur einen kleinen Anteil zur Deckung des Gasbedarfs aus. Der Rückgang der Förderung konventioneller und fossiler Gase kann lediglich durch die Erschließung und Erweiterung zusätzlicher Erzeugungskapazitäten biogener Gase und dem Aufbau einer inländischen Wasserstoffwirtschaft zu ähnlichen Anteilen ersetzt werden.

#### **2.4.4 Importe und verbleibender Importbedarf**

Aufgrund der geographischen Lage nimmt Deutschland in Europa die Rolle einer Gasdrehscheibe ein. Von den rund 1.760 TWh der im Jahr 2018 importierten Gasmengen wird ein hoher Anteil an die Nachbarländer weitergereicht. Mit einem Importzuwachs von 5 % gegenüber dem Vorjahr ist Deutschland somit weiterhin der größte Gasimporteur in Europa. [45] Während der deutsche Gasimport aktuell nahezu ausschließlich über Rohrfernleitungen erfolgt, wird der gesamteuropäische Gasbedarf bereits momentan zu knapp 25 % durch LNG-Terminals bedient [26]. Hinsichtlich der Projektion der deutschen Gasimporte spielt zukünftig somit auch die Betrachtung innerdeutscher LNG-Terminalkapazitäten eine wichtige und nicht zu vernachlässigende Rolle.

Die Differenz der prognostizierten Entwicklung des Gasbedarfs (schwarze Linie in Abbildung 15) sowie der kumulierten Entwicklung der inländischen Gasförderung (rote Linie in Abbildung 15) bildet den resultierenden Gasimportbedarf im Zeitverlauf ab.<sup>15</sup> Für die Projektion des Gasimports spielen viele Faktoren eine wichtige Rolle, wie beispielsweise geopolitische Auswirkungen, Verfügbarkeit von Gasen, aber auch die Entwicklung und Ausgestaltung der klimapolitischen Ziele.

Lässt man in einer ersten Betrachtung zunächst die klimapolitischen Ziele außer Acht, so kann abgeleitet werden, wie sich die Importe unter maximalem Bezug von Erdgas entwickeln können. Diese Projektion ist in Abbildung 16 dargestellt. Insgesamt wird von einem konstanten bis leicht steigendem Importbedarf ausgegangen.

<sup>14</sup> In Abbildung 15 ist jeweils die untere Spannweite für die inländische Erzeugung biogener Gase sowie von grünem Wasserstoff angegeben

<sup>15</sup> Der Gasimportbedarf ist hier zunächst nicht weiter nach Energieträger ausdifferenziert

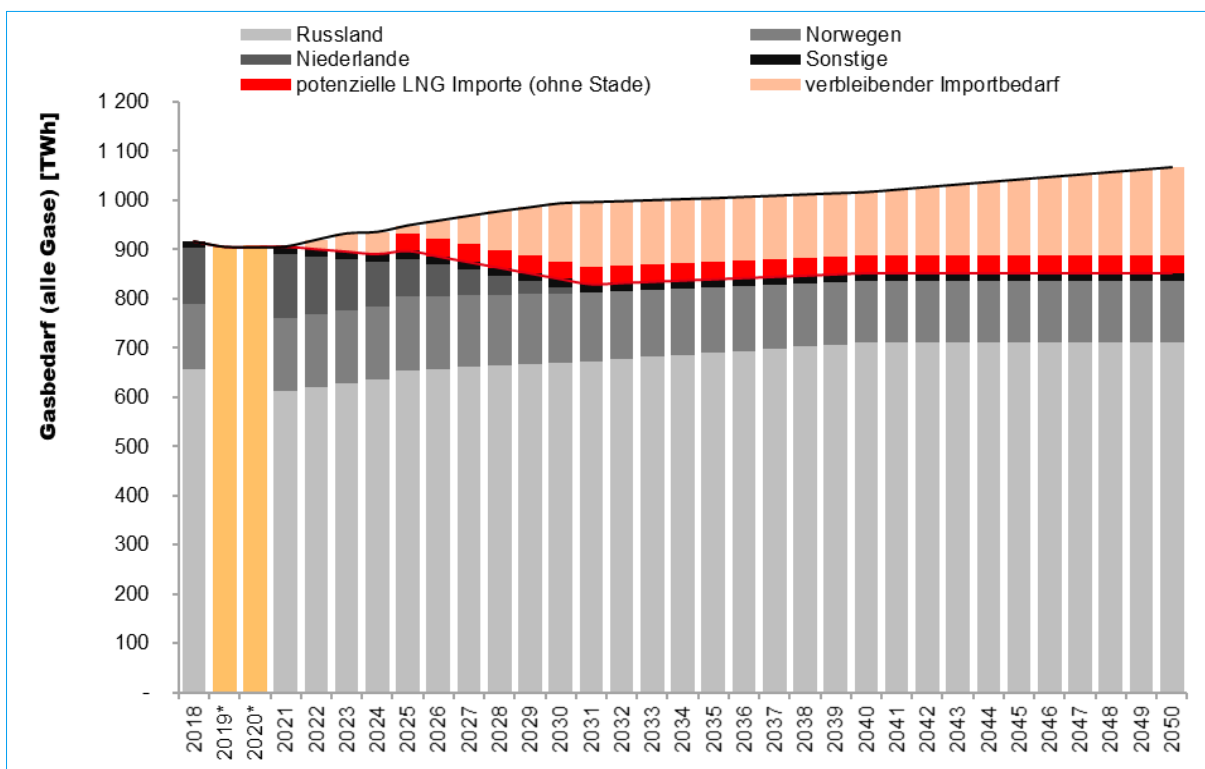


Abbildung 16 | Projektion der nationalen Gasimporte bis 2050 (unabhängig von CO<sub>2</sub>-Emissionszielen) [Eigene Darstellung]<sup>16</sup>

In den vergangenen Jahren wurde der Gasimport im Mittel<sup>17</sup> wesentlich durch die Niederlande (14,2 %), Norwegen (16,4 %) und Russland (68 %) abgedeckt. Die verbleibenden knapp 1,8 % des Gasimports entfallen hauptsächlich auf Belgien und Dänemark und sind in der Kategorie „Sonstige“ zusammengeführt. [45|52|53] Der entsprechende Importanteil von rund 16,3 TWh stellt damit einen nur untergeordneten Beitrag dar. Für die weitere Fortschreibung wurde vereinfachend eine konstante Entwicklung des Gasimports aus den sonstigen Regionen unterstellt.

Das Erdgasangebot aus den Niederlanden wird perspektivisch für zukünftige Lieferungen nahezu vollständig entfallen. So wurde von der niederländischen Regierung Ende 2018 als Folge eines Erdbebens beschlossen, eines der größten bestehenden Erdgasfelder der Welt, das Groningen-Gasfeld, ab 2022 aus Sicherheitsgründen vorzeitig fast vollständig stillzulegen [54]. Darüber hinaus wird aus den Niederlanden das niederkalorische L-Gas bezogen. Durch die Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas im Nordwesten Deutschlands ist bis 2030 ein weiterer Rückgang der Importe aus den Niederlanden zu erwarten [45]. Vor diesem Hintergrund werden die niederländischen Exportkapazitäten bereits ab dem Jahr 2021 schrittweise reduziert [24]. Der Netzentwicklungsplan unterstellt dahingehend einen sukzessiven Rückgang der niederländischen Importe um 10 % pro Jahr bis zum Jahr 2030 [33]. Eine entsprechende Entwicklung wurde in Abbildung 16 hinsichtlich der Szenarioprojektion übernommen.

Norwegen ist angesichts großer konventioneller Gasförderung, einem nur niedrigen inländischen Bedarf und guter Anbindung an das europäische Gasnetz einer der größten Gasexporteure. Der Marktanteil fällt mit 24 % an den gesamteuropäischen Gasimporten entsprechend hoch aus. Die

<sup>16</sup> Die Datenquellen für die Historie 2019 und 2020 sind nicht vollumfänglich disaggregiert verfügbar und daher als einheitlicher Balken abgebildet.

<sup>17</sup> Die Aufschlüsselung der Gasimportmengen entspricht dem Durchschnitt der Angaben des Monitoringberichts der BNetzA über die Jahre 2020, 2019 und 2018

Förderkosten in Norwegen haben in Europa grundlegend eine hohe Wettbewerbsfähigkeit. Der starke Rückgang des Gaspreises im zweiten Quartal 2020 (siehe Abbildung 8), welcher auch auf anwachsende LNG-Importe zurückzuführen war, hat das Gaspreisniveau nahe an die Förderkosten norwegischer Gasfelder herangeschoben und die Importentwicklung von norwegischem Gas schon in der Vergangenheit stark beeinflusst. [26] LNG tritt damit bereits in der aktuellen Situation zeitweise in Konkurrenz zur norwegischen Gasförderung. Für die norwegischen Exportkapazitäten sind hohe Flexibilitäten angelegt, sodass je nach Bedarf und Marktlage eine Reaktion erfolgen kann [55]. Angesichts der hohen Gasförderaktivitäten der vergangenen Jahre und der zunehmenden Erschöpfung von Bestandsfeldern ist künftig von einer eher rückläufigen Gasförderung auszugehen. Die IEA geht im Rahmen des World Energy Outlook von einem schrittweisen Rückgang der norwegischen Gasförderung um insgesamt 5 % bis 2030 und schließlich knapp 15 % im Jahr 2040 aus [31]. Dieser Trend wird anteilig auch für die norwegischen Gasimporte angenommen. Ab 2040 ist dann in Abbildung 16 ein konstanter Import aus Norwegen fortgeschrieben.

Russland deckt sowohl auf europäischer als auch auf deutscher Ebene den Großteil der Gasimporte ab. Im Jahr 2020 lag der Anteil von russischem Gas an der Versorgung der europäischen Union bei ca. 46 %, wovon 42 % via Rohrfernleitungstransport und 4 % als LNG-Transporte vorgenommen wurden. Russland ist somit auch auf Ebene der LNG-Lieferungen einer der Top-Lieferanten Europas. Der Transport von russischem Gas über Rohrfernleitungen erfolgt derzeit über die vier Haupttrouten Ukraine, Belarus, Nord Stream 1 sowie TurkStream. [26] Der Gastransit durch die Ukraine oder Belarus hat sich in der nahen Vergangenheit rückläufig entwickelt, sodass die Rohrfernleitung Nord Stream 1, die einen direkten Anschluss zwischen Russland und Deutschland über die Ostsee ermöglicht, im Jahr 2020 die Hauptversorgungsrouten darstellt. Die im September 2021 fertiggestellte Erweiterung der Transportkapazität um zusätzliche 55 Mrd. m<sup>3</sup> durch den Bau von Nord Stream 2 war bis zuletzt von hohen politischen Spannungen und großen Unsicherheiten begleitet. Gegenwärtig wird durch die BNetzA die Zertifizierung der Nord Stream 2 AG als unabhängiger Betreiber geprüft. Die Zertifizierung ist Voraussetzung für eine ordnungsgemäße Inbetriebnahme der Rohrfernleitung.

Langfristig wird ein konstant hohes Förderniveau der russischen Gasvorkommen erwartet. Die weitere Erschließung von Gasvorkommen in der Jamal Provinz führt nach Angaben der IEA und des World Energy Outlook zu einer Steigerung der russischen Erdgasproduktion bis zum Jahr 2040 um insgesamt 15 % [31]. Diese Steigerungsrate ist in Abbildung 16 hinsichtlich der Entwicklung der Importe von russischem Gas nach Deutschland übertragen. Wie bereits angeführt ist diese Steigerung auch mit einer gewissen Unsicherheit hinsichtlich der Fertigstellung und Realisierung von Nord Stream 2 verbunden. Dennoch wären bei einer nicht Fertigstellung von Nord Stream 2 die angenommenen Projektionen über andere Transportwege, wie beispielsweise einer höheren Auslastung über die Transitroute durch die Ukraine oder Belarus, erreichbar.

Werden alle Projektionen der leitungsgebundenen Importe aufsummiert, so verbleibt insbesondere ab Mitte der 2020er Jahre eine über den Zeitverlauf ansteigende Lücke des Importbedarfs. Nach 2030 beträgt diese Lücke ca. 130 TWh pro Jahr und verläuft relativ konstant bis 2040. Ab 2040 wird dann ein weiterer Anstieg bis auf 178,1 TWh im Jahr 2050 angenommen. Diese Lücke kann einerseits durch höhere Auslastungen bestehender Rohrfernleitungssysteme oder aber den Aufbau inländischer LNG-Terminalkapazität aufgefangen werden. Der Netzentwicklungsplan erfasst momentan drei geplante Terminalprojekte in Deutschland [33]. Abbildung 16 führt die Betrachtung potenzieller Importmengen zunächst ohne Berücksichtigung des LNG-Terminals in

Stade auf<sup>18</sup>. Potenzielle Importmengen sind hinsichtlich der geplanten Terminalkapazitäten und Auslastungen abgeschätzt<sup>19</sup>. Wie in Abbildung 16 ersichtlich kann der grundlegende Zubau von LNG-Terminalkapazitäten einen wichtigen Beitrag zur Schließung einer sich abzeichnenden Importlücke leisten und die Versorgungsstrukturen weiter diversifizieren. Unter ferner Berücksichtigung der Terminalkapazität in Stade von rund 12 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr gewinnt der Import über LNG-Terminals weiter an Gewicht und bietet eine wichtige Option zur Absicherung von Versorgungssicherheit und Segmentierung der Angebotsstrukturen.

Welche Länder zukünftig dauerhaft als Bezugsregionen von Gasen infrage kommen, ist einerseits an Förderreserven und Erzeugungskapazitäten gekoppelt aber andererseits, wie in Kapitel 2.4.1 bereits beschrieben, ganz zentral an Aspekte des Klimaschutzes geknüpft. Unter weiterer Berücksichtigung der Klimaschutzziele im Rahmen eines 95 % Szenarios sind somit vor allem für den leitungsgebundenen Import von Erdgas weitere Restriktionen zu setzen. Im Status quo bezieht sich der Import aus den Niederlanden, Norwegen und Russland auf die Einfuhr fossiler Gase. Sofern nur geringe Potenziale für die Herstellung von erneuerbaren und synthetischen Gasen vor allem in Norwegen und Russland angenommen werden, sind die Importmengen aus beiden Regionen weiter zu beschneiden. Analog zu Abbildung 16 führt Abbildung 17 die Entwicklungsprojektion des Gasimportes unter Berücksichtigung weiterer Restriktionen an den Import von fossilem Erdgas auf.

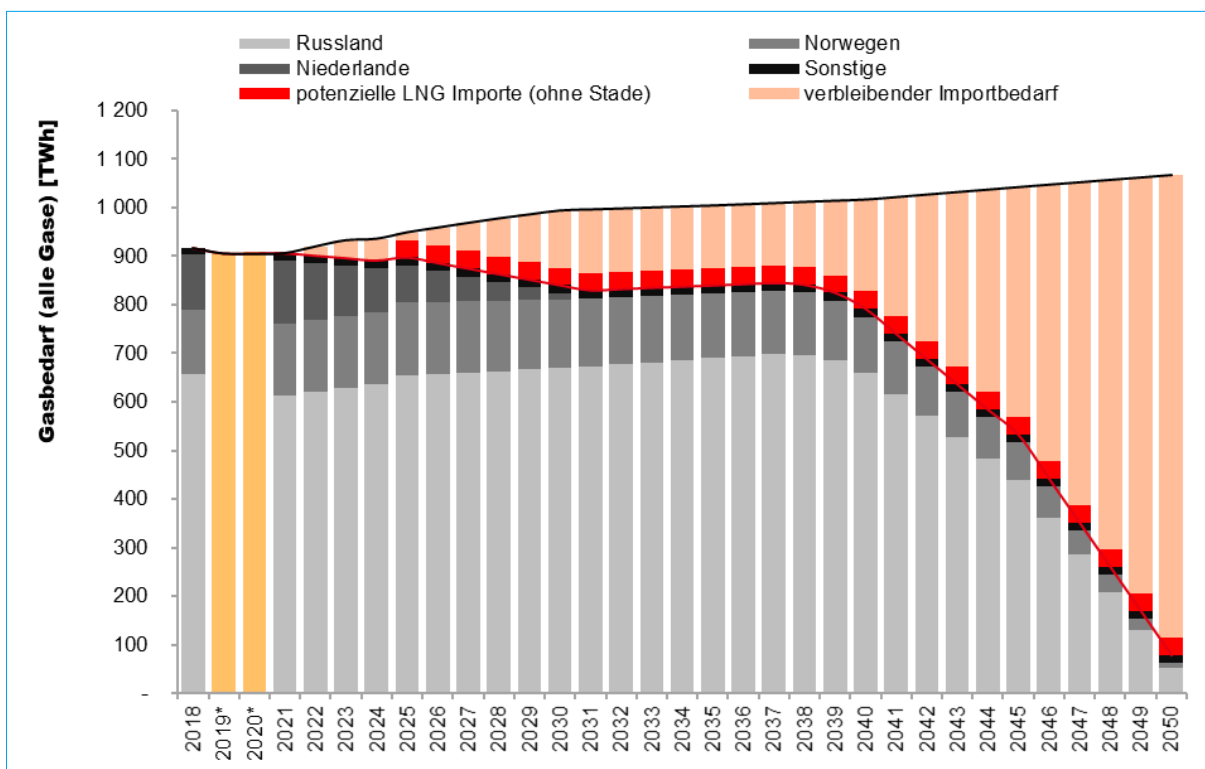


Abbildung 17 | Projektion der nationalen Gasimporte bis 2050 (Berücksichtigung 95 %-Reduktionsziel CO<sub>2</sub>) [Eigene Darstellung]<sup>20</sup>

Der verbleibende Importbedarf ist auch hier als Saldo aus dem Gesamtbedarf (schwarze Linie) und der Entwicklung leitungsgebundener Importe von fossilen Gasen aufgeführt (rote Linie). Ähnlich

<sup>18</sup> Angesichts hoher Unsicherheiten für das Terminalprojekt in Wilhelmshaven wurde auf eine Berücksichtigung in den Bilanzierungen verzichtet

<sup>19</sup> Terminalkapazität von ca. 8 Mrd. m<sup>3</sup> und durchschnittliche Terminalauslastung von 46%

<sup>20</sup> Die Datenquellen für die Historie 2019 und 2020 sind nicht vollumfänglich disaggregiert verfügbar und daher als einheitlicher Balken abgebildet.

wie in Abbildung 16 zeigt sich auch in diesem Betrachtungsfall bereits bis Mitte der laufenden Dekade eine Deckungslücke, welche ab den 2040er Jahren erheblich zunimmt. In Anlehnung an den unterstellten Markthochlauf für die Nutzung erneuerbarer Gase und von Wasserstoff (siehe Abbildung 14) sowie angesichts potenzieller Restriktionen des Bezugs dieser Energieträger aus bestehenden Lieferregionen wie Norwegen und Russland, steigt der verbleibende Importbedarf massiv an. Importmengen von fossilem Gas aus Russland und Norwegen sind im Rahmen des Szenariosettings bis zum Jahr 2050 lediglich für den nicht-energetischen Verbrauch gegeben<sup>21</sup>. Die Verteilung des verbleibenden Importes aus Russland und Norwegen ist zu gleichen Verhältnissen wie in Abbildung 16 auf die verbleibenden fossilen Gasmengen verteilt. Bis zum Jahr 2050 resultiert ein Anstieg des verbleibenden Importbedarfs auf bis zu 770 TWh.

Die angeführten Importszenarien spannen einen Betrachtungsraum entlang extremer Ausprägungen auf. Entwicklungen des Gasimports für Deutschland werden sich jedoch potenziell im Rahmen der aufgezeigten Spannweite bewegen. In beiden Fällen kommt es folglich zu einem Anstieg des Importbedarfs, welcher durch den Zubau von LNG-Terminalkapazitäten adressiert werden kann. Hinsichtlich der gesetzten klimapolitischen Anforderungen ist die Bedeutung von Verschiebungen in der Zusammensetzung des Gasmixes herauszustellen. Aufgrund besserer Standortbedingungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Ausland, spielt der Import von synthetischen Gasen und von Wasserstoff eine wichtige Rolle. Hohe Potenziale für die Herstellung synthetischer und grüner Gase werden vor allem für Regionen prognostiziert, die nur begrenzt oder gar nicht in das europäische Rohrfernleitungssystem eingebunden sind. Große Vorteile in der Herstellung klimaneutraler Gase und von Wasserstoff werden in der aktuellen Diskussion vor allem in Nordafrika und dem Nahen Osten gesehen. Eine erforderliche Diversifizierung der Angebotsstruktur kann folglich durch die Integration von LNG-Terminals in das deutsche Gassystem erzielt werden. LNG-Terminals sind flexibel hinsichtlich der zu transportierenden Gase nutzbar. Getrieben durch die Marktentwicklung kann eine Umstellung im Transport von fossilen Gasen hin zu CO<sub>2</sub> neutralen Gasen und Wasserstoff erfolgen. LNG-Terminals liefern vor diesem Hintergrund die erforderliche Flexibilität Unsicherheiten im Markthochlauf der Nutzung von klimaneutralen Gasen und Wasserstoff zu begegnen und sind der Enabler für den Aufbau langfristiger Lieferbeziehungen zu Importregionen abseits des europäischen Gasnetzes und klassischer Bezugsregionen für fossiles Erdgas.

<sup>21</sup> Theoretisch bestehen auch für den nicht-energetischen Verbrauch Substitutionsmöglichkeiten von fossilem Erdgas durch Biogase oder synthetisierte erneuerbare Gase und Wasserstoff (siehe Kapitel 2.3.2).

## 2.5 Anlegerbelegungszeit

Zur Berechnung einer Anlegerbelegungszeit durch Schiffe, die LNG anlanden, werden die Annahmen der geplanten Einspeisekapazität in das Erdgasnetz bzw. Regasifizierungskapazität des Stader LNG-Importterminals mit 12 Mrd. m<sup>3</sup>/a Erdgas sowie deren vollständige Kapazitätsausschöpfung herangezogen [69]. Unter besonderer Würdigung der Ergebnisse des Kapitels 2.4.2 ist dabei festzustellen, dass etwa ab dem Jahr 2030 eine sich verstärkende Dynamik zur Substitution fossiler Erdgasquellen durch aus erneuerbaren Energien synthetisch hergestelltes Methan erwartet werden kann. In beiden Fällen findet eine Verflüssigung des Erdgases bzw. Methans statt, wodurch ein seeseitiger Transport als LNG ermöglicht wird.

Ergänzend ist davon auszugehen, dass zur Erreichung der gesetzten Treibhausgaseinsparungsziele auch weitere synthetische PtX-Energieträger zur Bedienung der Gasnachfrage an Bedeutung gewinnen werden. Dabei lässt sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht belastbar bestimmen, zu welchen Anteilen es sich hierbei um z. B. Wasserstoff oder auch Ammoniak handelt. Insbesondere aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften bietet Ammoniak gegenüber der Handhabung und dem Transport von Wasserstoff deutliche Vorteile. Während für den Transport von Ammoniak bereits heute eine entsprechend große Schiffsflotte im Einsatz ist, befinden sich Projekte zum seeseitigen Transport von Wasserstoff, sowohl verflüssigt als auch komprimiert, überwiegend noch in der Konzeptphase. Zwar ist mit der ‚Suiso Frontier‘ (IMO-Nr. 9860154) bereits ein Tanker für verflüssigten Wasserstoff vom Stapel gelaufen, jedoch ist dieses aufgrund unterschiedlicher Herausforderungen noch nicht im operativen Betrieb sowie mit den gegebenen 1.250 m<sup>3</sup> Transportkapazität, die den Transport von etwa 89 t Wasserstoff ermöglichen, hinsichtlich der Transportstückkosten nicht für den Transport im kommerziellen Maßstab geeignet. Gleichzeitig wäre es beim Import von Ammoniak erforderlich, die chemische Verbindung über einen Ammoniak-Cracker in seine Bestandteile Stickstoff und Wasserstoff zu zerlegen, um wiederum den Wasserstoff perspektivisch in das unter Kapitel 1.2 referenzierte L-Gas-Netz einspeisen können.

Mit einer LNG-Import- und -Lagerinfrastruktur am Standort Stade sowie Synergien insbesondere bei der Anlegerinfrastruktur, würde die Grundlage geschaffen, zukünftig auch die skizzierten synthetischen sowie weitere PtX-Energieträger importieren zu können. Da die konkreten Importmengen für Wasserstoff, Ammoniak, etc. gegenwärtig nicht plausibel antizipierbar sind, ihnen jedoch ein elementarer Beitrag in der Energiewende zuzuschreiben ist und für sie ab 2030 weltweit und in Deutschland ein deutlicher Nachfrageschub erwartet wird [75], geht dieser Zusammenhang als qualitatives Bedarfselement **2.A** in die weitere Betrachtung ein.

Demgegenüber ist der Anlegerbedarf im LNG-Import unter Berücksichtigung der oben aufbereiteten Analyseergebnisse sowie unter Nutzung weiterer evidenzbasierter Annahmen deutlich verlässlicher quantifizierbar. Es wird unterstellt, dass die Anlandung von LNG im Hafen von Stade durch Q-Flex-LNG-Tanker erfolgt. Schiffe der aktuellen Generation, wie z. B. die ‚Aristarchos‘ (IMO-Nr. 9862918), verfügen dabei über eine Transportkapazität von ca. 174 Tsd. m<sup>3</sup> bzw. rund 78 Tsd. t LNG. Die Befüllungsgrenze der Ladungstanks der Schiffe wird mit 98 % angenommen, da gemäß IGC-Code nur bei Einhaltung verschiedener Bedingungen eine darüberhinausgehende Beladung möglich ist. Der Heel bzw. die an Bord verbleibende LNG-Menge, die das Schiff für den operativen Betrieb sowie das Herunterkühlen der LNG-Tanks vor der erneuten Ladungsaufnahme an einem LNG-Exportterminal benötigt, wird mit 1 % der Gesamtladekapazität kalkuliert. Entsprechend ergibt sich eine am Importterminal in Stade einspeisbare LNG-Menge von ca. 76 Tsd. t.

Als durchschnittliche Löschrates der LNG-Tanker werden 6 Tsd. t/h unterstellt. Auf empirischen Erhebungen basierend ist neben dem Zeitaufwand für die Entladung eine Rüstzeit, für u. a. das

Fest- und Losmachen oder das Spülen von Leitungen, im Umfang von durchschnittlich etwa 5 h je Schiff vorzusehen. Entsprechend ergibt sich für die importseitige Abfertigung eines Schiffes eine Gesamtanlegerzeitbelegung von rund 18 h. Unter Berücksichtigung der angestrebten Erdgas-Netzeinspeisung in einem Umfang von 12 Mrd. m<sup>3</sup>/a, korrespondierend mit ca. 9 Mio. t LNG, sind mit dem ersten vollen Betriebsjahr nach der geplanten Eröffnung des Terminals in 2026 Anlegerkapazitäten für die Abfertigung von jährlich rund 118 Q-Flex-LNG-Tankern vorzuhalten.

Wie in Abbildung 18 dargestellt, korrespondiert diese Anlegerpenetration mit einer Jahresauslastung von ca. 2,1 Tsd. h bzw. etwas weniger als einem Viertel der insgesamt verfügbaren Jahresstunden. Hierbei unberücksichtigt bleiben potenzielle, indirekt zurechenbare Anlegernichtbelegungszeiten, die sich z. B. aufgrund eines potenziellen (partiellen) Begegnungsverbots auslaufender und einlaufender LNG-Tanker auf der Elbe ergeben. Bei

- überschlägiger Schätzung der Manöver- und Fahrzeiten im Ein- und Ausgang eines Schiffes auf der Elbe auf jeweils 8 h,
- der Annahme, dass ein auslaufender und einlaufender LNG-Tanker ohne Zeitverlust direkt aufeinander folgen und
- einer unterstellten Nichtnutzbarkeit des Anlegers für andere Funktionen während der 16 h, die der Schiffwechsel am Anleger erfordert, würde ein potenzieller Anleger für den LNG-Import ca. 46 % im Jahr direkt und indirekt belegt sein.

Da die konkrete Verteilung der Schiffsankünfte innerhalb eines Kalenderjahres nicht vollständig verlässlich postulierbar ist, jedoch davon ausgegangen werden muss, dass zumindest fallweise LNG-Tanker unmittelbar aufeinander folgen, soll dieser Umstand in der weiteren Bedarfsermittlung als qualitatives Bedarfelement **2.B** gewürdigt werden.

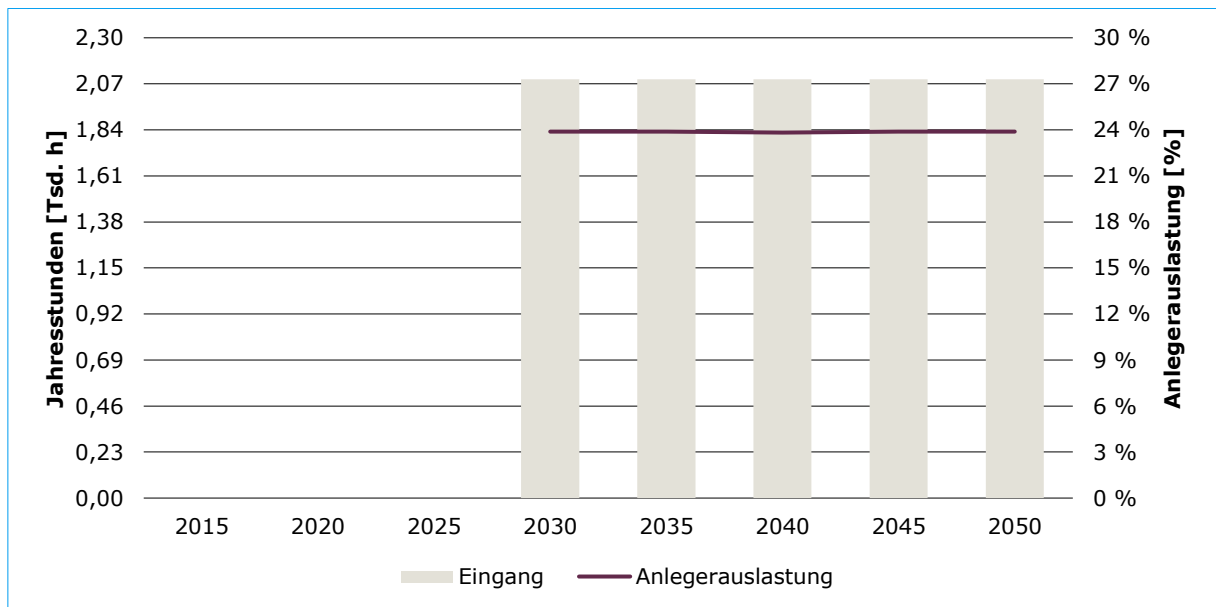


Abbildung 18 | Auslastung eines Anlegers/Löschkopfes bis 2050 zur Abdeckung der nationalen Gasnachfrage [Eigene Darstellung]

Unabhängig von der zuvor skizzierten Produktivität der LNG-Löschköpfe am Anleger, haben auch dessen Dimensionierung sowie etwaige Liegewannen und Wendebecken den Anforderungen mindestens der im Transport vorgesehenen Q-Flex-LNG-Tanker Rechnung zu tragen. Die beispielhaft genannte ‚Aristarchos‘ ist ca. 299 m lang und 46 m breit und verfügt bei 92.789 dwt über einen Tiefgang von ca. 9,5 m.



### 3. GASNACHFRAGE IN DER SCHIFFFAHRT

#### 3.1 Kraftstoffarten

Die Seeschifffahrt verwendet derzeit primär drei Kraftstoffarten, die alle aus Rohöl hergestellt werden:

- HFO (Heavy Fuel Oil), im deutschen Schweröl, ist ein Rückstandsöl, das bei unterschiedlichen Raffinerie- und Destillationsprozessen anfällt.
- MDO/MGO (Marine Diesel Oil/Marine Gasoil), ist ein Destillat, das gegenüber HFO eine deutlich höhere Reinheit aufweist
- VLSFO/ULSFO (Very/Ultra Low Sulphur Fuel Oil) sind im Grunde auch Schweröle, welche sich von HFO durch einen besonders geringen Schwefelgehalt von unter 0,5 % (VLSFO), beziehungsweise 0,1 % (ULSFO) auszeichnen.

Neben diesen drei ölbasierten Kraftstoffen gibt es auch weitere flüssige Kraftstoffe wie zum Beispiel Methanol, oder auch gasförmige Kraftstoffe wie LNG. Diese alternativen Kraftstoffe haben sich allerdings alle noch nicht am Markt durchgesetzt und fristen noch ein Nischendasein, obwohl sie gegenüber herkömmlichen Kraftstoffen oft Vorteile bieten. Fossile Kraftstoffe wie Schweröle und Destillate emittieren bei der Verbrennung unterschiedliche Schadstoffe. Neben der Emission von CO<sub>2</sub> sind vor allem die Mengen der Emissionen von Schwefeloxiden (SO<sub>x</sub>), Stickoxiden (NO<sub>x</sub>) und Feinstaub (PM<sub>2,5, 10</sub>) Bestandteil regulatorischer Vorgaben. So ist beispielsweise seit dem 1. Januar 2020 ein maximaler Schwefelgehalt von 0,5 % in maritimen Kraftstoffen zulässig, was zu einem Wechsel der vorherrschenden Kraftstoffe geführt hat. Der Bedeutungsverlust von HFO gegenüber VLSFO infolge der Verschärfung der regulatorischen Vorgaben lässt sich auf Basis der Bunkerverkäufe am weltweit größten Bunkermarkt in Singapur gut erkennen.

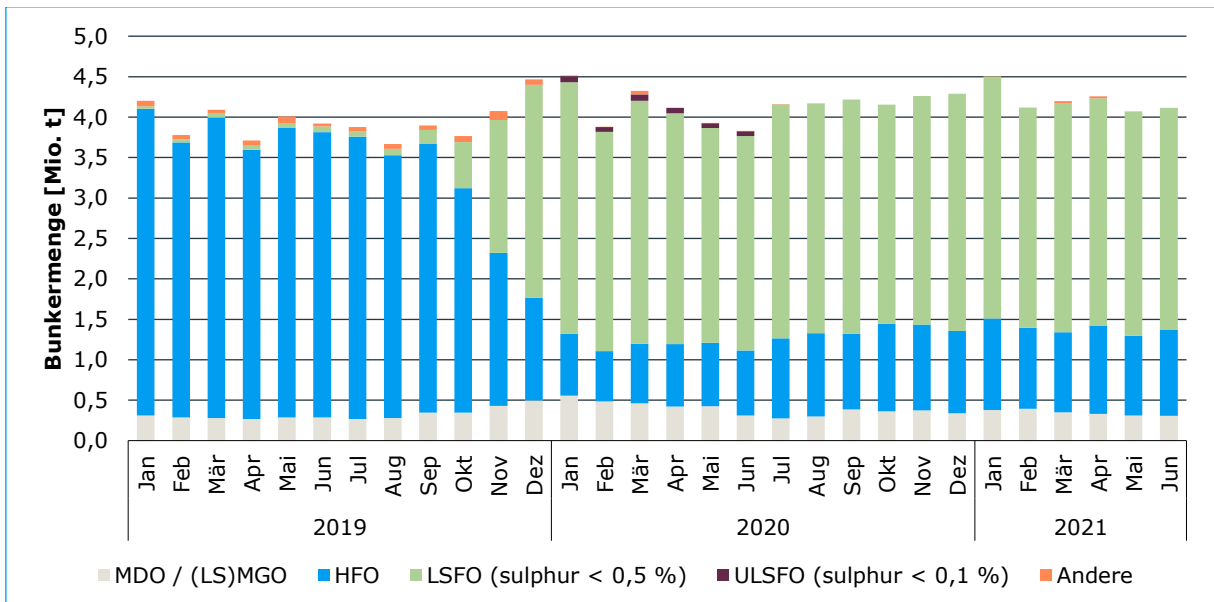


Abbildung 19 | Bunkerverkäufe in Singapur bis H1 2021 [Eigene Darstellung auf Grundlage von 57]

LNG ist in dieser Grafik Bestandteil der Gruppe „Andere“. Es wird deutlich, dass dieser alternative Kraftstoff derzeit noch eine geringe Bedeutung als maritimer Kraftstoff hat. Bis Mitte Juli 2021 wurde die im Hafen von Singapur bis dato erst zehnte (Ship-to-Ship (STS))-Bebunkerung durchgeführt. Demgegenüber wurden zwar im Hafen von Rotterdam, dem größten europäischen

Bunkerhub, im Jahr 2020 bereits 210 Tsd. m<sup>3</sup> LNG gebunkert, jedoch entspricht diese Menge unter Berücksichtigung der spezifischen unteren Heizwerte der in Rotterdam im Jahr 2020 insgesamt gebunkerten Schiffskraftstoffe lediglich einem Anteil von ca. 1,3 % [74].

LNG als maritimer Kraftstoff emittiert im Vergleich zu Schwerölen oder Destillaten allerdings messbar geringere Mengen an CO<sub>2</sub>, deutlich geringere Mengen an NO<sub>x</sub> und nur vernachlässigbare Mengen an SO<sub>x</sub> und PM<sub>2,5, 10</sub> und die Schwefelgrenzen aus MARPOL Annex VI Regulation 14 werden dadurch ohne den zusätzlichen Einsatz von Abgasreinigungsanlagen (Scrubbern) oder anderen technischen Lösungen eingehalten. Der Kraftstoff gilt daher insbesondere für Neubauten in Anbetracht bestehender Regularien als gute Alternative gegenüber herkömmlichen Kraftstoffen. Es ist durchaus möglich, dass zukünftige Regularien LNG als Kraftstoff aufgrund von Methanschleupf weniger begünstigen. Methanschleupf bezeichnet eine unvollständige Verbrennung des LNG mit der Folge, dass ein Teil des Treibhausgases Methan, aus dem LNG fast vollständig besteht, in die Atmosphäre gelangt. Methanschleupf in der Schifffahrt wird aktuell nicht reguliert. Da Methan allerdings ein 28-fach höheres Treibhauspotenzial als CO<sub>2</sub> hat, könnte es in Form von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten in die Regularien eingehen. Dies würde die Zukunftsfähigkeit von LNG als maritimem Kraftstoff deutlich reduzieren. Motorenhersteller sind daher damit beschäftigt, diesen Methanschleupf weitestgehend zu reduzieren<sup>22</sup>.

LNG wird als Ladungstyp aus erdgasproduzierenden Nationen wie beispielsweise den Vereinigten Arabischen Emiraten, den Vereinigten Staaten von Amerika oder auch Australien mit LNG-Tankern zu den Endverbrauchern transportiert, wo LNG entweder als Kraftstoff, als Rohstoff oder als Energieträger eingesetzt wird. Während des Seetransports verdampft ein Teil der verflüssigten Ladung und geht wieder in den gasförmigen Zustand über. Dieses sogenannte Boil-Off-Gas wird von LNG-Tankern genutzt, um die Hauptmaschine und gegebenenfalls auch Hilfsaggregate zu betreiben. Die Nachfrage nach LNG als maritimem Kraftstoff wird daher von anderen Schiffstypen erzeugt, die ihren Kraftstoff nicht aus ihrer Ladung „selbst produzieren“.

In diesem Kapitel wird der bestehende Markt für LNG als maritimer Kraftstoff beleuchtet. Zunächst werden unterschiedliche Möglichkeiten der Bebungung von Schiffen mit LNG weltweit erläutert. Die Untersuchung wird auf einer globalen, auf einer europäischen sowie auf einer regionalen Ebene mit Bezug auf die weitere Entwicklung durchgeführt. Im Anschluss wird auf die rechtlichen Rahmenbedingungen, die eine Marktdurchdringung des LNG-Antriebs begünstigen, eingegangen. Abschließend werden die aktuelle und die zukünftige Verbreitung des LNG-Antriebs in der Weltflotte auf Basis der bestehenden Weltflotte und dem Orderbuch identifiziert. Das Kapitel schließt ab mit einer Gegenüberstellung des Angebots und der Nachfrage von LNG als maritimer Kraftstoff.

## **3.2 Betrachtung des LNG-Bunkermarkts**

### **3.2.1 Bunkerarten**

Es gibt drei Methoden, wie Schiffe bebunkert werden können. Die erste Methode ist die Bebungung von einem Tankcluster, der während der Liegezeit an der Pier steht (Truck-to-Ship (TTS)). Die zweite Methode ist die Bebungung des Schiffs über ein landseitiges Terminal mit stationärem Tank (Port-to-Ship (PTS)). Die dritte Methode ist die Bebungung von einem

<sup>22</sup> Vgl. Jasmina Ovcina: WinGD slashes methane slip with its next-generation X-DF 2.0 dual-fuel engine technology, 2020, <https://web.archive.org/web/20200617064004/https://www.offshore-energy.biz/wingd-slashes-methane-slip-with-its-next-generation-x-df-2-0-dual-fuel-engine-technology/> [Zugriff: 17.06.2020]

dedizierten Tankschiff, das während der Liegezeit neben dem zu bebunkernden Schiff liegt (STS). Jede dieser Methoden hat verschiedene Vor- und Nachteile, auf die im Folgenden eingegangen wird.

Bei der TTS-Bebunkerung bestehen zwei Möglichkeiten, ein Schiff zu bebunkern. Eine dieser Möglichkeiten ist, dass ein Tankcluster das LNG in einem fest installierten Tank mitführt und es von dort auf ein Schiff bunkert. Alternativ kann ein LNG-Tank auf einem Trailer mitgeführt werden, der am Schiff gegen einen leeren Tank getauscht wird<sup>23</sup>. Ein großer Vorteil der TTS-Bebunkerung ist die Flexibilität eines Lasters. Die Anschaffung ist günstig und der Tankcluster kann ortsungebunden in verschiedenen Häfen eingesetzt werden und somit ein großes Einzugsgebiet abdecken. Aufgrund seiner geringen Größe kann er in sehr kleinen Häfen eingesetzt werden, in denen sich eine Investition in ein stationäres Terminal nicht rechnet und in denen ein Bunkerschiff beispielsweise aufgrund des Tiefgangs nicht eingesetzt werden kann. Der Preis für diese Flexibilität ist die Größe der Tanks. Es können in der Regel nur kleine Mengen LNG von unter 100 m<sup>3</sup> mitgeführt werden. Zudem werden nur geringe Transferraten erzielt<sup>24</sup>.

Nicht von diesen Einschränkungen betroffen ist die Bebunkerung oder Verladung per PTS. An einem landseitigen Terminal können Schiffe an einer dedizierten Pier von großen Tanks aus bebunkert werden. Es können große Mengen LNG bei höchstmöglichen Transferraten bebunkert werden. Außerdem können auch sehr große Mengen zur Verfügung gestellt werden und die Bebunkerung gilt als besonders sicher<sup>25</sup>. Allerdings ist die PTS-Bebunkerung die unflexibelste Bunkermethode. Da für die benötigte Infrastruktur eine große Fläche benötigt wird, kann die Bebunkerung nicht durchgeführt werden, während ein zu bebunkerndes Schiff aufgrund von Ladeoperationen im Hafen liegt. Eine Bebunkerung erfordert ein zusätzliches Ablege- und Anlegemanöver. Aufgrund der Anforderungen an Fläche und Infrastruktur ist die PTS-Bebunkerung sehr teuer<sup>26</sup> und lohnt sich daher finanziell nicht, um ein Schiff zu bebunkern. An einem PTS-Terminal werden allerdings in der Regel auch keine Bebunkerungen von Seeschiffen, sondern Beladungen von Bunkerschiffen durchgeführt, die dann die eigentlichen Bebunkerungen von Seeschiffen in einem großen geographischen Areal vornehmen können.

Die dritte Möglichkeit ist die Bebunkerung von See- und Binnenschiffen mit einem speziellen Bunkerschiff, die sogenannte STS-Bebunkerung. Die STS-Bebunkerung vereint einige der Vor- und Nachteile der anderen beiden Möglichkeiten. Es können große Bunkermengen mit hohen Transferraten gebunkert werden. Wie ein Truck kann auch ein Bunkerschiff in unterschiedlichen Häfen eingesetzt werden und ist dadurch in der Lage, ein großes Areal abzudecken<sup>27</sup>. Beispielsweise wird das Bunkerschiff Coralius in einem größeren Gebiet innerhalb der Nordsee eingesetzt und hat bereits STS-Bebunkerungen z.B. in Rotterdam (NL)<sup>28</sup>, Emden (DE)<sup>29</sup> und Göteborg (SE)<sup>30</sup> durchgeführt. Nachteile der STS-Bebunkerung sind zum einen die hohen Investitions- und Betriebskosten des Schiffs sowie der Umstand, dass das Bunkerschiff während

<sup>23</sup> Vgl. Wurster et al: LNG as an alternative fuel for the operation of ships and heavy-duty vehicles, 2014, S. 33

<sup>24</sup> Vgl. Vogler et al: Machbarkeitsstudie zum Bunkern von Flüssiggasen in deutschen Häfen, 2012, S. 40

<sup>25</sup> Vgl. Vogler et al: Machbarkeitsstudie zum Bunkern von Flüssiggasen in deutschen Häfen, 2012, S. 40

<sup>26</sup> Vgl. Wurster et al: LNG as an alternative fuel for the operation of ships and heavy-duty vehicles, 2014, S. 33

<sup>27</sup> Vgl. Vogler et al: Machbarkeitsstudie zum Bunkern von Flüssiggasen in deutschen Häfen, 2012, S. 40

<sup>28</sup> Vgl. World Maritime News: Gasum's Coralius Marks Bunkering Milestone in Rotterdam, 2019, URL <https://archive.vn/H1cSW> [Zugriff: 29.01.2021]

<sup>29</sup> Vgl. Adnan Bajic: Gasum completes its first LNG bunkering in Emden, 2020, URL <https://archive.vn/trr3Q> [Zugriff: 07.12.2020]

<sup>30</sup> Vgl. N.N.: Coralius supplies LNG at the port of Gothenburg, URL <https://archive.vn/SKx4e> [Zugriff: 29.01.2021]

des Bunkervorgangs ein Hindernis für den Durchgangsverkehr sein kann. Insbesondere letzteres ist ein zu vernachlässigender Umstand, da die STS-Bebunkerung auch mit herkömmlichen Kraftstoffen gängige Praxis ist<sup>31</sup>.

In einer Untersuchung durch den Germanischen Lloyd wurde ein Ranking der unterschiedlichen Bunkermethoden durchgeführt. Hier wird die STS-Bebunkerung als die beste Methode eingeschätzt, während die Bebunkerung durch PTS den letzten Platz einnimmt<sup>32</sup>. Der Grund für den letzten Platz sind der hohe technische Aufwand, die geringe Vielseitigkeit und die mangelnde Flexibilität. Für einen Reeder ist die Bebunkerung eines Frachtschiffs per PTS die teuerste Methode, da die Bebunkerung nicht während der Ladeoperationen durchgeführt werden kann und zusätzliche Ablege- und Anlegemanöver erforderlich werden. Da ein Bunkervorgang mehrere Stunden dauern kann, bedeutet die Bebunkerung per PTS eine deutlich längere Verweildauer im jeweiligen Hafen. Eine Bebunkerung von Frachtschiffen per STS ist daher vorzuziehen. Dass sich diese Methode als die gängigste Methode bei der Bebunkerung von Frachtschiffen durchsetzen wird, wird durch den Erfolg dieser Bunkermethode im Hafen von Rotterdam offensichtlich. Alleine in diesem Hafen sind neun Bunkerschiffe regelmäßig tätig, drei davon auf einer permanenten Basis<sup>33</sup>.

Das bedeutet allerdings nicht, dass PTS-Anlagen nicht benötigt werden. Bunkerschiffe versorgen ein großes Areal mit LNG und benötigen einen zentralen Bezugspunkt, an dem sie das LNG selber laden können, um überhaupt eingesetzt werden zu können. Das heißt, ohne zentrale PTS-Bebunkerung mit einem entsprechend dimensioniertem LNG-Lager ist die Bebunkerung per STS nicht möglich. Auch für TTS-Bebunkerungen ist ein Netz solcher LNG-Lager notwendig, wobei diese nicht unbedingt in Häfen liegen müssten.

### 3.2.2 Globaler LNG-Bunkermarkt

Global wurden bereits in mindestens 66 Seehäfen LNG-Bunkeroperationen durchgeführt. In diesen Häfen können Bunkeroperationen entweder per TTS, PTS oder STS durchgeführt werden. In einigen der Häfen sind auch mehrere oder alle drei Methoden möglich. Beispiele für Häfen, in denen Bunkeroperationen mit allen drei Verfahren durchgeführt werden können, sind Jacksonville (US) und Antwerpen (BE).

In insgesamt 38 dieser Häfen besteht die Möglichkeit Bebunkerungen oder Verladungen per PTS durchzuführen. TTS-Bebunkerungen wurden in 19 Häfen und STS-Bebunkerungen in 27 Seehäfen durchgeführt. Zu den Bebunkerungen per STS und TTS ist anzumerken, dass sich die Zahl der Seehäfen, in denen diese durchgeführt werden, schlagartig ändern kann, da beide Bunkermethoden, wie bereits eingangs erwähnt, flexibel eingesetzt werden können. Theoretisch kann in jedem Hafen, der mit einem Bunkerschiff oder einem Tankcluster erreichbar ist, eine STS- oder TTS-Bebunkerung durchgeführt werden. Durch TTS-Bebunkerungen könnten zudem inländische Häfen abgedeckt werden, die durch ein Bunkerschiff nicht erreicht werden können.

Der Großteil der stationären PTS-Terminals befindet sich in Europa. An insgesamt 32 verschiedenen europäischen PTS-Terminals können Verladungen oder Bebunkerungen von LNG durchgeführt werden. In Asien und Amerika besteht jeweils in zwei Häfen die Möglichkeit einer Verladung oder einer Bebunkerung per PTS-Terminal. In allen Regionen wird die PTS-Verladung genutzt, um auch

<sup>31</sup> Vgl. Vogler et al: Machbarkeitsstudie zum Bunkern von Flüssiggasen in deutschen Häfen, 2012, S. 40, 83

<sup>32</sup> Vgl. Vogler et al: Machbarkeitsstudie zum Bunkern von Flüssiggasen in deutschen Häfen, 2012, S. 40

<sup>33</sup> Vgl. A. Bajic: Port of Rotterdam: shipping sector embracing LNG as fuel, 2020, <https://archive.vn/IODti> [Zugriff: 13.11.2020]

Bebunkerungen von Schiffen per TTS oder STS durchzuführen. In Afrika besteht nicht die Möglichkeit, Verladungen von LNG durchzuführen, es wurden hier nur Bebunkerungen per Bunkerschiff durchgeführt. Es sind derzeit einige LNG-Bunkerterminals in Planung. In Asien sind in Malaysia für zwei Seehäfen Bunkerterminals in Planung. In Europa sind ebenfalls zwei weitere PTS-Terminals in Santander (ES) und auf der Isle of Grain (UK) angekündigt worden. Darüber hinaus ist in einigen Regionen angekündigt worden, eine Bebunkerung per TTS oder STS zu ermöglichen. Zu den Regionen zählen auch Lateinamerika sowie der nahe Osten<sup>3435</sup>.

Weltweit sind derzeit 18 Bunkerschiffe unterschiedlicher Größe im Einsatz, weitere 25 Bunkerschiffe sind aktuell in Planung<sup>36</sup>.

### 3.2.3 Europäischer LNG-Bunkermarkt

Europa produziert nur in geringen Mengen LNG, und zwar in Norwegen und Russland. Dies sind auch die einzigen beiden europäischen Länder, aus denen LNG exportiert werden kann. Der Großteil der Nachfrage nach LNG wird durch Importe gedeckt und innerhalb Europas von den unterschiedlichen Importterminals oder über Rohrfernleitungen zu den Verbrauchern transportiert<sup>37</sup>.

Wie bereits im vorangegangenen Abschnitt erwähnt, können in 32 europäischen Seehäfen Bebunkerungen und Verladungen per PTS durchgeführt werden. In einer beständig wachsenden Anzahl von Häfen besteht außerdem die Möglichkeit einer Bebunkerung per STS oder TTS während der Liegezeit und während der Ladeoperationen.

Allein in Norwegen besteht in 18 Seehäfen die Möglichkeit, LNG per PTS zu bunkern oder zu laden. Das Land ist mit Abstand der größte Anbieter von LNG-Bunkermöglichkeiten in Europa. Norwegen hat, auch aufgrund der hohen Verfügbarkeit im eigenen Land, vergleichsweise früh auf LNG als Schiffskraftstoff gesetzt.

Nach Norwegen ist Spanien das Land mit der höchsten Anzahl an PTS-Terminals. In sieben Häfen besteht die Möglichkeit, LNG per PTS zu laden. Diese Anzahl wird ergänzt durch TTS- und STS-Bebunkerungsmöglichkeiten in vielen Seehäfen. In den restlichen europäischen Ländern kann in deutlich weniger Seehäfen LNG in einem PTS-Terminal gebunkert oder verladen werden. In Finnland existieren zwei PTS-Terminals, in fünf weiteren Ländern, darunter auch die Niederlande und Belgien, existiert jeweils nur ein PTS-Terminal für Bebunkerung und Beladung. In anderen europäischen Ländern ist nur eine Bebunkerung per TTS oder STS möglich<sup>3839</sup>.

Angekündigt ist in Santander (ES) die Errichtung von Bunkermöglichkeiten. Zwar wurden in diesem Hafen bereits vereinzelt Bebunkerungen per Truck durchgeführt, es handelt sich allerdings noch um keinen etablierten Standort. Ziel ist es, am Standort gesicherte Bunkermöglichkeiten per PTS zu etablieren und dieses Terminal auch als Ausgangspunkt für Bebunkerungen per TTS oder STS zu

<sup>34</sup> Vgl. Sea-LNG: Bunker-Navigator, 2020, <https://sea-Ing.org/bunker-navigator/> [Zugriff: 07.12.2020]

<sup>35</sup> Vgl. EAFO: EAFO list of LNG bukeruing facilities for LNG fueled vessels in Europe, 2020, <https://archive.vn/Lppf0> [Zugriff: 07.12.2020]

<sup>36</sup> Vgl. Sea-LNG: Bunker-Navigator, 2020, <https://sea-Ing.org/bunker-navigator/> [Zugriff: 07.12.2020]

<sup>37</sup> Vgl. International Gas Union: 2020 World LNG Report, 2020, S. 20

<sup>38</sup> Vgl. Sea-LNG: Bunker-Navigator, 2020, <https://sea-Ing.org/bunker-navigator/> [Zugriff: 07.12.2020]

<sup>39</sup> Vgl. EAFO: EAFO list of LNG bukeruing facilities for LNG fueled vessels in Europe, 2020, <https://archive.vn/Lppf0> [Zugriff: 07.12.2020]

nutzen<sup>4041</sup>. Auch im vereinigten Königreich bestehen Pläne, auf der Isle of Grain (UK) eine Bunkerstation für die PTS-Bebunkerung von kleineren Einheiten aufzubauen<sup>42</sup>. In anderen Häfen wie beispielsweise in Limassol (CY) wurde lediglich angekündigt, Bunkerschiffe zu stationieren<sup>43</sup>. Da dort allerdings kein PTS-Terminal verfügbar ist, müsste die Beladung der Bunkerschiffe in einem anderen Hafen mit PTS-Terminal durchgeführt werden.

Aktuell sind in Europa 15 Bunkerschiffe unterschiedlicher Größen stationiert, was dem Großteil der weltweiten LNG-Bunkerschiffsflotte von insgesamt 18 Einheiten entspricht. In den kommenden Jahren soll die europäische Bunkerschiffsflotte um neun weitere Einheiten vergrößert werden<sup>44</sup>.

### 3.2.4 Regionale Perspektive

In diesem Abschnitt wird der Bunkermarkt in einem regionalen Umfeld untersucht. Regionales Umfeld heißt, bezogen auf den Standpunkt das Bunkerangebot in Seehäfen, die an der Nordsee liegen. Im Nordseeraum befinden sich derzeit 13 PTS-Terminals, in denen LNG sowohl gebunkert als auch verladen werden kann. Acht dieser Terminals befinden sich in einem der zwei LNG-exportierenden Länder Europas, in Norwegen. In Belgien befinden sich PTS-Terminals in Antwerpen (BE) und in Zeebrugge (BE). Jeweils ein Terminal befindet sich in Hirtshals (DK), in Dunkerque (FR) und in Rotterdam (NL)<sup>45</sup>.

Darüber hinaus werden in einer größeren Menge an Anrainerhäfen der Nordsee Bebunkerungen per STS oder für kleinere Schiffe auch per TTS durchgeführt.

Lediglich das vereinigte Königreich hat ein Projekt zur Etablierung einer Bunkermöglichkeit in einem Nordseehafen angekündigt. Dieses Terminal wird auf der Halbinsel Isle of Grain (UK) errichtet werden<sup>46</sup>. Überlegungen für ein LNG-Terminal in Deutschland bestehen in Stade, in Brunsbüttel<sup>47</sup> und in Wilhelmshaven<sup>48</sup>. Derzeit sind allerdings noch keine konkreten Planungen für einen Baubeginn erklärt worden, die Planungen befinden sich alle noch in der Phase der Bedarfsbegründung.

Im Nordseeraum sind PTS-Terminals die wichtigste Ladungstransfermethode. Dies liegt vor allem daran, dass sie der Enabler für die STS-Bebunkerung sind. Aufgrund der Ansammlung großer, bedeutender Häfen, die häufig Start- bzw. Endhafen einer Schiffshandelsroute sind, besteht hier eine große Bunkernachfrage. In den ARA-Häfen hat sich bereits die LNG-Bebunkerung per STS mit großen Bunkerschiffen etabliert. Diese großen Bunkerschiffe sind auf ein PTS-Terminal als Basis für ihre Operationen angewiesen, das bestmöglich in einem größeren Einzugsgebiet gelegen ist<sup>49</sup>.

<sup>40</sup> Vgl. Offshore Energy: Molgas completes first LNG bunkering in port of Santander, 2017, <https://archive.vn/9T1zI> [Zugriff: 04.01.2020]

<sup>41</sup> Vgl. PortSEurope: Santander port to host LNG bunker, 2020, <https://archive.vn/MI1bn> [Zugriff: 04.01.2021]

<sup>42</sup> Vgl. Ian Taylor: Europe: Qatar Petroleum Affiliate to use Isle of Grain LNG Receiving Terminal, 2020, <https://archive.vn/ocyEH> [Zugriff: 05.01.2021]

<sup>43</sup> Vgl. EAFO: EAFO list of LNG bunkering facilities for LNG fueled vessels in Europe, 2020, <https://archive.vn/Lppf0> [Zugriff: 07.12.2020]

<sup>44</sup> Vgl. Sea-LNG: Bunker-Navigator, 2020, <https://sea-lng.org/bunker-navigator/> [Zugriff: 07.12.2020]

<sup>45</sup> Vgl. Sea-LNG: Bunker-Navigator, 2020, <https://sea-lng.org/bunker-navigator/> [Zugriff: 12.04.2021]

<sup>46</sup> Vgl. EAFO: EAFO list of LNG bunkering facilities for LNG fueled vessels in Europe, 2020, <https://archive.vn/Lppf0> [Zugriff: 07.12.2020]

<sup>47</sup> Vgl. R. Fiedler et al: Bedarfsanalyse LNG in Brunsbüttel, 2015

<sup>48</sup> Vgl. Timo Jann: LNG: Projekte nehmen Fahrt auf, in: Täglicher Hafenbericht 60, 2020, S. 14

<sup>49</sup> Vgl. André Germann: LNG-Flaggschiff für CMA CGM, in: Täglicher Hafenbericht 185, 2020, S. 1

Aktuell kann die Nachfrage nach LNG als maritimer Kraftstoff in Europa durch die vorhandenen Bunkermöglichkeiten gedeckt werden. Es handelt sich somit um einen etablierten Markt.

### 3.3 Regulatorische Rahmenbedingungen

Der Antrieb eines Schiffs mit LNG gilt, aufgrund der vergleichsweise geringen Emissionen ausgewählter Treibhausgase und Luftschadstoffe, die bei der Verbrennung entstehen, als eine zukunftsfähige Alternative gegenüber herkömmlichen Kraftstoffen. Es gibt unterschiedliche Vorschriften für die Emissionen, die bei dem Betrieb von Schiffen entstehen. Diese Vorschriften beziehen sich auf jedes einzelne Schiff und sind daher von einer hohen Bedeutung, wenn es um die Verwendung von LNG als maritimen Kraftstoff geht, da erst durch diese rechtlichen Grundlagen eine Basis für den LNG-Antrieb geschaffen wird.

Ein besonders relevantes Regelwerk ist die International Convention for the Prevention of Marine Pollution from Ships (MARPOL), das wichtige Vorschriften zur Vermeidung der Verschmutzung der Meere durch die Schifffahrt diktiert. In MARPOL Annex VI Regel 14 ist der maximal erlaubte Anteil an Schwefel in maritimen Kraftstoffen festgelegt. Wie bereits eingangs erwähnt, darf seit dem 1. Januar 2020 auf dieser Grundlage der Schwefelanteil von maritimen Kraftstoffen maximal 0,5 % anstatt wie zuvor 3,5 % betragen. Um diese Limits einzuhalten, setzen Reeder Abgasreinigungsanlagen, sogenannte Scrubber, oder auch alternative Kraftstoffe ein<sup>50</sup>. Alternative Kraftstoffe umfassen dabei nicht nur LNG, sondern beispielsweise auch Methanol oder Biodiesel.

In sogenannten Emission Control Areas gelten sogar noch schärfere Vorgaben für die Emission von Luftschadstoffen. Es gelten gesonderte Beschränkungen für die Emission von SO<sub>x</sub> und NO<sub>x</sub>. Das gesamte Gebiet von Nordsee und Ostsee ist seit dem 1. Januar 2015 durch MARPOL Annex VI Regulation 14 als Sulfur Emission Control Area klassifiziert. SO<sub>x</sub> dürfen hier nur 0,1 % der Emissionen betragen. Dieses Limit gilt außerdem auf Basis der EU-Direktive 2005/33/EC, die den Schwefelgehalt in maritimen Kraftstoffen festlegt und die für alle Schiffe gilt, solange sie im Hafengebiet am Liegeplatz liegen. Ab dem 1. Januar 2021 wird das Gebiet von Nord- und Ostsee auf Grundlage von MARPOL Annex VI Regulation 13 zusätzlich als Nitrogen Oxide Emission Control Area eingeordnet. Ab dann müssen die Hauptmaschinen von Schiffen mit Kiellegungsdatum ab dem 1. Januar 2016 den Anforderungen von IMO-Tier-III entsprechen. Die maximal zulässige Emissionsmenge an NO<sub>x</sub> pro Energieeinheit ist ab dann abhängig von der Maschinendrehzahl<sup>51,52</sup>.

Bereits bei der Konstruktion eines Schiffs kann sich ein geplanter LNG-Antrieb bereits positiv auswirken. Grund dafür ist der sogenannte Energy Efficiency Design Index (EEDI), der 2011 im Rahmen einer Sitzung des Marine Environment Protection Committee (MEPC) der IMO verabschiedet wurde. Der EEDI konkretisiert die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen entsprechend der zu erbringenden Transportleistung in Tonnenmeilen und wird auf alle neu gebauten Schiffe angewendet. Das Ziel für Neubauten zwischen 2013 und 2015 ist es, mindestens auf dem Niveau einer zuvor festgelegten Referenzlinie zu liegen. In drei zeitlich aufeinander folgenden Phasen wird das Ziel angehoben, sodass Neubauten die Referenzlinie immer weiter um einen definierten prozentualen Anteil unterschreiten müssen. Im Mai 2019 wurde die letzte Phase für einige Schiffstypen um 3 Jahre auf

<sup>50</sup> Vgl. IMO: MARPOL Annex VI, 2005, Regulation 14

<sup>51</sup> Vgl. IMO: MARPOL Annex VI, 2005, Regulation 13

<sup>52</sup> Vgl. IMO: MARPOL Annex VI, 2005, Regulation 14

2022 vorgezogen und die EEDI-Ziele unterschiedlicher Schiffstypen und Größenklassen erhöht oder verringert<sup>5354</sup>.

Um die operative Energieeffizienz auch während des Betriebs zu bewerten, benötigt jedes Schiff ab einer Größe von 400 GT seit dem 1. Januar 2013 einen Ship Energy Efficiency Management Plan . Dieser dient der Reederei und Schiffsbesatzung als Werkzeug, um die Energieeffizienz des Schiffs und der Flotte zu überprüfen und kontinuierlich zu optimieren.

Um die Energieeffizienz der Flotte auch in einem größeren Maßstab zu beobachten und zu bewerten, müssen Schiffe größer als 5.000 GT ab dem 1. Januar 2019 im Rahmen des IMO Data Collection System ihre jährlichen Kraftstoffverbräuche melden. Ein ähnliches Konzept verfolgt die EU Monitoring, Reporting und Verification Regulation. Ab dem 31. August 2017 muss jedes Schiff die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen bilanzieren. Ziel beider Maßnahmen ist die langfristige Reduzierung der Emissionen von Luftschadstoffen und Treibhausgasen.

Im Rahmen der 75. Sitzung des MEPC wurde der Vorschlag zu einem Energy Efficiency Existing Ship Index (EEXI) unterbreitet. Inhaltlich ist der neue Index vergleichbar mit dem EEDI. Die wesentlichen Unterschiede sind zum einen, dass sich der EEXI auf die technische Effizienz der bereits bestehenden Flotte, statt ausschließlich auf Neubauten, auswirkt. Zum anderen wird nicht die Emission von CO<sub>2</sub> pro Transportleistung in *ton-miles*, sondern die Emission von CO<sub>2</sub> pro Transportangebot in *deadweight tonne-nautical miles* betrachtet. Für die Bestandsflotte bedeutet der Index, dass sie ab 2022 die Referenzlinie des EEDI in demselben Maß wie ein Neubau desselben Jahres unterschreiten müssen<sup>55</sup>.

Zusätzlich zu dem neuen EEXI enthält der Vorschlag die Forderung nach einem sogenannten Carbon Intensity Indicator (CII) für Schiffe ab 5.000 GT. Dieser CII wird jährlich aufgrund von Kraftstoffverbrauchsmessungen an Bord jedes Schiffs einzeln bestimmt und bewertet die Menge der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Aufgrund des erzielten CII wird ein Rating von A bis E erstellt, auf dessen Grundlage Maßnahmen beschlossen werden können. Häfen werden angeregt, Schiffe mit einem sehr positiven Rating von A oder B durch Incentives bevorzugt zu behandeln, um Reedereien dazu zu bewegen, in emissionsreduzierende Technologien und Maßnahmen zu investieren<sup>56</sup>.

All diese Maßnahmen der IMO - ob sie nun bereits in Kraft gesetzt sind oder noch als Vorschlag existieren – sind Werkzeuge, um das übergeordnete Ziel der IMO, die Halbierung der Treibhausgase in der Schifffahrt bis 2050, zu erreichen.

Fast alle Maßnahmen zielen auf die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen ab. Bei der Verwendung von LNG als maritimen Kraftstoff wird deutlich weniger CO<sub>2</sub> pro Energieeinheit emittiert als bei der Verwendung eines konventionellen Kraftstoffs, weshalb LNG unter der bestehenden Gesetzeslage eine gute Alternative zu herkömmlichen Kraftstoffen ist. Wie bereits zu Beginn des Kapitels angesprochen, resultiert die Verwendung von LNG als maritimem Kraftstoff in geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen. In Abhängigkeit von der verwendeten Motortechnologie kann es durch unvollständige Verbrennung von LNG zu Methanschlupf kommen, wodurch der erzielte Klimaeffekt teilweise reduziert wird<sup>57</sup>.

<sup>53</sup> Vgl. IMO: IMO working group agrees further measures to cut ship emissions, 2020, <https://archive.vn/IJik7> [Zugriff: 10.12.2020]

<sup>54</sup> Vgl. IMO: Energy Efficiency Measures, n.d., <https://archive.vn/wip/j8CWs> [Zugriff: 10.12.2020]

<sup>55</sup> Vgl. D. Rutherford et al: Potential CO<sub>2</sub> reductions under the Energy Efficiency Existing Ship Index, 2020

<sup>56</sup> Vgl. IMO: IMO working group agrees further measures to cut ship emissions, 2020, <https://archive.vn/IJik7> [Zugriff: 10.12.2020]

<sup>57</sup> Vgl. Nikita Pavlenko: The climate implications of using LNG as a marine fuel, 2020



## 3.4 Verbreitung LNG-Antrieb

### 3.4.1 Bestandsflotte/Ist-Stand

Schiffe, die laut Werft oder Reederei mit LNG betrieben werden können, lassen sich grob in drei Kategorien einteilen:

- Schiffe, deren Hauptmaschinen vornehmlich mit LNG betrieben werden. Dies sind zum Beispiel LNG-Tanker.
- Schiffe, die mit einer Dual-Fuel-Maschine und LNG-Tanks ausgestattet sind. Diese Schiffe können sowohl mit herkömmlichen Kraftstoffen als auch mit LNG betrieben werden. Zwei Beispiele für solche Schiffe sind das Containerschiff CMA CGM Jacques Saade oder das Kreuzfahrtschiff AIDAnova.
- Schiffe, die als „LNG ready“ zertifiziert sind. Diese Schiffe verfügen zwar auch über Dual-Fuel-Maschinen, allerdings sind keine oder nicht ausreichend dimensionierte LNG-Tanks vorhanden. Um einen Betrieb der Hauptmaschine mit LNG zu gewährleisten, können diese Schiffe während eines Werftaufenthalts mit den benötigten Tanks nachgerüstet werden. Ein Beispiel für ein als *LNG ready* zertifiziertes Schiff ist das Kreuzfahrtschiff AIDAprima.

Die Zahlen der Schiffe in diesem Kapitel beziehen sich ausschließlich auf Schiffe der ersten beiden Kategorien, da auch nur diese in der Lage sind, ihre Hauptmaschinen mit LNG zu betreiben. Sie werden als *LNG capable* bezeichnet. Schiffe, die als *LNG ready* kategorisiert werden, verfügen nicht über entsprechende Tanks zum Bunkern, können nicht mit LNG betrieben werden und entfallen daher aus der weiteren Betrachtung. Schiffe, die in diesem Kapitel Betrachtung finden, haben eine Größe von über 300 GT. Schiffe kleinerer Größenordnungen gehen nicht in die Statistik mit ein.

Schiffe, die mit LNG betrieben werden, also *LNG capable* sind, machen derzeit einen vergleichsweise geringen Anteil an der Weltflotte aus. Die Welthandelsflotte setzt sich - mit Stand Januar 2021 - aus 56.889 Einheiten unterschiedlicher Schiffstypen zusammen. Von diesen sind derzeit 551 Einheiten *LNG capable*, das entspricht einem Anteil von ca. 1,0 %. Im Segment der Nichthandelsflotte, das zum Beispiel Schlepper, Spezialschiffe zur Bekämpfung von Umweltverschmutzungen oder Marineschiffe inkludiert sowie im Segment der Offshoreeinheiten sind 62 von 16.098 Einheiten oder 0,4 % *LNG capable*. Die gesamte Weltflotte setzt sich also aus insgesamt 72.997 Einheiten aus diversen Segmenten zusammen, von denen nur 613 Einheiten, oder ein Anteil von 0,8 % *LNG capable* sind.

Schiffstyp	Einheiten in der Flotte [Anzahl]	davon LNG capable [Anzahl]	LNG capable [% der Flotte]
Kreuzfahrtschiffe	448	6	1,3 %
LNG-Tanker	622	407	65,4 %
LPG-Tanker	1.475	7	0,5 %
andere Passagierschiffe	1.690	1	0,1 %
Fähren	3.065	55	1,8 %
Containerschiffe	5.418	15	0,3 %
Bulker	12.543	7	0,1 %
Tanker	14.245	35	0,2 %
General Cargo	17.393	18	0,1 %
<b>Handelsschiffe</b>	<b>56.899</b>	<b>551</b>	<b>1,0 %</b>
Offshoreeinheiten	7.676	33	0,4 %
Nichthandelsschiffe	8.422	29	0,3 %
<b>Nichthandel /Offshore</b>	<b>16.098</b>	<b>62</b>	<b>0,4 %</b>
<b>Gesamt</b>	<b>72.997</b>	<b>613</b>	<b>0,8 %</b>

**Tabelle 1 | Segmente der Flotte nach LNG capable über 300 GT, Stand 1/2021 [Eigene Darstellung auf Grundlage von Clarkson Research]**

Der Anteil der *LNG capable*-Schiffe in den jeweiligen Segmenten unterscheidet sich teilweise deutlich. Die LNG-Tanker stechen mit einem besonders hohen Anteil heraus. Der Grund dafür ist, das LNG-Tanker in der Regel mit sogenanntem Boil-Off-Gas betrieben werden. Dieses Boil-Off-Gas entsteht, wenn bei einem längeren Seetransport ein Teil des LNG durch Überschreiten der Siedetemperatur bei ca. – 160°C verdampft. Daher ist der Anteil der LNG-Tanker, die auch mit LNG betrieben werden, hoch. Von 622 Einheiten können 407 mit LNG betrieben werden. Das entspricht einem Anteil von 65,4 %. Einen Anteil der *LNG capable*-Schiffe von über 1 % weisen auch das Segment Kreuzfahrtschiffe mit 6 Einheiten, beziehungsweise 1,3 % von 448 Einheiten, sowie das Segment Fähren mit 55, beziehungsweise 1,8 % von 3.065 Einheiten auf. In den anderen Segmenten liegt der Anteil der *LNG capable*-Schiffe unter 1 %.

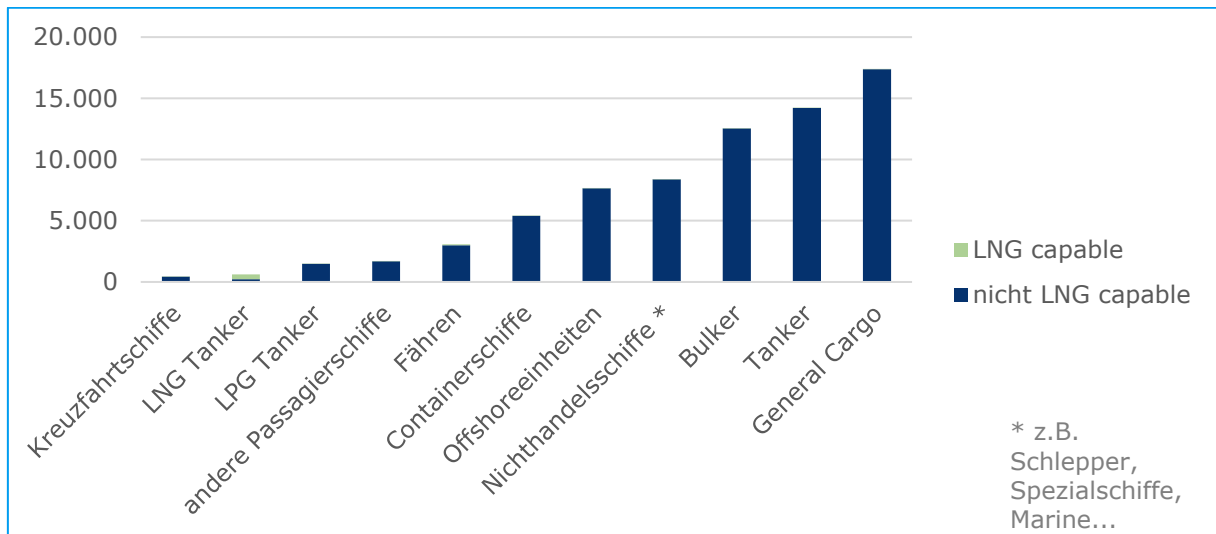


Abbildung 20 | Anzahl der LNG capable-Schiffe über 300 GT nach Segmenten der Weltflotte, Stand 1/2021 [Eigene Darstellung auf Grundlage von Clarkson Research]

### 3.4.2 Orderbuch/Entwicklung

Auf Basis des bestehenden Orderbuchs kann eine zukünftige Verbreitung des LNG-Antriebs innerhalb der nächsten Jahre benannt werden. Davon ausgehend können Trends fortgeschrieben werden, um auch eine Einschätzung zur langfristigeren Entwicklung des Antriebs erstellen zu können. In der nachstehenden Tabelle ist das Orderbuch bis 2028 zusammengefasst. Insgesamt sind bis zu diesem Jahre 3.134 Schiffe in allen Segmenten bestellt, von denen 389 Einheiten *LNG capable* sein sollen. Das entspricht einem Anteil der *LNG capable*-Schiffe von 12,4 % an den Neubauten bis 2027. Nicht berücksichtigt bei diesem Anteil ist, dass ständig neue Schiffe bestellt werden und der Anteil der *LNG capable*-Schiffe an den Neubauten sich sehr unterschiedlich entwickeln kann.

Schiffstyp	Einheiten im Orderbuch [Anzahl]	davon LNG capable [Anzahl]	LNG capable [% von geordneten Einheiten]
Kreuzfahrtschiffe	106	27	25,5 %
LNG-Tanker	162	161	99,4 %
LPG-Tanker	100	0	0,0 %
andere Passagierschiffe	77	1	1,3 %
Fähren	113	23	20,4 %
Containerschiffe	305	32	10,5 %
Bulker	587	13	2,2 %
Tanker	578	69	11,9 %
General Cargo	342	29	8,5 %
<b>Handelsschiffe</b>	<b>2.370</b>	<b>355</b>	<b>15,0 %</b>
Offshoreeinheiten	353	16	4,5 %
Nichthandelsschiffe	411	18	4,4 %
<b>Nichthandel /Offshore</b>	<b>764</b>	<b>34</b>	<b>4,5 %</b>
<b>Gesamt</b>	<b>3.134</b>	<b>389</b>	<b>12,4 %</b>

**Tabelle 2 | Einheiten im Orderbuch und Anteil der LNG capable-Schiffe über 300 GT, Stand 1/2021 [Eigene Darstellung auf Grundlage von Clarkson Research]**

Im Segment der LNG-Tanker sind 99,4 % der bestellten 162 Einheiten *LNG capable*. Dass der Anteil so hoch ist, liegt wie schon bei der Bestandsflotte daran, dass LNG-Tanker mit dem Boil-Off-Gas betrieben werden können, solange dieses anfällt. Ein hoher Anteil an *LNG capable*-Schiffen wird auch in den Segmenten der Kreuzfahrtschiffe und der Fähren erzielt, da diese Einheiten einen großen Teil ihrer Zeit in Häfen operieren, wo die Auflagen bezüglich der Emission von Luftschadstoffen wie SO<sub>x</sub> und NO<sub>x</sub> besonders hoch sind. Bei den Kreuzfahrtschiffen werden 25,5 % der Neubauten in der Lage sein, mit LNG betrieben zu werden, bei den Fähren sind es 20,4 %.

Gemäß den vorliegenden Daten aus dem Orderbuch und der aktuellen Zusammensetzung der Weltflotte wird die Weltflotte im Jahr 2027 ohne die Berücksichtigung von Abwrackungen aus insgesamt 76.131 Einheiten bestehen, von denen 1.002 Einheiten *LNG capable* sind. Das entspricht einem prozentualen Anteil von 1,3 %, was einen Anstieg um 0,5 Prozentpunkte gegenüber dem aktuellen Anteil – 0,8 % *LNG capable* bei 72.997 Einheiten – ist. Dies ist bereits ein deutlicher Anstieg.

Ob Reedereien in Zukunft auf einen ausschließlichen LNG-Antrieb setzen, ist abhängig von der Zukunftsfähigkeit von LNG. Unter den gegebenen rechtlichen Rahmenbedingungen ist LNG aktuell eine vergleichsweise gute Option, da die Emissionen des Treibhausgases CO<sub>2</sub> deutlich geringer als bei herkömmlichen Kraftstoffen sind. Allerdings sind die Klimaziele der IMO – die Reduktion der Emission von Treibhausgasen um 50 % bis 2050 – auch mit LNG nicht realisierbar und es steht keine Technologie in Aussicht, die die Treibhausgasemissionen auf dieses Niveau reduzieren könnten. Zudem besteht die Möglichkeit, dass in neuen Regularien die Methanschleppproblematik mit aufgenommen wird, wodurch die Vorteilhaftigkeit von LNG gegenüber konventionellen

Kraftstoffen hinfällig würde<sup>58</sup>. Zwar arbeiten Motorenhersteller intensiv daran, Methanschleup in Zukunft minimieren oder sogar vermeiden zu können, entsprechende technologische Lösungen befinden sich derzeit allerdings noch in der Testphase<sup>59</sup>.

Aufgrund dieser Unsicherheiten wird LNG daher durch einige große Reedereien lediglich als Brückentechnologie wahrgenommen, bis vollständig klimaneutrale Kraftstoffe für die Schifffahrt zur Verfügung stehen. Die weltweit größte Containerreederei Maersk distanzierte sich mit dieser Begründung von der langfristigen Verwendung von LNG als maritimem Kraftstoff und steckt Hoffnungen in die Entwicklung alternativer Kraftstoffe<sup>60</sup>. Auf der anderen Seite sind andere große Reedereien wie CMA CGM<sup>61</sup> oder auch Hapag-Lloyd<sup>62</sup> überzeugt von dem sinnvollen Einsatz von LNG als maritimem Kraftstoff und spekulieren auf eine weitere Zukunftsfähigkeit des Kraftstoffs mit der Option in der Zukunft auf alternative, erneuerbare Kraftstoffe umrüsten zu können.

## **3.5 Nachfrageprognose für LNG als maritimer Kraftstoff**

### **3.5.1 Grundlagen**

In diesem Kapitel soll eine Abschätzung der Nachfrage nach LNG als maritimer Kraftstoff aus der regionalen Perspektive bis 2050 vorgenommen werden. Regionale Perspektive für ein LNG-Terminal in Stade bedeutet in diesem Fall, dass die Nachfrage vor allem von Schiffen kommt, die in den bedeutendsten deutschen Nordseehäfen Ladeoperationen durchführen. In diesen Häfen würde die LNG-Nachfrage über ein Bunkerschiff durchgeführt werden, das an einem LNG-Terminal in Stade stationiert ist und dort beladen wird. Als bedeutendste Häfen für eine zukünftige Nachfrage nach LNG als maritimem Kraftstoff werden die Häfen Brunsbüttel, Bremen, Bremerhaven, Hamburg, Stade und Wilhelmshaven identifiziert.

Seehäfen anderer Länder, die ebenfalls an die Nordsee anliegen, wie beispielsweise die ARA-Häfen, werden aus der Nachfrageprognose ausgeschlossen, da in diesen Häfen bereits ein aktiver LNG-Bunkermarkt etabliert ist und nicht davon ausgegangen wird, dass sich kurzfristig die Anteile verschieben werden.

Das entwickelte Prognosemodell gliedert sich in fünf Hauptschritte. Im ersten Schritt wird ermittelt, wie sich die Anzahl der Schiffsanläufe in den unterschiedlichen Häfen in den jeweiligen Schiffssegmenten bis 2019 entwickelt hat. Das Jahr 2020 ist aufgrund der COVID-19-Pandemie kein repräsentatives Jahr und wurde daher aus der Prognose ausgeschlossen. Im zweiten Schritt wird dargestellt, wie sich die Ladungsmengen in den unterschiedlichen Segmenten über den gleichen Zeitraum entwickelt haben. Im nächsten Schritt wird auf Basis unterschiedlicher Prognosen und Trends die Entwicklung der Ladungsmengen bis 2050 dargestellt. Im vierten Schritt wird nachvollzogen, wie sich die Schiffsgrößen in den unterschiedlichen Schiffssegmenten

<sup>58</sup> Vgl. Nikita Pavlenko: The climate implications of using LNG as a marine fuel, 2020

<sup>59</sup> Vgl. Jasmina Ovcina: WinGD slashes methane slip with its next-generation X-DF 2.0 dual-fuel engine technology, 2020, <https://web.archive.org/web/20200617064004/https://www.offshore-energy.biz/wingd-slashes-methane-slip-with-its-next-generation-x-df-2-0-dual-fuel-engine-technology/> [Zugriff: 17.06.2020]

<sup>60</sup> Vgl. ShipInsight: Maersk planning to skip LNG as a fuel and build for future fuels, 2020, <https://archive.vn/RTdGI> [Zugriff: 02.12.2020]

<sup>61</sup> Vgl. CMA CGM: The CMA CGM JACQUES SAADE, the world's first 23,000 TEU powered by LNG, n.d., <https://archive.vn/5vBjE> [Zugriff: 07.01.2020]

<sup>62</sup> Vgl. Jasmina Ovcina: Hapag-Lloyd orders six LNG-powered 23,500+ TEU ULCVs in \$1 billion deal, 2020, <https://archive.vn/Yua6B> [Zugriff: 04.01.2020]

entwickeln und darauf aufbauend die Anzahl der Schiffsanläufe in den betrachteten Häfen bis 2050 abgeschätzt. Im letzten Schritt wird aufgrund unterschiedlicher Annahmen die zu erwartende Nachfrage nach LNG als maritimem Kraftstoff modelliert. Bestehende Absprachen für eine Bunkerabnahme in der Zukunft werden auch im letzten Schritt berücksichtigt. Im Folgenden werden die Schritte einzeln dargestellt.

### 3.5.2 Schritte 1 und 2: Entwicklung der Schiffsanläufe und Ladungsmengen bis 2019

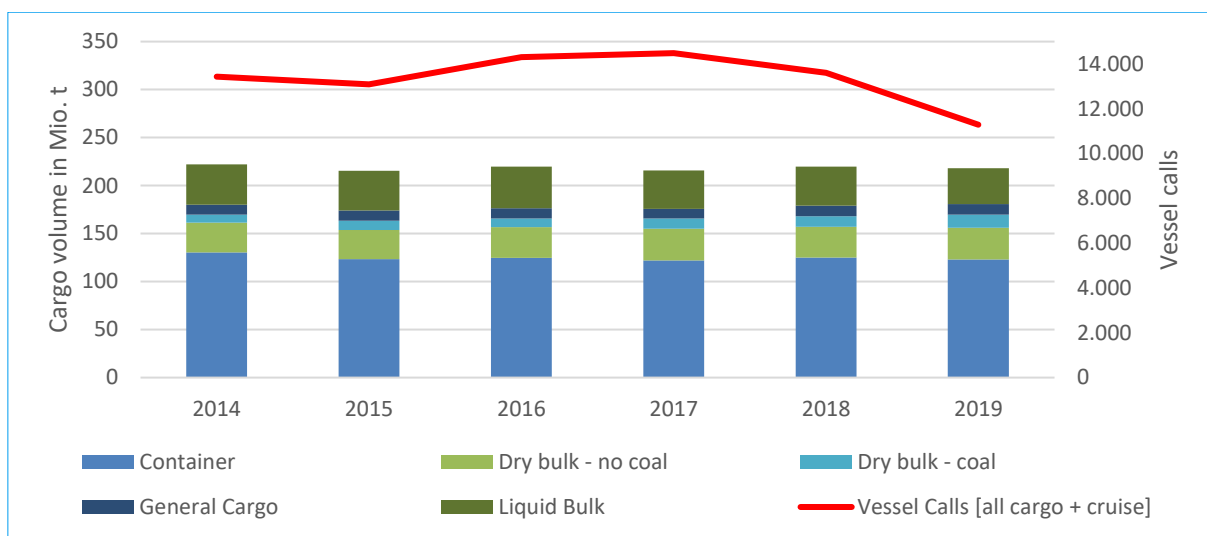


Abbildung 21 | Kumulierte Entwicklung der Ladungsmengen und Schiffsanläufe in den Häfen DEBRB, DEBRE, DEBRV, DEHAM, DESTA, DEWVN bis 2019 [Eigene Darstellung auf Grundlage von 58|59]

In der obenstehenden Abbildung sind die Mengen der Ladung nach unterschiedlichen Ladungssegmenten, sowie die Anzahl der Schiffsanläufe der entsprechenden Schiffstypen dargestellt. Kreuzfahrtschiffe sind in der Anzahl der Schiffsanläufe enthalten. Da sie im herkömmlichen Sinn keine Ladung mitführen, sind sie in der Summe der Ladungsmengen allerdings nicht berücksichtigt.

Für jeden Hafen wurden die jeweiligen Ladungsmengen pro Ladungssegment ermittelt und aufsummiert. Die Summe der kumulierten Ladungsvolumina schwankt im betrachteten Zeitraum leicht zwischen 215 und 220 Millionen Tonnen pro Jahr.

Im Vergleich zur Ladungsmenge gestaltet sich die Entwicklung der Schiffsanläufe deutlich dynamischer. Dass die Entwicklung nicht der exakten Entwicklung der Ladungsvolumina entspricht, liegt daran, dass die Häfen von unterschiedlichen Schiffsgrößen angelaufen werden. Wenn also die durchschnittliche Schiffsgröße ansteigt, ist die Anzahl der Schiffsanläufe bei gleichbleibendem Umschlagsvolumen tendenziell rückläufig.

### 3.5.3 3. Schritt: Modellierung der Ladungsmenge bis 2050

Im nächsten Schritt wird die Entwicklung der Ladungsmengen in den verschiedenen Häfen entsprechend der verschiedenen Ladungssegmente nachvollzogen. Die unterschiedlichen Wachstumsraten der Ladungssegmente basieren auf den Basis-Szenarien einer Untersuchung der Güterentwicklung im Hamburger Hafen, die durch zusätzliche Annahmen ergänzt wurde. Für containerisiertes Stückgut wurde ab 2019 bis 2050 ein jährliches Wachstum von 2,1 % pro Jahr angenommen<sup>63</sup>. Für das Ladungssegment General Cargo wurde ein jährliches Wachstum von 0,5 % geschätzt<sup>64</sup>. Im Segment Flüssigmassengut wird ein Rückgang der kompletten Ladungsmengen um – 1,2 % pro Jahr erwartet<sup>65</sup>. Im Bereich Trockenmassengut wurde differenziert zwischen dem Massengut Kohle und anderen trockenen Massengütern. Aufgrund des Kohleausstiegs wurde die jährliche Wachstumsrate des Ladungssegments in den Häfen so angepasst, dass 2040 kein Kohleumschlag in den betrachteten Häfen mehr stattfindet. Dadurch entstehen je nachdem, wie stark ausgeprägt der Kohleumschlag in dem jeweiligen Hafen ist, negative Wachstumsraten in unterschiedlicher Höhe. Für andere trockene Massengüter entspricht die Wachstumsrate – 0,71 %. Die Entwicklung der Passagierzahlen in der Kreuzfahrtindustrie blieb angesichts der unklaren Zukunft aufgrund der COVID-19-Pandemie unberücksichtigt.

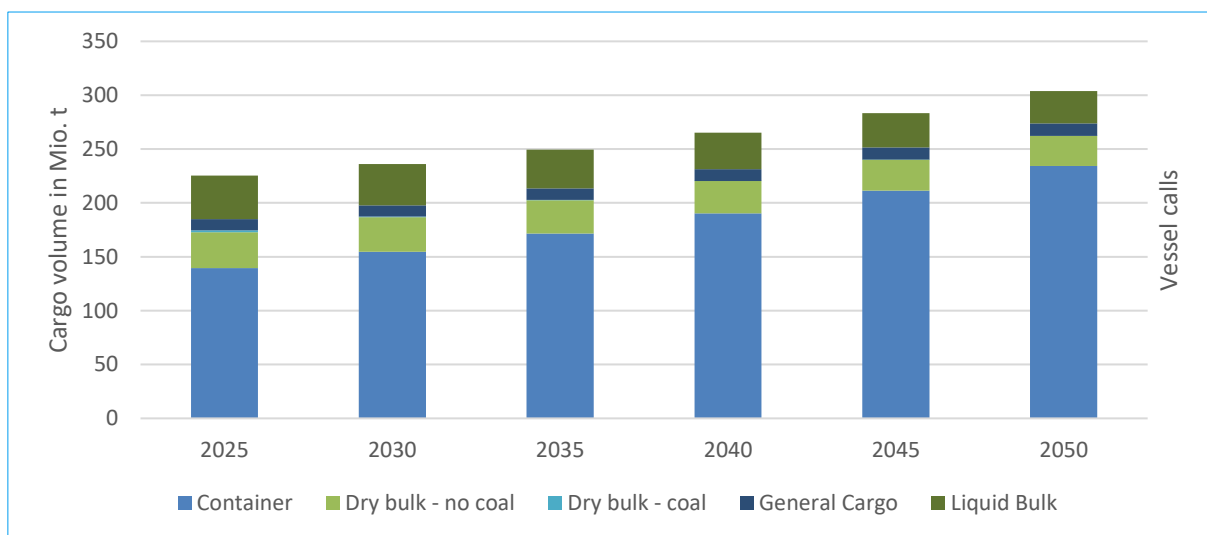


Abbildung 22 | Modellierung der Ladungsmengen in den Häfen DEBRB, DEBE, DEBRV, DEHAM, DESTA, DEWVN bis 2050 [Eigene Darstellung]

Unter Berücksichtigung all dieser unterschiedlichen Wachstumsraten entwickeln sich die Umschlagszahlen entsprechend der nachfolgenden Grafik trotz des Kohleausstiegs insgesamt positiv. Da die Entwicklung der Ladungsumschläge mittels eines jährlichen prozentualen Wachstums und nicht linear berechnet wird, ist im Bereich des Kohleumschlages bereits bis 2025 ein deutlicher Rückgang im Vergleich zur Darstellung in Abbildung 21 zu erkennen.

<sup>63</sup> Vgl. CPL Competence in Port and Logistics GmbH (Hrsg.Hamburg Port Authority AöR): Umschlagpotenzialprognose Hamburger Hafen 2035, 2020, S. 21

<sup>64</sup> Vgl. CPL Competence in Port and Logistics GmbH (Hrsg.Hamburg Port Authority AöR): Umschlagpotenzialprognose Hamburger Hafen 2035, 2020, S. 42

<sup>65</sup> Vgl. CPL Competence in Port and Logistics GmbH (Hrsg.Hamburg Port Authority AöR): Umschlagpotenzialprognoseamburger Hafen 2035, 2020, S. 47

### 3.5.4 4. Schritt: Modellierung der Schiffsanläufe bis 2050

Nachdem das Wachstum der unterschiedlichen Ladungssegmente modelliert wurde, wird ausgehend von der Ladungsmengenentwicklung die Entwicklung der Schiffsanlaufzahlen abgeschätzt. Dafür wurde zunächst pro Ladungssegment ein Durchschnittsschiffstyp entwickelt. Dieser Durchschnittsschiffstyp beschreibt, welche Ladungsmenge durchschnittlich auf ein Schiff entfällt. Die Durchschnittsschiffstypen basieren auf der Entwicklung der Weltflotte. Die Kapazität der Schiffssegmente innerhalb der Weltflotte nimmt in einem stärkeren Maß zu als die Anzahl der Schiffe, da immer mehr größere Einheiten gebaut werden, die pro Schiff eine größere Ladungsmenge transportieren können. Das bedeutet, dass der Durchschnittsschiffstyp eine immer größere Ladungsmenge pro Einheit bewältigt. Bei der Entwicklung der Durchschnittsschiffstypen wurden nur die Größen der Schiffssegmente berücksichtigt, die auch tatsächlich einen der untersuchten Häfen anlaufen. Mithilfe der Entwicklung der Schiffsgrößen der Durchschnittsschiffstypen und des Ladungsvolumens in den Häfen, wird nun die Anzahl der jährlichen Anläufe in den Häfen ermittelt.

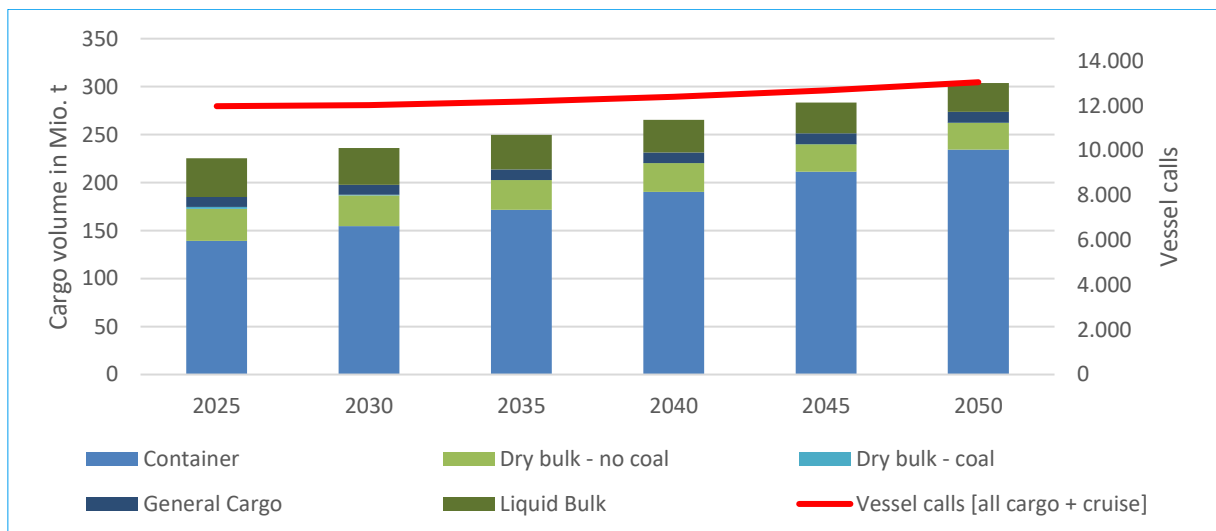


Abbildung 23 | Modellierung der Schiffsanläufe und Ladungsmengen in den Häfen DEBRB, DEBRE, DEBRV, DEHAM, DESTA, DEWVN bis 2050 [Eigene Darstellung]

In der oben dargestellten Abbildung ist die soeben modellierte Entwicklung der Schiffsanläufe der Entwicklung der Ladungsmengen gegenübergestellt. Während die Ladungsmenge sich bis 2050 ziemlich stark vergrößert und von ca. 210 Mio. Tonnen im Jahr 2025 um etwa 40 % auf ca. 300 Mio. Tonnen im Jahr 2050 anwächst, nimmt die Anzahl der Schiffsanläufe von ca. 11.500 in 2025 bis zu 12.600 in 2050 nur um etwa 10 % zu. Die Begründung dafür ist die Größe der Durchschnittsschiffstypen, die immer weiter zunimmt.

### 3.5.5 5. Schritt: Modellierung der LNG-Nachfrage

Im letzten Schritt wird für die Anzahl der Schiffsanläufe die Nachfrage nach LNG modelliert. Um die Nachfrage verlässlich einschätzen zu können, wurden sieben Annahmen getroffen:

- 1 | Annahme 1: 2050 liefert LNG 30 % der Energie für die Schifffahrt.

Durch den DNV GL wurden in der 2020 veröffentlichten Studie „Maritime Forecast to 2050“ unterschiedliche Szenarien für zukünftige Energiemixe in der internationalen Seeschifffahrt entworfen. Es werden drei unterschiedliche Pfade – *No ambitions scenario*, *IMO ambitions scenario*,



*Decarbonization until 2040 scenario* – anhand jeweils zehn unterschiedlicher Szenarien betrachtet. Insgesamt wurden also 30 Szenarien untersucht.

Als Basis für die weitere Berechnung wurden die Szenarien 7, 8 und 9 der Studie aus dem Pfad „IMO ambitions scenario“ ausgewählt. Diese Szenarien sind geprägt durch die Ziele der IMO, im Vergleich zu 2008 bis 2050 eine Reduzierung der spezifischen Treibhausgasemissionen um 70 % und eine Reduktion der absoluten Menge an Treibhausgasemissionen um 50 % zu erreichen. Um an dieses Ziel zu kommen, werden unterschiedliche Maßnahmen getroffen. In den Szenarien 7, 8 und 9 sind Treibhausgasreduktionen vornehmlich auf operative Maßnahmen und neues Schiffsdesign zurückzuführen. Alle drei Szenarien gehen von einem moderaten Wachstum der Weltflotte aus, wie es bereits in Abschnitt Orderbuch/Entwicklung dargestellt wurde. Die drei Szenarien gehen von günstigen Kosten für Elektrizität, Biomasse und fossile Kraftstoffe aus<sup>66</sup>. Dies hat Einflüsse auf den Energiemix, der sich bis 2050 entwickelt.

In der nachfolgenden Grafik wird dargestellt, wie sich die Energiemixe in der internationalen Seeschifffahrt bis 2050 entwickelt haben. Im Schnitt entspricht der Anteil von LNG (fossiles LNG, bio-LNG, e-LNG) etwa 30 %. Es wird daher davon ausgegangen, dass 2050 30 % aller Schiffe mit LNG betrieben werden und auch 30 % der Bunkernachfrage durch LNG gedeckt wird. Es wurde eine Elastizität der Nachfrage modelliert. Das heißt, es wird erwartet, dass in den Jahren bis 2030 der Anteil an LNG-betriebenen Schiffen besonders stark ansteigt und dass das Wachstum im Anschluss etwas abflacht, bis 2050 die 30 % erreicht sind.

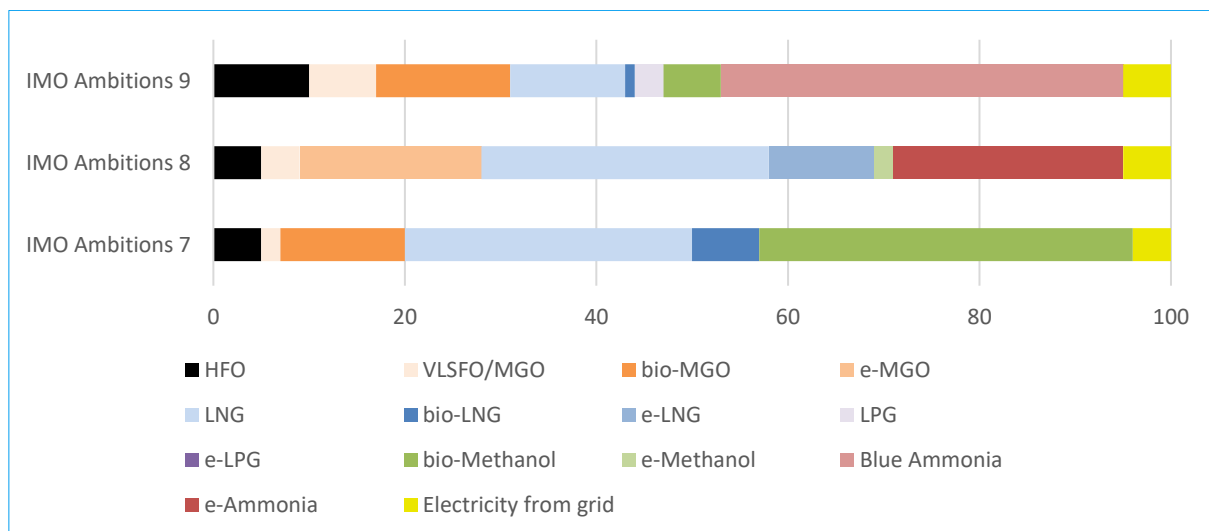


Abbildung 24 | Maritime Energiemixe der IMO-Ambitions-Szenarien 7, 8 und 9 im Jahr 2050 [Eigene Darstellung auf Grundlage von 60]

2 | Annahme 2: Pro Schiff, das einen deutschen Hafen anläuft, werden rechnerisch durchschnittlich Bunkermittel mit einem Energiegehalt von ca. 200 MWh gebunkert.

Um abzuschätzen, wie hoch die Bunkermenge in LNG ausfallen wird, wurde überprüft, welche Bunkermenge rechnerisch pro Schiffsanlauf in einem deutschen Hafen gebunkert wird. Dafür wurde die Gesamtmenge der in Deutschland verbunkerten Bunkermittel durch die Summe aller Anläufe von Seeschiffen in einem deutschen Hafen geteilt.

Dadurch ergibt sich eine durchschnittliche Bunkermenge von ca. 200 MWh pro Schiffsanlauf. Diese Energiemenge ist in ca. 15 t HFO oder in 20 t LNG enthalten. Dabei ist zu beachten, dass es sich

<sup>66</sup> Vgl. T. Longva et al (Hrsg. DNV GL): Maritime Forecast until 2050, 2020, S. 56

hier um die durchschnittliche, rein rechnerische Bunkermenge pro Schiff handelt. Pro tatsächlichem Bunkervorgang wird eine deutlich größere Bunkermenge gebunkert. Zum Vergleich: Ein Tanklastwagen mit LNG umfasst in Deutschland etwa 17 t LNG. Um ein LNG-betriebenes Ultra Large Container Vessel zu bebunkern, werden ca. 8.400 t LNG benötigt.

Die geringe durchschnittliche Menge verdeutlicht primär, dass Deutschland als Bunkerstandort im europäischen Raum keine hohe Relevanz hat. Die durchschnittliche Bunkermenge in europäischen Seehäfen beträgt 230 MWh/Schiffsanlauf. Die bedeutendsten Bunkerstandorte Europas befinden sich in Belgien mit ca. 3.700 MWh/Schiffsanlauf und in den Niederlanden mit ca. 3.800 MWh/Schiffsanlauf<sup>67,68</sup>.

**3 | Annahme 3: LNG-Tanker werden 2050 zu 100 % mit Boil-Off-Gas betrieben.**

Entsprechend dem Orderbuch und der Flottenstatistiken werden nicht alle derzeitigen LNG-Tanker mit Boil-Off-Gas betrieben. Für 2050 wird die Annahme getroffen, dass alle LNG-Tanker mit LNG, beziehungsweise Boil-Off-Gas betrieben werden. Diese Annahme hat keinen direkten Einfluss auf die Nachfrage in den betrachteten Häfen, da dort keine LNG-Tanker erwartet werden und LNG-Tanker aufgrund des Betriebs mit Boil-Off-Gas nicht im herkömmlichen Sinne bebunkert werden. Die Annahme, dass LNG-Tanker zu 100 % mit LNG betrieben werden, wird lediglich den in Annahme 1 festgelegten LNG-Anteil von 30 % in anderen Schiffssegmenten marginal reduzieren.

**4 | Annahme 4: Zwei Drittel der Kreuzfahrtschiffe werden 2050 mit LNG betrieben.**

Wie bereits in Abschnitt Verbreitung LNG-Antrieb festgehalten, ist ein deutlicher Trend in der Kreuzfahrtindustrie hin zum LNG-Antrieb feststellbar. Um diesem Trend Rechnung zu tragen, wird die Annahme getroffen, dass im Jahr 2050 zwei von drei Kreuzfahrtschiffen mit LNG betrieben und bebunkert werden.

**5 | Annahme 5: Der Anteil an LNG capable-Schiffen in den betrachteten Häfen entwickelt sich entsprechend dem Anteil in der Weltflotte.**

Es wird angenommen, dass entsprechend der ersten Annahme 30 % der Schiffe, die einen der betrachteten Häfen anlaufen, auch mit LNG betrieben und bebunkert wird.

**6 | Annahme 6: Für die Abbildung der „lokalen Nachfrage“ wird auf die Absatzmengen ein Aufschlag von ca. 20% erhoben**

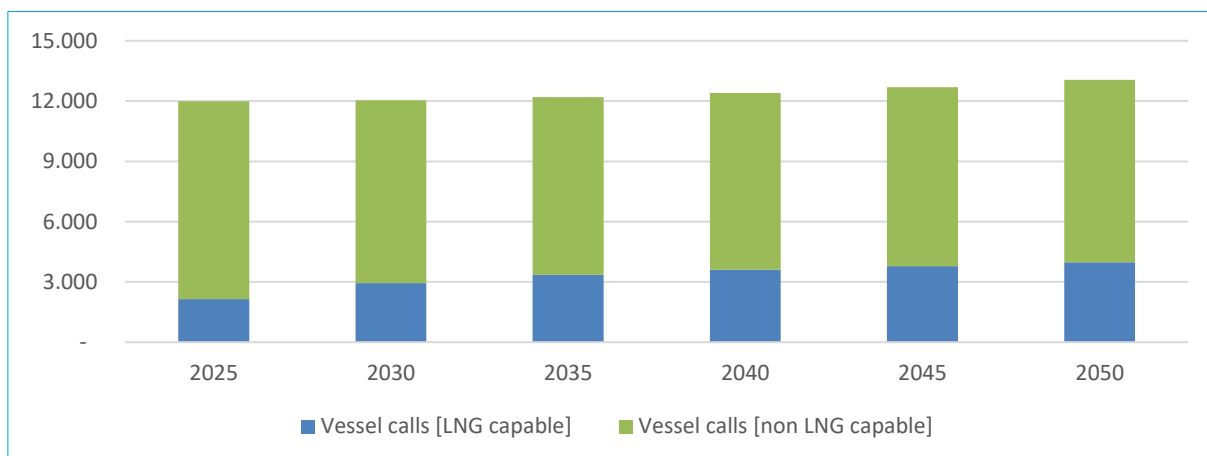
**7 | Annahme 7: Ausgewählte Kreuzfahrtreedereien haben ihr offizielles Interesse an der Abnahme von LNG im Hafen Hamburg ab 2025 in Aussicht gestellt. Die in ersten Vereinbarungen avisierte Bunkermenge beläuft sich auf insgesamt bis zu 58.000 t LNG pro Jahr. Der Aufschlag der Bunkermengen ersetzt die Anteile, die entsprechend dem Modell anderenfalls auf die korrespondierenden Reedereien entfallen wäre.**

Die in Annahme 2 festgehaltene Bunkermenge pro Schiffsanlauf umschließt lediglich die Bunkermenge, die durch die internationale Seeschifffahrt nachgefragt wird. Um auch die Nachfrage durch andere Schiffe, beispielsweise Behördenverkehre und Fischerei, abzubilden, wird auf die

<sup>67</sup> Eurostat (Hrsg.): Vessels in main ports by type and size of vessels (based on inwards declarations) - quarterly data, 2021

<sup>68</sup> Eurostat (Hrsg.): Complete energy balances, 2021

errechnete LNG-Nachfrage ein Aufschlag von 20 % vorgenommen. Dies entspricht dem Verhältnis der inländischen Bunkernachfrage zur Bunkernachfrage der internationalen Seeschifffahrt<sup>69</sup>.



**Abbildung 25 | Modellierung der Schiffsanläufe in den Häfen DEBRB, DEBRE, DEBRV, DEHAM, DESTA, DEWVN bis 2050 nach Antriebsart [Eigene Darstellung]**

Aus den Annahmen ergibt sich in Abbildung 25 die Verteilung der unterschiedlichen Antriebskonzepte auf die Anläufe innerhalb der untersuchten Häfen. Deutlich erkennbar ist die Elastizität der Nachfrage; der Anteil von *LNG capable* steigt bis 2035 recht schnell an, entwickelt sich in den folgenden Jahren bis 2050 allerdings eher langsamer weiter, bis am Ende ein Anteil von 30 % *LNG capable* innerhalb der Flotte, die die untersuchten Häfen anläuft, erreicht wird.

Diese Elastizität wird auch deutlich, wenn aus den Annahmen aus dem vorangegangenen Abschnitt die tatsächliche Nachfrage nach LNG als maritimem Bunker in den einzelnen untersuchten Häfen errechnet wird. Für die Prognose bis zum Jahr 2050 werden als Stützjahre 2025, 2030, 2035, 2040 und 2045 genutzt. Eine Reflexion der Ist-Entwicklung bis 2020 untermauert qualitativ die Einschätzungen zur zukünftigen LNG-Bunkernachfrage.

Wie in Abbildung 26 dargestellt wird die stärkste LNG-Nachfrage durch die Schifffahrt im Jahr 2050 mit rund 93 Tsd. t im Hafen Hamburg erwartet. Jeweils etwa ein Fünftel der gesamten LNG-Bunkermenge an der deutschen Nordseeküste in Höhe von etwa 155 Tsd. t entfallen auf die bremischen Häfen sowie alle weiteren Hafenstandorte. Es wird angenommen, dass der LNG-Bedarf der Schifffahrt langfristig zu 95 % und mehr durch Bunkerschiffe und nur zu einem Bruchteil durch Tank-Lkw gedeckt werden wird. Zur Berechnung einer Anlegerbelegungszeit in Kapitel 3.6 wird deshalb ausschließlich auf die dem STS-Verfahren zurechenbare und in Bunkerschiffen zu transportierende LNG-Menge abgestellt. Wiederum die mit der maritimen LNG-Nachfrage korrespondierende LNG-Importmenge berücksichtigt auch die Anteile, die im TTS-Verfahren übergeben bzw. gebunkert werden.

Herauszustellen ist die Entwicklung der maritimen LNG-Nachfrage in der jüngeren Vergangenheit. Im Emden Hafen wird seit 2015 regelmäßig die RoPax-Fähre ‚Ostfriesland‘ (IMO-Nr. 8324622), in Cuxhaven seit 2016 die Passagierfähre ‚Helgoland‘ (IMO-Nr. 9714862) im TTS-Verfahren bebunkert. Beiden Fähren verbrauchen mehrere hundert Tonnen jährlich. Seit 2021 operiert die RoPax-Fähre ‚Greenferry 1‘ (IMO-Nr. 9344758) ab Cuxhaven und soll dort jährlich mit wenigen tausend Tonnen im TTS-Verfahren bebunkert werden. Weitere wiederkehrende LNG-

<sup>69</sup> Eurostat (Hrsg.): Complete energy balances, 2021

Bebunkerungen finden zudem seit dem Jahr 2020 in Emden an Autotransportern wie der ‚Siem Confucius‘ (IMO-Nr. 9841017) statt. Aufgrund der Bunkermenge je Vorgang in Höhe von ca. 1.500 t LNG werden diese Schiffe im STS-Verfahren bebunkert.

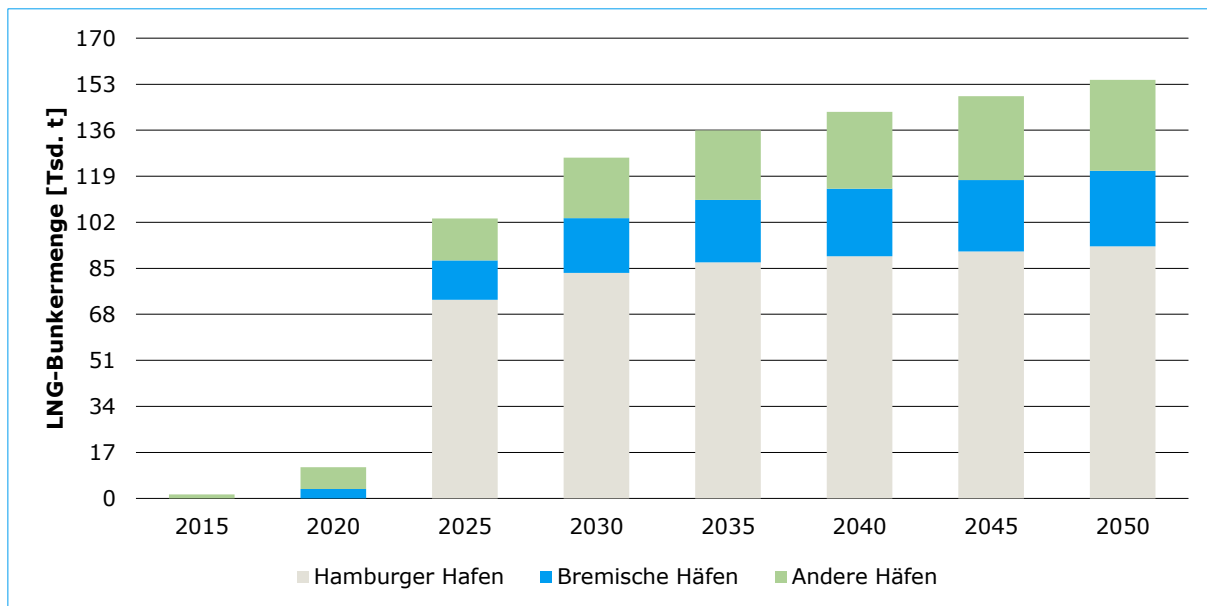


Abbildung 26 | LNG-Bunkermenge an der deutschen Nordseeküste bis 2050 [Eigene Darstellung]

Ein nicht unwesentlicher Anteil der LNG-Bunkermenge an der deutschen Nordseeküste im Jahr 2020 ist singulären Ereignissen zuzuordnen. So ist z. B. das Kreuzfahrtschiff ‚Iona‘ (IMO-Nr. 9826548) mit insgesamt mehreren tausend Tonnen STS in Bremerhaven bebunkert worden, da es aufgrund der Corona-Krise zum gegebenen Zeitpunkt keinen kommerziellen Auftrag hatte und stattdessen von Bremerhaven aus mit dem Schiff mehrere Erprobungsfahrten durchgeführt wurden. Auch wurde der Hopperbagger ‚Scheldt River‘ (IMO-Nr. 9778143) im Rahmen seines Einsatzes bei der Fahrrinnenanpassung der Elbe mit insgesamt mehreren hundert Tonnen LNG sowohl TTS als auch STS in Brunsbüttel bebunkert.

Zur qualitativen Einordnung der Prognoseergebnisse für die deutsche Nordseeküste kann die Entwicklung des maritimen LNG-Bunkerabsatzes im Rotterdamer Hafen herangezogen werden. Unter Berücksichtigung der spezifischen unteren Heizwerte der in Rotterdam im Jahr 2020 gebunkerten Schiffskraftstoffe liegt der Anteil von LNG bei ca. 1,3 % [74].

Wird unterstellt, dass

- etwa 6.000 bis 7.000 t des maritimen LNG-Absatzes an der deutschen Nordseeküste im Jahr 2020 einen regelmäßigen Charakter haben und damit die die deutschen Häfen anlaufende Flotte adäquat repräsentiert,
- die etwa 6.000 bis 7.000 t des maritimen LNG-Absatzes in etwa mit den 1,3 % Marktdurchdringung in Rotterdam korrespondieren und
- ein Anteil von 30 % LNG capable innerhalb der Flotte realistisch ist, so liegt die zuvor ermittelte langfristige LNG-Nachfrage im Bunkermarkt an der deutschen Nordseeküste innerhalb dieses Korridors.

Wie bereits in Abschnitt 3.2.4 erwähnt, wird die Nachfrage in anderen bedeutenden europäischen Nordseehäfen bereits durch dort vorhandene Terminals und Bunkerschiffe abgedeckt. Vor diesem

Hintergrund und vor der vergleichsweise geringen Bedeutung Deutschlands als europäischem Bunkerstandort, ist zu erwarten, dass keine weiteren Marktanteile hinzugewonnen werden können.

Bei der Bestimmung der Größe der im Stader Hafen abzufertigenden Bunkerschiffe wird sich an der aktuellen weltweiten Marktentwicklung orientiert. Abbildung 27 gibt einen Überblick über die bereits in Dienst befindlichen sowie bestellten LNG-Bunkerschiffe, für die relevante Grundlageninformationen zu Schiffsabmessungen und LNG-Tankkapazität ermittelbar sind. Insgesamt 37 Bunkerschiffe sind in der Darstellung berücksichtigt. Die Spannweite der Schiffsdimensionen variiert erheblich, jedoch ist bei den Schiffsbestellungen im Zeitverlauf seit 2010/2011 eine deutliche Steigerung der durchschnittlichen Schiffs- und Tankgröße erkennbar. Diesem Trend Rechnung tragend wird in der weiteren Analyse auf die mittlere Schiffslänge (ca. 114 m) sowie mittlere LNG-Tankkapazität (ca. 4.100 t) der Bunkerschiffe abgestellt, deren Ablieferung nach dem Jahr 2020 erfolgte oder geplant ist.

Importseitig wird die bereits in Kapitel 2.5 skizzierte Q-Flex-LNG-Tankergröße berücksichtigt.

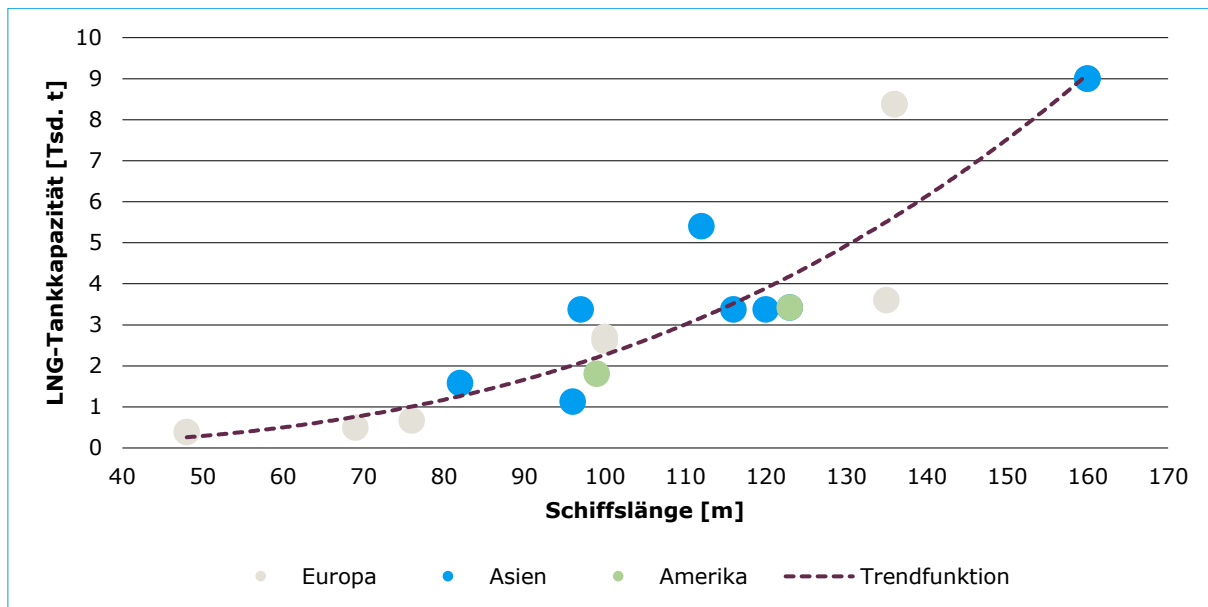


Abbildung 27 | Zusammenhang von LNG-Ladungstankgröße und Schiffslänge bei LNG-Bunkerschiffen [Eigene Darstellung]

Aufgrund der vergleichsweise guten Datenlage zur gegenwärtigen Marktdurchdringung von LNG-Antrieben in der Schifffahrt sowie der Verfügbarkeit langfristiger Trends ist die zukünftige maritime LNG-Nachfrage im Rahmen der vorliegenden Bedarfsanalyse plausibel quantifizierbar.

Demgegenüber stehen für die weiteren, derzeit diskutierten alternativen (synthetischen) Schiffskraftstoffe nur bedingt belastbare Informationen sowie praktische Anwendungsfälle zur Verfügung, wodurch eine plausible Bedarfsableitung für die Verwendung von Methanol, Ammoniak, etc. als Schiffskraftstoff und eine potenzielle Versorgung über den Hafen Stade gegenwärtig nicht möglich erscheint. Gleichwohl ist in den nächsten Jahren eine zunehmende Nutzung weiterer Kraftstoffalternativen in der Schifffahrt wahrscheinlich und auch eine Versorgung der Bunkernachfrage über den Standort Stade denkbar. Unter Berücksichtigung der im Stader Südhafen bereits etablierten Umschlagprodukte, zu denen z. B. auch Methanol zählt (siehe Kapitel 5), wird neben LNG im Weiteren die zukünftig mögliche Verladung alternativer (synthetischer) Schiffskraftstoffe als Bedarfselement **3.A** gewürdigt.

### 3.6 Anlegerbelegungszeit

Der in Abbildung 26 dargestellte LNG-Bunkerbedarf an der deutschen Nordseeküste bis zum Jahr 2050 könnte mit der Importmenge aus jeweils rund zwei Q-Flex-LNG-Tankern je Jahr gedeckt werden. Entsprechend gering fällt die Anlegerbelegungszeit sowie der Anteil des LNG-Eingangs an der gesamten Anlegerauslastung im Bunkersegment aus (siehe Abbildung 28). Gleichwohl sind die Anlegerkapazitäten und die zu gewährleistende Löschkproduktivität an den in Kapitel 2.5 skizzierten Schiffsdimensionen und -tankkapazitäten der LNG-Tankerflotte auszurichten.

Die Ladeproduktivität an den Löschkopffazilitäten zur Beschickung der LNG-Bunkerschiffe soll sich an den technischen Möglichkeiten der eingesetzten Schiffstonnage orientieren. Für das oben beschriebene LNG-Bunkerschiff mit einer Tankkapazität von ca. 4.100 t LNG wird eine Laderate von durchschnittlich 340 t/h angenommen. Neben dem Zeitaufwand für die Beladung der Schiffe ist in der Abfertigung je Einheit eine Rüstzeit in einem Umfang von im Durchschnitt ca. 6 h auszugehen, in der, wie bereits am Beispiel für Q-Flex-LNG-Tanker erörtert, evidenzbasierte Zeiten u. a. für das Fest- und Losmachen der Schiffe oder das Spülen von Leitungen berücksichtigt sind.

Wie für die Q-Flex-LNG-Tanker wird die durchschnittliche Befüllungsgrenze für die Ladungstanks der Bunkerschiffe bei 98 % gesetzt. Da insbesondere die Verteilung des gesamten LNG-Bunkerbedarfs auf unterschiedliche Losgrößen sowie die zeitliche Verteilung innerhalb eines Kalenderjahres ungewiss sind, sind für den erwarteten Heel bzw. die noch an Bord befindliche LNG-Menge bei Ladevorgängen gesonderte Annahmen zu treffen. Einerseits wird unterstellt, dass ein LNG-Bunkerschiff in der Regel immer über mindestens 8 % Heel der Gesamtladekapazität im Tank verfügt, wenn es erneut beladen wird. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die nach einem oder mehreren LNG-Bunkervorgängen im Bunkerschiff verfügbare LNG-Menge nicht immer ausreichend ist, um auch die nächste Anfrage zu bedienen. Daher wird angenommen, dass das Bunkerschiff bei drei Ladevorgängen, einmal über eine an Bord verbliebene LNG-Menge auf einem Niveau von 8 %, einmal einem Drittel und einmal der Hälfte der Tankkapazität verfügt.

Das in Abbildung 28 dargestellte Analyseergebnis zeigt, dass ein Anleger zur Abdeckung der maritimen LNG-Nachfrage bis 2050 mit fast 800 Jahresstunden zu rund 9 % ausgelastet wäre.

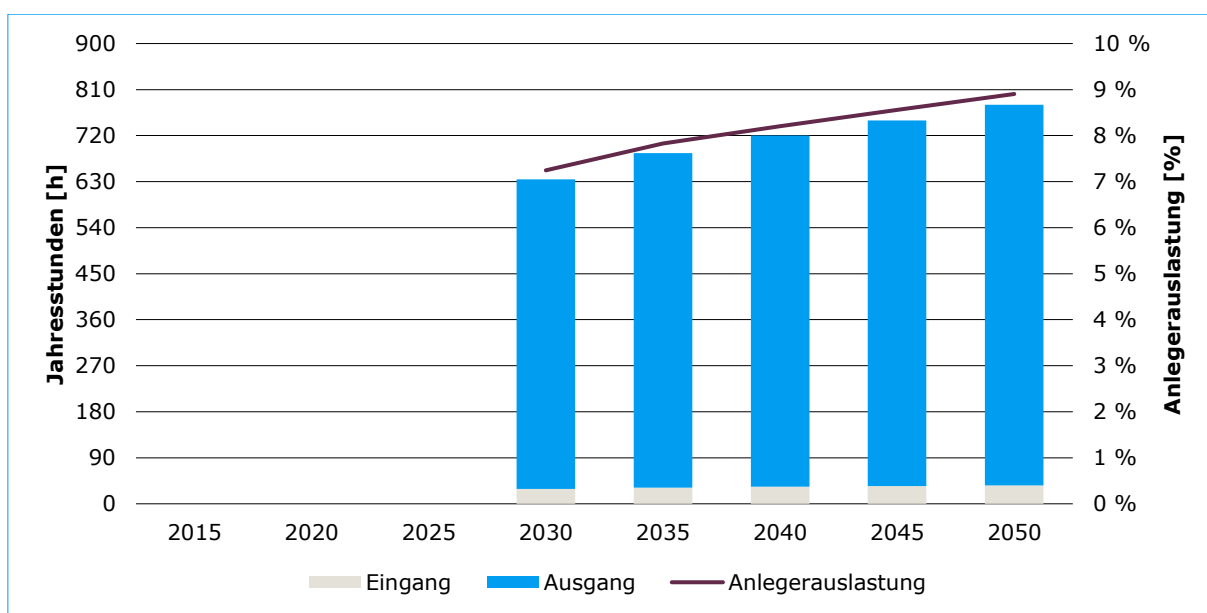


Abbildung 28 | Auslastung eines Anlegers/Löschkopfes bis 2050 zur Abdeckung der Gasnachfrage in der Schifffahrt [Eigene Darstellung]

## 4. BREAK-BULK-GASNACHFRAGE

Eine Nachfrage im Break-Bulk-Segment am Hafenstandort Stade begründet sich in erster Linie mit einer Wiederverladung importierter LNG-Mengen zur Versorgung kleinerer bis mittlerer LNG-Import- bzw. -Distributionsterminals im Ostsee- und teilweise Nordseeraum. Diesbezüglich wurden bereits Vereinbarungen über Liefermengen in einem Umfang von 750 Mio. m<sup>3</sup> Erdgas geschlossen, was etwa 1,25 Mio. m<sup>3</sup> bzw. 0,56 Mio. t LNG entspricht. Die Versorgung soll dabei auf dem Seeweg durch eine LNG-Tankerflotte mit jeweils 30 Tsd. m<sup>3</sup> bzw. rund 13,5 Tsd. t LNG-Tankkapazität erfolgen. Wie auch für die Q-Flex-LNG-Tankerflotte (siehe Kapitel 2.5) wird bei diesen Tankern die Befüllungsgrenze der Ladungstanks mit 98 % und nach Entladung ein Heel-Niveau bzw. eine an Bord verbleibende LNG-Menge in Höhe von 1 % der Gesamtladepkapazität berücksichtigt. Die Transportkapazität jedes Tankers beläuft sich damit auf ca. 13,1 Tsd. t LNG. Rund 43 Schiffsabfertigungen sind erforderlich, um die rund 0,56 Mio. t LNG zu verladen.

Wie auch im LNG-Ausgang durch Bunkerschiffe (siehe Kapitel 3.6) ist zum Zeitaufwand für die Beladung der kleinen LNG-Tanker eine Rüstzeit von jeweils durchschnittlich ca. 6 h zu addieren. Als durchschnittliche Laderate werden 1.125 t/h berücksichtigt, womit sich die Abfertigungszeit je Schiff auf insgesamt ca. 18 h beläuft. Diese Zeit entspricht in etwa auch dem Zeitaufwand bei der Abfertigung eines Q-Flex-LNG-Tankers im Eingang, von denen etwa sieben Einheiten zur Abdeckung der skizzierten Break-Bulk-Nachfrage ab dem Jahr 2026 erforderlich sind.

Wie Abbildung 29 verdeutlicht, lässt sich im Break-Bulk-Segment mit dem ersten vollen Betriebsjahr nach der Eröffnung des Terminals im Jahr 2026 eine Anlegerbelegung von fast 900 h/a ableiten. Dies entspricht der Auslastung eines Anlegers von rund 10 %. Etwa ein Siebentel der Auslastung ist auf den LNG-Eingang durch Q-Flex-Tanker mit entsprechenden Anleger- und Produktivitätsanforderungen zurückzuführen.

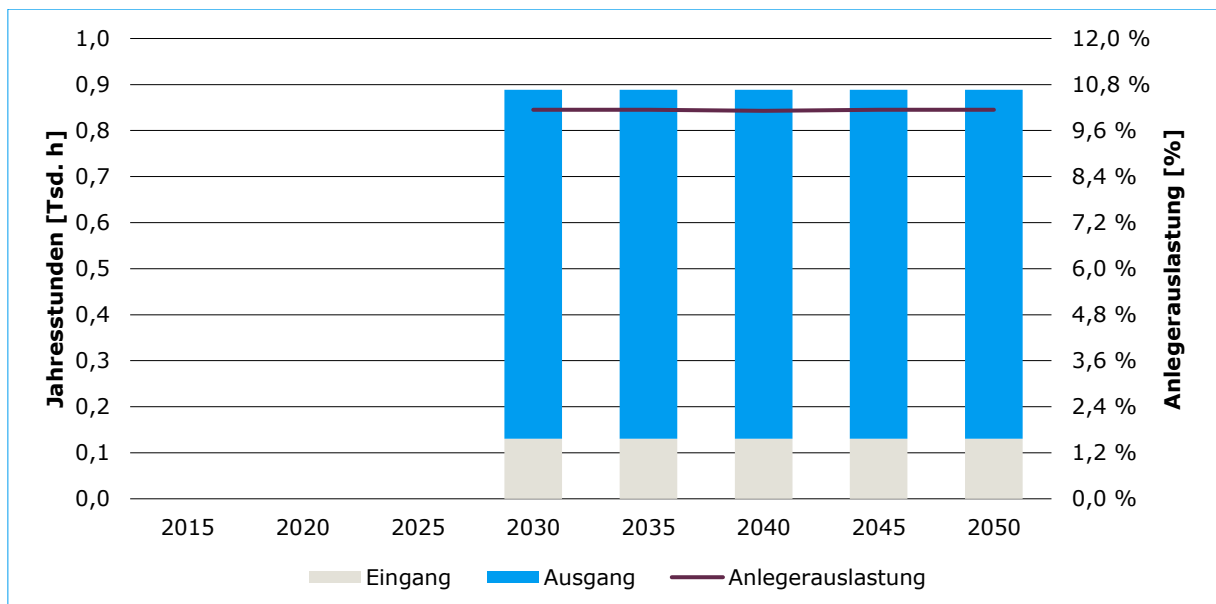


Abbildung 29 | Auslastung eines Anlegers/Löschkopfes bis 2050 zur Abdeckung der Break-Bulk-Gasnachfrage [Eigene Darstellung]

Eine Steigerung der bisher bereits vereinbarten 1,25 Mio. m<sup>3</sup> LNG-Break-Bulk-Nachfrage im Ausgang ist nicht unwahrscheinlich, kann jedoch zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht hinreichend konkret belegt werden. Zur Berücksichtigung dieser Möglichkeit in der weiteren Analyse fließt sie als qualitatives Bedarfelement **4.A** in die Betrachtung ein.

## 5. (ÜBER-)REGIONALE GAS- UND CHEMIKALIENNACHFRAGE

### 5.1 Güterumschlag

Neben der in Kapitel 2 skizzierten Nutzung eines Anlegers für den Umschlag verflüssigter Gase, die einer energetischen und nicht-energetischen Verwertung (auch durch die Unternehmen im Stader Industriepark) Rechnung trägt, wird an dieser Stelle die Entwicklung der lokalen, regionalen und überregionalen Gas- und Chemikaliennachfrage beleuchtet. Abgestellt wird hierbei ausschließlich auf den aktuellen Anteil des seeseitigen Umschlags von flüssigen Chemikalien und unter Druck verflüssigten Gasen, für den die DOW verantwortlich zeichnet. Etwa 60 % des Produkttransports der DOW erfolgt im Status quo auf dem Seeweg bzw. über das Binnenwasserstraßennetz [34].

Jeweils etwa ein Sechstel der Gütertransporte werden auf der Straße und Schiene dargestellt. Zudem ist der Stader Industriepark über ein Rohrfernleitungsnetz mit u. a. den Standorten Brunsbüttel und Teutschenthal sowie Böhlen verbunden, die hierdurch mit dem in Stade seeseitig angelandeten Ethylen versorgt werden. In Brunsbüttel produziert die Sasol Germany GmbH mithilfe des Ethylens insbesondere Fettalkohole, die wichtige Grundstoffe zur Herstellung von Kosmetika, Wasch- und Reinigungsmitteln sowie Kunststoffadditiven sind. In Teutschenthal wird das Ethylen in einer Kaverne zwischengespeichert und dann an den verschiedenen DOW-Standorten in der Region Mitteldeutschland zur Produktion von u. a. Kunststoffen genutzt. Eine Kaverne zur Einlagerung von Ethylen am Standort Stade ist nicht gegeben, jedoch wird ein über eine Rohrfernleitung erschlossener Salzstock in etwa 25 km Entfernung als Speicher für Propylen genutzt.

Mit der gesellschaftlich und politisch gestützten Attraktivierung klimaschonender maritimer Transportketten (zur Steigerung des Anteils am Modal Split) könnte sich jedoch auch eine die nachfolgend quantifizierten Bedarfe ergänzende seeseitige Umschlag- bzw. Anlegerkapazitätsnachfrage einstellen. Da dieser Bedarf gegenwärtig nicht belastbar abgeschätzt werden kann, soll er als qualitatives Bedarfselement **5.A** mit in die Betrachtung eingehen.

Im Zuge des in Kapitel 1.2 referenzierten Projekts Green MeOH der DOW ist vorgesehen, bis zu 200 Tsd. t/a Methanol zu produzieren, welches dann in chemischen Verfahren oder aber auch im Schiffs- und Schsververkehr verwendet werden kann. In welchem Umfang sich hieraus ein Bedarf für eine seeseitige Verladung und einen maritimen Transport ergibt, ist derzeit noch nicht plausibel quantifizierbar. Mit Blick auf die Ergebnisse des Kapitels 3 ist jedoch denkbar, dass zukünftig ein Teil der Mengen als Kraftstoff in der Schifffahrt Anwendung findet und entsprechend auch auf Bunkerschiffe zu verladen wäre. Der skizzierte Fall soll als qualitatives Kriterium **5.B** Eingang in die Bedarfsanalyse finden und als Bestätigung des Kriteriums **3.A.** gewürdigt werden. Aktuell werden jährlich etwa 100 Tsd. t Methanol im seeseitigen Eingang umgeschlagen.

Ausgangsstoffe für die durch die DOW vorgesehene Methanolproduktion sind Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid. Während das Kohlendioxid auch in größeren Mengen den Emissionen des Gaskraftwerkes am Standort entnommen werden soll, würde mit einer Skalierung der Produktionsanlage der lokale, in Kapitel 2 noch nicht berücksichtigte Wasserstoffbedarf erheblich steigen. Sofern zusätzlich benötigter Wasserstoff nicht (mehr) als Nebenprodukt dem gegenwärtigen Produktionsprozess der DOW oder zukünftig nicht einem potenziellen Wasserstoffnetz entnommen werden kann, erscheint eine seeseitige Anlandung von synthetischem Wasserstoff und damit eine Nachfrage nach Anlegerkapazitäten möglich. Dies wird in der weiteren Untersuchung als qualitatives Bedarfselement **5.C** herangezogen.



Den Ausgangspunkt für die quantitative Projektion des Bedarfes von Anlegerkapazitäten für den Umschlag von flüssigen Chemikalien und Gasen bilden mit der DOW plausibilisierte Bedarfe für die örtlichen Produktionsprozesse und Produktlinien. Hierbei werden die Wechselwirkungen und Ausbringungsmengen zwischen den Produktionsprozessen berücksichtigt sowie eine korrespondierende bedarfsgerechte Steigerung der Produktionskapazitäten unterstellt. Zudem werden für die durch Rohrfernleitungen transportierten Produkte (insbesondere Ethylen) und ihre Nutzung als Grundstoff in der chemischen Industrie zukünftige Entwicklungen antizipiert. Neben der Ist-Entwicklung zum Güterumschlag im Stader Südhafen bis 2020 dienen in der Prognose bis 2050 als Stützjahre 2025, 2030, 2035, 2040 und 2045.

Abbildung 30 zeigt für die im Südhafen angesiedelten Produkte im Umschlag einen Anstieg auf ca. 3,6 Mio. t bis zum Jahr 2050. Gegenüber dem Jahr 2015, mit ca. 2,7 Mio. t das Jahr mit der größten Umschlagmenge in der jüngeren Vergangenheit, entspricht dies einem Anstieg um insgesamt etwas mehr als einem Drittel. Sowohl der Güterein- als auch -ausgang weisen dabei einen ähnlichen Wachstumstrend auf. Im Vergleich zum Jahr 2020, in dem der Güterumschlag im Südhafen bedingt durch die Corona-Krise mit ca. 2,3 Mio. t etwa auf das Niveau von 2013 zurückgegangen ist, beträgt das Wachstum bis 2050 in der Summe etwas mehr als die Hälfte bzw. jährlich im Durchschnitt etwa 1,4 %. Unter Würdigung der konjunkturellen Wiederbelebung in den wesentlichen Beschaffungs- und Absatzmärkten ab dem zweiten Quartal des Jahres 2021 und den erkennbaren Aufholeffekten des Wirtschaftswachstums ist ein dynamischer Wachstumsimpuls auch für die Produktion bei der DOW und damit für den Güterumschlag im Südhafen anzunehmen.

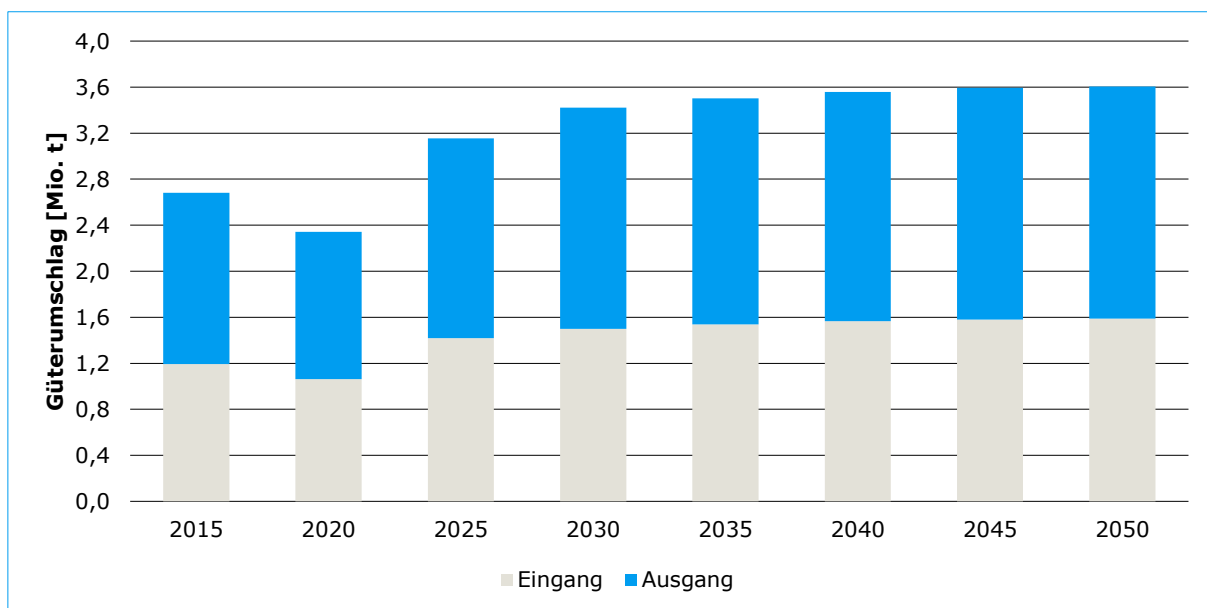


Abbildung 30 | Güterumschlag im Stader Südhafen bis 2050 [Eigene Darstellung]

Die im seeseitigen Ein- und Ausgang der Güter eingesetzten Schiffsgrößen bzw. ihre Transportkapazitäten sind in der jüngeren Vergangenheit als konstant zu bezeichnen. Hauptgrund hierfür ist die Stabilität der mit dem Umschlag verknüpften Beschaffungs- und Absatzmärkte sowie die jeweils gegebenen Lager- und Schiffsabfertigungskapazitäten. Auch bei steigender Umschlagmenge ist derzeit nicht von einer signifikanten Veränderung der Transportketten und eingesetzten Schiffsgrößen auszugehen. Deshalb werden in der weiteren Betrachtung der Status quo der im Stader Südhafen gegebenen Schiffsflotteneigenschaften sowie die gegenwärtig je Produkt und Umschlagrichtung erreichbaren Lade- und Löschraten (inkl. Rüstzeiten, Zeitaufwand für das Spülen von Leitungen, etc.) fortgeschrieben.

## 5.2 Anlegerbelegungszeit

Die mit dem Güterumschlag im Südhafen korrespondierenden Belegungszeiten zwischen 2013 und 2020 an den vor Ort zur Verfügung stehenden Anlegern sind in Abbildung 31 dargestellt. Die Auswertung beruht auf NPorts durch die DOW zur Berechnung von Hafen- und Kajeentgelten übermittelten Dock-Listen. Es wird deutlich, dass insbesondere der Anleger/Löschkopf I außen mit Ausnahme des Jahres 2020 bereits dauerhaft eine Auslastung von mehr als 75 % aufweist (siehe Kapitel 1.2). Der Rückgang im Güterumschlag an diesem Anleger im Jahr 2020 beruht neben einem grundsätzlichen krisenbedingten Nachfragerückgang auch auf einer Verlagerung von mehr als 100 Tsd. t EDC im Ausgang an Anleger/Löschköpfe III Ufer.

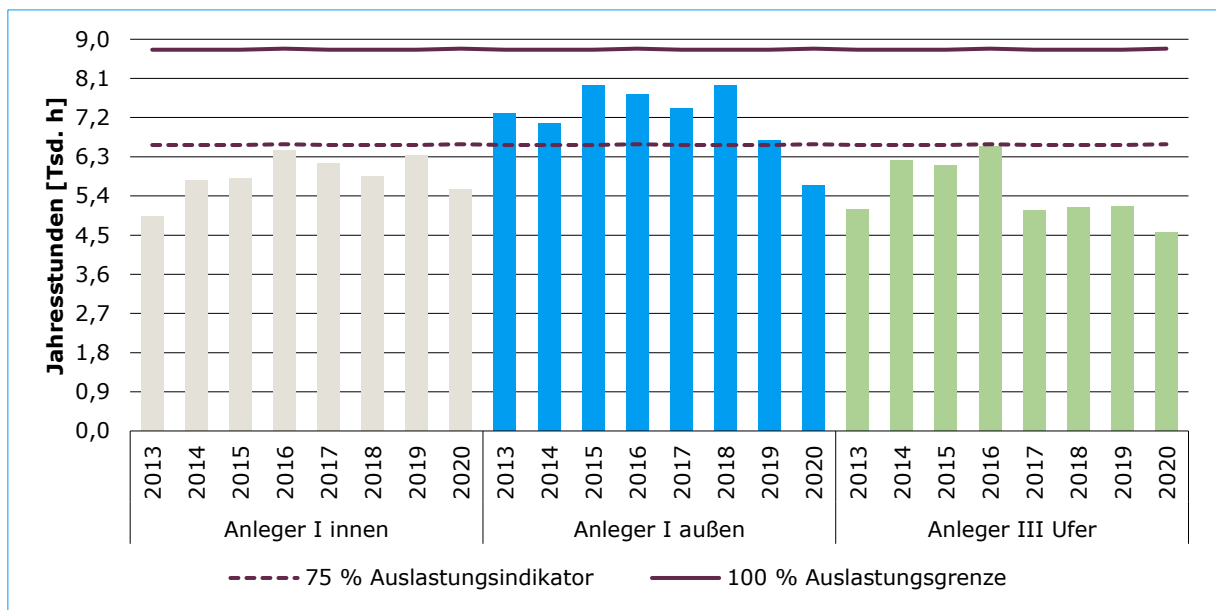


Abbildung 31 | Auslastung der drei gegebenen Anleger/Löschköpfe bis 2020 zur Abdeckung der (über-)regionalen Gas- und Chemikaliennachfrage [Eigene Darstellung auf Grundlage von NPorts]

An den Anlegern/Löschköpfen I innen und III Ufer wird die Kennzahl einer Auslastung von 75 % u. a. im Jahr 2016 fast erreicht. Zu berücksichtigen ist hierbei, dass die jeweils errechnete absolute Belegungsdauer und damit ebenso die relative Anlegerauslastung tendenziell auch über der realen Auslastung liegen kann. Gründe hierfür sind u. a.

- eine anlegerbelegungszeitgenaue Abgrenzungsproblematik der Gesamtliegezeit von Schiffen mit mehreren Ladungspositionen und mehreren angelaufenen Anlegern sowie
- dokumentierte, sehr lange Belegungszeiten von Schiffen an einzelnen Anlegern, die theoretisch zu Überschneidungen mit der Anlegerbelegung durch andere Schiffe führen würden oder deutlich von der durchschnittlichen produktivitätsbezogenen Liegeplatzbelegung abweichen (wie z. B. bei Überliegern, Anlegern mit temporären Problemen an den Umschlaganlagen oder Schiffen mit technischen Problemen, die eine Weiterfahrt verhindern).

Die Abweichung wird für die Anleger im Südhafen über den betrachteten Zeitraum im Durchschnitt auf unter 5 % der Belegungsdauer geschätzt. In einzelnen Jahren ist eine Abweichung von bis zu 10 % jedoch nicht auszuschließen. Aus diesem Grund erfolgt für die Bestimmung der Produktivitätskennzahlen im Umschlag eine Qualifizierung der Ausgangsdaten der Jahre 2013 bis 2020. In der Berechnung einer durchschnittlichen Lade- und Löschproduktivität je Produkt und Richtung (inkl. Rüstzeiten, Zeitaufwand für das Spülen von Leitungen, etc.) sowie der gesamten

Anlegerbelegungszeit für die Jahre nach 2020 auf Basis der Vorjahre bleiben aus den oben genannten Gründen Abfertigungen von Schiffen

- mit mehr als einer Ladungsposition sowie
- mit nur einer Ladungsposition, deren durchschnittliche Umschlagproduktivität (t/h) um mehr als 50 % unter dem jeweiligen Jahresmittel für das Produkt liegen, unberücksichtigt.

Im Durchschnitt der Jahre 2013 bis 2020 können hierdurch im Eingang etwa fünf Sechstel, im Ausgang mehr als die Hälfte der Güterumschlagmengen als statistische Grundlage genutzt werden.

Die in Abbildung 32 zusammengefassten Ergebnisse der Berechnungen zeigen deutlich, dass die über alle Anlegerkapazitäten im Südhafen aufsummierte Auslastung zuletzt bereits im Jahr 2015 auf dem Niveau der kritischen Marke von 75 % lag und ab 2025 dauerhaft über dieser liegen würde. Bei unveränderten Rahmenbedingungen würde die theoretische Auslastung im Jahr 2050 bei rund 90 % liegen. Unter Berücksichtigung der in Kapitel 1.2 genannten Rahmenbedingungen stellt diese Quote keine plausible, dauerhaft bestätigbare Auslastung dar. Die vorhandenen Anleger/Löschköpfe I innen, I außen und III Ufer sind daher ab Mitte der Zwanzigerjahre um einen vierten Anleger zu ergänzen, der mindestens den Anforderungen der bestehenden Schiffsverkehre sowie dem Umschlag von flüssigen Chemikalien und Gasen genügen muss.

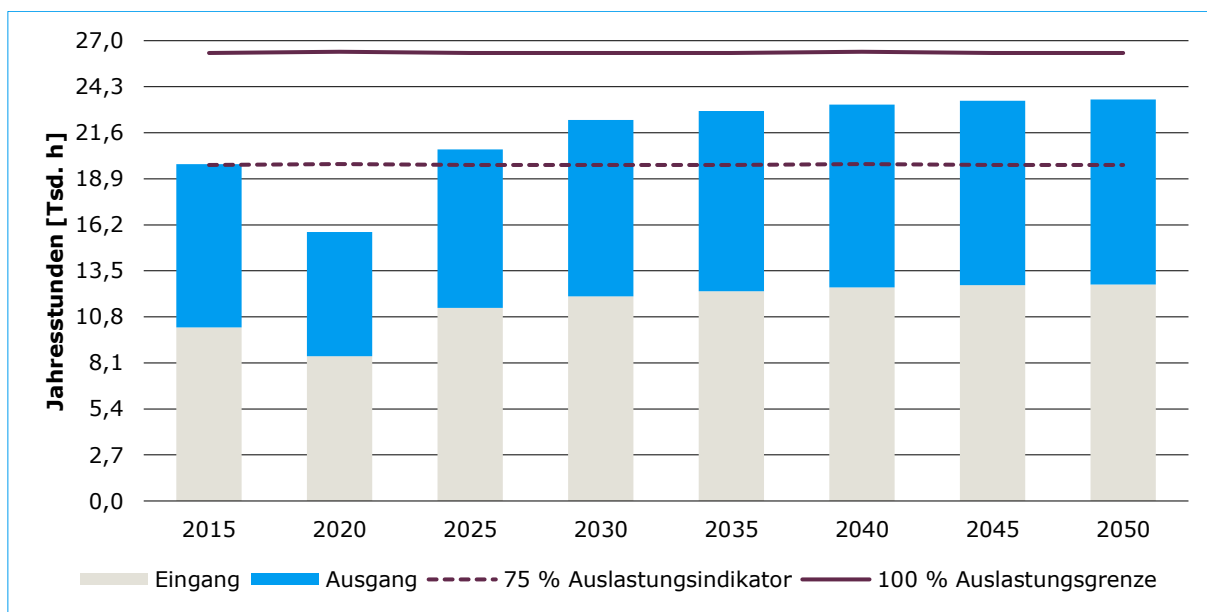


Abbildung 32 | Auslastung der drei gegebenen Anleger/Löschköpfe bis 2050 zur Abdeckung der (über-)regionalen Gas- und Chemikaliennachfrage [Eigene Darstellung]

Unter der Annahme, dass die drei gegebenen Anleger jährlich jeweils zu exakt 75 % ausgelastet werden, würde der im Südhafen neu zu errichtende Anleger im Jahr 2050 allein durch die hier berücksichtigten Gütermengen zu ca. 44 % ausgelastet. Dieser Wert ist als konservativ einzustufen, da seiner Berechnung die nur bedingt realitätsnahe Annahme einer uneingeschränkten Substitution der Produkte unter den Anlegern zugrunde liegt, d. h. jedes Produkt kann in jede Richtung mit der gleichen Produktivität an allen Anlegern umgeschlagen und zwischen diesen bei Erreichung einer Auslastung von 75 %/a bedarfsgerecht verschoben werden. In der Praxis werden die Anleger und Löschköpfe jedoch zumeist mit eingeschränkter Flexibilität für den Umschlag einer spezifischen Produktpalette ausgerüstet. Zur Vermeidung einer Überlastung von Anlegern wird dazu bereits in der Planung und bei regelmäßigen Anpassungen eine Produktkombination angestrebt, die eine Auslastung von knapp unter 75 % erwarten lässt.

## 6. ZUSAMMENFASSUNG

Insgesamt vier Bereiche beeinflussen den Bedarf für einen Anleger für verflüssigte Gase im Seehafen Stade. Gemessen an den Gesamtjahresstunden in der Anlegerbelegung im Jahr 2050 entfallen mit rund 23,6 Tsd. h etwa sechs Siebtel des Bedarfs an Anlegerkapazitäten auf die (über-)regionale Gas- und Chemikaliennachfrage (siehe Abbildung 33). Rund 2,1 Tsd. h sind auf den LNG-Eingang durch 118 Q-Flex-Tanker zur Bedienung der nationalen Gasnachfrage zurückzuführen. Die tatsächliche Anlegerpenetration durch Q-Flex-LNG-Tanker erfolgt mit Blick auf ihre Rolle auch bei der maritimen und Break-Bulk-Gasnachfrage im Jahr 2050 auf rund 128 Einheiten. Unter der Annahme, dass ein zusätzlicher Anleger für verflüssigte Gase im Stader Hafen errichtet wird, würde die Auslastung an diesem sowie an den bereits gegebenen Anlegerkapazitäten im Jahr 2050 bei insgesamt etwa 27,3 Tsd. h bzw. jeweils ca. 78 % liegen.

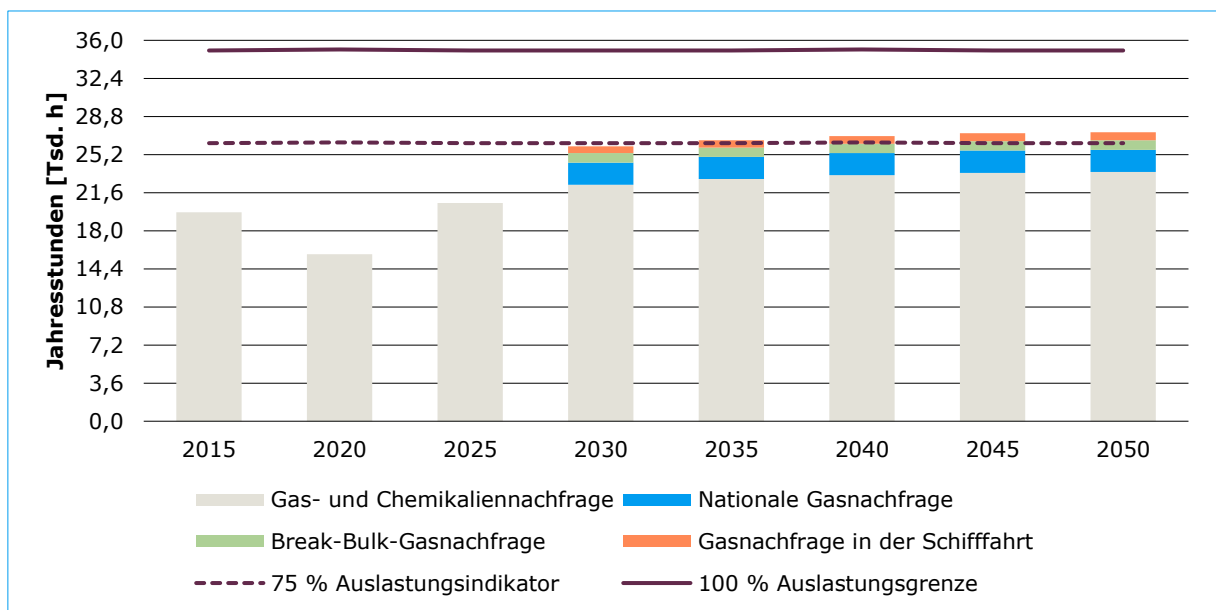


Abbildung 33 | Auslastung der drei gegebenen sowie eines zusätzlichen Anlegers/Löschkopfes bis 2050 [Eigene Darstellung]

Wie in Kapitel 1.2 erörtert, ist eine Anlegerauslastung von durchschnittlich 75 % als technisch planbare Grenzauslastung anzusehen, da aus betrieblicher Sicht in der Regel 25 % der verfügbaren Jahresstunden für unproduktive Zeiten und die operative Optimierung von Zeitfenstern in der Anlegerbelegung vorgehalten werden sollten. Bereits mit den quantitativ ermittelbaren Bedarfen ist dieses Niveau an den drei vorhanden sowie nur einem zusätzlichen Anleger ab etwa 2030 überschritten. Unter Berücksichtigung der oben ergänzend hergeleiteten Bedarfselemente ist auch eine frühere und stärkere Überschreitung eines kritischen Auslastungsniveaus von 75 % an potenziell vier Anlegern im Südhafen und die Notwendigkeit für einen fünften Anleger denkbar.

Zu den qualitativen Bedarfselementen zählen dabei:

- 2.A** Ergänzender Eingang synthetischer, aus erneuerbaren Energien erzeugter Energieträger, wie z. B. Wasserstoff oder Ammoniak, zur Deckung der nationalen Gasnachfrage
- 2.B** Im Eingang von Q-Flex-LNG-Tankschiffen indirekt zu berücksichtigende Anlegernichtbelegungszeiten aufgrund von möglichen Begegnungsverboten auslaufender und einlaufender LNG-Tanker auf der Elbe

- 3.A & 5.B** Zukünftiger Ein- und Ausgang synthetischer, aus erneuerbaren Energien erzeugter Energieträger, wie z. B. Methanol oder Ammoniak, zur Versorgung der maritimen Kraftstoffnachfrage
- 4.A** Steigerung der LNG-Menge im Ein- und Ausgang über das Niveau bereits geschlossener Vereinbarungen durch ergänzende Break-Bulk-Nachfrage
- 5.A** Verkehrsverlagerung zugunsten klimaschonender maritimer Transportketten in der Gas- und Chemikalienlogistik
- 5.C** Ergänzender Eingang von synthetischem, aus erneuerbaren Energien erzeugtem Wasserstoff zur Beschickung der durch die DOW vorgesehenen Methanolproduktion

Neben der lokalen, anlegebezogenen Perspektive lässt sich auch ein globales Lagebild zeichnen. In der nahen Vergangenheit ist es weltweit zu einem deutlichen Wachstum des Gasmarktes gekommen. Gekennzeichnet war dieser Trend vor allem auch durch eine rasche Weiterentwicklung der LNG-Märkte. Zuletzt stiegen die Erdgaspreise im Handel insbesondere in Europa signifikant. Im Oktober 2021 lag der TTF-Preis (Dutch TTF Gas Futures) temporär bei deutlich mehr als 100 €/MWh, nachdem er Anfang 2021 noch bei rund 18 €/MWh notierte. Gegenwärtig schwankt der Preis um die Marke von 90 €/MWh. Die Gründe hierfür sind sowohl nachfrage- als auch angebotsbedingt. In diesem Zusammenhang sind einerseits das mit dem weltweiten wirtschaftlichen Aufschwung nach der Corona-Krise verknüpfte Wachstum der Energienachfrage und auch die in vielen Ländern nach dem letzten Winter noch relativ niedrigen Erdgaslagerbestände in Verbindung mit der nun auf der Nordhalbkugel beginnenden Winter- und Heizperiode (mit überwiegend Erdgas) anzuführen. Insbesondere der asiatische Markt konzentriert derzeit einen erheblichen Teil der Nachfrage auf sich. Andererseits liegen in einigen Liefergebieten für Erdgas die Fördermengen noch nicht vollständig auf dem Niveau von vor der Corona-Krise.

Ausgehend vom Status quo und unter Berücksichtigung klimapolitischer Zielsetzungen auf globaler (Pariser Klimaabkommen), europäischer (europäischer grüner Deal) und nationaler Ebene (Klimaschutzplan und Klimaschutzgesetz) sowie von Technologieoffenheit (biogene Gase, CO<sub>2</sub>-neutrale synthetische Gase und Wasserstoff) stellt sich im untersuchten Entwicklungskorridor eine konstante bis leicht ansteigende Projektion des deutschen Gasbedarfs bis zum Jahr 2050 ein. Getrieben ist diese Entwicklung einerseits durch einen Anstieg des Gasbedarfs zur Besicherung der erneuerbaren Stromerzeugung, des Industriesektors- und nicht-energetischen Verbrauchs sowie des Schwerlasttransportes. Ein deutlich absinkender Gasbedarf des Gebäudesektors, infolge verbesserter Gebäudedämmung und des Einsatzes alternativer Beheizungstechnologien, steht dem im Saldo abdämpfend entgegen.

Die deutsche und auch europäische Gasförderung entwickelt sich über denselben Betrachtungsbereich aufgrund der Erschöpfung bestehender Fördervorkommen und der Schließung des Groningen Gasfeldes bis zum Jahr 2022 deutlich rückläufig. Der Ausbau der nationalen Wasserstoffwirtschaft sowie nutzbare Potenziale zur Herstellung von Biogas können den Rückgang der konventionellen Gasförderung in Deutschland lediglich aufwiegen.

Die beschriebenen Veränderungen von Gasnachfrage und inländischem Gasaufkommen weisen über den Betrachtungsbereich einen ansteigenden Importbedarf aus. Aktuell erfolgt der Gasimport für Deutschland wesentlich leitungsgebunden über Rohrfernleitungen. Eine Ausdehnung des deutschen Gasbezugs über das europäische Fernleitungssystem ist, wie z. B. im Falle der Erweiterung von Nord Stream 2, kontrovers diskutiert und weiterhin an die Erreichung der nationalen Klimaziele gekoppelt. Die weitreichende Dekarbonisierung der Hauptverbrauchssektoren

bedingt die Substitution von fossilem Erdgas durch Biogase sowie CO<sub>2</sub>-neutrale synthetische Gase und Wasserstoff. Da die inländischen Erzeugungskapazitäten für biogene Gase und auch die Herstellung von grünem Wasserstoff und synthetischen Gasen durch Flächennutzungskonkurrenz zur Landwirtschaft und Standortbedingungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien limitiert sind, ist in den kommenden Jahren eine zunehmende Einfuhr dieser Energieträger zu erwarten. Hohe Potenziale für die Bereitstellung von CO<sub>2</sub>-neutralen synthetischen Gasen und von Wasserstoff werden in diesem Kontext abseits bestehender Lieferbeziehungen und Lieferwege vor allem in Regionen gesehen (Nordafrika, naher Osten) die aktuell nicht ausreichend oder gar nicht in das europäische Gasnetz eingebunden sind.

Beide Aspekte sowie die Deckung der sich abzeichnenden Importlücke können durch die Integration von LNG-Terminals in das deutsche Gassystem adressiert werden, indem eine weitere Diversifizierung von Lieferregionen und Lieferwegen, der Transportinfrastruktur und des genutzten Energieträgers erzielt wird. Der Aufbau von LNG-Terminalkapazitäten zeigt dabei aus unterschiedlichen Standpunkten Vorteile. Aus Marktperspektive kann steigender Wettbewerbsdruck sowie der unmittelbare Anschluss an den globalen LNG-Markt zu einem Absinken des Gaspreises beitragen und die Liefervielfalt anheben. Perspektivisch sind für den Import von CO<sub>2</sub>-neutralen synthetischen Gasen und von Wasserstoff bereits heute langfristige Lieferbeziehungen zu schaffen, welche über den Seeweg realisiert werden können. Auch aus Systemperspektive können LNG-Terminals künftig einen wichtigen Beitrag zur Absicherung von Lieferengpässen und Bedarfsspitzen setzen. Besonders mit einem weiteren Anstieg auftretender Wetterextreme können LNG-Terminals in Konkurrenz zu klassischen Untergrundspeichern treten und die Gasversorgung weiter absichern. Vor dem Hintergrund der Umgestaltung des deutschen Energiesystems bestehen auch weiterhin große Unsicherheiten bezüglich des Markthochlaufs alternativer Energieträger und -technologien. In Abhängigkeit der Marktgegebenheiten liefern LNG-Terminals eine hohe Flexibilität hinsichtlich des Transportes verschiedener Energieträger und ermöglichen den Zugang zu einem breiten Energieträgermix. Eine Umstellung der importierten Energieträger über LNG-Terminals kann somit schon mittelfristig einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der avisierten CO<sub>2</sub>-Reduktion für Deutschland liefern.

## LITERATUR

- [1] **Umweltbundesamt**: Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2020; Stand Februar 2021.
- [2] **Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.**: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2020; Stand März 2021.
- [3] **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie**: Die Nationale Wasserstoffstrategie; Stand Juni 2020.
- [4] **Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz**: Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz); Stand August 2020.
- [5] **Bundesrat**: Gesetzentwurf der Bundesregierung – Entwurf eines Achtzehnten Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes (18. AtGÄndG); Stand März 2021.
- [6] **United Nations**: Paris Agreement; Stand Dezember 2015.
- [7] **Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit**: Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung; Stand November 2016.
- [8] **Deutscher Bundestag**: Erstes Gesetz zur Änderung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes; Stand Oktober 2020.
- [9] **Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz**: Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG); Stand Dezember 2019.
- [10] **The Intergovernmental Panel on Climate Change**: Global warming of 1.5°C; Stand Oktober 2018.
- [11] **Europäische Kommission**: Geänderter Vorschlag für eine VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnung (EU) 2018/1999 (Europäisches Klimagesetz); Stand September 2020.
- [12] **Rat der Europäischen Union**: Europäisches Klimagesetz: Rat und Parlament erzielen vorläufige Einigung; Stand Mai 2021.
- [13] **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie**: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland – unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand Februar 2021.
- [14] **Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union**: RICHTLINIE 2009/28/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG; Stand Juni 2009.
- [15] **Christlich Demokratische Union Deutschlands; Christlich-Soziale Union in Bayern; Sozialdemokratische Partei Deutschlands**: Ein neuer Aufbruch für Europa – Eine neue Dynamik für Deutschland – Ein neuer Zusammenhalt für unser Land – Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD – 19. Legislaturperiode; Stand März 2018.

- [16] **Christlich Demokratische Union Deutschlands; Christlich-Soziale Union in Bayern; Sozialdemokratische Partei Deutschlands**: Drucksache 19/29282 – Antrag der Fraktionen der CDU/CSU und SPD – Klarer Kurs für die Zukunft der maritimen Wirtschaft; Stand Mai 2021.
- [17] **Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V.**: Die E&P-Industrie in Zahlen – Statistischer Bericht 2020; Stand März 2021.
- [18] **Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle**: Entwicklung des deutschen Gasmarktes (monatliche Bilanz 1998 – 2021, Einfuhr seit 1960); Stand April 2021.
- [19] **Agora Energiewende**: Agorameter – Stromerzeugung und Stromverbrauch; Stand Mai 2021.
- [20] **International Energy Agency**: The Future of Hydrogen – Seizing today’s opportunities; Stand Juli 2019.
- [21] **Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.**: Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland – Daten für die Jahre von 1990 bis 2019; Stand September 2019.
- [22] **Umweltbundesamt**: CO<sub>2</sub>- Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe; Stand September 2016.
- [23] **International Energy Agency**: Gas 2020; Stand Juli 2020.
- [24] **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie**: Versorgungssicherheit bei Erdgas – Monitoringbericht nach §51 EnWG; Stand Februar 2019.
- [25] **Energy Information Administration**: Country Analysis Executive Summary: Japan; Stand Oktober 2020.
- [26] **European Commission**: Quarterly Report on European Gas Markets – Volume 13; Stand zweites Quartal 2020.
- [27] **Gas Infrastructure Europe**: LNG Database; Stand Mai 2019.
- [28] **Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.**: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019; Stand März 2020.
- [29] **Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V.**: Energiemarkt Deutschland 2020; Stand Juni 2020.
- [30] **Agentur für erneuerbare Energien e.V.**: Metaanalyse – die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende; Stand März 2018.
- [31] **International Energy Agency**: World Energy Outlook 2020; Stand November 2019.
- [32] **European Network of Transmission System Operators for Gas**: Ten Year Network Development Plan; Stand Juni 2020.
- [33] **Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.**: Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 – Szenariorahmen; Stand August 2019.
- [34] **Dow Deutschland Anlagengesellschaft mbH**: Standortporträt Stade.
- [35] **Deutsche Energie Agentur**: dena-Leitstudie – Integrierte Energiewende; Stand Juli 2018.

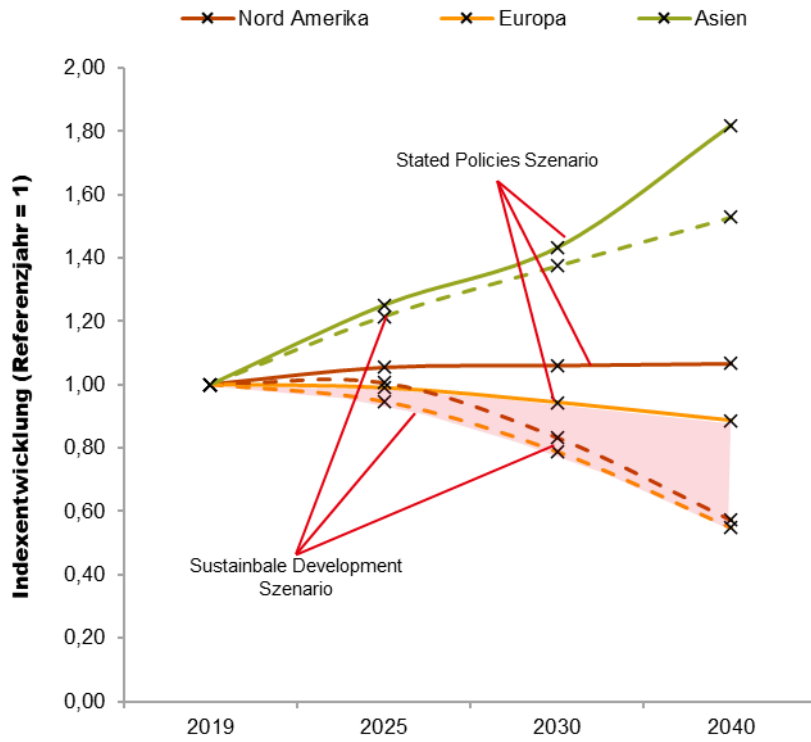


- [36] **Bundesverband der deutschen Industrie e.V.:** Klimapfade für Deutschland; Stand Juni 2019.
- [37] **European Commission:** EUCO Scenarios – technical reports; Stand Juni 2019.
- [38] **Öko-Institut e.V.; Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung:** Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht; Stand Dezember 2015.
- [39] **BP p.l.c.:** Statistical Review of World Energy 2020 – 69<sup>th</sup> edition; Stand Juni 2020.
- [40] **Europäische Kommission:** Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa; Stand Juli 2020.
- [41] **Agora Energiewende:** No-regret hydrogen – Charting early steps for H<sub>2</sub> infrastructure in Europe; Stand Februar 2021.
- [42] **Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.:** Energieverbrauch in Deutschland – Daten für das 1. bis 3. Quartal 2020; Stand September 2020.
- [43] **Bundeskabinett:** Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2021); Stand Dezember 2020.
- [44] **Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme:** Energy Charts; Stand April 2021.
- [45] **Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:** Monitoringbericht 2019; Stand Januar 2020.
- [46] **European Network of Transmission System Operators for Gas:** TYNDP Scenario Building Guidelines; Stand Juni 2020.
- [47] **Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.:** Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030; Stand Mai 2021.
- [48] **Creos; DESFA; Elering; Enagás; Energinet; Eustream; FGSZ; Fluxys Belgium; Gasgrid Finland; Gasunie; GAZ-SYSTEM; GCA; GNI; GRTgaz; National Grid; NET4GAS; Nordion Energi; OGE; ONTRAS; Plinovodi; Snam; TAG; Teréga:** Extending the European Hydrogen Backbone – A European hydrogen infrastructure vision covering 21 countries; Stand April 2021.
- [49] **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie:** Dialog klimaneutrale Wärme, Zielbild, Bausteine und Weichenstellung 2030/2050; Stand Februar 2021.
- [50] **Fachagentur nachwachsende Rohstoffe e.V.:** Basisdaten Bioenergie Deutschland 2019; Stand Juli 2019.
- [51] **Statistisches Bundesamt:** Monatserhebung über die Gasversorgung Deutschlands; Stand Februar 2021.
- [52] **Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:** Monitoringbericht 2018; Stand November 2018.
- [53] **Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:** Monitoringbericht 2020; Stand März 2021.
- [54] **Ministerie van Economische Zaken en Klimaat:** Kamerbrief over gaswinning Groningen; Stand März 2018.

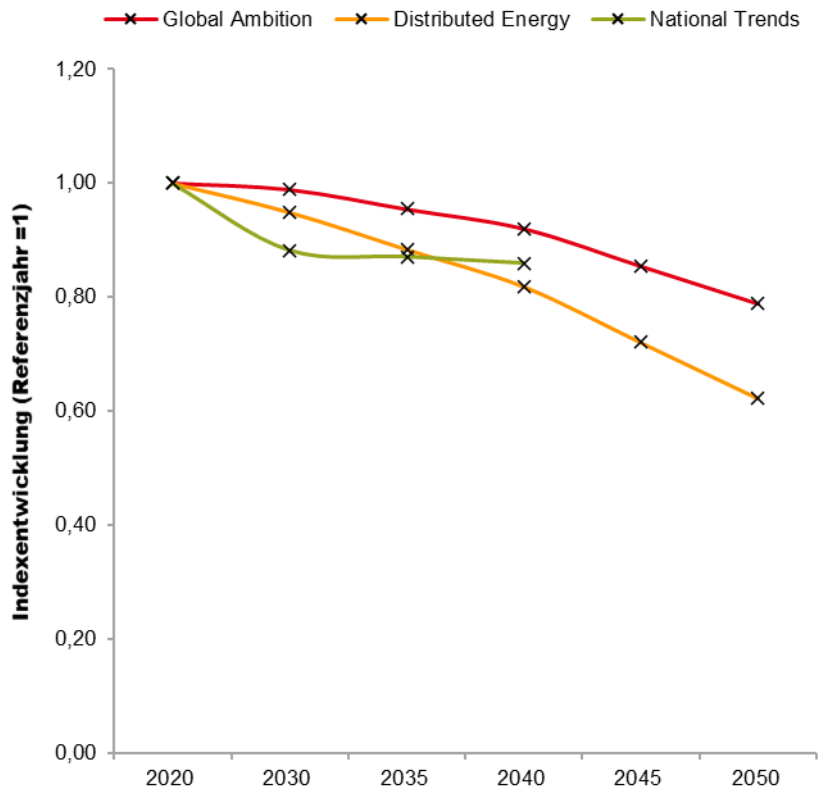
- [55] **Prognos**: Status und Perspektiven der europäischen Gasbilanz, Untersuchung für die EU 28 und die Schweiz; Stand Januar 2017.
- [56] **Nord Stream 2**: Der Gasmarkt – ein Ausblick, eine neue Pipeline für Europas Energiezukunft; Stand April 2018.
- [57] **Government of Singapore**: Bunker Sales, Monthly; Stand Juli 2021.
- [58] **Eurostat**: Gross weight of goods transported to/from main ports – Germany – quarterly data; Stand März 2021.
- [59] **Eurostat**: Vessels in main ports by type and size of vessels (based on inwards declarations) – quarterly data; Stand März 2021.
- [60] **DNV GL**: Maritime Forecast to 2050 – Energy Transition Outlook 2020; Stand 2020.
- [61] **Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik**: Weltweite Potenziale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und klimaneutralen synthetischen Kraft- und Brennstoffen – Teilbericht im Rahmen des Projektes DeV-KopSys; Stand Mai 2021.
- [62] **Merkel Energy GmbH**: Potenzialstudie – Synergieeffekte beim Import von Energieträgern mit einem niedersächsischen LNG-Terminal; Stand April 2021.
- [63] **Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer – Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein**: Norddeutsche Wasserstoffstrategie; Stand November 2019.
- [64] **Dow Deutschland Anlagengesellschaft mbH**: Integriertes Energiekonzept im Werk Stade; Stand Januar 2013.
- [65] **Transferzentrum Elbe-Weser**: Sachstandsbericht zum Wasserstoffnetzwerk Nordostniedersachsen (H<sub>2</sub>-NoN); Stand April 2020.
- [66] **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie**: Gewinner des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“ – Steckbriefe.
- [67] **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur**: IPCEI-Standortkarte; Stand Mai 2021.
- [68] **Hansestadt Stade**: Erfolg für die Hansestadt Stade bei Wasserstoff-Standortwettbewerb; Stand Mai 2021.
- [69] **ARSU GmbH; Müller-BBM Projektmanagement GmbH**: LNG-Terminal Stade und Anleger für verflüssigte Gase mit Südhafen-Erweiterung – Vorlage zur Antragskonferenz gemäß § 5 UVPG; Stand September 2020.
- [70] **Deutscher Bundestag**: Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes; Stand Juni 2021.
- [71] **Deutscher Bundestag**: Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (16. Ausschuss); Stand Juni 2021.
- [72] **Nationaler Wasserstoffrat**: Wasserstoff Aktionsplan Deutschland 2021 - 2025; Stand Juli 2021.
- [73] **Nationaler Wasserstoffrat**: Wasserstofftransport – Executive Summary; Stand Juli 2021.

- [74] **Port of Rotterdam**: Port of Rotterdam Bunker Sales 2018 - 2021; Stand Juni 2021.
- [75] **World Energy Council; Electric Power Research Institute; PricewaterhouseCoopers**: Hydrogen on the Horizon: Ready, Almost Set, Go?; Stand Juli 2021.

## ANLAGEN



Anlage 1: Entwicklungsbreite des globalen Gasbedarfs (fossile, biogene sowie synthetische Gase und Wasserstoff) nach dem World Energy Outlook der IEA (in Anlehnung an [11])



Anlage 2: Entwicklungsbandbreite des europäischen Gasbedarfs (fossile, biogene sowie synthetische Gase und Wasserstoff) nach dem Ten Year Network Development Plan von ENTSOG (in Anlehnung an [12])