

Merkel Energy GmbH

Potenzialanalyse:

LNG-Infrastruktur an der deutschen Nordseeküste unter Betrachtung besonders geeigneter Standorte

Oktober 2017



LNG Importinfrastruktur



LNG Distributionsinfrastruktur



Herausgeber:

Kompetenzzentrum GreenShipping Niedersachsen, LNG Initiative Nordwest c/o MARIKO GmbH
www.mariko-leer.de

Oldenburgische Industrie- und Handelskammer
www.ihk-oldenburg.de

Maritimer Strategierat Weser-Ems
<http://www.weser-ems.eu/wissensregion/de/maritim/strategierat.html>

Wilhelmshavener Hafenwirtschafts-Vereinigung e. V.
<http://www.hafenwirtschaft-whv.de>

Folgende Unternehmen und Personen waren an der Studie beteiligt:

Merkel Energy GmbH, Essen & Hamburg (Projektleitung)

Dr. Christoph Merkel

Iñaki Merkel de Gurtubay

CPL – Competence in Ports and Logistics GmbH, Rostock

Thomas Rust

Heiko Wenzel

Norconsult AS, Oslo

Harald Hesselberg

Kristofersen Per Espen

Nautitec GmbH & Co. KG, Leer

Georg Haase

Matthias Mattausch

Gasplan Fasold

Prof. Dr. Hans-Georg Fasold

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	9
Zusammenfassung.....	10
Summary	21
Ausgangslage und Zielsetzung.....	31
1 Ausgangslage	31
2 Zielsetzung.....	35
3 Projekt-Scope	36
I. LNG Importinfrastruktur.....	38
A. Import-Potenziale.....	38
1 Marktanforderungen.....	38
2 Deutscher Erdgasmarkt	40
2.1 Erdgasabsatz.....	40
2.2 Erdgasaufkommen	41
2.3 Deckung der zukünftigen Aufkommenslücke	43
3 LNG Weltmarkt.....	44
3.1 LNG Marktstrukturen	44
3.2 Aktuelle LNG Preise	45
3.3 Konsequenzen der niedrigen europäischen Gas Hub Preise	47
3.4 Konsequenzen der EU Energiemarktpolitik	48
4 Versorgungs-Szenarien.....	50
4.1 Preiserwartungen.....	50
4.2 LNG Versorgung aus vielen Quellen.....	50
5 Analyse der versorgungstechnischen Notwendigkeit einer neuen LNG Importinfrastruktur in Deutschland	55
5.1 Energiewirtschaftliche Notwendigkeit.....	55
5.2 Nutzung anderer LNG Terminals in Nordwesteuropa.....	55
5.3 Unternehmerische Verantwortung.....	56
6 Potenziale erneuerbaren Erdgases.....	58
6.1 Warum erneuerbares Erdgas?	58
6.2 Das Bioerdgas Potenzial und seine Steigerung	58
6.3 Weitere Steigerung des Bioerdgaspotenzials durch Biokatalyse.....	58
6.4 Leitungsgebundener Import von erneuerbarem Erdgas.....	59
6.5 Power-to-Gas	59
6.6 Import von erneuerbarem LNG.....	60
7 LNG Kraftstoffbedarf, LNG Bedarf von Industriekunden am LNG Importterminalstandort und Separation der C2+ Komponenten im LNG	61

7.1	LNG Kraftstoffbedarf	61
7.2	LNG Bedarf von Industriekunden am LNG Importterminalstandort.....	62
8	Separation der C2+ Komponenten im LNG	65
9	Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen und Regulierung.....	66
9.1	Regulierter versus nicht regulierter LNG Terminal (rTPA vs. nTPA).....	66
9.2	Sonderfall FSRU	68
9.3	Marktgebiete.....	68
9.4	Versorgungssicherheit.....	69
9.5	EU SOS Verordnung.....	69
9.6	Novelle SoS Verordnung.....	70
9.7	Gas Target Model und Quo Vadis Projekt der EU Kommission	70
9.8	Unzulänglichkeit des EnWG hinsichtlich der Versorgungssicherheit Gas	71
9.9	Sichtweise der EU Kommission und anderer EU Mitgliedsländer auf LNG Infrastruktur und auf Versorgungssicherheit.....	72
9.10	LNG Importterminalstruktur in Deutschland als Beitrag zur Versorgungssicherheit	73
9.11	Regulatorischer Rahmen des Netzanschlusses des LNG Terminals	74
10	Übersicht möglicher Finanzierungsinstrumente und -strategien	77
10.1	Finanzierungsfragen und -strategien	77
10.2	Nicht rückzahlbare Zuschüsse der EU	78
10.3	Konditionen der EIB.....	79
11	Konzeption einer Vermarktungsstrategie für einen LNG Terminal.....	81
11.1	nTPA Modell	84
11.2	rTPA Modell.....	84
11.3	Konzeption der Vermarktungsstrategie	85
B.	Standortanalyse.....	89
1	Bisherige LNG Projekte in Deutschland	89
2	Auswahlszenarien.....	91
2.1	Allgemeine Terminalanforderungen	91
2.2	Vergleich von schwimmender und landseitiger Regasifizierung	94
2.2.1	Vor- und Nachteile.....	95
2.2.2	Projekt CAPEX	96
2.2.3	Risiken für die Projektentwicklung.....	97
2.3	Beschreibung der Terminal-Szenarien	98
2.3.1	Großes landseitiges LNG Terminal	98
2.3.2	Mittleres landseitiges LNG Terminal	100
2.3.3	Schwimmendes LNG Terminal.....	101
3	Potentielle Standorte	105

3.1	Emden	105
3.2	Wilhelmshaven.....	106
3.3	Bremerhaven.....	106
3.4	Brunsbüttel.....	107
3.5	Stade.....	108
4	Evaluationskriterien.....	108
4.1	Schiffsverkehr und Anlegen (kritische Kriterien)	109
4.2	Standort (Kritische Kriterien)	111
4.3	Anbindung Erdgasnetz (Kritische Kriterien)	111
4.4	SS LNG Dienstleistungen (relevante Kriterien).....	111
4.5	Weitere Kriterien (wenig relevante Kriterien)	111
5	Standortanalyse und -auswahl	113
5.1	Emden	113
5.1.1	Schiffsverkehr & Anlegen	113
5.1.2	Fazit	113
5.2	Wilhelmshaven.....	113
5.2.1	Schiffsverkehr & Anlegen	113
5.2.2	Standort.....	117
5.2.3	Anbindung Erdgasnetz.....	118
5.2.4	Small Scale LNG Dienstleistungen	122
5.2.5	Weitere	123
5.2.6	Fazit	123
5.3	Bremerhaven.....	123
5.3.1	Schiffsverkehr & Anlegen	123
5.3.2	Standort.....	124
5.3.3	Fazit	125
5.4	Brunsbüttel.....	125
5.4.1	Schiffsverkehr & Anlegen	125
5.4.2	Standort.....	127
5.4.3	Anbindung Erdgasnetz.....	128
5.4.4	Small Scale LNG Dienstleistungen	132
5.4.5	Weitere	133
5.4.6	Fazit	133
5.5	Stade.....	133
5.5.1	Schiffsverkehr & Anlegen	133
5.5.2	Fazit	133

5.6	Gesamtübersicht	133
6	Detaillierung des optimalsten Standorts.....	139
6.1	Technische Details FSRU	139
6.2	Kostenanalyse	140
6.2.1	Investitionsausgaben – CAPEX.....	140
6.2.2	Betriebsausgaben – OPEX.....	143
6.2.3	Finanzkosten.....	144
6.3	Terminal Tarif Kalkulation	144
6.4	Fazit	145
C.	Potentielle Stakeholder	147
D.	Realisierungspotenziale und Handlungsempfehlungen	149
1	Realisierungsperspektiven.....	149
2	Handlungsempfehlungen	150
II.	LNG Distributions- und Tankinfrastruktur	151
A.	Vorwort	151
B.	Untersuchungsziel und -methodik	152
C.	Rahmenbedingungen, Status quo in der Nutzung von LNG in der Schifffahrt.....	153
1	Institutionen und Regelwerke	153
1.1	Internationale Ebene.....	153
1.1.1	Internationale Seeschifffahrtsorganisation.....	153
1.1.2	Europäische Union.....	153
1.2	Nationale Ebene	154
1.2.1	Deutschland.....	154
1.2.2	Bundesländer und Häfen.....	154
2	Kraftstoff- und Antriebsalternativen (Compliance-Strategien).....	156
3	Bunkerkonzepte am Beispiel von LNG	157
D.	Marktperspektiven in der Einführung von LNG	158
1	Seeschifffahrt	158
1.1	Methodik zur Einschätzung der Marktperspektive	158
1.2	Häfen an der deutschen Nordseeküste.....	160
1.2.1	Hafenstandortdossier Brake (BKE)	160
1.2.2	Hafenstandortdossier Brunsbüttel (BRB)	161
1.2.3	Hafenstandortdossier Bremen (BRE).....	162
1.2.4	Hafenstandortdossier Bremerhaven (BRV)	163
1.2.5	Hafenstandortdossier Bützfleth (BUZ)	164
1.2.6	Hafenstandortdossier Cuxhaven (CUX)	165

1.2.7	Hafenstandortdossier Emden (EME)	166
1.2.8	Hafenstandortdossier Hamburg (HAM)	167
1.2.9	Hafenstandortdossier Wilhelmshaven (WVN)	168
1.2.10	Gesamtbetrachtung.....	169
1.3	Entwicklung der Frachtschiffsverkehre in den Häfen an der deutschen Nordseeküste bis 2030.....	170
1.3.1	Containerschiffe	170
1.3.2	Schüttgutschiffe.....	170
1.3.3	Spezial- und Stückgutschiffe.....	171
1.3.4	Tankschiffe.....	172
1.3.5	Gesamtbetrachtung.....	173
1.4	LNG-Potenzial in der Seeschifffahrt an der deutschen Nordseeküste.....	175
1.5	Kritische Würdigung der Ergebnisse	177
1.5.1	Einordnung weiterer LNG-Potenziale.....	177
1.5.2	Einordnung vorangegangener Untersuchungen zum LNG-Potenzial.....	178
2	Straßengüterverkehr	181
2.1	Methodik zur Einschätzung der Marktperspektive.....	181
2.2	LNG-Potenzial im Straßengüterverkehr in Nordwestdeutschland.....	182
3	Industrie	183
3.1	Methodik zur Einschätzung der Marktperspektive.....	183
3.2	LNG-Potenzial in der Industrie in Nordwestdeutschland.....	183
E.	Entwicklungsschwerpunkte für die Einführung von LNG	185
1	Idealtypische Versorgungsinfrastruktur.....	185
2	Strategische Entwicklungsschritte.....	191
III.	Verzeichnisse	192
A.	Glossar	192
B.	Abbildungsverzeichnisse	195
C.	Tabellenverzeichnisse.....	198
D.	Quellenverzeichnisse.....	199
IV.	Anhang - Expertengutachten.....	204

Vorwort

Erste Überlegungen für LNG-Infrastrukturen an der deutschen Nordseeküste, insbesondere am Standort Wilhelmshaven, bestehen bereits seit über zwanzig Jahren. Der Bedarf für eine umfassende Potenzialstudie zur aktuellen Situation und Entwicklung entstand vor einem Jahr aus der „LNG Initiative Nordwest“, die 2013 durch die MARIKO GmbH ins Leben gerufen wurde. Hier finden sich Reedereien, Werften, Terminalbetreiber der Häfen, Forschungseinrichtungen, Technologieentwickler, Klassifizierungsgesellschaften, Motorenhersteller, Gasversorger und Kommunen zusammen, um durch Wissensvernetzung, Technologietransfer und Forschung die Innovationsfähigkeit der Unternehmen in der gasangetriebenen Schifffahrt zu erhöhen und die Rahmenbedingungen für die LNG-Nutzung zu verbessern. Mit rund 100 Netzwerkpartnern wird das Know-how zum Thema LNG gebündelt und weiterentwickelt. Zu den Aufgaben der Initiative zählt auch die Unterstützung der Entwicklung von LNG-Versorgungsinfrastruktur in Deutschland.

Daraus entwickelte sich die nun vorliegende Potenzialanalyse, koordiniert durch die MARIKO GmbH (Leer) in ihrer Funktion als GreenShipping Kompetenzzentrum Niedersachsen und unterstützt durch die Oldenburgische Industrie- und Handelskammer, dem Maritimen Strategierat Weser-Ems und die Wilhelmshavener Hafenwirtschafts-Vereinigung.

In der Potenzialanalyse werden Marktpotenziale und Bedingungen für LNG-Infrastruktur im Hinblick auf mögliche Standorte an der deutschen Nordseeküste untersucht und die ermittelten besonders geeigneten Standorte für einen nationalen LNG-Importterminal detailliert analysiert. Dabei wurden bestehende LNG-Infrastrukturen in Nordwesteuropa sowie die erwartete globale LNG-Entwicklung berücksichtigt, ebenso die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Pipeline-Gas sowie energie- und geopolitische Aspekte.

Katja Baumann

Geschäftsführerin Mariko GmbH

Leer, 23. Oktober 2017

Zusammenfassung

(1) Zentrale Aufgabe der Studie war es, die Marktpotenziale einer LNG-Infrastruktur an der deutschen Nordseeküste, die optimalen Standorte sowie die Bedingungen für eine erfolgreiche Realisierung aufzuzeigen. Bei der Potenzialstudie wurde zwischen den Potenzialen einer großen LNG Importstruktur und einer kleinteiligen LNG Distributionsinfrastruktur unterschieden.

(2) Die Leistungen für die Potenzial- und Standortanalyse eines Importterminals bestanden aus:

- Strategische Begründung für die Notwendigkeit eines deutschen LNG Importterminals aus Marktsicht und unter Berücksichtigung politischer Versorgungsstrategien auf EU- und Bundesebene sowie vorhandener Infrastrukturen in europäischen Nachbarländern
- Identifikation geeigneter Standorte für eine Large Scale LNG Infrastruktur an der deutschen Nordseeküste und Selektion eines optimalen Standorts inkl. detaillierterer Analyse auf Basis erfolgskritischer Kriterien
- Validierung des strategischen Bedarfs inkl. Berücksichtigung des Small Scale LNG Marktes für eine deutsche LNG Importinfrastruktur und der getroffenen Auswahl des optimalen Standorts durch potentielle Stakeholder, u.a. LNG Produzenten, LNG Importeure, Infrastrukturbetreiber-/Investoren, regionale und nationale Regulatoren wie Bundesnetzagentur, Wirtschaftsverbände, BMWi etc.
- Identifikation relevanter Erfolgskriterien und wesentlicher Hemmnisse sowie Ableitung von Handlungsempfehlungen.

(3) Da der Erdgasmarkt und der Markt für Schiffstreibstoffe durch hohe Wettbewerbsintensität geprägt sind, bestehen eine Reihe von marktseitigen Anforderungen. Dazu zählen niedrige Kosten für den Terminalservice (CAPEX und OPEX), Anlandung an einem Anleger, Entladung in einen LNG Zwischenspeicher, Abgabe aus dem Speicher, Wiedervergasung und Einspeisung in eine Ferngasleitung oder alternativ das Beladen von LNG Bunkertankern. Wichtig ist auch Flexibilität bei der langfristigen Nutzung der Infrastruktur. Einer Floating Storage and Regasification Unit (FSRU) Technologie kommt wegen ihrer niedrigen CAPEX im Vergleich zu einem landbasierten LNG Terminal eine große Bedeutung zu.

(4) Erdgasabsatz und Erdgasaufkommen sind in der Perspektive bis 2028 für den deutschen Erdgasmarkt mit markt- und regulatorischen Unsicherheiten behaftet. Dennoch kann man feststellen, dass der deutsche Erdgasmarkt in 2028 eine signifikante Versorgungslücke von rd. 27% entsprechend 210 TWh aufweisen wird und in 10 Jahren von nur noch zwei wesentlichen Lieferanten abhängig sein wird.

(5) Es werden die Gründe für LNG Importterminals in Deutschland als realistische Lösungsperspektive zur Deckung der zukünftigen Versorgungslücke aufgezeigt. Der direkte Zugang zum LNG (Liquefied Natural Gas) Weltmarkt durch LNG Terminals sollte für Deutschland als große Welthandelsnation selbstverständlich sein. LNG Importterminals leisten einen Beitrag zum langfristigen Aufkommen und zur Deckung der Versorgungslücke in 2028. Die Versorgung der Schifffahrt und des landseitigen Güterverkehrs mit alternativem und wettbewerbsfähigem Treibstoff muss durch einen preiswerten LNG Importterminal wirtschaftlich attraktiv sein.

(6) Die nordwesteuropäischen Erdgasmärkte bieten zurzeit die niedrigsten Erlöse für die LNG Lieferanten. Sofern die Lieferanten nicht zur physischen Lieferung verpflichtet sind, liefern sie ihre LNG Mengen wenn möglich in die höherpreisigen ostasiatischen und südamerikanischen Märkte für Spot LNG. Daher sind die LNG Mengen, die in den LNG Terminals in Nordwesteuropa angelandet wurden, gering. Das Gasmarktpreisniveau an den europäischen Hubs liegt momentan auf Vollkostenbasis zu niedrig, um neue physische und langfristige LNG Importprojekte abzuschließen.

(7) Eine LNG Importstruktur an der deutschen Nordseeküste mag bei den aktuellen LNG Weltmarktpreisen als nicht notwendig erscheinen. Aber Erdgas- und LNG Infrastruktur Investitionsentscheidungen sind in langfristiger Perspektive zu treffen.

Die angestammten deutschen Gasimporteure werden möglicherweise angesichts ihrer bisherigen Erfahrungen nicht bereit sein, solche Investitionen zu tätigen und insbesondere das damit verbundene Risiko eingehen, da die derzeitige Regulierung keine angemessene Kompensation für die Risiken eines Engagements in LNG Terminalinfrastruktur bietet. Die Netzbetreiber sind nach dem deutschen EnWG nicht in der Lage, die Kosten eines LNG Terminals umzulegen. Hier besteht nur die Chance auf eine gesetzliche Modifikation.

Für LNG Produzenten bzw. Lieferanten ist es attraktiv, sich in Deutschland einen Marktzugang zu sichern. Anders als für einen Gasimporteure sind die Kosten für eine Kapazitätsbuchung in einen LNG Importterminal für die Produzenten ein kleiner Teil der gesamten Lieferkette. Mit der Importkapazität kann er sich den deutschen Marktzugang für „relativ kleines Geld“ sichern. Wenn sich die Preissituation an den Erdgas Märkten zukünftig ändert, hat der Produzent sich mit der Kapazität die Option verschafft, schnell im deutschen Markt Absatz zu realisieren.

(8) Die Erdgaspreise an europäischen Hubs dürften sich in wenigen Jahren an die Welt LNG Preise im Atlantik anpassen. Wenn die drei Themen (Vertriebsstruktur in Europa, Nordstream 2 und Kartellverfahren der Wettbewerbskommission) der Gazprom geklärt sind, wird eine Stabilisierung des russischen Gasmarktanteils in Europa eintreten. Die faktische Preissetzungsmacht von Gazprom und Statoil wird dann dazu führen, dass beide Gesellschaften kein Interesse haben werden, auf die im Welt LNG Markt erzielbaren Preise für ihre Pipeline Gaslieferungen in Europa freiwillig zu verzichten, sofern sie keine Marktanteile verlieren.

(9) Als LNG Versorgungsgebiete für einen deutschen LNG Importterminal kommen zahlreiche Regionen/Lieferländer infrage, die einzeln beleuchtet werden.

(10) Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit einer neuen LNG Importterminalstruktur ergibt sich aus den folgenden Gründen

- Durch die EU Liberalisierung ist die etablierte Versorgungsstruktur „aus den Angeln gehoben“ worden und die Diversifikation der Erdgaslieferanten und Lieferpunkte nimmt im deutschen Erdgasmarkt bis 2028 drastisch ab.
- Die Lieferanten übernehmen die Kontrolle der Versorgung und sollten zum Markteintritt motiviert werden.
- Es gibt nur wenige Aufkommensgebiete für neue Pipeline Gaslieferungen nach Deutschland, während zahlreiche LNG Aufkommensgebiete weltweit und internationaler Handel von LNG zur Verfügung stehen.
- Versorgungssicherheit ist von der EU Kommission als zentrales Thema identifiziert worden, während in Deutschland das zuständige BMWi den Marktkräften vertraut.

Es wird dargelegt, warum die benachbarten LNG Terminals in Nordwesteuropa in einer 10 Jahres Perspektive weder aus Sicht der Produzenten noch aus Marktsicht maßgeblich und gesichert zur Versorgung des deutschen Erdgasmarktes beitragen werden.

(11) Es werden die Chancen dargelegt, wie in einer nicht strombasierten Energiewende im Wärme- und Transportmarkt erneuerbares Erdgas einen wesentlichen Beitrag zur Energiewende leisten kann, sei es durch intensive Nutzung von Bioerdgas als auch Power to Gas. Langfristig kann Bioerdgas und erneuerbares Erdgas aus erneuerbarem Strom aus wind- und sonnenreichen Drittländern eine attraktive Basis für den Import von erneuerbaren LNG über einen deutschen LNG Terminal darstellen.

(12) Die LNG-Bunkermengen für die Seeschifffahrt nehmen im Untersuchungszeitraum bis 2030 auf 172.400 t/a zu. Damit stellt die Seeschifffahrt zusammen mit dem landbasierten Güterverkehr zukünftig einen starken Pfeiler des voraussichtlichen LNG Bedarfs dar. Durch eine preiswerte LNG Importterminal Lösung an der deutschen Nordseeküste werden die LNG Bunkermengen für die Seeschifffahrt in Deutschland zu wirtschaftlich attraktiven Konditionen im Vergleich zur Beschaffung über den GATE Terminal in Rotterdam (NL) bereitgestellt.

Es steht die Frage im Raum, ob die LNG Versorgung von direkten Industriekunden am Standort eines LNG Terminals durch niedrige Energiekosten von strategischer Bedeutung ist. Ein benachbarter LNG Terminal stellt keine strategische Verbesserung dar und ist nicht mit einer signifikanten Reduktion der Gasbeschaffungskosten verbunden.

Heute bereits kann Erdgas mit höheren C2+ -Gehalten für die Petrochemie als Rohstoff dienen – insbesondere als Einsatzstoff für Cracker (Anlage zum Spalten von höheren Kohlenwasserstoffen in einer Raffinerie)– in Konkurrenz zu Nafta (Rohbenzin) als alternativem Rohstoff. Für LNG als Einsatzstoff bietet sich gegenüber gasförmigem Erdgas ein energetischer Vorteil, sofern die Separation der C2+ -Anteile fraktioniert bei der Wiedervergasung stattfindet. Das Potenzial für die nichtenergetische Nutzung fossiler Energieträger beträgt in Deutschland ca. 233 TWh, ein Vielfaches der aus einem LNG Terminal zu erwartende C2+ -Menge.

(13) Grundsätzlich unterliegen LNG Importinfrastrukturen als Teil der Erdgastransportnetze der europäischen Netzregulierung. Eine LNG Importinfrastruktur muss Dritten zur Nutzung zur Verfügung gestellt werden, diskriminierungsfrei und transparent. Diese Regelungen sind grundsätzlich auch für eine FSRU Lösung anzuwenden.

Entsprechend § 28 a EnWG können neue Infrastrukturinvestitionen bei Vorliegen definierter Voraussetzungen befristet von diesen Bestimmungen befreit werden, insbesondere Eigentümerentkopplung, Zugang für Dritte, Preistransparenz und Tarif Regulierung.

Im deutschen Erdgasmarkt existieren zwei Marktgebiete (im Sinne der „Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen), NCG (Schwerpunkt in West- und Süddeutschland) und Gaspool (Schwerpunkt in Nord- und Ostdeutschland). Für eine LNG Importinfrastruktur ist je nach Lage zum Erdgastransportnetz die Anbindung an das NCG Marktgebiet, oder das Gaspool Marktgebiet oder beide realisierbar. Allerdings ist mit der Novelle der Gas NZV (Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen) im Sommer 2017 eine Zusammenlegung der beiden Marktgebiete zum 1.4.2022 beschlossen worden, sodass damit die zusätzlichen Transportkosten zwischen den Marktgebieten entfallen werden.

(14) Versorgungssicherheit ist ein Thema, das auf den verschiedenen Stufen der Energie- und Erdgasversorgung eine wichtige Rolle spielt. Hier beschränkt man sich auf die Ebene der Erdgasimporte bzw. der Beschaffung. Eine neue LNG Importinfrastruktur trägt zur Versorgungssicherheit insofern bei, als sie neue Erdgaslieferregionen, einen neuen Netzeinspeisepunkt und in der Regel neue Lieferanten zur Folge hat.

Die EU Kommission hat 2010 in ihrer Security of Supply (SoS) Verordnung einheitliche Versorgungsstandards für die Mitgliedsländer geschaffen. Der deutsche Erdgasmarkt erfüllt heute alle Kriterien der SoS Verordnung. In 10 Jahren, im Jahr 2028, dürfte der deutsche Markt aus heutiger Sicht die Kriterien verfehlen.

(15) Das EnWG regelt gemäß § 13 Ziffer 1 die Versorgungssicherheit im Strommarkt. Eine entsprechende Regelung für die Gasversorgung fehlt im EnWG § 13.

Die Versorgungssicherheit beim Erdgas ist immer wieder ein Thema, da anders als bei der Elektrizität Erdgas überwiegend importiert wird, im hohen Maße sogar aus Russland. Aber es fehlt eine gesetzliche Definition, wer die Verantwortung innehat. Hintergrund für diese Sachlage ist die Einschätzung des BMWi, dass kein Handlungsbedarf besteht.

(16) Die EU Kommission unterstreicht die Bedeutung von LNG Importinfrastrukturen. Diese trügen entscheidend zur Versorgungs- und Ausfallsicherheit, zur Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit bei. Die Kommission ist bereit, den Bau von LNG Infrastrukturen insb. in europäischer Randlage durch nicht rückzahlbare Zuschüsse erheblich zu subventionieren. Die EU Kommission akzeptiert regulatorische Vorschriften in den Mitgliedsländern, die LNG Importterminal Infrastrukturen als Maßnahmen zur Versorgungssicherheit kostenmäßig auf die Verbraucher als Teil der Netzkosten abwälzen.

(17) Ein solches regulatorisches Element würde in Deutschland den Bau eines LNG Importterminals entscheidend erleichtern und von den aktuellen Preisen an den Welt LNG Märkten entkoppeln.

Es wurden DG Energy, BNetzA, Marktgebietsverantwortliche und Gasnetzbetreiber auf die fehlende Regelung der Versorgungssicherheit im EnWG angesprochen. Es wurde von allen Beteiligten verneint, dass eine langfristige Buchung von LNG Terminalkapazitäten im Rahmen der Preisregulierung auf die Netzkunden in Deutschland umgelegt werden kann.

Die offene Frage der Versorgungssicherheit in Deutschland führte immer wieder zu Forderungen an das BMWi seitens diverser Verbände, aber auch der Politik, regulatorische Maßnahmen zu ergreifen. Diverse Gutachten mündeten im Dezember 2015 in einem Eckpunktepapier des BMWi zur Versorgungssicherheit. In diesem wurde für einige Mechanismen der Grundstein gelegt, wie z.B. die sog. Long-term Options (LTO). Es handelt sich um kurzfristige Maßnahmen im Rahmen bestehender Strukturen. Sie können keine neuen Investitionen hervorrufen.

(18) Der Netzanschluss des LNG Terminals richtet sich nach den Regularien des EnWG. OGE hat mit Schreiben vom 26.7.2017 eine feste Kapazität von 10 Mio. kWh/h für den Standort Etzel in Niedersachsen (bei Wilhelmshaven) ohne Ausbau angeboten. Damit könnte zurzeit die volle Kapazität der Wiedervergasung eines LNG Terminals in Wilhelmshaven im nationalen Transportsystem zur Einspeisung in Anspruch genommen werden und erfordert keinen Netzausbau.

(19) Für die Finanzierung von LNG Import Terminal Infrastruktur kommen grundsätzlich zwei Finanzierungsalternativen infrage, die Innenfinanzierung der Eigentümer oder eine Projektfinanzierung. Letztere wurde in Hinblick auf EU Zuschüsse aus dem CEF Programm und auf Fremdkapital der Europäischen Investitionsbank näher betrachtet.

(20) Wichtige Elemente einer Vermarktungsstrategie sind

- Gründung einer Terminalbetriebsgesellschaft, die den Terminal plant, genehmigt, baut und betreibt und Terminal Kapazitäten vermarktet
- Identifikation erfahrener Betreiber/Aufbau einer Betreiber Organisation
- Ggfs. Private Equity als Investoren
- Identifikation von Produzenten, Importeuren und Händlern, die die Terminalkapazität langfristig (20-25 Jahre) buchen und ggfs. auch als Gesellschafter der Terminalgesellschaft agieren
- Open Season Verfahrens (nicht diskriminierendes, transparentes Verfahren, um Kapazitätsbuchungen mit effizientem Ergebnis durchzuführen)
- Politische Unterstützung, ggfs. marktbasierende Anreize zur Versorgungssicherheit schaffen

Es stellt sich die Frage, warum sollten Produzenten oder Lieferanten von LNG das Risiko einer langfristigen Kapazitätsbuchung auf sich nehmen? An erster Stelle ist der unmittelbare Zugang zum deutschen Markt zu nennen, dem größten Gasmarkt in der EU. Im Gegensatz zu anderen nationalen Erdgasmärkten, gibt es in Deutschland viele potenzielle Kunden, neben zahlreichen Händlern, viele große Gasversorger, eine Vielzahl regionaler Versorger und fast 1.000 lokale Gasversorger.

Der deutsche Markt ist vollständig liberalisiert, sodass ein neuer Anbieter, sei es als Anbieter am LNG Terminal oder als Händler an den Hubs NCG und Gaspool, Zugang zu allen Kunden und Absatzsektoren findet. Der deutsche Markt spielt im europäischen Energiemarkt eine hervorgehobene Rolle, denn der deutsche Gasmarkt war immer ein Wettbewerbsmarkt, private Investoren haben den Gasmarkt entwickelt und standen im Wettbewerb um Kunden, private Unternehmen investierten in die zahlreichen Gastransportnetze und lokale Gasversorger und –Verteiler sind private Unternehmen oder in kommunalem Eigentum. In- und ausländische Investoren können einen LNG Terminal in Deutschland errichten, betreiben und vermarkten. Der offene privatwirtschaftlich organisierte Marktzugang in Deutschland hat dazu geführt, dass der deutsche Erdgasmarkt ein bevorzugter Ort für große europäische Transport- und Transitleitungen wurde, an denen sich ausländische Unternehmen beteiligten. Diese Voraussetzungen mündeten in großen Transit Erdgasleitungen und auch in großen Exportverträgen in benachbarte europäische Erdgasmärkte. Auch bei der Zahl der Erdgas Untertagespeicher und der Speicherbetreiber hat der deutsche Erdgasmarkt ein Alleinstellungsmerkmal in Europa. Der Speichermarkt ist minimal reguliert. Erhebliche Speicherkapazitäten, die nicht langfristig gebucht sind, stehen den Marktteilnehmern auf wettbewerblicher und diskriminierungsfreier Basis zur Verfügung, so dass Produzenten und LNG Händler selber als Gasversorger im deutschen Erdgasmarkt oder in den benachbarten Märkten eintreten und maßgeschneiderte Produkte anbieten können.

Trotz aller genannten Vorteile wird die aktuelle Preissituation des Welt LNG Marktes, die deutlich über den Preisen an den europäischen und deutschen Hubs liegen, ein erhebliches Hindernis sein.

Bei der Vermarktungsstrategie für einen LNG Terminal gibt es eine grundsätzliche Weichenstellung. Entweder wird eine LNG Importinfrastruktur gemäß Art. 28 a EnWG von der EU Regulierung und vom Zutritt Dritter weitgehend befreit (sog. nTPA) oder auf diese Befreiung wird grundsätzlich verzichtet (sog. rTPA). Die Vor- und Nachteile werden dargelegt.

(21) Eine Vorgehensweise mit folgenden Elementen wird für einen FSRU Terminal vorgeschlagen

- Projektinitiatoren gründen Terminalgesellschaft (Arbeitstitel NewCo); Kapitalaufstockung und Erweiterung Gesellschafterkreis nach Projektfortschritt
- Terminalgesellschaft NewCo entwickelt, plant, baut und betreibt die Terminalinfrastruktur, insb. Ertüchtigung, ggfs. Bau der Landungsbrücke, und der einschlägigen Infrastruktur auf der Landungsbrücke
- NewCo schließt Nutzungs- und Dienstleistungsverträge ab.
- NewCo erwirbt zu einem Festpreis oder zeitchartert (10/15/20) Jahre gemäß Spezifikation von der Werft fertiggestellte, gelieferte und betriebsbereite FSRU.
- NewCo führt Open Season für Terminalkapazitäten und Abschluss von Terminal Usage Agreements, ggfs. auch von Gesellschafterverträgen durch.
- NewCo vermarktet freie Terminalkapazität, Kapazitätsreserven und ungenutzte Slots.
- NewCo ist kein LNG Händler sondern Dienstleister für LNG Terminalfunktionen.

Eine wesentliche Voraussetzung für das weitere Vorgehen ist die Gewinnung von Investoren für die NewCo.

Für die Terminal Usage Agreements werden die anzuwendenden Prinzipien erarbeitet.

Der Zeitplan sieht eine Inbetriebnahme im Sommer 2021 vor.

Für den Erfolg eines LNG Terminalprojektes wird ein Minimum an politischer Unterstützung notwendig, auch wenn das Projekt von privaten Investoren getragen wird. Denn eine neue LNG Infrastruktur erbringt einen Beitrag zur Diversifizierung und Versorgungssicherheit für die gesamte Industrie.

(22) Für die Auswahl des optimalen Standorts an der deutschen Nordseeküste werden drei Terminalausprägungen näher untersucht, ein großer und ein mittlerer landbasierter Terminal sowie FSRU Terminal.

Allgemeine Anforderungen an einen Terminal sind insb. Anlegen und Ablegen von LNG Tankschiffen mit einem Volumen von 145.000 bis 266.000 m³, Löschen (Abladen) mit einer Rate von 9.000 bis 13.000 m³/h und Speichern des LNG in einem Druck- oder Atmosphärenspeicher mit 170.000 bis 600.000 m³ Fassungsvermögen des tiefgekühlten flüssigen Erdgases, Beladen von Bunkertankern zwischen 1.000 und 15.000 m³ LNG bzw. alternativ Wiedervergasung bei Exportdruck von ca. 100 bar zur Netzeinspeisung. Wegen der energieintensiven Wiederverdampfung wird eine Optimierung z.B. durch Abwärme Nutzung gewünscht.

LNG Terminal Anlagen benötigen ausreichende Sicherheitsabstände zu benachbarten Anlagen u.a. wegen der Wärme- und Druckbelastung bei einem potentiellen Störfall.

In den letzten Jahren kamen weltweit zunehmend FSRU Lösungen zum Einsatz. Bei den vielfältigen Vor- und Nachteilen gegenüber landbasierten Anlagen ragen die Vorteile der FSRUs durch Standardisierung, kurze Bauzeiten und niedrige Investitionen hervor. FSRUs weisen höhere OPEX auf, aber die CAPEX liegen erfahrungsmäßig deutlich niedriger.

Für die drei Terminalausprägungen, großer und ein mittlerer landbasierter Terminal sowie die FSRU Technologie wurden konkrete Anforderungen dargestellt.

(23) Als potentielle Standorte an der deutschen Nordseeküste wurden analysiert

- Emden
- Wilhelmshaven
- Bremerhaven
- Brunsbüttel
- Stade

Kritische Auswahlkriterien, die im Ausschluss resultierten, waren

- Schiffsverkehr und nautische Voraussetzungen (Revierfahrt, Liegeplatz, Besonderheiten)
- Standort (Flächen, Sicherheit, Anleger, Abwärme Nutzung, Ausbau Option)
- Anbindung Erdgasnetz (Entfernung Netz, Ausbaubedarf Transportnetz, Option für Erweiterung, Zugang zum Gasmarkt)

Relevante Kriterien waren

- Small scale LNG Dienstleistungen (Bunkertanker und LNG Tankwagen und Kesselwagen)

Weniger relevante Kriterien waren

- Zugang zu Erdgasspeichern
- Industrieller Erdgasabsatz vor Ort am Terminal

(24) Die potentiellen Standorte wurden hinsichtlich der Auswahlkriterien analysiert und miteinander verglichen. Die Ergebnisse wurden mit den zuständigen Hafenbetreibern mit Hinblick auf die Vor- und Nachteile sowie die Chancen einer Realisierung besprochen.

Alle in der Potenzialanalyse identifizierten Standorte an der deutschen Nordseeküste bieten potentiell die Möglichkeit eines LNG Importterminals. Unter der Vorgabe, den am besten geeigneten Standort für solch ein Vorhaben auszuwählen, wurden von den untersuchten Standorten Emden, Bremerhaven und Stade jedoch aus einer weiteren Analyse ausgeschlossen, da eine oder mehrere kritische Voraussetzungen für die wirtschaftliche bzw. zeitnahe Ansiedlung eines LNG Terminals nicht ausreichend erfüllt wurden.

Die verbleibenden Standorte in Wilhelmshaven und Brunsbüttel erfüllen grundsätzlich die wesentlichen Kriterien und sind für die Errichtung eines LNG-Terminals am besten geeignet. Für die finale Selektion des optimalsten Standorts war der jeweilige Erfüllungsgrad der eingangs definierten Auswahlscenarien und Auswahlkriterien je Standort entscheidend.

Es wurde festgestellt, dass die Standorte in Wilhelmshaven bei den kritischen Erfolgsfaktoren „Nautik“, „Standort“ und „Leitungsanbindung“ gegenüber Brunsbüttel besser abschneiden. Bei der „Small Scale Versorgung“ bietet Brunsbüttel Vorteile gegenüber Wilhelmshaven.

In Summe zeigt die Analyse die Vorteilhaftigkeit des Standorts Wilhelmshaven für die Errichtung eines LNG Terminals an der deutschen Nordseeküste.

Auf Basis der analysierten Faktoren scheint die schwimmende Terminallösung (FSRU) in Wilhelmshaven (beispielhaft am NWO Standort) gegenüber einer landbasierten Lösung die besseren Voraussetzungen zu bieten. Vor allem für die Versorgung des deutschen Erdgasmarktes erfüllt sie die Anforderungen im hohen Maße.

Da substantielle Durchsatzvolumen für den Erdgasmarkt bestimmt sind, ist dies wesentliche Grundlage für die Wirtschaftlichkeit des Terminals. Auch die maritime Small Scale LNG Versorgung wird durch eine FSRU wirtschaftlich gut erfüllt.

(25) Zum Abschluss der Standortanalyse wurde das FSRU Konzept für Wilhelmshaven technisch näher spezifiziert und hinsichtlich der Investitions- und Betriebsausgaben den landseitigen Terminallösungen gegenübergestellt.

Die Abschätzung der CAPEX und OPEX basiert auf folgenden Datenquellen:

- Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER); Report „Gas Infrastructure“ vom 23.07.2015
- Informationen über vergleichbare LNG Terminal Projekte, Angaben von Herstellern und Kostenuntersuchungen des Gutachters der Merkel Energy GmbH.

(26) Der Durchsatztarif für eine FSRU Lösung in Wilhelmshaven wurde abgeschätzt. Für die Baukosten wurden eine Fremdfinanzierung in Höhe von 70% und 30% Eigenkapital zu üblichen Zinssätzen für Infrastrukturprojekte unterstellt.

Im Ergebnis liegt der Preis für die Terminal Nutzung in der Größenordnung von 1,1 bis 1.2 EUR/MWh. Dieser Tarif wurde einheitlich für das Beladen von Tankschiffen mit LNG und für die Wiedervergasung zur Netzeinspeisung angesetzt.

Dies ist im europäischen Vergleich das Entgelt für einen preiswerten LNG Terminal und erfüllt die angestrebten Charakteristika für den deutschen LNG Importterminal, der die Preisführerschaft in Nordwesteuropa einnimmt.

Das Fazit der Standortanalyse ist, die FSRU Technologie bietet für die Versorgung des Erdgas- und Small Scale LNG Marktes eine optimale Alternative. Auf Basis der Kostenanalyse für Kapital- und Betriebsausgaben kann aufgezeigt werden, dass eine FSRU in Wilhelmshaven eine marktfähige Lösung darstellt.

(27) Es wurde das Interesse von Marktteilnehmern an einem LNG Terminalprojekt in Deutschland ausgelotet. Hierzu wurde eine erste standortbezogene Einschätzung für Wilhelmshaven gewonnen. 25 potentielle Stakeholder wurden angesprochen, weltweit agierende Erdgas und LNG Produzenten, LNG Händler, Erdgasimporteure, große Erdgashändler sowie Finanzinvestoren und Treibstoffhändler. Ziel war es festzustellen, ob die Analyse und das vorgeschlagene Konzept für das Projekt für die Stakeholder ein gangbarer Weg ist oder sich zusätzliche Herausforderungen zeigen.

Das Projekt fand überwiegend ein reges Interesse. Die Mehrheit der potentiellen Stakeholder war an der Analyse und einer unverbindlichen Befassung mit dem Projekt interessiert und bereit, ein Feedback zu dem Konzept und einem möglichen Engagement zu geben. Es besteht sowohl Interesse von Infrastrukturbetreibern als auch von Produzenten und Importeuren. Aus den Gesprächen und Präsentationen ergaben sich keine grundsätzlich neuen Herausforderungen für das vorgestellte Konzept einer LNG Importterminal Infrastruktur.

(28) Es wird für den Erfolg eines LNG Terminal Projektes darauf ankommen, einerseits das regulatorische Umfeld zu klären und gewisse Verbesserungen herbeizuführen und andererseits das Projekt politisch zu unterstützen. Flexibilität, die zu einer verstärkten Diversifizierung der Infrastruktur und Lieferanten führt, muss honoriert werden.

Die Realisierungsperspektiven sind vor dem Hintergrund der Herausforderungen der aktuellen Preise im Welt LNG Markt und an den europäischen Gas Hubs zu sehen. Aber aus energiepolitischer Sicht und aus strategischer Sicht sollte eine LNG Importterminal Infrastruktur in Deutschland jetzt entschieden werden.

Die Realisierungschance für die LNG Importterminal Infrastruktur hängt entscheidend von der Gründung einer schlagkräftigen, personell und finanziell ausreichend ausgestatteten Projektstruktur ab. Die Projektgesellschaft sollte die Stakeholder für Investment und Nutzung eines LNG Importterminals akquirieren und binden, politisch promovieren und das Projektkonzept der Realisierung zuführen.

(29) Im Fokus der Betrachtung einer LNG-Distributionsinfrastruktur an der deutschen Nordseeküste standen die gemessen an der seeseitigen Güterumschlagmenge größten Häfen der Region. Hierzu zählen

- im Bundesland Niedersachsen die Standorte Brake, Bützfleth, Cuxhaven, Emden und Wilhelmshaven,
- im Bundesland Schleswig-Holstein der Hafen Brunsbüttel,
- im Bundesland Bremen die Häfen Bremen und Bremerhaven sowie
- der Hafen Hamburg im dazugehörigen Bundesland Hamburg.

(30) Aus Basis einer detaillierten quantitativen Analyse der Frachtschiffsverkehre an den genannten Standorten und deren Verknüpfung insbesondere mit

- Hafenumschlagprognosen bis 2030,
- Quelle-Ziel-Beziehungen der Seeverkehre,
- empirisch ermittelten flotten- und schiffsgrößenspezifischen Leistungs-, Kraftstoffverbrauchs- und Auslastungsattributen der Schiffsmaschinen,

- marktnaher Annahmen zur fahrtgebietsabhängigen Bunkeraffinität der einzelnen Schiffssegmente,
- gegenwärtigen Entwicklungen im Markt für Schiffsneubauten und -umrüstungen mit LNG-Antrieb als qualitative Ergänzung und Plausibilisierung sowie
- Hinweisen und Industrieexpertisen aus geführten Interviews

wurde eine belastbare Entwicklung der LNG-Bunkernachfrage im Untersuchungsraum herausgearbeitet. Ergänzt wurde diese Betrachtung um die mögliche LNG-Nachfrage vonseiten des Straßengüterverkehrs in den genannten Bundesländern sowie eine Würdigung von Ansätzen zur Nutzung von LNG in der Industrie.

(31) Die quantitative und qualitative Beurteilung der LNG-Nachfrage an der deutschen Nordseeküste im Small-Scale-Bereich wurde ergänzt um eine Aufarbeitung der grundsätzlichen Rahmenbedingungen im Zusammenhang mit der Nutzung von LNG schwerpunktmäßig in der Seeschifffahrt. Dabei ist der Fokus auf wesentliche erfolgskritische Zusammenhänge zur erfolgreichen LNG-Markteinführung bzw. -entwicklung gelegt worden.

(32) Berücksichtigung finden in diesem Kontext u. a. geltende Richtlinien und Verordnungen auf internationaler, nationaler und föderaler Ebene sowie ein Exkurs zu den grundsätzlichen Compliance-Möglichkeiten, um internationalen Vorschriften zu genügen, und die Skizzierung der in der Schifffahrt zur Verfügung stehenden Bunkertechnologien. Ein nicht zu unterschätzender Nachfrageimpuls für den maritimen LNG-Markt geht insbesondere von der durch die IMO beschlossenen Absenkung des maximalen Schwefelanteils im Schiffskraftstoff außerhalb der SECAs von derzeit noch 3,5 % auf 0,5 % ab 2020 aus.

(33) Zielstellung der durchgeführten Untersuchung ist dabei nicht primär die weiterführende Sensibilisierung der Öffentlichkeit, sondern die empirisch gestützte Ableitung von Ansatz- und Entwicklungsschwerpunkten des LNG-Bunker- und Kraftstoffmarkts an der deutschen Nordseeküste, um zum einen investitionsstrategische Grundlagen einer LNG-Distributionsinfrastruktur zu schaffen und zum anderen (potenziellen) Nutzern des Kraftstoffs LNG geeignete Versorgungskanäle an den einzelnen Hafenstandorten aufzuzeigen.

(34) Es konnte herausgearbeitet werden, dass der Anteil der Hafenanläufe durch mit LNG betriebene Frachtschiffe an den untersuchten Standorten bis 2030 kontinuierlich auf jährlich durchschnittlich ca. 6 % zunimmt. Abhängig von der jeweiligen Flotten- sowie Fahrtgebietsstruktur der die Häfen anlaufenden Frachtschiffe, und hierbei insbesondere ihr spezifischer SECA-Anteil, schwankt der Wert zwischen den untersuchten Standorten in einer Bandbreite von ca. 4 bis 9 %/a.

(35) Wie im Status quo, so bunkert auch zukünftig nur ein eher geringerer Anteil der Schiffe in den Häfen an der deutschen Nordseeküste den Kraftstoff LNG. Insgesamt steigt die Bunkernachfrage über alle betrachteten Standorte bis 2030 auf jährlich ca. 176 Tsd. t LNG. Während der LNG-Bunkerbedarf bis 2020 mit jährlich ca. 27 Tsd. t noch kein signifikantes Marktvolumen erreicht, wird bis 2025 ein deutlicheres Wachstum im LNG-Kraftstoffabsatz auf ca. 124 Tsd. t/a erwartet.

(36) Gegenwärtig bilden die Häfen Hamburg und Bremerhaven den Nachfrageschwerpunkt für die Bebunkerung der Schifffahrt mit konventionellen Brennstoffen an der deutschen Nordseeküste. Dieser Trend zeichnet sich auch für den LNG-Bunkermarkt im Untersuchungsraum ab. Der Anteil beider Standorte an der gesamten jährlichen Bunkernachfrage an der deutschen Nordseeküste steigt zwischen 2020 und 2030 von etwas weniger als zwei Drittel auf etwa drei Viertel an.

(37) Im Vergleich mit weiteren am Bunkermarkt verfügbaren Schiffskraftstoffen wird LNG auch langfristig im Untersuchungsraum einen eher geringeren Marktanteil auf sich vereinen. Gleiches gilt

für die Bedeutung Deutschlands als LNG-Bunkermarkt weltweit insgesamt. Markteinschätzungen und industrielle Expertisen gehen bis 2030 von einem Anstieg der globalen LNG-Nachfrage durch die Schifffahrt auf etwa 30 Mio. t/a bis 50 Mio. t/a aus.

(38) Mit etwa drei Viertel des bis 2030 in der Schifffahrt im Untersuchungsraum erwarteten jährlichen LNG-Absatzes wird der überwiegende Bedarf durch Bunkervorgänge mit jeweils mehr als 500 t generiert. Das für dieses LNG-Bunkermengensegment prädestinierte Bunkerkonzept ist die Ship-to-Ship-Bebunkerung. Nur ein geringer Anteil der LNG-Nachfrage an der deutschen Nordseeküste insgesamt wird durch Bunkervorgänge mit jeweils weniger als 200 t Absatzmenge erzeugt.

(39) Während die absolute Anzahl der LNG-Bunkervorgänge in den Häfen im Untersuchungsraum bis 2020 gegenüber dem Status quo nur geringfügig steigt, werden bis 2030 jährlich mehr als 500 Schiffsbebunkerungen mit LNG erwartet. Langfristig beträgt der Anteil der Bunkervorgänge mit einer Nachfrage von jeweils weniger als 100 t LNG etwa zwei Drittel. Das für dieses LNG-Bunkermengensegment prädestinierte Bunkerkonzept ist die Truck-to-Ship-Bebunkerung.

(40) Mit der Errichtung von LNG-Importfazilitäten an der deutschen Nordseeküste ist unmittelbar der ergänzende Aufbau von LNG-Verladeanlagen zur Bedienung sowohl einer see- als auch landseitigen LNG-Small-Scale-Nachfrage anzustreben. Gegenüber der derzeitigen Versorgung der regionalen LNG-Bunkernachfrage (überwiegend mit Ausgangspunkt Rotterdam) können hierdurch erhebliche Vorteile bei Transportentfernung- und Kosten und damit auch ökologische Effekte generiert werden. Es wird erwartet, dass durch eine entsprechende LNG-Distributionsinfrastruktur (z. B. mit Ausgangspunkt Wilhelmshaven) der Bereitstellungspreis für den Endverbraucher gegenüber dem Status quo um bis zu einem Fünftel sinken kann.

(41) Unter der Annahme, dass sowohl in Wilhelmshaven als auch Brunsbüttel LNG-Import- und korrespondierende -Distributionskapazitäten aufgebaut werden, lassen sich aufgrund der jeweils gegebenen versorgungspunktspezifischen Transportentfernungsvorteile zwei LNG-Versorgungscluster an der deutschen Nordseeküste ableiten. Während aus Brunsbüttel vorwiegend die Bedienung einer Nachfrage in den Häfen an der Elbe sowie eines durch den NOK potenziell ergänzend induzierten maritimen LNG-Bedarfs optimal gewährleistet werden kann, vereint der Standort Wilhelmshaven distributionsstrategische Vorteile an den weiteren Häfen des Untersuchungsraums auf sich. Es ist festzuhalten, dass beide Standorte mindestens in Bezug auf die durch Bunkerfahrzeuge zurückzulegende Transportentfernung Vorteile gegenüber einer Belieferung der deutschen Nordseeküste mit LNG aus Rotterdam aufweisen.

(42) Es wird erwartet, dass die Durchdringung von LNG-Antrieben im deutschen Straßengüterverkehrsmarkt mit vergleichsweise geringer Dynamik voranschreitet. Entsprechende bereits längere Zeit bestehende Initiativen und Marktentwicklungen z. B. in den Niederlanden, bestätigen diese Einschätzung. Gleichwohl geht vom Straßengüterverkehr bei erfolgreicher Penetration des Markts eine erhebliche Nachfragewirkung aus. Auf Basis einer quantitativen Analyse der Entwicklung im deutschen Straßengüterverkehr bis 2030 kann gezeigt werden, dass je Prozentpunkt in der Marktdurchdringung des Kraftstoffs LNG in den Lkw-Antriebstechnologien bzw. Straßengüterverkehren in den Bundesländern an der Nordseeküste eine Nachfrage von ca. 26 Tsd. t/a einhergeht. Dies entspricht etwa einem Fünftel der langfristigen bundesdeutschen straßenseitigen LNG-Nachfrage.

(43) Sowohl LNG-Tank-Lkw als auch -Bunkerschiffe dominieren zukünftig die Lieferketten zur Versorgung der regionalen LNG-Nachfrage. Eine Bedienung der Standorte an der deutschen Nordseeküste durch LNG-Kesselwagen ausgehend von Wilhelmshaven oder Brunsbüttel stellt nicht zuletzt aufgrund der gegebenen, vergleichsweise geringen Transportdistanzen und bunkervorgangsspezifischen Nachfragemengen keine adäquate modale Logistiklösung dar. Die

Versorgung einer potenziellen LNG-Nachfrage mit entsprechender Absatzmenge im weiter entfernten Hafenhinterland, bspw. in den südwestlichen Bundesländern oder aber in den sich angliedernden deutschen Nachbarländern, durch Kesselwagen erscheint denkbar.

(44) Auf Ebene der Bundesländer bzw. Hafenstandorte im Untersuchungsraum wird die Bebunkerung der Schifffahrt überwiegend in den jeweiligen Hafen(benutzungs)ordnungen sowie -sicherheitsgesetzen behandelt. Zwar enthalten die Regularien noch nicht in allen Häfen allgemeine, flamm punktspezifische Bunkervorschriften oder spezifische Passagen zum Kraftstoff LNG, jedoch ist an allen Standorten durch die zuständige Hafenbehörde die Möglichkeit gegeben, für LNG-Bunkervorgänge Einzelausnahmegenehmigungen auszusprechen. Eine Überführung von aus Ausnahmegenehmigungen erlangten Erkenntnissen zur LNG-Bunkerung in dauerhaftes gültiges Recht wird standortübergreifend bei zunehmender Routine und Prozessstandardisierung erwartet.

Summary

(1) The main task of the study was to identify the market potentials of an LNG infrastructure on the German North Sea coast, the optimal locations and the conditions for successful implementation. In the potential study a distinction was made between the potentials of a large LNG import structure and a small-scale LNG distribution infrastructure.

(2) The services for the potential and location analysis of an import terminal consisted of:

- Strategic justification for the necessity of a German LNG import terminal from market perspective and taking into account political supply strategies at EU and federal level as well as existing infrastructures in neighboring countries
- Identification of suitable sites for a large scale LNG infrastructure on the German North Sea coast and selection of an optimal location, including more detailed analysis based on success-critical criteria
- Validation of the strategic needs including consideration of the Small Scale LNG market for a German LNG import infrastructure and the chosen selection of the optimal location by potential stakeholders, including LNG producers, LNG importers, infrastructure operators / investors, regional and national regulators such as the Federal Network Agency, economic associations, BMWi Etc.
- Identification of relevant success criteria and significant obstacles as well as the derivation of recommendations for action.

(3) Since the natural gas market and the market for marine fuels are characterized by a high level of competition, the market requirements are low costs for the terminal service (CAPEX and OPEX), landing at a jetty, discharge into an LNG storage, discharge from the storage, re-gasification and feed-in a gas transmission line or alternatively the loading of LNG bunker ships as well as flexibility in the long-term use of the infrastructure. A floating storage and regasification unit (FSRU) technology is of great importance because of its low CAPEX compared to a land-based LNG terminal.

(4) Natural gas sales and natural gas supplies are subject to market and regulatory uncertainties in the German gas market until 2028. Nevertheless, it can be seen that the German natural gas supply market in 2028 has a significant supply gap of approx. 27% corresponding to 210 TWh and will depend on only two major suppliers in 10 years.

(5) The reasons for LNG import terminals in Germany are presented as a realistic solution perspective to cover the future supply gap. The direct access to the LNG world market through LNG terminals should be self-evident for Germany as a huge world trading country. LNG import terminals contribute to the long-term supply and to cover the supply gap in 2028. The supply of shipping and land-based freight with alternative and competitive fuel must be economically attractive through an inexpensive LNG import terminal.

(6) The North-West European natural gas markets currently offer the lowest revenues for the LNG suppliers. Unless the suppliers are not obliged to physical delivery, they deliver their LNG quantities if possible in the higher-priced East Asian and South American markets for spot LNG. Therefore, the LNG quantities landed at the LNG terminals in Northwest Europe are low. The gas market price level at the European hubs is currently too low on a full cost basis to complete new physical and long-term LNG import projects.

(7) An LNG import structure on the German North Sea coast may not appear to be necessary at the current LNG world market prices. But natural gas and LNG infrastructure investment decisions are to be made in a long-term perspective.

The incumbent German gas importers may not be prepared to make such investments and, in particular, take the associated risks, in view of their past experience. The current regulation does not offer adequate compensation for the risks of engagement in LNG terminal infrastructure. According to the German EnWG, network operators are not in a position to allocate the costs of an LNG terminal. There is only the chance of a legal modification.

For LNG producers and suppliers it is attractive to secure market access in Germany. Unlike a gas importer, the cost of capacity booking into an LNG import terminal is a small part of the supply chain costs for producers. With the import capacity he can secure the German market access for "relatively small money". When the price situation on the natural gas markets changes in the future, the producer has achieved the option of quickly realizing sales in the German market.

(8) Natural gas prices on European hubs are likely to adapt to LNG prices in the Atlantic Basin in just a few years. If the open questions of Gazprom are clarified, the Russian gas market share will stabilize in Europe. The actual pricing power of Gazprom and Statoil will then lead to the fact that both companies will have no interest in waiving the world market LNG market prices for their pipeline gas supplies in Europe if they do not lose market shares.

(9) As LNG supply areas for a German LNG import terminal, numerous regions / delivery countries are eligible, which are individually highlighted.

(10) The necessity for a new LNG import terminal structure is due to the following reasons

- Due to EU liberalization, the established supply structure has been lifted and the diversification of natural gas suppliers and supply points is drastically reduced in the German natural gas market by 2028.
- The suppliers take control of the supply and should be motivated to enter the market.
- There are only a few supply areas for new pipeline gas supplies to Germany, while many LNG supply areas worldwide and international trade are available from LNG.
- Security of supply has been identified as a key issue by the EU Commission, while in Germany the responsible BMWi is confident in market forces.

It is explained why the neighboring LNG terminals in northwestern Europe will not contribute significantly and securely to the supply of the German natural gas market in a 10-year perspective neither from the viewpoint of the producers nor from market view.

(11) The chances are presented of how renewable natural gas in the heat and transport market can make a significant contribution to the energy transition, whether through intensive use of bio natural gas or power to gas. In the long term, bio natural gas and renewable natural gas from renewable energy from countries, rich in wind and solar, can provide an attractive basis for the import of renewable LNG via a German LNG terminal.

(12) The LNG bunker volumes for maritime shipping will increase to 172,400 t / a by 2030. As a result, maritime shipping together with land-based freight transport will in future form a strong pillar of the LNG demand. Through an inexpensive LNG import terminal solution on the German North Sea coast, the LNG bunker quantities for maritime shipping in Germany will be economically attractive compared to procurement via the GATE terminal provided.

The question is whether the LNG supply of direct industrial customers at the location of an LNG terminal is of strategic importance due to low energy costs. An adjacent LNG terminal is not a strategic improvement and is not associated with a significant reduction in gas procurement costs.

Today natural gas with higher C2 + content can serve as a raw material for the petrochemical industry - especially as a feedstock for crackers - in competition with Nafta as an alternative raw material. For LNG as a feedstock, there is an energetic advantage compared to gaseous natural gas, provided that the separation of the C2 + fractions takes place fractionally during re-gasification. The potential for the non-energy use of fossil fuels is about 233 TWh in Germany, a multiple of the C2 + quantity expected from an LNG terminal.

(13) In principle, LNG import infrastructures are subject to European grid regulation as part of the natural gas transport networks. An LNG import infrastructure must be made available to third parties for use, non-discriminatory and transparent. These regulations are also applicable to a FSRU solution.

According to § 28 a EnWG, new infrastructure investments can be exempted from certain provisions of access for third parties, in particular ownership decoupling, access for third parties, price transparency and tariff regulation, but only under defined concrete conditions.

In the German natural gas market there are two market areas, NCG and Gaspool. For an LNG import infrastructure, the connection to the NCG market area or the Gaspool market area or both can be realized depending on the location of the natural gas transport network. However, the amendment of the NZV gas in the summer of 2017 has resulted in the merger of the two market areas as of 1.4.2022, thus eliminating the additional transport costs between the market areas.

(14) Security of supply is an issue that plays an important role in the various stages of energy and natural gas supply. Here, we limit ourselves to the level of natural gas imports respectively procurement. A new LNG import infrastructure contributes to security of supply insofar as it leads to access to new gas supply regions, a new grid feed-in point and, as a rule, new suppliers.

In its Security of Supply (SoS) regulation, the EU Commission has created uniform SoS standards for the member countries in 2010. Today the German natural gas market fulfills all the criteria of the SoS regulation. In 10 years, in 2028, the German market may miss the criteria from today's point of view.

(15) The EnWG regulates the security of supply in the electricity market pursuant to section 13 (1). A corresponding regulation for natural gas is missing in the EnWG § 13.

The security of supply with natural gas is always an issue, since, unlike electricity, natural gas is predominantly imported, to a large extent even from Russia. But there is no legal definition of who is responsible. The background for this situation is the BMWI's assessment that there is no need for action.

(16) The EU Commission underlines the importance of LNG import infrastructures. These contribute decisively to security of supply and failure, competitiveness and sustainability. The Commission is prepared to significantly subsidize the construction of LNG infrastructures, especially on a European scale, through lost grants. The EU Commission accepts regulatory requirements in the member countries that costs of LNG import terminal infrastructure as a measure of security of supply are passed on to consumers as part of grid costs.

(17) Such a regulatory element would significantly facilitate the construction of an LNG import terminal in Germany and decouple it from current prices in the world LNG markets.

DG Energy, BNetzA, market area managers and gas network operators were referred to the lack of regulation of the supply security in the EnWG. It was denied by all parties that a long-term booking of LNG terminal capacities within the framework of the price regulation could be transferred to the network customers in Germany.

The open question of security of supply in Germany has repeatedly led to demands on the BMWi by various associations as well as the policy of taking regulatory measures. In December 2015, several expert opinions culminated in a benchmark paper issued by the Federal Ministry of Economics and Technology. In this, the foundation was laid for some mechanisms, such as the so-called long-term options (LTO). These are short-term measures within existing structures. They cannot trigger any new investments.

(18) The mains connection of the LNG terminal is governed by the regulations of the EnWG. OGE has offered a fixed capacity of 10 million kWh/h for the Etzel site without grid expansion by letter dated 26.7.2017. At present, the full capacity of the re-gasification of an LNG terminal in Wilhelmshaven in the national transport system could be claimed for feed-in and does not require grid expansion.

(19) For the financing of LNG import terminal infrastructure two financing alternatives can be considered, the internal financing of the owners or a project financing. The latter was considered in the light of EU grants from the CEF program and borrowed from the EIB.

(20) Important elements of a marketing strategy are

- Terminal operating company which plans, approves, builds and operates the terminal and markets terminal capacities
- Identification of experienced operators / organization of an operator organization
- If necessary, private equity as investors
- Identification of producers, importers and traders who book the terminal capacity in the long term (20-25 years) and, if necessary, also act as shareholders of the terminal company
- Open Season process
- Provide political support, possibly market-based incentives for security of supply

The question is why producers or suppliers of LNG should take the risk of long-term capacity booking? First and foremost is the direct access to the German market, the largest gas market in the EU. In contrast to other national natural gas markets, there are many potential customers in Germany, in addition to numerous traders, many large gas suppliers, a large number of regional utilities and nearly 1,000 local gas suppliers.

The German market is fully liberalized, so that a new supplier, whether as a supplier at the LNG terminal or as a trader to the Hubs NCG and Gaspool, can access all customers and sales sectors. The German market plays a prominent role in the European energy market, because the German gas market has always been a competitive market, private investors have developed the gas market and competed for customers, private investors invested numerous gas transport networks and local gas suppliers are private or municipality owned. Domestic and foreign investors can build, operate and market an LNG terminal in Germany. The open, privately organized market access in Germany has led to the fact that the German natural gas market became a preferred location for large European transport and transit lines, in which foreign companies participated. These conditions resulted in large transit pipelines and also in large export contracts to neighboring gas markets. The German natural gas market also has a unique feature in the number of natural gas storage facilities and storage operators in Europe. The storage market is minimally regulated. Substantial storage capacities, which are not booked on a long-term basis, are available to market participants on a competitive and non-discriminatory basis, so the producers and LNG traders themselves can act as gas suppliers in the German natural gas market or in neighboring markets and can offer tailor-made products.

In spite of all the above-mentioned advantages, the current price situation of the world LNG market, which is above prices at the European and German hubs, will be a major obstacle.

In the marketing strategy for an LNG terminal, there is a fundamental position of points. Either an LNG import infrastructure pursuant to Article 28a of the EnWG is exempted from EU regulation and the access of third parties (nTPA) or this exemption is generally waived (rTPA). The advantages and disadvantages are presented.

(21) An approach for a FSRU terminal with the following elements is proposed

- Project initiators found NewCo; Capital increase and expansion of the shareholder group according to project progress
- Terminal company NewCo develops, plans, builds and operates the terminal infrastructure, especially refurbishment, if necessary construction of the jetty, and the relevant infrastructure at the jetty
- NewCo concludes usage and service agreements.
- NewCo acquires at a fixed price or time charters (10/15/20) years as specified from a shipyard, delivered and ready-to-ship FSRU.
- NewCo is running Open Season for terminal capacities and is concluding Terminal Usage Agreements, as well as shareholder agreements.
- NewCo markets free terminal capacity, capacity reserves and unused slots.
- NewCo is not a LNG trader but a service provider for LNG terminal functions.

An important prerequisite for the further proceeding is the acquisition of investors for NewCo.

For Terminal Usage Agreements, the principles to be applied are elaborated.

The timetable provides for commissioning in the summer of 2021.

For the success of an LNG terminal project, a minimum of political support is needed, even if the project is supported by private investors. A new LNG infrastructure will contribute to diversification and supply security for the entire industry.

(22) For the optimal location on the German North Sea coast, three terminal configurations are examined, a large and a medium-sized land-based terminal and FSRU terminal.

General requirements for a terminal are, in particular, the placing and placing of LNG tankers with a volume of 145,000 to 266,000 m³, unloading at a rate of 9,000 to 13,000 m³ / h and storage of the LNG in a pressure or atmospheric storage with a volume of 170,000 to 600,000 m³ of the refrigerated liquid natural gas, loading of bunker anchors between 1,000 and 15,000 m³ LNG or alternatively re-gassing at an export pressure of approx. 100 bar for grid feeding. Due to the energy-intensive re-evaporation, optimization is desired, for example, by using waste heat.

LNG terminal systems require adequate safety distances to adjacent systems, among other things because of the heat and pressure load in the event of a potential malfunction.

In recent years, FSRU solutions have been increasingly used worldwide. In view of the many advantages and disadvantages of land-based systems, the advantages of FSRUs stand out due to standardization, short construction times and low investment. FSRUs show higher OPEX, but the CAPEX is significantly lower.

For the three terminal configurations, large and a medium land-based terminal as well as the FSRU technology, concrete requirements were presented.

(23) Potential sites on the German North Sea coast were analyzed

- Emden
- Wilhelmshaven

- Bremerhaven
- Brunsbüttel
- Stade

Critical selection criteria that resulted in the exclusion were

- Shipping and nautical conditions (motoring, berth, special features)
- Location (area, security, feeder, waste heat utilization, expansion option)
- Connection of natural gas network (distance to gas network, need for capacity expansion of gas transport network, option for further expansion, access to the gas market)

Relevant criteria were

- Small Scale LNG Services (bunker vessel and LNG tank truck and tank wagon)

Less relevant criteria were

- Access to underground storage
- Industrial gas sales at the terminal

(24) The potential sites were analyzed and compared with respect to the selection criteria. The results were discussed with the relevant port operators with regard to the advantages and disadvantages as well as the chances of realization.

All sites identified at the potential analysis on the German North Sea coast potentially offer the possibility of an LNG import terminal. Under the default, select the most appropriate location for such a project, but were excluded from the studied sites Emden, Bremerhaven and Stade from further analysis because one or more critical conditions for economic and timely settlement of an LNG terminal inadequate were met.

The remaining locations in Wilhelmshaven and Brunsbüttel basically fulfill the essential criteria and are most suitable for the construction of an LNG terminal. For the final selection of the most optimal location, the respective degree of fulfillment of the initially defined selection scenarios and selection criteria per location was decisive.

It was found that the locations in Wilhelmshaven are better in comparison with Brunsbüttel's critical success factors "nautical", "location" and "lead connection". In the "Small Scale Supply" Brunsbüttel offers advantages over Wilhelmshaven.

In sum, the analysis shows the advantage of the location Wilhelmshaven for the construction of an LNG terminal on the German North Sea coast.

On the basis of the analyzed factors, the floating terminal solution in Wilhelmshaven (for example at the NWO site) seems to offer the better prerequisites for a land-based solution. It fulfills the requirements to a large extent, above all, for the supply of the German natural gas market.

Since substantial throughput volumes are destined for the natural gas market, this is essential for the profitability of the terminal. Also the maritime Small Scale LNG supply is commercially well fulfilled by a FSRU.

(25) At the end of the site analysis, the FSRU concept for Wilhelmshaven was specified more technically and, in terms of investment and operating expenditures, the land-based terminal solutions were compared.

The CAPEX and OPEX estimates are based on the following data sources:

- Agency for the Cooperation of Energy Regulatory Authorities (ACER); Report "Gas Infrastructure" of 23.07.2015
- Information on comparable LNG terminal projects, data from manufacturers and cost analyzes by Merkel Energy GmbH.

(26) The throughput tariff for a FSRU solution in Wilhelmshaven was estimated. For the construction costs, an external financing of 70% and 30% equity was assumed at usual interest rates for infrastructure projects.

As a result, the price for terminal use is in the range of 1.1 to 1.2 EUR / MWh. This tariff was applied uniformly for the LNG loading of bunker anchors and for the re-gasification for grid feeding.

In comparison with other European countries, this is the price for an inexpensive LNG terminal and fulfills the desired characteristics for the German LNG import terminal, which takes the price leader in North West Europe.

The conclusion of the site analysis is, that FSRU technology offers an optimal alternative for the supply of the natural gas and small scale LNG market. On the basis of cost analysis for capital and operating expenses, it can be shown that a FSRU in Wilhelmshaven is a marketable solution.

(27) The interest of market participants in an LNG terminal project in Germany was explored. For this purpose, a first location-specific assessment was obtained for Wilhelmshaven. 25 potential stakeholders were addressed, global natural gas and LNG producers, LNG traders, natural gas importers, large natural gas traders as well as financial investors and fuel traders. The aim was to determine whether the analysis and the proposed concept for the project is a viable option for stakeholders, or if additional requirements arise.

The project attracted a lot of interest. The majority of the potential stakeholders were interested in the analysis and a non-binding consultation with the project and were prepared to give feedback on the concept and a possible commitment. There is an interest both of infrastructure operators, producers and importers. The discussions and presentations did not lead to additional requirements for the concept of an LNG import terminal infrastructure.

(28) For the success of an LNG terminal project, it will be important to clarify the regulatory environment and to make certain improvements and, on the other hand, to support the project politically. Flexibility, which leads to increased diversification of the infrastructure and suppliers, must be rewarded.

The implementation prospects are to be seen against the background of the challenges of current prices in the world LNG market and the European gas hubs. But from an energy policy perspective and from a strategic perspective, an LNG import terminal infrastructure in Germany should now be decided.

The realization opportunity for the LNG import terminal infrastructure is critically dependent on the establishment of a powerful project structure, equipped with personnel and funding adequately. The project company should acquire and bind the stakeholders for the investment and use of an LNG import terminal, political promotion and implement the project concept.

(29) In the focus of the observation of a LNG- distribution-infrastructure at the German North Sea Coast are the biggest ports of the region, concerning the seaside turnover of goods.

These are:

- In the Germany country Lower-Saxony with the locations Brake, Bützfleth, Cuxhaven, Emden and Wilhelmshaven
- In the German country Schleswig- Holstein the port Brunsbüttel
- In German country Bremen the ports Bremen and Bremerhaven and
- The port Hamburg this includes the German country Hamburg

(30) On the basis on a detailed quantitative analysis of the seagoing freighters at the above-mentioned locations with their connections especially with

- Port turnover-prognosis until 2030,
- Source and destination relationship of seagoing traffic
- Empirical calculated concerning fleet- and ship-size-specific output-, fuel consumption and capacity figures of the ship-engines
- Market orientated assumptions of the bunkering behaviour in the concerning sea-regions for the corresponding ship-segments
- Actual developments on the market for Ships new building and modifications with LNG- drive as a qualitative supplement and plausibility and
- Remarks and industrial expertise from interviews

This results in an authoritative development of the LNG-bunkering demand in the period of observation. In addition to that, this observation completed by possible LNG demands of the road transport in the above mentioned German Countries as well as an appreciation of LNG use in the industry.

(31) The quantitative and qualitative evaluation of the LNG demand at the German North Sea Cost, in the small-scale scope was completed by the reworking of the basic condition in connection to the use of LNG basically in the maritime traffic. In this respect the focus is understood on essential success-critical connections for a successful LNG market-launch or development.

(32) In this context among others actual guidelines and rules on international, national and federal level and in excursion to the fundamental compliance possibilities to fulfil international rules and the consideration of available bunker-technologies in the maritime traffic. To not be underestimated for the maritime LNG market, is the adoption of the reduction of the maximum sulfur-share in ships-bunkering out of the SECA locations by actual still 3.5 % to 0.5 % beginning from 2020.

(33) Task of the done observation is not primarily the ongoing sensitization of the public, but the empirical founded deduction of the approach and development focuses of the LNG bunker- and fuel markets at the German North Sea Cost to arrange a strategy for an investment basis for an LNG infrastructure. On the other side potential Users of the LNG for the supply in the corresponding harbour-locations.

(34) It could be worked out that the portion of the harbour-calls by LNG driven freighters at the analysed locations up to 2030 step by step yearly by an average of 6 % increase. Depending on the actual fleet- and sea-location-structure in the ports which the freighters are called and in this respect especially its specific SECA share the value varies between the examined locations in the range of approx. 4 -9 % per year.

(35) The status quo is that only a small portion of ships in the ports of the German North Sea coast in the future are bunkering LNG. All in all, the demand of LNG- bunkering of examined locations until 2030 yearly by approx. 176 k tons LNG. The LNG bunker requirements until 2020 is rising by yearly approx. 27 k tons which is not a significant market volume but forecasts for 2025 shows a significant growth in LNG-fuel-consumption on approx. 124 k tons p.a.

(36) For the time being the ports of Hamburg and Bremerhaven create the quantitative most demand of bunkering for the maritime traffic with conventional bunker oils at the German North Sea Coast. This tendency is shown for the LNG bunkering market in the examined region, too. The portion for both the locations for the total yearly bunkering demand at the German North Sea Coast increases between 2020 and 2030 by a little bit less as 2/3 to approx. 3/4.

(37) In comparison with other available ship fuels, LNG will on a long perspective in the examined region only have a small market smaller market share. Same is valid for the importance of Germany as a LNG bunker market worldwide. Market analysis and industrial expertise foresee until 2030 on a raise of the global LNG- demand by the maritime traffic on approx. 30 Million Tons p.a. up to 50 Million tons.

(38) With approx. $\frac{3}{4}$ of the yearly LNG sales volume until 2030 of the maritime traffic of the examined locations most of the demand by bunkering-processes with more than 500 tons figured out. The bunkering concept for the LNG-bunkering-segment is the ship-to-ship procedure. Only a small portion of the LNG demand at the total German North Sea Coast will be produced by bunkering procedures with less than 200 tons each.

(39) As total amount of the LNG- bunkering procedures in the ports of the examined region until 2020 increases only a little bit in comparison to the status quo there will by more than 500 ship-bunkering-procedures with LNG until 2030 expected. The portion of bunkering-procedures with a demand of less than 100 tons LNG amounts in long- term observation approx. 2/3. For this LNG bunkering segment is the bunkering concept Truck-to-ship-bunkering predestine.

(40) With the erection of LNG-import-facilities at the German North Sea Coast striving for an added installation of LNG-loading-facilities for the services for sea- as well as shore-based LNG-small-scale-demand. In comparison to the actual supply of the regional LNG bunkering demand (mainly by the initial point Rotterdam) it is possible that with this procedure tremendous advantages can be generated due to transportation-distance and cost. It is expected that by a corresponding LNG-distribution-infrastructure (e.g. with the initial point Wilhelmshaven) the service price for the end-user in comparison to the status quo will be deducted by one fifth.

(41) By the assumption that in Wilhelmshaven as in Brunsbüttel too LNG import and corresponding distribution capacities will be erected, it could be foreseen that due to the given supply-specific transportation- distance advantages two LNG-supply-cluster at German North Sea Coast are available. In Brunsbüttel mainly the service demand for the ports at the Elbe are fulfilled. In addition to that, Brunsbüttel also serves the NOK with its potential induced maritime LNG demand is optimal guaranteed. The location Wilhelmshaven connects distribution-strategy-advantages for the additional ports in the examined area. It can be stated that both these locations regarding to the transport distance have advantages in comparison to a supply of a German North Sea Coast by LNG from Rotterdam.

(42) It will be expected that the establishment of LNG-drives for the German road-traffic-market will go on with a lower dynamic. Initiatives and market-developments for instance in the Netherlands confirm this assumption. Nevertheless, the road-traffic foresee tremendous effect on the demand in case of a successful penetration of the market. Based on a quantitative analysis concerning the development of the German road- traffic until 2030 can be shown that one percent each in the market-penetration of the LNG for the truck-drive-technologies respectively road-traffic within the German Countries at the North Sea Coast create a demand of approx. 26k tons p.a. This is 20% of the long-term LNG-demand in the road-traffic in Germany.

(43) As well as LNG-road-tanker and bunkering ships will dominate in the future the supply-chains for the supply of the regional LNG-demand. A supply of the locations at the German North Sea Coast by

LNG-tank-wagons coming from Wilhelmshaven or Brunsbüttel are no adequate modal logistic-solutions because the transport-distances are too small. The supply of a potential LNG-demand with corresponding quantity of sales for a Port-hinterland more far away, for instance the south-west German states or in the connected German neighbour-countries by LNG-tank- wagons would be a solution.

(44) In the responsibilities in the German Countries respective port-locations within the examined area the bunkering of the maritime traffic will be handled mainly by the corresponding port-rules and conditions and security based laws. The regulations don't contain general, flashpoint-specific bunkering-regulations or specific sections for LNG in all ports nowadays. However, in locations it is possible to communicate with the corresponding port-authority to achieve special exceptions for LNG-bunkering-procedures. It is expected that due to special exceptions gained knowledge for LNG-bunkering-procedures to achieve a permanent valid law. This is across locations a procedure with an increasing routine and process-standardizations.

Ausgangslage und Zielsetzung

1 Ausgangslage

Eine LNG Importterminal Infrastruktur in Deutschland ist eine bedeutende Investition, die nur nach den Regularien der europäischen Energiemarktregulierung stattfinden kann. Sie ermöglicht den Zugang zu neuen Lieferquellen für den deutschen Erdgasmarkt und den Zugang zu LNG für den wachsenden Einsatz im maritimen und terrestrischen Transport. Im Prinzip kann LNG für den Transportsektor auch durch Verflüssigung von Erdgas aus dem Leitungssystem stattfinden. Ein Zugriff auf LNG auf dem Weltmarkt ist wirtschaftlich attraktiver und daher üblich. Es ist zu analysieren, wie sich die Nutzung einer LNG Terminalinfrastruktur auf den Transportsektor, eine lokal vorhandene Industrie als Direktkunde und den deutschen Erdgasmarkt verteilt. Obwohl Deutschland der größte europäische Erdgasmarkt ist, sind alle Projekte zum Bau einer LNG Importinfrastruktur in der Vergangenheit nicht realisiert worden.

Mit der Liberalisierung des deutschen Erdgasmarktes sind die langfristigen leitungsgebundenen Lieferverträge mit Ölpreisbindung zwischen Lieferanten und Abnehmern weitgehend neuen, modifizierten und kurzfristigen Verträgen auf Basis von Marktpreisen, die sich nach Angebot und Nachfrage im Großhandel bilden, gewichen. Die alten Marktstrukturen wurden in den letzten 20 Jahren nachhaltig aufgebrochen und durch einen dynamischen Wettbewerb im Gasmarkt ersetzt.

Der diversifizierte Erdgasbezug in den 90er Jahre und noch Anfang der Jahrtausendwende mit Erdgaslieferungen aus verschiedenen Aufkommensgebieten und einer größeren Zahl von Lieferanten aus Russland, Norwegen, Niederlande, Dänemark, Großbritannien und heimischer Förderung hat sich inzwischen schrittweise konzentriert und wird in Deutschland in wenigen Jahren auf zwei Aufkommensregionen und Spotgaslieferungen aus den Nachbarländern schrumpfen.

Die wachsende Konzentration stellt eine ernsthafte Herausforderung für den liberalisierten Markt dar, da in zehn Jahren einer Vielzahl kleinerer und mittlerer Versorger zwei Produzenten gegenüberstehen werden. Die ab etwa 2010 in Deutschland etablierten Großhandelsmärkte sind zentraler Absatz- und Beschaffungsmarkt für die Marktakteure geworden. Anders als am Strommarkt wird Erdgas jedoch nicht vorrangig national erzeugt, sondern importiert. Insofern hat sich der deutsche Erdgasmarkt in eine starke Abhängigkeit von wenigen Produzenten begeben. Im Gegensatz zu der alten Marktstruktur richtet sich im liberalisierten Markt der Gaspreis nach Angebot und Nachfrage und nicht mehr am Ölpreis.

Die steigende Abhängigkeit von wenigen Produzenten hat jedoch nicht nur Auswirkungen auf die Preissetzung von Erdgas und in Folge auf die Wettbewerbsfähigkeit der mit Erdgas versorgten Industrie, Kraftwerke, Gewerbe und Millionen Haushaltskunden in Deutschland sondern in ganz Europa. Die europäische Kommission setzt sich mit dieser Problemstellung auseinander. Dies führte u.a. auch zur Errichtung von subventionierten LNG Importterminal Infrastrukturen.

Neue LNG Importinfrastrukturen sind daher nicht nur unter Marktaspekten zu analysieren, sondern vorrangig unter strategischen Aspekten und der Frage, wer kommt als Investor für die LNG Importterminal Infrastruktur in Frage. Eine Diversifizierung der Erdgasimporte könnte helfen, die Entstehung von monopolartigen Anbieterstrukturen zu verhindern und somit die Wettbewerbsfähigkeit des heimischen Großhandelsmarktes zu gewährleisten.

Dies erfordert ein politisches Umdenken weg vom „Status Quo“. Denn in Deutschland hat man trotz der absatzseitigen Liberalisierung ordnungspolitische Eingriffe zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, der Preiswürdigkeit von Importerdgas und der Pluralität der Lieferanten unterlassen, obwohl der Gestaltungsspielraum der Importeure unter der alten Marktstruktur entfallen ist. Andere europäische Länder sind auf diesem Gebiet Vorreiter und haben durch relativ einfache und

ökonomische Regulierungseingriffe die Bereitstellung von LNG Importstrukturen für die Versorgungssicherheit bewirkt.

Der neue Klimaschutzplan der Bundesregierung¹ geht von einer zurückgehenden Bedeutung von Erdgas als fossiler Brennstoff aus, sodass sich die Frage stellt, soll in neue LNG Importterminal Infrastruktur investiert werden. Einerseits soll eine neue LNG Importinfrastruktur eine angemessene Diversifizierung in den nächsten 20 Jahren ermöglichen. Andererseits sollte sie langfristig auch den Import von erneuerbarem Erdgas ermöglichen als Ersatz für fossiles Erdgas. Diese technologische Alternative wird im Klimaschutzplan der Bundesregierung nicht ausreichend gewürdigt. Denn dieser unterstellt nicht nur eine hochgradig regenerative Stromerzeugung, sondern auch einen Ersatz fossiler Energien im Wärmemarkt und Transportmarkt durch zusätzliche regenerative Elektrizität, ohne die reale Machbarkeit auch nur ansatzweise zu verifizieren (Stromgeführte Energiewende). Der Aspekt des Importes erneuerbaren Erdgases in Form von LNG wird daher dargelegt.

LNG war in der Vergangenheit ähnlich wie Pipelinegas von langfristigen Lieferverträgen mit festen Erzeugungs- und Lieferorten geprägt. Anders als beim Import über Leitungen ermöglicht LNG theoretisch die flexible Lieferung von Erdgas von jedem Erzeugungsort zu einer Vielzahl von Lieferorten. Diese Flexibilität wurde in den 90er Jahren schrittweise eingeführt. Seit 2011 gibt es einen wachsenden weltweiten LNG Spotmarkt, der je nach Preisniveau Cargos weltweit allokiert.

Diese Entwicklung in den vergangenen Jahren bietet die Grundlage, für eine physische Diversifizierung der deutschen und europäischen Erdgasimporte. De facto wird in anderen europäischen Ländern LNG bereits als Transportmittel für diversifizierte Erdgasimporte genutzt. Vor allem in Südeuropa trägt LNG wesentlich zur Erdgasversorgung bei. Allein in 2015 standen europaweit Wiedervergasungskapazitäten für knapp 50% der gesamten europäischen Erdgasbezüge zur Verfügung.

Allein in direkter Nähe zum deutschen Markt liegen vier LNG Importterminals (Rotterdam, Antwerpen, Dünkirchen und Świnoujście). Diese sind mit Ausnahme des polnischen Terminals in das westeuropäische Übertragungsnetz integriert und erlauben im Prinzip die Belieferung des deutschen Erdgasmarktes.

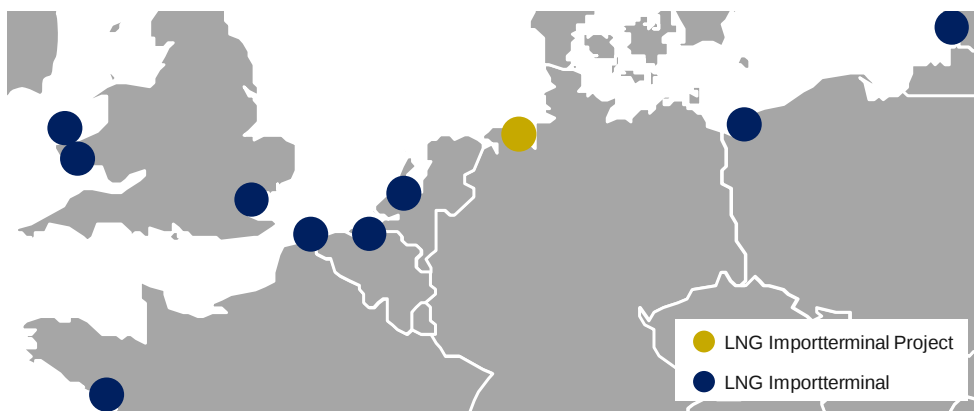


Abbildung 1: Übersicht relevanter LNG Infrastrukturen in direkter Nähe

Jedoch stehen die europäischen Importterminals vor der Herausforderung der aktuellen Marktlage in Europa und auf den globalen Erdgasmärkten. Durch den Rückgang der europäischen Absatzmengen seit 2011 und das hohe Preisniveau in Asien, ist die Nutzungsrate der LNG Importterminals europaweit gering. Selbst bei einem massiven Wachstum der LNG Importe wären die bestehenden Kapazitäten kaum ausgelastet.

BMU 2016

Allein das in das deutsche Erdgasnetz eingebundene GATE Terminal hatte 2015/2016 nur eine einstellige Nutzungsrate.

Vor diesem Hintergrund ist eine plausible Antwort auf die Notwendigkeit einer zusätzlichen Infrastruktur zu liefern und aufzuzeigen, dass interessierte Investoren unter bestimmten Voraussetzungen bereitstehen, ein solches Investment zu stemmen.

An der deutschen Nordseeküste bieten sich verschiedene Standorte als Standorte für eine LNG Infrastruktur an. Diese bieten unterschiedliche Vor- und Nachteile. Sinnvollerweise sollte ein optimaler Standort identifiziert und ausgewählt werden. Dazu sind die entscheidenden Kriterien zu identifizieren und letztlich zu bewerten.

Parallel zu der Versorgung des deutschen bzw. europäischen Erdgasmarktes wird LNG seit ein paar Jahren als Treibstoff im maritimen und terrestrischen Schwerlastverkehr eingesetzt. Die umweltfreundlichen und wirtschaftlichen Eigenschaften versetzen LNG in die Lage, eine Transformation im Transportsektor zu bewerkstelligen. LNG hat wegen seiner hohen Mengenverfügbarkeit das Potenzial einer Substitution umweltbelastender Treibstoffe im großen Maßstab.

Die Entwicklung von LNG als Treibstoff im maritimen Transportsektor nahm ihren Anfang im Norwegen. In der Zwischenzeit sind auch in Europa und in Amerika verstärkt LNG angetriebene Schiffe in Betrieb genommen worden. 2016 waren weltweit ca. 80 Fahrzeuge operativ, weitere über 100 Schiffe geordert.

Das Wachstum ist stark hinter den Erwartungen zurückgeblieben. Prognostizierte DNV GL 2014 noch ca. 1.000 Schiffe bis 2020 mit LNG Kraftstoff, so erwartet DNV GL inzwischen nur noch ca. 600. Für die zögerliche Kraftstoffumstellung gibt es eine Vielzahl an Gründen: Fehlende Infrastruktur, Ölpreisverfall, fehlende oder uneinheitliche Regulierungen und Standards, erhöhter Tankvolumenbedarf, etc.

Auch wenn die aktuelle Marktpenetration von LNG angetriebenen Schiffen noch gering ist, wurde mit Einführung der ECA-Zone 2015 in der Nord- und Ostsee, der Reduktion der zulässigen Schwefelemissionen ab 2020 in der weltweiten Schifffahrt sowie dem starken Engagement in den unmittelbaren Nachbarländern wie Skandinavien und Benelux sowie weiteren europäischen Staaten, die Grundlage für eine flächendeckende Nutzung von LNG als umweltfreundlichen Treibstoff gelegt.

Eine ähnliche Entwicklung gilt auch für LNG im LKW-Verkehr. Hier sind in Europa vor allem die Niederlande weit entwickelt. Allein dort sind bisher knapp 20 LNG Tankstellen errichtet und ca. 450 LKW mit LNG Antrieb in Betrieb genommen worden. Auch in Großbritannien, Spanien, Belgien, Italien und in Skandinavien wird LNG im Schwerlastverkehr schrittweise eingeführt. Mit erst zwei aktiven mobilen Tankstellen und wenigen Testfahrzeugen ist Deutschland bisher nur zögerlich engagiert. Doch mit den angekündigten Tankstellenprojekten und ersten LNG angetriebenen LKW kommt langsam Bewegung auch in den deutschen Markt.

Mit einem europaweit entstehenden Tankstellennetz soll die Grundlage geschaffen werden, im Schwerlastverkehr sowohl die gesundheitsschädlichen Stickstoff- und Feinstaubemissionen sowie die klimaschädlichen CO₂-Emissionen zu reduzieren.

Die bedarfsgerechte und preislich attraktive Verfügbarkeit ist neben einem stabilen regulatorischen Rahmen eine wesentliche Herausforderung, um LNG flächendeckend und wettbewerbsfähig gegenüber den angestammten Treibstoffen in der Schifffahrt und im LKW-Verkehr einzuführen.

2 Zielsetzung

Zentrale Aufgabe der Studie ist es, die Marktpotenziale einer LNG-Infrastruktur an der deutschen Nordseeküste, die optimalen Standorte sowie die Bedingungen für eine erfolgreiche Realisierung aufzuzeigen.

Dazu zählen:

- Marktpotenziale für ein nationales LNG Importterminal und die Infrastruktur für die LNG Distribution (SS LNG, sog. small scale LNG) trotz der großen Importkapazitäten in direkter Nähe wie Rotterdam, Antwerpen, Dünkirchen und Świnoujście und des hohen Leerstandes ermitteln
- Anforderungen des deutschen und europäischen Erdgasmarkts an eine LNG Infrastruktur erfassen und ein marktgetriebenes Infrastrukturkonzept entwickeln
- Anforderungen des maritimen und terrestrischen Transportmarkts an eine Small Scale LNG Infrastruktur erfassen und ein marktgetriebenes Infrastrukturkonzept trotz der noch unzureichenden Nachfrage im Transportsektor entwickeln
- Politische und regulatorische Rahmenbedingungen sowie strategische Zielsetzungen entwickeln, mit wichtigen Playern erörtern und in die Entwicklung des Zieldesigns integrieren
- 3-4 geeignete Terminal-Standorte identifizieren und anhand eines Kriterienkatalogs unter Berücksichtigung der obigen Konzepte und der kritischen Erfolgskriterien und Risiken auf einen optimalen Standort verdichten
- Potentielle Investoren für ein Terminalprojekt hinsichtlich Konzeptvalidierung und Engagement als Investor ansprechen
- Die kritische Masse für SS LNG Infrastrukturen wird ermittelt; auf Basis des maritimen Verkehrs, des Schwerlastverkehrs, der Industrie und Stromerzeugung
- Die Vorteile eines Large Scale LNG Importterminals für die Entwicklung des SS LNG Marktes ermitteln
- Potentielle Investoren in Small Scale LNG hinsichtlich Konzeptvalidierung und Engagement als Investor ansprechen
- Handlungsempfehlungen für den Auftraggeber erstellen

3 Projekt-Scope

Im Rahmen des Projektes werden die Potenziale für die Errichtung einer Large Scale LNG Importinfrastruktur (Importterminal) sowie die Potenziale für die Errichtung einer Small Scale LNG Tank- und Distributionsinfrastruktur für Schiffe, LKW und Industrie analysiert und optimale Standorte identifiziert.

Bei der Potenzialstudie wird zwischen den Potenzialen einer großen LNG Importstruktur und einer kleinteiligen LNG Distributionsinfrastruktur unterteilt. Dies ist allein deswegen erforderlich, weil im Rahmen des TEN-T eine Schaffung der Small Scale LNG Infrastruktur für Schiffs- und Landtransport in den kommenden Jahren notwendig ist und nicht auf die Schaffung einer neuen Large Scale LNG Infrastruktur warten kann.

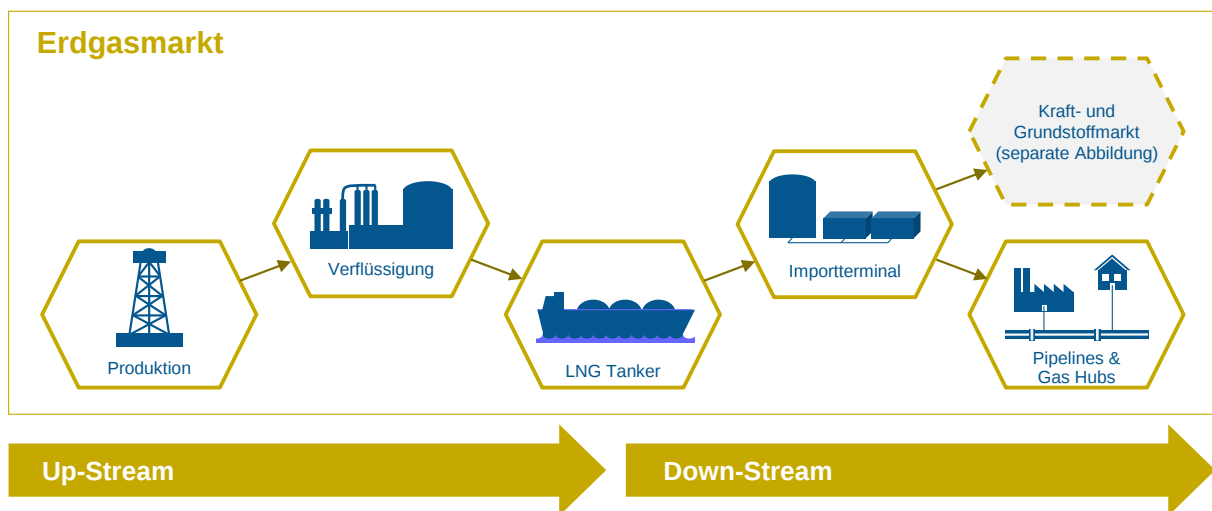


Abbildung 2: Wertschöpfungskette und Infrastrukturen von Large Scale LNG

Eine Large Scale LNG Importstruktur muss zunächst vorrangig als Importterminal für die Aufspeisung des Erdgasnetzes eingesetzt werden. Die Entwicklung des SS LNG Marktes wird Jahre benötigen. Natürlich werden in der Large Scale Infrastruktur bereits von Anfang an die Infrastrukturen wie Break Bulk Terminal für kleine LNG Carrier und Bunkertanker, sowie Truckloading und Loading von Eisenbahn Tankwagen geschaffen. Aber die Wirtschaftlichkeit des LNG Importterminals wird entscheidend von der Netzaufspeisung bestimmt werden. Wie oben ausgeführt, hat dieses Erdgas eine wesentliche Funktion für die zukünftige Gewährleistung der Versorgungssicherheit und der preislichen Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas.

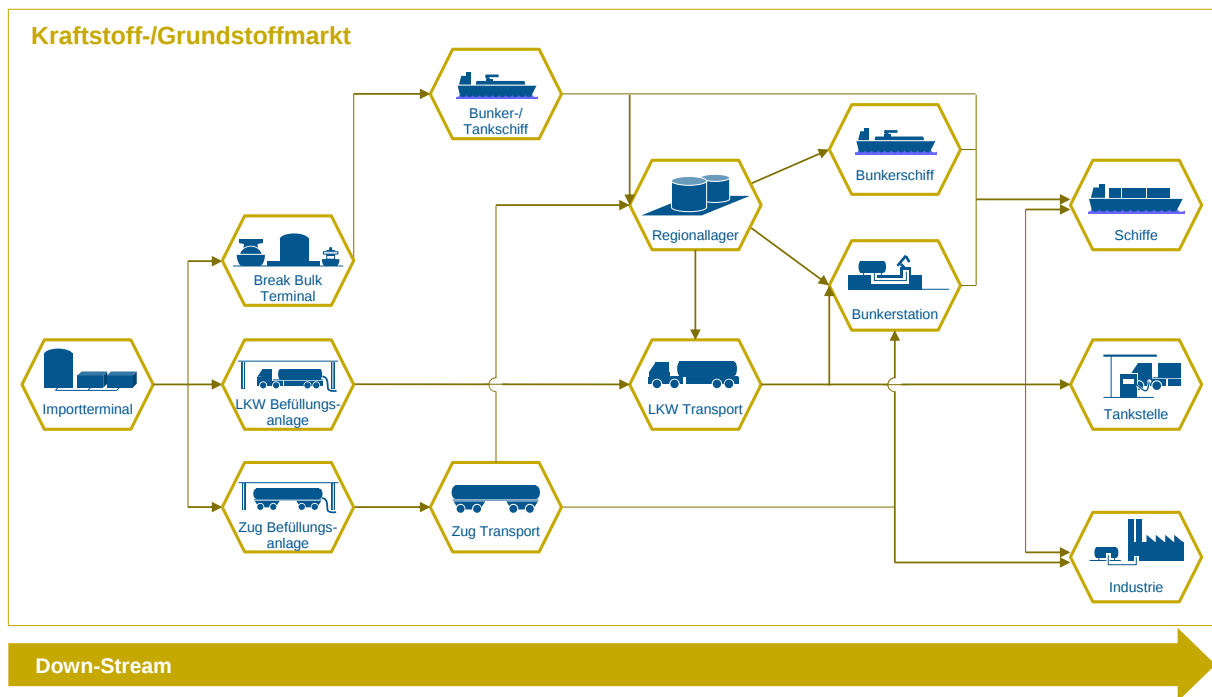


Abbildung 3: Wertschöpfungskette und Infrastrukturen von Small Scale LNG

Auch aus konzeptioneller Sicht ist es sinnvoll die Potenziale, Standorte und Herausforderungen getrennt nach Import und Distribution zu betrachten, da sich die Infrastrukturen hinsichtlich Stakeholder und Marktinteressen, technischer Parameter, Standorte und Logistik massiv unterscheiden. Interdependenzen sind jedoch zu berücksichtigen.

Daher werden die Ergebnisse zum einen für die Large Scale LNG Infrastruktur und zum anderen für die Small Scale LNG Infrastruktur dargestellt.

Die Leistungen für die Potenzial- und Standortanalyse eines Importterminals bestehen aus:

- Strategische Begründung für die Notwendigkeit eines deutschen LNG Importterminals aus Marktsicht und unter Berücksichtigung politischer Versorgungsstrategien auf EU- und Bundesebene sowie weitere Infrastrukturen im benachbarten Ausland
- Identifikation geeigneter Standorte für eine Large Scale LNG Infrastruktur an der deutschen Nordseeküste und Selektion eines optimalen Standorts inkl. detaillierterer Analyse auf Basis erfolgskritischer Kriterien
- Validierung des strategischen Bedarfs inkl. Berücksichtigung der Small Scale LNG Marktes für eine deutsche LNG Importinfrastruktur und der getroffenen Auswahl des optimalen Standorts durch potentielle Stakeholder, u.a. LNG Produzenten, LNG Importeure, Infrastrukturbetreiber/-investoren, regionale und nationale Regulatoren wie Bundesnetzagentur, Wirtschaftsverbände, BMWi etc.
- Identifikation relevanter Erfolgskriterien und wesentlicher Hemmnisse sowie Ableitung von Handlungsempfehlungen

I. LNG Importinfrastruktur

A. Import-Potenziale

1 Marktanforderungen

Als erstes werden die marktseitigen Anforderungen und Kriterien für einen LNG Importterminal an der deutschen Nordseeküste betrachtet.

Da der Erdgasmarkt durch hohe Wettbewerbsintensität geprägt ist, sind wichtige marktseitige Anforderungen niedrige Kosten für den Terminalservice (CAPEX und OPEX), der Anlandung an einem Anleger, Entladung in einen LNG Zwischenspeicher, Abgabe aus dem Speicher, Wiedervergasung und Einspeisung in eine Ferngasleitung oder alternativ das Beladen von LNG Bunkertankern. Ähnliches gilt für die Hafengebühren und Schlepperdienstleistungen.

Es ist vorteilhaft, wenn ein geeigneter Anleger und ein geeignetes Grundstück für die landseitigen Anlagen bereits vorhanden sind.

Da die langfristige Zukunft und Existenz der heutigen deutschen Erdgaswirtschaft durch die Klimaschutzpolitik der deutschen Bundesregierung infrage gestellt ist und damit eine langfristige Investition mit 50 Jahren Abschreibung wie in der Gaswirtschaft bei vielen Anlagen üblich illusorisch ist, dürfte eine Floating Storage und Regasification Unit (FSRU) für einen deutschen LNG Importterminal vorteilhaft sein. Denn eine FSRU kann man beispielsweise nach 20 Jahren im Falle eines Niederganges des Erdgasmarktes in Deutschland in ein anderes Land verlegen und dort wirtschaftlich sinnvoll nutzen. Nur die lokalen festen Investitionen in die Erdgasinfrastruktur wären dann abzuschreiben. Die FSRU Technologie ist durch einige Vorteile gegenüber einem landbasierten LNG Terminal gekennzeichnet, insb. wesentlich niedrigere CAPEX.

Alternativ käme nach 20 Jahren für eine erfolgreiche Energiewende im Erdgasmarkt der Import von erneuerbaren Erdgas in Betracht, das in sonnenreichen Ländern mit preiswertem Sonnenstrom mit Hilfe einer Power-to-Gas (PtG) Technologie produziert und über eine LNG Lieferkette importiert wird.

Ein LNG Terminal sollte umweltfreundlich sein, sicher im Betrieb und zuverlässig in seiner Dienstleistung. Ein niedriger Energieeinsatz für die Wiedervergasung sollte durch Abwärme Nutzung ermöglicht werden.

Angeichts der Größe des deutschen Erdgasmarktes von rd. 80 Mrd. m³ sollte ein LNG Importterminal eine gewisse Größe haben, damit er einen signifikanten Beitrag zur Diversifizierung der Lieferquellen und einen relevanten Beitrag zur Versorgungssicherheit darstellt. Eine Größe von 5 Mrd. m³ wird als eine Untergrenze angesehen, eine Größe von 15 Mrd. m³ Jahreskapazität wird als ebenso vorstellbar betrachtet. Auch dann würde der Importterminal weniger als 20% des Gesamtmarktes darstellen. Ein großer Terminal würde die Mengen einerseits über mehrere Jahre im Markt und nicht unmittelbar aufbauen. Andererseits ist der deutsche Markt mit den Nachbarmärkten in Nordwesteuropa über Verbindungsleitungen verknüpft, sodass verdrängte Erdgasmengen problemlos in Nachbarmärkte abtransportiert werden können und zu keinem substantiellen Preisdruck in Deutschland führen würden.

Eine weitere Marktanforderung ist, die Leistung aus dem LNG Terminal möglichst einfach in das bestehende Erdgas Transportnetz einzubinden, d.h. eine nicht zu lange Anbindungsleitung und nicht zu hoher investiver Aufwand, das bestehende Netz zu ertüchtigen. Eventuelle Leistungsengpässe sind überwindbar, wenn in der Nähe des Einspeisepunktes Erdgas Untertagespeicher existieren, die Erdgasmengen zwischenspeichern können.

Für die erwartete Nutzung von LNG im Transportsektor als umweltfreundliche Alternative für Schiffsbunkeröl und -diesel sowie LKW Diesel ist es erforderlich, dass Bunkertanker in dem LNG Terminal ggfs. an einem separaten Anlegeranlegen können, ohne den Entladeverkehr der LNG Carrier zu beeinträchtigen. Perspektivisch könnte diese LNG Nachfrage im Projektzeitraum erhebliche Mengen und das regelmäßige LNG Beladen von mehreren Bunkertankern bedeuten. Auch für das LNG Bebunkern ist eine wirtschaftlich attraktive Lösung von hoher Bedeutung.

Eine kurze schlagwortartige Zusammenfassung der marktseitigen Anforderungen und Kriterien findet sich in der folgenden Tabelle.

- Niedrige Kosten (CAPEX und OPEX) für LNG Terminaldienstleistung inkl. Landungsbrücke, Hafengebühren, Schlepperdienstleistungen und Netzanbindung und Beladen von Bunkerschiffen
- Nutzung bestehender Infrastruktur
- Umweltfreundlich, niedriger Energieverbrauch
- Kurze Leitung zum Ferngasnetz, nur geringer Netzausbau, Zugang zu Erdgas Untertagespeichern
- Signifikanter Beitrag zur Deckung der deutschen Erdgasversorgungslücke von rd. 210 TWh in 2028
- Beitrag zur Diversifizierung der deutschen Erdgasversorgung
- Attraktive Bedingungen für das Beladen mit LNG von Bunkerschiffen
- Langfristige Perspektive für den Import von erneuerbarem LNG oder spätere Nutzung der FSRU in Drittländern

Tabelle 1: Marktseitige Anforderungen und Kriterien

2 Deutscher Erdgasmarkt

In diesem Abschnitt wird die versorgungstechnische Notwendigkeit einer neuen LNG Importinfrastruktur in Deutschland vor dem Markthintergrund und insb. der rapide sinkenden Diversifizierung und Liefersicherheit des Erdgasaufkommens diskutiert.

2.1 Erdgasabsatz

Der Erdgasabsatz ist in Deutschland in den letzten 10 Jahren um 5% zurückgegangen, nimmt jetzt aber wieder deutlich zu. Die einzelnen Absatzsektoren blieben dabei relativ stabil. Erdgas für die Stromerzeugung und der Einsatz in KWK-Anlagen hat entgegen vieler Prognosen als Ausgleich für die Volatilität der erneuerbaren Stromerzeugung nicht zugenommen. Trotz niedriger CO₂-Preise nimmt der Erdgaseinsatz in Kraftwerken aktuell wegen steigender Importpreise für Kohle deutlich zu.

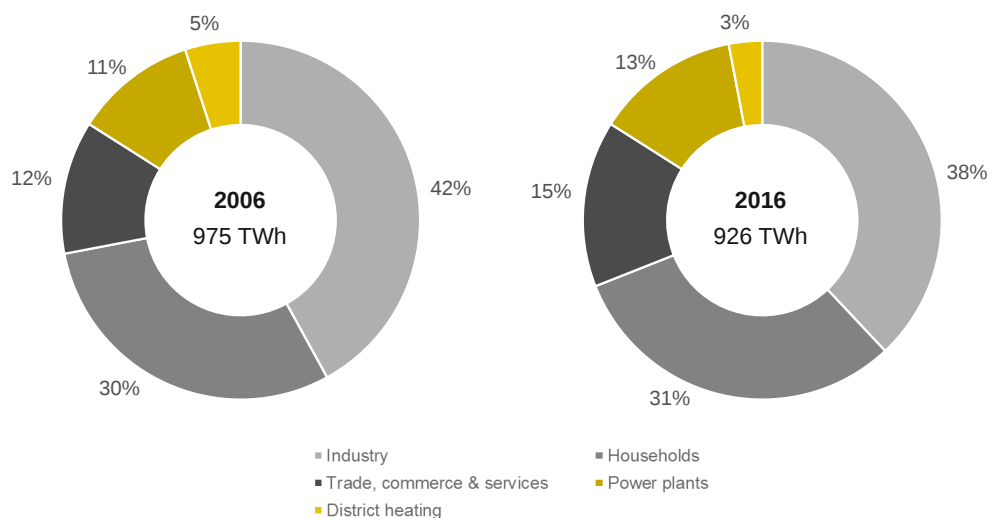


Abbildung 4: Deutscher Erdgasabsatz 2016 im Vergleich zu 2006 (Quelle BDEW)

Die langfristigen Absatzprognosen für den Erdgasmarkt sind früher von den integrierten Gasgesellschaften erstellt worden, um die Beschaffung durch ihre langfristigen Importverträge zu steuern und ihren Netzausbau durchzuführen. Dabei gab es erhebliche Abweichungen zwischen Gesellschaften.

Heute werden langfristige Absatzprognosen maßgeblich von der FNB Gas erstellt, da sie den zukünftigen Netzausbau im Rahmen der regulierten 10 Jahresplanung entscheiden. Dies ist ein zentralistischer, deutschlandweiter und einheitlicher Planungsprozess unter der Kontrolle der BNetzA. Als regulierte Branche richtete sich FNB Gas seit dem NEP Gas 2018 nicht nach der Erdgas Marktnachfrage, sondern nach den Vorgaben und Zielen der Politik.

Die aktuellen langfristigen Absatzprognosen für den NEP Gas 2018 der FNB Gas berücksichtigen die gesetzten politischen Ziele.

Entsprechend wurde auch in dieser Studie die aktuelle Absatzprognose der FNB Gas zugrunde gelegt, die auf den politischen Vorgaben aus Brüssel basiert (Das Basis Szenario basiert auf dem Gas-Endenergiebedarf des Szenarios EUCO30) [vgl. EC 2016]. Demzufolge geht der Erdgasabsatz in Deutschland bis 2028 nicht unerheblich zurück.

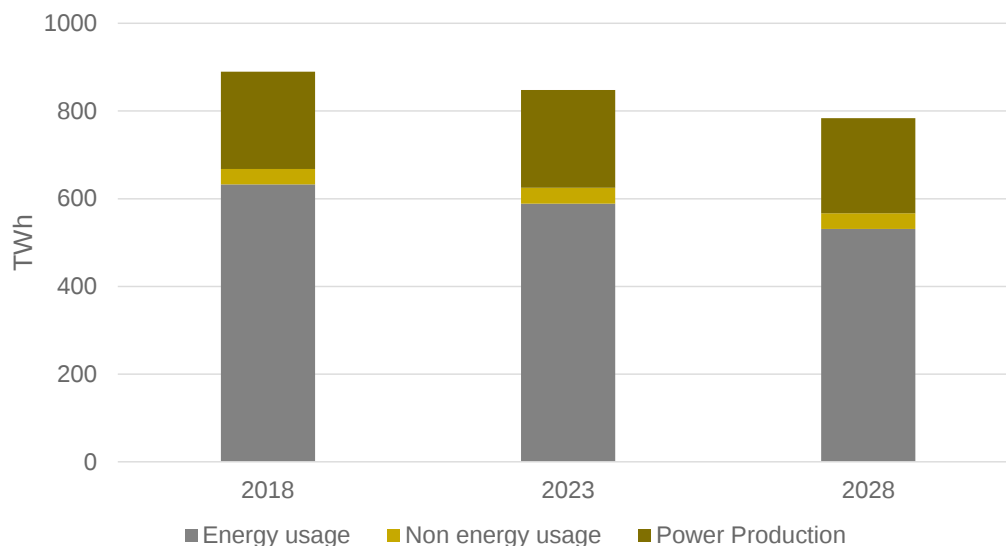


Abbildung 5: Prognose des Erdgasbedarfs in Deutschland (Quelle FNB Gas Szenariorahmen NEP 2018)

Auf einem hohen Niveau und steigend, wenn auch volatil, entwickelten sich die deutschen Erdgasexporte in den letzten 10 Jahren. Als Land in der Mittel Europas und mit offenen Grenzen seit Beginn des europäischen Gashandels in den 60er Jahren hat der deutsche Erdgasmarkt immer wieder erhebliche europäische Transportdienstleistungen auf sich gezogen. Dadurch haben die deutschen Gashändler auch immer eine wichtige Rolle als Erdgas Exporteure gespielt. Es wird angenommen, dass diese Rolle in den nächsten 10 Jahren unverändert bleibt.

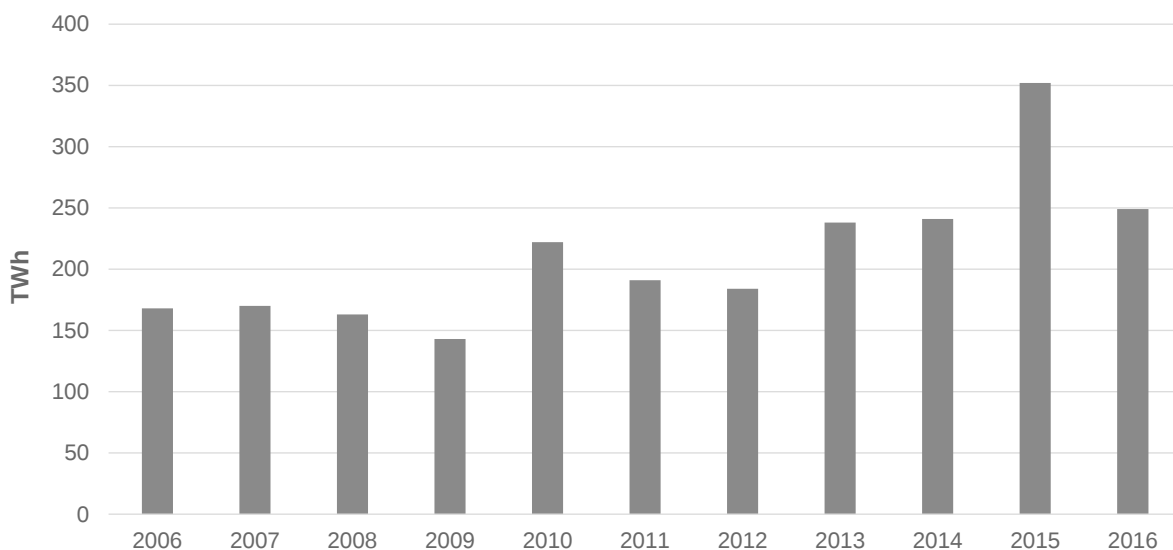


Abbildung 6: Hohe Erdgasexporte Deutschlands aufgrund seiner zentralen Lage in Europa (Quelle BDEW)

2.2 Erdgasaufkommen

Die Summe von Erdgasabsatz und Erdgasexporten resultiert im Erdgasaufkommen, wobei zusätzlich die Gasspeicher Zu- und Abgänge zu berücksichtigen sind.

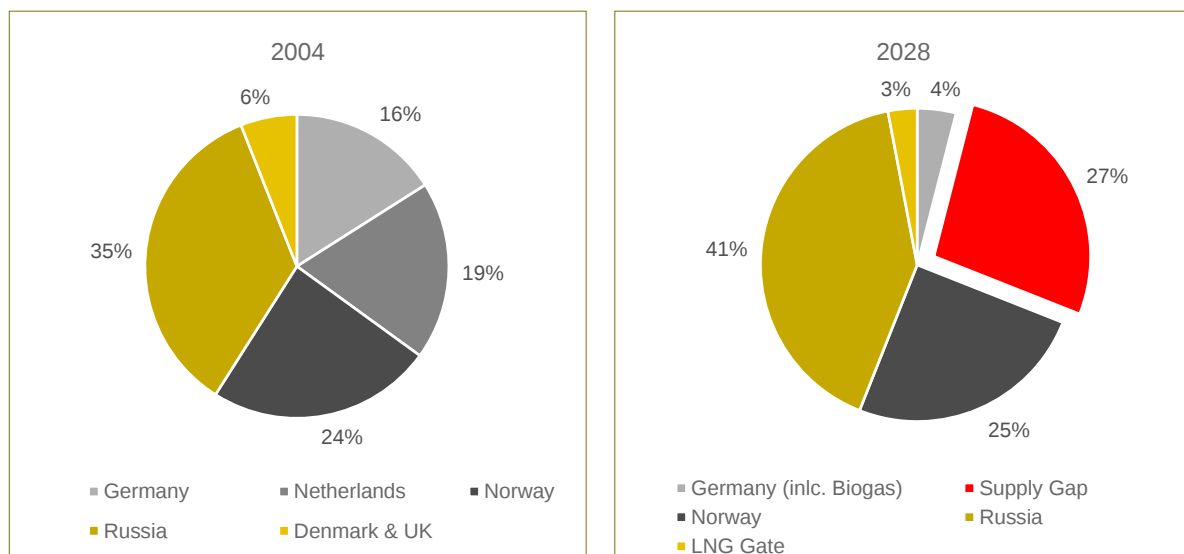
Das aktuelle deutsche Gasaufkommen basiert auf den Infrastrukturen, Produktionsregionen und Lieferbeziehungen, die vor der Jahrtausendwende unter völlig anderen Marktregulierungen geschaffen wurden.

Die deutschen Erdgasimporteure rühmten sich, dass die Erdgasversorgung Deutschlands bestens diversifiziert war und auf 4 Säulen ruhte, nämlich dem der inländischen Förderung, den Importen aus den Niederlanden, aus Norwegen und aus Russland. Diese Diversifizierung wurde um Mengenbeiträge aus UK und Dänemark ergänzt.

Die derzeitige europäische Regulierung hat die Anreize für eine Lieferdiversifizierung abgeschafft. Die Konsequenzen zeigen sich nur langfristig. Daher wurde in der nachstehenden Grafik das Erdgasaufkommen in den Eckjahren 2004 – vor der entscheidenden Liberalisierung – und in 2028 – in 10 Jahren - darstellt.

Einige Importverträge sind bereits in erheblichem Umfang reduziert oder vorzeitig beendet worden. Langfristige Verträge wie die Lieferungen über britisches Erdgas ab 1998 über den Interconnector und über dänisches Erdgas ab Ausbau des Deudan Transportsystems in 1996 sind zwischenzeitlich ausgelaufen und konnten wegen zurückgehender Reserven nicht verlängert werden. Die inländische Gasförderung geht langsam aber sicher zu Ende. In 10 Jahren ist kein substantieller Beitrag zum Erdgasaufkommen Deutschlands mehr zu erwarten, da Schiefergas Produktion den Förderrückgang nicht ersetzen kann. Das niederländische Erdgas wird schneller als bisher geplant wegen der Probleme im Groningen Erdgasfeld zurückgehen und die niederländischen L-Gasliefierungen nach Frankreich, Belgien und Deutschland werden spätestens 2030 komplett enden. Somit wird auch der Diversifizierungsbeitrag des niederländischen Erdgases für das deutsche Erdgasaufkommen in rd. 10 Jahren entfallen. Damit verbleiben als Aufkommensgebiete nur noch Norwegen und Russland, beides Nicht EU Mitgliedsländer, neben vielleicht einem kleinen Beitrag durch LNG aus GATE (Kapazität deutscher Importeure) und aus Biomethan. Es wurde angenommen, dass die prozentualen Lieferanteile von Norwegen und Russland gegenüber 2016 in 2028 zunächst unverändert bleiben. Ein Großteil dieser Importe erfolgt bereits nicht mehr langfristig sondern auf kurzfristiger oder auf Spotbasis.

Daraus resultieren für den deutschen Erdgasmarkt eine bedeutende Versorgungslücke in 2028 und eine hohe Abhängigkeit von nur noch zwei Lieferanten (Statoil und Gazprom). Eine solch hohe Versorgungslücke und Abhängigkeit hat es in der Vergangenheit nie gegeben. Im derzeitigen Regulierungsrahmen für den deutschen Markt ist keine Zuständigkeit geregelt (siehe Kap. 11.8).



¹ Constant exports to Central European neighbor countries are assumed

Abbildung 7: Monopolistische Struktur des Erdgasaufkommen 2028 im Vergleich zu 2004 nach Herkunftsländern und zukünftige Versorgungslücke (Quelle BDEW, Prognos, FNB Gas, Merkel Energy)

2.3 Deckung der zukünftigen Aufkommenslücke

Es sprechen wichtige Gründe für LNG Importterminals in Deutschland als realistische Lösungsperspektive zur Deckung der zukünftigen Versorgungslücke:

- Nur neue LNG Lieferanten ermöglichen Wettbewerb und Preiskonkurrenz der leitungsgebundenen Erdgaslieferanten für Deutschland
- LNG Weltmarkt gewinnt nach Auffassung von Ölmultis wachsende Bedeutung gegenüber Pipelinegasimporten
 - Stark zurückgehende Zahl Pipelinegas-Anbieter und –Aufkommensgebiete für Deutschland
 - Gasleitungen aus dem Mittleren Osten mit politischen Risiken und vielen Transitländern
 - Weltweites Aufkommen im LNG Markt stark wachsend
 - LNG Welthandel wird langfristig dominieren, bereits heute 35 Importländer und 18 Exportländern
 - Wettbewerbsfähigkeit durch LNG Technologiefortschritte
- Direkter Zugang zum LNG Weltmarkt durch LNG Terminals für Deutschland als große Welthandelsnation selbstverständlich
- Beitrag zum langfristigen Aufkommen erforderlich/Versorgungslücke 2028 (neben russischem Erdgas und Spotgaslieferungen aus unseren Nachbarländern)
- Funktionsfähigkeit des freien europäischen Erdgasmarktes durch Erdgasimporte auf Spotbasis aus anderen europäischen LNG Terminals in einer Versorgungskrise langfristig unsicher und ungetestet
- Versorgung der Schifffahrt und des landseitigen Güterverkehrs mit alternativem und wettbewerbsfähigem Treibstoff

Politisch vorteilhaft ist, dass die EU Kommission in den letzten Jahren den Zugang zum Welt LNG Markt durch den Bau von LNG Importterminals promoviert.

Nachstehend wird näher auf die Frage eingegangen, warum andere neue leitungsgebundene Importe keine wesentliche Rolle spielen können.

Eine zukünftig diversifizierte Erdgasversorgung Deutschlands kann nicht mehr allein auf leitungsgebundenen Lieferungen basieren:

- Norwegen kann seine Lieferungen nicht erhöhen, langfristig ist ein Rückgang zu erwarten
- Wegen des Wegfalls vieler der langfristigen norwegischen Lieferverträge nach Deutschland wird Statoil verstärkt im Winter nach Großbritannien statt nach Deutschland liefern
- Es gibt nur wenige Möglichkeiten für neue Gasimportleitungen
- Andere Leitungsprojekte wie TAP mit Erdgas aus Azerbaijan haben nur beschränkte Volumen und konzentrieren sich auf Südeuropa. Die Vielzahl der Transitländer mündet in vielen Herausforderungen. Die politischen Risiken der Produzentenregionen im Mittleren Osten und in den Transitländern sind erheblich
- Das Nabucco Project, das von der EU viele Jahre promoviert wurde, ist ergebnislos beendet worden
- Das einzige Leitungsprojekt ist Nordstream 2 mit einer Kapazität von 55 Mrd. m³/a. Das Projekt ist in Europa umstritten. Gazprom will damit rechtzeitig seine Wettbewerbsfähigkeit in der Konkurrenz mit LNG Importen nach Europa stärken
- Wenn Nordstream 2 verhindert wird, muss Deutschland auf jeden Fall LNG importieren und sich auf Spot Gas Lieferungen aus europäischen Nachbarländern abstützen

- Falls Nordstream 2 gebaut wird, werden davon rd. 36 Mrd. m³/a Lieferungen für bestehende Lieferbeziehungen nach Süd- und Südosteuropa darstellen um unwirtschaftliche Transporte auf alten Leitungen durch die Ukraine und vorgelagerten russischen Leitungen zu ersetzen
- Die übrigen 19 Mrd. m³/a dürften den Marktanteil Russlands in Europa ausweiten und einen Teil der europäischen Versorgungslücke von 85 Mrd. m³/a im Jahr 2028 füllen; dann verbleibt eine große Lücke im deutschen Aufkommen, das durch LNG und Spot Gas Importe gedeckt werden muss
- Würden die 19 Mrd. m³/a ausschließlich im deutschen Markt abgesetzt, würde der Gashandel am deutschen Markt weitgehend monopolisiert

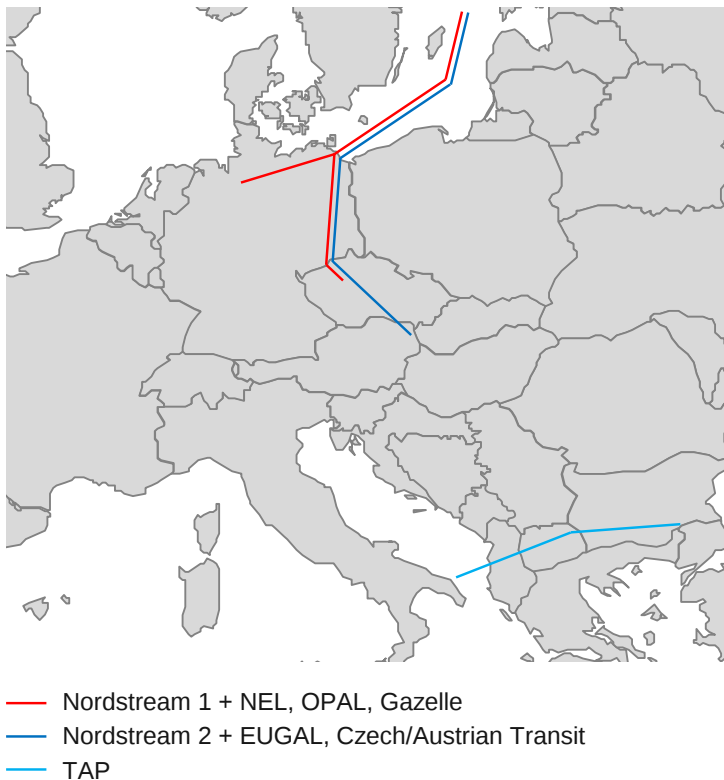


Abbildung 8: Eine zukünftig diversifizierte Erdgasversorgung Deutschland kann nicht mehr allein auf Pipelinegas basieren

3 LNG Weltmarkt

In diesem Abschnitt wird der Welt LNG Markt, sowie die speziellen Bedingungen des deutschen/europäischen Erdgasmarktes sowie die Gründe für die geringe Nutzung der bereits vorhandenen Large Scale LNG Infrastruktur in Nordwesteuropa beleuchtet.

3.1 LNG Marktstrukturen

Der Welt LNG Markt setzte sich bis vor rd. 10 Jahren überwiegend aus langfristigen festen Lieferverträgen zwischen Produzenten und Käufern zusammen. Die Vertragslaufzeiten lagen meist bei 20 und mehr Jahren. Die LNG Preise waren entsprechend den Marktbedingungen im Käuferland entweder wie in Europa an Ölprodukte gebunden infolge der Öl-Anlegbarkeit oder wie in Asien an einen Korb von Rohölnotierungen.

Nur die jüngeren USA und UK-Importverträge waren an regionale Gashubpreise gebunden, allerdings häufig mit einem Lieferrecht und keiner Lieferverpflichtung ausgestattet bzw. Lieferungen konnten durch Zukauf und Verkauf an den Gas Hubs ersetzt werden. Diese Regelungen standen in ihren Konsequenzen diametral im Gegensatz zu den physischen Lieferverpflichtungen unter den traditionellen Lieferverträgen.

Die britische Regierung und die EU Kommission hatten die Zerschlagung der Struktur des europäischen Gasmarktes seit Jahren verfolgt und das Modell der Integration eines offenen europäischen Gasmarktes in einen Welt LNG Markt gefördert.

Entsprechend den alten Strukturen war die europäische Erdgaswirtschaft reichlich mit Importverträgen ausgestattet. Durch die Marktöffnung und die Weltwirtschaftskrise kam es zu einem massiven Überangebot und Preisverfall für Erdgas, nicht zuletzt auch für LNG, als die USA LNG Importverträge durch die unerwartete Schiefergas Revolution obsolet wurden und diese Mengen auf den europäischen Markt drängten.

Die LNG Überversorgung Europas wurde schlagartig durch die Fukushima Katastrophe beendet, als in 2011 in Japan und Korea alle Kernkraftwerke außer Betrieb gesetzt wurden und gigantische zusätzliche Energiemengen wie LNG für die Verstromung benötigt wurden. In Europa aber verblieb durch die Absatzkrise eine Erdgas Schwemme, sodass LNG für ein paar Jahre in Europa nicht mehr wettbewerbsfähig war. Leitungsgebundenes Erdgas war und ist auch heute so preisgünstig, dass die Vollkosten der LNG Ketten nicht erwirtschaftet werden können.

3.2 Aktuelle LNG Preise

Die Grafik zeigt die geschätzten LNG Lieferpreise ex Schiff (DES) frei Terminal per Mai 2017 für verschiedenen Empfangsländer bzw. Terminal.

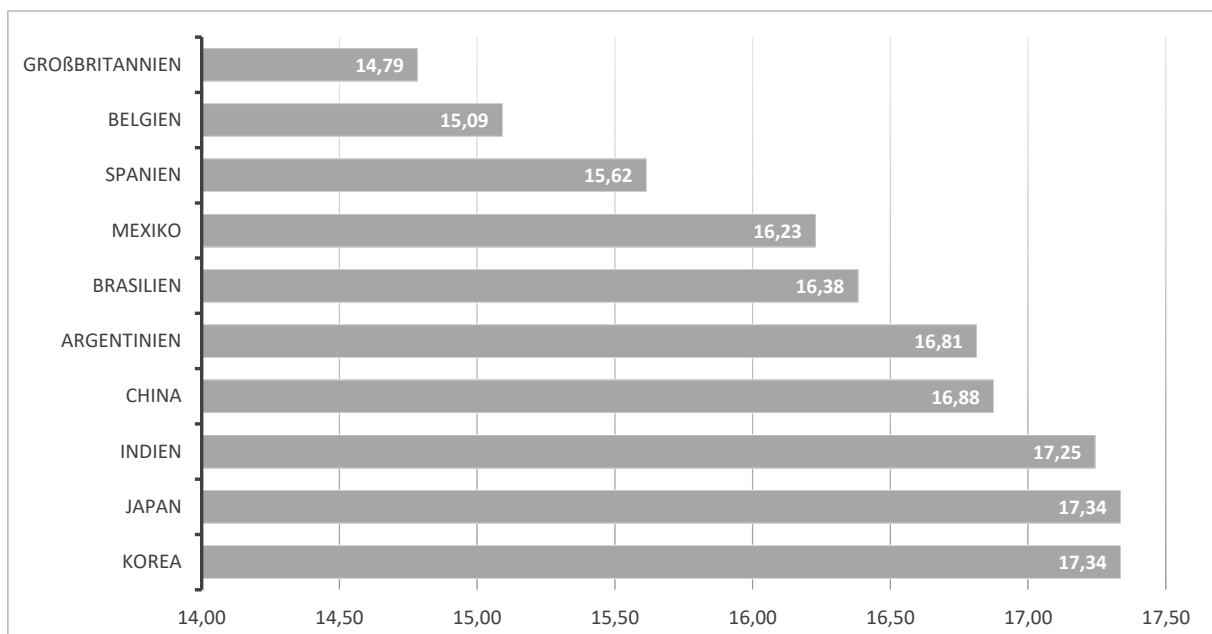


Abbildung 9: Geschätzte Terminalpreise LNG DES Mai 2017 in EUR/MWh (Quelle Statista, Merkel Energy)

Hier sind von den europäischen LNG Preisen in Nordwesteuropa nur Großbritannien und Belgien aufgeführt. Es zeigt sich, dass die beiden Länder den niedrigsten Erlös für die LNG Lieferanten boten. Sofern die Lieferanten nicht zur physischen Lieferung gemäß bestehender langfristiger LNG

Importverträge verpflichtet sind, werden sie ihre LNG Mengen in die höherpreisigen ostasiatischen und südamerikanischen Märkte für Spot LNG geliefert haben.

Daher sind die LNG Mengen gering, die in den LNG Terminals in Nordwesteuropa angelandet wurden.

Die Situation war an den spanischen LNG Terminals anders. Erstens waren die Preise deutlich attraktiver, im Wesentlichen als Konsequenz der langfristigen physischen Verträge und möglicherweise auch eine Nachwirkung der Versorgungskrise im Winter 2016/17 als in Spanien und Nachbarländern hohe LNG Spotpreise erzielt und entsprechend große Mengen angelandet wurden².

Die amerikanischen LNG Mengen werden zurzeit verstärkt in Europa angeboten. Die erste Phase von Vertragsabschlüssen fand in der Zeit nach der Fukushima Katastrophe statt. Damals stellten sich die Verträge bei niedrigen amerikanischen Hubpreisen und rekordhohen japanischen Spot LNG Preisen als äußerst lukrativ dar. Heute sind die amerikanischen LNG Mengen durch die Art der Preisbildung preislich auf Vollkostenbasis überhaupt nicht und auf Grenzkostenbasis nur temporär in Europa wettbewerbsfähig. Dies ist aus der nachstehenden Grafik ersichtlich.

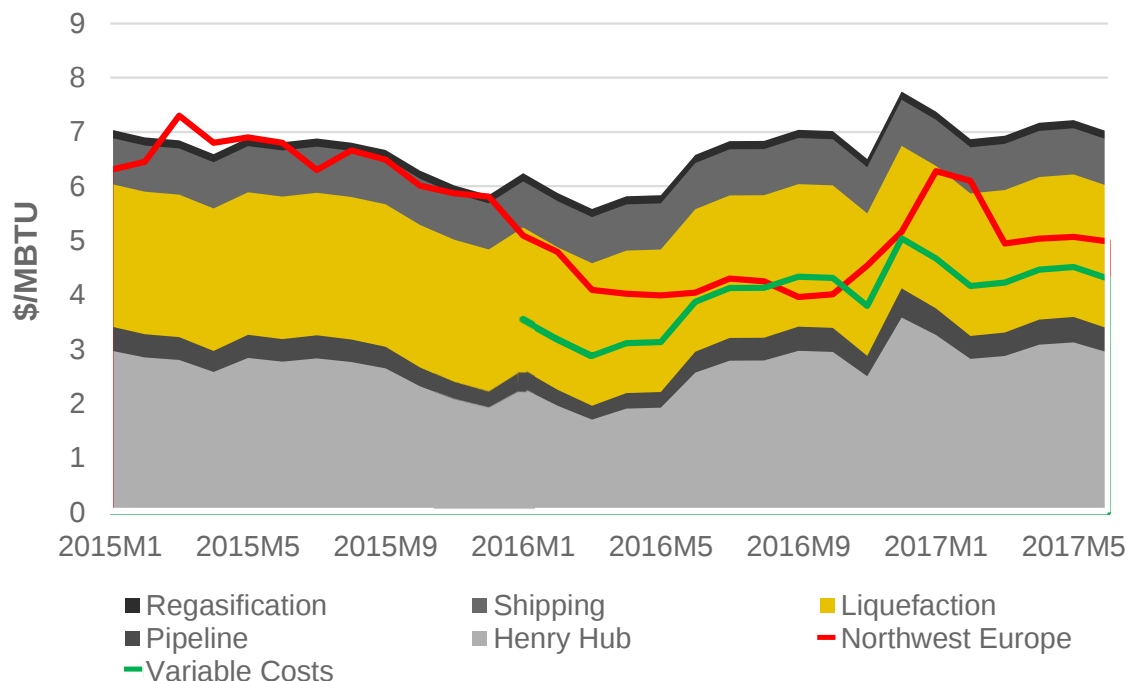


Abbildung 10: US LNG Exportpreise frei europäischen LNG Terminal im Vergleich zum europäischen Hubpreis TTF (Quelle Argus, thierrybros.com)

Die nachstehende Grafik zeigt, dass die LNG Preise in Ostasien und selbst in Südamerika über Monate substantiell über den britischen Gas Hub Preisen NBP³ liegen. Es gibt fast ständig Weltregionen, in denen attraktivere LNG Preise gezahlt werden, selbst unter Berücksichtigung der unterschiedlichen LNG Schiffstransportkosten.

Der Überschuss auf dem Welt LNG Markt scheint nicht so ausgeprägt zu sein, dass wesentliche Mengen nach Nordwesteuropa geliefert werden. Denn wenn wesentliche Mengen nach Nordwesteuropa geliefert würden, würden die Welt LNG Preise auf das europäische Preisniveau sinken. Ein Teil der Überschüsse dürfte vermutlich wegen Nichterreichen der Grenzkosten von den Produzenten vom Markt zurückgehalten werden.

² Den spanische Erdgasmarkt verbinden mit dem Erdgasmarkt in Nordwesteuropa keine ausreichenden Transportkapazitäten, um substantielle Mengen zum Preisausgleich nach Süden zu transportieren

³ In 2016 gab es Phasen, als Gleichpreisigkeit herrschte

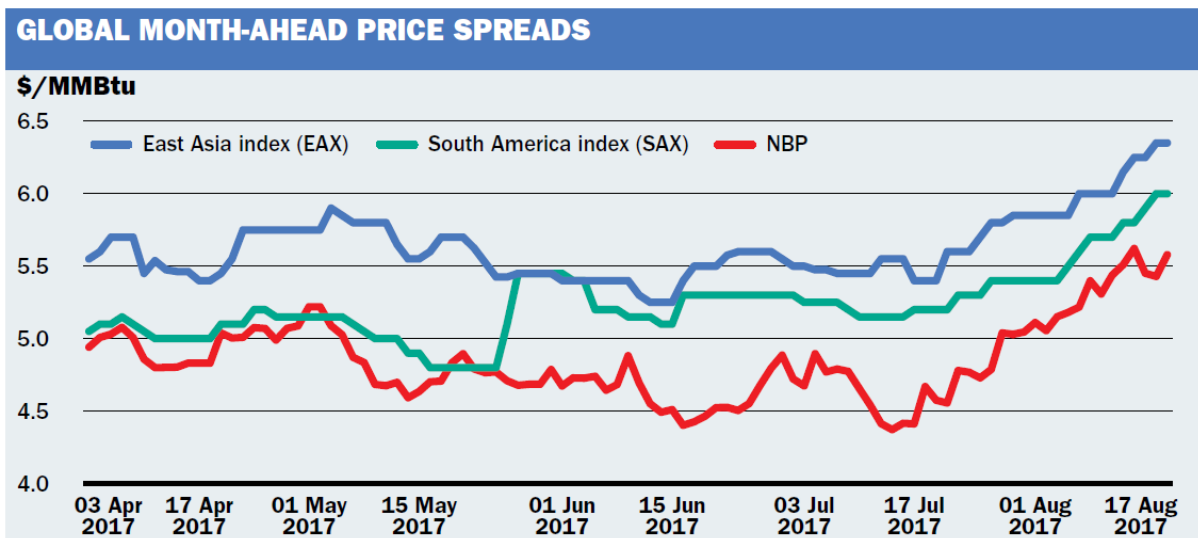


Abbildung 11: Zeitreihe der LNG Preise Ostasien und Südamerika vs. britischen Gas Hub NBP (Quelle ICIS)

3.3 Konsequenzen der niedrigen europäischen Gas Hub Preise

Das Gasmarktpreisniveau an den europäischen Hubs liegt auf Vollkostenbasis⁴ zu niedrig, um ein neues physisches und langfristiges LNG Importprojekt zu rechtfertigen. Am 8.9.2017 beispielsweise lagen die NCG Gaspreise je nach Produkt im Bereich 16,7 bis 18,0 EUR /MWh (siehe Abbildung).

Name	Datum	Bid	Ask
NCG-Gas Day-Ahead	08.09.2017	17,10	17,20
NCG-Gas Weekend	08.09.2017	16,70	16,80
NCG-Gas Okt 17	08.09.2017	16,90	17,00
NCG-Gas Nov 17	08.09.2017	17,60	17,70
NCG-Gas Q4/17	08.09.2017	17,65	17,75
NCG-Gas Winter 17	08.09.2017	17,90	18,00
NCG-Gas Sommer 18	08.09.2017	16,60	16,60
NCG-Gas Kalender 2018	08.09.2017	17,25	17,35
NCG-Gas Kalender 2019	08.09.2017	16,90	17,00

Abbildung 12: Preisreihen OTC NCG Markt gemäß Energate Messenger vom 9.9.2017

Die Transportkosten [vgl. gwf 2016] neuer LNG vs. leitungsbasierter Projekte (siehe auch nachstehende Grafik) liegen bei den relevanten Aufkommensgebieten in der Größenordnung der aktuellen Gashubpreise in Europa. D.h. der Wert für das LNG bei Produktion und Transport vor Verflüssigung liegt bei neuen Projekten nahe bei null. Dies ist kein Anreiz für Produzenten, neue langfristige physische Lieferprojekte bei den derzeitigen Hubpreisen zu entwickeln.

⁴ Vollkosten sind in der Regel bei neuen langfristigen Importprojekten die Bemessungsgrundlage

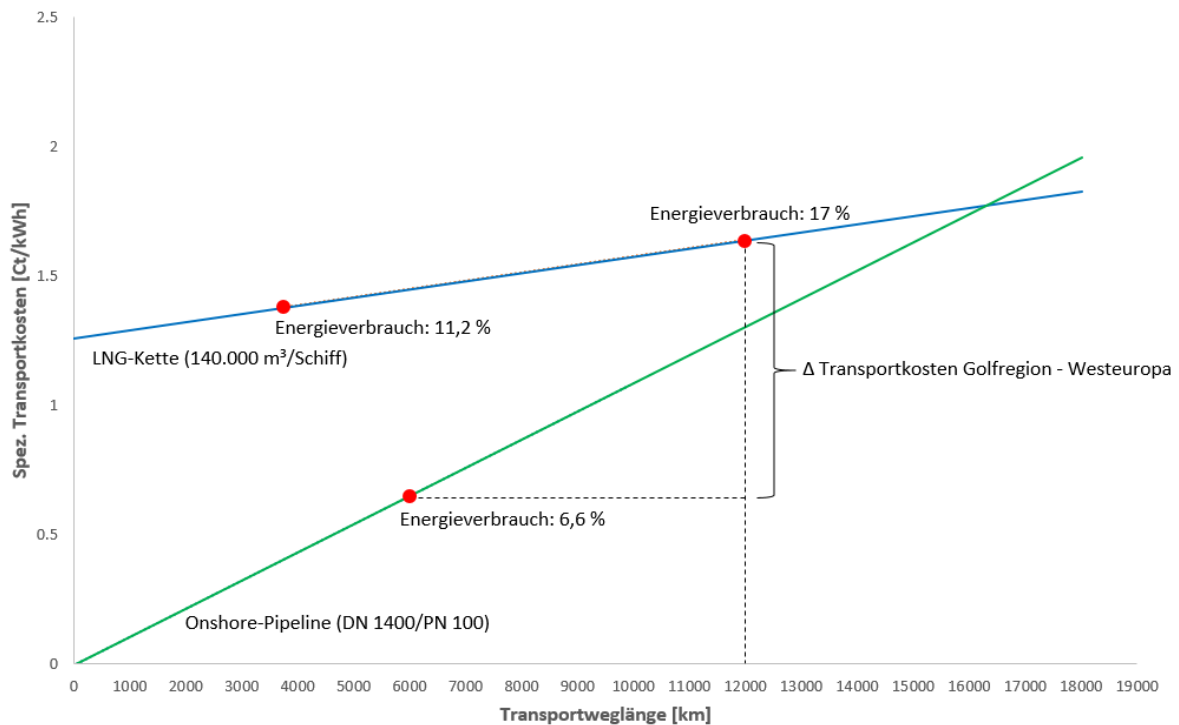


Abbildung 13: Transportkostenvergleich Erdgas: LNG-Kette vs. Pipeline nach Fasold

Ein Investor bzw. Käufer von LNG Importterminalkapazität geht somit das Risiko ein, dass sein Engagement bei den derzeitigen Welt LNG Marktpreisen und den europäischen Hubpreisen wirtschaftlich nicht gerechtfertigt ist.

3.4 Konsequenzen der EU Energiemarktpolitik

Die EU Kommission hat erfolgreich die Strukturen der Erdgaswirtschaft in Nordwesteuropa zerschlagen. Nordwesteuropa ist jetzt preis- und mengenmäßig den Gasproduzenten an den Gas Hubs ausgesetzt. Die Produzenten kommen wegen des zurückgehenden Anteils der innereuropäischen Gasförderung immer mehr aus nichteuropäischen Regionen und Ländern. Länder wie Algerien und Libyen sind der EU durch langfristige Verträge noch verbunden. Aber Produzentenländer wie die Russische Föderation, Trinidad & Tobago, Katar und Nigeria und die USA und perspektivisch Azerbaijan, Kanada, Irak und Iran liegen nicht im Einflussbereich der EU. Da aus diesen und anderen Ländern ein Großteil unserer Erdgas und LNG Importe stammen wird, werden der europäische und der deutsche Erdgasmarkt den Risiken und Chancen des Weltmarktes ausgesetzt sein. Die Produzenten müssen folglich animiert werden, sich an den europäischen Hubs mit ihren Lieferungen zu engagieren und dafür die LNG Terminalkapazitäten zu kontrahieren.

Eine LNG Importstruktur an der deutschen Nordseeküste erscheint bei den aktuellen LNG Weltmarktpreisen als nicht notwendig. Aber LNG Infrastruktur Investitionsentscheidungen sind in langfristiger Perspektive zu treffen.

Die angestammten deutschen Gasimporteure werden möglicherweise nicht bereit sein, solche Investitionen zu tätigen und insbesondere das damit verbundene Nutzungsrisiko eingehen. Deutsche Gasimporteure hatten LNG Terminaldurchsatzkapazitäten in GATE erworben und jahrelang Entgelte gezahlt, denen keine entsprechenden Importmengen gegenüber standen. Teile der GATE Kapazitäten wurden wieder verkauft. LNG Terminal Kapazitäten in Livorno wurden teilweise veräußert und der

Verkauf der restlichen Anteile angekündigt. Die Risiken sind für Importeure mit ihren geringen Handelsmargen zu hoch, es sei denn, sie sind strategische Allianzen mit Produzenten eingegangen.

Die Versorgungssicherheit und Diversifizierung der Erdgasversorgung wird nicht mehr als eine der Kernaufgaben der Erdgasimporteure angesehen. Dies ist eine entscheidende Änderung gegenüber dem Status vor noch zehn Jahren.

Welche Gruppe von Marktteilnehmern kommt dann noch für eine Investition bzw. eine langfristige Kapazitätsbuchung in eine LNG Importinfrastruktur in Frage, wenn die angestammten Erdgasimporteure, die ein Wilhelmshaven LNG Importprojekt seit 40 Jahren verfolgt hatten, wegfallen?

In erster Linie sind es LNG Produzenten bzw. Lieferanten, die sich in Deutschland einen Marktzugang sichern wollen. Anders als für einen Gasimporteur sind die Kosten für eine Kapazitätsbuchung in einen LNG Importterminal für die Produzenten ein kleiner Teil der gesamten Lieferkette. Mit der Importkapazität kann er sich den deutschen Marktzugang für „relativ kleines Geld“ sichern. Falls sich die Preissituation an den Erdgas Märkten zukünftig ändert, hat er sich mit solcher Kapazität die Option verschafft, schnell im deutschen Markt Absatz zu realisieren.

Eine Variante sind LNG Produzenten, die sich downstream nicht stark engagieren wollen und eine Allianz mit einem Erdgasimporteur und leistungsfähigen Händler eingehen, z.B. durch Abschluss von Optionsverträgen, bei denen die Terminalkosten als Optionsgebühr anfallen.

4 Versorgungsszenarien

Mögliche Szenarien der zukünftigen Welterdgas- und LNG Versorgung aus verschiedenen Erdgas- und LNG Versorgungsgebieten für einen deutschen LNG Importterminal sollen jetzt näher dargestellt werden.

4.1 Preiserwartungen

Angesichts der niedrigen Welt LNG Preise und der noch niedrigeren Erdgaspreise an den europäischen Hubs stellt sich die Frage, ob die Welt LNG Marktpreise vor dem Ende eines sog. Schweinezyklus stehen. Die niedrigen LNG und Erdgaspreise werden direkt und indirekt von den niedrigen Ölpreisen beeinflusst, da Erdgas ein Substitut für Ölprodukte ist. Die Erfahrung zeigt, dass Preisumwälzungen meist überraschend und vehement stattfinden. Ob ein massiver Preisanstieg vor oder erst nach 2020 stattfindet, ist schwer hervorsehbar.

Man muss davon ausgehen, dass die Erschließung neuer Lagerstätten für LNG Projekte nur noch auf niedrigem Niveau stattfindet und in Folge des Absatzwachstums in den Jahren nach 2020 die Welt LNG Preise rasch ansteigen.

Die Erdgaspreise an den europäischen Hubs dürften sich in wenigen Jahren an die Welt LNG Preise im Atlantischen Becken anpassen. Wenn die offenen Fragen der Gazprom in Hinblick auf die Realisierung von Nordstream 2 gelöst, die Fusion der diversen Vertriebskanäle der Gazprom⁵ insb. Gazexport in Moskau, Wingas GmbH in Kassel und Gazprom Marketing & Trading Ltd. in London abgeschlossen und die kartellrechtlichen Themen in Osteuropa mit der EU Wettbewerbskommission gelöst sind, dürfte eine Stabilisierung des russischen Gasmarktanteils in Europa eintreten. Die faktische Preissetzungsmacht von Gazprom und Statoil wird dann dazu führen, dass beide Gesellschaften kein Interesse haben werden, auf die im Welt LNG Markt erzielbaren Preise für ihre Pipeline Gaslieferungen in Europa freiwillig zu verzichten, solange sie keine Marktanteile verlieren. Die LNG Importe in Osteuropa zu Preisen weit über den russischen Erdgaspreisen hat der russische Ministerpräsident Putin [vgl. ZfK 2017] bereits begrüßt. Dies deutet darauf hin, dass man von russischer Seite ebenfalls dieses Preisniveau für leitungsgesicherte Lieferungen erwartet.

Es ist zutreffend, dass Gazprom noch durch Mengenüberschüsse geprägt ist und niedrige Grenzpreise für sein Pipelinegas einsetzen kann [vgl. JH&TM 2015]. Aber die Autoren der Studie erwarten, dass sich Gazprom zukünftig verstärkt an den Hub basierten Erdgaspreisen orientieren wird. In einer Auftragsstudie [vgl. EWI 2017] der Nord Stream 2 AG zum Thema „Impacts of Nord Stream 2 on the EU Natural Gas Market“ basieren die Autoren ihre Analyse auf dem Grundsatz, dass sich der russische Gaspreis in den europäischen Ländern jeweils durch die Kosten alternativer LNG Versorgung bildet.

Es wird somit erwartet, dass das europäische Hub Erdgas Preisniveau in den kommenden Jahren ansteigen wird, durch Angleichung an die Welt LNG Preise. Der Anstieg der Welt LNG Preise darüber hinaus ist ebenfalls wahrscheinlich, könnte aber länger dauern.

4.2 LNG Versorgung aus vielen Quellen

Mengenseitig scheint das Angebot an LNG fast unbegrenzt zu sein. Allerdings gibt es auch viel Erdgas Nachfrage in großen Märkten, die stark wachsen.

Der Welt LNG Handel erreichte im Jahr 2016 258 Mio. t. Dies war ein Anstieg gegenüber dem Vorjahr um 5 %. Die Kapazität der weltweiten Verflüssigungsanlagen betrug 340 Mio. t und die Kapazität der Empfangs Terminals zur Wiedervergasung betrug 879 Mio. t.

⁵ Statoil hat ihre Bereinigung des Gasvertriebs in Europa bereits frühzeitig und konsequent umgesetzt

Die größten LNG Exporteure waren Katar (30 %) Australien (17 %) Malaysia (10 %) Nigeria (7,2 %) Indonesien (6,4 %) Algerien (4,5 %) Russland (4,2 %) und Trinidad (4,1 %). Die Marktanteile am Welthandel sind in Klammern aufgeführt.

In den nächsten Jahren wird sich bis 2020-22 das Bild nochmals deutlich ändern, da die Verflüssigungskapazitäten auf mehr als 450 Million t pro Jahr ausgebaut werden. Die zusätzlichen Kapazitäten werden sowohl in Australien und insbesondere in den USA geschaffen.

Dann werden Katar, Australien und USA mit den größten Verflüssigungskapazitäten ungefähr 55% des gesamten Produktionsvolumens darstellen.

Langfristige Export und Import Lieferketten liegen 70 % des Welt LNG Handels zu Grunde. 30 % des Welt LNG Handels wird unter sogenannten Spot LNG Lieferungen abgewickelt, d.h. Lieferungen mit bis zu zwei Jahren Laufzeit und wechselnden Lieferdestinationen.

LNG kann weltweit transportiert und geliefert werden. Wegen der im Vergleich zu Ölprodukten höheren spezifischen Transportkosten haben sich regionale Marktschwerpunkte gebildet, in denen LNG produziert und auch geliefert wird und die untereinander über die LNG Transportkosten Differenzen gekoppelt sind.

Beispielsweise bezieht Europa seinen LNG Importbedarf in 2016 in Höhe von 38,1 Mio. t ganz überwiegend aus Afrika und dem mittleren Osten.

Als LNG Versorgungsgebiete für einen deutschen LNG Importterminal kommen vorzugsweise folgende Regionen/Lieferländer infrage

- Europa
- USA
- Kanada
- Katar
- Russland
- Östliches Mittelmeer
- Nordafrika
- Westafrika
- Ostafrika

Bei der Analyse der Versorgungsgebiete kommt es nicht auf die momentane Situation an, denn 70% der Mengen sind in der Regel langfristig bereits kontrahiert sondern auf das Lieferpotenzial für neue noch nicht kontrahierte Mengen in den kommenden Jahren.

Europa

Neben russischen LNG Verflüssigungsanlagen (siehe nachstehenden Abschnitt) gibt es eine Anlage in Norwegen. Die Gasreserven stammen aus den 3 Feldern Snøhvit, Albatros und Askeladd. Die Verflüssigungsanlage unter Federführung von Statoil wurde auf der Insel Melkøya gebaut, hat eine Kapazität von 4,3 Mio. t und ging 2007 in Betrieb. Ausbaupläne wurden in 2012 ad acta gelegt, da nicht ausreichend Gasreserven zur Verfügung standen, um die Kapazität zu verdoppeln. Wesentliche Teile der Produktion dürften noch langfristig verkauft sein, allerdings wurden auch neuere kleine Verträge mit Klaipeda abgeschlossen sowie Spotgaslieferungen z.B. nach Swinouzje durchgeführt.

USA

in 2016 wurden die US LNG Exporte⁶ aufgenommen. Anfang 2017 waren zwei Verflüssigungsanlagen mit 9,5 Mio. t in Sabine Pass im Betrieb. Sechs weitere Projekte mit einer Gesamtkapazität von 57,6 Mio. t waren im Bau. Exporte für 102 Mio. t wurden kontrahiert. In den letzten Jahren wurden viele Projekte zurückgestellt und in Bau befindliche Projekte verzögert. Es dürfte schwierig werden, diese in nächster Zeit zu realisieren. US LNG galt als attraktiv und preiswert, da in den USA eine starke Erdgasinfrastruktur vorhanden ist und die meisten Exportterminals dort investiert werden, wo bereits Importterminals existieren. D.h. die seeseitigen Infrastrukturen, die Leitungsanbindung an das Gastransportnetz und die LNG Tanks sind vorhanden. Aber die Ölpreis gebundenen LNG Mengen im Weltmarkt sind durch den Ölpreis Verfall so günstig geworden, dass das amerikanische LNG zurzeit nicht sehr wettbewerbsfähig ist.

Der Hauptgrund liegt in der Vermarktungsstrategie der Amerikaner. Die amerikanischen Gas und LNG Produzenten übernehmen keine Preisrisiken, ganz im Gegensatz zu einem Produzent wie Russland oder Katar. Wenn Katar nach Europa liefert, dann erzielt der Produzent den Marktpreis in Europa und trägt das Risiko temporär niedriger Gasmarktpreise. In den USA wird das LNG auf Kostenbasis der amerikanischen Großhandelsmarktpreise am Henry Hub zuzüglich Transport zum Terminal berechnet. Der LNG Käufer bucht und trägt langfristig die nicht unerheblichen Kosten für die Verflüssigung und der Käufer übernimmt das LNG mit seinem LNG Carrier im amerikanischen Terminal und trägt damit auch die Schiffstransportkosten. Somit hat der amerikanische Gasproduzent keinerlei Preisrisiken des Importlandes. Der Käufer trägt diese Risiken, hat allerdings die Chance sein LNG dorthin zu liefern, wo er den besten Preis erzielt.

Die bisherigen Exportverträge sind mit internationalen LNG Händlern abgeschlossen worden wie beispielsweise Shell, BP, Gas Natural Fenosa, Engie und vielen asiatischen Gesellschaften. Zurzeit können die Käufer in der Regel ihre Vollkosten in keinem der weltweiten Absatzmärkte decken. Neue feste und langfristige Vertragsabschlüsse sind zum Erliegen gekommen.

Kanada

Auch in Kanada gibt es einige LNG Exportprojekte, die auf Erdgasreserven sowohl in Kanada als auch den USA basieren. In Kanada sind die Themen, die für ein Exportprojekt zu lösen sind, noch komplexer als in den USA. Meist müssen neue Up-stream Gasreserven mit neuen Transportinvestments und mit LNG Exportprojekten kombiniert werden.

In Kanada ist zu unterscheiden zwischen Westkanada und Ostkanada. Wegen der hohen LNG Preise in Asien in den letzten fünf Jahren sind viele LNG Projekte auf Westkanada fokussiert. Die Projekte haben unterschiedlichen Entwicklungsstand, aber für keines wurde eine Investition beschlossen. In Ostkanada gibt es eine Reihe von LNG Projekten, die mit einer Gesamtkapazität von 47,5 Mio. t vorzugsweise auf den europäischen Markt zielen. Von diesen Projekten hat das Goldboro LNG Projekt einen Liefervertrag mit einem europäischen Käufer, Uniper, bereits Mitte 2013 abgeschlossen. Bemerkenswerterweise – im Gegensatz zum US Vermarktungskonzept – haben die Parteien einen Lieferpreis vereinbart, der sich an einem Preisniveau in den westeuropäischen Märkten orientiert. Das Goldboro LNG Projekt in Neuschottland ist für 10 Mio. t/a geplant. Derzeit ist die Inbetriebnahme für 2021/22 ins Auge gefasst. Die Investitionskosten betragen für die erste bzw. zweite Verflüssigungsanlage 5-10 Mrd. CAD. Uniper hat für 20 Jahre 5 Mio. t kontrahiert. Goldboro LNG hat noch nicht alle Genehmigungen. Es scheint offen zu sein, ob die Finanzierung und die Gasversorgung gesichert sind. Goldboro erhielt in 2016 die Non-Free Trade Export Genehmigung des US Department of Energy.

⁶ Exporte aus den lower 48 Staaten; aus Alaska wird bereits seit langem LNG exportiert

Katar

Katar ist mit 77 Mio. t LNG Verflüssigungskapazität der größte LNG Produzent der Welt. Qatargas und Rasgas sind die beiden größten Gesellschaften, die mit internationalen Partnern zusammenarbeiten. Aufgrund der räumlichen Nähe wird der größte Teil der Produktion in die asiatischen Märkte geliefert. Allerdings hat Katar wegen seiner Größe seine Lieferungen immer regional diversifiziert und ist daher auch ein wesentlicher Lieferant für Europa. Allerdings hatte Katar keine weiteren Ausbauprojekte. Katar verfügt überwiegend über langfristige Lieferverträge, ist aber auch substantiell in kurzfristigen und Spotgaslieferungen engagiert. Mit Uniper hat Qatargas in 2013 einen 5-Jahres optionalen Liefervertrag über bis zu insgesamt 10 Mio.t zu westeuropäischen Gashubpreisen abgeschlossen.

Am 3. April 2017 wurde gemeldet, dass Katar nach einem 12 Jahres Moratorium einen weiteren Ausbau seiner Verflüssigungsanlagen in 5-7 Jahren plant [vgl. Reuters 2017]. Dabei soll die Produktionskapazität um weitere fast 21 Mrd. m³ gesteigert werden. Die Reserven Grundlage stellt das gigantische North Feld dar, das auf iranischer Seite South Pars genannt wird⁷. Katar arbeitet mit internationalen Öl- und Gasproduzenten zusammen, u.a. Exxon Mobil und Shell, sodass geringe Realisierungsrisiken bestehen. Die vorhandene Infrastruktur für Verflüssigung und Transport muss nur erweitert werden. Katar war der Produzent, der im UK auch in die Empfangsterminals investierte, um sich den Marktzutritt zu sichern. Natürlich wird Katar versuchen, einen maximalen Preis im Markt zu erzielen, hat aber auch immer eine regionale Diversifizierung angestrebt. Katar wird frühzeitig Kunden für die neuen Mengen kontrahieren.

LNG aus Katar hat niedrige Produktionskosten und kann mit allen anderen LNG und Erdgas Lieferanten wettbewerbsfähig mithalten.

Russland

Russland exportiert LNG aus Sachalin nach Asien, eine dritte Anlage ist bis nach 2020 verzögert. Rosneft plant seit 2013 zusammen mit Exxon ebenfalls eine LNG Exportanlage im Fernen Osten. Wegen der politischen Sanktionen soll das Projekt ggfs. auch ohne Exxon realisiert werden.

Für Nordwesteuropa ist das Novatek LNG Yamal Projekt von größerer Bedeutung. Die Finanzierung konnte trotz der Sanktionen in 2016 sichergestellt werden. Die Lieferaufnahme wird nur leicht verzögert in der 2. Hälfte 2017 erwartet. Für die erste Ausbaustufe ist das LNG bereits langfristig verkauft. Novatek musste zahlreiche technische Herausforderungen für diese erste LNG Produktionsanlage nördlich des Polarkreises lösen. Durch die Beteiligung von Total, CNPC und des Chinesischen Silk Road Fond gewann Novatek technische Expertise, finanzielle Unterstützung und einen wichtigen LNG Käufer. Novatek will in Yamal eine weitere Ausbaustufe mit weiteren 5,5 Mio. t realisieren. Ferner will sie in der Nähe eine Arctic LNG 2 Anlage mit 12-18 Mio. t LNG Kapazität errichten. Novatek befindet sich in der ersten Phase der Planung des Arctic LNG 2 Projektes. Falls Novatek es gelingt, Gazprom eine Reihe von Yamal Gasfeldern mit Unterstützung der Regierung abzukaufen, die heute langfristig für die Lieferung von Pipelinegas reserviert sind, dann kann sie die LNG Exportkapazität noch erheblich ausweiten. Neben den LNG Projekten der Novatek sind zwei baltische LNG Projekte der Gazprom zu erwähnen, das 10 Mio. t Projekt zusammen mit Shell, für das es noch keine Entscheidung gibt und das 1,5-2 Mio. t Projekt, das auf den Small Scale Markt in der Ostsee abzielt. Gazprom gegenwärtig Konkurrenz durch LNG Gorskaya, die die erste Ausbaustufe einer 1,26 Mio.t Verflüssigungsanlage bereits Ende 2017 in Betrieb nehmen wollen.

Östliches Mittelmeer

⁷ Die Entwicklung von Exportinfrastrukturen auf iranischer Seite bleibt abzuwarten, kann noch Jahre dauern und ist mit politischen Unsicherheiten behaftet.

Durch die offshore Gas Funde Levantian in Israel, Aphrodite in Zypern und in 2016 das Superfeld Zohr in Ägypten ist das Östliche Mittelmeer zu einem Fokus für neue LNG Projekte geworden. Die Entwicklung befindet sich noch in einer sehr frühen Phase. Zwischenstaatliche Zusammenarbeit scheint erforderlich und erhebliche Risiken sind gegeben. Das Zohr Feld, unter Federführung der Eni, könnte mit einer Anbindung nach Ägypten dort den steigenden nationalen Bedarf decken und zur Wiederaufnahme der LNG Exporte über den bereits bestehenden LNG Exportterminal führen.

Nordafrika

Neben Ägypten wird auch in Libyen und Algerien Erdgas seit vielen Jahren verflüssigt und exportiert. Die Kapazitäten in Libyen betragen 3,2 Mio. t und in Algerien 25,3 Mio. t. Die Lieferungen sind stabil bei leichtem Rückgang. Beide Länder exportierten im zunehmenden Maß auch über Gasleitungen nach Südeuropa.

Westafrika

In Westafrika ist Nigeria ein etablierter LNG Produzent. Weitere Ausbaupläne sind reduziert worden oder werden überprüft. Zusätzlich gibt es eine Reihe von kleineren LNG Projekten in den Ländern Äquatorial Guinea, Senegal, Kamerun und Mauretanien. Kleinere Projekte bedeuten jeweils schwimmende Verflüssigungsanlagen mit 2-3 Mio. t Produktion.

Ostafrika

In Ostafrika wurden in den letzten Jahren gigantische neue Gaslagerstätten in Mozambique und Tansania exploriert. Die Regionen liegen zu anderen Märkten in Asien transportmäßig günstiger als zu Nordwesteuropa. Aber ähnlich wie im Falle Katars sind die geplanten Projekte mit 73 Mio. t so groß, dass Teilmengen auch in Richtung Europa vermarktet werden dürften. Beide Länder sind mit politischen Risiken konfrontiert. Mozambique hat eine Schuldenkrise zu bewältigen. Dennoch wird das erste kleinere LNG Exportprojekt erwartet. Käufer ist BP. Die LNG Projekte werden von den Eigentümern der Gasfelder entwickelt, somit liegen Feldes Entwicklung und vor Ort Verflüssigung mehr oder weniger in einer Hand. Es gibt zwei große Produzentengruppen, einerseits eine Gruppe unter der Führung von ENI und eine unter Führung der Anadarko.

5 Analyse der versorgungstechnischen Notwendigkeit einer neuen LNG Importinfrastruktur in Deutschland

Es stellt sich die Frage nach der versorgungstechnischen Notwendigkeit einer neuen LNG Importinfrastruktur in Deutschland. Dabei wird zwischen der energiewirtschaftlichen und der unternehmerischen Sichtweise unterschieden.

5.1 Energiewirtschaftliche Notwendigkeit

Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit einer neuen LNG Importterminalstruktur ergibt sich aus den folgenden Gründen:

- Durch die EU Liberalisierung ist die etablierte Versorgungsstruktur aus den Angeln gehoben worden, auch wenn die konkreten Auswirkungen nur langfristig und schleichend bemerkbar werden.
- Die Diversifikation der Erdgaslieferanten und Lieferpunkte nimmt im deutschen Erdgasmarkt bis 2028 drastisch ab. Eine Erdgasversorgungslücke von rd. 27% des Aufkommens wird in 2028 (210 TWh) erreicht (vgl. Kap 2.2)
- Die Lieferanten übernehmen die Kontrolle der Versorgung und können nur indirekt gesteuert werden.
- Es gibt nur wenige Aufkommensgebiete für neues Pipeline Gas nach Deutschland.
- Zahlreiche LNG Aufkommensgebiete weltweit und internationaler Handel von LNG stehen zur Verfügung.
- Versorgungssicherheit ist von der EU Kommission als zentrales Thema identifiziert worden, während in Deutschland das zuständige BMWi ausschließlich den Marktkräften vertraut.

5.2 Nutzung anderer LNG Terminals in Nordwesteuropa

Angesichts der geringen Nutzung bestehender LNG Terminals in Europa stellt sich die Frage, ob für Deutschland die anderen Terminals in Nordwesteuropa eingesetzt werden können.

Dies ist natürlich grundsätzlich vorstellbar, da es in Nordwesteuropa einen grenzüberschreitenden Erdgashandel und entsprechende Transportkapazitäten gibt. Für die GATE Kapazität, die von deutschen Gesellschaften gebucht ist, wird eine Nutzung für den deutschen Erdgasmarkt unterstellt (vgl. Kap 2.2).

Heute kann man den deutschen Markt über einen der drei britischen LNG Terminals erreichen. Aber neben den Durchsatzkosten des LNG Terminals z.B. Dragon oder Isle of Grain, fallen die Kosten für das britische Gastransportnetz an, die Interconnector Transportkosten, die Belgien Transitkosten und die Entry Kosten für das deutsche Transportnetz.

Es ist noch völlig unklar, ob und welche Handelshemmnisse durch den Austritt des UK aus der Europäischen Union auftreten [vgl. Timera 2017].

Großbritannien hat viel zu geringe Gasspeicherkapazitäten. Stattdessen verfügte das UK über eine inländische Gasförderung mit relativ hoher Flexibilität, die aber zurückgeht. Bereits seit Inbetriebnahme des sog. UK-Kontinent Gas Interconnector in 1998 bezog das UK Wintergas vom Kontinent und schickte Produktionsüberschüsse im Sommer auf den Kontinent. Die neuen LNG Terminals im UK sollen den starken Rückgang der inländischen Gasförderung kompensieren. Da die LNG Lieferungen aber baseload orientiert sind, benötigt Großbritannien zusätzliche Speicherkapazitäten für die Darstellung der saisonalen Abnahmestruktur. Die vor kurzem überraschende Ankündigung, dass der bei weitem größte Erdgasspeicher in Großbritannien „Rough“

stillgelegt wird, wird dazu führen, dass im LNG Weltmarkt Spotlieferungen verstärkt vom UK in Anspruch genommen werden. Somit werden die britischen LNG Terminals in den entscheidenden Phasen für die Versorgung des deutschen Marktes nicht zur Verfügung stehen.

Auch die Nutzung der Terminals in Zeebrügge, Rotterdam, Swinemünde und Dünkirchen für den deutschen Gasmarkt ist für die Produzenten nicht attraktiv.

Der Swinemünde Terminal ist politisch für den polnischen Markt reserviert, um Russengas zu ersetzen. Transportseitig ist er entsprechend in das polnische Netz eingebunden.

Bei den anderen drei Terminals ist der Verkaufserlös nach Abzug der Kosten im Vergleich zu einem preiswerten deutschen LNG Terminal geringer, die Produzenten haben bei einem deutschen Terminal ferner geringere Transportkosten, um in den deutschen Marktplatz zu gelangen und sie zeigen im deutschen Markt eine unmittelbare Präsenz. Bei dem vorgeschlagenen Geschäftsmodell haben sie auch die Chance, eine Eigentümer Beteiligung einzugehen, ähnlich wie bei den zwei britischen Terminals, wo die Produzenten das Eigentum besitzen. Für diese Produzenten ist es somit immer wirtschaftlicher in die UK Terminals bzw. den geplanten deutschen Terminal zu liefern als in einen der drei kontinentalen Terminals in Nordwesteuropa.

Aus Marktsicht ist zu unterstreichen, dass Frankreich, Belgien und die Niederlande durch den rapiden Wegfall der niederländischen L-Gas Produktion aus dem niederländischen Groningen Feld⁸ erheblichen Importbedarf an den Terminals Dünkirchen, Zeebrügge und Rotterdam haben werden und damit die Kapazitäten nicht für den deutschen Markt zur Verfügung stehen. Die GATE Buchungen seitens dänischer und österreichischer Gesellschaften dürften sich ebenfalls eher an einem nationalen Importbedarf richten.

Natürlich wird der deutsche Markt in einer Gasüberflusssituation weiterhin auf europäische Spotgaslieferungen zurückgreifen können. Dies gilt aber nicht in einer Gasmangellage. Und eine Versorgungskrise in Deutschland mit einer hohen Unterdeckung an langfristigen Verträgen musste seit der Liberalisierung noch nicht gemanagt werden.

Prinzipiell könnten die drei LNG Terminals auch kapazitiv ausgebaut werden. Aber die aus Produzentensicht genannten bestehenden Nachteile gelten auch dann. Eine Ausbauplanung von GATE und Zeebrügge ist mangels Interesse bisher nicht zustande gekommen.

Die deutschen Erdgasimporteure haben sich an europäischen LNG Terminals wenig engagiert, meist nur im Rahmen ihrer europäischen Ambitionen. Weitere geplante Beteiligungen in Belgien und Niederlanden sind nicht bekannt. Im Gegenteil, sie fahren ihre LNG Terminal Beteiligungen zurück.

Die deutschen Importeure ziehen sich aus dem Thema Versorgungssicherheit weitgehend zurück. Dazu zählt auch der Verkauf der Eigenförderung von Erdgas.

Es dürfte riskant sein, anzunehmen, dass angesichts einer erheblichen Versorgungslücke in einer konkreten deutschen Versorgungskrise in 2028 Lieferungen für den deutschen Markt im erforderlichen Umfang aus den Nachbarländern in Anspruch genommen werden können, auch nach der Einteilung der EU-Kommission in die regionalen Gruppen im Rahmen der Novelle der SoS Verordnung.

5.3 Unternehmerische Verantwortung

Die Gasversorgung basiert heute immer noch auf den Infrastrukturen, Produktionsregionen und Lieferbeziehungen, die vor der Jahrtausendwende unter anderen, nationalen Marktregulierungen geschaffen wurden. Die Gasimporteure hatten damals die Verantwortung und die Macht, zu entscheiden, welche Lieferanten mit welchen Mengen den deutschen Markt beliefern. Die Gaspreise

⁸ In 15 Jahren 30 Mrd. m³, langfristig 60 Mrd. m³ Ersatzbedarf

richteten sich nach der Anlegbarkeit zu den Brennstoffen, die Erdgas substituierte, nicht nach einem aus Angebot und Nachfrage gebildeten Gasmarktpreis. Die Mengen wurden von den Gasversorgern grundsätzlich langfristig geplant. Die aktuellen Bezüge richteten sich nach Temperatur und Konjunktur. Dafür räumten die Bezugsverträge den Käufern entsprechende tägliche und jährliche Mengenflexibilitäten ein. Das Recht, mehr oder minder große Mengen zu beziehen, lag bei den Gasversorgern, nicht bei den Lieferanten. Durch diese Struktur konnten die Gasversorger im Rahmen der kontrahierten Bezugsverträge das Erdgasaufkommen direkt steuern.

Durch das 3. Binnenmarktpaket der EU Kommission in 2009 ist diese Funktion der Erdgasimporteure entfallen. Die Erdgasbeschaffung und der Handel finden an den Erdgas Hubs innerhalb Europas statt. Die alten langfristigen Bezugsverträge an den Grenzen sind zum Teil noch existent, aber ihrer Funktion entzogen worden. Jeder Produzent oder Händler ist aufgefordert, an den Hubs zu agieren. Jeder Produzent und Händler hat auch das Recht auf den transporttechnischen Zugang zu den Hubs.

Somit stellt sich die Frage, welche Marktteilnehmer sind heute dafür verantwortlich, die versorgungstechnische Notwendigkeit einer neuen LNG Infrastruktur in Deutschland durch entsprechendes Investment zu realisieren.

Wie oben bereits dargelegt, gibt es keine Funktion der Importeure, die einen erforderlichen Risikoausgleich bietet.

Die Netzbetreiber sind nach dem deutschen EnWG nicht in der Lage, die Kosten eines LNG Terminals umzulegen. Hier besteht nur die Chance auf eine gesetzliche Modifikation.

Es bleibt somit nur die Möglichkeit, LNG Produzenten einzuladen, sich als Lieferanten in dem großen und attraktiven deutschen Gasmarkt langfristig zu engagieren und sich Absatzpotenziale für ihr Produkt zu beschaffen.

6 Potenziale erneuerbaren Erdgases

6.1 Warum erneuerbares Erdgas?

Zunehmend wird die Energiewende nicht nur im Elektrizitätsmarkt sondern auch im Wärmemarkt und im Mobilitätssektor gefordert. Aus dem Elektrizitätsmarkt heraus gibt es viele Bestrebungen, den Wärmemarkt und den Mobilitätssektor zu elektrifizieren (sog. stromgeführte Energiewende). Von einflussreichen Beratern kommen ständig Studien auf den Markt mit der Behauptung, für alle drei Sektoren stünden ausreichend Sonnen- und Windenergie in Deutschland als Primärenergie zur Verfügung. Abgesehen davon, dass diese Potenziale wahrscheinlich wenig realistisch sind und die vorgeschlagenen Versorgungssysteme vermutlich nicht wirtschaftlich sind, blenden diese Studien die Innovationskraft der Unternehmen in den Versorgungssystemen Wärmemarkt und Mobilitätssektor in Richtung CO₂ Minderung durch erneuerbare Energien und Energieeffizienz aus, ebenso wie die Vorteile des internationalen Handels. Die Kritik an der stromgeführten Energiewende findet in den Fachmedien statt, z.B. durch den Frankfurter Mainova Vorstandsvorsitzenden Alsheimer [vgl. ZfK 2017b].

Wenn es beispielsweise gelingt, fossilem Erdgas mit seinen anerkannten hervorragenden umweltschonenden Eigenschaften auch erneuerbares Erdgas zuzumischen und später schrittweise sogar durch erneuerbares Erdgas zu ersetzen, dann hat das eminente Vorteile statt die Wärmeversorgung und den Mobilitätssektor gewaltsam mit gigantischen Subventionen auf Elektrizität umzustellen.

Man ordnet dem erneuerbaren Erdgas zunächst Bioerdgas zu aber auch synthetisches Erdgas, welches durch Power-to-Gas (PtG) Verfahren hergestellt wird.

6.2 Das Bioerdgas Potenzial und seine Steigerung

Das erste erneuerbare Erdgas ist Bioerdgas, das dem Erdgasnetz in Deutschland in Höhe von etwa 10 TWh zugemischt wird. Erklärtes, aber unrealistisches Ziel der Bundesregierung ist es, dass in Deutschland im Jahr 2020 etwa 60 Milliarden kWh Biomethan pro Jahr erzeugt werden.

Bioerdgas basiert auf Biogas, das durch CO₂ Abtrennung zu Methan aufbereitet wird.

Der vielfach größere Anteil von Biogas, das in Deutschland erzeugt wird, wird noch immer unter hohen Primärenergieverlusten zur direkten Elektrizitätserzeugung verbrannt. Nach Auslaufen der 20-jährigen Förderung der mittlerweile alten Anlagen in den nächsten Jahren bietet sich in vielen Fällen eine Nachrüstung zur Erzeugung von Bioerdgas mit Netzeinspeisung an. Es gibt bereits Studien für kleinere Biogasanlagen, die nicht in der Nähe des Erdgasnetzes liegen, direkt vor Ort erneuerbares LNG zu erzeugen. Der Anteil von erneuerbarem Erdgas am gesamten Erdgasaufkommen kann damit wesentlich gesteigert werden und die CO₂ Bilanz des Erdgases verbessert werden.

6.3 Weitere Steigerung des Bioerdgaspotenzials durch Biokatalyse

Den zwei Technologien „Verstromung von Biogas sowie Aufbereitung zu Bioerdgas“ liegt zugrunde, den hohen CO₂-Anteil im Biogas (ca. 35%) in die Atmosphäre einzutragen. Dies gilt nicht als schädliche CO₂-Emission, da das CO₂ bei der Erzeugung der Biomasse aus der Atmosphäre entnommen wurde.

Wenn eine Technologie zum Einsatz kommt, um statt des CO₂-Eintrags in die Atmosphäre das CO₂ zum Erdgas aufzubereiten, dann erschließt man eine weitere Quelle zur Erzeugung von erneuerbarem Erdgas und steigert das Bioerdgas Potenzial um rd. 40%.

Man rechnet damit, dass die bereits vorhandene Technologie [vgl. ECH 2017] in wenigen Jahren zur Marktreife kommt, um CO₂ im Biogas statt es in die Atmosphäre einzutragen, kombiniert mit Wasserstoff in erneuerbares – synthetisches Erdgas zu wandeln.

Mit diesen Maßnahmen wird das deutsche Biogas Potenzial zukünftig optimal zur Erzeugung von erneuerbarem Erdgas eingesetzt und der Anteil von erneuerbarem Erdgas am gesamten Erdgasaufkommen dürfte damit bereits signifikant werden.

6.4 Leitungsgebundener Import von erneuerbarem Erdgas

Deutschland verfügt aufgrund seiner hohen Bevölkerungsdichte nur über ein begrenztes Biomasse- bzw. Biogaspotenzial. Die DENA erarbeitet zusammen mit anderen europäischen und nationalen Institutionen zurzeit ein grenzüberschreitendes System⁹ zum Handel von Bioerdgas im europäischen Erdgasverbundnetz. Merkel Energy hat an solchen ersten grenzüberschreitenden Lieferungen als Berater mitgewirkt. Wenn dieses System fertig ist, dann kann Bioerdgas, welches in anderen europäischen Flächenstaaten produziert aber nicht eingesetzt wird, über das europäische Erdgasverbundsystem nach Deutschland transportiert und geliefert werden und hier den Anteil von erneuerbarem Erdgas erhöhen. Diese Länder verfügen über vielfach höhere Biogas Potenziale als Deutschland.

6.5 Power-to-Gas

Das oben genannte Verfahren zur Erzeugung von erneuerbarem Erdgas aus dem hohen CO₂ Anteil an Biogas zählt zur Gruppe der Power-to-Gas (PtG) Technologien. Die Befürworter der Elektrifizierung sehen im PtG eine Technologie, um überschüssigen Strom, für den es keinen Markt gibt, in Gas zu wandeln und damit mittelbar Strom zu speichern. Hier wird PtG als eine Technologie zur Erzeugung von erneuerbarem Erdgas empfohlen. Worin besteht der Unterschied? Die Befürworter der stromgeführten Energiewende sehen die PtG Anlagen nur bei deutschem Stromüberschuss im Einsatz, d.h. nur mit sehr geringen Benutzungsstunden. Dieses synthetische Gas ist wegen der hohen Investitionen in Elektrolyseanlagen bei geringer Nutzungsdauer vermutlich unwirtschaftlich. Man sollte stattdessen die PtG Anlagen mit erneuerbarer Elektrizität in Grundlast betreiben, damit die hohen Investitionen wirtschaftlich vertretbar sind.

In der Gaswirtschaft [vgl. FNB 2017] wird damit gerechnet dass die PtG Verfahren in weniger als zehn Jahren marktreif sein werden und dann zunehmend den Anteil von erneuerbarem Erdgas am Erdgasaufkommen erhöhen.

Das einfachste PtG Verfahren ist die Elektrolyse von Wasser und die Einspeisung des dabei erzeugten Wasserstoffs in das Erdgasnetz.

Wenn man den bei der Elektrolyse anfallenden Wasserstoff in einem nachgeschalteten Verfahren mit CO₂ zu Methan aufbereitet, dann kann dieses erneuerbare Erdgas unproblematisch, jederzeit und in beliebigen Anteilen dem Erdgasnetz zugemischt werden oder das fossile Erdgas ersetzen. Dies ist ein Weg, um zusätzlich zu dem bereits genannten Bioerdgas weiteres erneuerbares Erdgas für den Erdgasmarkt zu erschließen.

Die technologische Entwicklung auf diesem Gebiet ist sicherlich noch nicht abgeschlossen. Zurzeit werden beispielsweise von der EU drei verschiedene Verfahren zur Erzeugung von erneuerbarem Erdgas und Bindung von CO₂ als Store&Go Pilotanlagen [vgl. Horizon 2020] in dreijährigen Erprobungsphasen gefördert. Die CO₂-Quellen sind dabei jeweils Biogas, Abwasser und Atmosphärenluft.

Als weitere CO₂ reiche Quellen kommen beispielsweise die Abgase in Stahl-, Zement- oder konventionellen Kraftwerken infrage.

Die Gewinnung von CO₂ aus der Atmosphäre hat den Vorteil, die Herstellung von erneuerbarem Erdgas ist unabhängig von einem Standort der CO₂ Produktion. Allerdings ist der apparative Aufbau

⁹ Harmonisierung der Standards der Erzeugung, des Handels und der Nachweise

wegen der geringen CO₂ Konzentration in der Luft nicht ganz unerheblich. Aber auch diese Entwickler [vgl. Climeworks 2017] sind zuversichtlich, in wenigen Jahren die Marktreife für große Anlagen zu erreichen.

6.6 Import von erneuerbarem LNG

Worin besteht der Zusammenhang mit dem LNG Importterminal Projekt? Der weitere logische Schritt wird zukünftig sein, die o.g. Verfahren in großen Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Erdgas in sonnen- und windreichen Regionen der Welt einzusetzen und das dort produzierte erneuerbare Erdgas als LNG nach Deutschland zu liefern. In Zusammenarbeit mit ausgewählten Ländern können eine forcierte wirtschaftliche Entwicklung, der technologische Transfer und die Energiewende zum Vorteil der beteiligten Länder stattfinden.

Durch den LNG-Transport fallen im Vergleich zu einem Pipelinetransport höhere Kosten an, allerdings kommen viele Länder und Regionen als potentielle Produktionsstandorte infrage, die nicht an das europäische Erdgas Verbundsystem angebunden sind. Dem Nachteil der höheren Transportkosten stehen die Vorteile der in diesen Ländern verfügbaren Freiflächen, den niedrigen Kosten von solarer und Wind-Elektrizitätserzeugung sowie die hohe Zuverlässigkeit wegen stabiler Wetterlagen gegenüber. Eine Grundlast Benutzungsstruktur dieser Anlagen inklusive Verflüssigung ist die Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit der zukünftigen Versorgung mit erneuerbarem LNG.

Die Erdgaswirtschaft ist interessiert, Erdgas als grüne Energie zu etablieren. Ein großes Investment in einem LNG Importterminal nur zum Import von fossilem Erdgas wird daher nicht als zukunftsorientiert angesehen, es sei denn, es kann eine ernsthafte Perspektive für den Import von erneuerbarem LNG aufgezeigt werden.

Der Vorschlag zur Produktion von erneuerbarem Erdgas in Sonnen- und windreichen Ländern z.B. auf Basis der Weiterentwicklung der Store&GO Pilotprojekte mit verschiedenen Verfahren der CO₂ Gewinnung und Produktion von erneuerbarem Erdgas mit preiswertem erneuerbarem Strom stößt auf Resonanz der Erdgaswirtschaft, wenn es zu dem Image grünes Gas und der Chance zur weiteren langfristigen Nutzung von Erdgasnetzen beiträgt.

Mit einer zukünftigen LNG Importterminal Infrastruktur hat es Deutschland in der Hand, Erzeugungsanlagen für erneuerbares Erdgas bzw. LNG in Drittländern zu fördern und eine direkt Lieferkette und Belieferung zu etablieren. Die direkt nachweisbare Lieferkette für den Import des erneuerbaren Erdgases nach Deutschland kann etabliert und der Anteil von erneuerbarem Erdgas in Deutschland gesteigert werden. Die deutschen Marktakteure können die Lieferung des erneuerbaren LNGs für Deutschland steuern, wenn der LNG Terminal in Deutschland ist. Denn entweder findet in den Nachbarländern keine Energiewende statt und deren Terminals sind mit fossilem LNG voll gebucht oder falls auch in diesen Ländern eine Energiewende stattfindet, dann benötigen sie die Kapazitäten vielleicht selber für den Import von erneuerbarem LNG.

Sollte der Erdgasmarkt und die Klimapolitik in Deutschland in 20 Jahren keinen Import von fossilem Erdgas mehr erfordern bzw. zulassen, dann wäre diese Lösung geeignet, erneuerbares LNG nach Deutschland zu importieren und den LNG Terminal über die ersten 20 Jahre hinaus sinnvoll zu nutzen.

7 LNG Kraftstoffbedarf, LNG Bedarf von Industriekunden am LNG Importterminalstandort und Separation der C2+ Komponenten im LNG

7.1 LNG Kraftstoffbedarf

Es wurde der LNG Verbrauch im Schiffs- und Lastverkehr sowie in der Industrie analysiert, um in einer Gesamtbetrachtung die kritische Masse für LNG-Infrastrukturen zu identifizieren, welche Bunkermöglichkeiten für die maritime Wirtschaft mit einschließt, siehe hierzu Abschnitt II.

Die LNG-Bunkermengen für die Seeschifffahrt nehmen im Untersuchungszeitraum zwischen 2020 und 2030 von 24.600 t in 2020 über 120.600 t in 2025 auf 172.400 t in 2030 zu.

Damit stellt die Seeschifffahrt zukünftig einen starken Pfeiler des voraussichtlichen LNG Bedarfs dar. Es wäre aber wenig zielführend, für diesen Bedarf einen separaten LNG Importterminal vorzusehen. Aber der LNG Treibstoffbedarf stärkt die Rolle eines LNG Importterminals.

Wenn LNG eine substantielle Bedeutung in der Versorgung im Transportsektor einnehmen soll, dann ist es angemessen für den Schiffstransport auch eine eigene LNG Versorgungskette aufzubauen.

Es muss das Ziel sein, einen LNG Umschlagplatz zu attraktiven Konditionen von den großen LNG Tankschiffen zu den kleinen LNG Tankschiffen zu etablieren.

Der LNG Verbrauch im Schiffsverkehr kann grundsätzlich auch aus einem anderen Terminal wie GATE unter Einsatz von Bunkertankern bedient werden.

Für den GATE Terminal sind die Durchsatzkosten und –Tarife nicht transparent und nicht publiziert, das gilt sowohl für die Anlandung der großen LNG Carrier als auch für das Beladen der LNG Bunkertanker im Break Bulk Terminal. Denn der GATE Terminal gehört zusammen mit Dünkirchen und den drei britischen LNG Terminals zu der Kategorie der nTPA Terminals, die ihre Konditionen nicht publizieren müssen. Hier ist also keine Preistransparenz gegeben.

Für die rTPA Terminals gilt eine Veröffentlichungspflicht, wobei die Angaben häufig nur bedingt vergleichbar sind, da unterschiedliche Tarifstrukturen zur Anwendung kommen. Für diese Terminals wurden für eine Spot LNG Ladung von 135.000 m³ LNG aktuell ein weiterer Preisbereich von 0,6 bis 2,3 EUR/MWh abgeschätzt [vgl. TC 2017]. Der Preis beinhaltet Anlauf und LNG Löschen, LNG Speichern und LNG Wiedervergasen, nicht das Bebunkern eines LNG Bunkertankers oder die Netzeinspeisung. Der Mittelwert beträgt 1,45 EUR/MWh.

Der Klaipeda Naphta Terminal Service liegt mit 0,1 EUR/MWh weit unter dem genannten Preisrange. Hier besteht die Besonderheit, dass die Terminalkosten als Maßnahme zur Versorgungssicherheit praktisch auf die Netzkosten der Erdgasverbraucher umgelegt werden. Allerdings wird für Klaipeda auch ein Tarif für den LNG Service zum Beladen von LNG Bunkertankern mit 1,14 EUR/MWh angegeben. Es wird davon ausgegangen, dass dieser Tarif logischerweise keine Subventionen durch die Netzkunden beinhaltet und die anteiligen Kosten angemessen zugeordnet wurden.

Wegen der fehlenden Preistransparenz des GATE Terminals könnte man als Durchsatzkosten für GATE den Mittelwert der europäischen rTPA Terminals von 1,45 EUR/MWh unterstellen. Man kann aber auch argumentieren, dass die GATE Terminaldurchsatzkosten eher bei 2 EUR/MWh liegen, da der Terminal in den letzten Jahren nur sehr gering beschäftigt wurde und offensichtlich für Produzenten wenig attraktiv zu sein scheint. Denn man muss die Sichtweise der Produzenten einnehmen. Die Produzenten erzielen als LNG DES Preis für ihr LNG den Marktpreis an den nordwesteuropäischen Hubs von rd. 17 EUR/MWh, der in Zeebrügge, Niederlande, UK und Deutschland ziemlich auf dem gleichen Niveau liegt abzüglich Netzeingangsentgelt von rd. 0,4 EUR und abzüglich Terminaldurchsatzkosten. Wenn ein GATE Terminaldurchsatz 2 EUR/MWh kosten sollte, dann reduziert das den LNG DES Preis für den Produzenten und macht eine Lieferung nach GATE weniger attraktiv.

In GATE kommt dann noch die Gebühr für den Break Bulk Terminal hinzu, um ein LNG Bunkertanker zu beladen. GATE hat bisher als Kunden Shell kontrahiert. Angesichts der erforderlichen Investitionskosten [vgl. EIB 2014] kann man sich vorstellen, dass der Tarif zu den Gesamtkosten für Schiffs Bunker LNG ebenfalls wesentlich beiträgt. Ein Betrag [vgl. MEG 2017] von geschätzt 0,7-1,0 EUR/MWh wird unterstellt.

Wenn man für einen preisgünstigen LNG Terminal in Deutschland einen Terminalsatz zur Beladung von LNG Bunkertankern wie im Falle Klaipeda realisiert, dann ergeben sich für das LNG Bebunkern von Schiffen in der Deutschen Nordseebucht drei deutliche Preisvorteile:

- Geringere LNG Terminalkosten 0,31 bis 0,86 EUR/MWh
- Geringe Zusatzkosten für das Beladen von LNG Bunkertankern 0,7 bis 1,1 EUR/MWh
- Geringere Umlaufzeiten und -kosten für den LNG Bunkertanker 0,6 bis 0,7 EUR/MWh (Basis Wilhelmshaven) [vgl. MEG 2017].

Diese Vorteile liegen in Summe bei etwa 1,6 bis 2,7 EUR/MWh, umgerechnet 30 bis 50 USD/t. Dieser Preisvorteil ist attraktiv für das Bunkern von LNG.

Zurzeit werden im Markt Zusatzkosten von 5-6 EUR/MWh für LNG Schiffstreibstoff im Raum Hamburg im Vergleich zur ARA Zone kolportiert. Wenn es gelingt, durch einen preiswerten LNG Terminal diese Mehrkosten zu eliminieren oder sogar in einen Kostenvorteil zu drehen, wie die oben genannten Modellrechnungen im Ansatz zeigen, dann wird die LNG Nachfrage für die Schifffahrt in der Deutschen Bucht erheblich gefördert.

Der Standort Brunsbüttel liegt in Hinblick auf den Verkehr in der Elbmündung noch günstiger als Wilhelmshaven. Dies stellt einen Preisvorteil gegenüber Wilhelmshaven dar. Allerdings ist nicht bekannt, welche Kosten Gasunie für den Durchsatz des geplanten landbasierten Terminals und das Beladen von LNG Bunkertankern kalkuliert.

In Hinblick auf einen lebendigen Wettbewerb ist ferner zu bedenken, dass, wenn Gasunie auch in Brunsbüttel die LNG Infrastruktur errichtet, kein Infrastrukturwettbewerb zwischen den Niederlanden und dem deutschen LNG Markt stattfindet.

7.2 LNG Bedarf von Industriekunden am LNG Importterminalstandort

Es besteht die Frage, ob die LNG Versorgung von direkten Industriekunden am Standort eines LNG Terminals von strategischer Bedeutung ist. Studien haben argumentiert, dass die Option einer LNG Versorgung einen großen Wert hat. D.h. ist die direkte LNG Versorgung gegenüber einer Erdgasversorgung aus dem Netz wirtschaftlich vorteilhaft?

Zunächst ist festzuhalten, dass alle größeren Industrieanlagen in direkter Nähe zu einem potentiellen LNG Terminalstandort in Deutschland praktisch schon einen Anschluss an das Erdgastransportnetz aufweisen.

Industriekunden, die in unmittelbarer Nähe eines LNG Terminals liegen, können durch ihre Lage Vorteile gewinnen, beispielsweise Nutzung eines bestehenden Anlegers oder Abwärme Nutzung für die Wiedervergasung im LNG Terminal. Die wünschenswerten Zusatznutzen aber verbessern nicht grundsätzlich die Standortqualität.

Eine neue LNG Versorgung stellt auch für Industriekunden eine lokale Diversifizierung und damit eine größere Versorgungssicherheit dar. Und nicht zuletzt, wenn die lokale Gasnetzgesellschaft nur unterbrechbare Transportverträge anbietet, kann der Industriekunde durch LNG das Unterbrechungsrisiko reduzieren bzw. eliminieren. Im Einzelfall kann es von Vorteil sein, mit LNG

Kühlprozesse in der Industrieanlage in Gang zu setzen. Dafür besteht in Sonderfällen aber im Allgemeinen kein Bedarf.

Andererseits muss der Industriekunden bedenken, dass er im Erdgasmarkt den Vorteil vieler Anbieter und hohen Wettbewerbs genießt, während bei einer Direktlieferung aus einem benachbarten LNG Terminal, selbst im Falle von rTPA, die Anzahl der Anbieter begrenzt sein wird.

Häufig wird davon ausgegangen, dass mit dem benachbarten LNG Terminal eine strategische Verbesserung und Reduktion der Gasbeschaffungskosten verbunden ist und somit ein neuer Markt für LNG entsteht. Dies ist in der Regel nicht zutreffend und soll anhand der folgenden Beispielrechnung erläutert werden.

Es wird von einem großen Industriekunden ähnlich wie DOW Chemical in Stade ausgegangen, der direkt aus dem Leitungssystem der Gasunie Deutschland mit einer 5.000 Benutzungsstruktur (Bh) versorgt wird. Ein solcher Kunde wird üblicherweise von einem Händler zum täglichen oder monatlichen Hub Indexpreis zuzüglich einer kleinen Servicefee von vielleicht 0,3 EUR/MWh für Strukturierung und Marge beliefert. Transportkosten der Gasunie Deutschland werden durchgereicht. Die Exit und Entry Kosten der Gasunie Deutschland betragen per 1.1.2017 einheitlich 1,07650 EUR ct/(kWh/h/d) für frei zuordbare Kapazität, entsprechend 3,93 EUR/(kWh/h/a) und 0,79 EUR/MWh bei angenommener 5.000er (Bh) bzw. 0,56 EUR/MWh bei 7.000 Bh (Grundlasteinspeisung aus dem LNG Terminal in das Netz).

Bei einem Indexpreis von beispielsweise 16,6 EUR/MWh am Gaspool Hub beträgt der Lieferpreis frei Stade dann 17,69 EUR/MWh = $16,6 + 0,79 + 0,3$ EUR/MWh zuzüglich Steuern.

Wenn der LNG Weltmarktpreis über den kontinentalen Hubpreisen liegt, wie es momentan der Fall ist, dann kann der Industriekunde LNG nicht preiswerter sondern nur teurer aus dem LNG Terminal beziehen.

Wenn sich die Hubpreise an den Welt LNG Marktpreisen orientieren und diese nicht mehr unterbieten¹⁰, dann sähe das Bild wie folgt aus: Liegt der LNG Preis z.B. bei 20 EUR/MWh DES und unterstellt man die Kostenstruktur für das Wilhelmshaven LNG Terminalprojekt (eine 7000 Bh Benutzungsstruktur 1,1 EUR/MWh und 0,56 EUR/MWh für Entry in das Gasunie Deutschland Transportnetz), dann beträgt der Hubpreis 21,66 EUR/MWh. Fällt oder steigt der Welt LNG Preis, dann folgt der Hubpreis entsprechend.

Bei einer Belieferung des Industriekunden aus dem Netz beträgt der Lieferpreis $21,66 + 0,79 + 0,3 = 22,75$ EUR/MWh. Bei einer Belieferung aus dem Terminal wird der Händler unter geringerem Wettbewerbsdruck stehen und mindestens $20 + 1,1 \cdot 7000 / 5000 + 0,4 = 21,94$ EUR/MWh oder zuzüglich weiterer 0,79 EUR/MWh = 22,73 EUR/MWh kalkulieren, weil er die Netzeingangskapazität langfristig buchen muss, selbst wenn der Kunde das LNG direkt aus dem Terminal bezieht.

Der Vorteil der Direktlieferung aus dem LNG Terminal liegt dann bei null EUR/MWh, im günstigsten Fall bei bis zu 0,8 EUR/MWh. Ein Vorteil von 0,3 EUR/MWh wird als realistisch erachtet.

Am Standort Brunsbüttel ist zu beachten, dass die Industrie nicht direkt an das Gasunie Deutschland Transportnetz angebunden ist, sondern an eine Leitung des Hansewerks. In solchen Fällen sind entsprechende individuelle Vereinbarungen naheliegend, die diesen strukturellen Nachteil zumindest weitgehend ausgleichen.

¹⁰ Dies ist die Markterwartung von Merkel Energy in wenigen Jahren, siehe Kap.4.1

Es kann somit zusammengefasst werden, bei aktuellen Welt LNG Preisen ist eine Versorgung aus dem Netz preiswerter, bei angenommenen zukünftig höheren Gas Hub Preisen eine Versorgung aus dem LNG Terminal 0,3 EUR/MWh, entsprechend 1,6% preiswerter als aus dem Netz.

Dieser Preisvorteil ist für einen großen Industriekunden mit entsprechenden Mengen durchaus erwähnenswert, aber ändert die Marktlage nicht entscheidend.

Daher wird in der Lage eines Industriekunden direkt neben einem LNG Importterminal nur ein begrenzter strategischer Wert gesehen.

8 Separation der C2+ Komponenten im LNG¹¹

Erdgas wird in Deutschland überwiegend im Wärmemarkt untergebracht, insbesondere im Sektor der Gebäudeheizung. Im Industriesektor (Erdgasanteil in Deutschland: 38 %) wird Erdgas überwiegend als „Prozessgas“ genutzt, außerdem als Energie zur Raumheizung und – zu einem geringeren Anteil – nichtenergetisch als Rohstoff.

Im Sektor des nichtenergetischen Erdgasverbrauchs könnten sich – je nach Provenienz des Erdgases – Vorteile für LNG ergeben, falls die Anteile für C2+ (Ethan, Propan...) relativ hoch ($\geq 10\%$) sein sollten, und diese Komponenten separiert und separat zur Substitution von Ölprodukten vermarktet werde. Heute bereits kann Erdgas mit höheren C2+ -Gehalten für die Petrochemie als Rohstoff dienen – insbesondere als Einsatzstoff für Cracker – in Konkurrenz zu Nafta als alternativem Rohstoff.

Für LNG als Einsatzstoff bietet sich gegenüber gasförmigem Erdgas ein energetischer Vorteil, sofern die Separation der C2+ -Anteile fraktioniert bei der Wiedervergasung stattfindet.

Insofern erscheint LNG gegenüber gasförmigem Erdgas als besonders wettbewerbsfähig auf dem Sektor des nichtenergetischen Verbrauchs – insbesondere gegenüber norwegischem Erdgas, welches via Pipeline an der deutschen Nordseeküste in Dornum und Emden angelandet wird. Die C2+ -Anteile des aus der norwegischen Nordsee stammenden Erdgases liegen bei ca. 8,4 % (Dornum) bzw. 10,25 % (Emden); diese Werte sind relativ hoch und zeigen, dass auch norwegisches Erdgas im Grundsatz als Rohstoffquelle für nichtenergetische Anwendungen genutzt werden könnte.

Die Zusammensetzungen von LNG verschiedener Herkunft zeigen überwiegend ebenfalls relativ hohe C2+ - Gehalte (außer: Gas aus Trinidad u. Tobago). Das LNG aus Trinidad u. Tobago fällt aufgrund seines hohen Methangehaltes (96,9 %) aus der Reihe. Alle anderen LNG-Zusammensetzungen ähneln sich sehr stark hinsichtlich der charakteristischen Kennzahlen. Es ist anzumerken, dass die Gasbeschaffenheiten und Kennzahlen nur approximativ gelten; unterschiedliche Gasfelder, Aufbereitungsverfahren und Separierung höherer Gas-Liquids führen zu unterschiedlichen Kennzahlen. Während des Transports ergibt sich – wegen des Boil-Offs von primär leichten Komponenten – eine Zunahme an Dichte und Brennwert.

Für Sonderanwendungen (nichtenergetischer Rohstoffeinsatz in der Industrie) kann der verflüssigte Zustand (vor Gasifizierung) vorteilhaft sein, wenn die Energieaufwendungen für die Verflüssigung zur Separation der Komponenten vermieden werden.

Allerdings ist anzumerken, dass dieser Vorteil zunächst nur für landbasierte Anlande Terminals genutzt werden kann. FSRUs sind demgegenüber nicht dazu ausgelegt, die C2+ -Komponenten an Bord zu separieren bzw. LNG-Teilströme in der flüssigen Phase abzuzweigen. Dies kann jedoch durch Installation zusätzlicher LNG-Entladeeinrichtungen an Bord – verbunden mit Zusatzinvestitionen – erreicht werden.

Nach Ermittlungen des Umweltbundesamtes wird ein Anteil von ca. 7 % der fossilen Energieträger für den nichtenergetischen Verbrauch verwendet; wichtigster Verbraucher ist die petrochemische Industrie. In 2013 lag der Primärenergieverbrauch der fossilen Energieträger in Deutschland bei 266,5 Mtoe bzw. 3.099,5 TWh. Unter Berücksichtigung eines 7 % Anteils für den nichtenergetischen Verbrauch ergibt sich ein Wert von 232,2 TWh (GCV) für die stoffliche Nutzung der fossilen Energieträger. Bezogen auf den gesamten industriellen Energieverbrauch von 522,34 TWh (NCV) ergibt sich demnach ein Anteil von 41,5 % für die nichtenergetische Nutzung der fossilen Energieträger in der Industrie.

¹¹ Verkürzte Fassung des Gutachtens „LNG-Beschaffenheiten und potenziell nichtenergetischer Verbrauch in Deutschland“ von Prof. Dr. Hans-Georg Fasold (siehe Anlage).

Praktisch die gleichen Werte ergeben sich bei Zugrundelegung der vom Verband der Chemischen Industrie (VCI) veröffentlichten Daten. Demnach betrug der Verbrauchswert der organischen Chemie in Deutschland in 2013 ca. 20 Mio. Tonnen fossile und nachwachsende Rohstoffe (stofflicher Einsatz). Der überwiegende Anteil (74 %) wurde über Naphta und andere Erdölderivate bereitgestellt, der Rest über Erdgas (11 %), Kohle (2 %) und nachwachsende Rohstoffe (13 %). Durch Multiplikation dieser Anteile mit den Heizwerten dieser Rohstoffe ergeben sich die energetischen Inhalte. Das gewichtete Mittel für den spezifischen Energieinhalt (Heizwert) liegt bei 10,9 kWh/kg; insgesamt ergibt sich ein Energieäquivalent von 218 TWh (NCV). Eine Umrechnung auf die im Gasfach übliche Brennwertbasis geschieht über den Faktor 1,07: 233 TWh (GCV). Es zeigt sich in der o. b. Analyse ein außerordentlich hohes Potenzial von ca. 233 TWh (GCV) für die nichtenergetische Nutzung fossiler Energieträger. Durch Zurückdrängung des hohen Mineralölanteils (74 %) zu Gunsten des Erdgases bietet sich also ein erhebliches Gasabsatzpotenzial – insbesondere für Erdgase mit hohen C2+ - Gehalten (also auch LNG). Da für die chemische Industrie insbesondere die C2+ -Anteile, d. h. vorrangig Ethan, von Interesse sind, könnten diese höheren Kohlenwasserstoffkomponenten auf dem Gelände des LNG-Anlande Terminals aus dem LNG extrahiert werden und in flüssiger Form (bei ca. -90°C) in speziellen Tankfahrzeugen via Straße oder Schiene zu den Industrieanlagen transportiert werden.

Das oben ausgewiesene potenzielle Absatzpotenzial ist weitaus höher als die aus einem LNG-Importterminal zu erwartende C2+ -Menge: ausgehend von einem etwa 10 % C2+ -Anteil im LNG und einer LNG-Jahreskapazität von 10 Mrd. m³/a könnte demnach eine Menge von 1 Mrd. m³/a C2+ - Rohstoff (~ 20 TWh/a) bereitgestellt werden.

Voraussetzung für die Realisierbarkeit eines solchen Projekts ist die Wettbewerbsfähigkeit des vorrangig aus Ethan bestehenden C2+ gegenüber dem alternativen Einsatzstoff Nafta.

9 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen und Regulierung

In diesem Abschnitt werden die regulatorischen Anforderungen und Kriterien für einen Large Scale Importterminal an der deutschen Nordseeküste analysiert.

9.1 Regulierter versus nicht regulierter LNG Terminal (rTPA vs. nTPA)

Grundsätzlich unterliegen LNG Importinfrastrukturen als Teil der Erdgastransportnetze der Netzregulierung. Eine LNG Importinfrastruktur muss Dritten zur Nutzung zur Verfügung gestellt werden, diskriminierungsfrei und transparent.

Entsprechend Artikel 36 Absatz 1 [vgl. EU/EC 2009] können neue Infrastrukturinvestitionen von bestimmten Bestimmungen der Richtlinie befreit werden, insbesondere Eigentümerentkopplung, Zugang für Dritte und der Tarif Regulierung, allerdings nur unter den folgenden konkreten Voraussetzungen:

“ 1. durch die Investition der Wettbewerb bei der Gasversorgung und die Versorgungssicherheit verbessert werden,

2. es sich um größere neue Infrastrukturanlagen im Sinne des Artikels 36 Absatz 1 der Richtlinie 2009/73/EG handelt, bei denen insbesondere das mit der Investition verbundene Risiko so hoch ist, dass die Investition ohne eine Ausnahmegenehmigung nicht getätigt würde,

3. die Infrastruktur Eigentum einer natürlichen oder juristischen Person ist, die entsprechend der §§ 8 bis 10e von den Netzbetreibern getrennt ist, in deren Netzen die Infrastruktur geschaffen wird,

4. von den Nutzern dieser Infrastruktur Entgelte erhoben werden und

5. die Ausnahme sich nicht nachteilig auf den Wettbewerb oder das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes oder das effiziente Funktionieren des regulierten Netzes auswirkt, an das die Infrastruktur angeschlossen ist.“

Die Befreiung ist in jedem einzelnen Fall mit der BNetzA als dem nationalen Regulierer zu beantragen und abzustimmen und durch die EU Kommission zu genehmigen.

Trotz der umfassenden Voraussetzungen ist auf jeden Fall die Befreiung befristet und auf einen Anteil der Gesamtkapazität beschränkt. Nur mit gezielten Prozessen, gut begründeten Ausnahmetatbeständen, geeigneten regulatorischen Rahmenbedingungen oder speziellen finanziellen Facilities war es LNG Infrastruktur Projektträgern in Europa in den letzten 15 Jahren möglich, die Bedingungen für neue LNG Infrastruktur Investitionen gemäß dieser Bedingungen zu schaffen. Im günstigsten Fall konnten Befreiungen für eine Dauer von 25 Jahren und für 80% der Kapazität erzielt werden und das unter der Auflage, dass ungenutzte Kapazitäten in jedem Fall Dritten jederzeit zur Verfügung gestellt werden.

In anderen Fällen, wie z.B. der OPAL Transitleitung, wurde nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur die Zustimmung jahrelang von der EU Kommission verweigert und selbst 5 Jahre nach der Inbetriebnahme der Leitung konnten die Ausnahmebestimmungen noch nicht verbindlich in Anspruch genommen werden. Dieses Beispiel illustriert, welche nicht unerheblichen Risiken Infrastrukturinvestoren im europäischen Gasmarkt gegenwärtigen müssen.

D.h. der Basisfall ist ein LNG Terminal mit reguliertem Zugang für Dritte (rTPA). Nur durch die Genehmigung der Befreiung kann ein verhandelter Zugang geschaffen werden (nTPA).

In der EU mit 22 LNG Importterminals sind nur 5 LNG Importterminals von rTPA befreit, nämlich die 3 britischen Terminals, GATE und Dünkirchen.

Ein regulierter Terminal kann nicht später eine Befreiung von der Regulierung beantragen. Umgekehrt, ein vom regulierten Zugang befreiter Terminal kann später als regulierter Terminal eingestuft werden, z.B. Livorno in Italien.

nTPA Terminals haben in der Regel langjährige Terminaldurchsatzverträge TUA, die möglichst im Rahmen einer Open Season verhandelt wurden. Unter Open Season wird ein Prozess verstanden, bei dem die Interessen des Marktes bzw. aller Marktteilnehmer an den LNG Importkapazitäten für den bezeichneten Standort fair, diskriminierungsfrei und transparent ermittelt wird und allen Interessenten TUAs angeboten werden. Die Ergebnisse dieses Prozesses bilden die Basis für die Dimensionierung des Investment für die endgültige Investitionsentscheidung.

Ein Open Season wird in der EU meist in 2 Schritten durchgeführt, Marktscreening mit unverbindlichen Buchungen und im zweiten Schritt verbindliche Buchungen und Abschluss der Terminal Nutzungsverträge TUA.

Bei nTPA werden die kommerziellen Konditionen bilateral vereinbart und sind nicht öffentlich zugänglich im Gegensatz zu rTPA Konditionen.

Freie Kapazitäten werden später meist nach dem Prinzip „First come – First served“ vergeben.

Da Kapazitäten nicht gehortet werden dürfen, werden ungenutzte Terminalkapazitäten in der Regel im sekundären Markt Dritten angeboten.

Die „use it or lose it“ (UIOLI) Regeln sorgen dafür, dass letztlich ungenutzte freie Kapazitäten auf jeden Fall vom Terminalbetreiber dem Markt zugeführt werden, sofern der primäre Nutzer sie nicht dem sekundären Markt zuführt.

9.2 Sonderfall FSRU

LNG Importinfrastruktur, die nicht dauerhaft als feste landgebundene Infrastruktur gebaut wird, fällt nicht unter die EU Regulierung.

Anders ist die Situation bei einer Floating Storage and Regasification Unit (FSRU) zu sehen.

Eine FSRU kann mit Antriebsmaschinen ausgerüstet sein, sodass die FSRU als LNG Carrier aus einem überseeischen LNG Verflüssigungshafen das LNG Schiffsladung nach Europa transportiert und im Empfangsterminal einige Zeit anlegt, um ihre Ladung ins Netz einzuspeisen.

Zeitweise kann diese FSRU auch in einem Empfangsterminal liegen und keine Transportaufgaben übernehmen.

Alternativ kann eine FSRU ohne Antriebsmaschinen ausgestattet sein, wird in den Empfangsterminal geschleppt und liegt dauerhaft im Hafen. Sie wird von LNG Carriern beladen, fungiert als schwimmender Zwischenspeicher und speist je nach Bedarf ins Gasnetz ein.

Es stellt sich die Frage, ob und bei welchen Voraussetzungen diese Schiffe als Teil der zu regelnden Netzinfrastuktur gemäß 2009/73/EC anzusehen sind.

Diese Frage, die an die EU Kommission und BNetzA gerichtet wurde, ist für die Investoren bei einer geplanten Investition von Bedeutung.

Aus der Erörterung mit der Brüsseler DG Energy Wholesale Markets wegen der FSRU Lösung ist festzuhalten:

Die GD Whole Sale Markets hat eine interne Arbeitsposition aber noch keine rechtsverbindliche Position zu der Anwendung der Gasregulierung auf FSRUs erarbeitet.

Die GD sieht FSRUs grundsätzlich wie einen landbasierten Terminal an, wenn sie dauerhaft vor Anker liegen. Daher greift die EU Richtlinie. Wenn das Businesskonzept geändert wird und die FSRU nicht mehr dauerhaft in einem Hafen liegt, sondern auf Fahrt geht, dann stelle sich die Frage einer Ausnahme.

Die DG räumt ein, dass die Richtlinie nicht anwendbar ist, wenn die FSRU sich auf dem Meer befindet.

Wenn die FSRU als Carrier fungiert, dann fällt der landseitige Teil als Teil des Netzes unter die Regulierung oder er wird als Teil der LNG Facility eingestuft. Auch hier kann eine Befreiung beantragt werden.

9.3 Marktgebiete

NetConnect Germany (NCG) ist der Marktgebietsverantwortliche für das sog. NCG Marktgebiet, eines der beiden deutschen Gasmarktgebiete in Deutschland. Unter dem Dach der NetConnect Germany kooperieren die Fernleitungsnetzbetreiber bayernets GmbH, Fluxys TENP GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH, Open Grid Europe GmbH, terranets bw GmbH und Thyssengas GmbH und betreiben ein gemeinsames Marktgebiet.

Gaspool ist der zweite Marktgebietsverantwortliche in Deutschland.

Zum 1.4.2022 werden laut Novelle [vgl. NZV 2017] der Gas Netzzugangsverordnung (Gas NZV) die beiden Marktgebiete zusammengelegt. Es gab Beratungsprozesse mit einem gegenteiligen Tenor der BNetzA („kein Bedarf und nicht fördernd im Sinne des Gas Target Models (GTM)“). Es war daher für

alle Industrieverbände überraschend, dass das BMWi die Marktzusammenlegung mit der Veröffentlichung des Referentenentwurfes im April praktisch im Alleingang entschieden hatte. Die Verbände hatten für Stellungnahmen lediglich eine Woche Zeit. Der Tenor war, man müsse die Kosten und Konsequenzen zunächst prüfen. Für die Politik war möglicherweise entscheidend, dass man eine Zusammenlegung eines der deutschen Marktgebiete mit anderen europäischen Marktgebieten verhindern wollte, weil dann die Kunden im anderen deutschen Marktgebiet Nachteile zu gegenwärtigen hätten.

Für ein LNG Importterminalprojekt an der deutschen Nordseeküste hat diese Entscheidung den Vorteil, dass ohne Kosten für Marktgebietsgrenzen der Zugang zu gesamten deutschen Gasmarkt und damit dem größten europäischen Gasmarkt ermöglicht wird.

9.4 Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit ist ein weites Thema, das auf den verschiedenen Stufen der Energie- und Erdgasversorgung eine wichtige Rolle spielt. Hier beschränkt man sich auf die Ebene der Erdgasimporte bzw. der Beschaffung und klammert alle anderen Aspekte aus. Eine neue LNG Importinfrastruktur trägt zur Versorgungssicherheit insofern bei, als sie neue Erdgaslieferregionen, einen neuen Netzeinspeisepunkt und in der Regel neue Lieferanten zur Folge hat.

Als Kriterium zur Versorgungssicherheit, sofern prima Vista alle Lieferanten gleich bewertet werden, sieht man die Zahl der unabhängigen Einspeisepunkte unter Berücksichtigung der jeweiligen Einspeiseleistungen. Neue Lieferanten mit neuen Einspeisepunkten erhöhen somit nach allgemeinem Verständnis die Versorgungssicherheit.

9.5 EU SOS Verordnung

Eine Verordnung der Europäischen Union Kurzform „Verordnung (EU)“ ist ein Rechtsakt der Europäischen Union mit allgemeiner Gültigkeit und unmittelbarer Wirksamkeit in den Mitgliedstaaten. Die EU Kommission hat 2010 in ihrer SoS Verordnung [vgl. SoS 2010] einheitliche Versorgungsstandards für die Mitgliedsländer geschaffen. Gemäß Art. 6 gilt der „Infrastrukturstandard“ als erfüllt, wenn bei einem unterstellten Ausfall der Gaslieferungen am Importpunkt mit der größten Einspeiseleistung über die verbleibenden Transportkapazitäten (N-1) so viel Gas eingespeist werden kann, dass der errechnete maximale Tagesbedarf, so wie er statistisch einmal in 20 Jahren auftritt, gedeckt werden kann. Nach Art 8 SoS-VO sind die Erdgasunternehmen verpflichtet, die Versorgung sog. „geschützter Kunden“ auch in 3 expliziten Fällen besonders hohen Gasverbrauchs sicherzustellen.

Mit Stand Dezember 2016 hat das BMWi festgestellt, dass die Risikobewertung gemäß Art.9 der SoS Verordnung zu dem Ergebnis kam, dass die Versorgungssicherheit in Deutschland nach allen einschlägigen Kriterien erfüllt ist und keine Maßnahmen erforderlich sind.

Die SoS VO betrachtet immer nur die aktuelle Situation. Zurzeit ist die Versorgung der Importmengen bestens diversifiziert. Aber wie in Kapitel 2 dargelegt wurde, ändert sich die Diversifizierung des deutschen Erdgasmarktes in den nächsten 10 Jahren dramatisch. In 10 Jahren, im Jahr 2028, wird der deutsche Markt aus heutiger Sicht die Kriterien verfehlen.

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass momentan die SoS Verordnung keine neue LNG Investition fördert.

9.6 Novelle SoS Verordnung

Die EU Kommission hat vor dem Hintergrund der Versorgungskrise wegen der Ukraine in 2014 bereits eine Novelle der SoS Verordnung angestoßen und den Entwurf einer Novelle vorgelegt. Die Kommission hat u.a. vorgeschlagen, dass zukünftig Ländergruppen gebildet werden sollen, die gemeinsam Notfallpläne zur Versorgungssicherheit ausarbeiten sollen. Deutschland soll zusammen mit Polen, Tschechien und der Slowakei eine Gruppe bilden. Die Sinnhaftigkeit dieser Gruppe ist schwer verständlich und der Widerstand gegen den Entwurf der Kommission ist erheblich.

Die komplexen Beratungen zu diesem Prozess sind noch im Gange und eine Einigung zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie nicht vorhanden.

Vorbehaltlich des offenen Ergebnisses der Beratungen zur neuen Versorgungssicherheit Verordnung haben sowohl DG Energy als auch BNetzA der Erwartung Ausdruck gegeben, dass die Novellierung der Brüsseler SoS Verordnung keine positiven Konsequenzen für ein LNG Terminalprojekt im Sinne einer Honorierung des Beitrags zur Versorgungssicherheit geben wird.

9.7 Gas Target Model und Quo Vadis Projekt der EU Kommission

Die EU Kommission basierte ihre Regulierungsstrategie der Strom- und Gasmärkte auf dem 3. Binnenmarktpaket aus 2009.

Die weiteren Pläne der EU Kommission gehen über die Energiemarktregulierung aus dem Jahre 2009 hinaus. Bereits im Jahre 2011 wurde das Gas Target Model der Europäischen Regulierungsorganisation ACER publiziert und in der Zwischenzeit angepasst und fortgeschrieben.

Ob die EU Regulierung geeignet ist, die zukünftigen Herausforderungen zu lösen, wird inzwischen von der Kommission selbst hinterfragt¹².

Von Experten und Stakeholdern wurden im Herbst 2016 im Rahmen der „Quo vadis EU gas market regulatory framework – Study on a Gas Market Design for Europe“ Stellungnahmen eingeholt.

Die Regulierungsvorschriften (2009 "Drittes Energiepaket" und das Gas Target Model (GTM)) tragen laut NERA Expertengutachten [vgl. NERA 2017] u.a. zu einem rückläufigen Gasmarkt bei. Das GTM ist nur auf die Optimierung des kurzfristigen "Handels" der bestehenden Importverträge auf Basis sozialisierter Gasnetze der Mitgliedsstaaten ausgerichtet. Mit solch einem Schwerpunkt verbietet das GTM wirksam wettbewerblichen Zugang neuer Gaslieferungen oder den wettbewerblichen Transport Bypass des bestehenden Transportnetzes für den Zugang zu neuen Gaslieferungen. Neues, wettbewerbsfähig produziertes und transportiertes Gas könnte andere Gasimporte verdrängen, die Energiesicherheit erhöhen, die Kohleverstromung reduzieren und den Verbrauchern helfen, die Energiekosten zu senken und die Klimaschutzziele zu erreichen

Die Kommission beauftragte mit dem Gutachten EY [vgl. Energate 2017], die bereits in der ersten Konsultation Vorschläge in eine bestimmte Richtung unterbreitet hatten.

Voraussichtlich im Jahr 2018 sind weitere Maßnahmen der EU Kommission im Rahmen des Quo vadis Projektes zu erwarten. Ob damit geeignete regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden, um die aktuellen Fehlentwicklungen im Erdgasmarkt zu beheben, ist fraglich und bleibt abzuwarten.

Sowohl DG Energy als auch BNetzA können aus dem EU Quo Vadis Projekt zurzeit noch keine Konsequenzen für ein LNG Projekt erkennen, dafür sei es noch zu früh.

¹² von Experten und Stakeholdern wurden von der EU Kommission im Rahmen der „Quo vadis EU gas market regulatory framework – Study on a Gas Market Design for Europe“ Stellungnahmen eingeholt

Es wird aber darauf hingewiesen, dass die Vorschläge und Entwicklungen bei Quo Vadis zukünftig erhebliche Konsequenzen für LNG Terminalinfrastrukturen in Deutschland haben können.

9.8 Unzulänglichkeit des EnWG hinsichtlich der Versorgungssicherheit Gas

Das EnWG regelt gemäß § 13 Ziffer 1 die Versorgungssicherheit im Strommarkt: „Sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist, sind die Betreiber der Übertragungsnetze berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung zu beseitigen durch netzbezogene Maßnahmen, insbesondere durch Netzsicherstellungen, durch marktbezogene Maßnahmen, insbesondere durch den Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Information über Engpässe und das Management von Engpässen sowie durch zusätzliche Reserven, insbesondere die Netzreserve nach § 13d und die Kapazitätsreserve nach § 13e“.

Eine entsprechende Regelung für Gasversorgungsnetze, um zukünftige kritische Versorgungssituationen auszuschließen, fehlt im EnWG § 13.

Ein typisches Beispiel, das den Unterschied zwischen Strom- und Gasmarkt illustriert, ist die Entscheidung der BNetzA [vgl. BNetzA 2017], dass die Stromnetzbetreiber gasbasierte Kraftwerke zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit, sog. „Netzstabilitätsanlagen“ im Umfang von 1.200 MW unter Vertrag nehmen dürfen, um zukünftige Netzengpässe in Folge der Stilllegung von Kernkraftwerken und dem Ausbau der erneuerbaren Energien zu vermeiden und die Kosten auf die regulierten Netzentgelte umlegen können.

Die Versorgungssicherheit beim Erdgas ist durchaus immer wieder ein Thema, das in Deutschland diskutiert wird, da anders als bei der Elektrizität Erdgas überwiegend importiert wird, im hohen Maße sogar aus Russland. Aber es fehlt eine gesetzliche Definition, wer die Verantwortung innehat.

Die Thematik wurde sowohl mit Fernleitungsnetzbetreibern, Marktgebietsverantwortlichen, DG Energy und BNetzA erörtert und dabei diese Feststellung bestätigt.

Hintergrund für diese Sachlage ist die Einschätzung des BMWi, dass kein Handlungsbedarf besteht. In der Vergangenheit hatten sich die großen Erdgasimporteure die Diversifizierung und die Versorgungssicherheit als Teil ihrer Produktqualität Erdgas auf die Fahnen geschrieben.

Das BMWi geht ausweislich seiner eigenen Webseite von folgenden Voraussetzungen aus:

„Die Sicherungsmaßnahmen der deutschen Gasversorgungsunternehmen stützen sich auf einen breiten Maßnahmenkatalog. Hierzu zählen neben der Inlandsförderung insbesondere:

- *Diversifikation der Bezugsquellen und Transportwege,*
- *Stabile Beziehungen zu Lieferländern,*
- *Langfristige Gaslieferverträge sowie*
- *Hohe Verlässlichkeit der Versorgungsinfrastruktur inklusive der Unter-Tage-Speicher*

Von zunehmender Bedeutung ist auch der Zugang zu LNG-Terminals (LNG: "liquefied natural gas").“

„In Zukunft soll der kaspische Raum ("südlicher Korridor") als neue Lieferquelle für Europa und zumindest indirekt auch für Deutschland erschlossen werden. Ab 2019 soll über die Transadriatische Gaspipeline (TAP) erstmals Gas mit einer Kapazität von 10 Milliarden Kubikmetern pro Jahr aus Aserbaidschan nach Europa geliefert werden.“

„Von zunehmender Bedeutung für Deutschland ist auch der Zugang zu LNG-Terminals. LNG ("liquefied natural gas") ist mittels Abkühlung verflüssigtes Erdgas, das aufgrund seines

geringen Volumens besonders im Transport und in der Lagerung große Vorteile besitzt. Flüssigerdgas spielt weltweit eine immer größere Rolle und bietet auch deutschen Unternehmen eine Chance. In Deutschland existiert zwar bislang kein Anlandeterminal für LNG, über die benachbarten Staaten Belgien (Zeebrügge), Niederlande (Rotterdam) oder anderen europäischen Staaten kann allerdings der Zugang zu LNG für den deutschen Markt prinzipiell sichergestellt werden. Deutsche Gasversorgungsunternehmen haben Beteiligungen an LNG-Terminals im Ausland erworben und planen den Erwerb weiterer Kapazitäten (Belgien, Frankreich, Niederlande).“

Von diesen Aussagen des BMWi können eine Vielzahl gänzlich anders dargestellt und diskutiert werden (z.B. rapide abnehmende Diversifikation der Lieferquellen und Lieferanten, fragliche Stabilität der Beziehungen zu den Lieferländern, Wegfall der langfristigen norwegischen Lieferverträge, TAP Leitung aus dem kaspischen Raum für den deutschen Markt nicht relevant, deutsche Gasversorger haben ihre LNG Terminalkapazitäten reduziert und planen nicht den Erwerb neuer Kapazitäten).

9.9 Sichtweise der EU Kommission und anderer EU Mitgliedsländer auf LNG Infrastruktur und auf Versorgungssicherheit

Die EU Kommission hat erkannt, dass die EU Marktliberalisierung zu einer langfristigen und nachhaltigen Schwächung des Marktgleichgewichtes zwischen Produzenten und Erdgasanbietern sowie Importeuren und Käufern führen wird. Sie unterstreicht darum die Bedeutung von Importinfrastrukturen und klammert leitungsgebundene Alternativen aus, nachdem sie jahrelang vergeblich das Nabucco Leitungsprojekt aus dem Nahen Osten unterstützt hatte [vgl. EC 2016b]. LNG Importinfrastrukturen trügen entscheidend zur Versorgungs- und Ausfallsicherheit, zur Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit bei. Sie sieht in der Zusammenarbeit der EU mit den weltweiten LNG Produzenten und in der Kooperation der EU als zweitgrößtem LNG Importeur mit Japan und den anderen großen LNG Importeuren die wichtige Aufgabe, einen transparenten und liquiden Welt LNG Markt zu entwickeln.

Der wissenschaftliche Service des europäischen Parlamentes [vgl. EPRS 2016] fasste die EU Strategie wie folgt zusammen:

“The Commission argues that LNG can contribute significantly to the security, resilience and competitiveness of gas markets in Europe, but this requires the EU and its Member States to ensure the necessary infrastructure is in place to access international LNG markets; complete the internal gas market to attract LNG supplies; and step up efforts to cooperate with international partners (suppliers or other importing countries) in order to develop a truly global LNG market.”

Die EU Kommission anerkennt ausdrücklich LNG Importinfrastrukturen als Maßnahmen zur Steigerung der Versorgungssicherheit und die Möglichkeit, die damit verbundenen Kosten auf die Netznutzer umzulegen.

Die Kommission ist auch bereit, den Bau solcher Infrastrukturen insb. in europäischer Randlage durch verlorene Zuschüsse erheblich zu subventionieren.

Generell akzeptiert die EU Kommission regulatorische Vorschriften in den Mitgliedsländern, die Erdgasspeicher und LNG Importterminal Infrastrukturen als Maßnahmen zur Versorgungssicherheit kostenmäßig auf die Verbraucher als Teil der Netzkosten abwälzen. Von dieser Möglichkeit haben diverse Länder wie Italien, Spanien, Litauen und Polen Gebrauch gemacht.

Der Livorno Terminal in Italien (OLT, noch 49% Uniper, aber zum Verkauf gestellt) ist eine dauerhaft vor Anker liegende FSRU. Livorno hatte eine Ausnahmeregelung nach §36 inne. Diese Genehmigung wurde zumindest teilweise zurückgegeben. Damit konnte der Netzbetreiber die Buchung wesentlicher Anteile an den Importkapazitäten des LNG Terminals als Maßnahme zur Versorgungssicherheit tätigen und die Kosten auf die Netznutzer umlegen.

In Italien steckt die nationale Energiestrategie (Strategia Energetica Nazionale oder SEN), den Rahmen ab. Unterhalb des SEN agiert das Wirtschaftsministerium (MSE) in Form von Erlassen (Delibera), teilweise bis in individuelle Fälle hinein. Grundsätzlich ist es jedoch so, dass Infrastruktur, die im Rahmen SoS als besonders wichtig angesehen wird, einen Garantiefaktor erhält, der durch Umlage auf die Transportkosten vom Endkunden erhoben wird. Im Fall OLT beträgt dieser z.B. 64%, bei den Untertagespeichern 100%, d.h. die Speicher verdienen unabhängig von der Auslastung oder Buchung immer 100% der regulierten Erlösobergrenze. Im Rahmen von Auktionen, die ebenfalls durch MSE begleitet und durch Delibera erlassen werden, werden Kapazitäten dem Markt verfügbar gemacht, wobei die erzielten Umsätzen die o.g. Umlage reduzieren. Im Falle der Speicher führt dies z.B. zu einer Volllastung der Kapazitäten, allerdings zu Tarifen mit substantiellen Preisabschlägen auf das regulierte Entgelt.

9.10 LNG Importterminalstruktur in Deutschland als Beitrag zur Versorgungssicherheit

Ein solches regulatorisches Element wie in Italien würde in Deutschland den Bau eines LNG Importterminals ggfs. entscheidend erleichtern und von den aktuellen Preisen an den Welt LNG Märkten entkoppeln.

Leider enthält, wie bereits ausgeführt, das EnWG keine Regelung über die Zuständigkeiten für die Versorgungssicherheit. Es wurden die DG Energy, BNetzA, Marktgebietsverantwortliche und Gasnetzbetreiber auf die Thematik angesprochen. Es wurde von allen Beteiligten übereinstimmend, ausdrücklich von BNetzA, verneint, dass eine langfristige Buchung von LNG Terminalkapazitäten im Rahmen der Preisregulierung auf die Netzkunden umgelegt werden kann.

Die offene Frage der Versorgungssicherheit in Deutschland führte immer wieder zu Forderungen an das BMWi seitens diverser Verbände, aber auch der Politik regulatorische Maßnahmen zu ergreifen.

Diverse Gutachten mündeten im Dezember 2015 in einem Eckpunktepapier des BMWi [vgl. BMWi 2015] zur Versorgungssicherheit.

Das Konsultationsdokument [vgl. FNB 2017] der FNB Gas berichtet auf Seite 34 und 35, dass sog. LTOs von den MGVs bereits im Winter 2016/17 in Anspruch genommen wurden. Die FNB Gas stellt fest, dass die „regulatorischen Rahmenbedingungen ... weiter entwickelt werden sollten“.

Der BDEW, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, vertritt die Auffassung, dass durch ein Reservemodell [vgl. BDEW 2015] mit jährlichen Instrumenten offener Ausschreibung zusätzlich zu den vom BMWi vorgeschlagenen Maßnahmen die Versorgungssicherheit verbessert werden sollte.

In dem Eckpunktepapier des BMWi wurde für einige Mechanismen der Grundstein gelegt, wie z.B. die sog. Long-term Options (LTO), die von den Marktgebietsverantwortlichen ausgeschrieben werden.

Die TSOs bzw. Marktgebietsverantwortlichen schreiben dann „demand injection“ in die Netze aus, an bestimmten Punkten und in bestimmten Monaten, z.B. am Winterende, basierend auf der Analyse, wo Erdgas im nächsten Winter im Netz benötigt wird. Die Prozedere wird von NCG und GASPOOL auf ihren Webseiten beschrieben.

Zum besseren Verständnis folgt eine kurze Erläuterung zu Regelenergie und LTOs.

Im Einklang mit der Gas NZV und der Festlegung GABi Gas beschaffen die MGVs die für das Marktgebiet erforderlichen Gasmengen an externer Regelenenergie. Neben der börslichen Regelenenergiebeschaffung sowie der Regelenenergiebeschaffung in angrenzenden Marktgebieten nutzt der MGV die bilaterale Regelenenergieausschreibungsplattform als Beschaffungsinstrument.

Im Einklang mit der einschlägigen Regulierung beschafft der MGV die für das Marktgebiet erforderlichen Gasmengen an externer Regelenenergie.

Gemäß § 22 Abs. 1 EnWG haben die Betreiber von Energieversorgungsnetzen die Energie, die sie für den Ausgleich von Differenzmengen benötigen, nach einem transparenten, nicht diskriminierenden und marktorientierten Verfahren zu beschaffen.

Diese Grundsätze wendet der MGV für den Einsatz externer Regelenenergie an.

Eines der möglichen Vorsorgeprodukte sind „Long Term Options“: Die Produkte Long Term Options sind Vorhalteprodukte über den Kauf (System Buy) oder Verkauf (System Sell) von Gasmengen durch den MGV zum Ausgleich von fehlenden bzw. überschüssigen Mengen im Marktgebiet. Innerhalb dieser Produktklasse wird zwischen den Produkten Rest of the Day (RoD), Day-Ahead (DA) sowie Hourly (S) unterschieden.

Die von den MGVs im letzten Winter durchgeführten Long-Term Options Auktionen wurden Anfang Februar 2017 durchgeführt und bezogen sich auf einen Lieferzeitraum vom 15.2. bis 28.2.2017 (NCG) bzw. 15.2. bis 15.3.2017 (Gaspool).

Dadurch wird sehr anschaulich, dass in Deutschland das BMWi auf eine kurzfristige Versorgungssicherheit fokussiert ist. Die entscheidenden Veränderungen im Erdgasaufkommen in den nächsten 10 Jahren, der drastische Rückgang der Diversifizierung und der Versorgungssicherheit wird durch diese Maßnahmen nicht angemessen berücksichtigt.

Die Long-Term Options haben nach Auffassung DG Energy bzw. BNetzA im Höchstfall eine Laufzeit von maximal 3-6 Monaten. Das sei länger nicht machbar. Lastflusszusagen seinen max. 1 1/2 Jahre vorstellbar, längere Laufzeiten eher unwahrscheinlich.

Zurzeit wird von den Marktgebietsverantwortlichen überlegt, eventuell etwas früher und länger auszuschreiben, demnächst bereits für Winter 2018/19, um auch Speicherkapazitätshaltern eine Chance zu geben, sich zu beteiligen und die Speicher rechtzeitig entsprechend zu füllen.

Das Thema Versorgungssicherheit wird damit in Deutschland ausschließlich durch den Markt abgedeckt.

Diese sog. Long-term Options lassen sich mit den Instrumenten, die durch LNG Importkapazitätsbuchungen in Italien zum Einsatz kommen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten nicht ansatzweise vergleichen. Es handelt sich nur um kurzfristige Maßnahmen im Rahmen bestehender Strukturen. Sie können keine neuen Investitionen und Infrastrukturerweiterungen triggern.

Für solche langfristige Buchungen haben in Deutschland die Marktgebietsverantwortlichen bzw. die Ferngasnetzbetreiber derzeit keine rechtliche Grundlage. Dies haben alle Sondierungen ergeben.

9.11 Regulatorischer Rahmen des Netzan schlusses des LNG Terminals

Der Netzan schluss des LNG Terminals richtet sich nach den Regularien des EnWG. Konkret sind §38 und §39 der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gas NZV) zu beachten. §38 regelt die Kapazitätsreservierung im Fernleitungsnetz im Rahmen bestehender technischer Kapazitäten. Ist

die technische Kapazität nicht ausreichend, ist der Antrag auf Bereitstellung der Einspeisekapazität nach §39 Gas NZV zu stellen.

Die Wilhelmshavener Hafenwirtschafts- Vereinigung hat ein Netzanschlussbegehren am 13.4.2017 an OGE gestellt. Der Zweck war, das Vorhaben rechtzeitig in den NEP einzubringen, der nur noch alle 2 Jahre erstellt wird.

OGE hat in ihrer Antwort vom 25.4.2017 u.a. festgehalten „Eine evtl. erforderliche Anschlussleitung von unserer bestehenden Transportleitung bis zu Ihrem Betriebsgelände wäre von Ihnen als Anschlussnehmer zu errichten“.

Es stellt sich die Frage, ob gemäß § 39 Gas NZV dieses Investment der Anschlussleitung als Teil der Netzentwicklung Gas von den Ferngasnetzbetreibern zu tragen ist, sofern das Projekt selber von der BNetzA als sinnvoll und zielführend identifiziert wird. Konsequenterweise würde dieses Investment dann über den Netzeinspeisetarif wieder erwirtschaftet.

Ein LNG Importprojekt sollte als ein neuer Import-/Grenzübergangspunkt angesehen werden. Die Verbindungsleitung zu dem bestehenden Erdgasfernleitungsnetz sollte daher nicht als ein vorgelagertes Rohrleitungsnetz sondern als Ausbau des Fernleitungsnetzes angesehen werden.

Bei einem Wilhelmshaven Projekt ist eine ca. 23 km lange Hochdruck-Leitung (100 bar) von dem Betriebsgelände der NWO nach Etzel geplant, um an OGE Leitungen einzubinden. Als Teil des LNG Importprojektes sollte man die ca. 2 km lange Erdgas-Leitung von der FSRU über den Anleger bis zur Übernahmestation des Ferngasnetzbetreibers am Rande des Betriebsgeländes der NWO ansehen.

BNetzA teilt diese Auffassung nicht, sieht aber im Ergebnis bei den FNB eine Anschlussverpflichtung. Die Anschlussleitung sollte auch reguliert und vom FNB betrieben werden. Aber die Finanzierung sei durch das Projekt zu leisten, ggfs. durch Baukostenzuschüsse.

Falls die Hochdruckanbindung vom Projektinvestor getragen werden muss, erhöht sich das relevante Gesamtinvestment für das Projekt je nach Standort nicht unerheblich.

Bei der Erstellung des NEP Gas 2013 kam es zu einer Fragestellung, die eine gewisse Vergleichbarkeit mit der Einbindung eines LNG Terminals aufweist. Die E.ON Gas Storage GmbH hatte zusammen mit der RAG die zur deutschen Grenze naheliegenden Speicher Haidach und 7Fields in Österreich wesentlich ausgebaut. Die Speicher sollten sowohl in den österreichischen Markt als auch in den deutschen Markt transportmäßig eingebunden werden. Auf deutscher Seite war die Kapazität für die ausgebauten Speicher nicht ausreichend und zum Teil nur unterbrechbar verfügbar. Die FNB bzw. OGE stellte im NEP 2013 fest: „Das Vorliegen der Voraussetzungen der §§ 38, 39 Gas NZV für die Speicher Haidach und 7Fields ist weiterhin klärungsbedürftig“. Mit Entscheidung vom 10.05.2013 hat die BNetzA die E.ON Gas Storage GmbH als Beiladungspetentin in dem Verwaltungsverfahren „Änderung des Netzentwicklungsplans Gas 2013“ beigeladen. Damit konnte die E.ON Gas Storage GmbH ihre berechtigten Interessen angemessen vertreten. Letztendlich wurden die Maßnahmen gemäß Änderungsverlangen der BNetzA vom 18.12.2013 unter Einbezug der Ausbaumaßnahmen für die transporttechnische Einbindung der österreichischen Speicher Haidach und 7Fields verabschiedet und publiziert.

Ob ein vergleichbarer Fall einer leitungstechnischen Anbindung eines LNG Terminals durch die Netzbetreiber gegeben ist, kann hier nicht näher analysiert werden. Insbesondere die Frage der Tragung der Investition einer neuen Hochdruckleitung stellte sich in diesem Fall nicht.

Im Rahmen eines weiteren Projektfortgangs sind die entsprechenden weiteren Klärungen durchzuführen.

10 Übersicht möglicher Finanzierungsinstrumente und -strategien

10.1 Finanzierungsfragen und -strategien

Für die Finanzierung eines Projektes wie eine LNG Import Terminal Infrastruktur kommen grundsätzlich zwei Finanzierungsalternativen infrage, die Innenfinanzierung der Eigentümer oder eine Projektfinanzierung.

Die Innenfinanzierung kommt infrage, wenn es sich um finanzstarke Handelspartner handelt, die die Infrastruktur entsprechend ihres Eigentumsanteils auch selber nutzen wollen. Eine Projektfinanzierung ist angemessener, wenn die Betreiber als Infrastrukturbetreiber ihre Dienstleistung im Markt für Dritte zur Verfügung stellen. Im Folgenden wird nur Fragen einer Projektfinanzierung eingegangen.

Die Infrastrukturbetreiber eines LNG Importterminals in Deutschland sollten sich mit folgender Finanzierungsstruktur grundsätzlich befassen:

$$\text{Investment} = \text{nicht rückzahlbare Zuschüsse} \text{ plus } X\% \text{ EK} + (1 - X)\% \text{ FK}$$

- Nicht rückzahlbare Zuschüsse werden insbesondere von der EU Kommission bei Vorliegen ganz bestimmter Voraussetzungen eingeräumt.
- Je nach Kreditwürdigkeit der Betreiber und der langfristigen Kapazitätshalter, der Risikoexposition der Anlage und des Geschäftsplanes (insbesondere Durchsatzverträge, Laufzeiten, Anteil langfristige Buchungen) kann ein Eigenkapitalanteil zwischen 10 und 50 % erforderlich sein. Je nach Ausgestaltung des Projektes ergeben sich daraus gänzlich unterschiedliche Finanzierungsanforderungen.

Im folgenden Beispiel gehen wir beispielsweise von einer mittleren Kreditwürdigkeit entsprechend einem EK Anteil von 25,71 % aus, die Fremdfinanzierungsquote liegt entsprechend bei 74,29 %.

Bei einer angenommenen Investitionssumme von 450 Million EUR (siehe Kapitel B 6.4) könnte sich die Finanzierung beispielsweise vereinfacht wie folgt zusammensetzen:

- | | |
|--|--------------|
| ▪ nicht rückzahlbarer Zuschuss der EU | 100 Mio. EUR |
| ▪ Eigenkapital der Betreiber | 90 Mio. EUR |
| ▪ Fremdkapital von EIB und Geschäftsbanken | 260 Mio. EUR |

Vorstellbar wäre eine anteilige Finanzierung des FK durch die EIB von größenordnungsmäßig 80 Millionen EUR, entsprechend 30,77 %.

Eine Finanzierung durch Mittel des BMWi zum Beispiel im Rahmen des Programmes „Richtlinie über Zuwendungen für Aus- und Umrüstung von See- und Binnenschiffen zur Nutzung LNG als Schiffskraftstoff“ kommt unseres Erachtens nicht infrage, müsste aber im konkreten Fall in einem Projekt näher geprüft werden.

Das Investment würde sich erheblich reduzieren durch Beschaffung der FSRU auf Charter Basis. Dadurch würde die Investitionssumme reduziert aber die jährlichen Betriebskosten erhöht. Die Konsequenzen auf die Finanzplanung sind in einem Projekt näher zu analysieren.

Nachstehend gehen wir auf zwei wesentliche Finanzierungsaspekte näher ein:

- Nicht rückzahlbare Zuschüsse der EU
- Konditionen der EIB

10.2 Nicht rückzahlbare Zuschüsse der EU

Die Connecting Europe Facility (CEF) hat ein 30 Mrd. EUR Budget, um Energie-, Transport- und Digitale Infrastruktur zu fördern.

Um in den Genuss einer EU Finanzierung für einen LNG Import Terminal Projekt zu kommen, sind mehrere Schritte erforderlich. Zunächst muss das Projekt in den 10 Jahres „network plan“ aufgenommen werden. Hierzu wird auf den network plan der ENTSG ((the European Network of Transmission System Operators for Gas) verwiesen [vgl. entsog 2017].

Im nächsten Schritt kann das Projekt dann auf die Liste der „projects of common interest“ (PCIs) aufgenommen werden.

„PCIs are essential for completing the European internal market and for meeting the EU's energy policy objectives of affordable, secure and sustainable energy. PCIs may benefit from accelerated planning and permit granting, a single national authority for obtaining permits, improved regulatory conditions, lower administrative costs due to streamlined environmental assessment processes, increased public participation via consultants, and increased visibility to investors.

They also have the right to apply for funding from the Connecting Europe Facility Energy (CEF).

To become a PCI, a project must have significant impact on energy markets and market integration in at least two EU countries, boost competition on energy markets and help the EU's energy security by diversifying sources, and contribute to the EU's climate and energy goals by integrating renewables. The selection process gives preference to projects in priority corridors, as identified in the TEN-E strategy. “

Maßgeblich sind 5 Kriterien und ein Verfahren alle 2 Jahre. Die dritte Liste der PCIs wird im Herbst 2017 fertiggestellt. Dann gibt es 2-mal im Jahr einen call for financing.

Die fünf Kriterien sind:

- Signifikante Vorteile für mindestens 2 EU Mitgliedsstaaten
- Verbesserung der Marktintegration und Beitrag zur Integration der Netzwerke der EU Mitgliedsländer
- Steigerung des Wettbewerbs in den Energiemärkten durch Alternativangebote für Verbraucher
- Verbesserung der Versorgungssicherheit
- Beitrag zu den EU Energie und Klimaschutz Zielen. Unterstützung der Integration eines wachsenden Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen

„Candidate projects are proposed by their promoters. They are then assessed by so-called Regional Groups that include representatives from EU countries, the Commission, transmission system operators and their European networks, project promoters, regulatory authorities, as well as the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). ACER is responsible for assessing electricity and gas projects' compliance with the PCI criteria and their European added value. The Commission is solely responsible for the appraisal of projects linked to oil supply connections in Central and Eastern Europe and cross-border carbon dioxide networks.

After these assessments, the Commission adopts the list of approved PCIs via a delegated act procedure.

The list of projects is then submitted by the Commission to the European Parliament and Council. These institutions have two months to oppose the list, or they may ask for an extension

of two months to finalise their position. If neither the Parliament nor the Council rejects the list, it enters into force. The Parliament and the Council cannot request amendments to the list. “

Funding for Projects of Common Interest

“PCIs have access to a total of €5.35 billion in funding from the Connecting Europe Facility (CEF), the EU's €30 billion fund for boosting energy, transport, and digital infrastructure between 2014 and 2020. This funding is intended to speed up the projects and attract private investors.”

10.3 Konditionen der EIB

Die Europäische Investitionsbank (EIB) mit Sitz in Luxemburg ist die Bank der Europäischen Union. Anteilseigner sind die EU-Mitgliedstaaten. Aufgabe der EIB ist es, die Ziele der Europäischen Union zu fördern, indem sie im Einklang mit allgemein anerkannten Bankenpraktiken langfristige Finanzierungen für spezifische Investitionsvorhaben bereitstellt. Sie fördert die Schaffung eines durch größere Homogenität geprägten Europas, insbesondere im Hinblick auf wirtschaftliche Integration und stärkeren wirtschaftlichen und sozialen Zusammenhalt.

Die EIB gewährt Darlehen in erster Linie aus den Erlösen ihrer Anleihen, die zusammen mit ihren Eigenmitteln (eingezahltes Kapital und Rücklagen) die ihr zur Verfügung stehenden Mittel zur Vergabe bilden.

Die EIB bietet zur Unterstützung von Vorhaben verschiedene Finanzierungsprodukte an, deren Einsatz von der Förderungswürdigkeit und der Art der Projekte abhängt.

Bei ihrer Finanzierungstätigkeit in der EU verfolgt die Bank u.a. die Ziele

- Beseitigung des Marktversagens bei der Risikoübernahme
- Maximierung der Wirkung von ökologisch nachhaltigen, klimafreundlichen Finanzierungen und
- Schließung der Investitionslücke durch die Mobilisierung privater Investitionen.

Die Förderung erfolgt u.a. in Form von Einzeldarlehen, die für Investitionsprogramme oder Projekte gewährt werden. EIB-Darlehen decken maximal 50% der Investitionskosten, wobei der Finanzierungsanteil der EIB im Durchschnitt jedoch etwa einem Drittel des Finanzierungsbedarfs entspricht.

Anträge auf Einzeldarlehen sind direkt an die EIB zu richten.

Ein Einzeldarlehen kann bei der EIB ohne besondere Formalitäten beantragt werden. Projektträger müssen u.a. eine detaillierte Beschreibung ihres Investitionsvorhabens zusammen mit den Finanzierungsplänen vorlegen.

Der Europäische Fonds für strategische Investitionen (EFSI) ist eine gemeinsame Initiative der EIB-Gruppe und der Europäischen Kommission. Er soll Mittel aus dem Privatsektor für strategisch wichtige Investitionsprojekte in der EU mobilisieren. Die erwarteten Gesamtinvestitionen betragen 225 Mrd. EUR, genehmigt sind rd. 44 Mrd. EUR, davon 22% im Energiesektor.

Energieinfrastruktur

Die Förderung einer nachhaltigen, wettbewerbsfähigen und sicheren Energieversorgung zählt zu den politischen Kernzielen der EU und ist ein wichtiger Finanzierungsbereich der EIB. Die EIB wendet im Energiesektor strenge Förderkriterien an. Damit soll gewährleistet werden, dass sich die Finanzierungen im Energiesektor genau an der Energie- und Klimapolitik der EU orientieren und den

aktuellen Investitionstrends entsprechen. Die EIB konzentriert sich daher bei den Energiefinanzierungen auf die Bereiche Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Energienetze sowie die damit verbundene Forschung und Innovation. Auf dem Weg zu einer CO₂-armen Weltwirtschaft hat sie auch einen Emissionsstandard eingeführt, der bei allen Energieprojekten angewandt wird, die fossile Brennstoffe nutzen. Auf diese Weise schließt die EIB Vorhaben aus, bei denen der CO₂-Ausstoß über einem bestimmten Schwellenwert liegt, der sich an den EU- und einzelstaatlichen Verpflichtungen zur Eindämmung dieser Emissionen orientiert.

Mit ihren Finanzierungen fördert die EIB u.a.:

- die Wettbewerbsfähigkeit in der Energieversorgung, um einen europäischen Energiebinnenmarkt zu schaffen, durch den die Versorgung effizienter wird und die Verbraucherpreise unter Kontrolle bleiben und
- die Versorgungssicherheit, indem sie auf Diversifizierung setzt. Dabei stehen einheimische Energiequellen im Mittelpunkt, damit die Abhängigkeit von Energieimporten geringer wird.

Die EIB hat durch ihre Darlehen in den letzten Jahren mehrere LNG Importterminalprojekte gefördert bzw. zugesagt wie:

- | | |
|---|------------------|
| ▪ Klaipeda LNG Terminal mit | 87 Mio. EUR |
| ▪ GATE Break Bulk Terminal für LNG Bunkertanker mit | 76 Mio. EUR |
| ▪ Świnoujście LNG Terminal mit | rd. 135 Mio. EUR |
| ▪ Krk LNG Terminal Projekt mit angeblich bis zu | 339 Mio. EUR |

11 Konzeption einer Vermarktungsstrategie für einen LNG Terminal

Dem Konzept der Vermarktungsstrategie liegen die in Kap. 1 genannten Marktanforderungen an einen LNG Terminal zugrunde. Die Notwendigkeit einer LNG Importterminalinfrastruktur für den deutschen Erdgas- und Treibstoffmarkt wurde in Kap.2 dargestellt.

Für das Standing eines Lieferanten im deutschen Markt macht es einen großen Unterschied aus, ob er sich für seine deutschen Kunden auch langfristig im deutschen Markt durch ein LNG Terminalinvestment engagiert hat oder nur sein LNG indirekt über LNG Terminals in Nachbarländern importiert.

Es ist das Ziel, durch ein optimales Infrastrukturinvestment, z.B. als FSRU, niedrige Durchsatztarife anzubieten, und durch eine optimierte Netzanbindung niedrige Zugangskosten zu realisieren. Dann ist es für einen LNG Lieferanten attraktiv, den LNG Terminal in Deutschland zu nutzen, da er für sein Produkt den höchsten LNG DES Preis erzielt.

Es ist wertvoll, dass die deutsche Bundesregierung neben der Landesregierung und den lokalen Organen ein Infrastrukturinvestment begrüßen, befürworten und unterstützen, insb. wenn ein LNG Lieferant und Infrastrukturbetreiber bereit ist, selber zu investieren.

Dies ist eine Selbstverständlichkeit für eine weltoffene Handelsnation wie Deutschland, soll aber der guten Ordnung halber hier auch genannt werden.

Wichtige Elemente der Vermarktungsstrategie sind somit:

- Terminalbetriebsgesellschaft, die den Terminal plant, genehmigt, baut und betreibt und Terminal Kapazitäten vermarkten
- Identifikation erfahrener Betreiber/Aufbau einer Betreiber Organisation
- Relevanz von Private Equity als Investoren
- Identifikation von Produzenten, Importeuren und Händlern, die die gesamte Terminalkapazität langfristig (20-25 Jahre) buchen und ggfs. auch als Gesellschafter der Terminalgesellschaft agieren
- Open Season Prozess
- Politische Unterstützung, und marktbasierte Anreize zur Versorgungssicherheit schaffen

Warum sollten Produzenten oder Lieferanten von LNG die finanzielle Last einer langfristigen Kapazitätsbuchung auf sich nehmen? An erster Stelle ist der unmittelbare Zugang zum deutschen Markt zu nennen. Der deutsche Erdgasmarkt ist der mit Abstand größte nationale Erdgasmarkt in der EU. Er teilt sich in nur zwei Marktgebiete auf, die zum 1.4.2022 zusammengelegt werden.

Im Gegensatz zu anderen nationalen Erdgasmärkten, wo sich neben ein paar Erdgashändlern an den Hubs nur wenige Gaslieferanten, manchmal nur einzelne nationale, staatliche und halbstaatliche Champions den Endkundenmarkt aufteilen, gibt es in Deutschland sehr viele potentielle Kunden, neben zahlreichen Händlern, viele große Gasversorger, eine Vielzahl regionaler Versorger und fast 1.000 lokale Gasversorger.

Der deutsche Markt ist vollständig liberalisiert, sodass ein neuer Anbieter, sei es als Anbieter am LNG Terminal oder als Händler an den Hubs NCG und Gaspool, vielfältigen Zugang zu allen Kunden und Absatzsektoren finden kann.

Deutschland ist Europas Champion in der Liberalisierung des Erdgasmarktes

- Der deutsche Markt spielt im europäischen Energiemarkt eine hervorgehobene Rolle
 - Der deutsche Gasmarkt war immer, von Anfang an ein Wettbewerbsmarkt

- Private Investoren haben den Gasmarkt entwickelt und standen im Wettbewerb um Kunden
- Private Investoren betreiben die zahlreichen Ferngasleitungsnetze
- Gasversorger und -verteiler sind private Unternehmen oder in kommunalem Eigentum
- Der deutsche Erdgasmarkt ist hochgradig liberalisiert
 - Freiheit der Lieferanten- und Kundenwahl bestanden bereits vor der EU Marktliberalisierung
 - EU Marktliberalisierung führte zur Entflechtung der integrierten Energieversorger
 - EU Liberalisierung führte zur Abschaffung der Ölpreisbindung und Ersatz durch Gasmärkte, an denen sich der Preis nach Angebot und Nachfrage bildet und eliminierte die Macht der großen Importeure

In- und ausländische Investoren können einen LNG Terminal in Deutschland errichten, betreiben und vermarkten:

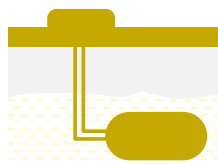
- Durch die Liberalisierung ist der Diversifizierung der Lieferanten der Boden entzogen worden, auch wenn erst langfristig und allmählich sichtbar. Die Diversifizierung der Erdgaslieferanten und Lieferpunkte wird in den nächsten 10 Jahren bis 2028 dramatisch zurückgehen
- Gemäß dem EU Liberalisierungsmodell wächst die Verantwortung der externen Gaslieferanten
- Ein großer und internationaler LNG Markt mit vielen LNG Produzenten und Händlern sucht den Zugang zu einem solchen Absatzmarkt
- Versorgungssicherheit durch Diversifizierung der Lieferanten mittels LNG Infrastruktur ist von der EU Kommission als zentrales Anliegen identifiziert worden
- Deutschland befürwortet die Marktwirtschaft und begrüßt den Wettbewerb vieler Investoren auch im Erdgasmarkt

Die Pluralität des deutschen Erdgasmarktes ist in Europa einmalig. Es gibt keine dominanten Marktteilnehmer, es gibt viele Netz- und Speicherbetreiber, eine Vielzahl von Gasimporteuren, Händlern und regionale Händler für große Bezugsverträge und hunderte von kleinen und größeren Gasversorgern, industriellen Abnehmern und Kraftwerksbetreibern, die kleinere und maßgeschneiderte Bezugsverträge nachfragen.

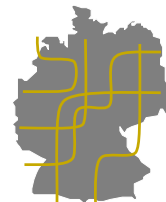
69 gas importers, traders and regional gas companies



26 gas storage operators



16 gas transmission operators



712 gas distribution grid operators



926 gas utilities

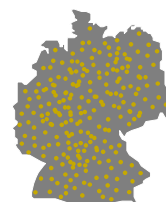


Abbildung 14: Viele Marktteilnehmer mit Zugang zu Erdgas, Ferngas- und Verteilungsnetzen, zu Speichern und allen Endkunden (Quelle Statista, Merkel Energy)

Der offene privatwirtschaftlich organisierte Marktzugang in Deutschland hat bereits seit den 60er und 70er Jahren dazu geführt, dass der deutsche Erdgasmarkt ein bevorzugtes Ort für große europäische Transport- und Transitleitungen wurde, an denen sich ausländische Unternehmen beteiligen konnten. Diese Voraussetzungen resultierten bereits in einen großen mitteleuropäischen Erdgashandel, als eine europäische Liberalisierung nicht einmal in Ansätzen erkennbar war, und mündete in großen Transit Erdgasleitungen und signifikanten Transitmengen aber auch zu großen Exportverträgen aus dem deutschen Erdgasmarkt in benachbarte europäische Erdgasmärkte.

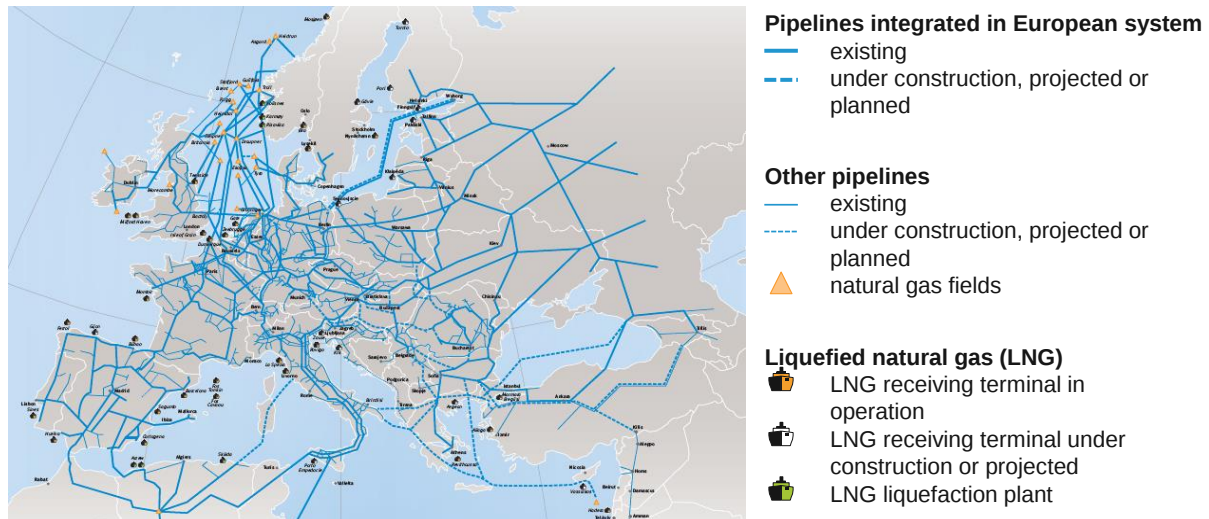
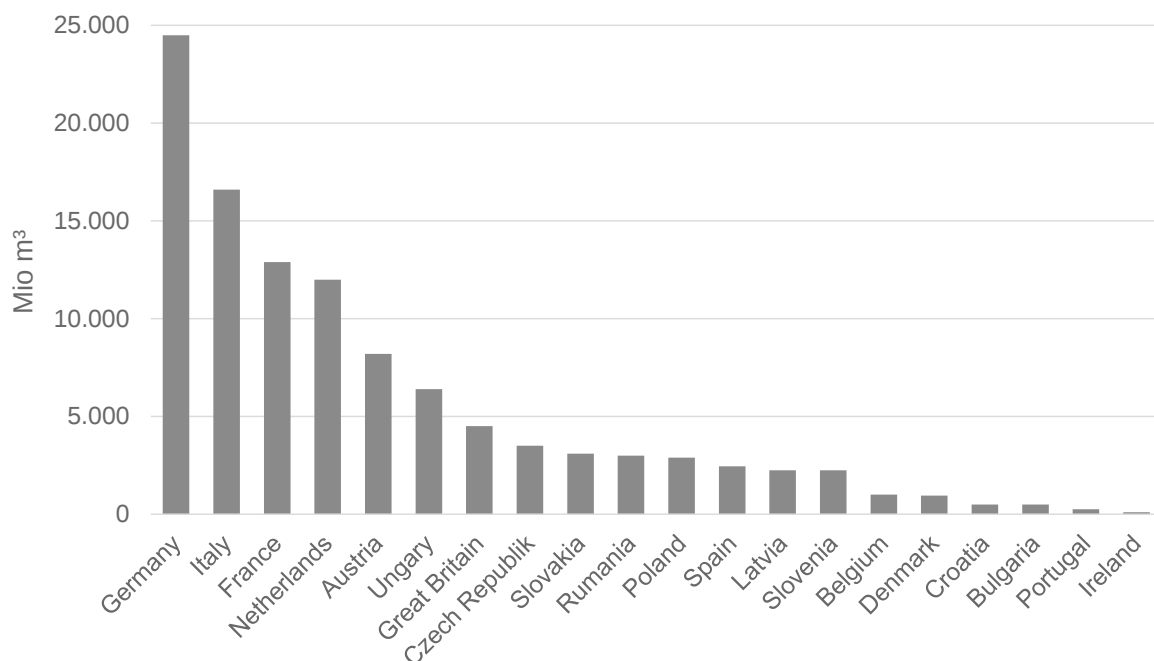


Abbildung 15: Große europäische Leitungssysteme verlaufen durch Deutschland (Quelle: Eurogas 2015)

Auch bei der Größe der Erdgas Untertagespeicher und der Zahl der Speicherbetreiber hat der deutsche Erdgasmarkt ein hervorragendes Alleinstellungsmerkmal in Europa. Der Speichermarkt ist minimal reguliert. Erhebliche Speicherkapazitäten, die nicht langfristig gebucht sind, stehen den Marktteilnehmern auf wettbewerblicher und diskriminierungsfreier Basis zur Verfügung, sodass Produzenten und LNG Händler selber als Gasversorger im deutschen Erdgasmarkt oder in den benachbarten Ländern eintreten und maßgeschneiderte Produkte anbieten können.



Jeder Marktteilnehmer kann neue Speichereinfrasturktur entwickeln oder bestehende mieten.

Der deutsche Erdgasmarkt ist bestens mit Erdgasspeichern versorgt

- Deutschland ist das europäische Land mit den größten Speicherkapazitäten
- Erdgasspeicher sind praktisch nicht reguliert und der Marktzugang ist frei
- Speicher sind vorhanden, um in Kombination mit Grundlastlieferungen flexible Produkte darzustellen
- Möglichkeit zum Export flexibler Produkte in Nachbarländer, z.B. nach UK nach der Schließung des größten britischen Erdgasspeichers Rough

Trotz aller genannten Vorteile wird die aktuelle Preissituation im Welt LNG Markt, die deutlich über den Preisen an den europäischen und deutschen Gas Hubs liegen, ein erhebliches Hindernis sein.

Bei der Vermarktungsstrategie für einen LNG Terminal gibt es eine grundsätzliche Weichenstellung:

Entweder wird eine neue LNG Importinfrastruktur gemäß Art. 28 a EnWG von der EU Regulierung und vom Zutritt Dritter weitgehend befreit (nTPA) oder auf diese Befreiung wird verzichtet (rTPA). Diese Entscheidung hat weitreichende Konsequenzen für die Vermarktung, Nutzung und auch eine eventuelle Subventionierung durch die EU Kommission.

Im Rahmen der Potenzialstudie werden die Alternativen und ihre Konsequenzen erörtert, aber keines der beiden Modelle vorgeschlagen. Diese Entscheidung kann nur im Dialog mit den voraussichtlichen Nutzern erfolgen.

11.1 nTPA Modell

Bei dem nTPA Modell werden einige Vorschriften des Zugangs für Dritte außer Kraft gesetzt wie Entflechtung, Zugang Dritter, Prüfung und Genehmigung der Bedingungen und Tarife durch die BNetzA und Publikation der Konditionen. Die Befreiung von rTPA ist von der BNetzA mit Zustimmung der EU Kommission zu genehmigen. Die BNetzA ist verpflichtet, die Einhaltung der eingegangenen Verpflichtungen, z.B. zur Vermarktung ungenutzter Kapazitäten dauerhaft zu überwachen. Vor der Kapazitätsvergabe sollte in einem Open Season Prozess allen potentiellen Interessenten die Gelegenheit eingeräumt werden, sich an den Kapazitätsbuchungen zu beteiligen. Es wird empfohlen, nicht alle Kapazitäten zu verkaufen.

In der Regel werden dann die Nutzer einen Tarif für langfristige Buchungen verhandeln. Somit sind für den Investor die langfristigen Einnahmen und das Investment kalkulierbar.

11.2 rTPA Modell

Das rTPA Modell ist der Standard in der EU. Er gilt für alle bestehenden Infrastrukturen und nach Ablauf der Frist der Befreiung auch für alle neue Infrastrukturen. Zum rTPA Zugang für Dritte gehört die Genehmigung der Tarife und der Methoden zur Bestimmung der Tarife durch die BNetzA, die Veröffentlichung der Tarife und die diskriminierungsfreie Anwendung für alle relevanten Kunden.

Bei einem rTPA Modell ist vorstellbar, dass sich die EU Kommission im Rahmen des CEF Programmes mit einer Subvention der Investition maßgeblich beteiligt und damit die Durchsatzpreise reduziert.

Wenn nicht ausreichend langfristige Kapazitäten im Rahmen einer Open Season gebucht werden, dann ist es nach Verständnis der EU Kommission gerechtfertigt, ggfs. Versorgungssicherheit durch LNG Kapazitätsbuchungen der Netzbetreiber darzustellen und diese Kosten den Netzkunden als Netzkosten zu belasten. Damit würden die Aufwände als Prämie zur Diversifizierung bzw. zur Versorgungssicherheit abgewälzt. Falls es im Falle einer Versorgungsnotfalls zur Inanspruchnahme des LNG Terminals kommt oder aufgrund einer entsprechenden Preisentwicklung zu einer generellen Inanspruchnahme der LNG Importkapazität kommt, werden dem LNG-Importeur die Importkapazitätsinanspruchnahme zu den üblichen Tarifen belastet. Dies kann sich auch nach einem Auktionsverfahren richten und somit die regulatorischen Kostenansätze überschreiten. Auf jeden Fall werden die Erdgaskunden in Höhe der marktbedingten Inanspruchnahme der Terminalkapazitäten von der Umlage der Terminalkosten befreit.

Diese regulatorische Möglichkeit ist in Deutschland zurzeit nicht gegeben und müsste erst durch entsprechende Gesetzesänderungen eingeführt werden.

11.3 Konzeption der Vermarktungsstrategie

Einer Vermarktungsstrategie wird wie folgt vorgeschlagen:

- Projektinitiatoren gründen NewCo; Kapitalaufstockung und Erweiterung Gesellschafterkreis nach Projektfortschritt
- Terminalgesellschaft NewCo entwickelt, plant, baut und betreibt die Terminalinfrastruktur, insb. Ertüchtigung, ggfs. Bau der Landungsbrücke, und der einschlägigen Infrastruktur auf der Landungsbrücke
- NewCo leistet ggfs. Baukostenzuschüsse an den Netzbetreiber für die Anbindungsleitung an das Ferngasnetz
- NewCo schließt Nutzungs- und Dienstleistungsverträge ab.
- NewCo erwirbt zu einem Festpreis oder zeitchartert (10/15/20) Jahre gemäß Spezifikation von der Werft fertiggestellte, gelieferte und betriebsbereite FSRU.
- NewCo führt Open Season für Terminalkapazitäten und schließt Throughput Agreements, ggfs. auch weitere Gesellschafterverträge ab.
- Ggfs. separate Gesellschaft Eigentümer der FSRU.
- NewCo vermarktet freie Terminalkapazität, Kapazitätsreserven und ungenutzte Slots.
- NewCo ist kein LNG Händler sondern Dienstleister für LNG Terminalfunktionen.

Eine wesentliche Voraussetzung für das weitere Vorgehen ist die Gewinnung von Investoren für die NewCo.

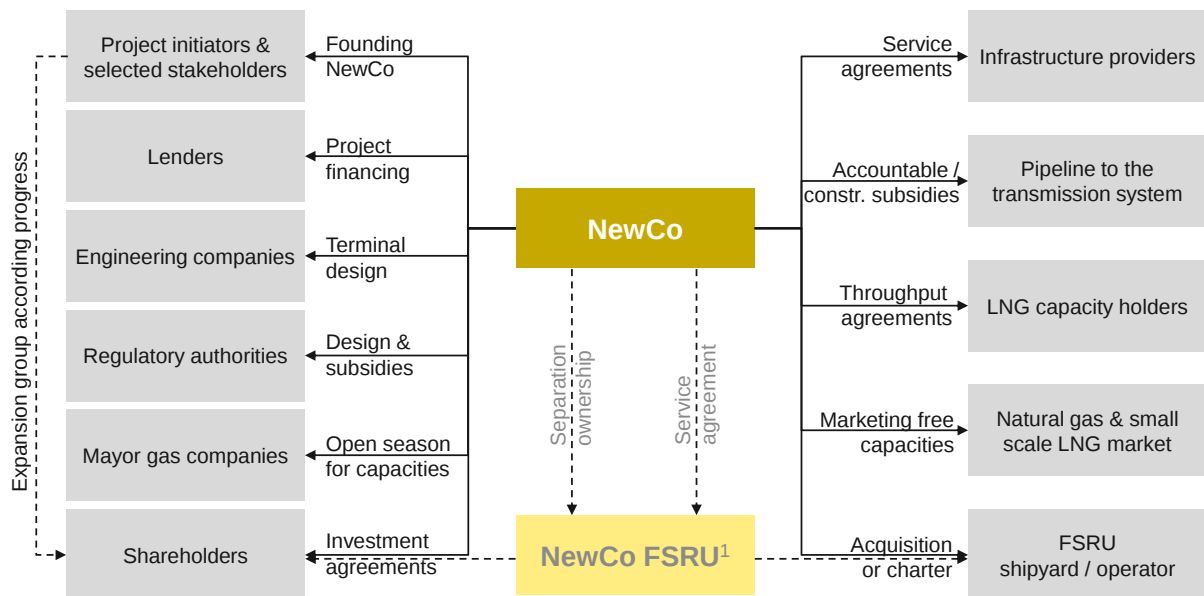


Abbildung 17: Aufgaben der Terminal Gesellschaft

Für die Terminal Durchsatzverträge werden folgende Prinzipien vorgeschlagen:

- Die Nutzung des LNG Import Terminal wird auf lang- und kurzfristigen Durchsatzverträgen basieren, abhängig von dem gewählten regulatorischen Marktmodell
- Ein Durchsatzvertrag erlaubt dem Käufer ein definiertes Nutzungsrecht zur LNG Anlandung, Speicherung und Wiedervergasung oder Beladen auf einen LNG Bunkertanker und verpflichtet den Käufer zu angemessenen Kapazitäts- und Arbeitspreisen
- Die Summe der Durchsatzverträge garantiert der Terminalgesellschaft feste und variable Erlöse, um alle Kosten ihrer Dienstleistung abzudecken einschließlich eines angemessenen und stabilen Erlöses
- LNG Produzenten, LNG Händlern, LNG- und Erdgasimporteuren werden Wilhelmshaven Durchsatzkapazitäten auf gleicher, fairer und diskriminierungsfreier Basis für 20 bis 25 Jahre und/oder kurzfristig angeboten
- Interessenten werden zur langfristigen Kapazitätsbuchung durch einen einmaligen OPEN SEASON Prozess eingeladen
- Die Kapazitätspreise decken alle festen Kosten für das Schiffsanlegen, Entladen, Speichern, Wiedervergasung, Transport und Netzzugang in das Ferngasnetz oder des Beladens von LNG Bunkertankern
- Die Arbeitspreise decken alle variable Kosten

Für eine wettbewerbliche Erdgasbelieferung und LNG Versorgung als alternativer Treibstoff wird politische Unterstützung erforderlich. Für den Erfolg eines LNG Terminalprojektes wird ein Minimum an politischer Unterstützung notwendig, auch wenn das Projekt von privaten Investoren getragen wird. Denn eine neue LNG Infrastruktur erbringt einen Beitrag zur Diversifizierung und Versorgungssicherheit für die gesamte Industrie. Die Forderungen an die Politik sind in der nachstehenden Abbildung aufgeführt und sind mit dem BMWi zu erörtern.

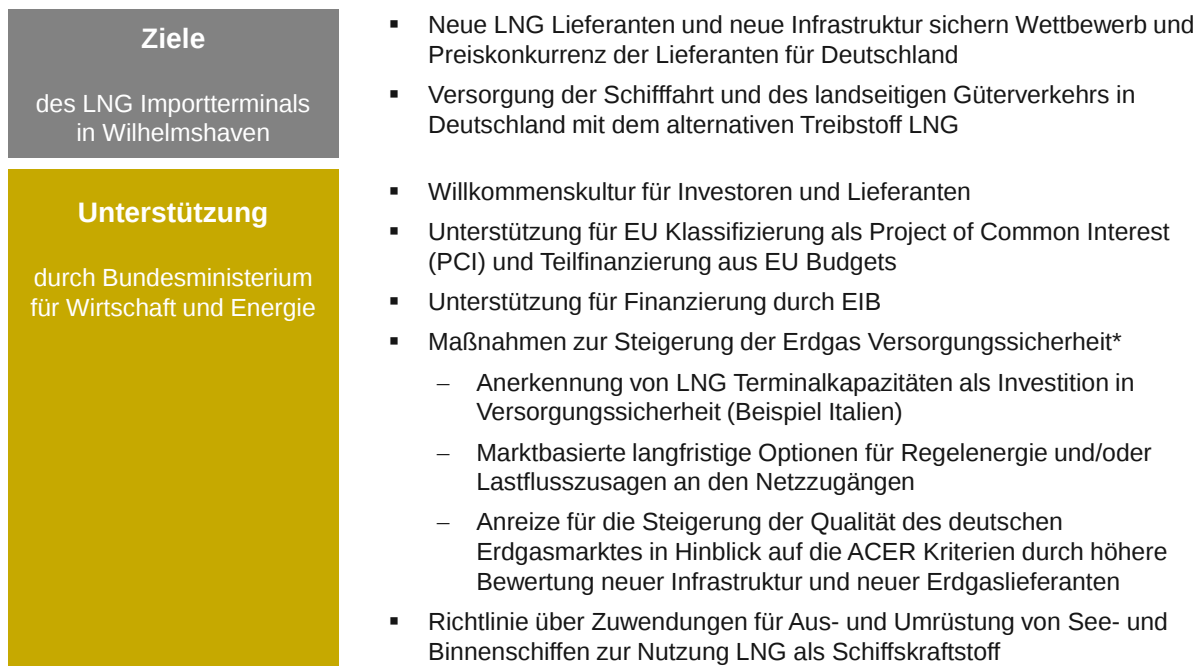
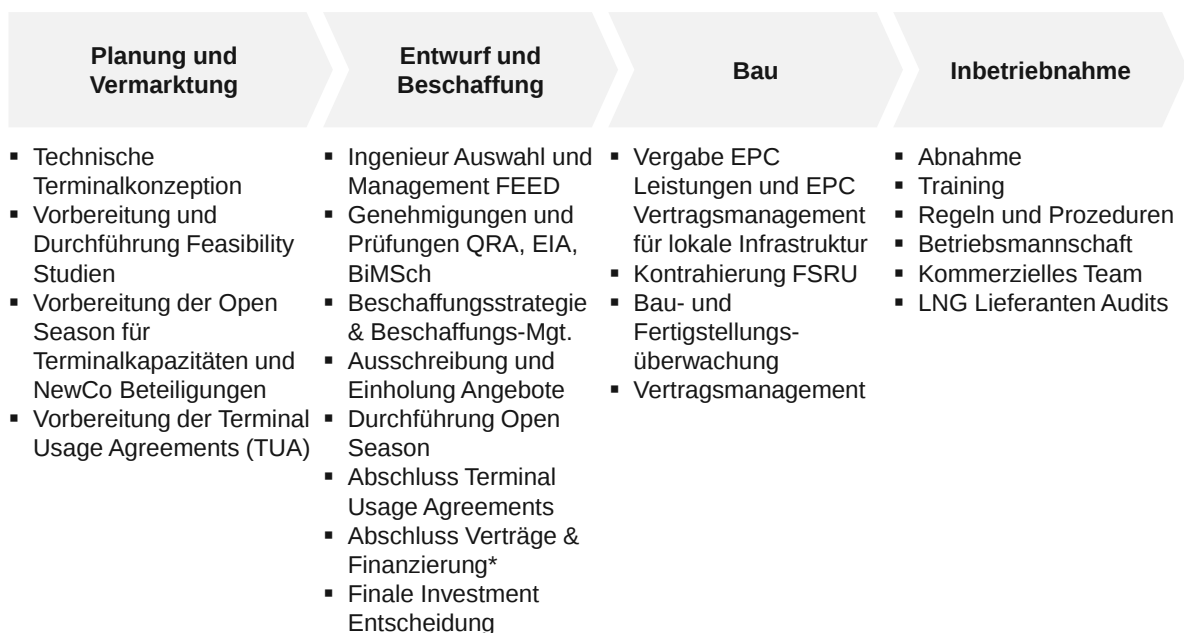


Abbildung 18: Politische Unterstützung für einen LNG Importterminal in Wilhelmshaven

Die Projektplanungsphasen sind in der folgenden Grafik grob dargestellt:



* u.a. mit NWO, Open Grid Europe, Throughput Agreements, NewCo

Abbildung 19: Mit Gründung der NewCo erfolgen die nächsten Schritte von der Konzeption bis hin zu Vertragsabschlüssen und Umsetzung

Ein möglicher Zeitplan für die Realisierung des LNG Importterminal Projektes ist in der folgenden Grafik dargestellt:

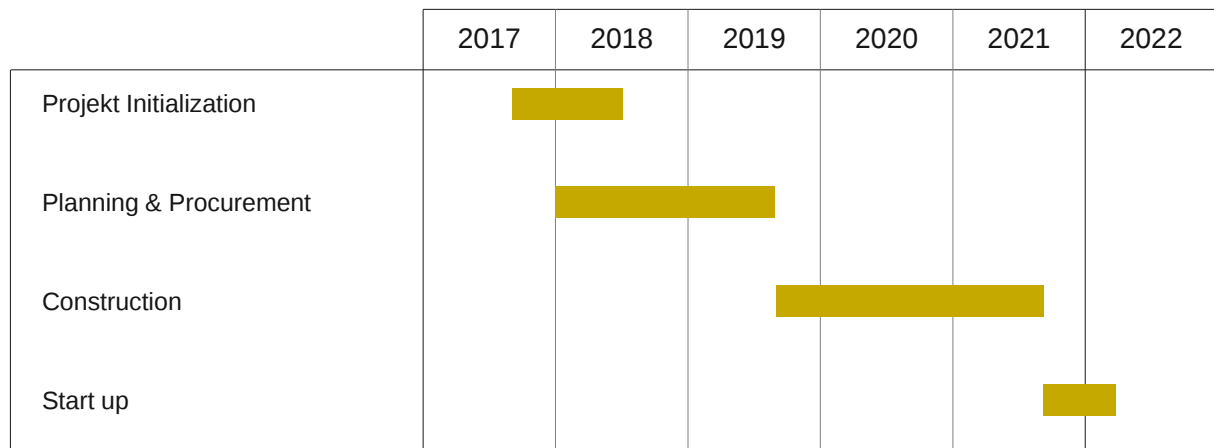


Abbildung 20: Zeitplan

B. Standortanalyse¹³

1 Bisherige LNG Projekte in Deutschland

In Deutschland gab es drei LNG Import Terminalprojekte.

Seit Jahrzehnten wird von der deutschen Erdgaswirtschaft ein LNG Terminal Projekt am Standort Wilhelmshaven verfolgt, da dieser Ort als der attraktivste Standort an der deutschen Nordseeküste angesehen wurde. Dies betrifft insbesondere die Fahrwassertiefen, die geringe Behinderung des sonstigen Schiffsverkehrs, die Landverfügbarkeit und die nahe Anbindung an das deutsche Erdgas Transportsystem.

Einer der Projektträger ist die DFTG, Deutsche Flüssiggas Erdgasterminalgesellschaft. Ihr letzter Versuch, das Projekt zu realisieren, geht auf das Jahr 2008 zurück. Die DFTG hatte ein Grundstück am Voslapper Groden mit einer Fläche von 84 ha bereits vor vielen Jahren erworben. Leitungsmäßig sollte der Terminal nicht nur an den Erdgas Untertagespeicher Etzel sondern weiter bis in den Standort Bunde eingebunden werden. In dem Genehmigungsverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) wurden wesentliche Änderungen gegenüber dem alten Projektstand beantragt:

- Zwei Tanks a 160.000 m³
- Auslegung für Schiffe 125.000-215.000 m³
- Entladerate 15.000 m³/h LNG
- Wiederverdampfungskapazität 1,8 Millionen Nm³/h

Der vorhandene Anleger sollte um einen DFTG Schiffsanleger ergänzt werden.

Die Machbarkeitsstudie für das modifizierte Konzept war im Juli 2006 abgeschlossen worden, das Front End Engineering Design im Juni 2007. Auf Basis einer Ausschreibung (sogenannte Open Season) für die Nutzung von LNG Importen auch durch Dritte, die im Juli August 2007 durchgeführt wurde, wurden die Durchsatzverträge mit Dritten ab September 2007 verhandelt. Der Baubeginn war im dritten Quartal 2008 geplant und der Betriebsbeginn im Herbst 2011. Das Projekt ist nicht realisiert worden. Die Gründe sind nicht in aller Klarheit in der Öffentlichkeit kommuniziert worden. Hinderlich könnte gewesen sein, dass die Projekt Kostenansätze immer wieder anstiegen, zuletzt bei rund 1,2 Milliarden EUR. Entscheidend könnte auch gewesen sein, dass in dem neuen liberalisierten Erdgasmarkt die Befreiung von den TPA Anforderungen gemäß Paragraph 28a EnWG von der Bundesnetzagentur bzw. der EU-Kommission nicht im erforderlichen Umfang gewährt wurde. Möglicherweise kamen auch die erforderlichen Durchsatzverträge für die Terminalkapazitäten nicht zustande. Die beiden großen deutschen Energieversorger E.ON Ruhrgas und RWE haben stattdessen jeweils 3 Milliarden m³/a Durchsatzkapazität in dem GATE Terminal in Rotterdam kontrahiert.

In den Jahren 2008-2011 wurde von RWE Supply & Trading in Zusammenarbeit mit der Nord-West-Oelleitung (NWO) ein alternatives LNG Importterminal Projekt für Wilhelmshaven verfolgt. Ausgangslage bei diesem Projekt war das Ziel, den Öl-Terminal der NWO in Wilhelmshaven auch als LNG Import Terminal Infrastruktur zu nutzen. Hier wurde nicht das Konzept einer landseitigen Infrastruktur verfolgt, sondern die Nutzung eines Excelsior Energy Bridge Regasification Vessels (EBRV). Bei diesem Konzept wird grundsätzlich die LNG Importterminal Infrastruktur schiffsseitig bereitgestellt. Landseitig sind nur wenige Maßnahmen erforderlich, insbesondere die Anschlussleitung

¹³ Wesentliche Teile des Kapitels basieren auf den Gutachten „Nautische Betrachtung grundsätzlich möglicher Standorte an der Nordsee“ der NAUTITEC GmbH & Co KG „Input to potential study by introducing LNG into the German Market“ von Norconsult AS und „LNG-Terminalstandorte, insbesondere für Floating LNG-Terminals in Deutschland -Anbindung an das überregionale Ferngasnetz“ von Prof. Dr. Hans-Georg Fasold (siehe Anlagen)

an das Erdgas Transportnetz. Auch die Wiedervergasung befindet sich auf der EBRV. Die EBVR ist ein spezialisierter LNG Carrier, der das zu liefernde LNG aus dem Exportterminal wie ein normaler LNG Carrier abholt, den Seetransport zum Empfangsterminal nach Wilhelmshaven durchführt und während des Entlade- und Wiedervergasungs-Prozesses in Wilhelmshaven Terminal am Anleger liegt.

Die EBVR sollte am Liegeplatz 3 des NWO Anlegers in Wilhelmshaven liegen. Geplant waren nur 10-15 Entladevorgänge pro Jahr, davon zwei Drittel im Winter. Entsprechende Erweiterungs- und Ausbaumaßnahmen für den Liegeplatz 3 wurden als erforderlich angesehen sowie Baggerarbeiten, um eine Minimum Wassertiefe von 15,2 m zu gewährleisten. Die Investitionsaufwände aber auch die Durchsatzkapazität für ein solches LNG Importterminal Projekt sind geringer als bei einem landbasierten Terminal. Zahlreiche Studien wurden durchgeführt. Vorbehaltlich einer weiteren Detaillierung ergaben sich keine Probleme, die einer grundsätzlichen Realisierung im Wege gestanden hätten. Für die Erdgasleitung Wilhelmshaven-Etzel wurde das Raumordnungsverfahren durchgeführt.

Auch in diesem Fall ist in der Öffentlichkeit wenig bekannt, warum das Projekt 2011 nicht weiter verfolgt wurde. Mögliche Gründe könnten sein, dass RWE sein Engagement für die Excelsior Technologie aufgegeben hatte und dass die deutsche Gaswirtschaft und auch nicht zuletzt RWE aufgrund der Preisentwicklungen im Gasmarkt nach der Weltwirtschaftskrise mit massiven, existenzgefährdenden Verlusten durch die langfristigen Gasimportverträge konfrontiert waren. Die Wiederverhandlung und Anpassung dieser Verträge zog sich bis 2014 hin. Entscheidend kommt dazu, dass infolge der Fukushima Nuklearkatastrophe in Japan im Jahr 2011 der Spotmarkt für LNG auf den Weltmeeren „explodierte“ und für LNG sehr hohe Preise zu zahlen waren, die jede Spot LNG Lieferung nach Europa wirtschaftlich unmöglich machte.

Im April 2017 meldete Brunsbüttel Ports, dass sich Gasunie als Betreiber des GATE Terminals in Rotterdam für den Standort Brunsbüttel entschieden hat. Brunsbüttel soll mit einem Investment von rund 450 Millionen EUR der Standort für einen deutschen LNG Importterminal der Gasunie werden. Eigentum und Betrieb lägen bei einem Gemeinschaftsunternehmen, das zu gleichen Teilen der Gasunie LNG Holding, der Vopak LNG Holding sowie der deutschen Oiltanking GmbH gehören. In einer ersten Ausbauphase soll der Terminal mit ca. 200.000 m³ Speicherkapazität 2 bis 3 Millionen Tonnen LNG pro Jahr importieren. Betriebsbeginn wäre 2020. Im Gegensatz zu den beiden erst genannten Terminalprojekten soll dieses Projekt von Anfang an über eine Small Scale LNG Distributionsinfrastruktur für die Schifffahrt, Industrie und den LKW Verkehr verfügen. Die finale Investitionsentscheidung soll nach detaillierter Prüfung in 2018 getroffen werden.

2 Auswahlsszenarien

Für die Auswahl des geeignetsten Standorts an der deutschen Nordseeküste gibt es eine Vielzahl an unterschiedlichen Terminalausprägungen, die in Frage kämen. Jede Art des Ausbaus verfolgt dabei unterschiedliche Investitions- und Vermarktungsstrategien. Die Entscheidung obliegt dabei dem Investor und dem Vermarktungsergebnis der Open Season.

Anhand der Entwicklung bei Terminaldesign in den vergangenen Jahren und unter Berücksichtigung verschiedener Strategien werden in der vorliegenden Studie drei unterschiedliche Terminalszenarien definiert anhand deren die Standorte analysiert und ausgewählt werden. Alle drei Szenarien sind für den deutschen Erdgasmarkt als auch in unterschiedlicher Ausprägung für die norddeutschen Häfen geeignet.

2.1 Allgemeine Terminalanforderungen

LNG Terminals verfügen über kryogene Anlagen für die LNG Speicherung und den Wiedervergasungsprozess sowie den direkt mit dem Im-/Export des LNG bzw. Erdgases verbunden Anlagen. Allgemein müssen Anlagen die der nationalen Erdgasversorgung dienen, hohe Anforderungen an Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit erfüllen. Daher ist der Terminal für einen durchgehenden Betrieb konzipiert und zu diesem Zweck mit einem hohen Anteil redundanter Anlagen und Energieversorgung ausgestattet. Ziel beim Design muss sein, 98% Verfügbarkeit im normalen Betrieb zu erreichen mit einer Regelwartung alle 2 oder 3 Jahre für eine Periode von 3 bis 4 Wochen.

Ein allgemeines Terminalschema ist in der unteren Grafik abgebildet. Das LNG wird mit hoher Durchflussrate (typischerweise 9.000-12.000 m³/h) von großen LNG Tankschiffen abgeladen. Üblicherweise verfügen LNG Tankschiffe über 145.000 m³ bis 266.000 m³ Ladekapazität. Das Nettotankvolumen ist geringer, da immer LNG Restmengen im Tank verweilen müssen, um die Temperatur so niedrig wie möglich zu halten. In dieser Studie werden 90% des Bruttotankvolumens des Schiffs für den Import in den Terminal angesetzt. Das LNG wird direkt in den Speicher gepumpt (12 bis 24h), entweder in multiple Drucktanks oder größere Flachbodentanks bei atmosphärischem Druck. Während des Entladeprozesses verdampft ein Teil des LNG (Methan). Das Gas wird auf das Tankschiff zurückgepumpt wo es i.d.R. im Boil-Off System als Kraftstoff genutzt oder wiederverflüssigt und als LNG in den Tank zurückgeführt wird. Im Normalbetrieb ist der Methanschluß auf ein absolutes Minimum zu beschränken.

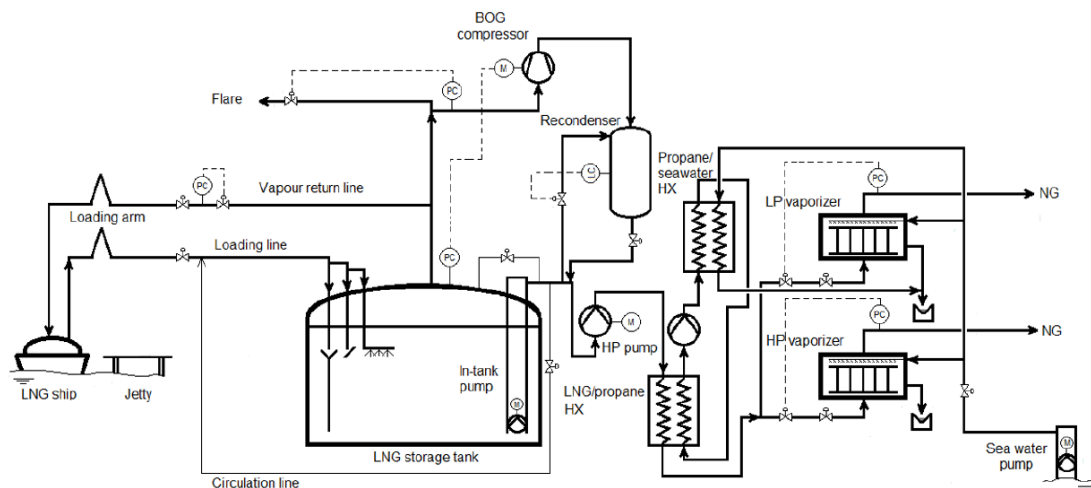


Abbildung 21: Schematischer Ablaufplan eines LNG Terminals

Bei den Erdgasexportanlagen wird das LNG von LNG Pumpen auf Exportdruck gebracht. Die Wiedervergasung des LNG zu Erdgas erfolgt bei Exportdruck. Die Wiederverdampfungssysteme können auf verschiedenen Technologien beruhen, bedingt durch die erforderliche Kapazität und den bestehenden Umweltbedingungen. Für den Verdampfungsprozess stehen Feuerungsanlagen, Seewasser oder Luftverdampfern sowie Zwischenfluid-Verdampfer (geschlossenes System) zur Verfügung. Alternativ zum Seewasser könnte industrielle Abwärme aus nahegelegenen Kraftwerken oder Fabriken (sofern wirtschaftlich) als Wärmequelle für die Wiedervergasung genutzt werden. Voraussetzung hierfür wäre eine stabile Wärmeversorgung über das gesamte Jahr. Sollte dies nicht der Fall sein, wäre ein doppeltes System zu implementieren.

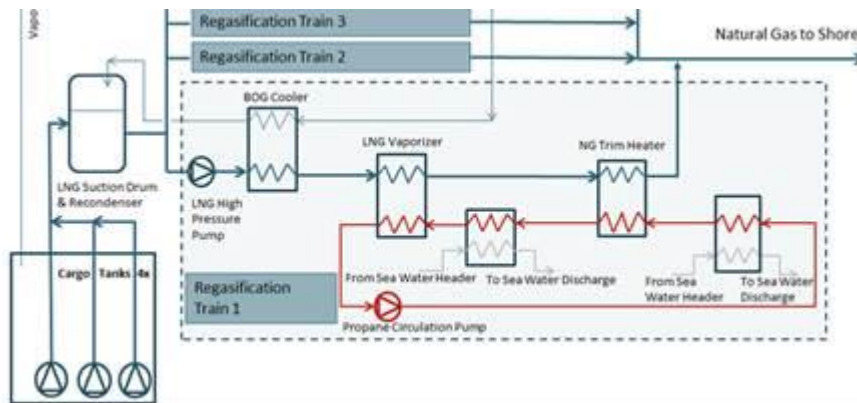


Abbildung 22: Flussdiagramm des Wiedervergasungsprozesses mit Propan als Heizmedium

Vorzugsweise wird die Wärme vor Ort als Seewasser bezogen (offenes System). Bei der schwimmenden Terminallösung (FSRU) erfolgt die Wasseraufnahme in den Seekästen auf beiden Seiten der FSRU, um Kurzschlüsse beim Einlauf und Ablauf des Prozesswarmwassers (warm und kalt) zu vermeiden. Zu diesem Zweck wären bei einer FSRU Lösung zusätzliche 3 Meter Wassertiefe an der Liegestelle erforderlich.

Voraussetzung für ein offenes System mit Seewasser ist eine minimale Eintrittstemperatur von 10°C , da die Austrittstemperatur erwartungsgemäß 7°C kälter ist. Für die Perioden im Jahr, wo die Wassertemperatur unter 10°C liegen, sind andere Wärmequellen zu verwenden, um die Wiedervergasungskapazität aufrecht zu erhalten bzw. Vereisungen im Hafen zu vermeiden.

Als Grundlage für die Auswahl des erforderlichen Wiederverdampfungssystems dient eine durchschnittliche Temperaturkurve des gesamten Jahres für die deutsche Nordseeküste anhand des Beispiels Wilhelmshaven.

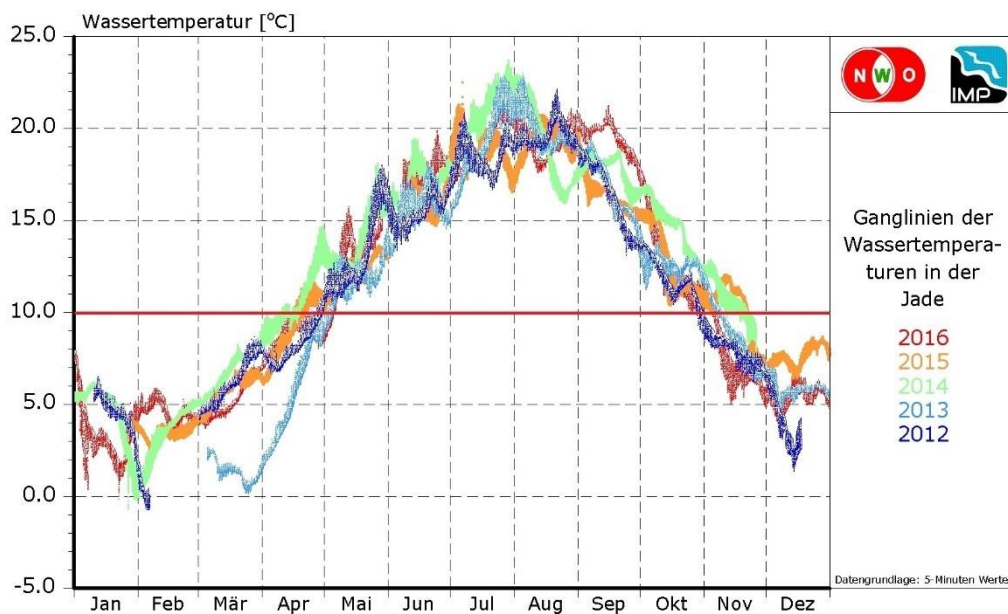


Abbildung 23: Wassertemperatur in der Jade über das Gesamtjahr (2012 bis 2016)

Die obigen Temperaturkurven zeigen, dass während der Sommerperiode (6 Monate) der offene Wiedervergasungsprozess genutzt werden kann und in der Winterperiode (6 Monate) zusätzlich ein geschlossener Wiedervergasungsprozess (Propan-Kreislauf) notwendig ist, in dem vor Ort Prozesswärme erzeugt würde. In den Wintermonaten würden beide Systeme gemischt betrieben, um die Ablauftemperatur bei min. 3°C auszubalancieren.

Der Wärmebedarf des offenen Systems (Sommer) für die Wiedervergasung entspricht ca. 0,5% des Energiedurchsatzes der Wiedervergasungskapazität. Die Kalkulation des Wärmebedarfs in der Winterperiode erfolgt konservativ und basiert auf 100% geschlossener Wiedervergasung, entsprechend werden 2,0% des Energiedurchsatzes der Wiedervergasungskapazität angesetzt.

Der Pipelinedruck am Übergabepunkt entspricht ca. 105 bar. Alle Terminalalternativen erfüllen diese Anforderung. Darüber hinaus ist es ratsam beim Exportdruck aus dem Terminal einen Puffer von 5 bar über dem Pipelinedruck zu haben.

Das Anlegen von LNG Tankschiffen ist im Vergleich zwischen landseitigen Terminals mit Anleger und schwimmendem Terminal mit Schiff-zu-Schiff Manöver zeitlich nahezu identisch. Folgende Annahmen basieren auf üblichen LNG Tankschiffen mit 145.000 m³ - 170.000 m³ Tankvolumen:

Manöver	Dauer (in Stunden)
Vertaut, Vorbesprechung;	2
Verbindung und Abkühlung von LNG-Rohren;	5
LNG-Transfer typisch bei 9.000 m ³ /h bis zu 13.000 m ³ /h;	17-20
Entleerung/Verdrängung von Sauerstoff durch Stickstoff /Trennung von LNG-Rohren;	3
Total berth duration	27-30

Hinzu kommen die Zeiten für die Schlepperunterstützung bei Dreh- und Anlegemanövern des Tankschiffes.

LNG Installationen der hier analysierten Größenordnung haben Einfluss auf benachbarte Flächen aufgrund der landseitigen Speicherung brennbarer Ladung. Im Brandfall kann die Wärme- und Druckbelastung wesentliche Auswirkungen auf Gebäude und Anlagen umliegender Flächen haben.

Im Falle einer FSRU Lösung ist der Anleger i.d.R. entfernt von der Küste. Dadurch ist die Auswirkung aufgrund der Entfernung beschränkt auf den Anleger. In diesem Fall ist nicht mit Einfluss auf landseitige Gebäude und Anlagen zu rechnen. Im Normalfall beträgt die Entfernung zum Ufer mindestens 150 m.

Es wird empfohlen die Analyse der Wärme- und Druckbelastung sowie ein QRA (Quantitative Risk Assessment, eine formale Methode zur Risikobewertung von Anlagen in Bezug auf Eintrittswahrscheinlichkeit und Auswirkung von Gefährdungsereignissen sowie beurteilt die Validität durch Identifizierung kritischer Annahmen und Risikotreiber) in einer späteren Projektphase durchzuführen. In diesem Zusammenhang sind Maßnahmen zu definieren, um die Auswirkungen auf die Umgebung zu begrenzen, z.B. durch Grundlagen zur Brandbekämpfung oder Wärmeabschirmungen. Dies ist sowohl auf landseitige als auch schwimmende Terminals anwendbar.

Zusätzlich zu den Terminalanforderungen des Erdgasmarktes haben die Auswahlzenarien darüber hinaus die Anforderungen des Small Scale LNG Markts zu erfüllen. Dies umfasst den LNG Transfer auf Small Scale LNG Tankschiffe und den Export mit LKW oder Kesselwagen (siehe untere Grafik).

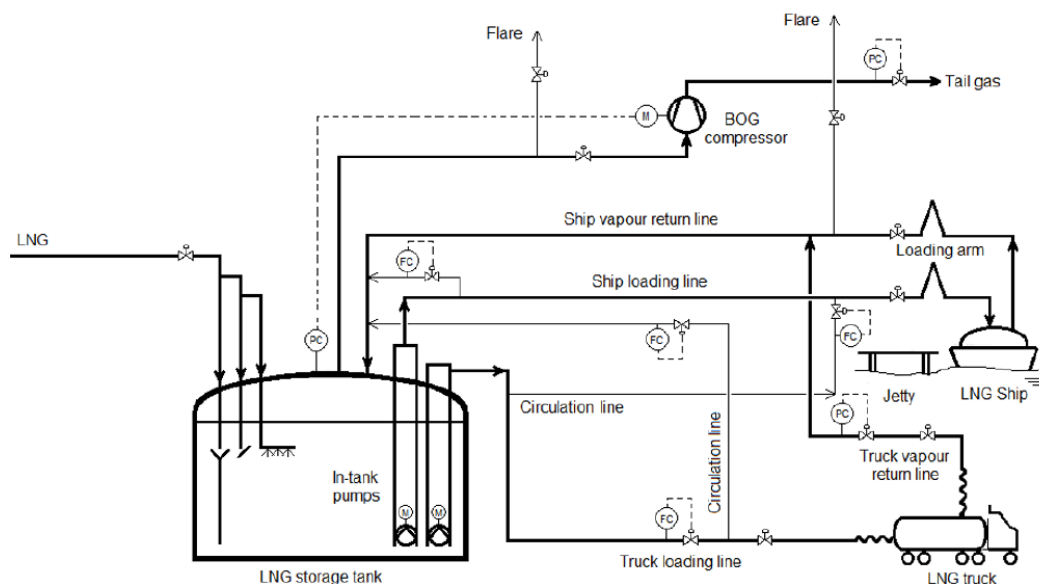


Abbildung 24: Schematisches Flussdiagramm eines Small Scale LNG Exportterminals

2.2 Vergleich von schwimmender und landseitiger Regasifizierung¹⁴

In Januar 2017 befanden sich 82% der bestehenden LNG Empfangsterminals an Land. Drei von den vier Terminals, die im Jahr 2016 fertiggestellt wurden, waren landseitige Anlagen sowie zwei der drei Terminals, die im Januar 2017 in Betrieb genommen wurden. Im Jahr 2015 waren jedoch von den

¹⁴ Kurzfassung und Übersetzung aus IGU 2016 World LNG Report

sieben neuen Terminals vier FSRUs und sechs der 19 derzeit im Bau befindlichen Anlagen sind schwimmende Konzepte, was darauf hinweist, dass sich das Verhältnis von landseitigen zu seeseitigen Terminals weiter verschieben wird.

FSRUs waren in den vergangenen Jahren die häufigste Maßnahme für neue Märkte, um in den LNG-Markt einzutreten. Kolumbien wird im Jahr 2017 mit der Inbetriebnahme eines FSRU der Gruppe der LNG importierenden Länder beitreten, nach Ägypten, Jordanien und Pakistan im Jahr 2015. Abu Dhabi in den VAE begann auch im Jahr 2016 mit einer FSRU im Rahmen eines beschleunigten Entwicklungsplans. Dreizehn von fünfunddreißig Importmärkten verfügten bis Ende 2016 über schwimmende Kapazitäten. Vier dieser dreizehn hatten auch Kapazitäten an Land. Fünf FSRU-Projekte waren im Bau oder hatten bereits einen FSRU-Vertragspartner ausgewählt und angekündigt, bis Ende 2017 in Betrieb zu gehen; 19.3 MTPA (in Kolumbien, Russland und Ghana - alles neue LNG-Märkte - und Indien und Pakistan). Darüber hinaus wurden für 2018 viele FSRUs angekündigt, vor allem in Uruguay, den Philippinen, Bangladesch und der Elfenbeinküste, die alle neue Importmärkte sind

Dennoch gibt es noch einige neue Importeure wie Marokko und Sudan, die angekündigt haben, in den LNG-Markt mit landseitigen Anlagen einzutreten, um eine dauerhaftere Lösung für Gasimporte zu schaffen. Im September 2016 ging eine neue FSRU in Abu Dhabi (UAE) in Betrieb. Die Etki FSRU in der Türkei begann Anfang 2017, nachdem sie ihre erste Ladung Ende 2016 erhalten hatte. Ende Januar 2017 betrug die gesamte aktive schwimmende Importkapazität bei 83 MTPA in 21 Terminals.

2.2.1 Vor- und Nachteile

Sowohl landseitige Terminals als auch FSRUs haben ihre Vor- und Nachteile bei der Umsetzung. Ihre Nutzung hängt stark von den spezifischen Bedürfnissen und Anforderungen des Zielmarktes ab.

Die jüngsten Trends haben gezeigt, dass neue Märkte die Nutzung von schwimmenden Terminals vorgezogen haben, wie Ägypten, Jordanien, Pakistan und Abu Dhabi.

FSRU sind in der Regel signifikant preiswerter als landseitige Projekte und bieten ein geringeres Risiko von Preissteigerungen im Vergleich zu landseitigen Lösungen (siehe Beispiel Świnoujście), da mit Bau der FSRU der wesentliche Anteil des Terminalprojekts auf Festpreisbasis mit fixem Fertigstellungstermin basiert und FSRU standardmäßig erstellt werden.

Ohne die Notwendigkeit, umfangreiche landseitige Anlagen zu bauen, bieten schwimmende Lösungen in vielen Fällen eine größere Flexibilität, wenn es entweder Raumeinschränkungen an Land oder keine geeigneten Häfen gibt. Zusätzlich wird die Umweltbeeinflussung und das Gefahrenpotenzial an Land reduziert.

Insgesamt ermöglichen FSRUs einen schnelleren Betriebsstart als landseitige Lösungen, da die Projekte zum einen schnellere Genehmigungsprozesse ermöglichen und zum anderen die Bauzeit ggü. landseitigen Terminals halbieren können. Das hat gegenüber Landterminals wesentliche Vorteile für die Wirtschaftlichkeit, da die Start-up Phase (Cash-Out) verkürzt und die Betriebsphase (Cash-In) vorgezogen wird. Ebenso kann es sich für neue Märkte als vorteilhaft erweisen, die auf kurzfristige Bedarfsanforderungen ausgerichtet sind.

Die Flexibilität einer FSRU bietet darüber hinaus die Möglichkeit den Terminal im Bedarfsfall zu verlegen oder als LNG Tankschiff zu nutzen. Damit reduzieren sich die potentiellen Sunk Costs auf ein Minimum.

Eine Terminalerweiterung ist nicht mit den gleichen Freiheitsgraden wie bei einer landseitigen Lösung möglich, jedoch kann durch Bereitstellen einer zweiten FSRU die Kapazität verdoppelt werden.

Landseitige Terminals bieten im Vergleich zu FSRUs eine Reihe von Vorteilen, die sich je nach Zielmarktanforderungen deutlich machen. Während die Mehrheit der jüngsten Neulinge im LNG-Markt die FSRUs für ihre ersten LNG-Importe nutzte, trat Polen im Jahr 2016 durch eine landseitige Lösung in den LNG-Markt ein.

Im Allgemeinen können landseitige Terminals größere Speicher- und Wiedervergasungskapazitäten haben, die angesichts eines aktuellen Marktumfeldes strategisch wichtig sein können. Dies kann auch Hindernisse und Einschränkungen für Beladepkapazitäten mindern, die manchmal bei FSRUs auftreten. FSRU stehen vor potentiellen Risiken im Zusammenhang mit der Funktionsfähigkeit des Terminals, einschließlich der Schiffsleistung, schwerer See- oder meteorologischer Bedingungen und längerer LNG-Beladezeiten.

Darüber hinaus ermöglichen landseitige Terminals leichter künftige Erweiterungen sowohl hinsichtlich der Lagerung als auch der Wiedervergasungskapazität.

Die Antriebsmöglichkeiten schaffen in schwimmenden Terminals zwei verschiedene Klassen von FSRUs. Die ersten FSRUs kamen in Form von umgebauten alten Schiffen mit eingeschränktem Antrieb, die dauerhaft verankert sind und als langfristige Regasifizierungsterminals fungieren. Andere schwimmende Terminals sind mobile Schiffe, die auf kurze Dauer kontrahiert werden können. Diese FSRUs können als Standard-LNG-transporter fungieren, wenn sie nicht unter Vertrag sind, und haben auch die Möglichkeit, in einen Hafen zu kommen und bleiben nur solange, um ihre Ladung wieder zu vergasen.

Acht FSRUs (mit Kapazitäten über 60.000 Kubikmeter) waren im Januar 2017 im Auftrag. Allerdings sind kurzfristig nur begrenzt FSRUs verfügbar, mit der Golar Spirit als einem der einzigen nicht gecharterten Schiffe. Der Excelsior wird im Oktober frei, aber ist für ein Projekt in Bangladesch vorgesehen. Kurzfristig können die Regasifizierungskapazitäten mit schwimmenden Terminals über die bereits gelieferten und bestellten Kapazitäten hinaus angesichts des Mangels an freien FSRUs nur bedingt entwickelt werden. Deshalb sind die Reedereien bereit zur Bestellung von neugebauten FSRUs und die Umrüstung bestehender konventioneller Schiffe auf spekulativer Basis. Das unterstreicht die wahrgenommene Bedeutung von FSRUs bei der Entwicklung neuer LNG-Märkte.

2.2.2 Projekt CAPEX

Die CAPEX-Kosten für neue Empfangsterminals sind in den letzten Jahren, insbesondere für landseitige Terminals, deutlich gestiegen. FSRU CAPEX blieben in den letzten Jahren mit einem leichten Rückgang stabil. FSRUs hatten einen großen Sprung in den Jahren 2009 und 2010 erlebt, als die aktive Anzahl von schwimmenden Terminals von vier auf zehn anstieg; einige davon waren kapitalintensive Projekte. Die Kapitalkosten von Wiedervergasungsanlagen bestehen in der Regel aus Kosten für Schiffsanlegeplätze, Lagertanks, Regasifizierungsanlage, Leitungsanbindung und Messanlagen.

Im Jahr 2016 betrugen die durchschnittlichen Einheitskosten der landseitigen Regasifizierungskapazitäten 334 USD/t, als Hitachi (Japan) und Swinemünde (Polen) Projekte im Jahr 2016 in Betrieb gingen, was deutlich höher ist als von 2015 der Durchschnitt (242 USD/t). Der Anstieg der landseitigen Regasifizierungskosten ist eng mit dem Trend zu höherer LNG-Speicherkapazität verbunden. Da Länder vorwiegend mit hoher Nachfrage - vor allem in Asien und Asien-Pazifik - größere Lagertanks vorsehen, um höhere Importe und eine höhere Versorgungssicherheit zu ermöglichen, ist die Speicherkapazität relativ zur Wiedervergasungskapazität angestiegen.

Allerdings werden in den Jahren 2017 und 2018 mehrere neue landseitige Terminals mit kleineren Speichern erwartet und damit die Gesamtkosten wieder sinken. CAPEX für landseitige Kapazitäten im

Bau wird im Jahr 2017 auf 212 USD/t und im Jahr 2018 auf 285 USD/t fallen, wenn alle Vorhaben termingerecht in Betrieb gehen. Allerdings hat eine Reihe von vorgeschlagenen Projekten eine höhere CAPEX; dies könnte letztlich diese Mittelwerte erhöhen. Nichtsdestoweniger variieren diese Zahlen im Einzelfall erheblich, oftmals abhängig von projektspezifischen Faktoren, einschließlich der damit verbundenen Infrastrukturentwicklungsanforderungen.

Angesichts der Tatsache, dass schwimmende Terminals eine relativ begrenzte Infrastrukturentwicklung benötigen, um in Betrieb zu gehen, ist CAPEX für FSRUs im Allgemeinen niedriger als für landseitige Vorhaben. Allerdings ist typischerweise die OPEX für Floating-Empfangsterminals höher.

Die Capex neuer schwimmender Terminals blieben in den vergangenen drei Jahren annähernd stetig und sanken von einem Höchststand von 158 USD/t im Jahr 2014. Im Jahr 2016 betrug der durchschnittliche Anteil der schwimmenden Regasifizierung 78 USD/t. Ein Anstieg der FSRU-Umrüstungen, die mit geringeren Kosten als Neubau-Schiffe in Betrieb genommen werden können, beeinflusst die Reduzierung des durchschnittlichen Floating-Terminals CAPEX.

Per Januar 2017 gab es sechs FSRUs im Bau und sieben geplante FSRUs, für die ein Hersteller bestimmt war. Vier dieser Projekte haben besonders hohes CAPEX, insbesondere die Projekte in Uruguay, Bahrain, Brasilien und Chile, was darauf hindeutet, dass die durchschnittlichen FSRU-Kosten zukünftig steigen könnten. Wie bei landseitigen Terminals haben größere Schiffe - und damit größere Lager- und Wiedervergasungskapazitäten - eine höhere CAPEX zur Folge. Dennoch gibt es in der Regel weniger Schwankungen in der Gesamt-CAPEX für schwimmende Terminals als für landseitige Anlagen, was zum Teil eine Folge von weniger Kapazitäts- und Speicherunterschieden für schiffsbasierte Terminallösungen ist.

2.2.3 Risiken für die Projektentwicklung

Angesichts der physischen Disparitäten zwischen FSRUs und landseitigen Terminals können Projektentwickler unterschiedliche Ansätze verwenden, um den Risiken für die Entwicklung des jeweiligen Projekttyps zu begegnen. Nichtsdestoweniger müssen sowohl landseitige als auch schwimmende Terminals ähnliche Risiken handhaben, um kommerziell in Betrieb zu gehen. Diese beinhalten:

- Projekt- und Eigenkapitalfinanzierung, um einen geplanten Terminal voran zu bringen. Bangladeschs Moheshkhali LNG (Petrobangla) FSRU-Projekt erlitt mehrere Verzögerungen, vor allem aufgrund von Herausforderungen bei der Finanzierung.
- Genehmigungs-, Abnahme- und Steuerregelungen. Neue Regasifizierungsterminals können mit erheblichen Verzögerungen in Ländern mit komplizierten und langwierigen staatlichen Genehmigungs- und Abnahmeprozessen konfrontiert werden. Das Projekt Aguirre GasPort FSRU in Puerto Rico war mit Verzögerungen aufgrund der Regulierung und Genehmigungsprozesse seit Beginn des ersten Anmeldeprozesses im Jahr 2012 konfrontiert.
- Herausfordernde Bedingungen im Umfeld können zu Verzögerungen oder Abbruch von Regasifizierungsprojekten führen. Ein schwimmendes Terminal wurde in Südafrika im Jahr 2014 nach FEED-Studien abgesagt, die darauf hindeuteten, dass komplizierte ozeanographische Bedingungen in Mossel Bay das Projekt behindern würden.
- Zuverlässigkeit und Liquidität von Auftragnehmern und Ingenieurbüros während des Baus. Finanz- und Regulierungsfragen mit Auftragnehmern oder Baufirmen können zu Projektverzögerungen oder sogar zum Austritt aller finanzierenden Projektpartner führen.
- Sicherstellung von langfristigen Regasifizierungs- und Abnahmeverträgen mit Terminalkapazitätsinhabern und nachgelagerten Abnehmern, insbesondere wenn sich der

Markt in Richtung kurzfristiger Verträge entwickelt. Per Januar 2017 wächst für das FSRU-Projekt in Uruguay, das erste für das Land, die Unsicherheit, da ein Liefervertrag zwischen Uruguay und Argentinien nicht erzielt worden war. Für die Entwicklung neuer Terminals könnte eine politische Unterstützung erforderlich werden, wenn langfristige Verpflichtungen nicht sichergestellt sind.

- Dazugehörige und erforderliche Terminal- und Downstream-Infrastruktur einschließlich Leitungen, um den Terminal mit dem Markt zu verknüpfen, die oft getrennte Infrastrukturprojekte darstellen, die nicht von den Terminalbesitzern selbst geplant und gebaut werden. Ghanas West African Gas Limited (WAGL) Tema LNG-Projekt erfordert eine erhebliche nachgelagerte Infrastrukturentwicklung, um weiterzumachen. Die Golar Tundra wurde im Mai 2016 ausgeliefert, liegt aber ungenutzt offshore.

2.3 Beschreibung der Terminal-Szenarien

Um ein möglichst breites Bild hinsichtlich der Machbarkeit und Eignung der verschiedenen Standorte an der deutschen Nordseeküste für ein LNG Importterminal zu erhalten wurden für die Potenzialstudie drei mögliche Auswahlzenarien definiert.

Auswahlzenarien			Einspeisekapazität [10 ⁹ Nm ³ /a]	Einspeiseleistung [MWh/a]	Einspeiseleistung [MWh/h]	Speichervolumen [m ³ LNG]
Großes Terminal	landseitiges	LNG	14	160.549.565	18.328	450.000
Mittleres Terminal	landseitiges	LNG	8	91.742.608	10.473	300.000
Schwimmendes LNG Terminal			5	57.339.130	6.546	170.000

Die LNG Speicherkapazität für das jeweilige Terminalszenario orientiert sich an der Einspeisung bei maximaler Kapazität während eines 7-tägigen Zeitfensters.

2.3.1 Großes landseitiges LNG Terminal

Die für das Terminalprojekt erforderliche Landfläche wurde auf Grundlage einer Greenfield Analyse bemessen. Die notwendige Fläche für solch eine Anlage beträgt mindestens 90.000 m² und umfasst eine Fläche von ca. 300 m x 300 m sowie die wasserseitigen Installationen des Anlegers und der Brücke.

Die LNG Entladezeit eines Q-Max LNG Tankschiffs beträgt voraussichtlich 36 Betriebsstunden. Für das An- und Ablegen mit erforderlicher Unterstützung von Schleppschiffen werden weitere 2 x 7 Stunden angesetzt (einschließlich der Schlepperbereitschaft). Dies ergibt eine Gesamtdauer von ca. 2 Tagen für die Anlegeprozedur.

Wegen erhöhter betrieblicher Flexibilität wird empfohlen, den Anleger mit zwei Anlegepositionen auszustatten. Voraussichtliche Länge des Anlegers wird mit ca. 1.000 m angesetzt (Länge eines Q-Max Schiffes 345 m + Anlageabstand von 50% der Schiffslänge).

Der Erdgasdurchsatz eines Terminals dieser Größe ist beträchtlich und erfordert eine LNG Speicherkapazität die mindestens der maximalen Wiedervergasungskapazität über 7 Tage (Winter-Peak) entspricht. Bei einem Q-Max mit maximaler Transportkapazität von 266.000 m³ LNG beträgt das maximal entladbare Volumen bei 90% Entladerate ca. 240.000 m³. Die durchschnittliche Ladefrequenz

zwischen den Hafenanläufen beträgt 3,7 Tage, folglich 98 Anläufe pro Jahr mit Q-Max Tankschiffen. Bei einer voraussichtlichen Fahrtzeit zwischen Katar und Nordwestdeutschland von 7 Tagen sowie 3 Tagen Anlegedauer je Destination, ergibt sich eine Dauer von 20 Tagen für eine Transportsequenz. Die Supply Chain allein dieses Importterminals würde mehr als 5 Q-Max LNG Tankschiffe erfordern.

Für das große LNG Terminal mit 14 Milliarden m^3 wiedervergastem LNG Durchsatz wird eine Speicherkapazität von 450.000 m^3 ($3 \times 150.000\text{m}^3$) ausgewählt. Dieser Ansatz verfolgt die Minimierung der CAPEX. Um die LNG Lieferungen sowie den Handel zu flexibilisieren besteht die Möglichkeit die Speicherkapazität durch einen zusätzlichen Tank um 150.000 m^3 auf 600.000 m^3 zu erweitern. Im letzten Fall würde der Flächenbedarf auf ca. 111.000 m^2 ($300\text{ m} + 370\text{ m}$) steigen.

Die LNG Terminals Gate in den Niederlanden (2011) und Dünkirchen (2016) in Frankreich haben eine ähnliche Größenordnung wie der große LNG Terminal in dieser Studie. Gate hat bei einer Durchsatzkapazität von 12 Milliarden m^3 eine Speicherkapazität von insgesamt 540.000 m^3 und zwei Anleger. Das Dünkirchen Terminal ist mit 13 Milliarden m^3 Durchsatz mit 570.000 m^3 Speichervolumen ausgestattet.

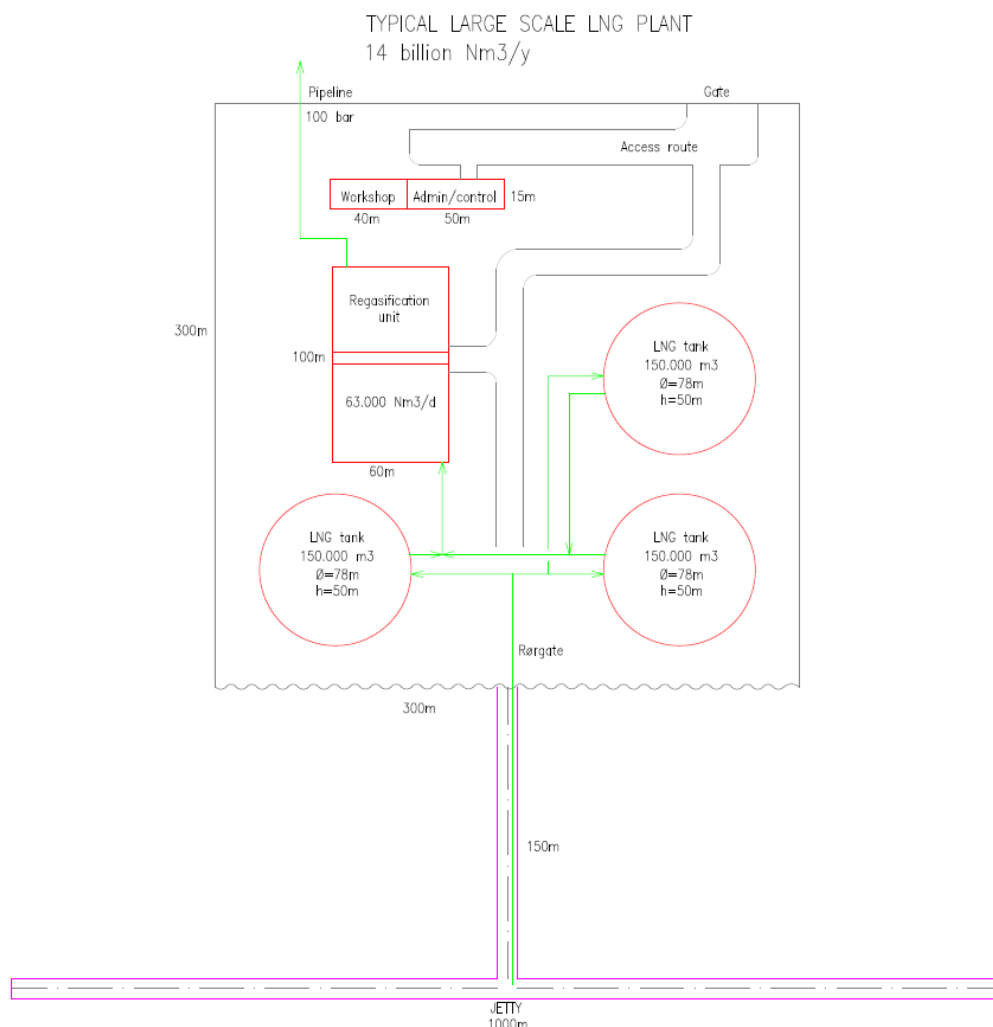


Abbildung 25: High-level großes LNG Terminal mit $3 \times 150.000\text{ m}^3$ Speichervolumen

Das technische Equipment für Small Scale LNG Export auf kleinere LNG Tankschiffe kann auf dem zweiten Anleger installiert werden. Infrastruktur für die LNG Verladung auf LKW oder Züge erfordert zusätzliche Fläche. Zu diesem Zweck ist die Fläche um ca. 30.000 m^2 (zusätzlich 100 m Tiefe) zu erweitern (nicht im Layout enthalten). Für die Fahrt und das Handling von LNG Tankwagen gelten

spezifische Regelungen. So dürfen im Normalbetrieb diese Fahrzeuge nicht zurücksetzen, daher muss sich der gesamte Wendekreis innerhalb des umzäunten Areals befinden. Ebenso müssen die Wägezellen für Tankwagen und Kesselwagen innerhalb der umzäunten Terminalfläche allokiert sein.

2.3.2 Mittleres landseitiges LNG Terminal

Die für das Terminalprojekt erforderliche Landfläche wurde auf Grundlage einer Greenfield Analyse bemessen. Die notwendige Fläche für solch eine Anlage beträgt mindestens 70.000 m² und umfasst eine Fläche von ca. 300 m x 230 m sowie die wasserseitigen Installationen des Anlegers und der Brücke.

Für die Dimensionierung der LNG Speicherkapazitäten wurden die gleichen Designkriterien wie auch beim großen LNG Importterminal herangezogen. 7 Tage Erdgasdurchsatz bei maximaler Kapazität entsprechen 255.000 m³ LNG. Für den LNG Speicher wurden 2 x 150.000 m³ LNG Tanks ausgewählt. Damit ist das Speichervolumen leicht überdimensioniert. Ein Q-Max seine Ladung vollständig in die landseitigen Tanks entleeren könnte. Die Baukosten für ein 100.000 m³ oder 150.000 m³ Tank unterscheiden sich jedoch nicht signifikant, jedoch ist der LNG Bezug eines vollbeladenen Q-Max wesentlich günstiger als die gleiche Menge in Teilladungen zu importieren.

Das entladbare Volumen eines Q-Max beträgt bei einer Transportkapazität von 266.000 m³ LNG und 90% Entladerate ca. 240.000 m³ LNG. Die durchschnittliche Ladefrequenz mit Q-Max Schiffen beträgt 6,5 Tage, folglich 57 Anläufe pro Jahr. Bei einer voraussichtlichen Fahrtzeit zwischen Katar und Nordwestdeutschland von 7 Tagen sowie 3 Tagen Anlegedauer je Destination, ergibt sich eine Dauer von 20 Tagen für eine Transportsequenz. Die Supply Chain allein dieses Importterminals würde 4 Q-Max LNG Tankschiffe erfordern. Alternativ entspricht ein kleineres marktübliches LNG Transportschiff mit 170.000 m³ Bruttospeichervolumen und mit 90% Entladerate 153.000 m³ LNG Lieferkapazität. Ladefrequenz wäre alle 4,1 Tage. Damit würde die Lagefrequenz der des großen Importterminal ähneln, nur mit kleineren LNG Transportschiffen.

Wegen erhöhter betrieblicher Flexibilität wird empfohlen den Anleger mit zwei Anlegepositionen auszustatten. Voraussichtliche Länge des Anlegers wird mit ca. 1.000 m angesetzt (Länge eines Q-Max Schiffes 345 m + Anlageabstand von 50% der Schiffslänge). Sollte stattdessen das Speichervolumen um einen Tank auf 450.000 m³ erweitert werden, würde beim Anleger 1 Slot (Q-Max) ausreichen und die Länge auf unter 600 m verkürzt werden.

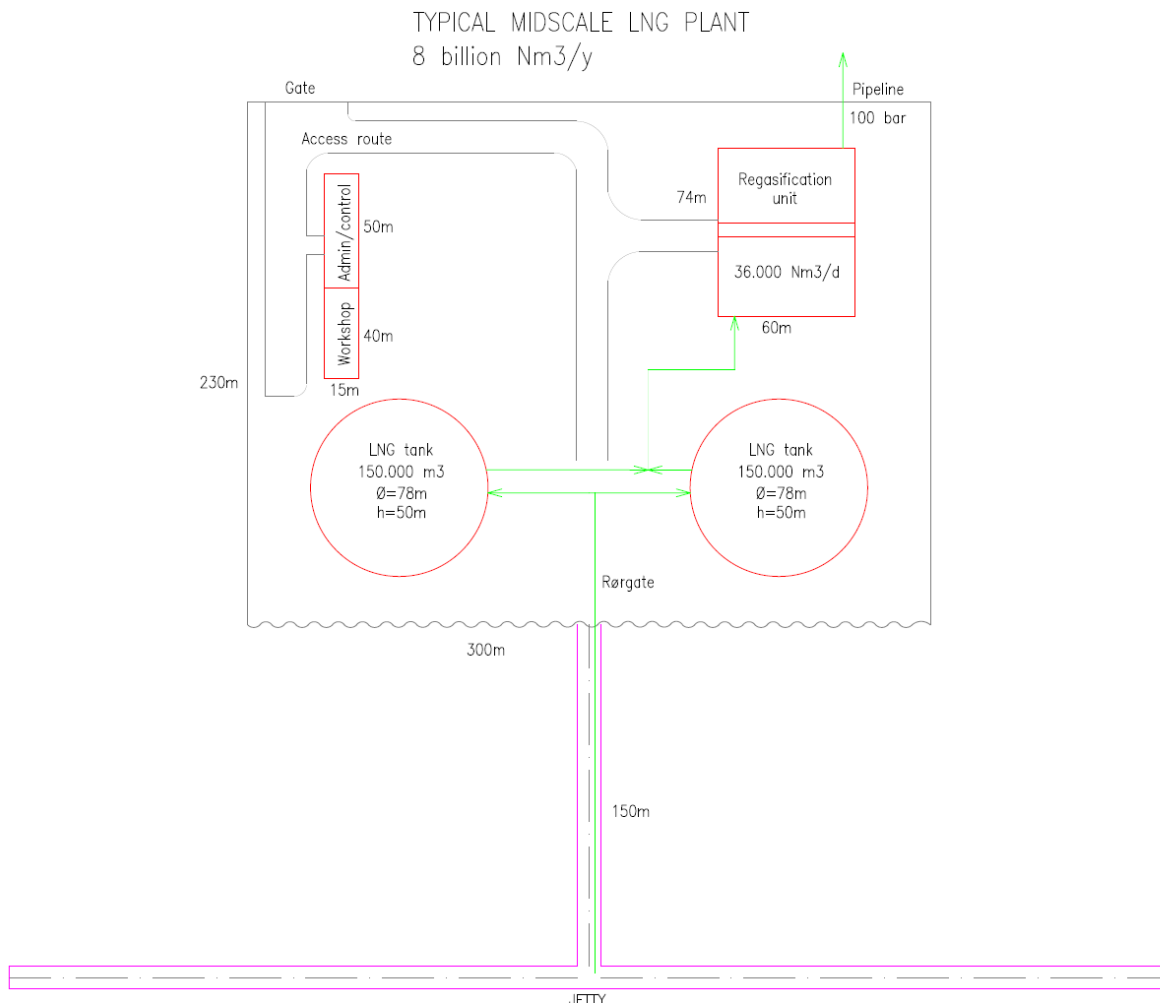


Abbildung 26: High level arrangement for mid-scale LNG land terminal with 2x150 000 m³ storage volume

Der vorliegende Ansatz verfolgt die Minimierung der CAPEX. Um die LNG Lieferungen sowie den Handel zu flexibilisieren und die Ladefrequenz zu reduzieren, besteht die Möglichkeit, die Speicherkapazität durch einen zusätzlichen Tank um 150.000 m³ auf 450.000 m³ zu erweitern.

Der polnische LNG Terminal in Świnoujście verfügt über eine Speicherkapazität von 320.000 m³ LNG (2 x 160.000 m³) und 2 Schiffsanlegern bei gerade einmal 5 Milliarden m³ Erdgaseinspeisekapazität (erweiterbar auf 7,5 Milliarden m³).

Das technische Equipment für Small Scale LNG Export auf kleinere LNG Tankschiffe kann auf dem zweiten Anleger installiert werden. Infrastruktur für die LNG Verladung auf LKW oder Züge erfordert zusätzliche Fläche. Zu diesem Zweck ist die Fläche um ca. 30.000 m² (zusätzlich 100 m Tiefe) zu erweitern (nicht im Layout enthalten). Für die Fahrt und das Handling von LNG Tankwagen gelten spezifische Regelungen. So dürfen im Normalbetrieb diese Fahrzeuge nicht zurücksetzen, daher muss sich der gesamte Wendekreis innerhalb des umzäunten Areals befinden. Ebenso müssen die Wägezellen für Tankwagen und Kesselwagen innerhalb der umzäunten Terminalfläche allokiert sein.

2.3.3 Schwimmendes LNG Terminal

Wie bei den landbasierten Terminals wurden für die FSRU 7 Tage maximale Einspeisung als Designkriterium für die notwendige LNG Speicherkapazität festgelegt. Dies entspricht 160.000 m³ LNG. Als Speichervolumen wurden die heute marktübliche Größe von 170.000 m³ LNG Tank innerhalb der Schiffshülle ausgewählt.



Abbildung 27: Typische FSRU (170.000 m³) und Entladung eines LNG Tankschiffs

Ein marktübliches LNG Tankschiff verfügt über einen 170.000 m³ LNG Speicher. Bei einer maximalen Entladerate von 90% entspricht dies 153.000 m³ LNG. Ladefrequenz sind 6,7 Tage, folglich 55 Ladungen pro Jahr.

Eine FSRU erlaubt Entladungen bis zu einschließlich Q-Max Tankschiffe. Bei letzteren wäre die Entladefrequenz 10,5 Tage, folglich nur 35 Anläufe im Jahr. Bei den großen Tankschiffen dauert der Entladeprozess 24 Stunden länger, von üblichen 36 auf 72 Stunden. Da eine FSRU nicht mehr als netto 153.000 m³ LNG aufnehmen kann muss das überschüssige Volumen der Q-Max Entladekapazität von 240.000 m³ durch die Einspeisekapazität der FSRU absorbiert werden. In Spitzenlastsituationen stehen der FSRU im Rahmen des Standarddesigns zusätzliche 50% Wiedervergasungskapazität zur Verfügung. Entsprechend sollten Q-Max Tankschiffe nur während der Peak Saison eingesetzt werden.

Das Wiedervergasungssystem einer FSRU wird in Modulen gebaut. Jedes verfügt über eine Exportkapazität von 2.900 MWh/h (250 Mio. SCFD). Um die n+1 Philosophie zu erfüllen wird die Installation von 3 Verdampfungsmodulen benötigt. Zwei sind für die Baseload Nachfrage erforderlich, das dritte Modul dient als Reserve. Durch dieses Design kann die FSRU in Spitzenlastzeiten die Kapazität um 50% steigern. Auf der FSRU ist auf Deck genügend Platz vorhanden, um im Bedarfsfall ein viertes Modul für die Wiedervergasung zu installieren.

Das Standarddesign einer FSRU sieht den Anlegeplatz und Ladevorgang auf der Steuerbordseite vor. Sollte die Backbordseite dafür vorgesehen werden, ist dies möglich und vom Kunden zu spezifizieren. Das Regasifizierungssystem der FSRU entspricht standardmäßig 90 bis 110 bar Exportdruck und wird an die jeweilige Lokation angepasst. Dadurch ist landseitig keine zusätzliche Erdgas-Verdichterstation erforderlich. Eine FSRU verfügt über alle für den operativen Betrieb relevanten Schnittstellen unabhängig vom selektierten Anlegekonzept. Bei Bedarf ist auch ein direkter LNG Transfer ans Festland möglich.

In den unteren Grafiken sind zwei Alternativen für den FSRU Liegeplatz dargestellt. Eine für Schiff-zu-Schiff Entladungen und eine für Entladungen über den Anleger. Beide Möglichkeiten beinhalten LNG Beladungen von Small Scale LNG Tankschiffen mit Größen zwischen 1.000 m³ bis 15.000 m³ Volumen. Simultane Operationen großer Tankschiff Entladungen und kleiner Tankschiff Beladungen sind möglich.

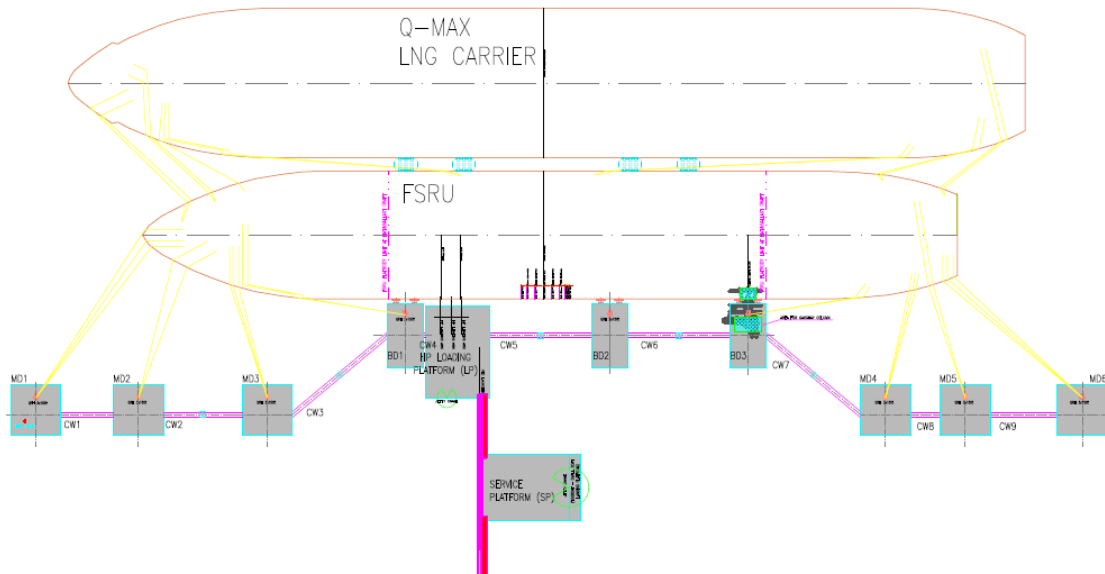


Abbildung 28: FSRU Schiff-zu-Schiff Entladung

Die verschiedenen Anlagekonzepte erfordern die gleiche Anlagenausstattung, nur dass die Anlagen an verschiedenen Orten platziert werden. In der Abbildung 28 enthält die FSRU alle notwendigen Einrichtungen für Schiff-zu-Schiff LNG Transfer mit flexiblen Schläuchen. Bei der Entladung der großen LNG Tankschiffe werden die Exportpumpen des Tankschiffs verwendet. Bei kleinen Small Scale Tankschiffen werden die Pumpen der FSRU mit geringer Kapazität genutzt. Weitere Anlagen für die Tankprozeduren werden nicht benötigt.

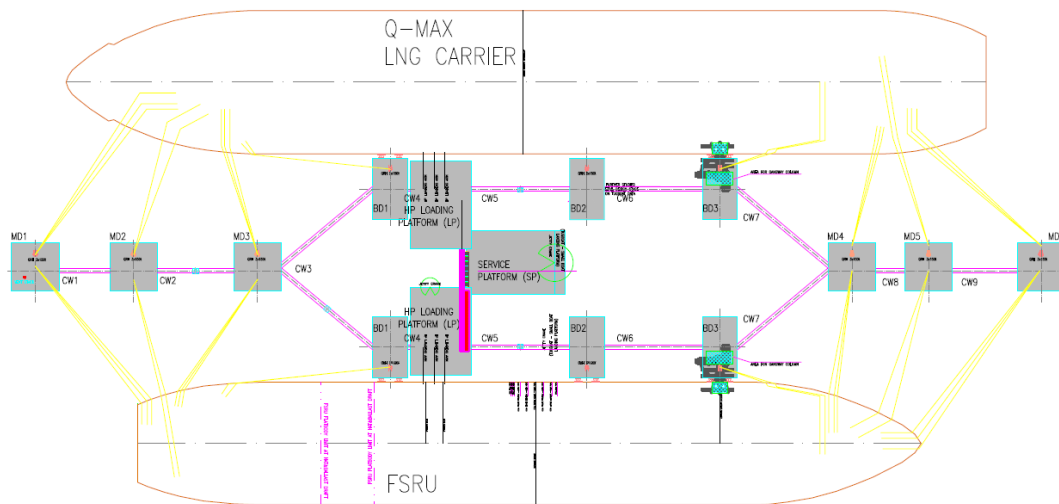


Abbildung 29: FSRU Entladung über den Anleger

Der Anleger ist mit Hochdruck-Ladearmen ausgestattet der über alle notwendigen Kontroll- und Monitoringsysteme verfügt, um einen sicheren Transfer und Export des regasifizierten LNG ins Pipelinesnetz zu gewährleisten. Die wärmeisolierte LNG Transferpipeline über dem Anleger ist mit den notwendigen Sicherheitsventilen und Schnellentriegelungsventilen ausgestattet.

Bei der Anordnung aus Abbildung 28 müssten Small Scale LNG Tankschiffe auf der inneren Seite des Anlegers platziert werden. Bei der Anordnung in der Abbildung 29 würden Small Scale LNG Tankschiffe

Die Versorgung der Small Scale LNG Infrastruktur an Land erfolgt über eine vakuumisolierte LNG Pipeline von der FSRU über den Anleger in kleine LNG Tanks sowie einer Rückgasleistung zur FSRU. Die terrestrische Speicherkapazität wurde auf 5.000 m³ ausgelegt. Abhängig vom täglichen Bedarf kann diese auf 500 bis 1.000 m³ reduziert werden.

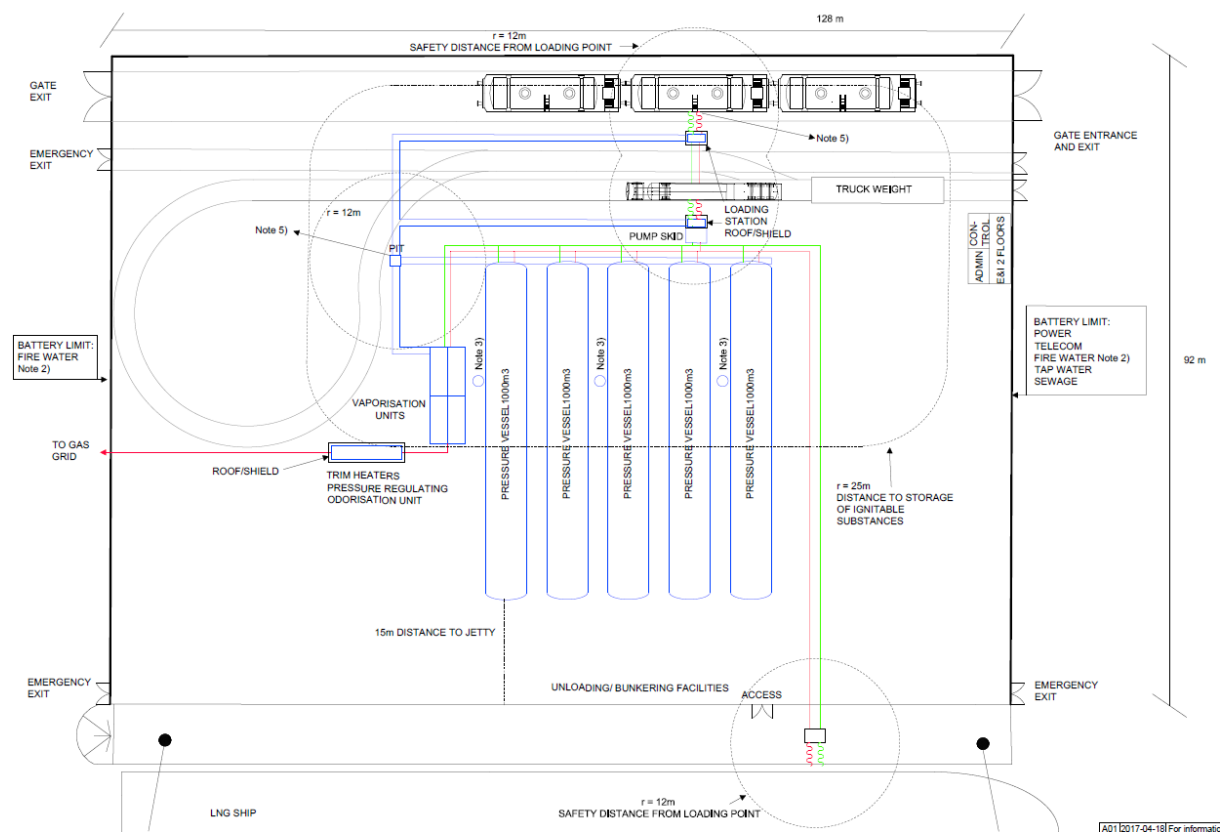


Abbildung 30: Typisches Small Scale LNG Terminal mit 5.000 m³ LNG Speicherkapazität

3 Potentielle Standorte

Die deutsche Küste wurde mit Fokus auf die Nordseeküste von der Ems bis Hamburg betrachtet (sowie Analyse der Verkehrsströme und die Bedeutung einzelner Häfen). Die nautischen Aspekte wurden für die Seeschiffahrtsstraßen Ems, Jade, Weser und Elbe von Nautitec GmbH analysiert. Als Häfen für eine LNG Anlandung wurden in diesen Seeschiffahrtsstraßen Emden in der Ems, Wilhelmshaven in der Jade, Bremerhaven und Nordenham-Luneplate in der Weser, sowie Brunsbüttel und Stade-Bützfleth in der Elbe identifiziert.

3.1 Emden

In Emden wurde das Gelände Rysumer Nacken identifiziert, welches südlich neben der Gassco Deutschland Norpipe Übernahmestation liegt. Es handelt sich um ein 400 ha großes Gelände mit Potenzial für einen landbasierten oder schwimmenden LNG Terminal. Ein Teil der Fläche einschließlich einer Landemole wird bereits von der Windkraftindustrie genutzt.

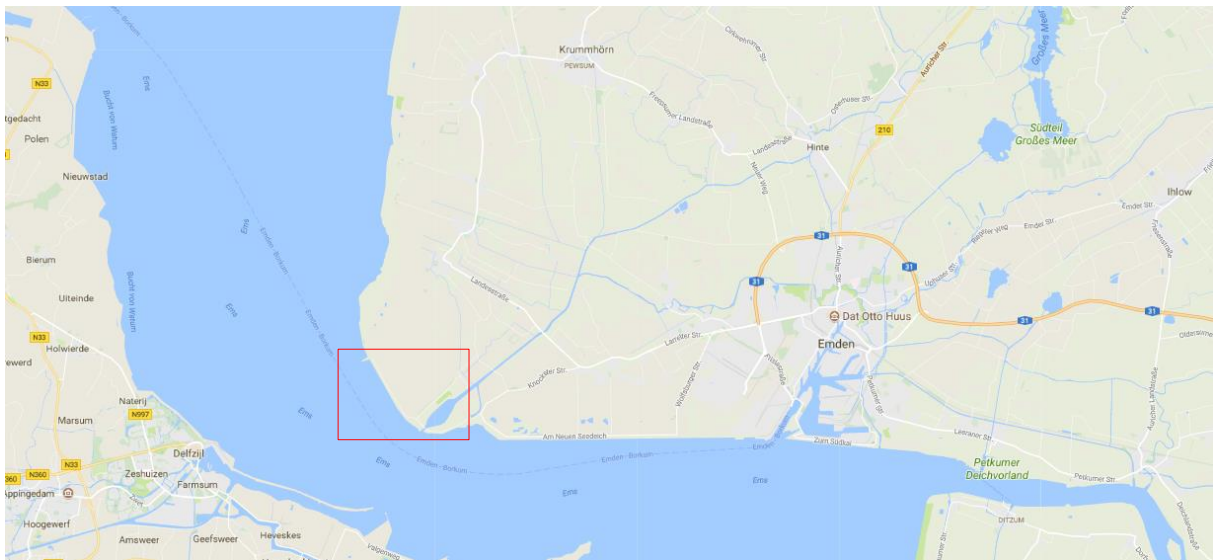


Abbildung 31: Rysumer Nacken in Emden (Quelle: Google Maps)

Das Areal verfügt nicht über Hafenstruktur und Anleger. Die Soltiefe des Emders Fahrwassers liegt bei 8,1-8,2 m (tidenunabhängig). Generell ist das Fahrwasser für Fahrzeuge mit 12 m Tiefgang zu flach. Aufwendige Baggerarbeiten wären notwendig. Bereits die heutige Soltiefe wird nur durch kontinuierliche umfangreiche Baggerung erreicht.

Lokal ist keine Großindustrie als Direktabnehmer für das LNG bzw. Erdgas vorhanden. Dafür verfügt der Standort in Emden über eine hervorragende Anbindung an das deutsche und niederländische Erdgasübertragungsnetz mit erheblich freier Transportkapazität.

Gemäß dem Hafenbetreiber Niedersachsen Ports müsste der Emsbereich zwischen Eemshaven (ca. Ems-km 70) und Rysumer Nacken (ca. Ems-km 54) vertieft und ggf. ein Wendebecken nebst Anlegebereich ausgebaut werden. Aufgrund eines breiten Schlickbereichs (ca. 400 m) wäre der Anleger in die Nähe des Emsfahrwassers zu bringen.

Ein Emsausbau bis zum Rysumer Nacken wäre vorteilhaft für Emders Verkehre, die Tidenfenster würden sich maßgeblich vergrößern und damit die Abwicklung von tiefgehenden Schiffen verbessern.

3.2 Wilhelmshaven

In Wilhelmshaven kommen gleich mehrere Standorte für einen landbasierten oder schwimmenden Terminal in Frage. Für die Potenzialstudie wurden drei unterschiedliche Standorte evaluiert.

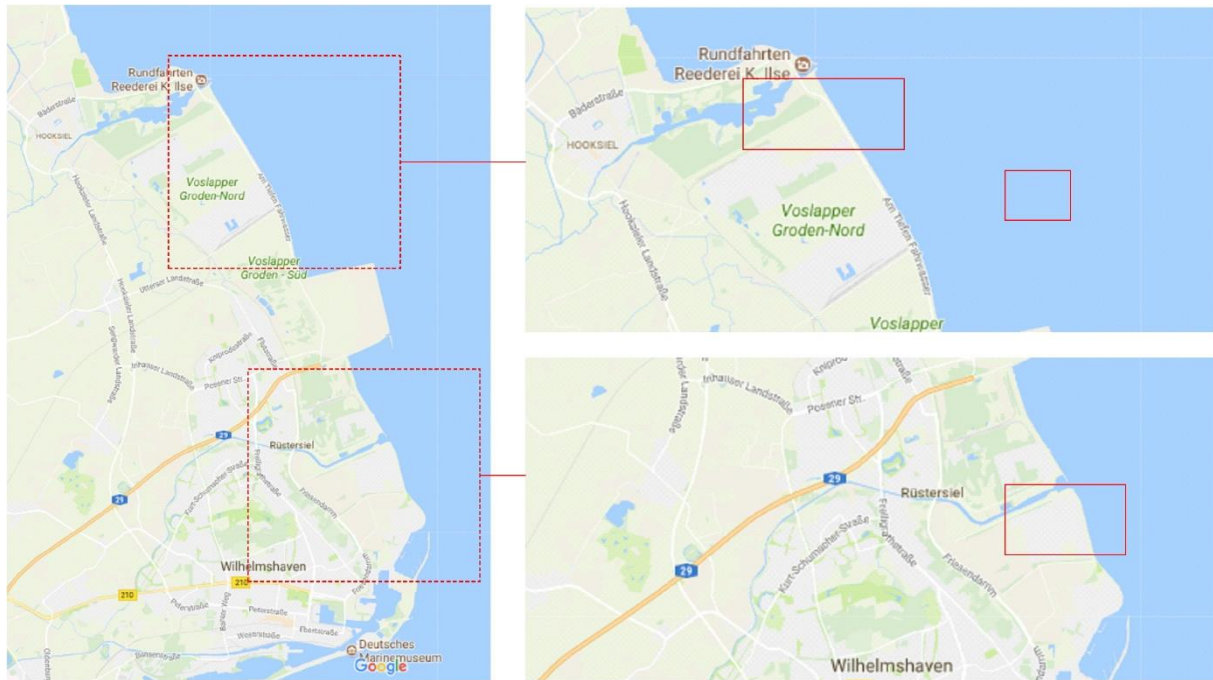


Abbildung 32: Voslapper Groden (Nord und Süd) sowie Heppenser Groden in Wilhelmshaven (Quelle: Google Maps)

Einzelne Areale in Wilhelmshaven verfügen bereits teilweise über notwendige Genehmigungen für ein LNG Terminal Projekt. So hat das nördlichste Areal von der DFTG (Deutsche Flüssigerdgas Terminal GmbH) bereits die land- und seeseitigen Genehmigungen für einen großen LNG Terminal. Im südlichsten Areal der NWO (Nord-West Ölleitung) liegt bereits das Raumordnungsverfahren für die Erdgasleitung für ein Excelerate LNG Terminal vor. Alle drei Alternativen verfügen über die notwendige Anleger-Infrastruktur.

Vor Ort gibt es keine nennenswerte Großindustrie, die als Direktabnehmer für das LNG bzw. Erdgas in Frage käme. Dafür liegen nahe Wilhelmshaven nicht nur große Erdgasübertragungsleitungen mit freien Transportkapazitäten sowie in Etzel eine der größten Erdgasspeicherlokalationen Europas.

Für die verschiedenen analysierten Standorte haben die Hafenbetreiber Niedersachsen Ports und Nord-West-Ölleitung (NWO) Stellung genommen.

3.3 Bremerhaven

Direkt im Hafengebiet von Bremerhaven konnte weder für einen landbasierten noch einen schwimmenden LNG Terminal eine geeignete freie Lokation identifiziert werden. Stattdessen wurde im Stadtbezirk Süd das Areal Luneplate in der Wesermündung identifiziert.



Abbildung 33: Luneplate in Bremerhaven (Quelle: Google Maps)

Die Fläche hat Potenzial für einen schwimmenden LNG Terminal und profitiert von der Nähe zu Bremerhaven als Bunkerplatz. Hingegen liegen die Erdgasleitungen entfernt und es gibt lokal auch keine Großindustrie als Abnehmer. Problematisch ist vor allem der Umstand, dass die Fläche Naturschutzgebiet und teilweise sogar europäisches Naturschutzgebiet (nach Richtlinie 92/43/EWG) ist.

Auch der Hafenbetreiber Bremenports teilt die Einschätzung, dass nur die Luneplate ausreichend Fläche für ein Terminal bietet, jedoch eine Nutzung aufgrund des Naturschutzgebietes grundsätzlich unzulässig ist und Ausnahmen nur mit zwingenden Gründen des öffentlichen Interesses und fehlenden zumutbaren Alternativen zu begründen sind.

3.4 Brunsbüttel

In der Flussmündung der Elbe wurde Brunsbüttel als geeigneter Standort identifiziert. Es hat vor allem Potenzial für einen landseitigen LNG Terminal.

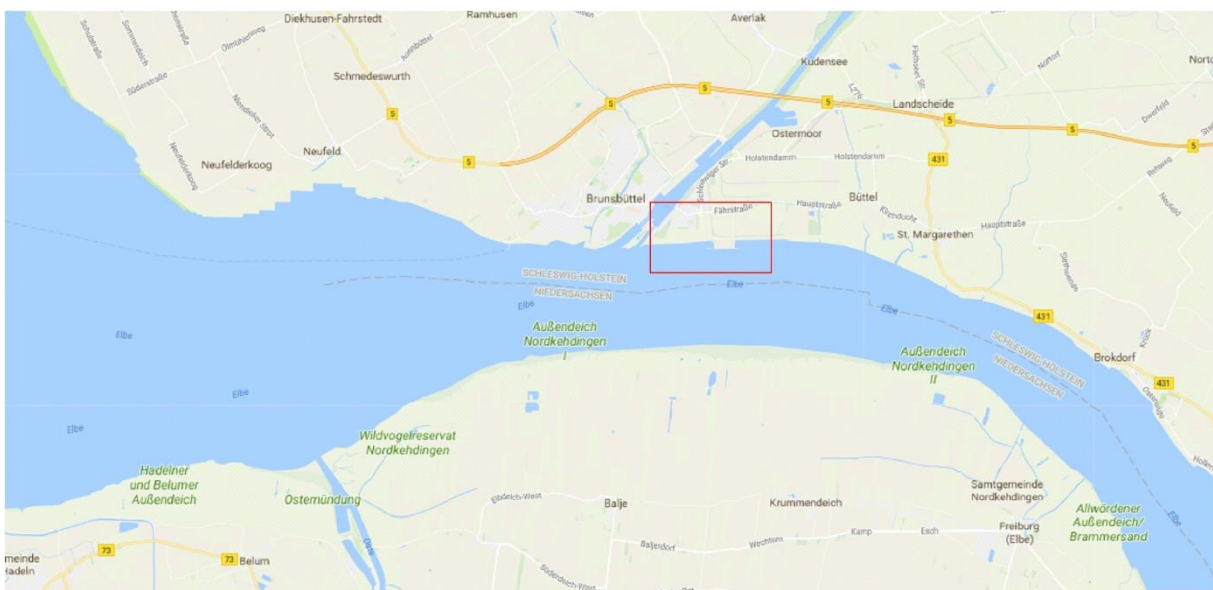


Abbildung 34: Brunsbüttel Ports in Brunsbüttel (Quelle: Google Maps)

Der Standort verfügt über Hafeninfrastrukturen. Der erforderliche Anleger wäre noch zu errichten. Brunsbüttel profitiert vor allem von erheblicher Großindustrie vor Ort als potentieller Abnehmer und vom kurzen Seeweg nach Hamburg als Bunkerplatz. Hingegen sind die entfernte Lage zum Erdgasübertragungsnetz sowie begrenzt verfügbare Transportkapazitäten nachteilig.

Der Hafenbetreiber Brunsbüttel Ports bewirbt den Standort seit Jahren intensiv für einen LNG Importterminal. Kürzlich hat sich Gasunie BV, Niederlande, für Brunsbüttel als Standort eines neuen LNG Importterminal Projektes entschieden. Die erforderlichen Studien und Genehmigungen befinden sich in Arbeit.

Für den analysierten Standort hat der Hafenbetreiber Brunsbüttel Ports Stellung genommen.

3.5 Stade

Ebenfalls in der Elbe wurde Stade-Bützfleth als potentieller Standort identifiziert.

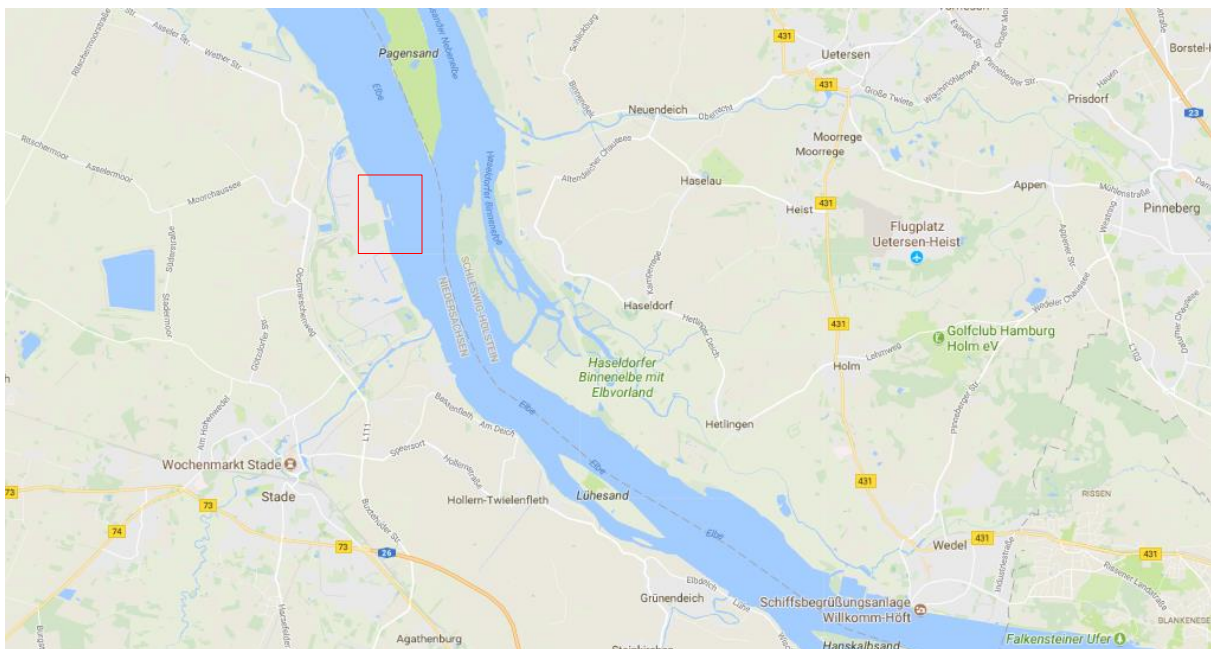


Abbildung 35: Bützfleth in Stade (Quelle: Google Maps)

Er ist aufgrund der erheblichen Absatzpotenziale durch die Großindustrie und seines sehr kurzen Seewegs nach Hamburg als Bunkerplatz geeignet. Hafeninfrastrukturen sind verfügbar, ein Um-/Neubau des Anlegers wäre erforderlich.

Jedoch sind auch in Stade keine Erdgasübertragungsleitungen in der Nähe verfügbar. Zudem sind die nautischen Bedingungen schwierig.

Der Hafenbetreiber Niedersachsen Ports ist in die Planung eines LNG Anlegers eingebunden, der ursprünglich für den Umschlag von Kohle vorgesehen war. Die Planungen sind dem Wasserstraßen- und Schifffahrtsamt (WSA) sowie den zuständigen Lotsen bekannt.

4 Evaluationskriterien

Es wurde ein Kriterienkatalog für die Eignung und Auswahl eines Large Scale Importterminals erstellt, wie z.B. Anbindungsmöglichkeiten an das deutsche Erdgasübertragungsnetz, Verfügbarkeit von geeigneten Flächen und Schiffsanlegestellen, Schiffsabmessungen in Frage kommender LNG Carrier,

vergleichende Risikobetrachtung der deutschen Reviere, einschließlich der Anforderungen an Fahrwasserbreite und –tiefe sowie dem Vorhandensein von möglichen Engstellen und der Einfluss von LNG Schifffahrt auf die gesetzlich definierte „Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs“, Verkehrsanbindungen und Distributionsmöglichkeiten von LNG als Kraftstoff.

Die Evaluierungskriterien, die der Standortauswahl und -bewertung zugrunde gelegt wurden, orientieren sich an der Machbarkeit bzw. am verbundenen Aufwand die notwendigen Rahmenbedingungen herzustellen. Dabei liegt der Schwerpunkt auf den drei Bereichen das LNG abzuliefern (Schiffsverkehr und Anlegen), das LNG zu speichern und flüssig bzw. gasförmig zur Verfügung zu stellen (Standort) und den Erdgasmarkt zu versorgen (Anbindung Erdgasnetz). Diese für die Wertschöpfungskette kritischen Kriterien werden ergänzt durch Kriterien hinsichtlich LNG für den Kraftstoffmarkt (SS LNG Dienstleistungen) und ergänzende Optimierungsmöglichkeiten (Weitere).

Bei Nichterfüllung kritischer Parameter werden Standorte aus der weiteren Evaluation im Rahmen der Potenzialstudie ausgeschlossen. Dies betrifft ausschließlich die Kernelemente der Wertschöpfungskette Anlieferung (Schiffsverkehr und Anlegen), Bereitstellung (Standort) und Distribution (Anbindung Erdgasnetz).

4.1 Schiffsverkehr und Anlegen (kritische Kriterien)

- Revierfahrt (Fahrstrecke, min. Solttiefe Fahrwasser, mittlerer Tidenhub, Einschränkungen Tideeinfluss, Breite Fahrwasser, Breite Fahrrinne, Höhenbeschränkungen, außergewöhnlich große Fahrzeuge, Wegerechtsschiffe, Überholverbote, Begegnungsverbote, Geschwindigkeitsbegrenzungen, Begleitschlepper, Bugsierschlepper, Verkehrsstruktur, Reeden)
- Liegeplatz (Verfügbarkeit, Wassertiefe, Ausbaggerungsarbeiten, Entfernung zum Fahrwasser, bestehende Regularien für Ladungsumschlag)
- Sonstiges (max. Strömungsgeschwindigkeiten, Double Banking [für FSRU], Fahrwassereinschränkung bei Manöver, etc.)

Die jahrelange Verzögerung der Elbvertiefung zeigt gerade aktuell die Komplexität von Genehmigungsverfahren. Diese Problematik wird in der Studie ebenfalls aufgenommen, da ein analoger Bezug zu anstehenden Genehmigungsverfahren für LNG- Terminals besteht.

Des Weiteren ist es notwendig, die für die hier vorliegende Untersuchung maßgeblichen Schiffsgrößen zu definieren:

Zum einen ist dies ein sogenannter Q-max, der typischerweise über eine Tankkapazität von mehr als 220.000 m³ verfügt. Unter der Bezeichnung Q-max wird ein LNG-Tanker verstanden, der als größtes Schiff an den Hafenanlagen in Ras Laffan (Qatar) abgefertigt werden kann. Ein solches Schiff verfügt in aller Regel über ein System zur Rückverflüssigung von Erdgas.

Beispielhaft sei hier der Tanker „MOZAH“ mit folgenden Abmessungen genannt:

- Länge 345,00 m
- Breite 53,80 m
- max. Tiefgang 12,50 m
- Tankkapazität ca. 266.000 m³



Abbildung 36: Quelle: <http://www.lngworldnews.com/lng-tanker-due-at-uk-south-hook-next-week-26/>

Zum anderen ist dies ein sogenannter Bunkertanker, der für den Shuttleservice in näherer Umgebung des LNG-Terminals einzusetzen ist. Im LNG-Fachjargon werden Schiffe dieser Größenordnung auch als Small Scale LNG bezeichnet und verfügen typischerweise über eine Tankkapazität von weniger als 37.000 m³.

Beispielhaft sei hier auf den Bunkertanker „ENGIE ZEEBRUGGE“ verwiesen, der kürzlich in Dienst gestellt wurde und im nordeuropäischen Bereich eingesetzt wird:

- Länge 108,00 m
- Breite 18,00 m
- max. Tiefgang 4,80 m
- Tankkapazität ca. 5.100 m³



4.2 Standort (Kritische Kriterien)

- Verfügbare Flächen (Nutzbare Flächen, Eigentumsverhältnisse, Flächeneignung)
- Sicherheit und Sicherheitszonen (Sicherheitsabstände, Auswirkung auf benachbarte Flächen/Nutzung)
- Anlegeinfrastruktur (Verfügbarkeit von Anleger, Umbaumaßnahmen, Option 2. Liegeplatz)
- Kühlwasser/Abwärmenutzung (Verfügbarkeit Abwärme aus lokaler Industrie)
- Option Kapazitätsausbau (Verfügbarkeit von Flächen und Erfüllung Rahmenbedingung für weiteren Ausbau)

Die den Kriterien zugrunde liegenden Auswahlscenarien wurden eingangs beschrieben.

4.3 Anbindung Erdgasnetz (Kritische Kriterien)

- Zugang zum Erdgasnetz (Entfernung zum Erdgastransportnetz)
- Ausbaubedarf Ferngastransportnetz (Kapazität bzw. verfügbare Kapazität der optimalsten Netzes, erforderliche Zusatzkapazität für Terminaleinspeisung)
- Option für Kapazitätsausbau
- Zugang zum Erdgasmarkt (Verfügbare Gashubs/Marktgebiete – nur relevant bis 2022)

4.4 SS LNG Dienstleistungen (relevante Kriterien)

- SS LNG Tankschiffe (Lademöglichkeit von kleinen Tankschiffen, paralleles Liegen und Bunkern zu großen Tankschiffen)
- LNG Tankwagen und Kesselwagen (Lademöglichkeit von LKW und ZUG)

4.5 Weitere Kriterien (wenig relevante Kriterien)

Als weitere Kriterien für die Standortauswahl werden zwei Parameter herangezogen:

- Zugang zu Erdgasspeicher vor Ort
- Großer Erdgasabsatz vor Ort

Beide Kriterien werden regelmäßig in Studien und in der Öffentlichkeit hervorgehoben, spielen bei näherer Betrachtung für die Ansiedlung eines LNG Importterminals jedoch nur eine beschränkte Rolle.

An dieser Stelle soll kurz darauf eingegangen werden, weshalb die beiden Kriterien keine wesentlichen Vorteile darstellen und entsprechend nur als ergänzende Aspekte für die Standortauswahl behandelt werden.

Die Relevanz lokaler Erdgasspeicher für die LNG Bewirtschaftung, wie z.B. die Etzel Erdgasspeicher bei Wilhelmshafen hängt davon ab, wie das Erdgas eingespeist wird. Ein Händler mit Terminaldurchsatzkapazitäten der über nicht-unterbrechbare Einspeisekapazitäten in das Erdgasnetz verfügt, kann seine LNG bzw. Erdgasmengen ohne Einschränkungen in den Markt bringen. Für eine ggf. notwendige Strukturierung seiner Gaslieferungen kann er zum einen Marktinstrumente nutzen oder zum anderen mittels Erdgasspeichern eine physikalische Strukturierung vornehmen. Diese erfolgt dann jedoch nicht im nächstgelegenen Speicher, sondern innerhalb des Marktgebiets (z.B. NCG) im preislich günstigstem.

In so einem Fall bietet ein lokaler Erdgasspeicher kaum Vorteile.

Aus Gründen der Kostenoptimierung kann ein Händler statt langfristig nicht-unterbrechbarer Kapazitäten auch vollständig oder teilweise unterbrechbare Einspeisekapazitäten buchen. Diese sind wesentlich günstiger aber mit dem Risiko verbunden, bei Unterbrechung durch den Netzbetreiber nicht mehr aus dem LNG Terminal in das Netz einspeisen zu können.

Diese Entscheidung muss jeder Händler abhängig von der Netzauslastung über das Gesamtjahr und der Wahrscheinlichkeit nicht einspeisen zu können sowie den vertraglichen Konsequenzen seines Terminalvertrages treffen. Eine Leitung wie die NETRA (für Etzel) ist auf maximale Norwegenimporte aus Dornum und maximale Speicherausspeisung ausgelegt. Dieses Szenario kann vor allem in Peak-Zeiten im Winter eintreten. In diesem Fall sind möglicherweise keine Einspeisungen in die NETRA mehr möglich.

Kleinere Einspeiseengpässe kann der Händler mit dem LNG Speicher im Terminal überbrücken. Bei größeren Engpässen fallen jedoch Pönalen an, da der Terminal die Speicherkapazität für das kommende LNG Tankschiff benötigt. Alternativ kann der Erdgasspeicher die nicht-einspeisbare Menge aufnehmen und den Engpass überbrücken. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Ein- und Ausspeisung aus einem Speicher mit Kosten verbunden ist und entsprechend das Erdgas verteuert. Aktuelle Marktpreise für kurzfristige Speicherkapazität (bis zu 2 Jahren) liegen bei 1 - 2 EUR/MWh Speicherarbeitsgaskapazität [vgl. MEG 2017].

Insofern bietet ein lokaler Speicher als Back-up Lösung bei mangelnder Netzeinspeisekapazität Raum für Optimierungen.

Es kann davon ausgegangen werden, dass Halter von Terminaldurchsatzkapazitäten eine risikoaverse Strategie verfolgen und nur im begrenzten Umfang das Risiko unzureichender Einspeisekapazität in das Erdgasnetz eingehen werden.

Auch der wirtschaftliche Vorteil durch umfangreichen Erdgasabsatz an Großkunden am Standort des LNG Importterminals gilt, anders als häufig dargestellt, nur eingeschränkt und in wenigen Ausnahmefällen.

Das angelandete LNG wird bis auf wenige individuelle Anwendungsfälle hauptsächlich als Erdgas zur Energieerzeugung oder als Einsatzstoff verwendet. Häufig wird davon ausgegangen, dass dies mit einer Verbesserung und Reduktion der Beschaffungskosten verbunden ist und somit ein neuer Markt für LNG entsteht.

Wesentliche Annahmen dabei sind häufig umgangene Netzkosten und verbesserte Beschaffungskosten und dass dadurch ein neuer Markt für LNG entsteht. In Abschnitt A.7.2 wird aufgezeigt, dass diese Annahmen in der Regel nicht zutreffend sind bzw. nur einen marginalen Wettbewerbsvorteil verschaffen.

Insofern werden der Vollständigkeit halber die Standorte unter Berücksichtigung dieser Kriterien evaluiert auch wenn sie bei der finalen Auswahl nur eine sehr reduzierte Rolle spielen.

5 Standortanalyse und -auswahl

Die potentiellen Standorte wurden hinsichtlich der Evaluationskriterien analysiert und miteinander verglichen. Die Ergebnisse wurden mit den zuständigen Hafenbetreibern mit Hinblick auf die Vor- und Nachteile sowie die Chancen einer Realisierung besprochen.

Abschließend wird für den optimalsten Standort gemäß den Auswahlkriterien im Folgekapitel ein LNG Importterminal detailliert.

5.1 Emden

5.1.1 *Schiffsverkehr & Anlegen*

Die Außenems verfügt über eine minimale Solttiefe im Fahrwasser bis zum Erreichen des Liegeplatzes am Rysumer Nacken von 8,2 m (unter SKN). Dies erlaubt nur Schiffen mit bis zu 8 m Tiefgang eine tidenunabhängige Erreichbarkeit. Selbst für eine tideabhängige Fahrt stehen nur 10,8 m Tiefgang zur Verfügung. Dies ist für Fahrzeuge mit einem mittleren Tiefgang von 12,5 m nicht ausreichend.

Um ein solches Schiff sicher zu einem Liegeplatz am Rysumer Nacken zu bringen, wären umfangreiche Baggerarbeiten auf der Ems im Bereich zwischen Eemshaven und dem Rysumer Nacken erforderlich. Überschlüssig gerechnet müsste das Fahrwasser um etwa 1,5 m vertieft werden, was aufgrund der hier bereits jetzt bestehenden Schlickproblematik den initialen und fortlaufenden Investitionsbedarf massiv ansteigen lassen würde.

Bereits seit mehreren Jahren wird die Vertiefung der Außenems um 1 m angestrebt, jedoch stocken die Planungen seit ca. 3 Jahren aufgrund des politischen Widerstands. Eine zusätzlich erforderliche Vertiefung für LNG Tankschiffe in naher Zukunft wird aufgrund dessen vom Emdener Hafenbetreiber Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG für kaum realisierbar gehalten.

Somit ist der potentielle Standort Emden für LNG Tankschiffe auf absehbare Zeit nicht erreichbar. Auch das notwendige Investitionsvolumen zur Herstellung und zum Erhalt der erforderlichen nautischen Rahmenbedingungen würde das Projekt unwirtschaftlich werden lassen.

Darüber hinaus verfügt der Standort weder über bestehende Hafeninfrastruktur, noch über einen Liegeplatz.

5.1.2 *Fazit*

Trotz der eingangs erläuterten günstigen Lage hinsichtlich der bestehenden Erdgastransportleitungen mit verfügbaren Transportkapazitäten, kommt Emden nicht in Betracht für einen LNG Terminal.

Aufgrund der Tatsache, dass der Standort angesichts des Tiefgangs eines marktüblichen LNG Tankschiffs von ca. 12,50 m nicht erreichbar ist, scheidet der Standort Emden aus der weiteren Betrachtung aus.

5.2 Wilhelmshaven

5.2.1 *Schiffsverkehr & Anlegen*

Zunächst ist die Route eines Q-Max für die Fahrt von der Lotsenübernahme im Verkehrstrennungsgebiet (VTG) „Jade Approach“ bis zum Erreichen des Liegeplatzes in Wilhelmshaven dargestellt und bewertet. Nautisch anspruchsvolle Bereiche, die standardmäßig risikomindernde Faktoren, z.B. durch maritime Verkehrssicherung, Lotsenberatung etc. erfordern, sind besonders markiert.



Abbildung 38: Fahrtstrecke eines Q-max nach

1	medium risk	Einwegverkehr innerhalb des Einbahnweges im VTG
2	high risk	kreuzender Verkehr mit hoher Verkehrsdichte
3	medium risk	Einwegverkehr innerhalb des Einbahnweges im VTG
4	high risk	kreuzender Verkehr mit hoher Verkehrsdichte, Bündelung des Verkehrs im Zulauf Jade & Weser
5	medium risk	Begegnungsverkehr in relativ breitem Fahrwasser
6	high risk	Umfahrung Minsener Oog mit querlaufender Strömung
7	medium risk	Begegnungsverkehr in relativ breitem Fahrwasser
8	high risk	Manöver mit Schlepperhilfe

Abbildung 39: Risikobehaftete Fahrabschnitte nach Wilhelmshaven

An der Jade wurden drei grundsätzlich mögliche Standorte identifiziert.

Dies ist zum einen die Umschlaganlage Voslapper Groden, die sich im Norden von Wilhelmshaven befindet. Trotz der großen Distanz zwischen Liegeplatz und Fahrwasser von ca. 1.000 m erscheint dieser Standort weniger gut geeignet. Grund hierfür ist die am Anleger als nicht ausreichend anzusehende Wassertiefe von weniger als 10 m. Insofern könnte ein Q-max ohne vorherige kostenintensive Baggermaßnahme das Terminal nicht erreichen.

Für diesen Anleger existiert bereits ein LNG-Projekt in der Planungsphase (DFTG), mit dem der Anleger ertüchtigt und erweitert werden soll. Nach Umsetzung dieses Projekts befände sich der Anleger dann im Bereich des tiefen Wassers (aber immer noch ca. 500 m außerhalb des Fahrwassers), wodurch die o.g. zusätzlichen Baggerarbeiten am Liegeplatz nicht mehr erforderlich wären.

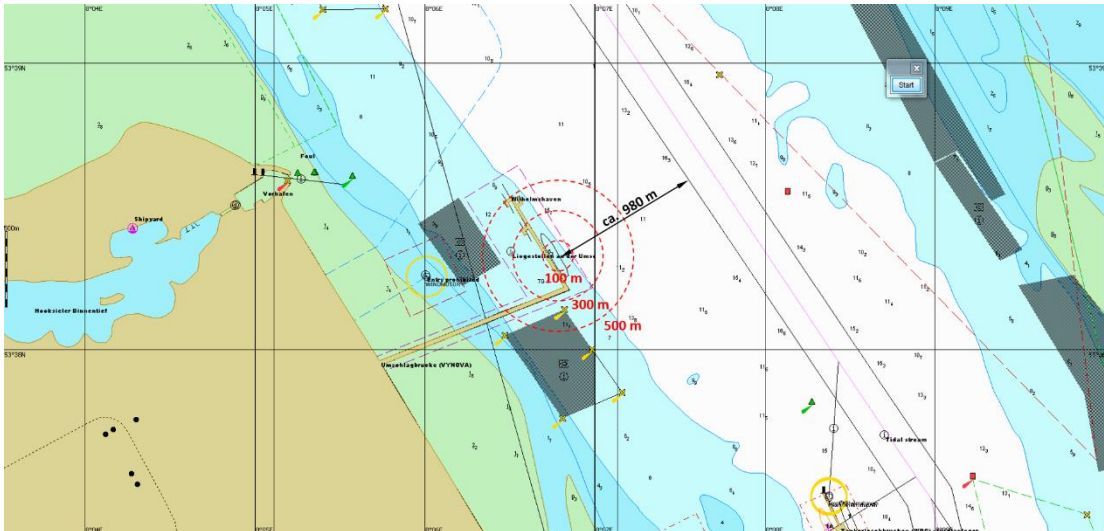


Abbildung 40: Potentieller Liegeplatz für LNG Tankschiffe an der Umschlaganlage Voslapper Groden

Zum anderen bietet das HES **Wilhelmshaven Tank Terminal (früher WRG)** insbesondere mit seinem Inselanleger aus nautischer Sicht eine gute Möglichkeit, LNG-Tanker abzufertigen. Dieser Anleger ist mit einem Q-max sehr gut zu erreichen, da für das Wendemanöver beim An- und Ablegen hinreichend Manövrierraum zur Verfügung steht. Als problematisch könnte sich u.U. die Nähe zum Fahrwasser erweisen, zumal sich in unmittelbarer Nähe des Inselanlegers auch ein Kursänderungspunkt befindet. Ließe man den Tanker dann jedoch auf der Westseite des Inselanlegers anlegen, böte der Anleger selbst als Barriere einen guten Schutz vor ggf. denkbaren Kollisionen mit anderen Fahrzeugen.

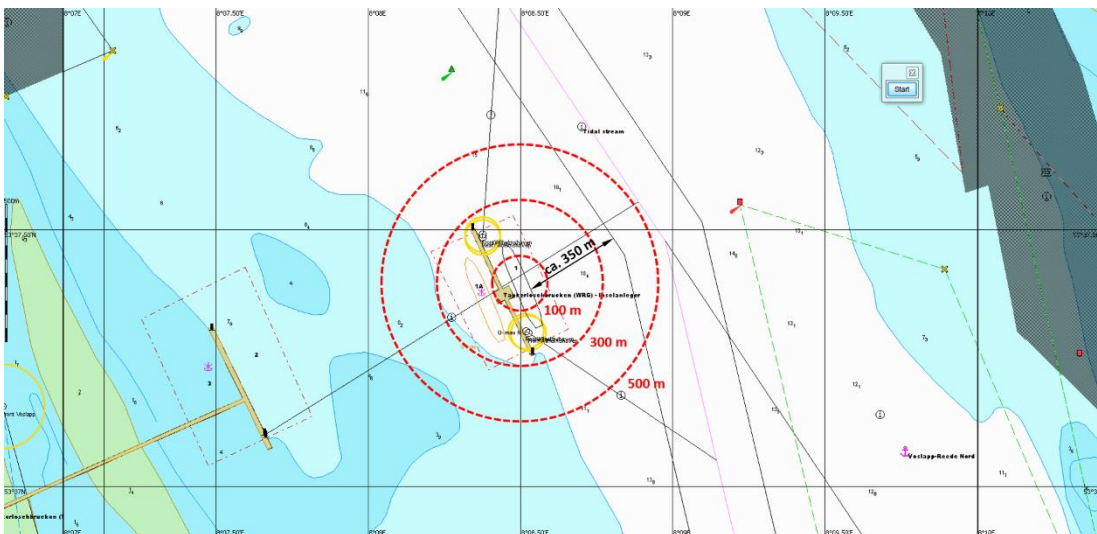


Abbildung 41: Potentieller Liegeplatz für LNG Tankschiffe am Inselanleger der HES

Als dritter Standort bietet die Nord-West Oelleitung GmbH (NWO) in Wilhelmshaven ebenfalls eine gute Möglichkeit, LNG-Tanker abzufertigen. Hier stellt insbesondere die Größe Q-max kein Problem dar, da die Abmessungen dieses Schiffes ungefähr denjenigen Abmessungen des Bemessungsschiffes für die Jade entsprechen.

Neuralgisch könnte sich dabei u.U. die unmittelbare Nähe zum Fahrwasser erweisen. Die Liegeplätze der NWO befinden sich nahe der Zufahrt zum Neuen Vorhafen. Da sich jedoch – im Gegensatz zu den nördlicher gelegenen Umschlaganlagen – der hier passierende Schiffsverkehr fast ausschließlich auf Fahrzeuge der Marine und auf für den Binnenhafen bestimmte Fahrzeuge beschränkt, lässt sich die

vorgenannte Problematik wiederum relativieren. Nutzte man darüber hinaus den (nördlichsten) Anleger Nr. 4, läge der LNG-Tanker hier am weitesten vom Durchgangsverkehr entfernt.

Weiterhin denkbar wäre eine weitere Ausgestaltung des Anlegers 4, so dass auch die vom Fahrwasser abgewandte (westliche) Innenkante des Anlegers genutzt werden könnte. Läge hier z.B. ein sogenanntes floating storage and regasification unit (FSRU), d.h. ein schwimmendes Lager, auf dem das angelandete LNG gleichzeitig auch regasifiziert würde, könnte dem FSRU von einem Tanker (bis hin zur Größe Q-max) LNG zugeführt werden. Ggf. wäre dann auch ein gleichzeitiges Beladen eines Small Scale LNG oder ein Bunkervorgang an einem der anderen Anleger denkbar.

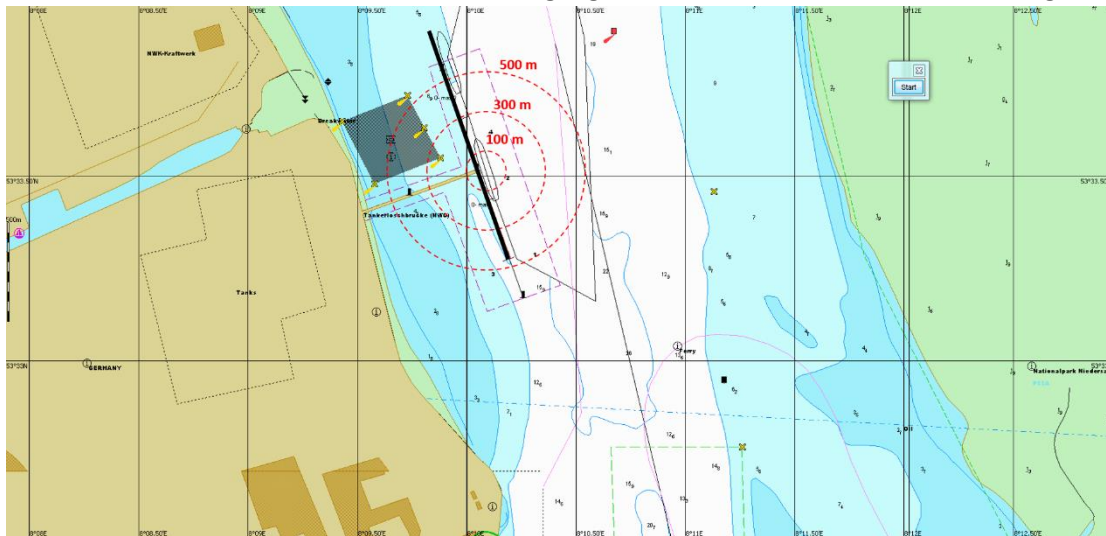


Abbildung 42: Potentieller Liegeplatz für LNG Tankschiffe am Anleger der Nord-West Oelleitung NWO

Zusammenfassend kann festgehalten werden:

- Vorhandene Fahrwassertiefen sind ausreichend und zukunftsicher
- Baggermaßnahmen im Fahrwasser sind nicht erforderlich
- Baggermaßnahmen am Liegeplatz wären nicht erforderlich
- Standorte sind tideunabhängig
- Es besteht keinerlei Tideabhängigkeit
- Länge der Revierfahrt beträgt 40 sm
- Vorhandene Verkehrsstruktur ist homogen
- Die Umfahrung von Minsener Oog ist nautisch anspruchsvoll

Der Standort Wilhelmshaven an sich bietet für die Ansiedlung eines LNG-Terminals folgende Vorteile:

- Die für ein Befahren der Jade auch mit Tankern der Größenordnung Q-max notwendigen Voraussetzungen sind bereits jetzt vollumfänglich gegeben. Ein zusätzlicher Ausbau der Seeschiffahrtstraße wäre nicht erforderlich.
- Ein LNG-Terminal wäre mit einem Q-max zu jeder Zeit tideunabhängig zu erreichen.
- Ein Q-max gilt gemäß § 2 Abs. 1 Nr. 10 i.V.m. § 60 Abs. 1 SeeSchStrO (Seeschiffahrtsstraßen-Ordnung) auf der Jade nicht als „außergewöhnlich großes Fahrzeug“, so dass es für dessen Verkehr auch keiner schiffahrtspolizeilichen Genehmigung nach § 57 Abs. 1 Nr. 1 SeeSchStrO bedarf.
- Die Fahrtstrecke von der Lotsenaußenposition im Verkehrstrennungsgebiet „Jade Approach“ bis zum Terminal beträgt lediglich ca. 40 sm. Bei einer Durchschnittsgeschwindigkeit von ca. 10 kn wäre das Terminal damit nach ca. 4 h Revierfahrt zu erreichen.
- Die relativ homogene Verkehrsstruktur auf der Jade, vornehmlich bestehend aus Tankern, Massengutfrachtern und Containerschiffen, bietet genügend Raum, einen zusätzlichen LNG-

Verkehr ohne großartig zu erwartende Restriktionen sowohl für den LNG- als auch für den übrigen Verkehr aufzunehmen.

- Ein zweischiffiger Begegnungs- und Überholverkehr erscheint grundsätzlich möglich, wobei für die Umfahrung von Minsener Oog gewisse Beschränkungen bereits jetzt bestehen. Durch die eingerichtete Maritime Verkehrssicherung wird u.a. deren Umsetzung überwacht und erforderlichenfalls geregelt.
- Der nautische Umgang mit Tankschiffen ist den Beteiligten (Lotsen, Schleppern, Festmachern etc.) an der Jade bestens vertraut.
- Ggf. könnten sowohl am Inselanleger der HES als auch am (ausgebauten) Anleger 4 der NWO zwei LNG-Schiffe gleichzeitig abgefertigt werden.

5.2.2 Standort

Wilhelmshaven verfügt über verschiedene Möglichkeiten für einen landbasierten oder schwimmenden LNG Importterminal. Der Einfachheit halber wird für die landbasierte Option das DFTG Gelände und für die schwimmende Option das NWO Gelände analysiert.

Beide Areale verfügen über die notwendigen Rahmenbedingungen für die Errichtung und den Betrieb eines landseitigen bzw. schwimmenden LNG Terminals. Beide Areale waren in der Vergangenheit aufgrund deren Eignung für diese Nutzung ausgewählt und entwickelt worden.

Das DFTG Grundstück verfügt über 84 Hektar (840.000 m²) und ist im Eigentum der DFTG. Diese Fläche ist mehr als ausreichend für den Bau eines mittleren oder großen Terminals mit einem Flächenbedarf von ca. 70.000 bis 90.000 m².

Das Grundstück der NWO ist ebenfalls in deren Eigentum und verfügt über eine Fläche von ca. 170 Hektar. Diese wird weitestgehend als Betriebsgelände für das Öltanklager genutzt. Ein schwimmendes Terminal benötigt jedoch bis auf wenige Ausnahmen wie z.B. der Erdgasleitung kaum Landfläche. Die benötigten Flächen und Trassen wurden bereits im Rahmen des RWE Projekts identifiziert und werden bis dato bereitgehalten.

Des Weiteren haben LNG Installationen der hier studierten Größenordnung wesentlichen Einfluss auf benachbarte Flächen im Falle eines Störfalls. Da es sich um Anlagen handelt, die mit Gefahrenstoffen umgehen, spielt u.a. die EU-Seveso Richtlinie eine wichtige Rolle, umgesetzt im Rahmen der zwölften Verordnung zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (12. BImSchV).

Dies gilt in erster Linie für landbasierte Lösungen. Die DFTG Fläche ist derart dimensioniert, dass große Sicherheitsabstände zu umliegenden Wohn- und Gewerbebereiche eingehalten werden. Da das DFTG Projekt bereits über einen immissionsschutzrechtlichen Vorbescheid und mehrere hierauf aufbauende Teilerrichtungsgenehmigungen für den Bau der landseitigen Anlagen und einen Planfeststellungsbeschluss für die seeseitigen Anlagen verfügt, ist davon auszugehen, dass alle wesentlichen Sicherheitsaspekte adressiert sind.

Abstandsempfehlungen werden u.a. im SFK/TAA Leitfaden GS-1 genannt. Diese liegen zwischen 200 m und 1.500 m für Abstände zwischen Betriebsbereichen nach der Störfallverordnung und schutzbedürftigen Gebieten im Rahmen der Bauleitplanung. Für einen möglichen Standort eines konventionellen LNG-Terminals kann man ohne eine vorliegende Planung einen Mindestabstand zwischen den LNG-Tanks und dem Öltanklager von 200 m und einen Mindestabstand zwischen den LNG-Tanks und den anliegenden Wohnbezirken von 1.500 m annehmen.

Bei der schwimmenden Lösung liegt die FSRU am Anleger, 600m entfernt vom Ufer. Der Einfluss ist aufgrund der Entfernung begrenzt auf den Steg und betrifft nicht die benachbarte Umgebung.

Normalerweise können beim Anleger bereits 150 m Abstand ausreichend sein. Im Falle des NWO Geländes beträgt der Abstand ca. 600 m. Somit ist die Sicherheit der bestehenden Infrastruktur an Land sowie der benachbarten Flächen gewährleistet.

Hinsichtlich der Anlegeinfrastruktur des DFTG Standort besteht die Möglichkeit, die bereits vorhandene landeseigene Brücke (zum Anleger der VYNOVA Wilhelmshaven GmbH) zu nutzen. Wie bereits im vorherigen Kapitel beschrieben, müsste die Brücke verlängert und ein Anleger gebaut werden, sofern man Baggerarbeiten am Liegeplatz vermeiden möchte. Das ursprüngliche DFTG Projekt sah nur einen Liegeplatz vor. Für einen zweiten Liegeplatz müsste ein größerer (ca. 1 km langer) Anlegererrichtet werden.

Beim NWO Standort ist, *abgesehen von der Anordnung von Fendern*, die Anlegeinfrastruktur für ein LNG Tankschiff bereits vorhanden. Es besteht die Möglichkeit für einen zweiten Liegeplatz, der Bedarf den Anleger (u.a. für einen zweiten Liegeplatz) weiter auszubauen wäre im Detail zu prüfen.

Beide Standorte hätten evtl. die Möglichkeit aus angrenzenden Kraftwerken von Uniper oder Engie Wärme für den Wiedervergasungsprozess zu beziehen.

Auch die Option eines künftigen Ausbaus der LNG Terminals wird bei beiden Standorten ermöglicht. Das DFTG Projekt sieht bereits von Anfang an einen großen Terminal vor, jedoch ist die Fläche groß genug, um eine weitere Expansion zu ermöglichen.

Bei der schwimmenden Terminallösung am NWO Standort würde die Expansion durch eine zweite FSRU erfolgen. Dies wäre durch einen Ausbau des Anlegers oder *durch die Wiederinbetriebnahme und Erweiterung des nicht genutzten Anlegers 3* möglich (Machbarkeit im Detail zu prüfen).

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass beide Standorte in Wilhelmshaven die wesentlichen Standortkriterien erfüllen:

- Nutzbare Flächen für ein LNG Terminal stehen zur Verfügung
- Sicherheitskriterien und Abstände werden eingehalten
- Anlegeinfrastrukturen sind im hohen Umfang bereits vorhanden
- Integrierte Energiekonzepte (Wärme- ggf. Kältenutzung) ist möglich
- Flächen für eine Terminalexpansion stehen zur Verfügung

5.2.3 Anbindung Erdgasnetz

Ausgehend von einem angenommenen Standort für eine Gasdruck-Regel- und Messanlage (GDRM) im nordöstlichen Bereich des NWO-Geländes lässt sich eine Trassenlänge von ca. 23,5 km ableiten.

Auf Betreiben der RWE Energy AG wurde in 2009 ein Raumordnungsverfahren mit integrierter Umweltverträglichkeitsprüfung für eine geplante Erdgasleitung Wilhelmshaven – Etzel mit einem Leitungsdurchmesser DN 800 und 100 bar Betriebsdruck durchgeführt. Vom Niedersächsischen Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft, Verbraucherschutz und Landesentwicklung wurde die landesplanerische Feststellung erteilt und zwischenzeitlich bis 2020 verlängert.

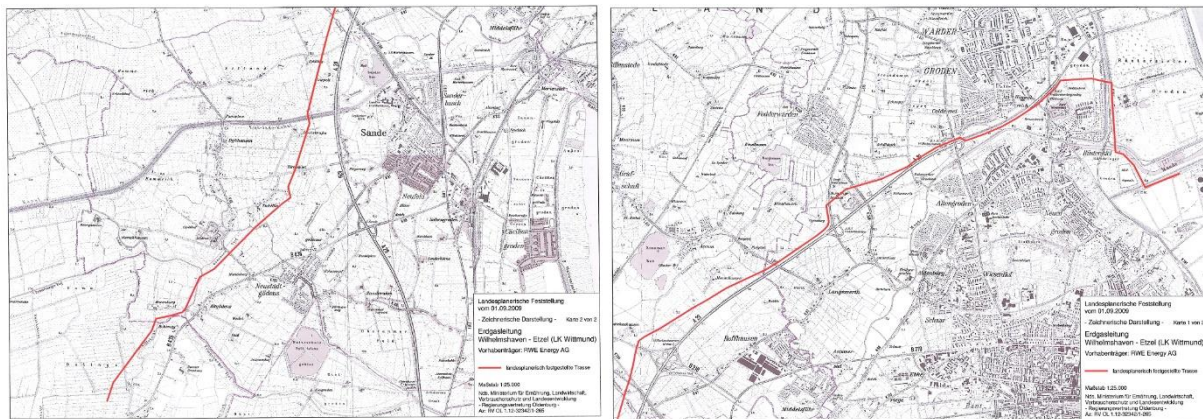


Abbildung 43: Abschnitte der geplanten Leitung ab Wilhelmshaven

Am Standort Etzel sollte die geplante Verbindungsleitung an die beiden Transportleitungen NETRA¹⁵ und die Leitung Etzel – Woltzeten angebunden werden.

Die NETRA steht im Eigentum von OGE (Open Grid Europe) und Gasunie Deutschland.

Bis Ende 2016 war Statoil Deutschland über die Tochtergesellschaft jorngas GmbH Mitgesellschafter; deren Anteile sind nunmehr auf OGE und Gasunie Deutschland übergegangen. Damit ist die NETRA insgesamt Teil der beiden deutschen Marktgebiete NCG (Net Connect Germany) und Gaspool – ein für die Vermarktung des über Wilhelmshaven zu importierenden Erdgases erheblicher Vorteil.

Über die Zweitanbindung an die Leitung Etzel – Woltzeten (mit Weiterführung nach Bunde) ist die Verbindung mit den nordwesteuropäischen Gasnetzen in den Niederlanden, Belgien, Frankreich und Großbritannien gegeben.

Zur Findung eines optimalen Leitungsdurchmessers für die Verbindungsleitung Wilhelmshaven – Etzel gemäß Schemaplan (siehe Grafik) wurden verschiedene hydraulische Berechnungen durchgeführt.

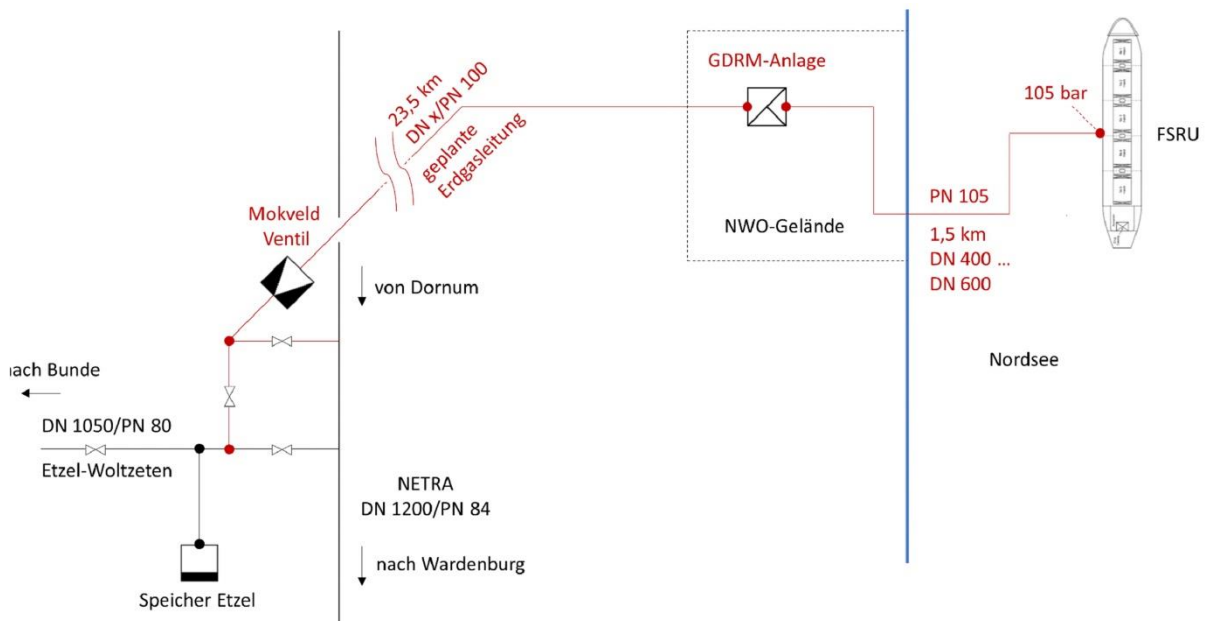


Abbildung 44: Schemaplan der Erdgasleitung Wilhelmshaven – Etzel in die NETRA und die Leitung Etzel – Woltzeten

¹⁵ Die NETRA (Norddeutsche Erdgas-Transversale) verbindet den Einlieferpunkt Dornum (ex Norwegen) mit Salzwedel; sie führt über Etzel (zugleich Speicherstandort) und Wardenburg (Verdichterstation).

Hierbei wird von folgenden Prämissen ausgegangen:

- Gasbeschaffenheit: Mischgas H (Dichteverhältnis: $\sim 0,64$; Brennwert: $\sim 11,6 \text{ kWh/m}^3$; Wobbeindex: $\sim 14,47 \text{ kWh/m}^3$)
- Druckstufe: PN 100 (effektiv: max. 99 bar)
- Mindestdruck Etzel: ca. 80,6 bar
- Stahlqualität: X70
- Innendurchmesser: gemäß DIN 2470
- Innenauskleidung der Rohre mit Epoxidharz.

Die Ergebnisse der hydraulischen Berechnungen sind in folgender Tabelle zusammengefasst.

Rohrdurchmesser	Transportkapazität [$10^3 \text{ m}^3/\text{h}$]
DN 400	400
DN 500	715
DN 600	1150
DN 700	1715

Tabelle 2: Ergebnisse der hydraulischen Berechnungen

Die o. g. Flussleistungen stellen Grenzwerte bei Vollausschöpfung des verfügbaren Druckgefälles (99 bar $\Rightarrow$ 80,6 bar) dar. Die maximalen Strömungsgeschwindigkeiten liegen zwischen ca. 10 m/s und 14 m/s; diese Werte sind zulässig, allerdings relativ hoch. Aufgrund des Joule-Thomson-Effekts ist mit einer Absenkung der Gastemperatur um ca. 10°C zwischen Anfangs- und Endpunkt der Leitung zu rechnen. Ggfs. muss unter winterlichen Bedingungen das Gas in Wilhelmshaven (GDRM-Anlage) entsprechend vorgewärmt werden. Im Hinblick auf die notwendige Abdeckung der denkbar maximalen Leistung der Regasifizierungsanlage ($837.000 \text{ m}^3/\text{h}$) sollte die Leitung zumindest in DN 600 ausgelegt werden. Eine Auslegung in DN 700 bietet Flexibilität „nach oben“, bei ca. 20 % höheren Investitionen.

- Die Dimensionierung des ca. 1,5 km langen Leitungsstücks zwischen dem FSRU-Carrier und der GDRM-Anlage (onshore) hängt ebenfalls von der erwarteten Leistung ex Regasifizierungsanlage ab. Es wird angenommen, dass die LNG-Pumpen auf dem Schiff einen Druck von bis zu 105 bar darstellen können. Damit ist zwischen dem „Ausgang ex Schiff“ und dem Ausgang „ex GDRM-Anlage“ ein Druckgefälle von ca. 5 bar verfügbar. Davon sind ca. 3 bar für die Druckverluste in der GDRM-Anlage einzuplanen, so dass auf der ca. 1,5 km langen Verbindungsleitung der Druckverlust auf 1 bis 2 bar beschränkt sein muss. Diese Forderung wird erfüllt, wenn die Flüsse für eine Auslegung in DN 400 auf $400.000 \text{ m}^3/\text{h}$,
- DN 500 auf $715.000 \text{ m}^3/\text{h}$,
- DN 600 auf $1150 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{h}$

beschränkt bleiben. Dann errechnet sich jeweils ein Druckverlust von ca. 1 bar auf diesem 1,5 km langen Leitungsabschnitt.

Die Investitionen für die Anbindung der FSRU-Anlage an das Ferntransportnetz in Etzel werden auf Basis „mittlerer Verlegebedingungen“ (Bezugsjahr = 2015) ermittelt.

Die Kostenansätze wurden abgeleitet aus den Angaben des „Entwurfs zum Netzentwicklungsplans Gas 2016“ (Berlin, 01.04.2016). Abweichend von den Ansätzen des NEP 2016 werden hier keine Zuschläge

(„contingencies“) und Eskalationen (für die Kostenentwicklung) vorgenommen.¹⁶ Es werden hier die beiden realistischen Varianten (DN 500 und DN 600) bewertet.

Gewerk	Invest in Mio. EUR	Invest in Mio. EUR
	DN 500 (715.000 m ³ /h)	DN 600 (1.150 · 10 ³ m ³ /h)
23,5 km Leitung	23,0	25,5
1,5 km Leitung	1,5	1,7
GDRM-Anlage	6,0	7,6
Mokveld-V. + Armaturen	2,5	3,2
Summe	33,0	38,0

Tabelle 3: Investitionssummen der Erdgasleitung je nach Transportkapazität

Auf Kostenbasis 2015 ergeben sich demnach für „mittlere Gegebenheiten“ Investitionswerte von

- ca. 33 Mio. EUR (Auslegung in DN 500), bzw.
- ca. 38 Mio. EUR (Auslegung in DN 600).

In Anbetracht eines Kostenunterschieds von lediglich etwa 15 % empfiehlt es sich, die mit deutlich höheren Kapazitäten/Flexibilitäten ausgestattete DN 600 Variante zu realisieren. Die Transportkapazität liegt in diesem Fall bei 1,15 Mio. m³/h – gegenüber 715.000 m³/h im DN 500-Fall.

Die hier dargestellte Berechnung basiert auf der Annahme, dass die FSRU über 105 bar Einspeisedruck verfügt, die nicht dem Standarddesign entspricht, sondern zusätzliche Pumpenkapazität erfordert. Sollte stattdessen die FSRU nur über 90 bar verfügen (unter Berücksichtigung von stationsinternen Druckverlusten – Piping, GDRM-Anlage – würde bei Volllast am Ausgang der GDRM-Anlage ein Druck von ca. 86 bar verfügbar sein), gibt es verschiedene Alternativen, den geringeren Pumpendruck an Bord zu kompensieren (z.B. landseitiger Verdichter, Reduktion Wiedervergasungskapazität, höhere Leitungs-Dimensionierung).

Die wirtschaftlich sinnvollste Option wäre, die nachgeschaltete Leitung von Wilhelmshaven (NWO) bis Etzel im Durchmesser höher auszulegen – unter Inkaufnahme des auf ca. 86 bar abgesenkten Ausgangsdrucks ex Terminal. Die Kapazitätsberechnung ergibt, dass bei einer Dimensionierung in DN 700 die erforderliche Leitungskapazität für den 23,5 km langen Abschnitt gerade erreicht wird.

Die Gesamtinvestitionen für die gefundene Optimalauslegung liegen bei 39,7 Mio. EUR. Dies entspricht einer Kostensteigerung von knapp 4,5%.

Für das DFTG-Areal dürfte eine potenzielle Leitungstrasse zum Speicher Etzel eine Länge von ca. 28,5 km haben; sie ist also ca. 5 km länger als der Weg vom NWO-Areal zum Speicher Etzel.

Eine in DN 600 / PN 100 dimensionierte Leitung vom DFTG-Terminal bis zum Speicher Etzel verfügt über eine Transportkapazität von ca. 1,04 Mio. m³/h. Eine in DN 700 / PN 90 ausgelegte Leitung wäre bei niedrigeren Drücken (vgl. Standard-FSRU) auch hier ausreichend.

¹⁶ Im NEP werden üblicherweise Zuschläge von 25 % (Fehlergrenze der Schätzwerte) und Eskalationen von 2 – 2,5 %/a für die Kostenentwicklung vorgenommen. Hieraus erklären sich die erheblich höheren Kostenschätzungen des NEP – im Vergleich zur hier angewandten Vorgehensweise.

Zur Gasbeschaffenheit ist anzumerken. Die über Dornum anstehenden norwegischen Gaslieferungen (Brennwerte: 11,6 bis 12 kWh/m³; Dichteverhältnis: 0,64 bis 0,66) dürften mit den denkbaren LNG-Einlieferungen in Wilhelmshaven hinsichtlich ihrer Gasbeschaffenheit weitgehend kompatibel sein.

Gemäß dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 liegt der maximal zulässige Wobbe-Index für Erdgase der Gruppe H bei $(15,0 + 0,7) = 15,7$ kWh/m³. Diese Obergrenze wird von allen hier betrachteten LNG-Lieferungen unterschiedlicher Provenienz eingehalten. Insofern erscheint die Installation einer Stickstoff-Zumischanlage zur Konditionierung des angelieferten und regasifizierten LNG als nicht zwingend erforderlich.

OGE hat mit Schreiben vom 26.7.2017 eine angefragte Kapazität von 10 Mio. kWh/h unter Zugrundelegung von frei zuordbarer Kapazität ohne Ausbau angeboten. Damit ist gesichert, dass die volle Kapazität der Wiedervergasung eines LNG Terminals in Wilhelmshaven im nationalen Transportsystem zur Einspeisung zurzeit in Anspruch genommen werden kann und keinen Ausbau erfordert.

Im Falle einer künftigen Erweiterung des Terminals von 5 auf 10 Mrd. m³ Erdgas Einspeisevolumen würde der Einspeisekapazitätsbedarf auf 17 GW steigen. Es wurde im Rahmen der Studie nicht geprüft ob auch diese Einspeisekapazität zur Verfügung steht. Jedoch entspricht dies ungefähr der erforderlichen Kapazität des DFTG Projekts. Entsprechend kann davon ausgegangen werden, dass auch diese Transportkapazitäten für den Standort Wilhelmshaven zur Verfügung stehen bzw. ohne große Ausbaumaßnahmen verfügbar gemacht werden können.

5.2.4 Small Scale LNG Dienstleistungen

Der Standort Wilhelmshaven bietet günstige Voraussetzungen für den Einsatz von Small Scale LNG. Vor allem in der Versorgung des maritimen Sektors verfügt der Standort über gute Rahmenbedingungen.

Der Hafen liegt in der Jade und in direkter Nähe zur Weser. Dies sind zwei stark befahrene Wasserstraßen in Deutschland (gemäß Außenstelle der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt ca. 25.000 Passagen in 2014). Auch wenn die direkte Bebunkerung von LNG angetriebenen Schiffen vor Ort eher die Ausnahme bilden wird, so bieten die in der Nähe liegenden Häfen in der Jade (Wilhelmshaven), in der Außenweser (Bremerhaven) und in der Unterweser (Brake und Bremen) ausreichend Absatzpotenzial, das mit Bunkertankern von Wilhelmshaven aus bedient werden kann. Nachteilig für Wilhelmshaven wäre auf den ersten Blick die vergleichsweise längere Reise für die Weiterverteilung in Richtung Elbe (größter potentieller Bunkermarkt).

Da wir überzeugt sind, dass eine LNG Bebunkerung für die Schifffahrt in Deutschland entscheidend durch LNG Bunkertanker geleistet werden wird, wird die unmittelbare Lage in der Jade ggü. der Elbe nicht als wesentlicher Nachteil gesehen. LNG Bunkertanker, die in Wilhelmshaven beladen werden, können jederzeit dort Ladung aufnehmen ohne erkennbare nautische Restriktionen. Dies gleicht den etwas längeren Seeweg aus. Entscheidend für die Konkurrenzfähigkeit der LNG Bebunkerung sind niedrige Kosten für den LNG Importterminal (siehe Kapitel A.7.1) und die LNG Bebunkerung. Diese sind für den Wilhelmshaven NWO Terminal zu erwarten.

Entscheidend für die Betankung der Bunkertanker ist die Ausgestaltung des Anlegers für LNG Tankschiffe und die Möglichkeit paralleler Betankungsvorgänge. Dies kann durch einen verlängerten Anleger oder einer Liegestelle auf der küstenzugewandten Seite erreicht werden. Dies ist bei der FSRU Lösung vorgesehen und machbar. Bei der landseitigen Lösung am DFTG Gelände im Detail zu

analysieren. Sollte ein paralleler Vorgang nicht möglich sein, schränkt dies wesentlich das Potenzial von LNG Bunkertankern ein.

Der DFTG Standort verfügt über keinen Gleisanschluss. Jedoch führen Gleise bis an die Grundstücksgrenze. Somit ist ein Anschluss vermutlich machbar (im Detail zu prüfen). Mit dem Anschluss wäre man in der Lage LNG per Güterzug (entweder Kesselwagen oder Container) zu exportieren.

Der NWO Standort verfügt ebenfalls über keinen Gleisanschluss. Auch in diesem Fall führen Gleise bis zum benachbarten Grundstück. In diesem Fall ist die Fortführung bis zum NWO Standort aufwendiger, da die Querung der Maade erforderlich wird (Machbarkeit im Detail zu prüfen).

Für den LNG Export mittels LKW ist Wilhelmshafen ebenfalls geeignet. Aufgrund des Containerterminals verfügt Wilhelmshafen über ein ausgiebiges und wachsendes Verkehrsaufkommen im Schwerlastverkehr. Die Nähe zu Bremerhaven und Bremen bieten zusätzliches Absatzpotenzial.

5.2.5 Weitere

Wilhelmshafen verfügt mit Etzel über einen der größten Erdgasspeicher Deutschlands in nächster Nähe. Bis zu 5 Kavernenbetreiber verfügen am Standort über freie Speicherkapazitäten. Dies bietet ausreichend Raum, um große Mengen Erdgas aus einem LNG Importterminal zu speichern.

Darüber hinaus liegt der Speicher direkt am Einspeisepunkt in das Übertragungsnetz. Dies bietet gleich zwei fundamentale Vorteile. Zum einen muss keine separate Pipeline zum Speicher gebaut werden. Zum anderen wird das Übertragungsnetz via Erdgasspeicher mit der Stichleitung des LNG Terminals verbunden, was eine direkte Zwischenspeicherung des Erdgases ermöglicht, falls ein Engpass bei den Netzkapazitäten vorliegt.

Im Gegensatz dazu verfügt Wilhelmshafen über keinen umfangreichen Erdgasabsatz am Terminalstandort. Somit ist das Potenzial von LNG für die lokale Industrie sehr eingeschränkt.

5.2.6 Fazit

Wilhelmshafen verfügt über mehrere potentielle Standorte, von denen zwei (DFTG und NWO) beispielhaft in der Studie analysiert wurden. Beide erfüllen die notwendigen Kriterien um einen landbasierten oder schwimmenden LNG Terminal aufzunehmen.

5.3 Bremerhaven

5.3.1 Schiffsverkehr & Anlegen

Die minimale Solltiefe im Fahrwasser bis Bremerhaven beträgt 13,5 m und bis zum Erreichen der Luneplate 10,6 m. Im sogenannten Blexer Bogen sind die Wassertiefen somit nicht hinreichend vorhanden. Umfangreiche Baggermaßnahmen wären erforderlich. Zusätzlich müsste das Lune-Watt zum Erreichen des Liegeplatzes größtenteils ausgebaggert werden.

Aus diesem Grund fahren auch nur Schiffe mit weniger als 80.000 BRZ (Bruttoreaumzahl) nach Brake und Bremen weiter [vgl. Eurostat 2017b]. Ein Q-Max LNG Tankschiff hat im Vergleich dazu etwa zwei Mal so groß mit über 160.000 BRZ.

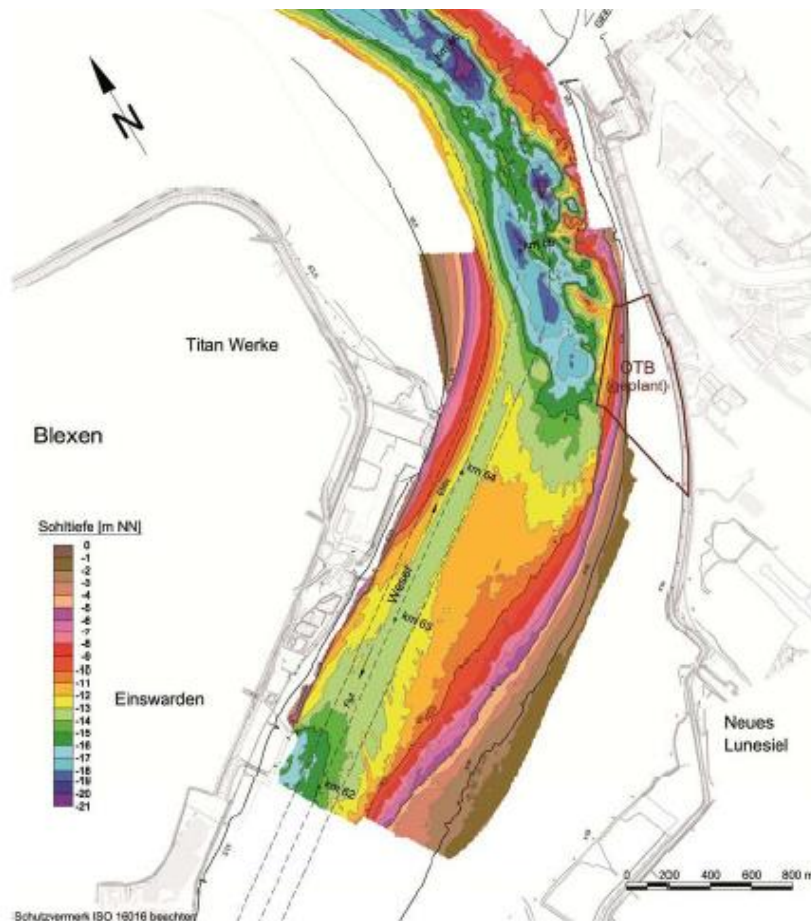


Abbildung 45: Peilung von Oktober 2008 (Quelle: Studie zur Stabilität der Kolke im Blexer Bogen 2010, Prof. Dr.-Ing. H. Nasner)

Jedoch streckt sich bis zur östlichen Fahrrinnengrenze das vorgelagerte FFH-Gebiet (Fauna-Flora-Habitatrichtlinie gemäß 92/43/EWG) „Weser bei Bremerhaven“ aus, ein besonderes schützenswerte Gebiet des europäischen Naturschutznetzes „Natura 2000“. Dies macht Eingriffe in Form massiver Baggerarbeiten in Verbindung mit dem Aufbau eines Hafenareals (siehe Abschnitt Standort) und zusätzlichen Sicherheitsanforderungen an die passierenden Verkehre im angrenzenden Fahrwasser gemäß dem Hafenbetreiber Bremenports GmbH & Co. KG erforderlich.

Ausnahmen wären nur mit einem zwingenden öffentlichen Interesse sowie fehlenden zumutbaren Alternativen zu begründen. Die Schwierigkeit wird am Beispiel des Offshore-Terminals Bremerhaven (OTB) deutlich, wo ebenfalls ein Eingriff in das FFH-Gebiet „Weser bei Bremerhaven“ erforderlich ist und wo das Oberverwaltungsgericht der Freien Hansestadt Bremen keinen Ausnahmetatbestand anerkennt und einen Baustopp erlassen hat [vgl. OVG 2017].

5.3.2 Standort

Im Bereich der Luneplate wäre zwar ein relativ großzügig bemessener Platz zur Ansiedlung eines Terminals vorhanden. Jedoch sind sowohl die Luneplate als auch die angrenzende Weser ausgewiesene Naturschutzgebiete (FFH). Projekte, die zu erheblichen Eingriffen in ein solches FFH-Gebiet führen, sind grundsätzlich unzulässig, sofern sich die für das Vorhaben öffentlichen Belange gegenüber dem Erhaltungsinteresse des FFH-Gebiets nicht nachweisen lassen.

Jedoch zeigt auch hier das Beispiel OTB, die Schwierigkeit ein solches Naturschutzgebiet für industrielle Zwecke zu nutzen. Ursprünglich sollte der Terminal in Erdmannsiel (direkt vor der Luneplate)

angesiedelt werden und musste dann auf politischen Druck hin auf die Fläche des ehemaligen Verkehrslandeplatz Bremerhaven-Luneort ausweichen.

5.3.3 Fazit

Auch der Standort an der Außenweser bietet aus nautischer und standorttechnischer Sicht wenig Gestaltungsspielraum für ein LNG Terminalprojekt. Somit wird Bremerhaven aus der weiteren Analyse ausgeschlossen.

5.4 Brunsbüttel

5.4.1 Schiffsverkehr & Anlegen

Zunächst ist die Route eines Q-Max für die Fahrt von der Lotsenübernahme südlich der Insel Helgoland bis zum Erreichen des Liegeplatzes in Brunsbüttel dargestellt und bewertet. Nautisch anspruchsvolle Bereiche, die standardmäßig risikomindernde Faktoren, z.B. durch maritime Verkehrssicherung, Lotsenberatung etc. erfordern, sind besonders markiert.



Abbildung 46: Fahrtstrecke eines Q-max nach Brunsbüttel

1	high risk	Querung des elbausgehenden Verkehrs
2	high risk	Verkehrsbündelung in VTG, hohe Verkehrsdichte
3	medium risk	Begegnungsverkehr in 400 m breiter Trasse mit einigen Auslaufzonen
4	high risk	Passage Cuxhaven, wobei südwärts kaum Auslaufzonen verfügbar sind
5	medium risk	Begegnungsverkehr in 400 m breiter Trasse mit einigen Auslaufzonen
6	high risk	Verkehrsbündelung in der Zufahrt zum NOK, hohe Verkehrsdichte, Lotsenwechsel für viele Fahrzeuge, Manöver mit Schlepperhilfe

Abbildung 47: Risikobehaftete Fahrabschnitte nach Brunsbüttel

In Brunsbüttel wären die Möglichkeiten der Ansiedlung westlich und / oder östlich des Elbehafens grundsätzlich untersuchenswert, wenngleich ein westlicher Anleger direkt an der Zufahrt zum Nord-Ostsee-Kanal (NOK) liegen würde.

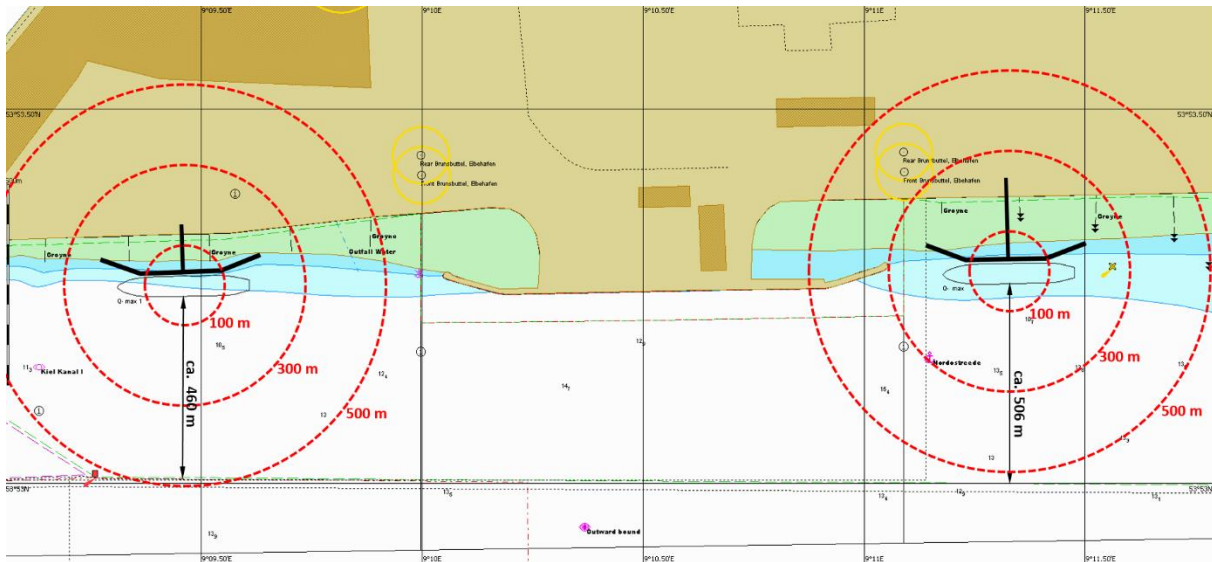


Abbildung 48: Potentielle Liegeplätze für LNG Tankschiffe in Brunsbüttel

Zusammenfassend kann festgehalten werden:

- Vorhandene Fahrwassertiefen sind tideabhängig ausreichend
- Baggermaßnahmen im Fahrwasser sind nicht erforderlich
- Baggermaßnahmen am Liegeplatz wären ggfs. erforderlich
- Nur teilbeladene Gastanker wären tideunabhängig
- Vollbeladene Gastanker sind tideabhängig
- Länge der Revierfahrt beträgt 52 sm
- Vorhandene Verkehrsstruktur ist heterogen
- Passage von Cuxhaven mit seinen am Fahrwasser liegenden Terminals ist nautisch anspruchsvoll

Der Standort Brunsbüttel bietet für die Ansiedlung eines LNG-Terminals folgende Vorteile:

- Die hier vorhandene Infrastruktur erfordert „nur“ die Errichtung eines Anlegers und ggf. die Ausbaggerung dessen Liegewanne und deren Ansteuerungsbereich.
- Grundsätzlich steht für das erforderliche Drehmanöver vor dem Liegeplatz ein ausreichender Raum zur Verfügung.

Nachteilig für Brunsbüttel wäre:

- Die Wassertiefen am neu zu errichtenden Anleger müssten vergrößert werden.
- In diesem Bereich ist eine heterogene Verkehrsstruktur zu verzeichnen, die einerseits eine Vielzahl verschiedener Schiffstypen umfasst und andererseits viele tideabhängige Fahrzeuge einschließt. Somit müssten größere Anstrengungen unternommen werden, um den zusätzlichen LNG-Verkehr in die Verkehrsablaufsteuerung zu integrieren und die Passage der am Ladungsumschlag beteiligten Fahrzeuge zu gestalten.
- Ein Q-max gilt – sowohl beladen als auch in Ballast – gemäß § 2 Abs. 1 Nr. 10 i.V.m. § 60 Abs. 1 SeeSchStrO auf der Elbe als „außergewöhnlich großes Fahrzeug“, so dass für dessen Verkehr regelmäßig auch eine schiffahrtspolizeiliche Genehmigung nach § 57 Abs. 1 Nr. 1 SeeSchStrO inkl. der damit einhergehenden – und zu beachtenden – Bedingungen und Auflagen erforderlich sein wird.
- Die im Bereich von Brunsbüttel bestehenden Reeden, Lotsenversetzpositionen inkl. der hier stattfindenden Manöver der Schiffe, z.B. Ein- und Auslaufen aus dem NOK, müssten ggf. verlegt bzw. neu reglementiert werden.

- Die Revierfahrt für den Q-max ist – bedingt durch die Lotsenversetzung südlich der Insel Helgoland ca. 52 sm lang. Dafür würden bei einer durchschnittlichen Geschwindigkeit von 10 kn ca. fünf Stunden benötigt.

5.4.2 Standort

Der Standort Brunsbüttel verfügt über verschiedene Grundstücke für einen landbasierten LNG Importterminal (wie ihn auch Gasunie plant). Der Einfachheit halber wird in der Studie auf frei stehende Flächen rund um das Hafengelände (östlich und westlich) fokussiert. Bei Bedarf bestünde auch die Option eine Fläche direkt an der Elbe aufzuschütten, jedoch sprechen die damit verbundenen Mehrkosten und die Verfügbarkeit freier Grundstücke in direkter Nähe dagegen.



Abbildung 49: Potentielle Flächen für ein landbasiertes LNG Terminal (Quelle: Google Maps)

Das westliche Gelände hat abschätzig knapp 20 ha Fläche und das östliche ca. 25 ha. Beide sind prinzipiell ausreichend dimensioniert, um die erforderliche LNG Infrastruktur für einen mittleren oder großen Terminal aufnehmen zu können. Das östliche Grundstück verfügt nicht nur über eine größere Fläche, sondern hat auch den Vorteil, dass es direkt an das Hafengelände anschließt und bei Bedarf um max. 16 ha erweitert werden könnte (gestrichelte Markierung). Nutzungsspezifische Einschränkungen der Grundstücke müssten im Detail analysiert werden.

LNG Installationen der hier studierten Größenordnung haben wesentlichen Einfluss auf benachbarte Flächen im Falle eines Störfalls. Da es sich um Anlagen handelt, die mit Gefahrenstoffen umgehen, spielt u.a. die EU-Seveso Richtlinie eine wichtige Rolle, umgesetzt im Rahmen der zwölften Verordnung zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (12. BImSchV).

Beim westlichen Grundstück kommt die direkte Nachbarschaft zum Wohngebiet zum Tragen. Der geringe Sicherheitsabstand macht dort die Ansiedlung eines LNG Terminals kaum absehbar. Das östliche Grundstück hingegen verfügt, vorbehaltlich detaillierter Analysen (vor allem aufgrund des nahe gelegenen Kernkraftwerks Brunsbüttel), über einen angemessenen Mindestabstand zu umliegende Wohn- und Gewerbegebieten.

Abstandsempfehlungen werden u.a. im SFK/TAA Leitfaden GS-1 genannt. Diese liegen zwischen 200 m und 1.500 m für Abstände zwischen Betriebsbereichen nach der Störfallverordnung und schutzbedürftigen Gebieten im Rahmen der Bauleitplanung. Für einen möglichen Standort eines konventionellen LNG-Terminals kann man ohne eine vorliegende Planung einen Mindestabstand zwischen den LNG-Tanks und dem Öltanklager von 200 m und einen Mindestabstand zwischen den LNG-Tanks und den anliegenden Wohnbezirken von 1.500 m annehmen.

Hinsichtlich der Anlegeinfrastruktur verfügt der Hafen Brunsbüttel über keinen Anleger für LNG Tankschiffe. Es muss ein neuer Anleger errichtet werden, entweder wie bereits in der nautischen Evaluation dargestellt, westlich oder östlich des Hafens. Die Nähe zum Nord-Ostsee-Kanal im Westen und die voraussichtliche Terminalfläche im Osten machen auf den ersten Blick eine östliche Lösung wahrscheinlich. In jedem Fall muss die Infrastruktur neu errichtet werden. Die Option für einen zweiten Liegeplatz ist unter Berücksichtigung der erforderlichen Anlegerlänge (ca. 1 km) und dem daraus resultierenden fehlenden Abstand zum Nord-Ostsee-Kanal (im Westen) sowie zum Kernkraftwerk Brunsbüttel (im Osten) nur schwer vorstellbar.

Brunsbüttel verfügt über die Möglichkeit aus angrenzender Industrie oder Kraftwerken (z.B. Remondis) Wärme für den Wiedervergasungsprozess zu beziehen.

Die im Osten identifizierte Fläche bietet unter Verwendung der bestehenden Freilandlagerflächen (siehe markierte Zone in obigen Grafik) ausreichend Möglichkeiten für eine weitere Expansion (Machbarkeit im Detail zu prüfen).

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass der östliche Standort in Brunsbüttel die wesentlichen Standortkriterien erfüllt:

- Nutzbare Flächen für ein LNG Terminal stehen zur Verfügung
- Sicherheitskriterien und Abstände werden eingehalten
- Anlegeinfrastrukturen noch nicht vorhanden und begrenzt ausbaufähig
- Integrierte Energiekonzepte (Wärme- ggf. Kältenutzung) sind möglich
- Flächen für eine Terminalexpansion stehen zur Verfügung

5.4.3 Anbindung Erdgasnetz

Anhand der überregionalen Karte „Gasversorgungsnetze in Deutschland“ erscheint eine Verbindungsleitung von Brunsbüttel Ports (Elbehafen) bis zum Knotenpunkt „Klein Offenseth“ als geeignete Lösung (rot markierte Zone).

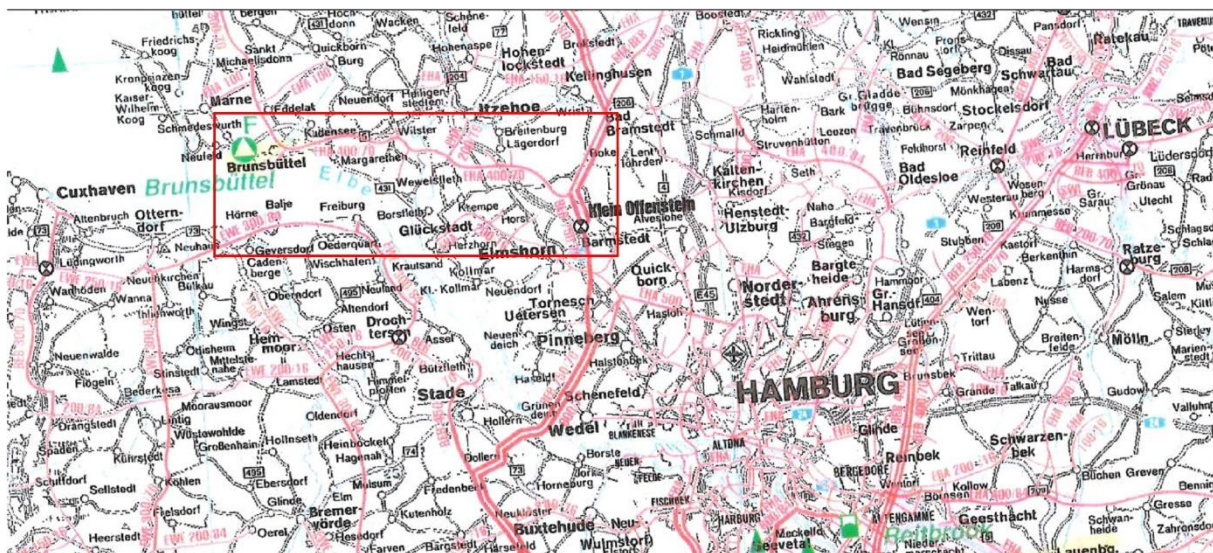


Abbildung 50: Ausschnitt der Wandkarte „Gasversorgungsnetz in Deutschland“

Im Wesentlichen folgt die Trasse der vorhandenen Gasleitung DN 400/PN 70 der „Schleswig-Holstein Netz AG“. Über Google Maps wurde die Länge dieser potenziellen Trasse abgeschätzt: ca. 43 km (für Fußgänger).



Abbildung 51: Abschätzung einer Trassenlänge zwischen Brunsbüttel Ports und Klein Offenseth (Rosenstr. 71A) (Quelle: Google Maps)

Eine detaillierte Trassierung dürfte zu einem leicht abweichenden Ergebnis führen.

Klein Offenseth ist der südliche Endpunkt des DEUDAN-Systems¹⁷, welches kapazitiv ausgebaut worden ist. Außer der Parallelisierung des Abschnitts Fockbeck-Ellund (64 km DN 900/PN 70) werden zwei Verdichterstationen vollständig neu gebaut (in Quarnstedt und Ellund).

Das alte DEUDAN-System ist in PN 70 dimensioniert; der Neubau-Abschnitt wurde in PN 84 ausgelegt. Da die Teilsysteme – solange kein Vollloop verfügbar ist – integriert gefahren werden, ist der effektive Betriebsdruck auf max. 70 bar beschränkt.

Durch den Ausbau wurde die Transportkapazität der DEUDAN in Süd – Nord-Richtung (frei Ellund) auf 700.000 m³/h angehoben.

¹⁷ Die DEUDAN steht zu 75 % im Eigentum der Gasunie Deutschland, zu 25 % im Eigentum der OGE

Ursprünglich ist die DEUDAN für Nord – Süd-Transporte ausgelegt worden, damit dänisches Offshore-Gas nach Deutschland gebracht werden konnte. Inzwischen ist die dänische Förderleistung so stark gesunken, dass Dänemark (und das mitversorgte Südschweden) Zusatzlieferungen aus Deutschland beziehen müssen. Dieses Gas ist russischer Provenienz und wird via Nord Stream/NEL und via Gasunie-System Heidenau – Klein Offenseth in Klein Offenseth in die DEUDAN eingespeist.

Anmerkung: Im Bild der 2 deutschen Erdgas-Marktgebiete ist die DEUDAN primär im Gaspool-Gebiet angesiedelt, da die DEUDAN über ein 100 %iges Gasunie-System von Süden aufgespeist wird. Um Anschluss an die NETRA (mit OGE-Beteiligung und damit anteilig im NCG-Gebiet gelegen) zu erhalten, müsste die Verbindungsleitung Brunsbüttel – Klein Offenseth nach Süden bis Heidenau verlängert werden. Dies würde Investitionskosten in der Größenordnung von 70 Mio. EUR erfordern (Transportweg Klein Offenseth – Heidenau: ca. 70 km).

Nachfolgend sollen für den potenziellen LNG-Terminal-Standort Brunsbüttel die erforderlichen Investitionskosten abgeschätzt werden – analog zur Vorgehensweise für den Standort Wilhelmshaven.

Im Falle einer FSRU Lösung wäre a priori ein in Druckstufe PN 90 ausgelegtes Transportsystem zu betrachten, um Abweichungen der FSRU-Anlagen vom Standard-Design zu vermeiden. Planmäßig kommt für den Standort Brunsbüttel ein landbasiertes Terminal in Betracht, der durch seine individuelle Konfiguration den optimalen Einspeisedruck (100 bar) bereitstellen kann.

Als Prämissen werden angesetzt:

- Gasbeschaffenheit: Mischgas H (wie am Standort Wilhelmshaven)
- Druckstufe: PN 100 (effektiv: max. 99 bar)
- Mindestdruck Klein Offenseth: 70,6 bar
- Stahlqualität: X70
- Innendurchmesser: gemäß DIN 2470
- Innenauskleidung der Rohre mit Epoxidharz

Die Ergebnisse der hydraulischen Berechnungen sind in folgender Tabelle zusammengefasst.

Rohrdurchmesser	Transportkapazität [$10^3 \text{ m}^3/\text{h}$]
DN 400	356
DN 500	635
DN 600	1020
DN 700	1520

Tabelle 4: Ergebnisse der hydraulischen Berechnungen

Die o. g. Flussleistungen ergeben sich bei Vollausschöpfung des verfügbaren Druckgefälles (99 bar $\Rightarrow$ 70,6 bar). Die maximalen Flussgeschwindigkeiten liegen bei ca. 10 m/s bis ca. 14 m/s.

Die Absenkung der Gastemperatur kann aufgrund des Joule-Thomson-Effekts bei ca. 15°C liegen; in Winterlastfällen muss in der GDRM-Anlage in Brunsbüttel entsprechend vorgewärmt werden.

Um die aus der Regasifizierungsanlage verfügbare maximale Leistung (837.000 m^3/h) transportieren zu können, ist die Zubringerleitung zumindest in DN 600 auszulegen.

Bei einer FSRU-Lösung ist die Leitungslänge zwischen dem FSRU-Carrier und der GDRM-Anlage (landseitig) ebenfalls mit 1,5 km angenommen. Für den Fall, dass ein landbasierter Terminal errichtet wird, ist die Länge der Leitung von der Regasifizierungsanlage zur GDRM-Anlage wesentlich kürzer.

Gasunie plant derzeit eine landbasierte Lösung. Aus Gründen der Vergleichbarkeit mit Wilhelmshaven erfolgt die weitere Betrachtung unter gleichen Voraussetzungen.

Diese Leitung wird in PN 105 ausgelegt, um ex GDRM-Anlage gesichert mit 99 bar fahren zu können. Bei Berücksichtigung eines Druckgefälles von 3 bar in der GDRM-Anlage selbst verbleibt für die 1,5 km lange Verbindungsleitung ein zulässiger Druckabfall von max. 2 bar, besser 1 bar.

Es ergeben sich die gleichen Ergebnisse wie im Fall des Standorts Wilhelmshaven; d. h. die Druckverluste liegen bei lediglich maximal 1 bar auf diesem ersten 1,5 km langen Abschnitt, wenn die Flüsse auf 400.000 m³/h, 715.000 m³/h und $1.150 \cdot 10^3$ m³/h beschränkt werden – für Dimensionierungen von jeweils DN 400, DN 500 und DN 600.

In Analogie zur Vorgehensweise im Fall des Standorts Wilhelmshaven werden nunmehr die Investitionswerte für die realistischen Dimensionierungen in DN 500 und DN 600 abgeschätzt.

Gewerk	Invest in Mio. EUR	Invest in Mio. EUR
	DN 500 (715.000 m ³ /h)	DN 600 ($1.150 \cdot 10^3$ m ³ /h)
23,5 km Leitung	42,0	47,0
1,5 km Leitung	1,5	1,7
GDRM-Anlage	5,6	7,3
Mokveld-V. + Armaturen	2,5	3,2
Summe	51,6	59,2

Tabelle 5: Investitionssummen der Erdgasleitung je nach Transportkapazität

Auf Kostenbasis 2015 ergeben sich demnach für „mittlere Gegebenheiten“ Investitionswerte von

- ca. 51,6 Mio. EUR (Auslegung in DN 500), bzw.
- ca. 59,2 Mio. EUR (Auslegung in DN 600).

Auch diese Investitionswerte gelten für den Kostenstand 2015 und enthalten weder Sicherheitszuschläge noch Eskalationen. Auch hier ist – im Hinblick auf deutlich höhere Kapazitäten und Flexibilität – die um lediglich ca. 15 % teurere DN 600-Variante zu realisieren.

Im Falle einer FSRU Lösung und eines auf Druckstufe PN 90 ausgelegten Transportsystems ergeben die hydraulischen Berechnungen und Kostenkalkulationen folgendes Ergebnis:

- ca. 62,9 Mio. EUR (Auslegung 837.000 m³/h
- ca. 64,3 Mio. EUR (Auslegung $1.037 \cdot 10^3$ m³/h)

Es ist anzumerken, dass die Transportkapazität des ausgebauten DEUDAN-Systems in der Größenordnung der hier angesetzten Regasifizierungsleistungen liegt; wahrscheinlich würde sich für die DEUDAN bzw. das vorgelagerte Gasunie-System ein weiterer Ausbaubedarf ergeben.

Unter Winterlastverhältnissen dürften die o. g. anstehenden Lieferleistungen abfahrbar sein, da die kundenseitigen Entnahmen aus den beiden Systemen (Gasunie-Leitungen und DEUDAN) hinreichend hoch sein werden. Unter Sommerlastbedingungen ist demgegenüber eine jederzeitige Abfahrbarkeit der LNG-Einlieferleistungen nicht zu erwarten; hier sind systeminterne Ausbaumaßnahmen zu durchzuführen.

Bezüglich der Gasbeschaffenheit ist anzumerken, dass die LNG-Beschaffenheit mit dem derzeit in Dänemark und Südschweden vermarkteten Gas aus dänischer Produktion kompatibel sein dürfte. In Zukunft jedoch wären Beschaffenheitsprobleme zu erwarten, wenn die dänische Erdgasproduktion weitgehend ausgelaufen ist und daher der südkandinavische Raum mit Mischgas aus LNG (unterschiedlicher Qualität) und russischem Gas versorgt werden müsste.

Für den Standort Brunsbüttel wurde im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) 2018 eine max. Einspeisekapazität von 8,7 GW in das Gasunie System angefragt. Gemäß Angaben aus der Industrie dürften max. 3-4 GW Einspeisekapazität zur Verfügung stehen. Die BNetzA müsste erst einem Netzausbau der Gasunie Deutschland in unbekannter Höhe (mit vermutlich erheblichem finanziellem Umfang) im Rahmen des NEP 2018 zustimmen, bevor Gasunie Deutschland die gewünschte Leistung reservieren kann.

Im Falle einer künftigen Erweiterung des Terminals von 5 auf 10 Mrd. m³ Erdgas Einspeisevolumen würde der Einspeisekapazitätsbedarf auf ca. 17 GW steigen. Es wurde im Rahmen der Studie nicht geprüft ob auch diese Einspeisekapazität zur Verfügung steht. Jedoch ist davon auszugehen, dass bei bereits heute fehlenden Transportkapazitäten für den Standort Brunsbüttel künftig größere Ausbaumaßnahmen erforderlich werden. Ob jedoch auch bei Erweiterung eines großen Terminals wie z.B. bei DFTG die Einspeisekapazitäten verfügbar sind, müsste im Detail geklärt werden. Es ist jedoch zu vermuten, dass bei den Größenordnungen Investitionsbedarf entsteht.

5.4.4 *Small Scale LNG Dienstleistungen*

Der Standort Brunsbüttel bietet günstige Voraussetzungen für den Einsatz von Small Scale LNG. Vor allem in der Versorgung des maritimen Sektors verfügt der Standort über sehr gute Rahmenbedingungen.

Der Hafen liegt sowohl an der Elbe sowie am Nord-Ostsee-Kanal. Dies sind zwei der am stärksten befahrenen Wasserstraßen in Deutschland (gemäß Außenstelle der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt ca. 40.000 Passagen in 2014). Auch wenn die direkte Bebunkerung von LNG angetriebenen Schiffen vor Ort eher die Ausnahme bilden wird, so bieten die in der Nähe liegenden Häfen an der Elbe (primär Hamburg), im Kanal (z.B. Ölhafen Brunsbüttel) und an der Ostsee (z.B. Kiel) das größte Absatzpotenzial an der deutschen Nordsee. Brunsbüttel bietet für Bunkertanker kurze Verteilwege des LNG in Richtung Hamburg und / oder NOK.

Entscheidend für die Betankung der Bunkertanker ist die Ausgestaltung des Anlegers für LNG Tankschiffe und die Möglichkeit paralleler Betankungsvorgänge. Dies kann durch einen verlängerten Anleger oder einer Liegestelle auf der küstenzugewandten Seite erreicht werden (Machbarkeit im Detail zu analysieren). Sollte ein paralleler Vorgang nicht möglich sein, schränkt dies wesentlich das Potenzial von LNG Bunkertankern ein.

Der Hafen Brunsbüttel verfügt über eigene Gleisanlagen und einem Verschiebebahnhof und ist mit dem Schienennetz der Deutschen Bahn verbunden und dadurch in der Lage LNG per Güterzug (entweder Kesselwagen oder Container) zu exportieren.

Für den LNG Export mittels LKW ist Brunsbüttel ebenfalls geeignet. Allerdings ist die Lage aufgrund der verhältnismäßig geringen Verkehrsdichte im Schwerlastverkehr vor Ort und des fehlenden Autobahnanschlusses nicht optimal. Hingegen kann die Nähe zum Ballungsgebiet Hamburg die Nachteile kompensieren.

5.4.5 Weitere

in der Region rund um Brunsbüttel gibt es keine relevanten Erdgasspeicher.

Im Gegensatz dazu verfügt Brunsbüttel über umfangreiche Industrieunternehmen aus der Chemie- und Energiewirtschaft. Allein im ChemCoastPark Brunsbüttel sind 19 Unternehmen aus diesem Bereich angesiedelt. Die Verbräuche am Standort liegen bei 700 Mio. m³ bis 1.000 Mio. m³ pro Jahr.

Allein das Unternehmen Yara mit ca. 1% des gesamtdeutschen Erdgasverbrauchs nimmt den Großteil ab. Somit verfügt Brunsbüttel nicht nur über die relevante Absatzmenge sondern auch über die individuelle Größe Abnehmer, die direkt an den LNG Terminal angeschlossen werden können.

5.4.6 Fazit

Der Standort Brunsbüttel verfügt über mehrere Möglichkeiten für die Ansiedlung eines LNG Terminals. Vor allem eine in der Studie identifizierte Fläche erfüllt die notwendigen Kriterien um einen landbasierten LNG Terminal aufzunehmen.

5.5 Stade

5.5.1 Schiffsverkehr & Anlegen

Das Fahrwasser in Stade-Bützfleth ist nur knapp breiter als 460 m. Für das Wendemanöver für ein Q-Max mit ca. 350 m Länge steht nur sehr begrenzt Platz zur Verfügung. Dies behindert sowohl das Erreichen als auch das Verlassen des Terminals, was bei der engen Taktung für den Hamburger Hafen starke Auswirkungen haben könnte.

Des Weiteren lässt die notwendige Ausbaggerung eines Wendeplatzes für Schiffe der Größenordnung Q-Max erhebliche Widerstände vieler Betroffener erwarten. In diesem Zusammenhang sei auf die Problematik der geplanten Elbvertiefung verwiesen.

Beschränkte man die hier verkehrenden Fahrzeuge auf einer Länge von bis zu ca. 200 m, stünde hier ein ausreichender Manövrierraum zur Verfügung. Somit käme ggf. hier eine Untersuchung als Bunkerstandort für Small Scale LNG in Betracht.

5.5.2 Fazit

Am Standort Stade-Bützfleth ließe sich in Ergänzung der dort bereits bestehenden Infrastruktur grundsätzlich ein LNG-Terminal errichten. Jedoch sind die nautischen Herausforderungen am Standort zu schwerwiegend, als dass ein LNG Terminal erfolgreich angesiedelt werden kann.

Damit wird der Standort Stade-Bützfleth aus der weiteren Betrachtung ausgeschlossen.

5.6 Gesamtübersicht

Alle in der Potenzialanalyse identifizierten Standorte an der deutschen Nordseeküste bieten potentiell die Möglichkeit eines LNG Importterminals. Unter der Vorgabe den am besten geeigneten Standort für solch ein Vorhaben auszuwählen, wurden von den untersuchten Standorten Emden, Bremerhaven und Stade jedoch aus einer weiteren Analyse ausgeschlossen, da eine oder mehrere kritische Voraussetzungen für die Ansiedlung LNG Terminal nicht ausreichend erfüllt wurden.

Die verbleibenden Standorte in Wilhelmshaven und Brunsbüttel erfüllen grundsätzlich die wesentlichen Kriterien und sind für die Errichtung eines LNG-Terminals am besten geeignet. Für die

finale Selektion des optimalsten Standorts ist der jeweilige Erfüllungsgrad der eingangs definierten Auswahlzenarien und Auswahlkriterien je Standort entscheidend.

Nautisch sind beide Standorte in Wilhelmshaven bzgl. Revierfahrt, Tideabhängigkeit, Verkehrsstruktur und Liegeplatz so gut wie identisch. Gegenüber Brunsbüttel bieten die Standorte in Wilhelmshaven folgende nautischen Vorteile:

- tideunabhängige Erreichbarkeit von Wilhelmshaven für Q-Max Schiffe,
- kürzere Revierfahrt,
- zweischiffiger Begegnungs- und Überholverkehr,
- homogene Verkehrsstruktur mit genügend Raum für LNG Tankschiffe und
- Möglichkeit für 2. Liegeplatz für LNG Tankschiffe und parallele Bebunkerung eines Small Scale LNG Bunkertankers (NWO Standort)

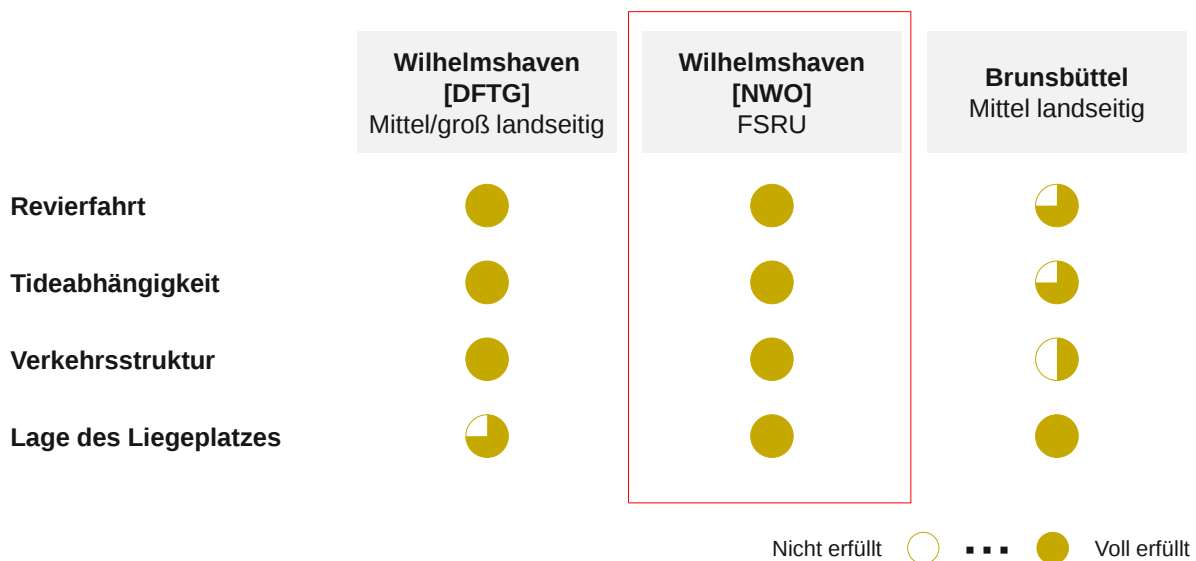


Abbildung 52: Ergebnisse der nautischen Bewertung

Standorttechnisch unterscheiden sich die beiden Standorte in Wilhelmshaven und in der in Brunsbüttel kaum. Alle drei verfügen über ausreichend Fläche für einen LNG Terminal und bieten darüber hinaus die Möglichkeit einer künftigen Terminalexpansion. Ebenso verfügen alle drei Standorte über Möglichkeiten der lokalen Abwärmenutzung für den Wiedervergasungsprozess.

Wilhelmshaven bietet gegenüber Brunsbüttel folgende Standortvorteile:

- Größere Sicherheitsabstände und bereits bestehende Teilerrichtungsgenehmigungen
- NWO Standort verfügt bereits über eine Anlageinfrastruktur für Tankschiffe und an beiden Standorten ist Anlageinfrastruktur für 2. Liegeplatz erweiterbar bzw. vorhanden (NWO)

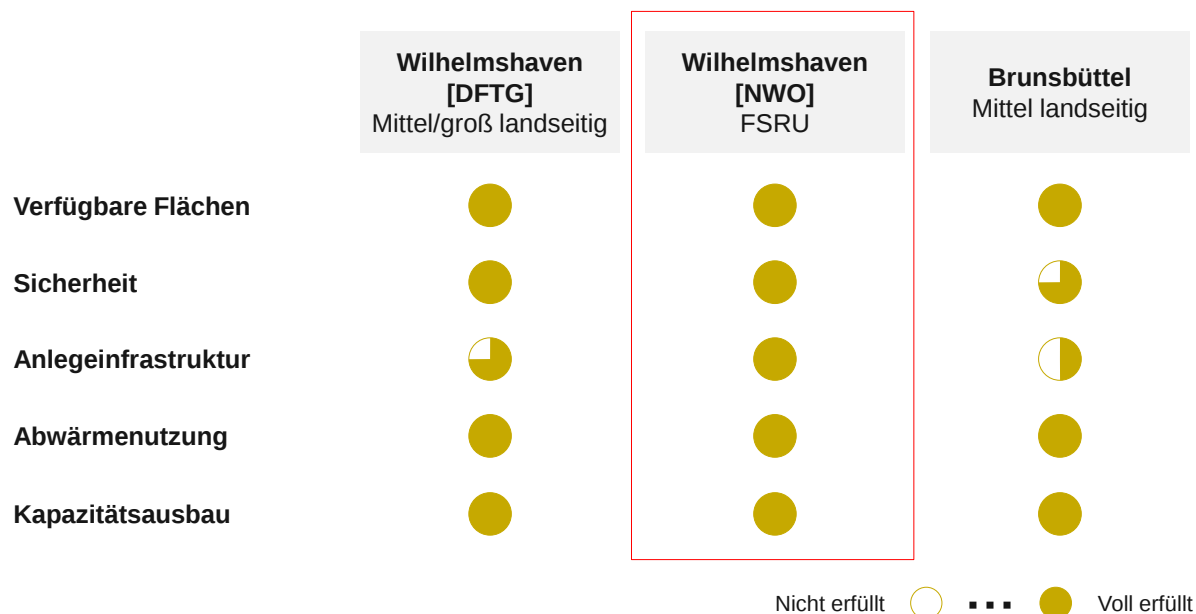


Abbildung 53: Ergebnisse der Standortbetrachtung

In Bezug auf die Anbindung an das Erdgasnetz sind die beiden Standorte in Wilhelmshaven bzgl. der Kriterien Zugang zum Erdgasnetz, Ausbaubedarf des Ferngastransportnetzes sowie Option zum Kapazitätsausbau nahezu identisch. Gegenüber Brunsbüttel bieten die Standorte in Wilhelmshaven starke leitungsspezifische Vorteile:

- Kürzere Entfernung zum Erdgasnetz und somit 35% geringere Investitionskosten
- Keine Kapazitätsengpässe bei den nachgelagerten Ferngasleitungen entsprechend kein Investitionsbedarf für Kapazitätsausbau im Gegensatz zum DEUDAN System für Brunsbüttel
- Absehbar kein/geringer Investitionsbedarf im Fernleitungssystem im Falle einer Expansion der schwimmenden Terminallösung und moderater Investitionsbedarf im Falle einer Expansion der großen Terminallösung im Gegensatz zum bereits heute fehlenden Kapazitäten im DEUDAN System für Brunsbüttel mit hohem Investitionsbedarf bei einer Expansion

Der Vorteil Wilhelmshavens mit nur einer Stichleitung gleich beide deutschen Marktgebiete bedienen zu können ist nach bisherigem Stand mit der geplanten Marktgebietszusammenlegung nur noch bis April 2022 gültig und besitzt daher keine wesentliche Bedeutung für die Standortauswahl.

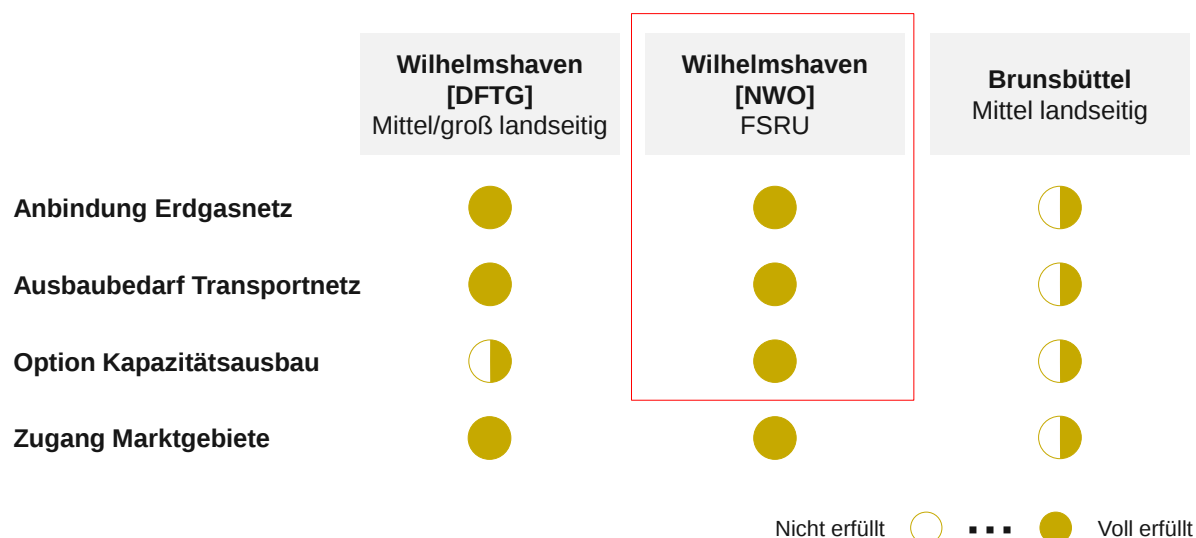


Abbildung 54: Ergebnisse der leitungsspezifischen Betrachtung

Bei der Versorgung des Transportsektors und der Industrie mit LNG als alternativen Kraft- bzw. Einsatzstoff unterscheiden sich die unterschiedlichen Standorte aufgrund ihrer Konzeption. Gegenüber Wilhelmshaven bietet der Standort Brunsbüttel vor allem einen Vorteil:

- Nahe gelegen zu großen Absatzmärkten, z.B. Bunkermärkte in der Elbe und Nord-Ostsee-Kanal

Gegenüber den landseitigen Terminals in Wilhelmshaven und Brunsbüttel bietet der schwimmende Terminal in Wilhelmshaven folgenden Vorteil:

- Separater Liegeplatz für Bunkertanker ermöglicht erhöhte und flexiblere Nutzung der Betankungsslots sowie geringerer Investitionsbedarf für Betankungsinfrastruktur

Gegenüber dem schwimmenden Terminal in Wilhelmshaven bieten die landseitigen Terminals in Wilhelmshaven und Brunsbüttel folgende Vorteile:

- Einrichtung von Zug- und LKW-Betankungsanlagen direkt am Terminal möglich; FSRU Lösung erfordert zusätzlich LNG Tanks an Land für die Versorgung der terrestrischen Betankungsinfrastruktur und somit höheren Investitionskosten

Wilhelmshaven hat bei der maritimen Versorgung mit einer FSRU Lösung gewisse Vorzüge. Über alle Kriterien hinweg gesehen, bietet der Standort Brunsbüttel die günstigsten Voraussetzungen für den Small Scale LNG Markt.

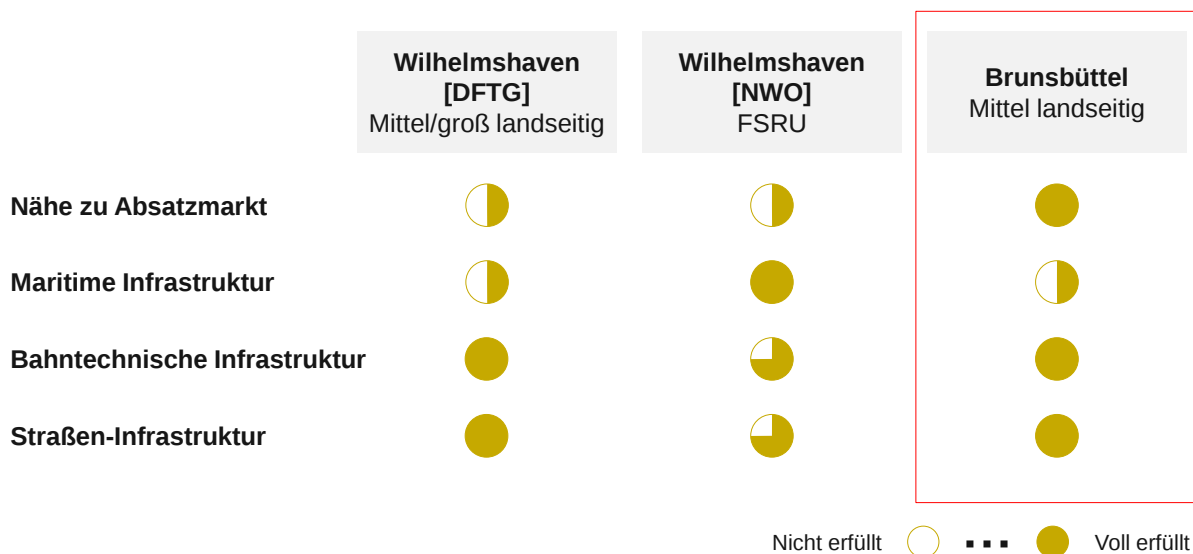


Abbildung 55: Ergebnisse der Small Scale Betrachtung

Weitere Kriterien in Bezug auf die Verfügbarkeit lokaler Erdgasspeicher und den lokalen Erdgasabsatz durch Großindustrie spielen wir eingangs im Abschnitt Evaluationskriterien erwähnt nur eine untergeordnete Rolle.

Die Kriterien werden von den Standorten Wilhelmshaven und Brunsbüttel sehr digital erfüllt. Wilhelmshaven verfügt auf der einen Seite über einen sehr großen Erdgasspeicher, Brunsbüttel auf der anderen Seite über einen sehr großen lokalen Erdgasabsatz.

Aufgrund der niedrigen Relevanz für die Standortauswahl der Kriterien und der Tatsache, dass alle Standorte sich in der Waage halten, wurde auf eine Bewertung verzichtet.

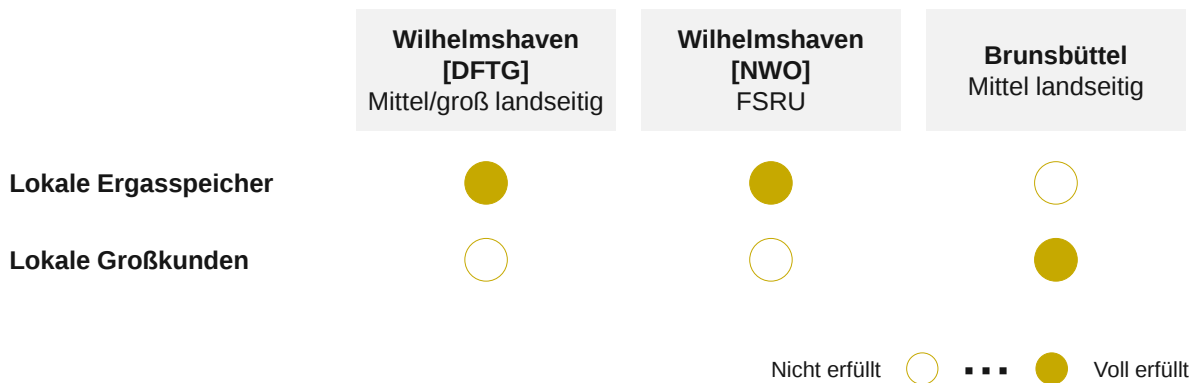


Abbildung 56: Ergebnisse der weiteren Betrachtung

Abschließend ist festzustellen, dass die Standorte in Wilhelmshaven bei den kritischen Erfolgsfaktoren „Nautik“, „Standort“ und „Leitungsanbindung“ gegenüber Brunsbüttel besser abschneiden. Allein bei der „Small Scale Versorgung“ bietet Brunsbüttel Vorteile gegenüber Wilhelmshaven.

In Summe zeigt die Analyse die Vorteilhaftigkeit des Standorts Wilhelmshaven für die Errichtung eines LNG Terminals an der deutschen Nordseeküste.

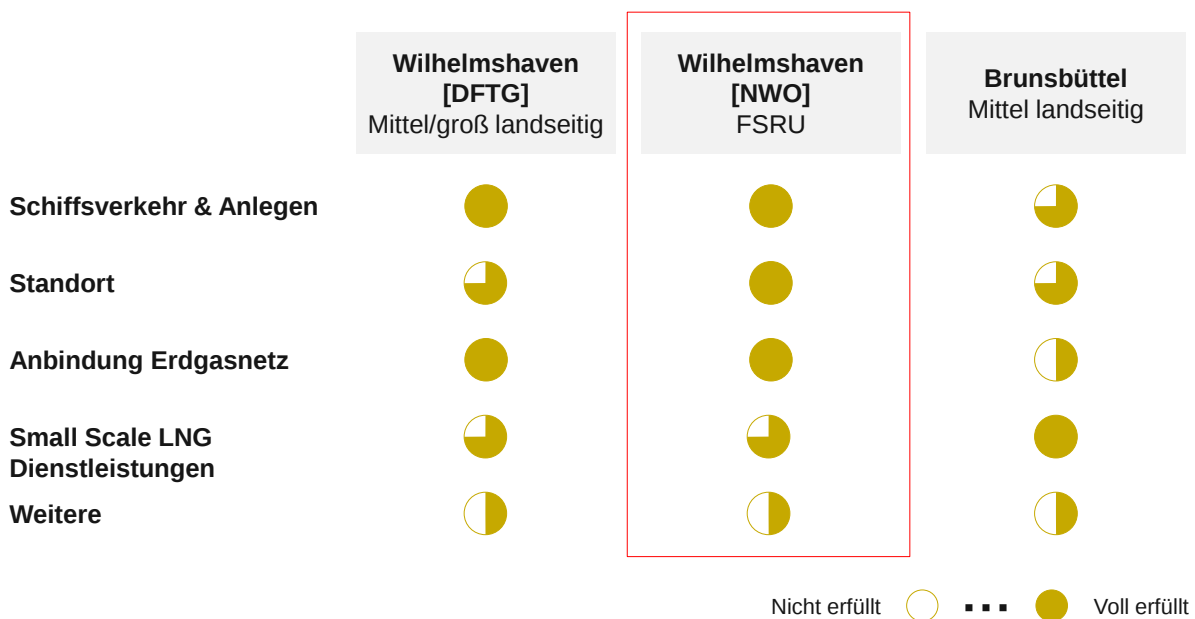


Abbildung 57: Gesamtergebnis der Standortanalyse

Auf Basis der hier analysierten Faktoren scheint die schwimmende Terminallösung in Wilhelmshaven (am Beispiel des NWO Standortes) gegenüber einer landbasierten Lösung die besseren Voraussetzungen zu bieten. Vor allem für die Versorgung des deutschen Erdgasmarktes erfüllt sie die Anforderungen im hohen Maße.

Dies ist bedingt durch die substantiellen Durchsatzvolumen für den Erdgasmarkt wesentliche Grundlage für die Wirtschaftlichkeit eines Terminals. Auch die maritime Small Scale LNG Versorgung ist durch eine FSRU sehr gut ausgestaltet. Möglichkeiten zur Kompensation der Nachteile bei der Small Scale Versorgung per Zug und LKW müssten im Detail analysiert werden.

Im folgenden Abschnitt der Standortanalyse wird für den Standort Wilhelmshaven die FSRU Lösung technisch weiter spezifiziert und die Vorteilhaftigkeit gegenüber einer landbasierten Lösung in Bezug auf die Kostenbasis validiert.

6 Detaillierung des optimalsten Standorts

Zum Abschluss der Standortanalyse wird das FSRU Konzept, das eingangs als geeignetstes Szenario für Wilhelmshaven identifiziert wurde, technisch näher spezifiziert und hinsichtlich der Investitions- und Betriebsausgaben nochmals den landseitigen Terminallösungen gegenübergestellt.

Die kostentechnische Analyse eines optimalen Terminaldesigns (landseitig vs. FSRU) erfolgt einschließlich einer standortkompatiblen Small Scale Infrastruktur (mit Bunkerinfrastruktur und LKW- bzw. Kesselwagen-Beladungsstation) und einer ex Terminal Vorhaltung eines Drucks von 100 bar (z.B. über Pumpen des LNG auf hohen Druck und nachfolgende Regasifizierung).

Zu diesem Zweck werden die CAPEX und OPEX auf Basis markt- und regulierungsseitiger Anforderungen abgeleitet.

6.1 Technische Details FSRU

Der Anleger ist konzipiert LNG Tankschiffe zu empfangen, von wo aus das LNG zu der liegenden FSRU zur Speicherung transferiert wird. Auf der FSRU wird das LNG von den Wiedervergasungsanlagen verdampft und das Erdgas mit dem erforderlichen Druck und Profil über die Hochdruck-Ladearme in das Erdgasnetz eingespeist.

Folgende Anlagen auf der FSRU sind für diesen Prozess erforderlich:

- 2 LNG-rohre mit jeweils einer T-Kopplung und Druckausgleichsschlauch aus Metall
- LNG-Transferschlauch für Überleitung an kleinere LNG-schiffe
- Anleger mit eingebauten Überführungsrohren
- Hochdruck Erdgasableitungsrohr/-entladearme
- Verteilerventil (zugehörig zu dem oberhalb genannten)
- Notabschaltung
- Nitrogen Verbindungen und Rohrleitungen
- Laderohr-/Ladearmkontrollsystem
- Auffangtrommel für Restgase
- Lenspumpe
- Stromverteilerkasten und Stromverteilersystem

Kommunikationssystem Folgende Anlagen sind am/auf dem Anleger erforderlich:

- Deviationsdalben
- Anlegedalben
- Navigationshilfen Funkkommunikation, etc.

Wie zuvor im Kapitel Auswahlzenario angegeben, ist zum derzeitigen Moment die Größe der ankommenden LNG Tankschiffe offen. Im Rahmen der Studie wird für die Auslegung der Anlegerstruktur und der Dalben von einer Größenordnung von 145.000 m³ bis 170.000 m³ (bis zu 266.000 m³ für Q-Max) ausgegangen.

Der Systemfluss der FSRU Anlagen ist schematisch abgebildet (siehe Grafik).

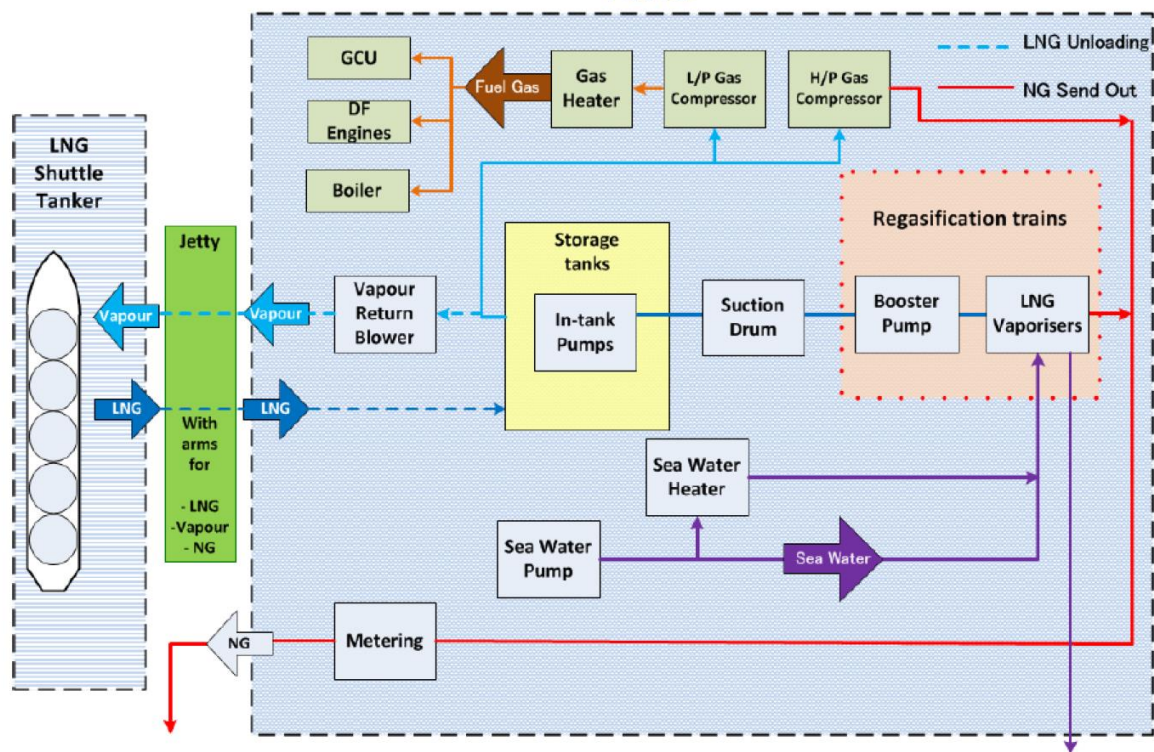


Abbildung 58: FSRU Systemfluss und wesentliche Anlagen

6.2 Kostenanalyse

6.2.1 Investitionsausgaben – CAPEX

In diesem Kapitel sind keine Optimierungen der Lieferlogistik für die LNG Beschaffung vorgesehen. Aus anderen Terminalprojekten ist bekannt, dass die LNG Beschaffungslogistik entscheidend ist für die Senkung der OPEX. Es bestehen zwei Möglichkeiten die LNG Supply Chain zu optimieren:

- Auf Basis möglichst niedriger CAPEX
- Auf Basis möglichst niedriger OPEX

Eine Optimierung der OPEX kann u.a. zu einem größeren Investment in LNG Speicherkapazität führen. Dadurch entstehen größere Freiheitsgrade beim LNG Handel von Tankschiffen und die Terminalbewirtschaftung ist robuster gegenüber kleinen Abweichungen bei der Lieferfrequenz. Diese Möglichkeiten wurden in der bisherigen Projektphase nicht analysiert und wären Gegenstand einer späteren Analyse sofern mehr Daten hinsichtlich der Bewirtschaftungsstrategien vorliegen.

Die Kostenabschätzung basiert auf folgenden Datenquellen:

- Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER); Report „Gas Infrastructure“ vom 23.07.2015
- Kostenuntersuchung und Informationsbeschaffung auf Grundlage offizieller Kanäle

Geltungsbereich des EU Dokuments ist die Bestimmung und Analyse einer Reihe von Indikatoren (u.a. Zeitraum) und Referenzwerten bzgl. der Finanzinvestitionen (Gesamtkosten) von Gasinfrastrukturprojekten. Dabei wurden aus Gründen der Datenkonsistenz und -vergleichbarkeit besonders kleine und alte Projekte außen vor gelassen.

Ebenso wurde der Einfluss von Ausreißern in die Analyse mitaufgenommen, z.B. spezifische Investitionskosten die stark von anderen beobachteten Werten abweichen. Es wurden Daten u.a. zu

Investmentkosten von 293 Pipelineverbindungen und 101 Verdichteranlagen gesammelt, die im 10-Jahreszeitraum zwischen 2004 und 2015 in Betrieb genommen wurden. Ähnlich wurden für denselben Zeitraum 19 Unterspeicher und 31 LNG Infrastrukturprojekten (Neubau und Ausbau) ausgewertet.

Das gesamte Investitionsvolumen in solche Anlagen über den Betrachtungshorizont beträgt ca. 32 Mrd. EUR. Davon sind 15 Mrd. EUR für Pipelineverbindungen, 8 Mrd. EUR für LNG Anlagen, 5 Mrd. EUR für Unterspeicher und 4 Mrd. EUR für Verdichteranlagen

Die Ergebnisse der Kostenabschätzung auf Basis des EU Reports wurden mit verfügbaren offiziellen Informationen verschiedener LNG Terminalbetreiber oder -eigentümer validiert. Folgende Terminal wurden analysiert:

- Świnoujście LNG Terminal, Polen
- Gate LNG Terminal, Niederlande
- Dunkerque LNG Terminal, Frankreich

LNG Terminal in Świnoujście

Der Terminal verfügt aktuell mit 2 LNG Tanks über eine LNG Speicherkapazität von 320.000 m³ (2 x 160.000 m³) und einer nominellen Einspeisekapazität von 5 Mrd. m³ Erdgas, ca. ein Drittel des polnischen Erdgasabsatzes. Bei vollständigem Ausbau der Terminalkapazitäten mit dem dritten Tank wird Świnoujście eine Durchsatzkapazität von 7,5 Mrd. m³ pro Jahr erreichen.

Gemäß Kosteninformationen beträgt die Gesamtinvestition [vgl. hydtech 2017] für das Terminal 950 Mio. EUR (3,5 Mrd. PLN). Die erste LNG Lieferung erfolgte Dezember 2015. Die vergleichsweise hohen Kosten liegen u.a. auch an der relativ großen Speicherkapazität für ein Terminal dieser Größenordnung.

LNG Terminal Gate

Im Hafengebiet Maasvlakte in Rotterdam hat die Betreibergesellschaft Gate Rotterdam, den ersten LNG Importterminal in den Niederlanden errichtet. Der Terminal hat eine initiale Durchsatzkapazität von 12 Mrd. m³ pro Jahr und verfügt über 3 Speichertanks, 2 Anleger und einen Prozessbereich in dem das LNG wiedervergast wird. Die jährliche Durchsatzkapazität kann in Zukunft auf 16 Mrd. m³ pro Jahr erweitert werden.

Die Kostenschätzung in 2006 betrug 800 Mio. EUR. Der Gate Terminal hat die endgültigen Kosten der Anlage nicht veröffentlicht, diese können aber mittels des Industriekostenindex von 2006 bis 2016 abgeschätzt werden. Der Industrieindex 2006 betrug 793 und in 2016 betrug er 989. Dies lässt eine Kostensteigerung von 25% ($=\frac{989-793}{793}$) erkennen [vgl. Turner 2006].

Somit können die Terminalkosten für Gate bei 12 Mrd. m³ Durchsatzkapazität pro Jahr mit 1.000 Mio. EUR (= 800 Mio. EUR x 1,25) angesetzt werden. Aus Erfahrungswerten kann bei solchen Projekten mit Kostenüberschreitungen gerechnet werden, jedoch hat Gate Terminal keine veröffentlicht.

Sollte eine Kostenüberschreitung von 20% angenommen werden, würden die Investitionskosten bis auf 1.200 Mio. EUR steigen.

LNG Terminal in Dunkerque

Der LNG Terminal in Dunkerque ist ein reines LNG Importterminal und Erdgas Exportanbieter mit einer Speicherkapazität von 3 x 190.000 m³ LNG (Bruttovolumen 570.000 m³ LNG) und einer Wiedervergasungskapazität von 13 Mrd. m³ Erdgas, was ca. 20% des französischen und belgischen Erdgasjahresverbrauchs entspricht.

Die Investition für den LNG Terminal entspricht ca. 1.000 Mio. EUR, 150 Mio. EUR für Hafeninfrastruktur und 80 Mio. EUR für die Anbindung des Terminals mit der Verdichteranlage. Somit beträgt die Gesamtinvestition ca. 1.230 Mio. EUR [vgl. Edf 2017].

Auf dieser Grundlage wurden folgende Kostenschätzungen vorbereitet:

- Mittlerer LNG Terminal mit 7,5 Mrd. m³ Durchsatz pro Jahr mit 1.000 Mio. EUR
- Großer LNG Terminal mit 12 Mrd. m³ Durchsatz pro Jahr mit 1.300 Mio. EUR

Keine der Kostenschätzungen enthält eine Form von Stickstoffkonditionierungsanlage bzw. die dazugehörigen Betriebskosten zur Steuerung des Brennerts hinsichtlich der Anforderungen des Erdgasnetzes. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Gasbeschaffenheit der über Dornum angelandeten norwegischen Gaslieferungen mit derjenigen der LNG Lieferungen weitestgehend kompatibel sein dürfte (siehe Kapitel Anbindung Erdgasnetz für Wilhelmshaven).

Unter Verwendung der Daten aus dem Dokument der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) wurde folgende Kostenschätzung vorbereitet:

Durchschnittswerte 2000-2014, eskaliert auf Basisjahr 2015			
Kostenelemente (Mio. EUR)	Mittlerer LNG Terminal Größe 300.000 m ³	Große LNG Terminal Größe 450.000 m ³	FSRU 300.000 m ³
Speicher	239	359	345
Bauarbeiten und andere Kosten	284	426	15
Wiedervergasung	177	266	0
LNG Kosten ohne Zuordnung	168	253	14
Anleger	18	27	35
Summe	887	1330	409

Tabelle 6: Veranschlagte totale CAPEX für mittleren und großen LNG Terminal (gemäß ACER Bericht) sowie für FSRU (gemäß Schiffseigentümer)

Alle Kosten basieren auf 2015 Preisen und beinhalten eine Eskalation vom jeweiligen Baujahr bis 2015. Insgesamt wurden 9 Anlagen analysiert, die sowohl landseitig als auch seeseitig errichtet waren. Die Berechnung im Bericht beinhaltet einen Mittelwert und einen Median für diese Periode. Da die Kosten verschiedene Terminaltypen (landseitig/schwimmend) widerspiegeln, wurde der Mittelwert herangezogen, um die Kosten für Docking-Terminal, Anleger, Entladearme und Erdgasleitungen zu berechnen. Der Wert für die Berechnung ist 2.995 EUR Terminalgesamtkosten pro m³ LNG. Die Kosten enthalten die gesamte Installation, Bauleitung und Nachverfolgung sowie Ersatzteile mit langen Vorlaufzeiten.

Die Investitionskosten der FSRU beinhalten die Kosten für eine FSRU, um die Anforderungen für die Anbindung an das Erdgasnetz in Nordwest-Deutschland mit relativ hohem Exportdruck von 105-110 bar sowie besonderen Anlegeanordnungen (siehe Auswahlscenario FSRU) zu erfüllen.

Eine übliche Form der FSRU Finanzierung basiert auf einem Pacht- und Betriebsführungsvertrag mit dem Schiffseigner. Dies weist darauf hin, dass der FSRU Eigentümer alle Risiken von wirtschaftlich,

finanziell und technisch bis einschließlich Anlagen am Liegeplatz übernimmt. Übliche Langzeit-Charterrate in 2017 für eine Standard-FSRU betrug 130.000 USD pro Tag. Die Charterrate ist normalerweise konstant über den Charterzeitraum. Typische Variablen sind LNG Kosten, da Erdgas-Abdampfverluste (boil off gas) aus den Tanks als Kraftstoff für die Generatoren und für das Wiedervergasungssystem (nur in kalten Jahreszeiten) verwendet werden.

Die Kosten beinhalten die notwendige Besatzung an Bord 24/7 über 365 Tage im Jahr, operative Kosten, Ersatzteile, Kraftstoffverbrauch für Wiedervergasung und Instandhaltung, Treibstoffkosten von ca. 7 USD/MBTU (Million British Thermal Unit) sowie Wiedervergasung mit offenem Kreislauf. Diese Kosten sind unabhängig von der Wiedervergasungsrate.

Bei den landseitigen Terminallösungen sind die Kosten für die maritime und terrestrische Betankungsinfrastruktur bereits in der Kalkulation enthalten.

Die Kostenschätzung für die FSRU Alternative beinhaltet ein landbasiertes Small Scale LNG Terminal, das durch eine LNG Pipeline von FSRU versorgt wird und über Beladungsinfrastruktur für LKW und Züge verfügt (siehe auch Kapitel Auswahlzenario FSRU). Dafür sind schätzungsweise Zylindertanks von 5 x 1.000 m³ bzw. 8 x 1.000 m³ inkl. der erforderlichen Infrastruktur vorgesehen. Die Kosten sind als Greenfield Investment angesetzt.

Kostenelemente (EUR)	Landseitige Speicherkapazität 8.000 m ³	Landseitige Speicherkapazität 5.000 m ³
Bauarbeiten	950.000	653.125
Technisch	1.800.000	1.237.500
LNG Tanks	10.200.000	7.012.500
Leitungen, Rohrbrücke zur FSRU	3.065.000	2.107.188
Messung, Wägen	140.000	96.250
Elektrik	550.000	378.125
Brandschutz	27.000	18.563
Kontrolle	1.300.000	893.750
Abnahme und Services	2.100.000	1.443.750
Summe	20.132.000	13.840.750

Tabelle 7: Veranschlagte Kosten für landseitigen Small Scale LNG Terminal

6.2.2 Betriebsausgaben – OPEX

Für eine grobe Bestimmung der Betriebsausgaben eines Terminals wird ein Prozentsatz der Investitionsausgaben pro Betriebsjahr angesetzt. Für LNG Terminals liegt der Prozentsatz in der Spanne zwischen 4% und 7% der gesamten Investitionskosten. Die Betriebsausgaben beinhalten den Energieverbrauch, Personal und Wartungsarbeiten. Sie enthalten jedoch keine Finanzkosten des Investments.

Der Energieverbrauch umfasst u.a. die Kraftstoffkosten für die Wiedervergasung und unterliegen Veränderungen je nach Anzahl Wiedervergasungseinheiten in Betrieb. Grundlage für eine Kalkulation sind LNG Kosten von 7 USD/MBTU bzw. 23,9 USD/MWh.

Der Wärmeinput entspricht ca. 50% der Betriebsausgaben über das gesamte Jahr betrachtet. Dies macht die OPEX signifikant abhängig von den LNG Kostenentwicklung. Sofern Abwärme aus nahegelegener Industrie verfügbar ist, kann dies erheblichen Einfluss auf die Betriebskosten der Anlage haben (abhängig vom Wärmepreis).

Die Betriebsausgaben basieren auf der Annahme, dass der Vertrag eine LNG Beschaffung zu CIF-Preis (Warenpreis inkl. Kosten, Versicherungen & Fracht) vorsieht. Kosten bzgl. An-/Ablegeprozesse der LNG Tankschiffe (Schlepper-Charterkosten, etc.) sind nicht in dieser Betrachtung enthalten und kommen on top.

Für eine FSRU sind alle Betriebsausgaben, Wartung, Ersatzteile, Personal, Unterkunft und Finanzkosten bereits in der täglichen Charrate enthalten. Die einzelnen Preiskomponenten der Tagesrate werden von den Schiffseigner üblicherweise nicht offengelegt.

Bei einem Kauf der FSRU durch den Terminalbetreiber sind mit verhältnismäßig hohen OPEX zu rechnen. Entsprechend kann der Prozentsatz in Relation zu den CAPEX am oberen Rand bei 7% angesetzt werden.

6.2.3 Finanzkosten

Die zwei hier vorgestellten LNG Terminalkonzepte haben sehr unterschiedliche Ansätze in Bezug auf die Investitionskosten während der Bauzeit.

Ein landbasierter LNG Terminal hat eine durchschnittliche Bauzeit von annähernd 5 Jahren. Während dieser Bauzeit muss das gesamte Projekt durch den Eigentümer mit Darlehen zu bestimmten Zinssätzen finanziert werden. Die lange Bauzeit führt dazu, dass erhebliche Kapitalkosten anfallen sowie technische und regulatorische Risiken entstehen. Diese sind für den wirtschaftlichen Erfolg des gesamten Projektes zu berücksichtigen.

Im Falle der FSRU trägt der Schiffseigentümer das Risiko und die Kosten während der gesamten Bauzeit. Die Charrate beginnt erst sobald das Schiff am Anleger liegt und bereit ist, die erste LNG Ladung zu erhalten und mit der Wiedervergasung und ein Einspeisung in das Erdgasnetz zu beginnen. Die Bauzeit beträgt ca. 28 Monate.

Die Studie hat nicht die Unterschiede und Vorteile der beiden Optionen aus Finanzkostenperspektive analysiert. Dies wäre Gegenstand einer detaillierteren Folgephase.

6.3 Terminal Tarif Kalkulation

Der Durchsatztarif für eine FSRU Lösung in Wilhelmshaven wurde abgeschätzt. Dieser beinhaltet alle Terminaldienstleistungen für LNG Tankschiffe wie Anlanden & Ablegen, LNG Abladen, LNG Speicherung, Wiedervergasung und Bereitstellung für die Netzeinspeisung oder alternativ das Beladen von Bunkertankern.

Es wird angenommen, dass der Terminal voll ausgelastet ist. Die Kapitalkosten für die FSRU, die Infrastruktur vor Ort und die Investition für die Leitungsanbindung nach Etzel gemäß Abbildung 60 wurden zugrunde gelegt. Ferner wurden realistische Ansätze für die Projektierungskosten und die Kapazitätsreservierung bei dem Transportnetz Betreiber während der Bauphase angesetzt.

Für die Baukosten wurden eine Fremdfinanzierung in Höhe von 70% und 30% Eigenkapital zu üblichen Zinssätzen für Infrastrukturprojekte unterstellt.

Nach einer 20 jährigen Nutzung wird eine Verwendung der FSRU in einem Drittmarkt unterstellt, wobei die Erzielung eines angemessenen Preises unterstellt wird. Stattdessen käme nach der Erneuerung der DNV GL Klassifizierung die weitere Nutzung als LNG Terminal bzw. als Terminal für erneuerbares LNG zu niedrigeren Tarifen in der Folgeperiode in Frage.

Alternativ wurden eine langfristige Charter der FSRU, der Kauf der FSRU sowie der Kauf der FSRU mit einem nicht rückzahlbaren Zuschuss aus dem CEF Budget der EU Kommission betrachtet.

Im Ergebnis liegt der Preis für die Terminal Nutzung in der Größenordnung von 1,1 bis 1.2 EUR/MWh. Dieser Tarif wird einheitlich für das LNG Beladen von Bunkertankern und für die Wiedervergasung zur Netzeinspeisung angesetzt. Er ist im Rahmen der weitergehenden Planung näher zu berechnen und zu differenzieren.

Dies ist das Entgelt für einen preiswerten LNG Terminal und erfüllt die angestrebten Charakteristika für den deutschen LNG Importterminal, der die Preisführerschaft in Nordwesteuropa anstrebt. Denn er liegt für ein Neuinvestment im unteren Bereich der Entgelte für bereits bestehende rTPA LNG Terminals in Europa von 0,6 bis 2,3 EUR/MWh (siehe Kap. A 7.1).

Die Durchsatzkosten für die Netzeinspeisung wurde auf Basis des OGE Einspeisetarifs, Stand 2017, bei Baseload als 0,4 EUR/MWh ermittelt.

Indication on terminal utilisation rate	1.1 – 1.2 €/MWh
Transmission entry to hub	0.4 €/MWh

Abbildung 59: Kalkulation der Terminalkosten

6.4 Fazit

Die FSRU Technologie bietet für die Versorgung des Erdgas- und Small Scale LNG Marktes eine optimale Alternative.

Auf Basis der Kostenanalyse für Kapital- und Betriebsausgaben kann aufgezeigt werden, dass eine FSRU in Wilhelmshaven eine marktfähige Lösung darstellt.

Gesamthaft lassen sich die Terminalkosten für den Erdgasmarkt zusammenfassen (siehe Grafik):

FSRU (market value)	345 Mio. €
Pipeline (site specific costs)	40 Mio. €
Other infrastructure (market value)	65 Mio. €
Total investment	450 Mio. €

Abbildung 60: Eine FSRU ermöglicht die Errichtung eines preiswerten Terminals in Wilhelmshaven

C. Potentielle Stakeholder

Es sollte auf Basis der Unternehmensstrategien, der Kenntnisse über Planungen und Projekte einschlägiger Gasproduzenten, Importeure, Infrastrukturbetreiber, Finanzinvestoren, Großabnehmern das Interesse an einem LNG Terminalprojekt in Deutschland ausgelotet werden. Denn es ist davon auszugehen:

- Ohne einen wirtschaftlichen Nutzen für Investoren und Terminal Kunden wird kein LNG-Infrastrukturvorhaben realisierbar sein
- Grundlage einer Investition von Marktakteuren wird die Kombination aus gesichertem Marktzugang, garantierter Abnahmemenge und angenommener Marktnachfrage sein

Es wurden standortbezogene Einschätzungen für Wilhelmshaven gewonnen.

Es wurden 25 potentielle Stakeholder angesprochen, weltweit agierende Erdgas und LNG Produzenten, LNG Händler, Erdgasimporteure, große Erdgashändler sowie Finanzinvestoren und Treibstoffhändler. Diese Stichprobe ist trotz der hohen Zahl nur eine kleine Stichprobe des Marktes. Ziel war es auszuloten, ob die Analyse und das vorgeschlagene Konzept für das Projekt für die Stakeholder ein gangbarer Weg ist oder sich zusätzliche Herausforderungen zeigen.

Reaktionen der einzelnen Gesellschaften werden nicht wiedergegeben, da über die Gespräche, wie in der Branche üblich, Vertraulichkeit vereinbart wurde. Aber nachstehend wird der Tenor der Marktreaktion wiedergegeben.

Das Projekt fand überwiegend ein reges Interesse. Die Mehrheit der potentiellen Stakeholder war an der Analyse und einer unverbindlichen Befassung mit dem Projekt interessiert und bereit ein Feedback zu dem Konzept und einem möglichen Engagement zu geben.

Es besteht sowohl Interesse von Infrastrukturbetreibern als auch von Produzenten und Importeuren. Für die Finanzinvestoren war das Projekt noch nicht konkret genug. Von Seiten der angesprochenen Treibstoffhändler kam wenig Resonanz. Die angesprochenen inländischen Ferngasgesellschaften signalisierten ein grundsätzliches Interesse, halten ein solches Projekt angesichts der zu erwartenden Marktentwicklungen in Deutschland für durchaus sinnvoll. Sie können aber angesichts der derzeitigen Energiemarktregulierung kein aktuelles Interesse als Investoren bekunden. Denn die Regulierung untersagt ihnen als regulierten Netzgesellschaften ein solches Investment.

Aus den Gesprächen und Präsentationen ergaben sich keine neuen und erheblichen Herausforderungen für das vorgestellte Konzept einer LNG Importterminal Infrastruktur.

Die wesentliche Herausforderung besteht wie erwartet in der langfristigen Buchung der Terminalkapazitäten seitens der Kunden. Dies ist bei der aktuellen Marktlage und den LNG und Hub Preisen kritisch. Die von uns angeführten Argumente, aus strategischer Sicht sich dennoch zu engagieren, wurden in der Regel verstanden und positiv vermerkt. Einige Produzenten wollen den deutschen Markt und die potentiellen Kunden im nächsten Schritt näher kennenlernen. Dies ist nicht überraschend, wenn die Produzenten keine eigene Vertriebs- oder Handelsorganisation in Deutschland haben. Von einzelnen amerikanischen Gesellschaften wird die Auffassung vertreten, dass deutsche Gesellschaften die Investition und Kapazitätsbuchung tätigen sollten. Dies ist angesichts des amerikanischen LNG Exportkonzepts – alle Risiken trägt der Käufer – keine Überraschung. Die Bereitschaft, sich für ein LNG Terminal Projekt zu engagieren, sei es als Investor oder Kunde wird, wird an eine Vielzahl von Bedingungen geknüpft. Es wird für den Erfolg eines LNG Terminal Projektes darauf ankommen, einerseits das regulatorische Umfeld zu klären und gewisse Änderungen herbeizuführen und andererseits das Projekt politisch zu unterstützen.

Vorstellbar wäre statt einer direkten Buchung von LNG- und Speicherkapazitäten, wie in Italien üblich, ein marktbasiertes Modell für die Versorgungssicherheit zu entwickeln, bei dem echte langfristige Optionen für Lieferflexibilität anwendungsoffen zum Einsatz kommen, d.h. Einsatz von LNG Importkapazitäten, Speicherkapazitäten und Lieferverträgen an Grenzübergangspunkten. Allerdings müssten transparente Kriterien geschaffen werden, um die Ausschreibung solcher langfristiger Flexibilitätsoptionen zu regeln.

Flexibilitäten, die zu einer verstärkten Diversifizierung der Infrastruktur und die zu einer verstärkten Diversifizierung der Lieferanten führt, sollten entsprechend höher bepreist werden. Die von ACER entwickelten Kriterien zur Bewertung der Reife von Erdgasmärkten[vgl. ACER 2016] könnten dabei angewandt werden. Auch die von der BNetzA im Marktdialog mit den Stakeholdern geforderte stärkere Marktintegration [vgl. BNetzA 2016] würde davon profitieren.

Ferner ist das kommerzielle und regulatorische Konzept für die LNG Infrastruktur zu bestimmen, eine Betreibergruppe zu formieren und gleichzeitig LNG Produzenten und LNG Händler mit Importeuren und Großabnehmern zu Kapazitätszusagen zu animieren.

Für diese Aufgaben ist eine leistungsstarke Projektleitung erforderlich.

D. Realisierungspotenziale und Handlungsempfehlungen

1 Realisierungsperspektiven

Folgende Schlussfolgerungen ergaben sich aus den marktspezifischen und regulatorischen Rahmenbedingungen, den Gesprächen mit Marktteilnehmern und regulatorischen/gesetzgeberischen Entitäten in Bezug auf die Umsetzbarkeit eines deutschen Importterminals an der Nordseeküste und aus der infrastrukturenspezifischen und logistischen Standortanalyse hinsichtlich Eignung und Versorgungsprofil.

Die Herausforderungen durch die aktuellen Preise im Welt LNG Markt und an den europäischen Gas Hubs sind beträchtlich.

Das regulatorische Umfeld in Deutschland erlaubt den regulierten Ferngasgesellschaften keine Projektbeteiligung insb. als Investor, obwohl sie als Investoren und Betreiber einer LNG Importinfrastruktur naturgemäß eine erste Adresse sind. Die noch nicht vorhandene Erfahrung im Betrieb solcher Infrastruktur ließe sich sicherlich lösen.

Den oben genannten Gründen, die einem Terminal entgegenstehen, stehen ebenfalls zahlreiche Gründe gegenüber, warum aus energiepolitischer Sicht und aus strategischer Sicht eine LNG Importterminal Infrastruktur in Deutschland jetzt geschaffen werden sollte.

Da das BMWi ein privatwirtschaftliches Projekt begrüßt, liegen die Risiken ausschließlich bei den privaten Stakeholdern einer solchen Infrastruktur, ohne dass den energiepolitischen Vorteilen durch die Energiemarkt Regulierung angemessen Rechnung getragen wird.

Die Realisierungschance für die LNG Importterminal Infrastruktur hängt daher entscheidend davon ab, eine schlagkräftige, personell und finanziell ausreichend ausgestattete Projektstruktur zu gründen. Eine eigenständige Projektgesellschaft wird empfohlen. Die Projektgesellschaft sollte die Stakeholder für Investment und Nutzung eines LNG Importterminals binden und das Projektkonzept der Realisierung zuführen. Ggfs. wird die Projektgesellschaft später in eine NewCo überführt.

2 Handlungsempfehlungen

Die folgenden Handlungsmaßnahmen werden zur Schaffung eines LNG Importterminals an der deutschen Nordseeküste vorgeschlagen:

- Finanzmittel für Projektstart bereitstellen
- Projektteam zusammenstellen
- Kommunikation und Akquise Stakeholder
- Markt- und Politikpromotion
- Geschäfts- und Finanzplan für Projektgesellschaft
- Gründung einer Projektgesellschaft, die mit ausreichend personellen und finanziellen Mitteln ausgestattet ist, die alle erforderlichen Themen aufgreift und verfolgt, selber durchführt bzw. entsprechende Aufträge vergibt. Zu den identifizierten Themen zählen:
 - Projektleitung
 - Detailierung und Vertiefung des kommerziellen Basiskonzeptes
 - Sponsoren Gruppe akquirieren zwecks Finanzierung der Planung
 - Bewertung und Auswahl des finalen Standorts in Wilhelmshaven
 - Funktionale Konzeption des FSRU LNG Terminals
 - Erste technische Konzeption des FSRU LNG Terminals
 - Ausgestaltung des regulatorischen und kommerziellen Konzeptes
 - Ggfs. Vorbereitung und Beantragung TPA Befreiung durch BNetzA gemäß EnWG § 28a
 - Akquise und Verhandlung potentieller Terminalbetreiber zwecks Gründung NewCo
 - Beantragung Finanzmittel national, EU, z. B. CEF Budget, EIB
 - Akquise und Verhandlung mit Produzenten und Importeuren
 - Lobbying und Promotion von Änderungen der Energiemarktregulierung
 - Gründung NewCo
 - Planung und Durchführung von Ausschreibungen für
 - Vorbereitung Open Season
 - Vorbereitung Terminal Usage Agreements (TUA)
 - Geschäfts- und Finanzplan NewCo
- Gründung NewCo

Dann schließt sich die Umsetzung der Vermarktungsstrategie gemäß Kapitel A 11.3 an.

II. LNG Distributions- und Tankinfrastruktur

A. Vorwort

Zur Generierung und Validierung von Erkenntnissen zum deutschen LNG-Small-Scale-Markt im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurde eine Reihe von Interviews mit Branchenvertretern geführt. Die Autoren bedanken sich in diesem Zusammenhang explizit bei den folgenden Unterstützern für Ihre wertvollen Hinweise und Industrieexpertisen:

- Herr Holger Banik (Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG)
- Herr Christian Becker (Becker Marine Systems GmbH & Co. KG)
- Herr Uwe Beckmeyer (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie)
- Herr Philip Maximilian Braunschweig (LIQUIND 24/7 GmbH)
- Herr Raimond Claußen (Hansestadt Bremsches Hafenamt)
- Herr Lutz Dreyer (Wasserschutzpolizei Hamburg)
- Herr David Graebe (Gazprom NGV Europe GmbH)
- Herr Daniel Hülemeyer (Hellmann Worldwide Logistics GmbH & Co. KG)
- Herr Heinz-Jürgen Hiller (VTG AG)
- Frau Renate Klingenberg (ChemCoast e. V.)
- Herr Gerwin Lorenzen (NWB Nord- und Westdeutsche Bunker GmbH)
- Herr Carsten Lorleberg (Brunsbüttel Ports GmbH)
- Herr Peter Mahnkopf (UTG Unabhängige Tanklogistik GmbH)
- Herr Alexander Marczewski (Shell Deutschland Oil GmbH / Maritime LNG Plattform e. V.)
- Herr Dr. Jörg Niegsch (Nord-West Oelleitung GmbH)
- Herr Jens Reese (Bomin Bunker Holding GmbH & Co. KG)
- Herr Werner Repenning (Niedersachsen Ports GmbH & Co. KG)
- Herr Frank Schnabel (Brunsbüttel Ports GmbH / SCHRAMM group GmbH & Co. KG)
- Herr Norbert Scholz (GasCom Equipment GmbH)
- Herr Jan Schubert (Nauticor GmbH & Co. KG)
- Herr Gerd Wessels (Wessels Reederei GmbH & Co. KG)
- Frau Karina Wieseler (bremenports GmbH & Co. KG)
- Herr Dr. Jochen Wilkens (Verband der Chemischen Industrie e. V. – Landesverband Nord)
- Frau Antje Willnow (HGM Energy GmbH)

B. Untersuchungsziel und -methodik

Im Folgenden wird ausgehend, von den zuvor im Rahmen potenzieller LNG-Importstrukturen an der deutschen Nordseeküste gelegten Grundlagen, die zu erwartende Nachfrageentwicklung durch Small-Scale-Anwendungen im Untersuchungsraum diskutiert. Im Fokus der Betrachtung stehen die gemessen an der seeseitigen Güterumschlagmenge größten Häfen der Region. Hierzu zählen im Bundesland Niedersachsen (NI) die Standorte Brake (BKE), Bützfleth (BUZ), Cuxhaven (CUX), Emden (EME) und Wilhelmshaven (WVN), im Bundesland Schleswig-Holstein (SH) der Hafen Brunsbüttel (BRB), im Bundesland Bremen (HB) die Häfen Bremen (BRE) und Bremerhaven (BRV) sowie der Hafen Hamburg (HAM) im dazugehörigen Bundesland Hamburg (HH). Aus Basis einer detaillierten quantitativen Analyse der Frachtschiffsverkehre an den Standorten und deren Verknüpfung mit Umschlagprognosen wird eine plausible Entwicklung der LNG-Bunkernachfrage im Untersuchungsraum herausgearbeitet. Ergänzt wird diese Betrachtung um die mögliche LNG-Nachfrage vonseiten des Straßengüterverkehrs in den genannten Bundesländern sowie eine Würdigung von Ansätzen zur Nutzung von LNG in der Industrie.

Zu Beginn erfolgt eine Aufarbeitung der grundsätzlichen Rahmenbedingungen im Zusammenhang mit der Nutzung von LNG schwerpunktmäßig in der Seeschifffahrt. Die Darstellungen haben nicht den Anspruch, eine erneute im Umfang erschöpfende Aufarbeitung von Grundlagen zu liefern, gleichwohl jedoch die wesentlichen erfolgskritischen Zusammenhänge zur erfolgreichen LNG-Markteinführung bzw. -entwicklung zu skizzieren. Berücksichtigt werden in diesem Kontext u. a. geltende Richtlinien und Verordnungen auf internationaler, nationaler und föderaler Ebene. Ebenso erfolgt ein Exkurs zu den grundsätzlichen Compliance-Möglichkeiten, um internationalen Vorschriften zu genügen und zur Skizzierung der in der Schifffahrt zur Verfügung stehenden Bunkertechnologien.

Im Anschluss werden die betrachteten Hafenstandorte in angemessenem Umfang vorgestellt und auf Grundlage der quantifizierten und qualitativ gewürdigten LNG-Absatzpotenziale plausible Ansätze zur Etablierung einer LNG-Distributionsinfrastruktur an der deutschen Nordseeküste ausgesprochen.

Zielgruppe bzw. -stellung der hier gewählten Darstellung ist nicht primär die weiterführende Sensibilisierung der Öffentlichkeit, sondern die empirisch gestützte Ableitung von Ansatz- und Entwicklungsschwerpunkten des LNG-Bunker- und Kraftstoffmarkts an der deutschen Nordseeküste, um zum einen investitionsstrategische Grundlagen einer LNG-Distributionsinfrastruktur zu schaffen und zum anderen (potenziellen) Nutzern des Kraftstoffs LNG geeignete Versorgungskanäle an den einzelnen Hafenstandorten aufzuzeigen.

C. Rahmenbedingungen, Status quo in der Nutzung von LNG in der Schifffahrt

1 Institutionen und Regelwerke

1.1 Internationale Ebene

1.1.1 Internationale Seeschifffahrtsorganisation

Mit Beginn des Jahres 2015 wurden die durch den Ausschuss für den Schutz der Meeresumwelt (MEPC für Marine Environment Protection Committee) der Internationalen Seeschifffahrtsorganisation (IMO für International Maritime Organization) beschlossenen Vorschriften aus Annex VI des Internationalen Übereinkommens zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe (MARPOL für Marine Pollution) eingeführt. Hierbei handelt es sich um Vorschriften, welche den Grenzwert zum maximalen Schwefelanteil im Kraftstoff für die Schifffahrt in den Schwefelemissionskontrollgebieten (SECA für Sulphur Emission Control Area) von 1,0 % auf 0,1 % reduzieren und den Ausstoß von weiteren Schadstoffen, wie Stickstoff- (NO_x) und Kohlenstoffoxiden (CO_x) sowie Feinstaubbestandteilen, durch Seeschiffe in ECAs begrenzen.

Bereits seit 2010 dürfen Seeschiffe am Liegeplatz in den europäischen Häfen keine Kraftstoffe verwenden, deren Schwefelgehalt die vorgeschriebenen 0,1 % überschreiten. Mit dem Jahr 2020 erfolgt zudem eine Absenkung des maximalen Schwefelanteils im Kraftstoff von derzeit 3,5 % auf 0,5 %, mit dem die weltweite Schifffahrt außerhalb der SECAs operieren darf. Eine Skizzierung der möglichen Compliance-Strategien für die Seeschifffahrt zur Einhaltung der Grenzwerte zum maximalen Schwefelanteil im Kraftstoff erfolgt in Kapitel 2.

Im Zusammenhang mit dem Einsatz von Schiffskraftstoffen mit niedrigem Flammpunkt als potenzielle Compliance-Strategie wurde im Juni 2015 der International Code of Safety for Ships using Gases or other low-flashpoint Fuels (IGF-Code) in seiner letzten Version final verabschiedet. Der der International Convention for the Safety of Life at Sea zuzuordnende IGF-Code zielt auf die Minimierung von Risiken für Schiff, Besatzung und Umwelt bei der schiffsseitigen Verwendung von Kraftstoffen mit niedrigem Flammpunkt, zu denen auch LNG zählt, ab. Mit der Überführung des IGF-Codes in geltendes Recht ab 2017 wurde die Übergangsrichtlinie MSC.285(86) Interim Guidelines on Safety for Natural Gas-fuelled Engine Installations in Ships aus dem Jahr 2009 abgelöst. Richtlinien für LNG-Tanker und -Bunkerschiffe liegen in Form des International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk (IGC-Code) vor.

1.1.2 Europäische Union

Neben der durch die Internationale Seeschifffahrtsorganisation erlassene Vorschriftenlage wurde 2014 auf Ebene der Europäischen Union (EU) eine Richtlinie verabschiedet, welche festhält, in den See- bzw. Binnenhäfen des TENV-Kernnetzes bis spätestens Ende 2025 bzw. 2030 LNG-Bunkermöglichkeiten, in Form von Bunkerschiffen, Tank-Lkw, Bunkerstationen oder Tank-Container, zu etablieren. Das konkrete LNG-Bunkerkonzept in den betroffenen Häfen ist dabei durch das EU-Mitgliedsland bzw. das im Falle Deutschlands zuständige Bundesland selbst sowie durch den jeweiligen Bunkeranbieter zu bestimmen. Die Richtlinie dient der Beförderung der Nutzung alternativer Kraftstoffe, indem Mindestinfrastrukturstandards an wichtigen Transportschnittstellen definiert werden. Ferner greift die EU im Rahmen ihrer Richtlinien Erlasse und Vorschriften der IMO u. a. im Zusammenhang mit dem Schwefelgehalt von Schiffskraftstoffen auf.

Neben der Thematisierung maritimer Fragestellungen mit Schnittpunkten zum hier gegebenen Untersuchungsgegenstand, hat die EU auch Zielstellungen formuliert und Projekte gefördert, welche die Entwicklung eines engmaschigen LNG-Versorgungsnetzwerks in Form von Tankstellen innerhalb des Kernnetzes vorsieht.

1.2 Nationale Ebene

1.2.1 Deutschland

In Deutschland werden auf Bundesebene wesentliche Zielstellungen im Zusammenhang mit der Förderung alternativer Energieträger und korrespondierender Richtlinien im Zuge der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie umgesetzt. Hervorzuheben ist hierbei die Richtlinie über Zuwendungen für die Aus- und Umrüstung von Seeschiffen zur Nutzung von LNG als Schiffskraftstoff, welche indirekt den Aufbau einer LNG-Versorgungsstruktur in deutschen See- und Binnenhäfen befördern soll.

1.2.2 Bundesländer und Häfen

Auf Ebene der Bundesländer sind hafenspezifische Belange im Kontext der vorliegenden Untersuchung vorrangig in den jeweiligen Hafen(benutzungs)ordnungen sowie Hafensicherheitsgesetzen behandelt. Hierunter fallen insbesondere Bestimmungen im Zusammenhang mit der Übernahme von Kraft- und Schmierstoffen innerhalb der bzw. an den Hafenanlagen.

Zum Untersuchungsraum zählen die Bundesländer Bremen, Hamburg, Niedersachsen und Schleswig-Holstein. Ohne Anspruch auf Vollständigkeit werden im Folgenden die wesentlichsten Elemente im Zusammenhang mit der Bebunkerung von Schiffen an den jeweiligen Standorten skizziert.

In der Bremischen Hafenordnung, ergänzt um dazugehörige Anlagen, sind entsprechende Bedingungen unter § 53 geregelt. Hiernach ist die Übernahme entzündbarer Flüssigkeiten mit einem Flammpunkt von unter 55°C, zu denen auch LNG zählt, ausschließlich an zugelassenen ortsfesten Bunkerstationen erlaubt. LNG-Bunkervorgänge durch Bunkerfahrzeuge sind im Rahmen von vorläufigen Anforderungen an die Bebunkerung von Schiffen mit LNG in den bremischen Häfen abgebildet [vgl. HBH 2001 / HBH 2014]. Für nicht durch die Hafenordnung abgedeckte Bunkervorgänge mit LNG werden im Status quo Einzel- oder ggf. Dauerausnahmegenehmigungen erteilt.

Neben der in den bremischen Häfen geplanten regelmäßigen Bebunkerung der Klappschute „greenports 1“ der bremenports GmbH & Co. KG fand zuletzt im August 2017 die Erstbebunkerung der auf einen LNG-Antrieb umgerüsteten „Wes Amelie“ der Wessels Reederei GmbH & Co. KG am Kühlhauskai in Bremerhaven unter genehmigungsrechtlicher Begleitung der lokalen Behörden mittels Tank-Lkw statt. Ebenso wurde bereits im April 2015 die Erstbebunkerung des Fahrgasschiffs „Ostfriesland“ der Aktien-Gesellschaft "EMS" durch einen LNG-Tank-Lkw in Bremerhaven durchgeführt.

Im Hamburger Hafen fallen Bedingungen zur Bebunkerung von Schiffen unter § 14 der örtlichen Gefahrgut- und Brandschutzverordnung nebst Anlagen. Zwar ist hiernach gegenwärtig die Bebunkerung durch Bunkerschiffe auf Kraftstoffe mit einem Flammpunkt von mehr als 55°C sowie durch Tank-Lkw auf Kraftstoffe mit einem Flammpunkt von mehr als 100°C explizit limitiert, jedoch können in besonderen Fällen hiervon Ausnahmen zugelassen werden, wenn die Sicherheit durch geeignete Maßnahmen gewährleistet ist. Ähnlich den Richtlinien in den bremischen Häfen können damit, im Zusammenhang mit der Bunkerung von LNG im Hamburger Hafen, durch die zuständige Behörde Einzelausnahmegenehmigungen ausgesprochen werden [vgl. FHH 2013].

Für die niedersächsischen Häfen regelt die gültige Hafenordnung explizit unter § 18 (2) die Übernahme wassergefährdender Stoffe über eine Schlauchverbindung aus einem Tank-Lkw auf ein Schiff [vgl. WM NI 2013]. Implizit sind hierunter auch Bunkervorgänge mit Kraftstoffen gefasst. Darüber hinaus sind Bunkervorgänge ohne Einschränkungen zur Kraftstoffart in den Kapiteln 2.4 und 3.9 der Hafenbenutzungsvorschrift für die durch die Niedersachsen Ports GmbH Co. KG bewirtschafteten Häfen reglementiert und als meldepflichtig deklariert [vgl. NPorts 2017]. Zur geplanten wöchentlichen Bebunkerung der „Ostfriesland“ durch einen Tank-Lkw mit LNG am Emden Borkumkai wurde im Mai 2015 ergänzend eine hafenbehördliche Verfügung erlassen, welche den Bunkervorgang unter

Einhaltung gesonderter Auflagen sowie der Dokumentation des Vorgangs in einer Checkliste zur LNG-Bunkerung für zulässig erklärt [vgl. WM NI 2015]. Des Weiteren wird das Seebäderschiff ‚Helgoland‘ der Reederei Cassen Eils GmbH seit der Jungfernfahrt im Dezember 2015 regelmäßig etwa einmal wöchentlich per Tank-Lkw in Cuxhaven mit LNG bebunkert.

Wie auch die Hafenbenutzungsvorschrift der niedersächsischen Häfen behandelt die durch die JadeWeserPort Realisierungs GmbH & Co. KG publizierte Hafenbenutzungsordnung Bunkervorgänge ohne explizite Unterscheidung von Kraftstoffarten, bspw. hinsichtlich ihres Flammpunkts. Entsprechende Inhalte zur Bebunkerung von Schiffen sind innerhalb des genannten Regelwerks in Kapitel 31 zusammengefasst [vgl. JWPR 2016].

Aufseiten von Schleswig-Holstein zählt der Hafen Brunsbüttel zum Untersuchungsraum. Bestimmungen im Zusammenhang mit der Übernahme von Kraftstoffen durch Schiffe fallen an diesem Standort unter die Landesverordnung für die Häfen in Schleswig-Holstein. In § 25 (4) ist ohne Beschränkungen zum Flammpunkt der Kraftstoffe eine Bebunkerung sowohl durch ortsfeste Bunkerstationen als auch mobile Bunkerschiffe bzw. Tank-Lkw explizit erlaubt, sofern diese mit ausreichenden Einrichtungen zum Schutz vor Gefahren für Mensch und Umwelt ausgestattet sind [vgl. WM SH 2014]. Im Januar 2017 erfolgte am Standort Brunsbüttel mit der Bebunkerung des Zementfrachters ‚Ireland‘ der JT Cement AS durch einen Tank-Lkw die erste Übergabe des Kraftstoffs LNG an ein Schiff.

Für die betrachteten Häfen lässt sich damit klar aufzeigen, dass in den spezifischen Regelwerken zwar bisher nicht durchgängig die Übernahme des Kraftstoffs LNG im Speziellen oder aber von Kraftstoffen mit einem Flammpunkt unter 55°C allgemein durch Schiffe für alle relevanten Bunkerkonzepte bedacht bzw. explizit erlaubt ist, jedoch mit Einzel- oder ggf. Dauerausnahmegenehmigungen durch die an den Hafenstandorten jeweils zuständigen Behörden umgesetzt werden kann. Wo notwendig werden Ausnahmegenehmigungen zur Bunkerung von LNG in geltendes Recht überführt, wenn Frequenz von und Erfahrung mit LNG-Bunkervorgängen bei verschiedenen Schiffstypen ansteigen. An den einzelnen Standorten gesondert zu betrachten sind hierbei potenziell simultane Lade- und Lösch- sowie Bunkerprozesse.

2 Kraftstoff- und Antriebsalternativen (Compliance-Strategien)

Als potenzielle Compliance-Strategie steht der Schiffskraftstoff LNG im Fokus der vorliegenden Untersuchung. LNG ist herkömmliches Erdgas, das bei einer Temperatur von ca. -162°C jedoch nur etwa ein Sechshundertstel des Volumens von Erdgas besitzt, flüssig gelagert werden kann und im Wesentlichen aus Methan, kleinen Mengen von Ethan und weiteren Kohlenwasserstoffen besteht. Aufgrund der geringen Temperatur ist der Kraftstoff in stark isolierten Druckbehältern zu transportieren und zu lagern.

Derzeit werden durch die Seeschifffahrt in den SECAs überwiegend Destillate wie Marinediesel- und -gasöle mit sehr niedrigem Schwefelgehalt genutzt. Es wird erwartet, dass sich die Nachfrage nach entsprechenden Kraftstoffen mit einer Herabsetzung der weltweiten Grenzwerte der Schwefelanteile im Schiffskraftstoff auch außerhalb der existierenden SECAs auf 0,5 % ab 2020 vervielfachen wird, da ihre Nutzung keine umfangreichen Anpassungen an den Antriebs- und Tankanlagen der Schiffe hervorrufen.

Eine weitere Compliance-Strategie zur Einhaltung der SO_x -Emissionsgrenzwerte ist mit der Abgasnachbehandlung gegeben, welche in der Regel keine Umrüstung der jeweiligen Schiffsmotoren erfordert und zum einen in Form eines nassen und zum anderen in Form eines trockenen Reinigungsverfahrens möglich ist. Hierbei werden die SO_x -Anteile aus den bei der Verbrennung von bspw. Schweröl entstehenden Abgasen extrahiert, sodass die entsprechenden Schadstoffemissionen innerhalb der festgeschriebenen Grenzwerte liegen. Beide Reinigungsverfahren erfordern jedoch Installationen für die Abgasnachbehandlungsanlage, Tankbehälter, Rohre, Pumpen etc. auf den jeweiligen Schiffen. Eine weitere Reduzierung von Schadstoffen erfordert zudem den Einsatz von SCR-Katalysatoren.

Neben den bereits skizzierten Möglichkeiten zur Einhaltung der Emissionsvorschriften in der Schifffahrt ist auch in der Verwendung des Kraftstoffs Methanol ein adäquater Lösungsansatz zu sehen. Die Umstellung von Antriebsanlagen auf Methanol erfordert insbesondere die Anpassung von Leitungen und Pumpen der Schiffsmaschinen, da Methanol vergleichsweise aggressive Stoffeigenschaften besitzt und in der Lage ist, herkömmliche Dichtungen zu zersetzen. Ähnlich wie bei der Nutzung von LNG ist auch bei der Verbrennung von Methanol ein ‚Pilot Oil‘ u. a. zum Start und beim Betrieb mit geringerer Auslastung der Hauptmaschine erforderlich.

3 Bunkerkonzepte am Beispiel von LNG

Analog zum Bunkervorgang mit herkömmlichen Schiffskraftstoffen bzw. Bunkerölen lassen sich auch die Bunkerkonzepte für den Kraftstoff LNG definieren (siehe Abbildung 61:). Während bei den Varianten „Tank onto Ship“, „Truck to Ship“ und „Bunker Station to Ship“ eine Bebunkerung des Schiffs mit LNG von der Landseite aus durchgeführt wird, erfolgt die Bebunkerung beim Konzept „Ship to Ship“ von der Seeseite. Hierbei übergibt ein LNG-Bunkerschiff, wie z. B. die ‚ENGIE Zeebrugge‘ oder die ‚Coralus‘, mit einem vergleichsweise großem Tankvolumen oder aber bei geringeren Bunkermengen potenziell eine Bunkerbarge den Kraftstoff an die zu bebunkernde Schiffseinheit.

Während die Varianten StS, TtS und BStS auf einen Transfer des Kraftstoffs LNG über ein entsprechendes Rohrleitungs- bzw. Schlauchsystem abstellen, wird im Rahmen von ToS ein Tankbehälter mit dem Kraftstoff LNG auf das Schiff verbracht und dort entweder als eigenes Kraftwerksmodul zur Versorgung des Schiffs mit Strom genutzt oder aber bspw. während der Hafenliegezeit mit dem Kraftstoffsystem des Schiffs verbunden. Als Referenz ist hier z. B. das durch die Becker Marine Systems GmbH entwickelte LNG PowerPac zu nennen.

Bei der TtS-Variante erfolgt die Bebunkerung des Schiffs aus einem oder gleichzeitig mehreren über eine semi-mobile Anlage gekoppelten LNG-Tank-Lkw. Beispiele für dieses Konzept sind die Bunkervorgänge der Binnentankschiffe ‚Greenstream‘ und ‚Green Rhine‘ der Royal Dutch Shell plc im Hafen Mannheim sowie des Fahrgastschiffs ‚Ostfriesland‘ der Aktien-Gesellschaft "EMS" im Hafen Emden oder des Seebäderschiffs ‚Helgoland‘ der Reederei Cassen Eils GmbH in Cuxhaven.

Die Bunkermengen je LNG-Tank-Lkw sind vergleichsweise gering, ebenso sind es die Übertragungsraten. Demgegenüber bietet die Bebunkerung über eine ortsfeste Bunkerstation deutlich größere Leistungskennzahlen. U. a. die PitPoint LNG B.V. plant die Bebunkerung von Binnenschiffen ab 2018 über ein entsprechendes Terminal im Hafen Köln.

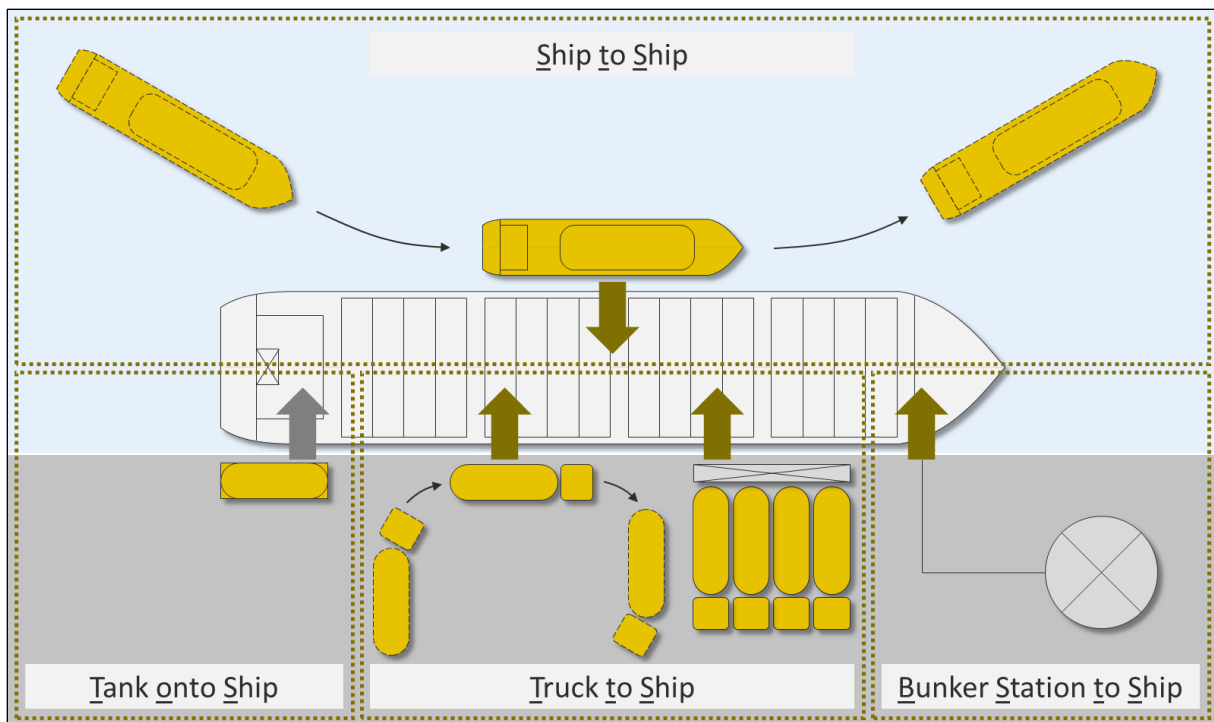


Abbildung 61: LNG-Bunkerkonzepte [Eigene Darstellung]

D. Marktperspektiven in der Einführung von LNG

1 Seeschifffahrt

1.1 Methodik zur Einschätzung der Marktperspektive

Ziel der folgenden Ausführungen ist die Skizzierung der wesentlichen Modellparameter zur Ableitung eines LNG-Absatzpotenzials an der deutschen Nordseeküste durch die Schifffahrt. Dabei steht die empirisch belegte und mit belastbaren Modellansätzen gestützte Prognose zur verkehrlichen Entwicklung in den Häfen im Mittelpunkt der Betrachtung.

Zur realitätsnahen Fortschreibung des anlaufenden Frachtschiffsverkehrs wurde zunächst, auf Basis des europäischen Statistikportals, eine für alle Häfen einheitliche Datengrundlage zusammengetragen, aufbereitet und zielgerichtet ausgewertet. In diesem Zusammenhang sind insbesondere Hafenanlauf- und -umschlagstatistiken sowie Quelle-Ziel-Beziehungen der Seeverkehre herauszustellen. Im Kapitel 1.2 werden die Häfen des Untersuchungsraums detaillierter vorgestellt. Über die verfügbaren empirischen Daten wurden für jeden Hafen weiterführend statistische Zusammenhänge zwischen Schiffstyp, BRZ sowie korrespondierendem Umschlag nach Gütergruppe ermittelt und in adäquate Trendlinien überführt. Weiterhin sind in die vorliegende Untersuchung empirisch ermittelte flotten- und schiffsgrößenspezifische Leistungs- und Kraftstoffverbrauchsattribute der Schiffsmaschinen sowie deren Auslastungen in Fahrt und während der Hafenliegezeit eingeflossen. Ebenso wurden auf Basis gegenwärtiger Marktbedingungen Annahmen zur fahrtgebietsabhängigen Bunkeraffinität der einzelnen Schiffssegmente getroffen.

Basierend auf der aktuellen Seeverkehrsprognose Deutschlands bis 2030 sind über die einzelnen Gütergruppen entsprechend verknüpfte Frachtschiffsverkehre unter Würdigung einer konsistenten Schiffsgrößenentwicklung fortgeschrieben worden. Zudem wurden empirische Daten aus den Häfen und deren Anlaufstatistiken genutzt, um ein realistisches Bild der Altersstruktur sowie von Ersatzneubauten innerhalb der Flotten in den unterschiedenen Segmenten berücksichtigen zu können (siehe Kapitel 1.3). Die quantitativ ermittelten Marktstrukturen wurden im Anschluss anhand der in der Schifffahrt an der deutschen Nordseeküste bereits gegebenen LNG-Nachfrage sowie sich abzeichnender Markttrends plausibilisiert und ergänzt.

Unberücksichtigt bleiben in der Betrachtung Schiffsverkehre an der deutschen Nordseeküste, wie sie sich im Zusammenhang mit einem möglichen LNG-Importterminal ergeben. Da sich dieser Untersuchungsteil der Ableitung einer potenziellen LNG-Nachfrage durch die Seeschifffahrt sowie der möglichen Bebunkerung von Schiffen mit LNG an der deutschen Nordseeküste widmet und LNG-Tankschiffe in erheblichem Umfang durch Boil-off-Gas angetrieben werden, ist ihnen kein signifikanter Anteil am Untersuchungsgegenstand zurechenbar.

Während, u. a. aufgrund uneinheitlicher Prognostik zur Entwicklung der Kreuzfahrtindustrie im Untersuchungsraum sowie der im Jahres- bzw. Jahreszeitenverlauf teilw. weltweit wechselnden Fahrtgebiete der Schiffsflotte, dem Segment der Kreuzfahrtschiffe kein hinreichend belastbares LNG-Nachfragepotenzial zuordenbar ist, werden, neben den quantitativ abgeleiteten Frachtschiffsverkehren und korrespondierenden LNG-Bedarfen, insbesondere auf Grundlage bereits erfolgreich realisierter LNG-affiner Schiffsprojekte sowie der durchgeführten Experteninterviews weitere LNG-Nachfrageansätze berücksichtigt und im Ergebnis zum LNG-Nachfragepotenzial abgebildet (siehe 1.4). Ohne Anspruch auf Vollständigkeit zählen hierzu Entwicklungen im Bereich der regionalen Fahrgast- und Behördenschifffahrt, Ansätze zur Versorgung von Schiffen unterschiedlicher Segmente mit LNG oder aus LNG erzeugtem Strom während der Hafenliegezeit sowie hinreichend realistische Konzepte zur Nutzung von LNG-Schiffsantrieben für hafeninterne Güterumfuhren.

Wo verfügbar, wurden zusätzlich bereits durchgeführte Untersuchungen bzw. Aussagen zur seeseitigen LNG-Nachfrage im Untersuchungsraum kritisch gewürdigt und in Kapitel 1.5 als Grundlage für eine globale Validierung der hier ermittelten Potenziale sowie zur Reflexion von Modellannahmen und deren Sensitivitäten genutzt.

1.2 Häfen an der deutschen Nordseeküste

1.2.1 Hafenstandortdossier Brake (BKE)

Lage und Struktur

Der Braker Seehafen liegt am westlichen Ufer der Weser, etwa 26 km stromaufwärts am seeschifftiefen Wasser der Wesermündung. Während der südliche Abschnitt des Hafens vorrangig auf den Umschlag von Futtermitteln und Getreide ausgerichtet ist, wird der nördliche Bereich inkl. schwerlastfähiger Kaianlage für den Umschlag von Forstprodukten, Eisen, Stahl und Anlagen genutzt.

Über eine Seeschleuse mit einer Kammerlänge von 95 m ist der Binnenhafen für Küstenmotor- und Binnenschiffe erreichbar.

Umschlagschwerpunkte und Schiffsverkehre

Wie in Abbildung 62: dargestellt, ist die Zahl der Hafenanläufe in BKE zwischen 2010 und 2016 bei nur geringen Schwankungen nahezu konstant geblieben. Deutlich gesteigert hat sich im betrachteten Zeitraum die durchschnittliche BRZ je Schiff. Diese ist von ca. 8,5 Tsd. t im Jahr 2010 auf ca. 10,9 Tsd. t in 2016 um mehr als ein Viertel angestiegen. Ebenso ist die Umschlagsmenge im gleichzeitraum um fast ein Viertel auf ca. 6,3 Mio. angewachsen. Mit Ausnahme von Containerverkehren, welche am Standort keine Rolle im Güterverkehr spielen, haben zu dieser Entwicklung alle abgefertigten Frachtschiffssegmente beigetragen.

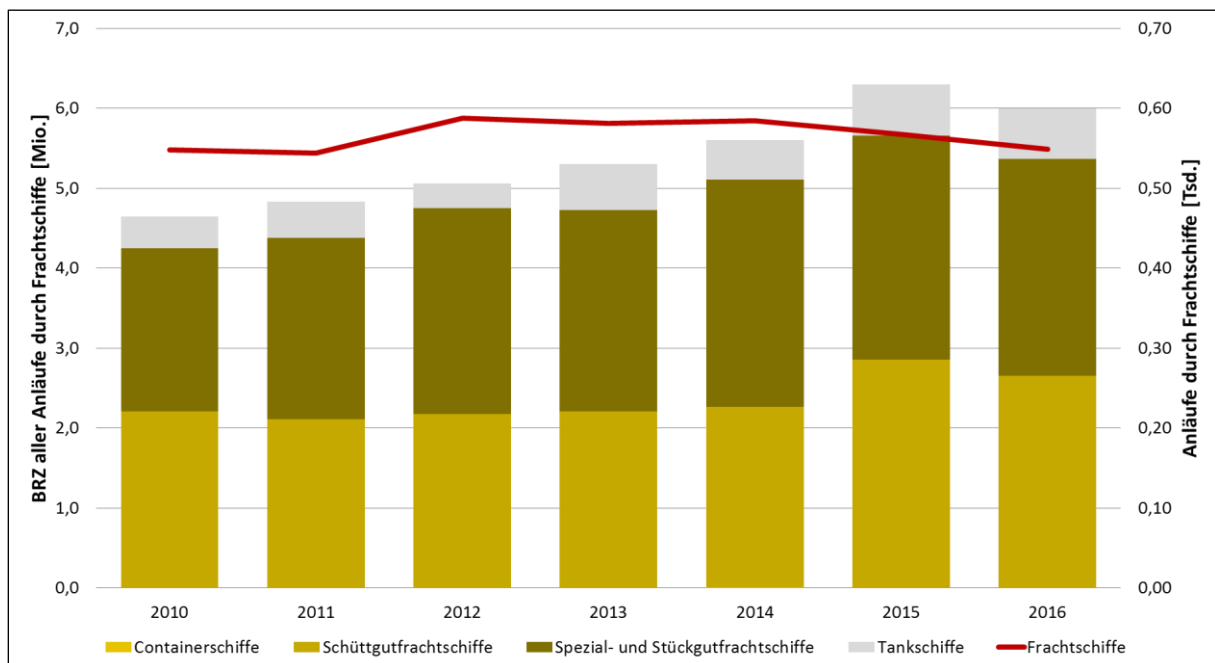


Abbildung 62: Anläufe durch Frachtschiffe im Hafen Brake zwischen 2010 und 2016 [Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat 2017b]

1.2.2 Hafenstandortdossier Brunsbüttel (BRB)

Lage und Struktur

Der Elbehafen BRB liegt an der Zufahrt zum Nord-Ostsee-Kanal (NOK) und verfügt als Universalhafen über eine breite Palette im Güterumschlag.

Umschlagschwerpunkte und Schiffsverkehre

Während das Güterumschlagvolumen am Standort zwischen 2010 und 2016 fast ein Fünftel zugenommen hat, ging die Anzahl der Anläufe durch Frachtschiffe tendenziell zurück. Gleichzeitig die durchschnittliche BRZ je Schiffsanlauf nur leicht zugenommen (siehe Abbildung 63:).

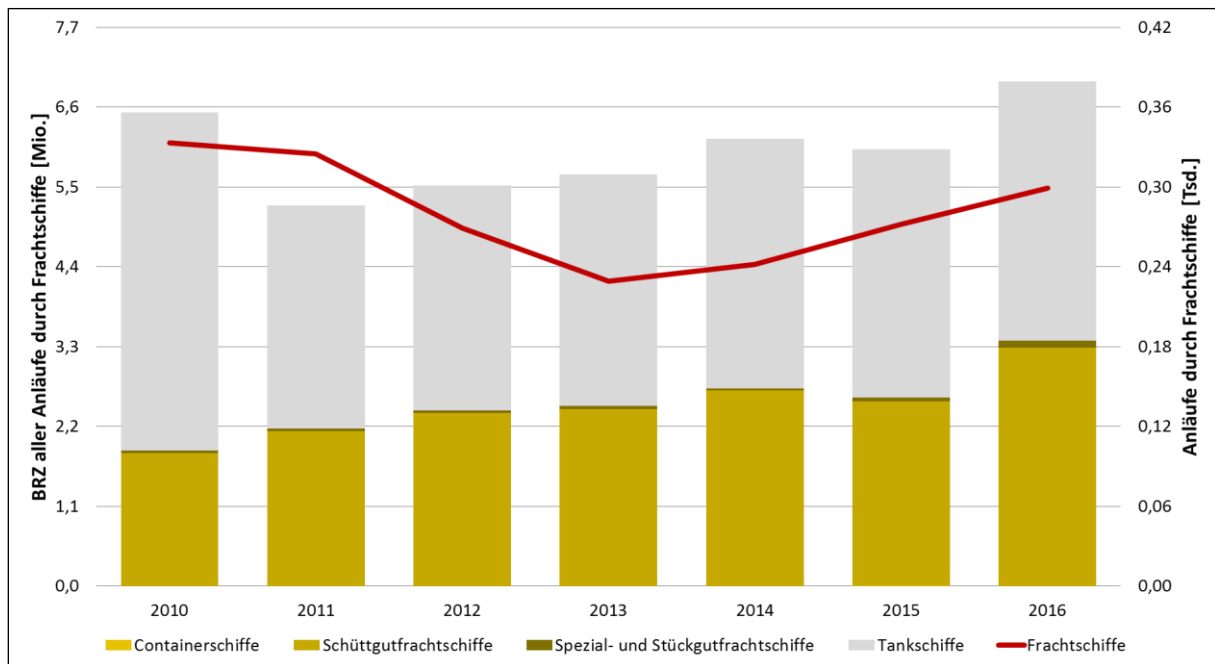


Abbildung 63: Anläufe durch Frachtschiffe im Hafen Brunsbüttel zwischen 2010 und 2016 [Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat 2017b]

1.2.3 Hafenstandortdossier Bremen (BRE)

Lage und Struktur

Der Hafen BRE ist ca. 66 km südlich von der Nordsee verortet und gliedert sich entlang der Weser in mehrere verschiedene kleinere Bereiche unterschiedlicher Funktion und Güterstruktur. Neben konventionellem Stück- und Schwergut ist insbesondere der Umschlag von Massengütern ein wesentliches Merkmal der stadtbremischen Häfen. Im Wesentlichen gliedert sich die Hafenstruktur in den Neustädter Hafen (inkl. Logistikzentren, Hochregallager und Güterverkehrszentrum), Industriehafen (trockene und flüssige Massengüter, Schüttgut), Handelshäfen (inkl. Holz-, Fabriken- und Getreidehafen) sowie Bereich des Hemelinger Hafens (Binnenhafen).

Umschlagschwerpunkte und Schiffsverkehre

Die Anzahl der Schiffsanläufe ist zwischen 2010 und 2016 um fast ein Fünftel zurückgegangen (siehe Abbildung 64:).

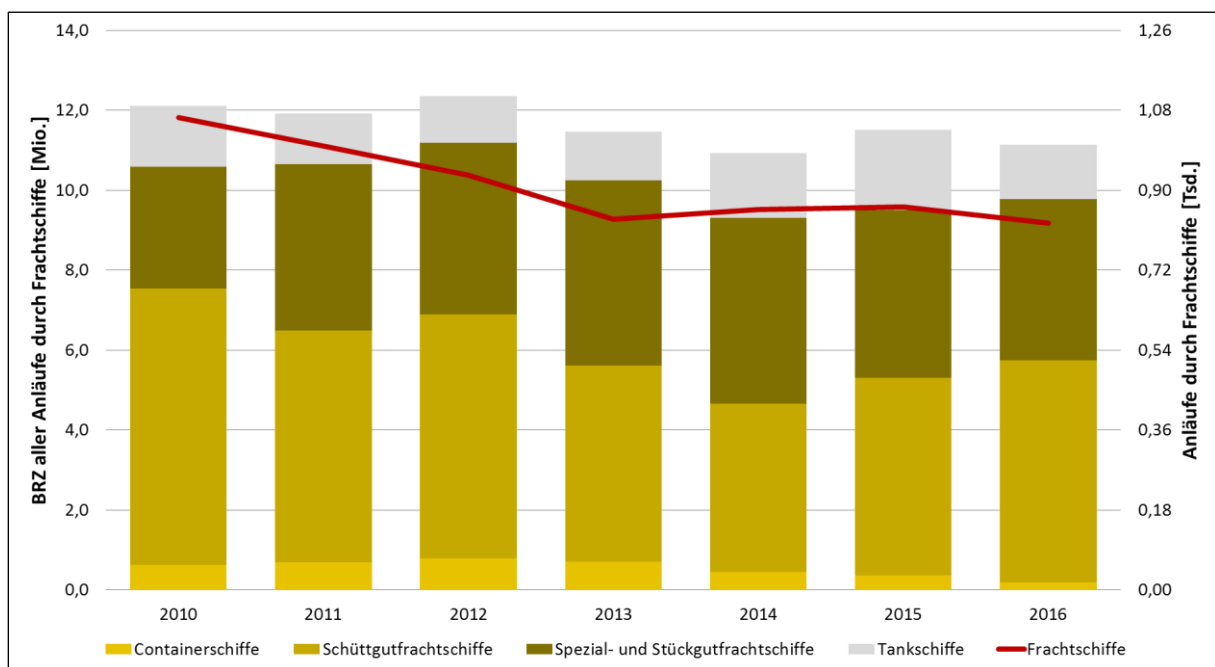


Abbildung 64: Anläufe durch Frachtschiffe im Hafen Bremen zwischen 2010 und 2016 [Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat 2017b]

1.2.4 Hafenstandortdossier Bremerhaven (BRV)

Lage und Struktur

Der Standort BRV liegt an der Außenweser und ist ca. 32 sm von der offenen See entfernt, was einer Revierfahrt von ca. 2,5 h entspricht. Auf Höhe von Bremerhaven mündet die Weser in die Nordsee. Tideunabhängig können Schiffe mit einem Tiefgang von bis zu 12,8 m das Containerterminal anlaufen.

Der Hafen lässt sich die Containerterminals, die Columbuskaje (inkl. Kreuzfahrt-, Frucht- und Stückgutterminals), die Kaiserhäfen I bis III, den Verbindungshafen (inkl. Ölterminal) sowie den Ost- und Nordhafen untergliedern.

Umschlagschwerpunkte und Schiffsverkehre

Wie in Abbildung 65: zusammengefasst, weist die Anzahl der Frachtschiffsanläufe im Hafen BRV eine positive Entwicklung auf.

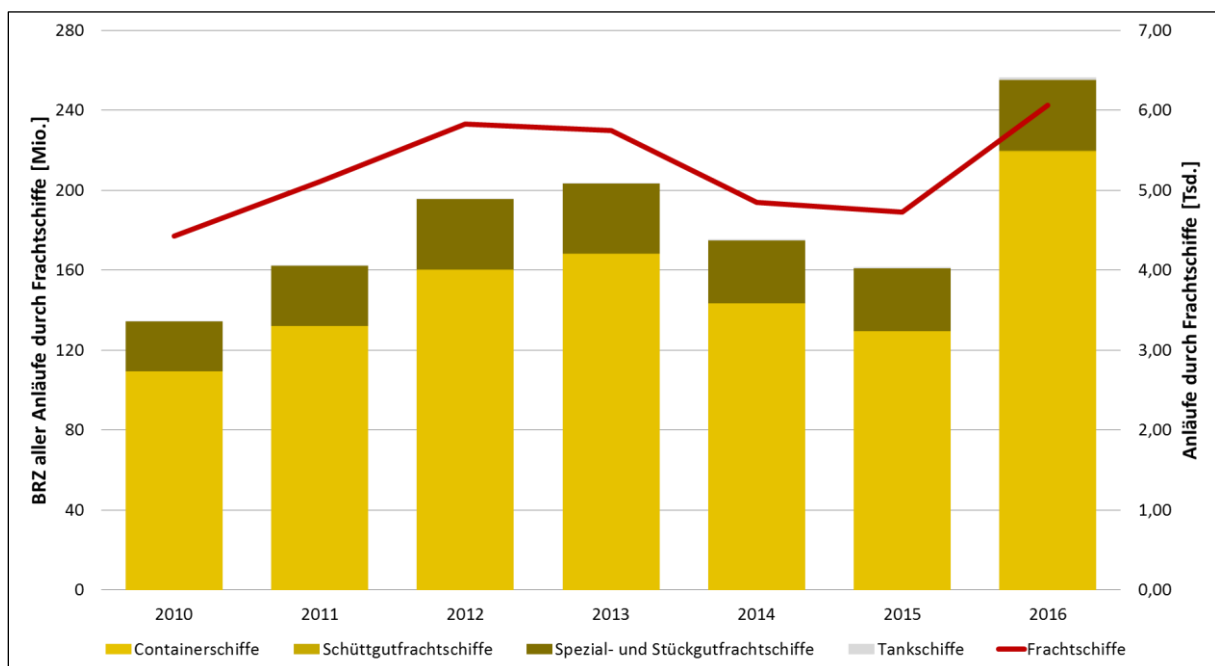


Abbildung 65: Anläufe durch Frachtschiffe im Hafen Bremerhaven zwischen 2010 und 2016 [Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat 2017b]

1.2.5 Hafenstandortdossier Bützfleth (BUZ)

Lage und Struktur

Der Hafen BUZ liegt direkt an der Seeschifffahrtsstraße Elbe, zwischen HAM und der Elbmündung bei CUX, und bietet die Möglichkeit zum Umschlag von Massen- und Stückgütern auf befestigten und hochwassersicheren Umschlag- und Lagerflächen am tidenunabhängigen seeschifftiefen Fahrwasser.

Der nördliche Teil des Anlegers im Hafen BUZ dient der Entladung von Bauxit und zur Verladung von Aluminiumoxid und feuchtem Aluminiumhydroxid. Im Innenhafen können Schiffe mit einer Tragfähigkeit von bis zu 5, Tsd. t (größere Schiffseinheiten auf Anfrage) über eine geschlossene Bandanlage aus den Lagern direkt ins Schiff beladen werden.

Umschlagschwerpunkte und Schiffsverkehre

Während die Zahl der Schiffsanläufe im in Abbildung 66: dargestellten Zeitraum lediglich leicht gestiegen ist, nahm die durchschnittliche BRZ je Frachtschiff um etwa ein Zehntel zu.

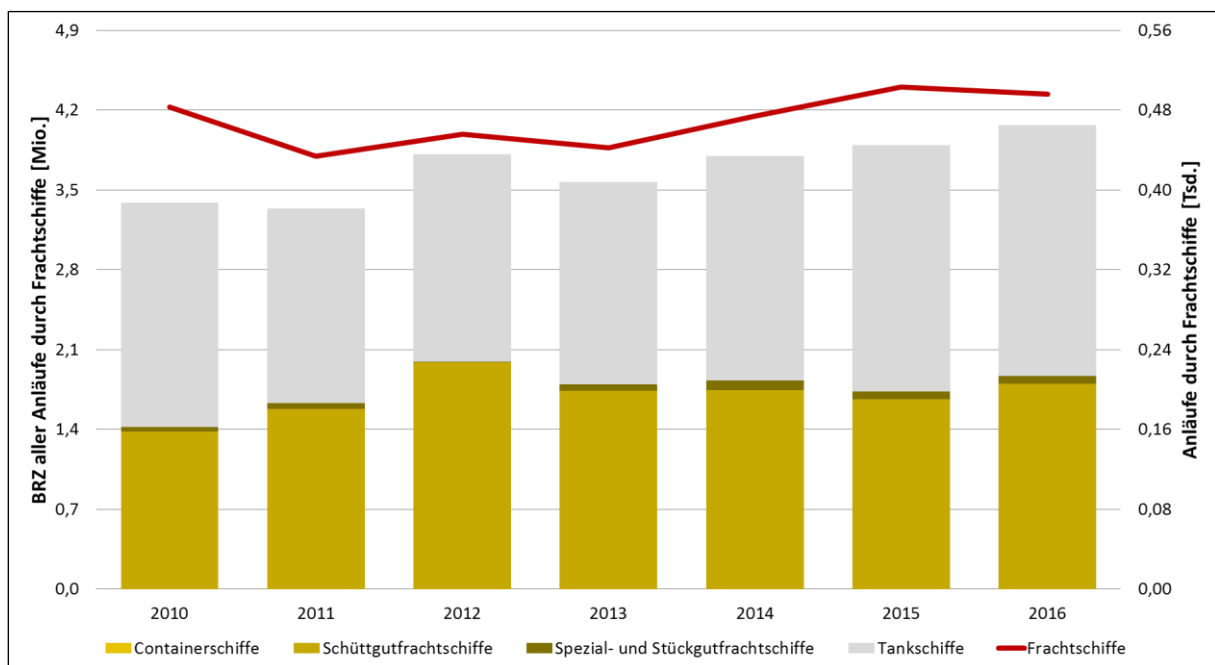


Abbildung 66: Anläufe durch Frachtschiffe im Hafen Bützfleth zwischen 2010 und 2016 [Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat 2017b]

1.2.6 Hafenstandortdossier Cuxhaven (CUX)

Lage und Struktur

Der Seehafen CUX liegt an der Elbmündung zur Nordsee ca. 56 km nordwestlich von Hamburg. Die exzellente Lage Cuxhavens am Weltschiffahrtsweg Elbe wird durch dessen Position an der gegenüberliegenden westlichen Einfahrt zum NOK unterstrichen.

Im östlichen Teil des Amerikahafens befindet sich auf einer Gesamtkailänge von 840 m eine Mehrzweckumschlagsanlage mit insgesamt drei Liegeplätzen.

Umschlagschwerpunkte und Schiffsverkehre

Im Segment der Frachtschiffsverkehre verzeichnet der Standort CUX tendenziell rückläufige Anlaufzahlen (siehe Abbildung 67:).

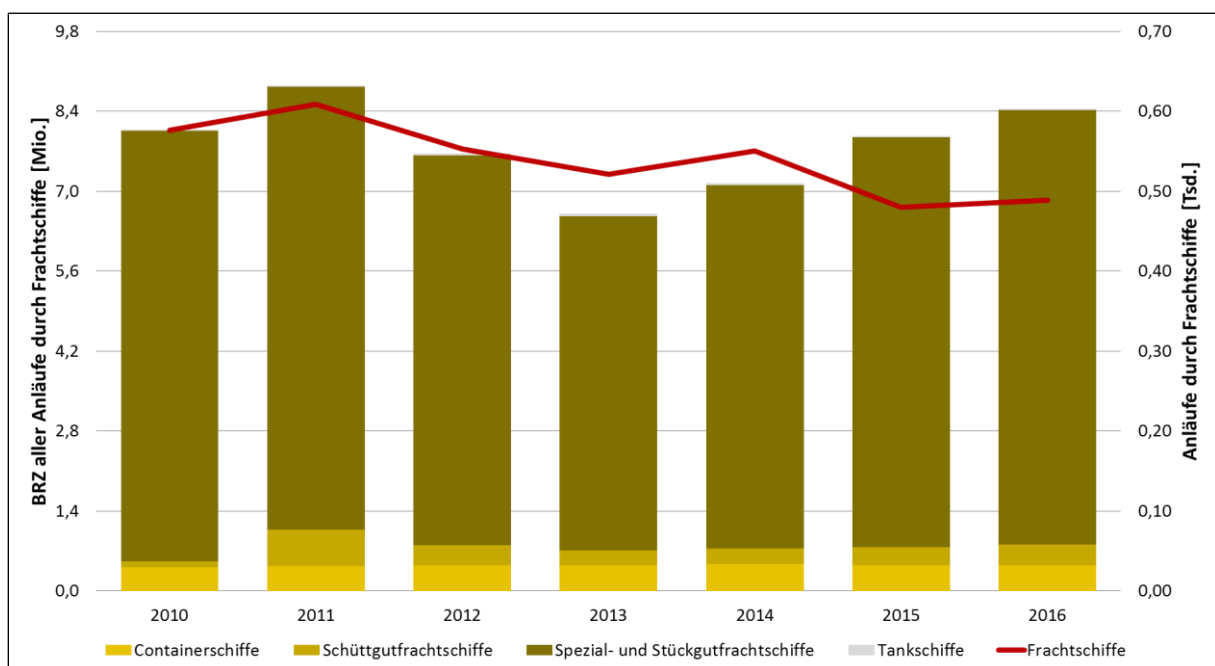


Abbildung 67: Anläufe durch Frachtschiffe im Hafen Cuxhaven zwischen 2010 und 2016 [Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat 2017b]

1.2.7 Hafenstandortdossier Emden (EME)

Lage und Struktur

Der Seehafen EME liegt als westlichster deutscher Seehafen ca. 38 km stromauf der Emsmündung. Die Hafenanlagen gliedern sich in den tideoffenen Außenhafen mit dem Larrelter Polder und dem Rysumer Nacken sowie den hiermit durch zwei leistungsfähige Schleusen verbundenen tidefreien Binnenhafen. Für die See- und Binnenschifffahrt steht die Große Seeschleuse zur Verfügung. Die Nesserlander Schleuse ist vor allem für Binnenschiffe geeignet.

Schwerpunktmäßig werden im Seehafen Emden Neufahrzeuge als RoRo-Ladung umgeschlagen und zugehörige Logistiksystemdienstleistungen für Automobilhersteller erbracht. Hohe Bedeutung haben auch Umschlag, Lagerung und Distribution von Papier und Zellstoff sowie weiteren Rohstoffen zur Papierherstellung. Ein wichtiges Geschäftsfeld sind zudem Logistikservices für die On- und Offshore-Windenergie. Aber auch Massengüter, massenhafte Stückgüter und Projektladungen werden regelmäßig im Emdener Hafen umgeschlagen.

Umschlagschwerpunkte und Schiffsverkehre

Abbildung 68: Verdeutlicht, dass die Zahl der Anläufe durch Frachtschiffe zwar zuletzt leicht rückläufig war, jedoch in 2016 über dem Niveau aus 2010 liegt.

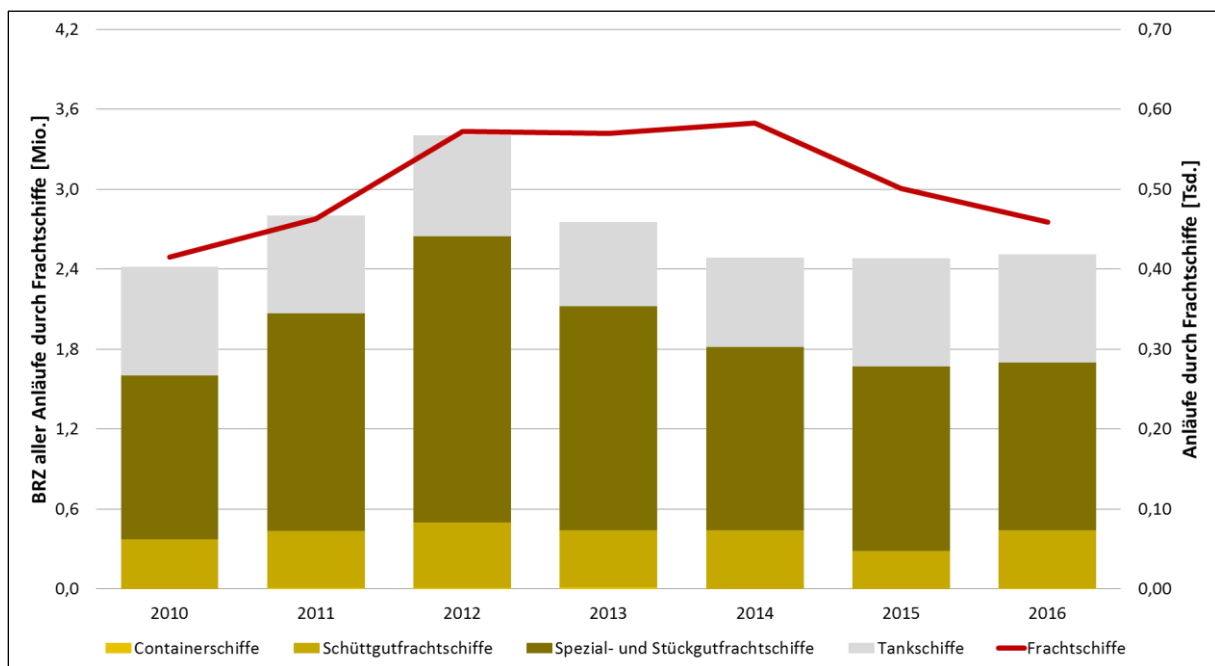


Abbildung 68: Anläufe durch Frachtschiffe im Hafen Emden zwischen 2010 und 2016 [Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat 2017b]

1.2.8 Hafenstandortdossier Hamburg (HAM)

Lage und Struktur

Der Hamburger Hafen ist ein offener Tidehafen an der Unterelbe in der Freien und Hansestadt Hamburg. Er ist der größte Seehafen in Deutschland und nach dem Hafen Rotterdam sowie Hafen von Antwerpen der drittgrößte in Europa

Umschlagschwerpunkte und Schiffsverkehre

Bei tendenziell rückläufigen Anlaufzahlen zeichnet sich während der vergangenen Jahre durchgängig ein deutliches Wachstum der durchschnittlichen BRZ je Frachtschiffsanlauf ab (siehe Abbildung 69:).

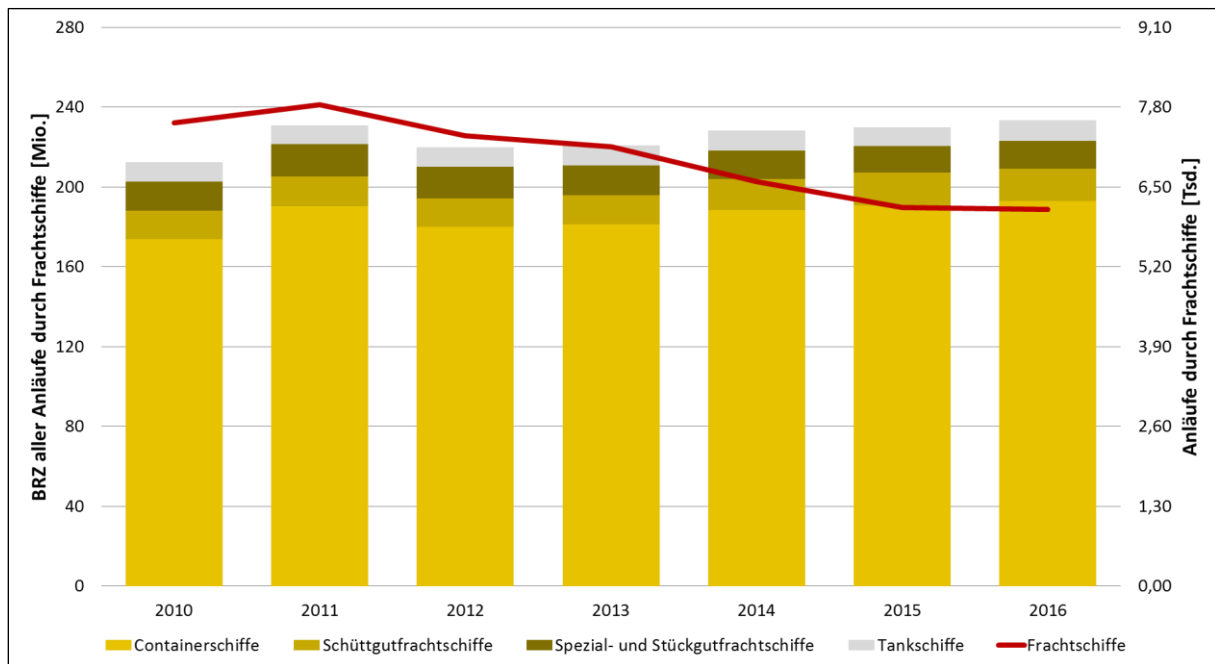


Abbildung 69: Anläufe durch Frachtschiffe im Hafen Hamburg zwischen 2010 und 2016 [Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat 2017b]

1.2.9 Hafenstandortdossier Wilhelmshaven (WVN)

Lage und Struktur

Die Wilhelmshavener Häfen bestehen aus verschiedenen Hafenanlagen im Gebiet der Stadt Wilhelmshaven, die sich vom Stadtbereich nach Norden untergliedern in Stadthafen, Nordhafen, Marinestützpunkt Heppenser Groden, NWO-Ölhafen, Niedersachsenbrücke (Kohleentladung), Umschlaganlage Voslapper Groden (Ethylen und andere chemische Rohstoffe), CTW im JadeWeserPort (Container).

Umschlagschwerpunkte und Schiffsverkehre

Bei tendenziell nur langsam steigenden Anlaufzahlen durch Frachtschiffe, wächst die durchschnittliche BRZ je Anlauf deutlich überproportional (siehe Abbildung 70:

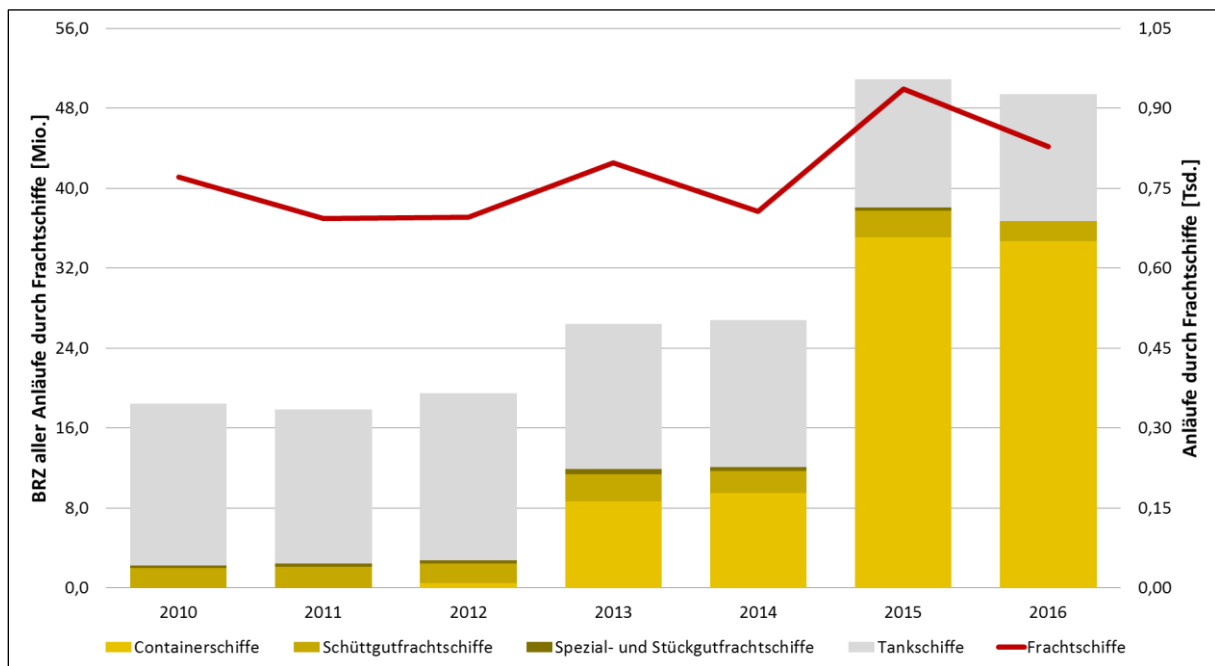


Abbildung 70: Anläufe durch Frachtschiffe im Hafen Wilhelmshaven zwischen 2010 und 2016 [Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat 2017b]

1.2.10 Gesamtbetrachtung

Insgesamt ist die Anzahl der Hafenanläufe durch Frachtschiffe in den Häfen den Untersuchungsraums im Vergleich der Jahre 2010 und 2016 nahezu konstant (siehe Abbildung 71:).

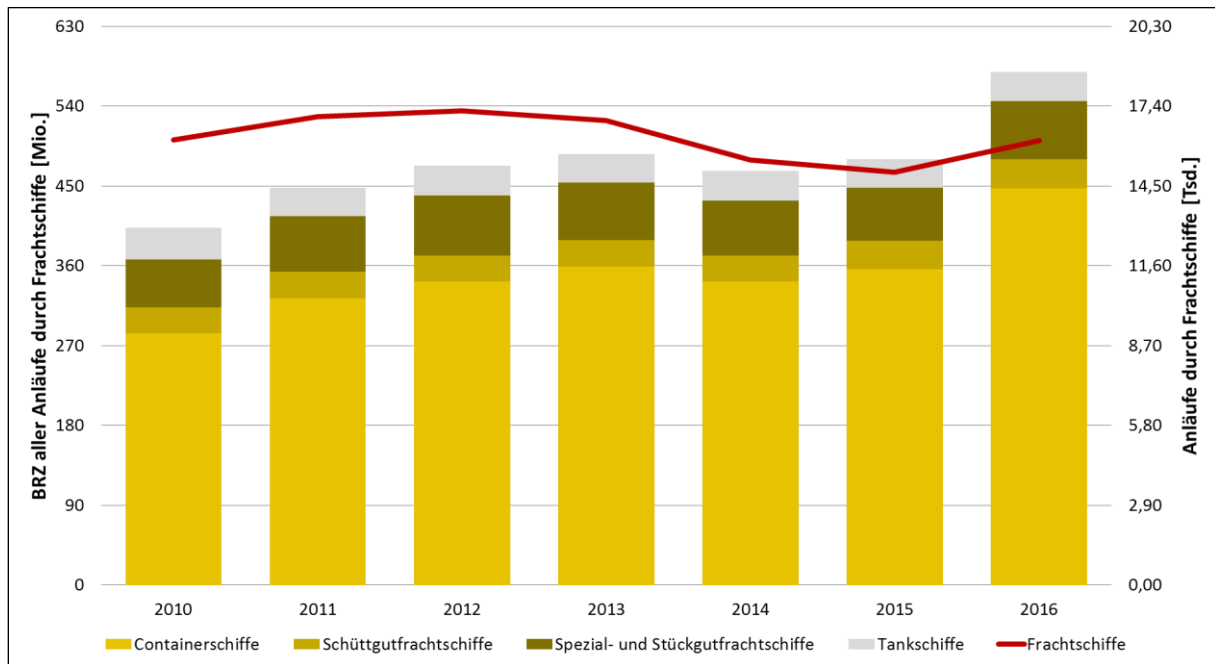


Abbildung 71: Anläufe durch Frachtschiffe in den Häfen im Untersuchungsraum zwischen 2010 und 2016 [Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat 2017b]

1.3 Entwicklung der Frachtschiffsverkehre in den Häfen an der deutschen Nordseeküste bis 2030

1.3.1 Containerschiffe

Gegenüber dem Status quo wird für die Häfen im Untersuchungsraum bis 2030 insgesamt eine deutliche Steigerung der Anläufe auf fast 11,8 Tsd. Containerschiffe erwartet (siehe Abbildung 72:). Im Vergleich zum Jahr 2016 bedeutet dies ein Anstieg um etwas mehr als ein Viertel. In diesem Zusammenhang ist analog zu Entwicklung der vergangenen Jahre bis 2030 ebenso ein Anstieg der durchschnittlichen BRZ je Hafenanlauf durch ein Containerschiff um ca. 42 % gegenüber dem Jahr 2016 zu erwarten.

Auf Grundlage der in der Seeverkehrsprognose für Deutschland formulierten Containerumschlagsteigerungen und den an den einzelnen Hafenstandorten unterschiedlichen Schiffsgößenstrukturen weist die Entwicklung der Hafenanläufe an den drei umschlagstärksten Hafenstandorten eine unterschiedliche Dynamik auf. Während sich am Standort WVN zwischen 2016 und 2030 die Anzahl der Hafenanläufe durch Containerschiffe etwa verdreifachen wird, wird für HAM und BRV im selben Zeitraum ein Anstieg der Hafenanläufe durch Containerschiffe um lediglich ein Sechstel bzw. ein Fünftel erwartet. Dieser Umstand lässt sich jedoch insbesondere durch die im Status quo in WVN noch vergleichsweise geringe absolute Anzahl von Hafenanläufen erklären.

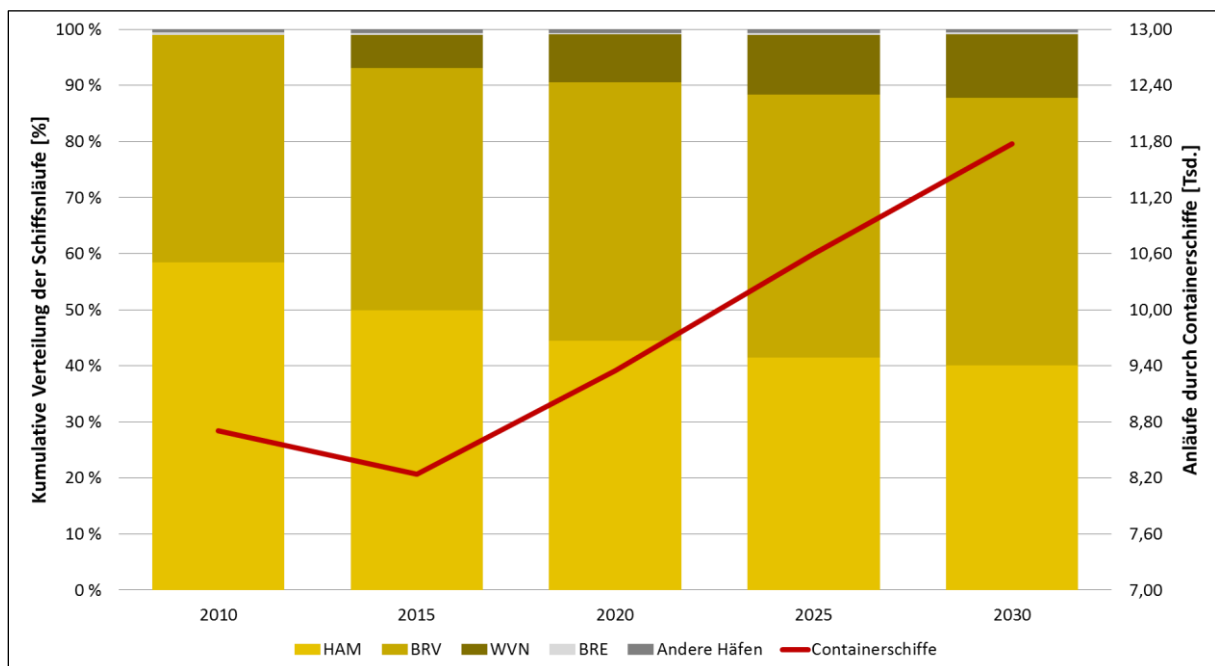


Abbildung 72: Anläufe durch Containerschiffe im Untersuchungsraum zwischen 2010 und 2030 [Eigene Berechnungen auf Basis von MWP et al. 2014 / Eurostat 2017a / Eurostat 2017b]

1.3.2 Schüttgutschiffe

Während für die Containerschiffahrt im Untersuchungsraum mittelfristig von einem Wachstum der Hafenanläufe auszugehen ist, wird im Segment der Schüttgutschiffsverkehre bis 2030 ein Rückgang auf weniger als 1,1 Tsd. Hafenanläufe erwartet (siehe Abbildung 73:). Gegenüber dem Jahr 2016 entspricht dies einer Abnahme um etwa ein Fünftel. Diese Abschätzung zur Marktentwicklung pflügt sich in die skizzierte Dynamik seit 2010 ein. Grundsätzlich zeigt sich, dass die Hafenanlaufzahlen an den Standorten HAM, BRV, WVN und BRE leicht überdurchschnittlich von dieser Entwicklung geprägt sein werden.

Ebenso ist jedoch zu konstatieren, dass die durchschnittliche BRZ je Hafenanlauf durch ein Schüttgutschiff in den Häfen des Untersuchungsraums insgesamt um etwa ein Sechstel zwischen 2016 und 2030 anwächst, was ebenso die Trends in der Flottenentwicklung der Vorjahre bestätigt.

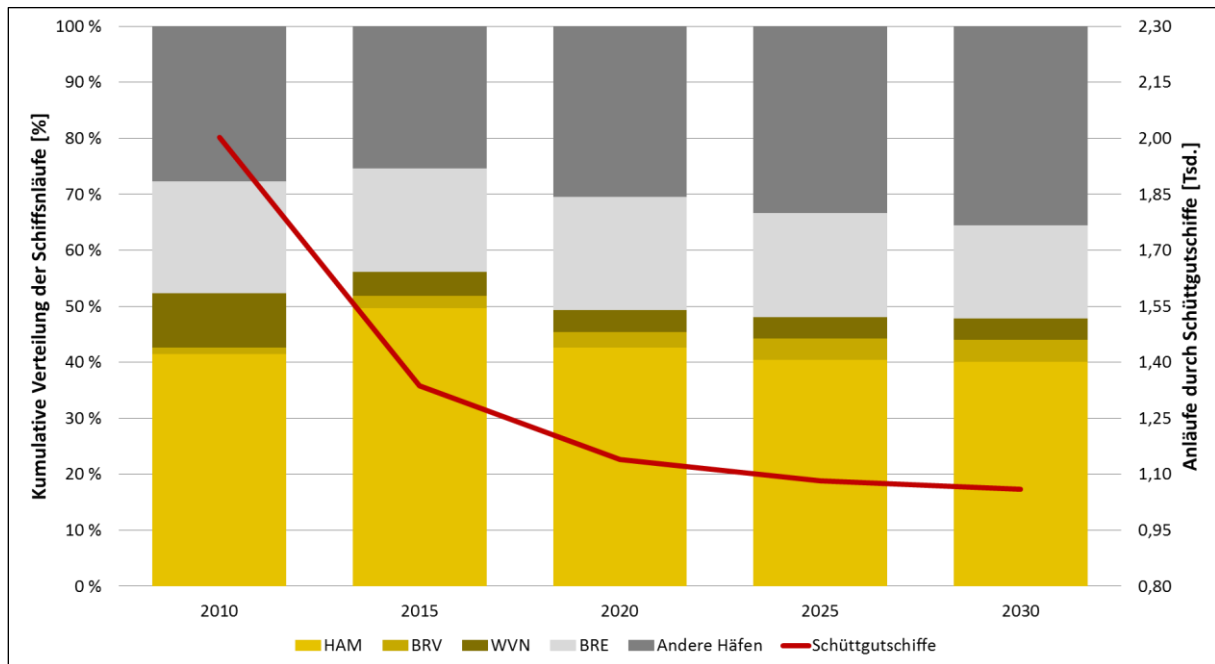


Abbildung 73: Anläufe durch Schüttgutschiffe im Untersuchungsraum zwischen 2010 und 2030 [Eigene Berechnungen auf Basis von MWP et al. 2014 / Eurostat 2017a / Eurostat 2017b]

1.3.3 Spezial- und Stückgutschiffe

Abbildung 74: zeigt, dass für die Häfen im Untersuchungsraum insgesamt ein Rückgang der Anläufe durch Spezial- und Stückgutschiffe bis 2030 auf ca. 2,5 Tsd. erwartet wird. Dies entspricht einer Abnahme um ein Viertel zwischen 2016 und 2030. Hervorzuheben ist, dass bis 2020 in der Summe mit nahezu konstanten Anlaufzahlen in den deutschen Nordseehäfen gerechnet wird und sich erst in den folgenden zehn Jahren ein Rückgang abzeichnet.

Ergänzend ist festzuhalten, dass von der skizzierten Gesamtmarktentwicklung bei Spezial- und Stückgutverkehren nicht alle Häfen in gleichem Maß betroffen sind bzw. sich teilw. gegenläufige Trends abzeichnen. Während sich der Marktanteil bei Hafenanläufen in diesem Segment für die zwei umschlagstärksten Häfen halbiert, steigt er für die übrigen Häfen auf etwa drei Viertel. Einerseits wird dieser Trend begünstigt durch sinkende Anlaufzahlen in den umschlagstärksten Häfen, andererseits durch die in den weiteren Häfen zwischen 2016 und 2030 um etwa ein Fünftel steigenden Hafenanlaufzahlen. Von einer signifikanten Steigerung der durchschnittlichen BRZ je Hafenanlauf zwischen 2016 und 2030 in diesem Schifffahrtssegment ist analog zu den Vorjahresperioden nicht auszugehen.

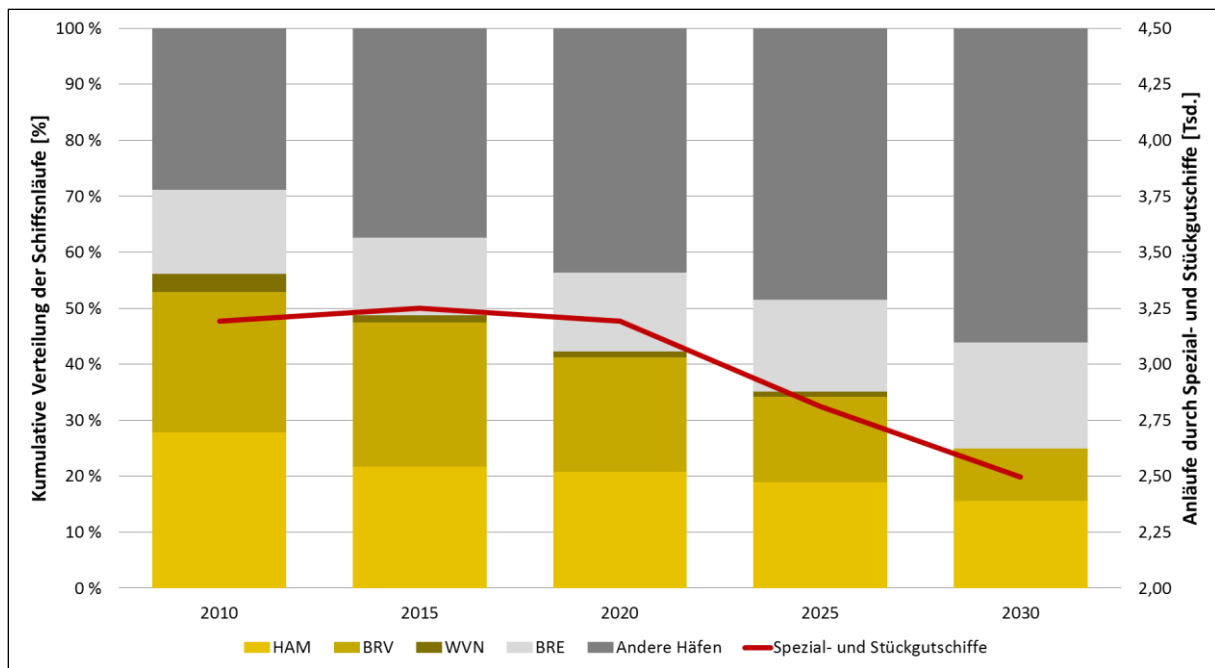


Abbildung 74: Anläufe durch Spezial- und Stückgutschiffe im Untersuchungsraum zwischen 2010 und 2030 [Eigene Berechnungen auf Basis von MWP et al. 2014 / Eurostat 2017a / Eurostat 2017b]

1.3.4 Tankschiffe

Ähnlich wie in den Segmenten der Schütt-, Spezial- und Stückgutschiffe so ist auch für den Bereich der Tankschiffe weiterhin von insgesamt fallenden Hafenanlaufzahlen an der deutschen Nordseeküste auszugehen (siehe Abbildung 75:). Obgleich die Anzahl der Hafenanläufe in diesem Markt bis 2020 auf nahezu konstantem Niveau verbleibt, geht sie zwischen 2016 und 2030 um insgesamt etwa ein Achtel auf ca. 2,0 Tsd. zurück.

Im Zuge der Entwicklung bis 2030 zeichnen sich insgesamt nur vergleichsweise geringe Verschiebungen der Marktanteile zwischen den Häfen an der deutschen Nordseeküste ab, welche langfristig etwa dem Niveau von 2010 entsprechen. BRE sowie die weiteren, gemessen am Umschlagvolumen kleineren Häfen entwickeln sich gegenüber dem Gesamtmarkt an der deutschen Nordseeküste zwischen 2016 und 2030 leicht positiv. Auch wird erwartet, dass die durchschnittliche BRZ je Hafenanlauf durch ein Tankschiff an der deutschen Nordseeküste bis 2030 um ca. 39 % gegenüber dem Niveau des Jahrs 2016 anwächst.

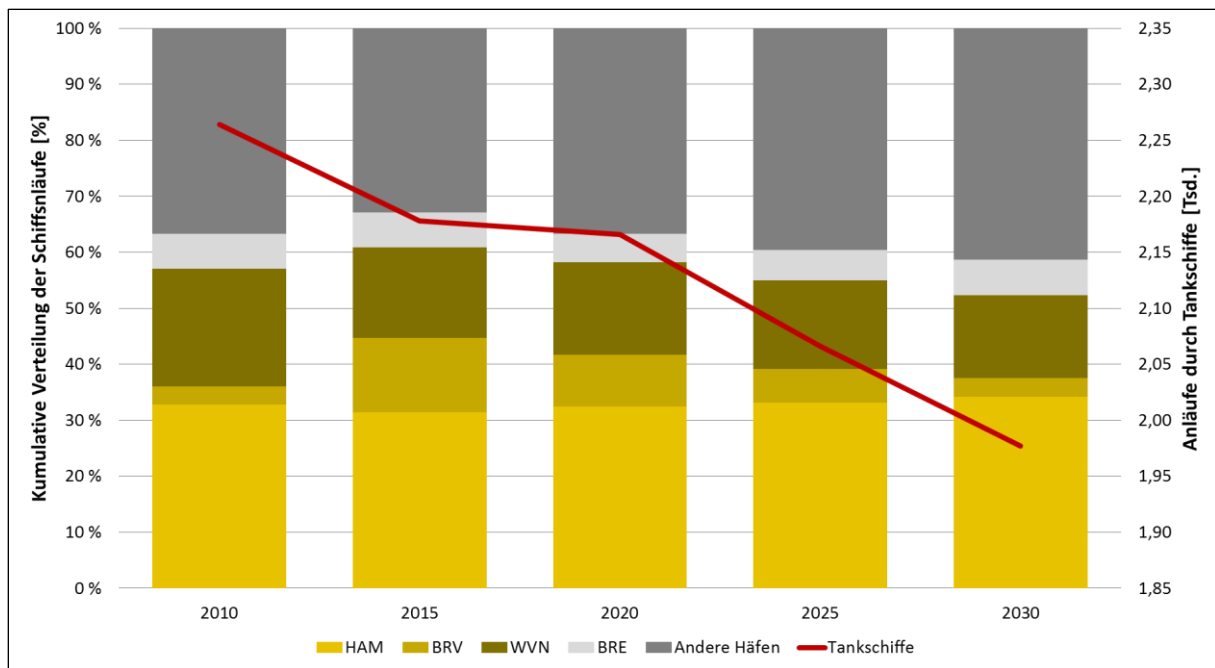


Abbildung 75: Anläufe durch Tankschiffe im Untersuchungsraum zwischen 2010 und 2030 [Eigene Berechnungen auf Basis von MWP et al. 2014 / Eurostat 2017a / Eurostat 2017b]

1.3.5 Gesamtbetrachtung

Abbildung 76: fasst die zuvor schiffssegmentspezifisch aufbereiteten Trends bei Hafenanläufen durch Frachtschiffe an der deutschen Nordseeküste zusammen und vermittelt einen Eindruck über die Gesamtentwicklung über alle Standorte. Es wird deutlich, dass die Zahl der Hafenanläufe durch Frachtschiffe im Untersuchungsraum bis zum Jahr 2030 auf ca. 17,3 Tsd. ansteigt. Gegenüber dem Jahr 2016 entspricht dies einem Zuwachs um ca. 7 %. Wesentlicher Treiber dieser Entwicklung ist die Containerschiffahrt, welche die Rückgänge in den weiteren Schiffssegmenten vollständig kompensieren kann.

Während sich die Zahl der Hafenanläufe am Standort WVN zwischen 2016 und 2030 etwa verdoppelt und einige der weiteren Häfen im selben Zeitraum teilw. deutliche Schwankungen bei der Anzahl der Hafenanläufe durch Frachtschiffe aufweisen, tendiert die Anzahl der Schiffsanläufe für HAM, BRV und BRE bis 2030 zum Ausgangsniveau aus 2016. Die Anzahl der Frachtschiffsanläufe an den fünf, gemessen am Umschlagvolumen kleineren Hafenstandorten im Untersuchungsraum steigt von 2016 bis 2030 um etwa ein Sechstel. Es wird erwartet, dass BRV und WVN ihren Marktanteil bei Schiffsanläufen im Untersuchungsraum bis 2030 deutlich steigern, während er für die Standorte HAM und BRE im Zeitverlauf zurückgeht.

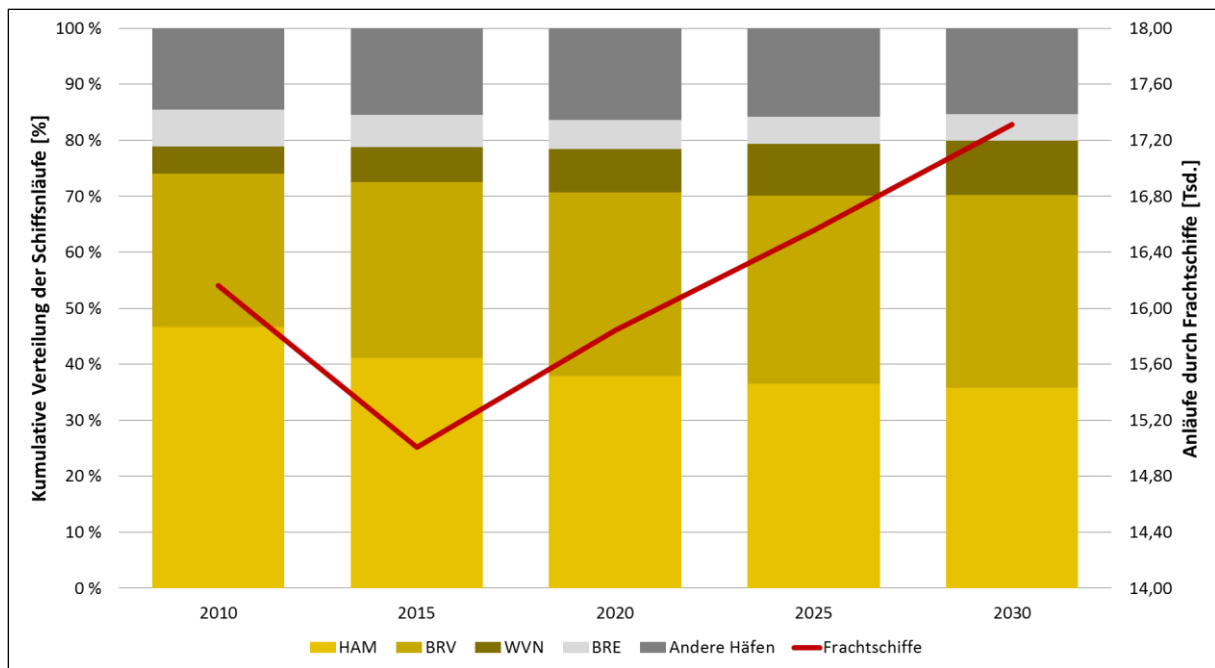


Abbildung 76: Anläufe durch Frachtschiffe im Untersuchungsraum zwischen 2010 und 2030 [Eigene Berechnungen auf Basis von MWP et al. 2014 / Eurostat 2017a / Eurostat 2017b]

1.4 LNG-Potenzial in der Seeschifffahrt an der deutschen Nordseeküste

Wie in Abbildung 77: dargestellt, wird abgeschätzt, dass sich die Anzahl der LNG-Bunkervorgänge zur Versorgung der Seeschifffahrt an der deutschen Nordseeküste bis zum Jahr 2030 auf jährlich etwas mehr als 500 steigern wird. In der Summe dominieren hierbei mit einem Anteil von etwa zwei Drittel Bunkervorgänge mit einer Nachfragemenge von jeweils weniger als 100 t. Dies entspricht der Tankmenge von bis zu sechs LNG-Tank-Lkw. Der überwiegende Teil der LNG-Bunkervorgänge innerhalb dieser Mengenkategorie ist jedoch mit drei bis vier Tank-Lkw durchführbar. Zudem wird eine Vielzahl von Bebunkerungen kleinerer Schiffseinheiten sowie zur Energieversorgung während der Hafenliegezeit mit weniger als der maximal möglichen Zuladung eines LNG-Tank-Lkw realisierbar sein. Überdurchschnittlich stark vertreten sind in diesem Mengensegment die Häfen EME, CUX und HAM, während für WVN in 2030 kaum LNG-Bunkervorgänge mit weniger als 100 erwartet werden.

Fast jede sechste Schiffsbebunkerung an der deutschen Nordseeküste erfolgt in 2030 mit mehr als 500 t LNG. Schwerpunkte für diese Bunkervorgänge liegen in BRV und HAM. Insgesamt wird im Untersuchungsraum mehr als die Hälfte aller LNG-Bunkervorgänge in 2030 in diesen beiden Häfen durchgeführt. Mehr als ein Viertel aller Bunkervorgänge an der deutschen Nordseeküste, wenn auch mit durchschnittlich geringeren LNG-Mengen als in den umschlagstärksten Häfen, entfällt 2030 auf EME und CUX. Ca. 15 % der Bunkervorgänge sind durch LNG-Mengen zwischen 200 und 500 t gekennzeichnet.

Im Untersuchungsraum variiert die abgeschätzte jährliche LNG-Absatzmenge in der Seeschifffahrt zwischen den einzelnen Hafenstandorten nicht zuletzt aufgrund der unterschiedlichen Schiffssegmente und Anzahl von Hafenanläufen erheblich. Das größte Nachfragepotenzial wird für die Hafenstandorte HAM und BRV mit zusammen ca. 132,5 Tsd. t im Jahr 2030 prognostiziert. Etwa drei Viertel des gesamten maritimen LNG-Bedarfs im Untersuchungsraum entfallen auf beide Häfen. Während die geringsten LNG-Absatzmengen mit jeweils deutlich weniger als 5,0 Tsd. t/a an den Standorten BRB, BUZ und EME erwartet werden, beträgt die kalkulierte LNG-Nachfrage durch die Seeschifffahrt in BKE, BRE und CUX jährlich zwischen 5,0 und 10,0 Tsd. t.

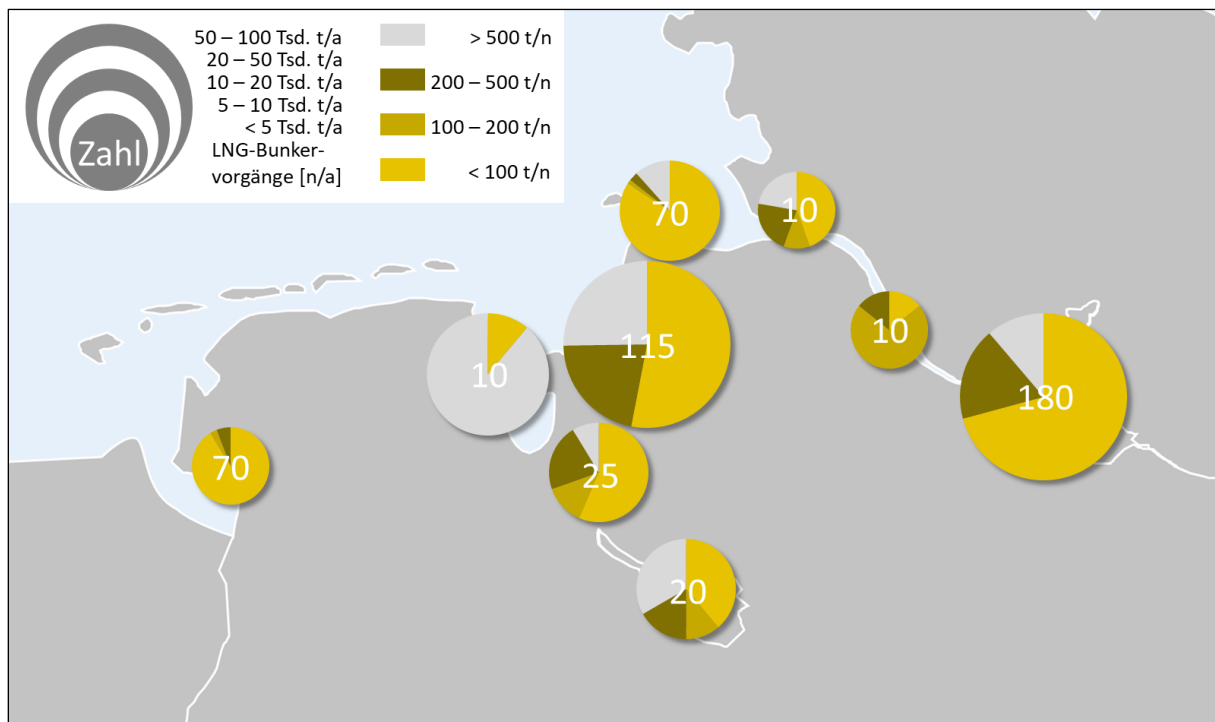


Abbildung 77: LNG-Bunkervorgänge und -mengen der Seeschifffahrt im Untersuchungsraum in 2030 [Eigene Berechnungen]

Tabelle 8: fasst zusammen, mit welcher Dynamik sich die LNG-Nachfrage der Seeschifffahrt im Untersuchungsraum zwischen 2020 und 2030 entwickelt. Bis 2020 besitzt der Gesamtmarkt an der deutschen Nordseeküste mit ca. 26,6 Tsd. t LNG ein nur geringes Nachfragegerüst. Mit einem Anteil von insgesamt fast zwei Drittel im Jahr 2020 und sogar etwa drei Viertel in 2030 liegt der Schwerpunkt der maritimen LNG-Nachfrage durchgängig in den Häfen BRV und HAM. Diese Entwicklung zeigt, dass die Bedeutung der beiden Hafenstandorte als LNG-Bunkerort im Untersuchungsraum im dargestellten Zeitverlauf deutlich steigt.

Ein erstes signifikantes Wachstum der seeseitigen LNG-Nachfrage auf ca. 124,0 Tsd. t ist bis zum Jahr 2025 zu erwarten. Damit nimmt der Bunkermarkt für den Kraftstoff LNG in den Häfen an der deutschen Nordseeküste zwischen 2020 und 2025 etwa um mehr als das Dreieinhalbfache zu. Wenn auch mit etwas geringerer Dynamik als in den Vorjahresperioden entwickelt sich der LNG-Markt in der Seeschifffahrt zwischen 2025 und 2030 weiterhin positiv und steigt auf ca. 176,1 Tsd. t/a. Insbesondere an den Standorten BUZ und WVN wächst der Markt für den Kraftstoff LNG in der Seeschifffahrt nach 2025 deutlich langsamer als zuvor sowie in den weiteren Häfen.

[Tsd. t]	BKE	BRB	BRE	BRV	BUZ	CUX	EME	HAM	WVN	Gesamt
2020	0,2	0,0	0,5	9,2	0,4	2,7	1,1	7,4	5,2	26,6
2025	2,3	0,8	4,1	41,2	1,1	5,6	2,2	49,3	17,3	124,0
2030	5,4	2,7	5,8	58,1	1,3	8,1	2,9	74,4	17,4	176,1

Tabelle 8: LNG-Bunkermengen der Seeschifffahrt im Untersuchungsraum zwischen 2020 und 2030 [Eigene Berechnungen]

1.5 Kritische Würdigung der Ergebnisse

1.5.1 Einordnung weiterer LNG-Potenziale

Bereits berücksichtigt in der quantitativen Analyse zum seeseitigen LNG-Potenzial an der deutschen Nordseeküste sind Konzepte und potenzielle Volumina im Zusammenhang mit der Versorgung von Kreuzfahrtschiffen mit Strom bzw. LNG an den marktrelevanten Standorten des Kreuzfahrtsegments im Untersuchungsraum während der Hafenliegezeit. Eine tiefergehende Analyse des Kreuzfahrtschiffssegments erfolgte im Rahmen dieser Untersuchung aus den in Kapitel 1.1 geschilderten Gründen nicht. Gleichwohl existieren seitens der Kreuzfahrtbranche Bestrebungen, zukünftig den Kraftstoff LNG als potenzielle Compliance-Strategie stärker zu berücksichtigen. Beispielhaft wird hier auf Schiffsneubauprojekte der AIDA Cruises - German Branch of Costa Crociere S.p.A. bzw. der Carnival Corporation & plc verwiesen. U. a. die im September 2017 durch die MEYER WERFT GmbH & Co. KG in Papenburg auf Kiel gelegte und planmäßig ab Dezember 2018 einsetzbare Kreuzfahrtschiff ‚AIDAnova‘ erhält einen LNG-Antrieb [vgl. AIDA Cruises 2017].

Ein mittelfristig nicht signifikantes LNG-Nachfragepotenzial im Untersuchungsraum wird der Binnenschifffahrt unterstellt. Zwar verzeichnen bspw. BRE und EME eine Vielzahl von Anläufen durch Binnenschiffe und mit Januar 2019 bzw. 2020 gelten in diesem Segment bei Schiffsneubauten für Motoren mit einer Leistung von bis zu 0,3 MW/h bzw. darüber deutlich strengere Emissionsgrenzwerte, jedoch ist u. a. aufgrund der deutlich höheren anteiligen Kosten des LNG-Antriebs an der Gesamtinvestition für einen Schiffsneubau als bspw. in der Seeschifffahrt und den ergänzend notwendigen Abgasnachbehandlungssystemen eine nur vergleichsweise geringe Neubauquote zu erwarten. Das im Status quo bereits hohe Durchschnittsalter der deutschen Binnenschiffsflotte wird sich in den nächsten Jahren potenziell weiter erhöhen und Ersatzinvestitionen werden in erheblichem Maße hinausgezögert. Ähnlich wie im Kreuzfahrtsegment sind jedoch auch in der Binnenschifffahrt u. a. mit den im April 2012 bzw. September 2013 in Dienst gestellten Binnentankschiffen ‚Greenstream‘ bzw. ‚Green Rhine‘ der Royal Dutch Shell plc bereits Schiffseinheiten mit LNG-Antrieb in Fahrt.

Auch in der behördlichen Schifffahrt in Deutschland ist ein Markt für die Nutzung von LNG-Antrieben zu sehen. Auf Bundesebene umfasst die Schiffsflotte mehr als 3,0 Tsd. Fahrzeuge, von denen etwa ein Drittel motorisiert ist. Gegenwärtig erfolgt bspw. ein Ersatzneubau für das Vermessungs-, Wracksuch- und Forschungsschiff ‚Atair‘ des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie durch die Fr. Fassmer GmbH & Co. KG unter Berücksichtigung eines LNG-Antriebs [vgl. Fassmer 2016]. Auf Ebene der Bundesländer kann die ‚greenports 1‘ der bremenports GmbH & Co. KG als Positivbeispiel benannt werden. Ähnlich wie im Segment der Binnenschifffahrt ist jedoch auch an dieser Stelle zu erwarten, dass die Marktdurchdringung von LNG-Antrieben mittelfristig eher auf einem sehr geringen Niveau und damit ohne signifikante Nachfrageimpulse erfolgen wird. Gründe hierfür sind u. a. die teilw. hochgradig speziellen Einsatzgebiete und kurzen -zeiten von Behördenschiffen und damit verbunden die besonderen Anforderungen an bzw. Restriktionen bei Schiffsdimension und Nutzraumbedarf, hohen Tankverweildauern sowie nur geringen Bunkermengen des Kraftstoffs LNG.

Neben den genannten Schiffssegmenten sind zusätzliche, jedoch nur schwerlich quantifizierbare Anknüpfungspunkte für einen LNG-Absatz auch an nicht betrachteten deutschen Nordseehäfen sowie innerhalb spezifischer Infrastrukturen wie dem NOK zu verorten. Die Zahl der Schiffsverkehre durch den NOK ist in den vergangenen Jahren stetig zurückgegangen und betrug im Jahr 2016 noch ca. 29,3 Tsd. Etwa ein Fünftel dieser Verkehre ist durch den Hafen HAM induziert. Es wird erwartet, dass in größerem Umfang auch Schiffsverkehre der weiteren im Untersuchungsraum befindlichen Hafenstandorte aus der oder in die Ostsee dem NOK zuzuordnen sind. Mit Blick auf den für diese Standorte bereits skizzierten seeseitigen LNG-Absatz ist damit das dem NOK zuordenbare zusätzliche LNG-Nachfragepotenzial als eher gering zu beschreiben.

1.5.2 Einordnung vorangegangener Untersuchungen zum LNG-Potenzial

Brunsbüttel (BRB) und Hamburg (HAM)

Eine für den Hafen BRB in 2015 angefertigte Untersuchung zum LNG-Nachfragepotenzial summiert die am Standort monatlich absetzbaren LNG-Mengen überschlägig auf ca. 15,0 Tsd. m³ pro Monat [vgl. CML; ILF 2015]. Bei einer Dichte von ca. 0,42 t/m³ LNG entspricht dies monatlich ca. 6,3 Tsd. t LNG. Inkludiert hierbei sind sowohl Schiffsverkehre, die den NOK durchfahren als auch Schiffspassagen, die den Hafen HAM anlaufen. Das im Rahmen der vorliegenden Untersuchung nachgewiesene langfristige jährliche seeseitige LNG-Nachfragepotenzial beträgt für den Standort BRB 2,7 Tsd. t sowie für HAM 74,4 Tsd. t. Wird eine Gleichverteilung der LNG-Nachfrage über ein Kalenderjahr an beiden Standorten unterstellt, beläuft sich der monatliche kumulative LNG-Absatz im Jahr 2030 auf ca. 6,4 Tsd. t.

Zwar zeigt sich in der Summe eine erhebliche Deckungsgleichheit der Ergebnisse beider Untersuchungen, jedoch stellt die speziell für den Hafen BRB formulierte Studie auf einen kurzfristigen Planungshorizont sowie die Annahme von weltweit fast 1,8 Tsd. mit LNG betriebenen Schiffen bis zum Jahr 2020 ab. Aktuelle Schätzungen gehen davon aus, dass sich die Zahl der weltweit mit einem LNG-Antrieb ausgestatteten Schiffe bis 2020 auf lediglich 400 bis 600 erhöhen wird (vgl. DNV GL 2017a). Die gegenwärtig in Fahrt befindliche sowie durch Werften bis 2020 zu bauende, planmäßig mit LNG angetriebene Schiffsflotte lässt sich auf eine Anzahl von 218 summieren [vgl. DNV GL 2017b]. Hierbei sind sowohl Neu- als auch Umbauprojekte, jedoch keine Gastanker bzw. LNG-Tankschiffe und Binnenschiffe mit LNG-Antrieb sowie Schiffe, welche ‚LNG-ready‘ konstruiert wurden, berücksichtigt. Diese vergleichsweise aktuelle Zahl entspricht etwa einem Achtel der zuvor zitierten Annahme von ca. 1,8 Tsd. Schiffen mit LNG-Antrieb bis 2020.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der hier auf Basis einer detaillierten Analyse der Schiffsverkehre und des LNG-Marktpotenzials ermittelte monatliche LNG-Bedarf für BRB und HAM mit zusammen ca. 0,6 Tsd. t im Jahr 2020 deutlich unter dem durch die zitierte Untersuchung grob bestimmten LNG-Absatz von ca. 6,4 Tsd. t liegt, jedoch die Verhältnisse der Grundannahmen zwischen den Untersuchungen sowie insbesondere die aktuelle Ausgangslage des maritimen Markts für LNG-Antriebe qualifiziert widerspiegelt.

Für die Schifffahrt am Hafenstandort HAM ist keine unmittelbare LNG-Potenzialuntersuchung publiziert, allerdings lassen sich die hier generierten Erkenntnisse zur Entwicklung der LNG-Nachfrage in HAM über Annahmen vonseiten der Hamburg Port Authority AÖR zur Frequentierung des Hafens durch Schiffe mit LNG-Antrieb validieren. Durch die Hafenbehörde wird abgeschätzt, dass in 2020 ca. 0,5 % und 2025 ca. 5,0 % aller Hafenanläufe durch Schiffe erfolgen, welche mit LNG angetrieben werden oder LNG während der Hafenliegezeit nutzen können [vgl. BUE HH 2017]. Im Rahmen dieser Untersuchung wurden für die genannten Jahre Werte von 1,1 % bzw. 3,8 % bezogen auf Anläufe durch Frachtschiffe ermittelt. Es wird angenommen, dass diese Anteile näherungsweise auch für die weiteren Schiffssegmente im Hafen HAM Gültigkeit besitzen. Zwar zeigt ein Vergleich der Ergebnisse Abweichungen bei der Bewertung der LNG-Marktdynamik im Allgemeinen, jedoch weisen die Dimensionen zur Marktdurchdringung von LNG-Antrieben in der Schifffahrt eine erhebliche Ähnlichkeit auf.

Für die untersuchten Häfen an der deutschen Nordseeküste insgesamt liegt der Anteil der Anläufe durch Frachtschiffe mit LNG-Antrieb bei ca. 1,0 % in 2020, 3,6 % in 2025 und 5,9 % in 2030.

Bremen (BRE) und Bremerhaven (BRV)

Wie für den Standort BRB so wurde 2015 auch für die Häfen BRV und BRE eine LNG-Nachfrageanalyse mit Augenmerk auf den Schiffsverkehr an beiden Standorten publiziert. Innerhalb von drei verschiedenen Szenarien zur LNG-Marktentwicklung in der Schifffahrt wurde ein potenzieller jährlicher LNG-Absatz von 2,9 Tsd. t bis 10,4 Tsd. t für BRE und 50,6 und 157,9 Tsd. t für BRV im Jahr 2030 ermittelt [vgl. CPL; ISL 2015]. Das hier mit einer gegenüber der benannten Untersuchung nur geringfügig adaptierten Methodik, jedoch angepassten Annahme zur Marktdynamik berechnete LNG-Nachfragepotenzial in BRE von 5,8 Tsd. t bzw. in BRV von 58,1 Tsd. t lässt sich in einer mittleren Marktentwicklung bzw. knapp oberhalb einer defensiven Marktentwicklung einordnen. Die vorliegende LNG-Nachfrageuntersuchung für BRE und BRV kann damit als konsequente Revision der 2015 veröffentlichten Studie verstanden werden.

Brake (BKE), Bützfleth (BUZ), Cuxhaven (CUX), Emden (EME) und Wilhelmshaven (WVN)

Unter Würdigung über zwei Kalenderjahre besonders häufiger Hafenanläufe einzelner konkreter Schiffseinheiten sowie gezielter Interviews mit Experten und Anspruchsgruppen wurde 2013 eine über den Seeverkehr hinausgehende LNG-Potenzialabschätzung für die Häfen BKE, BUZ, CUX, EME und WVN veröffentlicht.

Aufgrund ihrer geographischen Nähe ist für die Standorte BUZ und CUX ein aggregiertes seeseitiges Nachfragepotenzial ermittelt worden, welches sich in dem in der Untersuchung unterstellten kurzfristigen Betrachtungszeitraum auf jährlich ca. 23,6 Tsd. t LNG beläuft [vgl. VP; OFFIS 2013]. Wird unterstellt, dass es sich bei der Würdigung des seeseitigen LNG-Markts bis 2020 um eine kurzfristige Betrachtungsweise handelt, beträgt die innerhalb dieser Untersuchung für beide Standorte zusammen kalkulierte LNG-Nachfrage ca. 2,1 Tsd. t. Dies entspricht etwa einem Elftel der im Jahr 2013 ermittelten LNG-Nachfrage. Für das Jahr 2030 beträgt die hier für BUZ und CUX ermittelte Nachfrage nach dem Kraftstoff LNG ca. 8,4 Tsd. t/a, was lediglich etwas mehr als einem Drittel des Vergleichswertes entspricht, obgleich hier ein wesentlich längerer Zeitraum betrachtet wird.

Das in 2013 für den Standort EME errechnete kurzfristige LNG-Nachfragepotenzial durch die Schifffahrt wurde auf jährlich ca. 9,7 Tsd. t geschätzt [vgl. VP; OFFIS 2013]. Mit bis zum Jahr 2020 ca. 1,1 Tsd. t/a bzw. bis 2030 ca. 2,9 Tsd. t/a LNG-Absatz gemäß eigener Berechnungen beträgt die LNG-Nachfrage der zitierten Untersuchung das Neunfache bzw. fast das Dreieinhalbfache der hier kalkulierten Menge. Demgegenüber konnte für BKE in der Untersuchung von 2013 keine maritime Nachfrage nach dem Kraftstoff LNG aus wiederkehrenden Schiffsverkehren abgeleitet werden [vgl. VP; OFFIS 2013]. Gleichwohl wird durch die hier angestellte Kalkulation ein jährliches LNG-Potenzial von ca. 5,4 Tsd. t bis 2030 nachgewiesen.

Für den Standort WVN basiert die 2013 gegebene Einschätzung zum LNG-Bedarf auf einer Konsultation der JadeWeserPort Realisierungs GmbH & Co. KG. Diese schätzt den LNG-Absatz für den Standort WVN in der Schifffahrt bei kapazitativer Auslastung des im September 2012 eröffneten Containerterminals bis 2030 auf ca. 16,0 Tsd. t/a [vgl. VP; OFFIS 2013]. Mit einer innerhalb der vorliegenden Untersuchung kalkulierten Nachfrage von jährlich ca. 17,4 Tsd. t LNG am Hafenstandort WVN bis 2030 liegen beide Ergebnisse auf einem ähnlichen Niveau.

Gesamtbetrachtung

Mit Ausnahme des Standorts WVN liegen die für den Untersuchungsraum an der deutschen Nordseeküste herangezogenen Referenzuntersuchungen sowie -szenarien zur maritimen LNG-Nachfrage teilw. sehr deutlich über der an dieser Stelle getroffenen Einschätzung zur LNG-Marktentwicklung. Dies ist insbesondere bedingt durch die zuletzt deutlich abgeschwächte Dynamik in der Nutzung von LNG-Antrieben, sowohl bei Schiffsneubauten als auch bei -umrüstungen. Die vorliegende Untersuchung trägt dieser Entwicklung Rechnung und zeichnet ein gegenüber vorangegangenen Studien erheblich realistischeres Bild der gegenwärtigen sowie zu erwartenden LNG-Marktentwicklung. Gleichwohl bilden die referenzierten Marktgutachten überwiegend eine plausible Einschätzung der Situation in den vergangenen fünf Jahren und die hier über ein spezielles Nachfragemodell und Expertengespräche ermittelten LNG-Absatzpotenziale verstehen sich als ein den aktuellen Bedingungen angepasster konservativer Revisionsansatz.

Zur Bewertung der Dimensionen der für die deutsche Nordseeküste ermittelten maritimen LNG-Nachfrage in einem deutschlandweiten, europäischen sowie globalen Kontext sollen nachfolgend kurze Einschätzungen zum gegenwärtigen und zukünftigen Bunkermarkt skizziert bzw. zitiert werden.

Im Jahr 2015 betrug die Bunkernachfrage der Schifffahrt in Deutschland insgesamt ca. 2,4 Mio. t [vgl. Eurostat 2017c]. Gegenüber dem Jahr 2010 bedeutet dies einen Rückgang um etwa ein Siebentel. Deutlich zugenommen hat mit dem Jahr 2015 der Anteil von schwefelarmen Diesel- bzw. Gasölen. Ihr Anteil an den insgesamt in Deutschland durch die Schifffahrt gebunkerten Mengen hat sich von 2014 auf 2015 etwa verdoppelt. Eine geographische Zuordnung der Bunkermengen erlaubt das europäische Statistikportal nicht, jedoch ist zu erwarten, dass sich der Schwerpunkt der Nachfrage an der deutschen Nordseeküste befindet. Wiederum hier vereinen im Status quo die Häfen BRV und HAM den größten Anteil auf sich. Diesen Zustand spiegelt auch der im Rahmen dieser Untersuchung ermittelte seeseitige LNG-Absatz adäquat wider. Wird stark vereinfacht angenommen, dass sich die Bunkernachfrage in Deutschland vollständig auf die deutsche Nordseeküste projizieren lässt, der für 2030 skizzierte LNG-Bedarf ad hoc im Status quo entsteht und keinerlei energetischen Unterschiede zwischen den unterschiedlichen Schiffskraftstoffen je Gewichtseinheit ergeben, so würde der LNG-Anteil am gesamten deutschen Bunkermarkt ca. 7,2 % betragen.

Als im internationalen Kontext vergleichsweise klein kann der deutsche Bunkermarkt beschrieben werden, entspricht er zwischen 2010 und 2015 im Durchschnitt nur lediglich ca. 5,5 % der insgesamt in der Europäischen Union abgesetzten Bunkermenge [vgl. Eurostat 2017c]. Gleichzeitig wird fast jede dritte Tonne Kraftstoff in der Schifffahrt in den Niederlanden gebunkert. Mit Blick auf Prognosen zur Entwicklung der weltweiten LNG-Nachfrage bestätigt sich die vergleichsweise geringe Bedeutung Deutschlands als Bunkerort für die Schifffahrt, obgleich entsprechende Markteinschätzungen erhebliche Spannweiten aufweisen. Während z. B: Eagle LNG Partners LLC bis 2030 eine globale LNG-Bunkernachfrage von ca. 30 Mio. t/a skizziert [vgl. CMC 2017], wird diese vonseiten Qatar Petroleum mit bis zu 50 Mio. t/a beziffert [vgl. Shell 2017]. Durch die International Bunker Industry Association wird das Marktpotenzial von LNG als Kraftstoff in der Schifffahrt bis 2030 auf ca. 25 Mio. t/a geschätzt [vgl. IBIA 2017]. Der an der deutschen Nordseeküste erwartete LNG-Absatz wird im Rahmen dieser Untersuchung bis 2030 mit weniger als 0,2 Mio. t/a ausgewiesen.

2 Straßengüterverkehr

2.1 Methodik zur Einschätzung der Marktperspektive

Zur Bewertung der Marktperspektive des Kraftstoffs LNG im Straßengüterverkehr in Deutschland wird sich nachfolgend eines positiven Beispiels der Marktentwicklung in einem europäischen Nachbarland Deutschlands bedient, in dem die Integration von LNG im nationalen Kraftstoffmix bereits erste Erfolge zeigt.

Wesentlicher Ausgangspunkt einer forcierten Markteinführung von LNG im niederländischen Straßengüterverkehr war die Unterzeichnung eines ‚Green Deals‘ in 2012 mit dem Fokus auf LNG. Die benannte Vereinbarung ist Bestandteil einer Reihe von Maßnahmen mit unterschiedlichen Schwerpunkten einer nachhaltigeren gesellschaftlichen, wirtschaftlichen sowie technologischen Entwicklung in den Niederlanden und wurde unter Beteiligung der niederländischen Regierung zwischen Akteuren aus Politik und Wirtschaft gezeichnet. Eine wesentliche Stellung hierbei nimmt die ‚Nationaal LNG Platform‘ der Niederlande ein. Ihre Aufgabe ist die proaktive Unterstützung bzw. Begleitung von niederländischen Unternehmen und Behörden bei der Einführung von LNG in der Transportindustrie sowie die Koordination der Kommunikation zwischen involvierten bzw. berührten Behörden und der Wirtschaft [vgl. NLNGP NL 2017].

Ende 2016 fuhren etwa 350 mit LNG angetriebene Lkw auf den niederländischen Straßen. Bei in den Niederlanden insgesamt ca. 62 Tsd. zugelassenen Lkw entspricht dies einem Marktanteil von ca. 0,6 %. Im Status quo wird dem Straßengüterverkehr in den Niederlanden an 22 Tankstellen der Kraftstoff LNG zur Verfügung gestellt, nachdem diese Möglichkeit noch in 2011 an lediglich einer Tankstelle bestand [vgl. NGVA Europe 2017 / NLNGP NL 2017 / CBS 2017].

LNG-Tankstellen	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
[n]	1	2	5	6	13	19	22

Tabelle 9: Tankstellen mit LNG-Angebot in den Niederlanden [vgl. NLNGP NL 2017]

Die Einführung von LNG als Kraftstoff für den Straßengüterverkehr ist den Niederlanden positiv verlaufen. Im Jahr 2012 wurde der erste mit LNG betriebene Lkw zugelassen. Durchschnittlich sind seitdem 87 LNG betriebene Lkw pro Jahr für den Straßengüterverkehr zugelassen worden. Auch die LNG-Tankstellen-Infrastruktur wird stetig ausgebaut. Der ‚Green Deal‘ und die dadurch entstandenen Partnerschaften zwischen den Behörden und Unternehmen haben einen Eintritt für LNG betriebene Fahrzeuge erleichtert. Die ‚Nationaal LNG Platform‘, die alle Beteiligten unter ein Dach vereint, trägt zum weiteren Ausbau und zu der Förderung von LNG bei.

Das niederländische Beispiel zeigt wie die Entwicklung von LNG als alternativer Kraftstoff auch in Deutschland erfolgreich vorangetrieben werden kann.

Zudem soll eine überschlägige Betrachtung einen Eindruck vermitteln, welche potenzielle LNG-Nachfrage sich durch den Straßengüterverkehr in Abhängigkeit von einer anteiligen Marktdurchdringung von LNG-Antrieben bei Lkw in Deutschland generiert. Ausgangspunkt hierfür sind die Verkehrsverflechtungsprognose Deutschlands bis 2030 und die dort unterstellte Entwicklung von Straßengütertransportaufkommen und -leistung je Bundesland im Empfang und Versand, Annahmen zum spezifischen Kraftstoffverbrauch der Fahrzeugkategorien im Straßengüterverkehr sowie ausgewertete bundeslandspezifische durchschnittliche Güterbeförderungsleistungen je Lkw-Fahrt. Im Fokus stehen dabei die Bundesländer an der deutschen Nordseeküste HB, HH, NI und SH als für diese Studie relevanter Untersuchungsraum.

2.2 LNG-Potenzial im Straßengüterverkehr in Nordwestdeutschland

In Deutschland ist im Jahre 2015, unter der Schirmherrschaft des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur, eine LNG-Taskforce gegründet worden. Die Deutsche Energie-Agentur GmbH, der DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. und der Zukunft ERDGAS e. V. sind gemeinsam mit weiteren Unternehmen in der Taskforce vertreten, um LNG als Kraftstoff im Straßengüterverkehr einzuführen. Die LNG-Taskforce möchte Empfehlungen an die Politik aussprechen und dadurch mögliche Markthindernisse abbauen, Standards und Normen entwickeln und eine Mindestinfrastruktur ausbauen. So wurden z. B. weitere Steuervergünstigungen für LNG bis 2026 von der Bundesregierung bewilligt. [Vgl. dena 2015 / DVGW 2016 / DB 2017]

Wie das niederländische Beispiel zeigt ist eine erfolgreiche Kommunikationsplattform ein wesentlicher Bestandteil um die Einführung von LNG als Kraftstoff und den Ausbau einer LNG-Tankstellen Infrastruktur voranzutreiben. Mit der Einführung einer LNG-Taskforce wurde ein wichtiger Schritt ausgeführt.

Zurzeit existieren zwei LNG-Tankstellen in Deutschland. Die erste wurde Anfang 2017 durch Liqvis und Meyer Logistik in Berlin eröffnet. Mitte des Jahres wurde dann die zweite LNG-Tankstelle durch Iveco und Uniper in Ulm eingeweiht. Einige weitere sind in Planung.

LNG betriebenen Lkw zeichnen sich durch eine hohe Reichweite aus. Für den Schwerlast Transit Verkehr würden anfänglich ca. 10 LNG-Tankstellen ausreichen. Diese würden das Grundnetz bilden. Als Standorte wäre die Nähe zu großen Logistikzentren von Vorteil, dadurch würden mögliche Umwege eingespart werden. Für Regionalverkehre würde ein Netz von ca. 40 LNG-Tankstellen in den nächsten Jahren als Mindestinfrastruktur nötig sein. In den Bundesländern an der Nordseeküste wären passende Standorte für das Grundnetz HH und die Region Hannover. Für das weitere Regionalverkehrsnetz wären HB und Kiel geeignet [Vgl. DVGW 2016].

Tabelle 10: kann entnommen werden, dass der potenzielle jährliche LNG-Bedarf durch den Straßengüterverkehr unabhängig vom dargestellten zeitlichen Verlauf zwischen den betrachteten Bundesländern an der deutschen Nordseeküste teilw. stark variiert. Während er mit Blick auf das Jahr 2030 bei einer Marktdurchdringung von LNG-Antrieben im Güterverkehr von 1,0 % in HB lediglich ca. 2,6 Tsd. t/a beträgt, ist er in HH mit ca. 5,3 Tsd. t/a etwa doppelt und in NI mit ca. 14,0 Tsd. t/a mehr als fünfmal so hoch. Dieser deutliche Unterschied ist u. a. durch die Vielzahl an Quell- und Zielgebieten des Güterverkehrs auf einer vergleichsweise großen Fläche sowie der Transitfunktion des Bundeslands NI zu erklären. Zwar ist auch SH ein Flächenbundesland, gleichwohl ist die Anzahl von Regionen mit hohem Güteraufkommen geringer als in bzw. um NI. Mit jedem Prozentpunkt Marktdurchdringung von LNG-Antrieben im Straßengüterverkehr in SH in 2030 geht ein LNG-Bedarf von ca. 4,3 Tsd. t/a einher.

Insgesamt stehen die Bundesländer des Untersuchungsraums nur für etwa ein Fünftel des deutschlandweiten LNG-Bedarfs durch den Straßengüterverkehr.

[Tsd. t]	HB	HH	NI	SH	Andere	
2020		2,1	4,3	12,2	3,7	94,1
2025		2,4	4,8	13,1	4,0	99,2
2030		2,6	5,3	14,0	4,3	104,5

Tabelle 10: LNG-Nachfrage des Straßengüterverkehrs im Untersuchungsraum zwischen 2020 und 2030 je Prozentpunkt in der Marktdurchdringung [Eigene Berechnungen auf Basis von Intraplan et al. 2014 / KBA 2017]

Unter Würdigung der Erfahrungen in den Niederlanden wird erwartet, dass die Marktdurchdringung von LNG-Antrieben im Straßengütertransport in Deutschland bis 2030 zwischen einem bis fünf Prozentpunkten beträgt.

3 Industrie

3.1 Methodik zur Einschätzung der Marktperspektive

Die Marktperspektiven für LNG setzen sich aus zwei unterschiedlichen Nutzungsformen zusammen. Auf der einen Seite ist die Nutzung von LNG auf der stofflichen Ebene und auf der anderen die Nutzung von LNG auf der energetischen Ebene zu betrachten.

Die Verwendung von Erdgas als Rohstoff besteht in der Herstellung zahlreicher Produkte wie Farben, Düngemittel, Kunststoffe, Frostschutzmittel, Farbstoffe und Arzneimittel. LNG kann ebenso für die Herstellung dieser Produkte herangezogen werden und wird in der chemischen Industrie z. B. zur Herstellung von Wasserstoff eingesetzt. Ebenso kann LNG oder auch Erdgas als Brennstoff für zahlreiche industrielle Prozesse eingesetzt werden sowie Diesel und LPG ersetzen, wenn kein ausreichender Anschluss an ein Gasnetz besteht. Die bei der Verbrennung von LNG entstehenden sauberen Rauchgase könnten zudem als Prozessenergie genutzt werden. Durch die Energieerzeugung mit Diesel werden Schwefeloxide, Feinstaubemissionen und Stickstoffemissionen freigesetzt. Der Umstieg auf LNG würde die bei der Energieerzeugung mit Diesel freigesetzten Stickstoffemissionen um bis zu 85 % und die Kohlendioxidemissionen um mindestens ein Fünftel reduziert.

Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Nutzungsformen wird im nächsten Punkt das LNG-Potenzial exemplarisch für die Industrie in Nordwestdeutschland beschrieben.

3.2 LNG-Potenzial in der Industrie in Nordwestdeutschland

Die Bedeutung von LNG als Rohstoff und als Brennstoff nimmt zu. Die chemische Industrie z. B. an der Unterelbe ist ein großer Nutzer von Erdgas. Ein Großteil des Erdgases wird derzeit durch Fernleitungen aus Russland, Norwegen und den Niederlanden geliefert. LNG bietet den Unternehmen eine Lösung, um die zukünftig sinkenden Lieferungen aus den Niederlanden auszugleichen und um mögliche Lieferengpässe aus den anderen Staaten abzufedern.

Der dominierende Rohstoff zur Herstellung von Basischemikalien in der chemischen Industrie in Deutschland und Europa ist Naphtha (Rohbenzin), während in anderen Teilen der Welt eher Ethan und Propan dominieren. Etwa ein Zehntel des jährlich weltweit geförderten Rohöls werden für die stoffliche Nutzung in der chemischen Industrie verwendet. In Deutschland dominieren Naphtha und andere Erdölderivate als Rohstoff mit einem Anteil von 74 % für die organische Chemie gegenüber Erdgas mit nur 11 %.

Die Erdgasbestandteile Ethan, Propan und Butan können bereits heute als Cracker-Rohstoff (Basisrohstoff) verwendet werden. Es fehlen zurzeit wirtschaftliche Technologien, um aus Methan (Hauptbestandteil von LNG) Ethylen, Propylen, C4-Olefine, Benzol und Xylole herzustellen, die mehr als 90 % der Basischemikalien ausmachen. Als Rohstoff in der chemischen Industrie wird LNG deshalb wahrscheinlich zunächst in Synthesegas (ein Gemisch von Kohlenmonoxid und Wasserstoff) umgewandelt, anschließend abgekühlt und schließlich zu dem gewünschten Produkt weiterverarbeitet.

Zunehmende Verbräuche durch Produktionssteigerungen und höheren Rohstoffeinsatz werden auch in Deutschland den Trend zu alternativen fossilen Rohstoffen wie Erdgas und Erdgaskondensaten verstärken. Die steigenden Anforderungen an Umwelt- und Klimaschutz für die Chemie- und Kunststoffindustrie und eine Diversifizierung der Energieversorgung mit meist umweltfreundlicheren Energieträgern dürften der Nutzung von LNG zusätzliche Potenziale erschließen.

LNG besitzt das Potenzial Erdölprodukte in der Industrie teilw. zu ersetzen. Aufgrund der hohen Investitionskosten für die benötigte Wiederverdampfungsanlage ist die Verwendung von LNG-Anlage

für Prozesswärme oder LNG-Blockheizkraftwerk für Kleinverbraucher eher ungeeignet. Im Gegensatz dazu sind Großverbraucher von Diesel und LPG hierbei als potenzielle Nutzer zu sehen. Nach Aussage der PRIMAGAS Energie GmbH & Co. KG kann sich ein Umstieg auf LNG ab einem Jahresverbrauch von ca. 3,5 Mio. kWh finanziell vorteilhaft auswirken. Entsprechend einer Veröffentlichung GAS NATURAL SDG, S.A. können Großverbraucher unter Berücksichtigung des Transports (Logistik) mit einem Energiebedarf zwischen 5 und 10 Mio. kWh/a Jahr bis zu 30 % ihrer Energiekosten einsparen. Für Unternehmen, die über einen Zugang zum Gasfernleitungsnetz verfügen, ist ein Umstieg weniger wahrscheinlich. Bei diesen Unternehmen käme LNG als zusätzlicher Energieträger in Betracht, wenn der Bedarf durch die Kapazität der Gasfernleitung nicht gedeckt werden könnte.

Das deutsche Gasleitungsnetz kann bei großem Energiebedarf durch die Einspeisung von wiederverdampftem LNG erfüllt werden. Die Einspeisung von regasifiziertem LNG in das deutsche H-Gasleitungsnetz (high, hochkaloriges Gas) ist prinzipiell gut geeignet, da das Gasleitungsnetz einen vergleichbaren Wobbe Index (Quotient aus Brennwert und Dichte; Beurteilungsindex zur Austauschbarkeit von Brenngasen) besitzt wie das importierte LNG aus Afrika und dem Mittleren Osten, welches rund 85 % der europäischen Importe ausmachen. Um das vergleichsweise hochkalorige Erdgas (ca. 87 bis 99 % Methananteil) bezüglich Heizwert und Wobbe-Index an die Einspeisebedingungen des Gasnetzes anzupassen, müssen bestimmte Luft- bzw. Stickstoff-Konditionierungsmaßnahmen erfolgen.

Die bereits erfolgende Einspeisung von Biogas in das Gasfernleitungsnetz führt zu Qualitätsschwankungen (v. a. beim Brennwert), die von der Industrie beklagt werden. LNG bietet gegenüber Biogas eine gleichbleibend hohe Qualität. Aufgrund der herkunftsabhängigen Fluktuation in der Zusammensetzung des importierten LNG, ist dessen Gaszusammensetzung sowie die zulässige Qualität im konkreten Fall genauer zu prüfen.

Aufgrund der guten Anbindung der betrachteten Nordseehäfen zu den Einspeisepunkten erscheint eine Umwandlung von LNG zu Leitungsgas ohne größeren Aufwand möglich. Im Falle der Errichtung eines LNG-Importterminals besteht das Potenzial regasifiziertes LNG von den betrachteten Nordseehäfen aus in das deutsche Gasfernleitungsnetz einzuspeisen. Insgesamt sind die Gasverbräuche der Industrie sehr unterschiedlich ausgeprägt, von jährlich 0,7 Mrd. m³ bis zu Werten von weniger als 0,9 Mio. m³.

Als sogenannten „Peak-Shaving“ sind LNG betriebene Gasturbinenkraftwerke geeignet, Kraftwerken einen Spitzenlastausgleich bei schwankender Stromproduktion zu zusichern. Solche Kraftwerke können sehr schnell angefahren werden und eignen sich im Falle einer dunklen Flaute, d. h. wenn nicht ausreichend Strom aus erneuerbaren Energiequellen (Photovoltaik, Wind) produziert werden kann, um die Energieversorgung und Netzstabilität aufrecht erhalten zu können. Durch die Etablierung von LNG am Kraftwerksstandort kann eine sogenannte Schwarzstartfähigkeit realisiert werden, welche im Falle eines „Blackouts“ (Überlastung des Stromnetzes mit Stromausfall) die Wiederaufnahme des Netzbetriebes unterstützen würde.

E. Entwicklungsschwerpunkte für die Einführung von LNG

1 Idealtypische Versorgungsinfrastruktur

Wie in Tabelle 11: anschaulich aufbereitet, wird in den betrachteten Nordseehäfen ein erheblicher Anteil von Bunkervorgängen mit jeweils Mengen von weniger als 100 t LNG erwartet. Zwar sinkt dieser Anteil von etwa vier Fünftel in 2020 auf etwa zwei Drittel bis 2030, jedoch steigt die absolute Anzahl der LNG-Bunkervorgänge im betrachteten Zeitraum in diesem Mengensegment von ca. 140 auf 340. Vergleichsweise klein ist die kalkulierte Anzahl der Bunkervorgänge im Segment zwischen 100 und 200 t LNG. Es wird unterstellt, dass LNG-Bunkervorgänge bis 200 t analog zur gegenwärtigen Praxis fast ausschließlich per Tank-Lkw durchgeführt werden und nur im Einzelfall bei Nachfragen am oberen Rand der Segmentabgrenzung über kleinere Bunkerschiffseinheiten wirtschaftlich darstellbar sind. Insgesamt entspricht die LNG-Bunkermenge der beiden Mengensegmente bis 200 t/n zusammen ca. 170 LNG-Tank-Lkw/a im Jahr 2020. Bis 2030 wächst die Anzahl der für die Seeschifffahrt benötigten Mengen von LNG-Tank-Lkw auf 500/a.

Es wird erwartet, dass ca. 30 Bebunkerungen von Schiffen mit LNG 2020 von Schiff zu Schiff bzw. Bunkerstation durchgeführt werden. Diese Zahl steigt bis 2025 auf ca. 110/a bzw. bis 2030 auf 155/a. Aufgrund der kalkulierten hohen durchschnittlichen LNG-Bunkermenge in den Segmenten von 200 bis 500 t/n und von mehr als 500 t/n erscheint es plausibel, für die Bebunkerung seegängige LNG-Bunkerschiffe mit Bunkertankkapazitäten zwischen ca. 2,0 Tsd. t und 4,0 Tsd. t LNG einzusetzen. Gemessen an der Anzahl prognostizierter LNG-Bunkervorgänge durch Schiffe und unter der Annahme einer tendenziellen Gleichverteilung der Bunkervorgänge über ein Kalenderjahr erscheint es angemessen, für die Versorgung der Seeschifffahrt an der deutschen Nordseeküste mittelfristig etwa ein seegängiges LNG-Bunkerschiff dauerhaft zu beschäftigen.

[%]	< 100 t/n	100 – 200 t/n	200 – 500 t/n	> 500 t/n	Gesamt [n/a]
2020	82 %	3 %	8 %	7 %	170
2025	68 %	3 %	14 %	15 %	375
2030	67 %	3 %	15 %	15 %	510

Tabelle 11: LNG-Bunkervorgänge der Seeschifffahrt im Untersuchungsraum zwischen 2020 und 2030 [Eigene Berechnungen]

Die Mehrzahl der Bunkervorgänge von Seeschiffen im Untersuchungsraum wird wie im Status quo so auch zukünftig durch LNG-Tank-Lkw durchgeführt. Gegenwärtig wird diese LNG-Nachfrage an der deutschen Nordseeküste von entsprechenden Anlagen zur Tank-Lkw-Beladung aus RTM-M oder Zeebrugge bedient. Im Rahmen des gegebenen Versorgungsprozesses sind erhebliche Distanzen bis zum Ort der Bebunkerung zurückzulegen. Tabelle 12: gibt die für Lkw zurückzulegende Entfernung exemplarisch für die Häfen im Untersuchungsraum sowie RTM-M aus. Im Rahmen dieser Darstellung sind die im Zusammenhang mit einem deutschen LNG-Importterminal diskutierten Hafenstandorte BRB und WVN farblich hervorgehoben. Zudem ist markiert, welcher (potenzielle) LNG-Terminalstandort die kürzeste Straßenentfernung zum jeweiligen Bunkerort aufweist. Gedanklicher Ausgangspunkt ist hierbei, dass mit der Errichtung von Importterminalkapazitäten konsequenterweise auch entsprechende Distributionsfazilitäten und -kanäle etabliert werden, die der Versorgung des land- und seeseitigen Marktes dienen, für den ein möglicher LNG-Importstandort absolute Distanzvorteile aufweist.

Zwar speist sich der LNG-Bereitstellungspreis für den maritimen Endkunden zu einem erheblichen Anteil aus dem Hub-Preis des Kraftstoffs sowie Hafen- und Terminalgebühren, jedoch spielen im Untersuchungsraum im Status quo Distributions- und Logistikkosten, welche mit der Transportentfernung zum Bunkerort variieren, eine erhebliche Rolle.

Zur Berechnung der straßenseitigen Distanzen zwischen den Häfen im Untersuchungsraum sowie dem Referenzhafen RTM-M in den Niederlanden wird auf die jeweilig kürzeste Entfernung für den Lkw-Güterverkehr mit einem Gesamtgewicht von 40 t zwischen wesentlichen Umschlagterminals der Hafenstandorte abgestellt. Berücksichtigt wird hierbei, dass der Transport von LNG mit der UN-Nr. 1972 unter das Europäische Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR für Accord européen relatif au transport international des marchandises Dangereuses par Route) fällt [vgl. UNECE 2017].

Besondere Transportinfrastrukturen im Straßenverkehrsnetz des Untersuchungsraums mit potenziellen Regelungen bzw. Einschränkungen durch in der ADR genannte Stoffe sind insbesondere in Form von Tunneln und Fährverbindungen gegeben. Während derzeit für den Wesertunnel im Landkreis Wersermarsch keine maßgeblichen Beschränkungen für die Durchfahrt von LNG-Tank-Lkw gegeben sind, ist das Befahren des Elbtunnels in Hamburg für LNG-Transporte in Tankbehältern untersagt [vgl. BMVI 2016 / UNECE 2017]. Entsprechend wird der Elbtunnel nachfolgend nicht berücksichtigt.

Ebenso ist die Nutzung von Fährverbindungen im Untersuchungsraum für Gefahrguttransporte teilw. ausgeschlossen oder stark reglementiert bzw. bezuschlagt [vgl. Elbfähre 2017 / Elb-Link 2017 / SBS 2017 / Weserfähre 2017]. Aufgrund der gegebenen Einschränkungen in der Beförderung von Gefahrguttransporten sowie etwaig entstehenden Wartezeiten bei hoher Frequentierung der Linien, werden Fährverbindungen in dieser Betrachtung exkludiert.

Referenziert werden soll an dieser Stelle auf die anteiligen Kosten des Transports von LNG via Tank-Lkw zwischen RTM-M und CUX. Überschlägig ermittelt und näherungsweise auf Grundlage des gegebenen Hub-Preises bestimmt, können die hiermit verbunden Transportkosten bei einer Distanz von ca. 515 km ca. 20 – 25 % des LNG-Bunkerpreises für den Endkunden am Hafenstandort CUX betragen (siehe Tabelle 12:). Mit Blick auf potenzielle LNG-Importterminals mit entsprechenden Verladekapazitäten von LNG in Tank-Lkw an den Standorten BRB und / oder WVN kann eine deutliche Optimierung des Transportweges und damit der anteiligen Logistikkosten am Bunkerpreis des LNG gelingen. Die straßenseitig geringste Entfernung zum Hafen CUX weist mit ca. 120 km WVN auf. Dies entspricht weniger als einem Viertel der Entfernung nach RTM-M. Vorausgesetzt, am Standort WVN werden entsprechende LNG-Verladekapazitäten bereitgestellt, könnte der Endpreis für die Bereitstellung von LNG in CUX, ceteris paribus, insgesamt um ca. 15 – 19 % sinken. Mit Ausnahme der Zielhäfen BUZ und HAM weist WVN gegenüber BRB und RTM-M zu allen weiteren Standorten im Untersuchungsraum einen Distanzvorteil auf der Straße auf.

[km]	BKE	BRB	BRE	BRV	BUZ	CUX	EME	HAM	WVN	RTM-M
BKE	-	265	65	45	110	75	120	135	70	475
BRB	-	-	215	270	150	215	335	100	315	645
BRE	-	-	-	55	95	90	145	125	110	460
BRV	-	-	-	-	95	50	145	130	90	485
BUZ	-	-	-	-	-	80	215	55	155	555
CUX	-	-	-	-	-	-	175	120	120	515
EME	-	-	-	-	-	-	-	245	90	405
HAM	-	-	-	-	-	-	-	-	195	555
WVN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	445
RTM-M	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabelle 12: Straßenverkehrsdistanzmatrix zwischen den Häfen im Untersuchungsraum [Eigene Berechnungen auf Basis von PTV 2017]

Analog zum Vorgehen zur Bestimmung der jeweiligen Wegevorteile zwischen den betrachteten Standorten auf der Straße wurden Distanzen im Untersuchungsraum auch für den Seeweg ermittelt, um hierdurch einen Vergleich der durch LNG-Bunkerschiffe zurückzulegenden Wege zwischen den Häfen zu ermöglichen. BRB weist absolute Distanzvorteile zu den Standorten BUZ, CUX und HAM auf, WVN zu allen weiteren relevanten Hafenstandorten an der deutschen Nordseeküste. Wird erneut auf das Beispiel einer LNG-Bunkerlieferung zwischen RTM-M und CUX abgestellt, so lässt sich zeigen, dass, gemessen an den auf See zurückzulegenden Seemeilen, BRB gegenüber RTM-M einen Wegevorteil von ca. 94 % besitzt. U. a. aufgrund höherer relativer Technologiekosten für das Bunkerfahrzeug im Vergleich zum Tank-Lkw liegt der Anteil der variablen Logistikkosten mit überschlägig 15 – 20 % des LNG-Bunkerpreises für die Referenzroute von RTM-M nach CUX auf dem Seeweg leicht unter dem Wert der zuvor geschilderten landseitigen Versorgung. Wird ein linearer Zusammenhang zwischen Transportkosten und -entfernung unterstellt, kann durch die alternative seeseitige Bunkerversorgung der Schifffahrt in CUX aus BRB, ceteris paribus, eine potenzielle Reduzierung des Bunkerpreises um 14 – 19 % erreicht werden. Dies entspricht etwa der Optimierungsmöglichkeit bei der Bunkerversorgung durch LNG-Tank-Lkw. Auch hier besitzen BRB und WVN im Untersuchungsraum absolute Wegevorteile gegenüber RTM-M.

[sm]	BKE	BRB	BRE	BRV	BUZ	CUX	EME	HAM	WVN	RTM-M
BKE	-	90	15	15	115	75	135	130	65	280
BRB	-	-	115	80	20	15	135	35	70	275
BRE	-	-	-	30	130	95	155	150	85	295
BRV	-	-	-	-	100	65	135	120	50	265
BUZ	-	-	-	-	-	40	160	15	90	295
CUX	-	-	-	-	-	-	125	55	60	255
EME	-	-	-	-	-	-	-	175	100	265
HAM	-	-	-	-	-	-	-	-	110	315
WVN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	255
RTM-M	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabelle 13: Seeverkehrsdistanzmatrix zwischen den Häfen im Untersuchungsraum [Eigene Berechnungen auf Basis von MarineTraffic 2017]

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass zur Bedienung der LNG-Nachfrage der Seeschifffahrt an der deutschen Nordseeküste auf dem See- und Landweg gegenüber RTM-M sowohl BRB als auch WVN absolute Vorteile aufweisen. Abhängig vom jeweils betrachteten Hafen besitzen beide potenziellen LNG-Importstandorte unterschiedlich stark ausgeprägte Entfernungs- und damit Logistikkostenvorteile. Gleichsam gehen sowohl mit BRB als auch WVN als jeweils ggf. alleinstehende LNG-Import- und -distributionslösung Vorteile in der LNG-Preisgestaltung für die Häfen im Untersuchungsraum einher.

Es wird nicht erwartet, dass sich durch die prognostizierte Anzahl an Bunkervorgängen, die hieraus abgeleitete Frequentierung von LNG-Verladeeinrichtungen durch LNG-Bunkerfahrzeuge und die Anteile, welche die einzelnen Mengenklassen der Bunkervorgänge an der gesamten LNG-Nachfrage aufweisen, eine Etablierung von dezentralen Hubs begründet. Als dezentrale Hubs sind in diesem Zusammenhang kleinere LNG-Speichereinheiten in den Häfen zur kleinteiligen Distribution zu verstehen.

Bis 2030 steigt die Anzahl von Bunkervorgängen mit einer LNG-Bunkermenge von jeweils mehr als 200 t auf jährlich ca. 155 an. Insgesamt dominiert hierbei die LNG-Bunkermenge im Segment über 500 t

LNG je Bunkervorgang. Etwa drei Viertel der im Untersuchungsraum durch die Seeschifffahrt jährlich nachgefragten LNG-Menge entfällt ab 2025 auf dieses Mengensegment (siehe Tabelle 14:). Dieses Bild bestätigt sich nicht zuletzt auch für die Nachfrageschwerpunkte BRV und HAM.

Zwar wird langfristig die Mehrzahl der LNG-Bunkervorgänge Mengen von jeweils weniger als 100 t aufweisen, ihr mengenmäßiger Anteil am gesamten LNG-Absatz an der deutschen Nordseeküste ist jedoch vergleichsweise klein, weshalb ein dezentraler Hub standortunabhängig einen nur geringen Durchsatz aufweisen bzw. jeweils eine nur sehr geringe potenzielle Speichermenge notwendig sein würde.

[%]	< 100 t/n	100 – 200 t/n	200 – 500 t/n	> 500 t/n	Gesamt [Tsd.t/a]
2020	9 %	2 %	20 %	69 %	26,6
2025	4 %	1 %	18 %	77 %	124,0
2030	4 %	1 %	19 %	76 %	176,1

Tabelle 14: LNG-Bunkermengen der Seeschifffahrt im Untersuchungsraum zwischen 2020 und 2030 [Eigene Berechnungen]

Abbildung 78: illustriert den Logistikanatz unter der Annahme einer Errichtung von LNG-Fazilitäten sowohl in BRB als auch WVN. Hiernach ergeben sich für die deutsche Nordseeküste zwei Versorgungcluster, die mit CUX einen Schnittpunkt aufweisen. Während eine Bunkerversorgung des Hafens auf dem Seeweg über BRB logistische Vorteile gegenüber WVN aufweist, dreht sich diese Betrachtung für die Versorgung der LNG-Bunkernachfrage über die Straße. Über teilw. deutliche Distanzvorteile sowohl in der maritimen als auch landseitigen Lieferkette verfügt BRB nach HAM und BUZ.

Ein etwaig an der deutschen Nordseeküste eingesetztes LNG-Bunkerschiff kann ausgehend von den potenziellen LNG-Importinfrastrukturen operieren und die LNG-Nachfrage bei großen Bunkermengen an den Hafenstandorten bedienen. Zudem kann ein LNG-Bunkerschiff bei Bedarf ebenso als mobiles seeseitiges LNG-Zwischenlager fungieren. Entsprechende Verladeeinrichtungen an den potenziellen Terminalstandorten für die LNG-Bunkerschiffe sind hierbei Grundvoraussetzung. In Kapitel D.1.4 wurde herausgestellt, dass am Standort WVN dem überwiegenden Anteil der Bunkervorgänge eine Nachfragemenge von jeweils mehr als 500 t LNG zuzuordnen ist. Zwar ist die erwartete absolute Anzahl von Bunkervorgängen in diesem Mengensegment für den Hafen WVN relativ gering, jedoch ist bei einer möglichen Errichtung von Importstrukturen für LNG am genannten Standort ebenso eine Ergänzung der im Import benötigten Verladebrücke um eine seeseitige Bunkerlösung für die Schifffahrt in Erwägung zu ziehen bzw. bis 2030 zu berücksichtigen.



Abbildung 78: Hub-and-Spoke-System zur LNG-Bunkerversorgung der Seeschifffahrt im Untersuchungsraum in 2030 [Eigene Berechnungen]

Tabelle 15: fasst zusammen, welche LNG-Bunkermengen bei Errichtung von Versorgungsinfrastrukturen sowohl in BRB als auch WVN zwischen 2020 und 2030 durchgeleitet werden könnten. Insgesamt liegt die LNG-Distributionsmenge in WVN im dargestellten Zeitraum tendenziell leicht über dem Niveau in BRB. Mit BRV bei WVN und HAM bei BRB liegt in beiden potenziellen Versorgungscustern ein wesentlicher LNG-Nachfrageschwerpunkt. Erste stärkere Impulse in der Nachfrage nach LNG durch die Seeschifffahrt sind für das Cluster um WVN bereits 2020 zu erwarten. Bis 2030 gleicht sich die Dynamik des Wachstums jedoch in beiden Regionen in etwa an.

Wird vereinfacht eine Gleichverteilung der LNG-Nachfrage über ein Kalenderjahr unterstellt, so liegt der wöchentliche LNG-Absatz in der Seeschifffahrt in 2030 über BRB bei ca. 1,6 Tsd. t. Im Fall von WVN beträgt der ermittelte durchschnittliche LNG-Absatz pro Woche mit 1,7 Tsd. t nur minimal mehr als in BRB.

[Tsd. t]	BRB	WVN	Gesamt
2020		9,5	17,1
2025		55,8	68,2
2030		85,2	90,9

Tabelle 15: LNG-Terminaldurchsatz der Seeschifffahrt im Untersuchungsraum zwischen 2020 und 2030 [Eigene Berechnungen]

Bei Betrachtung der Straßenverkehrsdistancen in das Hafenhinterland des Untersuchungsraums im Zusammenhang mit einer Versorgung potenzieller LNG-Tankstellen und von industriellen LNG-Abnehmern zeigt sich, dass aufgrund der räumlichen Lage der (potenziellen) LNG-Import-Hubs zueinander sich ab etwa 300 km eine deutliche Überschneidung der Einzugsgebiete ergibt. Unabhängig von der absoluten LNG-Nachfrage durch Güterverkehr und Industrie wird eine Versorgung innerhalb dieses Radius potenziell überwiegend per LNG-Tank-Lkw durchgeführt. Hierbei erfolgt unter Würdigung der Transportdistancen auf dem Landweg eine Bedienung der Nachfrage in HB und NI aus WVN, die Bedienung von HH und SH aus BRB.

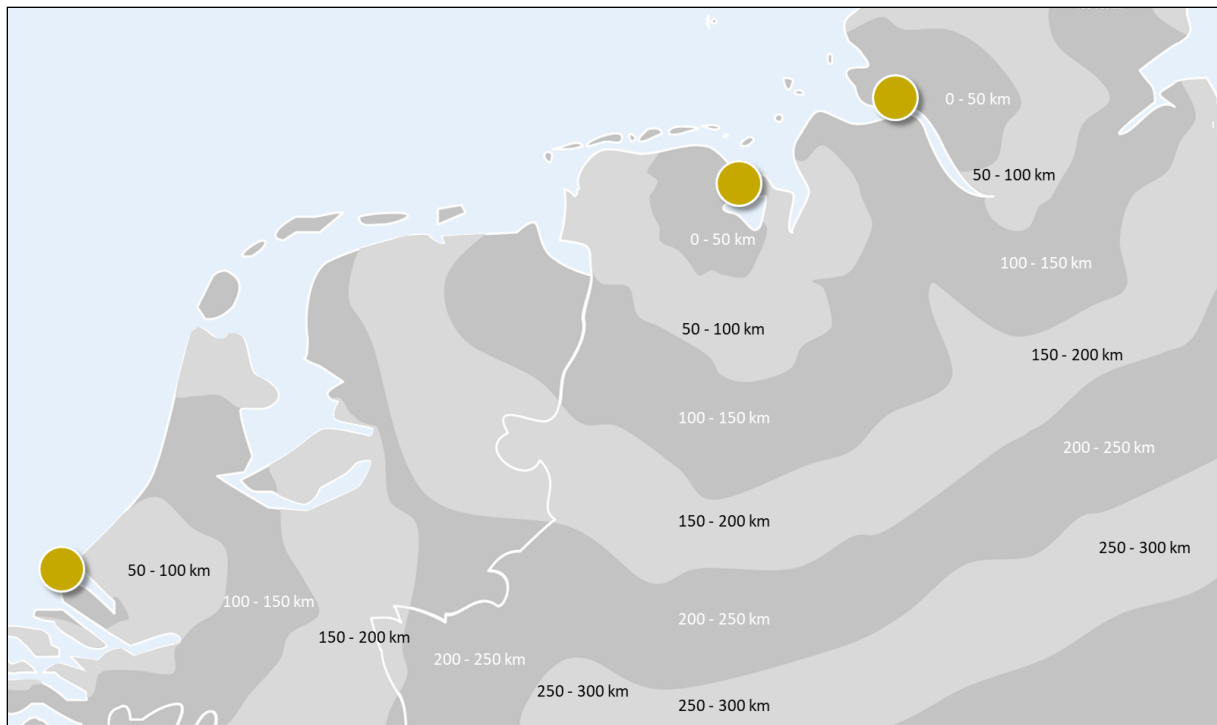


Abbildung 79: Straßenverkehrsdistanzen in das Hafenhinterland des Untersuchungsraums [Eigene Berechnungen]

Der Einsatz von LNG-Kesselwagen zur Versorgung von LNG-Tankstellen im Untersuchungsraum ist aufgrund der gegebenen Distanzen, im Raum potenziell stark gestreuten Standorte sowie jeweils nur vergleichsweise geringen Absatzmengen nicht hinreichend als modale Logistiklösung geeignet. Dies gilt auch für eine industrielle Nachfrage im Small-Scale-Bereich in den Bundesländern an der Nordseeküste. Die Versorgung einer potenziellen Nachfrage mit entsprechender LNG-Absatzmenge im weiter entfernten Hafenhinterland, bspw. in den südwestlichen Bundesländern oder aber in den sich angliedernden deutschen Nachbarländern, durch Kesselwagen erscheint denkbar. In diesem Zusammenhang ist jedoch zu berücksichtigen, dass westlich der potenziellen deutschen LNG-Importfazilitäten an der Nordseeküste mit u. a. RTM-M und östlich im Ostseeraum Świnoujście bereits Import-Hubs mit deutlichen Überschneidungen der Märkte im Hafenhinterland bestehen. Gleichwohl ist an beiden genannten Standorten derzeit keine LNG-Verladeanlage für Kesselwagen verfügbar.

2 Strategische Entwicklungsschritte

Unter der Prämisse einer für den maritimen und landseitigen LNG-Endabnehmer optimalen Transport-, Versorgungs- und Entgeltstruktur ist sowohl in BRB als auch WVN die Errichtung von LNG-Verladeanlagen bzw. -Distributionskanälen bereits ab 2020 zu präferieren. Mit Würdigung der absoluten LNG-Nachfrage und Anzahl an Bunkervorgängen bzw. Versorgungsprozessen im Hinterland erscheint die Etablierung eines LNG-Distributionsnetzwerks an der deutschen Nordseeküste mit konkreten Anlageninvestitionen jedoch erst bis 2025 plausibel.

Hierbei kann ein LNG-Bunkerschiff die Versorgung der seeseitigen Bunkernachfrage bei größeren Abnahmemengen gewährleisten und gleichzeitig als mobile LNG-Lagereinrichtung fungieren. Die dauerhafte Abstellung eines entsprechenden schwimmenden Bunkerfahrzeugs an der deutschen Nordseeküste ist jedoch wie auch eine landseitige Anlage erst mit Blick auf das Jahr 2025 ausreichend plausibel begründbar.

Mit der Errichtung eines LNG-Import-Hubs an der deutschen Nordseeküste ist unmittelbar eine Anlage zur Verladung von LNG in Tank-Lkw zu berücksichtigen. Eine Jetty-Lösung zur Bebunkerung von Schiffen ist separat zu prüfen, jedoch keine zwingende Voraussetzung, da eine potenzielle LNG-Nachfrage grundsätzlich auch durch ein Bunkerschiff bedient werden kann.

Aus der skizzierten Entwicklung zum LNG-Absatz an der deutschen Nordseeküste lässt sich nicht hinreichend konkret der Bedarf für dezentrale Hubs zur weiterführenden Distribution des LNG ableiten.

III. Verzeichnisse

A. Glossar

92/43/EWG	EU Richtlinie zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ADR	Accord européen relatif au transport international des marchandises Dangereuses par Route
BH	Benutzungsstunden einer Anlage pro Jahr
BKE	Brake
BMWI	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BRB	Brunsbüttel
BRZ	Bruttoraumzahl
BRE	Bremen (Hafen)
BRV	Bremerhaven
BUZ	Bützfleth
CAPEX	Capital Expenditure
CEF	Connecting Europe Facility, Programm der EU Kommission
CUX	Cuxhaven
EIB	European Investmentbank
EME	Emden
EU	Europäische Union
FFH	Fauna-Flora-Habitatrichtlinie gemäß 92/43/EWG
DFTG	Deutsche Flüssiggas Erdgasterminalgesellschaft
EBRV	Excelerate Energy Bridge Regasification Vessels
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit
FNB	Gas Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.
Gabi	Gas Grundmodell der Ausgleichs- und Bilanzierungsregeln im Gasmarkt
Gaspool Hub	Virtueller Gas Marktplatz im Gaspool Marktgebiet
Gaspool	Marktgebietsverantwortlicher GASPOOL Balancing Services GmbH
GTM	Gas Target Modell ACER 2011 „a competitive secure European gas market model that benefits all customers“

Gas NZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen
HAM	Hamburg (Hafen)
HB	Bremen (Bundesland)
HH	Hamburg (Bundesland)
IGC-Code	International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk
IGF-Code	International Code of Safety for Ships using Gases or other low-flashpoint Fuels
IMO	International Maritime Organization
LNG	Liquefied natural gas (bei minus 161 Grad Celsius verflüssigtes Erdgas)
LNG DES	Liquified Natural Gas delivered ex ship
LTO	Long-term Options der MGV als zusätzliches Regelenergieprodukt zur Realisierung des Demand-Site-Management Potentials
Marktgebiet	Marktgebiet im Sinne der „Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 1b EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen
MARPOL	Marine Pollution
MBTU	Million British Thermal Unit (1 MBTU = 293,08 kWh)
MEPC	Marine Environment Protection Committee
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MTPA	Million Tons per Annum
MWh	Megawattstunde
NBP	(National Balancing Point) Virtueller Hub Gas Marktplatz in Großbritannien
NCG	Marktgebietsverantwortlicher NetConnect Germany GmbH & Co. KG
NCG Hub	Hub Virtueller Gas Marktplatz im NCG Marktgebiet
NEP	Gas Netzentwicklungsplan Gas, der 2018 und dann alle 2 Jahre fortgeschrieben wird
NI	Niedersachsen
Nm ³	Normkubikmeter
NOK	Nord-Ostsee-Kanal
NWO	Nord-West Oelleitung GmbH
nTPA	non regulated third party access
OPEX	Operational Expenditure
OTB	Offshore-Terminals Bremerhaven
OTC	Over the counter Preise
PCI	Projects of Common Interest

PtG	Power-to-Gas
Q-Max	Größenkategorie Qatar-Max von LNG Tankschiffen
QRA	Quantitative Risk Assessment
RTM	Rotterdam
RTM-M	Rotterdam-Maasvlakte
rTPA	regulated third party access
SECA	Sulphur Emission Control Area
SFK/TAA	Leitfaden GS-1 aus dem Leitfaden „Empfehlungen für Abstände zwischen Betriebsbereichen nach der Störfall-Verordnung und schutzbedürftigen Gebieten im Rahmen der Bauleitplanung - Umsetzung § 50 BImSchG“ von der Störfallkommission Technischer Ausschuss für Anlagensicherheit beim Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
SH	Schleswig-Holstein
SoS	Security of Supply
SoS-	
Verordnung	Verordnung 994 der EU Kommission
SS LNG	Small scale LNG
TEN-T	Trans-European Transport Network
TSO	Transmission System Operator
TTF	Title Transfer Facility - Virtueller Hub Gas Marktplatz in den Niederlanden
TUA	Terminal Usage Agreement, (Terminal Durchsatz Vertrag)
UIOLI	Use it or Lose it Prinzip
USD	United States Dollar
WVN	Wilhelmshaven
WRG	Wilhelmshavener Raffineriegesellschaft mbH

B. Abbildungsverzeichnisse

Abbildung 1: Übersicht relevanter LNG Infrastrukturen in direkter Nähe.....	32
Abbildung 2: Wertschöpfungskette und Infrastrukturen von Large Scale LNG	36
Abbildung 3: Wertschöpfungskette und Infrastrukturen von Small Scale LNG	37
Abbildung 4: Deutscher Erdgasabsatz 2016 im Vergleich zu 2006 (Quelle BDEW)	40
Abbildung 5: Prognose des Erdgasbedarfs in Deutschland (Quelle FNB Gas Szenariorahmen NEP 2018)	41
Abbildung 6: Hohe Erdgasexporte Deutschlands aufgrund seiner zentralen Lage in Europa (Quelle BDEW)	41
Abbildung 7: Monopolistische Struktur des Erdgasaufkommen 2028 im Vergleich zu 2004 nach Herkunftsländern und zukünftige Versorgungslücke (Quelle BDEW, Prognos, FNB Gas, Merkel Energy).....	42
Abbildung 8: Eine zukünftig diversifizierte Erdgasversorgung Deutschland kann nicht mehr allein auf Pipelinegas basieren	44
Abbildung 9: Geschätzte Terminalpreise LNG DES Mai 2017 in EUR/MWh (Quelle Statista, Merkel Energy)	45
Abbildung 10: US LNG Exportpreise frei europäischen LNG Terminal im Vergleich zum europäischen Hubpreis TTF (Quelle Argus, thierrybros.com).....	46
Abbildung 11: Zeitreihe der LNG Preise Ostasien und Südamerika vs. britischen Gas Hub NBP (Quelle ICIS).....	47
Abbildung 12: Preisreihen OTC NCG Markt gemäß Energate Messenger vom 9.9.2017.....	47
Abbildung 13: Transportkostenvergleich Erdgas: LNG-Kette vs. Pipeline nach Fasold.....	48
Abbildung 14: Viele Marktteilnehmer mit Zugang zu Erdgas, Ferngas- und Verteilungsnetzen, zu Speichern und allen Endkunden (Quelle Statista, Merkel Energy)	82
Abbildung 15: Große europäische Leitungssysteme verlaufen durch Deutschland (Quelle: Eurogas 2015)	83
Abbildung 16: Deutschland ist der größte und vielfältigste Speichermarkt in Europa	84
Abbildung 17: Aufgaben der Terminal Gesellschaft.....	86
Abbildung 18: Politische Unterstützung für einen LNG Importterminal in Wilhelmshaven	87
Abbildung 19: Mit Gründung der NewCo erfolgen die nächsten Schritte von der Konzeption bis hin zu Vertragsabschlüssen und Umsetzung.....	87
Abbildung 20: Zeitplan	88
Abbildung 21: Schematischer Ablaufplan eines LNG Terminals.....	91
Abbildung 22: Flussdiagramm des Wiedervergasungsprozesses mit Propan als Heizmedium	92
Abbildung 23: Wassertemperatur in der Jade über das Gesamtjahr (2012 bis 2016)	93
Abbildung 24: Schematisches Flussdiagramm eines Small Scale LNG Exportterminals.....	94
Abbildung 25: High-level großes LNG Terminal mit 3 x 150.000 m ³ Speichervolumen	99
Abbildung 26: High level arrangement for mid-scale LNG land terminal with 2x150 000 m3 storage volume.....	101
Abbildung 27: Typische FSRU (170.000 m ³) und Entladung eines LNG Tankschiffs.....	102
Abbildung 28: FSRU Schiff-zu-Schiff Entladung	103
Abbildung 29: FSRU Entladung über den Anleger	103
Abbildung 30: Typisches Small Scale LNG Terminal mit 5.000 m ³ LNG Speicherkapazität	104
Abbildung 31: Rysumer Nacken in Emden (Quelle: Google Maps)	105
Abbildung 32: Voslapper Groden (Nord und Süd) sowie Heppenser Groden in Wilhelmshaven (Quelle: Google Maps).....	106
Abbildung 33: Luneplate in Bremerhaven (Quelle: Google Maps)	107

Abbildung 34: Brunsbüttel Ports in Brunsbüttel (Quelle: Google Maps)	107
Abbildung 35: Bützfleth in Stade (Quelle: Google Maps).....	108
Abbildung 36: Quelle: http://www.lngworldnews.com/lng-tanker-due-at-uk-south-hook-next-week-26/	110
Abbildung 37: Quelle: http://www.lngworldnews.com/worlds-first-lng-bunkering-vessel-to-arrive-in-zeebrugge-by-april-2/	111
Abbildung 38: Fahrtstrecke eines Q-max nach	114
Abbildung 39: Risikobehaftete Fahrtabschnitte nach Wilhelmshaven	114
Abbildung 40: Potentieller Liegeplatz für LNG Tankschiffe an der Umschlaganlage Voslapper Groden.....	115
Abbildung 41: Potentieller Liegeplatz für LNG Tankschiffe am Inselanleger der HES.....	115
Abbildung 42: Potentieller Liegeplatz für LNG Tankschiffe am Anleger der Nord-West Oelleitung NWO	116
Abbildung 43: Abschnitte der geplanten Leitung ab Wilhelmshaven	119
Abbildung 44: Schemaplan der Erdgasleitung Wilhelmshaven – Etzel in die NETRA und die Leitung Etzel – Woltzeten.....	119
Abbildung 45: Peilung von Oktober 2008 (Quelle: Studie zur Stabilität der Kolke im Blexer Bogen 2010, Prof. Dr.-Ing. H. Nasner)	124
Abbildung 46: Fahrtstrecke eines Q-max nach Brunsbüttel	125
Abbildung 47: Risikobehaftete Fahrtabschnitte nach Brunsbüttel	125
Abbildung 48: Potentielle Liegeplätze für LNG Tankschiffe in Brunsbüttel	126
Abbildung 49: Potentielle Flächen für ein landbasierten LNG Terminal (Quelle: Google Maps).....	127
Abbildung 50: Ausschnitt der Wandkarte „Gasversorgungsnetz in Deutschland“	129
Abbildung 51: Abschätzung einer Trassenlänge zwischen Brunsbüttel Ports und Klein Offenseth (Rosenstr. 71A) (Quelle: Google Maps)	129
Abbildung 52: Ergebnisse der nautischen Bewertung	134
Abbildung 53: Ergebnisse der Standortbetrachtung	135
Abbildung 54: Ergebnisse der leitungsspezifischen Betrachtung.....	136
Abbildung 55: Ergebnisse der Small Scale Betrachtung	136
Abbildung 56: Ergebnisse der weiteren Betrachtung	137
Abbildung 57: Gesamtergebnis der Standortanalyse.....	137
Abbildung 58: FSRU Systemfluss und wesentliche Anlagen.....	140
Abbildung 59: Kalkulation der Terminalkosten	145
Abbildung 60: Eine FSRU ermöglicht die Errichtung eines preiswerten Terminals in Wilhelmshaven.....	145
Abbildung 61: LNG-Bunkerkonzepte [Eigene Darstellung]	157
Abbildung 62: Anläufe durch Frachtschiffe im Hafen Brake zwischen 2010 und 2016 [Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat 2017b].....	160
Abbildung 63: Anläufe durch Frachtschiffe im Hafen Brunsbüttel zwischen 2010 und 2016 [Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat 2017b].....	161
Abbildung 64: Anläufe durch Frachtschiffe im Hafen Bremen zwischen 2010 und 2016 [Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat 2017b].....	162
Abbildung 65: Anläufe durch Frachtschiffe im Hafen Bremerhaven zwischen 2010 und 2016 [Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat 2017b].....	163
Abbildung 66: Anläufe durch Frachtschiffe im Hafen Bützfleth zwischen 2010 und 2016 [Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat 2017b].....	164
Abbildung 67: Anläufe durch Frachtschiffe im Hafen Cuxhaven zwischen 2010 und 2016 [Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat 2017b].....	165
Abbildung 68: Anläufe durch Frachtschiffe im Hafen Emden zwischen 2010 und 2016 [Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat 2017b]	166

Abbildung 69: Anläufe durch Frachtschiffe im Hafen Hamburg zwischen 2010 und 2016 [Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat 2017b]	167
Abbildung 70: Anläufe durch Frachtschiffe im Hafen Wilhelmshaven zwischen 2010 und 2016 [Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat 2017b]	168
Abbildung 71: Anläufe durch Frachtschiffe in den Häfen im Untersuchungsraum zwischen 2010 und 2016 [Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat 2017b]	169
Abbildung 72: Anläufe durch Containerschiffe im Untersuchungsraum zwischen 2010 und 2030 [Eigene Berechnungen auf Basis von MWP et al. 2014 / Eurostat 2017a / Eurostat 2017b]	170
Abbildung 73: Anläufe durch Schüttgutschiffe im Untersuchungsraum zwischen 2010 und 2030 [Eigene Berechnungen auf Basis von MWP et al. 2014 / Eurostat 2017a / Eurostat 2017b]	171
Abbildung 74: Anläufe durch Spezial- und Stückgutschiffe im Untersuchungsraum zwischen 2010 und 2030 [Eigene Berechnungen auf Basis von MWP et al. 2014 / Eurostat 2017a / Eurostat 2017b]	172
Abbildung 75: Anläufe durch Tankschiffe im Untersuchungsraum zwischen 2010 und 2030 [Eigene Berechnungen auf Basis von MWP et al. 2014 / Eurostat 2017a / Eurostat 2017b] ...	173
Abbildung 76: Anläufe durch Frachtschiffe im Untersuchungsraum zwischen 2010 und 2030 [Eigene Berechnungen auf Basis von MWP et al. 2014 / Eurostat 2017a / Eurostat 2017b]	174
Abbildung 77: LNG-Bunkervorgänge und -mengen der Seeschifffahrt im Untersuchungsraum in 2030 [Eigene Berechnungen]	175
Abbildung 78: Hub-and-Spoke-System zur LNG-Bunkerversorgung der Seeschifffahrt im Untersuchungsraum in 2030 [Eigene Berechnungen]	189
Abbildung 79: Straßenverkehrsdistanzen in das Hafenhinterland des Untersuchungsraums [Eigene Berechnungen]	190

C. Tabellenverzeichnisse

Tabelle 1: Marktseitige Anforderungen und Kriterien	39
Tabelle 2: Ergebnisse der hydraulischen Berechnungen.....	120
Tabelle 3: Investitionssummen der Erdgasleitung je nach Transportkapazität	121
Tabelle 4: Ergebnisse der hydraulischen Berechnungen.....	130
Tabelle 5: Investitionssummen der Erdgasleitung je nach Transportkapazität	131
Tabelle 6: Veranschlagte totale CAPEX für mittleren und großen LNG Terminal (gemäß ACER Bericht) sowie für FSRU (gemäß Schiffseigentümer)	142
Tabelle 7: Veranschlagte Kosten für landseitigen Small Scale LNG Terminal	143
Tabelle 8: LNG-Bunkermengen der Seeschifffahrt im Untersuchungsraum zwischen 2020 und 2030 [Eigene Berechnungen].....	176
Tabelle 9: Tankstellen mit LNG-Angebot in den Niederlanden [?].....	181
Tabelle 10: LNG-Nachfrage des Straßengüterverkehrs im Untersuchungsraum zwischen 2020 und 2030 je Prozentpunkt in der Marktdurchdringung [Eigene Berechnungen auf Basis von Intraplan et al. 2014 / KBA 2017]	182
Tabelle 11: LNG-Bunkervorgänge der Seeschifffahrt im Untersuchungsraum zwischen 2020 und 2030 [Eigene Berechnungen]	185
Tabelle 12: Straßenverkehrsdistanzmatrix zwischen den Häfen im Untersuchungsraum [Eigene Berechnungen auf Basis von PTV 2017]	186
Tabelle 13: Seeverkehrsdistanzmatrix zwischen den Häfen im Untersuchungsraum [Eigene Berechnungen auf Basis von MarineTraffic 2017].....	187
Tabelle 14: LNG-Bunkermengen der Seeschifffahrt im Untersuchungsraum zwischen 2020 und 2030 [Eigene Berechnungen].....	188
Tabelle 15: LNG-Terminaldurchsatz der Seeschifffahrt im Untersuchungsraum zwischen 2020 und 2030 [Eigene Berechnungen].....	189

D. Quellenverzeichnisse

ACER 2016	ACER Kriterien zur Beurteilung der Marktreife eines Hubs „Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Natural Gas Markets in 2015, September 2016
AIDA Cruises 2017	AIDA Cruises - German Branch of Costa Crociere S.p.A.: AIDAnova auf der Meyer Werft in Papenburg auf Kiel gelegt. https://www.aida.de/aida-cruises/presse/pressearchiv/newsdetails.24494/article/aidanova-auf-der-meyer-werft-in-papenburg-auf-kiel-gelegt.html , Zugriff 21. September 2017.
BDEW 2015	Reservemodell zur Stärkung der Versorgungssicherheit 12.11.2015
BMVI 2016	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: Beschränkung der Nutzung von Straßentunneln gemäß Europäischem Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR). http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/Gefahrgut/beschaenkung-der-nutzung-von-strassentunneln-gemaess-adr.html , Zugriff 31. August 2017.
BMW i 2015	„Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit“ Eckpunktepapier 16.12.2015
BMU 2016	Der Klimaschutzplan 2050 – Die deutsche Klimaschutzlangfriststrategie, November 2016
BNetzA 2016	Wagner, Elbing & Company, Gutachten im Auftrag der BNetzA, Wien, 4.5.2016
BNetzA 2017	„Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß §13k EnWG“, BNetzA vom 31.05.2017
BUE HH 2017	Behörde für Umwelt und Energie Hamburg: Luftreinhalteplan für Hamburg (2. Fortschreibung), Stand Juni 2017.
CBS 2017	Centraal Bureau voor de Statistiek: Motor vehicles; type, age class, 1 January. http://statline.cbs.nl/statweb/publication/?dm=slen&pa=82044eng , Zugriff am 12. September 2017.
Climeworks 2017	Climeworks CO2 Capture Plant
CMC 2017	Crowley Maritime Corporation: Video Highlights Construction of Crowley's LNG Bunker Facility at Port of Jacksonville. http://www.crowley.com/News-and-Media/Press-Releases/Video-Highlights-Construction-of-Crowley-s-LNG-Bunker-Facility-at-Port-of-Jacksonville , Zugriff 22. September 2017.
CML; ILF 2015	Fraunhofer-Center für Maritime Logistik und Dienstleistungen CML; ILF Business Consult GmbH: Bedarfsanalyse LNG in Brunsbüttel, Stand September 2015.
CPL; ISL 2015	CPL Competence in Ports and Logistics GmbH; Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik (ISL): LNG-Marktentwicklungs- und Nachfragepotenzialanalyse für die Schifffahrt sowie weitere LNG-affine Verkehrsträger in Bremerhaven und Bremen, Stand Dezember 2015.
DB 2017	Deutscher Bundestag: Drucksache 18/12580 – Beschlussempfehlung und Bericht des Finanzausschusses (7. Ausschuss), Stand Mai 2017.

dena 2015	Deutsche Energie-Agentur GmbH: Taskforce für Flüssigerdgas gegründet. https://www.dena.de/newsroom/meldungen/taskforce-fuer-fluessigerdgas-gegruendet , Zugriff 12. September 2017.
DNV GL 2017a	DNV GL SE: Gas Carrier Update, Stand Mai 2017.
DNV GL 2017a	DNV GL SE: LNGi status update – Comprehensive insights on worldwide LNG bunkering availability and market data on LNG as fuel for ships, Stand September 2017.
DVGW 2016	DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.: Potenzialanalyse LNG – Einsatz von LNG in der Mobilität, Schwerpunkte und Handlungsempfehlungen für die technische Umsetzung, Stand Oktober 2016.
EC 2016	European Commission: Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios
EC 2016b	Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on an EU strategy for liquefied natural gas and gas storage, Brussels, 16.2.2016
ECH 2017	Biocatalyst der Firma Electrochaea
Edf 2017	Dunkerque LNG terminal introduction (https://www.edf.fr/en/the-edf-group/industrial-provider/production-map/dunkerque-lng-terminal/introduction)
EIB 2014]	Finanzierung durch ein Konsortium von Geschäftsbanken und der EIB in Höhe von 76 Mio. EUR, EIB Pressemeldung vom 30.10.2014
Elbfähre 2017	Elbfähre Glückstadt Wischhafen GmbH & Co. KG: Tarife. http://www.elbfaehre.de , Zugriff 31. August 2017.
Elb-Link 2017	Elb-Link Fährgesellschaft mbH: Allgemeine Beförderungsbedingungen. http://die-elbfaehre.de/service/allgemeine-befoerederungsbedingungen , Zugriff 31. August 2017.
energate 2017	Quo-Vadis-Studie „Vier Szenarien für das europäische Gasmarktdesign“ von Ernst & Young und das ungarische Think-Tank Regional Centre for Energy Policy Research (REKK) im Auftrag der EU Kommission, energate messenger vom 23.06.2017
entsog 2017	www.entsog.eu/publications/tyndp#ENTSOG-TEN-YEAR-NETWORK-DEVELOPMENT-PLAN-2017
EPRS 2016	European Parliamentary Research Service „EU strategy for LNG and gas storage“, briefing, June 2016
EU/EC 2009	EU Richtlinie 2009/73/EC; deutsche Entsprechung im EnWG § 28a
Eurostat 2017a	Statistisches Amt der Europäischen Union: Bruttogewicht der nach/aus Haupthäfen umgeschlagenen Güter – Deutschland (mar_go_qm_de), Stand Juni 2017.

Eurostat 2017b	Statistisches Amt der Europäischen Union: Schiffe in den Haupthäfen nach Schiffstyp und Schiffsgröße (mar_tf_qm), Stand Juni 2017.
Eurostat 2017c	Statistisches Amt der Europäischen Union: ersorgung, Umwandlung, Verbrauch – Öl (nrg_102a), Stand Mai 2017.
EWI 2017	EWI Energy Research & Scenarios gGmbH, Köln, September 2017
Fassmer 2016	Fr. Fassmer GmbH & Co. KG: Fassmer erhält Auftrag zum Neubau der ATAIR. https://www.fassmer.de/en/press-releases/2016/fassmer-erhaelt-auftrag-zum-neubau-der-atair , Zugriff 22. September 2017.
FHH 2013	Freie und Hansestadt Hamburg: Gefahrgut- und Brandschutzverordnung Hafen Hamburg, Stand März 2013.
FNB 2017	FNB Gas, Szenariorahmen für NEP Gas 2018; Konsultationsdokument der FNB Gas zum Szenariorahmen für den NEP Gas 2018
gwf 2016	„Langfristige Gasbeschaffung für Europa Pipelineprojekte und LNG-Ketten, Gasspeicherbedarf“ Hans-Georg Fasold, gwf-Praxisseminar Gastechnik/Gasversorgung, Essen, 14.06.2016
HBH 2001	Hansestadt Bremisches Hafenamt: Bremische Hafenordnung, Stand April 2001.
HBH 2014	Hansestadt Bremisches Hafenamt: Vorläufige Anforderungen an die Betankung von Schiffen mit LNG in den Bremischen Häfen, Stand August 2014.
Horizon 2020	STORE&GO project to integrate Power-to-Gas technology into the future European energy system funded by EU's "Horizon 2020 research and innovation programme".
Hydtech 2017	http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/swinoujscie/
IBIA 2017	International Bunker Industry Association: How much will 2020 cost?. http://ibia.net/how-much-will-2020-cost , Zugriff 22. September 2017.
Intraplan et al. 2014	Intraplan Consult GmbH; BVU Beratergruppe Verkehr + Umwelt GmbH; Ingenieurgruppe IVV GmbH & Co. KG; PLANCO Consulting GmbH: Verkehrsverflechtungsprognose 2030 – Los 3 (Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtungen unter Berücksichtigung des Luftverkehrs), Stand Juni 2014.
JH&TM 2015	James Hendersen & Tatiana Mitrova, OIES Paper NG 102, September 2015
JWPR 2016	JadeWeserPort Realisierungs GmbH & Co. KG: Hafenbenutzungsordnung, Stand Januar 2016.
KBA 2017	Kraftfahrtbundesamt: Verkehr europäischer Lastkraftfahrzeuge – Güterbeförderung (VE 4), Stand August 2017.
MarineTraffic 2017	MarineTraffic TM: Voyage Planner, Stand August 2017.
MEG 2017	Merkel Energy Database 2017 (vertraulich)
MWP et al. 2014	MWP GmbH; IHS Inc.; Uniconsult Universal Transport Consulting GmbH; Fraunhofer-Center für Maritime Logistik und Dienstleistungen CML:

	Verkehrsverflechtungsprognose 2030 sowie Netzumlegung auf die Verkehrsträger – Los 2 (Seeverkehrsprognose), Stand Mai 2014.
NERA 2017	“A Square Regulatory Peg in a Round Industry Hole: Europe’s Gas Industry Problems“ von NERA vom 11.01.2017
NGVA Europe 2017	Natural and bio Gas Vehicle Association Europe: Directory of NG Filling Stations. https://www.ngva.eu/directory-of-ng-filling-stations , Zugriff 11. September 2017.
NZV 2017	Novelle Gas NZV vom 17.8.2017
NLNGP NL 2017	Nationaal LNG Platform Niederlande: Over ons. http://www.nationaalngplatform.nl/over-ons , Zugriff 11. September 2017.
NPorts 2017	Niedersachsen Ports GmbH Co. KG: Hafenbenutzungsvorschrift, Stand Januar 2017.
OVG 2017	OVG bestätigt Baustopp für Offshore-Terminal in Bremerhaven (Beschluss vom 03.04.2017), Pressemitteilung vom 6.4.2017
PitPoint 2017	PitPoint.DE GmbH: PitPoint.LNG erhält Zuschlag zum Bau der ersten LNG-Bunkerstation in Deutschland. http://www.pitpoint.nl/de/pitpoint-lng-erhaelt-zuschlag-zum-bau-des-ersten-fluessigerdgas-bunkerstation-in-deutschland , Zugriff 22. September 2017.
PTV 2017	PTV Planung Transport Verkehr AG: Map&Guide LKW Routenplanung, Stand August 2017.
Reuters 2017	Reuters Africa 4.4. 2017 „Qatar restarts development of world's biggest gas field after 12-year freeze“
SBS 2017	Schnellfähre Brake-Sandstedt GmbH & Co. KG: Fahrzeuge Gefahrgut (Fahrt inkl. Fahrer). https://www.weser-faehre.de/fahrzeuge_gefahrgut.html , Zugriff 31. August 2017.
Shell 2017	Shell Gas & Power Developments B.V.: Qatar Petroleum and Shell Form LNG Marine fueling venture. http://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2017/qatar-petroleum-shell-form-lng-marine-fueling-venture.html , Zugriff 22. September 2017.
SoS 2010	EU SoS Verordnung 994/2010 „Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung“
TC 2017	Team Consult Market Study June 2017 „A glimpse at the landscape of European LNG regasification infrastructure“
Timera 2017	Timera Energy „Practical view of Brexit impact on UK gas market“, 3.7.2017
Turner 2016	Building Cost Index 2016 und 2006 von Turner
UNECE 2017	United Nations Economic Commission for Europe: European Agreement Concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road, Stand Januar 2017.

VP; OFFIS 2013	Valuepacer Gesellschaft für Unternehmensberatung und Management mbH; OFFIS e. V.: LNG für die niedersächsischen Häfen – Potentiale und Strategie, Stand Juni 2013.
Weserfähre 2017	Weserfähre GmbH: Güterbeförderung auf der Fährverbindung Bremerhaven-Blexen. http://www.weserfaehre.de/tarife/lkw , Zugriff 31. August 2017.
WM NI 2013	Niedersächsisches Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr: Niedersächsische Hafenordnung, Stand Januar 2013.
WM NI 2015	Niedersächsisches Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr: Hafenbehördliche Verfügung zur Bebunkerung des Fahrgastschiffes "Ostfriesland" mit LNG per Tank-LKW, Stand Mai 2015.
WM SH 2014	Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Arbeit, Technologie und Tourismus Schleswig-Holstein: Hafenverordnung, Stand November 2014.
ZfK 2017	ZfK 22.8.2017 wegen Klaipeda „Russlands Präsident Wladimir Putin hatte auf dem G20-Gipfel bei einer Pressekonferenz die US-LNG-Lieferungen als 'höchst positiv' für den Wettbewerb gepriesen und fand, davon würden alle profitieren. Er sei für einen offenen Markt und einen 'robusten Wettbewerb'“.
ZfK 2017b	ZfK Meldung 30.8.2017 „Es droht eine Kostenexplosion“

IV. Anhang - Expertengutachten

Der vorliegenden LNG Potenzialstudie sind darüber hinaus vier verschiedene Expertengutachten beigelegt:

- „LNG POTENZIALSTUDIE – Nautische Betrachtung grundsätzlich möglicher Standorte an der Nordsee“ erstellt am 20. Oktober 2017 von Nautitec GmbH & Co. KG, Leer
- „LNG-Terminalstandorte, insbesondere für Floating LNG-Terminals in Deutschland – Anbindung an das überregionale Ferngasnetz“ erstellt im August 2017 von Prof. Dr. Hans-Georg Fasold, Essen
- „LNG-Beschaffenheiten und potenziell nichtenergetischer Verbrauch in Deutschland“ erstellt im September 2017 von Prof. Dr. Hans-Georg Fasold, Essen
- „Input to Potential study by introducing LNG into the German Market“ erstellt am 15. Mai 2017 von Norconsult AS, Oslo