

The background image shows a vast expanse of blue ocean under a clear sky. Numerous cargo ships of various sizes and colors are scattered across the water, creating a pattern of white, red, and blue against the deep blue sea.

Juni 2022

Kraftstoffanalyse in der Schifffahrt nach Segmenten

Abschlussbericht

Adressat

Deutsches Maritimes Zentrum e. V.

Hermann-Blohm-Straße 3

20457 Hamburg

Dokumententyp

Abschlussbericht

Datum

1. Juni 2022

KRAFTSTOFFANALYSE IN DER SCHIFFFAHRT NACH SEGMENTEN

ABSCHLUSSBERICHT

KRAFTSTOFFANALYSE IN DER SCHIFFFAHRT NACH SEGMENTEN

ABSCHLUSSBERICHT

Projektname **Kraftstoffanalyse in der Schifffahrt nach Segmenten**
Projekt Nr. **301001177**
Empfänger **Deutsches Maritimes Zentrum e. V.**



Ramboll
Dierkower Damm 29
18146 Rostock

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

Dokumententyp **Abschlussbericht**
Datum **1. Juni 2022**
In Kooperation mit **JAKOTA Cruise Systems GmbH**
Strandstraße 87/88
18055 Rostock



Nautitec GmbH & Co. KG
Bergmannstraße 36
26789 Leer



Bildnachweise **Berichtsdeckblatt © Photo Gallery | Adobe Stock**

Ramboll Deutschland GmbH
Jürgen-Töpfer-Straße 48
22763 Hamburg

Amtsgericht Hamburg, HRB 168273
Geschäftsführer:
Jens-Peter Saul,
Stefan Wallmann

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

INHALTE

Inhalte	1
Abbildungen	4
Tabellen	10
Abkürzungen	14
1. Kurzzusammenfassung	17
1.1 Vorwort	17
1.2 Untersuchungsziel und Vorgehensweise	18
1.3 Zusammenfassung der Studienergebnisse	19
2. Kraftstoffanalyse	21
2.1 Kraftstoffkatalog	23
2.1.1 Methodik und Annahmen zum Kraftstoffkatalog	26
2.1.2 Rückstandsöle und Destillate	32
2.1.3 Erdgas	43
2.1.4 LPG	55
2.1.5 Wasserstoff	60
2.1.6 Ammoniak	71
2.1.7 Methanol	80
2.1.8 Strom	87
2.1.9 Auswertung des Kraftstoffkatalogs	93
2.2 Bunkermarkt	113
2.2.1 Kraftstoffverbräuche und Bunkerfrequenzen	113
2.2.2 Bunkerschwerpunkte	114
2.2.3 Bunker- und Rohstoffpreise	117
2.3 Zusammenfassung	120
3. Flottenanalyse	121
3.1 Fokussierte Schiffsflotte	123
3.1.1 Methodik und Annahmen der Flottenanalyse	123
3.1.2 Allgemeine Betrachtung der fokussierten Flotte	124
3.1.3 Detailuntersuchung der Flotte	132
3.1.4 Energieverbrauch und Emissionen	140
3.2 Weltschiffsflotte	154
3.2.1 Neubau- und Umrüstungskosten	154

3.2.2	LNG-Tanktypen	157
3.2.3	Kurzfristiger Ausblick anhand des aktuellen Orderbuchs	158
3.3	Zusammenfassung	161
4.	Kraftstoffpotenziale	162
4.1	Übergeordneter Rechtsrahmen	164
4.1.1	Allgemeiner Gestaltungsspielraum	164
4.1.2	Regelungsmechanismen der IMO	165
4.1.3	Maßnahmen der Europäischen Union	167
4.1.4	Flankierende Initiativen	167
4.2	Kraftstoffverfügbarkeit und Ressourcenallokation	169
4.3	Energieeffizienz der Bereitstellung und Verwertung	177
4.3.1	Erhöhung der Energieeffizienz	177
4.3.2	Energieeffizienz potenzieller Kraftstofferzeugungspfade	178
4.4	Potenziale und Pfade von Umrüstungen	180
4.5	<i>Sweet Spots</i> der Bunkerfrequenzen	188
4.5.1	Methodik	188
4.5.2	Containerschiffe	190
4.5.3	Fähren	192
4.5.4	Massengutfrachter	194
4.5.5	Ableitung möglicher Bunkerfrequenzen und Kraftstoffe	196
4.6	Finanzierung der neuen maritimen Energieversorgung	198
4.7	Zusammenfassung	200
5.	Handlungsempfehlungen	201
5.1	Rechts- und Sicherheitsrahmen	204
5.2	Kraftstoffverfügbarkeit und Distribution	207
5.3	Forschung, Entwicklung und Anwendung	211
5.3.1	Förderbedarf	211
5.3.2	Forschungsbedarf	215
5.3.3	Entwicklungsbedarf	216
5.4	Zusammenfassung der Handlungsempfehlungen	220
Literatur		222
Anhang		242
A Bedeutung der <i>Technology Readiness Level</i>		243

ABBILDUNGEN

Abbildung 1 Unterscheidung von Schiffskraftstoffen in der Kraftstoffanalyse	29
Abbildung 2 Energiedichten verschiedener Schiffskraftstoffe inkl. indikativer Bewertung der Einflüsse des entsprechenden Tanksystems	30
Abbildung 3 Energieflussdiagramme möglicher strombasierter bzw. biogener Herstellungsverfahren für etablierte Kraftstoffe	35
Abbildung 4 Preise für Rückstandsöle und Destillate seit 2020	36
Abbildung 5 Energieflussdiagramme möglicher Herstellungsverfahren für LNG	44
Abbildung 6 Energieflussdiagramme möglicher Herstellungsverfahren für CNG	44
Abbildung 7 Preise für Erdgas und LNG seit 2020	47
Abbildung 8 Preise für Propan und LPG seit 2020	56
Abbildung 9 Kategorisierung unterschiedlicher Wasserstoffquellen nach Farben (Wasserstoff-Regenbogen)	60
Abbildung 10 Energieflussdiagramme möglicher Herstellungsverfahren für Flüssigwasserstoff	62
Abbildung 11 Energieflussdiagramme möglicher Herstellungsverfahren für komprimierten Wasserstoff (250 bar)	63
Abbildung 12 Wasserstofftransportkosten in Abhängigkeit der Transportdistanz und des -durchsatzes	65
Abbildung 13 Preise für Wasserstoff seit 2020	65
Abbildung 14 Energieflussdiagramme möglicher Herstellungsverfahren für Ammoniak	72
Abbildung 15 Vergleich der Dampfdruckkurven von Ammoniak, Propan und n-Butan	73
Abbildung 16 Preise für Ammoniak seit 2020	74
Abbildung 17 Energieflussdiagramme möglicher Herstellungsverfahren für Methanol	81
Abbildung 18 Preise für Methanol seit 2020	82

Abbildung 19 Auswertung der TRL der untersuchten Schiffskraftstoffe	94
Abbildung 20 TRL-Vergleich der maritimen Transportketten alternativer Schiffskraftstoffe	95
Abbildung 21 TRL-Vergleich der globalen Rohstofflagerfazilitäten alternativer Schiffskraftstoffe	96
Abbildung 22 Vergleich der Gesamtverbräuche potenzieller Schiffskraftstoffe mit dem Energiebedarf der Schifffahrt im Jahr 2020 (Stand 14. Juli 2021)	97
Abbildung 23 TRL-Vergleich der globalen Kraftstoffverfügbarkeit/Distribution alternativer Schiffskraftstoffe	98
Abbildung 24 TRL-Vergleich der technischen Reife des Kraftstoff-/Motoren-/Antriebssystems alternativer Schiffskraftstoffe	99
Abbildung 25 TRL-Vergleich des Rechts- und Sicherheitsrahmens der Übernahme und Verwendung alternativer Schiffskraftstoffe	100
Abbildung 26 Wirkungsgrade verschiedener Energiewandler in Abhängigkeit der Leistung	103
Abbildung 27 Wirkungsgrade der Verarbeitungsschritte ausgewählter grüner Kraftstoffe entlang des Lebenszyklus (WtP)	105
Abbildung 28 WtT-Emissionen ausgewählter Kraftstoffe bei fossilen Herstellungspfaden	106
Abbildung 29 TtP-Emissionen ausgewählter Kraftstoffe	109
Abbildung 30 TtP-Schadstoffemissionen ausgewählter Kraftstoffe	111
Abbildung 31 WtP-Emissionen ausgewählter Kraftstoffe	112
Abbildung 32 Energieverbrauch in der Seeschifffahrt durch Schiffe ≥ 5.000 BRZ im Jahr 2020*	113
Abbildung 33 Schematische Darstellung der Bunkerfrequenzen bei Verwendung etablierter Kraftstoffe	113
Abbildung 34 Veränderung der weltweiten maritimen Kraftstoffnachfrage zwischen 2020 und 2019	114

Abbildung 35 Bunkermengen von Schiffskraftstoffen am Standort Rotterdam zwischen 2019 und 2021	115
Abbildung 36 Bunkermengen von Schiffskraftstoffe am Standort Singapur zwischen 2019 und 2021	116
Abbildung 37 Bunkerpreisentwicklung für fossile Kraftstoffe seit 2020*	118
Abbildung 38 Preisentwicklung für fossile Kraft- und Rohstoffe als Vielfaches von VLSFO seit 2020	119
Abbildung 39 Schiffstypen und Kraftstoffmix der fokussierten Seeschiffsflotte (Stand 30. September 2021)	124
Abbildung 40 Anzahl der betrachteten Seeschiffe nach Schiffstypen und Berührungspunkt zu Deutschland	126
Abbildung 41 Hersteller der Hauptmotoren der fokussierten Seeschiffsflotte (Stand 30. September 2021)	127
Abbildung 42 Fahrtgebiete mit korrespondierenden Hafenanläufen und Schiffen (2019)	128
Abbildung 43 Eigenschaften der betrachteten fokussierten Binnenschiffsflotte (2019)	129
Abbildung 44 Qualitatives Beispiel für ein Sankey-Diagramm	141
Abbildung 45 Sankey-Diagramm für ein kleines Containerschiff - Beispiel 'X-Press Guernsey' (4.700 TEU - 60.149 dwt)	143
Abbildung 46 Sankey-Diagramm für ein kleines Containerschiff - Beispiel: 'X-Press Guernsey' (4.700 TEU - 60.149 dtw) mit 63 Kühlcontainern	143
Abbildung 47 Sankey Diagramm für ein großes Containerschiff - Beispiel: 'CMA CGM Thalassa' (11.000 TEU)	144
Abbildung 48 Sankey-Diagramm für ein großes Containerschiff - Beispiel: 'CMA CGM Thalassa' (11.000 TEU) mit 700 Kühlcontainern	144

Abbildung 49 TEU und Kühlcontainer (Reefer) bezogen auf Motorisierung und Stromerzeugung von Containerschiffen	145
Abbildung 50 Sankey-Diagramm für einen Chemikalentanker - Beispiel: 'Birthessberger' (6.300 dwt)	146
Abbildung 51 Sankey-Diagramm für einen Massengutfrachter - Beispiel: 'Gertrude Oldendorff' (81.400 dwt)	146
Abbildung 52 Sankey-Diagramm für ein Passagierschiff - Beispielschiff	147
Abbildung 53 Neubaupreise für in Dienst gestellte und georderte Containerschiffe (ab Baujahr 2019) nach TEU und Kraftstoff (Stand 10. Februar 2022)	155
Abbildung 54 Bunkertanktypen LNG-betriebener Schiffe nach Schiffstyp (Stand 4. Januar 2022)	157
Abbildung 55 Weltweites Orderbuch für Seeschiffe nach Anzahl (Stand 1. März 2022)	158
Abbildung 56 Weltweites Orderbuch für Seeschiffe mit bekanntem Primärkraftstoff und ohne Flüssiggastanker (Stand 1. März 2022)	160
Abbildung 57 (Geplante) Entwicklung der Kohlenstoffintensität und Regelungsmechanismen der IMO zur Emissionsreduzierung	166
Abbildung 58 Potenzielle PtX-Erzeugungsmengen in Australien im Jahr 2050 nach Gestehungsart und Energieträgern (Stand 5. Mai 2022)	170
Abbildung 59 Weltweite Import-/Export-Infrastruktur und Bunkerschiffe für LNG (Stand 1. Juli 2021)	172
Abbildung 60 Weltweite Import-/Export-Infrastruktur für Methanol (Stand 1. Juli 2021)	173
Abbildung 61 Weltweite Import-/Export-Infrastruktur für Ammoniak (Stand 1. Juli 2021)	174
Abbildung 62 Weltweite Verbreitung von Landstromanlagen (Stand 1. Juli 2021)	175
Abbildung 63 Emissionsreduzierungspotenzial verschiedener baulicher, operativer und ökonomischer Anpassungsmaßnahmen	177

Abbildung 64 Energetische Betrachtung der <i>Supply Chain</i> von Wasserstoff(-derivaten)	179
Abbildung 65 Verhältnis der Energiedichten ausgewählter Kraftstoffe ohne Berücksichtigung von Wirkungsgraden und ohne zusätzliche Verrechnung erforderlicher <i>Pilot Fuel</i>-Mengen inkl. indikativer Bewertung der Einflüsse des jeweiligen Tanksystems	188
Abbildung 66 Transportkapazität nach Tragfähigkeit bei Containerschiffen (Stand 31. Juli 2021)	190
Abbildung 67 Trendfunktionen des Nettoraumbedarfs der Kraftstoffe auf Containerschiffen inkl. LNG-energieäquivalenter Kalkulation der Bunkertankgrößen (Stand 31. Juli 2021)	191
Abbildung 68 Bunkerkapazität nach Tragfähigkeit bei Containerschiffen (Stand 31. Juli 2021)	192
Abbildung 69 Trendfunktionen des Nettoraumbedarfs der Kraftstoffe auf Fähren inkl. LNG-energieäquivalenter Kalkulation der Bunkertankgrößen (Stand 31. Juli 2021)	193
Abbildung 70 Bunkerkapazität nach Schiffsgröße bei Fähren (Stand 31. Juli 2021)	194
Abbildung 71 Trendfunktionen der Bunkerkapazität nach Tragfähigkeit bei Massengutfrachtern (für Kraftstoffalternativen abgeleitet) (Stand 31. Juli 2021)	195
Abbildung 72 Schematische Darstellung der Bunkerfrequenzen der untersuchten Seeschiffstypen bei zukünftiger Verwendung alternativer Kraftstoffe	196
Abbildung 73 Einordnung der <i>Key Critical Factors</i> in das Marktumfeld alternativer Schiffskraftstoffe	201
Abbildung 74 Kriterien zur Prüfung der Eignung alternativer Schiffskraftstoffe	202
Abbildung 75 Eignung der Kraftstoffe nach Schiffstypen (Angaben für die fokussierte (deutsche) Seeschiffsflotte in 2019)	203
Abbildung 76 Weltweite Import-/Export-Infrastruktur und Bunkerschiffe/-standorte am Beispiel LNG mit den am stärksten frequentierten Fahrtgebieten der fokussierten Seeschiffsflotte (Stand 1. Juli 2021)	209

Abbildung 77 | Weltweite Import-/Export-Infrastruktur am Beispiel Ammoniak mit den am stärksten frequentierten Fahrtgebieten der fokussierten Seeschiffsflotte (Stand 1. Juli 2021)

209

Abbildung 78 | Synergien des branchenübergreifenden Wissenstransfers in Bezug auf Anwendungen alternativer Schiffskraftstoffe

218

TABELLEN

Tabelle 1 	Beschreibung der TRL-Skala	25
Tabelle 2 	Stoffliche Eigenschaften verschiedener Schiffskraftstoffe	31
Tabelle 3 	Benennung fossiler Schiffskraftstoffe nach ihrem Schwefelgehalt	33
Tabelle 4 	SWOT-Matrix für strombasiert bzw. biogen hergestellte etablierte Kraftstoffe	41
Tabelle 5 	Bewertung des TRL von Rückstandsölen und Destillaten	42
Tabelle 6 	Übersicht gängiger Typen und Ausführungen erdgasbetriebener Schiffsmotoren	48
Tabelle 7 	Qualitative Bewertung der Methanfreisetzungspotenziale bei der LNG-Produktion und -versorgung	51
Tabelle 8 	SWOT-Matrix für Erdgas als Schiffskraftstoff	53
Tabelle 9 	Bewertung des TRL von Erdgas als Schiffskraftstoff	54
Tabelle 10 	SWOT-Matrix für LPG als Schiffskraftstoff	58
Tabelle 11 	Bewertung des TRL von LPG als Schiffskraftstoff	59
Tabelle 12 	SWOT-Matrix für Wasserstoff als Schiffskraftstoff	69
Tabelle 13 	Bewertung des TRL von Wasserstoff als Schiffskraftstoff	70
Tabelle 14 	SWOT-Matrix für Ammoniak als Schiffskraftstoff	78
Tabelle 15 	Bewertung des TRL von Ammoniak als Schiffskraftstoff	79
Tabelle 16 	SWOT-Matrix für Methanol als Schiffskraftstoff	85
Tabelle 17 	Bewertung des TRL von Methanol als Schiffskraftstoff	86
Tabelle 18 	SWOT-Matrix für vollelektrische Schiffsantriebskonzepte	91
Tabelle 19 	Bewertung des TRL vollelektrischer Schiffsantriebskonzepte	92

Tabelle 20 	Anzahl der Terminals für verschiedene Energieträger in Seehäfen (Stand 14. Juli 2021)	98
Tabelle 21 	Compliance alternativer Schiffskraftstoffe mit Emissionsgrenzwerten in ECA	107
Tabelle 22 	GWP verschiedener THG nach 20 und 100 Jahren	109
Tabelle 23 	Schlüsselergebnisse der Kraftstoffanalyse	120
Tabelle 24 	Anlaufverhalten* der betrachteten Binnenschiffe (2019)	131
Tabelle 25 	Seeschiffsflottenauswertung der Schiffsmaße, des Alters und des Fahrverhaltens (2019)	133
Tabelle 26 	Seeschiffsflottenauswertung der Haupt- und Hilfsmotorentypen (Stand 30. September 2021)	135
Tabelle 27 	Seeschiffsflottenauswertung der Haupt- und Hilfsmotorenleistungen (Stand 30. September 2021)	136
Tabelle 28 	Seeschiffsflottenauswertung der Primärkraftstoffe und Abgasnachbehandlungsanlagen (Stand 30. September 2021)	137
Tabelle 29 	Seeschiffsflottenauswertung der verwaltungstechnischen und baulichen Berührungspunkte zu Deutschland (Stand 30. September 2021)	139
Tabelle 30 	Vergleich von Kraftstoffverbräuchen bei Einsatz von offenen und geschlossenen-SOx-Abgasnachbehandlungsanlagen gegenüber dem Einsatz von Dieselkraftstoff und dem Einsatz von Kraftstoff mit weniger als 0,5 % Schwefelgehalt als Alternative	150
Tabelle 31 	Seeschiffsflottenauswertung der Kraftstoffverbräuche und Emissionen (2019)	153
Tabelle 32 	Indikation der Kosten für verschiedene CapEx-Bestandteile bei Schiffsneubauten	154
Tabelle 33 	Anlaufverhalten* der fokussierten Seeschiffsflotte (2019)	176

Tabelle 34 	2-Takt-Motorenproduktportfolio der MAN ES inkl. möglicher Umrüstbarkeiten	180
Tabelle 35 	4-Takt-Motorenproduktportfolio der MAN ES und von Wärtsilä inkl. möglicher Umrüstbarkeiten	181
Tabelle 36 	Seeschiffsflottenauswertung für MAN ES 2-Takt-Motoren inkl. Umrüstungspotenziale (Stand 30. September 2021)	183
Tabelle 37 	Seeschiffsflottenauswertung der 4-Takt-Motoren der MAN ES und von Wärtsilä inkl. Umrüstungspotenziale (Stand 2. Mai 2022)	184
Tabelle 38 	Typische Bunkerintervalle für Seeschiffe bei der Nutzung verschiedener alternativer Kraftstoffe	197
Tabelle 39 	Regulatorik für alternative Kraftstoffe und <i>Major Legal Gaps</i> in der Seeschifffahrt	205
Tabelle 40 	Auswahl bestehender Initiativen zur Absicherung der Versorgung mit alternativen Kraftstoffen	208
Tabelle 41 	Nationale Förderprogramme zum Einsatz alternativer Kraftstoffe in der See- und Binnenschifffahrt (Stand Januar 2022)	213
Tabelle 42 	EU-Förderprogramme zum Einsatz alternativer Kraftstoffe in der See- und Binnenschifffahrt (Stand Januar 2022)	214
Tabelle 43 	Auswahl internationaler Kooperationen mit Bezug zu alternativen Schiffskraftstoffen	217
Tabelle 44 	Schiffstypen, -größenklassen und -anzahlen der fokussierten Seeschiffsflotte	246
Tabelle 45 	Detaillierte Seeschiffsflottenauswertung der Schiffsmaße, des Alters und des Fahrverhaltens (2019)	251
Tabelle 46 	Detaillierte Seeschiffsflottenauswertung der Haupt- und Hilfsmotorentypen (Stand 30. September 2021)	256
Tabelle 47 	Detaillierte Seeschiffsflottenauswertung der Haupt- und Hilfsmotorenleistungen (Stand 30. September 2021)	261
Tabelle 48 	Detaillierte Seeschiffsflottenauswertung der Primärkraftstoffe und	

Abgasnachbehandlungsanlagen (Stand 30. September 2021)	266
Tabelle 49 Detaillierte Seeschiffsflottenauswertung der verwaltungstechnischen und baulichen Berührungspunkte zu Deutschland (2019)	271
Tabelle 50 Detaillierte Seeschiffsflottenauswertung für Kraftstoffverbräuche und Emissionen (2019)	276
Tabelle 51 Detaillierte Seeschiffsflottenauswertung des Anlaufverhaltens* (2019)	281
Tabelle 52 Detaillierte Seeschiffsflottenauswertung für MAN ES 2-Takt-Motoren inkl. Umrüstungspotenziale (Stand 30. September 2021)	284
Tabelle 53 Detaillierte Seeschiffsflottenauswertung der 4-Takt-Motoren der MAN ES und von Wärtsilä inkl. Umrüstungspotenziale (Stand 2. Mai 2022)	288

ABKÜRZUNGEN

AEL	Alkalische Elektrolyse
AiP	Approval in Principle
AIS	Automatisches Identifikationssystem
BOG	Boil-Off-Gas
BRZ	Bruttoräumzahl
BWMS	Ballastwasser-Managementsysteme
CapEx	Capital Expenditures
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CESNI	Comité Européen pour l'Élaboration de Standards dans le Domaine de la Navigation Intérieure
CNG	Compressed Natural Gas
CO	Kohlenstoffmonoxid
DAC	Direct Air Capture
dwt	Deadweight Tonnage
ECA	Emission Control Area(s)
EEDI	Energy Efficiency Design Index
EEXI	Energy Efficiency Existing Ships Index
ES-TRIN	Standard Européen Établissant les Prescriptions Techniques des Bateaux de Navigation Intérieure
ETS	European Union Emissions Trading System
FAME	Fatty Acid Methyl Ester
GHS	Globally Harmonised System
GW	Gigawatt
GWP	Global Warming Potential
HC	Hydrocarbons
(H)FO	(Heavy) Fuel Oil
HS	High Sulphur
IGC-Code	International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk
IGF-Code	International Code of Safety for Ship Using Gases or Other Low-flashpoint Fuels
IMO	International Maritime Organization
IMRF	International Maritime Organization Maritime Research Fund

IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
LNG	Liquefied Natural Gas
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carriers
LPG	Liquefied Petroleum Gas
LS	Low Sulphur
MARPOL	Marine Pollution
MDO	Marine Diesel Oil
MGO	Marine Gas Oil
MPA	Maritime and Port Authority of Singapore
NMVOC	Non-Methane Volatile Organic Compounds
N₂O	Distickstoffmonoxid
NO_x	Stickoxide
NSMT	Deutsches Institut für Normung - Normenstelle Schiffs- und Meerestechnik
OpEx	Operating Expenditures
PEM	Polymer-Elektrolyt-Membran
PM	Particulate Matter
PtS	(Port-)Terminal-to-Ship
PtX	Power-to-X
SCR	Selective Catalytic Reduction
SECA	Sulfur Emission Control Area(s)
SIMOPS	Simultaneous Operations
SOEC	Solid Oxide Electrolyser Cell
SOLAS	International Convention for the Safety of Life at Sea 1974
SO_x	Schwefeloxide
StS	Ship-to-Ship
THG	Treibhausgas
TRL	Technology Readiness Level
TtP	Tank-to-Propeller
TtS	Truck-to-Ship
ULS	Ultra-Low Sulphur
VLS	Very Low Sulphur
WtP	Well-to-Propeller
WtT	Well-to-Tank

1. KURZZUSAMMENFASSUNG

1.1 Vorwort

Das 2017 gegründete Deutsche Maritime Zentrum e. V. ist ein unabhängiger öffentlich finanziert, branchenübergreifender Thinktank mit Sitz in Hamburg. Es setzt auf Zukunftsthemen, wie nicht-fossile Kraftstoffe, emissionsfreie Antriebe, moderne Sicherheitssysteme und autonome Schifffahrt. Den Kern bilden Fragen der Gestaltung sowie der Umsetzung von Forschung, Entwicklung und Innovation im Bereich der maritimen Branche. Sie dienen dem Wissenszuwachs, der Weiterentwicklung des Standes der Technik, der Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit des Branchenstandorts Deutschland.

Anfang 2021 hat das Deutsche Maritime Zentrum e. V. das Unternehmen Ramboll mit der „Kraftstoffanalyse in der Schifffahrt nach Segmenten“ beauftragt. In der Studie soll das gegenwärtig genutzte „Kraftstoffportfolio“ der den Schifffahrtsstandort Deutschland prägenden Flottensegmente und dessen Ersatz durch geeignete alternative Energieträger dargestellt werden.

Diese Alternativen haben im Hinblick auf globale Emissionseinsparungsziele bei Treibhausgasen sowie auf die Einhaltung von Grenzwerten für die durch den maritimen Verkehr verursachten Luftsabdstoffe¹ ein großes Marktpotenzial.

In der Studie werden alle untersuchten Energieträger, mit Ausnahme von Akkumulatoren zur Speicherung elektrischer Energie, grundsätzlich als ‚Kraftstoffe‘ bezeichnet.

In der Studie werden die Stakeholder der maritimen Wirtschaft in Deutschland betrachtet. Analysiert werden die aktuelle Kraftstoffnutzung und mögliche Transformationen der fahrenden Flotte

- deutscher Reeder,
- unter deutscher Flagge,
- gebaut auf Werften in Deutschland und
- mit Schiffsanläufen an deutschen Hafenstandorten.

Die Seeschifffahrt hat weltweit einen Anteil von rund 3 % an den globalen CO₂-Emissionen.² Wie in anderen Branchen, so gelten auch in der Schifffahrt zukünftig Emissionsstandards für Treibhausgase. Die *International Maritime Organization* verabschiedete 2018 eine erste Strategie zur Reduzierung der CO₂-Emissionen mit Einsparungsschritten bis 2050. Hiernach sind die durch die Schifffahrt verursachten CO₂-Emissionen im Verhältnis zur maritimen Transportleistung bis zum Jahr 2030 um mindestens 40 % gegenüber dem Niveau von 2008 zu senken. Bis 2050 soll die Reduzierung gegenüber 2008 mindestens 70 % betragen. Zudem sind auch die absoluten Treibhausgasemissionen des internationalen Seeverkehrs bis 2050 im Vergleich zu 2008 mindestens zu halbieren. Eine Überarbeitung der Strategie sowie eine Anpassung der langfristigen Zielstellung ist für das Jahr 2023 geplant.³⁴

Damit steht die maritime Branche vor einer großen Herausforderung. Dies gilt insbesondere auch vor dem Hintergrund einer erwartbaren Lebensdauer von Schiffen von 20 bis 25 Jahren. Die jetzigen Investitionsentscheidungen haben einen langfristigen Einfluss darauf, ob neue oder umgerüstete Schiffe auch langfristig kommerziell erfolgreich zu betreiben sind.

¹ (IMO, 2005)

² (IMO, 2021a)

³ (IMO, 2018)

⁴ (IMO, 2021k)

1.2 Untersuchungsziel und Vorgehensweise

Ziel der Studie ist es geeignete alternative Kraftstoffe zu identifizieren, mit denen in den verschiedenen Segmenten der deutschen See- und Binnenschifffahrt Treibhausgas- und Luftschatstoffemissionen erfolgreich gesenkt werden können. Neben der Erreichung von Emissionsminderungszielen wird in der Qualifizierung der Kraftstoffoptionen insbesondere auch die technische Reife des Gesamtsystems beurteilt.

Im Rahmen der Untersuchung wird ein technologieoffener Ansatz verfolgt. Eine *One Fits All*-Lösung erscheint nicht nur vor dem Hintergrund der unterschiedlichen stofflichen Eigenschaften alternativer Kraftstoffe wenig zukunftsfähig, sondern auch mit Blick auf die Heterogenität der Schiffsflotte u. a. in Bezug auf Typ, Alter, Größe, Motorisierung, Transportaufgabe und Fahrtgebiete. Es wird ein breiter Katalog aus komprimierten und verflüssigten Gasen, Kraftstoffen mit niedrigem Flammpunkt sowie der Einsatz von Akkumulatoren betrachtet.

In der vorliegenden Studie werden **drei Schwerpunkte** gesetzt. Den **ersten Schwerpunkt** (Kapitel 2 und 3) bilden eine **Kraftstoff- und Flottenanalyse**. Erstere umfasst eine Zusammenstellung und detaillierte Beschreibung der in der Schifffahrt etablierten Kraftstoffe sowie die Ergänzung dieses Katalogs um alternative Kraftstoffe, die zukünftig eine bedeutende Rolle in der Schifffahrt spielen können. Darüber hinaus wird der gegenwärtige Kraftstoffmarkt untersucht. In der Flottenanalyse erfolgt die Darstellung der deutschen Schiffsflotte bzw. Schiffssegmente mit Bedeutung für die deutsche maritime Branche. Unter Nutzung ausgewählter Schiffsdatenbanken bzw. Portale zur Verfolgung von Schiffsbewegungen werden nach Schiffstypen und -größen unterschiedene Informationen u. a. zu Alter, Motorisierung und Fahrtgebieten referenziert.

Der **zweite Schwerpunkt** (Kapitel 4) ist eine **Potenzialanalyse**. Hier wird dargestellt, in welchem Umfang und unter welchen Bedingungen sich welche Kraftstoffalternativen für einen Einsatz in den verschiedenen zivilen Schifffahrtssegmenten eignen. Es wurden *Key Critical Factors* identifiziert, die innerhalb der Flottensegmente eine erfolgreiche Marktdurchdringung alternativer Kraftstoffe beeinflussen.

Im **dritten Schwerpunkt** (Kapitel 5) werden die Erkenntnisse der durchgeföhrten Analysen in **Handlungsoptionen** zur gezielten Entwicklung eines alternativen Kraftstoffportfolios für die betrachteten Flottensegmente und Schiffsgrößen überführt.

Wo für den Erkenntnisgewinn geeignet, werden Bezüge zu der bisherigen Entwicklung des Schiffs kraftstoffs *Liquefied Natural Gas* hergestellt, um insbesondere technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen für eine Nutzung alternativer Kraftstoffe zu veranschaulichen. Hierzu zählen z. B. Erfahrungen bei der Platzierung von Tank- und Kraftstoffsystem an Bord der verschiedenen Schiffstypen und Zusammenhänge in der Kraftstoffpreisentwicklung. Wo für eine ganzheitliche Problembetrachtung geboten, wird der zentrale Blick auf die deutschen Schiffsflottensegmente um eine übergeordnete Betrachtung von allgemeinen Marktbedingungen erweitert. Im Fokus stehen hierbei z. B. die gesamte maritime Kraftstoffnachfrage oder die Marktdurchdringung alternativer Kraftstoffe im gegenwärtigen weltweiten Orderbuch. Die Studie bildet den aktuellen Stand der Technik sowie den Fortschritt aktuell verfolgter Forschungs- und Entwicklungsansätze im Rahmen des Einsatzes alternativer Kraftstoffe in der Schifffahrt mit Stand März 2022 ab.

Unberücksichtigt bleiben der Antrieb von Schiffen mit Windkraft oder Nuklearnergie.

1.3 Zusammenfassung der Studienergebnisse

Nachfolgend werden die zentralen Handlungsfelder für den Aufbau und die praktische Umsetzung eines alternativen Kraftstoffportfolios in der Schifffahrt benannt. Sie basieren auf den Ergebnissen der Kraftstoff-, Flotten- und Potenzialanalyse. Die Ergebnisse adressieren die zuvor genannten Stakeholder und Entscheidungsträger der maritimen Wirtschaft in Deutschland. Eine Übersicht der korrespondierenden Handlungsempfehlungen der Studie ist in der Hot Topic Box 4 am Ende der Studie zu finden.

Eine zentrale Voraussetzung für ein alternatives Kraftstoffportfolio in der Schifffahrt sind die rechtlichen und sicherheitstechnische Rahmenbedingungen. Die Vielfalt und Verschiedenartigkeit der alternativen Kraftstoffe sind hier noch nicht umfassend und verlässlich abgebildet.

- Die *International Maritime Organization* muss im Rahmen des „*International Code of Safety for Ship Using Gases or Other Low-flashpoint Fuels*“ Bauvorschriften für mit alternativen Kraftstoffen betriebene Schiffe schaffen.
- Auf Bundes- und Länderebene ist die Harmonisierung von Vorschriften und Verwaltungsakten für das Bunkern alternativer Kraftstoffe in den deutschen (See-)Häfen erforderlich.
- Weiterbildungen für das fahrende Personal über die unterschiedlichen Kraftstoffe müssen etabliert werden. Nur so lässt sich gewährleisten, dass das Personal sach- und fachgerecht mit den unterschiedlichen stofflichen Eigenschaften vertraut ist und mit ihnen umgehen kann.

Um zukünftig alternative Schiffskraftstoffe einsetzen zu können, muss eine flächendeckende Verfügbarkeit von strombasiert bzw. biogen hergestellten Energieträgern gewährleistet werden.

- Hierfür sind der Ausbau erneuerbarer Energien sowie die Schaffung von Produktionskapazitäten für entsprechende *Bio-* und *E-Fuels* zu beschleunigen.
- Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit und zugunsten der Investitionssicherheit sowohl auf der Angebots- als auch Nachfrageseite sind zudem zukünftige Abnahmevereinbarungen für alternative Kraftstoffe zwischen Reeder(n) und Produzent(en) abzuschließen.

Die Bereitstellung alternativer Kraftstoffe in der Schifffahrt erfordert ein Netzwerk für die Distribution, wie es in den letzten Jahren bspw. bereits für *Liquefied Natural Gas* aufgebaut wurde. Die Routen der internationalen Seeschiffsflotte überschneiden sich an Knotenpunkten, die i. d. R. bereits heute als *Bunkerhubs* für etablierte Kraftstoffe dienen und zudem Import- und Exportinfrastrukturen für Energieträger beherbergen, die auch als alternative Schiffskraftstoffe infrage kommen.

- Diese Standorte sind als *Bunkerhubs* für alternative Kraftstoffe prioritär zu entwickeln. Die vorhandenen Import- und Exportinfrastrukturen sind als *Enabler* für die Kraftstoffversorgung der Schifffahrt (bspw. Verteilung auf Bunkerschiffe und Tank-Lkw) zu nutzen.

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass die Vielfalt der alternativer Kraftstoffe in Verbindung mit der Heterogenität der Schiffsflotte in den kommenden Jahrzehnten zu einer Diversifizierung des Kraftstoffportfolios der Schifffahrt führen wird. Insofern variiert die Eignung der untersuchten alternativen Schiffskraftstoffe u. a. in Abhängigkeit vom Schiffstyp.

In der Studie wurde, auf Basis der Ergebnisse der Kraftstoff-, Flotten- und Potenzialanalyse, ausgewertet, welche Kraftstoffe sich grundsätzlich für welche Schiffstypen eignen.

Die vorliegende Studie dient den Stakeholdern der maritimen Wirtschaft in Deutschland als Unterstützung beim Aufbau und der praktischen Umsetzung eines alternativen Kraftstoffportfolios.

Es besteht weiterer Untersuchungs- und Handlungsbedarf: Insbesondere die aktuellen Verfahren zur Erhebung von Emissionen entlang des gesamten Lebenszyklus (*Well-to-Propeller*) sind mit Blick auf globale Treibhausgasminderungsziele zu prüfen.

Es wird empfohlen, Analysen zum alternativen Kraftstoffportfolio in der Schifffahrt regelmäßig zu aktualisieren bzw. auf ihre Aktualität zu prüfen.

2. KRAFTSTOFFANALYSE

Die Kraftstoffanalyse fokussiert die Bereitstellung eines umfangreichen Informationskatalogs zu den im Status quo weltweit verfügbaren (etablierten), marktreifen (jedoch noch nicht flächendeckend verfügbaren) und in der Entwicklung befindlichen Kraftstoffen für die See- und Binnenschifffahrt. Die Grenzen zwischen den Stufen Marktreife, Pilot- bzw. Demonstrationsphase und anwendungsbezogener Grundlagenforschung sind mitunter fließend. Es wird daher explizit darauf eingegangen, mit welchen Herausforderungen die Schifffahrt durch den wissenschaftlich, politisch und gesellschaftlich forcieren Austausch der Energiebezugsquellen, weg von fossilen hin zu regenerativen Energieträgern, konfrontiert ist. Zu diesem Zweck werden die einzelnen Kraftstoffe hinsichtlich verschiedener Gesichtspunkte auf ihre Verwendbarkeit in der Schifffahrt untersucht. Für die Auswertung des Kraftstoffkatalogs wird sich der *Technology Readiness Level* (TRL) bedient, auf deren Bedeutung im nachfolgenden Kapitel 2.1 näher eingegangen wird.

Ergänzt wird die Kraftstoffanalyse um eine Untersuchung des internationalen Kraftstoffmarktes. Hierfür werden in Kapitel 2.2 die aktuellen Rahmenbedingungen des Bunkermarktes dargestellt. Neben den Bunkerpreisen werden dabei auch die:

- aktuelle Kraftstoffverbräuche,
- Bunkerfrequenzen und
- bedeutendsten Bunkerorte

evaluiert.

Zusammenfassend werden in Hinblick auf die Potenzialanalyse in Kapitel 4 dieser Studie Schwerpunkte identifiziert, die sich beim Einsatz entsprechender Kraftstoffe in der Schifffahrt als *Key Critical Factors* erweisen können. Die Hot Topic Box 1 bieten einen Überblick über die Schlüsselergebnisse der Kraftstoffanalyse.

Hinsichtlich der stofflichen Eigenschaften sind insbesondere die Energiedichten alternativer Kraftstoffe von Interesse, die einen direkten Einfluss auf die Raum- und Gewichtsanforderungen des Kraftstoffs ausüben. Die betrachteten Alternativen verfügen durchgängig über geringere volumetrische Energiedichten und nehmen daher beim Transport und der Lagerung mehr Platz bei gleicher Energiemenge ein. Daraus ergeben sich u. a. operative Anpassungsbedarfe hinsichtlich der Bereitstellung, der Raumaufteilung auf Schiffen oder auch der Bunkerfrequenzen.

Die als alternative Kraftstoffe infrage kommenden Produkte werden teils schon heute industriell für schifffahrtsfremde Verwendungszwecke hergestellt. Die heutigen fossilen Produktionspfade können allerdings nicht zur Verbesserung der Ökobilanz der Schifffahrt beitragen. Für die langfristige Dekarbonisierung ist die Herstellung mit regenerativer Energie erforderlich. Die entsprechenden Produktionskapazitäten sind im Status quo jedoch begrenzt.

Die Lagerung, der Transport und die Verwendung alternativer Schiffskraftstoffe bringt teils erhebliche operative Anpassungen mit sich. Gase, die als Kraftstoffe verwendet werden, können erst durch energieaufwändige Komprimierung oder Verflüssigung in einen speicherfähigen Zustand gebracht werden. Sie benötigen darüber hinaus spezielle Tank- und Kraftstoffsysteme und erfordern, u. a. beim Bunkern, spezielles Handling sowie weitere Sicherheitsmaßnahmen.

Bei den Antrieben für alternative Schiffskraftstoffe ist insbesondere die technologische Reife des Energiewandlers relevant. Für Verbrennungsmotoren gilt allgemein, dass diese sich auf einem hohen technischen Niveau befinden, wenngleich für neue Kraftstoffe, wie Wasserstoff, Ammoniak und Methanol weitere Entwicklungsarbeit notwendig ist. Auch AkkumulatorenSYSTEME sind durch Synergien aus anderen Sektoren weitgehend erprobt. Lediglich Brennstoffzellensysteme befinden sich auf einem vergleichsweise niedrigen technischen Stand.

Die Bemessung der Emissionen von Schiffskraftstoffen hat zugunsten eines ganzheitlichen Bewertungsansatzes stets über den gesamten Lebenszyklus zu erfolgen. In Kapitel 2.1.9.7 wird nachgewiesen, dass Bio- und E-Fuels einen signifikanten Beitrag zur Reduzierung von Emissionen leisten können. Die Entstehung von TtP-THG-Emissionen ist bei kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen obligatorisch, das nötige CO₂ in der Herstellung kann allerdings u. a. aus der Atmosphäre entnommen werden und erzeugt somit keinen zusätzlichen klimaschädlichen Effekt.

Die Vielfalt der alternativen Schiffskraftstoffe ist in den entsprechenden IMO-Codes noch nicht verlässlich abgebildet. Insbesondere für Wasserstoff, Ammoniak und Liquefied Petroleum Gas wird im Kapitel 2.1.10.5 nachgewiesen, dass keine verbindlichen Standards/Codes bestehen, wodurch die Genehmigungspraxis erheblich erschwert wird.

Die Untersuchung des Kraftstoffmarktes ergab, dass die OpEx von LNG durch die volatile Preisentwicklung starken Schwankungen unterliegt, die bei Dual Fuel-Motoren mitunter durch die Verbrennung von Destillaten statt des Primärmkraftstoffs umgangen werden. Allerdings unterschreiten die LNG-Bunkerpreise gegenwärtig dennoch klar die Rohstoffpreise von fossilem Wasserstoff, Methanol und Ammoniak, die global noch nicht (flächendeckend) als Schiffskraftstoff angeboten werden. Bei strombasiertener bzw. biogener Herstellung und Bereitstellung als Schiffskraftstoff ist für diese Energieträger ein weiterer, erheblicher Aufpreis zu erwarten.

2.1 Kraftstoffkatalog

Im Kraftstoffkatalog werden sowohl etablierte, marktreife als auch in der Entwicklung befindliche Kraftstoffe untersucht. Der Einsatz, der aus heutiger Sicht aussichtsreichsten Kraftstoffalternativen, wird gegenwärtig v. a. auf dem Anwendungsgebiet der Seeschifffahrt diskutiert. Dementsprechend baut auch die Auswahl der in dieser Studie betrachteten Kraftstoffe vorwiegend auf Fakten aus der Seeschifffahrt auf. Ungeachtet dessen stellt der Kraftstoffkatalog sowohl Betrachtungen für die See- als auch die Binnenschifffahrt an.

Zu den etablierten Kraftstoffen in der Seeschifffahrt zählen an erster Stelle die Rückstandsöle mit einem hohen Anteil an *Heavy Fuel Oil* (HFO) und Destillate, zu denen *Marine Diesel Oil* (MDO) und *Marine Gas Oil* (MGO) gehören. In der Binnenschifffahrt ist Diesekraftstoff nach EN 590:2013+A1:2017 am weitesten verbreitet. Die genannten Kraftstoffe werden aufgrund ihrer vergleichbaren Eigenschaften gemeinsam betrachtet. Zudem lassen sich (stofflich) ähnliche Kraftstoffe auch biogen oder aus Strom herstellen. Diese Alternativen werden als mögliche Folgeanwendungen der heutigen Kraftstoffinfrastruktur ebenfalls untersucht.

Daneben nimmt gegenwärtig v. a. in der Seeschifffahrt die Bedeutung von Erdgas als Kraftstoff zu (siehe auch Kapitel 3.2.3). Es kommt vorwiegend als *Liquefied Natural Gas* (LNG) zum Einsatz, kann grundsätzlich aber auch unter Druck komprimiert als *Compressed Natural Gas* (CNG) verwendet werden.

Neben LNG kommen auch weitere verflüssigte Gase bereits als Kraftstoff auf Schiffen zum Einsatz. Hierbei handelt es sich vorwiegend um *Liquefied Petroleum Gas* (LPG). Die Verwendung beschränkt sich bisher größtenteils auf Tanker für verflüssigte Gase, die den entsprechenden Stoff gleichzeitig als Ladung transportieren.⁵

Als weiterer Energielieferant mit dynamischer Marktdurchdringung kann elektrischer Strom angesehen werden, der unter Annahme des Bezugs aus dem Stromnetz (vollelektrischer Antrieb) ebenfalls Teil des Kraftstoffkatalogs ist. Neben der Netzentnahme des elektrischen Stroms bestehen weitere elektrische Antriebskonzepte in der Schifffahrt. Verbreitet sind insbesondere dieselelektrische Antriebe, zudem verzeichnen auch Brennstoffzellen eine wachsende Bedeutung. Diese Antriebskonzepte sollen jedoch nicht im Rahmen des vollelektrischen Antriebs untersucht werden, sondern sind Teil der Analyse des jeweiligen Ausgangsstoffs bzw. entsprechender Hybridisierungen (siehe auch Kapitel 4.4).

Zu den marktreifen, jedoch nur eingeschränkt verfügbaren Kraftstoffen kann Methanol gezählt werden. Methanol wird seit mehreren Jahren als Kraftstoffalternative in der Schifffahrt untersucht.⁶ Das derzeitige Portfolio an Methanol-betriebenen Seeschiffen umfasst bisher jedoch lediglich eine überschaubare Anzahl an Einheiten (siehe auch Kapitel 3.1.3.2).

Schlussendlich werden auch im Status quo noch in der Entwicklung befindliche Kraftstoffe im Katalog analysiert. In den Fokus der Energieversorgung im Allgemeinen, aber auch der Schifffahrt im Speziellen, ist hierbei Wasserstoff gerückt. Die Bundesregierung hat in Form der Nationalen Wasserstoffstrategie einen Hochlauf der Wasserstoffproduktion und -importe angekündigt und beabsichtigt u. a. dessen Einsatz in der Schifffahrt.⁷ Dabei dient Wasserstoff nicht nur direkt als Kraftstoff, sondern ist auch Ausgangsmaterial für die Herstellung weiterer Stoffe. Darunter befindet sich neben einem Teil der bereits genannten Kraftstoffe auch Ammoniak, das ebenfalls zunehmend

⁵ Clarksons Research Services Limited (2022)

⁶ (Institut für nachhaltige Wirtschaft und Logistik, 2018)

⁷ (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020)

für den Einsatz in der Schifffahrt in Betracht gezogen wird⁸ und daher gemeinsam mit Wasserstoff im Katalog betrachtet wird.

Damit beinhaltet der Katalog die folgende Auswahl an Kraftstoffen:

- HFO, MDO und MGO
- LPG
- Ammoniak
- Netzstrom
- Erdgas
- Wasserstoff
- Methanol

Die zu katalogisierenden Kraftstoffe werden einer Analyse entlang des Lebenszyklus unterzogen, die die Untersuchung der folgenden Merkmale beinhaltet:

- 1 | Stoffliche Eigenschaften: Die stofflichen Eigenschaften eines Kraftstoffes sind entscheidend für dessen Funktionalität im maritimen Anwendungsgebiet. Sie beeinflussen u. a. die Herstellung, den Transport, die Lagerung sowie die möglichen Emissionen eines Kraftstoffs.
- 2 | Produktion: Die Herstellungsprozesse werden u. a. in Form von Energieflussdiagrammen inkl. der korrespondierenden Wirkungsgrade (bezogen auf den unteren Heizwert) veranschaulicht. Dabei werden die Wirkungsgrade der einzelnen Prozesse ab Bereitstellung des „Rohstoffs“ (Strom, Biomasse, Erdgas, Kohle etc.) angegeben und zu einem Gesamtwirkungsgrad (η) multipliziert, der indikativ die Herstellungseffizienz bewertet, jedoch nicht den Wirkungsgrad der gesamten *Supply Chain* abbildet.
- 3 | Lagerung, Transport und Marktpreise: Es werden sowohl die Bereitstellung der Kraftstoffe als auch die Rahmenbedingungen der Mitführung an Bord analysiert. Darüber hinaus werden die (aktuellen) Marktpreise des jeweiligen Kraftstoffs untersucht.
- 4 | Bunkern: Das Bunkern wird als Schnittstellenprozess mit speziellen Anforderungen an die Sicherheit gesondert betrachtet. Auf Besonderheiten der Kraftstoffübergabe in Hinblick auf die Ausrüstung, Leckagen, Risikoanalysen etc. wird eingegangen.
- 5 | Antrieb: Die für die jeweiligen Kraftstoffe zur Verfügung stehenden Antriebsalternativen werden vorgestellt, hinsichtlich ihrer technischen Reife bewertet und auf mögliche Umrüstbarkeiten geprüft.
- 6 | Emissionen: Im Katalog werden sowohl Luftschatzstoff- als auch Treibhausgas-Emissionen (THG) untersucht. Für Letztere werden die Emissionen entlang des gesamten Lebenszyklus, die *Well-to-Propeller*-Emissionen (WtP), bestehend aus *Tank-to-Propeller*-Emissionen (TtP) und *Well-to-Tank*-Emissionen (WtT) berücksichtigt. Es wird zudem ausgewiesen, inwieweit eine Compliance mit maritimen Emissionsgrenzwerten gegeben ist.
- 7 | Rechtlicher Rahmen: Die wichtigsten technischen Regularien werden auf ihren aktuellen Stand geprüft. Der internationale Blick wird um regionale und lokale Perspektiven erweitert.

Während die Themenschwerpunkte des Kraftstoffkatalogs bereits einen umfassenden Überblick über die Verwendbarkeit der einzelnen Kraftstoffe liefern, erfolgt die Distribution i. d. R. an zentralen, internationalen Bunkermärkten, über die in Kapitel 2.2 gemeinsam mit einer Auswertung der Bunker- und Rohstoffpreise ein Überblick geliefert wird.

Die Auswertung des Kraftstoffkatalogs für die See- und Binnenschifffahrt erfolgt im Anschluss an die Unterkapitel in Form einer Einschätzung der Marktreife bzw. -durchdringung der alternativen Kraftstoffe. Hierzu bedient sich die Studie der *Technology Readiness Level* (TRL), deren Stufen in

⁸ (DNV, 2020c)

Tabelle 1 nachvollzogen werden können. Eine detailliertere Beschreibung der technologischen Reifegrade kann dem Anhang A entnommen werden. In die Bewertung fließen die folgenden Kriterien ein:

- Maritime Transportketten des Rohstoffs
- Globale Rohstofflagerfazilitäten
- Globale Kraftstoffverfügbarkeit/Distribution
- Technische Reife der Kraftstoff-/Motoren-/Antriebssysteme
- Rechts- und Sicherheitsrahmen der Übernahme/Verwendung des Kraftstoffs
- THG-Emissionen (TtP)
- Schadstoffemissionen (TtP)

Da es sich bei den Kriterien größtenteils nicht um technische Systeme handelt, sind die späteren Bewertungen nicht direkt i. V. m. den in Tabelle 1 aufgeführten Beschreibungen zu setzen, dienen gleichzeitig jedoch als Orientierungspunkt. Die TRL-Bewertungen resultieren für die quantitativ bemessenen Kriterien vorwiegend aus den Relationen der Daten der einzelnen Kraftstoffe.

Für die qualitativen Kriterien werden hingegen die etablierten Kraftstoffe als Referenzszenario genutzt, da sie in diesen Bereichen den aktuellen Standard darstellen. Eine Einordnung und Begründung der TRL-Bewertungen erfolgt abschließend im Kapitel 2.1.9, in dem gleichzeitig die Ergebnisse des Kraftstoffkatalogs zusammengefasst werden.

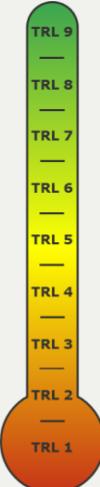
TRL-Skala	Beschreibung
	TRL 9: Qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes
	TRL 8: Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit im Einsatzbereich
	TRL 7: Prototyp im Einsatz
	TRL 6: Prototyp in Einsatzumgebung
	TRL 5: Versuchsaufbau in Einsatzumgebung
	TRL 4: Versuchsaufbau im Labor
	TRL 3: Nachweis der Funktionstüchtigkeit einer Technologie, <i>Proof of Concept</i>
	TRL 2: Beschreibung des Technologiekonzepts und / oder der Anwendung einer Technologie
	TRL 1: Beobachtung und Beschreibung des Funktionsprinzips

Tabelle 1 | Beschreibung der TRL-Skala⁹

Um die strategische Planung der zukünftigen Kraftstoffwahl nicht nur durch Ist-Analysen zu unterstützen, sollen ergänzend zur TRL-Bewertung auch die Stärken (*Strengths*), Schwächen (*Weaknesses*), Chancen (*Opportunities*) und Risiken (*Threats*) ausgewiesen werden. Hierfür werden zum Ende der Kraftstoffkapitel SWOT-Matrizen auf Basis der zuvor gesammelten Informationen erarbeitet. Diese zeigen Bedingungen für die zukünftige Etablierung des jeweiligen Kraftstoffs.

⁹ (Projekträger Jülich, 2021)

2.1.1 Methodik und Annahmen zum Kraftstoffkatalog

Maritime Kraftstoffe gewährleisten die Energieversorgung der internationalen See- und Binnenschifffahrt. Heute werden mehr als 90 % des interkontinentalen Warenverkehrs auf dem Seeweg abgewickelt und auch zwei Drittel der deutschen Exporte verlassen per Schiff das Land.¹⁰ Damit ein transformiertes, auf erneuerbaren Energien beruhendes Energieversorgungssystem diese Funktion in gleicher Weise erfüllen und somit das weltweite Wohlstands niveau aufrechterhalten kann, muss es sich an etablierten Schiffskraftstoffen messen lassen. Die kommerzielle See- und Binnenschifffahrt ist momentan nahezu vollständig auf die Nutzung von etablierten Schiffskraftstoffen ausgerichtet. Daneben wurden bereits in Kapitel 2.1 Kraftstoffe mit dynamischer Marktdurchdringung sowie alternative Schiffskraftstoffe identifiziert. Die in der vorliegenden Studie verwendete Einordnung des Kraftstoffportfolios baut darauf auf und kann der Abbildung 1 entnommen werden.

Die etablierten Schiffskraftstoffe zeichnen sich insbesondere durch ihr(e):

- sehr guten Energiedichten,
- hohe Verfügbarkeit,
- effizienten Transportmöglichkeiten,
- sicheres Handling und
- niedrigen Preise

aus. Diese fünf Eigenschaften bilden auch für neue Kraftstoffe das Anforderungsprofil und sollen zu Beginn des Kraftstoffkatalogs zur Schaffung eines Grundverständnisses betrachtet werden.

1.: Die Energiedichte gibt an, wie viel Energie ein Kraftstoff pro Bezugseinheit beinhaltet. Allgemein wird unterschieden zwischen der volumetrischen (raumbezogenen) und der gravimetrischen (gewichtsbezogenen) Energiedichte. Für die Konstruktion von Schiffen können dabei beide Indikatoren eine Rolle spielen, die raumbezogene Energiedichte ist aufgrund der i. d. R. volumenkritischen Schiffsgestaltung zumeist der entscheidende Faktor. In Abbildung 2 ist zu sehen, dass die in dieser Studie untersuchten Kraftstoffalternativen ausschließlich geringere volumetrische Energiedichten als etablierte Schiffskraftstoffe besitzen und auch in Hinblick auf die gravimetrische Energiedichte schlechter abschneiden (wobei die Pfeile in der Darstellung den Effekt voluminöser und schwererer Tanksysteme veranschaulichen). Daher gilt, dass sie bei gleichem Volumen sowie gleichem Gewicht weniger Energie liefern. Diese Eigenschaft hat weitreichende Auswirkungen auf nahezu alle Bereiche der *Supply Chain*, bspw. müssen bei der Nutzung des Kraftstoffs entweder geringere Reichweiten oder größeren Bunkertanks (ergo weniger Laderaum) in Kauf genommen sowie etwaige Gewichtsrestriktionen beachtet werden.

2.: Während die Verfügbarkeit von etablierten Schiffskraftstoffen weitgehend gesichert ist, sind die Produktionskapazitäten der meisten Alternativen nicht auf erhebliche Nachfrageanstiege ausgelegt. Wenngleich die Herstellung von bspw. Methanol oder Ammoniak bereits auf industriell Niveau etabliert ist, erfolgt die heutige Produktion der infrage kommenden Kraftstoffe nahezu ausschließlich auf fossiler Basis und könnte somit in der Schifffahrt nicht die angestrebte Klimawirkung entfalten.

Bei strombasiert bzw. biogen hergestellten Kraftstoffen sind sektorübergreifend starke Nutzungskonkurrenzen erwartbar. Daraus folgt, dass die knappen Ressourcen möglichst effizienzoptimiert verteilt werden müssen (Ressourcenallokation). Der Schifffahrt droht aufgrund

¹⁰ (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2021b)

u. a. aufgrund der tendenziell geringeren Zahlungsbereitschaft im Vergleich zu anderen Sektoren eine eingeschränkte Zugänglichkeit zu alternativen Kraftstoffen, die im weiteren Verlauf der Studie als „Allokationsdilemma“ beschrieben wird.

3.: Die Effizienz des Transports von Schiffskraftstoffe variiert v. a. in Anbetracht der unterschiedlichen stofflichen Eigenschaften erheblich und wird nicht zuletzt von der Energiedichte und den daraus resultierenden Einschränkungen beim Transport (weniger Energie bei gleichem Tankvolumen bzw. -gewicht) beeinträchtigt. Zudem ist die Wahl des Transportmittels (bspw. Pipeline, Schiff oder Tankkraftwagen) von entscheidender Bedeutung. Methanol ist unter Normalbedingungen flüssig und kann, verbunden mit leichten Anpassungsmaßnahmen, die bestehende Transportinfrastruktur von etablierten Schiffskraftstoffen weiternutzen. Dagegen ist für den Transport und die Lagerung der als Schiffskraftstoffe infrage kommenden Gase (Erdgas, Propan/Butan als Grundlage für LPG, Wasserstoff, Ammoniak) eine Komprimierung der Stoffe notwendig, da sie in ihrem Normalzustand nur eine sehr geringe Dichte aufweisen. Die Komprimierung erfolgt entweder durch (Tief-)Kühlung, Druckerhöhung oder einer Kombination aus beidem. Mit der Notwendigkeit der Komprimierung und der Aufrechterhaltung dieses Zustands geht zum einen weiterer Energieaufwand einher, zum anderen bestehen höhere Anforderungen an die Tanksysteme, was wiederum den Raumbedarf, das Gewicht (siehe Abbildung 2) und letztlich die Kosten erhöht. Das effizienteste Transportmittel und der effizienteste Transportzustand ergeben sich aus den Faktoren Transportdistanz und Durchsatz und werden in den Kraftstoffkapiteln im Einzelnen untersucht. Insbesondere bei extensiver Nutzung der zuvor genannten Gase als Schiffskraftstoffe ergäbe sich trotz vorhandener und teils kompatibler Transportinfrastrukturen (bspw. Pipelinennetz für Erdgas, Flüssiggastankerflotte) ein erheblicher Investitionsbedarf, um die effiziente Beförderung über lange Strecken zu ermöglichen.

4.: Das heutige hohe Sicherheitsniveau beim Umgang mit etablierten Schiffskraftstoffen fußt auf den jahrzehntelangen Erfahrungen sowie der parallelen und stetigen Weiterentwicklung der eingesetzten technischen Systeme in allen Bereichen des Lebenszyklus der Kraftstoffe. Die rechtliche Grundlage für die Schiffsicherheit besteht durch das Internationale Übereinkommen von 1974 zum Schutz des menschlichen Lebens auf See (SOLAS). Ein mit den etablierten Kraftstoffen vergleichbares Sicherheitsniveau muss für viele Kraftstoffalternativen erst geschaffen werden, wobei mit dem „*International Code of Safety for Ship Using Gases or Other Low-flashpoint Fuels*“ (IGF-Code) bereits ein rechtliches Rahmenwerk besteht. Der IGF-Code enthält bisher lediglich für LNG detaillierte Vorgaben, ist aber auch für die Aufnahme von Sicherheitsvorschriften für weitere Kraftstoffalternativen vorgesehen. Die Inhalte des IGF-Codes orientieren sich u. a. am bestehenden „*International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk*“ (IGC-Code), der den Bau und die Ausrüstung von Schiffen zur Beförderung verflüssigter Gase als Massengut regelt. Grundsätzlich ergeben sich mit den neuen Kraftstoffen an Bord von Schiffen neue Gefährdungspotenziale, die in Tabelle 2 anhand der Kennzeichnung des global harmonisierten Systems zur Einstufung und Kennzeichnung von Chemikalien (GHS) nachvollzogen werden können. Bei den neu hinzukommenden Gefahren handelt es sich u. a. um die toxische sowie ätzende und korrosive Wirkung einzelner Stoffe. Diese verändern die Anforderungen an das Personal und die Ausrüstung von Schiffen, insbesondere die komplexere Identifizierung und Eindämmung von austretenden Gasen verursacht in diesem Bereich Herausforderungen. Schiffsklassifikationsgesellschaften leisten daher u. a. durch die Veröffentlichung von Kraftstoffnotationen (vereinfacht Anforderungskataloge für den Bau und die Ausrüstung entsprechender Schiffe) Aufbauarbeit. Weiterhin kann den neuen Bedingungen durch Schulungen und technische Weiterentwicklungen begegnet werden.

5.: Die zukünftigen Bunkerpreise alternativer Schiffskraftstoffe unterliegen einer Vielzahl von Faktoren, zu denen u. a. die technologische Reife bzw. Skalierung entsprechender Produktionsprozesse zählt. Sie sind sowohl bei Einzeltechnologien (bspw. Carbon Capture and Storage (CCS)) als auch bei der Integration einzelner Prozesse (bspw. Elektrolyseure bei synthetischen Herstellungsverfahren) bisher oftmals begrenzt. Daraus resultieren zunächst eine im Status quo eingeschränkte Verfügbarkeit sowie zumeist nicht konkurrenzfähige Produktionskosten und Preise, jedoch werden *E- und Bio-Fuels* ohne Berücksichtigung von Abgaben auch perspektivisch höhere Herstellungskosten als etablierten Schiffskraftstoffen prognostiziert.¹¹ Aktuell ist die Verwendung der etablierten Kraftstoffe durch die gewerbliche Schifffahrt i. d. R. von Steuern befreit. Dies wird in Deutschland bspw. durch § 27 des Energiesteuergesetzes geregelt. Jedoch soll ab 2023 auch die Schifffahrt in das europäische Emissionshandelssystem (ETS) einbezogen werden, was eine sich sukzessive erhöhende Kompensation für die ausgestoßenen Emissionen erforderlich machen würde.¹² Mit marktbasierteren Maßnahmen wie diesen, die zukünftig auch auf globaler Ebene durch die *International Maritime Organization* (IMO) erwartet werden, kann eine Korrektur der negativen externen Effekte etablierter Schiffskraftstoffe vorgenommen werden. Gleichzeitig steigt die (preisliche) Konkurrenzfähigkeit emissionsfreier bzw. -reduzierter Schiffskraftstoffe.

Eine Gegenüberstellung des heutigen Anforderungsprofils maritimer Kraftstoffe mit den grundlegenden Attributen der zu untersuchenden Alternativen verdeutlicht im Allgemeinen eine deutliche Diskrepanz hinsichtlich der Eignung als Schiffskraftstoff. Aus dieser leiten sich erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Kraftstoffwahl bei allen Akteuren der maritimen Wirtschaft ab. Durch den nachfolgenden Kraftstoffkatalog für die See- und Binnenschifffahrt soll eine Grundlage für die Bewertung möglicher Kraftstoffalternativen geschaffen werden.

¹¹ (Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, 2021)
¹² (Europäische Kommission, 2021d)

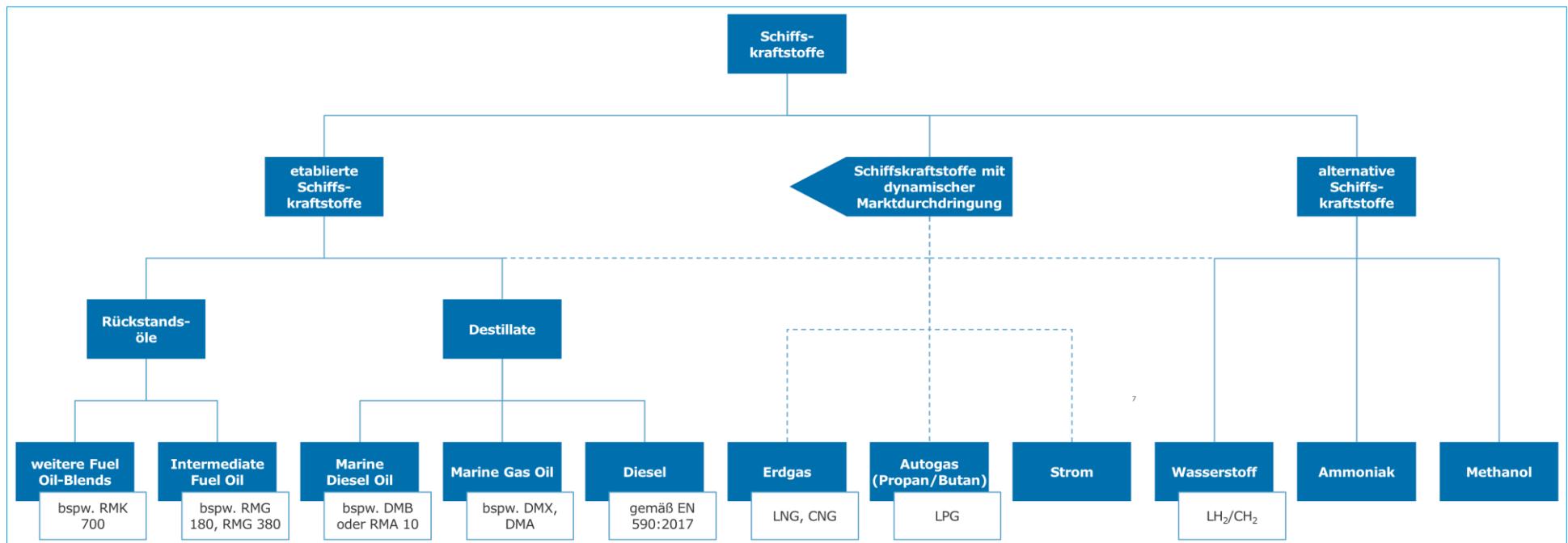


Abbildung 1 | Unterscheidung von Schiffskraftstoffen in der Kraftstoffanalyse

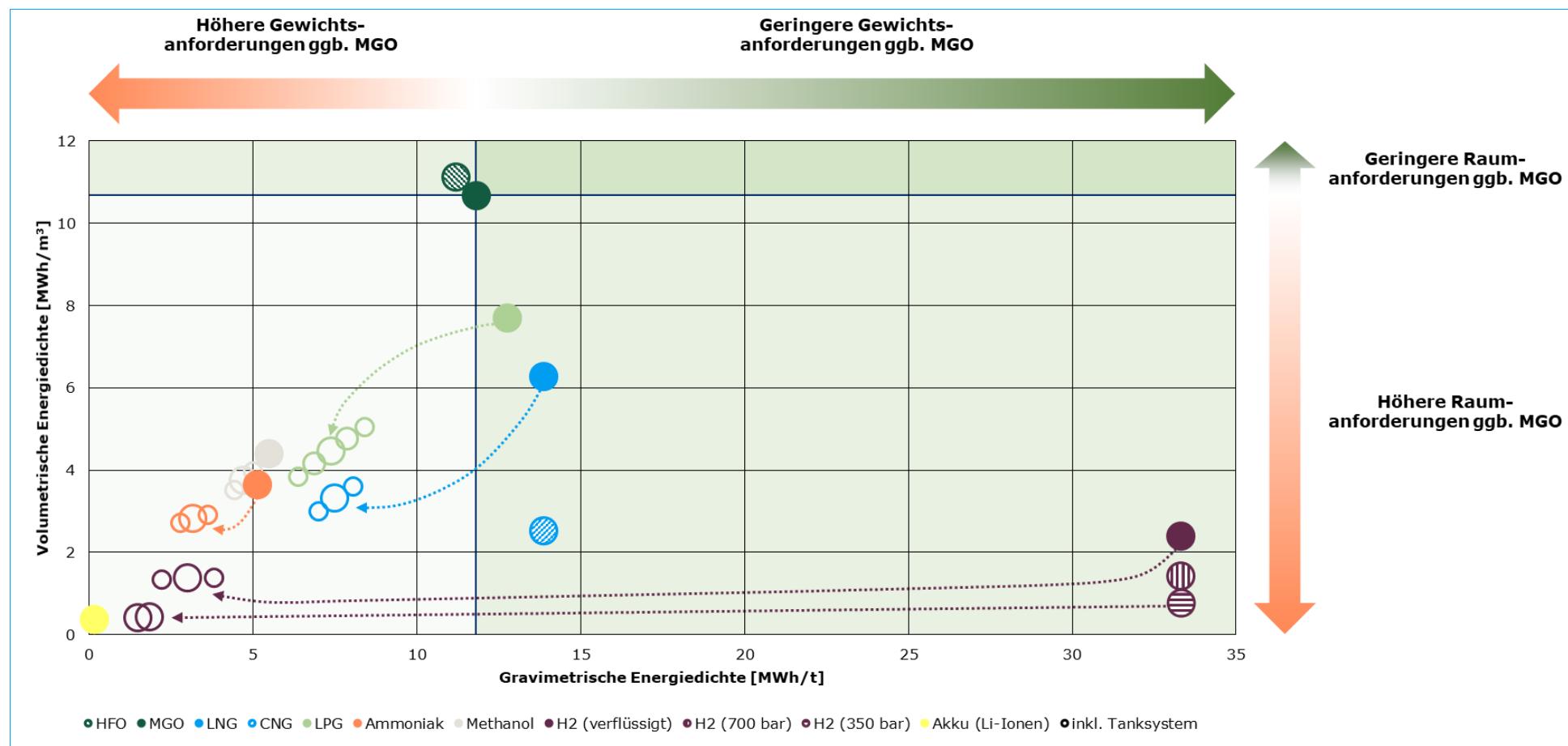


Abbildung 2 | Energiedichten verschiedener Schiffskraftstoffe inkl. indikativer Bewertung der Einflüsse des entsprechenden Tanksystems¹³¹⁴¹⁵

¹³ (DNV, 2021f)

¹⁴ (DNV, 2019b)

¹⁵ (Mestemaker, Castro, van der Blom, Cornege, & Visser, 2019)

Eigenschaften	HFO	MGO	MDO	LPG	LNG	Methanol	Ammoniak	H ₂ (verflüssigt)	CNG	H ₂ (Druck)
Aggregatzustand	Flüssig (1 bar, 25°C)	Flüssig (1 bar, 25°C)	Flüssig (1 bar, 25°C)	Flüssig (1 bar, -50°C) ¹⁶	Flüssig (1 bar, -163°C)	Flüssig (1 bar, 25°C)	Flüssig (1 bar, -50°C) ¹⁷	Flüssig (1 bar, -252°C)	Gasförmig (250 bar, 25°C)	Gasförmig (700 bar, 25°C)
Energiedichte [MWh/m³]	11,11	10,65	10,63	7,67	6,25	4,38	3,62	2,37	2,5	1,4
Heizwert [MWh/t]	11,22	11,83	11,81	12,78	13,89	5,53	5,17	33,33	13,89	33,33
Dichte [t/m³]	0,990	0,900	0,900	0,600	0,450	0,792	0,700	0,071	0,180	0,042
Mol. Volumen [m^{3/mol}]¹⁸	/	/	/	Propan: 0,0219 Butan: 0,0214	0,0224	0,0405	0,0221	0,0225	0,0224	0,0225
Flammpunkt bei 1 bar [°C]	>60	>43 (DMX) >60 (weitere)	>60	-104	-306	12	630	-	-306	-
Zündtemp. bei 1 bar [°C]	250	250	250	490	595	455	630	585	595	585
Exp.-Grenzen [Vol.-%]	-	-	-	1,4 - 10,9	4,4 - 16,5	6,0 - 36,0	15,4 - 33,6	4,0 - 76,0	4,4 - 16,5	4,0 - 76,0
GHS-Kennzeichnung										

Tabelle 2 | Stoffliche Eigenschaften verschiedener Schiffskraftstoffe

¹⁶ LPG kann sowohl unter Druck als auch gekühlt verflüssigt werden. Die Energiedichte ist zum einen vom Druck bzw. der Temperatur abhängig und zum anderen von der Zusammensetzung (Verhältnis Butan – Propan).

¹⁷ Ammoniak kann bei ca. 10 bar und Umgebungstemperatur auch unter Druck verflüssigt werden.

¹⁸ Die Berechnung basiert auf der molaren Masse und der Dichte unter Normalbedingungen.

2.1.2 Rückstandsöle und Destillate

2.1.2.1 Stoffliche Eigenschaften

Die Eigenschaften der fossilen maritimen Kraftstoffe sind in der Norm ISO 8217:2017 festgehalten. Die Rückstandsöle (mit sehr hohem Schwerölanteil) können in *Intermediate Fuel Oil*-Kraftstoffe (IFO) und weitere *Fuel Oils* (FO) eingeteilt werden, während bei Destillaten zwischen MDO und MGO unterschieden wird. IFO-Kraftstoffe weisen charakteristisch einen überwiegenden Schwerölanteil auf, während bei MDO der Schwerölanteil sehr gering ist und die Destillate überwiegen. MGO enthält ausschließlich Destillate.¹⁹ Für diese Studie wird daher eine Unterscheidung gemäß Abbildung 1 vorgenommen.

Im Wesentlichen steigt mit zunehmendem Schwerölanteil die Dichte und Viskosität der Kraftstoffe, während mit abnehmendem Schwerölanteil der Raffinationsgrad und damit die Qualität (bspw. weniger Schadstoffe, bessere Verbrennungseigenschaften) des Kraftstoffes steigt. Insbesondere hochschwefelige Rückstandsöle werden vor der Nutzung als Kraftstoff erhitzt, um die Viskosität auf ein Niveau zu bringen, das ein effektives Pumpen und Einspritzen ermöglicht. Niedrigschwefelige bzw. entschwefelte Rückstandsöle und Destillate erfordern dagegen ein kontinuierliches Temperaturhandling während der Lagerung, um u. a. Probleme mit den Kaltflusseigenschaften zu vermeiden. Hierbei ist die richtige Balance von entscheidender Bedeutung, da zu hohe Temperaturen andererseits u. a. zu verstärkter Sedimentbildung führen können.

In der ISO 8217:2017 sind weitere qualitative und quantitative Merkmale der Kraftstoffe festgehalten, die sowohl Bunkerlieferanten als auch Bunkernachfrager als Orientierung dienen.²⁰ In der Binnenschifffahrt ist neben den etablierten Schiffskraftstoffen die Nutzung von gewöhnlichem, auch für Kraftfahrzeuge verwendetem Dieselkraftstoff üblich. Dieser unterliegt strengeren Anforderungen als Schiffskraftstoffe, u. a. müssen diese Kraftstoffe nahezu schwefelfrei sein (unter 0,001 % Schwefelanteil).

Mit Inkrafttreten der neuen Schwefelgrenzwerte (siehe Kapitel 2.1.2.7) hat sich auch das Portfolio der Rückstandsöle und Destillate erweitert. Heute wird bei den Kraftstoffen vermehrt auf Basis des Schwefelgehalts zwischen *High Sulphur* (HS) (hochschwefelig), *Low Sulphur* (LS) (niedrigschwefelig), *Very Low Sulphur* (VLS) (sehr niedrigschwefelig) und *Ultra Low Sulphur* (ULS) (ultra-niedrigschwefelig) unterschieden, um die Überprüfung der Compliance mit den jeweiligen Grenzwerten zu vereinfachen (siehe Tabelle 3).²¹ Die Kennzeichnung der Schiffskraftstoffe nach Schwefelgehalt ist im Verkauf international üblich. Nichtsdestotrotz müssen die jeweiligen Kraftstoffe den Vorgaben der in ISO 8217:2017 beschriebenen Güteklassen entsprechen und sollten mit dieser angegeben werden.

Grundsätzlich können die stofflichen Eigenschaften etablierter Schiffskraftstoffe durch per Fischer-Tropsch-Synthese produzierte Kraftstoffe annähernd nachgebildet werden (u. a. die Energiedichte). Der heute gängige *Bio-Fuel* Fettsäuremethylester (FAME) unterscheidet sich von MGO/MDO in Bezug auf die Kraftstoffstabilität, die Kaltflusseigenschaften, die Kompatibilität mit Bunkertankmaterialien, die Haltbarkeit und die Schmiereigenschaften.²² Zudem besitzt FAME im Vergleich zu Destillaten, wie MGO, einen schlechteren unteren Heizwert (etwa 12 % geringer). Die Bunkerproben sind hinsichtlich ihrer Lubrizität (Reibung), dem Wassergehalt und möglichen Bakterien sorgfältig zu prüfen und ggf. durch Additive zu konditionieren.

¹⁹ (Marquardt & Bahls, 2021)

²⁰ (DIN, 2018)

²¹ (IBIA, 2021)

²² (DNV, 2019a)

Eigenschaften	HS-Kraftstoffe	LS-Kraftstoffe	VLS-Kraftstoffe	ULS-Kraftstoffe	Dieselkraftstoff
Schwefelanteil	3,5 %	1,0 %	0,5 %	0,1 %	0,001 %
Hintergrund der Kategorisierung	Übereinstimmung mit dem maximal zulässigen Schwefelanteil nach ISO 8217:2017	Möglichkeit des Befahrens von Emission Control Areas bis 2014, heute weniger relevant	Konformität mit dem globalen 0,5 %-Schwefellimit der IMO für Schiffs kraftstoffe	Befahren der Sulphur Emission Control Areas in Nord- und Ostsee sowie Nordamerika	Übereinstimmung mit dem maximal zulässigen Schwefelanteil nach EN 590:2013+A1:2017, Einsatz in der Binnenschifffahrt
Übliche Kraftstoffarten	IFO 180, IFO 380 und weitere HFO	IFO 180, IFO 380, MDO	IFO 180, IFO 380, MDO	MDO, MGO	/

Tabelle 3 | Benennung fossiler Schiffs kraftstoffe nach ihrem Schwefelgehalt

2.1.2.2 Produktion

Die Raffination von Erdöl ist einer der bedeutendsten internationalen Industriezweige und bildet im Status quo die Grundlage zur Versorgung der Schifffahrt mit Rückstandsölen und Destillaten. Die verschiedenen Kraftstoffarten werden i. d. R. durch das *Blending* verschiedener Produktkomponenten aus der Raffination (v. a. Heizöle und Diesel) erzeugt.

Die Anteile der Produkte der Raffination an der Gesamtausbringungsmenge einer Raffinerie sind stark von der jeweiligen Anlagenkonstellation abhängig, können aber für eine moderne Anlage wie folgt geschätzt werden²³:

- 24 % Vergaser-/Ottokraftstoff
- 21 % leichtes Heizöl
- 9 % Rohbenzin, Naphtha
- 3,5 % Bitumen
- 1,5 % Schmierstoffe
- 21 % Dieselkraftstoff
- 11 % schweres Heizöl
- 4 % Flugturbinenkraftstoff, Kerosin
- 3 % LPG (Propan, Butan)
- 2 % Rest (Sonstige, Eigenverbrauch, Verluste)

Im Jahr 2020 wurden weltweit ca. 3,6 Mrd. t Rohöl raffiniert.²⁴ Die Rohölverarbeitungskapazität in Deutschland liegt aktuell bei etwa 100 Mio. t.²⁵ Der Anteil von Erdöl am weltweiten Primärenergieverbrauch lag in den letzten zehn Jahren, bei leicht rückläufiger Tendenz, bei rund einem Drittel.²⁶ Grundlage für die Produktionsprozesse ist heute nahezu vollständig fossiles Erdöl.

Der Verbrauch der nach Vorschrift 22a des *Marine Pollution*-Übereinkommens (MARPOL) Annex VI meldepflichtigen Schiffe der Weltflotte mit einer Bruttoraumzahl (BRZ) über 5.000 lag in Relation dazu im Jahr 2020 bei ungefähr 203 Mio. t Schweröläquivalent (wobei für 93,8 % der meldepflichtigen Schiffe Daten übermittelt wurden). Der Anteil der Rückstandsöle und Destillate an diesem Verbrauch betrug 94 %.²⁷

Eine potenziell regenerative Energieversorgung in der Zukunft bedingt, dass kein fossiles Erdöl mehr raffiniert wird. Dies wirft unweigerlich die Frage nach der Weiternutzung der Raffinerien und ihrer zuvor skizzierten umfangreichen Produktionskapazitäten auf. Mit dieser Thematik haben sich bereits diverse *Global Player*, Verbände und Gewerkschaften der Mineralölindustrie auseinandergesetzt. An dieser Stelle sei bspw. auf den „*Branchenausblick 2030+*“ der Stiftung Arbeit und Umwelt der Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie verwiesen, die explizit die Transformationstrends in Raffinerien untersucht. Sie enthält u. a. eine SWOT-Analyse, die die Herausforderungen der Umnutzung unterstreicht.²⁸

Für die strombasierte bzw. biogene Produktion etablierter Kraftstoffe gibt es mit der Fischer-Tropsch-Synthese ein bewährtes Verfahren. Im Status quo besteht jedoch noch keine signifikante Produktionskapazität. Für die strombasierte Herstellung kommt dabei statt Erdgas oder Kohle Elektrolysewasserstoff als Ausgangsprodukt zum Einsatz. Zudem ist für die Reaktion CO₂ notwendig, das entweder abgeschieden werden kann (z. B. aus dem Abgasstrang eines Kraftwerks oder einer Industrieanlage), aus unterirdischen Speichern stammt (CCS) oder direkt aus der Atmosphäre entnommen wird. Zusammen mit dem Wasserstoff wird in einer reversen Wasser-Gas-Shift-Reaktion das für die Fischer-Tropsch-Synthese nötige Synthesegas erzeugt. Im Anschluss

²³ (LUMITOS AG, 2021b)

²⁴ (IEA, 2021)

²⁵ (Mineralölwirtschaftsverband e.V., 2020)

²⁶ (bp, 2021)

²⁷ (IMO, 2021h)

²⁸ (Stiftung Arbeit und Umwelt, 2021)

werden in der Fischer-Tropsch-Synthese bei Drucken von 20 – 40 bar und Temperaturen zwischen 200°C und 300°C langkettige Kohlenwasserstoffe (sogenannte *E-Crudes*) produziert. Bei dem stark exothermen Prozess kommen verschiedene Katalysatoren zum Einsatz (v. a. Kobalt und Eisen). Abschließend werden die *E-Crudes* durch *Hydrocracken* in kürzere Kohlenwasserstoffe aufgespalten. Der fertige Kraftstoff wird aus diesen Endprodukten durch weitere Trennungs- und Veredelungsprozesse gewonnen.²⁹

Die Herstellung von *Bio-Fuel* per Fischer-Tropsch-Synthese verläuft analog. Hier besteht lediglich der Unterschied, dass die Ausgangsstoffe für das Synthesegas biogen sind. Bei der Vergasung von Biomasse entstehen hauptsächlich Kohlenstoffmonoxid (CO), H₂, CO₂ und Wasserdampf. Hiervon wird ein Teilstrom in einen Wasser-Gas-Shift-Reaktor geleitet, um das nötige H₂/CO-Verhältnis herzustellen. Anschließend wird in einem CO₂-Wäscher das CO₂ abgeschieden, bevor die Fischer-Tropsch-Synthese beginnt.³⁰ Dieses Verfahren hat den Vorteil, dass eine große Anzahl von Ausgangsstoffen genutzt werden kann (u. a. Abfälle, Reststoffe, Stroh, Gülle etc.). Der auf diese Weise hergestellte Kraftstoff wird daher auch als fortschrittlicher *Bio-Fuel* betitelt.³¹ Die strombasierten und biogenen Verfahren sind in Abbildung 3 dargestellt.

Gebräuchlicher und bereits im industriellen Maßstab vorhanden ist das Verfahren der Umesterung, bei dem aus pflanzlichen Fetten oder Ölen und Methanol FAME hergestellt wird. Der durch dieses Verfahren hergestellte Kraftstoff ist die gegenwärtig meistverwendete Art von Biodiesel.³²

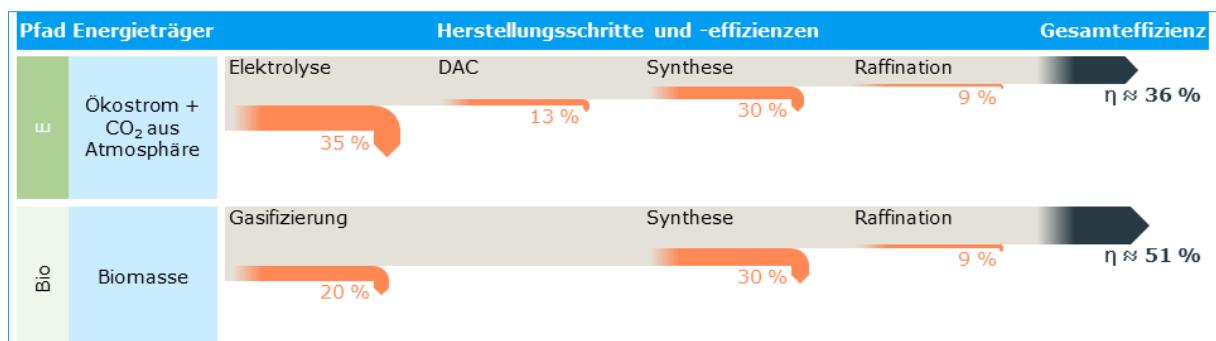


Abbildung 3 | Energieflussdiagramme möglicher strombasierter bzw. biogener Herstellungsverfahren für etablierte Kraftstoffe

Im Jahr 2017 wurden in Deutschland im Verkehrssektor ungefähr 2,25 Mio. t Biodiesel verbraucht. Die Herstellung der *Bio-Fuels* basierte dabei zu 71 % auf Anbaubiomasse, während die restlichen *Bio-Fuels* zu 99 % aus Altspeiseölen- und Fetten erzeugt wurden. Auch die Herstellung von FAME stützt sich im Wesentlichen auf Anbaubiomasse als Ausgangsprodukt, womit der Biodiesel im Wettbewerb zur Nahrungsmittelherstellung steht und seine nachhaltig erzeugbare Menge stark limitiert ist.³³

Aufgrund dieses Spannungsfeldes wurden in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates der Europäischen Union Maximalanteile für *Bio-Fuels* aus Anbaubiomasse und aus tierischen Fetten und Altspeiseölen erlassen. Der Einsatz fortschrittlicher *Bio-Fuels* wurde hingegen gefördert.³⁴ Es ist hinsichtlich der Produktion von Biodiesel im Allgemeinen und von *Bio-Fuels* im Speziellen deshalb davon auszugehen, dass vermehrt Verfahren genutzt werden, bei denen auch Biomasse u. a. aus Abfällen, Reststoffen, Stroh, Gülle etc. Verwendung findet.

²⁹ (Umweltbundesamt, 2020)

³⁰ (Umweltbundesamt, 2020)

³¹ (Becker, Girard, Handrich, Hoch, & Kemfert, 2019)

³² (VDB, 2021)

³³ (Becker, Girard, Handrich, Hoch, & Kemfert, 2019)

³⁴ (Becker, Girard, Handrich, Hoch, & Kemfert, 2019)

2.1.2.3 Lagerung, Transport, Verwendung und Marktpreise

Rückstandsöle und Destillate sind aktuell die in der Schiffsflotte am häufigsten verwendeten und im gegenwärtigen Orderbuch für Seeschiffe am stärksten vertretenen Kraftstoffe (siehe Kapitel 3.1.3.2 und Kapitel 3.2.3). Diese etablierten Kraftstoffe besitzen hinsichtlich ihrer Eigenschaften gegenüber den in dieser Studie betrachteten Alternativen teils signifikante Vorteile bei Lagerung, Transport und Verwendbarkeit. Sie sind unter atmosphärischen Bedingungen speicherfähig, leicht zu handhaben und besitzen die im Vergleich höchsten volumetrischen Energiedichten (siehe auch Kapitel 2.1.1 und Tabelle 2). Diese vorteilhaften Eigenschaften treffen generell auch auf strombasiert bzw. biogen hergestellte etablierte Kraftstoffe zu, die zudem bestehende Infrastrukturen nutzen können. Biodiesel sollte aufgrund seiner potenziellen Oxidation und Sedimentierung nicht länger als sechs Monate gelagert werden. Auch die Beimischung, bspw. in Tanks mit MDO kann, u. a. aufgrund der hygrokopischen Eigenschaften, zu Problemen führen.

Ausgewählte Preisindizes seit 2020 am Hafenstandort Rotterdam (RTM) für die aktuell wichtigsten Kraftstoffe auf Erdölbasis in der Seeschifffahrt, VLSFO, MGO und IFO 380 (siehe auch Kapitel 2.2.2), sowie ULSFO sind in Abbildung 4 dargestellt. Ebenso ist die Entwicklung des Preisniveaus für den in der europäischen Binnenschifffahrt als Kraftstoff eingesetzten Diesel abgebildet, wie er durch das *Institut pour le Transport par Batellerie* (ITB) in Belgien erhoben wird. Die Dieselpreise zeigen das tagesaktuelle Preisniveau für Kaufvolumen von jeweils mindestens 2 m³ für die beiden zurückliegenden Kalenderjahre.

Während der maximale Schwefelgehalt im Diesel 0,001 % beträgt, liegt dieser für

- ULSFO bei bis zu 0,1 %,
- VLSFO bei maximal 0,5 %,
- MGO bei bis zu 1,5 % und
- IFO 380 bei bis zu 3,5 %.

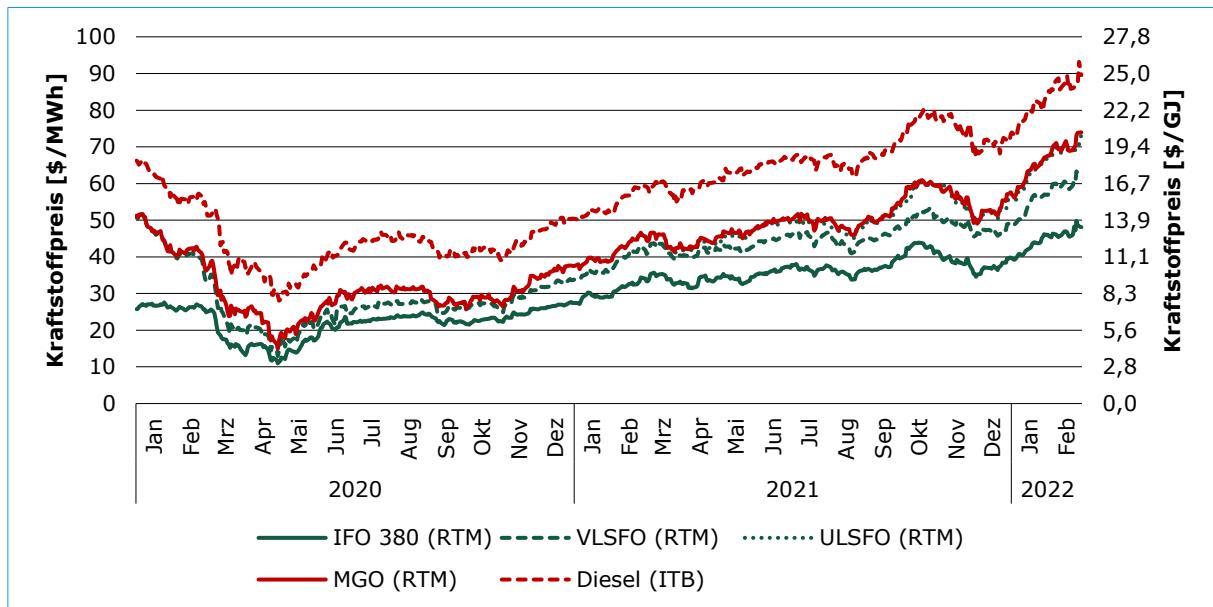


Abbildung 4 | Preise für Rückstandsöle und Destillate seit 2020³⁵³⁶³⁷³⁸

³⁵ (Ship & Bunker, 2021a)

³⁶ (Integr8 Fuels Europe, 2019)

³⁷ (ITB vzw, 2022)

³⁸ (Deutsche Börse, 2022)

Grundsätzlich korreliert der Preis aller in Abbildung 4 dargestellten Kraftstoffe mit der Entwicklung des Preises für die Rohölsorte *Brent*. Sowohl für die dargestellten Rückstandsöle als auch Destillate zeigt sich, dass mit steigendem Raffinationsgrad bzw. mit sinkendem Schwefelanteil das Preisniveau der Schiffskraftstoffe steigt. Zu berücksichtigen ist, dass der Kraftstoffpreis für Rückstandsöle und Destillate am Standort RTM in der jüngeren Vergangenheit der Regel rund 10 bis 15 % unter dem globalen Durchschnittspreisniveau lag, wodurch der Hafen zu einem der für die Schifffahrt weltweit attraktivsten *Bunkerhubs* zählt. Diese skizzierte Preisdifferenz wird in hohem Maße auch durch den Wechselkurs zwischen \$ (US) und € beeinflusst.

Der Ende 2021 in RTM günstigste verfügbare erdölbasierte Kraftstoff ist mit rund 40 \$/MWh IFO 380, gefolgt von VLSFO mit rund 49 \$/MWh. Die Differenz zwischen beiden Kraftstoffen lag seit dem zweiten Quartal 2021 nahezu durchgängig bei mindestens 8 \$/MWh, was einer Preisspanne von ca. 100 \$/t Kraftstoff entspricht.

Im Hinblick auf die Einhaltung weltweiter und regionaler Schwefelgrenzwerte in Schiffskraftstoffen ist die Preisdifferenz von 100 \$/t bzw. ihre langfristige Stabilität gemeinhin als *Break Even Point* für die strategische Entscheidung zwischen der Nutzung niedrigschwefeliger und der Verwendung höherschwefeliger Kraftstoffe mit den dafür erforderlichen Investitionen in SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen bekannt. Mit dem Beginn der Corona-Krise und dem krisenbedingten Rückgang der Wirtschaftsleistung weltweit Anfang 2020 sank die Preisdifferenz zunächst spürbar auf teilweise weniger als 40 \$/t. Eine erneute Vergrößerung der Preisspanne setzte im vierten Quartal 2020 ein.

Trotz der gegebenen Überschreitung des o. g. *Break Even Point* in der Preisspanne und der durch viele Reedereien für Bestandsschiffe bereits bestellten SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen finden gegenwärtig jedoch kaum Nachrüstungen statt. Mit den Kapazitätsengpässen im maritimen Transportangebot für Stückgüter, u. a. bedingt durch den Stau von insbesondere Containerschiffen vor den Häfen an der nordamerikanischen Westküste und vor einzelnen chinesischen Häfen, gehen hohe Fracht- und Charterraten sowie Erlöspotenziale für Reedereien einher. Aus diesem Grund werden Werftaufenthalte, wie sie für die Installation notwendig sind, derzeit weitestgehend vermieden. Insbesondere Containerreedereien ziehen im Vergleich zu z. B. HFO höhere Preise für niedrigschwefelige Schiffskraftstoffe einem umrüstungsbedingten Werftaufenthalt und damit einem temporären Erlösverzicht vor. Wann ein nachhaltiger Rückgang der im Status quo kaskadenbedingt in vielen Segmenten außerordentlich hohen Fracht- und Charterraten einsetzt, ist derzeit nicht belastbar zu prognostizieren.

MGO und ULSFO weisen konstant eine nur geringe Preisdifferenz von etwa 1 – 3 \$/MWh auf. Die Preise aller etablierten Schiffskraftstoffe haben sich im Verlauf des Jahres 2021 jeweils um etwa die Hälfte erhöht. Eine Begründung hierfür liegt insbesondere in der gegenüber dem Vorjahr stark gestiegenen maritimen Transportnachfrage.

2.1.2.4 Bunkern

Die internationale Bunkerinfrastruktur für Rückstandsöle und Destillate ist vollumfänglich ausgeprägt und auf die Bedürfnisse der Schifffahrt angepasst. Für die Bunkervorgänge selbst besteht eine etablierte Sicherheitspraxis, die u. a. in den ISO-Normen ISO 8217:2018 (Anforderungen an Schifffahrtsbrennstoffe), ISO 13739:2020 (Verfahren für den Transport von Kraftstoffen auf Schiffe) und ISO 4259:2017 (Präzision von Messverfahren und Ergebnissen) festgehalten ist. Darüber hinaus bestehen Leitfäden, wie der gemeinsam von der *International*

Bunker Industry Association und der *Baltic and International Maritime Council* veröffentlichte „Bunkering Guide“.³⁹

Rechtlich verbindliche Vorgaben für das Bunkern etablierter Schiffskraftstoffe sind im SOLAS- und MARPOL-Übereinkommen enthalten (siehe auch Rechtlicher Rahmen). Die gegenwärtigen Schwerpunkte des internationalen Bunkermarktes werden in Kapitel 2.2.2 erläutert.

2.1.2.5 Antrieb

Bei den heute gängigsten Antriebskonzepten in der internationalen Schifffahrt handelt es sich um 2-Takt-basierte Antriebe, 4-Takt-basierte Antriebe sowie dieselelektrische Antriebe.

Aktuell werden sowohl die mechanische als auch die elektrische Energie hauptsächlich durch Umwandlung von in Brennstoffen gebundener chemischer Energie in Verbrennungskraftmaschinen erzeugt. In klassischen Antriebskonzepten findet die Erzeugung der Antriebsenergie (mechanische Energie zum Antrieb des Propellers) in einem oder mehreren Hauptmotoren statt, während der Strom in Dieselgeneratorsets erzeugt wird.

Neben der Stromerzeugung durch die Dieselgeneratoren, kann z. B. durch Generatoren auf der Welle der Hauptantriebsmaschine ausreichend elektrische Energie generiert werden, um die Dieselgeneratoren zeitweise (z. B. bei der Fahrt im Seebetrieb) außer Betrieb zu nehmen, oder zumindest die von ihnen erzeugte Leistung zu reduzieren. Dieses Verfahren kann aus zwei Gründen attraktiv sein:

- 1 | Die zur Stromerzeugung verwendeten Dieselgeneratoren sind i. d. R. mittelschnelllaufende 4-Takt-Dieselmotoren, die gegenüber der Hauptmaschine (langsamlaufender 2-Takt-Dieselmotor) einen schlechteren Wirkungsgrad haben.
- 2 | Besonders bei kleineren Anlagen werden die Dieselgeneratorensets mit Destillat- bzw. Mischkraftstoffen betrieben, die teurer sind als das in den großen Hauptmaschinen vorzugsweise verwendete HFO (Rückstandsbrennstoffe).

Eine weitere Möglichkeit, die an Bord benötigte, elektrische Energie zu erzeugen, besteht darin, die Abgasenergie der Hauptantriebsmaschine entweder direkt durch Einsatz eines Turbogenerators oder aber über den Umweg eines Abgaskessels zur Erzeugung von Dampf zu verwenden, der dann in einer nachgeschalteten Dampfturbine Strom erzeugt. Dieses Verfahren steht in Konkurrenz zur Möglichkeit mit dem erzeugten Dampf Heizzwecke zu erfüllen (z. B. zur Erhitzung eines für den Antrieb der Dieselmotoren verwendeten, hochviskosen HFO).

Da die sehr effizienten langsamlaufenden 2-Takt-Dieselmotoren eine geringere Leistungsdichte aufweisen und daher mehr Raum pro erzeugter Leistung in Anspruch nehmen, werden v. a. auf Ro-Ro-Schiffen und Fähren (mit dem Bedarf an durchgehenden (Fahrzeug-)Decks vorzugsweise mehrere 4-Takt-Mittelschnellläufer als Alternative zu dem großen 2-Takt-Antriebsmotor verwendet. Die mittelschnelllaufenden Dieselmotoren können sowohl mit Destillat- als auch mit Rückstandskraftstoffen betrieben werden. Der Einsatz des teureren Dieselkraftstoffes erfolgt oft aus Platz- und Komfortgründen (weniger aufwendige Kraftstoffaufbereitung, Entfall der Notwendigkeit des Vorwärmens) und zunehmend auch aufgrund von lokalen Regelungen, die den Einsatz von höherschwefelhaltigen Kraftstoffen, wie HFO, verbieten bzw. die Notwendigkeit des Einsatzes von SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen nach sich ziehen. Ein weiterer Vorteil besteht

³⁹ (BIMCO, 2018)

darin, dass mit den Dieselmotoren direkt/oder über Getriebe gleichzeitig Generatoren zur Stromerzeugung angetrieben werden können.

Die konsequente Weiterführung dieses Ansatzes führt zu den die selektrischen Antriebskonzepten. Hier erzeugen Dieselgeneratorsets elektrischen Strom, mit dem dann sowohl elektrische Fahrmotoren (z. B. Azi-Pods) angetrieben werden können, als auch die elektrische Energieversorgung für alle anderen Verbraucher an Bord gewährleistet ist.

Die etablierten Antriebssysteme ermöglichen ebenfalls die Nutzung von strombasiert bzw. biogen hergestellten etablierten Kraftstoffen, entweder als *Drop-in-Fuel*⁴⁰ oder Primärokraftstoff.⁴¹ Zudem gibt es Anbieter, die Kraftstoffe mit 90-prozentigem FAME-Anteil anbieten, deren Nutzung ebenfalls in konventionellen Verbrennungsmotoren möglich ist. Über die Langzeitauswirkungen bei der Nutzung in etablierten Antrieben und Tanksystemen kann aufgrund mangelnder Erfahrungswerte aus der Praxis zu diesem Zeitpunkt keine Aussage getroffen werden.

2.1.2.6 Emissionen

Mit Blick auf die Emissionen lässt sich festhalten, dass bei der Verbrennung von Rückstandsölen und Destillaten neben erheblichen Mengen CO₂ auch weitere Schadstoffe entstehen. Die üblichsten Vorgehensweisen zur Verringerung der ausgestoßenen Emissionen der etablierten Schiffskraftstoffe und der damit einhergehenden Herstellung einer Compliance mit den international geltenden Grenzwerten sind die Herstellung mit einem hohen Raffinationsgrad, das *Blending* der Kraftstoffe bspw. zur Verringerung des Schwefelgehalts und die Abgasnachbehandlung (siehe auch Kapitel 3.1.4.3). Grundsätzlich entsteht durch die Maßnahmen zur Verringerung des Schadstoffausstoßes ein zusätzlicher Energiebedarf, der entweder in der Vorkette (beim *Blending*) oder direkt an Bord (bei Abgasnachbehandlungsanlagen) anfällt. Dieser Energiebedarf kann wiederum zu einem erhöhten Ausstoß an THG-Emissionen führen. Den Umfang der mit diesen Maßnahmen einhergehenden erhöhten THG-Emissionen zu erfassen, wurde zuletzt in der Studie „*Indirect CO₂ emissions caused by the fuel demand switch in international shipping*“ versucht.⁴²

Die entstehenden CO₂-Emissionen in der Vorkette sind demnach bei HFO (≈ 97 gCO₂-Äquivalent/kWh) etwas geringer als bei MDO und MGO (≈ 104 gCO₂-Äquivalent/kWh). Die TtP-Emissionen hingegen fallen für HFO (555 gCO₂-Äquivalent/kWh) höher aus als bei MDO (≈ 543 gCO₂-Äquivalent/kWh) und MGO (≈ 544 gCO₂-Äquivalent/kWh).

Zur Einhaltung der internationalen Schwefelgrenzwerte der IMO innerhalb und außerhalb von Emission Control Areas (ECA) sind bei HFO und MDO i. d. R. SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen notwendig. MGO hat hingegen einen deutlich geringeren Schwefelanteil, weshalb es teilweise (entsprechend den Angaben des Anbieters auf der *Bunker Delivery Note*) auch ohne weitere Behandlung konform mit den Schwefelgrenzwerten sein kann. Für eine Compliance mit den in ECA geltenden TIER III-Limits für NO_x-Emissionen sind i. d. R. bei allen drei Kraftstoffen NO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen erforderlich.

Bei strombasierter bzw. biogener Produktion besteht für etablierte Kraftstoffe das Potenzial, die CO₂-Emissionen zu minimieren. Auf TtP-Basis hingegen ist eine differenziertere Betrachtung notwendig. Durch die Kohlenstoffanteile wird bei der Verbrennung zwangsläufig CO₂ ausgestoßen,

⁴⁰ (DNV, 2019a)

⁴¹ (Volta Chem, 2020)

⁴² (Krantz, Brando, Hedenqvist, & Nilsson, 2022)

der für eine effektive Emissionsreduzierung aus entsprechenden CO₂-Entnahmeverfahren (bspw. CCU oder DAC) stammen muss.

Durch das Fehlen von schwefelhaltigen Verbindungen, Polyaromaten und Teeren können die SO_x- und Feinstaubemissionen zudem erheblich verringert werden (schätzungsweise mindestens um 70 %).⁴³ Die NO_x-Emissionen hingegen werden nur durch NO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen entsprechend der jeweiligen Grenzwerte reduziert werden können.

Auch FAME erzeugt tendenziell weniger SO_x- und PM-Schadstoffemissionen, während die ausgestoßenen NO_x-Emissionen höher als bei etablierten Kraftstoffen eingeschätzt werden.

Letztlich weist die Emissionsintensität von *Bio-Fuels* eine hohe Abhängigkeit von den verwendeten Rohstoffen auf.⁴⁴ Eine nähere Erforschung wird u. a. durch gemeinsame Pilotprojekte von Klassifikationsgesellschaften und Reedereien vorangetrieben.⁴⁵

2.1.2.7 Rechtlicher Rahmen

Die regulatorischen Grundvoraussetzungen für den Einsatz etablierter Schiffskraftstoffe bestehen seit geraumer Zeit (siehe auch Kapitel 2.1.1) und werden daher nicht im Detail analysiert.

Die im Jahr 2020 in Kraft getretene Schwefelrichtlinie der IMO führte zuletzt zu einer Verschärfung der Schwefelgrenzwerte sämtlicher in der Schifffahrt eingesetzter Kraftstoffe von max. 3,5 % auf 0,5 % Schwefelanteil. Zudem ist der Ausstoß von Schwefeloxiden (SO_x) und Stickoxiden (NO_x) in den ausgewiesenen ECA stärker reglementiert. Die als Compliance-Maßnahme genannten Abgasnachbehandlungsanlagen können ebenfalls rechtlichen Einschränkungen unterlegen sein. In vielen Häfen und weiteren Seengebieten weltweit ist der Ablass von Waschwasser bei offenen Abgasnachbehandlungsanlagen bereits verboten und die Ausweitung dieser Regelungen kann nach derzeitigem Kenntnisstand nicht ausgeschlossen werden.⁴⁶

In Bezug auf die Kraftstoffbeschaffenheit gilt für etablierte Schiffskraftstoffe die ISO 8217:2018.⁴⁷ Daneben gibt es weitere Standards für das Bunkern (siehe auch Bunkern), während die Regelungen des Flammepunkts und die Bereitstellung von Sicherheitsdatenblättern aus dem SOLAS-Übereinkommen, die Vorschriften zur Verhütung von Verschmutzungen durch Öl aus MARPOL Annex I und die Regularien zur Luftverschmutzung durch Schiffe aus MARPOL Annex VI die rechtlich verbindlichen Rahmenbedingungen vonseiten der IMO darstellen.

In der europäischen Binnenschifffahrt bildet analog zum SOLAS (siehe auch Kapitel 2.1.1) in der Seeschifffahrt der Europäische Standard technischer Vorschriften für Binnenschiffe (ES-TRIN) die Grundlage für die Schiffssicherheit.⁴⁸ Die im ES-TRIN zusammengefassten einheitlichen technischen Vorschriften umfassen die Inhalte der Rheinschiffsuntersuchungsordnung⁴⁹ und der Richtlinie (EU) 2016/1629⁵⁰ in harmonisierter Form. Daneben gelten auch in der europäischen Binnenschifffahrt Emissionsgrenzwerte, die durch die EU-Verordnung Nr. 2016/1628 definiert werden. Sie umfassen anders als in der Seeschifffahrt auch Kohlenmonoxid (CO), unverbrannte Kohlenwasserstoffe (HC)

⁴³ (Volta Chem, 2020)

⁴⁴ (DNV, 2019a)

⁴⁵ (Lloyd's Register, 2022)

⁴⁶ (Safety4Sea, 2021)

⁴⁷ (DIN, 2018)

⁴⁸ (CESNI, 2021)

⁴⁹ (Zentralkommission für die Rheinschifffahrt, 2020)

⁵⁰ (Europäische Kommission, 2016b)

und Partikelmasse sowie -anzahl.⁵¹ Die Anforderungen an die in der Binnenschifffahrt genutzten Dieselkraftstoffe (siehe Stoffliche Eigenschaften) sind in der EN 590:2013+A1:2017 definiert.⁵²

Für strombasiert bzw. biogen hergestellte etablierte Kraftstoffe sind keine dezidierten rechtlichen Rahmenbedingungen bekannt. Nach derzeitigem Kenntnisstand werden die rechtlichen Herausforderungen der Einführung aufgrund der mit Rückstandsölen und Destillaten vergleichbaren Eigenschaften vonseiten der IMO als gering bewertet.

2.1.2.8 Bewertung des TRL und SWOT-Analyse

Die abschließende TRL-Bewertung für Rückstandsöle und Destillate (siehe zur Methodik Kapitel 2.1) kann der Tabelle 5 entnommen werden, sie dient als Referenz für die weiteren untersuchten Kraftstoffe. Anhaltspunkte für die strategische Planung wurden unter der Annahme einer zukünftigen strombasierten bzw. biogenen Herstellung etablierter Kraftstoffe ermittelt und sind in der SWOT-Matrix in Tabelle 4 enthalten.

	Stärken	Schwächen
Chancen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Möglichkeit der Weiternutzung bestehender Infrastrukturen/Antriebs-/Kraftstoff-/Tanksysteme ▪ Auftreten niedriger Transport- und Lagerverluste ▪ Reduzierung von Emissionen im Vergleich zu etablierten Kraftstoffen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mangelhafte Ausprägung der Produktionskapazitäten ▪ Fehlen von nachhaltigen Kohlenstoffdioxidquellen für die Herstellung
Risiken	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Möglichkeit der Erweiterung des Rechtsrahmens anhand der Regularien für HFO/MDO/MGO ▪ Realisierung vergleichbarer Reichweiten wie mit etablierten Kraftstoffen aufgrund hoher Energiedichten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Realisierung vergleichsweise geringer Herstellungswirkungsgrade ▪ Einbüßen der Infrastrukturvorteile bei Hochskalierung der Wasserstoffimporte und Errichtung entsprechender Fazilitäten

Tabelle 4 | SWOT-Matrix für strombasiert bzw. biogen hergestellte etablierte Kraftstoffe

⁵¹ (Europäische Kommission, 2016a)
⁵² (DIN, 2017)

Maritime Transportketten Rohstoff	 9	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Volle Ausprägung der maritimen Transportketten durch bestehende und etablierte Infrastrukturen
Globale Rohstofflager-fazilitäten	 9	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Volle Ausprägung der Rohstofflagerfazilitäten mit Verfügbarkeit an jedem größeren Hafenstandort
Globale Kraftstoffverfüg-barkeit/Distribution	 9	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Etablierte Bunkerinfrastruktur (u. a. Bunkerschiffe) ▪ Hohe Flexibilität des Bunkers (u. a. Ermöglichung SIMOPS) ▪ Schnelle und sichere Abwicklung der Bunkervorgänge
Technische Reife Kraftstoff-/Motoren-/Antriebssysteme	 9	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hohe technische Reife aller Antriebskomponenten
Rechts- & Sicherheitsrahmen Übernahme/Verwendung Kraftstoff	 9	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gänzlich entwickelter und etablierter Rechts- und Sicherheitsrahmen
Lebenszyklusanalyse Energieeffizienz	 9	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Etablierte Herstellungsverfahren mit hohem Wirkungsgrad ▪ Erprobte Distribution des Kraftstoffs ▪ Optimierte Wirkungsgrade von Verbrennungsmotoren
THG-Emissionen (Tank-to-Propeller)	 1	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Starke THG-Belastung durch hohen Kohlenstoffanteil
Schadstoffemissionen (Tank-to-Propeller)	 1	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hoher Ausstoß an Schadstoffemissionen ▪ Verringerung der Schadstoffemissionen durch Abgasnachbehandlungsanlagen

Tabelle 5 | Bewertung des TRL von Rückstandsölen und Destillaten⁵³⁵³ (DNV, 2021a)

2.1.3 Erdgas

2.1.3.1 Stoffliche Eigenschaften

In seinem verflüssigten Zustand (LNG) ist Erdgas weder explosiv noch brennbar. Bei der Freisetzung von LNG wird sich dieses am Boden oder kurz oberhalb der Wasseroberfläche zentrieren und fast zeitgleich in eine intensive Verdampfungsphase übergehen. Die Verdampfungsrate sinkt anschließend bis zu einem konstanten Wert herab. Sobald die Verdampfungsrate und die LNG Austrittsgeschwindigkeit den gleichen Wert besitzen, breitet sich die LNG-Lache nicht weiter aus. Das entstehende Erdgas ist im Gegensatz zu LNG leicht entzündlich und stellt besondere Gefahren für Mensch und Umwelt dar. Zu einer Entzündung von Erdgas kann es kommen, sobald es im richtigen Sättigungsverhältnis mit Sauerstoff vorliegt und durch eine externe Zündquelle entzündet wird. Die hierfür maßgebliche untere Explosionsgrenze liegt bei ca. 4,4 Vol. %, die obere Explosionsgrenze bei ca. 16,5 Vol. %. Die bei einer Entzündung von Erdgas i. d. R. auftretenden Brandarten sind:

- Pool Fire
- Flash Fire
- Jet Fire

Erdgas besitzt eine erheblich höhere Wärmestrahlungsintensität als etablierte Schiffskraftstoffe. Dies liegt u. a. in der höheren Verbrennungstemperatur von Erdgas begründet. Die Auswirkungen eines Erdgasbrandes auf Personen oder Anlagen sind daher bei gleicher Entfernung und gleicher Abbrandmenge größer als die von Bränden etablierter Kraftstoffe.⁵⁴

Schließlich ist bei LNG zu beachten, dass der direkte Kontakt zu schwerwiegenden Gefrierverletzungen führen kann. Wenn Stahl mit LNG in Kontakt kommt, wird dieser aufgrund der sofortigen niedrigen Temperatur versprüden und eine Stahlstruktur kann brechen. Kryogener Stahl behält seine Duktilität bei niedrigen Temperaturen und ist daher beständiger gegen den Kontakt mit tiefgekühlten Flüssigkeiten.⁵⁵

2.1.3.2 Produktion

Die heutige Erdgasgewinnung basiert zu 99 % auf fossilen Quellen.⁵⁶ In absehbarer Zukunft gäbe es zudem keine Kapazitätsengpässe bei der Versorgung. LNG hat einen Anteil von etwa 10 % am gesamten Erdgasmarkt. Während die LNG-Produktionskapazität 2016 bei ca. 320 Mio. t/a lag, stieg sie bis 2020 auf ca. 460 Mio. t/a.⁵⁷ Analog dazu sagen aktuelle Untersuchungen einen kontinuierlichen Anstieg der LNG-Nachfrage in den kommenden 10 Jahren voraus.⁵⁸ Da es sich bei Erdgas um einen primären Energieträger handelt, benötigt die Herstellung von fossilem LNG vergleichsweise wenige Produktionsschritte (Gasförderung und -aufbereitung, Verflüssigung) und besitzt somit eine schlanke Wertschöpfungskette. Die Verflüssigung des Erdgases erfolgt bei hohen Wirkungsgraden von etwa 90 %.⁵⁹ Für die Produktion von CNG ist analog eine Komprimierung erforderlich. Die Herstellungsverfahren von LNG und CNG sind in Abbildung 5 und Abbildung 6 veranschaulicht.

⁵⁴ (ROSTOCK PORT, 2015)

⁵⁵ (EMSA, 2018)

⁵⁶ (IMO, 2021b)

⁵⁷ (DNV, 2019a)

⁵⁸ (Shell, 2021a)

⁵⁹ (CE Delft, 2020a)

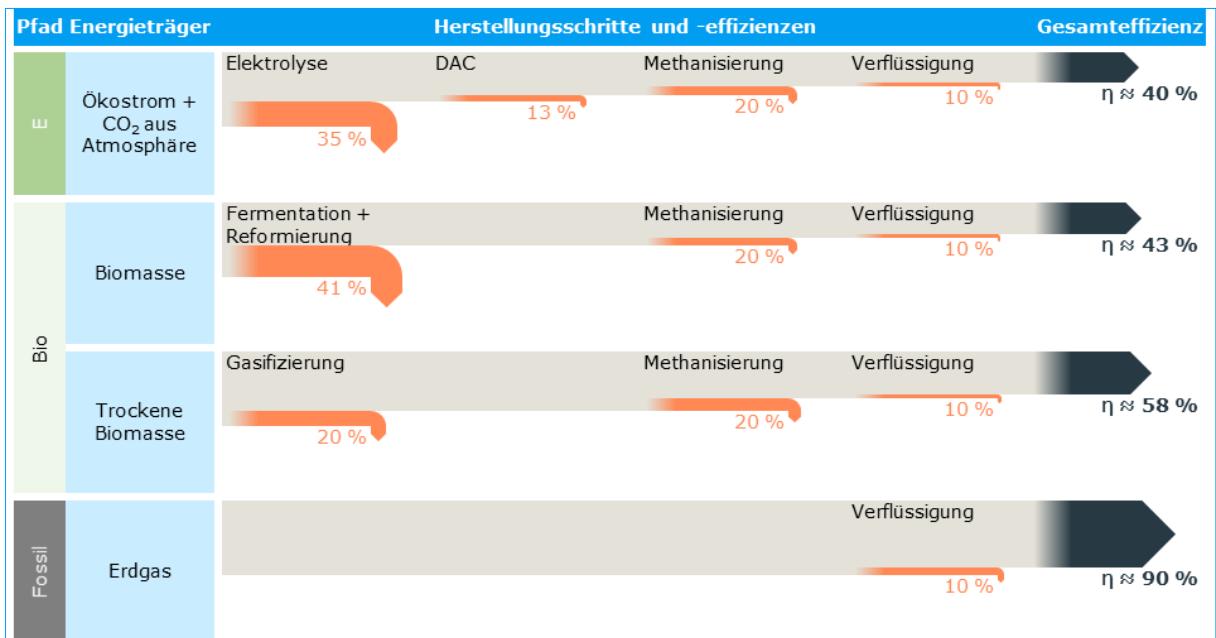


Abbildung 5 | Energieflussdiagramme möglicher Herstellungsverfahren für LNG

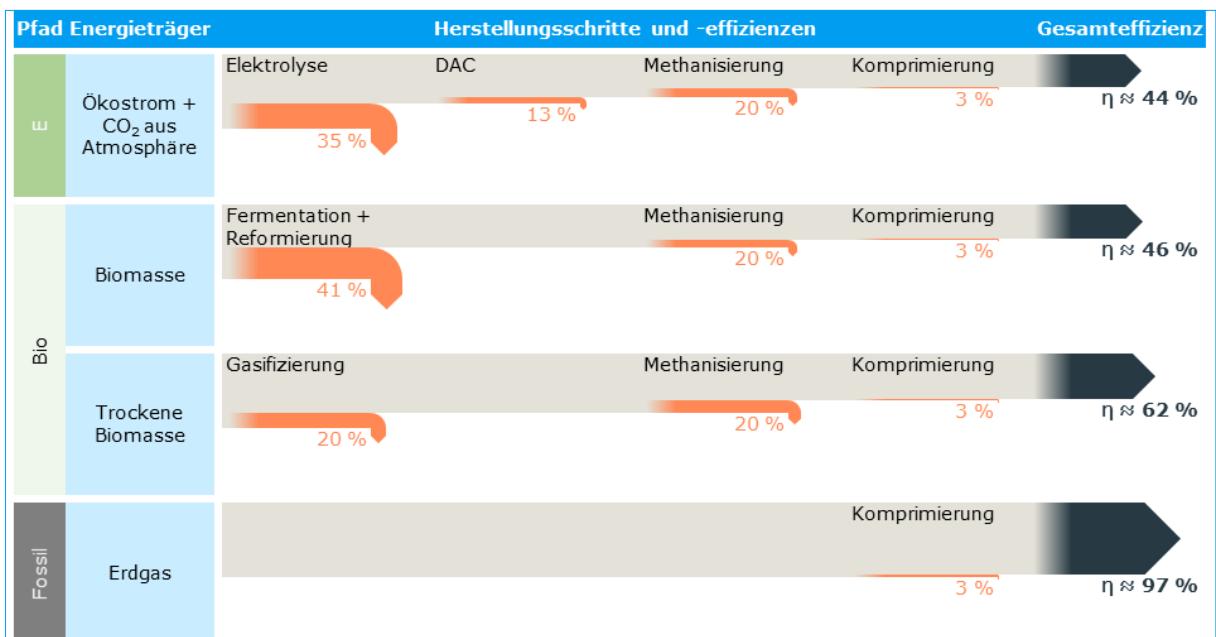


Abbildung 6 | Energieflussdiagramme möglicher Herstellungsverfahren für CNG

Die Herstellung von Erdgas aus erneuerbaren Energiequellen kann entweder biogen oder per Strom erfolgen. Bei der biogenen Produktion wiederum ist zwischen der direkten Gewinnung aus den anaeroben Gärungsprozessen (Fermentation) und der im Anschluss an die Biomassevergasung durchgeführten Methanisierung (Sabatier-Prozess) zu unterscheiden.⁶⁰ Grundsätzlich weisen Biogasanlagen eine hohe technische Reife auf (7 - 8)⁶¹ und können gut in die bestehende Erdgasinfrastruktur eingefügt werden. Jedoch stehen die Wirkungsgrade der Anlagen i. d. R. in großer Abhängigkeit zu den eingeführten Substraten und deren Nutzung für die Methanproduktion steht in Wettbewerb mit anderen Produkten. Zwar gibt es Studien, die die potenziellen

⁶⁰ (CE Delft, 2020a)
⁶¹ (IMO, 2021b)

Rohstoffkapazitäten für die Bio-Erdgasherstellung bemessen⁶², aber ob diese Potenziale ausgeschöpft werden können, kann nicht pauschal beantwortet werden. Aktuelle Informationen zum Status quo der deutschen Biomethanbranche sowie der Entwicklungen im In- und Ausland können bspw. dem „*Branchenbarometer Biomethan 2021*“ der Deutschen Energie-Agentur entnommen werden.⁶³

Auch für strombasiertes Erdgas ergibt sich bisher, wie bei allen *E-Fuels*, eine Herausforderung hinsichtlich der Verfügbarkeit erneuerbarer Energie. Strombasiertes Erdgas kann in Folge der Wasserstoffgewinnung aus Elektrolyse und abgeschiedenem Kohlenstoffdioxid (bspw. per DAC oder CCU) per Methanisierung hergestellt werden.⁶⁴ Da die Methanisierung aufgrund des natürlichen Vorkommens von Erdgas bisher keine große industrielle Anwendung fand und auch das DAC-Verfahren noch keine volle technische Ausreifung besitzt, wird die technische Reife der Produktion von strombasiertem Erdgas niedriger bewertet als bspw. für Bio-Erdgas.⁶⁵

2.1.3.3 Lagerung, Transport, Verwendung und Marktpreise

Für den Umgang mit LNG besteht in der Schifffahrt ein weitreichender Erfahrungsschatz. Als Kraftstoff wird LNG seit den 1950er-Jahren auf LNG-Carriern und ungefähr seit den 2000er-Jahren auch in anderen Schiffstypen genutzt.⁶⁶ Für den maritimen Transport von LNG stehen heute ungefähr 750 LNG-Tanker (inkl. kombinierter LPG-/Ethen-/LNG-Tanker) zur Verfügung⁶⁷, während das globale LNG-Terminalnetz fast 180 Fazilitäten umfasst, deren Konzentration besonders in Europa, Südostasien und Nordamerika hoch ist.⁶⁸ Das bestehende LNG-Distributionsnetzwerk (inkl. Bunkerschiffe etc.) und auch die Antriebstechniken sind auch mit synthetischem Methan kompatibel und können daher weitergenutzt werden, wenn zukünftig die fossile Herstellung reduziert wird.⁶⁹

Hinsichtlich seiner Energiedichte ist LNG im Vergleich zu HFO bei gleichem Energiegehalt etwas leichter, nimmt dagegen aber deutlich mehr Raum ein. Die gravimetrische Energiedichte ist mit 13,89 kWh/kg ungefähr 20 % höher als von HFO, während die volumetrische Energiedichte mit etwa 6,25 MWh/m³ lediglich 56 % des Wertes von HFO beträgt. Hinzukommt, dass LNG-Tanks an Bord von Schiffen i. d. R. eine Doppelhülle besitzen (Anforderung bei der Nutzung von Kraftstoffen mit niedrigem Flammpunkt)⁷⁰, für kryogene Anwendungsfälle ausgelegt sind (bspw. Isolation) und je nach Anwendungsfall unterschiedliche Formen besitzen (Flachboden, kugelförmig, zylindrisch). Durch diese Anforderungen reduziert sich die effektive Energiedichte des LNG-Kraftstoffsystems zusätzlich (siehe Abbildung 2). Grundsätzlich besteht für Erdgas alternativ zur Verflüssigung auch die Möglichkeit, es in komprimierter Form (CNG) zu lagern und zu transportieren. Diese Speicherform weist jedoch noch ungünstigere Energiedichten auf als LNG und wird in der Seeschifffahrt sowohl für den Transport als auch für den Antrieb von Schiffen bisher nahezu nicht genutzt.⁷¹

Um die Lagerung von LNG an Bord zu optimieren, arbeiten die Hersteller von Bunker- und Lagertanks daran, die Tankdesigns optimal an die Gegebenheiten der Schiffe anzupassen.

⁶² (EBA, 2020)

⁶³ (dena, 2021)

⁶⁴ (CE Delft, 2020a)

⁶⁵ (IMO, 2021b)

⁶⁶ (DNV, 2019a)

⁶⁷ (Clarksons Research Services Limited, 2022)

⁶⁸ (DNV, 2021a)

⁶⁹ (DNV, 2019a)

⁷⁰ Tanks des Typs C besitzen aufgrund der hohen an sie gestellten Anforderungen hinsichtlich Ermüdung und Rissbildung keine zweite Barriere.

⁷¹ (Clarksons Research Services Limited, 2022)

Grundsätzlich können für die Lagerung von LNG Tanks des Typs A, B und C sowie Membrantanks verwendet werden. Lediglich Tanks des Typs C kommen für die Lagerung von LNG unter Druck infrage, besitzen durch ihre zylindrische Form allerdings einen hohen Raumbedarf an Bord. Insbesondere Membrantanks bieten dagegen das Potenzial die Raumnutzung an Bord zu optimieren.⁷² An entsprechenden Lösungen arbeitet bspw. das Unternehmen GTT mit der Mark III-Membrantechnologie. Diese Tanks bieten zudem tendenziell die Möglichkeit, in Folge von Umrüstungen auch für die Lagerung von Ammoniak genutzt zu werden.⁷³

Bei Tanksystemen, die nicht auf die Lagerung unter Druck ausgelegt sind (Typ A, B und Membrantanks) ist bei der Lagerung und dem Transport von LNG zu beachten, dass das u. a. durch den Wärmeeinfluss entstehende *Boil-Off-Gas* (BOG) nicht im Tank verbleiben kann. Um den Energieverlust zu minimieren und die Entstehung von Überdruck zu verhindern, benötigen Schiffe mit den entsprechenden Tanks daher BOG-Managementsysteme, um das BOG bspw. als Kraftstoff zu nutzen.⁷⁴ Die BOG-Rate ist dabei v. a. von der Dämmung des Bunkertanks und weniger von dessen Typ abhängig. Sie sollte auf die entsprechenden Maßnahmen zum BOG-Management abgestimmt sein, um BOG-Überschüsse zu vermeiden. Bspw. bei langen Hafen- bzw. Reedeaufenthalten kann dies ansonsten u. U. dazu führen, dass LNG-betriebene Schiffe in Bewegung gehalten werden müssen, um das eigene BOG zu verfahren oder gar ein stark umweltschädigendes Abblasen des Erdgases in Betracht gezogen wird.⁷⁵

Der Preis für fossiles Erdgas in Europa, in Abbildung 7 anhand des niederländischen Erdgasmarkts (*Title Transfer Facility*) veranschaulicht, hat sich bis heute auf mehr als 100 \$/MWh erhöht. Gegenüber Anfang 2020 entspricht dies in etwa einer Verfünffachung. Der Preis für den Kraftstoff LNG lag bis Ende August 2021 in der Regel 10 – 15 \$/MWh über dem Erdgaspreis. Dieser Aufschlag bildet insbesondere Preisbestandteile für die Bereitstellung als maritimer Kraftstoff ab, zu denen z. B. die Investition in Bunkerschiffe, der Distributionsaufwand oder auch die Gewinnmarge zählen.⁷⁶ Mit den außerordentlichen Erdgaspreisseigerungen seit etwa September 2021 hat sich diese Entwicklung teilweise etwas entkoppelt.

Gründe hierfür liegen u. a. in den in einigen Liefergebieten für Erdgas noch nicht vollständig auf dem Niveau von vor der Corona-Krise liegenden Fördermengen sowie dem mit dem weltweiten wirtschaftlichen Aufschwung verknüpften Nachfragerwachstum nach der Krise. Die Energienachfrage im Allgemeinen sowie der LNG-Bedarf des asiatischen Marktes im Speziellen gelten als ein wesentlicher Treiber dieser Entwicklung, für die es auch aufgrund der auf der Nordhalbkugel beginnenden Winter- und Heizperiode (mit überwiegend Erdgas) derzeit keine belastbaren Anzeichen einer Entspannung gibt.

Der skizzierte Trend veranlasst aktuell einen Teil der Reedereien, die auf ihren Schiffen mit *Dual Fuel*-Motor neben einem *Pilot Fuel* bisher überwiegend LNG als Kraftstoff verwenden, auf nicht absehbare Zeit das LNG mindestens partiell durch etablierte Schiffskraftstoffe zu substituieren. In welchem Umfang dies technisch möglich ist, wird vorrangig durch die Bunkertankgröße für etablierte Kraftstoffe (Sekundärtank) sowie die BOG-Rate und Lagertechnologie des LNG an Bord bestimmt.

Losgelöst von technischen Fragestellungen, verdeutlicht die gegenwärtige Situation am Energiemarkt exemplarisch das Allokationsdilemma (*Key Critical Factor*), in dem sich die Schifffahrt befindet, wenn statt Nebenprodukten aus Raffinationsprozessen Kraftstoffe Verwendung finden, die

⁷² (IMO, 2021b)

⁷³ (GTT, 2021)

⁷⁴ (IMO, 2021b)

⁷⁵ (DNV, 2021j)

⁷⁶ Integr8 Fuels Europe (2021)

auch in weiteren Wirtschaftszweigen eine zentrale Energie- und Rohstoffgrundlage bilden (siehe auch Kapitel 4.2). Zudem belegt die aktuelle Situation auch, wie entscheidend der Preis als *Key Critical Factor* die Nutzung bzw. Marktdurchdringung alternativer Kraftstoffe beeinflusst, nicht zuletzt, wenn ebenso der Einsatz etablierter Kraftstoffe möglich ist (*Dual Fuel*-Motoren).

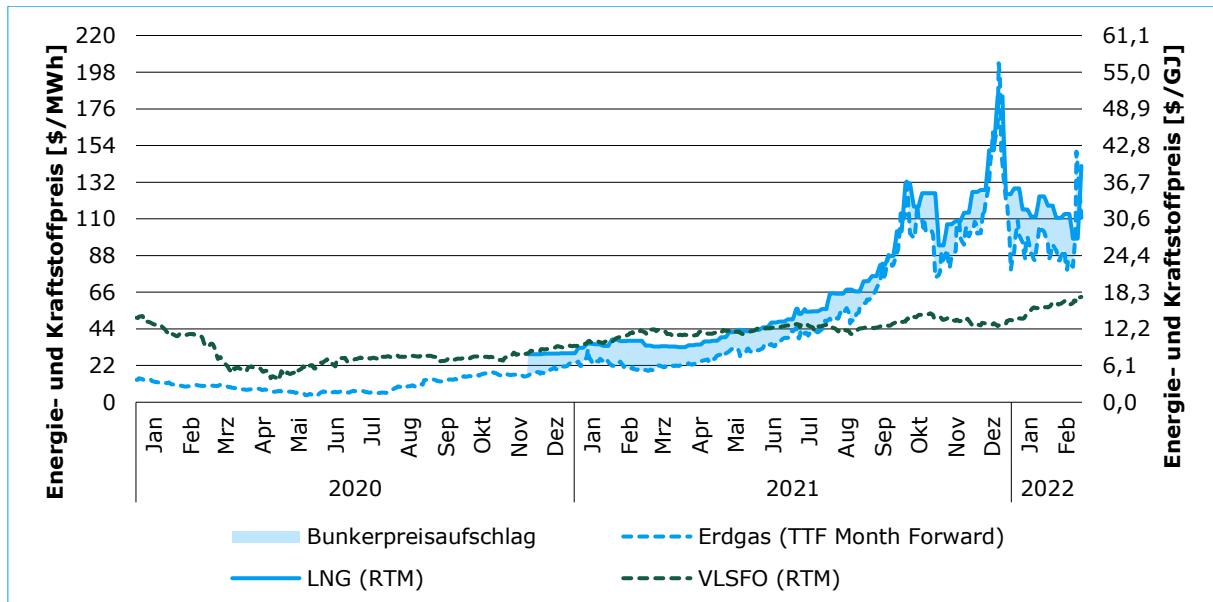


Abbildung 7 | Preise für Erdgas und LNG seit 2020⁷⁷⁷⁸⁷⁹⁸⁰

2.1.3.4 Bunkern

Neben der bestehenden Bunkerinfrastruktur für etablierte Schiffskraftstoffe hat sich in den vergangenen Jahren auch für LNG ein ausgeprägtes Distributionsnetzwerk entwickelt. Als *Enabler* dienten dabei v. a. die für die Anlandung und Verteilung von LNG bereits bestehenden und teilweise neu errichteten Import- und Exportterminals. Die erprobte Verteilung des LNG über Tank-Lkw wurde zunächst dafür genutzt, um erste Schiffseinheiten mit dem neuen Kraftstoff zu versorgen. Sukzessive wurde die Bunkerinfrastruktur um Bunkerschiffe und -bargen erweitert, deren Anzahl heute weltweit bereits etwa 35 Stück beträgt (Konzentration in Europa, Südostasien und Nord-/Zentralamerika). Die Versorgung über Bunkerschiffe und -bargen bietet v. a. den Vorteil, dass größere Mengen LNG gebunkert werden können und höhere Transferraten erzielt werden. Bei der Versorgung durch Tank-Lkw bei größeren Einheiten war teilweise bereits eine Vielzahl von Lkw vonnöten. Neben der Versorgung durch Bunkerschiffe und -bargen oder Tank-Lkw können zudem ortsfeste Bunkeranlagen zum Einsatz kommen, teilweise können LNG-angetriebene Schiffe auch direkt an LNG-Terminals bebunkert werden.⁸¹

Infra- bzw. Suprastruktur zum Bunkern von LNG ist im Status quo in nahezu 100 Häfen weltweit mit den gängigen Bunkerkonzepten *Truck-to-Ship*, *Ship-to-Ship* und *Terminal-to-Ship* verfügbar.⁸² Das Bunkern von LNG bedarf besonderer Ausrüstung (ausgerichtet auf kryogene Anwendungsfälle) und Verfahren, für die umfangreiche Leitfäden sowie Standards und Normen bestehen.⁸³

⁷⁷ (Ship & Bunker, 2021a)

⁷⁸ (Integr8 Fuels Europe, 2019)

⁷⁹ (wallstreet:online AG, 2022a)

⁸⁰ (Deutsche Börse, 2022)

⁸¹ (DNV, 2021a)

⁸² (IMO, 2021b)

⁸³ (EMSA, 2018)

Die Sicherheit des Bunkers wird analog zu anderen Kraftstoffen in erster Linie durch entsprechende Risikoanalysen sichergestellt. In Deutschland bestehen entsprechende Risikobetrachtungen bereits für eine Reihe von Seehäfen (bspw. Brunsbüttel, Emden, Hamburg, Rostock), während die regionale und lokale Vorschriftenlage allerdings noch nicht vollumfänglich auf das Bunkern von LNG zur Nutzung als Schiffskraftstoff ausgerichtet ist. Einen Vorschlag für ein harmonisiertes Verfahren zur Durchführung von Risikoanalysen und die Anpassung der regionalen und lokalen Regularien zum Bunkern von LNG in deutschen Seehäfen liefert die Studie „*Aufnahme rechtlicher Regelungen und Erarbeitung eines bundesweiten Leitfadens für einheitliche Vorschriften zum Bunkern von komprimierten und verflüssigten Gasen sowie Kraftstoffen mit niedrigem Flammpunkt in deutschen Seehäfen*“ des Deutschen Maritimen Zentrums e. V. (DMZ).⁸⁴

2.1.3.5 Antrieb

Die Verwendung von Erdgas als Kraftstoff in der allgemeinen Schifffahrt begann Anfang des laufenden Jahrhunderts. Heute sind eine Reihe von Antriebstechnologien kommerziell verfügbar und technisch hoch ausgereift.⁸⁵ Während zunächst v. a. Dampfturbinen zum Einsatz kamen, dominieren heute *Dual Fuel*-Motoren. Zudem sind auch reine Gasmotoren verfügbar. Neben speziell für die Nutzung von Erdgas konzipierten Motoren besteht die Möglichkeit, eine Vielzahl von Schiffsmotoren auf den Betrieb mit Erdgas umzurüsten.⁸⁶

Für den Einsatz in Verbrennungsmotoren wird das zumeist in Form von LNG vorliegende Erdgas zunächst erwärmt und so zurück in seinen gasförmigen Zustand überführt. Schiffsmotoren für den Einsatz von Erdgas können grundsätzlich sowohl nach dem Otto- als auch dem Diesel-Kreisprozess betrieben werden. Weitere Unterscheidungen können anhand der Takt- (2-Takter oder 4-Takter) oder der Motordrehzahl (Schnell- und Mittelschnellläufer, Langsamläufer) vorgenommen werden. Die Art der Motoren variiert dabei je nach Anforderungsprofil (siehe auch Kapitel 2.1.2.5).

Sowohl für 2-Takt- als auch für 4-Taktmotoren gibt es *Dual Fuel*-Varianten, während es sich bei reinen Gasmotoren generell um 4-Takter handelt. Der Unterschied zwischen den beiden Alternativen besteht darin, dass *Dual Fuel*-Motoren beim Erdgasbetrieb mit einer geringen Menge an *Pilot Fuel* zur Zündung gebracht werden, grundsätzlich aber auch ausschließlich mit etablierten Schiffskraftstoffen betrieben werden könnten. Reine Gasmotoren werden nur mit Erdgas betrieben und die Zündung erfolgt i. d. R. durch einen externen Zündmechanismus (bspw. Zündkerze).⁸⁷

<i>Dual Fuel</i>-Motor		Gasmotor
2-Taktmotor		4-Taktmotor
Hochdruck-LNG-Einspritzung	Niederdruck-LNG-Einspritzung	
Verbrennungsprozess: Diesel	Verbrennungsprozess: Diesel (MGO/HFO/LNG) oder Otto (LNG)	Verbrennungsprozess: Otto

Tabelle 6 | Übersicht gängiger Typen und Ausführungen erdgasbetriebener Schiffsmotoren⁸⁸

Es lässt sich festhalten, dass 4-Taktmotoren für die Verwendung von Erdgas nach dem Otto-Zyklus arbeiten. Lediglich bei *Dual Fuel*-Motoren wird das als *Pilot Fuel* oder auch Primärmittel

⁸⁴ (Deutsches Maritimes Zentrum e.V., 2021a)

⁸⁵ (DNV, 2019a)

⁸⁶ (MAN ES, 2020b)

⁸⁷ (Fraunhofer ISI, 2018)

⁸⁸ (Fraunhofer ISI, 2018)

eingeführte Rückstandsöl oder Destillat nach dem Diesel-Zyklus zugeführt. Bei *Dual Fuel*-2-Taktmotoren gibt es neben der Niederdruck-LNG-Einspritzung nach dem Otto-Prinzip auch Modelle, die sowohl bei etablierten Schiffskraftstoffen als auch bei der Verwendung von Erdgas nach dem Diesel-Zyklus arbeiten. Eine Zusammenfassung der Typen und Ausführungen erdgasbetriebener Schiffsmotoren kann der Tabelle 6 entnommen werden.⁸⁹

Eine Besonderheit bei LNG-Verbrennungsmotoren besteht in Bezug auf die Akzeptanz des anfallenden BOG (siehe Lagerung, Transport, Verwendung und Marktpreise). Dieselmotoren (Hochdruck-Einspritzung) verbrauchen i. d. R. kein BOG. Dies würde Hochdruck-Gaskompressoren mit hoher Komplexität, Größe, Gewicht und Kosten erfordern. Bei Niederdruckmotoren, die nur im Ottotakt betrieben werden, kann dagegen auch BOG genutzt werden. Da die Hauptmaschine bei Hafenaufenthalten i. d. R. nicht läuft, sind allerdings zusätzliche Methoden zum BOG-Management erforderlich.⁹⁰

Die Wirkungsgrade der gängigen Erdgasmotoren belaufen sich auf etwa 50 %, wobei die Effizienz von 4-Taktmotoren tendenziell etwas geringer als die von 2-Taktmotoren ist. Bei den 2-Taktmotoren besitzen die Varianten mit Hochdruck-Einspritzung (Diesel-Zyklus) wiederum leichte Wirkungsgradvorteile gegenüber den Niederdrucksystemen.⁹¹

Eine der technischen Herausforderungen bei der Weiterentwicklung von Erdgasmotoren ist die Minimierung des Methanschlupfes (siehe Emissionen). Während dieser für *Dual Fuel*-2-Takt-Dieselmotoren durch entsprechende Maßnahmen (Vermeidung von unverbrannten Erdgas durch die Einspritzung direkt im Anschluss an die Zündung durch den *Pilot Fuel*) bereits auf ein sehr niedriges Level gebracht werden konnte (MAN weist 0,2 – 0,3 g/kWh aus), ist der Methanschlupf bei Ottomotoren noch deutlich relevanter.⁹² Diese Problematik ist von den Motorenherstellern jedoch erkannt und es gibt verschiedene Maßnahmen, weitere Verbesserungen zu erreichen:

- Optimierung des internen Motorendesigns
- Reduzierung des Methanschlupfes durch Abgasnachbehandlungsanlagen
- Übertragung des Verbrennungsprinzips der 2-Takt- auf die 4-Taktmotoren⁹³

In diesem Sinne sind weitere Optimierungen erwartbar, der Methanschlupf bleibt jedoch weiterhin einer der Schlüsselfaktoren für die Emissionsintensität von Erdgas und damit seiner Zukunftsfähigkeit als Schiffskraftstoff.

2.1.3.6 Emissionen

Die Emissionsintensität von LNG bewegt sich seit jeher in einem starken Spannungsfeld, da sie einer starken Abhängigkeit vom sogenannten Methanschlupf unterliegt. Mit Methanschlupf wird die Entweichung unverbrannten Methans in die Atmosphäre bezeichnet. Dieser Vorgang kann sowohl im Motor als auch an anderen Stellen der Logistikkette durch verschiedene Ursachen ausgelöst werden (bspw. unvollständige Verbrennung) und spielt besonders deswegen eine große Rolle, da Methan ein sehr starkes THG ist. LNG besteht i. d. R. zu 85–95 % aus Methan, dessen Treibhauspotenzial (GWP) auf einen Zeitraum von 100 Jahre gerechnet ungefähr 30-mal so hoch ist (auf 20 Jahre ca. 83-mal so hoch), wie das von Kohlenstoffdioxid.⁹⁴

⁸⁹ (Fraunhofer ISI, 2018)

⁹⁰ (DNV, 2021i)

⁹¹ (DNV, 2019b)

⁹² (MAN ES, 2020a)

⁹³ (MAN ES, 2020a)

⁹⁴ (IPCC, 2021)

Im aktuellen Diskurs wird besonders der durch unvollständige Verbrennung im Motor entstehende Methanschlupf diskutiert. Grundsätzlich ist festzustellen, dass bei der Entwicklung von zur Nutzung von LNG geeigneten Motoren in der jüngeren Vergangenheit ein größtmöglicher mechanischer Wirkungsgrad fokussiert wurde. Die Motoren wurden vorrangig zur Einhaltung der Schwefelgrenzwerte in den Sulfur Emission Control Areas (SECA) entwickelt. Die Optimierung des Verbrennungsprozesses hinsichtlich eines niedrigen Methanschlupfes stand hierbei nicht im Vordergrund. Ob der verabschiedeten Ziele zur Einsparung von THG in der Schifffahrt wird diesem Aspekt in aktuellen Forschungs- und Entwicklungsvorhaben der Motorenhersteller zentrale Bedeutung beigemessen.⁹⁵ Es wird erwartet, dass zukünftig für alle relevanten Motorentypen eine teilweise signifikante Reduzierung des Methanschlupfes erreicht werden kann.

Aber auch bei der Raffination/Herstellung und dem Transport von Erdgas und LNG bestehen neuralgische Punkte, an denen es zum Austritt von Methan kommen kann, der bisher jedoch nur unzureichend erfasst wird.⁹⁶ Dazu zählen neben einer Reihe weiterer Teile der Logistikkette insbesondere Öl- und Erdgaslager sowie die entsprechenden Förderstätten. Von diesen geht nicht nur während des Betriebs ein enormes Freisetzungspotenzial aus, auch nach der Stilllegung von Bohrlöchern kann es zu Gasleckagen kommen.

Eine Studie des GEOMAR Helmholtz-Zentrums für Ozeanforschung Kiel hat derartige Austritte bspw. in der Nordsee nachweisen können.⁹⁷ Unabhängig von den Annahmen dieser Studie variieren die Einschätzungen für die Methanemissionen in der Vorkette in verschiedenen Untersuchungen mitunter stark. Eine Gegenüberstellung in einem Informationspapier der *International Council on clean Transportation* zeigt auf, dass der Anteil der Methanemissionen an den gesamten WtT-Emissionen je nach zugrunde gelegter Studie zwischen 0 % und 60 % variieren kann, durchschnittlich aber etwa 30 % beträgt.⁹⁸ Die typische LNG-Versorgungskette ist inkl. der neuralgischen Punkte und ihrem Methanfreisetzungspotenzial in Tabelle 7 veranschaulicht.

Die unvollständige Datengrundlage ermöglicht lediglich eine qualitative Bewertung, zudem ist der Austritt von Methan stark von der Beschaffenheit der jeweiligen Anlagen und Infrastrukturen abhängig. Adäquate Maßnahmen zur Eindämmung der Freisetzung können den Methanschlupf maßgeblich verringern, es bieten sich bspw. Gasdetektoren i. V. m. der unmittelbaren Verbrennung des Methans an. Die Einschätzung des Freisetzungspotenzials wurde in Tabelle 7 in vier Stufen unterteilt:

- Stufe 1 (grün): keine Freisetzung
- Stufe 2 (gelb): Freisetzungspotenzial mit erprobten Eindämmungsmöglichkeiten
- Stufe 3 (orange): Freisetzungspotenzial mit komplexen Eindämmungsmöglichkeiten
- Stufe 4 (rot): hohes Freisetzungspotenzial mit komplexen Eindämmungsmöglichkeiten

Es wird demnach ersichtlich, dass im Gegensatz zum hier vorwiegend betrachteten fossilen LNG die exemplarische Bereitstellung von E-LNG sich insbesondere durch die Unabhängigkeit von einer natürlichen Erdgasförderung auszeichnet. Dadurch wird eine der potenziell schwerwiegendsten Quellen des Methanschlupfes eliminiert und es besteht das Potenzial, die Emissionen weiter zu verringern. Flankiert werden potenziell weniger freisetzungintensive Bereitstellungspfade durch die EU-Methanstrategie, die weitere Maßnahmen für die Reduzierung der Methanemissionen anregt.⁹⁹

⁹⁵ (MAN ES, 2020a)

⁹⁶ (Götze & Joeres, 2021)

⁹⁷ (GEOMAR Helmholtz-Zentrums für Ozeanforschung Kiel, 2020)

⁹⁸ (International Council on clean Transportation, 2020)

⁹⁹ (Europäische Kommission, 2020b)

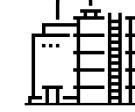
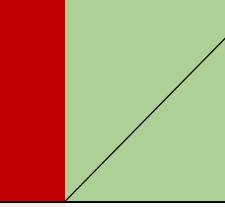
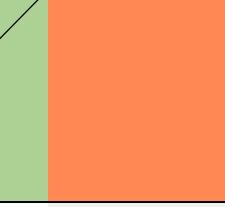
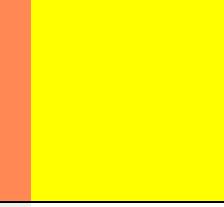
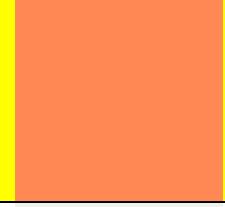
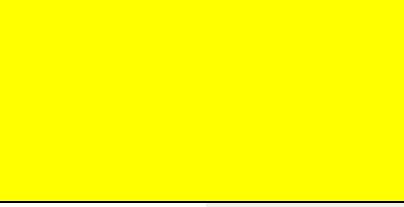
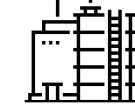
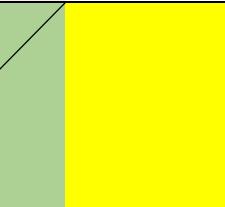
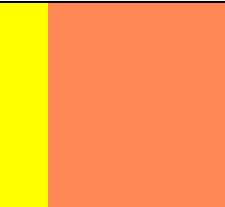
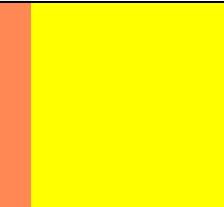
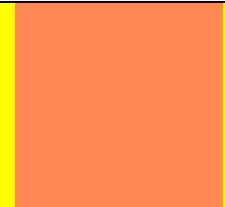
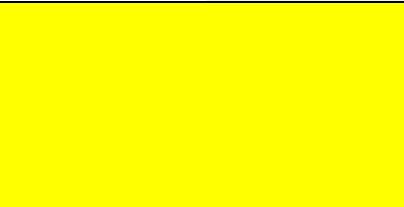
Kraftstoff	Merkmal	Schritt 1	Schritt 2	Schritt 3	Schritt 4	Schritt 5	Schritt 6	Schritt 7
Fossiles LNG	Produktions- / Distributions-schritt	Gasförderung 		Pipelinetransport 	Verflüssigung 	Schiffstransport 	LNG Terminal 	Bunkerschiff 
	Freisetzungspotenzial Methan							
E-LNG	Produktions- / Distributions-schritt	Elektrolyse 	Methanisierung 	Pipelinetransport 	Verflüssigung 	Schiffstransport 	LNG Terminal 	Bunkerschiff 
	Freisetzungspotenzial Methan							

Tabelle 7 | Qualitative Bewertung der Methanfreisetzungspotenziale bei der LNG-Produktion und -versorgung^{100 101}

¹⁰⁰ (sphera, 2021)

¹⁰¹ (The Oxford Institute for Energy Studies, 2020)

Die Vorkettenemissionen von LNG (WtT) richten sich auch unabhängig von der Methanschlupf-Problematik vorwiegend nach der Herstellungsmethode. Für fossiles LNG fallen 133 g CO₂-Äquivalent/kWh an, womit es höhere Vorkettenemissionen als etablierte Schiffskraftstoffe erzeugt (siehe auch Kapitel 2.1.9.7). Einen Vorteil gegenüber deren WtT-Emissionen hat LNG hingegen, wenn es biogen oder strombasiert hergestellt wird. Hier besteht das Potenzial zur Minimierung der Emissionen durch die erneuerbaren Energiequellen. Dieses überträgt sich grundsätzlich auch auf die Verbrennungseigenschaften des Bio-/E-LNG. Es ist zu beachten, dass dennoch CO₂ entsteht und auch das Auftreten von Methanschlupf weiterhin möglich ist.

Durch die Nutzung von LNG werden die Luftschatdstoffe TtP im Vergleich zu HFO stark reduziert. Es treten keine SO_x-Emissionen auf und auch die Feinstaub-Emissionen tendieren gegen Null. Die NO_x-Emissionen werden um etwa 80 % verringert und entsprechen bei Verbrennung in einem Niederdruck-Ottomotor (alle 4-Takter sowie alle Niederdruck-2-Takter) den Anforderungen der IMO TIER III-Limits. Die Emissions-Compliance für Hochdruck-Motoren kann durch entsprechende NO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen erreicht werden (siehe Tabelle 21).^{102 103} Die TtP-gemessenen CO₂-Emissionen sind stark abhängig vom Methanschlupf, der abhängig vom Antriebstyp variiert, und für einen korrekten Emissionsvergleich als CO₂-Äquivalent mit eingepreist werden muss.¹⁰⁴ Die in der Studie getroffenen Annahmen zum Methanschlupf verschiedener Verbrennungsmotoren, das unterstellte GWP von Methan und die korrespondierenden CO₂-Emissionen von LNG sind Teil der ganzheitlichen Gegenüberstellung in Kapitel 2.1.9.

2.1.3.7 Rechtlicher Rahmen

LNG verfügt im Vergleich zu anderen alternativen Schiffskraftstoffen über die elaboriertesten rechtlichen Rahmenbedingungen. Mit dem IGF-Code der IMO besteht eine internationale regulatorische Basis, die detaillierte Anforderungen an das Design und die Konstruktion von LNG-betriebenen Seeschiffen stellt. Sie bauen u. a. auf dem bereits länger bestehenden IGC-Code auf, der Bauvorschriften für Seeschiffe formuliert, die verflüssigte Gase als Massengut transportieren. Darüber hinaus besteht mit dem STCW-Code (Internationales Übereinkommen über Normen für die Ausbildung, die Erteilung von Befähigungszeugnissen und den Wachdienst von Seeleuten) eine Rechtsgrundlage, die Anforderungen für die Ausbildung und Qualifikation der Besatzung auf Schiffen, die dem IGF-Code unterliegen, erlässt.^{105 106}

Während international die rechtlichen Voraussetzungen für den LNG-Einsatz in der Seeschifffahrt gegeben sind, herrschen bei nationalen, regionalen und lokalen Regularien erhebliche Unterschiede und daraus resultierende Rechtsunsicherheit. Das Bunkern, der Transport und Umgang mit LNG (bspw. Spülen von Gastanks bei Hafenaufenthalten) wurden bisher vernachlässigt und teilweise unterschiedlich reguliert. In Deutschland sind für das Bunkern bisher vielerorts Ausnahmegenehmigungen erforderlich. An einer harmonisierten Rechtssetzung wird allerdings gearbeitet (siehe auch Kapitel 2.1.3.4).

¹⁰² (DNV, 2019a)

¹⁰³ (IMO, 2021b)

¹⁰⁴ (ABS, 2021a)

¹⁰⁵ (DNV, 2019a)

¹⁰⁶ (IMO, 2021b)

Ergänzend zu den rechtlich verbindlichen Grundlagen besteht eine Vielzahl an weiteren Publikationen, die die Nutzung von LNG als Schiffskraftstoff fördern:

- Standards und Normen
- Unabhängige (inter-)nationale Leitfäden
- Publikationen von Klassifikationsgesellschaften
- Empfehlungen von Industrieverbänden

Eine Auswahl relevanter Dokumente kann der DMZ-Studie „*Aufnahme rechtlicher Regelungen und Erarbeitung eines bundesweiten Leitfadens für einheitliche Vorschriften zum Bunkern von komprimierten und verflüssigten Gasen sowie Kraftstoffen mit niedrigem Flammpunkt in deutschen Seehäfen*“ entnommen werden.¹⁰⁷

Auch in der Binnenschifffahrt gibt es Bauvorschriften für LNG-betriebene Schiffe. Im ES-TRIN werden im Kapitel 30 Sonderbestimmungen für Schiffe getroffen, die mit Brennstoffen mit einem Flammpunkt von 55°C oder darunter betrieben werden. Die Ausführungen werden im Abschnitt I der Anlage 8 durch zusätzliche betriebs- und sicherheitsspezifische Bestimmungen für LNG erweitert.¹⁰⁸

2.1.3.8 Bewertung des TRL und SWOT-Analyse

Die abschließende TRL-Bewertung (siehe zur Methodik Kapitel 2.1) für Erdgas als Schiffskraftstoff kann der Tabelle 9 entnommen werden. Anhaltspunkte für die strategische Planung sind in der SWOT-Matrix in Tabelle 8 enthalten.

	Stärken	Schwächen
Chancen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Möglichkeit der Weiternutzung bestehender Infrastrukturen/Antriebs-/Kraftstoff-/Tanksysteme ▪ Reduzierung von Emissionen im Vergleich zu etablierten Kraftstoffen ▪ Verwertung des BOG als Kraftstoff 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Potenzielle Eliminierung von Emissionsvorteilen durch Auftreten von Methanschlupf ▪ Mangelhafte Ausprägung der Produktionskapazitäten und Kohlenstoffdioxidquellen für erneuerbares Methan
Risiken	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Auftreten von Synergien zu anderen verflüssigten bzw. komprimierten Gasen ▪ Bestehen eines Rechtsrahmens mit Möglichkeit der Erweiterung für erneuerbares Methan 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Energieintensivität der Verflüssigung und Komprimierung von Erdgas ▪ Notwendigkeit operativer Maßnahmen zum BOG-Management (v. a. bei drucklosen Tanks)

Tabelle 8 | SWOT-Matrix für Erdgas als Schiffskraftstoff

¹⁰⁷ (Deutsches Maritimes Zentrum e.V., 2021a)

¹⁰⁸ (CESNI, 2021)

Maritime Transportketten Rohstoff	 9	<ul style="list-style-type: none"> Gute Ausprägung der maritimen Transportketten Bestand von über 500 LNG-Carriern in der Weltflotte
Globale Rohstofflager-fazilitäten	 9	<ul style="list-style-type: none"> Verbreitung von LNG-Terminals v. a. entlang der Hauptfahrtgebiete der Seeschifffahrt mit aktuell ≈ 176 Terminals Schwächere Abdeckung in weniger befahrenen Gebieten Bau neuer LNG-Terminals teilweise beschlossen, teilweise in Planung (Realisierung ungewiss)
Globale Kraftstoffverfüg-barkeit/Distribution	 8	<ul style="list-style-type: none"> Zunehmende, bereits heute gut ausgeprägte Kraftstoffverfügbarkeit Bunkerbereitstellung v. a. über Bunkerschiffe (aktuell ≈ 35 Stück) Notwendigkeit der Versorgung per Tankwagen in Gebieten ohne Abdeckung durch ein Bunkerschiff/ortsfeste Bunkeranlage
Technische Reife Kraftstoff-/Motoren-/Antriebssysteme	 8	<ul style="list-style-type: none"> Kommerzielle Verfügbarkeit aller für die Nutzung als Schiffskraftstoff relevanten Komponenten Existenz eines breiten Erfahrungsschatzes sowohl bei Landfahrzeugen als auch in der Seeschifffahrt Bestehender Optimierungsbedarf bei Minimierung des Methanschlupfes zur Vermeidung hoher THG-Emissionen
Rechts- & Sicherheitsrahmen Übernahme/Verwendung Kraftstoff	 8	<ul style="list-style-type: none"> Definition von Anforderungen für den Einsatz von LNG als Schiffskraftstoff durch den IGF-Code Auftritt großer Unterschiede in der Ausprägung der nationalen und regionalen Rechtssetzung (bspw. bzgl. des Bunkers von LNG) Umfangreiche Benennung von Anforderungen für den Umgang mit LNG auch durch unabhängige Dritte (bspw. durch IACS, ISO)
Lebenszyklusanalyse Energieeffizienz	 5	<ul style="list-style-type: none"> Erprobte und effiziente fossile Gewinnung aus Erdgas Strombasierte Herstellung mit Wirkungsgraden von $\approx 47\%$ und Notwendigkeit der CO₂-Abscheidung und -nutzung Vergleichsweise energieaufwändiger Transport (tiefkalt verflüssigt) Wirkungsgrade von $\approx 50\%$ bei langsamlaufenden 2-Taktmotoren
THG-Emissionen Tank-to-Propeller	 4	<ul style="list-style-type: none"> Reduzierung von CO₂-Emissionen im Vergleich zu etablierten Kraftstoffen Verursachung hoher THG-Emissionen beim Auftritt von Methanschlupf
Schadstoffemissionen Tank-to-Propeller	 5	<ul style="list-style-type: none"> Entfall von SO_x-Emissionen und Reduzierung NO_x-Emissionen bei der Verbrennung Teilweise Notwendigkeit der Abgasnachbehandlung für Compliance mit NO_x-Emissionsvorgaben (abhängig vom Motorentyp)

Tabelle 9 |

Bewertung des TRL von Erdgas als Schiffskraftstoff¹⁰⁹¹⁰⁹ (DNV, 2021a)

2.1.4 LPG

2.1.4.1 Stoffliche Eigenschaften

LPG ist ein unter atmosphärischen Bedingungen gasförmiges Gemisch, das überwiegend aus Propan und Butan zusammengesetzt ist. Mit unterschiedlicher Zusammensetzung des LPG können verschiedene stoffliche Eigenschaften, bspw. bei Einwirken von Druck und Temperatur, erreicht werden. Die üblichen stofflichen Eigenschaften von LPG sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

LPG kann als Kraftstoff mit niedrigem Flammpunkt eingestuft werden. Im Falle eines LPG-Austritts nimmt die Flüssigkeit ihren ursprünglichen gasförmigen Zustand an. Das entstehende Propan- und Butangas hat eine narkotisierende Wirkung. Die Minimalzündenergie von Propan und Butan ist mit denen von LNG und Methanol vergleichbar, somit kann es bei Vorhandensein eines Gas-Luft-Gemischs im Bereich der unteren und oberen Explosionsgrenze durch externe Zündquellen zu einer Entzündung kommen.¹¹⁰ LPG ist schwerer als Luft und sammelt sich bei Austritt somit tendenziell in den tieferen Bereichen des Schiffes, was spezielle Belüftungs-, Abblas- und Auffangsysteme erforderlich macht.

2.1.4.2 Produktion

Das globale LPG-Produktionsniveau lag im Jahr 2015 bei etwa 284 Mio. t und verzeichnete in den letzten Jahren einen Anstieg auf heute über 300 Mio. t. Der Großteil des LPG wird im Wärmesektor, der Industrie und in Raffinerien eingesetzt, während bisher lediglich ein Zehntel im Transportsektor zum Einsatz kommt (hauptsächlich für Straßenfahrzeuge). Das heutige LPG-Aufkommen entstammt nahezu ausschließlich fossilen Quellen, wobei es zwei wesentliche Bezugspunkte gibt:

- Auftritt als Nebenprodukt der Öl- und Gasförderung (60 %)
- Auftritt als Nebenprodukt der Ölraffinerie (40 %)

Darüber hinaus kann LPG auch biogen gewonnen werden. Auch hier fällt es als Nebenprodukt an, weshalb erwartet wird, dass die Verfügbarkeit von Bio-LPG analog zum zukünftigen Anstieg der Produktion von anderen *Bio-Fuels* zunimmt, gleichzeitig aber auch eine Abhängigkeit von diesen besitzt.¹¹¹ Bestrebungen, LPG bzw. Propan / Butan strombasiert für den Einsatz als Kraftstoff in der Schifffahrt herzustellen sind bisher nicht bekannt.

2.1.4.3 Lagerung, Transport, Verwendung und Marktpreise

Die Lagerung von LPG kann grundsätzlich in drei verschiedenen Formen erfolgen:

- Drucklos, auf dem Siedepunkt
- Gekühlt und unter Druck, bei Temperaturen von -10°C und Drucken bis zu 4 bar
- Unter Druck (in Abhängigkeit der Ladetemperatur, siehe auch Abbildung 15)

Die globale Flotte weist im Status quo etwa 1.200 LPG-Carrier auf, von denen es sich bei etwa 200 um ‚Very large Gas Carriers‘ (VLGC) handelt, die bis zu 80.000 m³ LPG (entspricht bei Lagerung gekühlt und unter Druck etwa dem Energiegehalt von 45.000 m³ HFO) transportieren können. In

¹¹⁰ (Flüssiggas, 2020)
¹¹¹ (IMO, 2021b)

Europa besteht darüber hinaus ein über 50 Fazilitäten umfassendes Netzwerk von LPG-Terminals (Import und Export) mit einer guten Abdeckung der gängigsten Fahrtgebiete.¹¹²

LPG besitzt hinsichtlich seiner Energiedichten ähnliche Eigenschaften wie LNG. Die volumetrische Energiedichte beträgt mit 7,67 MWh/m³ nur knapp 70 % des Wertes von HFO und die gravimetrische Energiedichte ist mit 12,78 MWh/t zwar geringwertig höher, dieser Vorteil erlischt allerdings durch die im Vergleich zu etablierten Schiffskraftstoffen schwereren Bunkertanks.

Die Preisentwicklung für LPG ist in Abbildung 8 veranschaulicht. Sie korrespondiert im Wesentlichen mit den Preisen von VLSFO. Die dargestellten Marktpreise für LPG basieren auf offiziellen Angaben des belgischen Wirtschaftsministeriums und markieren Höchstpreise. Analog zum Aufpreis bei Erdgas (siehe auch Kapitel 2.1.3.3) wurde auch für LPG ein potenzieller Bunkerpreisaufschlag ermittelt.

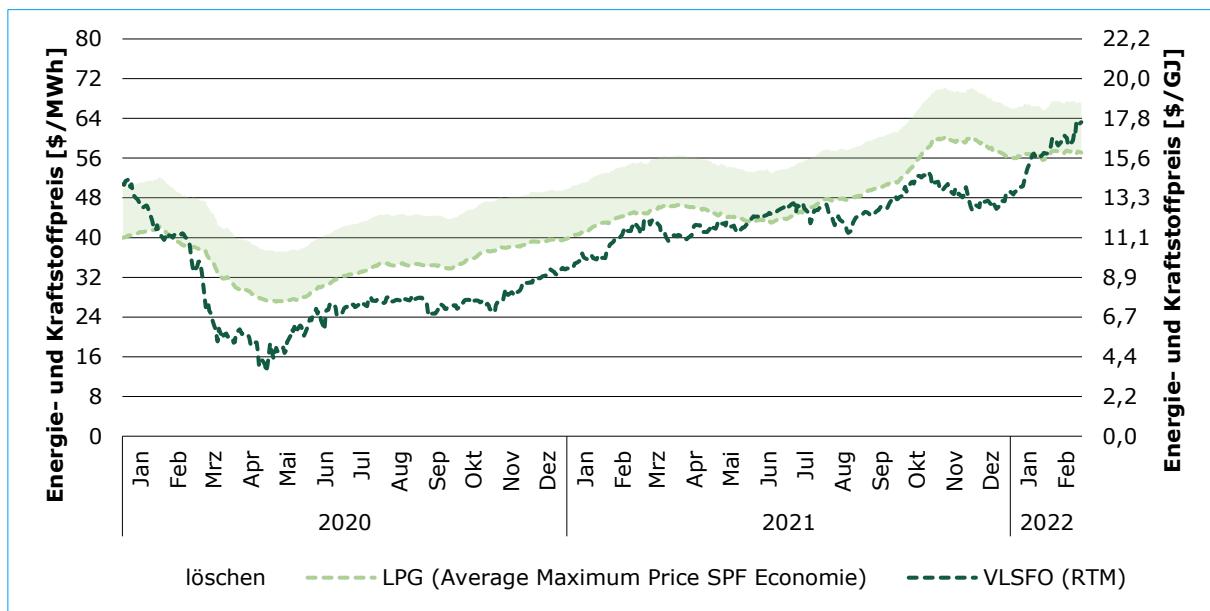


Abbildung 8 | Preise für Propan und LPG seit 2020¹¹³¹¹⁴¹¹⁵¹¹⁶

2.1.4.4 Bunkern

Für das Bunkern von LPG bieten sich alle gängigen Bunkerkonzepte an (Truck-to-Ship, Ship-to-Ship, Terminal-to-Ship). Eine pauschale Bewertung der Eignung der Bunkerkonzepte kann wie auch für andere Kraftstoffe nicht vorgenommen werden. Die für die flexible Versorgung größerer Schiffseinheiten empfehlenswerte STS-Bebunkierung ist gegenwärtig aufgrund kaum vorhandener LPG-Bunkerschiffe noch nicht etabliert. Es zeichnet sich durch jüngste Entwicklungen jedoch der Trend ab, dass mit steigender Nachfrage nach LPG Bunkerschiffe eine wichtige Rolle bei der Versorgung einnehmen werden, um schneller bunkern zu können, hohe Kosten zu vermeiden und die Abhängigkeit von Terminalplänen zu reduzieren. Bei der Bereitstellung von LPG über Tank-Lkw handelt es sich dagegen um ein bereits hinreichend erprobtes Verfahren, das u. a. bei der Versorgung von Tankstellen für Straßenfahrzeuge (Autogas) verbreitet ist. Die Einrichtung von

¹¹² (DNV, 2017)

¹¹³ (Ship & Bunker, 2021a)

¹¹⁴ (Integr8 Fuels Europe, 2019)

¹¹⁵ (FOD Economie, 2022)

¹¹⁶ (Deutsche Börse, 2022)

ortsfesten Bunkerstationen an einem bestehenden LPG-Terminal wird zudem allgemein als technisch einfach umsetzbar bewertet.¹¹⁷

Beim Bunkern ist zu beachten, dass LPG aufgrund der unterschiedlichen Speichermöglichkeiten nicht immer im gleichen Temperatur- und Druckbereich verfügbar sein wird und ggf. Applikationen zur Überbrückung dieser Unterschiede notwendig sind. Die verschiedenen möglichen Konstellationen beim Bunkern von LPG sind bspw. in der Studie „*LPG as a marine fuel*“ des DNV beschrieben.¹¹⁸

2.1.4.5 Antrieb

Das Funktionsprinzip für Motoren zum Einsatz von LPG in der Schifffahrt basiert i. d. R. auf den bereits etablierten LNG-Konzepten. Es gibt aktuell im Wesentlichen drei Antriebsoptionen, die für den kommerziellen Einsatz von LPG als Schiffskraftstoff in Betracht gezogen werden:

- 2-Takt-Dieselmotoren
- 4-Takt-Ottomotoren (Magermotor)
- Gasturbinen

Unter diesen drei Optionen handelt es sich bei 2-Takt-Dieselmotoren um den verbreitetsten Antrieb. Dieselgezündete LPG-Motoren bedienen sich i. d. R. einer kleinen Menge *Pilot Fuel* (ca. 3 %), um den Zündvorgang einzuleiten und anschließend hauptsächlich LPG zu verbrennen. Dieses Konzept kommt heute v. a. auf LPG-Tankern zum Einsatz, die ihre eigene Ladung zum Antrieb nutzen. Eine umfangreiche Aufstellung weiterer potenzieller Antriebskonzepte für LPG kann u. a. der Veröffentlichung „*LPG for Marine Engines*“ der *World LPG Association*, entnommen werden.¹¹⁹

2.1.4.6 Emissionen

Die THG-Emissionen für LPG, das auf herkömmlichem Wege produziert wurde, bewegen sich bei einer Betrachtung des gesamten Lebenszyklus im Bereich von etwa 545 g CO₂-Äquivalent/kWh). Bei biogenen Gewinnung reduzieren sich die Emissionen entsprechend in Abhängigkeit der Bezugsquelle des CO₂ (bspw. DAC/CCU). Auch bei LPG besteht eine mit Methan vergleichbare Schlupfproblematik, da Propan und Butan ebenfalls THG sind. Das GWP ist jedoch deutlich geringer als von Methan, auf einen Zeitraum von 100 Jahren gerechnet für Propan 3-mal und für Butan 4-mal so hoch wie für CO₂.¹²⁰ Mit dem Einsatz von LPG als Kraftstoff kann der Ausstoß von Schwefelemissionen nahezu eliminiert werden und auch die Feinstaubemissionen werden im Vergleich zu etablierten Schiffskraftstoffen signifikant reduziert. Die Verminderung der NO_x hängt hingegen vom Antrieb ab. Bei 2-Takt-Dieselmotoren können im Vergleich zu HFO 10–20 % eingespart werden, während 4-Takt-Ottomotoren tendenziell sogar die TIER III-NO_x-Grenzwerte erfüllen. 2-Takt-Dieselmotoren müssen für eine entsprechende Compliance mit NO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen ausgestattet werden.¹²¹

¹¹⁷ (DNV, 2017)

¹¹⁸ (DNV, 2017)

¹¹⁹ (World LPG Association, 2021)

¹²⁰ (IPCC, 2021)

¹²¹ (DNV, 2019a)

2.1.4.7 Rechtlicher Rahmen

Der rechtliche Rahmen für LPG in der Schifffahrt umfasst zunächst den IGC-Code, der den Transport von LPG per Schiff regelt, sowie dessen Einsatz als Schiffskraftstoff auf Gastankern erlaubt und reguliert.

Der Einsatz von LPG als Kraftstoff in anderen Schiffstypen fällt grundsätzlich unter die Regularien des IGF-Codes. Im IGF-Code bestehen für LPG jedoch keine detaillierten Anforderungen, auch ist eine Aufnahme bisher noch nicht geplant.¹²² Wie auch viele andere alternative Kraftstoffe fällt LPG somit unter den *Alternative Design Approach*, es muss also für die Klassifizierung von LPG-betriebenen Schiffen einzeln und aufwändig ein Nachweis dafür erbracht werden, dass eine angemessene Sicherheit besteht. Vereinfacht wird dieses Prozedere durch Notationen von Klassifizierungsgesellschaften, die Anforderungen zusammenfassen. Eine Klassennotation für LPG-betriebene Schiffe wurde bspw. jüngst von DNV veröffentlicht.¹²³

2.1.4.8 Bewertung des TRL und SWOT-Analyse

Die abschließende TRL-Bewertung (siehe zur Methodik Kapitel 2.1) für LPG als Schiffskraftstoff kann der Tabelle 11 entnommen werden. Anhaltspunkte für die strategische Planung sind in der SWOT-Matrix in Tabelle 10 enthalten.

	Stärken	Schwächen
Chancen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verwertung des BOG als Kraftstoff ▪ Reduzierung von Emissionen im Vergleich zu etablierten Kraftstoffen ▪ Möglichkeit der Umrüstung von LPG-Tankern und Tanksystemen auf Ammoniak 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ermangelung von Regularien für die Kraftstoffnutzung ▪ Auftritt von LPG-Schlupf mit Gefahr der Emissionserhöhung
Risiken	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Perspektivische Gewinnung als Nebenprodukt der <i>Bio-Fuel</i>-Herstellung (eingeschränkte Verfügbarkeit) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Eingeschränkte und befristete Verfügbarkeit von fossilem LPG (Nebenprodukt der Öl- und Gasförderung, Ölraffinerie)

Tabelle 10 | SWOT-Matrix für LPG als Schiffskraftstoff

¹²² (DNV, 2019a)
¹²³ (DNV, 2021d)

Maritime Transportketten Rohstoff	 9	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Starke Ausprägung der maritimen Transportketten mit über 1.200 in Betrieb befindlichen LPG-Carriern weltweit (darunter ≈200 VLGC mit min. 80.000 m³ Kapazität) ▪ Erprobter Seetransport, internationale Nachfrage u. a. aufgrund vielseitiger Nutzungsmöglichkeiten
Globale Rohstofflager-fazilitäten	 9	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bestehen eines umfangreichen Netzwerkes an Import- und Exportterminals in Europa entlang der Hauptverkehrsrouten ▪ Notwendigkeit von Installationen zur Überbrückung von Temperatur- oder Druckunterschieden, wenn Lieferant und Empfänger LPG in unterschiedlichem Zustand lagern oder transportieren
Globale Kraftstoffverfüg-barkeit/Distribution	 5	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Möglichkeit der Umrüstung bestehender LPG-Lagerfazilitäten und kleinerer LPG-Tanker zu ortsfesten Bunkeranlagen/Bunkerschiffen ▪ Deckung des Bedarfs durch die Schifffahrt auch ohne signifikante Erhöhung des (fossilen) internationalen Produktionsniveaus ▪ Limitation der grünen Produktionskapazität (Nebenprodukt)
Technische Reife Kraftstoff-/Motoren-/Antriebssysteme	 7	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kommerzielle Verfügbarkeit eines 2-Takt-Dieselmotors ▪ Teilweise Ausrichtung der Motorentechnik auf LPG Antriebssysteme auf Tankern (Wärtsilä) ▪ Bisherige Ermangelung kommerzieller 4-Taktmotoren bzw. Gasturbinen für LPG
Rechts- & Sicherheitsrahmen Übernahme/Verwendung Kraftstoff	 6	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abdeckung des Transports und der Nutzung als Kraftstoff in Gastankern durch den IGC-Code ▪ Anwendung des IGF-Codes (bisher keine speziellen Anforderungen für LPG) für die Nutzung als Kraftstoff in anderen Schiffstypen ▪ Mangel nationaler/regionaler Regularien und Risikoanalysen für das Bunkern von LPG
Lebenszyklusanalyse Energieeffizienz	 6	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erprobte Herstellung aus fossilen Quellen (Nebenprodukt) ▪ Möglichkeit der Gewinnung von Bio-LPG als Nebenprodukt bei der Herstellung anderer Bio-Fuels ▪ Vergleichsweise unaufwändiger Transport (gekühlt/unter Druck) ▪ Annahme von Wirkungsgraden ≈50 % in Verbrennungsmotoren
THG-Emissionen Tank-to-Propeller	 4	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entstehung von CO₂-Emissionen bei der Verbrennung ▪ Verursachung zusätzlicher THG-Emissionen bei LPG-Slip (Propan, Butan)
Schadstoffemissionen Tank-to-Propeller	 3	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Eliminierung von SO_x-Emissionen bei der Verbrennung ▪ Notwendigkeit von NO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen bei 2-Takt-Dieselmotoren

Tabelle 11 | Bewertung des TRL von LPG als Schiffskraftstoff¹²⁴¹²⁴ (DNV, 2021a)

2.1.5 Wasserstoff

2.1.5.1 Stoffliche Eigenschaften

Wasserstoff ist unter Umgebungsbedingungen ein farb- und geruchloses, ungiftiges aber erstickend wirkendes Gas. Es zeichnet sich durch seine leichte Entzündbarkeit aus, die sich in Zündgrenzen zwischen 4 - 76 Vol. % in Luft widerspiegeln. Wasserstoff besitzt eine niedrige Löslichkeit in Wasser (1,6 mg/l) und ist 14,5-mal leichter als Luft. Wasserstoff ist das chemische Element mit der geringsten Dichte, sie beträgt bei Umgebungsbedingungen lediglich 0,09 kg/m³.¹²⁵ Der Siedepunkt von Wasserstoff liegt bei einem Druck von 1 bar bei -253°C. Weitere relevante stoffliche Eigenschaften von sowohl verflüssigtem als auch komprimiertem Wasserstoff sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

2.1.5.2 Produktion

Durch seine universelle Anwendbarkeit und sein Auftreten als Grundstoff in der chemischen Industrie besteht für Wasserstoff global ein hohes Produktionsniveau. Die Herstellung beruht jedoch im Status quo nahezu ausschließlich (~95 %) auf fossilen Quellen, wobei mehr als zwei Drittel aus Erdgas (v. a. Dampf-Methan-Reformierung) gewonnen werden. Der übrige Wasserstoff wird vorwiegend aus Öl und Kohle hergestellt, während nur etwa 5 % des globalen Produktionsniveaus per Elektrolyse aus elektrischem Strom erzeugt wird.¹²⁶

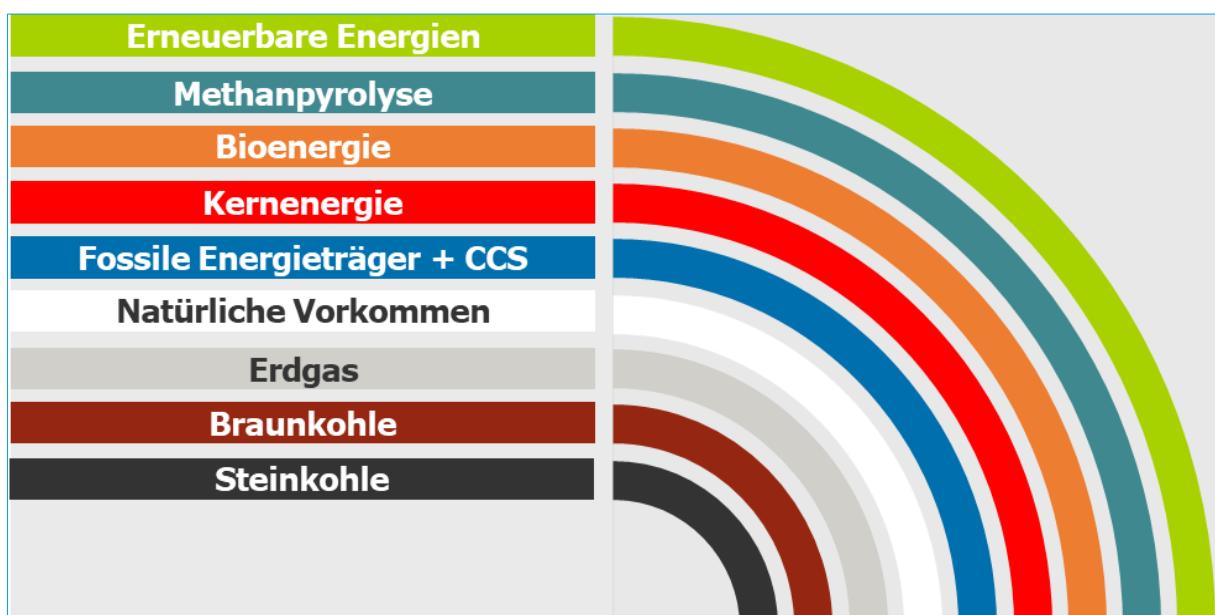


Abbildung 9 | Kategorisierung unterschiedlicher Wasserstoffquellen nach Farben (Wasserstoff-Regenbogen)¹²⁷

Daneben gibt es noch einige weitere Quellen für die Gewinnung von Wasserstoff. Üblicherweise werden die daraus resultierenden unterschiedlichen Arten des Wasserstoffs anhand einer Farbe, die auf dem Ausgangsstoff bzw. dem Produktionsverfahren basiert, kategorisiert. Die verschiedenen Wasserstofffarben sind in Abbildung 9 illustriert. Da nicht alle der ausgewiesenen Wasserstoffarten eine unmittelbare Relevanz für diese Studie besitzen, wird vereinfacht zwischen grünem (aus

¹²⁵ (LUMITOS AG, 2021a)

¹²⁶ (DNV, 2019a)

¹²⁷ (IKEM, 2020)

Ökostrom oder Biomasse), blauem (fossile Quelle + CCS) und grauem Wasserstoff (fossile Quellen) unterschieden.

Die Erzeugung von Wasserstoff per Elektrolyse wird für die zukünftige Energieversorgung, u. a. als Basis für emissionsarme Schiffskraftstoffe, als Schlüsseltechnologie eingeordnet. Sie bietet die Möglichkeit, regenerativ erzeugten Strom aus Primärenergie (bspw. Sonne, Wind, Wasser) in Form von Wasserstoff und möglichen Folgeprodukten (sekundäre Energieträger) zu speichern und zu transportieren. Dadurch wird erwartet, eine bessere Balance zwischen dem an das Stromnetz gebundenen und von äußeren Einflüssen (bspw. Wetter) abhängigen Angebot erneuerbaren Stroms und der komplexen Energienachfrage und -bedürfnisse der Verbraucher zu schaffen. Wasserstoff kann als Ausgangsstoff in verschiedensten Verfahren für die Herstellung von *E-Fuels* genutzt werden:

- Fischer-Tropsch-Synthese für die Herstellung strombasierter Kohlenwasserstoffe
- Methanisierung für die Herstellung strombasierter Erdgases (u. a. E-LNG)
- Dampfreformierung/partielle Oxidation strombasierter Erdgases zu E-Methanol
- Haber-Bosch-Verfahren für die Herstellung von E-Ammoniak

Bei der Herstellung von Wasserstoff aus Ökostrom per Elektrolyse muss zwischen den verschiedenen Arten der Elektrolyse unterschieden werden, wobei die folgenden Technologien aktuell im Fokus stehen:

- Alkalische Elektrolyse (AEL)
- Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse)
- Festoxid-Elektrolyse (SOEC)¹²⁸

Für die Berechnung der Produktionspfade in dieser Studie wurde der Wirkungsgrad einer Niedertemperaturelektrolyse basierend auf PEM-Elektrolysezellen zugrunde gelegt und mit 65 % (bezogen auf den unteren Heizwert) angenommen.¹²⁹ Während der Wirkungsgrad alkalischer Elektrolyseanlagen sich in etwa im gleichen Bereich bewegt, ist es bei der Wasserstofferzeugung über eine Hochtemperaturelektrolyse mit Festoxid-Elektrolysezellen möglich, auch deutlich höhere elektrische Wirkungsgrade zu erreichen. Bei der Hochtemperaturelektrolyse wird im Gegensatz zu den anderen Verfahren kein flüssiges Wasser, sondern Wasserdampf gespalten. Durch dessen hohe thermodynamische Energie wird bei der Aufspaltung elektrische Energie eingespart. Für die Erzeugung des Wasserdampfes kann wiederum die Abwärme benachbarter Prozesse genutzt werden.¹³⁰ Dieses Verfahren bietet sich tendenziell v. a. bei durchgängigem Betrieb an, da die nötige Abwärme so kontinuierlich bereitgestellt werden kann und ein häufiges Hoch- und Herunterfahren der Anlagen, das erhebliche Effizienzeinbußen verursachen würde, vermieden wird (z. B. bei Versorgung durch aus Wasserkraft gewonnenen Strom).

Die Niedertemperaturelektrolysen hingegen spalten flüssiges Wasser durch den Einsatz elektrischer Energie und sind weniger von Synergien innerhalb des Syntheseprozesses abhängig. Sie eignen sich daher tendenziell besser, wenn die bezogene Energie aus einer fluktuierenden Quelle (z. B. Wind- oder Solarenergie) stammt. Der Fokus dieser Studie auf die Niedertemperaturelektrolysen begründet sich vorwiegend darin, dass sie gegenwärtig einen höheren Technologiereifegrad, höhere (Gesamt-)Anlagenleistungen und niedrigere spezifische Investitionen gegenüber Hochtemperaturelektrolysen aufweisen.¹³¹

¹²⁸ (NOW, 2019)

¹²⁹ (dena, 2017)

¹³⁰ (EMCEL, 2021)

¹³¹ (NOW, 2019)

Derartige Anlagen werden bisher nicht im industriellen Maßstab betrieben. Mittlerweile befinden sich jedoch viele Elektrolyseure in der Planung bzw. im Bau, um die Produktionskapazitäten grünen Wasserstoffs zu erhöhen. In Köln wurde voraussichtlich Mitte 2021 einer der weltweit größten PEM-Elektrolyseure mit einer Kapazität von 10 MW in Betrieb genommen. Der Betreiber Shell plant zudem die Errichtung einer weiteren Anlage mit einer Kapazität von 100 MW.¹³²

In Hamburg soll zukünftig auf dem Gelände des abgeschalteten Kohlekraftwerks Moorburg ein Hub für grünen Wasserstoff entstehen, das u. a. einen PEM-Elektrolyseur mit einer skalierbaren Kapazität von 100 MW umfasst. Der Standort profitiert von der bestehenden Infrastruktur und soll planmäßig ab 2025 die Produktion von grünem Wasserstoff aufnehmen.¹³³

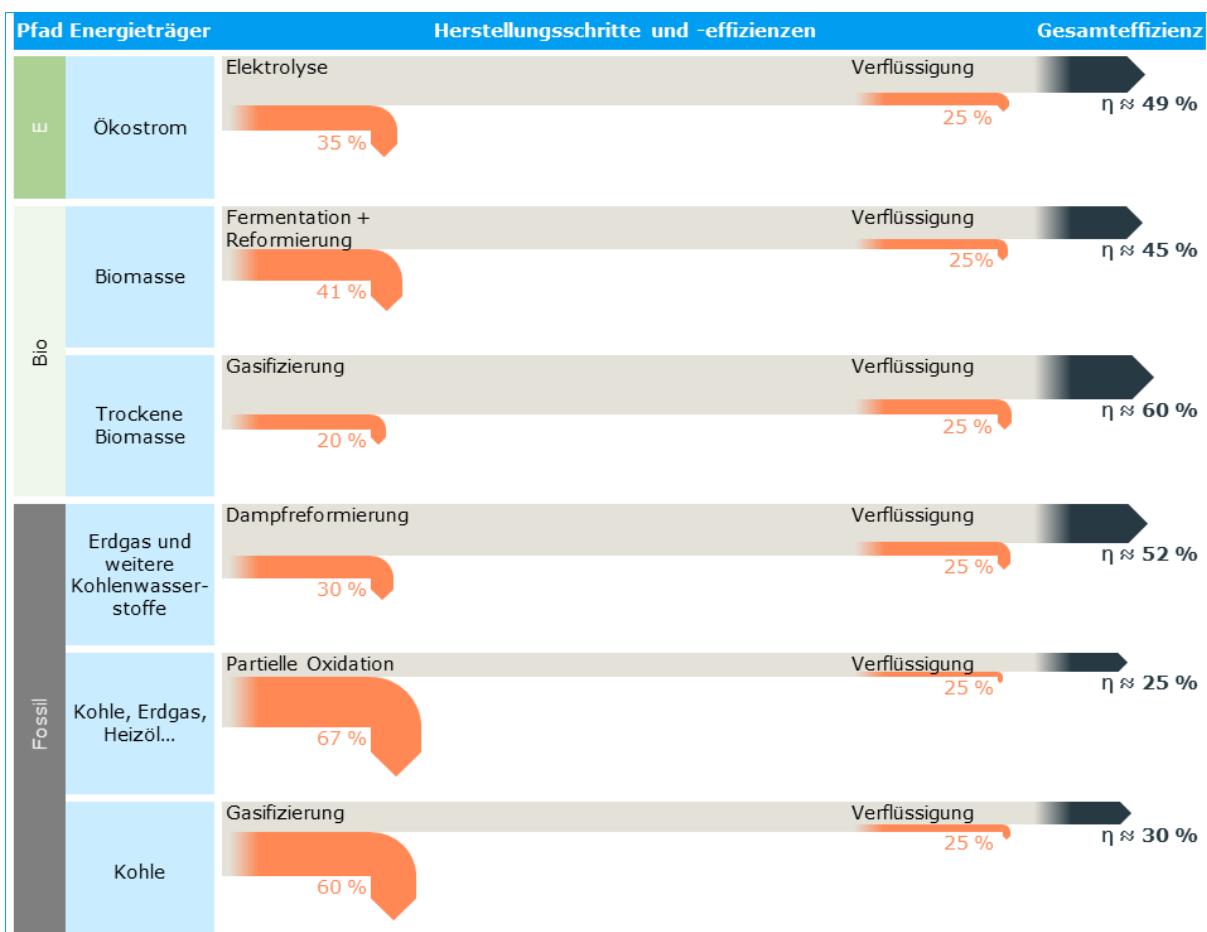


Abbildung 10 | Energieflussdiagramme möglicher Herstellungsverfahren für Flüssigwasserstoff

Als Alternative zur strombasierten Gewinnung besteht die Möglichkeit, Wasserstoff biogen herzustellen, jedoch ist die Marktrelevantanz dieses Bereitstellungspfades u. a. aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit und hohem Wettbewerb in der Nachfrage schwer absehbar.¹³⁴ Bei der Weiterverarbeitung des als Rohstoff synthetisierten Wasserstoffs wird zwischen der Verflüssigung und der Komprimierung unterschieden. Die Herstellungsverfahren und die zugrundeliegenden Wirkungsgrade für Wasserstoff sind in Abbildung 10 und Abbildung 11 dargestellt.

Neben den illustrierten Produktionspfaden wird aktuell vermehrt die Möglichkeit diskutiert, dass bei der Produktion von Wasserstoff aus fossilen Quellen entstehende Kohlendioxid unterirdisch

¹³² (Shell, 2021b)

¹³³ (Hamburg.de, 2021)

¹³⁴ (Fraunhofer, 2019)

einzulagern (CCS) und dessen Eintritt in die Atmosphäre somit zu verringern. Auf die Wirkung des CCS wird in der Auswertung des Kraftstoffkatalogs in Kapitel 2.1.9 näher eingegangen.

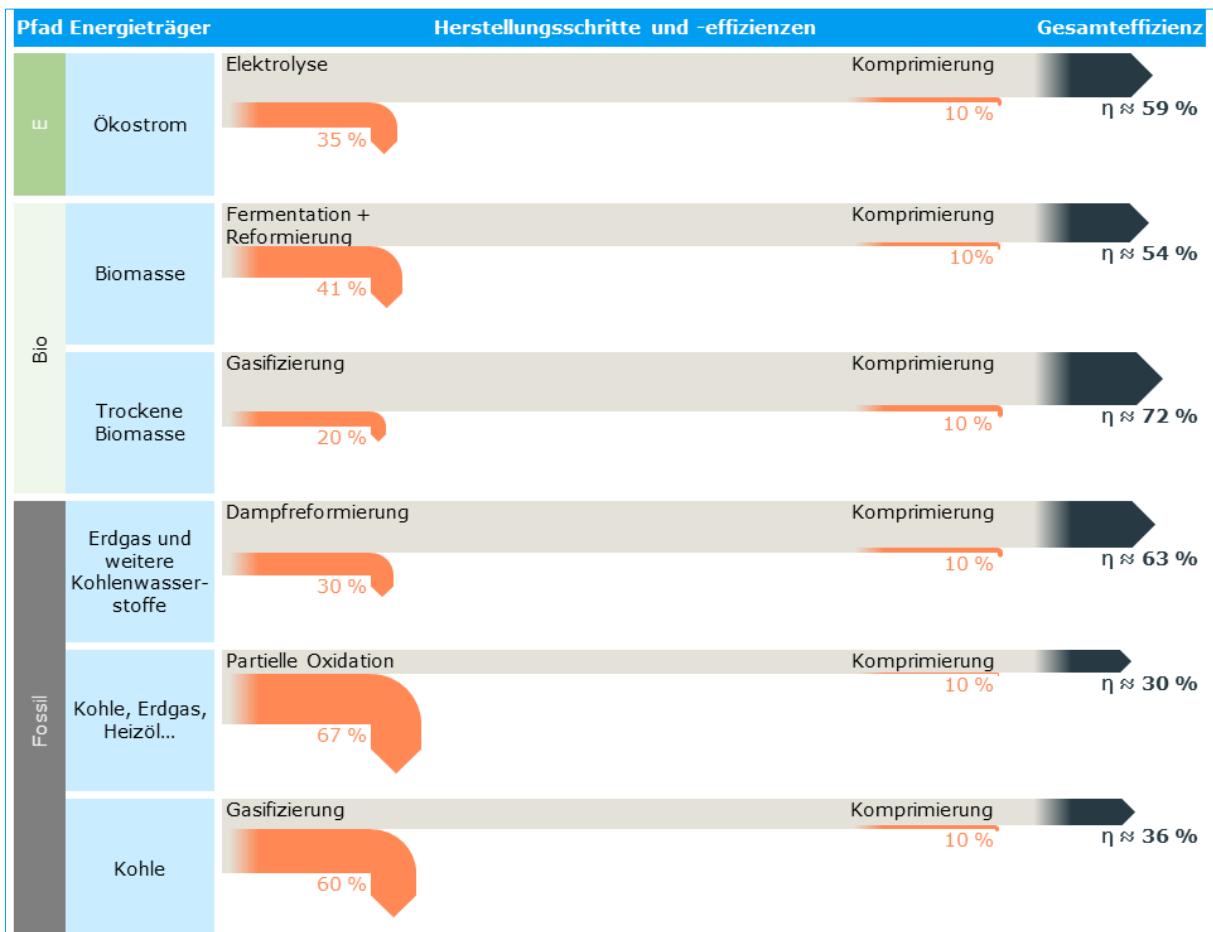


Abbildung 11 | Energieflussdiagramme möglicher Herstellungsverfahren für komprimierten Wasserstoff (250 bar)

2.1.5.3 Lagerung, Transport, Verwendung und Marktpreise

Die Verflüssigung von Wasserstoff ist nur unter kryogenen Bedingungen möglich. Eine weitere Möglichkeit zur Speicherung von Wasserstoff ist dessen Komprimierung. Diese kann unter verschiedenen Drucken erfolgen (geläufig sind 350 bzw. 700 bar), wobei generell gilt, dass unter höherem Druck höhere Energiedichten erzielt werden können, während der Energieaufwand ebenfalls steigt. Trotz der maßgeblichen Steigerung der (Energie-)Dichte durch die Verflüssigung bzw. Komprimierung besitzt Wasserstoff eine höhere Raumanforderung pro Energiemenge als etablierte Schiffskraftstoffe.¹³⁵ Im Vergleich zu verflüssigtem Wasserstoff besitzt HFO eine 4,5-mal höhere volumetrische Energiedichte, während sie bei Gegenüberstellung mit komprimiertem Wasserstoff (700 bar) fast 8-mal so hoch ist. Zusätzlich besteht die Möglichkeit der Speicherung in Wasserstoffträgermaterialien.¹³⁶

Für die Lagerung von Wasserstoff im maritimen Anwendungsfeld gibt es bisher wenige praktische Erfahrungswerte. Einer der Pioniere auf dem Gebiet ist der japanische Konzern Kawasaki Heavy

¹³⁵ (DNV, 2019a)

¹³⁶ (Nanyang Technological University, 2019)

Industries, der sich zum einen für den Bau der ‚*SUISO FRONTIER*‘ (IMO-Nr.: 9860154), dem ersten Flüssigwasserstofftanker der Welt, verantwortlich zeichnen kann und zum anderen einen Tank mit einer Kapazität von 40.000 m³ für Flüssigwasserstofftanker konzipiert hat. Für das Design der Wasserstofftanks wurde Kawasaki bereits ein *Approval in Principle* (AiP) von der Klassifikationsgesellschaft Class NK erteilt. Zudem nahm Kawasaki 2021 das weltweit erste Wasserstoff-Importterminal in Betrieb.¹³⁷ Eine AiP erhielt im Oktober 2021 auch das südkoreanische Unternehmen *Samsung Heavy Industries* für einen Flüssigwasserstofftanker mit einem Fassungsvermögen von 160.000 m³ von der Klassifikationsgesellschaft Lloyd’s Register.¹³⁸

Durch den niedrigen Siedepunkt von Wasserstoff ist trotz hochisolierter Tanks die Entstehung von BOG unvermeidbar. Die *Boil-Off*-Rate ist i. d. R. vom Verhältnis der Tankoberfläche zum Tankvolumen abhängig und beträgt schätzungsweise 0,3 bis 0,5 % am Tag.¹³⁹ Zur Reduzierung des BOG ist ein neu entwickeltes Wärmeisolationssystem, das die Entstehung von BOG reduzieren soll, Teil des Tankkonzepts von Kawasaki. Das übrige BOG soll, wie auf Gastankern üblich, als Kraftstoff für den Antrieb des Schiffes genutzt werden und so zu einer Reduzierung der Emissionen des Transports beitragen.¹⁴⁰

Bei komprimiertem Wasserstoff hingegen ergibt sich die Problematik, dass die sehr kleinen Wasserstoffmoleküle dazu neigen, durch Tankmaterialien zu diffundieren. Aufgrund des hohen Drucks werden die Moleküle in das Speichermaterial gedrückt, was zum einen zur Versprödung (und ggf. Bruch) des Materials und zum anderen zu einem Gasaustritt führen kann. Folglich ist für den Transport komprimierten Wasserstoffs eine hohe Dichtheit notwendig, die sowohl volumetrisch als auch gravimetrisch weitere Herausforderungen birgt.¹⁴¹ Wasserstofftanks besitzen i. d. R. eine zylindrische Form, um ein gutes Oberflächen-Volumenverhältnis zu haben, das den hohen Drucken widerstehen kann bzw. geringe Oberfläche für Wärmeverluste bietet. Im Umkehrschluss bedeutet dies auf Schiffen, dass sie ggf. vorhandene Hohlräume nicht optimal ausnutzen können.¹⁴²

Während die ‚*SUISO FRONTIER*‘ mit einer Kapazität von 1.250 m³ bereits in der Lage ist, größere Mengen verflüssigten Wasserstoff zu befördern, sind etablierte Transportketten für Wasserstoff v. a. im Bereich der Landtransporte anzufinden. Grundsätzlich stellt der Transport über Pipelines für größere Mengen und Entfernungslängen die effizienteste Variante des Transports dar. Zudem kann Wasserstoff in begrenztem Maße dem bestehenden Erdgasnetz beigemischt werden. Einige Gasnetzbetreiber planen darüber hinaus einzelne Gasleitungen zu reinen Wasserstoffleitungen umzurüsten bzw. neue Wasserstoffleitungen zu errichten.¹⁴³ Eine umfassendere Betrachtung des Transports von Wasserstoff per Pipeline kann der DMZ-Studie „*Rolle der maritimen Wirtschaft bei der Etablierung einer deutschen Wasserstoffwirtschaft*“ entnommen werden.

Eine flexiblere und gleichzeitig etablierte Option der landseitigen Beförderung bietet der Transport per Lkw. Dieser ist sowohl mit komprimiertem als auch verflüssigtem Wasserstoff möglich und hat gegenüber der Pipeline auf kürzeren Transportdistanzen Kostenvorteile. Transporte in kleineren Mengen und auf kurze Distanzen eignen sich dabei am besten für die Beförderung in komprimierter Form, während Lkw mit flüssigem Wasserstoff eine höhere Zuladung besitzen und bei größeren Distanzen am kosteneffizientesten sind (siehe Abbildung 12).¹⁴⁴

¹³⁷ (Kawasaki, 2021b)

¹³⁸ (Lloyd’s Register, 2021)

¹³⁹ (DNV, 2019a)

¹⁴⁰ (Kawasaki, 2021a)

¹⁴¹ (DNV, 2019b)

¹⁴² (IMO, 2021b)

¹⁴³ (Bundesnetzagentur, 2020)

¹⁴⁴ (EMCEL, 2019)

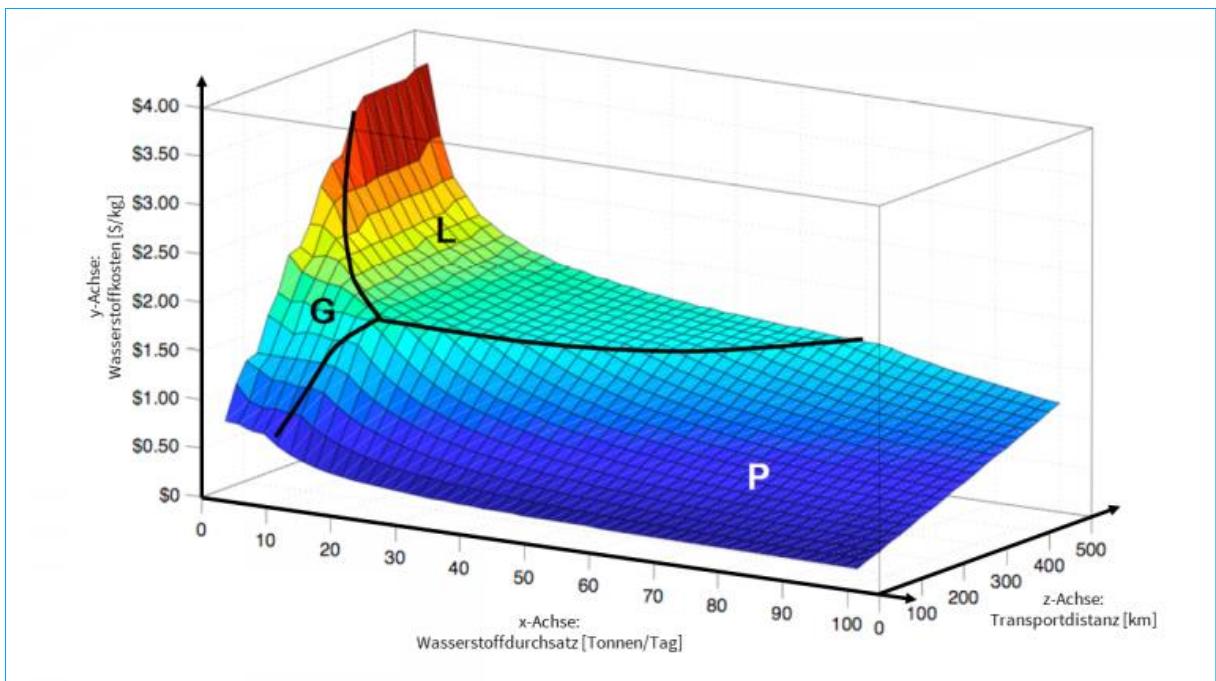


Abbildung 12 | Wasserstofftransportkosten in Abhängigkeit der Transportdistanz und des -durchsatzes¹⁴⁵

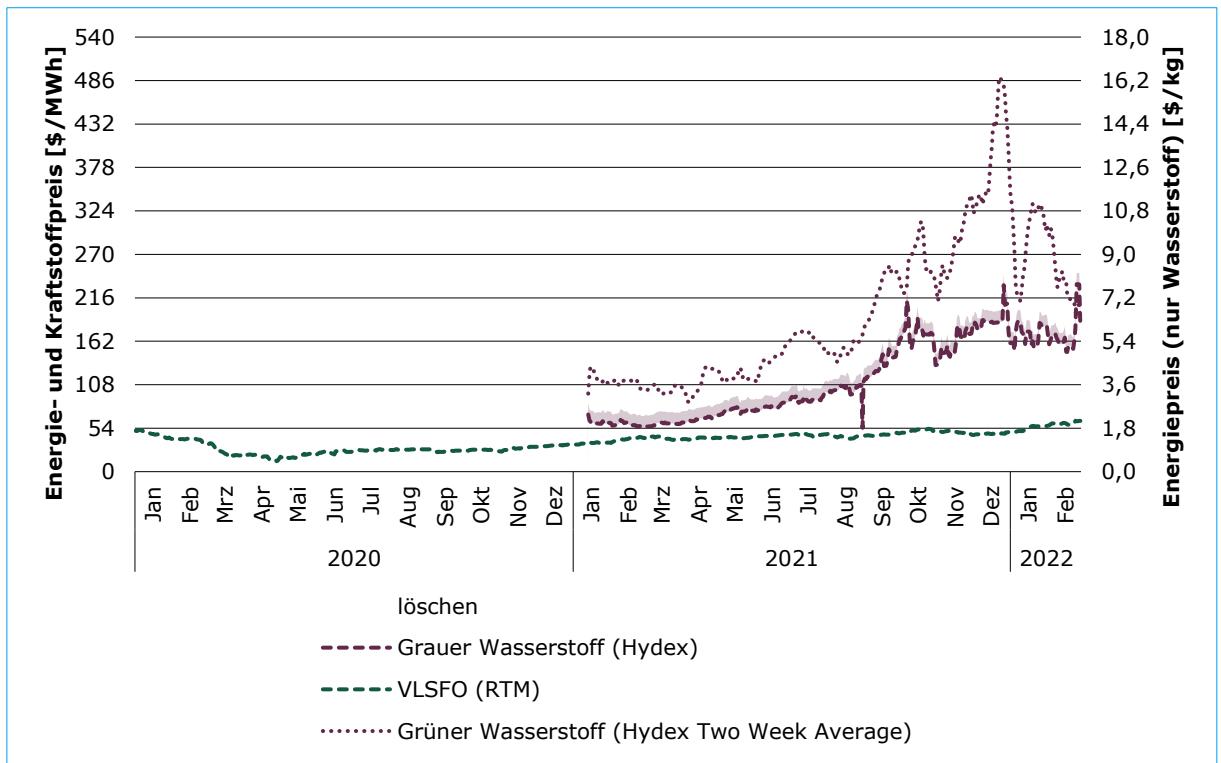


Abbildung 13 | Preise für Wasserstoff seit 2020¹⁴⁶¹⁴⁷¹⁴⁸¹⁴⁹

Wie der Erdgaspreis, so hat sich auch der Rohstoffpreis für grauen Wasserstoff in Europa seit Anfang 2021 signifikant erhöht (siehe auch Abbildung 13). Grauer Wasserstoff entsteht durch die Dampfreformierung von überwiegend Erdgas, weshalb beide Preise eine enge Kopplung aufweisen

¹⁴⁵ (EMCEL, 2019)

¹⁴⁶ (Ship & Bunker, 2021a)

¹⁴⁷ (Integr8 Fuels Europe, 2019)

¹⁴⁸ (energate GmbH, 2021)

¹⁴⁹ (Deutsche Börse, 2022)

(siehe auch Kapitel 2.1.5). Bis Ende August schwankte der Mehrpreis für grauen Wasserstoff gegenüber Erdgas etwa zwischen 40 und 50 \$/MWh. Implizit werden mit diesem Preisaufschlag die Gestehungskosten des Wasserstoffs aus Erdgas abgebildet. Deutlichen Schwankungen ist der Preisindex für grünen Wasserstoff unterworfen, da seine Ausbringungsmenge, d. h. sein Angebot, mit der Verfügbarkeit von Strom aus regenerativen Energiequellen erheblich variiert. Gleichwohl liegt auch hier eine gewisse Kopplung mit dem Preis für Erdgas und grauen Wasserstoff vor. Bis Ende August 2021 schwankte der Mehrpreis von grünem Wasserstoff gegenüber der grauen Variante um ein Niveau von ca. 55 \$/MWh, gegenüber fossilem Erdgas lag der Mehrpreis im Mittel bei rund 100 \$/MWh. Zuletzt notierte der Wasserstoff-Preisindex *Hydex*¹⁵⁰ für grünen Wasserstoff bei teilweise mehr als 300 \$/MWh.

2.1.5.4 Bunkern

Beim Bunkern von Wasserstoff ist ähnlich wie bei der Speicherung zwischen komprimiertem und verflüssigtem Wasserstoff zu unterscheiden. Allgemein ist festzustellen, dass in der Schifffahrt bisher nur vereinzelt, insbesondere in Form von Pilotvorhaben, Erfahrungswerte mit dem Bunkern von Wasserstoff gesammelt werden konnten. Diese profitieren von bereits bestehenden Technologien aus benachbarten Branchen, bspw. wird für das Betanken von Binnenschiffen mit Druckwasserstoff auf Systemlösungen aus der Automobilindustrie zurückgegriffen. Im Zuge des Zemship-Projektes wurde bspw. das brennstoffzellenbetriebene Passagierschiff „Alsterwasser“ in Hamburg an einer Wasserstofftankstelle mit einem maximalen Betankungsdruck von 428 bar betankt.¹⁵¹ Die Versorgung mit komprimiertem Wasserstoff kann darüber hinaus auch anstatt durch herkömmliches Bunkern durch den Umschlag des Wasserstoffs erfolgen. Dieser kann bspw. in Druckgasflaschen (für kleine Schiffseinheiten) oder durch Spezialcontainer gelagert sein.¹⁵²

Die Bebunkerung mit Flüssigwasserstoff ist aufgrund der kryogenen Anwendung vergleichbar mit LNG. Aufgrund der bei Flüssigwasserstoff noch erheblich tieferen Temperaturen eignen sich Komponenten für das Bunkern von LNG jedoch nicht unmittelbar für Flüssigwasserstoff.

In Zusammenhang mit der nationalen Wasserstoffstrategie hat der Verband für Schiffbau und Meerestechnik u. a. gefordert, die für eine zukünftige Wasserstoffwirtschaft nötige Tankinfrastruktur aufzubauen.¹⁵³ Hierfür werden neben Förderungen auch adäquate Regularien und Standards notwendig sein (siehe Rechtlicher Rahmen). In diesem Zusammenhang wurde parallel zu den Vorhaben der Deutsches Institut für Normung-Normenstelle Schiffs- und Meerestechnik (NSMT) eine Pilotanlage zum Bebunkern von Schiffen mit Wasserstoff gebaut und probetrieben. Im Anschluss daran sollen die besonderen Anforderungen an Rohrleitungssysteme, die Wasserstoff als Medium führen, festlegt werden.¹⁵⁴

2.1.5.5 Antrieb

Für wasserstoffbasierte Antriebe in der Schifffahrt bieten sich im Wesentlichen Brennstoffzellen mit einem nachgelagerten Elektromotor oder Wasserstoffverbrennungsmotoren als Optionen an.

¹⁵⁰ Der Hydex ist ein kostenbasierter Wasserstoff-Preisindex und spiegelt den Durchschnittspreis ab Dampfreformer oder Elektrolyseur in Deutschland wider. Der Hydex berücksichtigt die kurzfristigen Gestehungskosten von Wasserstoff. Kapitalkosten sind nicht enthalten.

¹⁵¹ (NOW, 2019)

¹⁵² (BEHALA, 2021)

¹⁵³ (VSM, 2021a)

¹⁵⁴ (NSMT, 2021)

Grundsätzlich kann Wasserstoff auch in bestehenden *Dual Fuel*-Motoren zur Verwendung kommen, was sich in der Umsetzung bisher allerdings als sehr komplex erwiesen hat.¹⁵⁵

Aktuell ist die Brennstoffzelle die ausgereifteste der beiden genannten Lösungen. In ihr werden Wasserstoff und Sauerstoff in elektrische Energie umgewandelt, wobei lediglich Wasser als Reaktionsprodukt entsteht und keine Emissionen anfallen. Da es sich bei der Reaktion in der Brennstoffzelle prinzipiell um die Umkehrung der Elektrolyse handelt, kommen ähnliche Technologien für Brennstoffzellen infrage (siehe Produktion).

Für den maritimen Anwendungsbereich werden PEM-, SOEC- und Schmelzkarbonatbrennstoffzellen als vielversprechendste Lösungen angesehen. Analog zur Elektrolyse ist die PEM-Technologie die am weitesten entwickelte, v. a. aufgrund der Vorarbeit der Automobilindustrie. Vorteile von Brennstoffzellensystemen sind neben der Emissionsfreiheit die guten Wirkungsgrade (PEM ca. bis zu 60 %, allerdings tendenziell stark abnehmend mit voranschreitender Nutzungsdauer). Mit dem Einsatz sind bisher entscheidende technische und ökonomische Herausforderungen verbunden, zu denen u. a. ein höherer Raumbedarf bei gleichzeitig geringerer Leistungsfähigkeit und höhere Investitionskosten im Vergleich zu etablierten Antriebssystemen zählen.¹⁵⁶¹⁵⁷

Neben der direkten Verwertung kann der Wasserstoff in den genannten Brennstoffzellen auch durch Trägermaterialien, wie Methanol oder Ammoniak, bereitgestellt werden. Der in den Produkten enthaltene Wasserstoff muss hierfür zunächst wieder freigesetzt werden (durch Reformierung bzw. *Cracken*).

Trotz der technischen Herausforderungen gibt es Bestrebungen, Brennstoffzellen im maritimen Bereich zu etablieren. In naher Zukunft soll eine Großserienproduktion für maritime Anwendungen aufgebaut werden. In Norwegen beabsichtigt das Unternehmen TECO 2030 eine entsprechende Fabrik zu bauen und im Jahr 2022 in Betrieb zu nehmen. Die Brennstoffzellen sollen über eine Kapazität von 1,2 GW/Jahr verfügen.¹⁵⁸

Zudem gibt es erste Umrüstungsverfahren. Das Binnenccontainerschiff *'Maas'* (ENI-Nr.: 2323207) erhält bspw. aktuell auf der niederländischen Werft Holland Shipyard Group in Hardinxveld einen Brennstoffzellen-Antrieb. Für die Umrüstung ist u. a. der Ausbau sowohl der Hauptmaschine als auch der dazugehörigen Getriebeeinheit notwendig. Der Wasserstoff soll zukünftig nicht gebunkert werden, sondern in Form von zwei FEU-Containereinheiten an Bord gebracht und in unmittelbarer räumlicher Nähe zum Antriebsbereich positioniert werden.¹⁵⁹

Wasserstoffverbrennungsmotoren sind bisher v. a. aus der Automobilindustrie bekannt, konnten sich in dieser bisher jedoch nicht nachhaltig durchsetzen. Dennoch gibt es insbesondere für den Schwerlastverkehr weiterhin Anbieter, die die Technologie am Markt etablieren wollen und so auch Vorarbeit für maritime Anwendungsbereiche leisten. Wasserstoffverbrennungsmotoren für den maritimen Einsatz befinden sich analog in der Entwicklung. Erste Konsortien haben sich in Japan gebildet und wollen erste Modelle bis 2025 auf den Markt zu bringen. Die Vorhaben umfassen sowohl mittel- und schnelllaufende 4-Taktmotoren als auch langsamlaufende 2-Taktmotoren.¹⁶⁰¹⁶¹ Auch Motorenhersteller Wärtsilä beteiligt sich an der Entwicklung von Wasserstoffmotoren und beabsichtigt u. a. bis 2025 ein Motoren- und Anlagenkonzept für den reinen Wasserstoffbetrieb

¹⁵⁵ (Nanyang Technological University, 2019)

¹⁵⁶ (Nanyang Technological University, 2019)

¹⁵⁷ (U.S. Department of Energy, 2021)

¹⁵⁸ (TECO 2030, 2021)

¹⁵⁹ (Future Proof Shipping, 2021)

¹⁶⁰ (Yanmar, 2021)

¹⁶¹ (Mitsui O.S.K. Lines, 2021)

bereitzustellen.¹⁶² Erste kleinere Schiffsmotoren werden bereits vom Motorenhersteller ABC angeboten.¹⁶³

2.1.5.6 Emissionen

Dem vergleichsweise hohen Energieaufwand für die Produktion, die Umwandlung und den Transport von Wasserstoff (siehe Produktion) steht der große Vorteil gegenüber, dass dieser bei Gewinnung aus grünem Strom und auch bei fossiler Herstellung in Kombination mit CCS mit nahezu keinen Emissionen (WtT) verbunden ist.¹⁶⁴ Im Gegensatz dazu entstehen bei einem fossilen Produktionspfad ohne CCS für Wasserstoff jedoch auf WtT-Basis deutlich höhere CO₂-Emissionen (≈ 950 g CO₂-Äquivalent/kWh), als entlang des gesamten Lebenszyklus von etablierten Schiffskraftstoffen (WtP).¹⁶⁵ Ein grüner bzw. blauer Produktionspfad des Wasserstoffs ist daher obligatorisch, um mit dem Einsatz als Schiffskraftstoff den gewünschten Emissionsreduzierungseffekt zu erreichen.

Die TtP-Emissionen von Wasserstoff sind dagegen vom Antriebskonzept abhängig. Brennstoffzellensysteme verursachen keinerlei Feinstaub, NO_x und SO_x und eliminieren auch CO₂-Emissionen. Auch beim Einsatz in Verbrennungsmotoren werden durch Wasserstoff keine THG-Emissionen erzeugt, solange kein kohlenstoffhaltiger *Pilot Fuel* erforderlich ist. Wie bei Verbrennungsmotoren üblich, ist es nicht möglich die Entstehung von NO_x gänzlich zu vermeiden, sodass unter Umständen eine Abgasnachbehandlung notwendig ist.¹⁶⁶

Wenngleich Wasserstoff selbst keine THG-Wirkung entfaltet, ist der Effekt etwaiger Freisetzung (z. B. durch *Boil-Off* oder Pipeline-Leckagen) in der Atmosphäre zukünftig kritisch zu würdigen. Aktuelle Untersuchungen kommen zu dem Ergebnis, dass Wasserstoff durch Reaktion mit troposphärischen Oxidationsmitteln die Lebensdauer von Methan (siehe auch Kapitel 2.1.3) in der Atmosphäre verlängern kann und damit indirekt eine THG-Wirkung entfaltet.¹⁶⁷

2.1.5.7 Rechtlicher Rahmen

Ein extensives Regelwerk besteht insbesondere für den landseitigen Umgang, Transport und die Speicherung von Wasserstoff. Für das Bunkern und die Speicherung von Wasserstoff an Bord von Schiffen herrscht im Status quo jedoch noch ein Mangel an (inter-)nationalen Regularien.¹⁶⁸ Für die Nutzung als Schiffskraftstoff besteht mit dem IGF-Code zwar grundsätzlich eine rechtliche Grundlage, diese ist bisher aber lediglich auf LNG ausgelegt und enthält keine Spezifikationen für Wasserstoff. Jedoch hat die IMO im September 2021 eine Übergangsrichtlinie verabschiedet, die den Einsatz von Brennstoffzellen in der Seeschifffahrt behandelt.¹⁶⁹

Beim Bunkern besteht zudem weiterhin in vielerlei Hinsicht Regelungsbedarf, der dadurch erschwert wird, dass bisher noch keine adäquaten Studien zur Sicherheitsbewertung durchgeführt wurden und Standards und Normen für den maritimen Anwendungsbereich fehlen.¹⁷⁰ Aufgebaut werden kann hierfür auf den Erfahrungen aus landgestützten Anwendungen, zum anderen gibt es für den maritimen Transport von verflüssigtem Wasserstoff eine Übergangsrichtlinie der IMO

¹⁶² (Wärtsilä, 2021d)

¹⁶³ (ABC Engines, 2022)

¹⁶⁴ (DNV, 2019a)

¹⁶⁵ (ABS, 2021a)

¹⁶⁶ (DNV, 2019a)

¹⁶⁷ (University of Cambridge, 2022)

¹⁶⁸ (Nanyang Technological University, 2019)

¹⁶⁹ (IMO, 2021d)

¹⁷⁰ (Nanyang Technological University, 2019)

(MSC.420(97))¹⁷¹, aus der Anforderungen abgeleitet werden können. Auch haben einige Klassifikationsgesellschaften bereits Klassennotationen für Brennstoffzellensysteme veröffentlicht, die Anhaltspunkte liefern können.¹⁷²

Wie auch für den Umgang mit bereits etablierter alternativen Schiffskraftstoffen (für LNG bspw. ISO/TS 18683), werden auch bei der Rechtssetzung für den Schiffskraftstoff Wasserstoff Standards und Normen eine wichtige Bedeutung einnehmen. Diese befinden sich teilweise bereits in der Erstellung. So arbeitet der Arbeitsausschuss NA 132-02-13 AA „Rohrleitungen und Rohrleitungskomponenten für gasförmige Medien“ der NSMT aktuell an einem Dokument, welches das Beiblatt von Schiffen mit Wasserstoff als Brennstoff regelt. Dabei werden die Bereiche Übergabesystem, Betriebsverfahren, Anforderungen an die Lieferanten sowie Schulung und Qualifikation der beteiligten Personen beschrieben und die Anforderungen hierzu festgelegt.¹⁷³

Hinsichtlich der Regulatorik in der Binnenschifffahrt hat Lloyd's Register EMEA im Auftrag des DMZ einen Vorschlag für technische Bestimmungen für Binnenschiffe, die mit Wasserstoff als Energieträger betrieben werden, erarbeitet. Dieser soll den ES-TRIN ergänzen und wurde bereits dem Europäischen Ausschuss für die Ausarbeitung von Standards im Bereich der Binnenschifffahrt (CESNI) vorgestellt.¹⁷⁴

2.1.5.8 Bewertung des TRL und SWOT-Analyse

Die abschließende TRL-Bewertung (siehe zur Methodik Kapitel 2.1) für Wasserstoff kann der Tabelle 13 entnommen werden. Anhaltspunkte für die strategische Planung sind in der SWOT-Matrix in Tabelle 12 enthalten.

	Stärken	Schwächen
Chancen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Realisierung hoher Herstellungswirkungsgrade ▪ Reduzierung von Emissionen im Vergleich zu etablierten Kraftstoffen bei grüner Produktion ▪ Möglichkeit der Nutzung in Brennstoffzellen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mangelhafte Ausprägung der Produktionskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien ▪ Bedarf nach Weiterentwicklung maritimer Antriebs-/Kraftstoff-/Tanksysteme und des Ausbaus bzw. der Umwandlung von Gaspipelines ▪ Ermangelung von Regularien für die Kraftstoffnutzung
Risiken	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Auftreten von Kompatibilitäten zwischen LNG und Wasserstoff ▪ Perspektivische Erhöhung der Transportkapazitäten durch Forschung und Entwicklung an alternativen Speichertechnologien (LOHC etc.) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Realisierung niedriger Energiedichten trotz Verflüssigung/Komprimierung ▪ Energieintensivität der Verflüssigung und Komprimierung von Wasserstoff

Tabelle 12 | SWOT-Matrix für Wasserstoff als Schiffskraftstoff

¹⁷¹ (IMO, 2016b)

¹⁷² (DNV, 2019a)

¹⁷³ (NSMT, 2021)

¹⁷⁴ (Deutsches Maritimes Zentrum e.V., 2022a)

Maritime Transportketten Rohstoff	 5	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nahezu vollständige Abstinenz maritimer Transportketten ▪ Inbetriebnahme des ersten Flüssigwasserstoff-Importterminals sowie des ersten Wasserstofftankers 2021 in Japan ▪ Verfügbarkeit erster Tanks für den Seetransport flüssigen Wasserstoffs (1.250 m³) ▪ Aufweis nachteiliger Energiedichten (Berechnung inkl. Tank)
Globale Rohstofflager-fazilitäten	 5	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lagerung von Wasserstoff über längere Zeiträume ist sehr energieaufwändig (bspw. -253 °C / 700 bar) und daher unüblich ▪ Möglichkeit der Verbesserung der Lagerbarkeit u. a. durch LOHC ▪ Kommerzielle Verfügbarkeit von FEU-Containern mit einer Kapazität von ca. 6 m³ Flüssigwasserstoff und stationären Lagerfazilitäten mit skalierbarer, höherer Kapazität
Globale Kraftstoffverfüg-barkeit/Distribution	 3	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Maritime Kraftstoffverfügbarkeit nicht gegeben ▪ Erforderlichkeit hoher Sicherheitsanforderungen aufgrund chemisch-physikalischer Eigenschaften von Wasserstoff
Technische Reife Kraftstoff-/Motoren-/Antriebssysteme	 4	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Geringe Ausprägung maritimer Antriebssysteme (erste Prototypen) ▪ Einschätzung von Wasserstoff-betriebenen Brennstoffzellen (ggf. in Kombination mit Akkumulatoren) als Schlüsseltechnologie ▪ Geringe technische Reife von Wasserstoff-Verbrennungsmotoren im maritimen Anwendungsbereich
Rechts- & Sicherheits-rahmen Übernahme/Verwendung Kraftstoff	 3	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Anwendung des IGF-Codes (bisher keine speziellen Anforderungen für Wasserstoff) für die Nutzung als Schiffs kraftstoff ▪ Bestehen von Klassennotationen für Brennstoffzellen (bspw. DNV) ▪ Behandlung von flüssigem Wasserstoff im IGC-Code bedarf weiterer Spezifikationen (vorläufige Empfehlung MSC.420(97))
Lebenszyklusanalyse Energieeffizienz	 6	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erreichen hoher Wirkungsgrade ($\approx 70\%$) bei industrieller Dampfreformierung (grau) und ($\approx 65\%$) bei Elektrolyse (grün) ▪ Hoher Energieaufwand für Umwandlung und Transport ▪ Erzielung von Wirkungsgraden $\approx 50\%$ in Brennstoffzelle
THG-Emissionen Tank-to-Propeller	 9	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Eliminierung von THG-Emissionen ▪ Ggf. Entstehung von THG-Emissionen bei Notwendigkeit eines <i>Pilot Fuels</i>
Schadstoffemissionen Tank-to-Propeller	 /	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Potenzielle Eliminierung SOx- und NOx-Emissionen durch Brennstoffzellen ▪ Voraussichtliche Erfordernis von NOx-Abgasnachbehandlungsanlagen bei Verbrennungsmotoren ▪ Keine abschließende Bewertung aufgrund fehlender Datenbasis

Tabelle 13 | Bewertung des TRL von Wasserstoff als Schiffs kraftstoff¹⁷⁵¹⁷⁵ (DNV, 2021a)

2.1.6 Ammoniak

2.1.6.1 Stoffliche Eigenschaften

Ammoniak ist bei Raumtemperatur ein toxisches, farbloses und stechend riechendes Gas. Zudem besitzt es korrosive Eigenschaften. Der Siedepunkt von Ammoniak liegt bei etwa -33 °C und ermöglicht eine Verflüssigung unter moderatem Aufwand durch Abkühlen oder durch Druckerhöhung (siehe auch Abbildung 15). Verflüssigtes Ammoniak verfügt im Vergleich zu anderen Kraftstoffen über eine relativ geringe volumetrische Energiedichte (siehe auch Tabelle 2 inkl. weiterer stofflicher Eigenschaften).¹⁷⁶

Bei einem potenziellen Austritt flüssigen Ammoniaks (bspw. beim Bunkern) kommt es durch die Umgebungsbedingungen und die hohe Volatilität des Ammoniaks zum Phasenübergang des flüssigen Ammoniaks zurück in den gasförmigen Zustand. Ammoniakgas ist leichter als Luft, nimmt aufgrund seiner hygrokopischen Eigenschaften jedoch schnell Feuchtigkeit auf und bildet anschließend eine dichte weiße Wolke, die eine höhere Dichte als Luft aufweist. Zudem löst sich Ammoniak leicht in Wasser. Die mit dem Austritt von Ammoniak verbundene Gefahr für Mensch und Umwelt ergibt sich v. a. aus der Toxizität. Zum Entflammen von Ammoniak ist hingegen eine sehr hohe Zündenergie erforderlich und ohne Wärmezufuhr erlischt die Flamme sofort. Im Freien stellen Ammoniakkämpfe daher im Allgemeinen keine Brandgefahr dar. Für Lagertanks besteht jedoch bei hoher und kontinuierlicher Wärmeeinwirkung Explosionsgefahr.¹⁷⁷

2.1.6.2 Produktion

Bei Ammoniak handelt es sich bereits heute um ein international gehandeltes und transportiertes Produkt. Der Großteil der weltweit produzierten Ammoniakmenge von 180 Mio. t wird für die Herstellung von Düngemitteln verwendet. Das wichtigste Herstellungsverfahren ist das Haber-Bosch-Verfahren (Ammoniaksynthese) mit den Ausgangsstoffen Stickstoff und Wasserstoff. Während Stickstoff durch Zerlegungsanlagen der Atmosphäre entnommen werden kann, wird der Wasserstoff gegenwärtig v. a. durch Dampfreformierung aus Erdgas oder Kohlevergasung gewonnen (siehe auch Kapitel 2.1.5).

Die Standorte der Ammoniakproduktionsstätten richten sich v. a. nach der Erdgasverfügbarkeit und konzentrieren sich daher bspw. in Russland, dem mittleren Osten und China. Auch die USA besitzen durch die hohen, v. a. durch Fracking gewonnenen Erdgasmengen Kapazitäten für die Herstellung von Ammoniak. Indien hingegen importiert das Erdgas vorwiegend über seine LNG-Terminals und macht sich durch viele inländische Ammoniakfabriken in der Herstellung und Verarbeitung unabhängiger.

Die Grundlage für die Produktion von Ammoniak bleibt das Haber-Bosch-Verfahren (siehe Abbildung 14). Für die Wasserstoffgewinnung bieten sich die gängigen Herstellungsverfahren (siehe auch Kapitel 2.1.5) an. Speziell für die Ammoniaksynthese i. V. m. der Elektrolyse ergibt sich bei Festoxid-Elektrolyseurzellen der Vorteil, dass die hohe Betriebstemperatur (typischerweise 700 – 800°C) i. V. m. der exothermen chemischen Reaktion des Haber-Bosch-Verfahrens wechselseitig einen positiven Einfluss auf die Energieeffizienz des Prozesses hat.¹⁷⁸

¹⁷⁶ (Korean Register, 2021)

¹⁷⁷ (DNV, 2021b)

¹⁷⁸ (Hafnia, 2020)

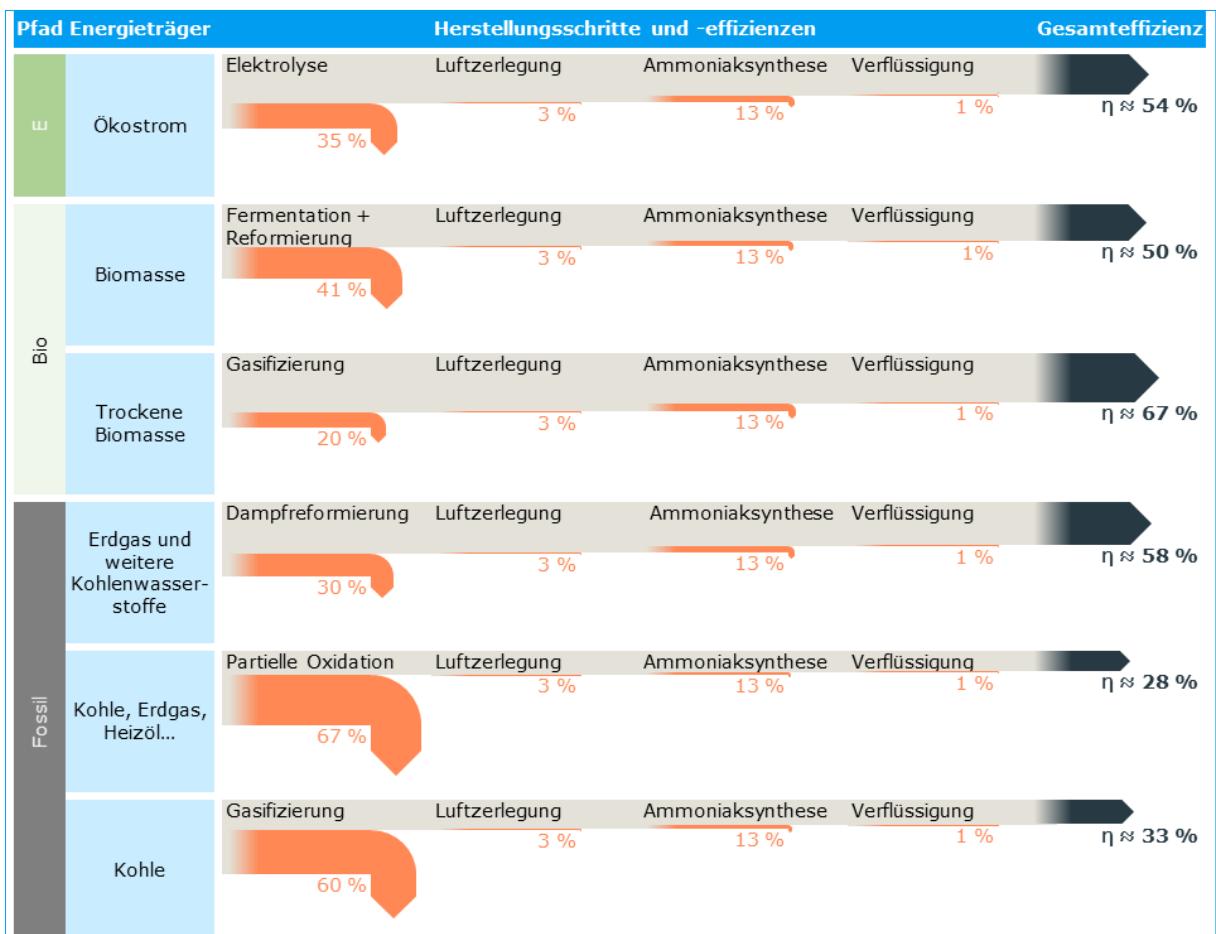


Abbildung 14 | Energieflussdiagramme möglicher Herstellungsverfahren für Ammoniak

Trotz des bereits heute bestehenden industriellen Produktionsniveaus von Ammoniak bewirkt der Einsatz als Kraftstoff in der Schifffahrt eine erhebliche Nachfragesteigerung. So ergäbe sich bspw. eine zusätzliche Nachfrage von 150 Mio. t Ammoniak (+83 % der bisherigen Produktion), wolle man 30 % der bisherigen maritimen Kraftstoffversorgung durch Ammoniak ersetzen. Da die Nutzung als Kraftstoff v. a. im Wettbewerb zur Nahrungsmittelherstellung steht, ist eine Erweiterung der Produktionskapazitäten unumgänglich. Diese kann zum einen durch die Modernisierung bestehender Ammoniakfabriken und zum anderen durch den Bau neuer, tendenziell aus regenerativen Energiequellen gespeister Produktionsstätten erreicht werden.

Darüber hinaus ergibt sich grundsätzlich die Möglichkeit eines Hybridbetriebs, bei dem zunächst nur ein Teil der Energie aus regenerativen Quellen bezogen wird. Denn der *Bottleneck* beim Ausbau und der Transformation der Ammoniakproduktion wird einvernehmlich in der begrenzten Elektrolysekapazität bzw. Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs gesehen. Demnach ist es denkbar, dass bestehende Produktionsfazilitäten zunächst durch Elektrolyseure erweitert werden und die Herstellung sukzessive auf einen nachhaltigen Betrieb umgestellt wird.¹⁷⁹

Eine emissionsreduzierte Produktion von Ammoniak kann u. a. auch mit Erdgas bewerkstelligt werden, wenn das bei der Wasserstoffherstellung entstehende CO₂ abgeschieden, gespeichert und somit nicht in der Atmosphäre freigesetzt wird. Durch dieses Verfahren lassen sich die THG-Emissionen theoretisch signifikant verringern (siehe auch Kapitel 2.1.9).¹⁸⁰

¹⁷⁹ (Hafnia, 2020)

¹⁸⁰ (DNV, 2020b)

2.1.6.3 Lagerung, Transport, Verwendung und Marktpreise

Bereits heute wird Ammoniak weltweit durch Flüssiggastanker verteilt. Es bestehen somit bereits Erfahrungen im maritimen Transport.¹⁸¹ Durch den hohen Wasserstoffgehalt und die etablierte Handhabung bietet sich Ammoniak zudem als Wasserstoffträgermaterial an, das bei Bedarf, jedoch unter hohem Energieaufwand, durch Cracken zurück in Wasserstoff zersetzt werden kann.¹⁸²

Für die Weiterverteilung des Ammoniaks bieten sich Lagerfazilitäten in den Häfen an, die besondere Sicherheitsanforderungen haben, die in verschiedenen Studien detailliert beschrieben werden.¹⁸³ Mengen von bis zu 5.000 m³ werden landseitig typischerweise unter Druck verflüssigt gelagert, während größerer Mengen i. d. R. gekühlt verflüssigt gelagert werden.¹⁸⁴ Die Abnehmer von Ammoniak sind heute i. d. R. landwirtschaftliche und industrielle Vertreiber und Verbraucher, deren Lagereinrichtungen sich v. a. in Chemiehäfen bzw. den für die Chemikalienlagerung vorgesehenen Hafenbereichen befinden.¹⁸⁵ Es gibt weltweit über 150 Ammoniakterminals, die eine Grundlage für eine mögliche Verteilinfrastruktur auch als Kraftstoff für die Schifffahrt bilden könnten.¹⁸⁶

Für den Transport von Ammoniak auf dem Seeweg ergeben sich grundsätzlich drei Möglichkeiten, von denen bisher keine, etwa durch entsprechende Regularien, fest vorgeschrieben ist:

- Transport in gekühlter verflüssigter Form
- Transport in unter Druck verflüssigter Form
- Transport in gekühlt und unter Druck gesetzter flüssiger Form¹⁸⁷

Der Vergleich der Dampfdruckkurven von Ammoniak mit denen von Propan und n-Butan (Hauptbestandteile von LPG) zeigt, dass die Stoffe aufgrund ihrer thermodynamischen Eigenschaften ähnliche Bedingungen für einen Übergang in den flüssigen Speicherzustand erfordern (siehe Abbildung 15). Daher kommen LPG-Tanker generell auch für den Transport von Ammoniak in Betracht. Dazu kommen LNG-Tanks grundsätzlich für eine Umrüstung auf Ammoniak infrage und es gibt bereits eine Reihe von Herstellern, die ihre Systeme *Ammonia ready* designen.¹⁸⁸

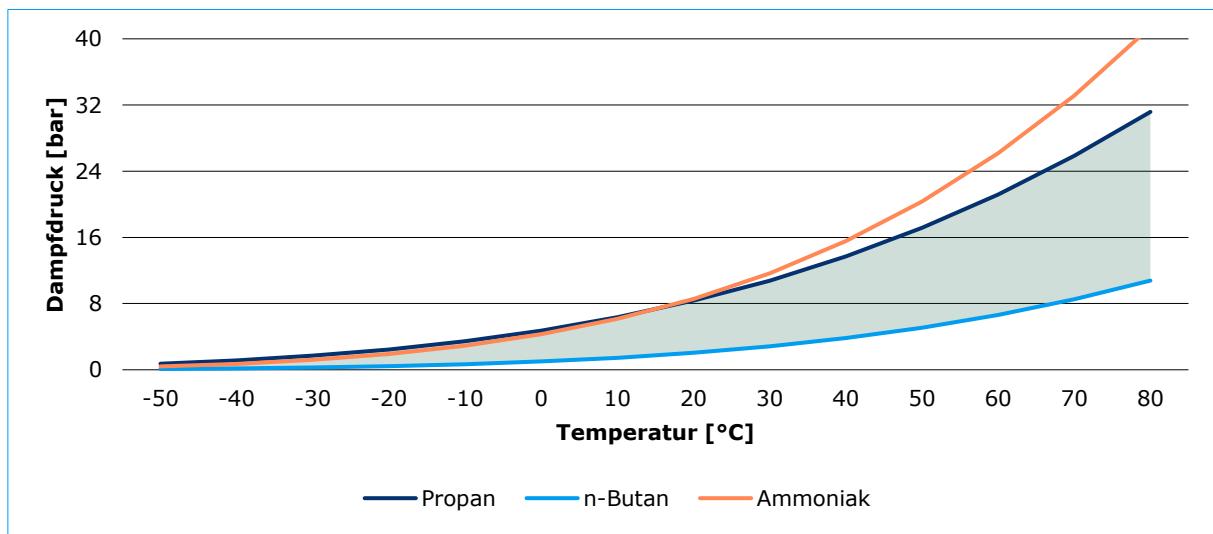


Abbildung 15 | Vergleich der Dampfdruckkurven von Ammoniak, Propan und n-Butan

¹⁸¹ (Korean Register, 2021)

¹⁸² (The Royal Society, 2020)

¹⁸³ (Korean Register, 2021)

¹⁸⁴ (ISPT, 2017)

¹⁸⁵ (Hafnia, 2020)

¹⁸⁶ (DNV, 2021a)

¹⁸⁷ (Korean Register, 2021)

¹⁸⁸ (Wärtsilä, 2020)

Weitere Herausforderungen sind die geringen volumetrischen wie gravimetrischen Energiedichten des verflüssigten Ammoniaks (siehe auch Abbildung 2) und die damit verbundenen operativen Auswirkungen (potenzielle Änderungen des Fahrprofils, der Reichweite, des Frachtraum-Tank-Verhältnisses etc.). Zusätzlich zur Dichte entsteht auch durch die Form der Tanks ein Nachteil, dessen Auswirkung durch Isoliersysteme noch größer werden kann.¹⁸⁹ Die für den Transport von Ammoniak auf See infrage kommenden Tanktypen nach IGC-Code sind der Typ A, Typ B, Membrantanks (jeweils gekühlte Lagerung) oder Typ C (Lagerung unter Druck), wobei in der Praxis i. d. R. Typ A oder C zum Einsatz kommen. Da eine durch die Umgebungseinflüsse (bspw. Wärme) hervorgerufene geringfügige Verdunstung des Ammoniaks beim Transport nicht verhindert werden kann, sind für den Transport Managementsysteme für das entstehende BOG nötig, insofern das Ammoniak nicht bei Umgebungstemperatur unter Druck gelagert wird.

Da Ammoniak u. a. auf Kupfer(-legierungen) und Zink korrosiv wirkt sowie Spannungsrißkorrosion an bspw. Kohlenstoff-Mangan- und Nickelstählen verursacht, erfordert die Nutzung als Kraftstoff besondere Materialien (bspw. rostfreie Stahltanks). Dies gilt auch für doppelwandige Leitungen und weitere Sekundärbarrieren. Zusätzliche Anforderungen an das Handling von Ammoniak an Bord bestehen zudem durch dessen Toxizität. Die unmittelbare Gefahr bei Kontakt mit Ammoniak erfordert neue Verfahren für den Umgang mit Gasfreisetzung. Die entsprechenden Belüftungs-, Abblas- und Auffangsysteme müssen speziell auf die Eigenschaften von Ammoniak ausgerichtet sein. Detaillierte sicherheitstechnische Untersuchungen zum Design von ammoniakbetriebenen Schiffen wurden u. a. vom DNV in Zusammenarbeit mit der norwegischen Seeschifffahrtsbehörde erarbeitet.¹⁹⁰

Die in Abbildung 16 veranschaulichten Ammoniakrohstoffpreise reflektieren die großindustrielle Produktion in der Region um das schwarze Meer und weisen analog zu den überproportionalen Anstiegen der Erdgas- und Wasserstoffpreise seit Beginn des Jahres 2021 ebenfalls eine stark steigende Tendenz auf, da Ammoniak v. a. auf Erdgas als Ausgangsprodukt angewiesen ist.

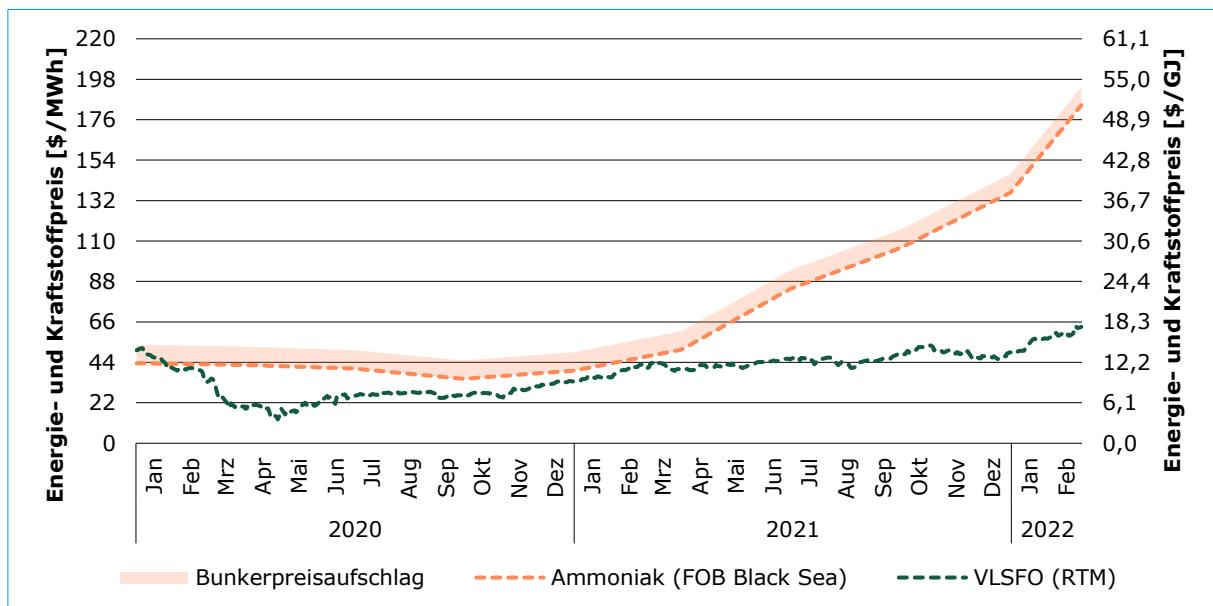


Abbildung 16 | Preise für Ammoniak seit 2020^{191 192 193}

¹⁸⁹ (DNV, 2020b)

¹⁹⁰ (DNV, 2021b)

¹⁹¹ (Ship & Bunker, 2021a)

¹⁹² (Integr8 Fuels Europe, 2019)

¹⁹³ (Yara, 2021b)

Zusätzlich ist in Abbildung 16 auf Basis der Rohstoffpreise und orientiert am Aufpreis für Erdgas (siehe auch Kapitel 2.1.3.3) der potentielle Bunkerpreisaufschlag für die Bereitstellung von Ammoniak als maritimer Kraftstoff dargestellt.

2.1.6.4 Bunkern

Beim Bunkern von Ammoniak liegt der sicherheitstechnische Fokus analog zu anderen Kraftstoffen auf der Möglichkeit eines Produktaustritts, wenngleich die hauptsächliche Gefahr von Ammoniak aus dessen Toxizität und nicht aus der Entflammbarkeit resultiert (siehe auch Kapitel 2.1.6.1). Der Austritt von Ammoniak lässt sich durch den stechenden Geruch leicht feststellen. Der Austritt und dessen Auswirkungen lassen sich durch Sicherheitsvorkehrungen und -ausrüstungen vermeiden bzw. minimieren.¹⁹⁴ Um die Risiken und Konsequenzen eines Austritts auf einem akzeptablen Niveau zu halten sind zudem im Vorfeld entsprechende Risikoanalysen durchzuführen.¹⁹⁵

Da Ammoniak sowohl unter Druck als auch gekühlt gelagert und transportiert werden kann, wird es dem Bunkerempfänger nicht zwangsläufig im passenden Temperatur- und Druckbereich zur Verfügung gestellt. Während das Bunkern von Ammoniak generell mittels gängiger Bunkerkonzepte (Ship-to-Ship, Truck-to-Ship, Terminal (Port)-to-Ship) möglich ist, sind zur Überbrückung der teils unterschiedlichen Ausgangszustände des Ammoniaks ggf. entsprechende Installationen an den Bunkerfazilitäten des Bunkerempfängers und -lieferanten notwendig. Beispielhafte Bunkerszenarien für STS-Transfers sind u. a. in einer Studie des DNV skizziert.¹⁹⁶

Für das Bunkern von Ammoniak spielt außerdem die Verfügbarkeit des Kraftstoffs eine wichtige Rolle. Während es heute noch keine Bunkerschiffe gibt, planen erste Unternehmen bereits deren Entwicklung. Das australische Unternehmen Oceania ist mit der norwegischen Kanfer Shipping AS eine Partnerschaft eingegangen, deren Ziel der Bau eines LNG-betriebenen Bunkerschiffes ist, das für den Transport und die Distribution sowohl von LNG als auch Ammoniak ausgelegt ist. Zudem soll das Bunkerschiff zukünftig mit Ammoniak angetrieben werden.¹⁹⁷ Das norwegische *Joint Venture* Azane Fuel Solutions plant mit staatlicher Unterstützung die Inbetriebnahme des ersten Ammoniak-Bunkerterminals sowie weiterer Ammoniak-Bunkerbargen.¹⁹⁸

2.1.6.5 Antrieb

Ammoniak kann durch seine mit LPG vergleichbaren thermochemischen Eigenschaften generell in Verbrennungsmotoren zum Einsatz kommen. Aufgrund seiner sehr hohen Zündtemperatur (siehe auch Tabelle 2) und der geringen Verbrennungsgeschwindigkeit ist die Eignung als alleiniger Kraftstoff in Verbrennungsmotoren allerdings bisher beschränkt. Als technische Lösung für diese Problemstellung werden für die Verwendung von Ammoniak *Dual Fuel*-Motoren vorgesehen, bei denen das Brenngas-Luft-Gemisch durch die Einspritzung einer kleinen Menge (nach aktuellen Schätzungen $\approx 5\%$)¹⁹⁹ eines zweiten Kraftstoffes (*Pilot Fuel*) entzündet wird. Hieraus ergibt sich i. d. R. die Problematik zusätzlich notwendiger Tanksysteme und -kapazitäten, es gibt allerdings

¹⁹⁴ (Öko-Institut, 2021)

¹⁹⁵ (Deutsches Maritimes Zentrum e.V., 2021a)

¹⁹⁶ (DNV, 2020b)

¹⁹⁷ (Oceania, 2021)

¹⁹⁸ (ECONNECT Energy, 2021)

¹⁹⁹ (DNV, 2022b)

auch Bestrebungen, kleine Mengen des im Ammoniak enthaltenen Wasserstoffs in einer endothermen Reaktion abzuspalten und als *Pilot Fuel* zu nutzen.²⁰⁰

Verbrennungsmotoren für größere Mengen Ammoniak müssen entsprechend der korrosiven Eigenschaften angepasst werden. Kritische Materialien sind bspw. Nickel und Kupfer, die in Dichtungen, Ventilen und elektrischen Bauteilen enthalten sind und bei Kontakt mit Ammoniak schnell korrodieren würden.²⁰¹

Zudem kann Ammoniak in Brennstoffzellen direkt (bspw. Festoxidbrennstoffzelle) oder als Wasserstoffträger indirekt (siehe auch Kapitel 2.1.5.5) in elektrische Energie gewandelt werden. Bei der direkten Nutzung wird das Ammoniak der Brennstoffzelle gasförmig zugeführt, weshalb zwischen dem Kraftstofftank flüssig gelagerten Ammoniaks und der Brennstoffzelle eine Vorrichtung zum Verdampfen zwischengeschaltet werden muss.²⁰² Die für die direkte Brennstoffzellennutzung von Ammoniak primär vorgesehenen Festoxidbrennstoffzellen befinden sich aktuell in der Entwicklung, ein Zeitpunkt für die kommerzielle Verfügbarkeit ist aktuell noch nicht abzusehen.²⁰³

Die ersten Ammoniakverbrennungsmotoren werden von Wärtsilä, die für das Jahr 2023 mit einem Motorkonzept für reine Ammoniaknutzung planen²⁰⁴, und MAN entwickelt, deren Motor 2024 auf den Markt kommen soll. Der bei MAN in der Entwicklung befindliche Ammoniak-2-Taktmotor (*Dual Fuel*) mit dem Kürzel ‚ME-LGIA‘ basiert dabei hinsichtlich seines Designs auf den ebenfalls durch die Einspritzung von Flüssiggas betriebenen Motoren für LPG („ME-LGIP“) und Methanol („ME-LGIM“). Durch die Motorentechnik für diese Kraftstoffe wurden bereits einige der Besonderheiten (Korrosion, Toxizität, schwere Entflammbarkeit) adressiert, die auch für Ammoniak relevant sind. Bezuglich der Sicherheitseigenschaften orientiert sich der „ME-LGIA“ hingegen an der „ME-GI“-Motorenserie und somit grundsätzlich an den im IGF-Code geforderten Standards.²⁰⁵

Eine der Herausforderungen bei der Entwicklung von Ammoniak-Antrieben besteht darin, dass Ammoniak vollständig zu verbrennen. Ein möglicher Lösungsansatz ist die Minderung des ausgestoßenen Ammoniaks durch Nutzung als Reduktionsmittel in einer NOx-Abgasnachbehandlungsanlage.²⁰⁶

Weitere Nutzungsmöglichkeiten von Ammoniak an Bord werden von einem aktuell 23-köpfigen Konsortium im Rahmen einer Studie untersucht. Dabei steht u. a. die Nutzung in Energiekonvertern für die Versorgung der weiteren Energiebedarfe an Bord im Fokus.²⁰⁷

2.1.6.6 Emissionen

Ähnlich wie bei Wasserstoff resultiert auch die Ammoniakerzeugung auf Erdgasbasis in WtT-CO₂-Emissionen (≈871 g CO₂-Äquivalent/kWh), die höher sind als die im kompletten Lebenszyklus von etablierten Schiffskraftstoffen entstehenden CO₂-Emissionen.²⁰⁸ Die Herstellung von Ammoniak mit per Elektrolyse gewonnenem Wasserstoff unter Annahme des aktuellen Energiemix in Deutschland würde noch höhere CO₂-Emissionen verursachen und auch CCS ist bisher keine Alternative.

²⁰⁰ (MARIKO, 2022)

²⁰¹ (Wärtsilä, 2020)

²⁰² (Korean Register, 2021)

²⁰³ (DNV, 2020b)

²⁰⁴ (Wärtsilä, 2021d)

²⁰⁵ (Korean Register, 2021)

²⁰⁶ (DNV, 2020b)

²⁰⁷ (ClassNK, 2021)

²⁰⁸ (Europäische Kommission, 2021e)

Lediglich durch die Synthese aus regenerativen Quellen können die WtT-Emissionen bei der Ammoniakherstellung reduziert und minimiert werden.²⁰⁹

Ammoniak ist eine kohlenstofffreie chemische Verbindung, weshalb bei der Verbrennung in einem Motor (TtP) unabhängig vom Herstellungsprozess keine CO₂-Emissionen anfallen. Es ist zudem schwefelfrei und erfordert als Kraftstoff somit keine SO_x- Abgasnachbehandlungsanlage (kleinere Mengen Schwefel können durch den *Pilot Fuel* emittiert werden).²¹⁰ Bei der Verbrennung von Ammoniak in Motoren können jedoch NO_x und auch Distickstoffmonoxid (N₂O), ein starkes THG, frei werden. Die NO_x-Emissionen können mit NO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen minimiert werden, wobei das Ammoniak als Ausgangsstoff der Reaktion zum Einsatz kommen kann. Das entstehende N₂O hingegen stellt ein großes Spannungsfeld dar, da mangels marktreifer Ammoniakschiffsmotoren wenig über den möglichen Austritt bekannt ist. Aktuelle Testergebnisse von Motorenprüfständen deuten darauf hin, dass sich der N₂O-Schlupf vorbehaltlich einer Abgasnachbehandlung auf einem geringen Niveau bewegt. De facto besitzt N₂O ein GWP, das 273-mal so hoch ist wie das von CO₂, sodass ein Austritt selbst in kleinen Mengen die Umweltbilanz von Ammoniak signifikant verschlechtern würde.²¹¹

Zudem kann auch Ammoniak selbst durch unvollständige Verbrennung (Ammoniak besitzt einen engen Entflammbarkeitsbereich) frei werden. Da Ammoniak auch als Katalysator dient, kann es grundsätzlich in NO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen verwertet werden, insofern es nicht in höheren Mengen als die zu reduzierenden NO_x vorliegt.²¹² Überschüssiges Ammoniak, das über die Abgasanlage abgeleitet wird, würde aufgrund seiner Toxizität zu Wasserverschmutzung führen und eine Gefahr für Wasserlebewesen darstellen. Bei atmosphärischer Freisetzung kann Ammoniak Feinstaub erzeugen. Die Toxizität von Ammoniak kann Schäden an der Umwelt zufolge haben, die in einer Studie des Öko-Instituts näher ausführlich untersucht wurden.²¹³

2.1.6.7 Rechtlicher Rahmen

Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass alle Tankarten, die im IGC-Code für die Beförderung von Ammoniak zugelassen sind, auch als Kraftstofftanks akzeptiert werden. Weitere Anforderungen an Kraftstofftanks, wie bspw. der Kollisionsschutz, werden im IGF-Code für LNG-Tanks und -Rohrleitungen definiert und sind auch für Ammoniak relevant einzustufen.²¹⁴

Der rechtliche Rahmen für die Nutzung von Ammoniak als Schiffskraftstoff ist durch den am 1. Januar 2017 in Kraft getretenen IGF-Code grundsätzlich gegeben. Die aktuelle Version des IGF-Codes spezifiziert eine Reihe von funktionalen Anforderungen, die für alle vom Code abgedeckten Kraftstoffe gelten, enthält jedoch lediglich für LNG detaillierte Vorschriften. Zudem besteht eine Interims-Richtlinie des Schiffsicherheitsausschusses der IMO für die Nutzung von Alkoholen als Schiffskraftstoff. Für Ammoniak als Kraftstoff gibt es im IGF-Code bisher keine spezifischen Anforderungen.²¹⁵ Für Schiffe, die bereits heute Ammoniak als Schiffskraftstoff nutzen wollen, muss die operative Sicherheit daher gesondert von einer unabhängigen Stelle (bspw. Schiffsklassifikationsgesellschaft) nachgewiesen werden (*Alternative Design Approach*). Dieser Prozess kann sehr zeitaufwändig sein und ist mit einer Reihe weiterer Unsicherheiten verbunden,

²⁰⁹ (DNV, 2020b)

²¹⁰ (Hafnia, 2020)

²¹¹ (IPCC, 2021)

²¹² (DNV, 2020b)

²¹³ (Öko-Institut, 2021)

²¹⁴ (DNV, 2021b)

²¹⁵ (Korean Register, 2021)

die das Risiko eines solchen Geschäftsmodells erhöhen.²¹⁶ Aus diesem Grund arbeiten führende Klassifikationsgesellschaften an Klassennotationen bzw. haben diese bereits veröffentlicht. Diese schaffen zum einen Orientierungspunkte für Unternehmen, die den Bau und Betrieb von Ammoniakschiffen planen und definieren zum anderen bereits die grundlegenden Anforderungen möglicher IMO-Regularien zu erfüllen bzw. diese sogar mitzustellen.

Für den maritimen Transport von Ammoniak hingegen gibt es mit dem IGC-Code bereits etablierte Sicherheitsanforderungen. Es wird erwartet, dass sich die Regeln für Ammoniak als Schiffskraftstoff auf vielen Ebenen an den Vorgaben für Ammoniak im IGC-Code sowie der Richtlinie für Alkohole, die Ammoniak bezüglich der Toxizität und Korrosivität ähneln, orientieren können. Für den Antrieb von Ammoniaktankern mit Ammoniak wäre darüber hinaus eine Anpassung des Kapitels 16.9.2 des IGC-Codes notwendig, da dieses aktuell die Nutzung toxischer Ladung als Kraftstoff untersagt.²¹⁷ Aktuell arbeitet MAN ES daran, die Zulassung eines Flaggenstaates für den Einsatz von Ammoniak als Schiffskraftstoff nach IGC-Code zu erlangen.²¹⁸

2.1.6.8 Bewertung des TRL und SWOT-Analyse

Die abschließende TRL-Bewertung (siehe zur Methodik Kapitel 2.1) für Ammoniak kann der Tabelle 15 entnommen werden. Anhaltspunkte für die strategische Planung sind in der SWOT-Matrix in Tabelle 14 enthalten.

	Stärken	Schwächen
Chancen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reduzierung von Emissionen im Vergleich zu etablierten Kraftstoffen bei grüner Produktion ▪ Gute Eignung als Energieträger inkl. bestehender Transportkapazitäten und Umrüstungspotenziale (LPG-Tanker) ▪ Existenz von Ammoniakterminals 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mangelhafte Ausprägung der Produktionskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien ▪ Bedarf nach Weiterentwicklung maritimer Antriebs-/Kraftstoff-/Tanksysteme ▪ Ermangelung von Regularien für die Kraftstoffnutzung ▪ Notwendigkeit der Minimierung des N₂O-Schlupfes
Risiken	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Auftreten von Kompatibilitäten zwischen LPG, LNG und Ammoniak ▪ Möglichkeit der Verwertung unverbrannten Ammoniaks als Katalysator in NO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Notwendigkeit der Minimierung der Gefahren durch die toxische Wirkung von Ammoniak ▪ Energieintensivität des Cracken von Ammoniak

Tabelle 14 | SWOT-Matrix für Ammoniak als Schiffskraftstoff

²¹⁶ (DNV, 2021b)

²¹⁷ (Korean Register, 2021)

²¹⁸ (IMO, 2021b)

Maritime Transportketten Rohstoff	 9	<ul style="list-style-type: none"> Bestehen eines breiten Erfahrungsschatzes aufgrund etablierter maritimer Transportketten Grundsätzliche Möglichkeit der Nutzung vorhandener LPG-Infrastrukturen aufgrund ähnlicher stofflicher Eigenschaften
Globale Rohstofflager-fazilitäten	 9	<ul style="list-style-type: none"> Bestehende Lagerfazilitäten in Häfen sowohl für unter Druck als auch gekühlt verflüssigtes Ammoniak Potenzielle Rolle vorhandener Ammoniakterminals als Enabler für den Aufbau einer Bunkerinfrastruktur Tendenziell hoher Raumbedarf aufgrund niedrigerer volumetrischer Energiedichte im Vergleich zu etablierten Kraftstoffen
Globale Kraftstoffverfüg-barkeit/Distribution	 4	<ul style="list-style-type: none"> Ermangelung gegenwärtiger Bunkeroptionen und -infrastruktur sowie ausreichender grüner Produktionskapazitäten Notwendigkeit von Installationen zur Überbrückung von Temperatur- oder Druckunterschieden, wenn Bunkerlieferant und -empfänger das Ammoniak in unterschiedlichem Zustand zwischenlagern
Technische Reife Kraftstoff-/Motoren-/Antriebssysteme	 6	<ul style="list-style-type: none"> Flexibilität des Antriebskonzepts mit perspektivischer Anwendung sowohl in Brennstoffzelle als auch Verbrennungsmotor Kommerzielle Verfügbarkeit eines Antriebssystems gegenwärtig nicht gegeben (Verbrennungsmotor frühestens 2023) Zusätzliche Anforderung in Verbrennungsmotoren bedingt durch die schwere Entflammbarkeit von Ammoniak (<i>Dual Fuel</i>, Schlupf etc.)
Rechts- & Sicherheitsrahmen Übernahme/Verwendung Kraftstoff	 5	<ul style="list-style-type: none"> Bewährter Rechts- und Sicherheitsrahmen für den Transport von Ammoniak (IGC-Code) jedoch ohne Kraftstoffnutzung in Gastankern Verwendung als Schiffskraftstoff unterliegt dem IGF-Code, der bisher jedoch keine spezifischen Anforderungen für den Einsatz formuliert Publikation erster Klassennotationen
Lebenszyklusanalyse Energieeffizienz	 5	<ul style="list-style-type: none"> Produktion auf Grundlage von Wasserstoff mit guten Wirkungsgraden ($\approx 90\%$) bei der Ammoniaksynthese Höhere Transport- und Lagerungseffizienz als Wasserstoff Erwartung von Wirkungsgraden $\approx 50\%$ in Verbrennungsmotor
THG-Emissionen Tank-to-Propeller	 8	<ul style="list-style-type: none"> Minimierung der THG-Emissionen durch Ammoniak Auftreten zusätzlicher THG-Emissionen aufgrund der Notwendigkeit eines <i>Pilot Fuels</i> im Verbrennungsmotor Erhöhung der THG-Emissionen bei Auftritt von Lachgasschlupf
Schadstoffemissionen Tank-to-Propeller	 4	<ul style="list-style-type: none"> Notwendigkeit eines NOx-Katalysators bei Verbrennungsmotor Grundsätzliche Möglichkeit eines Antriebssystems mit Brennstoffzelle zur Minimierung der Emissionen

Tabelle 15 | Bewertung des TRL von Ammoniak als Schiffskraftstoff

2.1.7 Methanol

2.1.7.1 Stoffliche Eigenschaften

Unter Normalbedingungen ist Methanol eine giftige, farblose, entzündliche und leicht flüchtige Flüssigkeit, die einer angepassten Handhabung bedarf, um Gefahren für Menschen und Umwelt zu vermeiden. Durch die hohe Entzündlichkeit sind stets alle Zündquellen zu beseitigen. Methanol wird mit einem Flammpunkt von 11°C als Kraftstoff mit niedrigem Flammpunkt eingeordnet. Es bildet mit Luft explosive Gemische und verbrennt mit einer nicht leuchtenden Flamme. Aufgrund seiner Eigenschaften unterliegt Methanol der Einstufung als Gefahrstoff.²¹⁹

Die physikalisch-chemischen Eigenschaften von Methanol erlauben grundsätzlich die Weiternutzung bestehender Infrastrukturen und Systeme etablierter Schiffskraftstoffe. Zu beachten ist die deutlich geringere Viskosität ($0,76 \text{ mm}^2/\text{s}$)²²⁰ im Vergleich zu etablierten Schiffskraftstoffen (IFO 380 mit $380 \text{ mm}^2/\text{s}$ bei 50°C)²²¹, für die aktuelle Tanksysteme i. d. R. nicht ausgelegt sind. Weitere relevante stoffliche Eigenschaften können der Übersicht in Tabelle 2 entnommen werden.

2.1.7.2 Produktion

Methanol wird großtechnisch aus wasserstoffhaltigem Synthesegas hergestellt. In Abhängigkeit der Herkunft dieses Synthesegases soll unterschieden werden zwischen:

- Grauem Methanol (aus fossilen Quellen)
- Blauem Methanol (aus fossilen Quellen i. V. m. CCS)
- Grünes Methanol (aus Biomasse oder Ökostrom)

Methanol dient heute v. a. als Grundstoff in der chemischen Industrie, bspw. für die Herstellung von Baumaterialien, Kunststoffverpackungen, Farben und Lacken.²²² Die weltweite Produktion lag 2020 bei etwa 150 Mio. t und basierte zu etwa 65 % auf Erdgas und 35 % auf Kohle.²²³

Das für den Methanolsyntheseprozess benötigte Synthesegas besteht größtenteils aus Wasserstoff und CO₂ bzw. CO. Dies ermöglicht die Herstellung von grünem Methanol, bei dem der Wasserstoff entweder aus der Elektrolyse stammt, oder biogen produziert wird (siehe Abbildung 17). Für Letzteres kann eine breite Auswahl an Biomasse verwendet werden (u. a. Abfälle, Reststoffe, Stroh, Gülle etc.), weshalb grünes Bio-Methanol als potenziell fortschrittlicher *Bio-Fuel* eingestuft werden kann. Entsprechende Produktionsfazilitäten werden bspw. im Hafen von Amsterdam entwickelt.²²⁴

Der Kohlenstoff für die Methanolsynthese kann bspw. durch das DAC- oder CCU-Verfahren der Atmosphäre oder Industrieprozessen entstammen. Die benötigte Menge an CO₂ kann variieren. Erste Pilotanlagen sind in der Lage, 1 t Methanol unter Verwendung von 1,5 t CO₂ herzustellen. Andere Quellen schätzen den Bedarf dagegen auf über 3 t CO₂/Tonne produzierten Methanols.²²⁵

²¹⁹ (Institut für nachhaltige Wirtschaft und Logistik, 2018)

²²⁰ (Carl Roth, 2021)

²²¹ (DIN, 2018)

²²² (DNV, 2019a)

²²³ (Methanol Institute, 2021)

²²⁴ (GIDARA Energy, 2021)

²²⁵ (ABS, 2021a)

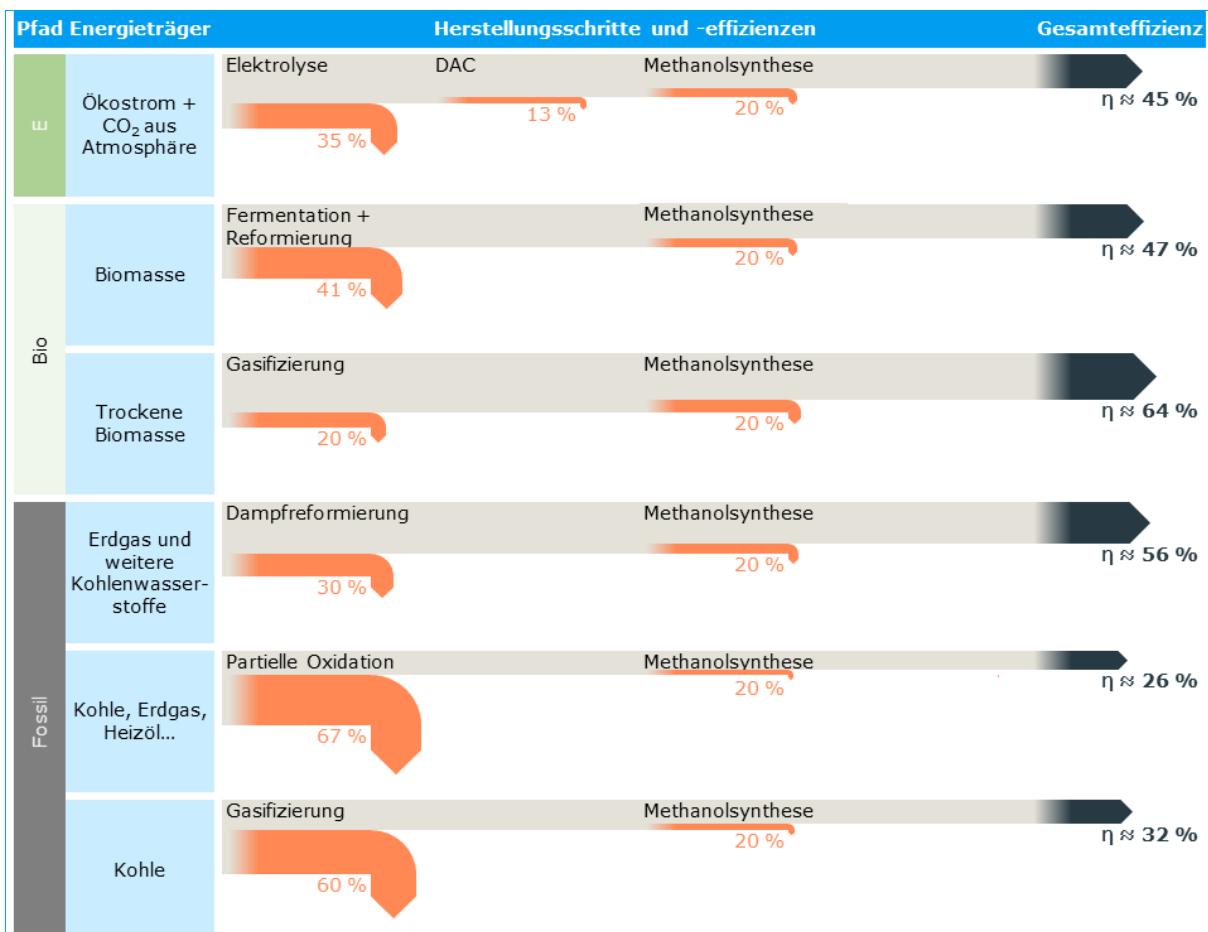


Abbildung 17 | Energieflussdiagramme möglicher Herstellungsverfahren für Methanol

Neben dem Bio- und E-Pfad kann Methanol auch auf Basis fossiler Wasserstofferzeugungspfade (siehe auch Kapitel 2.1.5.2) produziert werden. Eine Emissionsminderung kann analog zu den Syntheseprozessen anderer alternativer Kraftstoffe i. V. m. CCS erreicht werden (blaues Methanol). Daneben wird Methanol, das aus Reststoffen, bspw. der Stahlproduktion, produziert wird, stellenweise ebenfalls pauschal als blaues Methanol bezeichnet. In der Praxis wurde ein solcher Kraftstoff bereits erfolgreich auf der RoRo-/Passagierfähre ‚Stena Germanica‘ (IMO-Nr.: 9145176) eingesetzt.²²⁶

2.1.7.3 Lagerung, Transport, Verwendung und Marktpreise

Methanol ist ein flüssiger Kraftstoff und kann daher grundsätzlich in Standardtanks gelagert werden, die ursprünglich für etablierte Schifffahrtskraftstoffe ausgelegt waren. Der Einsatz von Methanol erfordert dennoch geringe Umbaumaßnahmen. Aufgrund seines korrosiven Charakters verursacht Methanol bspw. einen erhöhten Verschleiß der betroffenen Motorkomponenten, wodurch die Materialien angepasst werden müssen. Aufgrund der im Vergleich zu verflüssigten bzw. komprimierten Gasen vorteilhaften Lagereigenschaften ist der Transport von Methanol mit einem deutlich geringeren Energieaufwand verbunden und tendenziell einfacher umzusetzen.

Aufgrund seiner volumetrischen Energiedichte benötigen Methanolbunkertanks für die gleiche Energiemenge ungefähr 2,5-mal so viel Platz wie die Bunkertanks von etablierten

²²⁶ (Stena Line, 2021b)

Schiffskraftstoffen. Zudem ist Methanol bei gleichem Energiegehalt ungefähr doppelt so schwer. Aufgrund der geringen Viskosität ist i. d. R. eine zweite Barriere, bspw. einen Kofferdamm, zwischen dem Methanoltank und den angrenzenden Bereichen notwendig, die zudem über Systeme zur Erkennung von Leckagen und Möglichkeiten zur präventiven Wasserbefüllung verfügt. Unterhalb der Wasserlinie ist die Verstärkung der Außenhaut aufgrund der Wasserlöslichkeit von Methanol vernachlässigbar.²²⁷

Im Status quo bestehen weltweit deutlich über 100 Methanolagerfazilitäten, die sich entlang der Hauptverkehrsroute befinden und sich insbesondere in Nordamerika, Europa und Südostasien konzentrieren.

Der Methanolpreis (siehe Abbildung 18) hat sich im Gegensatz zu Erdgas und Wasserstoff seit Beginn des Jahres 2021 nicht signifikant erhöht, wenngleich er im Jahr 2020 eine Preissteigerung von etwa 85 % verzeichnete. Die dargestellten Rohstoffpreise beziehen sich auf Spotgeschäfte im Hafen Rotterdam, der als wichtiger Hub für den Handel mit Methanol in Europa gilt. Da es sich um ein *Free-On-Board* (FOB)-Angebot handelt, sind die Lieferkosten nicht enthalten. Der potenzielle Bunkerpreisaufschlag ist in Abbildung 18 auf Basis des Aufpreises bei Erdgas (siehe auch Kapitel 2.1.3.3) dargestellt.

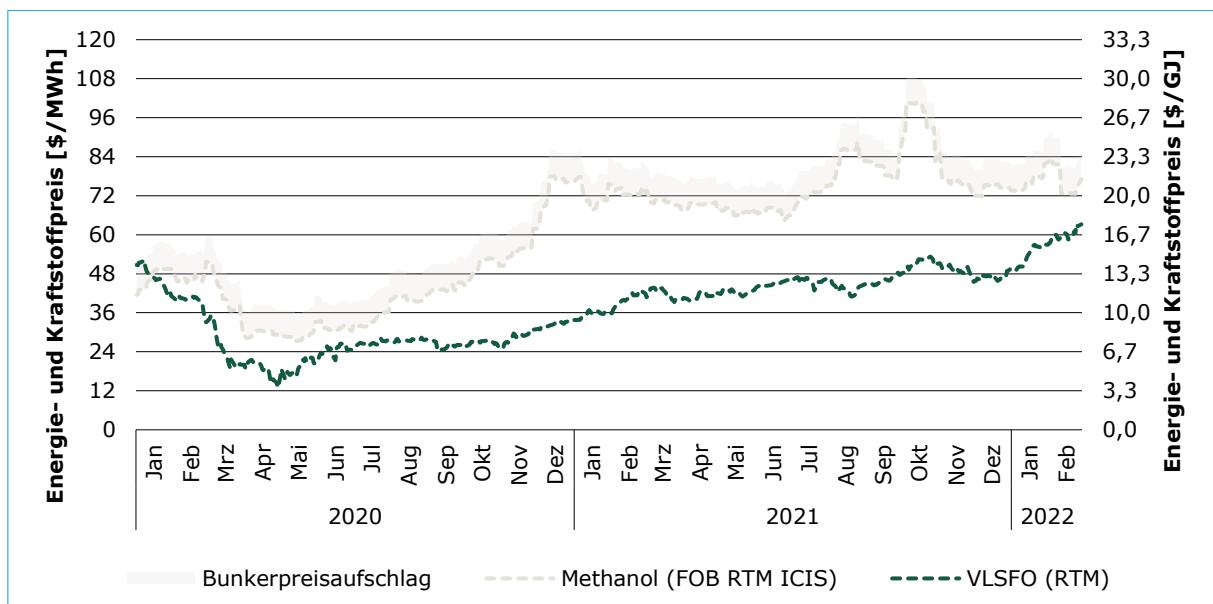


Abbildung 18 | Preise für Methanol seit 2020²²⁸²²⁹²³⁰

2.1.7.4 Bunkern

Das Bunkern von Methanol ist aufgrund der geringen Nutzung des Kraftstoffs generell in der Schifffahrt noch eher unüblich, es gibt jedoch sowohl für TtS-, PtS- als auch StS-Bunkeroperationen bereits erste Erfahrungen. Beispielhaft genannt werden kann die regelmäßige Versorgung der auf Methanol umgerüsteten RoRo-/Passagierfähre *'Stena Germanica'*, die sowohl aus einer ortsfesten Bunkeranlage (Spezialcontainer) als auch per Lkw beibunkert werden kann.²³¹ Zudem wurden in Rotterdam im April 2021 erfolgreich erste StS-Bebunkerungen vollzogen, die

²²⁷ (IMO, 2016a)

²²⁸ (Ship & Bunker, 2021a)

²²⁹ (Integr8 Fuels Europe, 2019)

²³⁰ (wallstreet:online AG, 2022c)

²³¹ (Technocean Consulting, 2021)

bestätigten, dass die Versorgung bereits zum gegenwärtigen Zeitpunkt mit einer angemessenen Sicherheit sichergestellt werden könnte.²³² Der Hafen Göteborg hat im April 2022 Vorschriften für das StS-Bunkern von Methanol erlassen und die Absicht erklärt, Vorkehrungen für den Aufbau einer Wertschöpfungskette für erneuerbares Methanol zu treffen.²³³

Beim Bunkern von Methanol sind aufgrund des korrosiven Charakters Modifikationen am Kraftstoffsystem (u. a. Kupplungen, Pumpen, Filter und Ventile) erforderlich, die durch den landseitigen Einsatz aber bereits hinreichend erprobt sind. Die toxischen Eigenschaften bedingen zudem zusätzliche Sicherheitsausrüstung und Schulungen. Die mit einem Austritt von Methanol verbundenen Entflammbarkeits-, Erstickungs- und Vergiftungsgefahren erfordern dezidierte Risikoanalysen.²³⁴

Neben den praktischen Erfahrungswerten hat sich bspw. Lloyd's Register bereits intensiv mit dem Bunkern von Methanol auseinandergesetzt und ein Informationspapier mit technischen Empfehlungen veröffentlicht. Dieses enthält u. a. eine Bunker-Checkliste für Methanol.²³⁵

2.1.7.5 Antrieb

Die beiden hauptsächlichen Optionen bestehen in 2-Takt-Dieselmotoren und 4-Takt-Ottomotoren, die zur Entzündung des Methanols mit *Pilot Fuel* arbeiten. Für 2-Takter besteht mit dem MAN ME-LGIM ein kommerziell verfügbarer Motor, zudem kann eine Reihe weiterer 2-Taktmotoren auf den Betrieb mit Methanol umgerüstet werden.²³⁶ Der einzige bekannte, sich bereits im Einsatz befindliche 4-Taktmotor stammt von Wärtsilä und ist in der RoRo-/Passagierfähre „Stena Germanica“ verbaut.²³⁷ Kommerzielle Modelle werden in den nächsten Jahren erwartet. Die Wirkungsgrade von Methanol-Verbrennungsmotoren sind vergleichbar mit den Effizienzen der entsprechenden LNG-Modelle und bewegen sich im Bereich von 50 %.²³⁸

Methanol-Verbrennungsmotoren können darüber hinaus erwiesenmaßen, v. a. zur Verringerung der NOx-Emissionen (siehe Kapitel 2.1.7.6), mit einem *Blend* aus Methanol und Wasser betrieben werden.²³⁹ Entsprechende Methanol-Wasser-*Blends* haben bis zu einem bestimmten Mischungsverhältnis nur einen begrenzt negativen Effekt auf die mechanischen Wirkungsgrade, sorgen allerdings mit steigendem Wassergehalt für eine annähernd lineare Verringerung des unteren Heizwerts und beeinträchtigen damit die Gesamteffizienz.²⁴⁰

Darüber hinaus kann Methanol auch in Brennstoffzellen genutzt werden, wobei es sowohl als Wasserstofflieferant dienen kann (siehe auch Kapitel 2.1.5.5) als auch selbst zum Betrieb einer (Methanol-)Direktbrennstoffzelle verwendet werden kann. Das TRL und auch die Wirkungsgrade klassischer Brennstoffzellensysteme auf Basis von Wasserstoff sind der Direktbrennstoffzelle aktuell überlegen.²⁴¹

²³² (Port of Rotterdam, 2021a)

²³³ (Port of Gothenburg, 2022)

²³⁴ (Green Maritime Methanol, 2021)

²³⁵ (Lloyd's Register, 2020)

²³⁶ (MAN ES, 2020a)

²³⁷ (DNV, 2019a)

²³⁸ (DNV, 2019b)

²³⁹ (MAN ES, 2021a)

²⁴⁰ (Martinka, Wachter, & Rantuch, 2019)

²⁴¹ (IMO, 2021b)

2.1.7.6 Emissionen

Methanol besitzt von allen (unter Normalbedingungen) flüssigen Kraftstoffen den geringsten Kohlenstoff- und den höchsten Wasserstoffanteil. Daraus ergeben sich bei der Verbrennung (TtP) unter Einbezug der geschätzten *Pilot Fuel*-Menge geringere CO₂-Emissionen (≈ 517 g CO₂-Äquivalent/kWh)²⁴² im Vergleich zu etablierten Schiffskraftstoffen. Die genauen Einsparungen hängen maßgeblich davon ab, ob der Vergleich mit Destillaten oder Schweröl angestellt wird, betragen für letztere jedoch knapp 10 %.²⁴³

Auf WtP-Basis hingegen erzeugt fossiles Methanol höhere CO₂-Emissionen (≈ 742 g CO₂-Äquivalent/kWh) als etablierte Schiffskraftstoffe. Signifikante CO₂-Einsparungen können mit grünem Methanol erzielt werden. Dabei gleicht das für die Herstellung abgeschiedene CO₂ einen Teil der unweigerlich entstehenden TtP-Emissionen aus. Die Emissionsbilanz blauen Methanols hängt u. a. stark von der Effizienz des CCS-Verfahrens ab. Die Klassifikationsgesellschaft ABS schätzt das Potenzial zur Reduzierung von Emissionen auf 27 % gegenüber VLSFO.²⁴⁴

Neben den THG ist auch bei weiteren Schadstoffen durch die Nutzung von Methanol eine Verringerung der Emissionen zu erwarten. Bei der Verbrennung von Methanol entsteht nahezu kein Schwefel, die SO_x-Grenzwerte werden somit eingehalten. Auch die Feinstaubemissionen fallen bei Methanol geringer als bei etablierten Kraftstoffen aus, während die NO_x-Emissionen von der Art des Motors abhängig sind. In 2-Takt-Dieselmotoren entstehen üblicherweise mehr NO_x (etwa -30 % im Vergleich zu HFO) als in 4-Takt-Ottomotoren (etwa -60 % im Vergleich zu HFO). I. d. R. sind jedoch NO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen erforderlich, um die TIER III NO_x-Grenzwerte einzuhalten.²⁴⁵ Durch das *Blending* von Methanol mit Wasser ist es unter Umständen möglich, die TIER III-Grenzwerte auch ohne Abgasnachbehandlung zu erfüllen, jedoch können damit operative Nebeneffekte (siehe Kapitel 2.1.7.5) verbunden sein.

Methanol stellt bei Einführung in See- bzw. Binnengewässer nahezu keine Gefahr für Meereslebewesen dar und ist biologisch abbaubar. Somit besteht u. a. im Havariefall eine geringere Umweltgefährdung als bei etablierten Schiffskraftstoffen.²⁴⁶

2.1.7.7 Rechtlicher Rahmen

Methanol ist als Kraftstoff mit niedrigem Flammpunkt Teil des IGF-Codes, allerdings enthält dieser bisher keine detaillierten Anforderungen an den Einsatz. Hierfür besteht die Interims-Richtlinie MSC.1/Circ.1621 der IMO. Das Ziel dieser vorläufigen Richtlinie ist es, einen internationalen Standard für Schiffe zu schaffen, die Methanol als Kraftstoff verwenden. Dabei wird der Grundgedanke verfolgt, Bestimmungen für die Anordnung, den Einbau, die Steuerung und die Überwachung von Maschinen, Geräten und Systemen, die Methanol (sowie Ethanol) als Kraftstoff verwenden, bereitzustellen, um das Risiko für das Schiff, die Besatzung und die Umwelt zu minimieren, wobei die Art der verwendeten Kraftstoffe berücksichtigt wird.²⁴⁷ Die Interims-Richtlinie wird später aller Voraussicht nach einschließlich noch ausstehender Anpassungen in den IGF-Code aufgenommen.

²⁴² (Europäische Kommission, 2021e)

²⁴³ (DNV, 2019a)

²⁴⁴ (ABS, 2021a)

²⁴⁵ (DNV, 2019a)

²⁴⁶ (Green Maritime Methanol, 2021)

²⁴⁷ (IMO, 2020b)

Für den Bau, die Ausrüstung und den Betrieb von Seeschiffen, die Methanol als Massengut transportieren, gelten die Sicherheitsvorschriften des IBC-Codes. Damit sind sowohl Gastanker als auch Bunkerschiffe eingeschlossen. Daneben gibt es viele gute Praxisbeispiele für den Umgang mit Methanol in der Schifffahrt. Neben der bereits genannten technischen Empfehlung für das Bunkern von Lloyd's Register²⁴⁸ besteht bspw. eine weitere Spezifikation für das Bunkern vom Europäischen Komitee für Normung²⁴⁹. Eine ISO-Norm für den Einsatz von Methanol als Schiffskraftstoff befindet sich aktuell in Arbeit.²⁵⁰

In der Binnenschifffahrt existieren im ES-TRIN im Kapitel 30 Sonderbestimmungen für Schiffe, die mit Brennstoffen mit einem Flammpunkt von 55°C oder darunter betrieben werden. Hierzu zählt Methanol (siehe auch Tabelle 2), für das im Gegensatz zu LNG jedoch keine zusätzlichen Bestimmungen in Anlage 8 bestehen. Der Bau eines Methanol-betriebenen Binnenschiffes erfordert u. a. die Aufsicht einer Untersuchungskommission (üblicherweise eine Klassifikationsgesellschaft).²⁵¹ Detaillierte Bestimmungen für die Nutzung von Methanol als Kraftstoff befinden sich aktuell beim CESNI in der Vorbereitung.

2.1.7.8 Bewertung des TRL und SWOT-Analyse

Die abschließende TRL-Bewertung (siehe zur Methodik Kapitel 2.1) für Methanol kann der Tabelle 17 entnommen werden. Anhaltspunkte für die strategische Planung sind in der SWOT-Matrix in Tabelle 16 enthalten.

	Stärken	Schwächen
Chancen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Möglichkeit der Weiternutzung bestehender Infrastrukturen/Antriebs-/Kraftstoff-/Tanksysteme ▪ Reduzierung von Emissionen im Vergleich zu etablierten Kraftstoffen bei grüner Produktion ▪ Existenz von Methanolterminals ▪ Auftreten niedriger Transport- und Lagerverluste 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mangelhafte Ausprägung der Produktionskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien ▪ Fehlen von nachhaltigen Kohlenstoffdioxidquellen für die Herstellung ▪ Bedarf nach Optimierung maritimer Antriebs-/Kraftstoff-/Tanksysteme
Risiken	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bestehen eines Rechtsrahmens mit Möglichkeit der Erweiterung für erneuerbares Methanol ▪ Grundsätzliche Option des <i>Blendings</i> mit Wasser zur Schadstoffreduzierung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fehlen eines Skalierungsspielraums bei Weiternutzung von Tanksystemen bei gleichzeitig geringerer volumetrischer Energiedichte ▪ Einbüßen der Infrastrukturvorteile bei Hochskalierung der Wasserstoffimporte und Errichtung entsprechender Fazilitäten

Tabelle 16 | SWOT-Matrix für Methanol als Schiffskraftstoff

²⁴⁸ (Lloyd's Register, 2020)

²⁴⁹ (CEN, 2020)

²⁵⁰ (IMO, 2021b)

²⁵¹ (CESNI, 2021)

Maritime Transportketten Rohstoff	 9	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hohe Reife maritimer Transportketten durch bestehende internationale Schiffstransporte ▪ Grundsätzliche technische Möglichkeit der Nutzung bestehender Transportinfrastrukturen von etablierten Schiffskraftstoffen
Globale Rohstofflager-fazilitäten	 9	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gute Abdeckung der Hauptverkehrsrouten durch Vielzahl an Methanol-Terminals v. a. in Europa, Nordamerika und Ostasien ▪ Grundsätzliche technische Möglichkeit der Nutzung bestehender Lagerinfrastrukturen von etablierten Schiffskraftstoffen
Globale Kraftstoffverfüg-barkeit/Distribution	 5	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Eingeschränkte grüne Produktionskapazitäten ▪ Möglichkeit der Versorgung über bestehende Infrastrukturen ▪ Vergleichsweise unkomplizierte Abwicklung der Distribution durch erste Erfahrungen beim Bunkern (erste Versuche in Einsatzumgebung per Lkw, Schiff und Container)
Technische Reife Kraftstoff-/Motoren-/Antriebssysteme	 7	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grundsätzliche Möglichkeit der Nutzung im 2-Takt-Dieselmotor oder langsamlaufenden 4-Takt-Ottomotor ('Stena Germanica') ▪ Kommerzielle Verfügbarkeit nur bei 2-Takt-Dieselmotor gegeben ▪ Erprobung der Nutzung von Methanol in Brennstoffzellen im Rahmen verschiedener Pilotprojekte
Rechts- & Sicherheitsrahmen Übernahme/Verwendung Kraftstoff	 7	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Etablierter Rechts-/Sicherheitsrahmen für den Transport (IBC-Code) ▪ Verwendung von Methanol als Schiffskraftstoff unterliegt dem IGF-Code, der bisher keine spezifischen Anforderungen enthält ▪ Beschreibung detaillierter Anforderungen in Interims-Richtlinie (MSC.1/Circ.1621) sowie Klassennotationen
Lebenszyklusanalyse Energieeffizienz	 5	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ähnlichkeit der Produktion zu Ammoniak (Grundlage Wasserstoff) mit vergleichbaren Wirkungsgraden ($\approx 80 - 90\%$) bei der Synthese ▪ Minimierung von Transportverlusten durch Möglichkeit der Beförderung im flüssigen Zustand bei atmosphärischen Bedingungen ▪ Erzielung von Motorenwirkungsgraden von $\approx 50\%$
THG-Emissionen Tank-to-Propeller	 4	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erzeugung von leicht geringeren CO₂-Emissionen (ca. -10 % zu HFO) als etablierte Kraftstoffe ▪ Entstehung zusätzlicher THG-Emissionen durch den <i>Pilot Fuel</i>
Schadstoffemissionen Tank-to-Propeller	 4	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vermeidung von SOx-Emissionen und Feinstaub bei Verbrennung ▪ Teils Notwendigkeit der Abgasnachbehandlung (NOx-Emissionen)

Tabelle 17 | Bewertung des TRL von Methanol als Schiffskraftstoff²⁵²²⁵² (DNV, 2021a)

2.1.8 Strom

2.1.8.1 Stoffliche Eigenschaften

Da Strom nicht wie die zuvor betrachteten chemischen Kraftstoffe über stoffliche Eigenschaften im herkömmlichen Sinne verfügt, wird vorwiegend auf die im Schiffsbetrieb relevanten Energiedichten eingegangen. Die gegenwärtig im maritimen Bereich zum Einsatz kommenden Lithium-Ionen-Akkumulatoren verfügen über gravimetrische Energiedichten von $\approx 0,2 \text{ MWh/t}$ und volumetrische Energiedichten von $\approx 0,3 \text{ MWh/m}^3$.^{253 254} Durch die Fortschritte in der Akkumulatorenforschung wird davon ausgegangen, dass mit der nächsten Generation von Lithium-Ionen-Akkumulatoren Energiedichten von $\approx 0,33 \text{ MWh/t}$ und $\approx 0,8 \text{ MWh/m}^3$ erzielt werden können.²⁵⁵

2.1.8.2 Produktion

Die derzeit ausgereifteste Akkumulatorentechnik ist der Lithium-Ionen-Akkumulator. Dieser besteht größtenteils aus den folgenden Komponenten:

- Grafit
- Kobalt
- Lithium
- Nickel

Die maritime Industrie ist bisher lediglich ein kleiner Abnehmer für Akkumulatoren. Die gesamte kumulierte Megawattstundenleistung der derzeit in der maritimen Industrie eingesetzten Akkumulatoren entspricht weniger als 1 % der in einem Jahr produzierten Menge an Lithium-Ionen-Akkumulatoren. Das bedeutet, dass die benötigten Mengen ohne weiteres verfügbar sind. Allerdings könnte es eine Herausforderung sein, Hersteller für den derzeit eher kleinen maritimen Akkumulatorenmarkt zu interessieren, da die Abnehmer i. d. R. Anbieter sind, die andere große Industrien bedienen. Die Existenz vieler Unternehmen, die speziell den maritimen Sektor bedienen, scheint jedoch auf eine mehr als ausreichende Fertigungsinfrastruktur hinzuweisen.²⁵⁶

2.1.8.3 Lagerung, Transport und Verwendung

Der vollelektrische Betrieb von Schiffen unterscheidet sich maßgeblich vom Betrieb mit Kraftstoffen. Ein Akkumulator als Speichermedium verliert im Gegensatz zu Bunkertanks mit jedem Ladezyklus einen geringen Teil seiner Kapazität. Typischerweise können Akkumulatoren daher bis zu einer kritischen Kapazität (bspw. 80 % des ursprünglichen Gesamtwertes) wirtschaftlich betrieben werden, bevor der Akkumulatorenlebenszyklus endet. Nichtsdestotrotz kann der Akkumulator im Anschluss noch in anderen Anwendungen zum Einsatz kommen bzw. recycelt werden.²⁵⁷

Der klassische Kraftstofftransport entfällt für vollelektrisch betriebene Schiffe, da der für den Antrieb benötigte elektrische Strom jeweils über das lokale Stromnetz im Hafen bereitgestellt wird. Das Anwendungsgebiet vollelektrischer Schiffe wird dagegen im Wesentlichen durch deren Reichweite, die in Relation zur Größe des Akkumulators steht, sowie die Kosten des

²⁵³ (DNV, 2021f)

²⁵⁴ (Stoltz, Held, Georges, & Boulouchos, 2022)

²⁵⁵ (Stoltz, Held, Georges, & Boulouchos, 2022)

²⁵⁶ (DNV, 2019a)

²⁵⁷ (IMO, 2021b)

Antriebssystems bestimmt. Maritime Anwendungen stellen i. d. R. deutlich höhere Anforderungen an die Leistung von Lithium-Ionen-Akkumulatoren als andere Branchen, wie z. B. die Unterhaltungselektronik oder die Automobilindustrie. Weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sind dringend erforderlich, um signifikante Verbesserungen dieser Technologie zu erreichen.²⁵⁸

Ein primäres Ziel der technischen Entwicklung wird sein, die Energiedichte für neue Anwendungen weiter zu erhöhen, gefolgt von einer kontinuierlichen Verringerung der Kosten, wenn auch mit einer abnehmenden Rate. Aktuell wird davon ausgegangen, dass die Lithium-Ionen-Technologie für viele Jahre die führende Technologie bleibt, wenngleich parallel an einer Vielzahl von Alternativen geforscht wird, die zukünftig ebenfalls Marktreife erreichen und die Lithium-Ionen-Technologie verdrängen können, wenn sie sich als wettbewerbsfähig erweisen.²⁵⁹

Die Forschung und Entwicklung werden maßgeblich durch die Bemühungen der Automobilindustrie vorangetrieben. Hier wird insbesondere durch die Ablösung von konventionellen Akkumulatoren durch Feststofflösungen ein signifikanter Anstieg der volumetrischen Energiedichte erwartet. Mithilfe weiterer Verbesserungen außerhalb des eigentlichen Akkumulators, wie bspw. der Verschmelzung von Modulen und Akkumulatorenpacks sowie der weiteren Verringerung des Energieverbrauchs der Fahrzeuge wird prognostiziert, dass sich die Reichweite von Elektroautos in den kommenden zehn Jahren schätzungsweise verdoppeln kann.²⁶⁰ Derartige Fortschritte hätten auch auf den maritimen Anwendungsfall einen positiven Effekt und würden auch neuen Segmenten der Schifffahrt vollelektrische Antriebe ermöglichen.

2.1.8.4 Bunkern

Die Anforderungen von Akkumulatoren an die Versorgungsinfrastruktur unterscheiden sich wesentlich von anderen Kraftstoffen. Für die Bereitstellung des elektrischen Stroms bedarf es keiner Transportkette im herkömmlichen Sinne, da als Transportmedium das Stromnetz dient. Je nach Anwendung können jedoch die Kapazität des Akkumulators und die erforderlichen Ladezeiten den Strombedarf erhöhen. Die Ladeanforderungen stellen oft eine erhebliche Belastung für das örtliche Stromnetz dar und können zusätzliche Ressourcen erfordern.²⁶¹ Im Allgemeinen sind für die Nutzbarmachung der elektrischen Energie aus dem Stromnetz Transformatoren (Umwandlung der Eingangswechselspannung in die passende Ausgangswechselspannung) und ggf. ein Frequenzumrichter (Umwandlung der Frequenz) erforderlich. Viele Schiffe verfügen zudem über entsprechende Spannungs- und Frequenzwandler an Bord, die die Kompatibilität unabhängig von den Gegebenheiten der landseitigen Installation sicherstellen.²⁶²

Für das Laden der Akkumulatoren an Bord gibt es im Wesentlichen drei Systemansätze²⁶³:

- Wechsel des Akkumulators
- Induktives Laden
- Kabelgebundenes Laden

Während das Auswechseln des Akkumulators i. d. R. nur bei kleinen Einheiten (Motorboote) einen praktikablen Ansatz darstellt, handelt es sich beim induktiven Laden um eine zukunftsträchtige Lösung, die das Potenzial besitzt, Ladevorgänge effizienter zu gestalten. Im Gegensatz zum

²⁵⁸ (DNV, 2019a)

²⁵⁹ (DNV, 2019a)

²⁶⁰ (Fraunhofer ISI, 2020)

²⁶¹ (DNV, 2019a)

²⁶² (IMO, 2021b)

²⁶³ (LEKA, 2019)

kabelgebundenen Laden ist keine physische Verbindung notwendig, somit kann das Laden direkt mit dem Anlegen starten. Ein entsprechendes System wurde u. a. von Wärtsilä entwickelt²⁶⁴ und versorgt bspw. die RoRo-/Passagierfähre ‚Folgefonna‘ (IMO-Nr.: 9172090).²⁶⁵

Das kabelgebundene Laden ist die heute verbreitetste Lösung in der maritimen Elektromobilität. Hierbei gilt es zwischen dem AC-Laden (Wechselstrom), meist für kleinere bis mittlere Einheiten (Motorboote), und dem DC-Laden (Gleichstrom), das bei größeren Einheiten (Schiffe oder kleine Fähren) vorwiegend zum Einsatz kommt, zu unterscheiden.²⁶⁶

Die Versorgung von Akkumulatoren für den Schiffsantrieb ist heute noch eher unüblich, der Aufbau der Ladeinfrastruktur kann aber mit Landstromanlagen verglichen werden, für die bereits ein weitreichender Erfahrungsschatz besteht. Auch können bestehende Landstromanlagen grundsätzlich dazu genutzt werden, um auch die Elektrizität für den Antrieb bereitzustellen, wobei allerdings möglicherweise höhere Leistungsanforderungen zu beachten sind.²⁶⁷

Zur Verhinderung der Überlastung des örtlichen Stromnetzes sind zudem bspw. aus Norwegen Lösungen für RoRo-/Passagierfähren bekannt, bei denen ein zusätzlicher Akkumulator am Liegeplatz zwischengeschaltet ist, der während der Überfahrt der Fähre langsamer wieder aufgeladen werden kann und bei erneutem Anlegen der Fähre für eine schnelle Versorgung sorgt.

2.1.8.5 Antrieb

Für den Antrieb vollelektrischer Schiffe versorgt das Akkumulatorensystem einen Elektromotor mit Strom. Elektromotoren sind in der Schifffahrt keine Neuheit, es bestehen bereits Erfahrungen aus dem Einsatz von bspw. diesel-elektrischen Antriebssystemen, bei denen aus dem Kraftstoff Strom erzeugt wird, der den Elektromotor antreibt. Ein wesentlicher Vorteil ist der hohe Wirkungsgrad der Elektromotoren von etwa 90 %.²⁶⁸ Das hohe Drehmoment über einen weiten Bereich der Drehzahlen von Elektromotoren ermöglicht im Gegensatz zu etablierten Schiffsantrieben einen effizienteren Propellerbetrieb mit *Fixed Pitch Propellern*.

2.1.8.6 Emissionen

Akkumulatoren und die nachgeschalteten Elektromotoren produzieren im Betrieb keine Emissionen, während die Emissionsintensität in der Vorkette zum einen vom jeweiligen Strommix abhängig ist. Unter Annahme des europäischen Strommixes (2020) entstehen ≈435 g CO₂-Äquivalent/kWh, womit elektrischer Strom zum Antrieb von Schiffen bei einer WtP-Betrachtung nur etwa zwei Drittel der THG-Emissionen von Schweröl verursacht. Die Emissionen für die Gewinnung des elektrischen Stroms lassen sich durch eine stärkere Nutzung erneuerbarer Energien weiter reduzieren und sind dementsprechend entscheidend für den Umwelteffekt vollelektrischer Antriebe in der Schifffahrt.

Zum anderen steht, analog zum Elektroauto, der Produktionsprozess der Akkumulatoren auch im maritimen Bereich im Fokus der WtT-Emissionsbetrachtung. Die CO₂-äquivalenten Emissionen der Lebenszyklen wurden durch eine Reihe von Studien untersucht. Für den maritimen Anwendungsfall wurde dabei festgestellt, dass trotz der energieintensiven Herstellung der Akkumulatoren eine Emissionsverringerung erzielt werden kann.²⁶⁹ Durch die bekannten Vorteile vollelektrischer

²⁶⁴ (Wärtsilä, 2021a)

²⁶⁵ (IMO, 2021b)

²⁶⁶ (LEKA, 2019)

²⁶⁷ (IMO, 2021b)

²⁶⁸ (DNV, 2019b)

²⁶⁹ (DNV, 2019a)

Antriebe bei den TtP-Emissionen kann allgemein festgehalten werden, dass mit zunehmender Nutzung/Lebendsdauer des Akkumulators im Betrieb eines vollelektrischen Schiffes die Umweltbilanz im Vergleich zu einem herkömmlichen Antrieb verbessert.

Zusätzlich hat sich das Recycling von Lithium-Ionen-Akkumulatoren in ersten Pilotprojekten als machbar erwiesen. Große Unternehmen, wie z. B. der Automobilkonzern Volkswagen, haben bereits eigene Anlagen in Betrieb genommen.²⁷⁰ U. a. durch den geringen Zufluss gebrauchter Akkumulatoren und die niedrigen Rohstoffpreise für neue Akkumulatoren stellen Recyclingverfahren bisher noch keinen Business Case dar. Dadurch besteht zum einen die Gefahr die Umweltbilanz der Akkumulatoren signifikant zu verschlechtern und zum anderen einen neuen Rohstoffengpass zu beschwören.

2.1.8.7 Rechtlicher Rahmen

Das Hauptaugenmerk der einschlägigen Vorschriften im Bereich der Akkumulatoren liegt auf der technischen Sicherheit der Komponenten. Verschiedene Klassifikationsgesellschaften haben hierzu Regeln entwickelt und beteiligen sich aktiv an Forschungsprogrammen, um die Anforderungen weiterzuentwickeln. Vonseiten der IMO bestehen bisher jedoch keine rechtlich verbindlichen Vorschriften. Landanschlüsse zum Laden werden überwiegend durch die lokalen bzw. nationalen Vorschriften und Anforderungen geregelt, die für das Stromnetz festgelegt wurden.²⁷¹

Der rechtliche Rahmen im Bereich der maritimen Elektromobilität dient, neben der Sicherstellung der technischen Sicherheit, in Kombination mit entsprechenden Förderangeboten auch vermehrt als Hebel für die Beförderung emissionsfreier Angebote in der Schifffahrt. Der Fokus liegt dabei auf den Schifffahrtssegmenten, in denen der Einsatz von Akkumulatoren mit den heute kommerziell verfügbaren Technologien bereits umsetzbar ist (bspw. im Bereich der Fahrgastschifffahrt und der Sportschifffahrt).

Ein prominentes Beispiel für einen solchen regulatorischen Eingriff ist das in Amsterdam ab 2025 in Kraft tretenden Verbot für alle diesel- und benzinbetriebenen Boote und Schiffe. Die zukünftig vornehmlich vollelektrischen Antriebe werden dabei voraussichtlich v. a. durch Umrüstungen realisiert.²⁷² In Deutschland kann am Beispiel der Sportschifffahrt in Bayern nachvollzogen werden, welchen Einfluss regulatorische Maßnahmen auf die maritime Elektromobilität haben können. Die Verordnung für die Schifffahrt auf den bayrischen Gewässern schreibt die Genehmigungspflicht von Motorbooten auf nicht allgemein zur Schifffahrt zugelassenen Gewässern vor.²⁷³ Das Landratsamt Starnberg hat in diesem Zusammenhang bspw. ein festes Kontingent von 255 privaten Zulassungen für Boote mit herkömmlichem Verbrennungsmotor festgelegt, die Wartezeit auf eine Zulassung beträgt etwa zehn Jahre, wodurch die Nutzung zulassungsfreier Elektroboote attraktiver wurde und stark zunahm.²⁷⁴

Die Bauvorschriften für elektrisch betrieben Binnenschiffe und weitere Sonderbestimmungen finden sich in Kapitel 11 der ES-TRIN.²⁷⁵

²⁷⁰ (Volkswagen, 2021)

²⁷¹ (DNV, 2019a)

²⁷² (Wall, 2018)

²⁷³ (Bayerische Staatskanzlei, 2019)

²⁷⁴ (Landratsamt Starnberg, 2021)

²⁷⁵ (CESNI, 2021)

2.1.8.8 Bewertung des TRL

Die abschließende TRL-Bewertung (siehe zur Methodik Kapitel 2.1) von Akkumulatoren und Elektromotoren als Schiffsantriebssystem kann der Tabelle 19 entnommen werden. Anhaltspunkte für die strategische Planung sind in der SWOT-Matrix in Tabelle 18 enthalten.

	Stärken	Schwächen
Chancen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reduzierung von Emissionen im Vergleich zu etablierten Kraftstoffen bei grüner Produktion ▪ Realisierung hoher Energieeffizienzen ▪ Auftreten von Synergien i. V. m. Landstromanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mangelhafte Ausprägung der Produktionskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien ▪ Bedarf nach Weiterentwicklung maritimer Antriebs-/Akkumulatorensysteme ▪ Ermangelung von Regularien auf IMO-Ebene ▪ Notwendigkeit der Schaffung sozial und ökologisch nachhaltiger Herstellungsprozesse von Akkumulatoren
Risiken	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Möglichkeit der Entwicklung innovativer Bereitstellungskonzepte u. a. zur Vermeidung von Netzüberlastungen (bspw. Akkumulatorencontainer, Pufferakkumulatoren) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Realisierung niedriger Energiedichten ▪ Einschränkungen bzgl. der Lebensdauer von Akkumulatoren und der Verwertung der Reststoffe

Tabelle 18 | SWOT-Matrix für vollelektrische Schiffsantriebskonzepte

Maritime Transportketten Rohstoff	 1	<ul style="list-style-type: none"> Ausbleiben maritimer Transporte aufgrund sehr geringer volumetrischer und gravimetrischer Energiedichten Keine absehbare technische Lösung für effiziente maritime Transportketten
Globale Rohstofflager-fazilitäten	 1	<ul style="list-style-type: none"> Fehlender Bestand von Lagerfazilitäten im herkömmlichen Sinn Möglichkeit der Versorgung auf Abruf durch i. d. R. bestehenden Anschluss an das Stromnetz
Globale Kraftstoffverfüg-barkeit/Distribution	 6	<ul style="list-style-type: none"> Profitieren von Analogien zur Automobilindustrie und Adaption entsprechender Systeme i. d. R. Erfordernis zusätzlicher Ladeinfrastruktur, die den Anforderungen vollelektrisch betriebenen Schiffes gerecht wird Hohe Auslastungen der Ladeinfrastrukturen erwartbar aufgrund niedriger Energiedichte und vergleichsweise langer Ladezeiten
Technische Reife Kraftstoff-/Motoren-/Antriebssysteme	 6	<ul style="list-style-type: none"> Eingeschränkte Verfügbarkeit (bspw. Reichweite, Leistung) Schnelles Voranschreiten des Entwicklungs niveaus der relevanten Technologien durch Forschung und Entwicklung in diversen Industrien
Rechts- & Sicherheitsrahmen Übernahme/Verwendung Kraftstoff	 7	<ul style="list-style-type: none"> Mangel an internationalen Sicherheitsvorschriften (bspw. IMO) Definition erster Sicherheitsanforderungen durch verschiedene Klassennotationen für Schiffe mit Akkumulatorenbetrieb i. d. R. Gültigkeit der nationalen/ regionalen Regularien für das Stromnetz für den Aufbau und die Nutzung der Ladeinfrastruktur
Lebenszyklusanalyse Energieeffizienz	 9	<ul style="list-style-type: none"> Erzielung von Effizienzvorteilen gegenüber <i>E-Fuels</i> durch Vermeidung von Umwandlungsverlusten Auftritt großer Differenzen beim Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Stromerzeugungsmethode Möglichkeit des Erreichens deutlich höherer Wirkungsgrade als bei Verbrennungsmotoren (Akkumulatoren system, Elektromotor)
THG-Emissionen Tank-to-Propeller	 9	<ul style="list-style-type: none"> Eliminierung von THG-Emissionen TtP
Schadstoffemissionen Tank-to-Propeller	 9	<ul style="list-style-type: none"> Eliminierung von Schadstoffemissionen TtP

Tabelle 19 | Bewertung des TRL vollelektrischer Schiffsantriebskonzepte²⁷⁶²⁷⁶ (DNV, 2021a)

2.1.9 Auswertung des Kraftstoffkatalogs

In den vorangegangenen Kapiteln ist mit der Untersuchung verschiedener Kraftstoffe für die Schifffahrt ein Informationskatalog geschaffen worden, der eine initiale Gegenüberstellung ermöglicht. Als ausschlaggebende Bewertungsmaßstäbe werden dafür die TRL-Bewertungen herangezogen, die in den Darstellungen am Ende der Kraftstoffkapitel evaluiert wurden. Dabei handelt es sich um:

- die maritimen Transportketten des Rohstoffs,
- die globalen Rohstofflagerfazilitäten,
- die globale Kraftstoffverfügbarkeit/Distribution,
- die technische Reife der Kraftstoff-, Motoren- und Antriebssysteme,
- den Rechts- und Sicherheitsrahmen der Übernahme und Verwendung des Kraftstoffs,
- die Lebenszyklusbetrachtung der Energieeffizienz und
- die Emissionen der Kraftstoffe.

Im Wesentlichen sollen zum Ende der Kraftstoffanalyse die kraftstoffübergreifenden Schwerpunkte dieser Merkmale genannt (u. a. in Vorbereitung der *Key Critical Factors* für die Potenzialanalyse in Kapitel 4) und herausgestellt werden, welcher Kraftstoff in welchem Bereich komparative Vorteile besitzt und an welche Bedingungen diese ggf. geknüpft sind. Einen ersten Überblick liefern die Ergebnisse der TRL-Bewertung in Abbildung 19. Dabei handelt es sich um keine abschließende Bewertung der alternativen Schiffskraftstoffe in dieser Studie, die erst zum Ende der Potenzialanalyse formuliert werden kann.

Der Vergleich der betrachteten Kraftstoffalternativen wird zudem übersichtlich in Form von Netzdiagrammen ergänzt. Die bisher größtenteils qualitativen Informationen des Kraftstoffkatalogs werden gezielt durch quantitative Auswertungen (bspw. für die TtP-Emissionen) erweitert. In der Gegenüberstellung wird darüber hinaus für die aktuelle nationale und internationale Vorschriftenlage eine Gap-Analyse durchgeführt, die den möglichen Anpassungsbedarf auf den unterschiedlichen Verantwortlichkeits- und Anwendungsebenen unterstreicht.

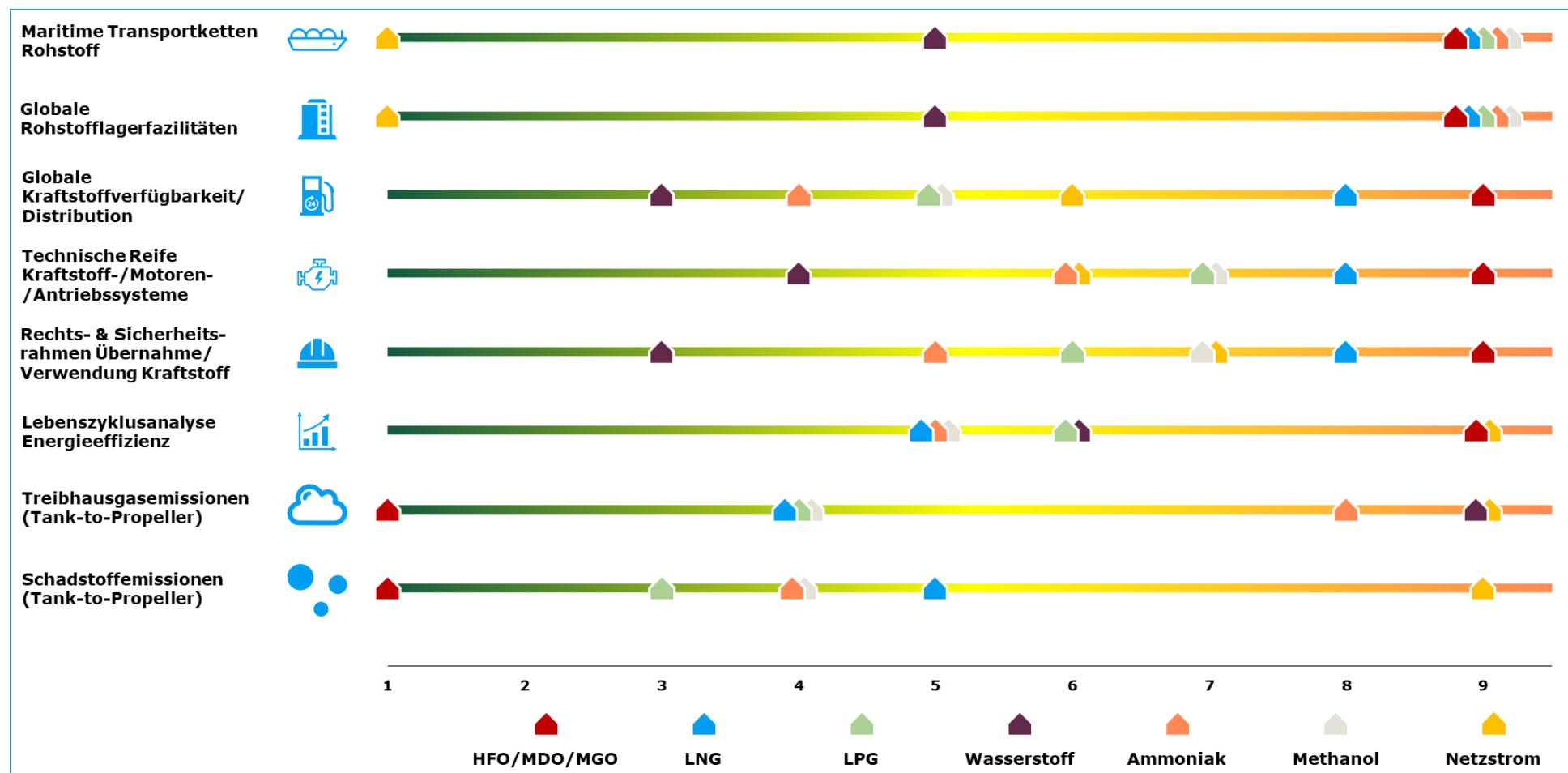


Abbildung 19 | Auswertung der TRL der untersuchten Schiffskraftstoffe

2.1.9.1 Maritime Transportketten der Rohstoffe

Bei der Entwicklung maritimer Transportketten der Rohstoffe für die betrachteten alternativen Schiffskraftstoffe kann grundsätzlich auf einen breiten Erfahrungsschatz zurückgegriffen werden. LNG, LPG, Ammoniak und Methanol werden bereits erprobterweise per Schiff transportiert. Neben den Produkten mit erprobter maritimer Transportkette (siehe Abbildung 20), bestehen für Wasserstoff noch keine entsprechenden Infrastrukturen und die Beförderung von Strom per Schiff ist u. a. aufgrund der mangelhaften Speicherfähigkeit nicht praktikabel (siehe auch Kapitel 2.1.8). Für Wasserstoff ist der Aufbau bzw. die Entwicklung von Transport- und Verteilinfrastrukturen hingegen explizit vorgesehen. In der deutschen nationalen Wasserstoffstrategie wird dabei auch auf die Nutzung existierender Transportkapazitäten abgestellt. Dabei kann es sich neben Pipelines um in Betrieb befindliche Methanol- und Ammoniaktanker (Wasserstoffträgermaterialien) handeln.²⁷⁷

Es wird deutlich, dass beim Aufbau und der Entwicklung maritimer Transportketten Synergie-, aber auch Substitutionseffekte zwischen den verschiedenen Schiffskraftstoffen bestehen. Dies liegt v. a. an den Herstellungspfaden und Ausgangsstoffen der Produkte. So wird bspw. der in der deutschen Wasserstoffstrategie (siehe oben) angedeutete Transport von Wasserstoffderivaten statt der aufwändigen Beförderung des Rohstoffs diskutiert. Zudem kann unter technischen Anpassungen teilweise die gleichen Transportinfrastruktur genutzt werden. Das gilt für unter Normalbedingungen flüssige Kraftstoffe, zu denen Rückstandsöle und Destillate und Methanol zählen. Auch wurde nachgewiesen, dass LPG-Tanker unter entsprechenden Anpassungen (siehe auch Kapitel 2.1.6) auch für die Beförderung von Ammoniak genutzt werden können.

Ob der begrenzten Verfügbarkeit erneuerbarer Energien (siehe auch Kapitel 2.1.9.3) wird davon ausgegangen, dass maritime Transportketten sowohl aus ökonomischen wie auch ökologischen Erwägungen in Zukunft hohen Anforderungen bzgl. der Energieeffizienz gerecht werden müssen. Die Eignung der Transportketten wird in der Potenzialanalyse (siehe auch Kapitel 4.3) bewertet.

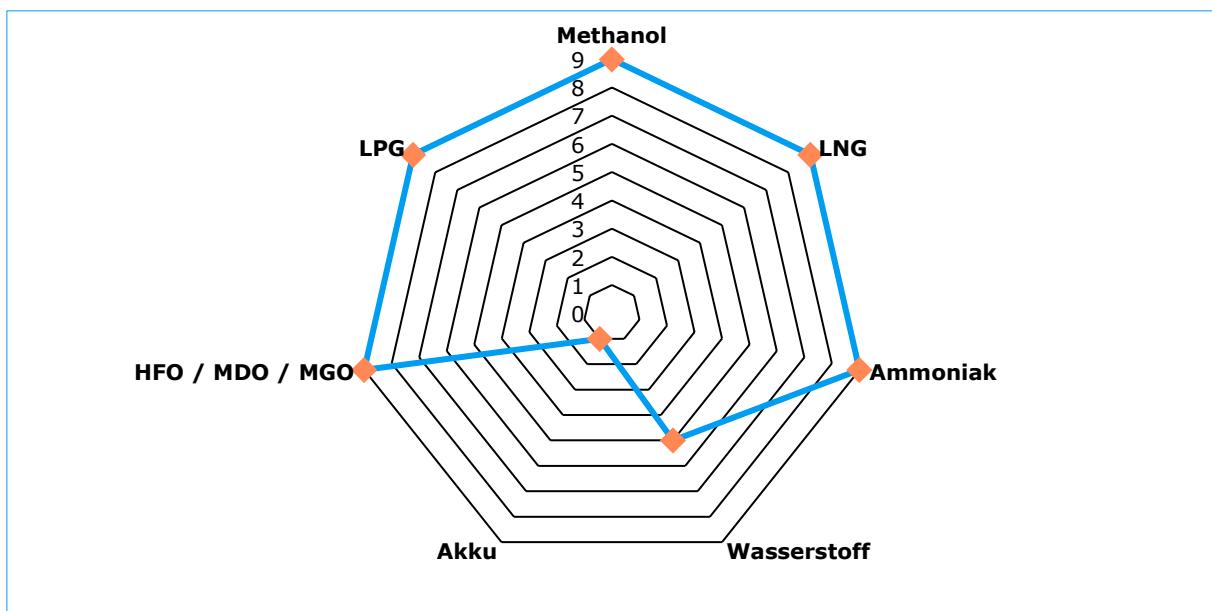


Abbildung 20 | TRL-Vergleich der maritimen Transportketten alternativer Schiffskraftstoffe

²⁷⁷ (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020)

2.1.9.2 Globale Rohstofflagerfazilitäten

Der TRL der globalen Rohstofflagerfazilitäten ist ähnlich zu bewerten wie die maritimen Transportketten (Abbildung 21). Die Rohstofflagerfazilitäten dienen ebenso wie die maritimen Transportketten bisher nicht ausschließlich der Bereitstellung von Schiffskraftstoffen, können zukünftig aber eine wichtige Rolle als *Enabler* für die Verteilung auf mobile Versorgungseinheiten (Bunkerschiffe bzw. Tank-Lkw) einnehmen. Es wird daher vorbehaltlich technischer Detailanalysen davon ausgegangen, dass bestehende Rohstofflagerfazilitäten auch dann eine gute Grundlage für die maritime Kraftstoffversorgung darstellen, wenn sie nicht ursprünglich diesem Zweck dienten.

Hinsichtlich der Kompatibilität bestehender Lagerinfrastrukturen gelten im Wesentlichen die gleichen Zusammenhänge wie beim Transport. Je nach Speicherzustand (komprimiert/verflüssigt) ist bei Gasen eine Umwandlung bei der Distribution nötig. Die Nutzung vorhandener Infrastruktur bietet die Möglichkeit, kostengünstig und schnell Lager- und Verteilinfrastrukturen zu schaffen. Die heutigen Tanklager für etablierte Schiffskraftstoffe könnten unter technischen Anpassungen auch für Methanol genutzt werden, während bestehende Methanol- und Ammoniakterminals auch die Schifffahrt, bspw. durch Bedienung von Bunkerschiffen, mitversorgen könnten.

Auch die steigende Anzahl an LNG-Terminals (siehe Abbildung 22) kommt in Zukunft, bei Verringerung der fossilen Erdgasmengen, für eine Weiternutzung infrage. Neben synthetischem LNG als naheliegendem Substitut, werden bspw. in der Potenzialstudie „*Synergieeffekte beim Import von Energieträgern mit einem niedersächsischen LNG-Terminal*“ auch weitere alternative Nutzungsmöglichkeiten (v. a. Wasserstoff und seine Folgeprodukte) untersucht.²⁷⁸

Für Wasserstoff gibt es trotz einer Reihe von Pilotprojekten (bspw. Wasserstoff-Importterminal in Kobe/Japan)²⁷⁹ noch keine hochskalierten direkten Speichermöglichkeiten. Neben der Komprimierung oder Verflüssigung wurde die Möglichkeit der Weiterverarbeitung zu Ammoniak oder Methanol genannt. Perspektivisch bieten chemische Wasserstoffspeicher, v. a. LOHC oder Metallhydridspeicher, eine Alternative zur effektiven Speicherung von Wasserstoff.

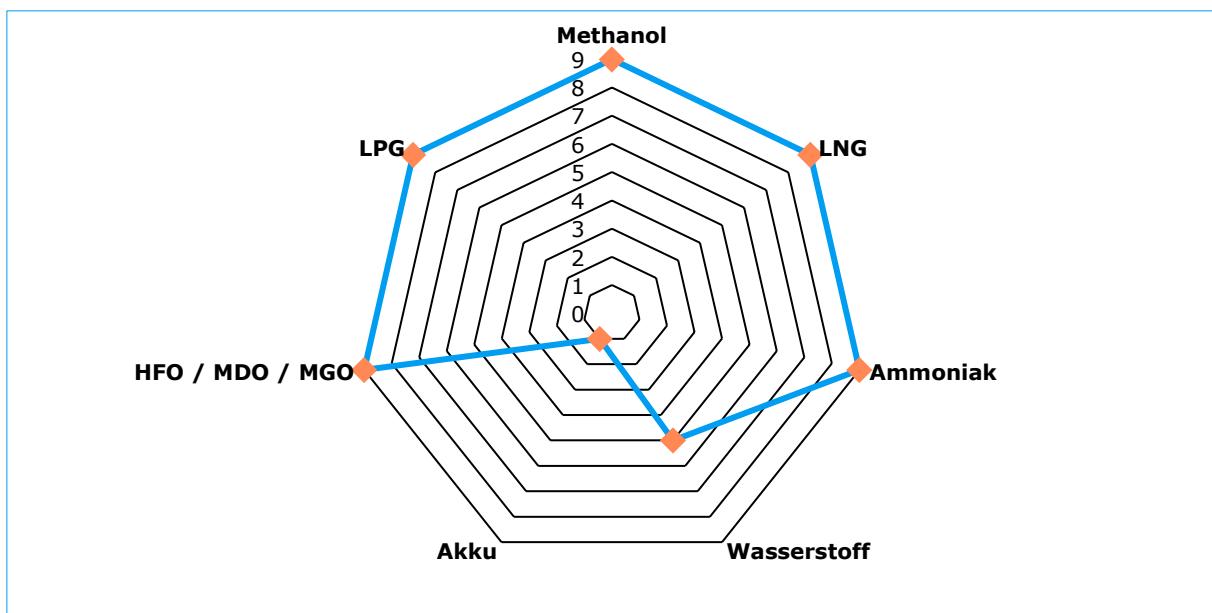


Abbildung 21 | TRL-Vergleich der globalen Rohstofflagerfazilitäten alternativer Schiffskraftstoffe

²⁷⁸ (MARIKO, 2021b)

²⁷⁹ (Kawasaki, 2021a)

2.1.9.3 Globale Kraftstoffverfügbarkeit/Distribution

Eng verknüpft mit den globalen Rohstofflagerfazilitäten ist die Kraftstoffverfügbarkeit und Distribution. Der vorangegangene Kraftstoffkatalog hat verdeutlicht, dass die untersuchten Stoffe zwar teilweise bereits in großen Mengen produziert werden, jedoch für die Herstellung nahezu ausschließlich fossile Quellen verwendet werden. Während die ökologische Untersuchung dieses Zusammenhangs Teil der Emissionsbetrachtung ist (siehe auch Kapitel 2.1.9.7), muss an dieser Stelle festgehalten werden, dass erneuerbare Energien sektorübergreifend benötigt werden. Eine preisgetriebene Allokation der Ressourcen kann in der Schifffahrt zu einer verzögerten Marktdurchdringung alternativer Kraftstoffe führen.

In Abbildung 22 sind aktuelle Gesamtverbrauchsmengen* von Produkten, die als Schiffskraftstoffe untersucht werden, veranschaulicht. Dem gegenübergestellt ist der Gesamtenergiebedarf der von der IMO ausgewerteten Seeschiffsflotte mit einer BRZ ≥ 5.000 .²⁸⁰ Mit den Verbrauchsdaten von 27.723 Schiffen wurde mittels Interpolation (anhand der BRZ) der Gesamtverbrauch aller meldepflichtigen Schiffe ermittelt. Dieser beträgt ungefähr 216 Mio. t Kraftstoff, was umgelegt auf die Energiedichten einem Energiebedarf von etwa 2.480 TWh entspricht.

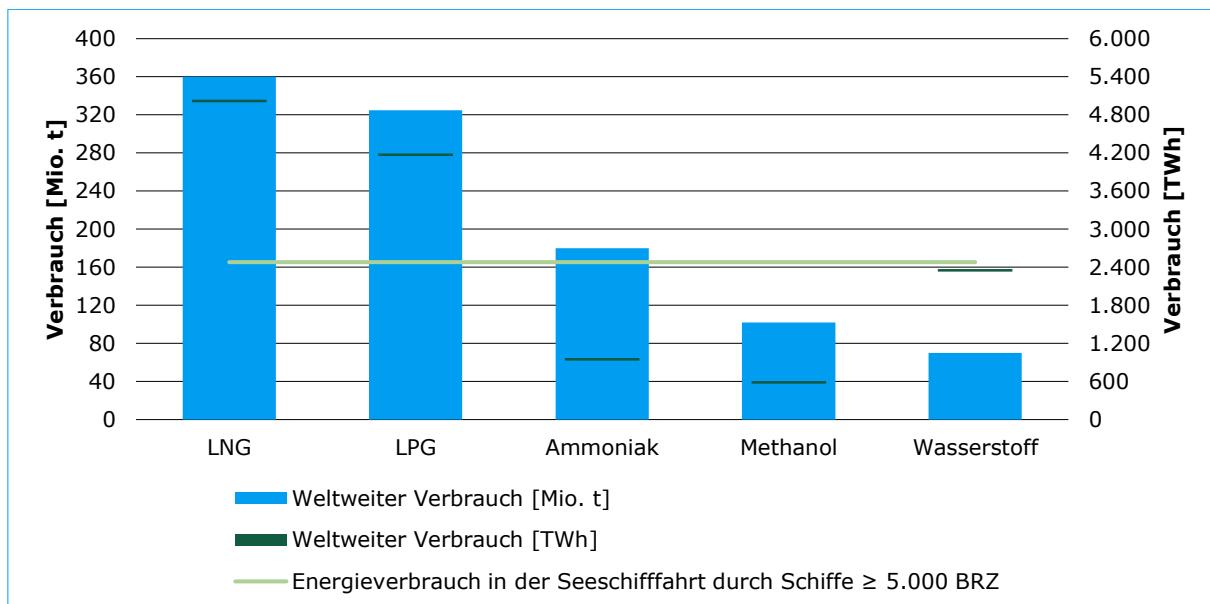


Abbildung 22 | Vergleich der Gesamtverbräuche potenzieller Schiffskraftstoffe mit dem Energiebedarf der Schifffahrt im Jahr 2020 (Stand 14. Juli 2021)²⁸¹²⁸²²⁸³

Es wird ersichtlich, dass die gegenwärtigen, schifffahrtsfremden Verbräuche der potenziellen alternativen Schiffskraftstoffe Wasserstoff, Ammoniak und Methanol unter dem Energieverbrauch in der Seeschiffahrt liegen. Die mit den Verbräuchen korrespondierenden Produktionsmengen werden verschärfend unabhängig vom Kraftstoff nahezu ausschließlich mit fossiler Energie hergestellt. Daraus folgt, dass im Status quo keine nennenswerten Mengen alternativer Schiffskraftstoffe ohne die Entstehung von Vorkettenemissionen hergestellt werden (siehe auch Kapitel 2.1.9.7). Die Kraftstoffverfügbarkeit droht zu einem *Showstopper* des mittelfristigen Markteintritts alternativer Schiffskraftstoffe zu werden und dafür zu sorgen, dass weiterhin fossile Kraftstoffe genutzt werden.

*Im Betrachtungsjahr 2020 war die Energienachfrage u. a. aufgrund der Einflüsse der Corona-Pandemie vergleichsweise gering.

²⁸⁰ (IMO, 2021h)

²⁸¹ (IMO, 2021h)

²⁸² (DNV, 2021a)

²⁸³ (Clarksons Research Services Limited, 2022)

In Tabelle 20 ist zudem die Anzahl der Terminals abgebildet. Diese sind explizit nicht mit technisch ausgereifter Bunkerinfrastruktur gleichzusetzen, die jüngere Entwicklung bei der Distribution von LNG als Schiffskraftstoff zeigt jedoch, dass Terminals als *Enabler* für eine bedarfsgerechte Kraftstoffverteilung, bspw. mittels Bunkerschiffen und -bargen dienen können. Unter den alternativen Kraftstoffen besteht insbesondere für Methanol und Ammoniak bereits eine Grundlage.

Kraftstoff	LNG	LPG	Ammoniak	Methanol	Wasserstoff
Anzahl Terminals	176	487	156	117	1

Tabelle 20 | Anzahl der Terminals für verschiedene Energieträger in Seehäfen (Stand 14. Juli 2021)²⁸⁴

Mit dem Aufkommen alternativer Schiffskraftstoffe ist zudem ein Augenmerk auf die Sicherheit des Bunkers zu setzen. Sowohl regulatorische Vorgaben als auch Risikoanalysen sind obligatorisch. Durch die LNG-Versorgung bestehen wertvolle Erfahrungen und Analogien, die für die Vorbereitung auf entsprechende Bunkervorgänge genutzt werden können. Adäquate Rahmenbedingungen erfordern aufgrund der heterogenen stofflichen Eigenschaften aber auch individuelle Bewertungen. Eine externe Sicherheitsstudie zum Bunkern alternativer Schiffskraftstoffe wurde bspw. vom DNV am Beispiel des Amsterdamer Hafens durchgeführt.²⁸⁵ Bei der *Society for Gas as a Marine Fuel* werden zudem Leitfäden mit Fokus auf die technischen Voraussetzungen entwickelt.

Die TRL-Bewertung der globalen Kraftstoffverfügbarkeit und Distribution der einzelnen Kraftstoffe ist in Abbildung 23 zu sehen. Während die etablierten Schiffskraftstoffe und LNG aufgrund der heutigen Bunkerinfrastruktur am besten bewertet werden, profitiert Methanol von seiner Kompatibilität mit vorhandener Bunkerinfrastruktur und -suprastruktur. Kleinere LPG-Tanker können als Grundlage für die bisher noch nicht verfügbare StS-Versorgung mit Ammoniak dienen. Die Distribution von Wasserstoff beschränkt sich bisher auf wenige ortsfeste Anlagen bzw. die Bereitstellung von komprimiertem Wasserstoff in Druckgasflaschen. Die Stromversorgung vollelektrisch betriebener Schiffe funktioniert dagegen bereits vielerorts, ist jedoch an das Stromnetz gebunden und unterliegt den entsprechenden Leistungsgrenzen.

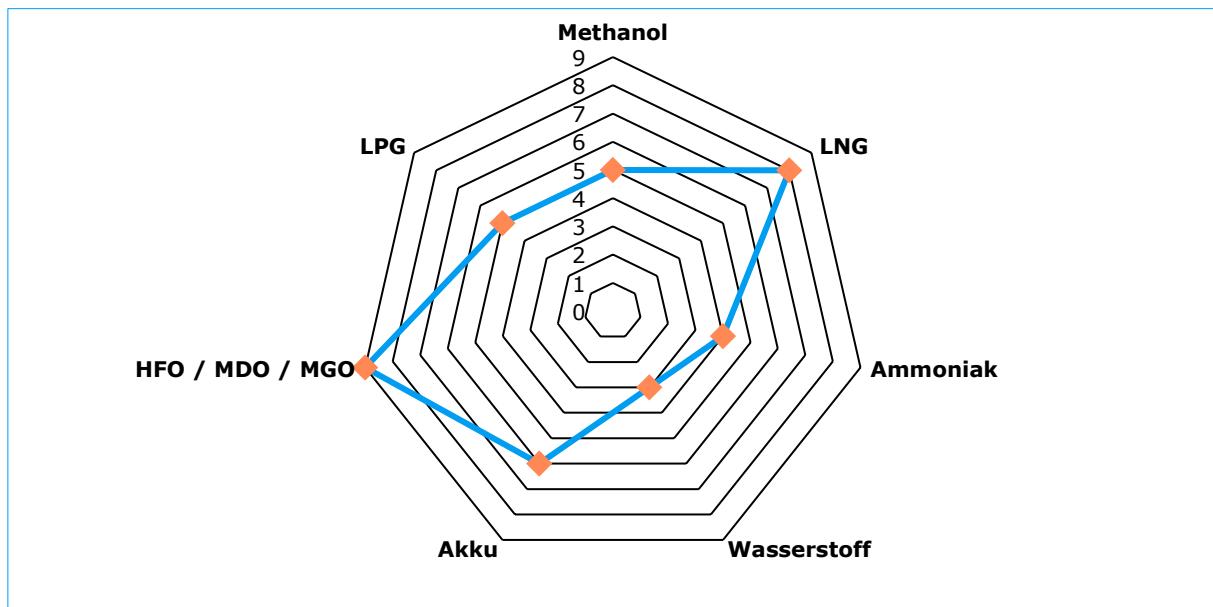


Abbildung 23 | TRL-Vergleich der globalen Kraftstoffverfügbarkeit/Distribution alternativer Schiffskraftstoffe

²⁸⁴ (DNV, 2021a)

²⁸⁵ (DNV, 2021c)

2.1.9.4 Technische Reife der Kraftstoff-/Motoren-/Antriebssysteme

Die Untersuchung hat gezeigt, dass die Einführung neuer Kraftstoffe in der Schifffahrt tendenziell nicht durch mangelhafte technische Entwicklungen im Bereich der Kraftstoff-, Motoren- und Antriebssysteme verzögert wird. Die führenden Schiffsmotorenhersteller entwickeln sowohl 2-Takt- als auch 4-Takt-Verbrennungsmotoren für alternative Kraftstoffe. Während im 2-Takt-Bereich bereits kommerzielle Lösungen erhältlich sind bzw. der Erscheinungszeitpunkt terminiert ist, ist auch die Nutzung in 4-Takt-Motoren erfolgreich nachgewiesen und erste Anwendungen sind absehbar. Die unterschiedlichen Kraftstoffanforderungen hinsichtlich der Einspritzung und Verbrennung erschweren die Entwicklung jedoch insbesondere in großen 4-Takt-Motoren.

Eine analoge Entwicklung lässt sich anhand der Ergebnisse des Kraftstoffkatalogs auch für die Kraftstoff- und Tanksysteme annehmen. Dementsprechend sind die in Abbildung 24 verglichenen TRL-Bewertungen bereits für alle Kraftstoffe auf einem Grundniveau. Die genauen Hintergründe sind den Unterkapiteln der einzelnen Kraftstoffe zu entnehmen.

Da sowohl die IMO-Regularien ein redundantes Kraftstoffsystem bedingen als auch die neuen Schifskraftstoffe größtenteils auf *Pilot Fuels* angewiesen sind, kann davon ausgegangen werden, dass auch zukünftig i. d. R. zwei unterschiedliche Kraftstoffe mitgeführt werden müssen, ein Primärmkraftstoff sowie ein Sekundärkraftstoff (*Safe Return to Port, Pilot Fuel*, ggf. Hilfsmaschine).

Dies bestätigt auch eine kürzlich von Brian Sørensen, Produktentwicklungsleiter bei MAN Energy Solutions, getroffene Aussage bzgl. der zukünftigen Marktanteile von *Dual Fuel*-Maschinen: „*Dual fuel is playing an increasing role. Today, it makes up approximately a third of the market, and conventional engines comprise two thirds. Now we project 50/50 in 2025, and that can still change.*“. Mit steigenden Bestellungen für *Dual Fuel*-Motoren stellt sich automatisch die Frage nach der Weiternutzung der entsprechenden Kraftstoffsysteme. Hierbei wurden im Kraftstoffkatalog insbesondere Kompatibilitäten zwischen etablierten Kraftstoffen und Methanol (Flüssigkeiten) sowie LNG und Ammoniak, LPG und eingeschränkt Wasserstoff (Gase) festgestellt. Diese Alternativen können grundsätzlich als mögliche Umrüstungspfade in Betracht gezogen werden und sollen im Rahmen der Potenzialanalyse eingehend untersucht werden (siehe auch Kapitel 4.4).

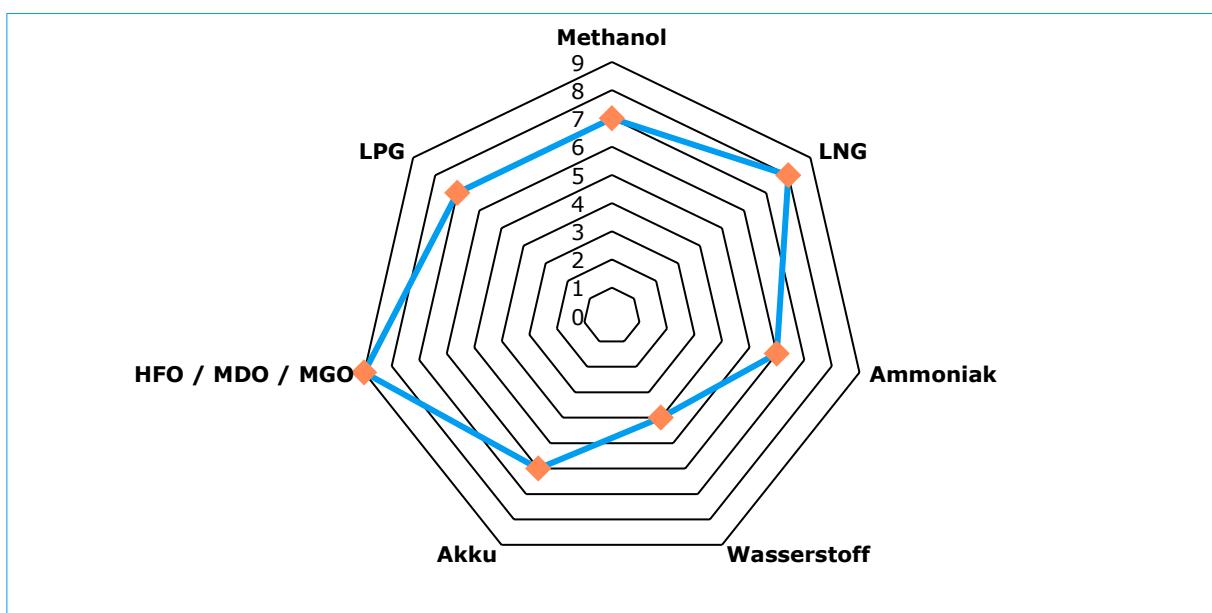


Abbildung 24 | TRL-Vergleich der technischen Reife des Kraftstoff-/Motoren-/Antriebssystems alternativer Schifskraftstoffe

2.1.9.5 Rechts- & Sicherheitsrahmen der Übernahme/Verwendung der Kraftstoffe

Im Spannungsfeld, das durch neue Kraftstoffe in der maritimen Wirtschaft entstanden ist, tragen Vorschriften, Standards und Notationen dazu bei, die Sicherheit aller an der Implementierung und Verwendung neuer Kraftstoffe Beteiligten zu gewährleisten. Sie bieten auch einen Rahmen, der die Entwicklung neuer Technologien unterstützt und gleichzeitig den Anwendern Vertrauen in die Sicherheit und Zuverlässigkeit neuer Lösungen gibt. Die Erarbeitung neuer Vorschriften ist ein gemeinschaftlicher Prozess, an dem neben den maritimen Rechtsorganen der IMO oder des CESNI Klassifikationsgesellschaften, Technologieentwickler, Werften und Schiffseigner beteiligt sein können.

In den Unterkapiteln der einzelnen Kraftstoffe wurden die rechtlichen Rahmenbedingungen im Detail analysiert. Den Kraftstoffen LPG, Wasserstoff, Ammoniak und Methanol²⁸⁶ ist gemein, dass für sie im Bereich der Seeschifffahrt mit dem IGF-Code ein rechtlicher Grundrahmen besteht, in den sie sukzessive adaptiert werden sollen. Im Gegensatz zu LNG bestehen für sie jedoch noch keine detaillierten Anforderungen. Diese könnten sich zukünftig u. a. an bestehenden Regularien für den Transport (v. a. IGC- und IBC-Code) dieser Kraftstoffe und an Klassennotationen orientieren.

Im für die Binnenschifffahrt maßgeblichen ES-TRIN bestehen spezifische Anforderungen an den Bau, Betrieb und die Sicherheit bisher nur für LNG und elektrische Antriebe. Auch Binnenschiffe, die mit weiteren Kraftstoffen betrieben werden, können grundsätzlich eine Zulassung erlangen. Der Genehmigungsprozess beinhaltet dabei u. a. umfangreiche Risikoanalysen und ist daher nach aktuellem Stand mit erheblichem Aufwand verbunden.

Die in Abbildung 25 gegenübergestellten TRL-Bewertungen zeigen den aktuellen Entwicklungsstand des Rechts- und Sicherheitsrahmens der betrachteten alternativen Schiffskraftstoffe.

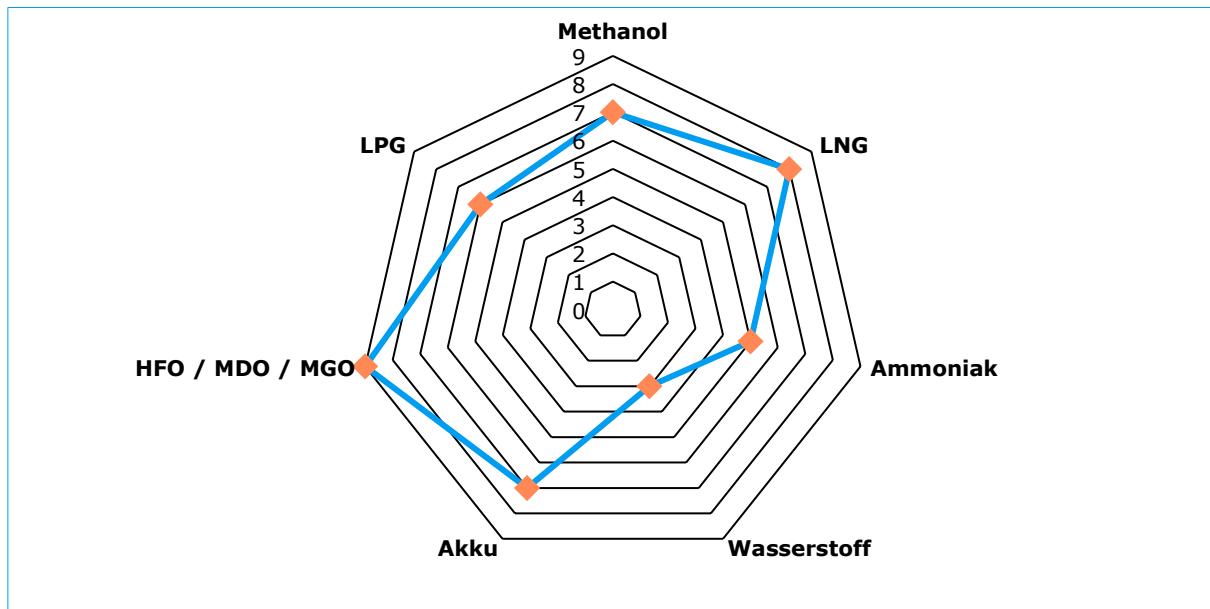


Abbildung 25 | TRL-Vergleich des Rechts- und Sicherheitsrahmens der Übernahme und Verwendung alternativer Schiffskraftstoffe

²⁸⁶ Für Methanol sowie den Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellen besteht durch Übergangsrichtlinien bereits die Grundlage für eine Implementation in den IGF-Code.

2.1.9.6 Lebenszyklusanalyse der Energieeffizienz

Die Energieeffizienz entlang des Lebenszyklus der Kraftstoffe wurde bislang in den einzelnen Unterkapiteln mit Fokus auf die Herstellungsverfahren betrachtet. Daneben wurde untersucht, in welche speicherfähigen Zustände die Produkte gebracht werden müssen, um gelagert und transportiert werden zu können. Zudem wurden Hintergründe des Transports, des Bunkers und der Nutzung zum Antrieb des Schiffes beleuchtet.

Diese fast ausschließlich qualitativen Bewertungen sollen an dieser Stelle um eine quantitative Gegenüberstellung ergänzt werden, indem eine Übersicht der Wirkungsgrade an verschiedenen Punkten der Lieferkette erstellt wird. Die ausgewiesenen Effizienzen können dabei nicht jeden Einzelfall mit letzter Genauigkeit abbilden. Eine solche Aussagequalität erfordert aufgrund differenzierender Anlagenkonfigurationen, unterschiedlichen Logistikketten und nicht zuletzt auch der im Status quo teilweise noch unzureichenden Datenbasis, ähnlich wie die Emissionsbetrachtung, tiefgehende technische Analysen, die nicht Teil dieser Studie sind.

Stattdessen dient die Untersuchung dazu, einen allgemeinen Überblick über die Energieeffizienzen an unterschiedlichen Punkten des Lebenszyklus zu schaffen und so eine Vergleichbarkeit herzustellen. Als neuralgische Punkte für die Energieeffizienz können auf Basis der Erkenntnisse des Kraftstoffkatalogs die folgenden Teilprozesse angesehen werden:

- 1 | Herstellung
- 2 | Transformation in den speicherfähigen Zustand
- 3 | Transportverluste (v. a. BOG) und weitere Aufwände
- 4 | Antrieb

Die Untersuchung dieser vier Teilprozesse erfordert es Annahmen zu treffen, die nachfolgend erläutert werden. Die Herstellungsprozesse sind umfänglich in den Unterkapiteln der Kraftstoffe grafisch und unter Angabe des Wirkungsgrades. Dabei ist zu beachten, dass den Werten, wenn nicht explizit anders vermerkt, der untere Heizwert des jeweiligen Stoffes zugrunde liegt.

Begonnen wurde mit der Berechnung der Wirkungsgrade jeweils ab Bereitstellung des Ausgangsstoffes, d. h. Effizienzverluste bei der Erzeugung (bspw. Gewinnung von Strom aus Windenergie und Transmissionsverluste, Erdgasförderung) wurden nicht mit eingepreist. Die Zusammensetzung der Gesamtwirkungsgrade bei der Herstellung erfolgte auf Grundlage der Effizienzen der Einzelprozesse. Somit sind Optimierungen, die durch Anlagenkonfigurationen (bspw. Nutzung von Abwärme), Skaleneffekte usw. erzielt werden können, nicht berücksichtigt worden.

Es werden nur die grünen Kraftstoffvarianten betrachtet, da davon ausgegangen wird, dass die Lebenszyklusemission v. a. bei diesen absehbar nur begrenzt verfügbaren Kraftstoffen ein *Key Critical Factor* (siehe auch Kapitel 4) für die Marktdurchdringung sind. Ein Vergleich mit etablierten Kraftstoffen ist dagegen obsolet, da der entscheidende Wettbewerbsfaktor nicht die Effizienzen, sondern die Emissionen (siehe auch Kapitel 2.1.9.7) sind. Ein zentrales Kriterium für die grünen Herstellungspfade ist die Wahl des Elektrolyseurs, wobei sich für die etablierte PEM-Elektrolyse mit einem unterstellten Wirkungsgrad von 65 % (siehe auch Kapitel 2.1.5) entschieden wurde.

Ein weiterer Aspekt, der die Herstellung kohlenstoffhaltiger *E-Fuels* betrifft, ist die Gewinnung des benötigten CO₂. Während die Bundesregierung die Notwendigkeit der CO₂-Abscheidung erkannt²⁸⁷ und auch bereits eine entsprechende Förderrichtlinie auf den Weg gebracht hat²⁸⁸, fehlen jedoch Erfahrungswerte für die Wirkungsgrade von Anlagen (bspw. DAC), die das CO₂ wieder nutzbar

²⁸⁷ (Bundesministerium für Bildung und Forschung, 2021a)

²⁸⁸ (Bundesministerium für Bildung und Forschung, 2020)

machen. Eine präzise Einschätzung des Einflusses dieses Teilprozesses der Herstellung auf die Energieeffizienz erfordert weitere technische Untersuchungen. Für die Berechnungen in dieser Studie wurden für den Energieaufwand der CO₂-Entnahme und Nutzung Mittelwerte veranschlagt, die sich an den in verschiedenen aktuellen Studien angegebene Daten orientieren. Dabei wurden sowohl Energieaufwände des CCU- als auch des DAC-Verfahrens berücksichtigt, um einen zukünftigen Mix dieser Kohlenstoffbezugsquellen zu simulieren. In Abhängigkeit der spezifischen Emissionen der Kraftstoffe ergeben sich dadurch Wirkungsgrade von jeweils etwa 85 %, die in die Effizienzbetrachtung der jeweiligen strombasierten Herstellungsprozesse eingeflossen sind.

Die Transformation in einen speicherfähigen Zustand ist v. a. bei den unter Normalbedingungen gasförmigen Kraftstoffen erforderlich. Für Diesel, Methanol und den reinen Strompfad sind demnach keine Umwandlungen vorgesehen, weshalb ein Wirkungsgrad von 100 % unterstellt wird. Für die übrigen Kraftstoffe bestehen dagegen teilweise unterschiedliche Möglichkeiten zur Herstellung eines speicherfähigen Zustandes. Für Erdgas wird lediglich die Verflüssigung zu LNG untersucht, für die in der Fachliteratur Wirkungsgrade von ca. 90 % angegeben werden.²⁸⁹ Für Wasserstoff wird ebenfalls von einer Verflüssigung ausgegangen, da es sich nach aktueller Einschätzung (u. a. aufgrund der besseren Energiedichten) um das effizienteste Verfahren zum Transport größerer Mengen reinen Wasserstoffs über weite Distanzen handelt.²⁹⁰²⁹¹ Es wird ein Wirkungsgrad von 75 % unterstellt.²⁹²²⁹³ Die energetischen Unterschiede zwischen den Speicherverfahren für Ammoniak und LPG werden als tendenziell gering eingestuft. Es wird von einer Umwandlung mit einem Wirkungsgrad von 99 % ausgegangen.²⁹⁴

Der Transport unterliegt als Teilprozess des energetischen Lebenszyklus der Kraftstoffe einer hohen Volatilität. Betrachtet werden müssen hierbei sowohl die unmittelbar am Kraftstoff auftretenden Energieverluste als auch der Energieaufwand für den Transport selbst. Bei Ersterem wurde sich auf den Effekt des *Boil-Offs* fokussiert. Die Verluste beim Transport von etablierten Kraftstoffen, Methanol und auch elektrischem Strom wurden demnach als vernachlässigbar gering eingestuft. Für LNG wurde eine *Boil-Off*-Rate von 0,1 % je Tag einkalkuliert²⁹⁵, was bei einer unterstellten Reisedauer von ca. 30 Tagen einen Verlust von etwa 3 % der Gesamtmenge bedeutet. Für Wasserstoff orientiert sich die Berechnung an einem Zielwert des Unternehmens Kawasaki Heavy Industries, das für seinen geplanten Flüssigwasserstofftanker mit einer Kapazität von 160.000 m³ eine *Boil-Off*-Rate von 0,2 %/Tag anstrebt, was bei einer 30-tägigen Reise einem Transportverlust von etwa 7 % entspräche.²⁹⁶ Die Einschätzung des *Boil-Off*-Effekts bei LPG und Ammoniak fällt aufgrund einer stark begrenzten Datenbasis schwer, wegen der deutlich moderateren Transporttemperaturen wird ein Wirkungsgrad von 99 % unterstellt.²⁹⁷²⁹⁸

Bei der Berücksichtigung des Energieaufwands für den Transport der Kraftstoffe ergibt sich die Schwierigkeit, evidenzbasierte Kraftstoffverbräuche zu ermitteln. Zum aktuellen Zeitpunkt ist nicht auszuschließen, dass zukünftig eingesetzte Flüssiggastanker für Wasserstoff oder Ammoniak, ähnlich wie heute bereits LNG- und LPG-Tanker, ihre eigene Ladung als Kraftstoff nutzen, während die entsprechenden Motoren heute noch nicht kommerziell verfügbar sind. Eine detaillierte Untersuchung des Transportaufwands auf Basis der Kraftstoffverbräuche erfordert weitere Untersuchungen, die auf eine fundiertere Datenbasis zurückgreifen können. Die Analyse wird an

²⁸⁹ (CE Delft, 2020a)

²⁹⁰ (EMCEL, 2019)

²⁹¹ (Global Energy Ventures, 2021)

²⁹² (IEA, 2019)

²⁹³ (Bukold, 2020)

²⁹⁴ (Lan & Tao, 2014)

²⁹⁵ (Wärtsilä, 2021c)

²⁹⁶ (BioAge Group, 2013)

²⁹⁷ (Lan & Tao, 2014)

²⁹⁸ (Global Energy Ventures, 2021)

diesem Punkt der Studie daher nicht vertieft. Eine Beispielrechnung auf Basis der Energiedichten der zu transportierenden Kraftstoffe, der zur Verfügung stehenden Tankschiffe (Referenzschiffe) und einer beispielhaften Energiemenge ermittelt in der Potenzialanalyse im Kapitel 4.2 die theoretische Anzahl notwendiger Schiffstransporte.

Die Wirkungsgrade des Schiffsantriebs sind einerseits von der Art des Energiewandlers und andererseits vom Antriebstyp (bspw. 2-Takter/4-Takter, Art der Brennstoffzelle etc.) abhängig und unterliegen daher gewissen Schwankungen. Einen Überblick über die Schwankungsbreiten verschiedener Antriebstechnologien bietet Abbildung 26. Die unterstellten Wirkungsgrade entstammen der Veröffentlichung „Comparison of Alternative Marine Fuels“ und bewegen sich mit Ausnahme des Elektromotors (87,5 %) alle im Bereich von 50 %, was sowohl für die Nutzung in Verbrennungsmotoren als auch Brennstoffzellen gilt.²⁹⁹

Die Wirkungsgrade des Antriebs werden dementsprechend vereinfacht mit 87,5 % für Elektromotoren und mit 50 % für sonstige Motoren angenommen. Weitere Energieverbraucher an Bord von Schiffen (bspw. Hotelbetrieb, Abgasnachbehandlungsanlagen etc.) führen i. d. R. zu einer zusätzlichen Verringerung der Energieeffizienz. Auf eine Aufschlüsselung wird an dieser Stelle verzichtet, u. a. da diese Faktoren eine starke Abhängigkeit vom Schiffstyp aufweisen. Eine nähere Betrachtung der Energieerzeuger und -verbraucher an Bord wird in Kapitel 3.1.4 vorgenommen.

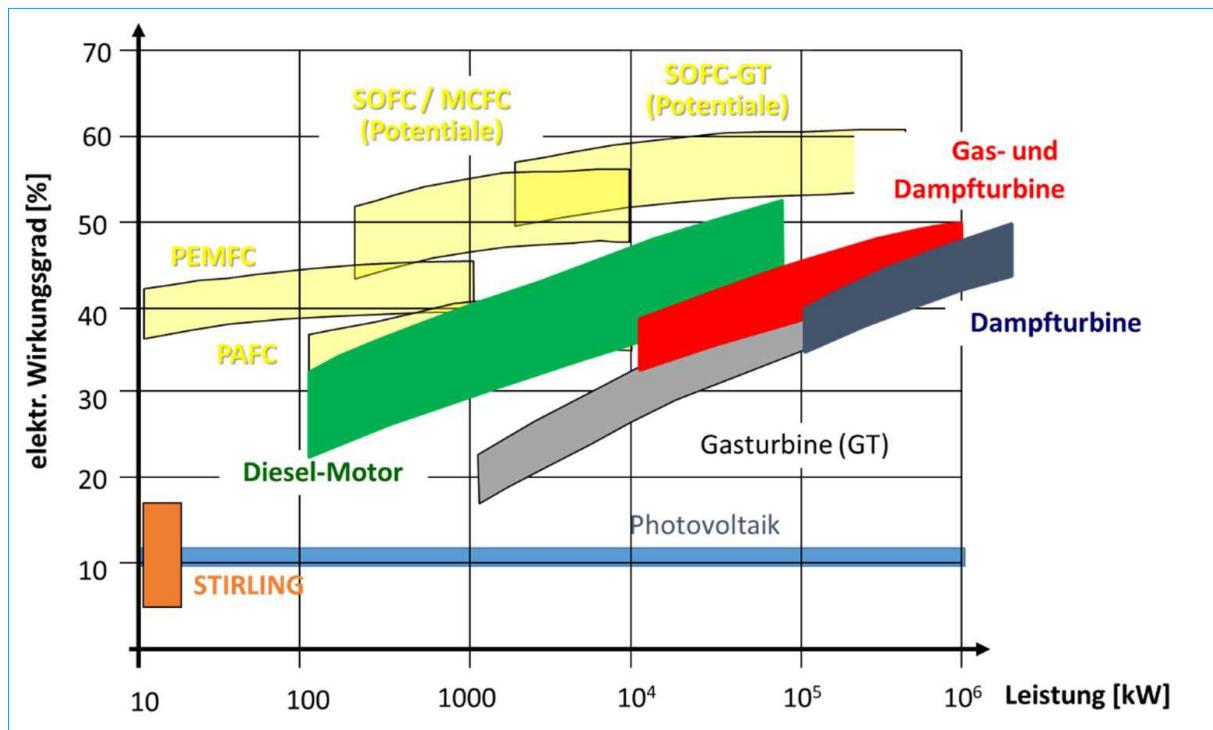


Abbildung 26 | Wirkungsgrade verschiedener Energiewandler in Abhängigkeit der Leistung

²⁹⁹ (DNV, 2019b)

Die aus den Annahmen resultierenden Lebenszykluseffizienzen sind in Abbildung 27 dargestellt. Die Wirkungsgrade weiterer Herstellungsverfahren können den Unterkapiteln der Kraftstoffe entnommen und zum Vergleich herangezogen werden.

Die Auswertung der Gesamtwirkungsgrade zeigt, dass die direkte Nutzung von elektrischem Strom mit Abstand die höchste Lebenszykluseffizienz aller potenziellen Kraftstoffe aufweist. Die potenzielle Marktdurchdringung vollelektrischer Antriebe ist allerdings u. a. aufgrund der eingeschränkten Akkumulatorenkapazitäten vorbehaltlich der Potenzialanalyse in Kapitel 4 begrenzt. Dennoch kann bei alleiniger Betrachtung der Wirkungsgrade die These abgeleitet werden, dass es sich beim vollelektrischen Betrieb um die energieeffizienteste Lösung handelt und Schiffe demnach mit diesem Antriebskonzept die begrenzten erneuerbaren Energieressourcen tendenziell am besten ausnutzen.

Die übrigen Herstellungspfade weisen im Vergleich mit dem vollelektrischen Prozess eine deutlich geringere Varianz hinsichtlich der Gesamtwirkungsgrade auf. Dabei besitzen die biogen produzierte Kraftstoffe aufgrund höherer Wirkungsgrade in der Herstellung generell eine höhere Lebenszykluseffizienz. Die höheren Lebenszykluseffizienzen biogener Kraftstoffe werden allerdings teilweise durch den flächenintensiven (Fläche/Energiemenge) Anbau der Rohstoffe konterkariert.

Die allgemein geringen Unterschiede bei den Gesamtwirkungsgraden der *Bio-* und *E-Fuels* kommen u. a. dadurch zustande, dass Vorteile bei der Effizienz im Herstellungsprozess, wie bei Wasserstoff oder Ammoniak, sich mitunter durch die Notwendigkeit einer Transformation bzw. das Anfallen von BOG ausgleichen. Die niedrige Herstellungseffizienz anderer Produkte kann wiederum durch deren vorteilhafte Transporteigenschaften kompensiert werden. Insgesamt liefert die Untersuchung den Hinweis, dass die hier betrachteten Energieeffizienzen nicht das ausschlaggebende Kriterium für die Wahl des passenden Kraftstoffes sein müssen. Eine Prüfung dieses Sachverhalts wird mit der Beispielrechnung in Kapitel 4.2 angestrebt, in der auch die Transportaufwände überschlägig ermittelt werden.

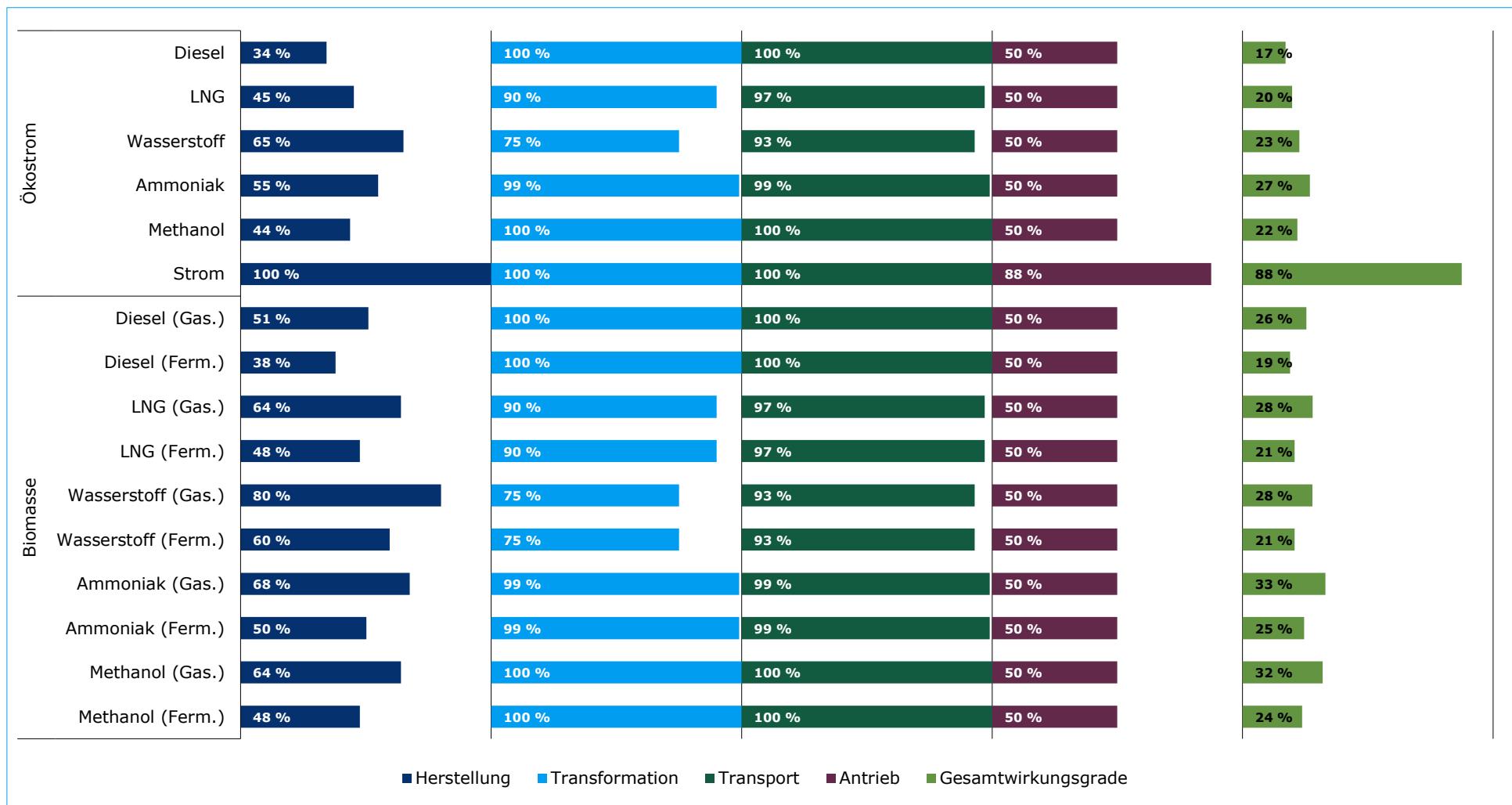


Abbildung 27 | Wirkungsgrade der Verarbeitungsschritte ausgewählter grüner Kraftstoffe entlang des Lebenszyklus (WtP)

2.1.9.7 Emissionen

Richtungsweisende politische Übereinkünfte, wie das Pariser Klimaabkommen, und zu ihrer Zielerreichung getroffene Entscheidungen, wie bspw. das *Fit for 55* Richtlinien- und Verordnungspaket der EU-Kommission, bewirken, dass die Wahl des Schiffskraftstoffes in Zukunft maßgeblich von seinen Auswirkungen auf die Umwelt beeinflusst wird. Während die Effekte von Modellen, die insbesondere der Bepreisung des Ausstoßes von THG dienen, heute nur bedingt evaluierbar sind, gibt es in der Schifffahrt bereits seit geraumer Zeit Emissionsgrenzwerte.

In den Unterkapiteln der Kraftstoffalternativen jeweils die WtT- und die TtP-Emissionen gewürdigt. Ein erstes Ergebnis sind die in Tabelle 21 dargestellten Compliance-Level mit den existierenden Grenzwerten in ECA für SO_x- und NO_x-Emissionen. Des Weiteren werden nachfolgend die aus der Herstellung, dem Transport bis in den Tank (WtT-Emissionsbetrachtung) und der Verbrennung bzw. Verwertung an Bord (TtP-Emissionsbetrachtung) resultierenden Emissionen gegenübergestellt.

Die Berechnung der Lebenszyklusemissionen dieser Studie basieren, wo anwendbar, auf offiziellen Angaben der EU-Kommission aus dem Antrag „*Regulation of the European Parliament and of the Council on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport and amending Directive 2009/16/EC*³⁰⁰“ und den mechanischen Wirkungsgraden aus Kapitel 2.1.9.6.

Die Abbildung 28 enthält die Vorkettenemissionen verschiedener Schiffskraftstoffe, wobei jeweils die fossilen Erzeugungspfade abgebildet sind (auf Basis von Erdgas bzw. dem EU-Strommix im Jahr 2020). Die gestrichelten Linien symbolisieren eine mögliche Minimierung der THG-Emissionen bei strombasierter bzw. biogener Herstellung aus erneuerbaren Energien.

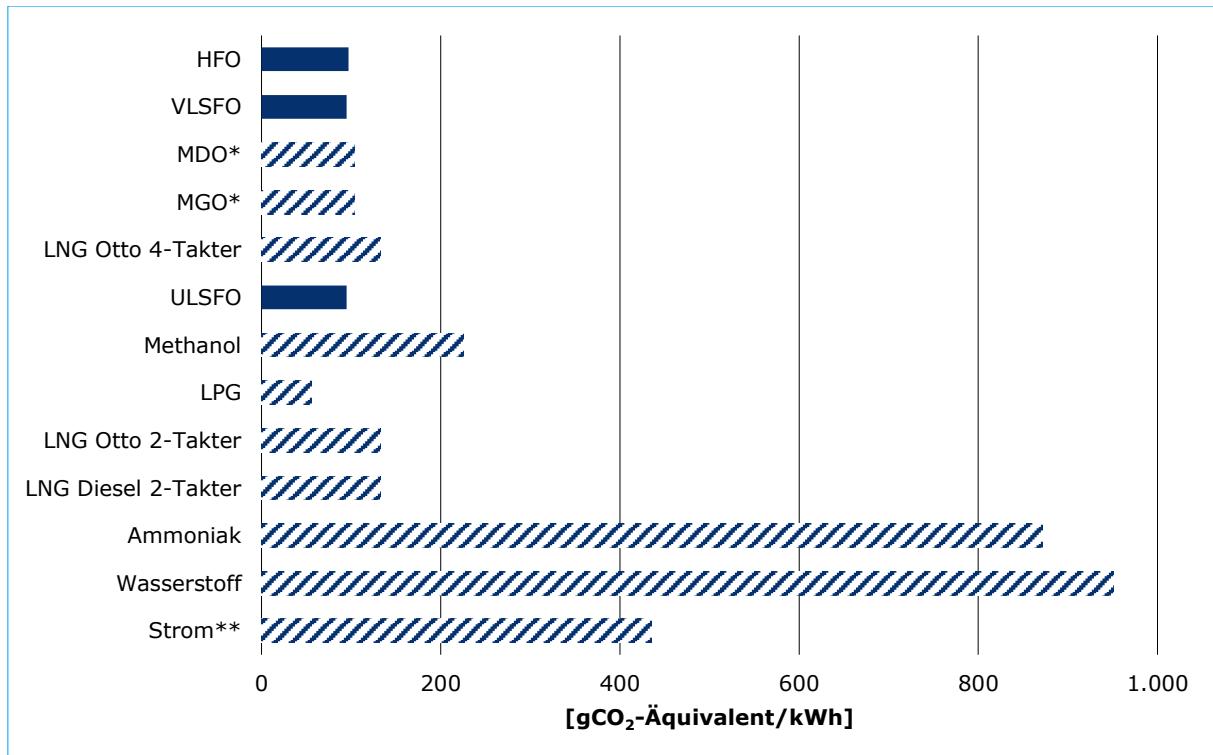


Abbildung 28 | WtT-Emissionen ausgewählter Kraftstoffe bei fossilen Herstellungspfaden³⁰¹

³⁰⁰ (Europäische Kommission, 2021e)

³⁰¹ (Europäische Kommission, 2021e)

*vergleichbare Kraftstoffe lassen sich strombasiert / biogen herstellen, sodass WtT-Emissionen minimiert werden können

**Europäischer Strommix 2020

Kraftstoff/Energieträger	SO _x -Compliance (0,1 %)	NO _x -Compliance (Tier III)
Weitere Heavy Fuel Oil Blends	✗ Nutzung nur in Verbindung mit Abgasnachbehandlungsanlage	✗ Nachbehandlung (SCR) i. d. R. nötig
Intermediate Fuel Oils	! Entschwefelung möglich, Nutzung aber i. d. R. nur i. V. m. Abgasnachbehandlungsanlage	✗ Nachbehandlung (SCR) i. d. R. nötig
Marine Diesel Oil	! Entschwefelung möglich, ansonsten Nutzung nur i. V. m. Abgasnachbehandlungsanlage	✗ Nachbehandlung (SCR) i. d. R. nötig
Marine Gas Oil	! MGO mit Schwefelanteil ≤ 0,1 % ist konform, sonst nur mit Abgasnachbehandlungsanlage	✗ Nachbehandlung (SCR) i. d. R. nötig
Ammoniak (flüssig)	✓	! Kaum Daten - nach ersten Kenntnissen Abgasnachbehandlung nötig (SCR)
Erdgas	✓	! Einige (Hochdruck-)Otto-Gasmotoren bedürfen einer Abgasnachbehandlung (SCR)
Liquefied Petroleum Gas	✓	! Bei Diesel-Zweitaktmotoren müssen die Abgase nachbehandelt werden (SCR)
Methanol	✓	✗ Nachbehandlung (SCR) nötig
Wasserstoff	✓	! Keine komplette Elimination, daher Nachbehandlung (SCR) u. U. nötig
Brennstoffzelle	✓	✓
Akkumulator	✓	✓

Tabelle 21 | Compliance alternativer Schiffskraftstoffe mit Emissionsgrenzwerten in ECA

Die WtT-Emissionen wurden auf Grundlage eines GWP bei einem Zeithorizont von 100 Jahren bestimmt. Bei einem GWP bei einem Zeithorizont von 20 Jahren würde der Methananteil an den Gesamtemissionen eine um den Faktor 2,75 höhere Gewichtung erhalten und somit die Emissionen der Vorkette erhöhen. Die resultierenden Spannweiten der WtT-Emissionen werden an dieser Stelle nicht abgebildet, da sie einerseits bei allen der betrachteten Kraftstoffe auftreten und andererseits Annahmen für das Verhältnis von CO₂-, CH₄- und N₂O-Emissionen erforderlich machen würden.

Die in der Praxis auftretenden Umweltauswirkungen sind u. a. von der Anlagenkonfiguration oder den logistischen Ketten (bspw. Länge des Transports, Bezugsquelle) abhängig. Der Einfluss etwaiger Methan- (siehe auch Kapitel 2.1.3), oder Wasserstofffreisetzung (siehe auch Kapitel 2.1.5) in der Vorkette ist dringend zu berücksichtigen und variiert üblicherweise. In einer Veröffentlichung der Weltbank zur Eignung von LNG als Schiffskraftstoff wurden Modellannahmen zu den Emissionen von LNG aus verschiedenen Studien gegenübergestellt.³⁰² Der potenzielle Einfluss bzw. die Anrechnung von Wasserstofffreisetzung auf die Vorkettenemissionen bedarf weiterer Untersuchungen und wurde in dieser Studie nicht berücksichtigt.

Aus den Informationen in Abbildung 28 lässt sich zusammenfassen, dass die etablierten Schiffskraftstoffe gemeinsam mit LPG aus heutiger Sicht am emissionsärmsten bereitgestellt werden können. Die Vorkettenemissionen von LNG sind dagegen leicht höher als von Schweröl und verschiedenen Destillaten. Die erdgasbasierten Erzeugungspfade von Wasserstoff, Methanol und Ammoniak sowie die Stromerzeugung auf Basis des europäischen Strommix von 2020 verursachen dagegen deutlich höhere Emissionen. Die Ökobilanz neuer Schiffskraftstoffe kann dementsprechend nur mit grünen und ggf. blauen Herstellungs- und Bereitstellungspfaden komparative Vorteile gegenüber etablierten Schiffskraftstoffen erzielen.

Die grüne Produktion ist der blauen hinsichtlich der Umweltauswirkungen des Herstellungsprozess grundsätzlich vorzuziehen. Es ist nach heutigem Kenntnisstand jedoch nicht auszuschließen, dass während des Übergangs zu einem größtenteils auf erneuerbaren Energien beruhenden Energiesystem CCS einen Beitrag zur Emissionsreduzierung leisten wird. Für die Speicherung des CO₂ kommen exploitierte Gas- oder Erdöllagerstätten, Aquifere oder der Meeresuntergrund infrage. CCS wird von Forschern zugesprochen, dass es 65 - 80 % des ausgestoßenen CO₂ dauerhaft binden kann. Es besitzt bisher jedoch nur eine geringe technische Reife, zudem ist es mit einer Vielzahl von Unwägbarkeiten und Risiken verbunden (bspw. Beschädigung des Grundwassers, Gefahr des Entweichens von CO₂) und erzeugt einen hohen zusätzlichen Energieaufwand (bis zu 40 %). Eine Umsetzung in großem Maßstab erscheint daher zumindest fraglich.³⁰³

Die TtP-Emissionen wurden sowohl hinsichtlich der entstehenden THG-Emissionen als auch der weiteren Schadstoffemissionen untersucht. Die Emissionsfaktoren der verschiedenen Kraftstoffe entstammen dabei ebenfalls dem Antrag „Regulation of the European Parliament and of the Council on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport and amending Directive 2009/16/EC“³⁰⁴ der EU-Kommission. Die Berechnung der in Abbildung 29 veranschaulichten CO₂-äquivalenten Emissionen erfolgte auf dieser Basis unter Einbezug der mechanischen Wirkungsgrade (siehe auch Kapitel 2.1.9.6 - für Verbrennungsmotoren in dieser Studie 50 %) und der unteren Heizwerte (siehe auch Tabelle 2). Zudem sind für die betreffenden Kraftstoffe (LNG, LPG, Methanol, Ammoniak) die Einflüsse der Verbrennung von Pilot Fuels mitberücksichtigt. Es gilt zu beachten, dass sich auch bei den TtP-Emissionen Spannweiten, bspw. bei unterschiedlichen Annahmen für die mechanischen Wirkungsgrade oder den Pilot Fuel-Anteil ergeben können.

³⁰² (The World Bank, 2021)

³⁰³ (Umweltbundesamt, 2021)

³⁰⁴ (Europäische Kommission, 2021e)

Bei LNG ergibt sich neben den genannten Faktoren zudem die Besonderheit des Methanschlups (siehe auch Kapitel 2.1.3). Dessen Höhe wurde ebenfalls den Angaben des vorgenannten Antrags der EU-Kommission entnommen. Die Emissionsintensität des Methans wird zudem maßgeblich davon beeinflusst, für welchen Zeithorizont das GWP bemessen wird. Der *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) gibt für das GWP mehrere Zeitspannen an (20/100/500 Jahre), wobei die Bemessung nach 20 bzw. 100 Jahren gängige Praxis ist (siehe Tabelle 22). Um sowohl den Effekt eines GWP nach 20 Jahren als auch nach 100 Jahren aufzuzeigen, sind in Abbildung 29 beide Bemessungsgrundlagen eingeflossen.

THG	GWP 20 Jahre	GWP 100 Jahre
Kohlenstoffdioxid	1	1
Methan	83	30
Distickstoffmonoxid	273	273

Tabelle 22 | GWP verschiedener THG nach 20 und 100 Jahren³⁰⁵

Der IPCC betont ausdrücklich, dass die Wahl des Zeithorizonts v. a. politisch getrieben ist. In Hinblick auf mittelfristig zu erreichende Klimaziele sind Methanemissionen aufgrund des hohen GWP nach 20 Jahren demnach kritischer zu sehen als bei einer Langzeitbetrachtung. Allerdings handelt es sich bei Methan um ein kurzlebiges THG (Verweildauer in der Atmosphäre ca. 10 Jahre), wohingegen CO₂ nach 1.000 Jahren noch in signifikanten Mengen in der Atmosphäre verbleiben kann. Eine konsequente Bemessung mit einem GWP nach 20 Jahren birgt also andererseits die Gefahr, dass zugunsten kurzfristiger Klimaziele versucht wird, Methanemissionen weitgehend zu eliminieren und dadurch mehr CO₂ emittiert wird, das deutlich länger das Klima belastet.

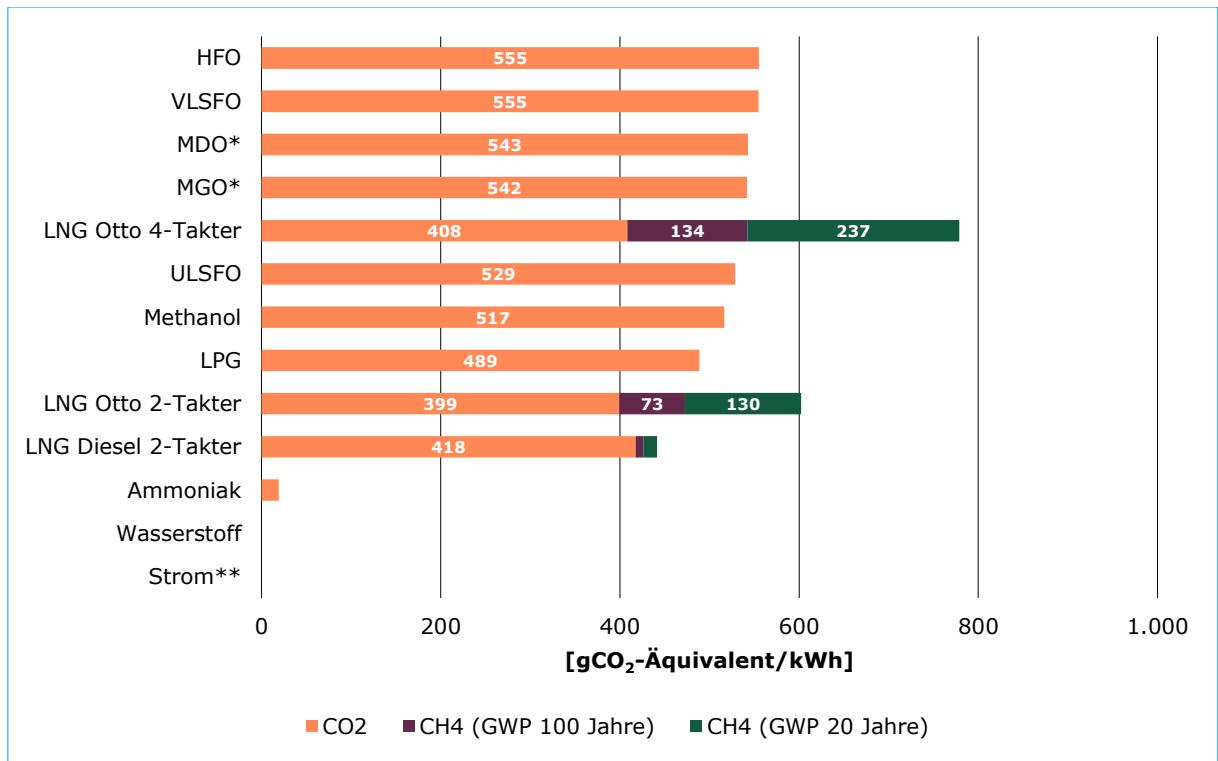


Abbildung 29 | TtP-Emissionen ausgewählter Kraftstoffe³⁰⁶

³⁰⁵ (IPCC, 2021)

³⁰⁶ (Europäische Kommission, 2021e)

Bei der Deutung der TtP-Emissionen in Abbildung 29 gilt es zu beachten, dass die aus der Freisetzung von N₂O entstehenden THG-Emissionen aufgrund fehlender Bemessungsgrundlagen nicht einbezogen wurden. Es kann nach derzeitigem Kenntnisstand nicht ausgeschlossen werden, dass Ammoniak bei Nutzung in den noch in der Entwicklung befindlichen Verbrennungsmotoren neben dem CO₂ des *Pilot Fuels* aufgrund des N₂O-Schlupfes weitere THG-Emissionen erzeugt.

Bei elektrischem Strom und Wasserstoff wird dagegen davon ausgegangen werden, dass keine direkten THG-Emissionen entstehen. Dies ist für Wasserstoff allerdings nur bei 100 %-iger Nutzung im Verbrennungsmotor ohne *Pilot Fuel* zutreffend. Zudem muss analog zur WtT-Betrachtung die Auswirkung möglicher Wasserstofffreisetzungen beachtet werden, die z. B. durch *Boil-Off* oder unvollständige Verbrennung hervorgerufen werden (siehe auch Kapitel 2.1.5).

Während sich die etablierten Schiffskraftstoffe auf einem vergleichbaren Niveau bewegen, weisen Methanol (ca. 7 % im Vergleich zu HFO) und LPG (ca. 12 % im Vergleich zu HFO) geringere THG-Emissionen auf. Die THG-Emissionen von LNG sind für 2-takt-basierte Dieselantriebe sowohl bei einem GWP nach 100 Jahren (ca. 23 %) als auch nach 20 Jahren (ca. 20 %) geringer als für HFO. Dies gilt ebenfalls für 2-takt- und 4-takt-basierte Ottoantriebe bei einem GWP nach 100 Jahren. Bemessen am GWP nach 20 Jahren ergeben sich jedoch für beide Antriebskonzepte höhere Emissionen (ca. 8 % bzw. 40 %).

Die bei der Verbrennung kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe unweigerlich entstehenden CO₂-Emissionen tragen nur dann zum THG-Effekt bei, wenn der bei der Produktion eingesetzte Kohlenstoff nicht aus biogenen Quellen stammt und auch anderweitig (z. B. durch DAC oder CCU von kohlenstoffhaltigen *Bio- / E-Fuels*) nicht Teil einer Kreislaufwirtschaft ist. Ein „Recycling“ des Kohlenstoffs aus fossilen Quellen zur Produktion von kohlenstoffhaltigen *Bio- / E-Fuels* hingegen wirkt sich lediglich effizienzsteigernd aus, erzeugt aber dennoch zusätzliche THG-Emissionen.

Ergänzend zu den THG-Emissionen veranschaulicht Abbildung 30 die mit den Kraftstoffen korrespondierenden sonstigen Luftsadstoffemissionen. Für den Ausstoß von Ammoniak können mangels einer gesicherten Datenbasis keine Angaben gemacht werden.

Hinsichtlich der SO_x- und NO_x-Grenzwerte können aufgrund der unterschiedlichen Energiedichten der Kraftstoffe keine direkten Rückschlüsse auf die Compliance gezogen werden. Hierfür kann stattdessen die Übersicht in Tabelle 21 genutzt werden. Es wird ersichtlich, dass aufgrund der Verbrennungsprozesse nahezu bei allen Kraftstoffen signifikante Mengen an NO_x anfallen, die in vielen Fällen NO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen erforderlich machen. Für Wasserstoff bestehen keine Werte für die Schadstoffausstöße. Beim Einsatz von Abgasnachbehandlungsanlagen i. V. m. Schweröl stehen der Minderung von SO_x und NO_x, insbesondere beim Einsatz offener Systeme (siehe auch siehe auch Kapitel 3.1.4.3), andere Gefährdungen, bspw. von Meereslebewesen, gegenüber.³⁰⁷ Allgemein kann festgehalten werden, dass der Einsatz alternativer Schiffskraftstoffe das Potenzial besitzt, geringere Schadstoffemissionen als die bestehenden Alternativen auszustoßen.

³⁰⁷ (EGCSA, 2021)

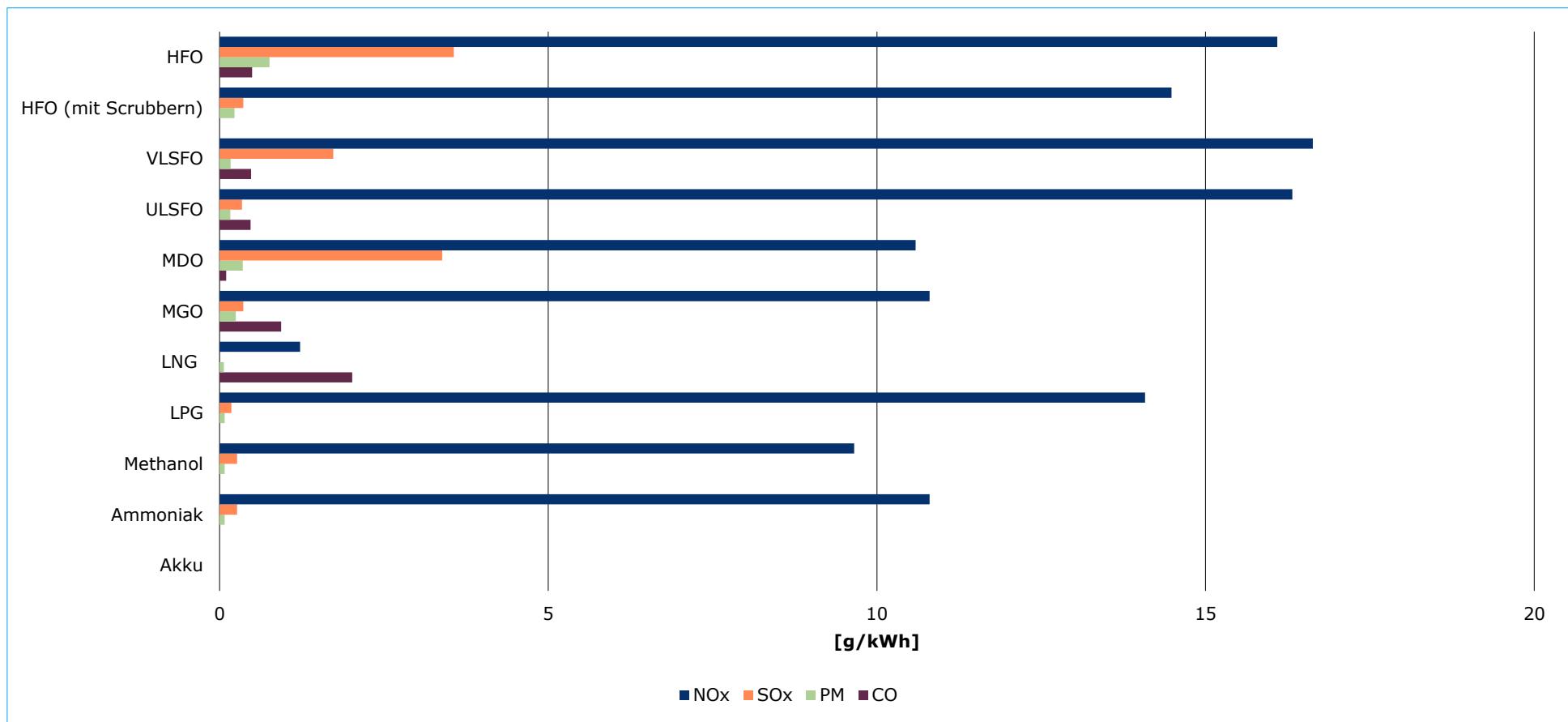


Abbildung 30 | TtP-Schadstoffemissionen ausgewählter Kraftstoffe³⁰⁸³⁰⁹³¹⁰³¹¹³¹²

³⁰⁸ (DNV, 2020b)

³⁰⁹ (MAN ES, 2020c)

³¹⁰ (Brynolf, Andersson, & Fridell, 2011)

³¹¹ (CE Delft, 2015)

³¹² (Bilgili, 2021)

Zur Zusammenfassung der Emissionsbetrachtung werden in Abbildung 31 die WtT-Emissionen verglichen. Die Potenziale der neuen Schiffskraftstoffe werden insbesondere dann ersichtlich, wenn man eine Minimierung der WtT-Emissionen unterstellt (gestrichelte Linien). Das größte Potenzial der Emissionsreduzierung bieten somit bei Herstellung aus erneuerbaren Quellen Wasserstoff, Ammoniak (vorbehaltlich weiterer Untersuchungen zur Freisetzung von N₂O und Ammoniak) und elektrischer Strom. Bei den weiteren Kraftstoffen ist das Potenzial der Emissionsreduzierung in der Vorkette geringer, wichtiger ist dagegen der Umgang mit den bei und nach der Verbrennung entstehenden Emissionen. Für LNG ist hierbei der Einfluss des Methanschlupfs hervorzuheben. Dieser sorgt bei Unterstellung eines GWP für einen Zeithorizont von 100 Jahren dafür, dass Otto-4-Taktmotoren bereits höhere WtP-Emissionen als HFO erzeugen. Zieht man das GWP für 20 Jahre heran, ist auch der Einsatz von LNG in Otto-2-Taktmotoren aus Emissionssicht nachteilig. Lediglich Diesel 2-Takter verursachen in beiden Fällen weniger Emissionen als HFO und Destillate.

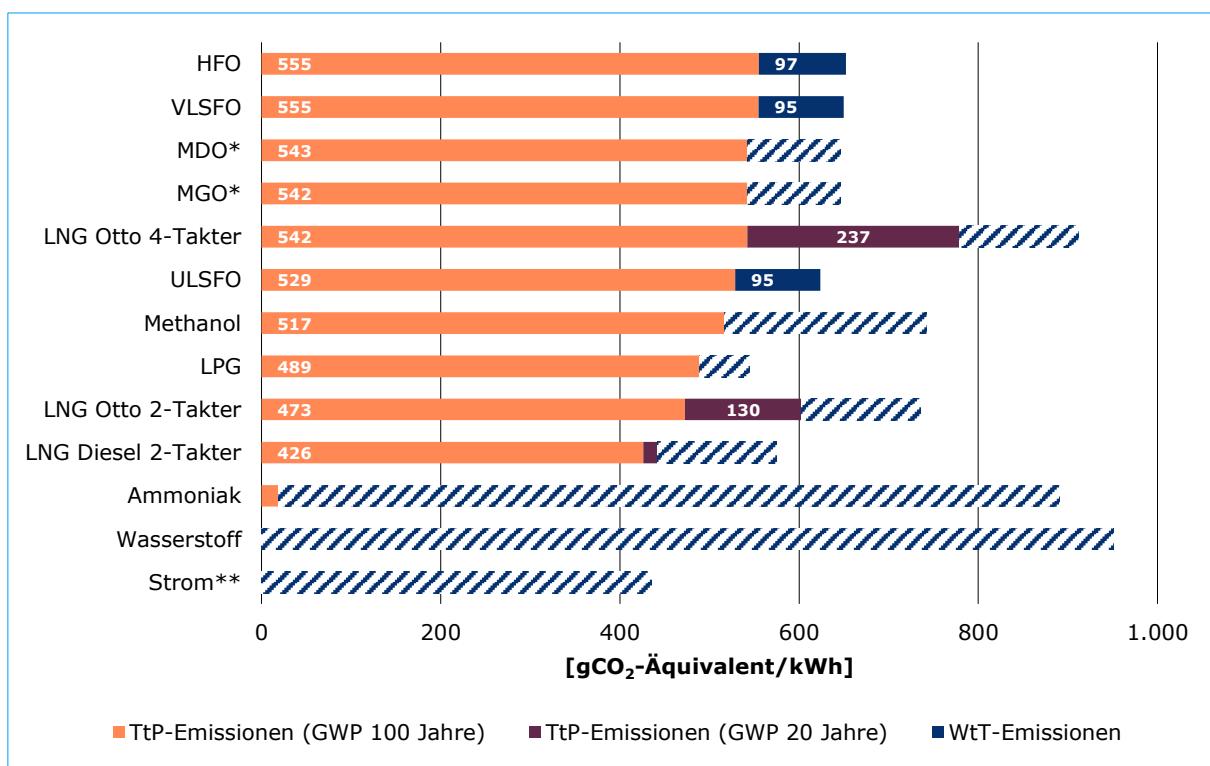


Abbildung 31 | WtP-Emissionen ausgewählter Kraftstoffe³¹³

³¹³ (Europäische Kommission, 2021e)

2.2 Bunkermarkt

2.2.1 Kraftstoffverbräuche und Bunkerfrequenzen

Einen Überblick über die von der IMO erhobenen Verbrauchsdaten für Seeschiffe ≥ 5.000 BRZ bietet die Abbildung 32, es wird zum einen der große Anteil von Containerschiffen, Massengutfrachtern und Tankern (über 75 %) am Gesamtenergieverbrauch deutlich. Zum anderen ist zu sehen, dass schiffstypübergreifend nahezu ausschließlich etablierte Kraftstoffe genutzt werden.

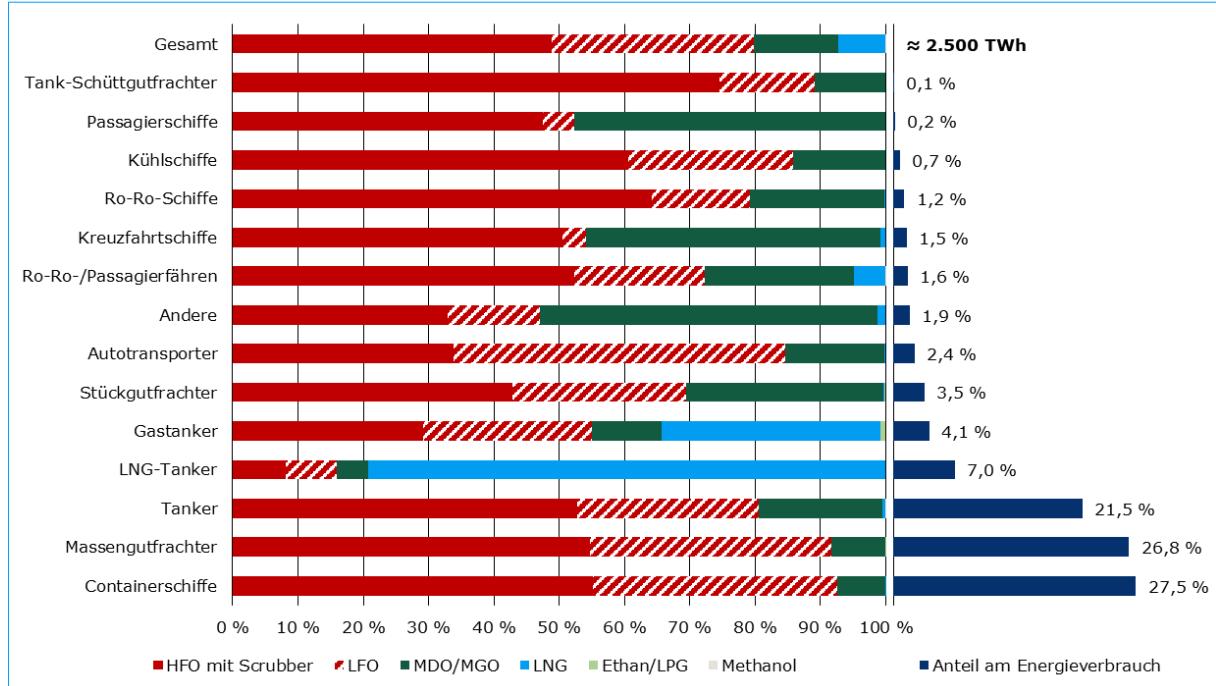


Abbildung 32 | Energieverbrauch in der Seeschifffahrt durch Schiffe ≥ 5.000 BRZ im Jahr 2020^{314*}

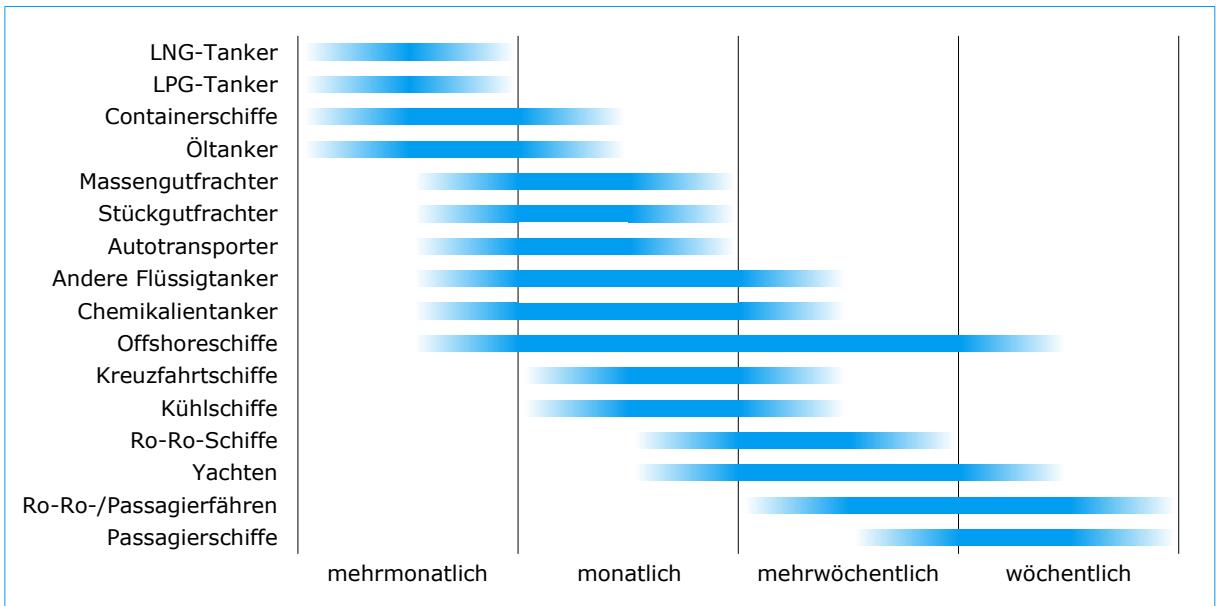


Abbildung 33 | Schematische Darstellung der Bunkerfrequenzen bei Verwendung etablierter Kraftstoffe

³¹⁴ (IMO, 2021h)

*Im Betrachtungsjahr 2020 war die Energienachfrage u. a. aufgrund der Einflüsse der Corona-Pandemie vergleichsweise gering.

Aus den heutigen Kraftstoffverbräuchen resultieren u. a. i. V. m. den Größen der Bunkertanks die gegenwärtig üblichen Bunkerfrequenzen der jeweiligen Schiffstypen. Diese als Ausgangspunkt für weitere Betrachtungen im Speziellen zu ermitteln, ist insbesondere in Hinblick auf die geringeren Energiedichten alternativer Schiffskraftstoffe unerlässlich. In Abbildung 33 sind als Ausgangspunkt die heute üblichen Bunkerfrequenzen aufgeführt. Die schematisch dargestellten Spannweiten bilden dabei nicht nur die Unterschiede zwischen Fahrtgebieten, sondern auch zwischen den einzelnen Größenklassen der jeweiligen Schiffstypen ab. Auf Basis der für den Einsatz etablierter Schiffskraftstoffe üblichen Bunkerfrequenzen werden in der Potenzialanalyse (siehe auch Kapitel 4.5) Bunkerintervalle bei der Nutzung alternativer Schiffskraftstoffe ermittelt und anhand dieser das infrage kommende Kraftstoffportfolio für die einzelnen Schiffstypen abgeleitet.

2.2.2 Bunkerschwerpunkte

Die Mehrzahl der weltweit etablierten Bunkerstandorte für die Schifffahrt verfügt derzeit noch ausschließlich über ein Angebot tradierter Schiffskraftstoffe. Dieser Umstand trägt in erster Linie der aktuellen Nachfragesituation bzw. dem Kraftstoffportfolio der fahrenden Flotte Rechnung (siehe auch Kapitel 3.1.3.2). In Abhängigkeit davon, ob sich der Seehafenstandort z. B. innerhalb einer SECA befindet oder nicht, schwankt dabei zumeist lediglich der Umfang des Angebots niedrigschwefeliger Kraftstoffe von VLS- bis hin zu ULS-Alternativen oder auch LNG.

Auf Plattformen, die Preisindizes für Schiffskraftstoffe publizieren, werden derzeit weltweit mehrere hundert Bunkerstandorte für die Seeschifffahrt gelistet. Es wird geschätzt, dass mehr als die Hälfte der globalen gewichtsbasierten Bunkernachfrage auf die in Abbildung 34 dargestellten 16 Häfen bzw. Gebiete entfällt.³¹⁵ ³¹⁶ Kernmärkte für die globale Bunkernachfrage liegen demnach in Asien, Nord- und Mittelamerika und Europa. Sowohl über eine geringe Dichte an Handelsplätzen für Schiffskraftstoffe als auch an Bunkerstandorten verfügen gegenwärtig Afrika und Australien.

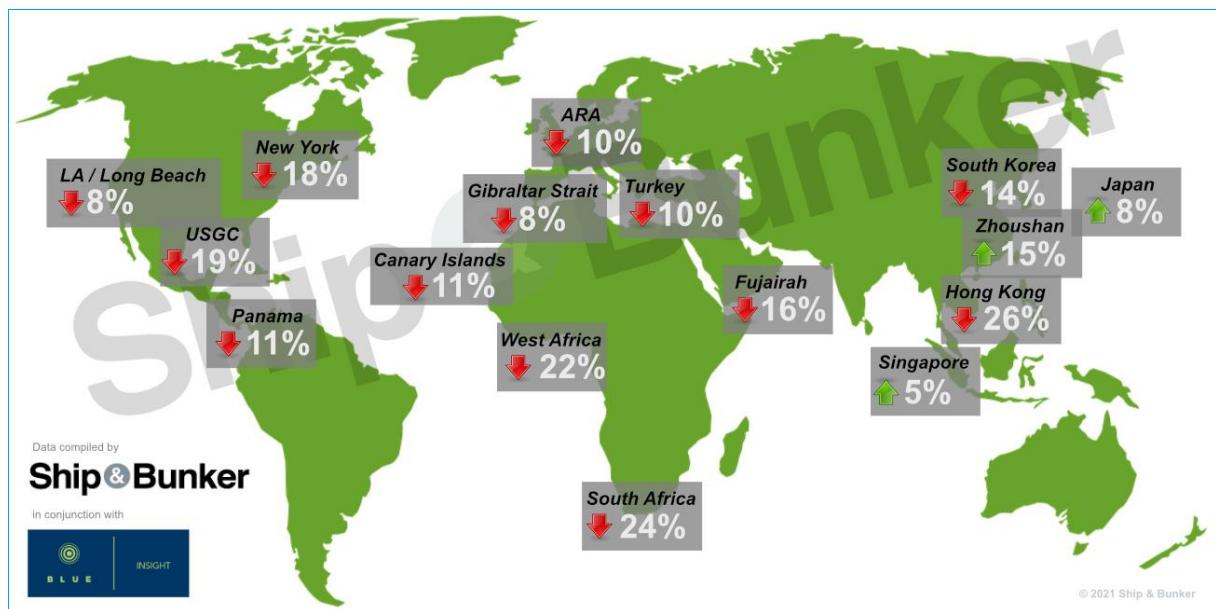


Abbildung 34 | Veränderung der weltweiten maritimen Kraftstoffnachfrage zwischen 2020 und 2019³¹⁷

³¹⁵ (Ship & Bunker, 2021b)

³¹⁶ (Ship & Bunker, 2021c)

³¹⁷ (Ship & Bunker, 2021b)

Bedingt durch den bereits in Kapitel 2.2.2 adressierten Rückgang der maritimen Transportnachfrage während der Corona-Krise nahmen auch die Kraftstoffnachfrage und der Verbrauch zwischen 2019 und 2020 ab. Für 93,8 % der Seeschiffe, die über eine BRZ von 5.000 oder darüber verfügen sowie unter die Regelung 22A des MARPOL Annex VI fallen, wurde für 2020 weltweit ein Kraftstoffverbrauch in Höhe von ca. 203 Mio. t. ermittelt.³¹⁸ Bei linearer Interpolation und ohne Berücksichtigung von Schiffseinheiten mit einer BRZ unter 5.000 entspricht dies ca. 217 Mio. t Kraftstoff für die gesamte Seeschiffsflotte. Gegenüber 2019 wurde damit ein Rückgang des maritimen Kraftstoffverbrauchs um ca. 13 Mio. t bzw. ca. 5,5 % verzeichnet.

Insbesondere die deutliche Zunahme in der Verwendung niedrigschwefeliger Rückstandsöle, die im Zusammenhang mit der Reduzierung des globalen Schwefelgrenzwertes im Schiffskraftstoff von 3,5 % auf 0,5 % außerhalb der SECA Anfang 2020 steht, ist in dieser Entwicklung hervorzuheben. Der Verbrauch sehr und ultra-niedrigschwefeliger Rückstandsöle hat sich zwischen 2019 und 2020 auf rund 64 Mio. t mehr als verneufacht. Zeitgleich ist die Nutzung von HFO bei ergänzender Verwendung von SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen um rund 41 % auf ca. 101 Mio. t zurückgegangen. Die Verwendung von LNG ist um etwa 14 % auf rund 12 Mio.t gestiegen.^{319 320} Maßgeblich hierfür zeichnen sich Flüssiggastanker verantwortlich, die das BOG des transportierten LNG als Kraftstoff nutzen. Eine Bebunkierung der genannten Schiffseinheiten mit LNG an den in der Abbildung 34 referenzierten oder weiteren Standorten erfolgt i. d. R. nicht.

Die mengenmäßig größten Bunkerstandorte sind Singapur und Rotterdam. Beide Häfen bedienen aktuell rund ein Viertel der globalen maritimen Bunkernachfrage. Wie Abbildung 35 zeigt, dominiert am Standort Rotterdam der Absatz von niedrigschwefeligen Rückstandsölen. Insbesondere die gegebene Bunkernachfrage nach ULSFO lässt sich auf die SECA-Einstufung von Nord- und Ostsee im Jahr 2015 zurückführen. Mehr als ein Viertel der Bunkernachfrage wird jedoch nachhaltig in Form hochschwefeliger Kraftstoffe und unter Verwendung von SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen gedeckt (siehe auch Kapitel 2.1.2).

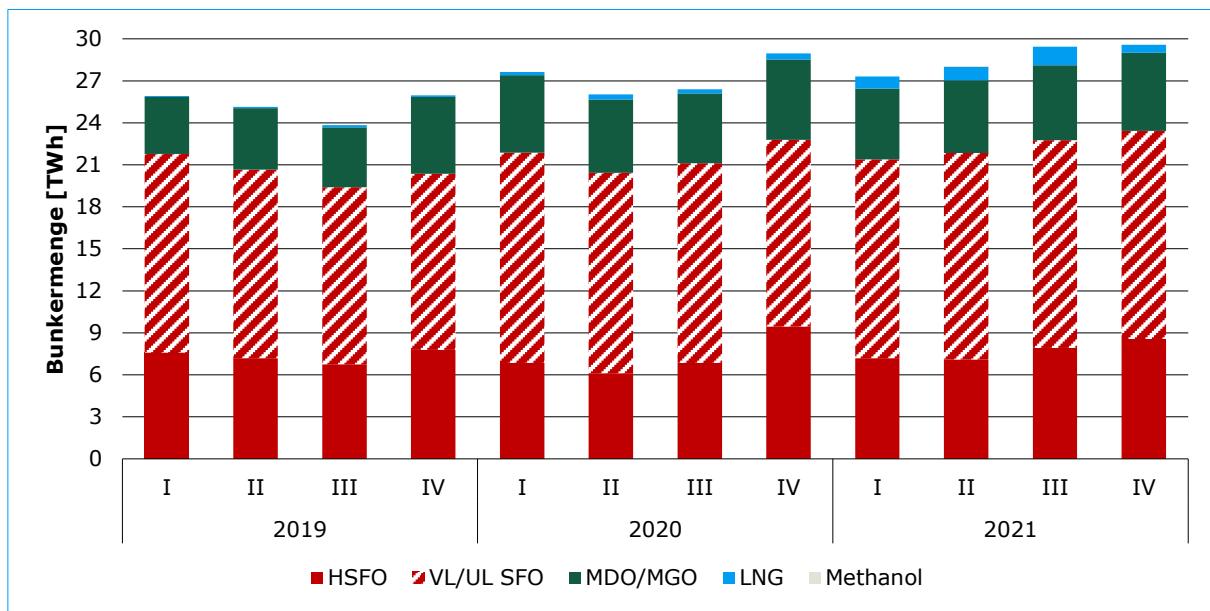


Abbildung 35 | Bunkermengen von Schiffskraftstoffen am Standort Rotterdam zwischen 2019 und 2021³²¹

³¹⁸ (IMO, 2021h)

³¹⁹ (IMO, 2020a)

³²⁰ (IMO, 2021h)

³²¹ (Port of Rotterdam, 2021b)

Gleichzeitig gewinnt jedoch auch die Kraftstoffoption LNG an Bedeutung. Unter Berücksichtigung der spezifischen Energiedichte entfiel in den beiden ersten Quartalen 2021 in Rotterdam rund 3 % des Kraftstoffabsatzes auf verflüssigtes Erdgas. Die in Kapitel 2.2.2 skizzierte Entwicklung am europäischen Erdgasmarkt bewirkte im vierten Quartal 2021 allerdings eine Absenkung dieses Niveaus. Hervorzuheben ist, dass in Rotterdam im zweiten Quartal 2021 erstmals 250 t Methanol in der Bunkerstatistik dokumentiert sind. Es handelt sich um Bunkermengen der versuchsweisen Bebunkerung des Chemikalentankers ‚Takaroa Sun‘ (IMO-Nr.: 9850202) durch die Bunkerbarge ‚MTS Evidence‘ im Mai 2021 (siehe auch Kapitel 2.1.7.4).

Gegenüber Rotterdam zeigt sich in Singapur eine andere Dynamik hinsichtlich der Einführung niedrigschwefeliger Kraftstoffe. Erst mit der Reduzierung des globalen Schwefelgrenzwertes im Schiffskraftstoff von 3,5 auf 0,5 % außerhalb der SECA im Jahr 2020 stieg die Nachfrage nach VLS-Kraftstoffen signifikant (siehe Abbildung 36). Während hier ULSFO weiterhin kaum von Bedeutung ist, nimmt der Absatz hochschwefeliger Rückstandsöle seit Anfang 2020 wieder kontinuierlich zu. Dieser Effekt ist in großem Umfang auf die Nachrüstung sowie weiterhin teilweise den Neubau von Schiffen mit SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen zurückzuführen (siehe Kapitel 3.2.3), der sich u. a. aus der im vorherigen Kapitel geschilderten kommerziellen Abwägung der Reedereien ergibt.

Von äußerst geringer Dynamik ist der Absatz von LNG geprägt. Anders als in Rotterdam kommt diesem Kraftstoff in Singapur auch 2021 keine nennenswerte Rolle zu. Zwar ist auch in einigen Regionen in Asien die Dichte an LNG-Terminals eher groß, was als *Enabler* für eine Marktdurchdringung des Schiffskraftstoffes zu bewerten ist, jedoch werden hier seegängige LNG-Bunkerschiffe erst seit dem Jahr 2020 in größerer Anzahl in Dienst gestellt. In Europa sind LNG-Bunkerschiffe bereits mit dem Jahr 2018 verstärkt in Fahrt gebracht worden, wodurch sich für die Reedereien die Versorgungssicherheit mit LNG hier früher verbesserte. Ergänzend ist das LNG-Preisniveau in Asien insbesondere gegenüber europäischen Bunkerstandorten gegenwärtig als eher hoch einzuschätzen, weshalb die Nachfrage bei interkontinentalen maritimen Verkehren seinen Schwerpunkt tendenziell in Europa hat. Beide Bedingungen sind als *Key Critical Factors* für eine nachhaltig erfolgreiche Marktdurchdringung alternativer Kraftstoffe einzustufen.

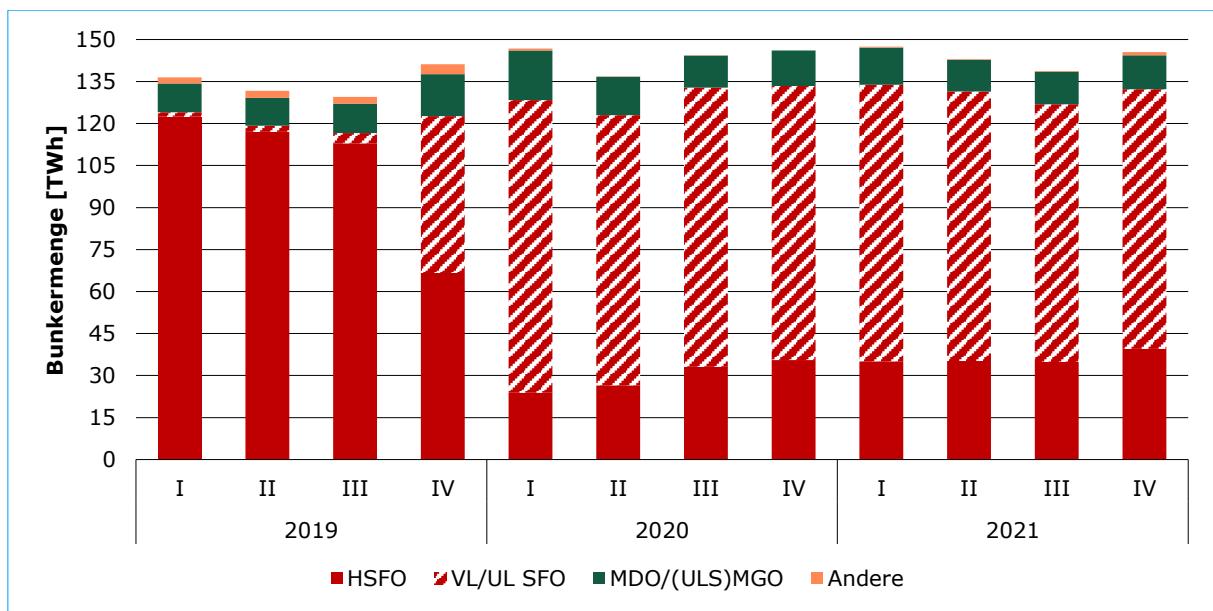


Abbildung 36 | Bunkermengen von Schiffskraftstoffen am Standort Singapur zwischen 2019 und 2021³²²

³²² (Government of Singapore, 2021)

Aktuell werden bei einzelnen Bunkervorgängen mit erdölbasierten Destillaten und fossilem LNG schrittweise *Blendings* mit biogenen und auch teilweise synthetischen Anteilen vorgenommen. Auch werden in einzelnen Pilotprojekten bereits Methanol oder auch Wasserstoff als Schiffskraftstoffe eingesetzt (und gebunkert). Sowohl eine umfangreiche Nachfrage- und Angebotssituation als auch eine rein synthetische Produktion der Kraftstoffe ist im Status quo jedoch (noch) nicht gegeben. Dies gilt auch für die weiteren in Kapitel 2.1 adressierten Kraftstoffe. In der Binnenschifffahrt in Deutschland wird gegenwärtig nahezu ausschließlich Dieselkraftstoff verwendet, der die Vorgabe eines maximalen Schwefelgehalts im Kraftstoff in Höhe von 0,001 % erfüllt. Dabei kommen ähnliche Bunkerverfahren wie in der Seeschifffahrt zum Einsatz, wobei überwiegend an festinstallierten Tankstellen in und um Binnenhäfen gebunkert oder durch Bunkerbargen mit festen Liegeplätzen bebunkert wird.³²³

Die Abbildung 33 verdeutlicht für die in Kapitel 3.1.3 detailliert analysierten Schiffstypen (bisher) übliche Bunkerfrequenzen bei Verwendung von etablierten Schiffskraftstoffen.

2.2.3 Bunker- und Rohstoffpreise

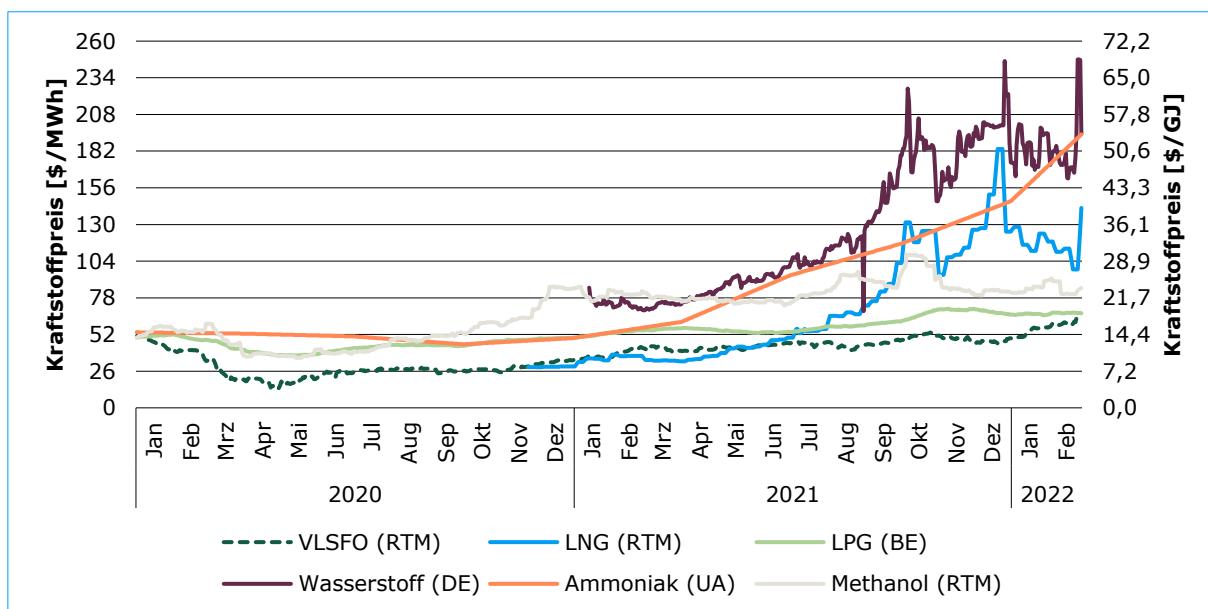
Die Beschaffung und der Verbrauch von Kraftstoffen haben einen erheblichen Einfluss auf die *Operating Expenditures (OpEx)* im Schiffsbetrieb. Plattformen, die über weltweit verfügbare Schiffskraftstoffe und die Entwicklung lokaler Preisindizes informieren, bilden den Kraftstoff zumeist in \$/t ab. Aufgrund der differierenden Energiedichten nicht nur zwischen alternativen, sondern auch zwischen fossilen Kraftstoffen, ist für einen Vergleich der Preise der verschiedenen Kraftstoffoptionen die Berücksichtigung des spezifischen Energiegehalts geboten.

Als Referenz für eine Gegenüberstellung der jüngeren preislichen Entwicklung von gegenwärtig genutzten Schiffskraftstoffen soll der Hafenstandort Rotterdam dienen. Rotterdam ist der umschlagsstärkste europäische Hafen und zugleich auch der mengenmäßig größte *Bunkerhub* in Europa sowie zweitgrößte weltweit nach Singapur.

Nicht alle der in Kapitel 2.1 vorgestellten alternativen Kraftstoffe sind bereits verfügbar, gehandelt, oder mit entsprechenden Informationen hinterlegt, weshalb für LPG, Wasserstoff, Ammoniak und Methanol entsprechende Bunkerpreisaufschläge (siehe auch Darstellungen in den Unterkapiteln der einzelnen Kraftstoffe) berücksichtigt wurden. Diese Aufpreise orientieren sich am Preisunterschied von 10 – 15 \$/MWh, der zwischen Erdgas und dem Schiffskraftstoff LNG beobachtet wurde und insbesondere den zusätzlichen Aufwand für die Bereitstellung als maritimer Kraftstoff abbildet (siehe auch Kapitel 2.1.3.3). Abbildung 37 gibt einen Überblick über die korrespondierenden Preise seit Anfang 2020 auf Basis ihrer Energiedichte (\$/MWh). Als Referenz dient der zuvor referenzierte Kraftstoffpreisindex für LNG sowie der VLSFO-Preis am Standort Rotterdam.

Die für Methanol und Ammoniak referenzierten Preisindizes bilden die gegenwärtige fossile Produktion und Rohstoffnachfrage ab. Während für Methanol die Handelspreise im Rotterdamer Hafen als Grundlage dienten, wurde für Ammoniak der Rohstoffpreis bei großindustrieller Produktion in der Region um das schwarze Meer als Ausgangspunkt gewählt (siehe auch Kapitel 2.1.7 und Kapitel 2.1.6).

³²³ (NOW, 2019)

Abbildung 37 | Bunkerpreisentwicklung für fossile Kraftstoffe seit 2020^{324325326327328329*}

Mit Blick auf Abbildung 37 liegt das Preisniveau für graues Methanol derzeit etwas unter dem Niveau von Erdgas (Europa). Die Preise für LPG lagen zuletzt auf einem ähnlichen Level wie VLSFO. Unberücksichtigt bleibt in der Betrachtung eine Bilanzierung und Bepreisung der THG-Emissionen und ihre Wirkung auf den Kraftstoffpreis.

Ohne Würdigung eines Aufschlags für die Schaffung von Distributionsstrukturen in der Schifffahrt liegt der energieäquivalente Preis für grauen Wasserstoff aktuell um etwa das Dreifache bis Vierfache über dem Preisniveau von VLSFO (siehe auch Abbildung 38). Zwischen Januar und August 2021 war grauer Wasserstoff im Durchschnitt noch etwa zweimal so teuer wie VLSFO. Erschwerend kommt hinzu, dass für strombasiert bzw. biogen hergestellten grünen Wasserstoff im Vergleich zur fossilen Variante im gesamten Jahr 2021 ein teils erheblicher Preisaufschlag gezahlt werden musste.

Da regenerative Energiequellen bzw. grüner Wasserstoff die (stoffliche) Grundlage für die Herstellung weiterer synthetischer Kraftstoffe sind und eine in naher Zukunft stark steigende Nachfrage nach dem Rohstoff Wasserstoff aus einer Vielzahl von Wirtschaftsbereichen erwartet werden kann, ist der schnellstmögliche Ausbau von erneuerbaren Energien von zentraler Bedeutung, um einem Allokationsdilemma entgegenzuwirken. Standorte mit niedrigen Produktionsstückkosten sind zu präferieren. Die zukünftige Preisbildung für die diskutierten alternativen Kraftstoffe und die Vermeidung bzw. Eindämmung von Ungleichgewichten in ihrer Allokation zwischen allen nachfragenden Wirtschaftsbereichen sind ein *Key Critical Factor* für die Nutzung insbesondere in der Schifffahrt.

³²⁴ (Ship & Bunker, 2021a)³²⁵ (Integr8 Fuels Europe, 2019)³²⁶ (energate GmbH, 2021)³²⁷ (Deutsche Börse, 2022)³²⁸ (Yara, 2021b)³²⁹ (wallstreet:online AG, 2022c)

*Indikative Bewertung der Bunkerpreise für LPG, Wasserstoff, Ammoniak und Methanol anhand der Rohstoffpreise und potenzieller Bunkerpreisaufschläge.

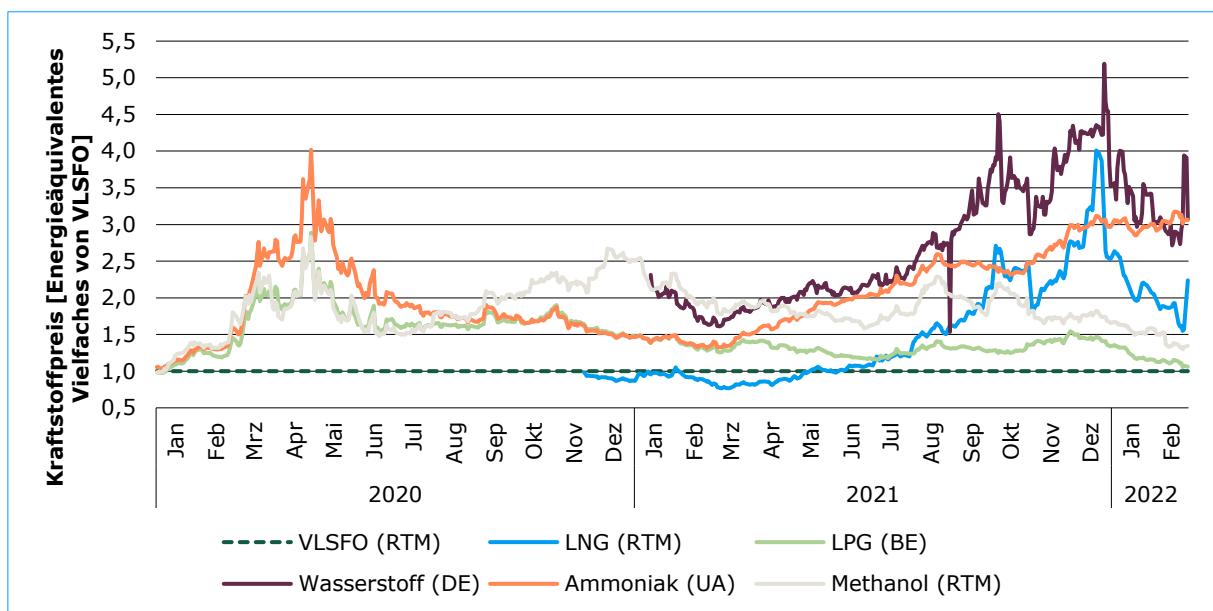


Abbildung 38 | Preisentwicklung für fossile Kraft- und Rohstoffe als Vielfaches von VLSFO seit 2020³³⁰³³¹³³²³³³³³⁴³³⁵

³³⁰ (Ship & Bunker, 2021a)
³³¹ (Integr8 Fuels Europe, 2019)
³³² (energate GmbH, 2021)
³³³ (Deutsche Börse, 2022)
³³⁴ (Yara, 2021b)
³³⁵ (wallstreet:online AG, 2022c)

2.3 Zusammenfassung

Unter der Prämisse, dass die etablierten Schiffskraftstoffe zeitnah ersetzt werden müssen, um internationale Klimaziele erreichen zu können, kam die Kraftstoffanalyse zu den in Tabelle 23 dargestellten Schlüsselergebnissen inkl. der abgeleiteten *Key Critical Factors*. Letztere dienen als wichtige Grundlage für die Untersuchung der Potenziale der einzelnen Kraftstoffe und werden im Kapitel 4 aufgegriffen und näher untersucht.

Ergebnis	Beschreibung
Energie-dichten	Die untersuchten Alternativen besitzen durchgängig geringere volumetrische Energiedichten als etablierte Schiffskraftstoffe und nehmen daher beim Transport und der Lagerung mehr Platz bei gleicher Energiemenge ein. Daraus ergeben sich operative Anpassungsbedarfe hinsichtlich der Bereitstellung, der Raumaufteilung auf Schiffen und der Bunkerfrequenzen. Auch unter den neuen Kraftstoffen weichen die volumetrischen Energiedichten erheblich ab. Sie stellen daher einen <i>Key Critical Factor</i> für die Kraftstoffwahl der jeweiligen Schiffstypen und ihrer spezifischen Anforderungen dar.
Kraftstoff-verfügbarkeit und Emissionen	Die Alternativkraftstoffe werden teils schon heute in signifikanten Mengen auf fossiler Basis hergestellt. Eine vollständige und nachhaltige Dekarbonisierung der Schifffahrt kann allerdings nur durch den Einsatz von <i>Bio-</i> und <i>E-Fuels</i> aus erneuerbaren Quellen erreicht werden. Die begrenzte Verfügbarkeit dieser grünen Kraftstoffe verursacht ein Allokationsproblem, das die Marktdurchdringung alternativer Kraftstoffe in der Schifffahrt hemmen kann. Die Ökobilanz, die Verfügbarkeit und die Lebenszykluseffizienzen bilden somit weitere <i>Key Critical Factors</i> .
Umrüstungen/Neubauten	Alternative Kraftstoffe können die bestehende Technik für den Transport, das Bunkern, die Lagerung und die energetische Verwertung von Schiffskraftstoffen nur bedingt, ggf. unter Anpassungen, weiternutzen. In Zukunft können sie von Systemkompatibilitäten und Transport- und Lagerinfrastrukturen, die durch Verwendung abseits der Schifffahrt bereits existieren, profitieren. Dennoch sind hohe Investitionen in die Umrüstung bzw. den Neubau entsprechender Infrastrukturen erwartbar. Sie werden als <i>Key Critical Factor</i> im weiteren Verlauf der Studie näher untersucht.
Rechtlicher Rahmen	Durch veränderte Anforderungen entlang des gesamten Lebenszyklus, insbesondere hinsichtlich der Schiffskonstruktion, dem Umgang an Bord und dem Bunkern, werden durch neue Schiffskraftstoffe zusätzliche Regelwerke, Schulungsmaßnahmen, Risikoanalysen etc. benötigt. Diese bestehen heute noch nicht vollumfänglich (siehe auch Kapitel 2.1.9.5) und bilden daher einen <i>Key Critical Factor</i> .
Bunkerpreise und Finanzierung	Die Bunkerpreise haben einen erheblichen Einfluss auf die OpEx im Schiffsbetrieb und damit auf dessen Gesamtwirtschaftlichkeit. Volatile Preisentwicklungen bei alternativen Schiffskraftstoffen können dazu führen, dass in Dual Fuel-Motoren Destillate statt des Primärkraftstoffs verfahren werden und die Ökobilanz zugunsten OpEx vernachlässigt wird. Bereits die Preise der global noch nicht (flächendeckend) als Schiffskraftstoff angebotenen Rohstoffe Wasserstoff, Methanol und Ammoniak übersteigen die Bunkerpreise von etablierten Schiffskraftstoffen sowie fossilem LNG bereits signifikant. Sowohl die Entwicklung der Bunkerpreise als auch die Finanzierung möglicherweise höherer OpEx zur Förderung des Klimaschutzes werden als <i>Key Critical Factors</i> weiterverfolgt.

Tabelle 23 | Schlüsselergebnisse der Kraftstoffanalyse

3. FLOTTEANALYSE

Im Zentrum der Flottenanalyse steht die Untersuchung der für diese Studie relevanten See- und Binnenschiffsflotte (fokussierte Schiffsflotte). Dabei werden mit dem Ziel einer hinreichenden Abdeckung der deutschen maritimen Wirtschaft die See- und Binnenschiffseinheiten analysiert,

- die auf einer deutschen Werft gebaut wurden und noch in Dienst befindlich sind oder bei einer deutschen Werft gegenwärtig beauftragt sind,
- die im Jahr 2019 oder 2020 einen in Deutschland ansässigen *Owner*, *Operator* oder *Manager* hatten oder durch eine dieser Parteien geordert sind,
- die im Jahr 2019 oder 2020 mindestens einmal einen Anlauf in einem deutschen See- oder Binnenhafen hatten, oder
- die im Jahr 2019 oder 2020 unter deutscher Flagge standen.

Auf dieser Basis wird eine Aussage über die aktuelle und perspektivische Kraftstoffverwendung der Flotte getroffen. Es steht insbesondere im Mittelpunkt, welche Kraftstoffe in den verschiedenen Schiffstypen vorrangig zur Anwendung kommen und welche Gründe hierfür bestehen. Analog wird analysiert, aus welchen Gründen ggf. bereits verfügbare Alternativen nicht genutzt werden.

In Kapitel 3.1.2 wird zunächst ein Überblick über die fokussierte Flotte geschaffen, in dem für die Seeschiffsflotte u. a. auf die Fahrtgebiete, Flaggenstaaten und Verwaltungsschwerpunkte eingegangen wird. Es wurde sich dafür entschieden, die betreffende Seeschiffsflotte und ihre jeweiligen Eigenschaften innerhalb ausgewählter Schiffstypen und -größenklassen zu clustern und darzustellen, um die Aussagekraft der Analyse in ein möglichst optimales Verhältnis zu ihrem Aufwand zu setzen. Dabei werden die folgenden Flotteneigenschaften untersucht:

- | | |
|--------------------------------|-------------------------------------|
| ▪ Anzahl | ▪ Tragfähigkeit/Tonnage |
| ▪ Altersstruktur | ▪ Reiseentfernung |
| ▪ Tiefgang, Länge und Breite | ▪ Geschwindigkeit |
| ▪ Hauptmotorenhersteller | ▪ Motorenleistungen |
| ▪ Haupt- und Hilfsmotorentypen | ▪ Abgasnachbehandlungsanlagen |
| ▪ Kraftstoffmix | ▪ Berührungs punkte mit Deutschland |

Ausgehend von dieser Erhebung kann im Kapitel 3.1.3 ein differenziertes Bild u. a. des allgemeinen Zustandes der Seeschiffsflotte wiedergegeben werden. Kombiniert wird dieses mit einer Analyse des Energieverbrauchs auf Schiffen in Kapitel 3.1.4, in dem auch die Kraftstoffverbräuche und Emissionen der untersuchten Flotte ausgewertet werden. Dafür werden die jährlichen Kraftstoffverbräuche ausgewählter Schiffstypen und -größenklassen angegeben. Anhand von Referenzschiffen wird zudem auf die Hauptenergieverbraucher von Schiffen abgestellt. Zusätzliche Energieverbraucher sind u. a. Abgasnachbehandlungsanlagen, die zusätzlich hinsichtlich ihrer Art, Häufigkeit und ihres Einflusses erfasst werden.

Abschließend wird die Betrachtung der fokussierten Schiffsflotte um Analysen der Weltschiffsflotte erweitert. Im Kapitel 3.2.1 werden sowohl Kosten für Neubauten als auch Umrüstungen untersucht und in Kapitel 3.2.2 die Verteilung von LNG-Tanktypen ausgewertet. Als Ergänzung zum Kraftstoffmix der aktuellen Flotte (siehe auch Kapitel 3.1.3.2) wird zudem ein kurzer Ausblick anhand des aktuellen Orderbuchs vorgenommen, der Tendenzen bei der Kraftstoffwahl und weiteren Attributen der aktuell beauftragten Neubauten erkennen lässt.

Die Flottenauswertung ergab aufgrund der mangelnden Datenbasis in der Binnenschifffahrt nur für die Seeschifffahrt belastbare Ergebnisse für die fokussierte (deutsche) Flotte. Die untersuchten Seeschiffe werden heute typenübergreifend fast ausschließlich mit etablierten Schiffskraftstoffen als Primärkraftstoff betrieben. Alternativ zu Rückstandsölen und Destillaten wird bei einigen Schiffstypen (u. a. Ro-Ro-/Passagierfähren) LNG genutzt. Der Einsatz strombasiert bzw. biogen hergestellter Kraftstoffe ist dagegen bisher vernachlässigbar. Darüber hinaus enthält die Flottenuntersuchung weitere detaillierte Eigenschaften, unterschieden nach Schiffstypen und Größenklassen, darunter Informationen zu:

- Schiffsmassen
- Altersstruktur
- Fahrverhalten
- Motoren
- Energieverbrauch
- Emissionen

Die Untersuchung der CapEx-Bestandteile für Neubauten und Umrüstungen ergab, dass beim Einsatz von Alternativkraftstoffen tendenziell mit Mehrkosten in Bezug auf die Antriebs- und Tanksysteme zu rechnen ist. Mit Blick auf Umrüstungen wurde festgestellt, dass die bisher überwiegend zu beobachtenden Kraftstoffumrüstungen von etablierten Schiffskraftstoffen zu LNG aufgrund der fehlenden Kompatibilität der Komponenten umfangreiche Anpassungen erfordern, die die Wirtschaftlichkeit entsprechender Vorhaben beeinträchtigen. Mit neuen Kraftstoffoptionen wird auch die Anzahl der Umrüstungspfade zunehmen und durch Synergien zwischen den verschiedenen Systemen tendenziell zu einer steigenden Relevanz von Umrüstungen führen. Die Potenziale von Umrüstungen sowie deren Kosten werden als Key Critical Factors weiteruntersucht (siehe auch Kapitel 4.4).

Anhand des aktuellen Orderbuchs wurde aufgezeigt, dass analog zum Kraftstoffportfolio der aktuellen Flotte (siehe auch Kapitel 3.1.3.2) auch ein Großteil der neu hinzukommenden Schiffe weiterhin mit etablierten Schiffskraftstoffen betrieben werden. Auch LNG- und LPG-betriebenen Schiffen ist eine wachsende Anzahl an Bestellungen zuzuschreiben. Das Ordervolumen alternativer Schiffskraftstoffe entwickelt sich hingegen weiterhin verhalten.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Kraftstoff- und Flottenanalyse wird festgehalten, dass die nahezu ausschließliche Nutzung von etablierten Schiffskraftstoffen in der See- und Binnenschifffahrt v. a. in ökonomischen Entscheidungen begründet liegt. Die einzige bisher flächendeckend verfügbare, aber dennoch fossile Kraftstoffalternative LNG bietet keine verlässlichen Einsparungen bei den Bunkerkosten (siehe auch Kapitel 2.2.2) und ist andererseits mit höheren Neubaupreisen bzw. erheblichen Aufwendungen bei der Umrüstung verbunden.

Hot Topic Box 2 | Schlüsselergebnisse der Flottenuntersuchung

3.1 Fokussierte Schiffsflotte

3.1.1 Methodik und Annahmen der Flottenanalyse

Die Datengrundlage der Flottenanalyse der Seeschifffahrt entstammt zum einen aus der FleetMonitor-Datenbank der JAKOTA Cruise Systems GmbH. Zum anderen wurden die Schiffsdatensätze gezielt um weitere Informationen erweitert, die der Datenbank der Clarkson PLC entnommen wurden.

Die in der Flottenuntersuchung verwendeten Seeschiffstypen orientieren sich an der Gruppierung der IMO-THG-Studie 2020.³³⁶ Bei den Größenklassen wurde die Einteilung der IMO-Berichte zum jährlichen Kraftstoffverbrauch („Report of fuel oil consumption data submitted to the IMO Ship Fuel Oil Consumption Database in GISIS“) einbezogen.³³⁷ Einige der Größenklassen wurden angepasst, um einerseits einen detaillierteren Einblick in die einzelnen Schiffstypen zu ermöglichen und andererseits einer Verfälschung der ermittelten (Durchschnitts-)Werte durch den Vergleich stark unterschiedlicher Schiffe entgegenzuwirken. Die resultierenden Schiffstypen und Größenklassen sind in Tabelle 44 im Anhang zu finden. Die Schiffsmaße werden dabei getrennt nach der Tragfähigkeit/*deadweight tonnage* (dwt) und der BRZ begutachtet. Die Tragfähigkeit ist bei Handelsschiffen i. d. R. das geeigneter Maß (Tragfähigkeit \approx Transportkapazität), während die BRZ bei Passagierschiffen (BRZ \approx Kabinen-/Passagierzahl) geläufig ist. Für kleinere Einheiten (v. a. unter Sonstige) wurde sich zudem der vollständigeren Datenbasis halber auf die BRZ berufen.

Um der Schiffstypeneinteilung der IMO zu entsprechen, musste zudem eine Reihe weiterer Annahmen für bestimmte Schiffstypen getroffen werden:

- „*Chemikalentanker*“: In diese Kategorie wurden neben den Chemikalien-/Parceltankern auch kombinierte Chemikalien-/Öltanker aufgenommen.
- „*Öltanker*“: Zu den Öltankern wurden auch die Produkten- und Bunkertanker sowie nicht näher definierte Tanker gezählt.
- „*Behördenschiffe*“ und „*Offshoreschiffe*“: Die beiden Kategorien wurden von der IMO ursprünglich nicht ausgewiesen, sind hier aber aufgrund ihrer Relevanz separat betrachtet worden.
- „*Flüssiggastanker*“: Der Schiffstyp der Flüssiggastanker wurde in LPG- und LNG-Tanker unterteilt, um eine bessere Unterscheidung dieser für den Kraftstofftransport wichtigen Schiffe treffen zu können.
- „*Sonstige*“: Unter die Kategorie „*Sonstige*“ fallen diverse Schiffstypen, die sich nicht eindeutig den anderen in Tabelle 44 aufgelisteten Kategorien zuordnen lassen. Dazu zählen u. a. diverse Arten von Schleppern, Forschungsschiffen, Baggerschiffen, Fischereischiffen und Arbeitsschiffen.

Mit Blick auf die vorliegende Datenbasis ist festzuhalten, dass diese in ihrer Quantität gewissen Schwankungen unterliegt, sodass auf die entsprechend verfügbare Stichprobe zurückgegriffen wurde. Als Bezugsjahr für die operativen Daten (bspw. Reiseentfernung und -geschwindigkeit, Kraftstoffverbräuche) wurde zur Eliminierung der Auswirkungen der Corona-Pandemie das Jahr 2019 gewählt. Die Motoren- und Kraftstoffeigenschaften basieren dagegen auf aktuellen Angaben (Stand Oktober 2021) und beziehen demnach auch die Effekte der seit 2020 geltenden globalen Schwefellimits mit ein.

³³⁶ (IMO, 2021a)
³³⁷ (IMO, 2021h)

3.1.2 Allgemeine Betrachtung der fokussierten Flotte

3.1.2.1 Seeschifffahrt

Die betrachteten Seeschiffsflotte setzt sich aus insgesamt 9.816 Schiffen zusammen. Die Verteilung auf die verschiedenen Schiffstypen kann der Abbildung 39 entnommen werden. Die für die Gruppierung der Schiffstypen gewählten Größenklassen sind in Tabelle 44 im Anhang inkl. der Anzahl der Schiffe detailliert aufgeschlüsselt. Die untersuchte Seeschiffsflotte wird durch Containerschiffe, Stückgut- und Massengutfrachter sowie Chemikalentanker dominiert. Die vier Schiffstypen machen 68 % der fokussierten Seeschiffsflotte aus.

Der Kraftstoffmix (2021) der fokussierten Seeschiffsflotte ist in Abbildung 39 ebenfalls dargestellt. Er besteht nahezu ausschließlich aus etablierten Schiffskraftstoffen, die in über 99 % der Schiffe die Hauptmaschine antreiben. Lediglich 47 Schiffe nutzen LNG als Kraftstoff und ein Schiff Methanol. Bei den LNG-angetriebenen Schiffen dominieren mit 25 Einheiten die Tanker, während die Verbreitung der etablierten Schiffskraftstoffe aufgrund des großen Anteils am Kraftstoffmix über alle Schiffstypen reicht. Neben den 47 Schiffen, die LNG als Kraftstoff nutzen, ist bei weiteren 60 Schiffen, die noch mit Rückstandsölen und Destillaten fahren, die Hauptmaschine als *LNG Ready* ausgewiesen. Hinsichtlich der Abgasnachbehandlung sind 874 Schiffe, die mit etablierten Schiffskraftstoffen betrieben werden, mit SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen ausgerüstet. Wiederum 128 Schiffe verfügen über Anlagen zur NO_x-Abgasnachbehandlung.

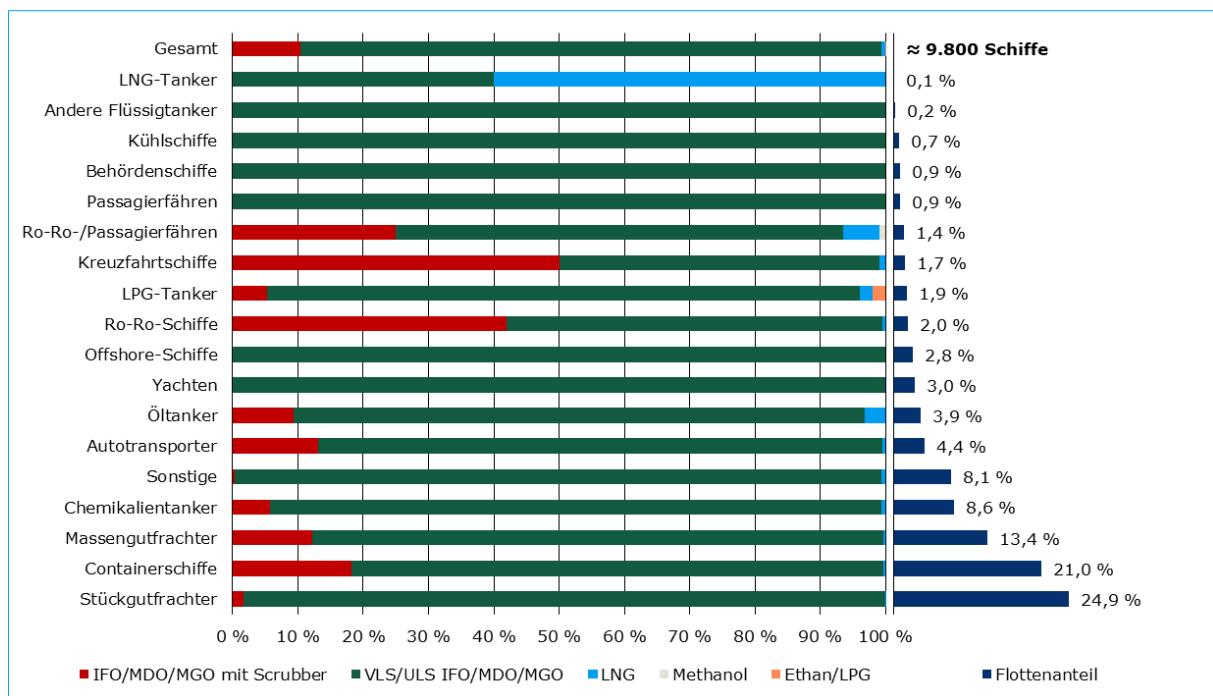


Abbildung 39 | Schiffstypen und Kraftstoffmix der fokussierten Seeschiffsflotte (Stand 30. September 2021)

Anschließend werden die in Kapitel 3 erläuterten Aufnahmekriterien für die in dieser Studie fokussierte Flotte genauer betrachtet. Anhand der Abbildung 40 können die entsprechenden Berührungspunkte zu Deutschland für 9.625 Schiffe nachvollzogen werden, für die die entsprechenden Informationen vollständig vorlagen.

Anhand der Spalte *all* kann nachvollzogen werden, wie viele der Schiffe jeweils durch die Attribute deutscher Manager, Operator, Owner, deutsche Flagge oder Bau auf deutscher Werft sowie Anlauf in deutschen Häfen Teil der Untersuchung wurden. Es ist zu sehen, dass über 70 % der Schiffe

bereits durch mindestens einen Hafenanlauf einen Berührungs punkt zur deutschen maritimen Wirtschaft hatten. Die Kriterien *Manager*, *Operator*, *Owner* und *Werft* treffen hingegen auf eine ähnliche Anzahl von Schiffen (zwischen 2.300 und 2.900 Einheiten) zu, während durch die deutsche Flagge lediglich 547 Schiffe Teil der Betrachtung wurden.

Auch kann aus der Darstellung der Anteil der jeweiligen Schiffstypen abgelesen werden. Daraus wird u. a. ersichtlich, dass Containerschiffe einen überproportional großen Anteil an deutschen *Managern* und *Ownern* aufweisen. Bei den Massengutfrachtern (*Bulker*) ist der Anteil der deutschen *Operator* im Vergleich zu den anderen Kriterien dagegen besonders hoch. Mit Blick auf die deutsche Flagge ist zudem auffällig, dass dieses Attribut durch die sonstigen Schiffe (inkl. Behördenschiffe) dominiert wird. Die weiteren Spalten der Abbildung 40 bieten darüber hinaus die Möglichkeit, die Überschneidungen zwischen den verschiedenen Kriterien sichtbar zu machen.

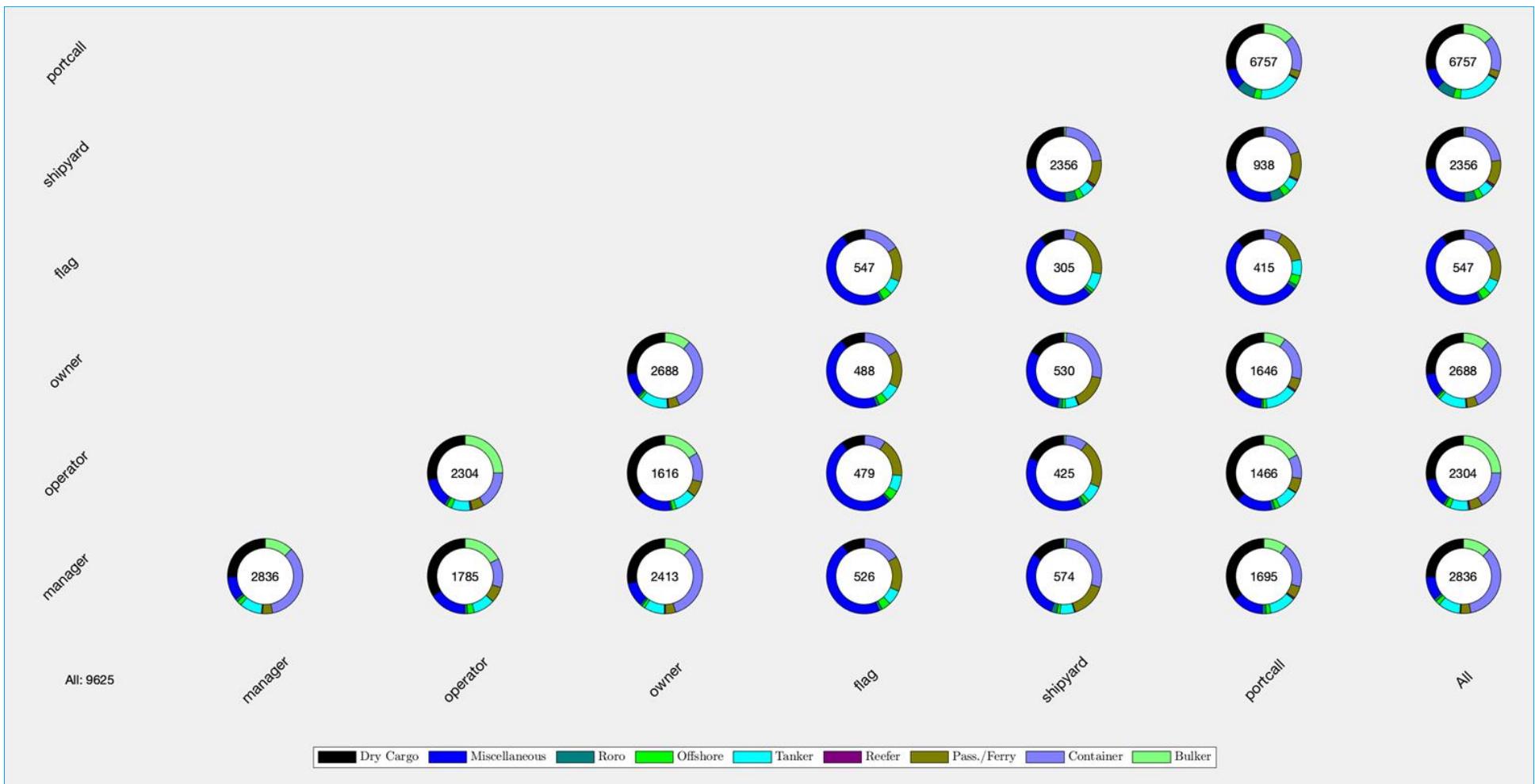


Abbildung 40 | Anzahl der betrachteten Seeschiffe nach Schiffstypen und Berührungspunkt zu Deutschland

Neben den Werften spielen aus baulicher und kraftstofftechnischer Perspektive die Motorenhersteller eine wichtige Rolle. Die unter den Hauptmotoren der fokussierten Seeschiffsflotte geläufigsten Hersteller sind MAN, Caterpillar, hauptsächlich vertreten durch ihre Marke MaK, und Wärtsilä. Die Anteile können der Abbildung 41 entnommen werden. MAN dominiert unter den betrachteten Schiffen mit einem Anteil von fast 40 % der Hauptmotoren. Während auch Caterpillar und Wärtsilä signifikante Anteile aufweisen, sind unter Sonstige über 50 weitere Motorenhersteller vertreten. Hinsichtlich der Entwicklung von Motorentechniken für alternative Schiffskraftstoffe haben sich insbesondere MAN ES und Wärtsilä hervorgetan (siehe auch Kapitel 2.1.3, 2.1.6 und 2.1.7).

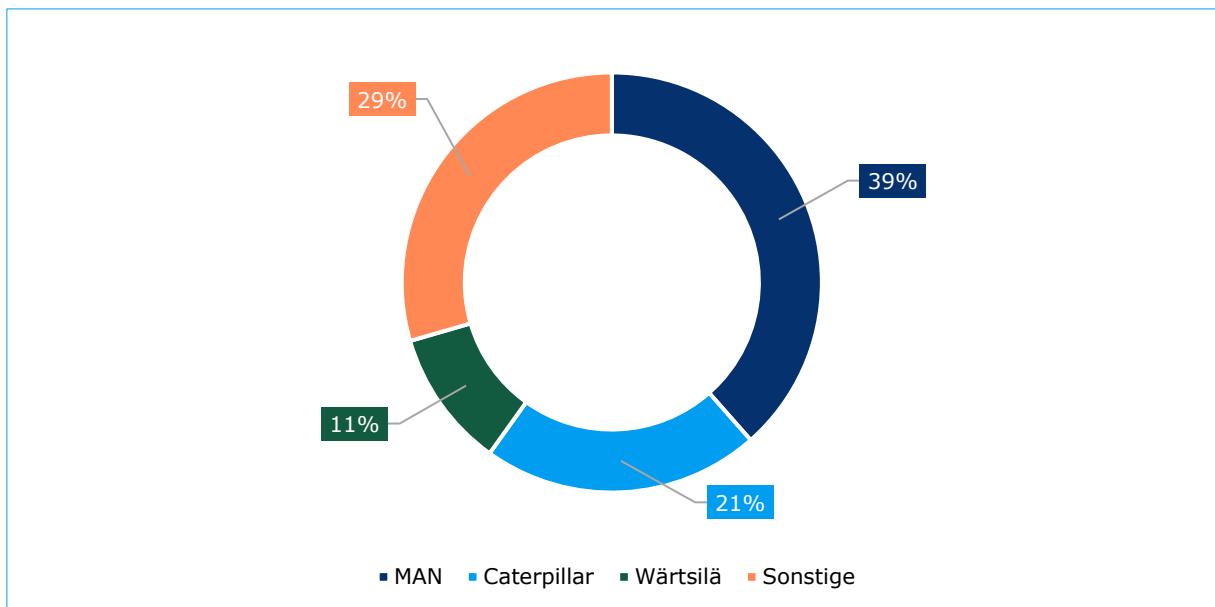


Abbildung 41 | Hersteller der Hauptmotoren der fokussierten Seeschiffsflotte (Stand 30. September 2021)

Zum Ende der Betrachtung wird ein Überblick über die weltweiten Fahrtgebiete und die korrespondierenden Hafenanläufe der untersuchten Schiffe geliefert. Die *Heatmap* in Abbildung 42 enthält die entsprechenden Informationen. Die Fahrtgebiete sind desto dunkler dargestellt, je mehr Schiffe sie anliefen. Daraus geht hervor, dass ein großer Anteil der betrachtete Flotte auch in den weiteren europäischen Ländern Häfen anlief und v. a. in West- und Nordeuropa der operative Schwerpunkt lag. Weitere hochfrequentierte Regionen waren die drei asiatischen Fahrtgebiete Südasien, Südostasien und Ostasien mit kumuliert knapp 100 Tsd. Hafenanläufen. Davon fielen allein im Fahrtgebiet Ostasien fast 50 Tsd. Hafenanläufe an, die durch 2.651 Schiffe erzeugt wurden.

Auch Nord- und Südamerika verzeichneten mit über 80 Tsd. der insgesamt 660 Tsd. Hafenanläufe einen Anteil von etwa einem Achtel. Die Mehrheit der Schiffsbewegungen kann dabei an der Ostküste der beiden Kontinente beobachtet werden. In Afrika ist die Westküste hervorzuheben, an der knapp 18 Tsd. Hafenanläufe von über 2 Tsd. Schiffen verzeichnet wurden, aber auch die nordafrikanische Küste, deren Aktivitäten dem Fahrtgebiet Mittelmeer zuzuordnen sind. Eine untergeordnete Bedeutung spielen dagegen die Fahrtgebiete Australien und Neuseeland, Neuguinea und Pazifik, Nordasien sowie die Süd- und Ostküste Afrikas. Die Auswertung des Anlaufverhaltens (Anteil der Schiffe mit mindestens einem Hafenanlauf im jeweiligen Fahrtgebiet) der einzelnen Schiffstypen und -größenklassen ist Teil des Kapitels 4.2.

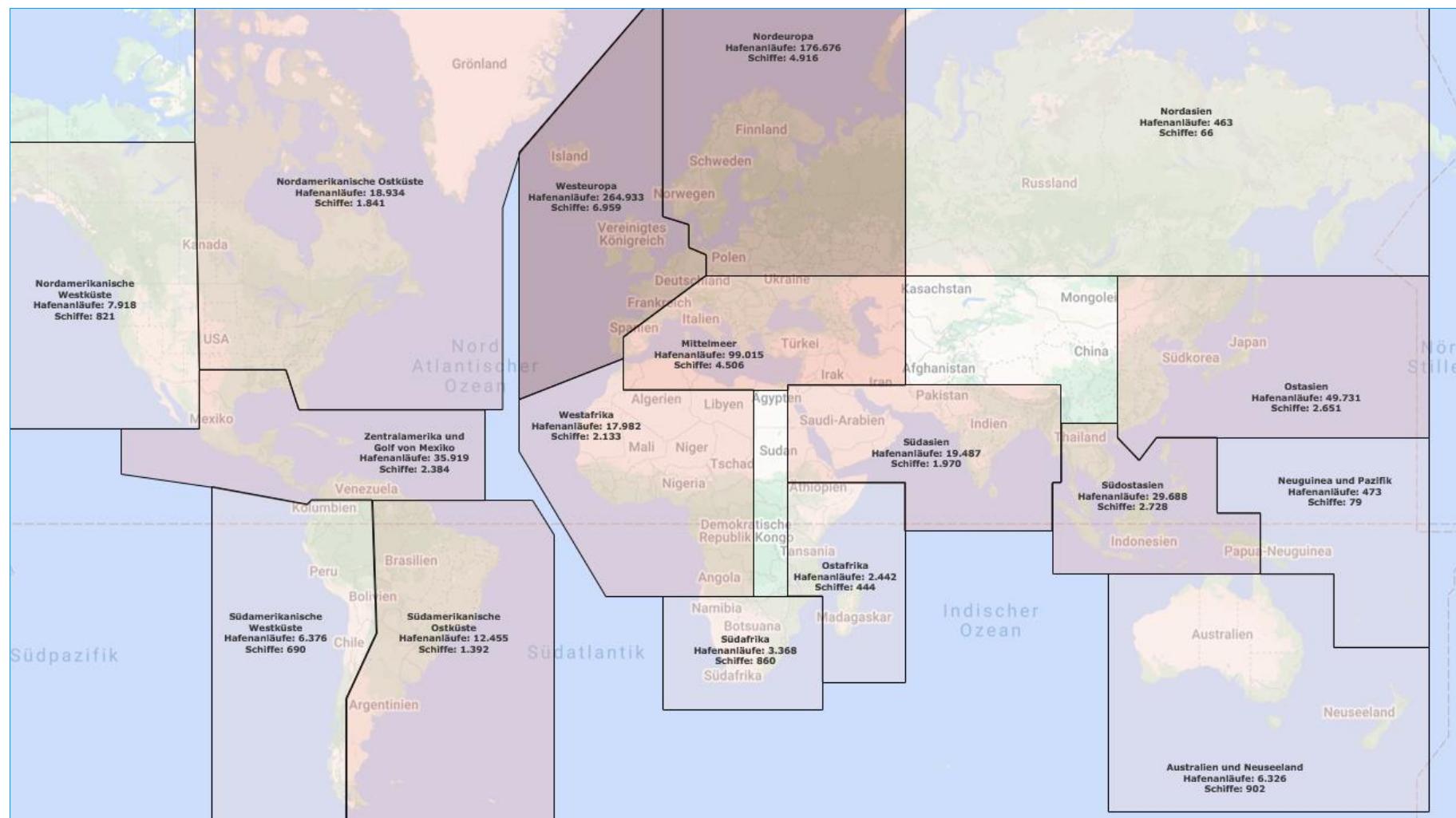


Abbildung 42 | Fahrgebiete mit korrespondierenden Hafenanläufen und Schiffen (2019)

3.1.2.2 Binnenschifffahrt

Aufgrund der eingeschränkten Automatisches Identifikationssystem (AIS)-Meldepflicht und den insgesamt lückenhaften Angaben zu den Merkmalen von Binnenschiffen ist lediglich eine verkürzte Betrachtung möglich. Die gesamte für die Untersuchung zur Verfügung stehenden Binnenschiffsflotte beläuft sich lediglich auf 530 Einheiten, die ausschließlich aufgrund von Anläufen in deutschen See- oder Binnenhäfen ermittelt wurde, da Informationen zu den Verwaltungsschwerpunkten nur in unzureichendem Maße bekannt sind. Es besteht hinsichtlich der nachfolgenden Attribute eine auswertbare Datenbasis:

- Schiffstyp
- Anzahl Schiffe
- Baujahr
- Hafenanläufe

Die untersuchbare Binnenschiffsflotte besteht knapp zur Hälfte aus Schiffen unter Sonstige (47 %), unter den übrigen Schiffstypen sind insbesondere die Ro-Ro-Passagierfähren (33 %) stark vertreten. Zudem gibt es kleinere Anteile an Stückgutschiffen (9 %), Tankmotorschiffen (6 %) und Behördenschiffen (4 %). Die Hafenanläufe der Binnenschiffe bewegten sich im Betrachtungsjahr 2019 konstant in einem Bereich von etwa 100 Stück, lediglich die einzigen beiden Massengutschiffe verzeichnen mit durchschnittlich 290 Stück deutlich mehr Hafenanläufe, während die Behördenschiffe mit durchschnittlich etwa 46 Hafenanläufen unter dem Niveau der übrigen Schiffstypen lagen. Das mittlere Alter der fokussierten Binnenschiffsflotte ist typischerweise sehr hoch (≈ 40 Jahre), lediglich die untersuchten Ro-Ro- und Massengutschiffe wurden durchschnittlich innerhalb der letzten 20 Jahre gebaut.

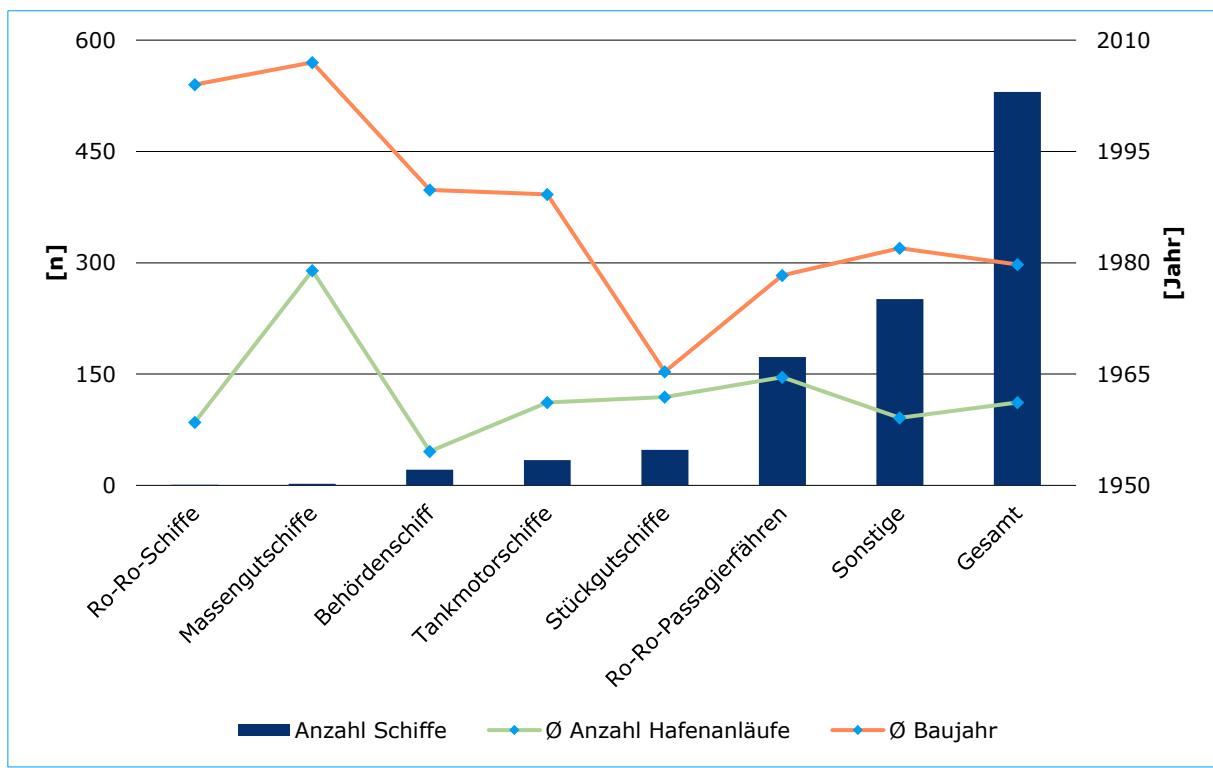


Abbildung 43 | Eigenschaften der betrachteten fokussierten Binnenschiffsflotte (2019)

Zur Auswertung des Anlaufverhaltens (Anteil der Schiffe mit mindestens einem Hafenanlauf im jeweiligen Fahrtgebiet) wurde zwischen 19 verschiedenen Fahrtgebieten unterschieden:

- | | |
|----------------------------|-----------------------------|
| 1 Nordsee | 2 Donau (Deutschland) |
| 3 Sonstige (Deutschland) | 4 Elbe (Deutschland) |
| 5 Nördliche Ostsee | 6 Rhein (Niederlande) |
| 7 Ems (Niederlande) | 8 Oder (Polen) |
| 9 Schelde (Niederlande) | 10 Donau (Österreich) |
| 11 Rhein (Schweiz) | 12 Weser (Deutschland) |
| 13 Maas (Niederlande) | 14 Schelde (Belgien) |
| 15 Ostsee (Deutschland) | 16 Sonstige (Niederlande) |
| 17 Elbe (Tschechien) | 18 Ems (Deutschland) |
| 19 Rhein (Deutschland) | |

Die Frequentierung durch den jeweiligen Anteil der Binnenschiffstypen kann in der Tabelle 24 nachvollzogen werden.

Schiffstyp	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Massengutschiffe	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Stückgutschiffe	7%	0%	0%	73%	13%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%
Tankmotorschiffe	0%	0%	0%	68%	11%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	11%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	26%
Ro-Ro-Schiffe	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
Ro-Ro-Passagierfähren	7%	1%	10%	57%	13%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	8%	1%	0%	5%	12%
Behördenschiffe	24%	0%	5%	29%	38%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	38%	0%	0%	5%	0%
Sonstige	13%	0%	6%	53%	15%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	6%	0%	0%	9%	0%	0%	4%	13%
Gesamt	11%	0%	7%	55%	15%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	5%	0%	0%	10%	0%	0%	4%	13%

Tabelle 24 | Anlaufverhalten* der betrachteten Binnenschiffe (2019)

*Anteil der Schiffe mit mindestens einem Hafenanlauf im jeweiligen Fahrtgebiet

3.1.3 Detailuntersuchung der Flotte

3.1.3.1 Schiffsdesign, Altersstruktur und Fahrverhalten

In dem ersten Teil der Detailanalyse werden die Durchschnitte der Attribute Tragfähigkeit/Tonnage, Baujahr, Tiefgang, Länge, Breite, Reiseentfernung und Geschwindigkeit ausgewertet. Die Gesamtübersicht der Werte für die verschiedenen Schiffstypen kann in Tabelle 25 nachvollzogen werden. Eine detaillierte Aufschlüsselung nach Größenklassen findet sich im Anhang in Tabelle 45.

Die Betrachtung der dwt belegt analog zum Bild der allgemeinen Flottenbetrachtung (siehe auch Kapitel 3.1.2), dass Containerschiffe, Massengutfrachter und Tanker, die den globalen Seehandel maßgeblich prägen, auch die tragfähigsten Schiffe aufweisen. Ebenso bekräftigt die Anzahl dieser Schiffe (siehe auch Tabelle 44) deren Relevanz und den bekannteren hohen Anteil an der Gesamttransportleistung der Flotte. Die nach BRZ bemessenen Schiffe werden bezüglich ihrer Größe von den Kreuzfahrtschiffen dominiert.

Die Altersstruktur der deutschen Seeschiffssflotte wurde, um eine Eindeutigkeit der Daten zu gewährleisten, anhand des durchschnittlichen Baujahres ausgewertet. Dabei kann für nahezu alle Schiffstypen die Entwicklungstendenz beobachtet werden, dass mit abnehmendem Alter höhere Tragfähigkeiten bzw. Tonnagen auftreten. Der Trend zur Vergrößerung der Kapazität und damit gleichzeitig auch der Ausmaße (siehe durchschnittliche Länge und Breite) neuer Schiffe hat besonders in den letzten 5 - 10 Jahren eine dynamische Entwicklung genommen. Die zukünftige Tendenz ist u. a. stark vom Schiffstyp abhängig, so sind bspw. verschiedenste infrastrukturelle Restriktionen (Hafentiefen, Kanalausmaße etc.) zu berücksichtigen, bei denen die größten Schiffstypen an ihre Grenzen stoßen können.

Zur allgemeinen Altersstruktur der Flotte kann festgehalten werden, dass insbesondere die untersuchten Containerschiffe, Massengutfrachter und Tanker bei Annahme einer Lebensdauer von 20 - 30 Jahren noch vergleichsweise jung sind. Dagegen weisen v. a. die Ro-Ro-Schiffe, die Ro-Ro-/Passagierfähren und die reinen Passagierschiffe ein hohes Alter auf.

Während auf die Länge und Breite der Schiffe bereits eingegangen wurde, kann der Tiefgang bei größeren Schiffen u. a. als Maß für den Ladezustand der Schiffe angesehen werden. Bei allen Schiffstypen steigt mit der Tragfähigkeit/Tonnage auch der Tiefgang.

Bei der Reisegeschwindigkeit zeigen sich insbesondere bei Schiffstypen und -größenklassen Ausschläge nach oben, in denen tendenziell zeitkritische (hoher Wertverlust/Zeit) Güter transportiert werden, wie bspw. Ware in Containern oder Fahrzeuge. Auch in der Passagierschifffahrt sind höhere Geschwindigkeiten zu verzeichnen, während in den übrigen Schiffstypen bei relativ konstantem Tempo gefahren wird ($\approx 10 \text{ kn}$).

Die Reiseentfernung steigt in den meisten Fällen gemeinsam mit der Tragfähigkeit/Tonnage. Dies kann insbesondere darin begründet liegen, dass große Schiffe i. d. R. für längere Wege ausgelegt sind und sich auf diese Weise das Verhältnis zwischen der Zeit für Hafenaufenthalte und Fahrten zugunsten der zurückgelegten Entfernung verändert.

Schiffstyp	Einheit	Durchschn. Tragfähigkeit / Tonnage [dwt/BRZ]	Durchschn. Baujahr	Durchschn. Tiefgang [m]	Durchschn. Länge [m]	Durchschn. Breite [m]	Durchschn. Geschwindigkeit (Median) [kn]	Durchschn. Reiseentfernung [sm]
Containerschiffe	dwt	61.058	2007	10,0	240,7	34,1	13,3	70.236
Stückgutfrachter	dwt	7.906	2000	5,2	106,3	16,0	9,2	38.829
Massengutfrachter	dwt	72.803	2011	9,8	211,0	32,8	9,5	51.319
Öltanker	dwt	78.260	2005	9,0	205,1	33,9	8,5	40.904
Chemikalentanker	dwt	21.163	2007	7,2	142,3	22,6	9,5	41.706
Andere Flüssigtanker	dwt	11.274	2001	6,5	122,5	18,9	11,8	51.006
LPG-Tanker	dwt	12.247	2006	6,4	129,2	20,1	10,8	46.685
LNG-Tanker	dwt	65.893	2011	8,9	237,6	36,9	13,1	70.723
Kühlschiffe	dwt	8.333	1991	6,4	129,1	19,6	10,7	46.723
Offshoreschiffe	dwt	2.673	2001	4,2	63,8	16,9	9,3	9.680
Autotransporter	dwt	19.817	2008	8,5	197,1	32,0	13,8	90.933
Ro-Ro-Schiffe	dwt	11.655	2000	6,2	167,5	23,7	13,9	61.616
Ro-Ro-/Passagierfähren	dwt	4.007	1993	4,9	140,4	22,3	14,4	35.465
Passagierschiffe	BRZ	3.422	1982	3,0	66,3	12,2	10,6	27.784
Kreuzfahrtschiffe	BRZ	66.429	2001	7,0	230,3	29,4	13,2	65.394
Behördenschiffe	BRZ	881	1997	2,8	42,4	10,5	9,4	8.235
Yachten	BRZ	2.717	2002	3,8	45,1	6,4	10,8	9.280
Sonstige	BRZ	1.823	1990	4,1	51,4	12,1	7,7	9.111

Tabelle 25 | Seeschiffsflottenauswertung der Schiffsmaße, des Alters und des Fahrverhaltens (2019)

3.1.3.2 Motoren- und Kraftstoffeigenschaften

Die Untersuchung der Motoren- und Kraftstoffeigenschaften wird aufgrund der Vielzahl der untersuchten Merkmale in drei Abschnitte aufgeteilt:

- 1 | Auswertung der Haupt- und Hilfsmotorentypen (siehe Tabelle 26, detaillierte Aufschlüsselung nach Größenklassen im Anhang in Tabelle 46)
- 2 | Auswertung der Haupt- und Hilfsmotorenleistungen (siehe Tabelle 27, detaillierte Aufschlüsselung nach Größenklassen im Anhang in Tabelle 47)
- 3 | Auswertung der Primärkraftstoffe und Abgasnachbehandlungsanlagen (siehe Tabelle 28, detaillierte Aufschlüsselung nach Größenklassen im Anhang in Tabelle 48)

Die Betrachtung der Hauptmotorenhersteller unterstreicht die in der allgemeinen Flottenbetrachtung (siehe auch Kapitel 3.1.2) herausgestellten hohen Marktanteile von MAN sowie Caterpillar (inkl. MaK). Bei ausgewählten Schiffstypen, bspw. in der Kreuzschifffahrt mit Wärtsilä, weisen aber auch die Produkte andere Motorenhersteller eine hohe Marktdurchdringung auf.

Hinsichtlich des Antriebskonzepts kann vorwiegend zwischen klassischen Dieselmotorantrieben und diesel-elektrischen Antrieben unterschieden werden. Vereinzelt kommen darüber hinaus Turbinen zum Einsatz (siehe auch Kapitel 2.1.2.5). In fast allen Schiffstypen und -größenklassen werden nahezu ausschließlich Dieselmotoren zum Antrieb genutzt, allerdings haben sich insbesondere bei Offshoreschiffen, Ro-Ro-Passagierfähren und Kreuzfahrtschiffen auch diesel-elektrische Antriebe etabliert und weisen teilweise den größten Anteil auf. Demnach kommen diesel-elektrische Antriebskonzepte insbesondere bei Schiffstypen mit stark wechselndem Lastprofil zum Einsatz (siehe auch Kapitel 4.4).

Das Verhältnis zwischen 2-Takt- und 4-Takt-Motoren bei der Hauptmaschine bildet v. a. das Anforderungsprofil (Leistungsdichte, Manövriergeschicklichkeit, Effizienz) des jeweiligen Schiffstyps ab (siehe auch Kapitel 2.1.2.5). Bei den Hilfsmaschinen handelt es sich bis auf marginale Ausnahmen um 4-Takt-Motoren.

Hinsichtlich der Haupt- und Hilfsmotorenleistungen lässt sich innerhalb der einzelnen Schiffstypen eine Korrelation zur Tragfähigkeit/Tonnage feststellen. Die schiffstypübergreifende Betrachtung zeigt dagegen große Unterschiede der Leistungsniveaus bei vergleichbarer Tragfähigkeit/Tonnage. Dies unterstreicht die stark differierenden Leistungsanforderungen (bspw. Kreuzfahrtschiff mit extensivem Hotelbetrieb vs. Trockenmassengutfrachter mit geringem Energieaufwand neben dem Antrieb), die in höheren Kraftstoffverbräuchen und Emissionen münden (siehe auch Kapitel 3.1.4).

Die Verteilung der Primärkraftstoffe ordnet den allgemeinen Überblick zum Kraftstoffmix aus dem Kapitel 3.1.2 ein und ermöglicht eine genauere Aussage, bei welchen Schiffstypen bereits auf LNG zurückgegriffen wird. Demnach ist der Einsatz in LNG-Tankern, bei denen der Ursprung von LNG als Schiffskraftstoff (Verbrennung der eigenen Ladung) liegt, am fortgeschrittensten. Daneben wird LNG auch bei anderen Tankern genutzt, ist aber insbesondere bei kleineren Ro-Ro-/Passagierfähren bereits verbreitet (jeweils 15 % bei den Größenklassen von 0 bis 1.999 dwt). Alternative Schiffskraftstoffe werden (mit Ausnahme von Methanol durch die „Stena Germanica“) von der fokussierten Seeschiffsflotte bislang nicht genutzt.

Der Anteil der verbauten SOx- Abgasnachbehandlungsanlagen korrespondiert nach Verschärfung der Schwefelgrenzwerte (siehe auch Kapitel 2.1.2) im Wesentlichen mit der Nutzung von hochschwefeligem HFO/MDO/MGO als Primärkraftstoff. NOx-Abgasnachbehandlungsanlagen werden bisher u. a. aufgrund der weniger restriktiven Regularien lediglich vereinzelt genutzt.

Schiffstyp	Führende(r)	Anteil	Anteil Dieselantrieb	Anteil diesel-elektrischer Antrieb	Anteil 2-Takt (Hauptmaschine)	Anteil 4-Takt (Hauptmaschine)
	Hauptmotorenhersteller					
Containerschiffe	MAN	56%	100%	0%	81%	19%
Stückgutfrachter	Caterpillar (mit MaK)	44%	99%	1%	11%	89%
Massengutfrachter	MAN	76%	100%	0%	95%	5%
Öltanker	MAN	61%	99%	1%	74%	26%
Chemikalentanker	MAN	54%	99%	1%	53%	47%
Andere Flüssigtanker	Wärtsilä	38%	100%	0%	0%	100%
LPG-Tanker	MAN	49%	100%	0%	71%	29%
LNG-Tanker	MAN, Wärtsilä	33%	75%	8%	42%	42%
Kühlschiffe	B&W	38%	100%	0%	67%	33%
Offshoreschiffe	Caterpillar (mit MaK)	44%	77%	22%	0%	100%
Autotransporter	MAN	54%	100%	0%	97%	3%
Ro-Ro-Schiffe	Caterpillar (mit MaK)	31%	97%	2%	19%	81%
Ro-Ro-/Passagierfähren	Caterpillar (mit MaK)	33%	84%	13%	4%	96%
Passagierschiffe	Caterpillar (mit MaK)	35%	100%	0%	0%	100%
Kreuzfahrtschiffe	MAN	29%	38%	58%	2%	95%
Behördenschiffe	MTU	46%	75%	19%	0%	100%
Yachten	Caterpillar (mit MaK)	42%	91%	7%	0%	100%
Sonstige	Caterpillar (mit MaK)	23%	93%	6%	4%	96%
Gesamt	MAN	39%	97%	3%	49%	51%

Tabelle 26 | Seeschiffsflottenauswertung der Haupt- und Hilfsmotorentypen (Stand 30. September 2021)

Schiffstyp	Durchschn. mechanische Gesamtleistung [kW]	Durchschn. elektrische Gesamtleistung [kW]	Durchschn. mechanische Hauptmaschinenleistung [kW]	Durchschn. mechanische Hilfsmaschinenleistung [kW]	Durchschn. elektrische Hilfsmaschinenleistung [kW]
Containerschiffe	38.949	8.677	32.334	8.265	8.173
Stückgutfrachter	3.749	1.123	3.207	999	777
Massengutfrachter	11.129	1.952	9.341	2.183	1.913
Öltanker	13.334	2.975	10.853	3.475	2.799
Chemikalentanker	7.567	2.274	5.861	2.215	2.021
Andere Flüssigtanker	4.069	1.763	3.044	1.391	1.279
LPG-Tanker	7.681	2.709	5.697	2.690	2.414
LNG-Tanker	30.679	10.077	23.040	10.049	9.974
Kühlschiffe	7.703	2.906	6.886	3.480	3.105
Offshoreschiffe	8.074	5.467	7.492	1.717	1.259
Autotransporter	17.137	3.216	14.230	4.246	3.571
Ro-Ro-Schiffe	14.144	3.641	12.601	2.822	2.675
Ro-Ro-/Passagierfähren	17.959	8.061	16.776	3.846	4.058
Passagierschiffe	3.709	802	3.595	806	758
Kreuzfahrtschiffe	43.435	36.469	40.970	9.870	5.022
Behördenschiffe	1.926	2.023	1.842	487	771
Yachten	250	60	250	/	60
Sonstige	3.484	2.109	3.244	650	758

Tabelle 27 | Seeschiffsflottenauswertung der Haupt- und Hilfsmotorenleistungen (Stand 30. September 2021)

Schiffstyp	Anteil VLS/ULS IFO/MDO/MGO	Anteil HS IFO/MDO/MGO	Anteil Bio-Fuels	Anteil LNG	Anteil Ethan	Anteil Methanol	Anteil SOx-Abgas- nachbehandlung	Anteil NOx-Abgas- nachbehandlung
Containerschiffe	81%	18%	0%	0%	0%	0%	18%	0%
Stückgutfrachter	98%	2%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Massengutfrachter	87%	12%	0%	0%	0%	0%	13%	0%
Öltanker	87%	9%	0%	3%	0%	0%	11%	3%
Chemikalentanker	94%	6%	0%	1%	0%	0%	6%	4%
Andere Flüssigtanker	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
LPG-Tanker	91%	5%	0%	2%	2%	0%	4%	3%
LNG-Tanker	40%	0%	0%	60%	0%	0%	0%	0%
Kühlschiffe	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Offshoreschiffe	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	8%
Autotransporter	86%	13%	0%	0%	0%	0%	13%	1%
Ro-Ro-Schiffe	57%	42%	0%	1%	0%	0%	39%	8%
Ro-Ro-/Passagierfähren	69%	25%	0%	6%	0%	1%	23%	4%
Passagierschiffe	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Kreuzfahrtschiffe	49%	50%	0%	1%	0%	0%	45%	7%
Behördenschiffe	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%
Yachten	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Sonstige	99%	0%	1%	1%	0%	0%	0%	1%
Gesamt	89%	10%	0%	1%	0%	0%	10%	2%

Tabelle 28 | Seeschiffsflottenauswertung der Primärkraftstoffe und Abgasnachbehandlungsanlagen (Stand 30. September 2021)

3.1.3.3 Berührungspunkte zu Deutschland

Die Auswertung der Berührungspunkte zu Deutschland baut auf der in Kapitel 3.1.2.1 bereits für die fokussierte Flotte durchgeföhrten Betrachtung auf und präzisiert diese in Tabelle 29 für die verschiedenen Schiffstypen. Eine detaillierte Aufschlüsselung nach Größenklassen ist im Anhang in Tabelle 49 enthalten.

Die allgemeine Flottenbetrachtung hat gezeigt, dass lediglich ca. 6 % der untersuchten Schiffe unter deutscher Flagge fahren. Die Schiffstypen mit dem größten Anteil sind die Behördenschiffe (95 %), denen ein Ausflaggen faktisch verwehrt ist. Die betrachteten Behördenschiffe fahren nicht vollständig unter deutscher Flagge, da sie zum Teil mittlerweile veräußert und im Zuge dessen umgeflaggt wurden. Daneben führen auch Passagierschiffe (47 %), Ro-Ro-/Passagierfähren (20 %) und die Schiffe unter ‚Sonstige‘ (23 %) vermehrt die deutsche Flagge. Auffällig ist zudem ein überdurchschnittlicher Anteil von Containerschiffen mit deutscher Flagge in den Größenklassen von 80.000 bis 159.999 dwt (10 % bzw. 14 %), der u. a. in den unter hiesiger Flagge fahrenden Flottenanteilen der Hapag-Lloyd AG begründet liegt.

Bezüglich der Anteile der *Manager*, *Operator* und *Owner* sind nur schwer Zusammenhänge auf der Makroebene nachzuvollziehen. Der Einfluss deutscher Massengutreedereien schlägt sich im Bereich der *Operator* insbesondere bei den Massengutfrachtern in der Größenklasse ab 120.000 dwt nieder. Die Wahrnehmung mehrerer Funktionen durch ein Unternehmen verursacht bei vielen Schiffstypen und -größenklassen Überschneidungen der Anteile von *Managern*, *Operatoren* und *Ownern*.

In den Anteilen der Schiffe mit deutschem Erbauer an der fokussierten Seeschiffsflotte spiegeln sich im Wesentlichen die Spezialisierungen der hiesigen Werftenindustrie in der jüngeren Vergangenheit wider. Diese hatte sich insbesondere auf den Bau von Kreuzfahrtschiffen (51 % der fokussierten Seeschiffsflotte mit deutscher Werft), Yachten (83 %), Fähren (Ro-Ro-Schiffe 59 %, Ro-Ro/Passagierfähren 67 %, Passagierschiffe 85 %) und Behördenschiffe (79 %) konzentriert. Bei Containerschiffen, Massengutfrachtern und Tankern hingegen sind die Anteile deutscher Werften eher gering und sind vorwiegend in den kleineren Tragfähigkeits-/Tonnageklassen vertreten.

Die Auswertung des Anlaufverhaltens in 2019 wurde nicht in der Flottenbetrachtung durchgeführt, sondern ist zweckgemäß Teil des Kapitels 4.2 zur Verfügbarkeit alternativer Schiffskraftstoffe und aufkommender Allokationsprobleme. Die entsprechenden Informationen können demnach der Tabelle 51 entnommen werden. Es ist zu beachten, dass die Hafenanläufe an der deutschen Ostseeküste dem Fahrtgebiet Nordeuropa und die Hafenanläufe an der deutschen Nordseeküste dem Fahrtgebiet Westeuropa zugeordnet sind. Daraus lässt sich u. a. erkennen, dass Westeuropa (inkl. deutsche Nordsee) als Ausgangspunkt des europäischen Automobiltransports von 99 % der Autotransporter angesteuert wurde, während dies in Nordeuropa (inkl. deutsche Ostsee) nur für 36 % der Fall war. Ein ähnlicher Effekt ergibt sich auch für die Containerschiffe, von denen 51 % der fokussierten Seeschiffsflotte Hafenanläufe in Westeuropa hatten, hingegen nur 16 % (tendenziell v. a. Feederschiffe) in Nordeuropa. Die für die deutsche maritime Wirtschaft besonderes relevanten Kreuzfahrtanläufe hatten in Westeuropa 75 % aller betrachteten Kreuzfahrtschiffe und in Nordeuropa 65 % aller Kreuzfahrtschiffe.

Schiffstyp	Anteil mit deutscher Flagge	Anteil mit deutschem Manager	Anteil mit deutschem Operator	Anteil mit deutschem Owner	Anteil mit deutscher Werft
Containerschiffe	4%	48%	19%	42%	26%
Stückgutfrachter	2%	30%	26%	29%	26%
Massengutfrachter	0%	26%	44%	23%	1%
Öltanker	6%	20%	9%	25%	16%
Chemikalentanker	1%	16%	13%	20%	5%
Andere Flüssigtanker	0%	19%	5%	0%	19%
LPG-Tanker	3%	28%	22%	33%	12%
LNG-Tanker	0%	58%	17%	25%	17%
Kühlschiffe	0%	18%	26%	21%	36%
Offshoreschiffe	8%	20%	20%	13%	25%
Autotransporter	1%	5%	4%	2%	2%
Ro-Ro-Schiffe	2%	7%	4%	8%	59%
Ro-Ro-/Passagierfähren	20%	23%	23%	30%	67%
Passagierschiffe	47%	51%	51%	51%	84%
Kreuzfahrtschiffe	0%	20%	22%	16%	51%
Behördenschiffe	95%	95%	96%	95%	79%
Yachten	1%	6%	6%	6%	83%
Sonstige	23%	25%	26%	23%	48%

Tabelle 29 | Seeschiffsflottenauswertung der verwaltungstechnischen und baulichen Berührungs punkte zu Deutschland (Stand 30. September 2021)

3.1.4 Energieverbrauch und Emissionen

3.1.4.1 Energieerzeuger und Energieverbraucher

Das 2-Takt-basierte Antriebskonzept mit direkt angetriebenem Festpropeller basiert auf dem Gedanken, die Hauptmaschine mit Schweröl und die Hilfsdiesel mit Marinediesel-Kraftstoffen (Destillaten bzw. Mitteldestillaten) zu betreiben. Zunehmender Kostendruck und die Tauglichkeit auch mittelschnelllaufende 4-Takt Dieselmotoren mit Schweröl zu betreiben, führten dazu auch diese mit Rückstandsölen anzutreiben. Die in den letzten Jahren in vielen Häfen aufgestellte Forderung nur noch Dieselkraftstoff zu verwenden, führt jedoch wiederum dazu, dass die Hilfsdieselmotoren zumindest in den Häfen mit Diesel betrieben werden. Ähnliche Bewegungen gab es bei Inkrafttreten der 0,1 %-Schwefelgrenze innerhalb, und der 0,5 % Schwefel-Grenze außerhalb der SECA, die letztere ist gültig seit Januar 2020. Andererseits ermöglicht der Einsatz von SO_x- Abgasnachbehandlungsanlagen auch den Einsatz höherschwefeliger Rückstandsöle oder Destillate. Alternativ können Rückstandsöle mit niedrigschwefeligen Destillaten geblendet werden, bis der jeweilige Schwefelgrenzwert erreicht wird. Daher kann davon ausgegangen werden, dass auch die zur Stromerzeugung eingesetzten Dieselgeneratoren zum überwiegenden Teil mit Schweröl bzw. mit Mischkraftstoffen, welche zu großen Teilen aus Rückstandsbrennstoffen bestehen, betrieben werden. Speziell der Einsatz von *Blends* macht es (auch aufgrund unterschiedlicher Heizwerte und Dichten bzw. Viskositäten) sehr schwierig, eine faire Abschätzung des Verbrauchs von Kraftstoffen mit unterschiedlichen Emissionskoeffizienten durchzuführen. Weitere Herausforderungen entstehen dadurch, dass z. B. von der schwerölgetriebenen Hauptmaschine erzeugte Energieströme teilweise nicht der Propulsion, sondern der Erzeugung elektrischer Energie zugeführt werden. Dies ist bspw. beim Einsatz eines Wellengenerators der Fall. Energetisch noch anders zu betrachten ist die Nutzung der sonst als Verlustenergie anfallenden Abgasenergie. Die Abgaswärme wird entweder direkt (im Falle einer Abgasturbine) oder indirekt (durch Umwandlung der Abgasenergie in Dampf) in einer Dampfturbine zur Erzeugung elektrischen Stromes genutzt. Eine genaue Betrachtung müsste auch kleinere Mengen verschiedener Kraftstoffe (wie z. B. die 1 – 2 % als *Pilot Fuel* eingesetzten Dieselkraftstoffe in Gas- bzw. *Dual Fuel*-Motoren) berücksichtigen.

Für eine aussagekräftige Bewertung des Energieverbrauchs bzw. einer CO₂-Bilanz macht es demnach Sinn, das gesamte Schiff als geschlossenes System zu betrachten, dem über die Kraftstoffe eine bestimmte Energiemenge zugeführt wird, die sich dann auf die verschiedenen Verbraucher und Verluste aufteilt. Dazu ist die Kenntnis des Verbrauches aller Kraftstoffe und deren Art bzw. Eigenschaften erforderlich.

Da diese Angaben schwer zu erhalten sind (und auch schwanken) wird für diese Studie der Ansatz verfolgt die Kraftstoffverbräuche anhand des Energiebedarfes abzuschätzen und diesen auf die verschiedenen Bedarfe aufzuteilen. Dabei werden folgende Randbedingungen gesetzt:

- 1 | Es wird nur das fahrende Schiff auf See betrachtet und dafür Geschwindigkeit und Antriebsleistung auf den Normalfall, d. h. 75 - 80 % der Antriebsleistung gesetzt.
- 2 | Wenn anfallende Wärme genutzt wird, wird diese hier nur berücksichtigt, wenn sie (z. B. in einer Abgasturbine oder einer Dampfturbine) in elektrische Energie verwandelt wird. Das heißt, z. B. im Abgaskessel oder Hilfskessel in Dampf umgewandelte Energie, die zu Heizzwecken (z. B. Schweröl-Vorwärmung) genutzt wird, wird hier nicht separat bestimmt und angegeben.
- 3 | Weitere interne Energiekreisläufe wie z. B. die Nutzung des BOG eines LNG-Tankers zum Antrieb von Haupt- oder Hilfsmotoren werden nicht gesondert betrachtet.

- 4 | Betrachtet werden Energieverbräuche, die sich aus der Nutzung alternativer Kraftstoffe ergeben (z. B. für die Rückverflüssigung von LNG-BOG) und Verbräuche, die sich aus der Einhaltung von Schadstoffemissionsgrenzwerten ergeben (z. B. Antrieb der Pumpen für SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen, Strombedarf für Dosierpumpen, NO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen oder auch die Ballast-Wasser-Reinigungsanlage).
- 5 | Die Abschätzungen erfolgen an ausgewählten Beispiel-Schiffen, für die die Datenlage referenzierbar und hinreichend ist. Diese wurden so gewählt, dass sie typische Fälle für verschiedene Größen und Einsätze repräsentieren. Auf die Besonderheiten wird jeweils eingegangen.
- 6 | In den Fällen, wo der genaue spezifische Kraftstoffverbrauch nicht bekannt war, wurden für große 2-Takt-Motoren 165 g/kWh und für mittelschnelllaufende 4-Takt-Motoren 190 g/kWh angenommen.
- 7 | Die Angabe des spezifischen Kraftstoffverbrauches von Motoren bezieht sich immer auf den unteren Heizwert von Dieselkraftstoff (11,9 kWh/kg). Bei der überschlägigen Bestimmung des ungefähren Kraftstoffverbrauches in t/h (Leistung in kW x spezifischer Kraftstoffverbrauch in g/kWh) in den Sankey-Diagrammen wurde dieser nicht auf den Heizwert von Schweröl umgerechnet, da dieser mit der Qualität des verwendeten Schweröls schwankt und i. d. R. nicht bekannt ist.

Die Erläuterung der in dieser Studie verwendeten Betrachtungsweise erfolgt am qualitativen Beispiel in Abbildung 44.

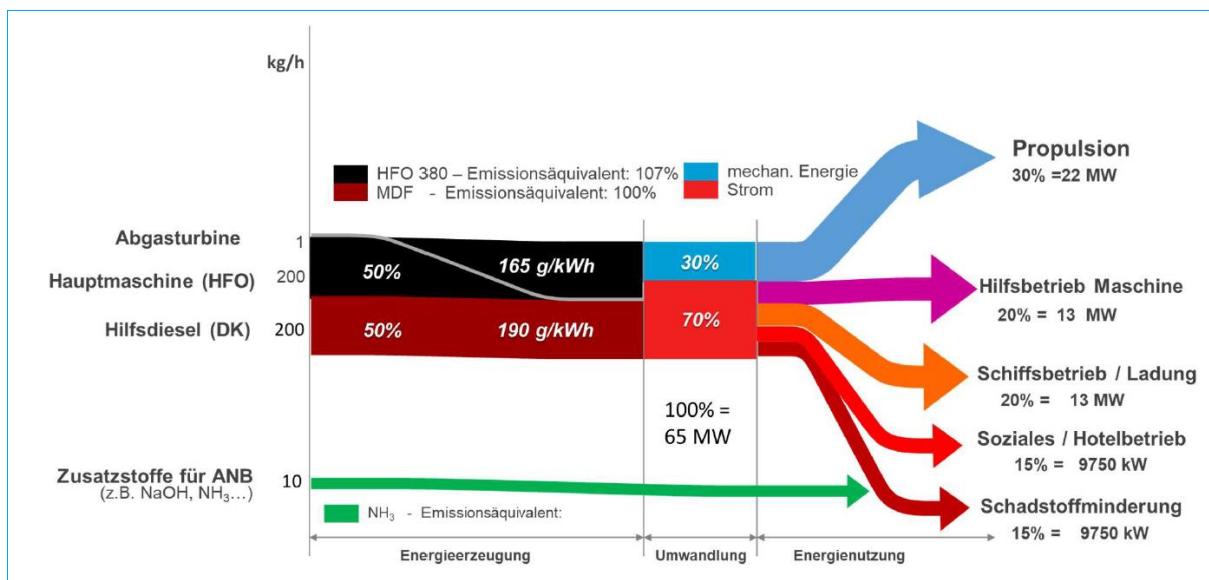


Abbildung 44 | Qualitatives Beispiel für ein Sankey-Diagramm

In dieser Demonstration wird davon ausgegangen, dass die Hauptmaschine mit HFO, die Hilfsdieselmotoren mit Destillatkraftstoff betrieben werden. Es wird unterstellt, dass dabei je 200 kg/h des jeweiligen Kraftstoffes verbraucht werden. Eine Besonderheit stellt die hier angedeutete Nutzung einer Abgasturbine dar, die evtl. mit 1 % zur Erzeugung von elektrischer Energie beiträgt, jedoch mit Abgas aus der (schwerölbetriebenen) Hauptmaschine angetrieben wird, was letztlich, in unserem Beispiel, zu einem Mehrverbrauch von 1 kg/h HFO führt. Die dabei entstandene Gesamtenergie wird in diesem Beispiel nur zu 30 % in mechanische Energie zum Vortrieb verwendet, 70 % der Energie werden in Generatoren in Strom verwandelt. Dabei werden 14 % des Stromes über den Wellengenerator erzeugt, haben somit grundsätzlich Schweröl als Quelle, während die restlichen 86 % des Stromes durch die Verbrennung von Dieselkraftstoff in

den Dieselgeneratorsets generiert werden. Dieser (in seiner Herkunft im Verhältnis 86:14 gemischter) Strom verteilt sich dann auf die Haupteinsatzgebiete:

- Hilfsbetrieb Maschine
- Schiffsbetrieb/Ladung
- Soziales/Hotelbetrieb
- Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionsgesetzgebung

Für die Behandlung von Abgasschadstoffen notwendige Betriebsstoffe (wie z. B. Ammoniak für NO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen) werden gesondert ausgewiesen, da sie nicht zur Energieerzeugung dienen, deren Verbrauch jedoch mit Blick auf die Emissionen berücksichtigt werden muss.

Mit den, dieser Darstellung entnehmbaren, Angaben ließen sich die Energieverbräuche der Hauptabnehmer prozentual den Primärenergiequellen (z. B. Diesel und Rückstandsbrennstoffe aber auch LNG und Ammoniak) mit ihren jeweiligen Emissionsäquivalenten zuordnen. Verlustenergien werden hier nicht gesondert betrachtet, da sie (über den Verbrauch in g/kWh) bereits eingepreist sind. Zudem spielen sie bei der tatsächlichen Energieaufnahme durch die Verbraucher und letztlich (bei Kenntnis des tatsächlichen Kraftstoffverbrauches) bei der Abschätzung der CO₂-Bilanz keine Rolle, solange nicht die Qualität der Energieumwandlung in den einzelnen Komponenten diskutiert werden soll.

Die nachfolgende Einteilung der Verbraucher erfolgte v. a. mit dem Ziel, die Unterschiede bei Schiffen mit verschiedenen Hauptaufgaben herauszustellen.

Gruppe 1: „Hilfsbetrieb Maschine“ erfasst alle Verbraucher, die direkt und indirekt der Sicherstellung von Propulsion und Stromerzeugung dienen. Dazu zählen z. B. Brennstoff-, Kühlwasser- und Schmierölpumpen aber auch Kraftstoff- und Schmierölseparatoren.

Gruppe 2: „Schiffsbetrieb/Ladung“ enthält alle Verbraucher, die für den Schiffsbetrieb auf See erforderlich sind (z. B. Beleuchtung, Raumlüftung, Computer etc.) und die im Zusammenhang mit der Ladung entstehen (Heizen oder Kühlen der Ladung, Belüftung der Laderäume u. Ä.).

Gruppe 3: „Soziales/Hotelbetrieb“ beinhaltet alle Verbraucher, die im Zusammenhang mit der Versorgung der Menschen an Bord stehen wie z. B. Küche, Wäsche, Abfallentsorgung, Klimatisierung der Wohn- und Aufenthaltsräume. Außerdem ist in diesem Punkt auch der sogenannte Hotelbetrieb berücksichtigt, bei dem im Fall von Passagierschiffen alle eben genannten Verbräuche stark ansteigen und oft weitere Verbraucher hinzukommen, wie z. B. Befüllen und Heizen von Swimmingpools.

Gruppe 4: „Schadstoffminderung“ fasst den Energieaufwand zusammen, der zur Einhaltung von Emissionsgrenzwerten notwendig ist (sowohl Abgas als auch z. B. Bilgen- und Ballastwasseraufbereitung)

3.1.4.2 Schiffsspezifische Verbraucher und Kraftstoffeinsatz

Containerschiff

Im Bereich der Containerschiffe wurden für verschiedene Größen verschiedene Beispiele unterschiedlicher Reedereien gewählt:

- a) Kleines Containerschiff (4.700 TEU): „X-Press Guernsey“ (IMO-Nr.: 9631876)
- b) Großes Containerschiff: (11.000 TEU) „CMA CGM Thalassa“ (IMO-Nr.: 9356294)

Für beide Schiffe wurden die Fälle

- ohne Betrieb der Reefer (Kühlcontainer) und
- mit Betrieb der Kühlcontainer

betrachtet.

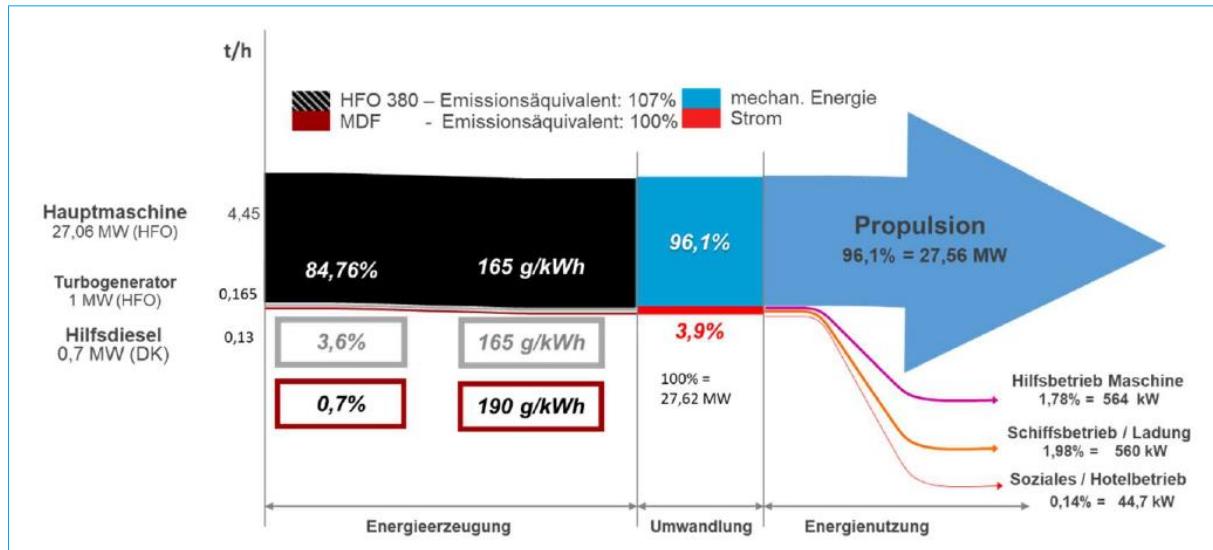


Abbildung 45 | Sankey-Diagramm für ein kleines Containerschiff - Beispiel 'X-Press Guernsey' (4.700 TEU - 60.149 dwt)

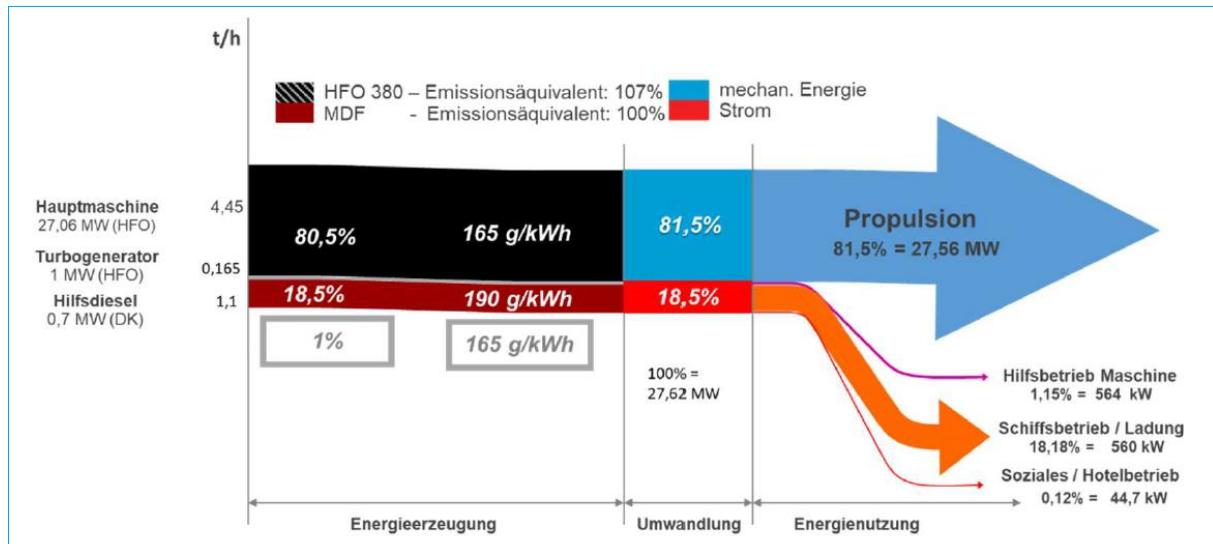


Abbildung 46 | Sankey-Diagramm für ein kleines Containerschiff - Beispiel: 'X-Press Guernsey' (4.700 TEU - 60.149 dtw) mit 63 Kühlcontainern

Eine Besonderheit des Beispiels 'X-Press Guernsey' ist die Verwendung eines Turbogenerators, d. h., dass mit Abgasenergie zusätzlicher Strom erzeugt wird. Das reduziert die Erzeugung elektrischer Energie über den (in diesem Beispiel mit Dieselkraftstoff und schlechterem Wirkungsgrad laufenden) Dieselgenerator. Ohne das Betreiben der Kühlcontainer kann auf den Betrieb des mittelschnelllaufenden 4-Takt-Dieselgenerators fast vollständig verzichtet werden (siehe Abbildung 45).

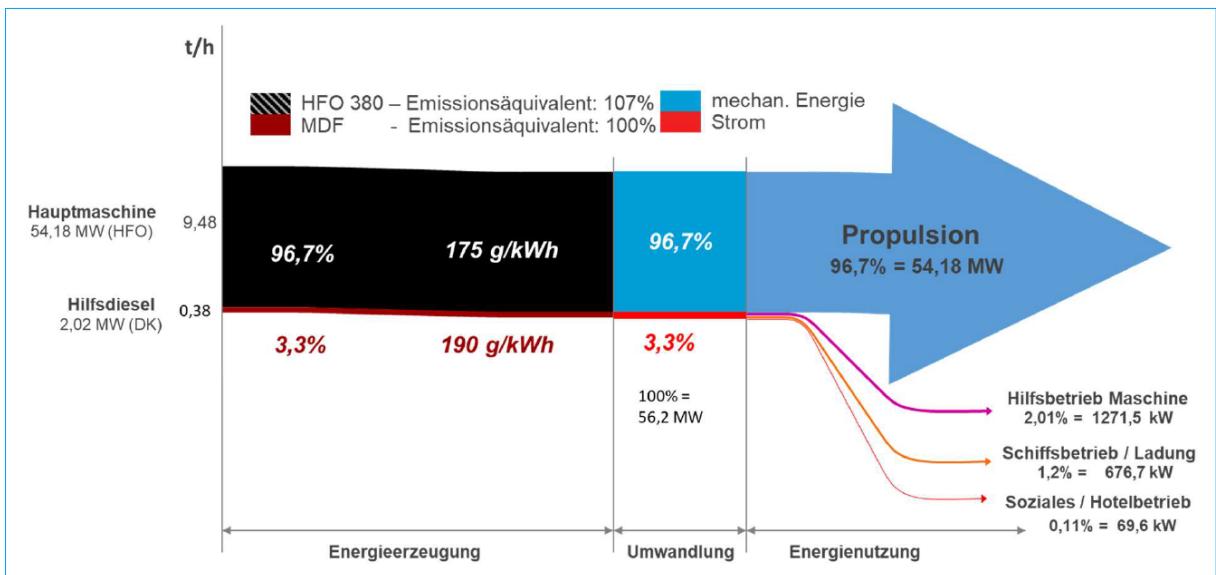


Abbildung 47 | Sankey Diagramm für ein großes Containerschiff - Beispiel: 'CMA CGM Thalassa' (11.000 TEU)

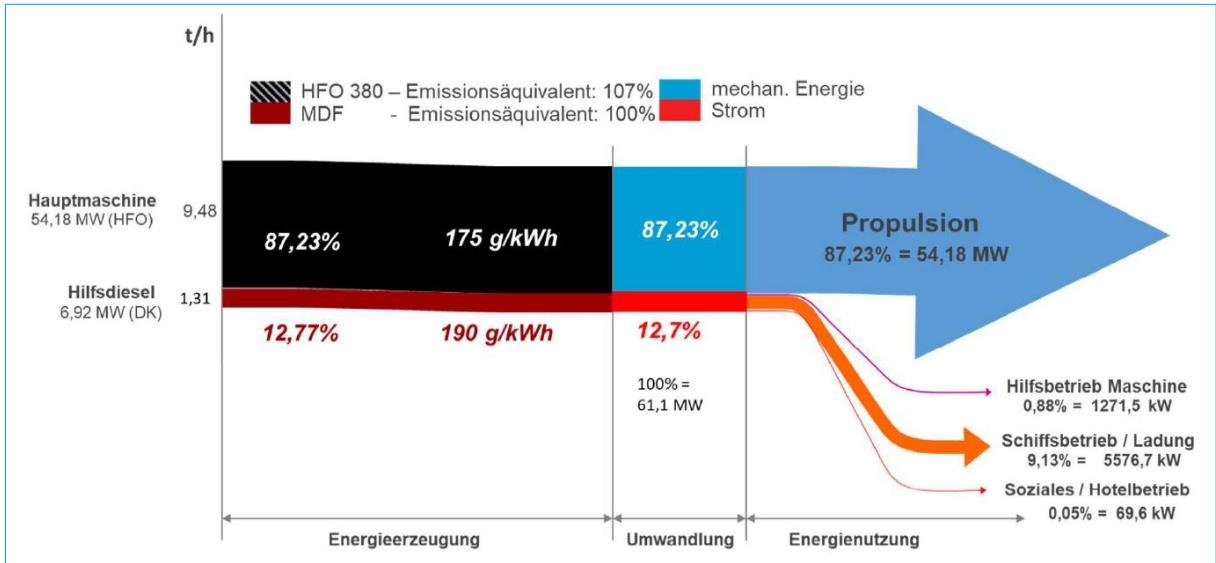


Abbildung 48 | Sankey-Diagramm für ein großes Containerschiff - Beispiel: 'CMA CGM Thalassa' (11.000 TEU) mit 700 Kühlcontainern

Auch in diesem Beispiel wird der deutlich gestiegene Aufwand an elektrischer Energie beim Betrieb der Kühlcontainer deutlich. Dieser wird in Ermangelung von Alternativen hier ausschließlich über den Betrieb der mittelschnelllaufenden 4-Takt Hilfsdieselmotoren (insgesamt installiert: 4 x 3.000 kW) realisiert. Dass diese, wie in diesem Beispiel zur Verdeutlichung dargestellt, mit Mitteldestillaten (MDO bzw. MGO oder Diesel) und nicht mit HFO betrieben werden, erscheint eher unwahrscheinlich.

Das Diagramm in Abbildung 49 zeigt für über 2.000 Containerschiffe den Zusammenhang zwischen transportierten Containern und Antriebsleistung des Schiffes (rot) sowie der über die Dieselgeneratoren erzeugten elektrischen Leistung (blau). Die Beziehung zwischen installierter Leistung zur Stromerzeugung und der Anzahl der Kühlcontainer zeigen die grünen Kreuze.

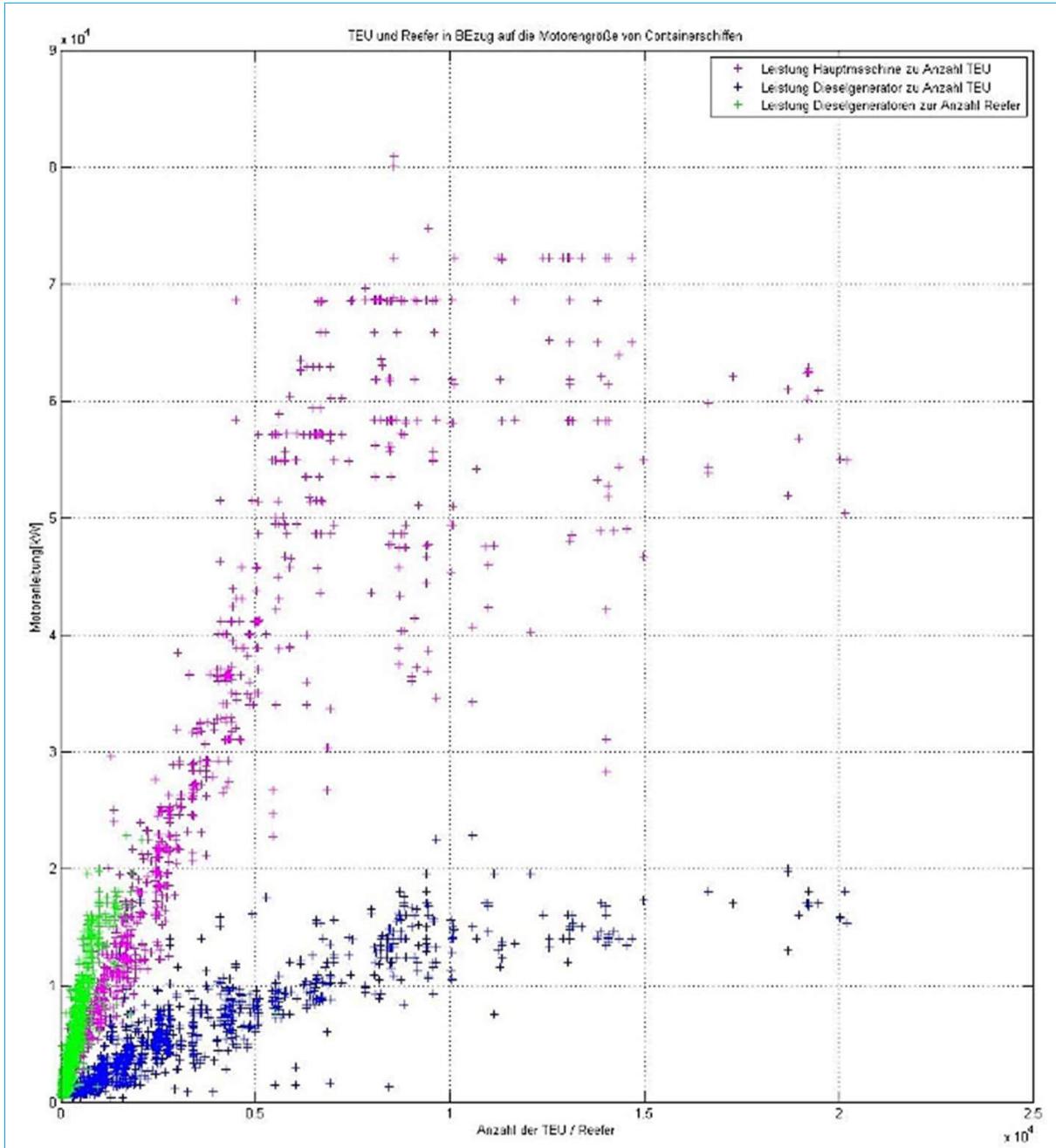


Abbildung 49 | TEU und Kühlcontainer (Reefer) bezogen auf Motorisierung und Stromerzeugung von Containerschiffen

Die Zunahme der Antriebsleistung mit der Anzahl der zu transportierenden Container (rote Kreuze) ist, aufgrund der Schiffsgröße nahezu trivial, gibt jedoch einen guten, in einer Funktion fassbaren Zusammenhang, der bei entsprechenden Abschätzungen sinnvoll sein kann. Das Gleiche gilt für die anderen beiden Abhängigkeiten, wobei deutlich wird, dass die Menge erzeugter elektrischer Energie mit einem deutlich kleineren Gradienten steigt als die Antriebsleistung. Ursache dafür ist, dass mit Anstieg der Transportleistung (und damit der Größe des Schiffes) der Bedarf elektrischer Energie an Bord nicht im gleichen Maße steigt wie der der Antriebsleistung. Das zeigt, dass der Wirkungsgrad des Transportsystems Schiff mit seiner Größe zunimmt (Skaleneffekte).

Der sehr steile Anstieg des Bedarfes an elektrischer Energie beim Betrieb von Kühlcontainern (grün) zeigt wiederum welchen überproportionalen Einfluss dieses auf den Strombedarf (und damit

letztlich Gesamtenergiebedarf) eines Schiffes hat, was die Aussage der beiden oben im Vergleich gezeigten Sankey-Diagramme unterstreicht.

Chemikalentanker

Als Beispiel für Tanker wurde der Chemikalentanker „*Birthe Essberger*“ (IMO-Nr.: 9294692) der Reederei Essberger mit einer für diesen Typ durchschnittlichen Größe von 6.300 dwt gewählt. Interessant ist dieses Beispiel vor allem deshalb, weil durch die Verwendung eines Wellengenerators zumindest im Normalbetrieb auf See komplett auf den Betrieb eines Hilfsdieselmotors zur Stromerzeugung verzichtet werden kann.

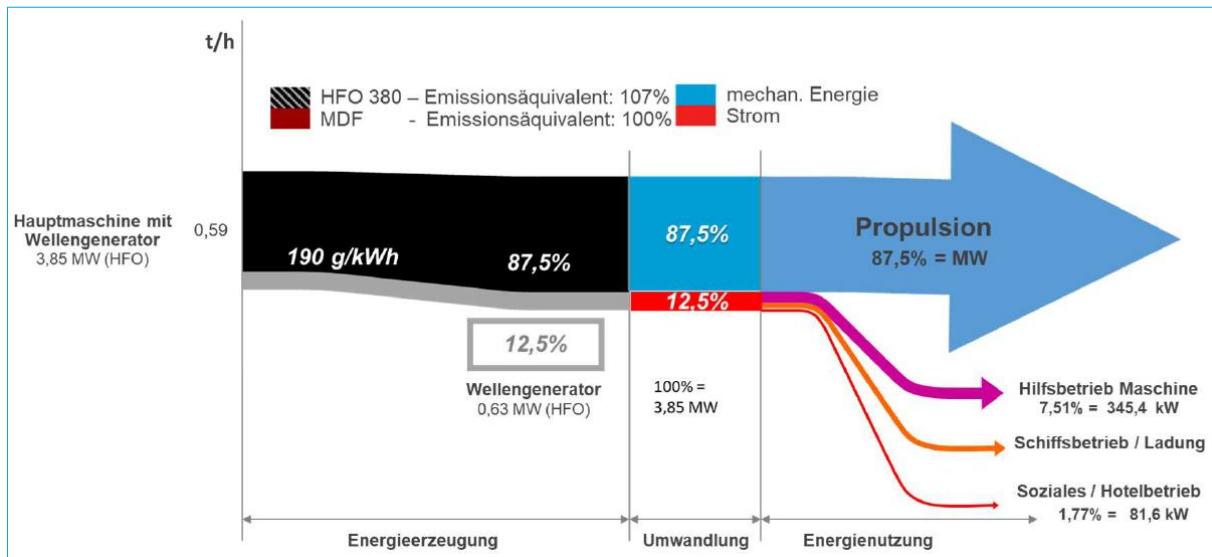


Abbildung 50 | Sankey-Diagramm für einen Chemikalentanker - Beispiel: 'Birthe Essberger' (6.300 dwt)

Massengutfrachter

Als Beispiel für die Massengutschifffahrt wurde die „*Gertrude Oldendorff*“ (IMO-Nr.: 9727601) gewählt, auch weil diese Schiffe besonders viel mit Ballast handhaben. In diesem Beispiel soll auf die Verwendung eines Ballastwasser-Managementsystems (zur Reinigung vor Überbordgabe) und dessen Energiebedarf aufmerksam gemacht werden.

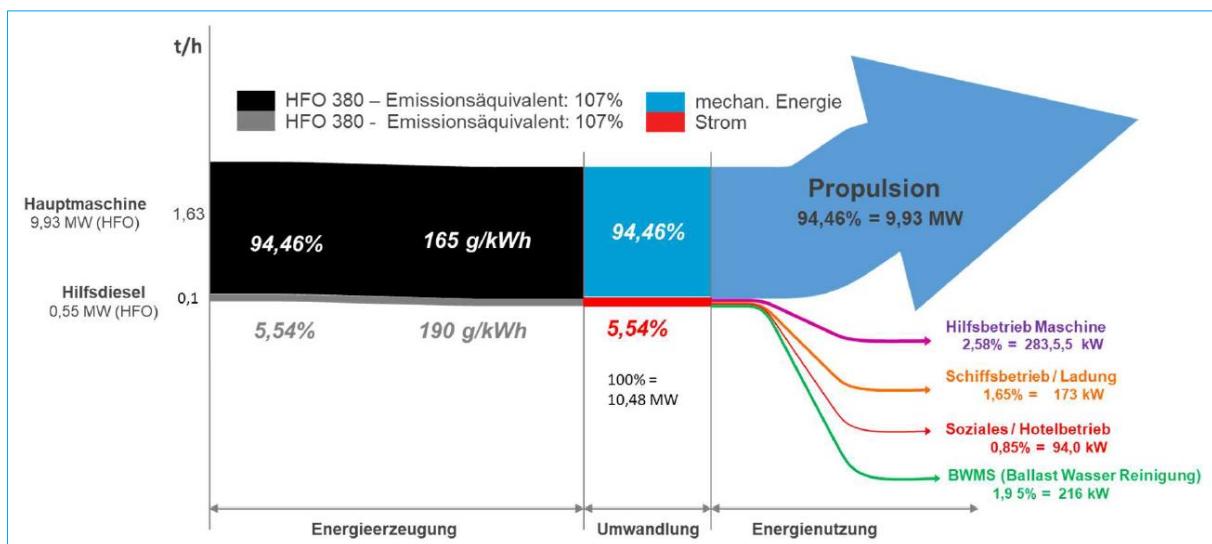


Abbildung 51 | Sankey-Diagramm für einen Massengutfrachter - Beispiel: 'Gertrude Oldendorff' (81.400 dwt)

Passagierschiff

Aufgrund der großen Bandbreite, der sehr unterschiedlichen Antriebskonzepte und der Zurückhaltung der Reedereien bezüglich referenzierbarer Informationen wurde hier ein aktuell typisches Antriebskonzept (dieseletlektrisch mit Azipod) mit lediglich prozentualen Angaben allerdings gesicherten Daten zur SO_x-Abgasnachbehandlung gewählt.

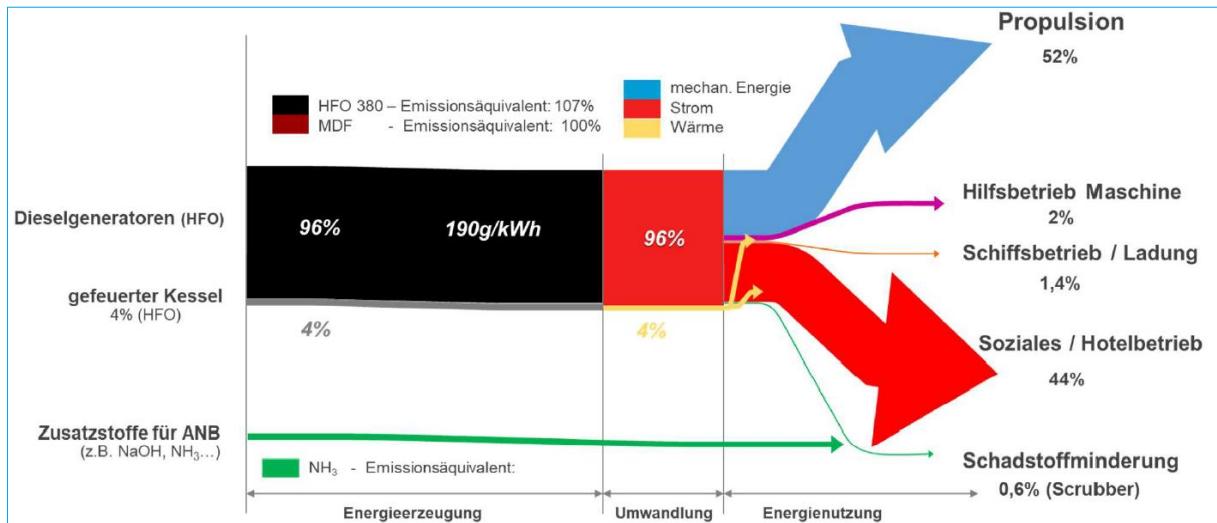


Abbildung 52 | Sankey-Diagramm für ein Passagierschiff - Beispielschiff

Dieses Beispiel soll der Illustration einiger Besonderheiten von Passagierschiffen dienen. Offensichtlich ist hier der große Bedarf an elektrischer Energie für den Hotelbetrieb. Außerdem zeigt die Darstellung, dass bei dieseletlektrischen Antrieben auch die, zur Propulsion eingesetzten, elektrischen Fahrmotoren mit Strom betrieben werden, der von einer allgemeinen Sammelschiene entnommen wird. Die Erzeugung dieses Stromes erfolgt durch mittelschnelllaufende 4-Takt-Dieselmotoren (z. B. auf See 2 der 4 installierten Dieselgeneratoren). Da das Beispielschiff über eine SO_x- Abgasnachbehandlungsanlage verfügt, kann Schweröl mit einem Schwefelgehalt >0,5 % eingesetzt werden.

Interessant ist außerdem die (auch auf See kontinuierliche) Verwendung eines mit Brennstoff befeuerten Hilfskessels. Allerdings wird aus der damit gewonnenen Energie kein elektrischer Strom erzeugt, sondern die Wärme direkt zu Heiz- und Vorwärmzwecken genutzt (z. B. HFO-Vorwärmung). Dies soll mit den entsprechenden Pfeilen (gelb) zu diesen Verbrauchsgruppen angedeutet werden.

Mit dem zur Schadstoffminderung verwendeten Zusatzstoff ist in diesem Fall eine ammoniakbasierte Lösung (Harnstoff) gemeint, die bei dem Konzept der kombinierten NO_x-Abgasnachbehandlungsanlage + Partikelfilter auf einigen Schiffen zum Einsatz kommt. Bei der Angabe des Energieaufwandes durch diese Abgasnachbehandlung ist der Kraftstoffmehrverbrauch durch den höheren Abgasgegendruck maßgeblich.

3.1.4.3 Arten der Abgasnachbehandlung in der Schifffahrt

Zur Minderung verschiedener Abgasschadstoffemissionen kommen unterschiedliche Abgasnachbehandlungsanlagen zum Einsatz. Hier werden nur die in der internationalen Schifffahrt aktuell verbreiteten Methoden vorgestellt.

Schwefeloxide (SO_x)

Für die Extrahierung von SO_x werden in der Schifffahrt SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen genutzt, bei denen zwischen Nass- und Trockensystemen unterschieden werden kann. Nass-SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen werden sowohl als offene Systeme (Open-Loop) als auch als geschlossene Systeme (Closed-Loop) angeboten. Sie nutzen entweder Seewasser oder an Bord aufbereitetes Frischwasser und bringen dieses mit den Abgasen in Kontakt, um einen Reinigungsprozess auszulösen. Das entstehende Abwasser wird in einem Wasserklarifikator um Partikel und Ölrückstände bereinigt. Die Rückstände werden *Scrubber-Sludge* genannt, ihre Zusammensetzung hängt im Wesentlichen von den Inhalten des verwendeten Kraftstoffs ab. Der *Scrubber-Sludge* muss in separaten Tanks an Bord gelagert werden und kann erst im Hafen abgegeben werden.³³⁸

Offene Nass-SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen

Bei offenen Systemen wird das Seewasser zur Reinigung der Abgase genutzt und mit diesem vermischt. Nach der Abtrennung des Sludge wird das übrige Abwasser so weit mit weiterem Seewasser verdünnt, dass es den pH-Grenzwerten für die Abwassereinleitung entspricht und somit wieder abgegeben werden kann.³³⁹

Geschlossene Nass-SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen

Geschlossene Systeme benutzen statt dem Seewasser behandeltes Waschwasser für die Abgasreinigung. Hierfür ist die Anreicherung des Waschwassers in einem separaten, temperierten Tank (20°C - 60°C) durch eine basische Lauge (i. d. R. Natronlauge) notwendig. Die Zufuhr der Natronlauge wird auf Basis des pH-Wertes des Waschwassers durch eine Überwachungseinheit vorgenommen. Je höher der Schwefelgehalt des Kraftstoffes bzw. die zu entfernende Schwefelmenge, desto mehr Natronlauge muss eingesetzt werden. Das Waschwasser wird nach dem Reinigungsprozess erneut aufbereitet und kann wiederverwendet werden. Der anfallende *Scrubber-Sludge* wird am unteren Ende der Reinigungseinheit abgesaugt, wie bei offenen Systemen durch einen Separator bzw. Hydrocyclone geleitet und in einem separaten Tank gelagert. Im Prozess fällt neben dem Waschwasser aber auch Abwasser (Bleed-Off) an, das so weit verdünnt wird, dass es den Anforderungen für die Abwassereinleitung entspricht und ins Meer abgeben werden kann. Im Gegenzug wird diese Menge durch Frischwasser ausgeglichen. Grundsätzlich besteht zumindest für eine bestimmte Zeit die Möglichkeit, das Abwasser in Holding Tanks an Bord zu lagern und somit die Ableitung ins Meer zu vermeiden.³⁴⁰

Daneben gibt es auch Hybridsysteme, die sowohl nach dem Funktionsprinzip offener als auch geschlossener Nass-SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen arbeiten können.

Trocken-SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen

Trockensysteme nutzen anstelle von See- bzw. Waschwasser spezielles Kalksteingranulat in einem Schüttsschichtabsorber und erreichen damit eine ähnliche Reinigungsleistung wie Nasssysteme. Die

³³⁸ (Umweltbundesamt, 2014)

³³⁹ (Umweltbundesamt, 2014)

³⁴⁰ (Umweltbundesamt, 2014)

Ver- und Entsorgung des Kalksteingranulats kann nur im Hafen erfolgen, diese Methode hat daher keine negativen Auswirkungen auf das Meeresökosystem.³⁴¹

Stickoxide (NO_x)

Für die Extrahierung von im Verbrennungsprozess entstehenden NO_x hat sich die SO_x-Abgasnachbehandlung mittels SCR bewährt. Mit einem SCR-System können etwa 90 % die entstandenen NO_x nachträglich entfernt werden und somit eine Compliance mit den IMO TIER III-NO_x-Grenzwerten erreicht werden. Hierfür wird dem Abgas aus einem separaten Tank ein Reduktionsmittel zugeführt, dessen Dosierung durch eine elektrische Steuerung erfolgt, die direkt wichtige Motorparameter auswertet. Bei dem Reduktionsmittel handelt es sich um eine ungiftige und geruchlose Flüssigkeit mit hohem Harnstoffanteil, die im Abgasstrom zu Ammoniak reagiert. Im SCR-Katalysator erfolgt anschließend die Umsetzung der NO_x in Wasserdampf und Stickstoff.³⁴²

Ruß bzw. Partikel (PM)

Der Einsatz von Partikelfiltern ist in der globalen Seefahrt nicht verbreitet. Ein Grund dafür liegt darin, dass die Möglichkeiten zur Abreinigung der beladenen Filter sehr begrenzt sind. Das im Straßenverkehr übliche Regenerieren durch eine Verbrennung der, den Filter zusetzenden, unvollständig verbrannten Kohlenwasserstoffe (Ruß), scheitert beim Einsatz von Schweröl daran, dass in dessen Abgas auch sehr viel Asche enthalten ist, die nicht durch eine Oxidation entfernt werden kann. Zudem besteht auch mit den zuvor genannten Arten der Abgasnachbehandlung für SO_x und NO_x die Möglichkeit, Ruß- bzw. Partikelemissionen bis zu einem bestimmten Grad zu verringern.

3.1.4.4 Einfluss von Anlagen zur Schadstoffminderung auf die Energiebilanz

Für diese Studie wurden Energieverbräuche für offene Nass-SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen eines namhaften Kreuzfahrverbundes (Carnival-Group) mit Werten aus der Literatur³⁴³ verglichen. Einen Anhaltspunkt für den letztlich zu erwartenden Mehrverbrauch an Kraftstoff beim Betrieb von offenen (Open-Loop) und geschlossenen (Closed-Loop) SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen gegenüber dem Kraftstoffverbrauch ohne Abgasnachbehandlung (EGCS) gibt Tabelle 30.

- a) offene Nass-SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen
SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen nach dem offenen Prinzip werden z. B. auf moderneren Passagierschiffen der Reederei AIDA eingesetzt. Auf ‚AIDA Prima‘ (IMO-Nr.: 9636955) und ‚AIDA Perla‘ (IMO-Nr.: 9636967) sind jeweils zwei der vier Dieselgeneratoren mit einer SO_x-Abgasnachbehandlungsanlage verbunden (die anderen beiden Dieselgeneratoren kommen in der Praxis mit niedrigschwefelhaltigem Kraftstoff in den Häfen zum Einsatz). In den Weiterbildungsunterlagen der Carnival-Gruppe wird ein Mehraufwand von 0,3 % der Gesamtenergie für den Betrieb der SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen angegeben.
- b) Trocken-SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen
Die Studie der TU Delft geht von einer durch den Einsatz von Trocken-SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen verursachten Erhöhung des CO₂-Äquivalentes von 1,5 bis 1,8 % (je nach Schiffstyp und Schwefelgehalt im Kraftstoff) aus. Hier dürfte v. a. der

³⁴¹ (Umweltbundesamt, 2014)

³⁴² (Rolls-Royce plc, 2014)

³⁴³ (CE Delft, 2020b)

Transport des trockenen Reduktionsmaterials (z. B. Kalziumkarbonat-Granulat) eine Rolle spielen.³⁴⁴

Table 8. Case ship monthly fuel consumption scenarios.

Month	Open Loop		Closed Loop		No EGCS (1)		No EGCS (2)	
	HFO [MT/month]	MGO [MT/month]	Total HFO [MT/month]	Total DO [MT/month]	Total HFO [MT/month]	Total DO [MT/month]	Total VLSFO [MT/month]	Total DO [MT/month]
1	590	247	731	106	-	837	472	365
2	929	118	962	86	-	1048	513	535
3	810	165	897	78	-	975	694	281
4	999	167	1106	60	-	1166	1035	132
5	1242	145	1331	56	-	1387	754	632
6	679	146	726	100	-	825	538	287
7	1194	106	1235	65	-	1300	741	559
8	1074	156	1148	82	-	1230	926	304
9	955	88	955	88	-	1043	924	120
10	1235	77	1280	31	-	1311	91	1220
11	782	167	836	113	-	949	728	221
12	1175	230	1356	49	-	1405	1310	95
	11,663	1813	12,562	914	-	13,476	8726	4750
Total	13,476		13,476		13,476		13,476	

Note:

- For Open Loop: Monthly HFO = $HFO_{monthly} - (HFO_{day} * R_{ww})$; Monthly MGO = $(R_{ww} * HFO_{day}) + AUX_{monthly}$
- For Open Loop: Monthly HFO = $HFO_{monthly} - (HFO_{day} * R_{ww})$; Monthly MGO = $(R_{ww} * HFO_{day}) + AUX_{monthly}$
- For Closed loop: Monthly HFO = $HFO_{monthly}$; Monthly MGO = $AUX_{monthly}$
- For Closed loop: Monthly HFO = $HFO_{monthly}$; Monthly MGO = $AUX_{monthly}$
- No EGCS (1): MGO = $HFO_{monthly} + AUX_{monthly}$
- No EGCS (1): MGO = $HFO_{monthly} + AUX_{monthly}$
- No EGCS (2): Monthly VLSFO = $(HFO_{monthly} - (HFO_{day} * R_{ECA}))$; Monthly MGO = $(HFO_{day} * R_{ECA}) + AUX_{monthly}$
- No EGCS (2): Monthly VLSFO = $(HFO_{monthly} - (HFO_{day} * R_{ECA}))$; Monthly MGO = $(HFO_{day} * R_{ECA}) + AUX_{monthly}$
- No EGCS (2): Monthly VLSFO = $(HFO_{monthly} - (HFO_{day} * R_{ECA}))$; Monthly MGO = $(HFO_{day} * R_{ECA}) + AUX_{monthly}$

$HFO_{monthly}$ = Monthly HFO consumption

HFO_{day} = Average daily HFO consumption

R_{ww} = Days in area where wash water discharge is prohibited

R_{ECA} = Days in area with restricted wash water discharge

$AUX_{monthly}$ = Monthly MGO consumption for auxiliary engines and boilers

Tabelle 30 | Vergleich von Kraftstoffverbrächen bei Einsatz von offenen und geschlossenen-SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen gegenüber dem Einsatz von Diesekraftstoff und dem Einsatz von Kraftstoff mit weniger als 0,5 % Schwefelgehalt als Alternative³⁴⁵

Ein Schiff nach dem Prinzip eines in den Abgasstrom pulverförmig zugeführten Reaktionsmittels (in diesem Fall Bikarbonat der Firma SolvAir) ist die Mittelmeerfähre ‚Piana‘ (IMO-Nr.: 9526332) der Reederei La Meridionale (11.300 dwt) mit einer Gesamtantriebsleistung von 38,4 MW aus 4 Dieselmotoren des Typs 8L46F und 3 x 1520 kW Dieselgeneratoren. Diese ist zunächst mit einer Trocken-SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen („SCR-DenoX“ der Firma Andritz) ausgerüstet, die für einen Abgasmassenstrom, der bei der Erzeugung von 11 MW entsteht, ausgelegt ist. Der Energiebedarf dieser Anlage beträgt 50 kW, was auf die 11 MW Leistung einem Mehraufwand von 0,45 % entspricht.

Der Einfluss eines vergrößerten Abgasgegendrucks wird in den zur Verfügung stehenden Quellen sowohl beim Einsatz von Nass- als auch Trocken-SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen als vernachlässigbar angesehen.

Stickoxide (NO_x)

Katalysatoren zur Reduzierung des bei der Verbrennung entstehenden NO_x kommen in unterschiedlicher Form zum Einsatz. So wird bei einigen Schiffen der AIDA-Flotte das Abgas noch vor der nassen SO_x-Abgasnachbehandlung durch Behälter mit Monolithen geführt, an deren Oberfläche vorher zudosiertes Reduktionsmittel (auf Harnstoff- bzw. Ammoniak-Basis) mit den NO_x

³⁴⁴ (CE Delft, 2020b)

³⁴⁵ (Brynolf, Andersson, & Fridell, 2011)

des Abgases reagiert. Diese auf dem SCR-Prinzip (Selective Catalytic Reduction) beruhende Anlage hält gleichzeitig Partikel zurück, was allerdings dazu führt, dass der Abgasgegendruck steigt. Angaben zu einem entsprechenden Mehrverbrauch von Kraftstoff sind nicht ohne weiteres in Erfahrung zu bringen. Über die Erhöhung des Abgasgegendrucks ließe sich dieser jedoch zumindest überschlägig berechnen.

Als Beispiel für den Einsatz einer SCR-Technologie kann hier ebenfalls die ‚SCR-DeNO_x‘-Anlage auf der Korsika-Fähre ‚Piana‘ dienen. Hier fällt nur der Bedarf an elektrischer Energie zum Betrieb der Urea-Dosierpumpe (max. 300 l/h) sowie (vorher in einem elektrisch betriebenen Kompressor zu erzeugende) Druckluft (30 m³/h bei einem Druck von 4,5 bar) an, die dem Arbeitsluft-Kompressor des Schiffes entnommen werden kann. In Bezug auf die 11 MW Leistung der entsprechenden Motoren kann dieser Energiebedarf als vernachlässigbar angesehen werden.

Ruß bzw. Partikel (PM)

Bei Einsatz von Abgasnachbehandlungsanlagen findet zwangsläufig eine nennenswerte Reduzierung der Partikel statt, wobei diese entweder im Waschwasser eines Gaswäschers, im Granulat bzw. Pulver oder, im Fall des Einsatzes eines SCR-Katalysators, in diesem verbleiben. Weitere Schritte (z. B. zur Reinigung des Waschwassers vor Überbordgabe) sind erforderlich und können einen nennenswerten Energieaufwand erfordern. Dieser kann innerhalb dieser Studie nicht betrachtet werden, lässt sich jedoch gut berechnen, soweit alle erforderlichen Angaben vorliegen.

Bilgen- und Ballastwasseraufbereitungsanlagen

Auch das Wasser aus Bilgen und den Ballasttanks von Schiffen muss vor Überbordgabe aufbereitet und gereinigt werden. Dabei ist neben dem Herausfiltern von Partikeln zur Einhaltung vorgeschriebener Trübungswerte auch Öl zu entfernen. Außerdem muss der Säure- bzw. Basen-PM-Wert des Wassers innerhalb eines bestimmten Bereiches liegen. Der dafür notwendige Energieaufwand ist in den energetischen Betrachtungen bereits in den Gruppen ‚Hilfsbetrieb Maschine‘ bzw. ‚Schiffsbetrieb/Ladung‘ berücksichtigt.

Gesondert betrachtet werden müsste der Energieaufwand zur Ballastwasserbehandlung, sogenannte Ballastwasser-Managementsysteme (BWMS), die seit Kurzem für Neubauten zwingend vorgeschrieben sind und in erster Linie der Vermeidung der Einschleppung (Übernahme von Brut, Mikroorganismen und Bakterien in fremde Biotope) von Lebewesen dienen.

In der Energieverbraucheraufstellung des Massengutschiffes ‚Gertrude Oldendorff‘ (siehe Schiffsspezifische Verbraucher und Kraftstoffeinsatz) ist für BWMS ein Leistungsbedarf von 270 kW angegeben (mit einem Faktor von 0,8 im *Normal Sea Service*), was in diesem Fall 1,96 % des Gesamtenergiebedarfes ausmacht.

3.1.4.5 Kraftstoffverbräuche, Emissionen und Bunkerfrequenzen

Am 1. Januar 2018 trat die Verordnung (EU) 2015/757 in Kraft, seitdem müssen alle Reeder von Seeschiffen den CO₂-Ausstoß ihrer Schiffe bei Reisen von, nach und innerhalb europäischer Gewässer der EU melden. Für die Messung des Ausstoßes gibt es verschiedene Technologien. Um die gemeldeten Emissionen zu validieren, hat die JAKOTA Cruise Systems GmbH ein CO₂-Berechnungsmodell für ihre Schiffsdatenbank FleetMon entwickelt, auf das bei der nachfolgenden Untersuchung der Emissionen der fokussierten Flotte zurückgegriffen wird. Die Berechnung erfolgt u. a. auf Basis der Daten des AIS und orientiert sich im Kern an dem Modell, welches die IMO in ihren THG-Studien (aktuell in vierter Auflage)³⁴⁶ nutzt. Präzisiert wurde das Modell u. a. um Daten für Abgasnachbehandlungsanlagen.

Die resultierenden durchschnittlichen Kraftstoffverbräuche und Emissionen für das Jahr 2019 sind in Tabelle 31 abgebildet. Dabei werden die Kraftstoffverbräuche differenziert nach ihrer Entstehung innerhalb und außerhalb von ECA aufgeschlüsselt und unabhängig vom Kraftstoff anhand ihres Gewichts angegeben. In 99,2 % der Fälle handelt es sich bei den Primärkraftstoffen der fokussierten Seeschiffsflotte um etablierte Kraftstoffe (siehe auch Abbildung 39). Bei den Emissionen wird zwischen CO₂, SO_x, NO_x und NMVOC unterschieden. Eine detaillierte Aufschlüsselung der Durchschnittswerte nach Größenklassen kann analog zu den anderen Untersuchungsschwerpunkten der Flottenanalyse im Anhang nachvollzogen werden (siehe auch Tabelle 50).

Eine Kalkulation der aus den Durchschnittswerten resultierenden absoluten Verbräuche und Emissionen der einzelnen Schiffstypen und Größenklassen kann theoretisch durch Multiplikation mit der Anzahl der untersuchten Schiffe (siehe auch Tabelle 44) vorgenommen werden (siehe auch Abbildung 75). Da die Informationen zum Verbrauch und den Emissionen (Daten für ca. 78 % aller Schiffe) jedoch nicht vollständig vorliegen, ist eine solche Interpolation nur bedingt belastbar.

Mit Blick auf die vorliegenden Informationen besteht eine offensichtliche Korrelation zwischen dem Kraftstoffverbrauch und den ausgestoßenen Emissionen. Diese Beziehung wird aufgrund der schiffstypübergreifend homogenen Verteilung der verfahrenen Primärkraftstoffe und Abgasnachbehandlungsanlagen (siehe auch Kapitel 3.1.3.2) auch nicht durch stark unterschiedliche Umweltauswirkungen verschiedener Kraftstoffe verfälscht.

Eine weitere Verbindung kann zu den Haupt- und Hilfsmotorenleistungen hergestellt werden. Im Kapitel 3.1.3.2 wurde herausgestellt, dass die Schiffstypen aufgrund verschiedener Lastprofile (bspw. durch Unterschiede des Energiebedarfs beim Hotelbetrieb oder der Lagerung der Güter) trotz vergleichbarer Tragfähigkeiten/Tonnagen abweichende Maschinenleistungen benötigen. Die Schiffstypen mit einem anspruchsvollen Lastprofil weisen analog dazu bei gleicher Schiffsgröße tendenziell höhere Verbräuche und Emissionen auf.

³⁴⁶ (IMO, 2021a)

Schiffstyp	Durchschn. Kraftstoffverbrauch ECA [t]	Durchschn. Kraftstoffverbrauch non ECA [t]	Durchschn. CO ₂ -Emissionen [t]	Durchschn. SOx-Emissionen [t]	Durchschn. NOx-Emissionen [t]	Durchschn. NMVOC-Emissionen [t]
Containerschiffe	1.361	9.232	33.227	403	729	33
Stückgutfrachter	387	907	4.078	39	84	4
Massengutfrachter	347	3.031	10.584	133	227	11
Öltanker	812	2.470	10.331	86	195	9
Chemikalentanker	745	1.377	6.699	53	142	6
Andere Flüssigtanker	841	3.745	14.379	179	385	15
LPG-Tanker	571	1.815	7.521	67	147	7
LNG-Tanker	908	13.121	41.992	458	725	35
Kühlschiffe	471	2.941	10.794	83	250	9
Offshoreschiffe	259	316	1.827	10	33	1
Autotransporter	916	6.382	22.810	315	569	24
Ro-Ro-Schiffe	3.980	3.436	23.435	131	511	22
Ro-Ro-/Passagierfähren	4.248	2.282	20.406	76	430	17
Passagierschiffe	65	1.686	5.580	22	120	5
Kreuzfahrtschiffe	3.657	9.145	40.495	157	622	29
Behördenschiffe	137	60	628	2	11	0
Yachten	27	254	897	1	12	1
Sonstige	104	132	752	3	13	1

Tabelle 31 | Seeschiffsflottenauswertung der Kraftstoffverbräuche und Emissionen (2019)

3.2 Weltschiffsflotte

3.2.1 Neubau- und Umrüstungskosten

Im Gegensatz zu den Bunkerpreisen (siehe auch Kapitel 2.2.2) haben die Kosten für Neubauten und Umrüstungen einen erheblichen Einfluss auf die *Capital Expenditures (CapEx)* im Schiffsbetrieb. Da die vorliegende Datenbasis zu den Neubaupreisen der Weltschiffsflotte keinen repräsentativen Vergleich über alle betrachteten Kraftstoffe hinweg zulässt, wird an dieser Stelle neben bekannten Neubaupreisen auf Informationen aus verwandten wissenschaftlichen Untersuchungen zugegriffen.

Die in Tabelle 32 aufgeführten Kosten für die Motoren und Bunkertanks inkl. weiterer Systeme für verschiedene Kraftstoffe können als die wesentlichen Treiber für die Preise von entsprechenden Neubauten angesehen werden. Die indikativen Angaben zur Höhe der *CapEx* dienen der Einordnung und repräsentieren nicht die Gesamtkosten entsprechender Schiffe.

Kraftstoff	Energiewandler	<i>CapEx [\$/kW]</i>		
		Motor	Tank inkl. weiterer Kraftstoffsysteme	<i>CapEx</i> gesamt
HFO mit SOx-Abgasnachbehandlungsanlage	Diesel-verbrennungsmotor	300	300	600
VLSFO / MGO	Diesel-verbrennungsmotor	300		300
LNG	<i>Dual Fuel</i> Diesel-verbrennungsmotor	600	600	1.200
	<i>Dual Fuel</i> Otto-verbrennungsmotor	300	600	900
LPG	<i>Dual Fuel</i> Diesel-verbrennungsmotor	450	200	650
Flüssigwasserstoff	Verbrennungsmotor*	400	1.200	1.600
	Brennstoffzelle	2.000	1.200	3.200
Ammoniak	<i>Dual Fuel</i> Diesel-verbrennungsmotor	600	600	1.200
Methanol	<i>Dual Fuel</i> Diesel-verbrennungsmotor	450	200	650

Tabelle 32 | Indikation der Kosten für verschiedene CapEx-Bestandteile bei Schiffsneubauten³⁴⁷

Einen Überblick über die Neubaupreise am Beispiel von Containerschiffen bietet stattdessen die Abbildung 53. Entsprechend der höheren *CapEx* für die Komponenten LNG-betriebener Schiffe ist für diese i. d. R. ein Aufpreis im Vergleich zu Schiffen, die etablierte Kraftstoffe zum Antrieb nutzen, zu zahlen. Dieser Aufpreis setzt sich im Wesentlichen aus den Aufwendungen für das Antriebs- und Tanksystem zusammen. Die *CapEx* von LNG-Verbrennungsmotoren variieren u. a. in

³⁴⁷ (Lindstad, Gamlem, Rialland, & Valland, 2021); Qualifizierung über Marktinformationen / direkte Gespräche mit Motorenherstellern

Abhängigkeit der Art des Verbrennungsprozesses (Diesel/Otto) und werden auf 400 - 800 \$/kW geschätzt. Die Kosten für das Tanksystem belaufen sich auf ca. 600 \$/kW.

Die *CapEx* für LNG-Tanksysteme können i. V. m. den lokal teils stark abweichenden LNG-Preisen (siehe auch Kapitel 2.2) die operativen Erwägungen hinsichtlich der Bunkertankgröße beeinflussen. Grundsätzlich kann volatilen Preisen mit breiten Bunkerintervallen begegnet werden (bspw. bei Linienverkehren Bunkern am günstigsten *Bunkerhub*), die durch größerer Bunkertanks ermöglicht werden. Andererseits können mit kleinen Tanks *CapEx* gespart werden, verbunden mit höheren *OpEx* (Bunkerkosten).³⁴⁸ Zu den Bunkerfrequenzen verschiedener Segmente werden in der Potenzialanalyse weitere Untersuchungen angestrebt (siehe auch Kapitel 4.5).

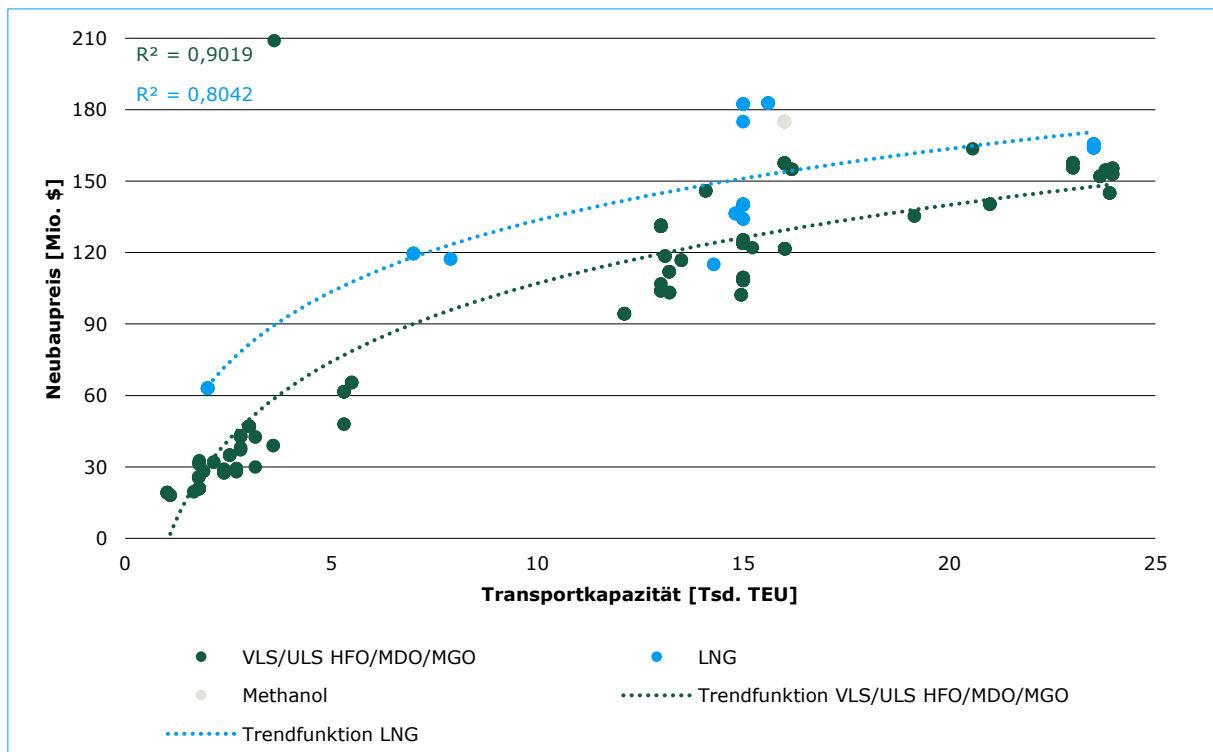


Abbildung 53 | Neubaupreise für in Dienst gestellte und georderte Containerschiffe (ab Baujahr 2019) nach TEU und Kraftstoff (Stand 10. Februar 2022)³⁴⁹

Bei alternativen Kraftstoffen unterliegt die Einschätzung der *CapEx*, sowohl für Neubauten als auch Umrüstungen, i. d. R. erheblichen Unwägbarkeiten aufgrund der laufenden technischen Entwicklung der entsprechenden maritimen Anwendungen.³⁵⁰ Für unter Normalbedingungen flüssige Kraftstoffe (bspw. Methanol) ist jedoch anzunehmen, dass sich die Neubau- und Umrüstungskosten auf einem vergleichbaren Niveau wie aktuell gebaute Schiffe bewegen.³⁵¹

Exemplarisch lässt sich dies anhand der von A. P. Møller-Mærsk im August 2021 bestellten, mit Methanol betriebenen Containerschiffe belegen, die bei einer Transportkapazität von 16 Tsd. TEU Neubaupreise von 175 Mio. \$ aufweisen.³⁵² Damit weichen sie zwar eindeutig vom Wert der Trendfunktion etablierter Kraftstoffe bei der entsprechenden TEU-Kapazität ab, Schiffe mit ähnlicher Transportkapazität und Baujahr (2024/2025) sind aber annähernd gleich teuer, sodass

³⁴⁸ (MAN ES, 2018)

³⁴⁹ (Clarksons Research Services Limited, 2022)

³⁵⁰ (Lindstad, Gamlem, Rialland, & Valland, 2021)

³⁵¹ (DNV, 2019b)

³⁵² (Clarksons Research Services Limited, 2022)

der hohe Preis auch auf Inflationseffekte oder gestiegene Preise der Werften zurückzuführen sein kann.

Vollelektrische Schiffe weisen dagegen ein abweichendes Verhältnis der Investitions- und Betriebskosten auf als mit Kraftstoffen betriebene Schiffe. Den hohen Kosten für die Akkumulatorensteine und deren kürzerer Lebensdauer stehen tendenziell Einsparungen im Betrieb (u. a. Stromkosten und Wartung) gegenüber.³⁵³

Die Möglichkeiten von Schiffsumrüstungen zur Änderung des Primärmotorenkraftstoffs werden gegenwärtig insbesondere durch zwei Faktoren limitiert. Zum einen schränken die Verfügbarkeit und die Preise am Bunkermarkt (siehe auch Kapitel 2.2) die Kraftstoffwahl ein, sodass Umrüstungen auf alternative Kraftstoffe i. d. R. nur im Zuge von Förder- bzw. Forschungsprojekten realisiert werden. Größere Projekte zur Umrüstung auf alternative Kraftstoffe, wie bspw. bei der ‚Stena Germanica‘ auf Methanol oder der ‚Tycho Brahe‘ (IMO-Nr.: 9007116) auf Akkumulatorenbetrieb, sind bisher noch selten.

Zum anderen zeigen Erfahrungen aus der Umrüstung von Schiffen auf LNG als Primärmotorenkraftstoff, dass derartige bauliche Anpassungen teils mit einem erheblichen finanziellen Risiko behaftet sind. Die Hapag-Lloyd AG hat nach der ca. 35 Mio. \$ teuren³⁵⁴ Umrüstung des als *LNG ready* ausgewiesenen Containerschiffs ‚Brussels Express‘ (IMO-Nr.: 9708784, ehemals ‚Sajir‘) auf LNG mitgeteilt, dass für die 16 Schwester-Schiffe (ebenfalls *LNG ready*)³⁵⁵ zunächst keine weiteren Umrüstungen geplant seien. Vor dem Hintergrund der sich in Abbildung 53 abzeichnenden Preisunterschiede sind Neubauten gegenwärtig aus finanzieller Perspektive tendenziell den Umrüstungen vorzuziehen.

Mit dem Aufkommen alternativer Kraftstoffe und der entsprechenden Synergien wird erwartet, dass Umrüstungen zukünftig eine größere Rolle spielen können. Erste Fallstudien kommen zu dem Ergebnis, dass sich die Kosten für Umrüstungen auf alternative Kraftstoffe erheblich verringern, wenn zukünftige Anpassungen bereits in der Entwurfsphase des neuen Schiffes berücksichtigt werden (siehe auch Kapitel 4.4). Eine Untersuchung des DNV schätzt die zusätzlichen Investitionen, um einen *Very Large Crude Carrier* (VLCC) auf die spätere Nutzung von Ammoniak als Primärmotorenkraftstoff vorzubereiten, auf 2 Mio. \$.³⁵⁶ Angaben zu den späteren Umrüstungskosten werden bisher aber nicht gemacht. Das Beispiel der ‚Brussels Express‘ zeigt, dass Umrüstungen auch trotz einer bestehenden *Fuel Readiness* mit einem hohen finanziellen Aufwand verbunden sein können.

³⁵³ (König, et al., 2021)

³⁵⁴ (HHLA, 2021)

³⁵⁵ (Hapag-Lloyd AG, 2019)

³⁵⁶ (DNV, 2022a)

3.2.2 LNG-Tanktypen

Im Kraftstoffkatalog wurden die verschiedenen IMO-Tanktypen für die Beförderung von LNG vorgestellt (siehe auch Kapitel 2.1.3). Da die Arten des Tanks bei mit LNG betriebenen Schiffen u. a. Auswirkungen auf das BOG-Management und die Raumauflteilung an Bord (siehe auch Kapitel 4.5) haben, werden diese anschließend auf ihre Verteilung untersucht. Dabei wurde aufgrund einer unzureichenden Datenbasis an LNG-betriebenen Schiffen in der betrachteten deutschen Flotte eine erweiterte Perspektive auf die globale Flotte verfolgt. In Abbildung 54 ist die Verteilung für verschiedene Schiffstypen dargestellt.

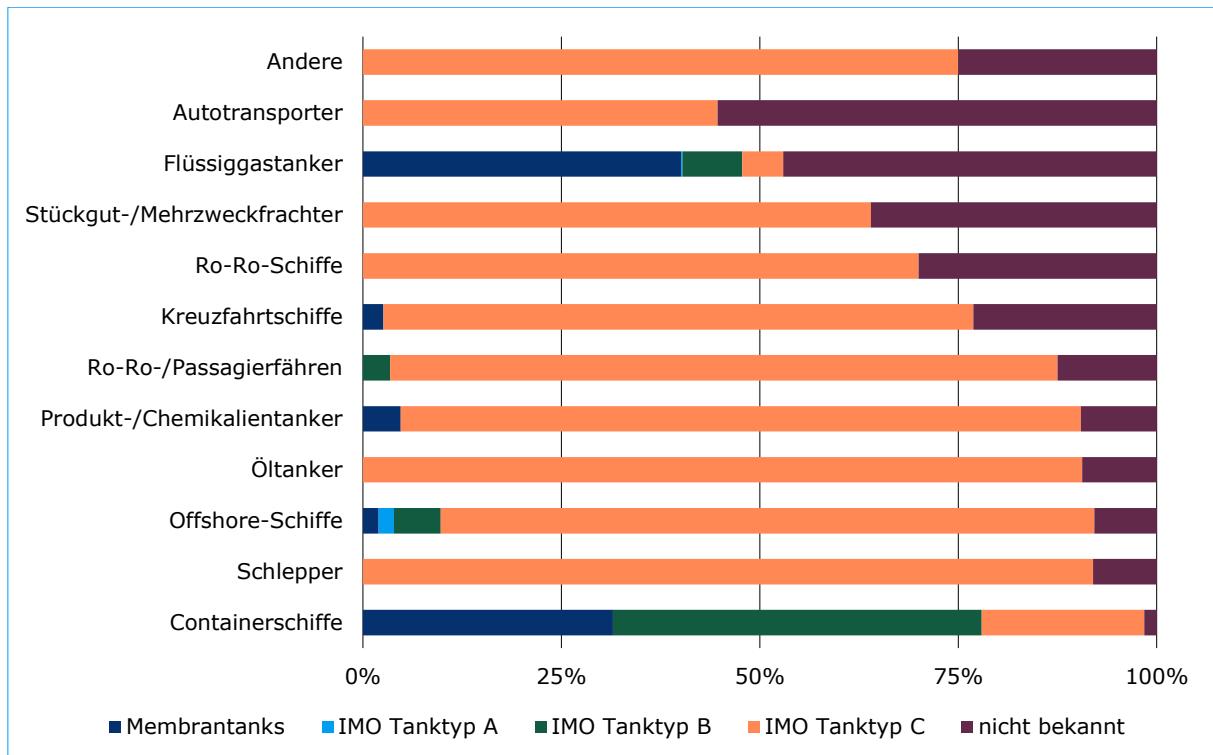


Abbildung 54 | Bunkertanktypen LNG-betriebener Schiffe nach Schiffstyp (Stand 4. Januar 2022)³⁵⁷

Die Informationen zum Tanktyp sind für 905 der 1.301 mit LNG betriebenen Schiffe bekannt (69,6 %). Mit Blick auf die bekannten Daten wird ersichtlich, dass vorwiegend Tanks des Typs C genutzt werden, die auch für die Lagerung unter Druck ausgelegt sind. Insbesondere bei sehr raumkritischen Schiffstypen, wie Containerschiffen, wird dagegen größtenteils mit drucklosen Tanks gearbeitet, die im Gegenzug eine effizientere Raumnutzung erlauben. Das BOG wird auf Containerschiffen vorwiegend als Kraftstoff für die Hilfsmaschinen, zur Deckung des Energiebedarfs des Hotelbetriebs, genutzt.³⁵⁸ Auch auf Flüssiggastankern ist das Vorkommen von Typ C-Tanks gering. Diese Schiffe nutzen das BOG vermehrt als Kraftstoff für die Hauptmaschine und verfügen zudem teilweise über Anlagen zur Rückverflüssigung.

³⁵⁷ (Clarksons Research Services Limited, 2022)

³⁵⁸ (DNV, 2021i)

3.2.3 Kurzfristiger Ausblick anhand des aktuellen Orderbuchs

Bereits das gegenwärtige weltweite Orderbuch ist aufgrund der Langlebigkeit des Investitionsobjektes Schiff als Indikator für derzeit antizipierte zukünftige Kraftstoffstrategien zu verstehen. Aufgrund der deutlich stärkeren Aussagekraft wird die Betrachtung des gesamten Orderbuchs einer ausschließlich auf deutsche Werften fokussierten Analyse vorgezogen. Das weltweite Orderbuch für Seeschiffe umfasst aktuell rund 4.160 Einheiten.³⁵⁹ Dies entspricht etwa 4 % der fahrenden gewerblichen Schifffahrtsflotte. Rund die Hälfte der bestellten Seeschiffe sind Schüttgutfrachter, Containerschiffe und Schlepper (siehe Abbildung 55). Für rund 80 % der Schiffe ist eine Indienststellung noch im Jahr 2022 oder 2023 geplant.

Für rund 70 % der bestellten Seeschiffe sind Informationen zum Primärmotoröl verfügbar bzw. gemeldet. In Bezug auf die gesamte BRZ ist für etwa 92 % der bestellten Tonnage der vorgesehene Primärmotoröl bekannt. Langfristige Neubauaufträge weisen dabei keine signifikant ungenauere Datenlage auf als Schiffsbestellungen mit Baujahren vor 2024.

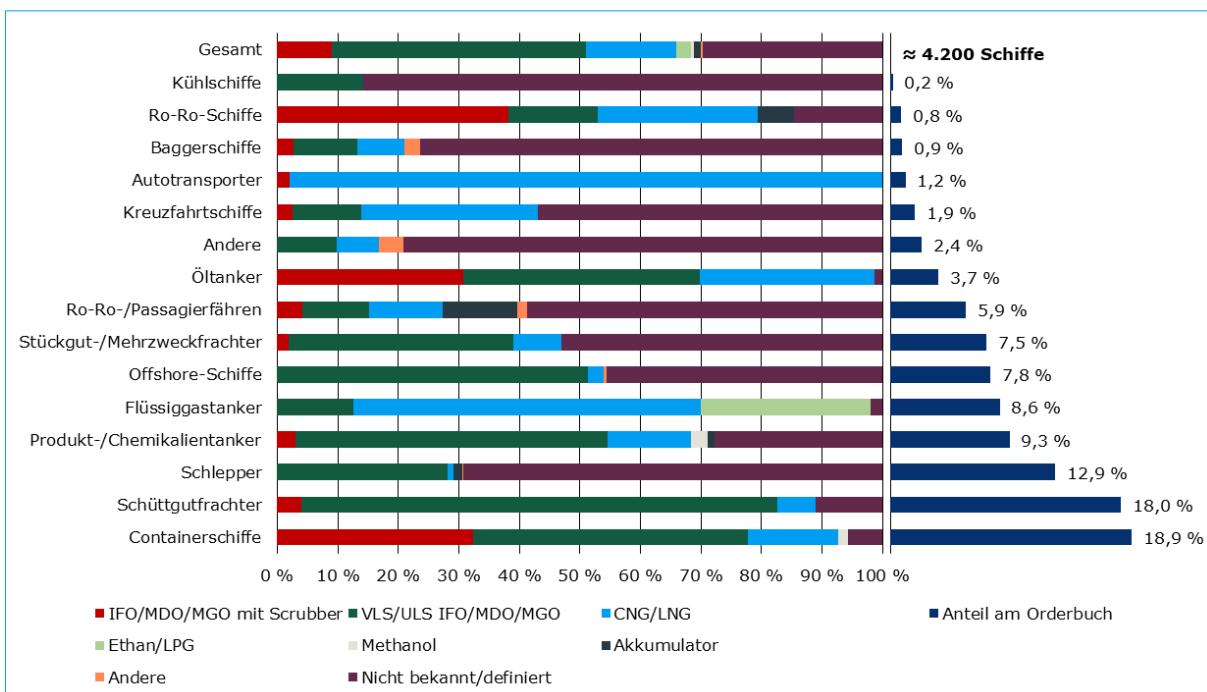


Abbildung 55 | Weltweites Orderbuch für Seeschiffe nach Anzahl (Stand 1. März 2022)³⁶⁰

Die umfangreichste Datenlage zum geplanten Primärmotoröl ist bei Autotransportern, Öltankern, Flüssiggastankern, Containerschiffen und Schüttgutfrachtern gegeben. Für diese fünf Schiffstypen, die zusammen rund die Hälfte aller bestellten Schiffe bzw. etwa 84 % der bestellten Schiffs-BRZ repräsentieren, sind insgesamt bei weniger als 7 % der Bestellungen bzw. weniger als 3 % der BRZ keine Kraftstoffinformationen bekannt. Tendenziell zeigt sich für die verschiedenen Schiffstypen im Orderbuch, dass u. a. mit

- steigendem Verhältnis von Motorenleistung zur Tragfähigkeit (kW/dwt),
- steigender Erwartung an die Lebensdauer (25–30 Jahre und mehr) und
- abnehmender durchschnittlicher Schiffsgröße (dwt bzw. BRZ je Schiff),

³⁵⁹ (Clarksons Research Services Limited, 2022)

³⁶⁰ (Clarksons Research Services Limited, 2022)

die Datenlage zum zukünftigen Primärkraftstoff abnimmt (siehe auch Kapitel 3.1.3.2).

Es ist daher wahrscheinlich, dass insbesondere

- die Fähigkeit, auch langfristig (nach dem Jahr 2050) einen operativen Betrieb konform zur gegebenen und zukünftigen THG-Vorschriftenlage gewährleisten zu können,
- die unterschiedliche volumetrische und gravimetrische Energiedichte der verschiedenen Alternativen beim Primärkraftstoff und
- das Risiko hinsichtlich der Verfügbarkeit der einzelnen Kraftstoffalternativen im vorgesehenen Fahrtgebiet

als *Key Critical Factors* die Entscheidungsunsicherheit bei der Auswahl der Kraftstoffstrategie für Schiffsneubauten prägen.

Vor allem bei Bestellungen von Autotransportschiffen und Flüssiggastankern ist die präferierte Kraftstoffstrategie Erdgas in verflüssigter oder komprimierter Form. Während die Zahl der bestellten Autotransporter (etwa 50) und damit auch ihre Bedeutung insgesamt vergleichsweise gering ist, stehen im aktuellen weltweiten Orderbuch mehr als 350 Bestellungen von Flüssiggastankern. Für mehr als 200, damit mehr als die Hälfte, sind LNG (bzw. CNG), für mehr als ein Viertel (rund 100) sind LPG bzw. Ethan als Primärkraftstoff vermerkt. In beiden Fällen ist davon auszugehen, dass die Schiffe das BOG der transportierten Ladung als Kraftstoff nutzen. Für etwa jeden achten Flüssiggastanker sind ULS- bzw. VLS-Kraftstoffe als Primärkraftstoff vorgesehen. LNG ist auch der am häufigsten benannte Primärkraftstoff bei aktuellen Bestellungen von Kreuzfahrtschiffen, mit einem Anteil von etwa 29 %. Etwa jedes siebte bestellte Containerschiff bzw. fast ein Viertel der Containerschiff-BRZ im Orderbuch soll auf die primäre Nutzung von LNG als Kraftstoff ausgelegt sein.

Unter ausschließlicher Würdigung der Schiffsbestellungen, deren Primärkraftstoff definiert bzw. bekannt ist, und ohne Berücksichtigung von Flüssiggastankern, die potenziell mit BOG angetrieben werden sollen, wird der Antrieb für jedes sechste der rund 2.570 im weltweiten Orderbuch stehenden Schiffe (etwa 16 %) für die primäre Nutzung von LNG ausgelegt (siehe Abbildung 56). Etwa 71 % dieser rund 420 für die Nutzung von LNG vorgesehenen Schiffseinheiten soll über einen oder mehrere 2-Takt-Dieselmotoren verfügen. Bei den genannten Motoren handelt es sich (fast) ausschließlich um *Dual Fuel*-Maschinen (siehe auch Kapitel 2.1.2). Eine belastbare weiterführende Differenzierung der gemäß Orderbuch für die Verwendung von LNG vorgesehenen Dieselmotoren u. a. zum Einspritzverfahren ist kaum möglich (siehe auch Kapitel 2.1.3).

Der Großteil der derzeit bekannten Schiffsbestellungen, deren 4-Takt-Motoren für die primäre Nutzung von LNG ausgelegt werden, sind Kreuzfahrtschiffen, Ro-Ro- und Passagierschiffen bzw. -fähren, Schleppern, Offshoreschiffen, Stückgutschiffen und Baggerschiffen zurechenbar. Im Allgemeinen werden für die genannten Schiffstypen bevorzugt 4-Takt-Dieselmotoren verwendet, da mit diesen Anforderungen z. B. an Vibrationsarmut sowie Betriebs- und Manövriersicherheit tendenziell umfangreicher erfüllt werden können als mit 2-Takt-Motoren (siehe auch Kapitel 2.1.2.5).

Eine ähnlich häufige Verbreitung im Orderbuch wie der LNG-Antrieb weist die Verwendung höherschwefeliger Kraftstoffe unter Nutzung erforderlicher SOx-Abgasnachbehandlungsanlagen (rund 380) auf, obwohl bereits regionale Verbote für die Nutzung offener Systeme ausgesprochen wurden und der Erlass weiterer Verbote als wahrscheinlich zu erachten ist (siehe auch Kapitel 2.1.2.6). Mit einem Anteil von rund zwei Dritteln liegt die aktuell am häufigsten fokussierte Kraftstoffstrategie auf ULS- bzw. VLS-Kraftstoffen.

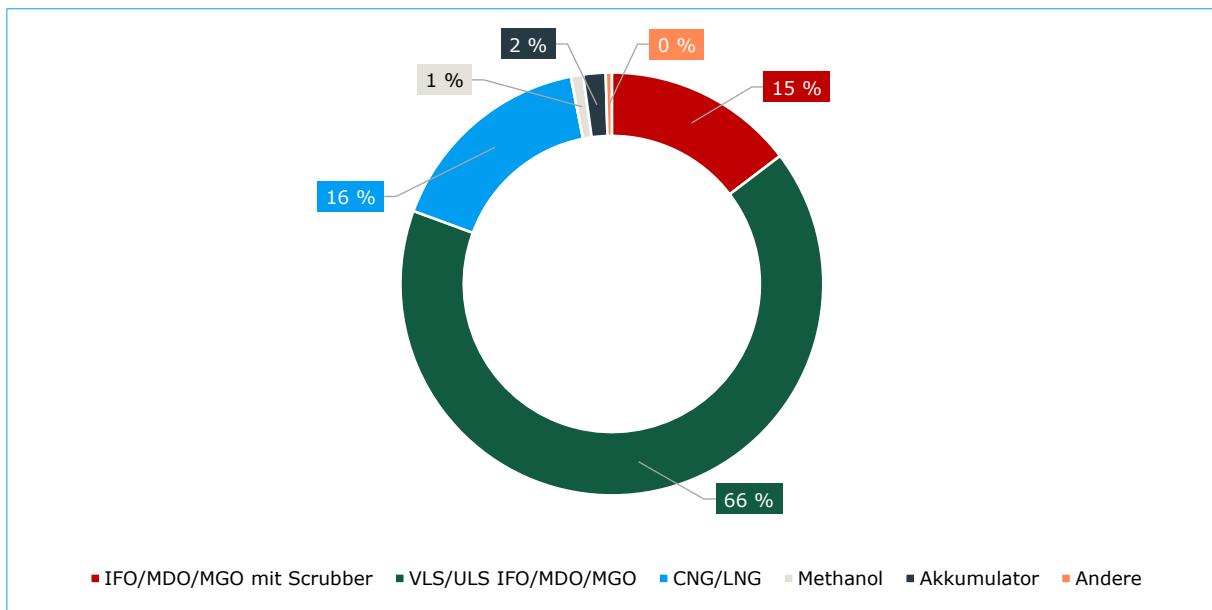


Abbildung 56 | Weltweites Orderbuch für Seeschiffe mit bekanntem Primärkraftstoff und ohne Flüssiggastanker (Stand 1. März 2022)³⁶¹

Rund 4 % bzw. rund 90 der bestellten Schiffe verfügen über den Status *LNG Ready*, d. h. die Möglichkeit, unter bestimmten baulichen Anpassungen u. a. an Tank-, Kraftstoff- und Motorensystemkomponenten, LNG als Kraftstoff zu nutzen (siehe auch Kapitel 2.1.3). Hierbei handelt es sich überwiegend um 2-Takt-Motoren.

Etwa 1 % (rund 60) aller bestellten Seeschiffe sind mit dem Status *Ammonia Ready* versehen. Hierbei handelt es sich mehrheitlich um 2-Takt-Motoren. Für die spätere Nutzung des Kraftstoffs Ammoniak vorbereitet werden Schiffe sowohl mit avisiertem LNG- oder LPG-Antrieb als auch Antrieben für etablierte Schiffskraftstoffe. Lediglich 26 Schiffe im aktuellen Orderbuch sind als *Methanol Ready* ausgewiesen. Über den genannten Status verfügen Containerschiffe mit 2-Takt-Motoren, die zunächst für die Nutzung von etablierten Schiffskraftstoffen ausgelegt sind, sowie eine kleine Anzahl von Mehrzweckfrachtern und Autotransportschiffen, die als Kraftstoff zunächst LNG verwenden werden. Zudem sollen bis 2024 ca. 24 Containerschiffe sowie Produkt- und Chemikalentanker direkt mit Methanol-Antrieb ausgeliefert werden. Es ist wahrscheinlich, dass die Produkt- und Chemikalentanker zum Transport von Methanol eingesetzt werden und deshalb die Verwendung des Produktes als Kraftstoff angestrebt wird. Ergänzend steht ein Schiff mit Wasserstoff als Primärkraftstoff sowie neun Schiffe mit dem Status *Hydrogen Ready* im Orderbuch.

Auf mehr als 40 Schiffen im weltweiten Orderbuch ist die Speicherung der Energie an Bord in Akkumulatoren vorgesehen. Wie Abbildung 55 zu entnehmen ist, handelt es sich hierbei überwiegend um Ro-Ro- und/oder Passagierfähren (73 %) und Schlepper (18 %). Die Fähren sind überwiegend kleine Einheiten, die auf Direktverbindungen mit kurzer Seedistanz zwischen den Destinationen mehrfach täglich pendeln. Während der Be- und Entladevorgänge im Hafen werden die Akkumulatoren erneut geladen. Schlepper operieren von einem festen Hafenstandort aus und werden bei Einlauf- und Auslauf- sowie An- und Ablegemanövern eingesetzt. Entsprechend weist ihr Lastprofil kurzzeitig großen Leistungsbedarf und überwiegend längere Perioden mit der Möglichkeit zum Laden auf.

³⁶¹ (Clarksons Research Services Limited, 2022)

3.3 Zusammenfassung

Die Informationen zum potenziellen zukünftigen Kraftstoffportfolio der See- und Binnenschifffahrt (siehe auch Kapitel 2) wurden auf eine Flottenbetrachtung projiziert. Neben dezidierten Untersuchungen der mit Deutschland in Verbindung stehenden Schiffsflotte wurde dabei der Kraftstoffmix separiert nach Schiffstypen und -größenklassen analysiert.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass in der fokussierten Seeschiffsflotte gegenwärtig nahezu jeder Schiffstyp fast ausschließlich etablierte Schiffskraftstoffe als Primärkraftstoff nutzt. Die Mehrheit davon ($\approx 90\%$) setzt die mit den IMO-Schwefellimits konformen niedrigschwefeligen ULS/VLS HFO/MDO/MGO ein, während der Rest HFO/MDO/MGO mit einem Schwefelgehalt über 0,5 % i. V. m. SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen verfährt. Die Detailuntersuchung (siehe auch Kapitel 3.1.3.2) zeigte zudem, dass LNG bereits in vereinzelten Schiffstypen (u. a. Ro-Ro-/Passagierfähren) vermehrt genutzt wird.

Die Ergebnisse der Analyse der fokussierten Schiffsflotte dienen als Grundlage, um in der Potenzialanalyse u. a. mögliche Umrüstbarkeiten des aktuellen Motorenbestands (siehe auch Kapitel 4.4) oder potenzielle *Bunkerhubs* für die deutsche Flotte (siehe auch Kapitel 4.2) zu identifizieren und diese abschließend in Handlungsempfehlungen zu überführen.

Mit Blick auf die Weltflotte zeigt das aktuelle Orderbuch zudem, dass analog zum Kraftstoffportfolio der aktuellen Flotte auch ein Großteil der neu hinzukommenden Schiffe weiterhin mit etablierten Schiffskraftstoffen betrieben werden. Nichtsdestotrotz ist insbesondere den zum Anfang der Studie als Kraftstoffe mit dynamischer Marktdurchdringung (siehe auch Abbildung 1) definierten Alternativen LNG, LPG und Strom eine wachsende Anzahl an Bestellungen zuzuschreiben. Das Ordervolumen alternativer Schiffskraftstoffe entwickelt sich hingegen weiterhin verhalten.

Die Untersuchung der CapEx-Bestandteile für Neubauten und Umrüstungen ergab ergänzend, dass beim Einsatz von Alternativkraftstoffen tendenziell mit Mehrkosten in Bezug auf die Antriebs- und Tanksysteme zu rechnen ist.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Kraftstoff- und Flottenanalyse muss konstatiert werden, dass die nahezu ausschließliche Nutzung von etablierten Schiffskraftstoffen in der See- und Binnenschifffahrt v. a. in ökonomischen Entscheidungen begründet liegt. Die einzige bisher flächendeckend verfügbare Kraftstoffalternative LNG bietet einerseits keine bzw. nur geringe Einsparungspotenziale bei den Bunkerkosten (siehe auch Kapitel 2.2.2) und ist andererseits mit höheren Neubaupreisen bzw. erheblichen Aufwendungen bei der Umrüstung verbunden. Die Antizipation von Vorteilen durch die CO₂-Bepreisung ist spekulativ, da die Emissionen bei der Nutzung von LNG stark von den Bemessungsgrundlagen (Methanschlupf, GWP) abhängig ist.

Die marktreifen (jedoch noch nicht flächendeckend verfügbaren) und in der Entwicklung befindlichen Kraftstoffe bilden aufgrund ihres Potenzials zur Emissionsreduzierung mittelfristig eine Alternative. Insbesondere vor dem Hintergrund der heute möglichen Kraftstoffpfade (HFO/MDO/MGO oder LNG) ist in der Potenzialanalyse (siehe auch Kapitel 4) zu klären, welche Vorteile bei den jeweiligen Optionen bspw. in Bezug auf mögliche Umrüstungen bestehen.

Die aus der Kraftstoff- und Flottenanalyse resultierenden *Key Critical Factors* werden im Anschluss untersucht und in Handlungsempfehlungen (siehe auch Kapitel 5) überführt. Zur Vermeidung eines Lock-in-Effektes in Bezug auf die Nutzung etablierter Schiffskraftstoffe sind zudem politische Eingriffe (wie z. B. marktbasierter Maßnahmen) zu analysieren.

4. KRAFTSTOFFPOTENZIALE

Im Zentrum der Potenzialanalyse steht die Untersuchung der *Key Critical Factors*, die als maßgebliche Einflussfaktoren für eine erfolgreiche Marktdurchdringung innerhalb der relevanten Flottensegmente angesehen werden. Es werden die folgenden *Key Critical Factors* ausgewertet:

- 1 | Übergeordneter Rechtsrahmen
- 2 | Kraftstoffverfügbarkeit und Ressourcenallokation
- 3 | Energieeffizienz der Bereitstellung und Verwertung
- 4 | Potenziale und Pfade von Umrüstungen
- 5 | Sweet Spots der Bunkerfrequenzen
- 6 | Finanzierung der neuen maritimen Energieversorgung inkl. erforderlicher Infrastruktur

Als Ausgangspunkte der Bewertungen der Kriterien dienen dabei im Wesentlichen:

- die in Kapitel 2.1 erarbeiteten Eigenschaften aller relevanter Kraftstoffe,
- die Untersuchung des Kraftstoffmarktes in Kapitel 2.2,
- die in Kapitel 3 angestellte Flottenanalyse,
- die durch ausgewählte Marktakteure erarbeiteten Kraftstoffstrategien und Informationspapiere,
- die gegenwärtigen vielfältigen Unsicherheiten für die Schifffahrtsbranche und
- Expertengespräche.

Das Ziel der Potenzialanalyse ist es dabei, möglichst präzise Antworten auf Transferbetrachtungen für den Übergang von etablierten zu alternativen Schiffskraftstoffen zu liefern. Dies beinhaltet u. a. die Beantwortung folgender Fragen:

- 1 | Welche Alternativen eignen sich für welches Segment?
- 2 | Können vergleichbare Reichweiten wie bei etablierten Kraftstoffen erreicht werden?
- 3 | Welche Antriebs-, Kraftstoff- und Tanksysteme sind primär umrüstbar?
- 4 | Welche Vorschriften (IMO-Codes, Klassenregeln, nationale Regeln) bestehen bereits?

Die Ergebnisse der Potenzialanalyse bilden das Fundament für die Handlungsempfehlungen in Kapitel 5. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse kann der Hot Topic Box 3 entnommen werden.

- 1.** Der übergeordnete Rechtsrahmen zur Erreichung der Klimaziele in der Schifffahrt wird in erster Linie durch die IMO erlassen und beeinflusst u. a. die Marktdurchdringung alternativer Schiffskraftstoffe. Die IMO verfolgt als wichtigstes Organ für die Seeschifffahrt bisher nur eine beschränkt ambitionierte Strategie zur Reduzierung der Emissionen bis zum Jahr 2050. Die kontinental, aber nicht international befugte EU ist ihr bei der Internalisierung von externen Effekten durch die geplante Aufnahme der Schifffahrt in den Emissionshandel zuvorgekommen.
- 2.** Die Schifffahrt wird als ‚Hard to abate‘-Sektor voraussichtlich besonders stark von einem möglichen Allokationsdilemma betroffen sein, weshalb sich bei der Verfügbarkeit von E- und Bio-Fuels eine massive Versorgungslücke anbahnt. Hinsichtlich der Distributionsmöglichkeiten für die betreffenden Kraftstoffe kann i. d. R. auf bestehende Rohstofflagerfazilitäten und Transportketten aufgebaut werden. Lediglich die technischen Voraussetzungen für Wasserstoffinfrastrukturen und -suprastrukturen sind bisher unterentwickelt und werfen Fragen hinsichtlich der Realisierung von Energietransporten auf.
- 3.** Ob der zurückhaltenden Maßnahmen der IMO sind mittelfristige Ziele für die meisten Schiffstypen auch durch diverse Energiesparmaßnahmen zu erreichen, die Klimaneutralität der Schifffahrt kann aber nur durch den Einsatz von E- und Bio-Fuels erreicht werden. Bei der Distribution alternativer Kraftstoffe vom Produktions- zum Bunkerstandort spielt die Energieeffizienz ebenfalls eine wichtige Rolle und ist aus ökonomischen Erwägungen zu optimieren.
- 4.** Der Umrüstung von Schiffen wird zukünftig durch die Kompatibilitäten von etablierten Kraftstoffen zu den Alternativen eine höhere Bedeutung als aktuell zugeschrieben. Den technischen Möglichkeiten sind bei Umbauten nur wenige Grenzen gesetzt, jedoch werden die Umrüstungspfade von etablierten Kraftstoffen zu Methanol und von LNG zu Ammoniak aus kommerzieller Sicht als am vielversprechendsten bewertet. Gleichzeitig können in Abhängigkeit des Schiffstyps, Designs etc. auch andere Kombinationen funktionierende Geschäftsmodelle bilden. Generell sind mit Umrüstungsvorhaben detaillierte Erwägungen bzgl. der Vor- und Nachteile gegenüber einem Neubau verbunden.
- 5.** Die Eignung alternativer Kraftstoffe für ausgewählte Schiffe unterliegt einer starken Abhängigkeit u. a. bzgl. des Schiffstyps, seines Fahrprofils und der Kraftstoffverfügbarkeit. Im Kapitel 4.5 wurde ein Modell geschaffen, dass eine Evaluation der grundlegend geeigneten Kraftstoffe für verschiedene Schiffstypen auf Basis heute üblicher Bunkerfrequenzen erlaubt.
- 6.** Die im Status quo nachgewiesenen höheren OpEx und CapEx bei der Nutzung alternativer Schiffskraftstoffe erfordern es, neben der Internalisierung externer Effekte (u. a. Emissionen) innovative Finanzierungsinstrumente zu schaffen, die eine Implementierung der entsprechenden Technologien ermöglichen. Hierbei wird, neben weiteren Maßnahmen, v. a. die Aufsetzung eines Forschungs- und Entwicklungsfonds aus den Einnahmen einer möglichen CO₂-Abgabe diskutiert.

Hot Topic Box 3 | Key Critical Factors zur Entwicklung eines alternativen Kraftstoffportfolios

4.1 Übergeordneter Rechtsrahmen

4.1.1 Allgemeiner Gestaltungsspielraum

Bevor dezidiert auf die konkreten internationalen (IMO) und kontinentalen (EU) Vorhaben eingegangen wird, sollen zunächst einige allgemeine Zusammenhänge skizziert werden. Neben verbindlichen Vorschriften für die Anordnung, den Einbau, die Bedienung und die Überwachung von Maschinen, Ausrüstung und Systemen, die mit dem Einsatz einzelner alternativer Schiffskraftstoffe in Verbindung stehen (siehe auch Kapitel 2.1.9), soll in diesem Kapitel insbesondere die übergeordnete Rechtslage in den Fokus gerückt werden.

Wesentlicher Punkt dieses Spannungsfelds ist der Einbezug der THG-Emissionen in die CO₂-Taxonomie. Die Emissionsbetrachtung der Kraftstoffanalyse (siehe auch Kapitel 2.1.9) hat verdeutlicht, dass dabei eine Berücksichtigung der Emissionen über den gesamten Lebenszyklus zwingend erforderlich ist, da es ansonsten zu Fehleinschätzungen und Verwerfungen im Vergleich der Kraftstoffe kommen kann. Bei den Vorhaben der IMO und der EU ist dementsprechend ein WtP-Ansatz bei der Bemessung der Emissionen zu verfolgen.

Europäische Länder wie Frankreich, Dänemark, Schweden und Deutschland setzen sich bei der IMO dafür ein, dass - schneller als bisher geplant - Maßnahmen ergriffen werden, die alternative Schiffskraftstoffe auch international konkurrenzfähig machen. Marktbasierter Maßnahmen können die Preisbildung aktiv beeinflussen und sind eine der bevorzugten Möglichkeiten, um dieses Ziel zu erreichen. Grundsätzlich bieten sich dabei die folgenden Modelle an:

- **Abgaben:** Eine Abgabe würde auf Basis des ausgestoßenen CO₂ ermittelt werden. Die Abgabe könnte an den Flaggenstaat, die IMO oder eine von der IMO benannte Organisation entrichtet werden und wiederum, bspw. über einen Fond, in die Förderung umweltfreundlicher Antriebe und Kraftstoffe fließen.
- **CO₂-Zertifikathandel:** In einem solchen System wären die Emittenten der Schifffahrt dazu verpflichtet, jährlich Zertifikate für jede emittierte THG-Einheit abzugeben, wobei eine begrenzte Gesamtmenge an Zertifikaten für den Sektor zur Verfügung stehen würde, die analog zu den Klimazielen im Laufe der Zeit schrittweise abnimmt. Die Zertifikate würden versteigert oder könnten in begrenzter Menge kostenlos zugeteilt werden, mit der Möglichkeit des weiteren Handelns auf einem Sekundärmarkt. Flotten, die geringe THG erzeugen, müssten weniger Zertifikate kaufen und würden somit für ihr Engagement belohnt werden.

Besonders beim Zertifikathandel lässt sich anhand von Analogien aus anderen Sektoren allerdings nachweisen, dass die Wirksamkeit derartiger Systeme durch das ökonomisch getriebene Handeln der Marktteilnehmer abgeschwächt wird. So haben sich große Energiekonzerne teilweise bereits seit Jahren gegen die Auswirkungen eines CO₂-Zertifikatsystems mit hohen Preisen abgesichert, in dem in günstigen Marktsituationen frühzeitig große Mengen an Zertifikaten erstanden wurden.

Darüber hinaus wird es mit dem Eindringen neuer Alternativen in den Kraftstoffmarkt und der besonderen Relevanz der durch sie erzeugten Emissionen wichtig, weitere Regularien für unterschiedliche Kraftstoffarten und -beschaffenheiten zu entwickeln. Nach dem Beispiel der schon heute gängigen Einteilungen bei den unterschiedlichen niedrigschwefeligen Rückstandsölen und Destillaten (LS, VLS, ULS) könnten regulatorische Grenzwerte für die THG-Emissionen und weitere Attribute eines Kraftstoffs festlegen werden.

4.1.2 Regelungsmechanismen der IMO

Die mit der ersten Auflage der IMO-Strategie zur Reduzierung der CO₂-Emissionen aus dem Jahr 2018 verbundenen Ziele (siehe auch Kapitel 1.1) sollen bis 2030 zunächst vorwiegend durch Maßnahmen der Effizienzsteigerung in der Schifffahrt erreicht werden. Als Maßstab der IMO zur Bewertung der Effizienz (und damit der CO₂-Bilanz) eines Schiffes besteht seit 2015 der Energy Efficiency Design Index (EEDI), der die Verbrauchergruppen spezifiziert und prinzipiell vorhandene CO₂-sparende Maßnahmen kreditiert. Die Summe wird ins Verhältnis zur Auslegungskapazität und Geschwindigkeit des Schiffes gesetzt. Der EEDI richtet sich daher an die Schiffskonstruktion und Ausstattung, während der reale Betrieb keine Berücksichtigung findet.

Das *Marine Environment Protection Committee*, wichtigstes Gremium der IMO in Umweltbelangen, hat in seiner 76. Sitzung im Juni 2021 erwartungsgemäß beschlossen, dass der EEDI ab 2023 um einen Mechanismus für existierende Schiffe ergänzt wird, den Energy Efficiency Existing Ship Index (EEXI). Zudem soll die Kohlenstoffintensität der Schiffe in der globalen Flotte, gemessen anhand des Carbon Intensity Indicators (CII), bis 2026 um 11 % reduziert werden.

Der EEXI ist ein Design-Index der Effizienz eines Schiffes, der typischerweise nur einmal berechnet wird und nicht durch operative Anpassungen veränderbar ist. Für die Verbräuche der Schiffe werden Referenzwerte herangezogen, die nachträglich durch die Wahl des Kraftstoffes nicht mehr beeinflusst werden können. Die Schiffe, die bereits unter den EEDI fallen, erfüllen bereits zu 50 % die Anforderungen des EEXI. Es gibt eine Reihe von Maßnahmen, um den EEXI eines Schiffes zu verbessern bzw. den erforderlichen Wert zu erreichen (siehe auch Kapitel 4.3), in der Praxis ist die Begrenzung der genutzten Leistung (*Shaft Power Limitation*: messtechnische Überwachung der effektiven Antriebsleistung) die gängigste und wirksamste Methode.

Die CII hingegen ist eine operative Maßnahme, mit der die Kohlenstoffemissionen jedes Schiffes auf jährlicher Basis bemessen und die Entwicklung dokumentiert werden soll. Sie wird durch einen verbesserten Ship Energy Efficiency Management Plan, einen im Rahmen von MARPOL Annex VI eingerichteten Mechanismus, umgesetzt. Die wichtigsten Werte für die Kalkulation des CII sind die zurückgelegte Distanz, die Kapazität (dwt / BRZ) und die emittierten THG.

Die Maßnahmen und Ziele der IMO sowie die Entwicklung der Kohlenstoffintensität (*Carbon Intensity*) der Schifffahrt sind in der Übersicht in Abbildung 57 dargestellt. Hinsichtlich der *Carbon Intensity* gab es nach 2008 einen starken Abfall, der sich darauf zurückzuführen lässt, dass nach der Finanzkrise alte Tonnage verschrottet wurde und neue in den Markt kam. Ein ähnlicher Effekt setzte nochmals 2013/2014 ein, als es zu einer großen Anzahl an Schiffsbestellungen kam.

Es gibt Vorschläge für eine in einem entsprechenden IMO-Code geregelte CO₂-Abgabe. Es ist zu erwarten, dass die IMO spätestens mittelfristig ein entsprechendes System einführen wird. Zuletzt forderte die *International Chamber of Shipping*, in der ca. 80 % der globalen Handelsschiffstonnage vertreten sind, die Verschärfung der IMO-Ziele zur Reduzierung von Emissionen. Mittels einer CO₂-Abgabe und eines Forschungs- und Entwicklungsfonds solle bereits bis 2050 Klimaneutralität erreicht werden.³⁶² Unter Berücksichtigung des skizzierten Handlungsdrucks besteht eine hohe Wahrscheinlichkeit, dass mit dem *Marine Environment Protection Committee 80* in 2023 die aktuellen Emissionsminderungsziele (siehe auch Kapitel 1.1) angehoben werden. Zu erwarten ist ebenso eine obligatorische Bilanzierung der THG-Emissionen von Kraftstoffen über den gesamten Lebenszyklus, d. h. *Well-to-Propeller* bzw. *Upstream* und *Downstream*.

³⁶² (International Chamber of Shipping, 2021a)

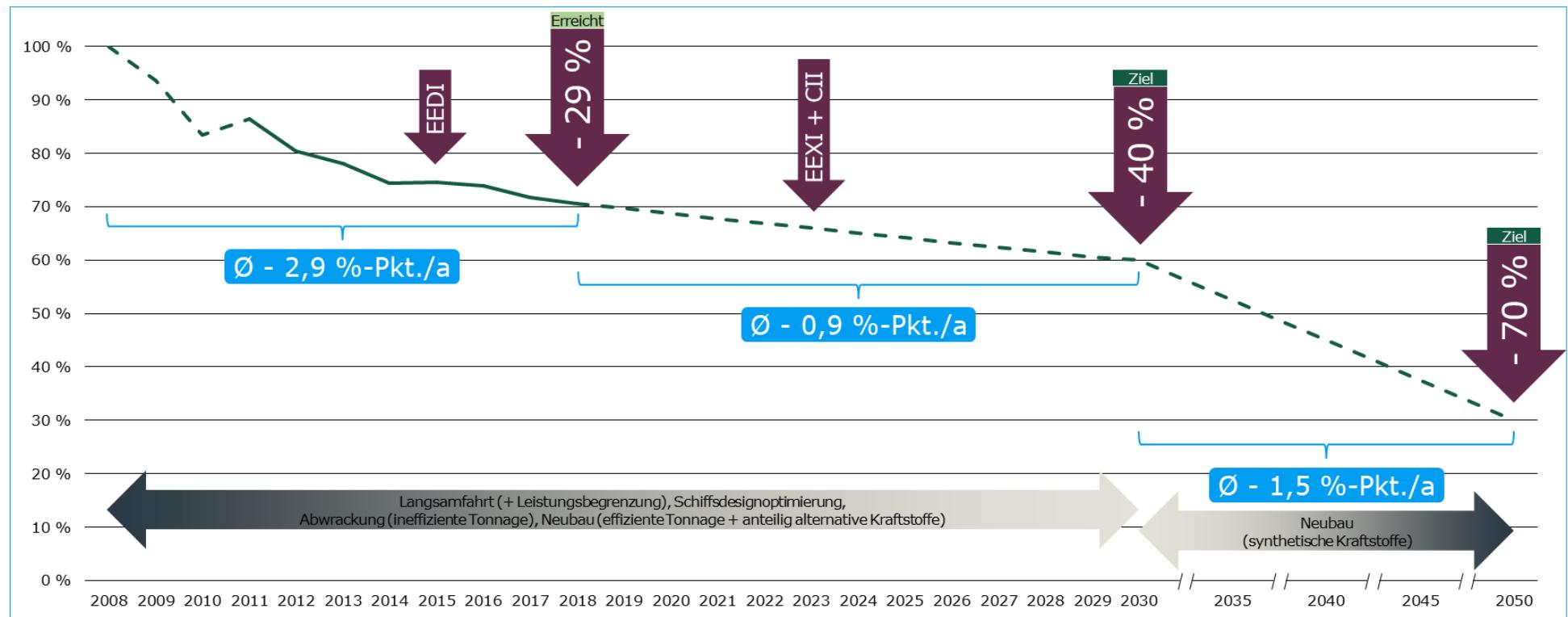


Abbildung 57 | (Geplante) Entwicklung der Kohlenstoffintensität und Regelungsmechanismen der IMO zur Emissionsreduzierung³⁶³

³⁶³ (IMO, 2021g)

4.1.3 Maßnahmen der Europäischen Union

Die EU hat Ende des Jahres 2019 den *European Green Deal* verabschiedet, ein Konzept mit dem Ziel, die THG-Emissionen des Transportsektors bis 2050 um 90 % zu reduzieren und insgesamt eine Klimaneutralität zu erreichen. Im Rahmen des European Green Deal wurde im Juli 2021 das Gesetzespaket ‚Fit for 55‘ veröffentlicht, das u. a.

- die Aufnahme der europäischen Schifffahrt in das ETS,
- das Programm ‚FuelEU Maritime‘ und
- die Steuererhebung für etablierte Schiffskraftstoffe (*Energy Taxation Directive*)

vorsieht.³⁶⁴ Die Einbindung in das ETS soll innerhalb von drei Jahren stufenweise erfolgen und für alle Schiffe ab 5.000 BRZ gelten - unabhängig davon, unter welcher Flagge die Schiffe verkehren. Eine vollständige Erfassung ist für Fahrten zwischen zwei oder mehreren Häfen innerhalb der EU vorgesehen. Zudem würde die Hälfte der Emission einer Reise bepreist werden, wenn Start oder Ziel außerhalb der EU liegen. Das ETS basiert auf dem zuvor geschilderten Modell des Zertifikathandels und die generierten Einnahmen sollen vorzugsweise in einen Schifffahrtsfond zur Förderung alternativer Schiffskraftstoffe fließen. Nach aktuellem Stand werden durch das ETS nur die CO₂-Emissionen und diese lediglich auf einer TtP-Basis berücksichtigt.

Auch das Programm ‚FuelEU Maritime‘ soll den Einsatz von alternativen Kraftstoffen fördern, verfolgt aber grundsätzlich einen ganzheitlichen Ansatz unter Einbezug der WtP-Emissionen verschiedener THG. Die konkreten Ziele umfassen die Reduzierung der THG-Intensität durch den Einsatz alternativer Kraftstoffe bis 2030 um 6 % gegenüber dem Flottendurchschnitt von 2020, bis 2040 um 26 % und bis 2050 um 75 %. Die Initiative umfasst dabei den gleichen geographischen Geltungsbereich wie das ETS.³⁶⁵

Darüber hinaus will die EU-Kommission die Steuerfreiheit für etablierte Schiffskraftstoffe abschaffen und verschiedene Mindeststeuersätze geltend machen. Deren Höhe soll auch davon abhängen, in welchem Maße in bestimmten Teilen der maritimen Branche das Risiko einer Verlagerung der Emissionsquellen, bspw. durch das Bunkern außerhalb der EU, besteht.³⁶⁶

Analog zu den Sicherheitsvorschriften für den Bau und die Ausrüstung von Seeschiffen muss auch der entsprechende Rechtsrahmen in der Binnenschifffahrt auf die neuen Anforderungen alternativer Schiffskraftstoffe ausgerichtet werden. Der EU obliegt es hierbei den ES-TRIN³⁶⁷ entsprechend anzupassen (siehe auch Kapitel 2.1.9.5). Auch die Rahmenbedingungen für die Ausbildung des Personals auf Binnenschiffen werden mit der Richtlinie (EU) 2017/2397 des Europäischen Parlaments und des Rates³⁶⁸ durch die EU geschaffen (und durch die Mitgliedsstaaten umgesetzt).

4.1.4 Flankierende Initiativen

Ergänzend zur *High-Level Legislation* der IMO und der EU gibt es verschiedene Institutionen, Unternehmen, Verbände etc., die sich an der Weiterentwicklung der Regulatorik für alternative Schiffskraftstoffe beteiligen. So haben bspw. analog zur Einführung des EEXI und CII u. a. Schiffsklassifikationen die Berechnung dieser Indikatoren in ihr Beratungsportfolio aufgenommen, sodass Schifffahrtsunternehmen bei der Umsetzung unterstützt werden können.

³⁶⁴ (Europäische Kommission, 2021c)

³⁶⁵ (Europäische Kommission, 2021e)

³⁶⁶ (Europäische Kommission, 2021e)

³⁶⁷ (CESNI, 2021)

³⁶⁸ (Europäische Kommission, 2017)

Standards und Normen

Mit der Einführung neuer Kraftstoffe in der Schifffahrt ergibt sich eine Vielzahl teilweise neuer Anwendungsszenarien, für die Zulassungsvorschriften und damit verbundene Normen geschaffen bzw. verändert werden müssen. Während durch die Forschung, Wirtschaft und Politik an entsprechenden Lösungen gearbeitet wird, entstehen neue Märkte, die wiederum neue Marktteilnehmer zusammenbringen. Die Schaffung adäquater Normen und Standards muss durch harmonische Anforderungen und Formulierungen im Umgang mit neuen Produkten und Prozessen dazu beitragen, die Verständigung untereinander zu unterstützen. Zudem können Standards die schnelle Etablierung neuer Innovationen am Markt befördern.

Das heutige hohe Sicherheitsniveau auch beim Einsatz alternativer Kraftstoffe zu gewährleisten, bedingt i. d. R. höheren (technischen) Aufwand, bspw. im Bereich der Lagertanks, Rohrleitungen und Lüftungssysteme sowie bei der Ausbildung des Personals (siehe auch Kapitel 2.1). Die Umsetzung neuer baulicher Anforderungen an Schiffe sollte daher durch entsprechende Standards und Normen unterstützt werden. Für die im Bereich der Normung erwarteten Projekte i. V. m. dem Einsatz alternativer Schiffskraftstoffe gibt es beim Deutschen Institut für Normung die Normenstelle Schiffs- und Meerestechnik.³⁶⁹

Klassifikationsgesellschaften

Nahezu alle bekannten Schiffsklassifikationsgesellschaften verfügen über Klassennotationen für die in dieser Studie behandelten alternativen Kraftstoffe bzw. arbeiten an diesen. Die zur Erreichung einer Klassennotation einzuhaltenden Vorschriften definieren die grundsätzlichen Anforderungen an den Bau und die Ausrüstung von Schiffen und bilden somit auch beim Einsatz von Kraftstoffen, für die noch keine international flaggenstaatlich anerkannten Regularien bestehen, eine Grundlage.

Bei entsprechenden Genehmigungsverfahren bieten Klassifikationsgesellschaften in der Frühphase zudem die Erteilung einer AiP an. Diese ermöglicht es, neue Entwürfe weiterzuentwickeln und ist als frühe Verifizierungsstufe für neue Entwurfskonzepte oder für bestehende Entwürfe in neuen Anwendungen weithin anerkannt. Die AiP dient damit bis zu einem gewissen Maß der Absicherung bzw. Risikominimierung bzgl. der Durchführbarkeit von Projekten zum Einsatz alternativer Kraftstoffe in der Schifffahrt.

Die AiP wird i. d. R. unter der Bedingung erteilt, dass funktionale oder sicherheitstechnische Aspekte, die noch nicht vollständig abgedeckt sind, in der endgültigen Entwurfsphase nachgewiesen werden. Eine AiP ist daher als solches keine Garantie für eine vollständige Zulassung. Die Prüfung zielt darauf ab, die Durchführbarkeit des Konzepts gemäß einem vereinbarten Umfang zu bestimmen, der alle sicherheitsrelevanten Aspekte abdeckt. Die Überschreitung der Mindestanforderungen der Überprüfung kann dazu beitragen, die mit dem Konzept verbundenen Unsicherheiten zu verringern.

Für die vollständige Zulassung von Schiffen, die einen alternativen Kraftstoff nutzen, dessen Einsatz noch nicht im IGF-Code oder vergleichbaren Bauvorschriften verbindlich geregelt ist, gilt weiterhin der *Alternative Design Approach* (siehe auch Kapitel 2.1.9.5). Durch die zuvor genannten Hilfestellungen sowie die Begleitung der mit diesem Prozess verbundenen Risikoanalyse unterstützen die Klassifikationsgesellschaften die Etablierung neuer Schiffskraftstoffe.

³⁶⁹ (Normenstelle Schiffs- und Meerestechnik, 2021)

4.2 Kraftstoffverfügbarkeit und Ressourcenallokation

In der Kraftstoffanalyse (siehe auch Kapitel 2.1.9.3) wurde nachgewiesen, dass für einen Teil der potenziellen Kraftstoffalternativen (v. a. Methanol und Ammoniak) bereits signifikante globale Produktionskapazitäten bestehen. Da es sich dabei allerdings größtenteils um fossil hergestellte Mengen handelt, eignen sich diese nicht für einen Einsatz als klimaschonende Energielieferanten der Schifffahrt. Ausschlaggebend sind dagegen die grünen Produktionskapazitäten.

Allen *Bio-* und *E-Fuels* ist gemein, dass sie vor 2030 kaum im industriellen Maßstab verfügbar sein werden. Da erwartet wird, dass bereits in diesem Zeitraum auf globaler Ebene die Nachfrage vieler Wirtschaftsbereiche nach diesen Produkten signifikant steigt, zeichnet sich ein Allokationsdilemma ab. Deshalb erscheint die Verteilung knapper grüner Kraftstoffe anhand der Zahlungsbereitschaft von Wirtschaftsbereichen und Akteuren wahrscheinlich. Die Lage verschärfend gilt dies auch nur für die zukünftigen Mengen, für die nicht bereits im Status quo Abnahmegarantien verbrieft worden sind. Auf Seiten der internationalen Schifffahrt kann hierbei exemplarisch auf die Absprachen zwischen der Containerreederei A. P. Møller-Mærsk und REIntegrate über jährlich 10.000 Tonnen grünen E-Methanols verweisen werden.³⁷⁰

Die kürzlich von A. P. Møller-Mærsk in Bestellung gegebenen acht Containerschiffe³⁷¹, die mit jährlich etwa 300.000 – 360.000 t grünem Methanol betrieben werden sollen, dienen als weiteres Beispiel für das aufkommende Allokationsdilemma. Mit Inbetriebnahme der Schiffe im Jahr 2024 sollen jährlich rund 1 Mio. t CO₂ eingespart werden, was ungefähr 3 % des CO₂-Ausstoßes des Unternehmens entspricht.³⁷² Die Herkunft des grünen Methanols befindet sich in Klärung, Mærsk plant durch eine strategische Partnerschaft mit sechs führenden Produzenten bis Ende 2025 730.000 t/a grünes Methanol zu beziehen.³⁷³ Die aktuelle globale Produktion beträgt weniger als 200.000 t³⁷⁴ und liegt damit deutlich unter dem Bedarf, den A. P. Møller-Mærsk im Jahr 2024 für einen Dekarbonisierungseffekt von 3 % veranschlagt. Bei einer nicht rechtzeitig gesicherten Versorgung mit grünem Methanol besteht die Gefahr, dass die Schiffe zunächst mit etablierten Schiffskraftstoffen betrieben werden und somit ihren Beitrag zur Emissionsreduzierung verfehlten.

Während sich biogene Kraftstoffe in der Schifffahrt im Status quo bereits im Einsatz befinden (siehe auch Kapitel 2.1.2), wird das Potenzial fortschrittlicher *Bio-Fuels* gemeinhin als limitiert evaluiert.³⁷⁵ Fortschrittliche *Bio-Fuels*, deren Ausgangsprodukte wie Maisstängel oder Restprodukte nicht dem Anbau von Nahrungsmitteln dienen, sind auf diesem Gebiet am vielversprechendsten, stehen aber nur in geringer Kapazität zur Verfügung und bieten eine ineffizientere Flächennutzung als Anlagen zur Gewinnung bspw. erneuerbarer Wind- oder Sonnenenergie. Den auf diesem Wege hergestellten *E-Fuels* wird eine höhere Bedeutung zugeschrieben.

Von zentralem Interesse ist daher, wo genau strombasierte, CO₂-neutrale Kraftstoffe zu welchen Kosten und in welchen Mengen produziert werden können. Eine Auskunft zu diesen Fragestellungen für das Prognosejahr 2050 bietet der vom Fraunhofer IEE entwickelte Power-to-X (PtX)-Atlas. Außerhalb Europas lassen sich demnach realistischerweise etwa 69 Tsd. TWh Wasserstoff bzw. 57 Tsd. TWh strombasierte flüssige Kraftstoffe herstellen. Für den weltweiten Schiffsverkehr wird im Vergleich schätzungsweise ein erforderliches Energieäquivalent von 4,5 Tsd. TWh prognostiziert.³⁷⁶

³⁷⁰ (A. P. Møller-Mærsk, 2021a)

³⁷¹ Die Bestellung wurde im Januar 2022 um vier weitere baugleiche Containerschiffe ergänzt.

³⁷² (A. P. Møller-Mærsk, 2021b)

³⁷³ (A. P. Møller-Mærsk, 2022)

³⁷⁴ (IRENA, 2021)

³⁷⁵ (DNV, 2021h)

³⁷⁶ (Fraunhofer IEE, 2021)

Neben den in Abbildung 58 exemplarisch für den PtX-Standort Australien veranschaulichten Mengenpotenzialen für die Erzeugung verschiedener *E-Fuels* bietet der Atlas auch länderspezifische Auswertungen zu:

- sozioökonomischen Faktoren,
- PtX-Potenzialflächen,
- Vollaststunden und Saisonalität und
- Gestehungs- und Transportkosten.

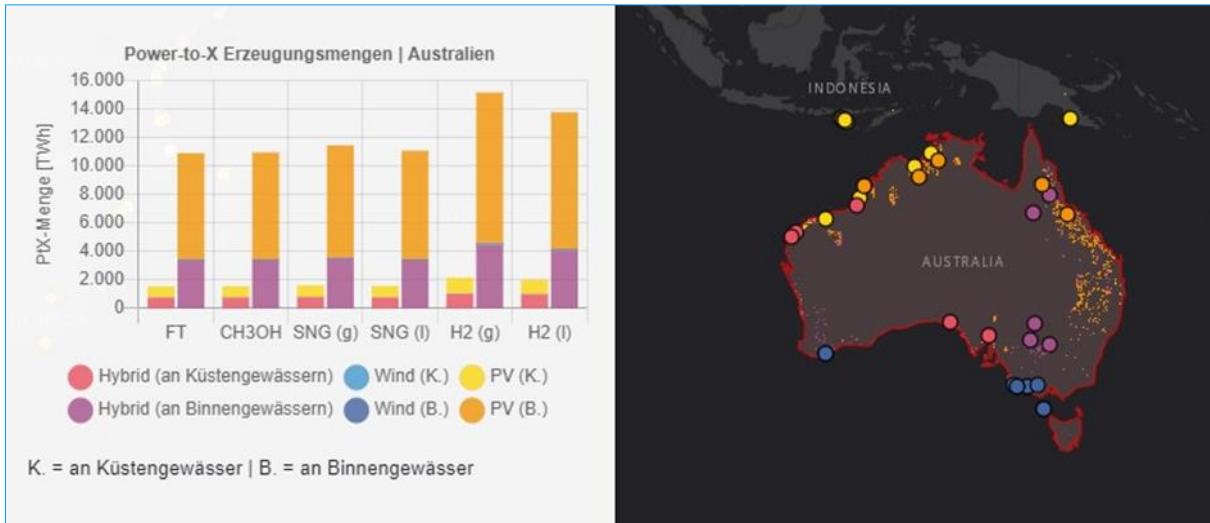


Abbildung 58 | Potenzielle PtX-Erzeugungsmengen in Australien im Jahr 2050 nach Gestehungsart und Energieträgern (Stand 5. 2022)³⁷⁷

Neben den langfristigen Potenzialen für das Jahr 2050 ist für eine rasche Beschleunigung der Marktdurchdringung alternativer Kraftstoffe in der Schifffahrt insbesondere deren mittelfristige Verfügbarkeit entscheidend. Diese wird maßgeblich durch das globale Produktionsniveau grünen und blauen Wasserstoffs beeinflusst. Die *International Renewable Energy Agency* prognostiziert auf der Basis des 1,5°C-Ziels aus dem Übereinkommen von Paris³⁷⁸, dass die heute vernachlässigbaren Produktionsmengen sich bis 2030 auf 154 Mio. t (ca. 5.100 TWh) und bis 2050 auf 614 Mio. t (ca. 20.500 TWh) erhöhen. Der als Kraftstoff genutzte Anteil von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten nähme, u. a. vor dem Hintergrund der zuvor beschriebenen Allokationszusammenhänge, den Schätzungen zufolge jedoch lediglich knapp 2 % im Jahr 2030 und 7 % im Jahr 2050 ein.³⁷⁹

Analog zu den globalen Bestrebungen werden auch die kontinentalen Produktionskapazitäten sukzessive erweitert. Sowohl der *EU Green Deal* als auch die nationalen Wasserstoffstrategien enthalten verbindliche Ausbauziele u. a. für die Elektrolyseurkapazitäten im Jahr 2030. Die EU plant für 2030 mit Kapazitäten von 40 GW (entspricht jährlich 10 Mio. t Wasserstoff bzw. 333 TWh), in der deutschen Wasserstoffstrategie sind 5 GW (entsprechend 14 TWh) ausgewiesen.

Es ist festzustellen, dass die für 2030 und 2050 prognostizierten Wasserstoffproduktionsmengen ausreichen würden, um durch den Einsatz alternativer Kraftstoffe eine Klimaneutralität in der Schifffahrt zu erreichen (vergleiche u. a. Abbildung 22). Aufgrund der Ressourcenallokation und der tendenziell höheren Zahlungsbereitschaft in anderen Sektoren muss jedoch davon ausgegangen werden, dass sich die Verfügbarkeit in der Schifffahrt zunächst nur langsam entwickeln wird.

³⁷⁷ (Fraunhofer IEE, 2021)

³⁷⁸ (United Nations, 2015)

³⁷⁹

Neben der Produktion synthetischer Kraftstoffe aus erneuerbaren Quellen ist die Distribution ein *Key Critical Factor* und ist bei der Bewertung der Verfügbarkeit zu berücksichtigen. Durch die Entwicklung der LNG-Bunkerinfrastruktur ist bekannt, dass globale und hafennahe Lagerfazilitäten den Aufbau einer Kraftstoffversorgung für die Schifffahrt beschleunigen können. Ähnliche Grundvoraussetzungen bringen auch LPG, Methanol und Ammoniak mit, für die entlang der Hauptverkehrsrouten der Seeschifffahrt ein engmaschiges Netz an Terminals besteht.

Im Gegensatz dazu ist die maritime Transportinfrastruktur für Wasserstoff nahezu nicht existent. Die Herausforderungen für die Entwicklung einer Bunkerinfrastruktur können analog als am größten bewertet werden. Eine Ausnahme stellt die, teilweise bereits in der Binnenschifffahrt praktizierte, Bereitstellung von Wasserstoff in Druckgasflaschen aus der Industrie dar, durch die die Bereitstellung stark vereinfacht wird. Die Anwendungsmöglichkeiten einer solchen Lösung sind allerdings begrenzt.

In einer dynamischen Entwicklung befindet sich hingegen der Ausbau von Landstromanlagen und somit auch theoretischer Lademöglichkeiten für vollelektrische Schiffe (siehe auch Kapitel 2.1.8.4). Die Verbreitung von Landstromanlagen wird zudem im Rahmen der „Fit for 55“-Maßnahmen der EU gefördert.³⁸⁰ Hinzukommen Ladepunkte, die explizit dem Aufladen vollelektrischer Schiffe gewidmet sind. Deren universelle Nutzung ist allerdings eingeschränkt, da sie teils auf den operativen Betrieb der zu ladenden Schiffe ausgerichtet sind (bspw. Leistung, Ort der Anlage).

Die internationale Import- und Exportinfrastruktur (grüne Punkte) und Bunkerschiffe (gelbe Punkte) für LNG sind in Abbildung 59 veranschaulicht. Die Abbildung 60 und Abbildung 61 zeigen die Import- und Exportinfrastruktur von Methanol bzw. Ammoniak und in Abbildung 62 ist die globale Verbreitung von Landstromanlagen zu sehen. Export- und Importstrukturen für LPG bestehen ebenfalls weltweit, wobei der Schwerpunkt im asiatischen Raum liegt.³⁸¹ Für Wasserstoff ist bisher lediglich ein Terminal im japanischen Kobe bekannt.³⁸²

Die Verfügbarkeiten können mit dem in Tabelle 33 zusammengefassten Anlaufverhalten* der deutschen Flotte (siehe auch Kapitel 3.1.3.3) abgeglichen werden. Die fünf jeweils am stärksten frequentierten Fahrtgebiete je Schiffstyp sind dabei jeweils im Stil einer *Heatmap* farblich markiert. Es wird ersichtlich, dass die fokussierte Flotte ihre Fahrtgebietsschwerpunkte in Europa, dem asiatischen Raum und teilweise Nord- und Zentralamerika hatte. In diesen Gebieten besteht bereits heute eine etablierte Import-/Export-Infrastruktur für die untersuchten alternativen Kraftstoffe, sodass auch auf den wichtigsten Fahrtrouten der fokussierten (deutschen) Flotte das Potenzial für den Aufbau entsprechender Bunkerinfrastrukturen gegeben ist.

Eine Aufschlüsselung des Anlaufverhaltens* nach Größenklassen enthält die Tabelle 51 im Anhang.

³⁸⁰ (Europäische Kommission, 2021c)

*Anteil der Schiffe mit mindestens einem Hafenanlauf im jeweiligen Fahrtgebiet

³⁸¹ (World LPG Association, 2021)

³⁸² (Kawasaki, 2021a)

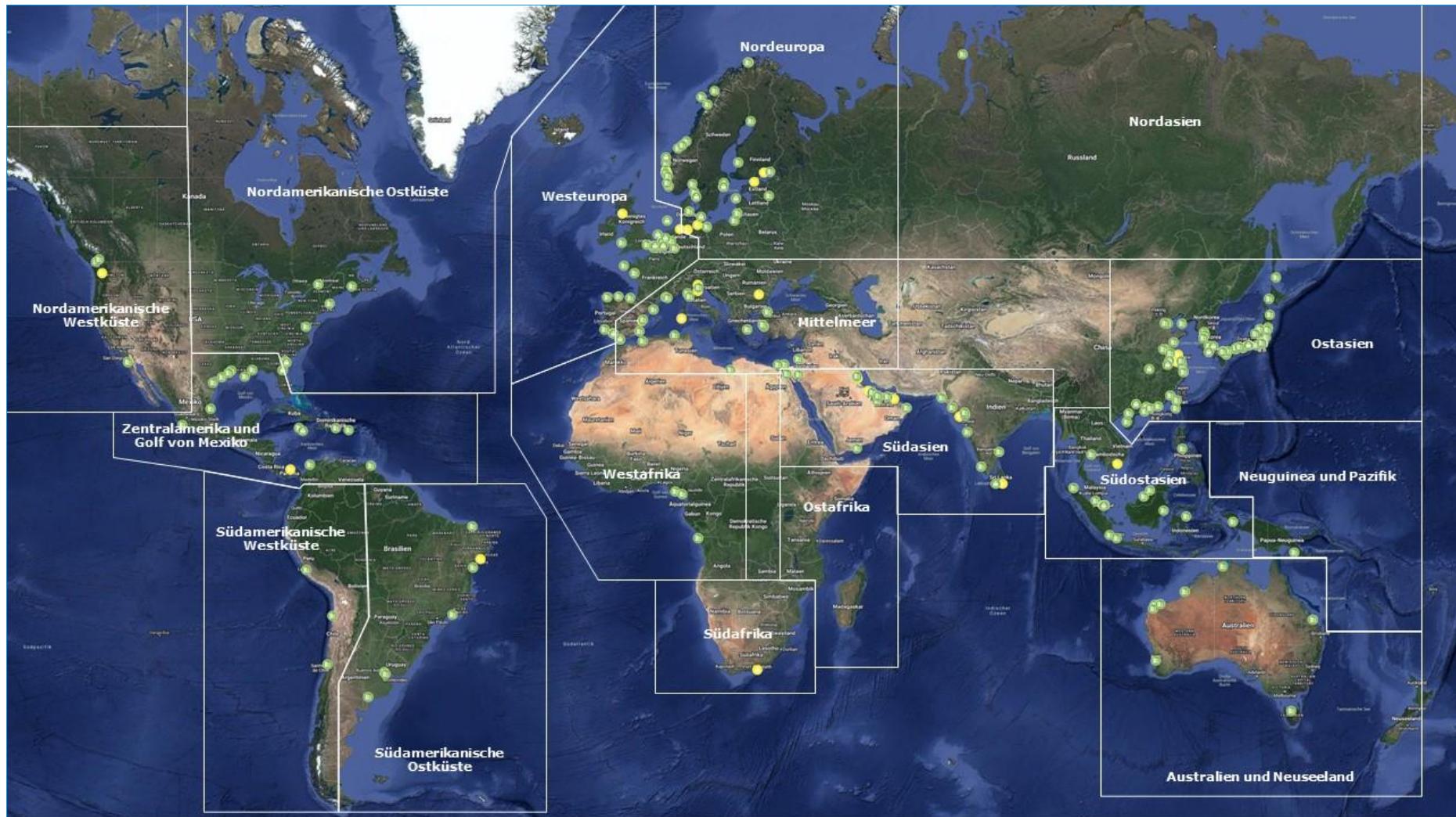


Abbildung 59 | Weltweite Import-/Export-Infrastruktur und Bunkerschiffe für LNG (Stand 1. Juli 2021)

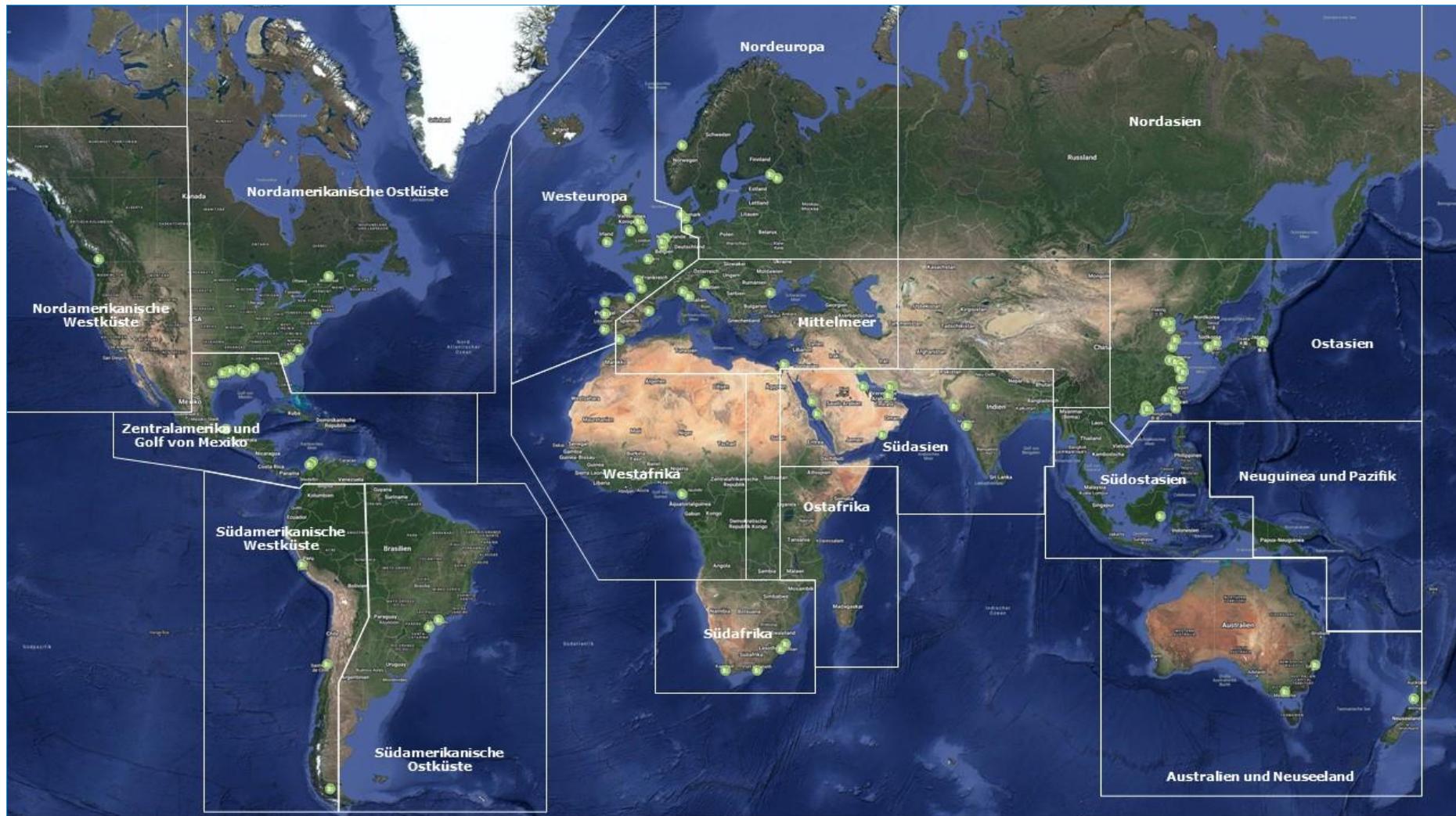


Abbildung 60 | Weltweite Import-/Export-Infrastruktur für Methanol (Stand 1. Juli 2021)



Abbildung 61 | Weltweite Import-/Export-Infrastruktur für Ammoniak (Stand 1. Juli 2021)



Abbildung 62 | Weltweite Verbreitung von Landstromanlagen (Stand 1. Juli 2021)

Schiffstyp	Westafrika	Ostafrika	Südafrika	Nordasien	Ostasien	Südasien	Südostasien	Australien und Neuseeland	Neuguinea Pazifik	Nordeuropa	Westeuropa	Mittelmeer	Westküste Nordamerika	Ostküste Nordamerika	Westküste Südamerika	Ostküste Südamerika	Zentralamerika Golf von Mexiko	Anzahl Schiffe
Containerschiffe	17 %	8 %	8 %	0 %	41 %	29 %	42 %	8 %	0 %	16 %	51 %	46 %	10 %	20 %	8 %	8 %	25 %	2.063
Stückgutfrachter	25 %	2 %	5 %	1 %	15 %	13 %	16 %	5 %	1 %	70 %	79 %	58 %	4 %	12 %	4 %	9 %	16 %	2.449
Massengutfrachter	33 %	7 %	23 %	0 %	56 %	35 %	54 %	30 %	0 %	56 %	71 %	57 %	16 %	31 %	13 %	55 %	40 %	1.311
Öltanker	21 %	2 %	2 %	1 %	19 %	22 %	31 %	5 %	1 %	65 %	79 %	51 %	6 %	22 %	4 %	7 %	36 %	382
Chemikalientanker	29 %	1 %	4 %	1 %	14 %	13 %	18 %	2 %	1 %	75 %	92 %	56 %	5 %	23 %	5 %	11 %	27 %	849
Sonst. Flüssigtanker	10 %	0 %	0 %	0 %	10 %	5 %	10 %	10 %	0 %	62 %	86 %	29 %	0 %	24 %	0 %	24 %	24 %	21
LPG-Tanker	22 %	2 %	3 %	0 %	20 %	12 %	17 %	1 %	0 %	57 %	75 %	49 %	0 %	2 %	1 %	13 %	29 %	184
LNG-Tanker	0 %	0 %	0 %	0 %	58 %	58 %	58 %	0 %	0 %	50 %	75 %	50 %	0 %	0 %	0 %	0 %	33 %	12
Kühlschiffe	34 %	8 %	23 %	5 %	42 %	3 %	26 %	8 %	1 %	42 %	55 %	23 %	1 %	18 %	29 %	25 %	37 %	73
Offshoreschiffe	10 %	0 %	2 %	0 %	1 %	6 %	4 %	0 %	0 %	45 %	76 %	19 %	0 %	1 %	0 %	3 %	5 %	271
Autotransporter	26 %	23 %	40 %	0 %	79 %	59 %	78 %	31 %	2 %	36 %	99 %	80 %	46 %	67 %	32 %	12 %	70 %	428
Ro-Ro-Schiffe	15 %	3 %	1 %	0 %	3 %	9 %	7 %	1 %	0 %	44 %	59 %	36 %	2 %	6 %	1 %	5 %	8 %	199
Ro-Ro-/Passagierfähren	3 %	0 %	0 %	0 %	0 %	2 %	1 %	0 %	0 %	47 %	31 %	28 %	3 %	4 %	0 %	1 %	1 %	142
Passagierschiffe	5 %	0 %	0 %	0 %	2 %	0 %	24 %	0 %	0 %	41 %	42 %	3 %	1 %	3 %	2 %	2 %	3 %	88
Kreuzfahrtschiffe	45 %	9 %	9 %	1 %	15 %	23 %	23 %	15 %	9 %	65 %	75 %	57 %	16 %	42 %	16 %	19 %	57 %	164
Behördenschiffe	4 %	0 %	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	54 %	75 %	1 %	0 %	4 %	3 %	3 %	1 %	88
Yachten	8 %	2 %	0 %	0 %	1 %	11 %	6 %	4 %	4 %	26 %	68 %	76 %	2 %	20 %	1 %	1 %	35 %	294
Sonstige	8 %	0 %	1 %	2 %	5 %	3 %	2 %	0 %	1 %	50 %	65 %	13 %	1 %	3 %	1 %	2 %	3 %	798
Gesamt	22 %	5 %	9 %	1 %	27 %	20 %	28 %	9 %	1 %	51 %	71 %	49 %	9 %	19 %	7 %	14 %	25 %	9.816

Tabelle 33 | Anlaufverhalten* der fokussierten Seeschiffsflotte (2019)

*Anteil der Schiffe mit mindestens einem Hafenanlauf im jeweiligen Fahrtgebiet

4.3 Energieeffizienz der Bereitstellung und Verwertung

4.3.1 Erhöhung der Energieeffizienz

Die Ausführungen des Kapitels 4.1 ergaben, dass die IMO ihre Ziele zur Reduzierung des THG-Ausstoßes neben dem Einsatz neuer Kraftstoffe vornehmlich durch die Optimierung der Energieeffizienz von Schiffen erreichen will. Hierfür gibt es eine Vielzahl von designspezifischen, operativen und ökonomischen Lösungen. Diese flankierenden Maßnahmen bieten in der Übergangsphase bis zur flächendeckenden Verfügbarkeit neuer Schiffskraftstoffe die Möglichkeit, mit tendenziell geringeren *CapEx* die kurzfristigen IMO-Vorgaben zu erreichen.

Das von der IMO in Zusammenarbeit mit dem norwegischen Umweltministerium ins Leben gerufene Projekt „GreenVoyage2050“ hat sich als oberstes Ziel gesetzt, die Umsetzung der IMO THG-Strategie zu unterstützen und leistet in diesem Kontext u. a. Hilfestellung zur Bewertung adäquater technischer und betrieblicher Energieeffizienzmaßnahmen. Neben einer Reihe von Publikationen hat sie ein Evaluationstool entwickelt, das den Effekt entsprechender Eingriffe auf den EEDI und EEOI bemisst.³⁸³ Eine Abschätzung der Potenziale verschiedener Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz kann der Abbildung 63 entnommen werden.

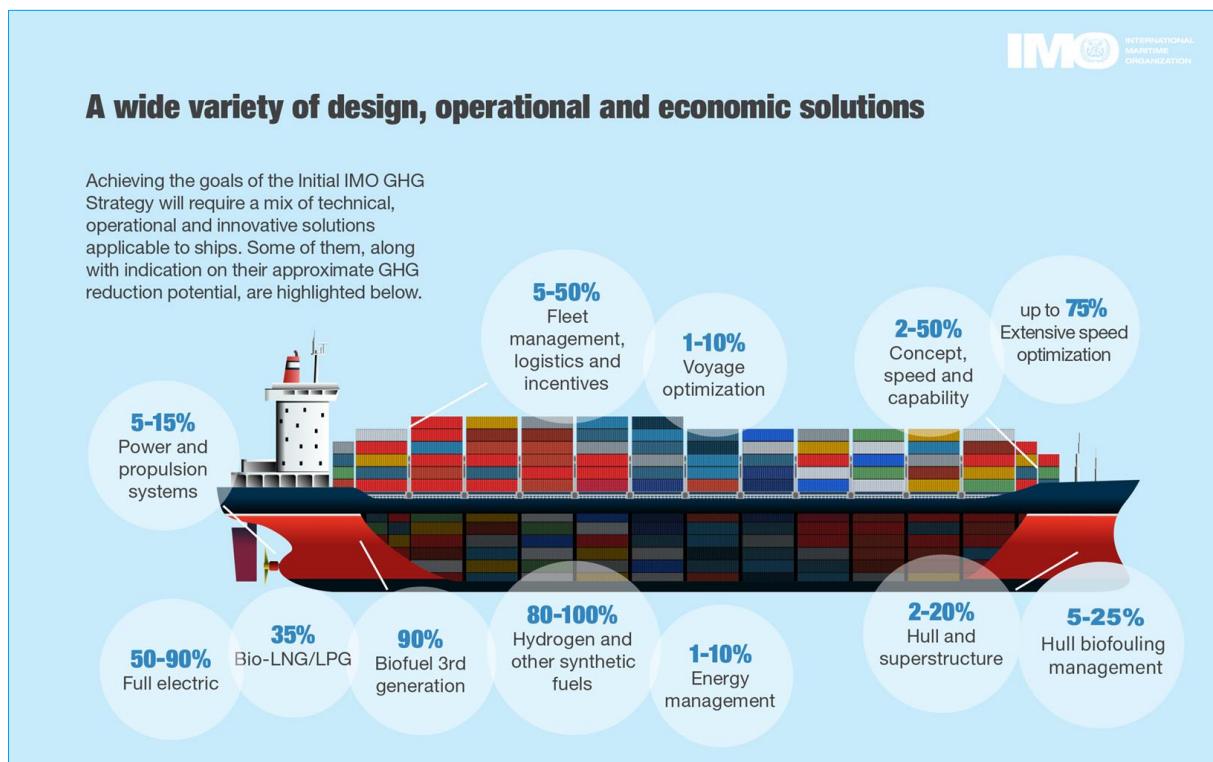


Abbildung 63 | Emissionsreduzierungspotenzial verschiedener baulicher, operativer und ökonomischer Anpassungsmaßnahmen³⁸⁴

Neben den direkt mit dem Schiffsbetrieb verbundenen Maßnahmen beschäftigt sich die IMO auch mit dem Geoengineering im marinen Bereich, wobei v. a. CCS eine bedeutsame Rolle einnimmt. (siehe auch Kapitel 2.1.9.7). Auch die Wiederverwertung des aufgefangenen CO₂ für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe wird in der Schifffahrt vermehrt diskutiert (CCU-Verfahren).

³⁸³ (IMO, 2021f)

³⁸⁴ (IMO, 2021g)

CCU auf Schiffen wird bspw. durch die japanische Reederei K Line auf einem Kohlefrachter erprobt.³⁸⁵

In Anlagen zur Speicherung von CO₂ auf Schiffen wird grundsätzlich der Vorteil gesehen, dass sie eine Kreislaufwirtschaft des vom Schiff ausgestoßenen und gleichzeitig für die Produktion des Kraftstoffes benötigten CO₂ schaffen können. Dem gegenüber stehen zusätzliche Raumbedarfe für die Tanks und weitere technische Systeme, höhere Energiebedarfe und die Notwendigkeit von Infrastruktur für den Transport des CO₂ vom Schiff zum Abnehmer bzw. zumendlager des CO₂. Trotz dieser Herausforderungen ist nach jetzigem Kenntnisstand nicht auszuschließen, dass CCU bei erfolgreicher Erprobung und gegebener technischer Reife eine Ergänzung zu den Maßnahmen in Abbildung 63 darstellen kann und auch von der IMO entsprechend ausgewiesen wird. Es wird angenommen, dass die Technologie besonders auf Schiffen mit festen Routen (Infrastruktur) und mit begrenzter Anzahl von Seetagen (Größe Tanks) eine Rolle spielen kann. Erste Studien schätzen das CO₂-Auffangpotenzial der Technik u. a. in Abhängigkeit des Schiffstyps auf 25 - 40 %.³⁸⁶

4.3.2 Energieeffizienz potenzieller Kraftstofferzeugungspfade

Die Energieeffizienz spielt nicht nur an Bord des Schiffes eine wichtige Rolle. Da das Gewinnungspotenzial erneuerbarer Energie und der aus ihr hergestellten alternativen Kraftstoffe in Regionen fernab der globalen *Bunkerhubs* mitunter am größten ist, ist davon auszugehen, dass die Kraftstoffe zunächst per Schiff über teils große Distanzen transportiert werden müssen, bevor sie bspw. in Rotterdam zum Bunkern angeboten werden können. Der Effizienz bei der Bereitstellung der untersuchten Kraftstoffe kann eine direkte Auswirkung (umgekehrt proportional, d. h. hohe Effizienzen führen zu geringeren Kosten) auf die Kosten unterstellt werden, weshalb sie ein Indikator dafür sein kann, welche Kraftstoffalternative sich zukünftig durchsetzt.

Die Effizienzen der Bereitstellung ausgewählter synthetischer Kraftstoffe werden anhand einer Beispielrechnung veranschaulicht. Hierfür wurde ein mögliches Gewinnungsszenario erneuerbarer Energien aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen betrachtet.³⁸⁷ In diesem wird in Australien, das im Juni eine Wasserstoff-Partnerschaft mit Deutschland abgeschlossen hat³⁸⁸, grüner Strom entsprechend einer jährlichen Energiemenge von ca. 180.000 GWh, für die Produktion verschiedener synthetischer Kraftstoffe eingesetzt. Anschließend werden die Produkte mit dem Schiff nach Nordwesteuropa transportiert.

Die für die Berechnung unterstellten Referenzschiffe wurden entsprechend mittelfristig erwartbarer Schiffsgrößen für den Transport der Kraftstoffe gewählt. Der Transport von Wasserstoff wurde mangels verfügbarer Tanker anhand bekannter Schiffsgrößen geplanter Flüssigwasserstoff- bzw. Druckwasserstofftanker kalkuliert. In diesem exemplarischen Szenario wird eine Reisedauer von 30 Tagen angenommen. Anschließend wird unterstellt, dass die Kraftstoffe direkt ihrer Verwendung zugeführt werden (keine weitere Lagerung).

Die Ergebnisse der Berechnung sind in Abbildung 64 veranschaulicht. In alleiniger Betrachtung der Bereitstellungsprozesse weist komprimierter Wasserstoff die höchste Energieeffizienz auf, während auch bei Ammoniak am Ende der *Supply Chain* noch über 50 % der ursprünglichen Energiemenge vorhanden sind.

³⁸⁵ (K Line, 2021)

³⁸⁶ (Deltamarin, 2021)

³⁸⁷ (InterContinental Energy, 2021)

³⁸⁸ (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2021a)

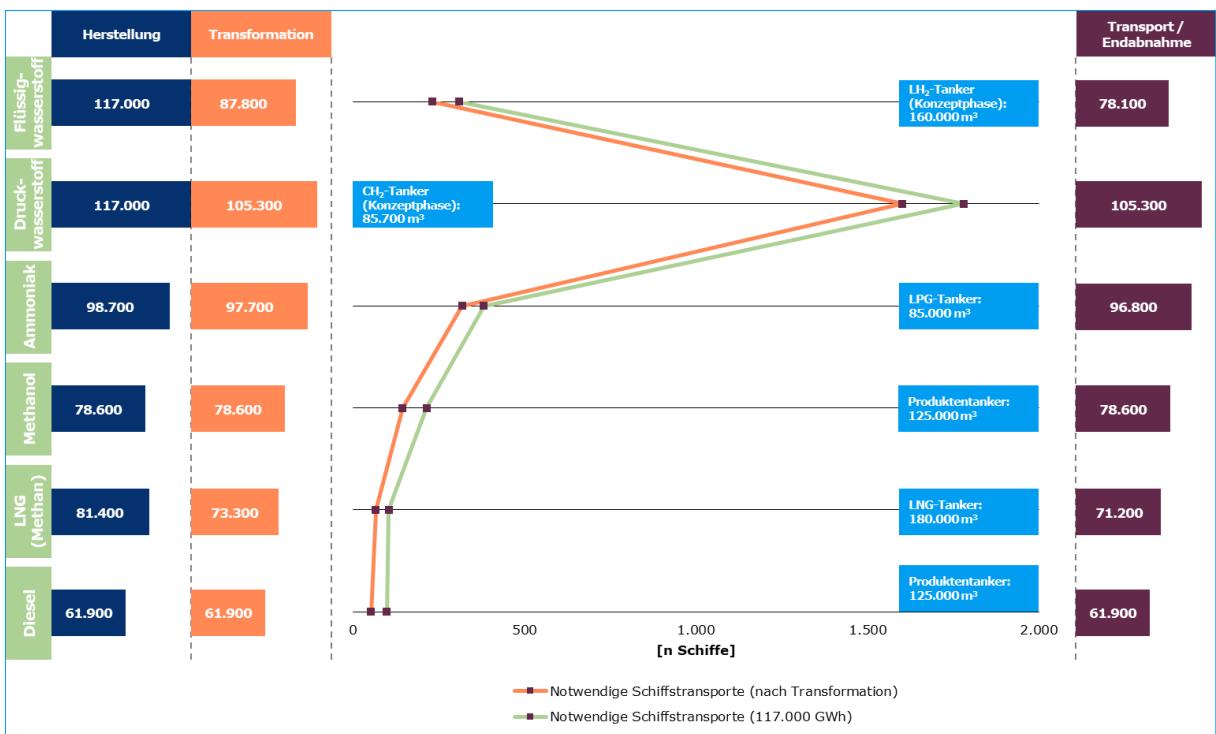


Abbildung 64 | Energetische Betrachtung der Supply Chain von Wasserstoff(-derivaten)

Unter Einbezug der notwendigen Schiffstransporte wird deutlich, dass ein *Trade-Off* zwischen der effizienten Umwandlung der vorhandenen Energie und den notwendigen Schiffstransporten besteht. Dies wird v. a. mit Blick auf komprimierten Wasserstoff deutlich, der zwar die höchste Endenergiemenge aufweist, dessen Transport allerdings über 1.600 Schiffstransporte erforderlich machen würde. Bei ca. 6 Rundreisen/Jahr (365 Tage/(60 Tage/Rundfahrt)) müssten somit fast 270 entsprechende Schiffe verkehren, womit die Vorteile bei der Energieeffizienz durch die immensen Kraftstoffverbräuche nichtig wären. Auch die Umsetzbarkeit einer Transportkette für flüssigen Wasserstoff erscheint ob der noch in der Konzeptphase befindlichen Schiffe erst mittelfristig realistisch.

Bei der Bewertung der Transportoptionen ist neben den in Abbildung 64 gezeigten Faktoren auch die vorgesehene Nutzung zu berücksichtigen. Wasserstoff ist aufgrund seiner Vielseitigkeit im Einsatz grundsätzlich die flexibelste Option. Bei fixierten Abnahmemengen von Wasserstofffolgeprodukten, bspw. als Schiffskraftstoff, ist aus energetischen Erwägungen dagegen eine Veredlung vor dem Transport zu bevorzugen. Die entsprechenden Derivate profitieren hierbei zum einen ggf. von der Weiternutzung bestehender Schiffe und zum anderen von den vorteilhaften Transporteigenschaften. Zudem bieten v. a. die Tankschiffe für Ammoniak, Methanol und Diesel noch Potenzial zu Skalierung. Eine abschließende Bewertung ist aufgrund der nur eingeschränkt evaluierbaren Kraftstoffverbräuche (bspw. von Ammoniak) in Bezug auf die notwendigen Schiffstransporte nur bedingt möglich und erfordert weitere Untersuchungen.

4.4 Potenziale und Pfade von Umrüstungen

Neben den im Orderbuch enthaltenen insgesamt rund 4.100 Neubauprojekten (siehe auch Kapitel 3.2.3) sind auf den Werften aktuell kaum Umrüstungen bzw. geplante Aufenthalte, die i. V. m. dem Kraftstoffsystem stehen, zu beobachten. Einerseits können hierfür die insgesamt große Unsicherheit bei der Wahl des zukünftig vorteilhaftesten Kraftstoffs und auch die aktuelle Erlösfrage in der Schifffahrt verantwortlich sein (siehe auch Kapitel 2.2.2), andererseits haben zurückliegende Schiffsumrüstungen jüngerer und älterer Einheiten z. B. auf LNG-Antriebe das erhebliche finanzielle Risiko verdeutlicht, welches mit derartigen Eingriffen verbunden ist (siehe auch Kapitel 3.2.1). Dies gilt nicht nur für die direkten Kosten der Umrüstung, sondern auch die Opportunitätskosten im Zusammenhang mit dem Erlösausfall eines Schiffes während der umfangreichen Umrüstungs- und Erprobungszeiträume.³⁸⁹

Dennoch ist nicht auszuschließen, dass zukünftige Umrüstungsvorhaben aufgrund von Synergien zwischen den Kraftstoffen ökonomisch zu rechtfertigende *Business Cases* ergeben können. Aufbauend auf den bereits im Kraftstoffkatalog skizzierten möglichen Kompatibilitäten, wird daher anschließend ein Überblick über mögliche Umrüstungen von Antriebs- und Tanksystemen bei alternativen Schiffskraftstoffen geliefert. Zudem wird die entsprechende Regulatorik gewürdigt.

In Hinblick auf die Antriebe ist festzustellen, dass moderne Motoren tendenziell eher dazu geeignet sind, auf alternative Kraftstoffe umgerüstet zu werden als ältere Modelle.³⁹⁰ Im Allgemeinen können die Umrüstungsmöglichkeiten als vielfältig bzw. die technischen Limitationen im Bereich der Antriebe als gering eingestuft werden. Allerdings ist eine grundsätzliche technische Umrüstbarkeit nicht in jedem Fall gleichbedeutend mit der Verfügbarkeit der Umrüstung. Diese muss i. d. R. für den jeweiligen Einzelfall gesondert geprüft werden.

Eine Übersicht der Umrüstungsmöglichkeiten von 2-Takt-Schiffsmotoren am Beispiel des Produktportfolios der MAN ES bietet die Tabelle 34. Auch die 4-Takt-Schiffsmotoren wurden einer Untersuchung bzgl. der generellen Umrüstbarkeit unterzogen. Hierbei wurden auch Produkte der Firma Wärtsilä mitbetrachtet, das Ergebnis ist in Tabelle 35 dargestellt. Es ist zu beachten, dass pro Motor i. d. R. nur eine Umrüstung vorgenommen werden kann.

Kraftstoff	MC	ME-B	ME-C	ME-GI	ME-GA	ME-GIE	ME-LGIM	ME-LGIP
VLSFO	Design	Design	Design	Design	Design	Design	Design	Design
HFO	Design	Design	Design	Design	Design	Design	Design	Design
LNG			umrüstbar	Design	Design	Design	umrüstbar	umrüstbar
Methanol			umrüstbar	umrüstbar		umrüstbar	Design	umrüstbar
LPG			umrüstbar	umrüstbar		umrüstbar	umrüstbar	Design
Ammoniak			umrüstbar	umrüstbar		umrüstbar	umrüstbar	umrüstbar

Tabelle 34 | 2-Takt-Motorenproduktportfolio der MAN ES inkl. möglicher Umrüstbarkeiten³⁹¹

³⁸⁹ (ABS, 2021a)

³⁹⁰ (ABS, 2021a)

³⁹¹ (MAN ES, 2020b)

Kraft- stoff	MAN 4-Takt-Motorenportfolio									Wärtsilä 4-Takt-Motorenportfolio								
	L+V 51/60DF	L+V 48/60CR	L35/44DF	L+V 32/44CR	L+V 32/40	V28/33D	L27/38	L21/31	175D	14	20(DF)	26	31(DF)/(SG)	32	34DF	46(DF)	32M	46TS(-DF)
VLSFO	Design	Design	Design	Design	Design		Design	Design			Design	Design	Design	Design	Design	Design	Design	Design
HFO	Design	Design	Design	Design	Design		Design	Design			Design	Design	Design	Design	Design	Design	Design	Design
MDO/ MGO	Design	Design	Design	Design		Design	Design	Design	Design	Design	Design	Design	Design	Design	Design	Design	Design	Design
LNG	Design		Design							(Design)		(Design)	Umrüstbar	Design	(Design)	+umrüstbar		(Design)
MeOH	Umrüstbar*	Umrüstbar*		Umrüstbar*			Umrüstbar**	Umrüstung vorgesehen			Design ***			Design ***	Design ***	Design	Design ***	Design ***
LPG	Keine Angaben											(Design, nur SG)						
NH₃	Entwicklung eines <i>Dual Fuel</i> Viertakt-Motors (Projekt AmmoniaMot), der sowohl mit Dieselkraftstoff als auch Ammoniak betrieben werden kann.									Entwicklung eines <i>Dual Fuel</i> Viertakt-Motors (voraussichtlich beginnend mit W31, W32), der sowohl mit Dieselkraftstoff als auch Ammoniak betrieben werden kann.								

Tabelle 35 | 4-Takt-Motorenproduktportfolio der MAN ES und von Wärtsilä inkl. möglicher Umrüstbarkeiten³⁹²

*Für die Nutzung von Methanol als Hauptkraftstoff soll planweise ab 2024 die *Port Injection*-Technologie zum Einsatz kommen und die Umrüstbarkeit von neuen Diesel- und Dual Fuel-Motoren ermöglichen.

**für GenSets

***Das Design der Neumotoren wird schrittweise angepasst. Eine etwaige Umrüstbarkeit bestehender Motoren richtet sich nach Potenzial und Marktnachfrage.

³⁹² Eigene Darstellung unter Mithilfe von MAN ES und Wärtsilä

Die Umrüstungsmöglichkeiten der Motoren von MAN ES und Wärtsilä sollen anschließend anhand der vorliegenden Motoreninformationen auf die fokussierte Schiffsflotte (siehe auch Kapitel 3.1.3.2) übertragen werden. Ziel ist es, näherungsweise zu ermitteln, in welchem Maß die Motoren der Bestandsflotte umrüstbar sind. Die Ergebnisse der Untersuchung können in Tabelle 36 und Tabelle 37 nachvollzogen werden. Details zur Verteilung innerhalb der Größenklassen der jeweiligen Schiffstypen können ergänzend dem Anhang in Tabelle 52 für das 2-Takt-Motorenportfolio bzw. Tabelle 53 für das 4-Takt-Motorenportfolio entnommen werden.

Ungefähr jeweils die Hälfte der Schiffe der fokussierten Seeschiffsflotte verfügt über einen 2-Takt- bzw. 4-Takt-Motor als Hauptmaschine (siehe auch Kapitel 3.1.3.2). Etwa 75 % der 2-Takt-Motoren werden durch die in Tabelle 34 aufgeführten MAN-2-Takt-Motorentypen abgebildet. Die in Tabelle 37 ausgewerteten 4-Takt-Motorentypen repräsentieren knapp 20 % aller 4-Takt-Motoren der fokussierte Flotte. Zur Überprüfung der grundsätzlichen Umrüstbarkeit wurden zunächst die Anteile (auf Basis der Anzahl ihres Auftretens) der für Umrüstungen ausgelegten Motoren ermittelt (Spalte „Technisch umrüstbar“).

Im zweiten Schritt wurden von den technisch umrüstbaren Einheiten die Schiffe abgezogen, die ein gewisses Alter überschritten haben (Spalte „Kommerziell umrüstbar“). Es wurde angenommen, dass eine Umrüstung aus kommerziellen Erwägungen lediglich für Containerschiffe infrage kommt, die ab 2011 gebaut wurden, und die Grenze für weitere Schiffe bei einem Baujahr ab 2006 liegt. Im dritten Schritt wurden die Schiffe entfernt, die über eine SO_x-Abgasnachbehandlungsanlage verfügen, da vorausgesetzt wird, dass diese Einheiten mittelfristig mit hochschwefeligem HFO/MDO/MGO betrieben werden können (Investitionsentscheidung) und daher zunächst keine (weitere) Umrüstung infrage kommt. In einer letzten Iteration wurden nur die Schiffe gezählt, die bereits über bauliche Voraussetzungen für eine Umrüstung verfügen, wobei dies lediglich auf 2-Takt-Motoren mit dem Prädikat *LNG Ready* zutraf.

Bei den Containerschiffen mit 2-Takt-Motoren als Hauptmaschine sind die Anteile technisch umrüstbarer Motoren allgemein, aber insbesondere in den oberen Größenklassen sehr hoch und erfüllen aufgrund des vergleichsweise geringen Durchschnittsalters auch größtenteils die Kriterien für eine kommerzielle Umrüstbarkeit. Allerdings ist bei den größeren Einheiten im Gegensatz zu kleinen Schiffen eine deutlich erhöhte Ausstattung mit SO_x-Abgasnachbehandlungsanlagen zu verzeichnen. Dennoch besitzen in den obersten beiden Größenklassen unter den genannten Voraussetzungen die Hälfte bzw. ein Viertel der gesamten Schiffe mit MAN-2-Takt-Motoren eine (theoretische) Umrüstungsmöglichkeit.

Im Bereich der 4-Takt-Motoren befindet sich sowohl das technische, kommerzielle als auch bzgl. Abgasnachbehandlungsanlagen untersuchte Umrüstungspotenzial generell auf einem höheren Niveau als bei den 2-Taktmotoren. Dieses Potenzial liegt v. a. in den Umrüstungsmöglichkeiten bestehender, etablierter 4-Takt-Motoren auf Methanol begründet (siehe auch Tabelle 35). Es ist explizit darauf hinzuweisen, dass die entsprechenden Umrüstungen auf Methanol im Status quo nicht kommerziell angeboten werden. Mit derartigen Angeboten ist vonseiten der Motorenhersteller ab 2024 zu rechnen, wobei sich die verfügbaren Umrüstungen bestehender Motoren sich grundsätzlich nach dem Potenzial und der Marktnachfrage richten. Auch eine Erweiterung des Serviceangebots für Umrüstungen auf weitere Kraftstoffe ist demnach in Zukunft möglich.

Der Anteil der Schiffe in der fokussierten Flotte, die eine *Fuel Readiness* aufweisen, ist allgemein sehr gering (siehe auch Kapitel 3.1.2.1). Zudem unterliegt der Umbau von Schiffen mit dem Status *LNG ready* trotz der vorbereitenden Maßnahmen finanziellen Risiken (siehe auch Kapitel 3.2.1).

Schiffstyp	MC	ME-B	ME-C	ME-GI	ME-GA	ME-GIE	ME-LGIM	ME-LGIP	Gesamt	Technisch umrüstbar*			Kommerziell umrüstbar**		
											Ohne Abgasnach- behandlung ***	LNG Ready****		Ohne Abgasnach- behandlung	
Containerschiffe	649	12	414	1	0	0	0	0	1.076	39%	33%	18%	5%		
Stückgutfrachter	125	31	16	2	0	0	0	0	174	10%	10%	10%	0%		
Massengutfrachter	490	134	180	0	0	0	0	0	804	22%	22%	16%	0%		
Öltanker	178	2	63	0	0	0	0	0	243	26%	24%	17%	0%		
Chemikalientanker	275	74	25	2	0	0	0	0	376	7%	7%	2%	1%		
LPG-Tanker	70	20	11	0	0	3	0	0	104	13%	13%	10%	0%		
LNG-Tanker	0	0	4	0	0	0	0	0	4	100%	100%	100%	0%		
Kühlschiffe	14	0	1	0	0	0	0	0	15	7%	7%	7%	0%		
Autotransporter	168	2	97	2	0	0	0	0	269	37%	36%	27%	0%		
Ro-Ro-Schiffe	11	2	0	0	0	0	0	0	13	0%	0%	0%	0%		
Ro-Ro-/Passagierfähren	2	0	0	0	0	0	0	0	2	0%	0%	0%	0%		
Gesamt	1.982	277	811	7	0	3	0	0	3.080	27%	25%	15%	2%		

Tabelle 36 | Seeschiffsflottenauswertung für MAN ES 2-Takt-Motoren inkl. Umrüstungspotenziale (Stand 30. September 2021)

*Anteil der Schiffe, die nach Herstellerangaben technisch umrüstbar sind (siehe Tabelle 34)

**Anteil der Schiffe, die technisch umrüstbar sind und ein bestimmtes Baujahr nicht unterschreiten (Containerschiffe 2011, restliche Schiffe 2006)

***Anteil der Schiffe, die sowohl technisch als auch kommerziell umrüstbar sind und keine SOx-Abgasnachbehandlungsanlage installiert haben

****Anteil der Schiffe, die sowohl technisch als auch kommerziell umrüstbar sind und über den Status LNG Ready verfügen

Schiffstyp	MAN 4-Takt-Motorenportfolio								Wärtsilä 4-Takt-Motorenportfolio								Gesamt	Technisch umrüstbar*	Kommerziell umrüstbar**			
	L+V 51/60DF	L+V 48/60CR	L35/44DF	L+V 32/44CR	L+V 32/40	V28/33D	L27/38	L21/31	175D	14	20(DF)	26	31(DF)/(SG)	32	34DF	46(DF)	32M	46TS(-DF)			Ohne Abgasnach- behandlung ***	
Containerschiffe	1	37	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	49	100 %	31 %	31 %
Stückgutfrachter	0	18	0	3	36	0	13	2	0	0	77	46	0	91	0	47	0	0	333	81 %	47 %	42 %
Massengutfrachter	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	3	3	0	0	0	8	50 %	0 %	0 %
Öltanker	0	2	0	0	1	0	0	0	0	0	9	4	0	4	5	0	0	0	25	64 %	44 %	44 %
Chemikalentanker	0	30	0	5	25	0	24	1	0	0	10	1	0	29	4	24	0	0	153	78 %	48 %	48 %
Andere Flüssigtanker	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	4	0	0	0	0	5	80 %	80 %	80 %
LPG-Tanker	0	0	0	0	5	0	7	0	0	0	1	1	0	4	2	0	0	0	20	50 %	20 %	20 %
LNG-Tanker	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	100 %	100 %	100 %
Kühlschiffe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	3	100 %	0 %	0 %
Offshore-Schiffe	0	0	0	1	9	0	1	0	0	0	5	1	0	12	0	0	0	0	29	90 %	66 %	66 %
Autotransporter	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	1	0	0	4	100 %	0 %	0 %
Ro-Ro-Schiffe	0	25	0	0	12	0	0	1	0	0	0	0	0	9	0	30	0	0	77	100 %	55 %	23 %
Ro-Ro-/Passagierfähren	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	1	5	0	12	0	0	30	97 %	57 %	23 %
Kreuzfahrtschiffe	0	23	0	5	2	0	0	0	0	0	2	3	0	9	0	34	0	0	78	90 %	51 %	8 %
Gesamt	1	142	0	14	92	0	45	4	0	0	110	58	1	176	14	158	0	0	815	84 %	50 %	37 %

Tabelle 37 | Seeschiffsflottenauswertung der 4-Takt-Motoren der MAN ES und von Wärtsilä inkl. Umrüstungspotenziale (Stand 2. Mai 2022)

*Anteil der Schiffe, die nach Herstellerangaben technisch umrüstbar sind (siehe Tabelle 35)

**Anteil der Schiffe, die technisch umrüstbar sind und ein bestimmtes Baujahr nicht unterschreiten (Containerschiffe 2011, restliche Schiffe 2006)

***Anteil der Schiffe, die sowohl technisch als auch kommerziell umrüstbar sind und keine SOx-Abgasnachbehandlungsanlage installiert haben

Bei der Deutung der Ergebnisse aus Tabelle 36 und Tabelle 37 muss beachtet werden, dass eine direkte Übertragbarkeit auf die gesamte Flotte nicht gegeben ist. Zum einen weichen die Möglichkeiten von Umrüstungen in Abhängigkeit des Herstellers ab. Exemplarisch sei auf die Firma Caterpillar verwiesen, von der im 4-Takt-Bereich ca. 38 % der untersuchten Motoren stammen, die aber im Jahr 2022 ihre Schiffsmotorenwerke in Norddeutschland schließen wird und somit auch der Service für diese Motoren unsicher erscheint. Zum anderen müssen neben der Umrüstung des Motors auch die weiteren für einen Kraftstoffwechsel relevanten Komponenten mitgedacht werden. MAN ES gibt an, dass etwa 22.000 Schiffe weltweit mit Motoren des Unternehmens angetrieben werden, wovon wiederum rund 2.300 Schiffe technisch umrüstbar sind.³⁹³ Diese Quote von gut 10 % wird von den Schiffen der fokussierten Schiffsflotte mit MAN-2-Takt-Motor überschritten, sie beträgt ≈27 % und deutet auf eine überproportional hohe technische Umrüstbarkeit hin.

Ein weiterer Bestandteil des Arbeitsumfangs für Umrüstungen sind die Bunkertanks und das dazugehörige Kraftstoffsystem. Ein Austausch von Tanksystemen erscheint zum einen mit Blick auf die hohen Installationskosten impraktikabel, zum anderen führen die geringeren Energiedichten alternativer Kraftstoffe v. a. beim Ersatz von Bunkertanks für etablierte Kraftstoffe dazu, dass entweder Laderaum eingebüßt wird oder die Bunkerfrequenz erhöht werden muss. Aktuelle Untersuchungen der Umrüstbarkeit eines Referenzschiffes auf Ammoniak bestätigen diesen Umstand, wobei diese Problematik, wo möglich, durch eine Platzierung der Bunkertanks an Deck umgangen werden kann (siehe auch Kapitel 4.5).³⁹⁴

Eine Weiternutzung des bestehenden Tanksystems kann das finanzielle Risiko einer Umrüstung minimieren. Spezielle *Multi Fuel*-Tanksysteme sind i. d. R. teurer als ihre Pendants, die nur auf einen Kraftstoff ausgelegt sind, aber der Anstieg der Investitionskosten wird als deutlich geringer als die Kosten für den Austausch bewertet. Bei einer Auslegung auf mehrere Kraftstoffe sind die unterschiedlichen Energiedichten der vorgesehenen Kraftstoffe und der Einfluss auf die mitgeführte Energiemenge dringend zu berücksichtigen (siehe auch Kapitel 4.5).

Grundsätzlich sind auch bei der Umrüstung von Tanksystemen die technischen Möglichkeiten vielfältig. Da jedoch auch in naher Zukunft v. a. Tanksysteme für etablierte Kraftstoffe sowie für LNG die Basis für Umrüstungen bilden werden, kommen gegenwärtig insbesondere zwei Umrüstungspfade infrage:

- 1 | Konventionelle Tanks können durch die Nachrüstung eines Inertgas- und eines Gasdetektionssystems in den Kofferdämmen grundsätzlich auf die Lagerung von Methanol umgestellt werden. Zudem ist die Installation eines entsprechenden Kraftstoff- und Bunkersystems notwendig.³⁹⁵
- 2 | LNG-Bunkertanks können grundsätzlich so modifiziert werden, dass sie sich für Ammoniak eignen. Erforderlich sind der Verbau von rostfreiem Stahl (Austenite) und die Auslegung des Systems auf die höheren Dichten und Lasten beim *Sloshing* (Schwappen) (u. a. abhängig vom Tanktyp, siehe auch Kapitel 3.2.2). Ebenso müssen Komponenten wie Rohrleitungen, Anschlüsse, Ventile etc. doppelwandig sein, dürfen aber zur Gewährleistung der chemischen Verträglichkeit mit Ammoniak kein Kupfer, Kupferlegierungen oder Zink enthalten.³⁹⁶ Technisch möglich ist ebenso eine nachträgliche Auslegung auf die Lagerung von Methanol unter den im ersten Punkt genannten Bedingungen. Zu berücksichtigen ist hierbei allerdings,

³⁹³ (MAN ES, 2022)

³⁹⁴ (MARIKO, 2022)

³⁹⁵ (ABS, 2021a)

³⁹⁶ (ABS, 2021a)

dass die Anforderungen an Form und Platzierung der Tanks im Schiff für Methanol gegenüber LNG prinzipiell weniger restriktiv sind.

Daneben werden mittelfristig auch Umrüstungen auf Wasserstoff eine Rolle spielen. Sowohl bezüglich des Antriebs als auch des Tanksystems sind hierzu detailliertere Tests und Untersuchungen erforderlich, die im Status quo noch ausstehen.

Bei den genannten Umrüstungspfaden ist zu berücksichtigen, dass bereits möglichst mit dem Neubau eines Schiffes die baulichen Voraussetzungen für eine spätere potenzielle Umrüstung geschaffen werden sollten. Aus sicherheitstechnischer und wirtschaftlicher Sicht kann der Übergang zu alternativen Kraftstoffen wesentlich effektiver und attraktiver gestaltet werden, wenn er bereits in der Entwurfsphase neuer Schiffe geplant wird, u. a. durch die Festlegung des Zielkraftstofftyps und ggf. des Übergangskraftstofftyps.

Die Klassifikationsgesellschaft DNV hat hierfür das Klassennotationsprogramm *Fuel Ready* veröffentlicht, mit dem es Schiffseignern ermöglicht werden soll ihre Schiffe bereits auf zukünftige Umrüstungen auf alternative Kraftstoffe vorzubereiten. Den Schiffseignern stehen bei Bedarf mehrere Optionen für zukünftige Umrüstungen offen, darunter Ammoniak, LNG, LPG und Methanol. Teil der Notation sind die beiden Schwerpunkte Design und Tank, dazu werden bauliche Details, wie der Antrieb, die Rohrleitungssysteme und das Bunkersystem berücksichtigt.³⁹⁷ Neben den aufkommenden *Fuel Ready*-Notationen haben verschiedene Klassifikationsgesellschaften bereits in Guidelines zur Umrüstung von Schiffen publiziert. Im Wesentlichen gelten auch bei Umrüstungen die bekannten baulichen Anforderungen (siehe auch Kapitel 2.1.9.5) und eine Abnahme der Anpassungen nach der jeweils geltenden Regulatorik durch eine Schiffs klassifikationsgesellschaft ist obligatorisch.

Neben kraftstoffbedingten Umrüstungen, bei denen vorzugsweise eine Änderung des Primärkraftstoffs vollzogen wird, besteht grundsätzlich auch die Möglichkeit einer Hybridisierung. Dabei kommt i. d. R. ein Elektromotor sowie ein weiterer Energiewandler zum Einsatz. Es ist zu unterscheiden zwischen Plug-in-Hybrid-Schiffen, deren Akkumulatoren mit Landstrom aufgeladen werden, und klassischen Hybrid-Schiffen, bei denen der Strom an Bord, etwa durch einen Verbrennungsmotor mit elektrischem Generator oder auch durch Brennstoffzellen erzeugt wird.³⁹⁸

Eine Hybridisierung erlaubt es dem Schiff grundsätzlich, auf bestimmten Streckenabschnitten, bspw. beim Manövrieren im Hafen oder bei der dynamischen Positionierung, vollelektrisch betrieben zu werden und so u. a. lokale Emissionen zu vermeiden. Ein entsprechendes System wird bspw. auf dem Kreuzfahrtschiff ‚Roald Amundsen‘ (IMO-Nr.: 9813072) in besonders exponierten Gebieten angewendet. Aufgrund der niedrigen Energiedichte der Akkumulatoren sind die vollelektrischen Einsatzzeiten i. d. R. allerdings stark limitiert (im Falle der ‚Roald Amundsen‘ ca. 20 - 30 Minuten). Durch den Einsatz einer Brennstoffzelle, die optional auch durch den Primärkraftstoff gespeist werden kann, können ggf. höhere Kapazitäten erzielt werden.

Üblicher ist bei Hybrid-Schiffen gegenwärtig dagegen die Nutzung der in den Akkumulatoren gespeicherten Elektrizität zur Erhöhung der Energieeffizienz (siehe auch Kapitel 4.3.1). Die Installation von Akkumulatoren als Zwischenspeicher erlaubt die Auswahl kleinere Hauptmotoren, die einen größeren Teil der Zeit mit optimaler Last betrieben werden und überschüssige Energie an die Akkumulatoren abgeben. Bei hohem Leistungsbedarf wird der Elektromotor zur Unterstützung der Hauptmaschine zugeschaltet (*Peak Shaving*). Zudem können die Akkumulatorensysteme den Energiebedarf des Hotelbetriebs an Bord decken bzw. dazu beitragen. Aufgrund des funktionellen

³⁹⁷ (DNV, 2021e)

³⁹⁸ (GloMEEP, 2021)

Hintergrunds von Hybridsystemen umfasst das derzeitige Anwendungsspektrum v. a. Fähren, Offshoreschiffe und Schlepper. Hybridlösungen eignen sich im Allgemeinen dort, wo große Schwankungen im Leistungsbedarf auftreten.³⁹⁹

Es wird erwartet, dass im Zeitraum bis 2030 jedes Jahr im Durchschnitt 1.000 – 2.000 neue Schiffe bestellt werden.⁴⁰⁰ In der Summe verfügen die Werften weltweit damit über Schiffsbestellungen in einem Umfang, der es ihnen erlaubt, sich mindestens bis 2030 vorrangig auf den Neubaumarkt zu konzentrieren und risikobehaftete Umrüstungsprojekte finanziell mit Sicherheitsaufschlägen zu belegen oder sogar abzulehnen. Neben dem Aspekt der Werftenauslastung bestimmt eine Reihe weiterer Faktoren (*Key Critical Factors*), ob eine technisch mögliche Umrüstung mit Blick auf den *Return on Investment* auch als kommerziell sinnvoll einzustufen ist. Hierzu zählen insbesondere

- das Schiffsalter (siehe auch Kapitel 3.1.3.1),
- die Komplexität der Eingriffe in das Kraftstoff-, Tank- und Antriebssystem sowie die schiffbauliche Struktur,
- die Compliance mit den Vorgaben der IMO bzw. anderer legislativer Organe (siehe auch Kapitel 4.1) und
- der Erlösausfall während des Umrüstungszeitraums (siehe auch Kapitel 2.2.2).

Die vorgenannten Zusammenhänge lassen sich trotz des Fokus auf die Seeschifffahrt im Wesentlichen auch auf die Binnenschifffahrt übertragen. Erschwert werden Umrüstungen in der Binnenschifffahrt zum einen durch das durchschnittlich hohe Alter der Flotte (siehe auch Abbildung 43)⁴⁰¹, das tendenziell einen Austausch der nicht kommerziell umrüstbaren Motoren nötig macht. Zum anderen ist der Auftrieb von Binnenschiffen durch die im Vergleich zur offenen See deutlich geringeren Flusstiefen begrenzt. Zusätzliches Gewicht oder auch nur eine andere Verteilung des vorhandenen Gewichts wirkt sich nachteilig auf Freibord und Trimm aus. Ein Austausch der Bunkertanks und des Primärkraftstoffs mit Einfluss auf das Gesamtgewicht des Kraftstoffsystems erscheint dadurch für Binnenschiffe noch komplexer als für Seeschiffe. Erste Bauprojekte für mit alternativen Kraftstoffen betriebene Binnenschiffe haben u. a. gezeigt, dass die notwendigen Komponenten im Allgemeinen mehr Platz als konventionelle Aggregate benötigen und die Unterbringung aller Komponenten selbst bei einem Neubau eine sehr gute Planung und Kenntnis der Daten für den Einbau erfordern.⁴⁰²

³⁹⁹ (GloMEEP, 2021)

⁴⁰⁰ (DNV, 2021g)

⁴⁰¹ (Zentralkommission für die Rheinschifffahrt, 2021)

⁴⁰² Präsentation im Rahmen der Veranstaltung: (Deutsches Maritimes Zentrum e.V., 2022b)

4.5 Sweet Spots der Bunkerfrequenzen

4.5.1 Methodik

Aufgrund der unterschiedlichen gravimetrischen und volumetrischen Energiedichten ist bei alternativen Schiffskraftstoffen der Vergleich der im Kraftstoff enthaltenen Energiemenge geboten (siehe auch Kapitel 2.1.1). Um abzuschätzen, welche Bunkerintervalle bei den verschiedenen Schiffstypen und bei der Nutzung verschiedener alternativer Schiffskraftstoffe die optimale Wirkung entfalten (*Sweet Spots*), werden deren Energiedichten daher zunächst ins Verhältnis zu etablierten Schiffskraftstoffen gesetzt. Das Ergebnis kann der Abbildung 65 entnommen werden, wobei die Energiedichten von MGO als Richtwert dienen.

Es wird angenommen, dass aufgrund des raumkritischen Designs der meisten Schiffstypen die volumetrische Energiedichte die Bunkerfrequenzen entscheidend beeinflusst. Bei Tankschiffen und Massengutfrachtern ist hingegen die gravimetrische Energiedichte zu untersuchen, da volumetrischen Einschränkungen durch eine Anordnung der Bunkertanks auf dem Oberdeck vorgebeugt werden kann. Das Gewicht des Kraftstoffs kann aufgrund der Tiefgangs- bzw. Tragfähigkeitsrestriktionen jedoch die Transportkapazität belasten.⁴⁰³

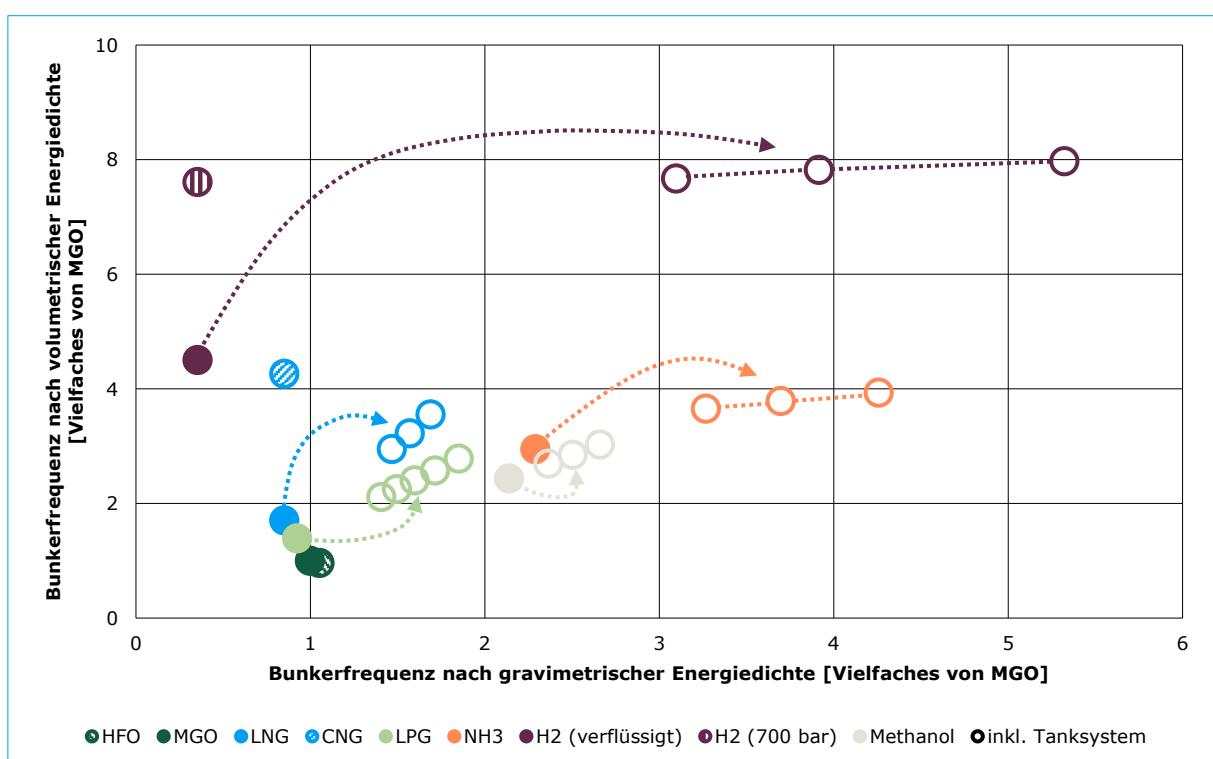


Abbildung 65 | Verhältnis der Energiedichten ausgewählter Kraftstoffe ohne Berücksichtigung von Wirkungsgraden und ohne zusätzliche Verrechnung erforderlicher Pilot Fuel-Mengen inkl. indikativer Bewertung der Einflüsse des jeweiligen Tanksystems⁴⁰⁴⁴⁰⁵⁴⁰⁶

Analog zu den absoluten Energiedichten (siehe auch Abbildung 2) muss der Einfluss des Tanksystems auf Gewicht und Volumen mitberücksichtigt werden. Die unterschiedlichen Tanktypen (siehe auch Kapitel 3.2.2) und Konzepte zur Unterbringung der Tanks erzeugen eine gewisse Schwankungsbreite, die in Abbildung 65 durch die aneinandergereihten Datenpunkte dargestellt ist.

⁴⁰³ (Stoltz, Held, Georges, & Boulouchos, 2022)

⁴⁰⁴ (DNV, 2021f)

⁴⁰⁵ (DNV, 2019b)

⁴⁰⁶ (Mestemaker, Castro, van der Blom, Cornege, & Visser, 2019)

Unter Annahme gleicher Bunkertankgrößen bzw. -gewichte (inkl. Kraftstoff) wäre für alternative Kraftstoffe im Allgemeinen eine Verkürzung der gängigen Bunkerintervalle (siehe auch Abbildung 33) erwartbar. Unter den in Abbildung 65 betrachteten Alternativen sind LPG ($\approx 2,6$ -mal höhere Bunkerfrequenz als MGO), Methanol ($\approx 2,9$), LNG ($\approx 3,2$) und Ammoniak ($\approx 3,8$) aus volumetrischer Sicht am ehesten mit etablierten Kraftstoffen vergleichbar. Komprimierter Wasserstoff (350 bar) und Lithium-Ionen-Akkumulatoren sind nicht abgebildet, da sowohl ihre volumetrische ($\approx 26,1$ bzw. $\approx 30,4$) als auch ihre gravimetrische Energiedichte ($\approx 7,0$ bzw. $\approx 59,2$) erheblich von MGO abweicht.

Der Verkürzung von Bunkerintervallen kann theoretisch durch den Einbau größerer Bunkertanks vorgebeugt werden. Ob des begrenzten Raum- und Tragfähigkeitsangebots bewirkt eine Vergrößerung theoretisch eine Verringerung der Transportkapazität. Es wird angenommen, dass ein höheres Volumen bzw. Gewicht der Bunkertanks daher nur bis zu einem kritischen Punkt akzeptiert wird. Die kritischen Punkte sollen anschließend näherungsweise ermittelt werden. Sie ermöglichen eine Einschätzung der gerade noch akzeptierten Bunkerfrequenzen und somit die Identifikation grundsätzlich geeigneter alternativer Kraftstoffe für die jeweiligen Schiffstypen.

Zu diesem Zweck werden anschließend die Bunkerkapazitäten existierender und georderter Schiffe in Abhängigkeit ihrer Tragfähigkeit (dwt) bzw. Schiffsgröße (BRZ) analysiert. Dabei wird gezielt die Bunkerkapazität von Schiffen, die etablierte Schiffskraftstoffe verwenden (Referenzszenario) mit der Bunkerkapazität von LNG-betriebenen Schiffen (repräsentativ für den Einsatz von Kraftstoffen mit niedrigerer Energiedichte) gegenübergestellt.

Dieser Vergleich wird sowohl für Containerschiffe als auch Fähren vollzogen. Während aufgrund des durchschnittlich geringen Alters alle LNG-betriebenen Schiffe berücksichtigt sind, wurde für konventionell angetriebene Schiffe ein Referenzzeitraum (ein oder mehrere 5-Jahres-Intervalle) ermittelt, der das aktuelle Verhältnis zwischen Bunkerkapazität und Tragfähigkeit bzw. Schiffsgröße korrekt abbildet. Zudem werden auf Basis der LNG-äquivalenten Energiemenge die korrespondierenden Bunkertankgrößen bei der Nutzung alternativer Kraftstoffe kalkuliert.

Die gewichtskritischen Schiffstypen werden exemplarisch durch die Untersuchung der Bunkerkapazitäten von Massengutfrachtern gewürdigt. Mangels ausreichender Daten für LNG-betriebene Schiffe wird sich auf Schiffe beschränkt, die mit etablierten Kraftstoffen angetrieben werden. Es wird ermittelt, welche Energiemenge unter Annahme des Gewichts der gegenwärtig mitgeführten Kraftstoffmengen beim Einsatz alternativer Kraftstoffe zur Verfügung stünde. Zur Einordnung wird sich der Ergebnisse verwandter Untersuchungen bedient.

Bei der Deutung der Ergebnisse ist zu beachten, dass lediglich die Bunkertanks für den Primärkraftstoff untersucht werden. Die reellen Bunkerkapazitäten fallen durch die Sekundärtanks höher aus. Bei LNG-betriebenen Schiffen wird der Kraftstoff im Sekundärtank neben seiner Funktion als Energielieferant für die Hilfsmaschinen (siehe auch Kapitel 3.1.4) einerseits als *Pilot Fuel* zur Zündung des LNG (etwa 3 - 5 % des gesamten Energieverbrauchs des Motors) und andererseits teilweise als Notreserve, z. B. bei Passagierschiffen (*Safe Return to Port*⁴⁰⁷), mitgeführt. Die hier nicht berücksichtigte Kraftstoffmenge im Sekundärtank ist deshalb bei LNG-betriebenen Schiffen tendenziell leicht höher zu gewichten als bei Schiffen, die etablierte Kraftstoffe nutzen. Mit steigender Verfügbarkeit von LNG und optimierter Einspritzung des *Pilot Fuels* wird erwartet, dass die Kapazitäten der Sekundärtanks sukzessive reduziert werden können.

⁴⁰⁷ (IMO, 2006)

4.5.2 Containerschiffe

Zunächst wird überprüft, ob größere bzw. schwerere Bunkertanks die Transportkapazität (hier in TEU) belasten. Die untersuchten Containerschiffe eignen sich für diese Beweisführung besonders, da durch den nahezu gleichen NettoRaumbedarf für LNG und etablierte Kraftstoffe (siehe Abbildung 67) eine Vergleichsbasis besteht. In Abbildung 66 wird das Verhältnis von dwt zu TEU untersucht, das trotz der voluminöseren LNG-Tanksysteme keine signifikanten Unterschiede in Abhängigkeit des Kraftstoffs aufweist. Es wird angenommen, dass die Größe der Tanks durch optimierte Raumauflistung (bspw. Anordnung des Tanks unter der Brücke) bis zu einem gewissen Maß ohne Laderaumverlust kompensiert werden. Technische Untersuchungen bestätigen dies. Einen entscheidenden Einfluss übt u. a. der Tanktyp (siehe auch Kapitel 3.2.2) aus.⁴⁰⁸

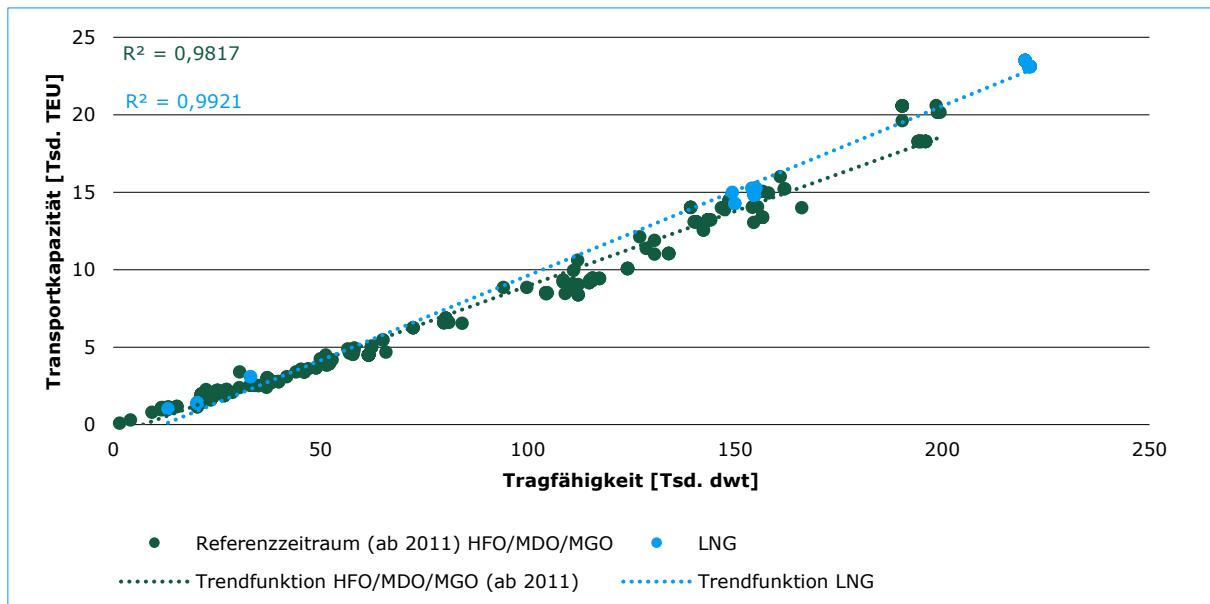


Abbildung 66 | Transportkapazität nach Tragfähigkeit bei Containerschiffen (Stand 31. Juli 2021)⁴⁰⁹

Das Ausmaß der Volumenerhöhung durch die LNG-Tanks bei ähnlichem NettoRaumbedarf für den Kraftstoff ist in Abbildung 67 zu sehen. Es unterliegt in Abhängigkeit des Tanktyps gewissen Schwankungen (siehe auch Abbildung 65). Bei Containerschiffen gestaltet sich die Verteilung der Tanktypen heterogen (siehe auch Kapitel 3.2.2), die Auswirkungen werden durch die unterschiedlichen Trendlinien in Abbildung 67 veranschaulicht (unterer/oberer Wert).

In Abbildung 67 sind zudem die Größen der Tanks alternativer Kraftstoffe bei Mitführen der LNG-äquivalenten Energiemenge dargestellt (Mittelwerte). Zur Einordnung sei vermerkt, dass die größten hier betrachteten Containerschiffe (nach dwt) ein Volumen von $\approx 450.000 \text{ m}^3$ aufweisen.⁴¹⁰ Die in Abbildung 68 dargestellten energetischen LNG-Bunkerkapazitäten der Containerschiffe, die erwiesenermaßen nicht die Transportkapazität mindern (siehe Abbildung 66), könnten beim Einsatz alternativer Kraftstoffe tendenziell entsprechend der Tankgröße angepasst werden. Die LNG-betriebenen Containerschiffe führen durchschnittlich nur etwa zwei Drittel der Energiemenge herkömmlich angetriebener Schiffe mit. Die geringere Energiedichte von LNG wird demnach zumindest nicht vollumfänglich durch die Vergrößerung der Bunkertanks kompensiert, stattdessen wird eine Reichweitenverringerung bis zu einem gewissen Punkt akzeptiert.

⁴⁰⁸ (DNV, 2021i)

⁴⁰⁹ (Clarksons Research Services Limited, 2022)

⁴¹⁰ (Equisis, 2022)

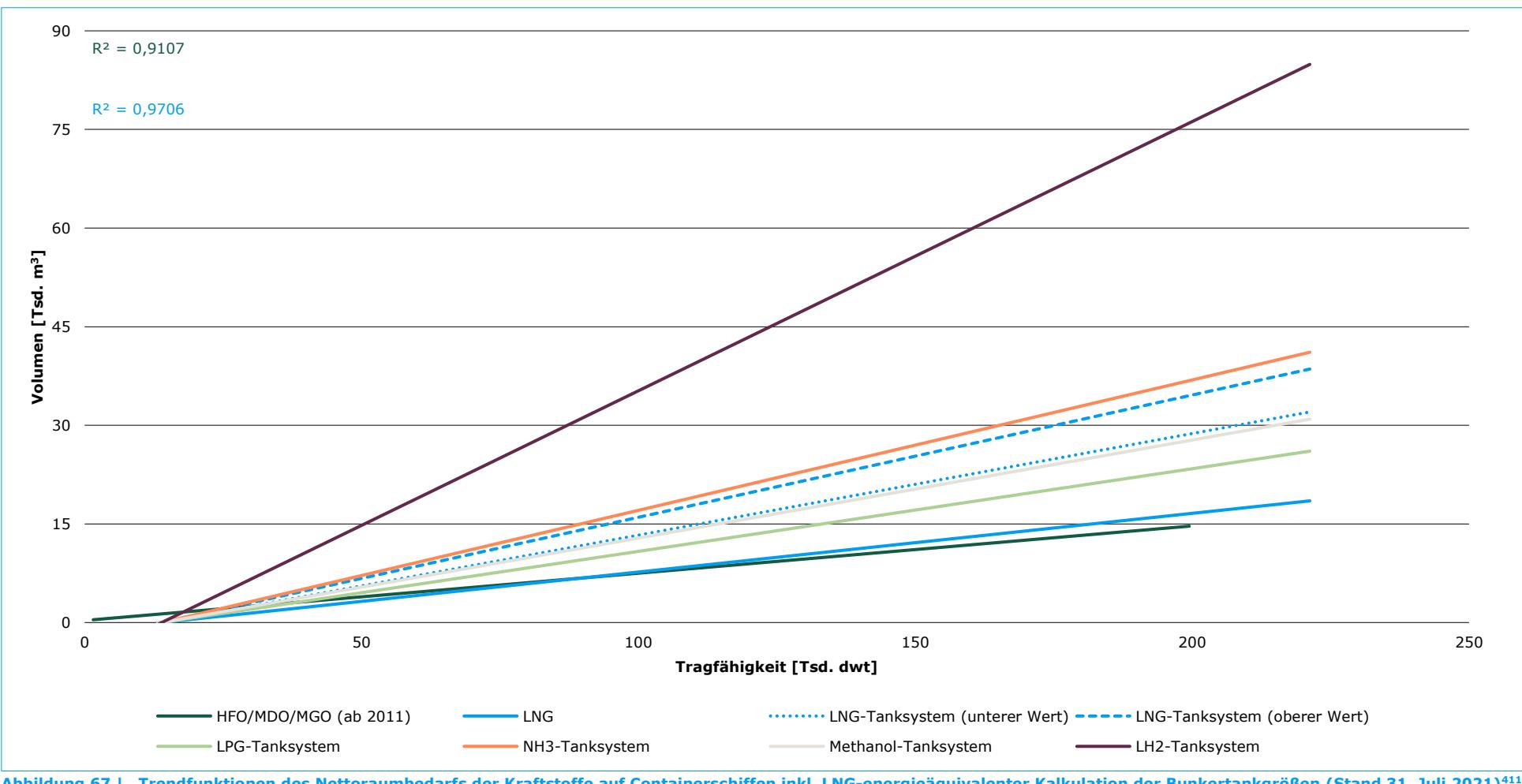


Abbildung 67 | Trendfunktionen des Nettoraumbedarfs der Kraftstoffe auf Containerschiffen inkl. LNG-energieäquivalenter Kalkulation der Bunkertankgrößen (Stand 31. Juli 2021)⁴¹¹

⁴¹¹ (Clarksons Research Services Limited, 2022)

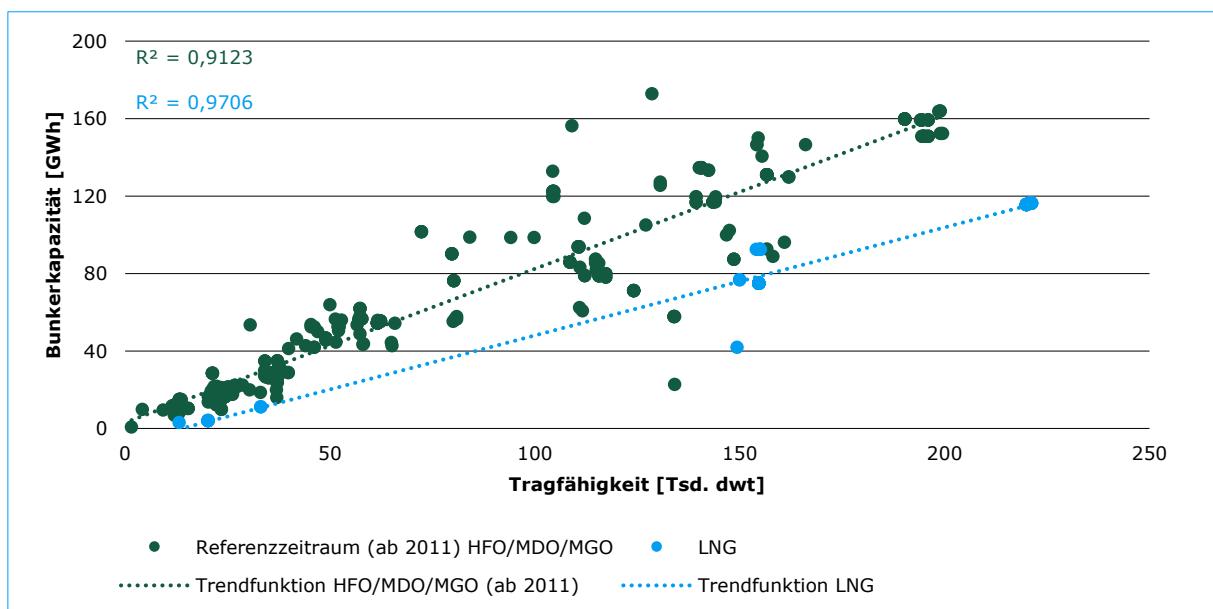


Abbildung 68 | Bunkerkapazität nach Tragfähigkeit bei Containerschiffen (Stand 31. Juli 2021)⁴¹²

4.5.3 Fähren

Auf LNG-betriebenen Fähren wird bezogen auf den Primärkraftstoff durchschnittlich nur etwa ein Viertel der Energiemenge, die auf Schiffen mit etablierten Kraftstoffen vorhanden ist, mitgeführt. Die entsprechende Verteilung der Bunkerkapazität in Abhängigkeit der BRZ kann in Abbildung 70 nachvollzogen werden. In Hinblick auf den beanspruchten Raum an Bord bedeutet dies, dass sowohl die volumetrische Bunkerkapazität als auch die Größe der korrespondierenden Tanks (sowohl oberer als auch unterer Wert) bei LNG-betriebenen Fähren durchschnittlich geringer sind als auf Fähren, die mit etablierten Kraftstoffen angetrieben werden (siehe Abbildung 69). Da LNG-betriebene Fähren zumeist über Typ C-Tanks (siehe auch Kapitel 3.2.2) mit suboptimaler Raumnutzung verfügen, sind grundsätzlich eher die oberen Werte anzusetzen. Diese Werte liegen nur leicht unter dem Volumen der etablierten Kraftstoffe. Es lässt sich demnach die Tendenz erkennen, dass die Größe der Tanksysteme LNG-betriebener Fähren näherungsweise am Volumen herkömmlicher Systeme ausgerichtet sind.

Im Allgemeinen ist für Schiffstypen mit einem niedrigen Fahrtzeit-Liegezeit-Verhältnis eine höhere Akzeptanz für geringere Bunkerkapazitäten zu erkennen. Eine mögliche Erklärung hierfür sind die häufigeren Hafenaufenthalte, teils am gleichen Ort, die höhere Bunkerfrequenzen auch ohne signifikante Beeinträchtigungen des operativen Betriebs ermöglichen. Mitunter werden u. a. im Fährverkehr die Bunkerfrequenzen von den Reedereien bewusst erhöht, um statt dem Kraftstoff mehr Ladung mitführen zu können und so höhere Erträge zu erzielen.

Mit Blick auf die Größen der Tanksysteme für alternative Kraftstoffe, die wie bei Containerschiffen anhand der LNG-äquivalenten Energiemenge kalkuliert wurden, bieten LPG und Methanol im Vergleich zu LNG tendenziell das Potenzial, höhere Energiemengen mitzuführen oder aber die Platzersparnisse zugunsten des Laderaums zu nutzen (*Trade-Off*). Ammoniak-Tanksysteme sind hinsichtlich der Größe mit denen von LNG vergleichbar, während Flüssigwasserstoff etwa den doppelten Raumbedarf aufweist.

⁴¹² (Clarksons Research Services Limited, 2022)

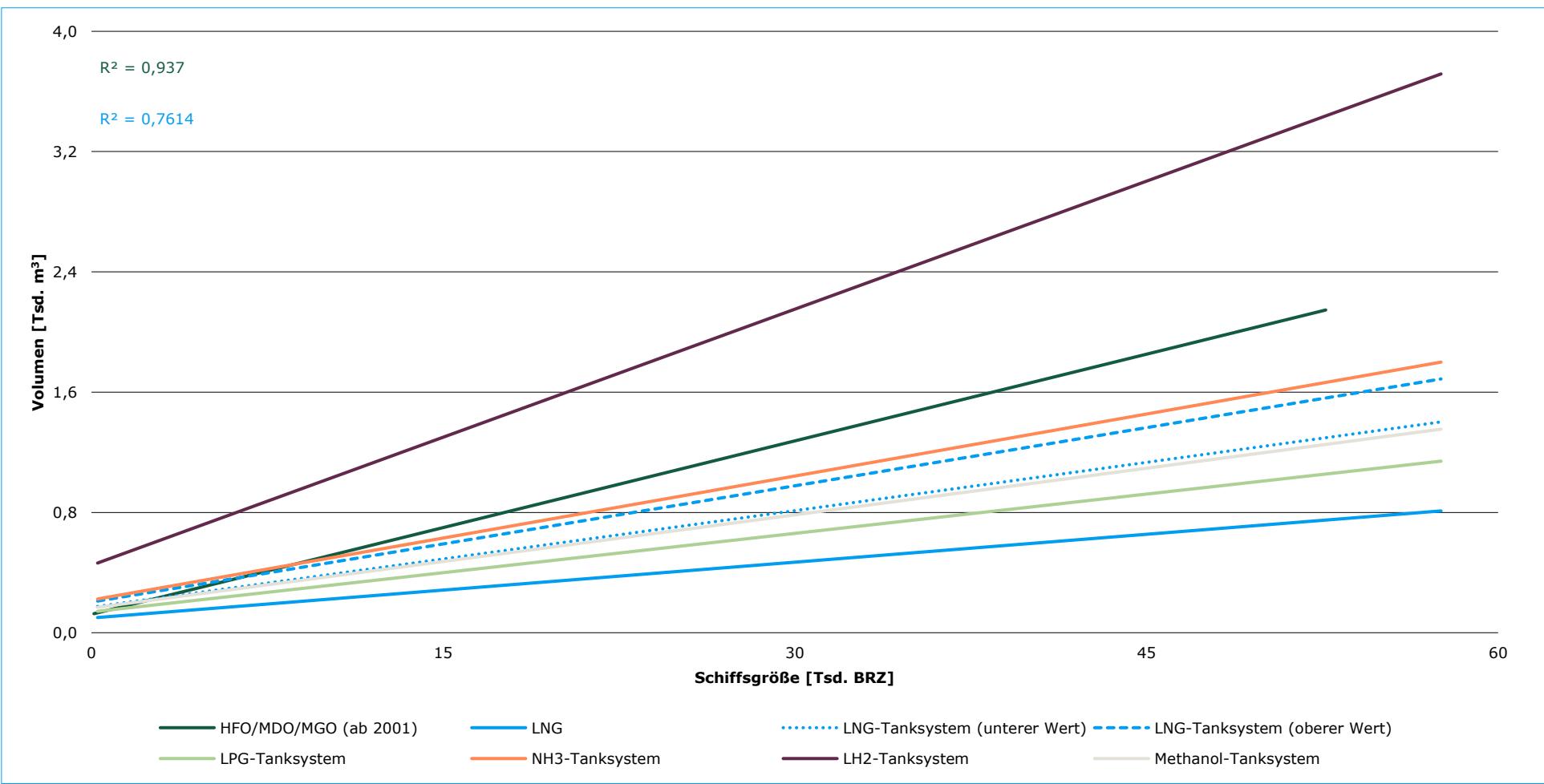


Abbildung 69 | Trendfunktionen des Nettoraumbedarfs der Kraftstoffe auf Fähren inkl. LNG-energieäquivalenter Kalkulation der Bunkertankgrößen (Stand 31. Juli 2021)⁴¹³

⁴¹³ (Clarksons Research Services Limited, 2022)

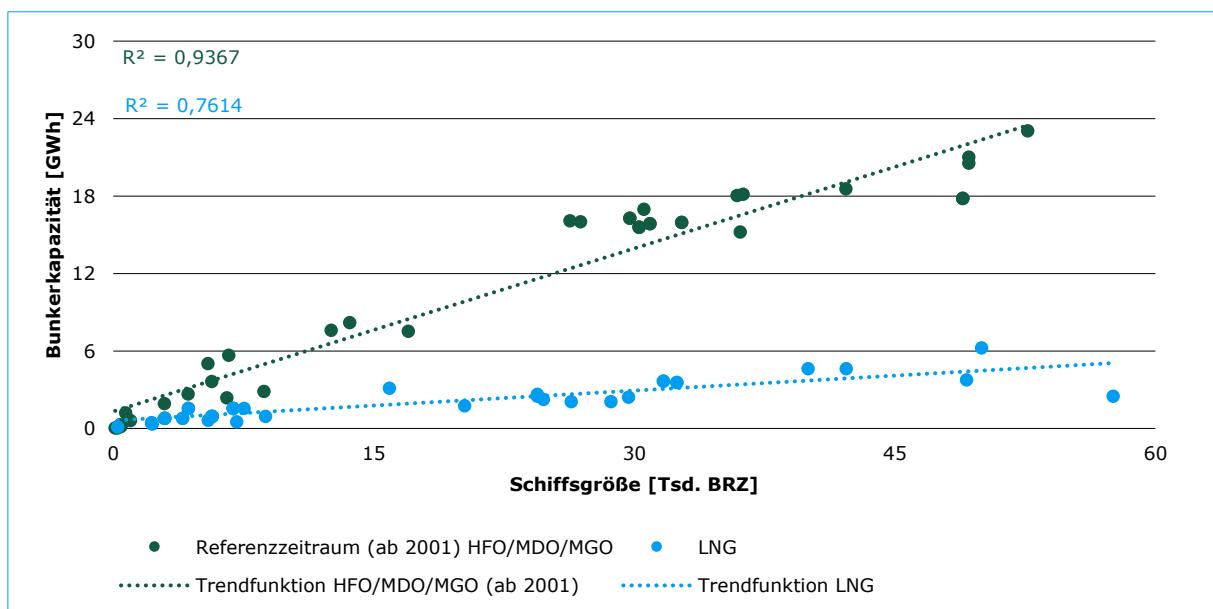


Abbildung 70 | Bunkerkapazität nach Schiffssgröße bei Fähren (Stand 31. Juli 2021)⁴¹⁴

4.5.4 Massengutfrachter

Massengutfrachter können ähnlich wie Tankschiffe als *Deadweight Carrier* bezeichnet werden und unterliegen als solche weniger volumetrischen als gravimetrischen Beschränkungen.⁴¹⁵ Die maximale Transportkapazität wird i. d. R. nicht durch Ausschöpfung des Stauraums, sondern der Tragfähigkeit (dwt) erreicht. Vor diesem Hintergrund werden bei der Untersuchung der energetischen Bunkerkapazität in Abbildung 71 die gravimetrischen Energiedichten zugrunde gelegt. Die bekannten Bunkerkapazitäten von Massengutfrachtern, die etablierte Kraftstoffe verfahren, dienen als Ermittlungsgrundlage für die weiteren Trendfunktionen.

Unter Annahme derselben Gewichtsbeanspruchung ergeben sich durch Verrechnung mit den Mittelwerten der gravimetrischen Energiedichten (inkl. Berücksichtigung des Tankgewichts, siehe auch Abbildung 2) die potenziellen energetischen Bunkerkapazitäten der Kraftstoffalternativen. Es wird ersichtlich, dass die Einbußen auf Grundlage des Gewichts geringer ausfallen, als bezogen auf das Volumen (siehe auch Abbildung 65). Aus gravimetrischer Sicht ähneln die Bunkerkapazitäten von LNG und LPG denen etablierter Kraftstoffe am ehesten, während Ammoniak Flüssiggewässerstoff unter den betrachteten Alternativen am schlechtesten abschneiden.

Es wird angenommen, dass auch bei Massengutfrachtern dem Tank inkl. Kraftstoff i. d. R. bei der Nutzung alternativer Kraftstoffe kein oder nur wenig zusätzliches Gewicht eingeräumt wird bzw. die Bunkerkapazität nicht zulasten der Transportkapazität erhöht wird. Zum einen zeichnet sich dieses Vorgehen an den Bunkerkapazitäten LNG-betriebener Containerschiffe ab. Zum anderen zeigen wissenschaftliche Untersuchungen zum Einsatz alternativer Kraftstoffe auf Massengutfrachtern, dass auch mit gleicher Gewichtsbeanspruchung ergo geringerer Bunkerkapazität ein Großteil der heutigen Verkehre realisierbar ist und nur eine geringfügige Erhöhung der Bunkerkapazitäten notwendig ist, um nahezu alle Verkehre mit den unter Abbildung 71 betrachteten Kraftstoffen zu bewerkstelligen.⁴¹⁶

⁴¹⁴ (Clarksons Research Services Limited, 2022)

⁴¹⁵ (Stoltz, Held, Georges, & Boulouchos, 2022)

⁴¹⁶ (Stoltz, Held, Georges, & Boulouchos, 2022)

Zusammenfassend erscheint es zutreffend, dass sich beim *Trade-Off* zwischen Bunker- und Transportkapazität auf Massengutfrachtern, ähnlich wie bei Containerschiffen, nicht zulasten der Transportkapazität entschieden wird. Eine überproportionale Verringerung der Bunkerkapazität wie bei LNG-betriebenen Fähren wird allerdings ebenfalls nicht erwartet. Es lässt sich vorbehaltlich weiterführender technischer Untersuchungen grundsätzlich ableiten, dass für *Deadweight Carrier* auch bei der Nutzung alternativer Kraftstoffe keine extensive Anpassung der Bunkerkapazitäten (bzgl. des Gewichts) notwendig erscheint.

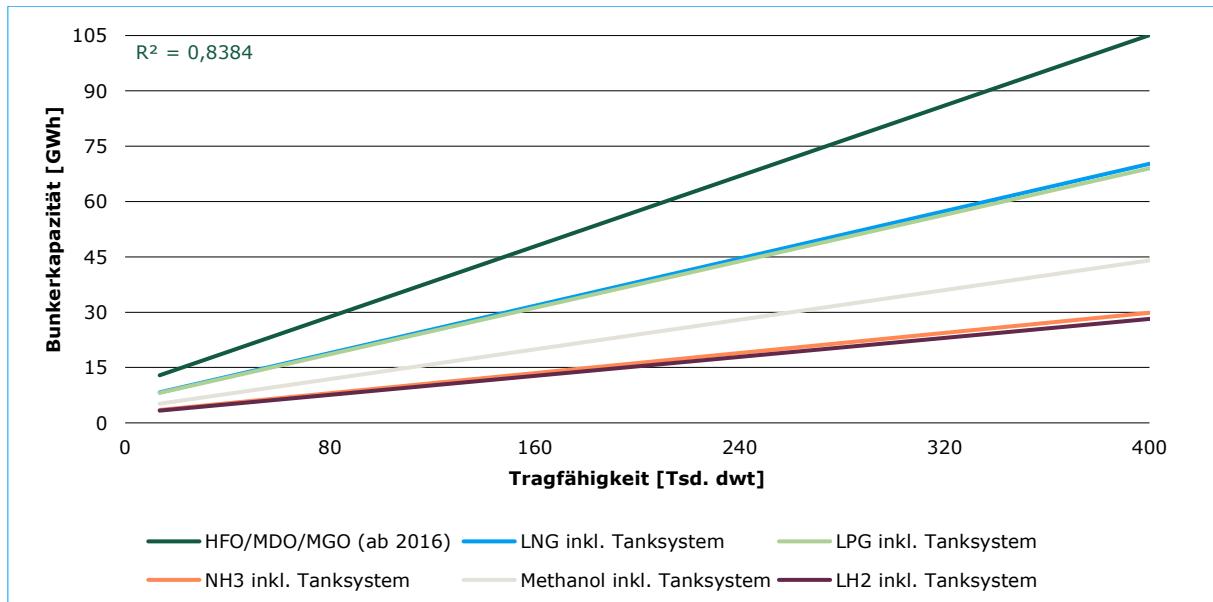


Abbildung 71 | Trendfunktionen der Bunkerkapazität nach Tragfähigkeit bei Massengutfrachtern (für Kraftstoffalternativen abgeleitet) (Stand 31. Juli 2021)⁴¹⁷

⁴¹⁷ (Clarksons Research Services Limited, 2022)

4.5.5 Ableitung möglicher Bunkerfrequenzen und Kraftstoffe

Anhand der vorangegangenen Analysen lassen sich die kritischen Punkte für die Bunkerkapazitäten der betrachteten Schiffstypen näherungsweise ableiten. Die Analogien zum Kraftstoff LNG haben gezeigt, dass eine Verminderung der mitgeführten Energiemenge inkl. der möglichen Erhöhung der Bunkerfrequenzen bis zu einem kritischen Punkt toleriert wird. Für Containerschiffe und Fähren wurde anhand der Datenbasis der Weltschiffssflotte aufgezeigt, wo diese kritischen Punkte liegen. Auf dieser Grundlage werden die heute üblichen Bunkerfrequenzen (siehe auch Abbildung 33) überprüft und Toleranzgrenzen abgeleitet. Die Abbildung 72 zeigt die darauf aufbauenden *Sweet Spots* der Bunkerfrequenzen beim Einsatz alternativer Kraftstoffe in verschiedenen Schiffstypen.

Für lange Fahrtzeiten ohne Bunkerstopps (v. a. bei interkontinentalen Verkehren) kommen v. a. Kraftstoffe mit hohen Energiedichten infrage. Dazu zählen neben strombasiert bzw. biogen erzeugten etablierten Kraftstoffen (z. B. Diesel) auch LNG, LPG, Methanol und Ammoniak. Diese Fahrprofile sind insbesondere bei trockenen und flüssigen Massengutschiffen, Containerschiffen, Stückgutfrachtern und Autotransportern zu beobachten, deren Bunkerfrequenzen als vergleichsweise unflexibel evaluiert wurden. Die Analyse der Bunkerkapazitäten zeigte, dass bei Containerschiffen (ca. ein Drittel) begrenzte Reduzierungen der mitgeführten Energiemenge akzeptiert werden.

Für energieintensive Schiffstypen, wie z. B. Offshore- und Kreuzfahrtschiffe, wird angenommen, dass mittels einer höheren Anzahl an Hafenanläufen die Bunkerprofile flexibilisiert werden und eine leichte Erhöhung der Bunkerfrequenzen akzeptiert wird.

Im Bereich der Fähr- und Passagierschifffahrt (Ro-Ro-/Passagierfähren und Passagierschiffe) sind tendenziell die kürzesten Bunkerintervalle realisierbar. Die hohe Anzahl an Hafenanläufen und die häufig gleichbleibenden Anlaufhäfen tragen hierzu bei. Eine überproportionale Verringerung der Bunkerkapazitäten LNG-betriebener Fähren (siehe auch Abbildung 70) bestätigt diese Erkenntnis.

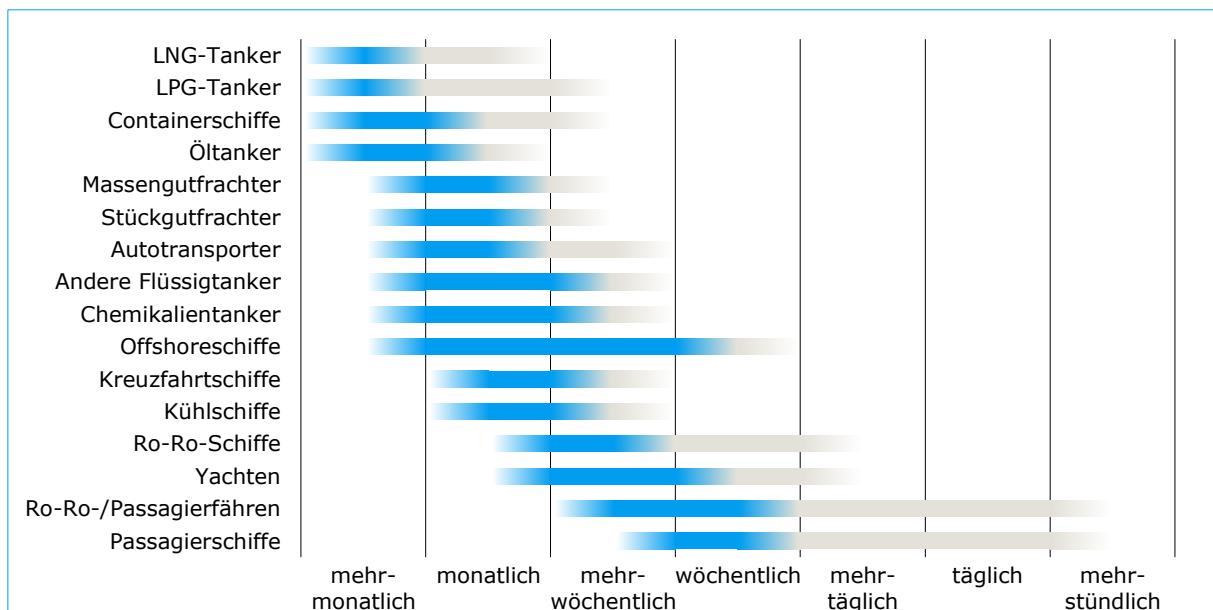


Abbildung 72 | Schematische Darstellung der Bunkerfrequenzen der untersuchten Seeschiffstypen bei zukünftiger Verwendung alternativer Kraftstoffe

Anhand der in Tabelle 38 dargestellten Bunkerintervalle können zusammen mit den Bunkerfrequenzen der verschiedenen Schiffstypen in Abbildung 72 die grundsätzlich infrage kommenden alternativen Kraftstoffe abgeleitet werden. Aufgrund der vielfältigen operativen Parameter von See- und Binnenschiffen sind abweichende Nutzungsprofile möglich.

Es existieren bspw. Containerschiffe mit vollelektrischem Antrieb, wie die ‚Yara Birkeland‘ (IMO-Nr.: 9865049), die über eine Kapazität von 120 TEU verfügt und ausgehend vom Yara-Werk in Herøya die Häfen Brevik (Entfernung 5 nm) und Larvik (Entfernung 30 nm) bedient. Das Feederschiff soll dabei planmäßig nur in Herøya seine Akkumulatoren aufladen, gleichzeitig wird seitens Yara darauf hingewiesen, dass zusätzliche Lademöglichkeiten die Sicherheit des Betriebs erhöhen können.⁴¹⁸

Die Eignung von Kraftstoffen für die Binnenschifffahrt ist von der in dieser Studie auf die Seeschifffahrt fokussierten Untersuchung ebenfalls abzugrenzen. Die Bunkerfrequenzen und Designanforderungen der Schiffe unterschieden sich signifikant von denen der Seeschiffe. Eine Gruppierung in raum- und gewichtskritische Schiffstypen ist in der Binnenschifffahrt nicht geboten, da die Flotte zum einen den Tiefgangsrestriktionen der Binnenwasserstraßen unterliegt (gewichtskritisch). Zum anderen ist aufgrund der begrenzten Breiten und Höhen (Brücken, Flüsse etc.) der Wasserwege und den Anforderungen an Bord (bspw. vorgeschriebene Durchgangsbreiten) auch das Raumangebot für die Unterbringung der alternativen Kraftstoffe begrenzt.

Einer detaillierten Planung und Kenntnis der Rahmendaten für die Nutzung alternativer Kraftstoffe unter Berücksichtigung sicherheitstechnischer Aspekte bereits in einem frühen Stadium der Konzeptentwicklung kommt bei Binnenschiffen demnach ebenfalls eine tragende Rolle zu. Erste Pilotprojekte, wie z. B. das Binnencontainerschiff ‚Maas‘ oder das Schubboot ‚Elektra‘, können als Indikator dafür angeführt werden, dass auch in der Binnenschifffahrt die höheren Anforderungen alternativer Kraftstoffe zu bewältigen sind. Beide Schiffe nutzen Druckwasserstoff als Kraftstoff und setzen auf ein Versorgungskonzept mit Druckgasflaschen (bei der ‚Maas‘ containerisiert), für das keine Bunkervorgänge im herkömmlichen Sinne, sondern lediglich ein Umschlag der Druckgasflaschen nötig ist.

Erste Untersuchungen zur Eignung von alternativen Kraftstoffen und ihrem Einfluss auf die Bunkerfrequenzen wurden darüber hinaus bereits für die Binnenschifffahrt in den USA durchgeführt.⁴¹⁹

Kraft- stoff	Diesel	LNG	LPG	Methanol	Ammoniak	CNG	Wasserstoff	Flüssig- wasserstoff	Druck- wasserstoff	Netzstrom
Typische Bunker- intervalle	mehr- monatlich	mehr- wöchent- lich	mehr- wöchent- lich	mehr- wöchent- lich	mehr- wöchent- lich	mehr- täglich	mehr- täglich	mehr- täglich	mehr- täglich	mehr- stündlich

Tabelle 38 | Typische Bunkerintervalle für Seeschiffe bei der Nutzung verschiedener alternativer Kraftstoffe⁴²⁰

⁴¹⁸ (Yara, 2021a)

⁴¹⁹ (ABS, 2021b)

⁴²⁰ (DNV, 2019b)

4.6 Finanzierung der neuen maritimen Energieversorgung

Die Analyse der Bunker- und Rohstoffpreise (siehe auch Kapitel 2.2.2) und der Investitionskosten für Schiffsneubauten und Umrüstungen (siehe auch Kapitel 3.2) hat aufgezeigt, dass mit der Einführung alternativer Schiffskraftstoffe sowohl höhere *OpEx* als auch *CapEx* verbunden sein werden. Daneben setzt auch die erforderliche Infrastruktur erhebliche Investitionen voraus. Somit muss die Finanzierung der entstehenden Mehraufwände als *Key Critical Factor* für die Etablierung einer neuen maritimen Energieversorgung bei gleichzeitiger Wahrung der Wettbewerbsfähigkeit der internationalen Schifffahrt betrachtet werden.

Mit der EU-Taxonomie-Verordnung (Verordnung EU 2020/852) besteht ein Klassifizierungssystem für ökologisch nachhaltige Projekte und Wirtschaftstätigkeiten. Dieses soll dazu dienen, nachhaltige Investitionen zu fördern und damit zur Erreichung der EU-Klimaziele beizutragen. Es adressiert dabei öffentliche und auch privatwirtschaftliche Geldgeber und Finanzierungsinstrumente und ist daher auch für die Schifffahrt ausschlaggebend für die Ausrichtung zukünftiger Investitionen.⁴²¹

Die deutschen maritimen Wirtschaftsverbände haben sich geschlossen gegen den im Juni 2021 verabschiedeten delegierten Rechtsakt zur EU-Taxonomie-Verordnung, der technische Bewertungskriterien festlegt, ausgesprochen.⁴²² Die darin enthaltenen Nachhaltigkeitskriterien für die Schifffahrt und den Schiffbau zielen lediglich auf den Einsatz von Kraftstoffen ohne TtP-Emissionen (Wasserstoff, Ammoniak und Strom) ab. Andere Kraftstoffe, die ebenfalls klimaneutral nutzbar sind, aber TtP-Emissionen erzeugen (bspw. grünes Methanol), werden durch die Verordnung für die europäische Schifffahrt kannibaliert, weshalb die EU-Taxonomie-Verordnung in der derzeitigen Fassung tendenziell kein wirksames Instrument zur Dekarbonisierung der Schifffahrt darstellt.⁴²³

Stattdessen bildet sie die technischen Rahmenbedingungen der Schifffahrt durch die Beschränkung auf ausgewählte Kraftstoffe nur unzureichend ab und birgt die Gefahr, die Innovations- und Wettbewerbsfähigkeit der hiesigen maritimen Branche nachhaltig zu beeinträchtigen. Dies ist v. a. der Fall, wenn Vorgaben bspw. nicht nur EU-Beihilferegelungen betreffen, sondern auch von Finanzierungsinstrumenten der öffentlichen Hand übernommen werden. Auch stehen die Vorgaben teilweise in Widerspruch zu den Vorgehensweisen anderer EU-Initiativen, wie bspw. „FuelEU Maritime“ (siehe auch Kapitel 4.1.2).

Für die vollständige Umstellung der derzeitigen maritimen Energieversorgung wird dagegen eine technologieoffene Aufstockung der Finanzmittel für die Forschung und Entwicklung, zusätzlich zu ordnungspolitischen Maßnahmen und öffentlich-privaten Allianzen, als zielführend bewertet. Erhebliche, langfristige und risikoreiche Investitionen sind erforderlich, um den technologischen Entwicklungsstand voranzutreiben und alternative Schiffskraftstoffe zu etablieren. Hierbei kann ein von der IMO verwalteter Fond ein Schlüsselinstrument sein.

Bei diesem handelt es sich konkret um den aktuell diskutierten *IMO Maritime Research Fund* (IMRF) in Höhe von 5 Mrd. \$. Der von der IMO einzurichtende IMRF soll der Forschung und Entwicklung von kohlenstofffreien Technologien in der Schifffahrt dienen und die Klimaneutralität für die internationale Schifffahrt auf den Weg bringen. Jüngste Zahlen der IEA zur privatwirtschaftlichen Forschung und Entwicklung in der Schifffahrt zeigen, dass die Forschungs- und Entwicklungsausgaben bis 2019 auf 1,6 Mrd. \$ gesunken sind. Der IMRF könnte das derzeitige

⁴²¹ (Europäische Kommission, 2020a)

⁴²² (VSM, 2021b)

⁴²³ (Europäische Kommission, 2021a)

Niveau der F & E-Ausgaben für die technologische Entwicklung und den Einsatz von kohlenstofffreien Schiffstechnologien ohne Mitwirken der Regierungen somit verdreifachen.

Der IMRF eröffnet darüber hinaus die Möglichkeit, die öffentlich-private Zusammenarbeit bei der Unterstützung von Forschungs- und Entwicklungsprojekten zu verstärken. Das IMRF-Konzept wurde in den letzten vier Jahren mit der vollen Unterstützung der gesamten globalen Schifffahrtsbranche entwickelt und wird nun von einer Vielzahl von Regierungen unterstützt, wobei die 5 Mrd. \$ ab 2023 durch obligatorische Forschungs- und Entwicklungsbeiträge von Schifffahrtsunternehmen aufgebracht werden sollen. Diese können u. a. aus einer CO₂-Abgabe bzw. dem CO₂-Zertifikatehandel entstammen (siehe auch Kapitel 4.1).⁴²⁴

Auch vonseiten der Banken gibt es im Bereich der Kreditvergabe deutliche Signale zugunsten nachhaltiger Investitionen und der zukünftigen Emissionsreduktion in der Schifffahrt. In Form der Poseidon-Prinzipien besteht ein Rahmenwerk für die Bewertung und Offenlegung der Klimaausrichtung von Schiffsfinanzierungsportfolios. Die Poseidon-Prinzipien schaffen globale Basiswerte, die Finanzinstitute dabei unterstützen ihre Portfolios nachhaltig ausrichten zu können. Eine eigens erstellte Bewertungsmethodik für die Klimaausrichtung und Anforderungen an die Rechenschaftspflicht fördern die etablierten Datenerhebungs- und Analysepraktiken. Zudem sind in den Poseidon-Prinzipien Transparenzanforderungen für die Unterzeichner festgelegt.⁴²⁵

Ein wichtiger Aspekt der Finanzierung ist überdies, dass nicht nur Unternehmen in der Schifffahrt zur Dekarbonisierung gedrängt werden, sondern dieser Effekt branchenübergreifend wirksam ist und damit auch direkt mit der Schifffahrt verknüpfte Bereiche betrifft. Erste Endkunden, v. a. der Seeschiffahrt, sehen in emissionsreduzierten Transporten die Chance, den ökologischen Fußabdruck der eigenen *Supply Chain* zu senken und sind dafür tendenziell auch bereit einen entsprechen höheren Preis zu zahlen.

Nähere Informationen zur Etablierung nachhaltiger Finanzierungsinstrumente in der maritimen Branche können u. a. der vom DMZ beauftragten Studie „*Finanzierungsinstrumente in der maritimen Branche*“ entnommen werden.⁴²⁶

⁴²⁴ (International Chamber of Shipping, 2021b)

⁴²⁵ (Poseidon Principles, 2021)

⁴²⁶ (Deutsches Maritimes Zentrum e.V., 2021b)

4.7 Zusammenfassung

Die Analyse der Kraftstoffpotenziale zeigte in Hinblick auf die Transferbetrachtungen für den Übergang von etablierten zu alternativen Schiffskraftstoffen (siehe auch Kapitel 4), dass

- 1 | Die Eignung alternativer Kraftstoffe einer starken Abhängigkeit bzgl. des Schiffstyps, des Fahrprofils und der Kraftstoffverfügbarkeit unterliegt. Anhand des Modells in Kapitel 4.5 können grundlegend geeigneten Kraftstoffe für verschiedene Schiffstypen ermittelt werden.
- 2 | Auf eine Gewährleistung gleicher Reichweiten wird zugunsten des Laderaums tendenziell verzichtet und stattdessen häufiger gebunkert, insofern dies keinen unverhältnismäßigen operativen Mehraufwand bedeutet (bspw. ausschließlich dem Bunkern gewidmete Hafenanläufe in der Linienschifffahrt).
- 3 | Umrüstungen von Schiffen wird zukünftig eine höhere Bedeutung zugeschrieben. Die Umrüstungspfade von etablierten Kraftstoffen zu Methanol und von LNG zu Ammoniak werden als am vielversprechendsten bewertet (siehe auch Kapitel 4.4).
- 4 | Die stark unterschiedlich ausgeprägten Regularien für den Einsatz der Kraftstoffalternativen in der Schifffahrt (siehe auch Kapitel 2.1.9.5) spiegeln sich auch im übergeordneten Rechtsrahmen wider. Die IMO verfolgt als wichtigstes Organ für die Seeschifffahrt bisher nur eine beschränkt ambitionierte Strategie zur Reduzierung der Emissionen bis zum Jahr 2050.

Aufbauend auf den *Key Critical Factors* (siehe auch Hot Topic Box 3) wird damit gerechnet, dass der Markt für alternative Schiffskraftstoffe eine langsame, aber stetige Entwicklung vollziehen wird. Dabei können grundsätzlich die folgenden Phasen unterschieden werden, die auch bei der Formulierung und Umsetzung der Handlungsempfehlungen berücksichtigt werden müssen:

- 1 | Pilotphase (2025 bis 2030): Umsetzung erster Schiffsprojekte mit Einsatz alternativer Schiffskraftstoffe bei stark eingeschränkter Kraftstoffverfügbarkeit
- 2 | Entstehungsphase (2030 bis 2035): Entstehung erster stetiger Verteilinfrastrukturen, Nachfrage und Zahlungsbereitschaft bestimmen die Entwicklungsdynamik des Marktes
- 3 | Wachstumsphase (2035 bis 2040): Höherer Wettbewerbsdruck aufgrund steigender CO₂-Preise und höherem Angebot alternativer Kraftstoffe
- 4 | Reifephase (ab 2040): Etablierung internationaler Märkte für alternative Kraftstoffe und ihrer Nutzung in der Schifffahrt

5. HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Die Handlungsempfehlungen bilden den Abschluss der Kraftstoffanalyse und sprechen sowohl die in der Studie adressierten Schiffstypen als auch die Stakeholder der (deutschen) maritimen Branche an. In die Empfehlungen fließen insbesondere die *Key Critical Factors* aus der Potenzialanalyse (siehe auch Kapitel 4) ein. Diese haben verdeutlicht, dass die Entwicklung eines alternativen Kraftstoffportfolios im Wesentlichen durch ein Zusammenwirken der Faktoren Nachhaltigkeit, Verfügbarkeit und Finanzierbarkeit befördert wird. Für deren Entwicklung gibt es wiederum Katalysatoren, zu denen v. a. Innovation, Nachfrage und Regulatorik zählen. Die entsprechenden Wechselwirkungen sind in Abbildung 73 dargestellt.

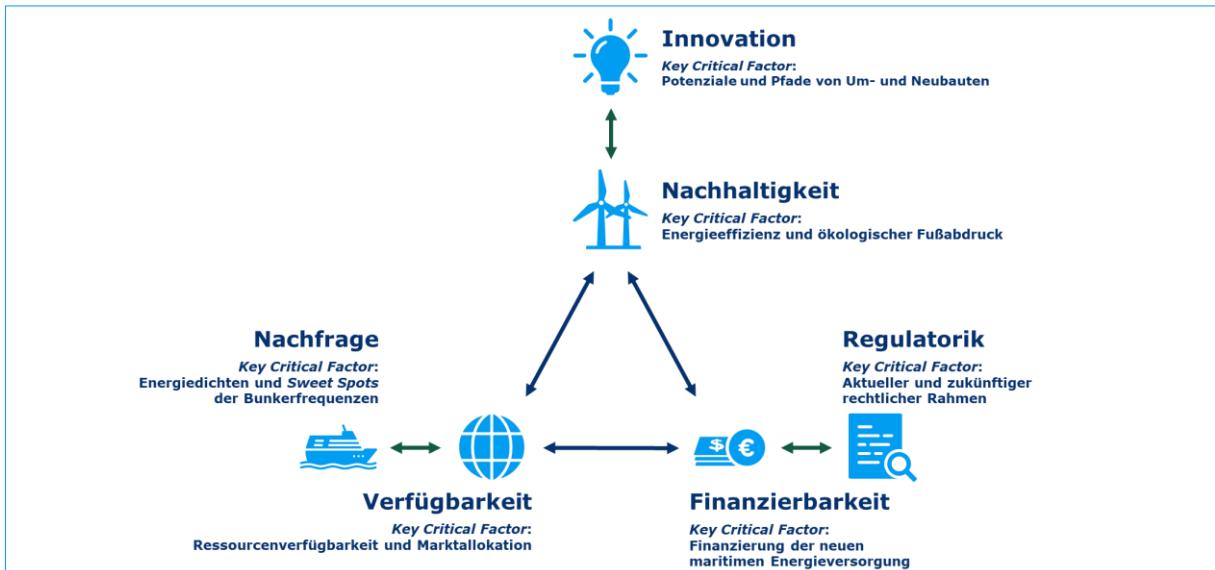


Abbildung 73 | Einordnung der Key Critical Factors in das Marktumfeld alternativer Schifffahrtskraftstoffe⁴²⁷

Mit den nachfolgenden Handlungsempfehlungen wird der Versuch unternommen, das Zusammenspiel der einzelnen Faktoren zu befördern und zu harmonisieren. Die insgesamt 12 Empfehlungen wurden entsprechend ihres Anwendungsgebiets in drei Gruppen unterteilt:

- 1 | Rechts- und Sicherheitsrahmen
- 2 | Kraftstoffverfügbarkeit und Distribution
- 3 | Forschung, Entwicklung und Anwendung

Die detaillierte Ausführung der einzelnen Empfehlungen und ihre Herleitung mit Fokus auf ausgewählte Kraftstoffe, Stakeholdergruppen oder Schiffstypen wird in den jeweiligen Unterkapiteln vorgenommen.

Eine abschließende kritische Würdigung und Auswertung der Handlungsempfehlungen erfolgen im Kapitel 5.4. Dabei wird explizit auf die Berührungspunkte zur maritimen Wirtschaft in Deutschland eingegangen. Zudem wird im Sinne der Umweltfaktoren einer PESTEL-Analyse bewertet, inwiefern die Handlungsempfehlungen eine politische, ökonomische, soziokulturelle, technologische, ökologische oder rechtlichen Tragweite besitzen.

⁴²⁷ (Feindt, 2021)

Neben den Handlungsempfehlungen kann auf Basis der vorliegenden Ergebnisse eine Aussage zur grundsätzlichen Eignung der untersuchten Schiffskraftstoffe für verschiedene Schiffstypen getroffen werden. Das Resultat setzt sich aus den in Abbildung 74 dargestellten Kriterien zusammen, die zuvor in der Kraftstoff-, Flotten- und Potenzialanalyse eingehend untersucht wurden (siehe u. a. Kapitel 4.5).

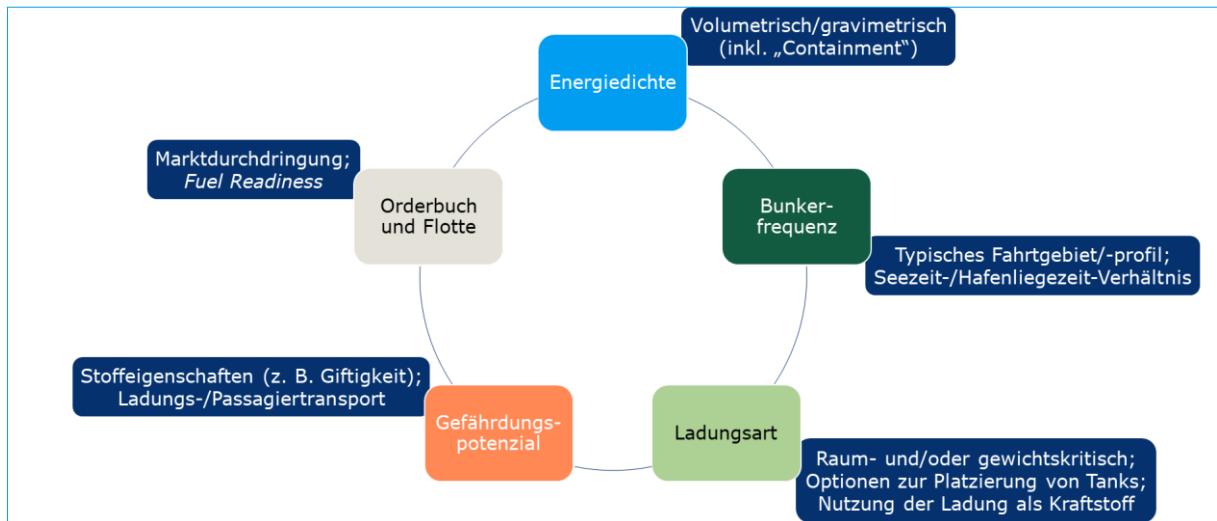


Abbildung 74 | Kriterien zur Prüfung der Eignung alternativer Schiffskraftstoffe

Die Abbildung 75 zeigt das Ergebnis der Bewertung für die fokussierte (deutsche) Seeschiffsflotte. Die Halbkreise zeigen eine grundsätzliche Eignung des Kraftstoffs an, ganze Kreise symbolisieren eine breite Anwendbarkeit für den jeweiligen Schiffstyp vor dem Hintergrund der in Abbildung 74 dargestellten Kriterien. Des Weiteren zeigt die Matrix den interpolierten Gesamtkraftstoffverbrauch an, sodass vor dem Hintergrund der heute nahezu ausschließlichen Nutzung etablierter fossiler Schiffskraftstoffe (siehe auch Abbildung 39) nachvollzogen werden kann, welche Schiffstypen den größten CO₂-Fußabdruck besitzen und somit das größte Potenzial für Emissionsreduzierungen im Zuge der Einführung neuer Kraftstoffe besitzen.

Die Ergebnisse zeigen, dass es sich bei (strombasiertem bzw. biogenen) Diesel, LNG und LPG um die am vielseitigsten einsetzbaren Kraftstoffe handelt. Einschränkungen bestehen lediglich hinsichtlich der Nutzung auf LNG- bzw. LPG-Tankern, die i. d. R. ihre eigene Ladung als Kraftstoff nutzen sowie im Falle von LNG und LPG auf (teils privat betriebenen) Yachten durch das Gefährdungspotenzial im Umgang mit verflüssigten bzw. druckkomprimierten Gasen.

Auch Methanol und Ammoniak weisen ein breites Anwendungsprofil auf, das zum einen aufgrund der geringen gravimetrischen Energiedichten bei gewichtskritischen Schiffstypen (siehe auch Kapitel 4.5.4) leichten Einschränkungen unterliegen kann. Zum anderen ist die Nutzung von Ammoniak in der Passagierschifffahrt durch dessen Toxizität kritisch zu sehen, auf Yachten kann die Anwendung als ungeeignet bewertet werden.

Wasserstoff und CNG bieten sich v. a. bei Schiffstypen an, die durch ihre häufigen Hafenaufenthalte ihre Bunkerintervalle flexibler gestalten können (bspw. Passagierschifffahrt, teilweise Ro-Ro-Schiffe). In Akkumulatoren gespeicherte elektrische Energie ist nur in Einzelfällen als alleiniger Energieversorger geeignet. Aufgrund der vielfältigen operativen Parameter sind abweichende Nutzungsprofile möglich.

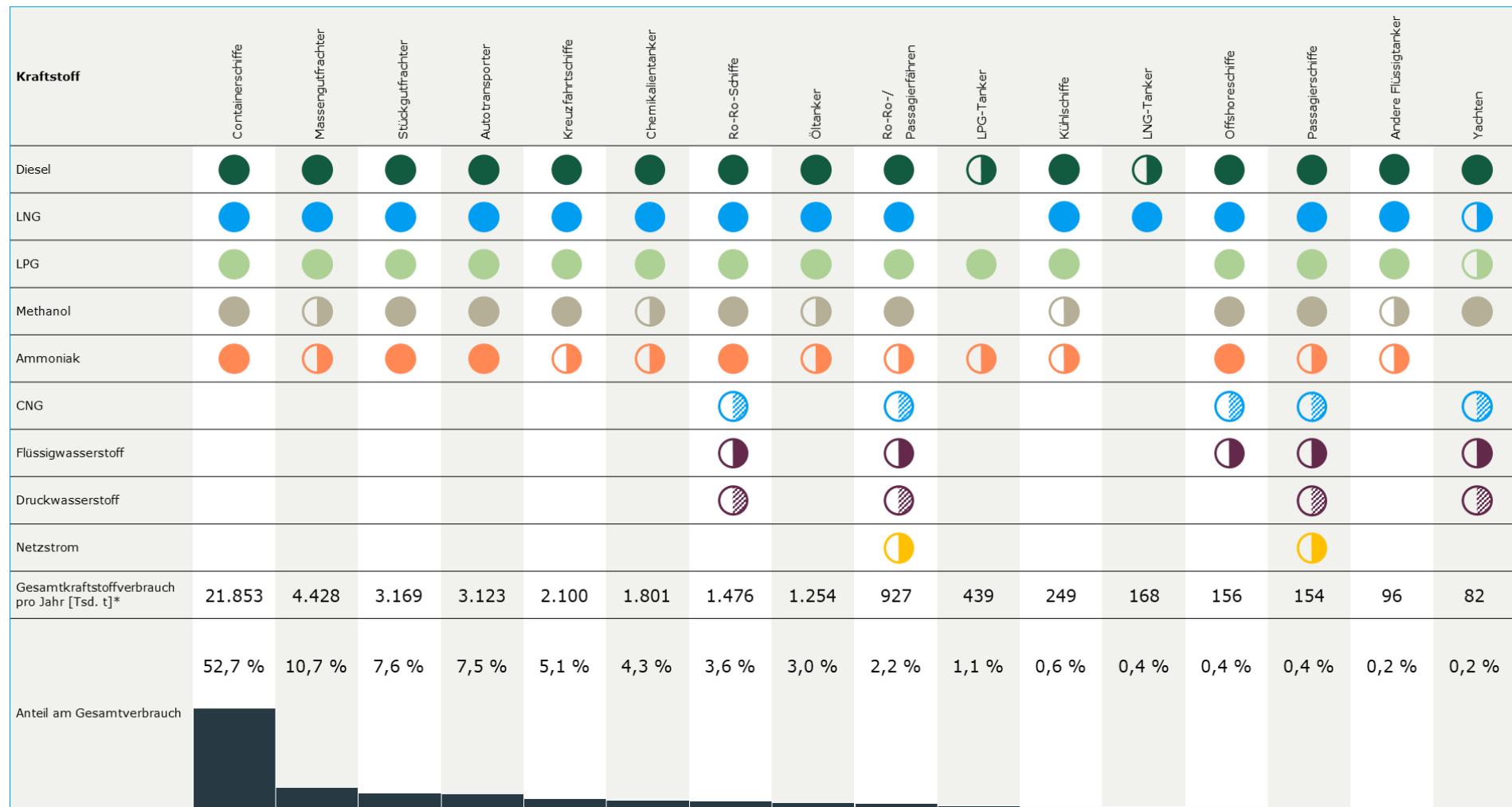


Abbildung 75 | Eignung der Kraftstoffe nach Schiffstypen (Angaben für die fokussierte (deutsche) Seeschiffsflotte in 2019)

*Hinsichtlich des Kraftstoffverbrauchs liegen nicht für alle Schiffe der fokussierten Seeschiffsflotte Daten vor, sodass es sich um interpolierte und nur begrenzt belastbare Angaben handelt, die der indikativen Bewertung dienen.

5.1 Rechts- und Sicherheitsrahmen

Für die Etablierung alternativer Kraftstoffe in der Schifffahrt sind sicherheitstechnische und rechtliche Rahmenbedingungen eine wichtige Grundvoraussetzung. Daher ist es für den Erfolg des laufenden Umstiegs in der Energieversorgung der Schifffahrt von entscheidender Bedeutung, dass spätestens mittelfristig übergeordnete Maßnahmen in Kraft gesetzt werden. Es müssen umgehend Anreize für die Nutzung kohlenstoffärmer und -freier Kraftstoffe geschaffen sowie deren Überführung in einen Massenmarkt eingeleitet werden. Die wichtigsten Handlungsfelder sind dabei:

- die Internalisierung externer Effekte (Emissionen) entlang des gesamten Lebenszyklus (WtP) bei der Nutzung von Schiffskraftstoffen,
- die Verknüpfung von Einnahmen aus dem Emissionshandel mit geeigneten Finanzierungsinstrumenten für neue Technologien,
- die Schaffung rechtlich verbindlicher Bauvorschriften für See- und Binnenschiffe, die mit alternativen Schiffskraftstoffen betrieben werden,
- die Schulung des Schiffspersonals bzgl. der Anforderungen neuer Kraftstoffe,
- die Harmonisierung von Vorschriften für das Bunkern alternativer Kraftstoffe und
- die Entwicklung von Standards und Normen für die Nutzung alternativer Kraftstoffe.

Die Internalisierung externer Effekte wurde mit der geplanten Aufnahme der Schifffahrt in den EU-Emissionshandel eingeleitet (siehe auch Kapitel 4.1.2). Eine Etablierung des Systems in der europäischen Binnenschifffahrt ist zu erwarten und sollte zur Förderung der Binnenschifffahrt beitragen. Bei der Umsetzung des von der EU verfolgten Verursacherprinzips⁴²⁸ ist der bürokratische Mehraufwand besonders in der Binnenschifffahrt zu minimieren, da sonst tendenziell eine Verlagerung auf andere Verkehrsträger droht. Für die Seeschifffahrt bedarf es international verbindlichen Rechts (*Level Playing Field*). Die Maßnahmen der EU sind integrativ aufzubauen, um einen möglichst fließenden Übergang zu kommenden IMO-Regularien zu ermöglichen.

Hinsichtlich der von der IMO zu erwartenden marktbasierten Maßnahmen ist im Status quo von einer CO₂-Abgabe auszugehen (siehe auch Kapitel 4.1 und 4.3). Die Höhe der Abgabe ist so zu wählen, dass ein signifikanter Beitrag zur Förderung der Einführung alternativer Kraftstoffe geleistet wird, sowohl durch die Herstellung einer Wettbewerbsfähigkeit als auch durch die Generierung von Einnahmen, bspw. zur Förderung von Forschungs- und Entwicklungsprojekten.

Die Reinvestition der Einnahmen aus der CO₂-Abgabe in die Forschung und Entwicklung alternativer Kraftstoffe in der Schifffahrt ist obligatorisch. Ein entsprechender Fonds (siehe auch Kapitel 4.6) befindet sich in der Diskussion. Die Ausschüttung der generierten Einnahmen muss zum einen den stark von Umwelteffekten betroffenen Staaten (*Small Island Development States* und *Least Developed Countries*) und zum anderen Regionen zugutekommen, die eine *Enabler*-Rolle für die Markteinführung alternativer Schiffskraftstoffe einnehmen können. In der europäischen Binnenschifffahrt ist eine Reinvestition der Aufwendungen für den Emissionshandel ebenfalls zu forcieren.⁴²⁹

Insbesondere die Empfehlungen bzgl. der Beschlüsse der IMO bei marktbasierten Maßnahmen und Finanzierungsinstrumenten werden als *High-Level*-Entscheidungen mit vielfältigen Einflussfaktoren bewertet, weshalb sie in dieser Studie nicht explizit als Handlungsempfehlungen ausgewiesen werden. Eine Einflussnahme, auch aus der deutschen maritimen Wirtschaft heraus, wird dagegen eher bei den Bauvorschriften für See- (IMO) und Binnenschiffe (CESNI) gesehen.

⁴²⁸ (Europäische Kommission, 2021b); Eine endgültige Entscheidung zu den Verantwortlichkeiten ist bisher ausstehend und wird diskutiert.

⁴²⁹ (Europäische Kommission, 2021b)

Die Ergänzung des Rechtsrahmens in der Seeschifffahrt muss in erster Linie für die im IGF-Code und weiteren Bauvorschriften bislang noch nicht ausreichend gewürdigten Kraftstoffe vorgenommen werden (siehe auch Kapitel 2.1.9.5). In Tabelle 39 ist der aktuelle Status der Arbeiten an entsprechenden Regularien festgehalten. Insbesondere die fehlende Entwicklung bei Ammoniak und Wasserstoff sind kritisch zu sehen. Für Letzteren werden seit Ende September 2021 Anforderungen erarbeitet. Bei Ammoniak bestehen noch offene Fragestellungen, u. a. bzgl. des Flammpunkts, sodass ein Start der Erarbeitung bislang aussteht.⁴³⁰

Regelwerk	LNG/CNG	Methanol	LPG	Ammoniak	Wasserstoff
IMO-Regularien für den Transport als Massengut	IGC-Code	IBC-Code		IGC-Code	Übergangsrichtlinie MSC.420(97)
Klassennotationen (Kraftstoffnutzung)	Verschiedene Klassennotationen liegen vor				Bisher lediglich Notationen für Brennstoffzellen
IGF-Code (Grundlagen)	IGF Code Teil A: - Detaillierte Risikoanalyse - <i>Alternative Design Approach</i> , wenn keine detaillierten Anforderungen vorliegen				
IGF-Code (Detaillierte Anforderungen)	IGF Code Teile A-1, B-1, C-1	Übergangsrichtlinie MSC.1/Circ.1621	Übergangsrichtlinie in Arbeit	Erarbeitung von Anforderungen eingeleitet	Erarbeitung von Anforderungen eingeleitet
IGF-Code (funktionale Anforderungen +Training)	IGF Code Part D				

Tabelle 39 | Regulatorik für alternative Kraftstoffe und Major Legal Gaps in der Seeschifffahrt

Vor dem Hintergrund, dass bspw. bei der Erarbeitung der Interims-Richtlinie für den Einsatz von Methanol als Schiffskraftstoff ungefähr sechs Jahre zwischen dem Beginn der Arbeiten und der Verabschiedung im November 2020 vergingen, ist wahrscheinlich frühestens Mitte der Dekade mit entsprechenden Regularien für die Kraftstoffe Wasserstoff und Ammoniak zu rechnen. In Hinblick auf die von den Motorenherstellern angegebenen Veröffentlichungszeitpunkte der ersten Ammoniak- (siehe auch Kapitel 2.1.6) und Wasserstoffverbrennungsmotoren (siehe auch Kapitel 2.1.5) im Jahr 2023 bzw. 2025 ist die Entwicklung der Anforderungen somit dringend zu beschleunigen. Am Beispiel der zuletzt stark zunehmenden Bestellungen von mit Methanol betriebenen Schiffen⁴³¹ wird ersichtlich, dass Rechtssicherheit die Etablierung alternativer Schiffskraftstoffe befördern kann. Die ersten kommerziellen Methanolverbrennungsmotoren werden 2023 erwartet (siehe auch Kapitel 2.1.7).

Die offiziellen Regularien der IMO sollten ergänzend durch Standards und Normen spezifiziert werden. Dies betrifft auch die *Fuel Ready*-Notationen der Klassifikationsgesellschaften für

⁴³⁰ (IMO, 2021j)

⁴³¹ (A. P. Møller-Mærsk, 2021b)

Bestandsschiffe (siehe auch Kapitel 4.4). Die den derzeitigen Notationen zugrundeliegenden uneinheitlichen Bewertungsmaßstäbe und Maßnahmenumfänge für den Umbau sowie Austausch von Komponenten des Kraftstoff-, Tank- und Antriebssystems sind nicht von jeder Klassifikationsgesellschaft individuell zu bestimmen, sondern zu harmonisieren. Eine solche Harmonisierung erfordert kraftstoffspezifisch die Bildung eines kleinsten gemeinsamen Nenners, sodass dem Prädikat „Fuel Readiness“ eineindeutig zu entnehmen ist, welche Komponenten bereits für die Nutzung eines weiteren Kraftstoffs ausgelegt sind. Hierdurch kann die Belastbarkeit sowohl der *Fuel Ready*-Notationen selbst als auch die Verlässlichkeit eines möglichen Umrüstungsprojektes hinsichtlich des erforderlichen finanziellen und zeitlichen Aufwands und damit auch die Realisierungswahrscheinlichkeit erhöht werden. Aktuelle Untersuchen zeigen, dass ein solches Vorgehen z. B. bei Ammoniak, dazu führen kann, dass eine entsprechende *Fuel Readiness* u. U. nur wenige Komponenten und Designmerkmale abbildet. Es ist daher im Einzelfall zu prüfen, ob bei Umrüstungsprojekten statt einer *Fuel Readiness* nicht ein ganzheitlicherer Ansatz gewählt wird.⁴³²

In der Binnenschifffahrt ist der Einsatz alternativer Kraftstoffe bisher ebenfalls unzureichend reguliert und bedarf aufwändiger Einzelgenehmigungen, die den Einsatz bislang ökonomisch unpraktikabel machen. Eine generelle Überarbeitung des ES-TRIN ist daher ebenfalls geboten und befindet sich für ausgewählte Kraftstoffe auch bereits in Bearbeitung (siehe auch Kapitel 2.1.9.5). Im politischen Aktionsplan *Naiades III*, mit dem die EU die europäische Binnenschifffahrt stärken will, sind ebenfalls entsprechende Maßnahmen vorgesehen.⁴³³

Neben den baulichen Vorschriften etc. ist das Bunkern als Schnittstellenprozess der Kraftstoffübergabe mit entsprechenden Regularien zu würdigen. Für die deutschen Häfen wird eine enge Zusammenarbeit zugunsten der Gestaltung harmonischer und gleichzeitig die Sicherheit gewährleistender operativer und rechtlicher Rahmenbedingungen angeregt. Ein mögliches Vorgehen kann der Bunker Guidance des DMZ⁴³⁴ entnommen werden.

Die speziellen Schulungen für das Personal, die mit einer Verbreitung verschiedenster Schiffskraftstoffe verbunden wären, sind aus ökonomischer Sicht auf ein Minimum zu reduzieren. Um dennoch die notwendige Sicherheit an Bord von Schiffen zu gewährleisten, ist es denkbar, das fahrende Personal zunächst grundlegend für den Umgang mit allen gängigen Schiffskraftstoffen geschult und entsprechend des auf ihren Schiffen eingesetzten Kraftstoffs im Detail weitergebildet werden. Zudem wäre auch die Aufstockung des Personals der entsprechenden Schiffe um qualifiziertes Fachpersonal (bspw. Verfahrenstechniker) möglich.

Aus den geschilderten Zusammenhängen leiten sich die folgenden, absteigend nach ihrer Gewichtung sortierten, Handlungsempfehlungen ab:

- 1 | Anpassung verbindlicher Bauvorschriften für zukünftig mit alternativen Kraftstoffen angetriebene Schiffe
- 2 | Kraftstoffübergreifende Grundausbildung der Besatzungen mit gezielten/bedarfsgerechten kraftstoffspezifischen Weiterbildungen
- 3 | Harmonisierung der Vorschriften und Verwaltungsakte für das Bunkern alternativer Kraftstoffe
- 4 | Weitestgehende Harmonisierung der technischen Rahmenbedingungen von *Fuel Ready*-Notationen

⁴³² (MARIKO, 2022)

⁴³³ (Europäische Kommission, 2021b)

⁴³⁴ (Deutsches Maritimes Zentrum e.V., 2021a)

5.2 Kraftstoffverfügbarkeit und Distribution

Getrieben durch das Allokationsdilemma erneuerbarer Energien und der daraus produzierten Kraftstoffe ist auch mittelfristig, und trotz der bestehenden Ausbauziele, davon auszugehen, dass die Verfügbarkeit alternativer Kraftstoffe in der Schifffahrt begrenzt sein wird (siehe auch Kapitel 4.2). Es muss daher grundlegend empfohlen werden, den Bau von Anlagen zur Gewinnung erneuerbarer Energien sowie die Produktionskapazitäten für Wasserstoff und aus ihm erzeugte *Bio-* und *E-Fuels* massiv zu beschleunigen.

Das in der Nationalen Wasserstoffstrategie enthaltene verbindliche Ausbauziel von 14 TWh Elektrolysekapazität im Jahr 2030 ergibt i. V. m. dem geschätzten Bedarf von 90 - 110 TWh Wasserstoff in Deutschland im Jahr 2030 eine Versorgungslücke von 76 - 96 TWh, die über Wasserstoffimporte zu decken ist.⁴³⁵ Inwiefern sich der prognostizierte Wasserstoffbedarf im Jahr 2030 tatsächlich mit der Nachfrage nach Wasserstoff und entsprechenden Derivaten in Deutschland, im Speziellen im maritimen Sektor, deckt, ist jedoch völlig unklar. Die Unsicherheiten in der hiesigen Versorgung könnten u. a. durch die Entwicklung einer Importstrategie für Wasserstoff bzw. andere Kraftstoffe verringert werden. Einen tieferen Einblick in die Rolle der maritimen Industrie hinsichtlich des Aufbaus einer deutschen Wasserstoffstrategie bietet eine im November 2021 vom DMZ publizierte Studie.⁴³⁶

Dies liegt zum einen in den Unsicherheiten der Schifffahrt selbst begründet, deren zukünftiger Kraftstoffmix und die damit verbundenen Herstellungspfade, Energieeffizienzen und letztlich Energiebedarfe (siehe auch Kapitel 4.3) heute nicht mit letzter Sicherheit ermittelt werden können. Zum anderen muss aufgrund verschiedener Bedenken hinterfragt werden, ob die angeführten Importmengen überhaupt realisiert werden können, dazu zählen u. a.:

- die Konkurrenz des Exports und der Eigennutzung der Energie in den Erzeugerländern
- die unzureichende Dynamik beim Ausbau der Produktionskapazitäten
- die möglicherweise eingeschränkte Verfügbarkeit von Transportoptionen (insbesondere Wasserstoftanker (siehe auch Kapitel 4.3))⁴³⁷

Vergleichbare Problematiken sind auch international erwartbar und führen in der Schifffahrt aktuell zur Aufsetzung von Verträgen mit fixierten Abnahmemengen verschiedener *Bio-* und *E-Fuels*, von denen eine Auswahl in Tabelle 40 zusammengetragen ist. Vor dem Hintergrund der zuvor geschilderten Unsicherheiten erscheint es auch für deutsche Schifffahrtsunternehmen sinnvoll, bereits strategische Partnerschaften mit Produzenten/Spediteuren alternativer Schiffskraftstoffe abzuschließen oder Abnahmemengen zu fixieren, um zukünftig Versorgungssicherheit zu haben.

Gleichzeitig sind aufgrund der IMO-Regularien für redundante Kraftstoffsysteme zusätzliche grüne Produktionsmengen von Sekundärkraftstoffen, die bspw. als Kraftstoffreserve (*Safe Return to Port*), *Pilot Fuel** oder für die Hilfsmaschinen benötigt werden, mitzudenken, um eine komplette CO₂-Neutralität erreichen zu können.

Darüber hinaus sind in Hinblick auf die Verfügbarkeit von alternativen Kraftstoffen vorhandene Systeme, wie bspw. der PtX-Atlas (siehe auch Kapitel 4.2), die Kosten und Verfügbarkeit von CO₂-neutral hergestellten Energieträgern kalkulieren, weiterzuentwickeln.

⁴³⁵ (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020)

⁴³⁶ (Deutsches Maritimes Zentrum e.V., 2021c)

⁴³⁷ (SCI4climate.NRW, 2021)

*Als *Pilot Fuel* kommen heute i. d. R. fossile, etablierte Kraftstoffe zum Einsatz, es besteht grundsätzlich aber auch die Möglichkeit z. B. Wasserstoff zu nutzen.

Vertragspartner	Kraftstoff	Zielsetzung/Abnahmemenge	Pressemitteilung
A. P. Møller-Mærsk, REintegrate	E-Methanol	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fixierung einer Abnahmemenge von 10.000 t grünen E-Methanols und Begründung einer engen Zusammenarbeit bei der Anlagenentwicklung 	https://www.maersk.com/news/articles/2021/08/18/maersk-securer-green-e-methanol
CMA CGM, ENGIE	E-LNG, Bio-LNG	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unterstützung der Industrie für die Produktion und den Vertrieb von synthetischem Methan und Bio-LNG 	https://www.engie.com/en/journalists/press-releases/cma-cgm-and-engie-a-strategic-and-industrial-partnership-to-decarbonize-shipping
JERA, Freeport LNG Development	LNG	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erwerb einer Beteiligung zur Sicherung einer stabilen LNG-Versorgung 	https://www.jera.co.jp/english/information/20211115_790
MAN ES, ANDRITZ Hydro	Grüner Wasserstoff	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entwicklung gemeinsamer internationaler Projekte zur Produktion von grünem Wasserstoff aus Wasserkraft 	https://www.manes.com/de/unternehmen/pressemitteilungen/press-details/2021/07/29/man-energy-solutions-und-andritz-hydro-vereinbaren-wasserstoff-kooperation
Mitsui O.S.K. Lines, Methanex	Methanol	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Förderung der Kommerzialisierung von Methanol, einschließlich grünem Methanol, als rentabler Schiffskraftstoff 	https://www.mol.co.jp/en/pr/2021/mg/21059.pdf
MSC, Shell	Diverse, zunächst Fokus auf (synthetischem) LNG	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entwicklung und Einsatz emissionsfreier Kraftstoffe und entsprechender Technologien 	https://www.msc.com/bih/news/2021-july/msc-and-shell-collaborate-on-decarbonisation

Tabelle 40 | Auswahl bestehender Initiativen zur Absicherung der Versorgung mit alternativen Kraftstoffen

Bzgl. der Distribution alternativer Kraftstoffe für die Schifffahrt fordern u. a. maritime Wirtschaftsverbände den Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur. So warb bspw. der Zentralverband Deutscher Schiffsmakler wiederholt um den Aufbau einer deutschen (maritimen) Wasserstoffinfrastruktur, wobei v. a. Tankschiffe, deren Entwicklung, Bau und Bereederung möglichst ebenfalls in Deutschland erfolgen soll (siehe auch Kapitel 5.3), eine wichtige Rolle einnehmen. Diese Forderungen wurden zuletzt zumindest teilweise durch die Aufnahme des Programms „*Bundesförderung für den Bau von Betankungsschiffen für LNG und nachhaltige erneuerbare Kraftstoffalternativen in der Schifffahrt*“ (siehe auch Tabelle 41) beantwortet, welches in Deutschland gebaute Bunkerschiffe für alternative Schiffskraftstoffe fördert.

Finanzielle Anreize wie diese werden als dringend notwendig empfunden, um rechtzeitig eine adäquate Bunkerinfrastruktur für alternative Schiffskraftstoffe aufzubauen. Der Übergang zu schwefelarmen Kraftstoffen im Jahr 2020 verlief zwar erfolgreich, ist in dieser Hinsicht aber keine relevante Analogie. Der bevorstehende Übergang kann eher mit der Einführung von LNG verglichen werden. In diesem Fall gab es eine Zeitspanne von fast einem Jahrzehnt zwischen der Zunahme

von LNG-betriebenen Schiffen und dem Anstieg der Anzahl von LNG-bunkernden Schiffen. Wie die Abbildung 76 zeigt, befindet sich heute entlang der am stärksten frequentierten Fahrtgebiete der in dieser Studie fokussierten (deutschen) Seeschiffsflotte (siehe auch Kapitel 4.2) eine Vielzahl an Terminals und *Bunkerhubs*. Zusätzlich hat ein Großteil der in Betrieb befindlichen LNG-Bunkerschiffe ihr Operationsgebiet in den dargestellten Fahrtgebieten und werden durch die Terminals bedient.

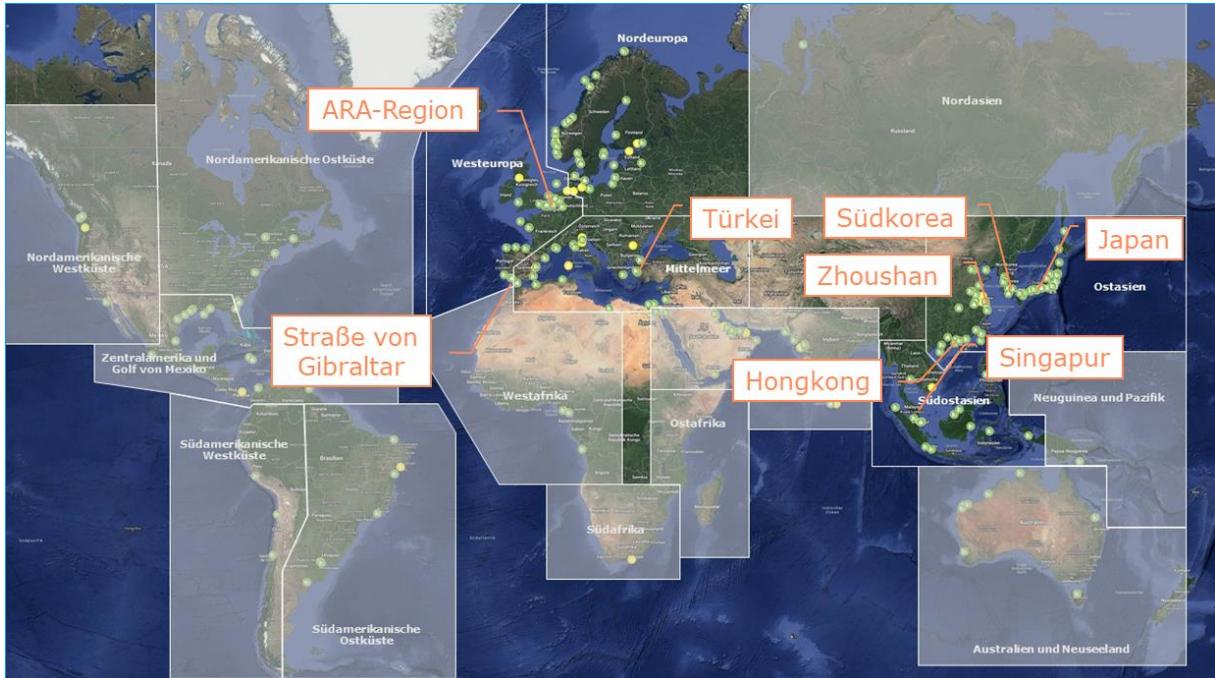


Abbildung 76 | Weltweite Import-/Export-Infrastruktur und Bunkerschiffe/-standorte am Beispiel LNG mit den am stärksten frequentierten Fahrtgebieten der fokussierten Seeschiffsflotte (Stand 1. Juli 2021)

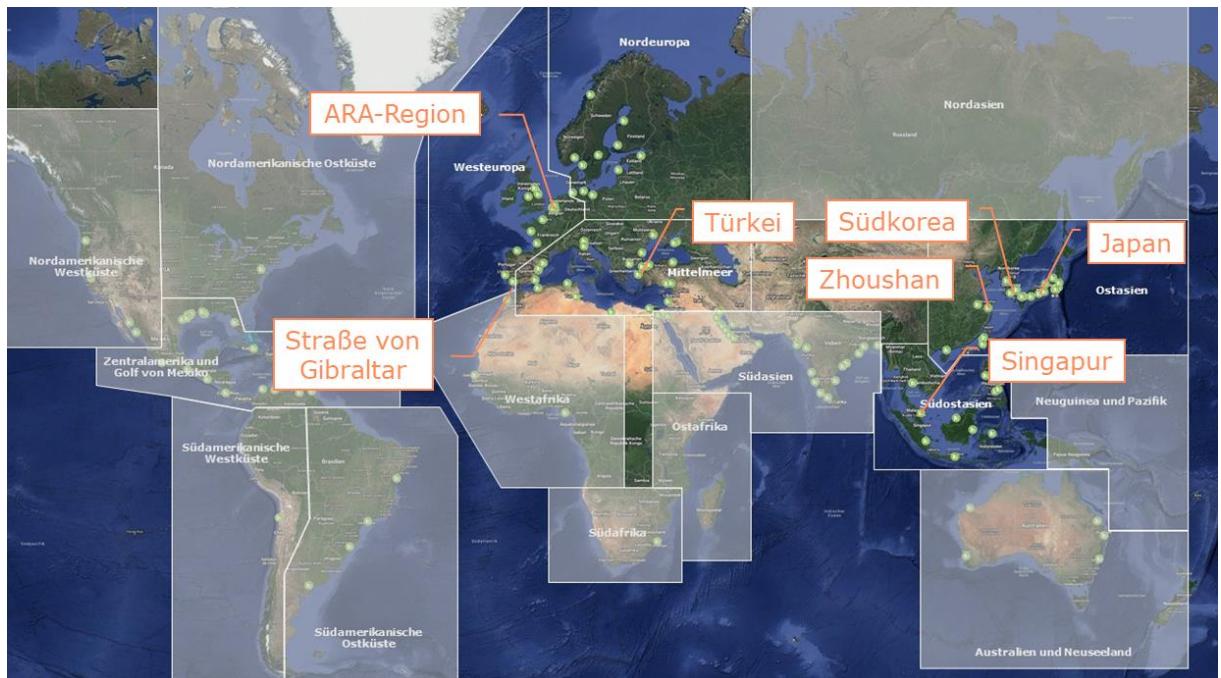


Abbildung 77 | Weltweite Import-/Export-Infrastruktur am Beispiel Ammoniak mit den am stärksten frequentierten Fahrtgebieten der fokussierten Seeschiffsflotte (Stand 1. Juli 2021)

Die Funktion gegebener Import-, Export- und Lagerinfrastrukturen als *Enabler* für die nachgelagerte Etablierung von Bunker-Suprastrukturen (Schiff, Barge und Tank-Lkw) ist auch für alternative Kraftstoffe auszunutzen. Die Abbildung 77 zeigt am Beispiel Ammoniak, dass entsprechende Voraussetzungen für die wichtigsten Fahrtgebiete der fokussierten Seeschiffsflotte ebenfalls gegeben sind.

Auf der UN-Klimakonferenz in Glasgow wurden ähnliche Beschlüsse gefasst. Es wurde beschlossen, sechs grüne Korridore, die sich teilweise mit den dargestellten Fahrtgebieten der fokussierten Flotte gleichen, zu errichten. Entlang dieser Korridore soll die Bunkerinfrastruktur für alternative Kraftstoffe prioritär entwickelt werden.⁴³⁸ Angelehnt an diese Entwicklung wird mit Blick auf die typischen Fahrtgebiete der fokussierten Seeschiffsflotte empfohlen, an von der Seeschifffahrt stark frequentierten Standorten, bei denen es sich üblicherweise bereits heute um *Bunkerhubs* für etablierte Kraftstoffe handelt, auch *Bunkerhubs* für alternative Kraftstoffe zu entwickeln.

Aus den geschilderten Zusammenhängen leiten sich die folgenden, absteigend nach ihrer Gewichtung sortierten, Handlungsempfehlungen ab:

- 5 | Beschleunigung des Ausbaus von erneuerbaren Energien sowie der Produktionskapazitäten und Verfügbarkeit alternativer Kraftstoffe
- 6 | Entwicklung von „*Bunkerhub*“-Piloten für alternative Kraftstoffe als Katalysator für Angebot und Nachfrage
- 7 | Berücksichtigung einer zusätzlichen grünen Produktion von Sekundärkraftstoffen (u. a. zur Verwendung als *Pilot Fuel*)
- 8 | Abschluss von zukünftigen Abnahmevereinbarungen für alternative Kraftstoffe zwischen Reeder(n) und Produzent(en)

⁴³⁸ (Getting to Zero Coalition, 2021b)

5.3 Forschung, Entwicklung und Anwendung

5.3.1 Förderbedarf

Als eines der zentralen Instrumente zur Unterstützung der Forschung, Entwicklung und Anwendung alternativer Kraftstoffe in der Schifffahrt wird die öffentliche/staatliche Förderung angesehen. In Anbetracht der bereits heute verfügbaren Förderprogramme auf nationaler und internationaler Ebene wird zunächst ein *Screening* der Förderlandschaft der EU und des Bundes vorgenommen, wobei zwischen der Gültigkeit für die See- bzw. Binnenschifffahrt unterschieden wird. Eine Übersicht bieten die Tabelle 41 und Tabelle 42, die diversen Fördermöglichkeiten können zudem in der Förderdatenbank des Bundes, der Länder und der EU nachvollzogen werden.⁴³⁹

Ein ähnliches und noch umfassenderes Angebot ist zu befürworten und wurde jüngst auch von der IMO diskutiert. Konkret wurde über einen Ratgeber für potenzielle Finanzierungsquellen, die von internationalen Finanzinstitutionen und anderen wichtigen globalen Initiativen und Fonds (wie der Globalen Umweltfazilität und dem Grünen Klimafonds) angeboten werden, beratschlagt.⁴⁴⁰

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit unterstützt darüber hinaus die Weiterentwicklung und den Markthochlauf von PtX-Technologien. U. a. hält die Nationale Wasserstoffstrategie 600 Mio. € zur Förderung der Herstellung von *E-Fuels* für den Luft- und Seeverkehr bereit.⁴⁴¹ Ein entsprechendes Förderprogramm befindet sich ebenfalls in Arbeit.

Als mögliche Schwerpunkte für Förderprogrammerweiterungen bzw. -neuschaffungen werden in Anbetracht der Studienergebnisse zum einen die Bereitstellung der Bunkerinfrastrukturen und -suprastrukturen für alternative Kraftstoffe (siehe auch Kapitel 5.2) gesehen. Zum anderen bietet die im Zuge der Umstellung auf alternative Kraftstoffe zu erwartende hohe Anzahl an Schiffsneubauten das Potenzial, die sich zuletzt rezessiv entwickelnde deutsche Werften- und Zuliefererindustrie durch Fördermittel wieder aufleben zu lassen.

Die Vierte IMO-THG-Studie 2020 geht davon aus, dass sich die Verkehrsleistung bis 2050 verdoppeln oder verdreifachen wird, und dementsprechend auch die Zahl der Schiffe gegenüber 2008 um 60 % bis 90 % zunimmt. Bei einer Lebensdauer von 25 bis 40 Jahren, werden 20 bis 40 % der Weltflotte im Jahr 2050 aus Schiffen bestehen, die vor 2030 gebaut wurden, und 60 bis 70 % aus Schiffen, die vor 2040 gebaut wurden.⁴⁴² Vor diesem Hintergrund wird bis 2030 mit jährlich 1.000 - 2.000 Schiffsneubauten gerechnet. An dieser Entwicklung kann tendenziell auch der deutsche Schiffbau partizipieren und Schätzungen zufolge auf ein Niveau von 70 Neubauten/Jahr zurückkehren.⁴⁴³ Die deutsche Werften- und Zuliefererindustrie verfügt grundsätzlich über das nötige Know-how, es wird jedoch angenommen, dass insbesondere in den nächsten drei Jahren Investitionen und Subventionen für den Erhalt des Standorts Deutschland notwendig werden. Diese sind somit eine der Bedingungen für ein Wiederaufleben.

Erste Aufträge für die deutsche Werften- und Zuliefererindustrie könnten bspw. durch den Bau von mit alternativen Kraftstoffen betriebenen deutschen Behördenschiffen generiert werden. Dies würde dem Bund die Möglichkeit eröffnen, den erfolgreichen Einsatz alternativer Kraftstoffe zu demonstrieren, das entsprechende Know-how zu bündeln und weiterzugeben sowie ggf. aktiv die Zukunftsausrichtung der deutschen Werften zu befördern.

⁴³⁹ (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2021d)

⁴⁴⁰ (IMO, 2021e)

⁴⁴¹ (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020)

⁴⁴² (IMO, 2021a)

⁴⁴³ (Lüken, 2021)

Förderprogramm	Anwendungsbereich	Inhalt	Link
Bau von Betankungsschiffen für LNG und nachhaltige erneuerbare Kraftstoffalternativen in der Schifffahrt (Betankungsschiff RL)	See- und Binnenschifffahrt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unterstützung bei der Umsetzung von Investitionen in den Neubau von Betankungsschiffen für LNG und nachhaltige erneuerbare Kraftstoffalternativen, die bei einer Werft mit Betriebsstätte oder Niederlassung in Deutschland in Auftrag gegeben werden 	https://www.foerderdatenbank.de/FD_B/Content/DE/Foerderprogramm/Bund/BMWi/betankungsschiff-rl.html
Förderrichtlinie zur nachhaltigen Modernisierung von Küstenschiffen (NaMKü)	See- und Binnenschifffahrt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unterstützung bei nachhaltigen Modernisierungsmaßnahmen an Küstenschiffen, darunter u. a. für die Motorenmodernisierung ▪ Förderung von Motoren, die im Vergleich zu herkömmlichen Dieselmotoren emissionsärmer sind und bei Küstenschiffen mit Gasmotor auch in das zugehörige Gaslagerungs- und -versorgungssystem 	https://www.foerderdatenbank.de/FD_B/Content/DE/Foerderprogramm/Bund/BMVI/nachhaltige-modernisierung-kuestenschiffe.html
Innovativer Schiffbau sichert wettbewerbsfähige Arbeitsplätze	See- und Binnenschifffahrt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unterstützung von Schiffbau-, Schiffreparatur- und Schiffumbauwerften bei der Entwicklung neuer Verfahren im Schiffbau: Planung und Entwicklung der erforderlichen Anlagen und Ausrüstungen als Voraussetzung für die Anwendung innovativer Prozesse in Planung, Entwurf und Entwicklung, technisches Management, Fertigung und Logistik des Schiffbaus 	https://www.foerderdatenbank.de/FD_B/Content/DE/Foerderprogramm/Bund/BMWi/innovativer-schiffbau-sichert-arbeitsplaetze.html
Marktaktivierung alternativer Technologien für die umweltfreundliche Bordstrom- und mobile Landstromversorgung von See- und Binnenschiffen (BordstromTech-Richtlinie)	See- und Binnenschifffahrt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unterstützung von Investitionen zur Marktaktivierung alternativer Technologien für umweltfreundliche Bordstrom- und mobile Landstromsysteme von See- und Binnenschiffen, darunter Energiespeicher einschließlich erforderlicher Systeme zur Nutzung alternativer Kraftstoffe 	https://www.foerderdatenbank.de/FD_B/Content/DE/Foerderprogramm/Bund/BMVI/bordstromtech-richtlinie.html

Maritimes Forschungsprogramm - Forschung, Entwicklung und Innovation	See- und Binnenschifffahrt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Förderung von Verbundprojekten zur Umweltverträglichkeit maritimer Technologien, zur Nutzung digitaler smarter Technologien, zur maritimen Sicherheit und zur nachhaltigen Erschließung maritimer Ressourcen am Standort Deutschland 	https://www.foerderdatenbank.de/FD_B/Content/DE/Foerderprogramm/Bund/BMWi/bekanntmachung-zur-foerderung-von-forschung.html
Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie Phase II (NIP) – Maßnahmen der Marktaktivierung – Schwerpunkt Nachhaltige Mobilität	See- und Binnenschifffahrt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ U. a. Förderung von Fahrzeugen (Straße, Schiene und Wasser) und Flugzeugen mit einem Brennstoffzellenantrieb und ggf. der für deren Betrieb notwendigen Betankungs- und Wartungsinfrastruktur 	https://www.foerderdatenbank.de/FD_B/Content/DE/Foerderprogramm/Bund/BMVI/nip-ii-nachhaltige-mobilitaet.html
Nachhaltige Modernisierung von Binnenschiffen	Binnenschifffahrt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unterstützung bei Investitionen in effizienzsteigernde Sicherheitsausrüstung an Bord, in emissionsärmere Motoren, in alternative Antriebe und in Abgasnachbehandlungsanlagen von Binnenschiffen 	https://www.foerderdatenbank.de/FD_B/Content/DE/Foerderprogramm/Bund/BMVI/nachhaltige-modernisierung-von-binnenschiffen.html
Aus- und Umrüstung von Seeschiffen zur Nutzung von LNG als Schiffskraftstoff	Seeschifffahrt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unterstützung der Aus- und Umrüstung von Seeschiffen für den Betrieb mit verflüssigtem Erdgas (LNG) als Schiffskraftstoff 	https://www.foerderdatenbank.de/FD_B/Content/DE/Foerderprogramm/Bund/BMVI/aus-und-umruestung-von-seeschiffen.html

Tabelle 41 | Nationale Förderprogramme zum Einsatz alternativer Kraftstoffe in der See- und Binnenschifffahrt (Stand Januar 2022)

Förderprogramm	Anwendungsbereich	Inhalt	Link
Europäischer Fonds für regionale Entwicklung 2021 - 2027	See- und Binnenschifffahrt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Stärkung des wirtschaftlichen, sozialen und territorialen Zusammenhalts in der EU durch den Ausgleich von regionalen Unausgewogenheiten ▪ Fokussierung der Reduzierung von Emissionen im Zeitraum 2021 - 2027 	https://ec.europa.eu/regional_policy/de/funding/erdf/
Horizont Europa 2021 - 2027	See- und Binnenschifffahrt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ zentrale Finanzierungsprogramm der EU für Forschung und Innovation ▪ Förderung der Zusammenarbeit und der Wirkung von Forschung und Innovation bei der Entwicklung, Unterstützung und Umsetzung von EU-Strategien, bspw. im Zuge der Dekarbonisierung 	https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/find-funding/eu-funding-programmes/horizon-europe_de
Connecting Europe Facility Transport	See- und Binnenschifffahrt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Umsetzung der europäischen Verkehrsinfrastrukturpolitik ▪ Unterstützung von Investitionen in den Bau neuer Verkehrsinfrastrukturen in Europa oder in die Instandsetzung und Modernisierung bestehender Infrastrukturen 	https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/DG/connecting-europe-facility-2-digital.html
NAIADES III	Binnenschifffahrt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Förderprogramm einer zukunftssicheren europäischen Binnenschifffahrt ▪ Keine direkte Generierung von Fördermitteln, Speisung aus anderen EU-Programmen 	https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/
Europäischer Meeres- und Fischereifonds 2021 - 2027	Seeschifffahrt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unterstützung innovativer Projekte, die zur nachhaltigen Nutzung und Bewirtschaftung der aquatischen und maritimen Ressourcen beitragen, darunter Vorhaben, die den Übergang zu einer nachhaltigen und kohlenstoffarmen Fischerei fördern und Innovationen in der nachhaltigen blauen Wirtschaft etablieren 	https://ec.europa.eu/oceans-and-fisheries/funding/emfaf_en

Tabelle 42 | EU-Förderprogramme zum Einsatz alternativer Kraftstoffe in der See- und Binnenschifffahrt (Stand Januar 2022)

Darüber hinaus ist zu empfehlen, die Förderung der deutschen Werften- und Zuliefererindustrie auch mit dem europäischen Schiffbau zu verknüpfen und diesen durch gezielte Neubauminitiativen zu stärken. Es wird angeregt, ein europäisches Flottenerneuerungsprogramm ins Leben zu rufen, dass Förderungen für Neubauten auf europäischen Werften genehmigt. Auf diesem Weg wird das Ziel verfolgt, das Fachwissen sowie Zusammenspiel der einzelnen Akteure zu fördern und speziell auf den Bau von Schiffen, die mit alternativen Kraftstoffen betrieben werden, auszurichten. Hierzu zählt auch die Berücksichtigung des gesamten Lebenszyklus eines Schiffes bzw. die gesamte Wertschöpfungskette. Eine recyclingorientierte Auslegung von Schiffsneubauten und die Vorgabe zur Nutzung von Recyclingkapazitäten auf europäischen Werften nach Außerdienststellung der Schiffseinheiten kann die Nachhaltigkeit der maritimen Branche stärken.

5.3.2 Forschungsbedarf

Die vorliegende Kraftstoffanalyse hat eine Vielzahl von Erkenntnissen zum Einsatz alternativer Kraftstoffe in der Schifffahrt geliefert, offenbarte aber dennoch an verschiedenen Stellen weiteren Forschungs- und Untersuchungsbedarf.

Insbesondere mit Blick auf die Emissionen der untersuchten Schiffskraftstoffe wurde deutlich, dass eine genaue Erhebung bzw. Validierung der genutzten Modellannahmen obligatorisch ist. Auf TtP-Basis bieten die Meldesysteme der IMO (*Data Collection System - DCS*) und der EU (*Monitoring, reporting and verification - MRV*) bereits eine Grundlage. Dennoch sind auch diese Systeme, u. a. bzgl. der mit neuen Kraftstoffen einhergehenden Besonderheiten, bspw. Abblasen von BOG (siehe auch Kapitel 2.1.3)⁴⁴⁴ oder Auftritt von LNG-/N₂O-Schlupf), kritisch zu würdigen. So erfasst die IMO bspw. lediglich die Kraftstoffverbräuche und nicht die Emissionen.⁴⁴⁵ Das System der EU erfasst zwar die Emissionen, eine direkte Emissionsmessung des Emittenten ist aber nicht obligatorisch.⁴⁴⁶

Zur Bestimmung von WtT-Emissionen wird heute oft auf Modellannahmen (Emissionsfaktoren) zurückgegriffen. Diese bieten grundsätzlich einen Ankerpunkt für entsprechende Untersuchungen. Jedoch beziehen sich bspw. die von der EU ausgegebenen Werte⁴⁴⁷ bisher i. d. R. auf bekannte Publikationen des Fachgebiets und ihre Genauigkeit ist im Einzelfall nur schwer nachzuweisen. Es ist daher erforderlich, die WtT-Emissionen der einzelnen Kraftstoffe in der Realität zu validieren und auch die Unterschiede zwischen unterschiedlichen Bezugsquellen sichtbar zu machen. Diese Ermittlungs- und Dokumentationsgrundlagen sind auch von Kraftstoffzulieferern anzuwenden und den Kraftstoffabnehmern zur Verfügung zu stellen (*Bunker Delivery Note*). Zudem sind Grenzwerte für die THG-Intensität der Kraftstoffe zu schaffen, wie sie für die stofflichen Eigenschaften etablierter Kraftstoffe bereits heute bestehen (siehe auch Kapitel 2.1.2.7).⁴⁴⁸

So wie für die Emissionen gilt auch für weitere Teile der Studie, u. a. die Bunkerpreise oder die Wirkungsgrade, dass die Entwicklung dynamisch ist und eine langfristige Einschätzung oftmals nur schwer möglich ist. Ob der Brisanz der Thematik ist es daher geboten, die entsprechenden Analysen in regelmäßigen Abständen zu aktualisieren und ggf. Neubewertungen vorzunehmen. Verwiesen werden soll an dieser Stelle auf eine großangelegte Studie im Auftrag der *European Maritime Safety Agency*, die sich ebenfalls mit der Bewertung alternativer Schiffskraftstoffe beschäftigt und angefangen im Jahr 2021 einen Zeithorizont von vier Jahren umfassen soll.

⁴⁴⁴ (Transport & Environment, 2022)

⁴⁴⁵ Europäische Kommission (2022)

⁴⁴⁶ Europäische Kommission (2016c)

⁴⁴⁷ (Europäische Kommission, 2021e)

⁴⁴⁸ (Sustainable Shipping Initiative, 2021)

Der Umfang des Themengebiets der Dekarbonisierung der Schifffahrt und der Einführung neuer Schiffskraftstoffe als Teil dieser Initiative erfordert es darüber hinaus, Transparenz hinsichtlich internationaler *Good Practice* zu schaffen. Dafür sind einerseits Plattformen erforderlich, auf denen neue Projekte, die Teil der *Supply Chain* oder der Nutzung neuer Schiffskraftstoffe sind, zusammengetragen und vorgestellt werden. Hierfür hat die IMO in Zusammenarbeit mit der *Maritime and Port Authority of Singapore* (MPA) mit „*NextGEN*“ ein kollaboratives Online-System geschaffen, auf dem über Initiativen zur Dekarbonisierung des Seeverkehrs informiert wird.⁴⁴⁹

5.3.3 Entwicklungsbedarf

Die Dynamik der IMO in Bezug auf die Reduzierung von Emissionen im Allgemeinen und der gezielten Entwicklung eines alternativen Kraftstoffportfolios im Speziellen hielt sich zuletzt aufgrund vielfältiger Einflussfaktoren in Grenzen. Eine Zunahme dieser Dynamik wird gemeinhin erst im Jahr 2023 i. V. m. der Anpassung der initialen IMO-Dekarbonisierungsstrategie erwartet (siehe auch Kapitel 1.1). Die aktuellen Entwicklungen verdeutlichen repräsentativ, dass sich nicht allein auf internationale, kontinentale usw. legislative Organe zurückgezogen kann, wenn es um die Schaffung adäquater Rahmenbedingungen für die Dekarbonisierung der Schifffahrt geht.

Es wird daher angeregt, die Entwicklung eines Kraftstoffportfolios weiterhin gezielt durch die Eigeninitiative von Schifffahrtsunternehmen und benachbarten Industrien zu befördern. Dafür kommen insbesondere internationale Kooperationen zwischen Marktakteuren mit direktem und indirektem Bezug zur maritimen Wirtschaft infrage. Derartige Zusammenarbeiten mit Bezug zu alternativen Schiffskraftstoffen sind vermehrt in den folgenden Teilbereichen zu beobachten:

- Forschung und Entwicklung,
- Hafenbetrieb,
- Schiffsneubauten und -umrüstungen und
- Beratung

Eine Auswahl bekannter internationaler Kooperationen der maritimen Industrie ist in Tabelle 43 zusammengestellt, wobei kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben wird. Neben den hier dargestellten internationalen bzw. kontinentalen und branchenübergreifenden Bündnissen gibt es eine Vielzahl von kleineren Kooperationen. Die Synergieeffekte großer Bündnisse entstehen insbesondere durch den Wissenstransfer mit dem vielfältigen Feld an Partnern, die gesammelten Informationen können wiederum im eigenen Unternehmen gewinnbringend eingesetzt werden. Zusammenarbeiten mit einer kleineren Gruppe an Partnern bieten dagegen v. a. das Potenzial, Ergebnisse mit einem direkten positiven Effekt auf das operative Geschäft zu erzielen.

Viele Schifffahrtsunternehmen haben bereits Ziele und Strategien für die Emissionsreduzierung formuliert. Die *Getting to Zero Coalition* hat in ihrem „*Report on Climate Commitments by Signatories to the Call to Action for Shipping Decarbonization*“ eine umfangreiche sektorübergreifende Auflistung von Unternehmen erstellt, die i. V. m. der maritimen Industrie stehen und sich zu gewissen Klimazielern verpflichtet haben. Sowohl die entsprechende Klimaziele als auch die Tätigkeitsbereiche der Unternehmen sind in dem Bericht dokumentiert. Zusammen mit der in Abbildung 78 gezeigten Übersicht zum Know-how der verschiedenen Sektoren bietet er eine Grundlage für die Auswahl möglicher Kooperationspartner.

⁴⁴⁹ (IMO, 2021c)

Name des Bündnisses	Bündnispartner	Zielsetzung	Internetpräsenz
Blue Sky Maritime Coalition	43 Gründungsmitglieder: https://www.bluesky-maritime.org/founding-members	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Beschleunigung der Entwicklung von emissionsfreien Schiffen und der erforderlichen Infrastruktur ▪ Förderung von Innovationen in der kommerziellen und betrieblichen Praxis ▪ Förderung von Maßnahmen, die den Übergang zu Netto-Null-Emissionen unterstützen 	https://www.bluesky-maritime.org/
CHEK	Universität Vaasa, Wärtsilä, BAR Technologies, Cargill Ocean Transportation, Climeon, Deltamarin, Hasytec Electronics, Lloyds Register, MSC Cruises, Silverstream Technologies, World Maritime University	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reduzierung der Emissionen der Schifffahrt durch den integrierten Einsatz von kohlenstoffarmen Energieformen und Technologien ▪ U. a. Erprobung eines wasserstoffbetriebenen Kreuzfahrtschiffes 	https://cordis.europa.eu/project/id/955286/de
Getting to Zero Coalition	https://www.globalmaritimeforum.org/getting-to-zero-coalition/members	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entwicklung von Null-Emissionsschiffen und künftigen Kraftstoffversorgungsketten ▪ Enge Zusammenarbeit und Erarbeitung gezielter gemeinsamer Maßnahmen der maritimen Industrie, des Energiesektors, des Finanzsektors sowie der Regierungen und IGOs 	https://www.globalmaritimeforum.org/getting-to-zero-coalition
Global Centre for Maritime Decarbonisation	Gründungspartner: MPA Singapore, BHP, BW Group, Eastern Pacific Shipping, Foundation Det Norske Veritas, Ocean Network Express, Sembcorp Marine	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zusammenarbeit mit der Industrie, um den maritimen Sektor bei der Verringerung der THG-Emissionen zu unterstützen, identifizierte Dekarbonisierungspfade umzusetzen und neue Geschäftsmöglichkeiten zu schaffen 	https://www.mpa.gov.sg/webportal/home/media-centre/news-releases/detail/bf2aaf98-833a-4515-8f3f-64d534fa36c3
Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping	https://zero-carbon-shipping.netlify.app/partners/	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Übergang zu Netto-Null-Emissionen für die maritime Industrie ▪ Entwicklung und Umsetzung neuer Technologien ▪ Erarbeitung praktikabler strategischer Wege, um den erforderlichen systemischen und regulatorischen Wandel herbeizuführen 	https://www.zerocarbonshipping.com/

Tabelle 43 | Auswahl internationaler Kooperationen mit Bezug zu alternativen Schiffskraftstoffen

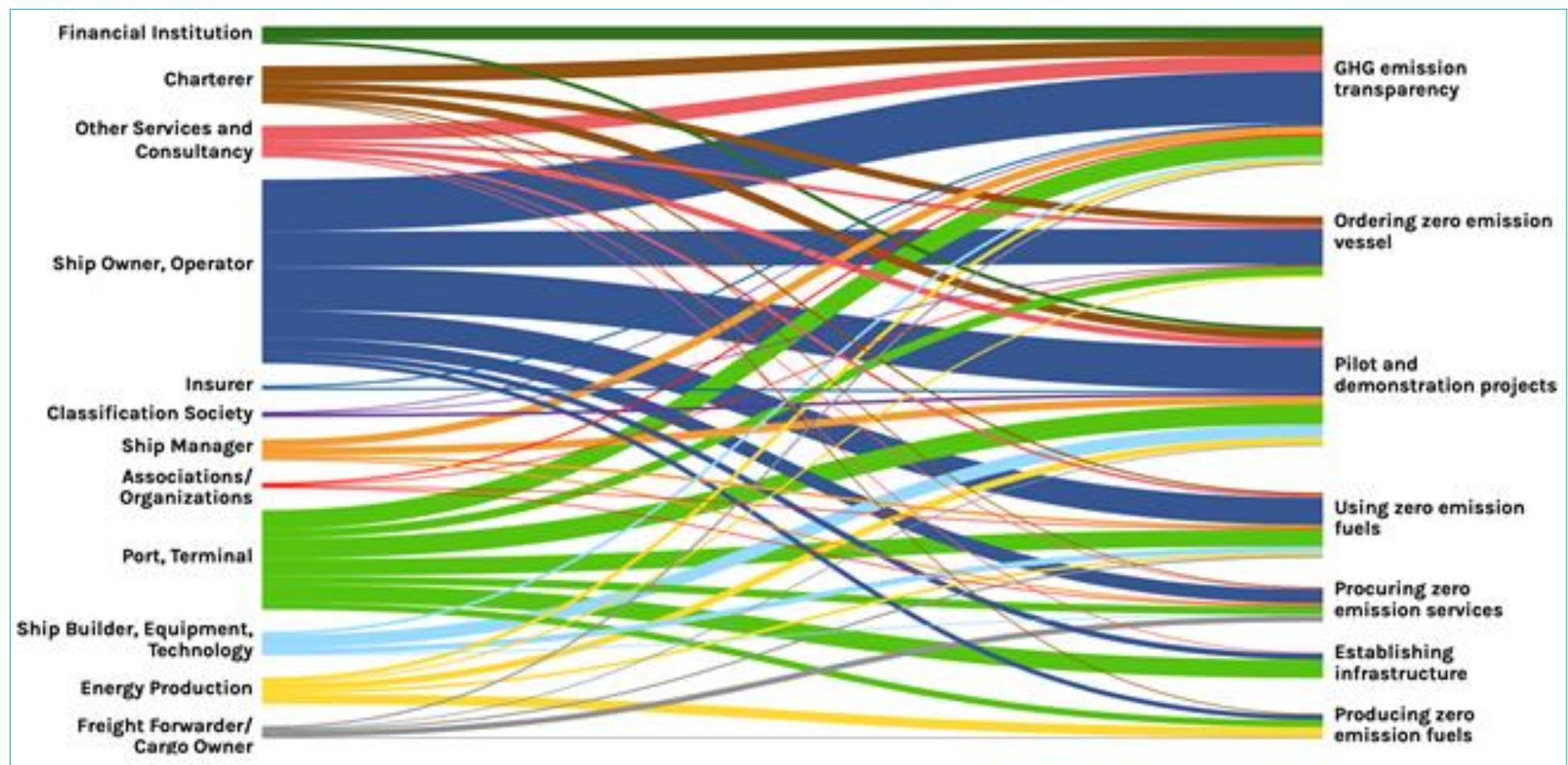


Abbildung 78 | Synergien des branchenübergreifenden Wissenstransfers in Bezug auf Anwendungen alternativer Schiffskraftstoffe

Im Kontext der gezeigten Bündnisse wird deutschen Schifffahrtsunternehmen empfohlen, die Verfolgung der eigenen Unternehmensziele durch den Aufbau strategischer Partnerschaften zu flankieren. Es wird angeregt, dass größere Unternehmen der deutschen Schifffahrtsbranche, die sich aktiv in *Zero Emission*-Koalitionen (siehe Tabelle 43) einbringen, das erworbene Wissen im Zuge von Fachveranstaltungen an kleine und mittlere Unternehmen weitergeben.

Darüber hinaus wird angeregt, mit zielorientierten kleineren Kooperationen die Erreichung von übergeordneten Zielen voranzutreiben. Für internationale Zusammenarbeiten gibt es indes Möglichkeiten zur Förderung. Hier bietet sich bspw. das zentrale Innovationsprogramm Mittelstand an.⁴⁵⁰ Geförderte Bündnisse bieten einerseits die Möglichkeit, das hiesige Know-how von maritimen Dienstleistern zu stärken, zum anderen können internationale Vorhaben unterstützt werden, die auch der deutschen Schifffahrtsindustrie zugutekommen (bspw. die Errichtung eines *Bunkerhubs*).

Neben internationalen Kooperationen wird empfohlen, bei ausgewählten Themen auch die nationale Zusammenarbeit zu intensivieren. Dies betrifft tendenziell insbesondere die Organisation der Kraftstoffbereitstellung. Innerhalb des norddeutschen Seehafennetzwerks besteht mit dem Gemeinschaftsprojekt ZeroEmission@Berth bereits eine Initiative für die Förderung von Landstromanlagen.⁴⁵¹ Im Zuge der neuen Anforderungen, die mit dem Bunkern alternativer Schiffskraftstoffe einhergehen, wird, u. a. zwischen den zuständigen (Hafen-)Behörden und den Landesregierungen, ein kontinuierlicher Austausch, v. a. bzgl. möglicher Anpassungen der Regulatorik, auch auf diesem Gebiet empfohlen.

Ein *Good Practice*-Beispiel für eine (geförderte) Kooperation zur gezielten Weiterentwicklung der Anwendungsmöglichkeiten alternativer Kraftstoffe in der Schifffahrt ist das Projekt „AmmoniaMot“, in dem MAN ES in Zusammenarbeit mit verschiedenen Projektpartnern einen *Dual Fuel* 4-Motor entwickelt, der sowohl mit Dieselkraftstoff als auch Ammoniak betrieben werden kann.⁴⁵² Dieses Projekt steht sinnbildlich für den technischen Entwicklungsbedarf, der mit der Nutzung alternativer Kraftstoffe noch für Jahrzehnte verbunden sein wird. Die unterschiedlichen Kraftstoffanforderungen hinsichtlich der Einspritzung und Verbrennung erschweren die Entwicklung im 4-Takt-Bereich, um eine möglichst breite Anwendung zu ermöglichen ist der schnellstmögliche Aufbau eines Motorenportfolios jedoch geboten. Gleichermaßen besteht auch in vielen anderen Bereichen weiterer (technischer) Entwicklungsbedarf und die Marktdurchdringung alternativer Kraftstoffe in der Schifffahrt ist nicht zuletzt abhängig von entsprechenden Innovationen.

Aus den geschilderten Zusammenhängen leiten sich die folgenden, absteigend nach ihrer Gewichtung sortierten, Handlungsempfehlungen ab:

- 9 | Validierung von Modellannahmen zur Berechnung von (WtP)-Emissionen und Wirkungsgraden
- 10 | Förderung des Baus von mit alternativen Kraftstoffen angetriebenen Schiffen auf deutschen Werften (Bedingungen)
- 11 | Entwicklung eines Motorenportfolios für alternative Kraftstoffe im 4-Takt-Bereich
- 12 | Schaffung von Erstanwendungen alternativer Kraftstoffe in deutschen Behördenschiffen

⁴⁵⁰ (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2021c)

⁴⁵¹ (HPA, 2021)

⁴⁵² Feindt, A. (2021)

5.4 Zusammenfassung der Handlungsempfehlungen

Die in den drei Schwerpunktkapiteln erarbeiteten Handlungsempfehlungen sind in der Hot Topic Box 4 zusammengefasst. In der Übersicht wurde zum einen der Berührungs punkt zur deutschen maritimen Wirtschaft ergänzt, zum anderen sind grob angelehnt an das Vorgehen einer PESTEL-Analyse die externen Umweltfaktoren vermerkt, die eine Rolle bei der Umsetzung der jeweiligen Handlungsempfehlung spielen bzw. die durch die Handlungsempfehlung beeinflusst werden. Die Bewertungsmetrik ist dabei der Übersicht zur Eignung der Kraftstoffe (Abbildung 75), d. h. ein Halbkreis steht für einen grundsätzlichen Einfluss auf bzw. des Umweltfaktors und ein kompletter Kreis für einen starken Einfluss.

Mit Blick auf die Berührungs punkte zur deutschen maritimen Wirtschaft ist zu sehen, dass die deutschen Reeder, als Anwender der neuen Kraftstofftechnologien, nahezu bei allen Empfehlungen mit adressiert werden. Die deutschen Häfen sind insbesondere bei der Kraftstoffbereitstellung involviert, was zum einen rechtliche Aspekte und zum anderen die notwendige Bunkerinfrastruktur und -suprastruktur beinhaltet. Die Arbeit der deutschen Werften tangiert ebenfalls die rechtlichen Aspekte in Bezug zu baulichen Vorschriften und *Fuel Ready*-Notationen von Schiffen. Zudem kann sie Gegenstand von Förderprogrammen werden. Unter der deutschen Flagge fahren die potenziell als Erstanwender infrage kommenden Behördenschiffe, zudem ist sie bei der Ausbildung des fahrenden Personals involviert.

Bei dem Einfluss bzw. der Beeinflussung der Handlungsempfehlungen auf/durch Umweltfaktoren stechen sowohl die ökonomische als auch die technische Ebene heraus. Die rechtlichen Umweltfaktoren haben naturgemäß v. a. zum Rechts- und Sicherheitsrahmen Anknüpfungspunkte, während die politische und soziale Komponente vereinzelt in allen Kategorien der Empfehlungen zur Geltung kommen.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die vorliegende Studie nicht dazu nicht dazu in der Lage ist, für jeden Schiffstyp und jede Schiffsgröße in der fokussierten deutschen Flotte eine eindeutige Kraftstofflösung zu präsentieren. Die Ergebnisse der Studie deuten darauf hin, dass das Zusammenspiel zwischen den unterschiedlichen stofflichen Eigenschaften alternativer Kraftstoffe und der Heterogenität der Schiffsflotte u. a. in Bezug auf Typ, Alter, Größe, Motorisierung, Transportaufgabe und Fahrtgebiete in den kommenden Jahrzehnten zu einer Diversifizierung des Kraftstoffportfolios der Schifffahrt führen wird.

Die vorliegende Studie dient den Stakeholdern der maritimen Wirtschaft in Deutschland in diesem Zusammenhang als Unterstützung bei der (zukünftigen) Entscheidungsfindung. Ob der Entwicklungs dynamik des Themas soll abschließend darauf hingewiesen werden, dass ein regelmäßiger Scan der Bedingungen am Markt dringend empfohlen wird.

		P Schwerpunkte deutsche Flotte	E Politisch	S Ökonomisch	T Sozial	E Technologisch	L Ökologisch	R Rechtlich
Empfehlung								
Rechts- und Sicherheitsrahmen	<p>1: Anpassung verbindlicher Bauvorschriften für zukünftig mit alternativen Kraftstoffen angetriebene Schiffe</p> <p>2: Kraftstoffübergreifende Grundausbildung der Besatzungen mit gezielten/bedarfsgerechten kraftstoffspezifischen Weiterbildungen</p> <p>3: Harmonisierung der Vorschriften und Verwaltungsakte für das Bunkern alternativer Kraftstoffe</p> <p>4: Weitestgehende Harmonisierung der technischen Rahmenbedingungen von <i>Fuel Ready-Notationen</i></p>	■	■	■	■	●	●	●
Kraftstoffverfügbarkeit und Distribution	<p>5: Beschleunigung des Ausbaus von EE sowie der Produktionskapazitäten und Verfügbarkeit alternativer Kraftstoffe</p> <p>6: Entwicklung von „Bunkerhub“-Piloten für alternative Kraftstoffe als Katalysator für Angebot und Nachfrage</p> <p>7: Berücksichtigung einer zusätzlichen grünen Produktion von Sekundärkraftstoffen (u. a. zur Verwendung als <i>Pilot Fuel</i>)</p> <p>8: Abschluss von zukünftigen Abnahmevereinbarungen für alternative Kraftstoffe zwischen Reeder(n) und Produzent(en)</p>	■	●	●	●	●	●	●
Forschung, Entwicklung und Anwendung	<p>9: Validierung von Modellannahmen zur Berechnung von (WtP)-Emissionen und Wirkungsgraden</p> <p>10: Förderung des Baus von mit alternativen Kraftstoffen angetriebenen Schiffen auf deutschen Werften (Bedingungen)</p> <p>11: Entwicklung eines Motorenportfolios für alternative Kraftstoffe im 4-Takt-Bereich</p> <p>12: Schaffung von Erstanwendungen alternativer Kraftstoffe in deutschen Behördenschiffen</p>	■	●	●	●	●	●	●

Legende zu den Schwerpunkten der deutschen Flotte:

Deutsche Häfen	Deutsche Reeder	Deutsche Werften	Deutsche Flagge
----------------	-----------------	------------------	-----------------

Hot Topic Box 4 | Handlungsempfehlungen zur Entwicklung eines alternativen Kraftstoffportfolios inkl. Berührungs punkte zur deutschen maritimen Wirtschaft und externen Umweltfaktoren

LITERATUR

- A. P. Møller-Mærsk (2021a). *Maersk secures green e-methanol for the world's first container vessel operating on carbon neutral fuel*, Abgerufen am 10. September 2021 von <https://www.maersk.com/news/articles/2021/08/18/maersk-secures-green-e-methanol>
- A. P. Møller-Mærsk (2021b). *A.P. Moller - Maersk accelerates fleet decarbonisation with 8 large ocean-going vessels to operate on carbon neutral methanol*, Abgerufen am 10. September 2021 von <https://www.maersk.com/news/articles/2021/08/24/maersk-accelerates-fleet-decarbonisation>
- A. P. Møller-Mærsk (2022). *A. P. Møller-Mærsk engages in strategic partnerships across the globe to scale green methanol production by 2025*, Abgerufen am 11. März 2022 von <https://www.maersk.com/news/articles/2022/03/10/maersk-engages-in-strategic-partnerships-to-scale-green-methanol-production>
- ABC Engines (2022). *Hauptantriebsmotoren*, Abgerufen am 4. Mai 2022 von <https://www.abc-engines.com/de/markets/schiffsantrieb-und-hilfsaggregate/product-solutions/hauptantriebsmotoren--52>
- ABS (2021a). *Setting the course to low carbon shipping*, Abgerufen am 6. Mai 2021 von https://safety4sea.com/wp-content/uploads/2021/04/ABS-Setting-the-Course-to-Low-Carbon-Shipping-View-of-the-Value-Chain-2021_04.pdf
- ABS (2021b). *Decarbonization of the inland waterway sector in the United States*, Abgerufen am 20. September 2021 von <https://absinfo.eagle.org/acton/media/16130/decarbonization-of-the-inland-waterway-sector-in-the-united-states>
- Bayerische Staatskanzlei (2019). *Verordnung für die Schifffahrt auf den bayerischen Gewässern*, Abgerufen am 14. Juni 2021 von <https://www.gesetze-bayern.de/Content/Document/BaySchiffO>
- Becker, L. , Girard, D. , Handrich, D. , Hoch, A. & Kemfert, P. (2019). *Der Beitrag von Biokraftstoffen zur Erreichung der Klimaziele 2030*, Abgerufen am 21. Juni 2021 von <https://diw-econ.de/publikationen/biokraftstoffe/>
- BEHALA (2021). *Das Schubboot mit ganz neuem Energie-System*, Abgerufen am 4. Juni 2021 von <https://www.behala.de/elektra/>
- Bilgili, L. (2021). *Life cycle comparison of marine fuels for IMO 2020 Sulphur Cap*, Abgerufen am 20. Juli 2021 von <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0048969721007865?via%3Dihub>
- BIMCO (2018). *Bunkering Guide*, Abgerufen am 24. Januar 2022 von <https://www.bimco.org/-/media/bimco/about-us-and-our-members/publications/ebooks/bimco-ibia-bunkering-guide-jun2018.ashx?rev=f9fcca33959149dc8afa8fb65e04c0e9>
- BioAge Group (2013). *Kawasaki Heavy to build first ocean-going liquid hydrogen tanker with demo in 2017; H2 for transport, industry, power in Japan*, Abgerufen am 19. August 2021 von <https://www.greencarcongress.com/2013/09/20130928-khi.html>
- bp (2021). *Statistical Review of World Energy – all data, 1965-2020*, Abgerufen am 14. Januar 2022 von <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
- Brynolf, S. , Andersson, K. & Fridell, E. (2011). *Life Cycle and Cost Assessment of a Maritime Scrubber Installation*, Abgerufen am 3. Juni 2021 von

- https://www.researchgate.net/publication/235874620_A_comparative_life_cycle_assessment_of_marine_fuels
- BSR (2021). *Clean Cargo*, Abgerufen am 20. September 2021 von <https://www.clean-cargo.org/>
- Bukold, S. (2020). *Kurzstudie blauer Wasserstoff*, Abgerufen am 21. Juli 2021 von <https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/blauer-wasserstoff-studie-2020.pdf>
- Bundesministerium für Bildung und Forschung (2020). *Richtlinie zur Förderung von Projekten zum Thema „Methoden zur Entnahme von atmosphärischem Kohlendioxid (Carbon Dioxide Removal)“*, *Bundesanzeiger vom 19.06.2020*, Abgerufen am 21. Juli 2021 von <https://www.bmbf.de/foerderungen/bekanntmachung-3047.html>
- Bundesministerium für Bildung und Forschung (2021b). *TransHyDE: H2-Transport*, Abgerufen am 6. Juli 2021 von <https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/transhyde>
- Bundesministerium für Bildung und Forschung (2021a). *Wir müssen mit der CO2-Entnahme beginnen*, Abgerufen am 21. Juli 2021 von <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/interviews/de/wir-muessen-mit-der-co2-entnahme-beginnen.html>
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2019). *Bundesklimaschutzgesetz (KSG)*, Abgerufen am 18. Juli 2021 von https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Gesetze/191118_ksg_lesefassung_bf.pdf
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020). *Die Nationale Wasserstoffstrategie*, Abgerufen am 11. Juli 2021 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021b). *Maritime Wirtschaft - Lebensader im Welthandel*, Abgerufen am 8. September 2021 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Schlaglichter/2021/07/download-maritime-wirtschaft.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021a). *Unterzeichnung einer Absichtserklärung zur Gründung eines deutsch-australischen Wasserstoffakkords*, Abgerufen am 28. Oktober 2021 von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/06/20210613-unterzeichnung-einer-absichtserklaerung-zur-gruendung-einer-deutsch-australischen-wasserstoffallianz.html>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021c). *Zentrales Innovationsprogramm Mittelstand*, Abgerufen am 3. Dezember 2021 von <https://www.zim.de/ZIM/Navigation/DE/Home/home.html>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021d). *Förderdatenbank des Bundes, der Länder und der EU*, Abgerufen am 29. November 2021 von <https://www.foerderdatenbank.de/FDB/DE/Home/home.html>
- Bundesnetzagentur (2020). *Regulierung von Wasserstoffnetzen*, Abgerufen am 31. Mai 2021 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=2

- Campfire (2021). *Wind and Water to Ammonia – Maritime Fuel and Energy Storage for a Zero Carbon Future*, Abgerufen am 9. Juni 2021 von https://d3tzq4cox0bsth.cloudfront.net/fileadmin/webinars/downloads/210507_HY5_Digital_Briefing_3-compressed.pdf
- Cargo Owners for Zero Emission Vessels (2021). *Together we can decarbonize Ocean Shipping*, Abgerufen am 18. November 2021 von <https://www.cozev.org/>
- Carl Roth (2021). *Sicherheitsdatenblatt Methanol*, Abgerufen am 3. November 2021 von <https://www.carlroth.com/medias/SDB-8388-DE-DE.pdf?context=bWFzdGVyfHNIY3VyaXR5RGF0YXNoZWV0c3wzNzYzNjZ8YXBwbGljYXRpb24vcGRmfHNIY3VyaXR5RGF0YXNoZWV0cy9oNzIvaDczLzkwMzE2NDY2MDk0MzgucGRmfGY1MTQwNzEzZWI5NTBmZjFmNjc3YzExZmQ5NTBmZDNjZDNkMDAzYmU3MWIxMTM5OTNkMzkw>
- CE Delft (2020b). *Comparison of CO₂ emissions of MARPOL Annex VI compliance options in 2020*, Abgerufen am 19. Mai 2021 von <https://cedelft.eu/publications/comparison-of-co2-emissions-of-marpol-annex-vi-compliance-options-in-2020/>
- CE Delft (2020a). *Availability and costs of liquefied bio- and synthetic methane*, Abgerufen am 14. Januar 2021 von https://cedelft.eu/wp-content/uploads/sites/2/2021/03/CE_Delft_190236_Availability_and_costs_of_liquefied_bio-and_synthetic_methane_Def.pdf
- CE Delft (2015). *Scrubbers – An economic and ecological assessment*, Abgerufen am 20. Juli 2021 von <https://www.nabu.de/downloads/150312-Scrubbers.pdf>
- CEIC Data (2021). *China Market Price: Monthly Avg: Fertilizer: Liquid Ammonia, 99.8% or Above*, Abgerufen am 28. Oktober 2021 von <https://www.ceicdata.com/en/china/china-petroleum--chemical-industry-association-petrochemical-price-fertilizer/cn-market-price-monthly-avg-fertilizer-liquid-ammonia-998-or-above>
- CEN (2020). *CWA 17540:2020: Ships and marine technology - Specification for bunkering of methanol fuelled vessels*, Abgerufen am 11. Februar 2021 von https://www.cen.eu/work/Sectors/Pages/ENV_WS106.aspx
- CESNI (2021). *Europäischer Standard der technischen Vorschriften für Binnenschiffe*, Abgerufen am 18. November 2021 von https://www.cesni.eu/wp-content/uploads/2020/10/ES_TRIN_2021_de.pdf
- Clarksons Research Services Limited (2022). *World Fleet Register*, Abgerufen am 2022 von <https://www.clarksons.net>
- ClassNK (2021). *ClassNK and 22 industry players kick off studying ammonia as an alternative marine fuel*, Abgerufen am 13. Oktober 2021 von https://www.classnk.or.jp/hp/en/hp_news.aspx?id=6263&type=press_release&layout=1
- Deltamarin (2021). *Carbon capture – case study for a Ropax ship*, Abgerufen am 21. Oktober 2021 von <https://deltamarin.com/blog/carbon-capture-case-study-for-a-ropax-ship/>
- dena (2017). *Baustein einer Integrierten Energiewende - Roadmap Power to Gas*, Abgerufen am 12. April 2021 von https://www.powertogas.info/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9215_Broschuere_Baustein_einer_Integrierten_Energiewende_Roadmap_Power_to_Gas.pdf

dena (2021). *Branchenbarometer Biomethan 2021*, Abgerufen am 2. August 2021 von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2021.pdf

Deutsche Börse (2022). *Historische Kurse EUR/USD*, Abgerufen am 14. Januar 2022 von <https://www.boerse-frankfurt.de/devise/eur-usd/kurshistorie/historische-kurse>

Deutscher Bundestag (2018). *Energieverbrauch bei der Produktion von mineralischem Stickstoffdünger*, Abgerufen am 7. April 2021 von <https://www.bundestag.de/resource/blob/567976/bb4895f14291074b0a342d4c714b47f8/wd-8-088-18-pdf-data.pdf>

Deutsches Maritimes Zentrum e.V. (2021a). *Bunker Guidance für alternative Kraftstoffe in deutschen Seehäfen*, Abgerufen am 19. März 2021 von <https://www.dmz-maritim.de/2021/02/guidance-fuer-bebunkerungsvorgaenge/>

Deutsches Maritimes Zentrum e.V. (2021b). *Finanzierungsinstrumente in der maritimen Branche*, Abgerufen am 9. November 2021 von <https://www.dmz-maritim.de/handlungsfelder/wettbewerbsfaehigkeit/green-shipping-maritime-souveraenitaet-und-know-how-erhalt/>

Deutsches Maritimes Zentrum e.V. (2021c). *Die Rolle der maritimen Wirtschaft bei der Etablierung einer deutschen Wasserstoffwirtschaft*, Abgerufen am 23. November 2021 von https://www.dmz-maritim.de/wp-content/uploads/2021/11/Studie-Wasserstoff_2021.pdf

Deutsches Maritimes Zentrum e.V. (2022a). *Wasserstoff als Brennstoff in der Binnenschifffahrt*, Abgerufen am 16. Februar 2022 von https://www.dmz-maritim.de/wp-content/uploads/2022/02/Studie-H2-Binnenschifffahrt_Man.-Summary_2022.pdf

Deutsches Maritimes Zentrum e.V. (2022b). *Wasserstoff als Brennstoff in der Binnenschifffahrt*, (Herausgeber, C. Barthel,) Abgerufen am 16. Februar 2022 von <https://www.dmz-maritim.de/service/veranstaltungen/wasserstoff-als-brennstoff-in-der-binnenschifffahrt/>

DIHK (2020). *Wasserstoff - DIHK-Faktenpapier*, Abgerufen am 16. März 2021 von

DIN (2018). *Mineralölerzeugnisse - Kraft- und Brennstoffe (Klasse F) - Anforderungen an Schiffahrtsbrennstoffe (ISO 8217:2017)* Berlin, Beuth Verlag.

DIN (2017). *Kraftstoffe - Dieselkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren (EN 590:2013+A1:2017)* Berlin, Verlag, Beuth.

DNV (2021a). *Alternative Fuels Insight*, Abgerufen am 28. April 2021 von <https://afi.dnvgl.com/>

DNV (2021b). *Ammonia as a Marine Fuel - Safety Handbook*, Abgerufen am 15. Februar 2021 von <https://grontskipsfartsprogram.no/wp-content/uploads/2021/01/Ammonia-as-a-Marine-Fuel-Safety-Handbook.pdf>

DNV (2019a). *Assessment of selected alternative fuels and technologies*, Abgerufen am 15. Januar 2021 von <https://www.dnv.com/maritime/publications/alternative-fuel-assessment-download.html>

DNV (2019b). *Comparison of Alternative Marine Fuels*, Abgerufen am 27. Oktober 2020 von https://sea-ing.org/wp-content/uploads/2020/04/Alternative-Marine-Fuels-Study_final_report_25.09.19.pdf

DNV (2017). *LPG as a marine Fuel*, Abgerufen am 15. Januar 2021 von <https://www.dnv.com/Publications/lpg-as-marine-fuel-95190>

DNV (2020b). *Ammonia as a marine fuel*, Abgerufen am 15. Januar 2021 von <https://www.dnv.com/Publications/ammonia-as-a-marine-fuel-191385>

DNV (2020a). *Using biodiesel in marine diesel engines: new fuels, new challenges*, Abgerufen am 8. Juli 2021 von <https://www.dnv.com/news/using-biodiesel-in-marine-diesel-engines-new-fuels-new-challenges-186705>

DNV (2020c). *Maritime Forecast to 2050*, Abgerufen am 27. August 2021 von <https://eto.dnv.com/2020/Maritime/forecast>

DNV (2021d). *LPG carriers stepping up to the decarbonization challenge*, Abgerufen am 10. Juni 2021 von <https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/LPG-carriers-stepping-up-to-the-decarbonization-challenge.html>

DNV (2021e). *New DNV Fuel Ready and Gas fuelled ammonia class notations provide maximum flexibility to tackle shipping's carbon curve*, Abgerufen am 6. Juli 2021 von <https://www.dnv.com/news/new-dnv-fuel-ready-and-gas-fuelled-ammonia-class-notations-provide-maximum-flexibility-to-tackle-shipping-s-carbon-curve-203646>

DNV (2021c). *External safety study - bunkering of alternative marine fuel for seagoing vessels*, Abgerufen am 27. Januar 2022 von https://sustainableworldports.org/wp-content/uploads/DNV-POA-Final-Report_External-safety-study-bunkering-of-alternative-marine-fuels-for-seagoing-vessels_Rev0_2021-04-19.pdf

DNV (2021g). *Energy Transition Outlook 2021 - Maritime Forecast to 2050*, Abgerufen am 18. Oktober 2021 von <https://eto.dnv.com/2021/maritime-forecast-2050/about>

DNV (2021f). *Strategic, Commercial and Operational Aspects of Alternative Fuels*. Hamburg.

DNV (2021h). *Energy Transition Outlook*, Abgerufen am 12. Oktober 2021 von <https://eto.dnv.com/2021/about-energy-transition-outlook>

DNV (2021i). *Alternative fuels for containerships*, Abgerufen am 5. Januar 2022 von <https://www.dnv.com/maritime/publications/alternative-fuels-for-containerships-download.html>

DNV (2022b). *Smells like sustainability: Harnessing ammonia as ship fuel*, Abgerufen am 8. Februar 2022 von https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/Harnessing-ammonia-as-ship-fuel.html?utm_campaign=MA_22Q1_ART_Ind_351_Ammonia%20as%20ship%20fuel&utm_medium=email&utm_source=Eloqua

DNV (2022a). *Ammonia-ready VLCC design as a decarbonization option*, Abgerufen am 31. Januar 2022 von <https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/Ammonia-ready-VLCC-design-as-a-decarbonization-option.html>

Dzaak, V. (2020). *Neubau „Ludwig Prandtl II“*, Abgerufen am 7. Juli 2021 von <https://blogs.helmholtz.de/kuestenforschung/2020/11/27/neubau-ludwig-prandtl-ii/>

EBA (2020). *BioLNG in Transport: Making climate neutrality a reality*, Abgerufen am 4. März 2021 von https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2020/11/BioLNG-in-Transport_Making-Climate-Neutrality-a-Reality.pdf

ECONNECT Energy (2021). *ECONNECT Energy and Amon Maritime launch Azane Fuel Solutions to deliver ammonia bunkering terminals*, Abgerufen am 21. Juli 2021 von

<https://www.econnectenergy.com/articles/econnect-energy-and-amon-maritime-launch-azane-fuel-solutions-to-deliver-ammonia-bunkering-terminals>

EGCSA (2021). *Ecotoxicity testing and risk assessment of wash water from open loop scrubbers*, Abgerufen am 20. Juli 2021 von https://www.egcsa.com/wp-content/uploads/EGCSCAFinalreport_11826102_2021.06.08.pdf

EMCEL (2021). *Wasserstoff-Erzeugung per Hochtemperaturelektrolyse*, Abgerufen am 27. Mai 2021 von <https://emcel.com/de/hochtemperatur-elektrolyse/#:~:text=Findet%20ein%20Elektrolyseprozess%20bei%20Temperaturen,der%20Niede> rtemperatur%2DElektrolyse%20erzielt%20werden.

EMCEL (2019). *Wann lohnt sich der Transport von Wasserstoff per Wasserstoffpipeline?*, Abgerufen am 31. Mai 2021 von <https://emcel.com/de/wann-lohnt-sich-der-transport-von-wasserstoff-per-wasserstoffpipeline/>

EMSA (2018). *Guidance on LNG Bunkering to Port Authorities and Administrations*, Abgerufen am 6. Juni 2021 von <http://www.emsa.europa.eu/publications/inventories/item/3207-guidance-on-Ing-bunkering-to-port-authorities-and-administrations.html>

energate GmbH (2021). *Hydex - Wasserstoff-Index*, Abgerufen am 14. Oktober 2021 von <https://www.energate-messenger.de/marke/preise/209600>

Equasis (2022). *Electronic Quality Shipping Information System*, Abgerufen am 4. Februar 2022 von <https://www.equasis.org/EquasisWeb/public/HomePage?fs=HomePage>

ESU-services (2008). *Primärenergiefaktoren von Energiesystemen*, Abgerufen am 9. Juni 2021 von <http://esu-services.ch/fileadmin/download/frischknecht-2008-Energiesysteme.pdf>

Europäische Kommission (2021a). *Delegierte Verordnung (EU) der Kommission vom 4.6.2021*, Abgerufen am 10. November 2021 von [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=PI_COM:C\(2021\)2800](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=PI_COM:C(2021)2800)

Europäische Kommission (2020b). *Verringerung der Treibhausgasemissionen: Kommission verabschiedet Methanstrategie der EU als Teil des europäischen Grünen Deals*, Abgerufen am 19. Juli 2021 von https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_20_1833

Europäische Kommission (2020a). *Nachhaltiges Finanzwesen: Kommission begrüßt Annahme der Taxonomie-Verordnung durch das Europäische Parlament*, Abgerufen am 10. November 2021 von https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/IP_20_1112

Europäische Kommission (2017). *Richtlinie (EU) 2017/2397 des Europäischen Parlaments und des Rates*, Abgerufen am 18. November 2021 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017L2397&from=DE>

Europäische Kommission (2016a). *Verordnung (EU) 2016/1628 des Europäischen Parlaments und des Rates*, Abgerufen am 26. November 2021 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1628&from=DE>

Europäische Kommission (2016b). *Richtlinie (EU) 2016/1629 des Europäischen Parlaments und des Rates*, Abgerufen am 29. November 2021 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:02016L1629-20210829&from=DE>

Europäische Kommission (2021b). *NAIADES III: Förderung einer zukunftssicheren europäischen Binnenschifffahrt*, Abgerufen am 1. Dezember 2021 von <https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/>

Europäische Kommission (2021c). „Fit für 55“: auf dem Weg zur Klimaneutralität – Umsetzung des EU- Klimaziels für 2030, Abgerufen am 29. Oktober 2021 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0550&from=EN>

Europäische Kommission (2021e). *Regulation of the European Parliament and of the Council on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport and amending Directive 2009/16/EC*, Abgerufen am 19. Juli 2021 von https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/fueleu_maritime_-green_european_maritime_space.pdf

Europäische Kommission (2021d). *Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG*, Abgerufen am 29. September 2021 von https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision-eu-ets_with-annex_en_0.pdf

Europäische Kommission (1997). *Richtlinie 97/68/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Dezember 1997*, Abgerufen am 6. Januar 2022 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=CELEX:31997L0068>

Europäische Kommission (2016c). *Verordnung (EU) 2015/757 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 29. April 2015 zur Änderung der Richtlinie 2009/*, Abgerufen am 12. Mai 2022 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:02015R0757-20161216>

Europäische Kommission (2022). *Emissionen im Schifffahrtssektor senken*, Abgerufen am 12. Mai 2022 von https://ec.europa.eu/clima/eu-action/transport-emissions/reducing-emissions-shipping-sector_de

Feindt, A. (2021). *Ammonia (NH3) in Shipping*. Augsburg: MAN ES.

FFE (2019). *CO2-Bilanz des CAPHENIA Prozesses*, Abgerufen am 10. Juni 2021 von <https://www.ffe.de/attachments/article/927/Abschlussbericht.pdf>

Flüssiggas (2020). *LPG-Antriebe für die Schifffahrt*, Abgerufen am 10. Juni 2021 von <https://www.fluessiggas-magazin.de/artikel/detail/lpg-antriebe-fuer-die-schifffahrt/>

FOD Economie (2022). *Offizieller Tarif für Erdölzeugnisse*, Abgerufen am 14. Januar 2022 von <https://economie.fgov.be/de/themen/energie/energiepreise/hoechstpreise-fuer/offizieller-tarif-fuer>

Fraunhofer (2019). *Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland*, Abgerufen am 7. April 2021 von <https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/ueber-fraunhofer/wissenschaftspolitik/Positionen/Fraunhofer-Wasserstoff-Roadmap.pdf>

Fraunhofer IEE (2021). *PtX-Atlas*, Abgerufen am 8. August 2021 von <https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/>

Fraunhofer ISI (2020). *Batterien für Elektroautos: Faktencheck und Handlungsbedarf*, Abgerufen am 14. Juni 2021 von <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/2020/Faktencheck-Batterien-fuer-E-Autos.pdf>

Fraunhofer ISI (2018). *Teilstudie „Studie über die Marktreife von Erdgasmotoren in der Binnen- und Seeschifffahrt“*, Abgerufen am 8. März 2021 von

https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/studie-marktreife-erdgasmotoren-schifffahrt.pdf?__blob=publicationFile

Future Proof Shipping (2021). *Our first vessel, the Maas, will be retrofitted to run on hydrogen in 2021*, Abgerufen am 13. Oktober 2021 von <https://www.futureproofshipping.com/projects/>

FVEE (2004). *Methoden der Wasserstofferzeugung*, Abgerufen am 9. Juni 2021 von https://fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2004/th2004_03.pdf

GEOMAR Helmholtz-Zentrums für Ozeanforschung Kiel (2020). *Neue Studie bestätigt umfangreiche Gasleckagen in der Nordsee*, Abgerufen am 19. Juli 2021 von <https://www.geomar.de/news/article/neue-studie-bestaeigt-umfangreiche-gasleckagen-in-der-nordsee>

Getting to Zero Coalition (2021a). *Report on Climate Commitments by Signatories to the Call to Action for Shipping Decarbonization*, Abgerufen am 26. November 2021 von <https://www.globalmaritimeforum.org/content/2021/09/Report-on-Climate-Commitments-by-Signatories-to-the-Call-to-Action-for-Shipping-Decarbonization.pdf>

Getting to Zero Coalition (2021b). *The next wave - green corridors*, Abgerufen am 13. Januar 2022 von <https://www.energy-transitions.org/publications/the-next-wave/#download-form>

GIDARA Energy (2021). *GIDARA Energy announces AMA facility*, Abgerufen am 23. Juni 2021 von <https://www.gidara-energy.com/news-articles/gidara-energy-announcement>

Global Energy Ventures (2021). *Shipping Solutions for the Energy Transition*, Abgerufen am 11. August 2021 von <https://gev.com/wp-content/uploads/2021/03/gev-macquarie-presentation-25-march-2021.pdf>

Global Maritime Forum (2021). *Call to Action for Shipping Decarbonization*, Abgerufen am 18. November 2021 von <https://www.globalmaritimeforum.org/content/2021/09/Call-to-Action-for-Shipping-Decarbonization.pdf>

GloMEEP (2021). *Hybridization (plug-in or conventional)*, Abgerufen am 2. Dezember 2021 von <https://glomeep.imo.org/technology/hybridization-plug-in-or-conventional/>

Götze, S. & Joeres, A. (2021). *Löcher in der Leitung*, Abgerufen am 26. Juni 2021 von <https://www.zeit.de/2021/26/methan-deutschland-industrieanlagen-schaeden-klimawandel>

Government of Singapore (2021). *Bunker Sales, Monthly*, Abgerufen am 13. Oktober 2021 von <https://data.gov.sg/dataset/bunker-sales-monthly>

Green Maritime Methanol (2021). *Green Maritime Methanol - Towards a zero emission shipping industry*, Abgerufen am 8. Juli 2021 von <https://publications.tno.nl/publication/34637808/eJBbD9/harmsen-2021-maritime.pdf>

GTT (2021). *Mark III systems*, Abgerufen am 9. Juni 2021 von <https://gtt.fr/technologies/markiii-systems#:~:text=Mark%20III%20technology%20is%20a,50%20years'%20experience%20at%20sea>.

Hafnia (2020). *Ammonfuel - An industrial view of ammonia as a marine fuel*, Abgerufen am 31. Januar 2021 von <https://hafniabw.com/wp-content/uploads/2020/08/Ammonfuel-Report-an-industrial-view-of-ammonia-as-a-marine-fuel.pdf>

Hamburg.de (2021). *Wasserstoffprojekt Hamburg-Moorburg*, Abgerufen am 28. Mai 2021 von <https://www.hamburg.de/pressearchiv-fhh/14847126/2021-01-21-bukea-wasserstoffprojekt-am-standort-moorburg/>

HANSA (2021d). »Wer Wasserstoff will, braucht auch deutsche Tanker!«, Abgerufen am 7. Juli 2021 von <https://hansa-online.de/2021/06/featured/177771/wer-wasserstoff-will-braucht-auch-deutsche-tanker/>

Hapag-Lloyd AG (2019). *Hapag-Lloyd rüstet weltweit erstes Großcontainerschiff auf LNG um*, Abgerufen am 10. Februar 2022 von <https://www.hapag-lloyd.com/de/company/press/releases/2019/02/hapag-lloyd-first-in-world-to-convert-large-container-ship-to-lng.html>

Hayvard Leirvik AS (2021). *Hayvard Leirvik AS wins modification contract*, Abgerufen am 7. Juli 2021 von <https://www.hayvard.com/news/2021/hayvard-leirvik-as-wins-modification-contract/>

HHLA (2021). *Der Kurs ist clean*, Abgerufen am 10. Februar 2022 von <https://hhla.de/magazin/der-kurs-ist-clean>

HPA (2021). *ZeroEmission@Berth*, Abgerufen am 2. Dezember 2021 von <https://www.hamburg-port-authority.de/en/aktuelles-presse/zeroemissionberth-hpa-unterzeichnet-absichtserklaerung-zur-emissionsreduktion-an-schiffsliegeplaetzen>

IBIA (2019). *The supply and use of 0.50 %-sulphur marine fuel*, Abgerufen am 22. März 2021 von <https://ibia.net/2019/08/20/joint-industry-guidance-on-the-supply-and-use-of-0-50-sulphur-marine-fuel/>

IBIA (2021). *VLSFO – fact Vs. fiction*, Abgerufen am 22. März 2021 von <https://ibia.net/2021/03/18/vlsfo-fact-vs-fiction/>

IEA (2019). *The Future of Hydrogen*, Abgerufen am 7. April 2021 von <https://www.env.go.jp/earth/g20karuizawa/assets/pdf/The%20future%20of%20Hydrogen.pdf>

IEA (2021). *Oil 2021 - Analysis and forecast to 2026*, Abgerufen am 13. Oktober 2021 von <https://www.iea.org/reports/oil-2021>

IKEM (2020). *Wasserstoff-Farbenlehre*, Abgerufen am 28. Mai 2021 von https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM_Kurzstudie_Wasserstoff_Farbenlehre.pdf

ILK Dresden (2021). *Hydrogen and methane testing field at the ILK*, Abgerufen am 19. August 2021 von <https://www.ilkdresden.de/en/service/research-and-development/project/hydrogen-test-area-at-ilk-dresden/>

IMO (2021a). *Fourth IMO GHG Study 2020*, Abgerufen am 27. April 2021 von <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Fourth%20IMO%20GHG%20Study%202020%20-%20Full%20report%20and%20annexes.pdf>

IMO (2021b). *Alternative fuels and energy carriers for shipping*, Abgerufen am 25. Mai 2021 von

IMO (2016a). *Methanol as Marine Fuel*, Abgerufen am 12. Februar 2021 von http://glomeep.imo.org/wp-content/uploads/2016/06/Methanol-for-the-web_web.pdf

IMO (2016b). *Interim recommendations for carriage of liquefied hydrogen in bulk*, Abgerufen am 4. Juni 2021 von

[https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/MSCResolutions/MSC.420\(97\).pdf](https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/MSCResolutions/MSC.420(97).pdf)

IMO (2020a). *Report of fuel oil consumption data submitted to the IMO Ship Fuel Oil Consumption Database in GISIS*, Abgerufen am 5. Mai 2021 von <https://ibia.net/wp-content/uploads/2021/03/MEPC-76-6-1-Report-Of-Fuel-Oil-Consumption-Data-Submitted-To-The-Imo-Ship-Fuel-Oil-Consumption-Databas...-Secretariat.pdf>

IMO (2020b). *Interim guidelines for the safety of ships using methyl/ethyl alcohol as fuel*, Abgerufen am 13. März 2021 von <https://www.register-iri.com/wp-content/uploads/MSC.1-Circ.1621.pdf>

IMO (2021c). *NextGEN*, Abgerufen am 29. September 2021 von <https://nextgen.imo.org/>

IMO (2021d). *Draft interim guidelines for ships using fuel cells agreed by Sub-Committee*, Abgerufen am 15. Oktober 2021 von <https://www.imo.org/en/MediaCentre/Pages/WhatsNew-1636.aspx>

IMO (2005). *Annex VI - International Convention for the Prevention of Marine Pollution from Ships (MARPOL)* London, International Maritime Organization.

IMO (2018). *Adoption of the initial IMO strategy on reduction of GHG emissions from ships and existing IMO activity related to reducing GHG emissions in the shipping sector*, Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://unfccc.int/sites/default/files/resource/250 IMO%20submission_Talanoa%20Dialogue_April%20202018.pdf

IMO (2006). *The IMO Passenger Ship Safety Initiative*, Abgerufen am 2. November 2021 von <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Safety/Documents/Article-Seaways%20Magazine.pdf>

IMO (2021e). *Bridging the gaps for maritime decarbonization*, Abgerufen am 15. November 2021 von <https://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/Pages/InnovationForum.aspx>

IMO (2021f). *Appraisal Tool*, Abgerufen am 28. Oktober 2021 von <https://greenvoyage2050.imo.org/appraisal-tool/>

IMO (2021g). *IMO's work to cut GHG emissions from ships*, Abgerufen am 28. Oktober 2021 von <https://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/Pages/Cutting-GHG-emissions.aspx>

IMO (2021h). *Report of fuel oil consumption data submitted to the IMO Ship Fuel Oil Consumption Database in GISIS*.

IMO (2021i). *The importance of starting work on mid-term GHG reduction measures that incentivize the use of sustainable low-carbon and zero-carbon fuels in international shipping*. London.

IMO (2021j). *Report to the Maritime Safety Committee and the Marine Environment Protection Committee (CCC 7/15)*. London: IMO.

IMO (2021k). *Draft Report of the Marine Environment Protection Committee on its seventy-seventh Session*. London: IMO.

Institut für nachhaltige Wirtschaft und Logistik (2018). *Potenzialanalyse Methanol als emissionsneutraler Energieträger für Schifffahrt und Energiewirtschaft*, Abgerufen am 25. August 2021 von https://www.maritime-cluster.de/fileadmin/user_upload/Potenzialanalyse_Methanol_in_der_Schifffahrt_und_Energiewirtschaft.pdf

Integr8 Fuels Europe (2019). *Buying fuel on calorific value as means to achieve savings*, Abgerufen am 20. Oktober 2021 von <https://integr8fuels.com/wp-content/uploads/2019/12/Integr8-Research-2019-12-Calorific-value-analysis.pdf>

Integr8 Fuels Europe (2021). *Additional costs can make bunker buyers pay more*, Abgerufen am 10. Mai 2022 von <https://integr8fuels.com/wp-content/uploads/2021/09/Integr8-Market-Intelligence-Issue-43.pdf>

InterContinental Energy (2021). *Western Green Energy Hub*, Abgerufen am 9. September 2021 von <https://intercontinentalenergy.com/western-green-energy-hub>

Intercontinental Exchange (2021). *Dutch TTF Gas Futures*, Abgerufen am 28. Oktober 2021 von <https://www.theice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures>

International Chamber of Shipping (2021a). *Comments on a proposed draft MEPC resolution on zero emission shipping by 2050, and revision of the IMO GHG Strategy*, Abgerufen am 4. November 2021 von <https://www.ics-shipping.org/submission/mepc-77-7-6-comments-on-a-proposed-draft-mepc-resolution-on-zero-emission-shipping-by-2050-and-revision-of-the-imo-ghg-strategy/>

International Chamber of Shipping (2021b). *A zero emission blueprint for shipping*, Abgerufen am 17. November 2021 von <https://www.ics-shipping.org/wp-content/uploads/2021/11/A-zero-emission-blueprint-for-shipping.pdf>

International Council on clean Transportation (2020). *The climate implications of using LNG as a marine fuel*, Abgerufen am 19. Juli 2021 von https://theicct.org/sites/default/files/publications/LNG%20as%20marine%20fuel%2C%20working%20paper-02_FINAL_20200416.pdf

IPCC (2021). *Sechster Sachstandsbericht des IPCC*, Abgerufen am 12. Oktober 2021 von <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>

IPCC (2018). *Global warming of 1.5C*.

IRENA (2021). *Innovation Outlook: Renewable Methanol*, Abgerufen am 11. Februar 2021 von <https://www.irena.org/publications/2021/Jan/Innovation-Outlook-Renewable-Methanol>

ISPT (2017). *Power to Ammonia*, Abgerufen am 25. März 2021 von <https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/Energie%20en%20Industrie/Power%20to%20Ammonia%202017.pdf>

ITB vzw (2022). *Gasolieprijzen*, Abgerufen am 14. Januar 2022 von <https://www.itb-observatorium.be/nl/dieselprijzen>

K Line (2021). *"K" LINE successfully separated and captured CO2 from exhaust gas in worlds first co2 capture plant on vessel*, Abgerufen am 20. Oktober 2021 von <https://www.kline.co.jp/en/news/csr/csr818532238088767329/main/0/link/211020EN.pdf>

Kawasaki (2021a). *Kawasaki Hydrogen Road*, Abgerufen am 14. Juli 2021 von <https://global.kawasaki.com/en/stories/hydrogen/>

Kawasaki (2021b). *Kawasaki Develops Cargo Containment System for Large Liquefied Hydrogen Carrier with World's Highest Carrying Capacity—AiP Obtained from ClassNK*, Abgerufen am 11. August 2021 von https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20210506_9983

- König, A. , Nicoletti, L. , Schröder, D. , Wolff, S. , Waclaw, A. & Lienkamp, M. (2021). *An Overview of Parameter and Cost for Battery Electric Vehicles*, Abgerufen am 8. November 2021 von <https://www.mdpi.com/2032-6653/12/1/21/pdf>
- Korean Register (2021). *Report on Ammonia-Fueled Ships*, Abgerufen am 15. Februar 2021 von [http://www.krs.co.kr/TECHNICAL_FILE/2021-ETC-01_Report%20on%20Ammonia-Fueled%20Ships\(0\).pdf](http://www.krs.co.kr/TECHNICAL_FILE/2021-ETC-01_Report%20on%20Ammonia-Fueled%20Ships(0).pdf)
- Krantz, G. , Brandaø, M. , Hedenqvist, M. & Nilsson, F. (2022). *Indirect CO₂ emissions caused by the fuel demand switch in international shipping*, Abgerufen am 20. April 2022 von <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1361920921004594>
- Landratsamt Starnberg (2021). *Motorboote, Elektromotorboote und Segelboote auf dem Starnberger See, Pilsen- und Wörthsee*, Abgerufen am 14. Juni 2021 von <https://www.lk-starnberg.de/B%C3%BCrgerservice/Umwelt-Natur-Klimaschutz/Wasser-Seen/Boote-auf-dem-Starnberger-See-Pilsen-und-W%C3%BCrthsee/>
- Lan, R. & Tao, S. (2014). *Ammonia as a Suitable Fuel for Fuel Cells*, Abgerufen am 20. Juli 2021 von https://www.researchgate.net/publication/269888097_Ammonia_as_a_Suitable_Fuel_for_Fuel_Cells
- Lauber, U. (2021). *Klimaschutz in der Schifffahrt: Jeder wartet auf den anderen*, Abgerufen am 6. Juli 2021 von <https://background.tagesspiegel.de/mobilitaet/klimaschutz-in-der-schifffahrt-jeder-wartet-auf-den-anderen>
- LEKA (2019). *Leitfaden für die Errichtung von öffentlichen Ladepunkten der Elektromobilität*, Abgerufen am 14. Juni 2021 von <https://www.leka-mv.de/wp-content/uploads/2019/10/LEKA-Leitfaden-LANG-web.pdf>
- Lindermeir, A. & Turek, T. (2017). *Wasserelektrolyse und Synthesegasprozesse - Schlüsseltechnologien für Energiespeicherung und Sektorkopplung*, Abgerufen am 9. Juni 2021 von https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energietage/Vortr%C3%A4ge/2017/Lindermeir_Turek.pdf
- Lindstad, E. , Gamlem, G. , Rialland, A. & Valland, A. (2021). *Assessment of Alternative Fuels and Engine Technologies*. Trondheim: SINTEF Ocean.
- Lloyd's Register (2020). *Introduction to Methanol Bunkering*, Abgerufen am 5. Februar 2021 von <https://www.lr.org/en/latest-news/lr-methanol-institute-guidance-on-methanol-bunkering/>
- Lloyd's Register (2021). *LR Approval in Principle for SHI's liquefied hydrogen carrier.*, Abgerufen am 10. November 2021 von <https://www.lr.org/en/latest-news/approval-in-principle-for-shi-liquefied-hydrogen-carrier/>
- Lloyd's Register (2022). *Technical Report: NO_x from marine diesel engines using biofuels*, Abgerufen am 11. April 2022 von <https://www.lr.org/en/resources/nox-from-marine-diesel-engines-using-biofuels/>
- Lüken, R. (2021). Hansa-Podcast #34. In Schiffahrts-Verlag Hansa GmbH & Co. K. (Hrsg.), *Hamburg*.
- LUMITOS AG (2021b). *Erdölraffinerie*, Abgerufen am 13. Oktober 2021 von <https://www.chemie.de/lexikon/Erd%C3%B6lraffinerie.html>

LUMITOS AG (2021a). *Wasserstoff*, Abgerufen am 26. Mai 2021 von <https://www.chemie.de/lexikon/Wasserstoff.html>

Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping (2021). *Industry Transition Strategy*, Abgerufen am 26. Oktober 2021 von https://cms.zerocarbonshipping.com/media/uploads/documents/MMMCZCS_Industry-Transition-Strategy_Oct_2021.pdf

MAN ES (2020a). *Managing methane slip*, Abgerufen am 21. April 2021 von https://man-es.com/docs/default-source/man-primeserv/sustainability/man_es_methane_slip_technical_paper.pdf?sfvrsn=fde9a343_4

MAN ES (2020c). *MAN B&W two-stroke engine operating on ammonia*, Abgerufen am 22. Oktober 2021 von <https://www.man-es.com/docs/default-source/marine/tools/man-b-w-two-stroke-engine-operating-on-ammonia.pdf>

MAN ES (2020b). *A marine fuel standard for Ammonia*, Abgerufen am 18. Januar 2021 von <https://www.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2020/12/Dorthe-Jacobsen.pdf>

MAN ES (2021b). *MAN Energy Solutions und ANDRITZ Hydro vereinbaren Wasserstoff-Kooperation*, Abgerufen am 11. September 2021 von <https://www.man-es.com/de/unternehmen/pressemitteilungen/press-details/2021/07/29/man-energy-solutions-und-andritz-hydro-vereinbaren-wasserstoff-kooperation>

MAN ES (2021a). *The Methanol-fuelled MAN B&W LGIM Engine*, Abgerufen am 3. November 2021 von https://www.man-es.com/docs/default-source/marine/tools/5510-0172_online-1.pdf?sfvrsn=212d3731_20

MAN ES (2018). *Costs and benefits*, Abgerufen am 8. November 2021 von https://www.man-es.com/docs/default-source/marine/costs-and-benefits-manpm-00-0483-preview.pdf?sfvrsn=5696a684_12

MAN ES (2022). *MAN B&W Retrofits can potentially reduce annual CO2 emissions by 86 million tons*, Abgerufen am 31. Januar 2022 von https://www.linkedin.com/posts/manenergysolutions_dual-fuel-retrofits-of-low-speed-engines-activity-6892829546937159680-3ycb

MARIKO (2021a). *Wasserstoff - Ein Überblick von der Erzeugung bis zur Nutzung*, Abgerufen am 20. Januar 2021 von https://www.kas.de/documents/274897/0/Wasserstoffpr%C3%A4sentation_KAS-Weser-Ems.pdf?ccc71227-8f08-3c08-d508-a355f4cf58a5?version=1.0&t=1611214056213

MARIKO (2021b). *Synergieeffekte beim Import von Energieträgern mit einem niedersächsischen LNG-Terminal*, Abgerufen am 14. Juli 2021 von <https://www.mariko-leer.de/wp-content/uploads/2021/04/LNGAGE1.pdf>

MARIKO (2022). *Ammonia as ship fuel*.

Marquardt & Bahls (2021). *Glossar*, Abgerufen am 17. Juni 2021 von <https://www.marquardt-bahls.com/de/news-info/glossar/detail/term/marine-diesel-mdo-intermediate-fuel-oil-ifo.html>

Martinka, J. , Wachter, I. & Rantuch, P. (2019). *Impact of Water Content on Energy Potential and Combustion Characteristics*, Abgerufen am 3. November 2021 von https://www.researchgate.net/publication/335733989_Impact_of_Water_Content_on_Energy_Potential_and_Combustion_Characteristics_of_Methanol_and_Ethanol_Fuels

- Mestemaker, B. , Castro, B. , van der Blom, E. , Cornege, H. & Visser, K. (2019). Abgerufen am 8. Februar 2022 von
https://www.researchgate.net/publication/334480164_Zero_emission_vessels_from_a_shipbuilder_s_perspective
- Methanex (2021). *Methanex Monthly Average Regional Posted Contract Price History*, Abgerufen am 15. Oktober 2021 von
<https://www.methanex.com/sites/default/files/MxAvgPrice%20Sept%2030%202021.pdf>
- Methanol Institute (2021). *Methanol price and supply/demand*, Abgerufen am 14. Juli 2021 von
<https://www.methanol.org/methanol-price-supply-demand/>
- mindline (2021). *SMM Maritime Industry Report 2021*, Abgerufen am 17. September 2021 von
https://www.smm-hamburg.com/fileadmin/smm/2022/pdf/sm22_maritime-industry-report_2021_short.pdf
- Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2020). *MWV-Jahresbericht 2020*, Abgerufen am 13. Oktober 2021 von <https://en2x.de/service/publikationen/>
- Mitsui O.S.K. Lines (2021). *MOL, MOL Drybulk, J-ENG Sign Agreement for Trial of Hydrogen-fueled Engine equipped Onboard*, Abgerufen am 4. Mai 2022 von
<https://www.mol.co.jp/en/pr/2021/21102.html>
- Nanyang Technological University (2019). *Feasibility Study of Hydrogen as Fuel for PSV Applications*, Abgerufen am 15. Februar 2021 von <https://swirespo.com/getmedia/639f2180-0e22-4604-92ca-f268189a4988/Hafnium-Summary-Report.pdf.aspx>
- Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina (2021). *Wasserstoff aus der Systemperspektive*, Abgerufen am 29. September 2021 von https://energiesystemezukunft.de/fileadmin/user_upload/Praesentationen/Praesentation_Schmidt.pdf
- Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (2021). *Fortschrittsbericht der nationalen Plattform Zukunft der Mobilität*, Abgerufen am 29. September 2021 von <https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/2download/mit-innovationen-transformation-gestalten/>
- Nordwest-Zeitung (2018). *Flüssigerdgas statt Schweröl im Schiffstank*, Abgerufen am 14. Oktober 2021 von https://www.nwzonline.de/wesermarsch/wirtschaft/elsfleth-vortrag-fluessigerdgas-statt-schwerol-im-schiffstank_a_50,0,4103928262.html
- Normenstelle Schiffs- und Meerestechnik (2021). *Normung für die Schiffs- und Meerestechnik*, Abgerufen am 27. September 2021 von <https://nsmt.home.blog/>
- Northern Gas Networks (2016). *H21 Leeds City Gate*, Abgerufen am 9. Juni 2021 von
<https://www.northerngasnetworks.co.uk/wp-content/uploads/2017/04/H21-Report-Interactive-PDF-July-2016.compressed.pdf>
- NOW (2019). *Strombasierte Kraftstoffe für Brennstoffzellen in der Binnenschifffahrt*, Abgerufen am 8. März 2021 von <https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/studie-strombasierte-kraftstoffe-fuer-brennstoffzellen-in-der-binnenschifffahrt/>
- NOW (2021). *Europäischer Rechtsrahmen*, Abgerufen am 14. Juni 2021 von <https://www.now-gmbh.de/portfolio/internationale-kooperation/europaeischer-rechtsrahmen/>

NSMT (2021). *Wasserstofftechnologien: Normen und Standards schaffen die Basis*, Abgerufen am 16. Mai 2021 von <https://nsmt.home.blog/2021/05/11/wasserstofftechnologien-normen-und-standards-schaffen-die-basis/>

Oceania (2021). *The world's first ammonia-ready LNG bunker vessel*, Abgerufen am 15. Juni 2021 von https://oceania.energy/portfolio/bunker_vessel/

Öko-Institut (2019). *Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland*, Abgerufen am 10. Juni 2021 von <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/PtX-Hintergrundpapier.pdf>

Öko-Institut (2021). *Ammonia as a marine fuel*, Abgerufen am 18. Juli 2021 von <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/ammonia-as-a-marine-fuel>

Oldendorff Carriers (2021). *Agreement to reduce Supply Chain CO₂ Emissions*, Abgerufen am 1. Dezember 2021 von <https://www.oldendorff.com/news/agreement-to-reduce-supply-chain-co%E2%82%82-emissions>

Paschotta, R. (2021). *Kohlekraftwerk*, Abgerufen am 9. Juni 2021 von <https://www.energie-lexikon.info/kohlekraftwerk.html>

Port of Amsterdam (2021). *Eurotank Amsterdam invests in storage for biofuels*, Abgerufen am 21. Juni 2021 von <https://www.portofamsterdam.com/en/news/eurotank-amsterdam-invests-storage-biofuels>

Port of Gothenburg (2022). *The Port of Gothenburg is ready for methanol bunkering ship-to-ship*, Abgerufen am 26. April 2022 von <https://www.portofgothenburg.com/news-room/press-releases/the-port-of-gothenburg-is-ready-for-methanol-bunkering-ship-to-ship/>

Port of Rotterdam (2021b). *Port of Rotterdam Bunker Sales*, Abgerufen am 15. Oktober 2021 von <https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/2021-08/bunker-sales-2018-2021.pdf>

Port of Rotterdam (2021a). *Waterfront Shipping übernimmt Führungsrolle bei der Demonstration der Einfachheit des Methanol-Bunkers für die Schifffahrtsindustrie*, Abgerufen am 6. Juni 2021 von <https://www.portofrotterdam.com/de/nachrichten-und-pressemitteilungen/waterfront-shipping-uebernimmt-fuehrungsrolle-bei-der#:~:text=f%C3%BCr%20die%20Schifffahrtsindustrie-,Waterfront%20Shipping%20C3%BCbernimmt%20F%C3%BChrungsrolle%20bei%20der%20Demonstra>

Poseidon Principles (2021). *A global framework for responsible ship finance*, Abgerufen am 17. November 2021 von <https://www.poseidonprinciples.org/finance/#home>

Projektträger Jülich (2021). *Definition des Technologischen Reifegrades (TRL)*, Abgerufen am 8. Juli 2021 von https://www.ptj.de/lw_resource/databank/systemfiles/cbox/2373/live/lw_file/definition_des_technologischen_reifegrades.pdf

PwC (2021). *PwC Reederstudie 2021*, Abgerufen am 29. November 2021 von <https://store.pwc.de/de/publications/pwc-reederstudie-2021>

Qingdao Echemi Technology (2021). *Ammonia China Domestic Price*, Abgerufen am 28. Oktober 2021 von https://www.echemi.com/pcp/ammonia-pid_Rock19411.html

Rabe, R. & Loest, S. (2021). *Studie zu Motorisierung und Hauptenergieverbrauchern auf verschiedenen Schiffstypen sowie Zuordnung der Energieträger*. Wismar.

Rolls-Royce plc (2014). *Wie funktioniert selektive katalytische Reduktion*, Abgerufen am 21. Juni 2021 von <https://www.mtu-solutions.com/eu/de/stories/technologie/forschung-entwicklung/wie-funktioniert-selektive-katalytische-reduktion.html>

ROSTOCK PORT (2015). *Entscheidungsgrundlagen zur sicheren Bebunkerung mit LNG im Rostocker Hafen*, Abgerufen am 4. Juni 2021 von https://rathaus.rostock.de/sixcms/media.php/rostock_01.a.4984.de/datei/LNG_Handbuch_Risikoa_nalyse.pdf

Safety4Sea (2021). *Scrubber discharges bans in ports*, Abgerufen am 8. Juli 2021 von https://safety4sea.com/update-scrubber-discharges-bans-in-ports/?__cf_chl_jschl_tk__=bb885601a9d26087433fed893f30e39977a3d2d0-1625743331-0-AZGsbMjAf3PleLrkUDwU-L3-OxbFFDvcxa3mO2Uh0g0HcWt_ce7HIEAwID_verZNgXx0nfWBrbdX2S_SpudY2Y_vh43KXG4rFobDjo_h6IEhcKNg_3TZ

Samsung Heavy Industries (2021). *SHI becomes first shipbuilder to receive Approval in Principle for independent ECO-WTIV model from three major classification societies*, Abgerufen am 11. Juli 2021 von http://www.samsungshi.com/Eng/Pr/news_view.aspx?Page=1&Seq=1168&mac=9daecb213235bcfb44e498649171d090

SCI4climate.NRW (2021). *Wasserstoffimporte - Bewertung der Realisierbarkeit von Wasserstoffimporten gemäß den Zielvorgaben der Nationalen Wasserstoffstrategie bis zum Jahr 2030*, Abgerufen am 26. November 2021 von https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Gutachten/PDF/2021/Bereitstellung_von_Wasserstoff_bis_2030.pdf

SGMF (2021). *SGMF advances LNG safety standards with new guidance*, Abgerufen am 11. Juli 2021 von <https://www.sgmf.info/posts/sgmf-advances-lng-safety-standards-with-new-guidance>

Shell (2017). *Shell Wasserstoffstudie*, Abgerufen am 26. März 2021 von <https://www.shell.de/medien/shell-publikationen/shell-hydrogen-study.html#vanity-aHR0cHM6Ly93d3cuc2hlbGwuZGUvd2Fzc2Vyc3RvZmZzdHVkaWUuaHRtbA>

Shell (2021a). *Shell LNG Outlook 2021*, Abgerufen am 10. März 2021 von https://www.shell.com/promos/energy-and-innovation/download-the-shell-lng-outlook-2021/_jcr_content.stream/1614823770264/2b5b3fd9feba85dadc9b3408c200f26eadf85f/lng-outlook-2021-final-pack-updated.pdf

Shell (2021b). *Shell will Rheinland-Raffinerie bis 2025 neu ausrichten*, Abgerufen am 13. Oktober 2021 von <https://www.shell.de/medien/zur-sache/shell-startet-europas-groesste-pem-wasserstoff-elektrolyse.html>

Ship & Bunker (2021b). *Bunker Demand Change, 2020 vs 2019*, Abgerufen am 28. Juli 2021 von <https://shipandbunker.com/bi/bunker-volumes-2020>

Ship & Bunker (2021a). *Rotterdam Bunker Prices*, Abgerufen am 13. Oktober 2021 von <https://shipandbunker.com/prices/emea/nwe/nl-rtm-rotterdam>

Ship & Bunker (2021c). *S&B Analysis: IMO Report Shows Official Global 2020 Bunker Demand Breakdown*, Abgerufen am 29. Oktober 2021 von <https://shipandbunker.com/news/world/878624-sb-analysis-imo-report-shows-official-global-2020-bunker-demand-breakdown-55-decline-overall>

- Skuld (2021). *Skuld's IMO 2020 sulphur cap experience*, Abgerufen am 21. Mai 2021 von <https://www.skuld.com/topics/ship/bunkers/skulds--imo-2020--sulphur-cap-experience/>
- Sørensen, B. (2017). *Renewable Energy*, Abgerufen am 9. Juni 2021 von https://textbooks.elsevier.com/web/product_details.aspx?isbn=9780128045671
- sphera (2021). *Second Life Cycle GHG Emission Study on the Use of LNG as Marine Fuel*, Abgerufen am 15. April 2021 von <https://sphera.com/research/2nd-life-cycle-ghg-emission-study-on-the-use-of-lng-as-marine-fuel/>
- Stena Line (2021b). *Stena Line achieves another world first using recycled methanol to power the ferry Stena Germanica*, Abgerufen am 28. Juni 2021 von <https://news.cision.com/stena-line/r/stena-line-achieves-another-world-first-using-recycled-methanol-to-power-the-ferry-stena-germanica,c3373845>
- Stena Line (2021a). *Von der Vision auf das Wasser: Stena Line plant fossilfreies Schiff vor 2030*, Abgerufen am 7. Juli 2021 von <https://news.cision.com/de/stena-line-deutschland/r/von-der-vision-auf-das-wasser--stena-line-plant-fossilfreies-schiff-vor-2030,c3279851>
- Stiftung Arbeit und Umwelt (2021). *Branchenausblick 2030+: Raffinerien*, Abgerufen am 13. Oktober 2021 von <https://www.arbeit-umwelt.de/branchenausblick-2030-raffinerien/>
- Stolz, B. , Held, M. , Georges, G. & Boulouchos, K. (2022). *Techno-economic analysis of renewable fuels for ships carrying bulk cargo in Europe*, (n. energy, Hrsg.) Abgerufen am 2. Februar 2022 von https://www.researchgate.net/publication/357893120_Techno-economic_analysis_of_renewable_fuels_for_ships_carrying_bulk_cargo_in_Europe
- Sustainable Shipping Initiative (2021). *Defining sustainability criteria for marine fuels*, Abgerufen am 1. Dezember 2021 von <https://www.sustainablesshipping.org/wp-content/uploads/2021/09/Sustainability-criteria-of-marine-fuels-report.pdf>
- Technocean Consulting (2021). *Methanol Bunkering Station*, Abgerufen am 12. Februar 2021 von <http://technocean.eu/methanol-bunkering-station/>
- TECO 2030 (2021). *Giga hydrogen-based fuel cell factory in Norway*, Abgerufen am 22. Februar 2021 von <https://kommunikasjon.ntb.no/embedded/release/teco-2030-innovation-center---giga-hydrogen-based-fuel-cell-factory-in-norway?publisherId=17847477&releaseId=17901424&widget=true>
- The Oxford Institute for Energy Studies (2020). *Methane Emissions from Natural Gas and LNG Imports: an increasingly urgent issue for the future of gas in Europe*, Abgerufen am 19. Juli 2021 von <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/11/Methane-Emissions-from-Natural-Gas-and-LNG-Imports-an-increasingly-urgent-issue-for-the-future-of-gas-in-Europe-NG-165.pdf>
- The Royal Society (2020). *Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store*, Abgerufen am 8. Februar 2021 von <https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/green-ammonia/green-ammonia-policy-briefing.pdf>
- The World Bank (2021). *The Role of LNG in the Transition Toward Low- and Zero-Carbon Shipping*, Abgerufen am 17. April 2021 von <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/35437/158016.pdf?sequence=5&isAllowed=y>

Transport & Environment (2022). *Methane at Sea: Finding the Invisible Climate Killer*, Abgerufen am 14. April 2022 von <https://www.transportenvironment.org/discover/methane-finding-the-invisible/>

U.S. Department of Energy (2021). *Fuel Cell Technologies Overview*, Abgerufen am 11. April 2022 von https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review21/plenary8_papageorgopoulos_2021_o.pdf

Umweltbundesamt (2021). *Carbon Capture and Storage*, Abgerufen am 28. Mai 2021 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/carbon-capture-storage#grundlegende-informationen>

Umweltbundesamt (2014). *Auswirkungen von Abgasnachbehandlungsanlagen (Scrubbern) auf die Umweltsituation in Häfen und Küstengewässern*, Abgerufen am 18. Juni 2021 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_83_2014_auswirkungen_von_abgasnachbehandlungsanlagen_scrubbern_1.pdf

Umweltbundesamt (2020). *Detailanalysen zum Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien*, Abgerufen am 19. Mai 2021 von <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/systemvergleich-speicherbarer-energietraeger-aus>

United Nations (2015). *Paris Agreement*.

University of Cambridge (2022). *Atmospheric implications of increased Hydrogen use*, Abgerufen am 27. April 2022 von https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1067144/atmospheric-implications-of-increased-hydrogen-use.pdf

VDB (2021). *Herstellung von Biodiesel*, Abgerufen am 21. Juni 2021 von <http://www.biokraftstoffverband.de/index.php/herstellung.html>

Volkswagen (2021). *Aus alt mach neu: Volkswagen Group Components startet Batterie-Recycling*, Abgerufen am 14. Juni 2021 von <https://www.volkswagen-newsroom.com/de/pressemitteilungen/aus-alt-mach-neu-volkswagen-group-components-startet-batterie-recycling-6789>

Volta Chem (2020). *E-Fuels: Towards a more sustainable future for truck transport, shipping and aviation*, Abgerufen am 17. Juni 2021 von <https://smartport.nl/wp-content/uploads/2020/09/20-11482-whitepaper-Voltachem-10.pdf>

VSM (2021a). *Grüner Wasserstoff: Energieträger für eine nachhaltige maritime Zukunft*, Abgerufen am 19. Februar 2021 von <http://www.vsm.de/de/presseinformation/8537>

VSM (2021b). *Brandbrief der maritimen Verbände BDB, BDS, BÖB, VBW, VDMA, VDR, VSM und ZDS zum Delegierten Rechtsakt zur Taxonomie-Verordnung 2020/851*, Abgerufen am 10. November 2021 von https://www.vsm.de/sites/default/files/dokumente/e1db2d292447a9e84995318484c8aa40/taxonomie_-_brandbrief_der_verbaende_-_endg.pdf

Wall, M. (2018). *How Amsterdam's canal boats are going electric - at a cost*, Abgerufen am 14. Juni 2021 von <https://www.bbc.com/news/business-45783085>

wallstreet:online AG (2022a). *Dutch TTF Monat Natural Gas Forward Calendar Futures*, Abgerufen am 14. Januar 2022 von <https://www.wallstreet-online.de/rohstoffe/dutch-ttf-monat-natural-gas-forward-calendar-futures-preis/chart>

wallstreet:online AG (2022b). *European Propane CIF ARA (Argus) Swap Future bis 28.02.2022*, Abgerufen am 14. Januar 2022 von <https://www.wallstreet-online.de/futures/european-propane-cif-ara-argus-swap-future-bis-28-02-2022/chart>

wallstreet:online AG (2022c). *Methanol T2 FOB Rdam (ICIS)*, Abgerufen am 14. Januar 2022 von <https://www.wallstreet-online.de/rohstoffe/methanol-t2-fob-rdam-icis-preis/chart>

Wärtsilä (2021a). *Wireless charging*, Abgerufen am 14. Juni 2021 von <https://www.wartsila.com/marine/build/electrical-and-power-systems/shore-power/wireless-charging>

Wärtsilä (2021b). *Wärtsilä and Global Energy Ventures to cooperate on propulsion solutions for hydrogen vessel*, Abgerufen am 7. Juli 2021 von <https://www.wartsila.com/media/news/24-06-2021-wartsila-and-global-energy-ventures-to-cooperate-on-propulsion-solutions-for-hydrogen-vessel-2938021>

Wärtsilä (2021c). *Boil-off rate*, Abgerufen am 19. August 2021 von [https://www.wartsila.com/encyclopedia/term/boil-off-rate-\(bor\)](https://www.wartsila.com/encyclopedia/term/boil-off-rate-(bor))

Wärtsilä (2020). *What does an ammonia-ready vessel look like?*, Abgerufen am 14. September 2021 von <https://www.wartsila.com/media/news/01-12-2020-what-does-an-ammonia-ready-vessel-look-like--2825961>

Wärtsilä (2021d). *Wärtsilä launches major test programme towards carbon-free solutions with hydrogen and ammonia*, Abgerufen am 13. Oktober 2021 von <https://www.wartsila.com/media/news/14-07-2021-wartsila-launches-major-test-programme-towards-carbon-free-solutions-with-hydrogen-and-ammonia-2953362>

Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (2021a). *Richtlinie zur Förderung der nachhaltigen Modernisierung von Binnenschiffen*, Abgerufen am 6. Juli 2021 von https://www.elwis.de/DE/Service/Foerderprogramme/Nachhaltige-Modernisierung-von-Binnenschiffen/Foerderrichtlinie.pdf?__blob=publicationFile&v=8

Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (2021b). *Förderprogramme*, Abgerufen am 3. Dezember 2021 von <https://www.elwis.de/DE/Service/Foerderprogramme/Foerderprogramme-node.html>

Watter, H. (2020). *Synthetische Schifffahrtsbrennstoffe*, Abgerufen am 9. Juni 2021 von <https://holgerwatter.files.wordpress.com/2020/03/2020-11-02-synthetische-schifffahrtsbrennstoffe-handzettel-1.pdf>

World LPG Association (2021). *LPG for Marine Engines*, Abgerufen am 26. August 2021 von <https://www.wlpga.org/wp-content/uploads/2021/06/LPG-for-Marine-Engines-2021-compressed.pdf>

Yanmar (2021). *HyEng Corporation Established for Joint Development*, Abgerufen am 13. Oktober 2021 von <https://www.yanmar.com/eu/news/2021/08/04/96018.html>

Yara (2021b). *Key market prices*, Abgerufen am 14. Januar 2022 von <https://www.yara.com/investor-relations/reports-presentations-2021/>

Yara (2021a). *Yara Birkeland*, Abgerufen am 25. November 2021 von <https://www.yara.com/news-and-media/press-kits/yara-birkeland-press-kit/>

Zentralkommission für die Rheinschifffahrt (2020). *Rheinschiffsuntersuchungsordnung*, Abgerufen am 29. November 2021 von https://www.ccr-zkr.org/files/documents/reglementRV/rv1de_122020.pdf

Zentralkommission für die Rheinschifffahrt (2021). *Jahresbericht 2021*, Abgerufen am 21. April 2022 von https://www.ccr-zkr.org/files/documents/om/om21_II_de.pdf

ANHANG

A | Bedeutung der **Technology Readiness Level**

TRL 1: Beobachtung und Beschreibung des Funktionsprinzips:

Die wissenschaftliche Grundlagenforschung ist abgeschlossen. Grundlegende Prinzipien sowie die Umrisse des Prozesses sind festgelegt.

TRL 2: Beschreibung des Technologiekonzepts und / oder der Anwendung einer Technologie

Theorie und wissenschaftliche Grundlagen fokussieren auf spezifische Anwendungsbereiche, um das technologische Konzept zu definieren. Anwendung und Durchführungskriterien wurden formuliert. Entwicklung von analytischen Methoden zur Simulation oder Untersuchung der Anwendung.

TRL 3: Nachweis der Funktionstüchtigkeit einer Technologie, *Proof of Concept*

Prüfung (experimenteller Beleg) des Konzeptes. Forschung und Entwicklung wurde mit den ersten Laboruntersuchungen gestartet. Nachweis der generellen Machbarkeit durch Laborversuche ist erfolgt.

TRL 4: Versuchsaufbau im Labor

Eigenständiger Prototypenbau, Implementierung und Test, Integration der technischen Elemente. Versuche mit komplexen Aufgabenstellungen oder Datensätzen.

TRL 5: Versuchsaufbau in Einsatzumgebung

Versuchsaufbau wird intensiv in relevanter Umgebung erprobt. Wesentliche Technikelemente wurden mit den unterstützenden Elementen verbunden. Prototypenimplementierung entspricht der Zielumgebung und Schnittstellen.

TRL 6: Prototyp in Einsatzumgebung

Prototypenimplementierung mit realistischen komplexen Problemen. Teilweise integriert in existierende Systeme. Begrenzte Dokumentation verfügbar. Technische Machbarkeit im aktuellen Anwendungsbereich komplett nachgewiesen.

TRL 7: Prototyp im Einsatz

Demonstration des Versuchsaufbaus im betrieblichen Umfeld. System ist beinahe maßstabsgetreu zum betrieblichen Umfeld. Die meisten Funktionen für Demonstration und Test sind vorhanden. Gut integriert mit dem Sicherheits- und Hilfssystem. Begrenzte Dokumentation verfügbar.

TRL 8: Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit im Einsatzbereich

Systementwicklung beendet. Vollständige Integration in die betriebliche Hardware und Softwaresysteme. Großteil der Benutzerdokumentation, Ausbildungsdokumentation und Wartungsdokumentation sind verfügbar. Das System wurde funktionsgeprüft in simulierten und Betriebsszenarien. Verifizierung und Validierung abgeschlossen.

TRL 9: Qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes

Das gegenwärtige System wurde intensiv demonstriert und getestet in seiner Betriebsumgebung. Dokumentation vollständig abgeschlossen. Erfolgreiche Betriebserfahrungen.⁴⁵³

⁴⁵³ (Projekträger Jülich, 2021)

B | Detailanalysen zur fokussierten Schiffsflotte

Schiffstyp	Größenklasse	Einheit	Anzahl [n]
Containerschiffe	≤ 19.999 dwt		501
	20.000 ≤ 39.999 dwt		521
	40.000 ≤ 79.999 dwt		462
	80.000 ≤ 119.999 dwt		282
	120.000 ≤ 159.999 dwt		148
	160.000 ≤ dwt		149
	Gesamt	dwt	2.063
Stückgutfrachter	≤ 2.499 dwt		330
	2.500 ≤ 4.999 dwt		1.006
	5.000 ≤ 9.999 dwt		599
	10.000 ≤ 14.999 dwt		274
	15.000 ≤ 24.999 dwt		102
	25.000 ≤ dwt		138
	Gesamt	dwt	2.449
Massengutfrachter	≤ 19.999 dwt		65
	20.000 ≤ 39.999 dwt		377
	40.000 ≤ 79.999 dwt		466
	80.000 ≤ 119.999 dwt		239
	120.000 ≤ dwt		164
	Gesamt	dwt	1.311
Öltanker (Rohöltanker, Produktentanker, Bunkertanker, sonstige Öltanker)	≤ 19.999 dwt		95
	20.000 ≤ 39.999 dwt		36
	40.000 ≤ 79.999 dwt		59
	80.000 ≤ 119.999 dwt		136
	120.000 ≤ dwt		56
	Gesamt	dwt	382
Chemikalentanker (Chemikalentanker, Parceltanker, kombinierte Chemikalien-/Öltanker)	≤ 4.999 dwt		101
	5.000 ≤ 9.999 dwt		190
	10.000 ≤ 19.999 dwt		259
	20.000 ≤ 29.999 dwt		45
	30.000 ≤ 49.999 dwt		223
	50.000 ≤ dwt		31
	Gesamt	dwt	849

	≤	4.999	dwt	11	
Andere Flüssigtanker (Asphaltanker, Bitumentanker, Fruchtsaftanker, Schwefeltanker, Wassertanker)	5.000	≤	9.999	dwt	5
	10.000	≤	19.999	dwt	2
	20.000	≤		dwt	3
	Gesamt			dwt	21
	≤	4.999	dwt	51	
	5.000	≤	9.999	dwt	62
LPG-Tanker	10.000	≤	19.999	dwt	41
	20.000	≤		dwt	30
	Gesamt			dwt	184
	≤	9.999	dwt	3	
	10.000	≤	19.999	dwt	1
	20.000	≤	39.999	dwt	1
LNG-Tanker	40.000	≤	59.999	dwt	0
	60.000	≤	99.999	dwt	3
	100.000	≤		dwt	4
	Gesamt			dwt	12
	≤	4.999	dwt	23	
Kühlschiffe	5.000	≤	9.999	dwt	17
	10.000	≤		dwt	33
	Gesamt			dwt	73
	≤	999	dwt	108	
	1.000	≤	1.999	dwt	42
Offshoreschiffe	2.000	≤	3.999	dwt	57
	4.000	≤	5.999	dwt	42
	6.000	≤		dwt	22
	Gesamt			dwt	271
	≤	2.499	dwt	3	
	2.500	≤	4.999	dwt	13
	5.000	≤	9.999	dwt	11
Autotransporter	10.000	≤	14.999	dwt	34
	15.000	≤	19.999	dwt	143
	20.000	≤	24.999	dwt	164
	25.000	≤		dwt	60
	Gesamt			dwt	428

	≤	2.499	dwt	10	
Ro-Ro-Schiffe	2.500	≤	4.999	dwt	30
(Palettenschiff, Ro-Lo-Schiffe, Ro-Ro-Schiffe, Ro-Ro-/Stückgutschiffe, Ro-Ro-/Schwergutschiffe)	5.000	≤	9.999	dwt	51
	10.000	≤	14.999	dwt	66
	15.000	≤		dwt	42
	Gesamt			dwt	199
	≤	999	dwt	41	
Ro-Ro-/Passagierfähren	1.000	≤	1.999	dwt	15
(Passagier-/Frachtschiff, Passagier-/Autofähre, Passagier-/Eisenbahn-/Autofähre, Passagier-/Autokatamaran)	2.000	≤	3.999	dwt	18
	4.000	≤	5.999	dwt	27
	6.000	≤		dwt	41
	Gesamt			dwt	142
	≤	499	BRZ	48	
	500	≤	999	BRZ	11
Passagierschiffe	1.000	≤	1.999	BRZ	3
(Passagierkatamaran, Ausflugsboote, Luftkissenboote, Passagierfähren)	2.000	≤	2.999	BRZ	2
	3.000	≤	4.999	BRZ	0
	5.000	≤		BRZ	24
	Gesamt			BRZ	88
	≤	4.999	BRZ	21	
	5.000	≤	24.999	BRZ	26
	25.000	≤	54.999	BRZ	29
Kreuzfahrtschiffe	55.000	≤	84.999	BRZ	32
	85.000	≤	114.999	BRZ	24
	115.000	≤		BRZ	32
	Gesamt			BRZ	164
Behördenschiffe	Gesamt			/	88
Yachten	Gesamt			/	294
	≤	499	BRZ	452	
	500	≤	999	BRZ	76
Sonstige	1.000	≤	1.999	BRZ	83
(u. a. Schlepper, Forschungsschiffe, Baggerschiffe, Fischerei, Arbeitsschiffe)	2.000	≤	2.999	BRZ	50
	3.000	≤	4.999	BRZ	51
	5.000	≤		BRZ	86
	Gesamt			BRZ	798
Gesamt	Gesamt			/	9.816

Tabelle 44 | Schiffstypen, -größenklassen und -anzahlen der fokussierten Seeschiffsflotte

Schiffstyp	Größenklasse		Einheit	Durchschn. Tragfähigkeit / Tonnage [dwt/BRZ]	Durchschn. Baujahr	Durchschn. Tiefgang	Durchschn. Länge [m]	Durchschn. Breite [m]	Durchschn. (Median) [kn]	Durchschn. Reiseentfernung [sm]
		≤		19.999 dwt			[m]			
Containerschiffe	20.000	≤	39.999 dwt	11.614	2004	7,1	141,0	22,1	11,9	48.416
	40.000	≤	79.999 dwt	30.235	2005	9,2	196,1	28,9	12,3	60.662
	80.000	≤	119.999 dwt	57.515	2007	10,7	263,3	34,7	13,6	79.472
	120.000	≤	159.999 dwt	100.482	2009	11,8	314,9	44,0	14,7	89.720
	160.000	≤	dwt	141.708	2014	12,9	358,6	49,1	15,0	87.674
	Gesamt		dwt	191.341	2015	13,3	395,1	57,2	15,1	86.401
				61.058	2007	10,0	240,7	34,1	13,3	70.236
Stückgutfrachter	≤	2.499 dwt		1.714	1982	3,4	74,8	11,1	7,5	22.660
	2.500	≤	4.999 dwt	3.760	1998	4,6	90,3	13,5	8,8	35.052
	5.000	≤	9.999 dwt	7.129	2005	5,7	113,9	16,5	9,7	42.951
	10.000	≤	14.999 dwt	12.255	2008	6,8	140,6	20,5	10,9	53.247
	15.000	≤	24.999 dwt	18.760	2008	7,6	155,2	23,8	10,8	50.142
	25.000	≤	dwt	39.647	2008	8,8	190,1	29,5	10,9	58.278
	Gesamt		dwt	7.906	2000	5,2	106,3	16,0	9,2	38.829
Massengutfrachter	≤	19.999 dwt		9.043	1996	5,8	108,8	17,6	9,6	34.754
	20.000	≤	39.999 dwt	34.468	2011	8,1	181,1	28,3	9,7	47.812
	40.000	≤	79.999 dwt	62.146	2010	9,6	201,8	32,2	9,6	49.794
	80.000	≤	119.999 dwt	89.171	2013	10,8	233,3	35,2	9,2	53.016
	120.000	≤	dwt	192.622	2012	13,5	295,6	47,1	9,5	65.650
	Gesamt		dwt	72.803	2011	9,8	211,0	32,8	9,5	51.319

Öltanker	≤	19.999 dwt	6.316	1995	4,9	99,0	15,1	8,1	19.308
	20.000	≤ 39.999 dwt	32.674	2002	7,9	174,8	27,1	8,3	37.975
	40.000	≤ 79.999 dwt	64.688	2006	9,4	215,5	32,2	9,1	45.720
	80.000	≤ 119.999 dwt	110.826	2011	10,4	246,7	43,3	8,3	48.409
	120.000	≤ dwt	164.826	2009	11,9	278,3	48,5	8,9	50.306
	Gesamt dwt		78.260	2005	9,0	205,1	33,9	8,5	40.904
Chemikalientanker	≤	4.999 dwt	3.784	2000	4,9	90,9	14,0	9,2	32.936
	5.000	≤ 9.999 dwt	7.097	2006	6,0	111,7	17,1	9,9	40.744
	10.000	≤ 19.999 dwt	15.840	2008	7,1	139,8	22,0	9,5	40.693
	20.000	≤ 29.999 dwt	23.912	2007	7,6	163,7	25,7	9,9	52.309
	30.000	≤ 49.999 dwt	42.069	2010	9,0	182,6	29,8	9,2	44.305
	50.000	≤ dwt	54.100	2011	9,5	191,2	32,2	9,4	49.997
Andere Flüssigtanker	Gesamt dwt		21.163	2007	7,2	142,3	22,6	9,5	41.706
	≤	4.999 dwt	3.962	1998	5,4	95,1	14,5	10,3	35.271
	5.000	≤ 9.999 dwt	6.595	2009	6,1	112,0	18,2	9,8	34.092
	10.000	≤ 19.999 dwt	19.586	1994	7,8	172,5	26,0	14,8	84.755
	20.000	≤ dwt	40.345	2005	9,1	206,8	31,4	16,2	92.624
	Gesamt dwt		11.274	2001	6,5	122,5	18,9	11,8	51.006
LPG-Tanker	≤	4.999 dwt	3.937	2005	5,2	99,3	15,6	9,6	33.741
	5.000	≤ 9.999 dwt	7.593	2003	6,1	116,8	17,9	10,7	43.784
	10.000	≤ 19.999 dwt	16.381	2007	7,2	150,1	22,7	11,2	52.015
	20.000	≤ dwt	30.343	2012	8,3	184,0	28,5	12,7	70.787
	Gesamt dwt		12.247	2006	6,4	129,2	20,1	10,8	46.685

LNG-Tanker	≤	9.999 dwt	6.680	2016	6,2	132,0	20,4	10,9	45.022
	10.000	≤ 19.999 dwt	12.344	2013	6,8	155,6	22,7	13,7	14.075
	20.000	≤ 39.999 dwt	20.918	2017	7,0	180,3	26,6	14,0	65.663
	40.000	≤ 59.999 dwt	/	/	/	/	/	/	/
	60.000	≤ 99.999 dwt	83.418	2009	10,7	286,6	44,1	13,1	92.523
	100.000	≤ dwt	121.789	2008	10,6	315,0	50,0	14,3	89.075
	Gesamt	dwt	65.893	2011	8,9	237,6	36,9	13,1	70.723
Kühlschiffe	≤	4.999 dwt	2.778	1985	4,8	87,6	14,1	9,0	40.127
	5.000	≤ 9.999 dwt	8.388	1992	6,6	140,2	20,8	11,8	41.437
	10.000	≤ dwt	12.176	1994	7,8	153,3	22,8	11,5	56.096
	Gesamt	dwt	8.333	1991	6,4	129,1	19,6	10,7	46.723
Offshoreschiffe	≤	999 dwt	204	2000	2,5	33,1	10,4	11,6	5.905
	1.000	≤ 1.999 dwt	1.349	1994	4,6	64,7	14,2	6,8	9.058
	2.000	≤ 3.999 dwt	3.041	2005	5,6	81,2	18,0	7,7	11.016
	4.000	≤ 5.999 dwt	4.594	2004	5,6	89,4	20,0	7,8	17.349
	6.000	≤ dwt	12.696	2008	7,0	144,2	27,1	8,0	14.893
	Gesamt	dwt	2.673	2001	4,2	63,8	16,9	9,3	9.680
Autotransporter	≤	2.499 dwt	2.306	1986	4,4	96,0	18,6	9,6	3.940
	2.500	≤ 4.999 dwt	3.534	1997	5,2	112,7	20,0	12,5	58.754
	5.000	≤ 9.999 dwt	6.673	2007	6,6	145,2	24,0	12,9	66.820
	10.000	≤ 14.999 dwt	12.598	2007	8,0	179,6	30,9	13,8	73.139
	15.000	≤ 19.999 dwt	18.198	2008	8,6	197,0	32,5	13,8	94.594
	20.000	≤ 24.999 dwt	21.334	2010	8,7	199,9	33,4	13,9	94.772
	25.000	≤ dwt	30.431	2006	9,0	232,8	32,3	14,5	96.336
	Gesamt	dwt	19.817	2008	8,5	197,1	32,0	13,8	90.933

	≤	2.499	dwt	912	1976	2,9	67,1	12,3	8,1	18.017	
	2.500	≤	4.999	dwt	3.575	1986	4,3	109,3	17,4	9,4	29.743
	5.000	≤	9.999	dwt	7.405	2000	5,8	143,1	21,5	13,5	54.709
	10.000	≤	14.999	dwt	12.650	2006	6,5	195,1	25,9	16,3	78.541
	15.000	≤		dwt	23.579	2006	8,0	216,7	30,2	14,5	72.982
	Gesamt			dwt	11.655	2000	6,2	167,5	23,7	13,9	61.616
	≤	999	dwt		460	1989	2,9	74,7	14,8	10,8	15.995
	1.000	≤	1.999	dwt	1.340	1984	4,6	115,5	19,1	14,5	24.152
	2.000	≤	3.999	dwt	2.771	1988	4,9	146,2	23,8	14,3	17.294
	4.000	≤	5.999	dwt	4.936	1995	5,8	166,3	25,2	15,5	41.399
	6.000	≤		dwt	8.460	2000	6,1	202,5	28,4	17,1	62.136
	Gesamt			dwt	4.007	1993	4,9	140,4	22,3	14,4	35.465
	≤	499	BRZ		223	1977	2,0	35,2	7,4	8,7	6.150
	500	≤	999	BRZ	692	1983	2,1	52,6	10,2	11,7	10.991
	1.000	≤	1.999	BRZ	1.146	1986	2,2	61,3	12,1	17,8	18.339
	2.000	≤	2.999	BRZ	2.537	1978	3,8	82,2	12,8	10,1	35.936
	3.000	≤	4.999	BRZ	/	/	/	/	/	/	/
	5.000	≤		BRZ	11.430	1994	5,2	128,5	21,4	12,9	71.361
	Gesamt			BRZ	3.422	1982	3,0	66,3	12,2	10,6	27.784
	≤	4.999	BRZ		1.672	1988	3,5	67,3	11,8	7,6	20.718
	5.000	≤	24.999	BRZ	13.708	1991	5,6	146,5	20,9	11,3	50.832
	25.000	≤	54.999	BRZ	39.456	1996	6,8	209,8	27,4	12,9	64.019
	55.000	≤	84.999	BRZ	71.534	2002	7,6	255,6	32,1	14,1	68.500
	85.000	≤	114.999	BRZ	96.593	2009	8,0	295,9	33,5	14,7	83.113
	115.000	≤		BRZ	148.475	2013	8,6	326,8	39,5	15,5	83.107
	Gesamt			BRZ	66.429	2001	7,0	230,3	29,4	13,2	65.394

Behördenschiffe	Gesamt	BRZ	881	1997	2,8	42,4	10,5	9,4	8.235
Yachten	Gesamt	BRZ	2.717	2002	3,8	45,1	6,4	10,8	9.280
	≤ 499	BRZ	254	1988	3,4	30,5	9,5	7,8	6.152
	500 ≤ 999	BRZ	749	1987	3,8	50,1	11,3	7,1	7.401
	1.000 ≤ 1.999	BRZ	1.528	1986	4,5	62,0	13,5	7,0	13.125
Sonstige	2.000 ≤ 2.999	BRZ	2.242	1992	5,6	74,7	15,1	8,2	15.805
	3.000 ≤ 4.999	BRZ	3.959	1995	6,3	94,5	18,1	7,6	12.614
	5.000 ≤	BRZ	9.792	1998	6,2	125,6	23,7	8,3	17.204
	Gesamt	BRZ	1.823	1990	4,1	51,4	12,1	7,7	9.111

Tabelle 45 | Detaillierte Seeschiffsflottenauswertung der Schiffsmaße, des Alters und des Fahrverhaltens (2019)

Schiffstyp	Größenklasse		Einheit	Führende(r) Hauptmotoren- hersteller	Anteil		Anteil Diesel- antrieb	Anteil diesel- elektrischer Antrieb	Anteil 2-Takt (Haupt- maschine)	Anteil 4-Takt (Haupt- maschine)	Anteil 2-Takt (Hilfs- maschine)	Anteil 4-Takt (Hilfs- maschine)
					Hersteller	Diesel- antrieb						
Containerschiffe	≤	19.999	dwt	Caterpillar (mit MaK)	45%	100%	0%	24%	76%	0%	0%	100%
	20.000	≤	39.999	dwt	MAN	53%	100%	0%	97%	3%	0%	100%
	40.000	≤	79.999	dwt	MAN	55%	100%	0%	100%	0%	0%	100%
	80.000	≤	119.999	dwt	MAN	66%	100%	0%	100%	0%	0%	100%
	120.000	≤	159.999	dwt	MAN	83%	100%	0%	100%	0%	0%	100%
	160.000	≤		dwt	MAN	88%	100%	0%	100%	0%	0%	100%
	Gesamt		dwt	MAN	56%	100%	0%	81%	19%	0%	0%	100%
Stückgutfrachter	≤	2.499	dwt	Caterpillar (mit MaK)	31%	100%	0%	3%	97%	0%	0%	100%
	2.500	≤	4.999	dwt	Caterpillar (mit MaK)	47%	100%	0%	1%	99%	0%	100%
	5.000	≤	9.999	dwt	Caterpillar (mit MaK)	60%	99%	1%	4%	96%	0%	100%
	10.000	≤	14.999	dwt	Caterpillar (mit MaK)	55%	100%	0%	20%	80%	0%	100%
	15.000	≤	24.999	dwt	MAN	40%	92%	7%	46%	54%	0%	100%
	25.000	≤		dwt	MAN	44%	99%	1%	98%	2%	0%	100%
	Gesamt		dwt	Caterpillar (mit MaK)	44%	99%	1%	11%	89%	0%	0%	100%
Massengutfrachter	≤	19.999	dwt	Caterpillar (mit MaK)	20%	100%	0%	31%	69%	0%	0%	100%
	20.000	≤	39.999	dwt	MAN	58%	100%	0%	98%	2%	0%	100%
	40.000	≤	79.999	dwt	MAN	83%	100%	0%	100%	0%	0%	100%
	80.000	≤	119.999	dwt	MAN	90%	100%	0%	100%	0%	0%	100%
	120.000	≤		dwt	MAN	94%	100%	0%	100%	0%	0%	100%
	Gesamt		dwt	MAN	76%	100%	0%	95%	5%	0%	0%	100%

Öltanker	≤	19.999 dwt	Caterpillar (mit MaK)	30%	95%	5%	11%	89%	0%	100%
	20.000	≤ 39.999 dwt	MAN	62%	97%	0%	66%	34%	0%	100%
	40.000	≤ 79.999 dwt	MAN	82%	100%	0%	91%	9%	0%	100%
	80.000	≤ 119.999 dwt	MAN	79%	100%	0%	100%	0%	0%	100%
	120.000	≤	dwt	MAN	77%	100%	0%	100%	0%	0%
	Gesamt		dwt	MAN	61%	99%	1%	74%	26%	0%
Chemikalientanker	≤	4.999 dwt	Caterpillar (mit MaK)	58%	98%	2%	4%	96%	0%	100%
	5.000	≤ 9.999 dwt	Caterpillar (mit MaK)	36%	99%	1%	16%	84%	0%	100%
	10.000	≤ 19.999 dwt	MAN	57%	98%	2%	53%	47%	0%	100%
	20.000	≤ 29.999 dwt	MAN	48%	100%	0%	80%	20%	0%	100%
	30.000	≤ 49.999 dwt	MAN	81%	100%	0%	97%	3%	0%	100%
	50.000	≤	dwt	MAN	78%	100%	0%	100%	0%	0%
	Gesamt		dwt	MAN	54%	99%	1%	53%	47%	0%
Andere Flüssigtanker	≤	4.999 dwt	Caterpillar (mit MaK)	45%	100%	0%	0%	100%	0%	100%
	5.000	≤ 9.999 dwt	Wärtsilä	80%	100%	0%	0%	100%	0%	100%
	10.000	≤ 19.999 dwt	Sulzer	100%	100%	0%	/	/	/	/
	20.000	≤	dwt	Sulzer	67%	100%	0%	/	/	/
	Gesamt		dwt	Wärtsilä	38%	100%	0%	0%	100%	0%
LPG-Tanker	≤	4.999 dwt	MAN	36%	100%	0%	35%	65%	0%	100%
	5.000	≤ 9.999 dwt	MAN	45%	100%	0%	67%	33%	0%	100%
	10.000	≤ 19.999 dwt	MAN	47%	100%	0%	100%	0%	0%	100%
	20.000	≤	dwt	MAN	90%	100%	0%	100%	0%	0%
	Gesamt		dwt	MAN	49%	100%	0%	71%	29%	0%

	≤	9.999 dwt	Caterpillar (mit MaK)	67%	67%	33%	0%	100%	0%	100%
LNG-Tanker	10.000	≤ 19.999 dwt	Wärtsilä	100%	100%	0%	0%	100%	0%	100%
	20.000	≤ 39.999 dwt	Wärtsilä	100%	100%	0%	0%	100%	0%	100%
	40.000	≤ 59.999 dwt	/	/	/	/	/	/	/	/
	60.000	≤ 99.999 dwt	Kawasaki	67%	33%	0%	33%	0%	0%	100%
	100.000	≤	dwt	MAN	100%	100%	0%	100%	0%	0%
	Gesamt		dwt	MAN, Wärtsilä	33%	75%	8%	42%	42%	0%
	≤	4.999 dwt	Caterpillar (mit MaK)	50%	100%	0%	14%	86%	0%	100%
Kühlschiffe	5.000	≤ 9.999 dwt	Mitsubishi	75%	100%	0%	100%	0%	0%	100%
	10.000	≤	dwt	B&W	67%	100%	0%	100%	0%	0%
	Gesamt		dwt	B&W	38%	100%	0%	67%	33%	0%
	≤	999 dwt	Caterpillar (mit MaK)	41%	95%	4%	0%	100%	4%	96%
Offshoreschiffe	1.000	≤ 1.999 dwt	Caterpillar (mit MaK)	43%	83%	18%	0%	100%	0%	100%
	2.000	≤ 3.999 dwt	Caterpillar (mit MaK)	45%	74%	26%	0%	100%	3%	100%
	4.000	≤ 5.999 dwt	Caterpillar (mit MaK)	61%	42%	55%	0%	100%	0%	100%
	6.000	≤	dwt	Caterpillar (mit MaK)	28%	33%	61%	0%	100%	0%
	Gesamt		dwt	Caterpillar (mit MaK)	44%	77%	22%	0%	100%	2%
	≤	2.499 dwt	B&W	67%	100%	0%	100%	0%	0%	100%
Autotransporter	2.500	≤ 4.999 dwt	Caterpillar (mit MaK), Wärtsilä	33%	100%	0%	38%	62%	0%	100%
	5.000	≤ 9.999 dwt	MAN	64%	100%	0%	70%	30%	0%	100%
	10.000	≤ 14.999 dwt	MAN	72%	100%	0%	100%	0%	0%	100%
	15.000	≤ 19.999 dwt	MAN	47%	100%	0%	100%	0%	0%	100%
	20.000	≤ 24.999 dwt	MAN	57%	100%	0%	100%	0%	0%	100%
	25.000	≤	dwt	MAN	63%	100%	0%	100%	0%	0%
	Gesamt		dwt	MAN	54%	100%	0%	97%	3%	0%
	≤	2.499 dwt	B&W	67%	100%	0%	100%	0%	0%	100%

	≤	2.499	dwt	Caterpillar (mit MaK)	33%	89%	11%	22%	78%	0%	100%	
	2.500	≤	4.999	dwt	Caterpillar (mit MaK)	47%	97%	3%	0%	100%	0%	100%
	5.000	≤	9.999	dwt	MAN	36%	100%	0%	0%	100%	0%	100%
	10.000	≤	14.999	dwt	Caterpillar (mit MaK)	40%	98%	2%	12%	88%	0%	100%
	15.000	≤		dwt	Wärtsilä	33%	95%	0%	67%	33%	0%	100%
	Gesamt		dwt	Caterpillar (mit MaK)	31%	97%	2%	19%	81%	0%	100%	
	≤	999	dwt	Caterpillar (mit MaK)	47%	81%	19%	5%	95%	7%	100%	
	1.000	≤	1.999	dwt	Wärtsilä	23%	92%	0%	8%	92%	0%	100%
	2.000	≤	3.999	dwt	Caterpillar (mit MaK)	61%	61%	33%	0%	100%	0%	100%
	4.000	≤	5.999	dwt	Sulzer	38%	92%	0%	8%	92%	0%	100%
	6.000	≤		dwt	MAN, Wärtsilä	25%	89%	11%	0%	100%	0%	100%
	Gesamt		dwt	Caterpillar (mit MaK)	33%	84%	13%	4%	96%	2%	100%	
	≤	499	BRZ	Deutz	24%	100%	0%	0%	100%	0%	100%	
	500	≤	999	BRZ	MWM	40%	100%	0%	0%	100%	0%	100%
	1.000	≤	1.999	BRZ	Caterpillar (mit MaK), MTU, MWM	33%	100%	0%	0%	100%	0%	100%
	2.000	≤	2.999	BRZ	Alpha, Deutz	50%	100%	0%	0%	100%	0%	100%
	3.000	≤	4.999	BRZ	/	/	/	/	/	/	/	
	5.000	≤		BRZ	Caterpillar (mit MaK)	96%	100%	0%	0%	100%	0%	100%
	Gesamt		BRZ	Caterpillar (mit MaK)	35%	100%	0%	0%	100%	0%	100%	

	≤	4.999	BRZ	Caterpillar (mit MaK)	41%	100%	0%	0%	100%	0%	100%	
Kreuzfahrtschiffe	5.000	≤	24.999	BRZ	Wärtsilä	25%	88%	13%	0%	100%	0%	100%
	25.000	≤	54.999	BRZ	MAN	37%	56%	44%	11%	89%	0%	100%
	55.000	≤	84.999	BRZ	MAN	41%	13%	84%	0%	100%	/	/
	85.000	≤	114.999	BRZ	Wärtsilä	41%	0%	82%	0%	83%	0%	67%
	115.000	≤		BRZ	Wärtsilä	45%	3%	94%	0%	100%	/	/
	Gesamt		BRZ	MAN	29%	38%	58%	2%	95%	0%	94%	
Behördenschiffe	Gesamt		/	MTU	46%	75%	19%	0%	100%	0%	100%	
Yachten	Gesamt		/	Caterpillar (mit MaK)	42%	91%	7%	0%	100%	0%	100%	
Sonstige	≤	499	BRZ	Caterpillar (mit MaK)	26%	99%	1%	3%	97%	0%	100%	
	500	≤	999	BRZ	Caterpillar (mit MaK)	31%	90%	9%	6%	94%	0%	100%
	1.000	≤	1.999	BRZ	SKL	20%	89%	10%	7%	93%	0%	100%
	2.000	≤	2.999	BRZ	Wärtsilä	48%	82%	18%	10%	90%	0%	100%
	3.000	≤	4.999	BRZ	Caterpillar (mit MaK)	25%	84%	16%	8%	92%	0%	100%
	5.000	≤		BRZ	SKL	37%	84%	14%	4%	96%	0%	97%
Gesamt		BRZ	Caterpillar (mit MaK)	23%	93%	6%	4%	96%	0%	100%		
Gesamt	/	/	MAN	39%	97%	3%	49%	51%	0%	100%		

Tabelle 46 | Detaillierte Seeschiffsflottenauswertung der Haupt- und Hilfsmotorentypen (Stand 30. September 2021)

Schiffstyp	Größenklasse		Einheit	Durchschn.	Durchschn.	Durchschn.	Durchschn.	Durchschn. elektrische
				mechanische	elektrische	Gesamt-	mechanische Haupt-	mechanische Hilfs-
	Gesamtleistung [kW]					maschinenleistung [kW]	maschinenleistung [kW]	[kW]
Containerschiffe	≤	19.999	dwt	10.335	2.700	8.678	2.001	1.791
	20.000	≤	39.999	dwt	22.963	5.215	18.564	5.536
	40.000	≤	79.999	dwt	46.217	8.480	39.206	8.511
	80.000	≤	119.999	dwt	68.629	12.823	57.017	13.370
	120.000	≤	159.999	dwt	68.180	14.807	56.173	15.923
	160.000	≤		dwt	77.187	19.372	63.481	16.703
	Gesamt		dwt	38.949	8.677	32.334	8.265	8.173
Stückgutfrachter	≤	2.499	dwt	806	285	763	199	191
	2.500	≤	4.999	dwt	1.903	532	1.729	339
	5.000	≤	9.999	dwt	4.010	1.062	3.428	829
	10.000	≤	14.999	dwt	7.069	1.969	5.833	1.661
	15.000	≤	24.999	dwt	10.108	2.384	8.575	2.420
	25.000	≤		dwt	12.447	3.147	10.167	2.806
	Gesamt		dwt	3.749	1.123	3.207	999	777
Massengutfrachter	≤	19.999	dwt	3.804	1.122	3.302	953	984
	20.000	≤	39.999	dwt	8.792	1.863	7.107	2.088
	40.000	≤	79.999	dwt	11.003	1.822	9.253	2.123
	80.000	≤	119.999	dwt	13.226	2.125	11.216	2.340
	120.000	≤		dwt	19.796	2.529	17.148	2.774
	Gesamt		dwt	11.129	1.952	9.341	2.183	1.913

Öltanker	≤	19.999 dwt	3.375	2.101	2.781	1.293	1.482
	20.000	≤ 39.999 dwt	10.371	3.249	7.955	3.320	2.778
	40.000	≤ 79.999 dwt	12.893	2.754	10.949	2.771	2.644
	80.000	≤ 119.999 dwt	17.011	2.850	13.979	3.595	2.830
	120.000	≤ dwt	23.441	4.441	18.438	6.021	4.412
	Gesamt	dwt	13.334	2.975	10.853	3.475	2.799
Chemikalientanker	≤	4.999 dwt	2.716	1.128	2.122	957	816
	5.000	≤ 9.999 dwt	4.623	1.842	3.474	1.460	1.352
	10.000	≤ 19.999 dwt	7.574	2.404	5.684	2.276	2.079
	20.000	≤ 29.999 dwt	9.353	2.871	7.417	2.630	2.453
	30.000	≤ 49.999 dwt	11.408	2.741	9.080	3.072	2.742
	50.000	≤ dwt	12.564	2.704	9.844	2.962	2.583
	Gesamt	dwt	7.567	2.274	5.861	2.215	2.021
	≤	4.999 dwt	3.947	1.917	2.745	1.367	1.318
Andere Flüssigtanker	5.000	≤ 9.999 dwt	4.313	1.225	3.641	1.490	1.140
	10.000	≤ 19.999 dwt	/	/	/	/	/
	20.000	≤ dwt	/	/	/	/	/
	Gesamt	dwt	4.069	1.763	3.044	1.391	1.279
	≤	4.999 dwt	3.602	1.456	2.707	1.360	1.103
LPG-Tanker	5.000	≤ 9.999 dwt	6.420	2.476	4.721	2.196	2.052
	10.000	≤ 19.999 dwt	10.150	3.339	7.553	3.566	3.136
	20.000	≤ dwt	13.496	4.020	9.992	4.020	3.697
	Gesamt	dwt	7.681	2.709	5.697	2.690	2.414

LNG-Tanker	≤	9.999 dwt	9.649	3.248	8.184	2.107	1.965
	10.000	≤ 19.999 dwt	10.207	3.128	7.800	2.112	2.028
	20.000	≤ 39.999 dwt	13.987	5.768	11.700	2.112	2.018
	40.000	≤ 59.999 dwt	/	/	/	/	/
	60.000	≤ 99.999 dwt	32.804	11.697	27.811	14.400	11.513
	100.000	≤ dwt	54.150	16.800	37.250	16.900	16.800
	Gesamt	dwt	30.679	10.077	23.040	10.049	9.974
	≤	4.999 dwt	2.429	300	2.292	1.006	300
Kühlschiffe	5.000	≤ 9.999 dwt	8.707	2.560	7.680	2.465	2.048
	10.000	≤ dwt	11.234	3.234	9.971	4.418	3.588
	Gesamt	dwt	7.703	2.906	6.886	3.480	3.105
	≤	999 dwt	2.155	824	1.976	465	364
Offshoreschiffe	1.000	≤ 1.999 dwt	5.019	1.742	4.476	1.578	883
	2.000	≤ 3.999 dwt	9.218	4.713	8.720	1.417	1.075
	4.000	≤ 5.999 dwt	10.229	8.422	9.827	2.484	1.944
	6.000	≤ dwt	15.957	13.825	14.033	3.239	3.015
	Gesamt	dwt	8.074	5.467	7.492	1.717	1.259
	≤	2.499 dwt	4.119	1.080	4.119	/	1.080
Autotransporter	2.500	≤ 4.999 dwt	6.566	1.073	6.566	/	1.073
	5.000	≤ 9.999 dwt	12.711	2.784	10.057	2.576	2.784
	10.000	≤ 14.999 dwt	15.169	3.403	12.691	3.629	3.229
	15.000	≤ 19.999 dwt	16.658	2.438	13.984	4.073	3.014
	20.000	≤ 24.999 dwt	18.339	3.334	14.888	4.432	3.876
	25.000	≤ dwt	19.538	5.166	16.569	4.881	4.560
	Gesamt	dwt	17.137	3.216	14.230	4.246	3.571

	≤	2.499	dwt	1.496	659	1.285	562	629
	2.500	≤	4.999	dwt	4.240	1.837	3.920	1.555
	5.000	≤	9.999	dwt	11.360	2.631	10.234	1.806
	10.000	≤	14.999	dwt	17.701	4.296	15.921	2.895
	15.000	≤		dwt	21.002	3.860	18.226	4.462
	Gesamt			dwt	14.144	3.641	12.601	2.822
	≤	999	dwt	4.206	1.945	4.070	500	226
	1.000	≤	1.999	dwt	10.354	4.172	10.015	3.120
	2.000	≤	3.999	dwt	16.154	13.813	15.909	1.959
	4.000	≤	5.999	dwt	21.824	5.363	20.851	4.537
	6.000	≤		dwt	30.579	10.951	27.723	5.010
	Gesamt			dwt	17.959	8.061	16.776	3.846
	≤	499	BRZ	540	99	520	152	92
	500	≤	999	BRZ	1.651	349	1.598	294
	1.000	≤	1.999	BRZ	4.493	/	4.360	400
	2.000	≤	2.999	BRZ	3.311	845	2.942	620
	3.000	≤	4.999	BRZ	/	/	/	/
	5.000	≤		BRZ	10.273	2.992	9.990	3.251
	Gesamt			BRZ	3.709	802	3.595	806
	≤	4.999	BRZ	2.931	2.515	2.184	1.488	2.473
	5.000	≤	24.999	BRZ	15.384	5.173	11.742	5.916
	25.000	≤	54.999	BRZ	23.288	18.856	21.739	6.364
	55.000	≤	84.999	BRZ	47.010	39.138	46.650	/
	85.000	≤	114.999	BRZ	64.758	54.156	57.965	36.600
	115.000	≤		BRZ	73.385	76.179	71.357	/
	Gesamt			BRZ	43.435	36.469	40.970	9.870
								5.022

Behördenschiffe	Gesamt	/	1.926	2.023	1.842	487	771
Yachten	Gesamt	/	250	60	250	/	60
	≤ 499	BRZ	2.373	376	2.232	351	217
	500 ≤ 999	BRZ	2.610	608	2.486	427	322
	1.000 ≤ 1.999	BRZ	1.986	1.013	1.787	1.337	561
Sonstige	2.000 ≤ 2.999	BRZ	3.495	2.445	2.899	1.872	1.258
	3.000 ≤ 4.999	BRZ	5.661	3.911	5.285	1.668	537
	5.000 ≤	BRZ	11.225	7.056	10.351	1.719	2.619
	Gesamt	BRZ	3.484	2.109	3.244	650	758

Tabelle 47 | Detaillierte Seeschiffsflottenauswertung der Haupt- und Hilfsmotorenleistungen (Stand 30. September 2021)

Schiffstyp	Größenklasse		Einheit	Anteil VLS/ULS		Anteil HS		Anteil <i>Bio-Fuels</i>	Anteil LNG	Anteil Ethan	Anteil Methanol	Anteil SOx-		Anteil NOx-	
	IFO/MDO/MGO	IFO/MDO/MGO		IFO/MDO/MGO	Anteil Bio-Fuels	Anteil LNG	Anteil Ethan					Abgasnachb.	Abgasnachb.	Abgasnachb.	Abgasnachb.
Containerschiffe	≤ 19.999	dwt		90%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	9%	0%		
	20.000 ≤ 39.999	dwt		93%	6%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	7%	0%		
	40.000 ≤ 79.999	dwt		92%	8%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	8%	0%		
	80.000 ≤ 119.999	dwt		74%	26%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	26%	0%		
	120.000 ≤ 159.999	dwt		57%	42%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	51%	2%		
	160.000 ≤	dwt		27%	73%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	77%	1%		
	Gesamt		dwt	81%	18%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	18%	0%		
Stückgutfrachter	≤ 2.499	dwt		100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
	2.500 ≤ 4.999	dwt		100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%		
	5.000 ≤ 9.999	dwt		97%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%		
	10.000 ≤ 14.999	dwt		98%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%		
	15.000 ≤ 24.999	dwt		87%	12%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	14%	0%		
	25.000 ≤	dwt		98%	2%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	2%	1%		
	Gesamt		dwt	98%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%		
Massengutfrachter	≤ 19.999	dwt		95%	0%	0%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
	20.000 ≤ 39.999	dwt		98%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	0%		
	40.000 ≤ 79.999	dwt		95%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	0%		
	80.000 ≤ 119.999	dwt		72%	28%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	26%	0%		
	120.000 ≤	dwt		52%	48%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	42%	0%		
	Gesamt		dwt	87%	12%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	13%	0%		

Öltanker	≤	19.999 dwt	89%	3%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	6%
	20.000	≤ 39.999 dwt	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	40.000	≤ 79.999 dwt	98%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	0%
	80.000	≤ 119.999 dwt	84%	13%	0%	4%	0%	0%	0%	18%	3%
	120.000	≤ dwt	74%	26%	0%	0%	0%	0%	0%	28%	6%
	Gesamt		87%	9%	0%	3%	0%	0%	0%	11%	3%
Chemikalientanker	≤	4.999 dwt	99%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%
	5.000	≤ 9.999 dwt	99%	1%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	4%
	10.000	≤ 19.999 dwt	93%	6%	0%	1%	0%	0%	0%	6%	5%
	20.000	≤ 29.999 dwt	93%	5%	0%	2%	0%	0%	0%	3%	0%
	30.000	≤ 49.999 dwt	88%	12%	0%	0%	0%	0%	0%	13%	6%
	50.000	≤ dwt	90%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	11%	10%
	Gesamt		94%	6%	0%	1%	0%	0%	0%	6%	4%
Andere Flüssigtanker	≤	4.999 dwt	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	5.000	≤ 9.999 dwt	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	10.000	≤ 19.999 dwt	/	/	/	/	/	/	0%	/	
	20.000	≤ dwt	/	/	/	/	/	/	0%	/	
	Gesamt		100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
LPG-Tanker	≤	4.999 dwt	93%	0%	0%	8%	0%	0%	0%	0%	0%
	5.000	≤ 9.999 dwt	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%
	10.000	≤ 19.999 dwt	90%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	11%	10%
	20.000	≤ dwt	74%	15%	0%	0%	11%	0%	0%	10%	0%
	Gesamt		91%	5%	0%	2%	2%	0%	0%	4%	3%

	≤ 9.999 dwt	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%
LNG-Tanker	10.000 ≤ 19.999 dwt	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%
	20.000 ≤ 39.999 dwt	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%
	40.000 ≤ 59.999 dwt	/	/	/	/	/	/	/	/
	60.000 ≤ 99.999 dwt	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%
	100.000 ≤ dwt	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Gesamt	dwt	40%	0%	0%	60%	0%	0%	0%
Kühlschiffe	≤ 4.999 dwt	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	5.000 ≤ 9.999 dwt	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	10.000 ≤ dwt	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Gesamt	dwt	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Offshoreschiffe	≤ 999 dwt	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%
	1.000 ≤ 1.999 dwt	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	2.000 ≤ 3.999 dwt	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	11%
	4.000 ≤ 5.999 dwt	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	17%
	6.000 ≤ dwt	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%
	Gesamt	dwt	100%	0%	0%	0%	0%	0%	8%
Autotransporter	≤ 2.499 dwt	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	2.500 ≤ 4.999 dwt	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	5.000 ≤ 9.999 dwt	50%	50%	0%	0%	0%	0%	45%	0%
	10.000 ≤ 14.999 dwt	71%	26%	3%	0%	0%	0%	22%	0%
	15.000 ≤ 19.999 dwt	86%	12%	0%	1%	0%	0%	11%	0%
	20.000 ≤ 24.999 dwt	91%	9%	0%	0%	0%	0%	9%	2%
	25.000 ≤ dwt	85%	15%	0%	0%	0%	0%	23%	0%
	Gesamt	dwt	86%	13%	0%	0%	0%	13%	1%

	≤	2.499	dwt	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	11%
	2.500	≤	4.999	dwt	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	5.000	≤	9.999	dwt	72%	26%	0%	2%	0%	0%	23%
	10.000	≤	14.999	dwt	50%	50%	0%	0%	0%	0%	49%
	15.000	≤		dwt	18%	82%	0%	0%	0%	0%	76%
	Gesamt			dwt	57%	42%	0%	1%	0%	0%	39%
	≤	999	dwt	85%	0%	0%	15%	0%	0%	0%	3%
	1.000	≤	1.999	dwt	85%	0%	0%	15%	0%	0%	0%
	2.000	≤	3.999	dwt	86%	14%	0%	0%	0%	0%	28%
	4.000	≤	5.999	dwt	88%	12%	0%	0%	0%	0%	19%
	6.000	≤		dwt	23%	73%	0%	0%	0%	3%	56%
	Gesamt			dwt	69%	25%	0%	6%	0%	1%	23%
	≤	499	BRZ	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	500	≤	999	BRZ	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	1.000	≤	1.999	BRZ	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	2.000	≤	2.999	BRZ	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	3.000	≤	4.999	BRZ	/	/	/	/	/	/	/
	5.000	≤		BRZ	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Gesamt			BRZ	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	≤	4.999	BRZ	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	5.000	≤	24.999	BRZ	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	25.000	≤	54.999	BRZ	72%	28%	0%	0%	0%	0%	26%
	55.000	≤	84.999	BRZ	50%	50%	0%	0%	0%	0%	50%
	85.000	≤	114.999	BRZ	9%	91%	0%	0%	0%	0%	91%
	115.000	≤		BRZ	10%	86%	0%	5%	0%	0%	81%
	Gesamt			BRZ	49%	50%	0%	1%	0%	0%	45%
											7%

Behördenschiffe	Gesamt	/	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%
Yachten	Gesamt	/	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	≤ 499	BRZ	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
	500 ≤ 999	BRZ	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	1.000 ≤ 1.999	BRZ	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Sonstige	2.000 ≤ 2.999	BRZ	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	3.000 ≤ 4.999	BRZ	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	5.000 ≤	BRZ	89%	0%	5%	5%	0%	0%	0%	4%
	Gesamt	BRZ	99%	0%	1%	1%	0%	0%	0%	1%
Gesamt	/	/	89%	10%	0%	1%	0%	0%	10%	2%

Tabelle 48 | Detaillierte Seeschiffsflottenauswertung der Primärkraftstoffe und Abgasnachbehandlungsanlagen (Stand 30. September 2021)

Schiffstyp	Größenklasse	Einheit	Anteil mit deutscher Flagge	Anteil mit deutschem Manager	Anteil mit deutschem Operator	Anteil mit deutschem Owner	Anteil mit deutscher Werft
Containerschiffe	≤ 19.999 dwt		3%	64%	14%	61%	50%
	20.000 ≤ 39.999 dwt		1%	51%	13%	43%	46%
	40.000 ≤ 79.999 dwt		3%	52%	22%	47%	9%
	80.000 ≤ 119.999 dwt		10%	40%	33%	32%	0%
	120.000 ≤ 159.999 dwt		14%	21%	28%	18%	0%
	160.000 ≤ dwt		2%	5%	4%	5%	0%
	Gesamt	dwt	4%	48%	19%	42%	26%
Stückgutfrachter	≤ 2.499 dwt		8%	17%	17%	18%	76%
	2.500 ≤ 4.999 dwt		1%	21%	20%	22%	24%
	5.000 ≤ 9.999 dwt		2%	40%	34%	38%	15%
	10.000 ≤ 14.999 dwt		1%	49%	40%	49%	11%
	15.000 ≤ 24.999 dwt		0%	28%	30%	30%	22%
	25.000 ≤ dwt		0%	36%	32%	32%	1%
	Gesamt	dwt	2%	30%	26%	29%	26%
Massengutfrachter	≤ 19.999 dwt		0%	32%	29%	31%	20%
	20.000 ≤ 39.999 dwt		0%	31%	39%	28%	1%
	40.000 ≤ 79.999 dwt		0%	20%	42%	17%	0%
	80.000 ≤ 119.999 dwt		0%	23%	39%	22%	0%
	120.000 ≤ dwt		1%	38%	76%	29%	0%
	Gesamt	dwt	0%	26%	44%	23%	1%

Öltanker	≤	19.999 dwt	9%	14%	12%	14%	44%
	20.000	≤ 39.999 dwt	22%	31%	31%	53%	36%
	40.000	≤ 79.999 dwt	8%	58%	20%	59%	8%
	80.000	≤ 119.999 dwt	0%	4%	0%	11%	0%
	120.000	≤ dwt	0%	23%	2%	21%	0%
	Gesamt dwt		6%	20%	9%	25%	16%
Chemikalentanker	≤	4.999 dwt	4%	21%	21%	24%	19%
	5.000	≤ 9.999 dwt	0%	18%	19%	19%	2%
	10.000	≤ 19.999 dwt	0%	14%	7%	19%	7%
	20.000	≤ 29.999 dwt	4%	9%	9%	18%	2%
	30.000	≤ 49.999 dwt	0%	14%	11%	21%	2%
	50.000	≤ dwt	0%	16%	16%	10%	0%
	Gesamt dwt		1%	16%	13%	20%	5%
Andere Flüssigtanker	≤	4.999 dwt	0%	0%	0%	0%	27%
	5.000	≤ 9.999 dwt	0%	0%	0%	0%	0%
	10.000	≤ 19.999 dwt	0%	100%	0%	0%	0%
	20.000	≤ dwt	0%	67%	33%	0%	33%
	Gesamt dwt		0%	19%	5%	0%	19%
LPG-Tanker	≤	4.999 dwt	2%	14%	6%	16%	2%
	5.000	≤ 9.999 dwt	2%	29%	23%	40%	10%
	10.000	≤ 19.999 dwt	0%	32%	22%	41%	37%
	20.000	≤ dwt	10%	47%	48%	37%	0%
	Gesamt dwt		3%	28%	22%	33%	12%

	≤ 9.999 dwt	0%	33%	33%	33%	33%
LNG-Tanker	10.000 ≤ 19.999 dwt	0%	0%	0%	0%	100%
	20.000 ≤ 39.999 dwt	0%	0%	0%	0%	0%
	40.000 ≤ 59.999 dwt	/	/	/	/	/
	60.000 ≤ 99.999 dwt	0%	67%	33%	0%	0%
	100.000 ≤ dwt	0%	100%	0%	50%	0%
	Gesamt dwt	0%	58%	17%	25%	17%
Kühlschiffe	≤ 4.999 dwt	0%	0%	17%	0%	39%
	5.000 ≤ 9.999 dwt	0%	6%	76%	18%	12%
	10.000 ≤ dwt	0%	36%	6%	36%	45%
	Gesamt dwt	0%	18%	26%	21%	36%
Offshoreschiffe	≤ 999 dwt	14%	23%	23%	17%	20%
	1.000 ≤ 1.999 dwt	5%	12%	12%	12%	56%
	2.000 ≤ 3.999 dwt	5%	40%	40%	18%	14%
	4.000 ≤ 5.999 dwt	0%	0%	0%	0%	19%
	6.000 ≤ dwt	5%	9%	9%	5%	32%
	Gesamt dwt	8%	20%	20%	13%	25%
Autotransporter	≤ 2.499 dwt	0%	0%	0%	0%	33%
	2.500 ≤ 4.999 dwt	0%	46%	50%	0%	31%
	5.000 ≤ 9.999 dwt	0%	36%	45%	0%	0%
	10.000 ≤ 14.999 dwt	9%	32%	15%	24%	0%
	15.000 ≤ 19.999 dwt	0%	0%	1%	0%	1%
	20.000 ≤ 24.999 dwt	0%	0%	0%	0%	0%
	25.000 ≤ dwt	0%	0%	0%	0%	0%
	Gesamt dwt	1%	5%	4%	2%	2%

	≤ 2.499	dwt	20%	20%	20%	20%	70%
	2.500 ≤ 4.999	dwt	3%	7%	3%	7%	83%
Ro-Ro-Schiffe	5.000 ≤ 9.999	dwt	0%	16%	6%	18%	65%
	10.000 ≤ 14.999	dwt	2%	3%	3%	3%	61%
	15.000 ≤	dwt	0%	0%	0%	0%	31%
	Gesamt	dwt	2%	7%	4%	8%	59%
	≤ 999	dwt	44%	45%	48%	61%	76%
	1.000 ≤ 1.999	dwt	7%	7%	7%	7%	80%
Ro-Ro-/Passagier-fähren	2.000 ≤ 3.999	dwt	17%	11%	11%	28%	61%
	4.000 ≤ 5.999	dwt	7%	11%	7%	15%	70%
	6.000 ≤	dwt	10%	20%	20%	17%	54%
	Gesamt	dwt	20%	23%	23%	30%	67%
	≤ 499	BRZ	66%	68%	68%	68%	79%
	500 ≤ 999	BRZ	82%	91%	91%	91%	82%
Passagierschiffe	1.000 ≤ 1.999	BRZ	33%	33%	33%	33%	67%
	2.000 ≤ 2.999	BRZ	0%	0%	0%	0%	50%
	3.000 ≤ 4.999	BRZ	/	/	/	/	/
	5.000 ≤	BRZ	0%	4%	4%	4%	100%
	Gesamt	BRZ	47%	51%	51%	51%	84%
	≤ 4.999	BRZ	0%	14%	15%	10%	48%
	5.000 ≤ 24.999	BRZ	0%	19%	19%	23%	58%
Kreuzfahrtschiffe	25.000 ≤ 54.999	BRZ	0%	29%	32%	24%	25%
	55.000 ≤ 84.999	BRZ	0%	28%	28%	19%	63%
	85.000 ≤ 114.999	BRZ	0%	21%	25%	25%	42%
	115.000 ≤	BRZ	0%	9%	9%	0%	66%
	Gesamt	BRZ	0%	20%	22%	16%	51%

Behördenschiffe	Gesamt	/	95%	95%	96%	95%	79%
Yachten	Gesamt	/	1%	6%	6%	6%	83%
	≤ 499	BRZ	31%	33%	33%	30%	39%
	500 ≤ 999	BRZ	25%	31%	31%	28%	58%
	1.000 ≤ 1.999	BRZ	5%	7%	7%	4%	79%
Sonstige	2.000 ≤ 2.999	BRZ	11%	26%	26%	28%	68%
	3.000 ≤ 4.999	BRZ	9%	12%	13%	5%	44%
	5.000 ≤	BRZ	5%	2%	7%	8%	50%
	Gesamt	BRZ	23%	25%	26%	23%	48%

Tabelle 49 | Detaillierte Seeschiffsflottenauswertung der verwaltungstechnischen und baulichen Berührungspunkte zu Deutschland (2019)

Schiffstyp	Größenklasse	Einheit	Mittlerer Kraftstoffverbrauch ECA [t]	Mittlerer Kraftstoffverbrauch non ECA [t]	Mittlere CO ₂ -Emissionen [t]	Mittlere SOx-Emissionen [t]	Mittlere NOx-Emissionen [t]	Mittlere NMVOC-Emissionen [t]
Containerschiffe	≤ 19.999 dwt		919	1.823	8.653	75	187	7
	20.000 ≤ 39.999 dwt		742	4.446	16.290	190	404	16
	40.000 ≤ 79.999 dwt		1.649	9.592	35.281	420	898	34
	80.000 ≤ 119.999 dwt		1.567	16.670	57.103	757	1.389	57
	120.000 ≤ 159.999 dwt		1.834	18.504	63.733	802	1.211	65
	160.000 ≤ dwt		3.002	22.604	80.306	964	1.204	83
	Gesamt	dwt	1.361	9.232	33.227	403	729	33
Stückgutfrachter	≤ 2.499 dwt		139	114	806	4	16	1
	2.500 ≤ 4.999 dwt		389	312	2.228	12	43	2
	5.000 ≤ 9.999 dwt		482	861	4.234	40	84	4
	10.000 ≤ 14.999 dwt		401	2.434	8.900	104	175	8
	15.000 ≤ 24.999 dwt		600	2.881	10.930	117	246	10
	25.000 ≤ dwt		400	3.669	12.745	164	302	13
	Gesamt	dwt	387	907	4.078	39	84	4
Massengutfrachter	≤ 19.999 dwt		567	580	3.619	25	79	3
	20.000 ≤ 39.999 dwt		334	2.026	7.399	94	161	8
	40.000 ≤ 79.999 dwt		295	2.701	9.383	122	213	10
	80.000 ≤ 119.999 dwt		455	3.176	11.387	138	232	11
	120.000 ≤ dwt		280	6.627	21.630	273	444	22
	Gesamt	dwt	347	3.031	10.584	133	227	11

Öltanker	≤	19.999 dwt	355	343	2.179	12	40	2
	20.000	≤ 39.999 dwt	690	1.416	6.667	49	136	5
	40.000	≤ 79.999 dwt	544	2.917	10.898	110	244	9
	80.000	≤ 119.999 dwt	1.241	2.845	12.865	94	213	11
	120.000	≤ dwt	802	4.971	18.178	177	368	16
	Gesamt	dwt	812	2.470	10.331	86	195	9
Chemikalentanker	≤	4.999 dwt	509	296	2.559	13	52	2
	5.000	≤ 9.999 dwt	864	765	5.172	29	108	4
	10.000	≤ 19.999 dwt	879	1.145	6.391	45	137	6
	20.000	≤ 29.999 dwt	538	2.549	9.696	102	211	10
	30.000	≤ 49.999 dwt	690	2.187	9.072	82	193	9
	50.000	≤ dwt	536	2.741	10.313	104	220	10
	Gesamt	dwt	745	1.377	6.699	53	142	6
	≤	4.999 dwt	891	324	3.871	16	65	3
Andere Flüssigtanker	5.000	≤ 9.999 dwt	626	672	4.117	26	49	3
	10.000	≤ 19.999 dwt	559	6.739	22.840	310	658	23
	20.000	≤ dwt	1.092	15.082	50.528	735	1.499	56
	Gesamt	dwt	841	3.745	14.379	179	385	15
	≤	4.999 dwt	753	263	3.226	10	60	3
	5.000	≤ 9.999 dwt	583	1.126	5.396	48	125	5
LPG-Tanker	10.000	≤ 19.999 dwt	394	2.384	8.723	97	180	9
	20.000	≤ dwt	542	5.927	20.394	183	324	21
	Gesamt	dwt	571	1.815	7.521	67	147	7

LNG-Tanker	≤ 9.999 dwt	2.082	18	5.919	1	26	6
	10.000 ≤ 19.999 dwt	0	948	2.637	4	11	3
	20.000 ≤ 39.999 dwt	1.480	7.027	23.538	16	84	27
	40.000 ≤ 59.999 dwt	/	/	/	/	/	/
	60.000 ≤ 99.999 dwt	262	17.847	51.249	199	292	27
	100.000 ≤ dwt	597	23.970	76.555	1.219	1.911	71
	Gesamt	dwt	908	13.121	41.992	458	725
Kühlschiffe	≤ 4.999 dwt	662	1.033	5.381	31	105	4
	5.000 ≤ 9.999 dwt	224	2.546	8.745	77	215	8
	10.000 ≤ dwt	461	4.914	16.996	135	402	14
	Gesamt	dwt	471	2.941	10.794	83	250
Offshoreschiffe	≤ 999 dwt	88	17	337	1	5	0
	1.000 ≤ 1.999 dwt	197	307	1.605	6	32	1
	2.000 ≤ 3.999 dwt	142	489	1.999	13	36	2
	4.000 ≤ 5.999 dwt	742	457	3.836	8	68	3
	6.000 ≤ dwt	753	1.297	6.458	64	114	5
	Gesamt	dwt	259	316	1.827	10	33
Autotransporter	≤ 2.499 dwt	0	141	446	3	8	0
	2.500 ≤ 4.999 dwt	2.323	815	9.987	44	223	8
	5.000 ≤ 9.999 dwt	3.873	583	14.196	31	363	14
	10.000 ≤ 14.999 dwt	860	4.427	16.543	226	454	17
	15.000 ≤ 19.999 dwt	788	6.559	22.933	327	575	24
	20.000 ≤ 24.999 dwt	642	6.912	23.598	338	559	25
	25.000 ≤ dwt	1.133	8.220	29.252	399	787	31
	Gesamt	dwt	916	6.382	22.810	315	569

	≤	2.499	dwt	91	412	1.585	14	32	1	
Ro-Ro-Schiffe	2.500	≤	4.999	dwt	632	823	4.606	34	97	4
	5.000	≤	9.999	dwt	1.660	3.307	15.576	148	328	13
	10.000	≤	14.999	dwt	7.002	3.924	34.624	139	716	31
	15.000	≤		dwt	4.808	5.174	31.523	189	763	31
	Gesamt			dwt	3.980	3.436	23.435	131	511	22
	≤	999	dwt		187	773	3.045	20	63	2
Ro-Ro-/Passagier-fähren	1.000	≤	1.999	dwt	751	981	5.466	40	108	4
	2.000	≤	3.999	dwt	467	2.234	8.489	94	170	6
	4.000	≤	5.999	dwt	4.988	2.844	24.931	121	514	20
	6.000	≤		dwt	10.504	3.751	44.156	101	945	38
	Gesamt			dwt	4.248	2.282	20.406	76	430	17
	≤	499	BRZ		33	10	138	0	2	0
Passagierschiffe	500	≤	999	BRZ	273	20	937	1	16	1
	1.000	≤	1.999	BRZ	666	54	2.308	1	9	2
	2.000	≤	2.999	BRZ	40	979	3.231	21	61	2
	3.000	≤	4.999	BRZ	/	/	/	/	/	/
	5.000	≤		BRZ	0	5.385	17.148	69	376	14
	Gesamt			BRZ	65	1.686	5.580	22	120	5
Kreuzfahrtschiffe	≤	4.999	BRZ		46	333	1.197	10	22	1
	5.000	≤	24.999	BRZ	1.052	2.566	11.452	84	223	9
	25.000	≤	54.999	BRZ	1.832	4.852	21.122	155	407	17
	55.000	≤	84.999	BRZ	2.659	9.845	39.440	269	712	28
	85.000	≤	114.999	BRZ	4.985	13.436	58.479	79	832	37
	115.000	≤		BRZ	8.203	16.765	78.941	234	1.084	60
	Gesamt			BRZ	3.657	9.145	40.495	157	622	29

Behördenschiffe	Gesamt	/	137	60	628	2	11	0
Yachten	Gesamt	/	27	254	897	1	12	1
	≤ 499 BRZ		80	24	334	0	5	0
	500 ≤ 999 BRZ		87	57	462	1	8	0
	1.000 ≤ 1.999 BRZ		71	217	917	4	16	1
Sonstige	2.000 ≤ 2.999 BRZ		157	304	1.471	5	27	1
	3.000 ≤ 4.999 BRZ		162	199	1.151	5	20	1
	5.000 ≤ BRZ		225	564	2.495	18	46	2
	Gesamt	BRZ	104	132	752	3	13	1

Tabelle 50 | Detaillierte Seeschiffsflottenauswertung für Kraftstoffverbräuche und Emissionen (2019)

Schiffstyp	Größenklasse		Einheit		Westafrika	Ostafrika	Südafrika	Nordasien	Ostasien	Südasien	Südostasien	Australien und Neuseeland	Neuguinea Pazifik	Nordeuropa	Westeuropa	Mittelmeer	Westküste Nordamerika	Ostküste Nordamerika	Westküste Südamerika	Ostküste Südamerika	Zentralamerika Golf von Mexiko
Containerschiffe	≤	19.999 dwt	17%	0%	1%	2%	12%	6%	10%	0%	1%	30%	49%	37%	1%	7%	3%	3%	14%		
	20.000 ≤	39.999 dwt	21%	9%	6%	0%	32%	18%	37%	4%	1%	13%	27%	30%	4%	13%	6%	4%	23%		
	40.000 ≤	79.999 dwt	22%	7%	12%	0%	38%	28%	37%	16%	0%	5%	49%	38%	14%	33%	12%	14%	36%		
	80.000 ≤	119.999 dwt	14%	24%	21%	0%	63%	51%	62%	22%	0%	8%	60%	68%	26%	43%	16%	18%	46%		
	120.000 ≤	159.999 dwt	6%	6%	7%	0%	83%	66%	78%	0%	0%	3%	84%	76%	28%	20%	14%	7%	17%		
	160.000 ≤	dwt	1%	0%	1%	0%	100%	72%	100%	0%	0%	38%	97%	91%	4%	1%	0%	0%	1%		
	Gesamt		dwt	17%	8%	8%	0%	41%	29%	42%	8%	0%	16%	51%	46%	10%	20%	8%	8%	25%	
Stückgutfrachter	≤	2.499 dwt	9%	0%	1%	1%	0%	7%	1%	0%	0%	55%	52%	32%	0%	1%	1%	1%	1%	6%	
	2.500 ≤	4.999 dwt	18%	1%	0%	0%	1%	3%	2%	0%	0%	78%	82%	53%	0%	1%	0%	1%	1%	2%	
	5.000 ≤	9.999 dwt	39%	2%	6%	1%	13%	14%	14%	5%	1%	77%	85%	71%	3%	12%	4%	11%	18%		
	10.000 ≤	14.999 dwt	43%	9%	20%	2%	47%	39%	48%	19%	3%	65%	86%	83%	10%	43%	14%	24%	50%		
	15.000 ≤	24.999 dwt	30%	5%	12%	7%	45%	33%	42%	16%	2%	69%	82%	55%	13%	44%	12%	22%	47%		
	25.000 ≤	dwt	18%	1%	17%	0%	77%	32%	72%	20%	1%	33%	80%	53%	21%	32%	12%	42%	50%		
	Gesamt		dwt	25%	2%	5%	1%	15%	13%	16%	5%	1%	70%	79%	58%	4%	12%	4%	9%	16%	
Massengutfrachter	≤	19.999 dwt	29%	0%	5%	0%	2%	3%	2%	0%	0%	74%	82%	49%	0%	9%	0%	11%	15%		
	20.000 ≤	39.999 dwt	47%	6%	15%	0%	27%	19%	27%	15%	1%	67%	84%	76%	16%	39%	27%	63%	55%		
	40.000 ≤	79.999 dwt	36%	12%	28%	0%	66%	48%	65%	21%	0%	53%	67%	58%	20%	23%	11%	53%	39%		
	80.000 ≤	119.999 dwt	23%	4%	21%	0%	67%	46%	61%	49%	0%	66%	73%	48%	16%	40%	5%	52%	40%		
	120.000 ≤	dwt	10%	1%	35%	0%	99%	32%	95%	74%	0%	21%	47%	29%	13%	31%	5%	61%	22%		
	Gesamt		dwt	33%	7%	23%	0%	56%	35%	54%	30%	0%	56%	71%	57%	16%	31%	13%	55%	40%	

	≤	19.999 dwt	8%	2%	0%	4%	9%	10%	2%	0%	0%	59%	59%	28%	0%	2%	1%	2%	5%
Öltanker	20.000	≤ 39.999 dwt	33%	3%	0%	0%	8%	28%	25%	3%	3%	64%	72%	50%	0%	6%	3%	11%	11%
	40.000	≤ 79.999 dwt	25%	7%	7%	0%	47%	56%	66%	8%	0%	47%	66%	39%	27%	53%	8%	19%	53%
	80.000	≤ 119.999 dwt	9%	1%	0%	0%	15%	15%	24%	6%	1%	84%	96%	69%	3%	31%	1%	5%	57%
	120.000	≤ dwt	59%	0%	4%	0%	25%	18%	63%	9%	0%	50%	88%	57%	5%	11%	9%	7%	38%
	Gesamt	dwt	21%	2%	2%	1%	19%	22%	31%	5%	1%	65%	79%	51%	6%	22%	4%	7%	36%
Chemikalien-tanker	≤ 4.999 dwt		22%	0%	0%	2%	3%	1%	1%	0%	0%	86%	90%	36%	0%	1%	0%	0%	1%
	5.000	≤ 9.999 dwt	35%	1%	1%	1%	1%	2%	1%	0%	0%	85%	98%	55%	0%	4%	1%	4%	6%
	10.000	≤ 19.999 dwt	14%	0%	1%	0%	17%	19%	19%	1%	0%	74%	87%	50%	3%	29%	6%	7%	27%
	20.000	≤ 29.999 dwt	24%	7%	16%	9%	31%	33%	47%	7%	0%	73%	96%	73%	13%	49%	20%	27%	64%
	30.000	≤ 49.999 dwt	45%	2%	9%	0%	23%	18%	32%	6%	2%	66%	92%	70%	8%	31%	6%	19%	42%
	50.000	≤ dwt	32%	0%	6%	0%	35%	13%	39%	6%	10%	65%	84%	42%	29%	65%	13%	39%	71%
	Gesamt	dwt	29%	1%	4%	1%	14%	13%	18%	2%	1%	75%	92%	56%	5%	23%	5%	11%	27%
Andere Flüssigtanker	≤ 4.999 dwt		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	73%	73%	36%	0%	0%	0%	0%	9%
	5.000	≤ 9.999 dwt	40%	0%	0%	0%	0%	20%	0%	0%	0%	100%	100%	40%	0%	0%	0%	0%	0%
	10.000	≤ 19.999 dwt	0%	0%	0%	0%	100%	0%	100%	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	100%	50%
	20.000	≤ dwt	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	100%	100%
	Gesamt	dwt	10%	0%	0%	0%	10%	5%	10%	10%	0%	62%	86%	29%	0%	24%	0%	24%	24%
LPG-Tanker	≤ 4.999 dwt		12%	0%	0%	0%	2%	4%	0%	0%	0%	88%	96%	29%	0%	0%	0%	0%	2%
	5.000	≤ 9.999 dwt	34%	0%	0%	0%	19%	5%	15%	0%	0%	44%	65%	53%	0%	2%	0%	13%	31%
	10.000	≤ 19.999 dwt	12%	2%	5%	0%	39%	32%	41%	0%	0%	37%	68%	76%	0%	0%	2%	22%	41%
	20.000	≤ dwt	27%	7%	10%	0%	27%	13%	17%	3%	0%	57%	70%	37%	0%	10%	3%	20%	57%
	Gesamt	dwt	22%	2%	3%	0%	20%	12%	17%	1%	0%	57%	75%	49%	0%	2%	1%	13%	29%

	≤ 9.999 dwt	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	
LNG-Tanker	10.000 ≤ 19.999 dwt	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	
	20.000 ≤ 39.999 dwt	0%	0%	0%	0%	100%	0%	100%	0%	0%	100%	100%	100%	0%	0%	0%	100%	
	40.000 ≤ 59.999 dwt	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	60.000 ≤ 99.999 dwt	0%	0%	0%	0%	67%	100%	67%	0%	0%	0%	33%	100%	0%	0%	0%	33%	
	100.000 ≤ dwt	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	0%	0%	50%	100%	50%	0%	0%	0%	25%	
	Gesamt	dwt	0%	0%	0%	58%	58%	58%	0%	0%	50%	75%	50%	0%	0%	0%	33%	
Kühlschiffe	≤ 4.999 dwt	13%	0%	4%	9%	26%	0%	4%	0%	0%	65%	65%	13%	0%	0%	0%	0%	
	5.000 ≤ 9.999 dwt	53%	24%	35%	0%	53%	6%	47%	0%	6%	0%	18%	12%	0%	18%	24%	35%	
	10.000 ≤ dwt	39%	6%	30%	6%	48%	3%	30%	18%	0%	48%	67%	36%	3%	30%	52%	36% 64%	
	Gesamt	dwt	34%	8%	23%	5%	42%	3%	26%	8%	1%	42%	55%	23%	1%	18%	29%	25% 37%
Offshore-schiffe	≤ 999 dwt	4%	0%	0%	0%	3%	4%	0%	0%	0%	37%	84%	5%	0%	0%	3%	1%	
	1.000 ≤ 1.999 dwt	17%	0%	5%	0%	2%	21%	2%	0%	0%	40%	55%	29%	0%	2%	0%	2% 7%	
	2.000 ≤ 3.999 dwt	18%	2%	7%	0%	0%	2%	13%	2%	0%	39%	63%	32%	0%	4%	0%	0% 14%	
	4.000 ≤ 5.999 dwt	12%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	0%	0%	71%	83%	24%	2%	0%	0%	10% 0%	
	6.000 ≤ dwt	9%	0%	0%	0%	0%	0%	9%	0%	0%	59%	91%	23%	0%	5%	0%	5% 5%	
	Gesamt	dwt	10%	0%	2%	0%	1%	6%	4%	0%	45%	76%	19%	0%	1%	0%	3% 5%	
Auto-transporter	≤ 2.499 dwt	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	67%	67%	67%	0%	0%	0%	0%	
	2.500 ≤ 4.999 dwt	8%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	31%	0%	0%	0%	8%	
	5.000 ≤ 9.999 dwt	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	91%	100%	9%	0%	0%	0%	0%	
	10.000 ≤ 14.999 dwt	24%	3%	6%	0%	9%	9%	18%	0%	0%	21%	94%	82%	0%	24%	3%	6% 21%	
	15.000 ≤ 19.999 dwt	25%	31%	46%	0%	86%	66%	84%	27%	3%	27%	98%	80%	55%	76%	28%	15% 80%	
	20.000 ≤ 24.999 dwt	32%	26%	45%	0%	95%	76%	93%	35%	3%	33%	100%	91%	51%	73%	46%	16% 77%	
	25.000 ≤ dwt	23%	17%	48%	0%	98%	53%	92%	63%	0%	45%	100%	75%	60%	87%	30%	2% 83%	
	Gesamt	dwt	26%	23%	40%	0%	79%	59%	78%	31%	2%	36%	99%	80%	46%	67%	32% 12% 70%	

	≤ 2.499	dwt	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	60%	30%	0%	0%	0%	0%	10%
Ro-Ro-Schiffe	2.500 ≤ 4.999	dwt	3%	3%	0%	0%	0%	7%	7%	0%	0%	23%	30%	40%	10%	0%	3%	3%	20%
	5.000 ≤ 9.999	dwt	10%	2%	2%	0%	10%	20%	18%	2%	0%	49%	53%	47%	2%	2%	0%	0%	4%
	10.000 ≤ 14.999	dwt	6%	5%	0%	0%	0%	5%	2%	0%	0%	65%	62%	30%	0%	3%	0%	0%	2%
	15.000 ≤	dwt	45%	0%	0%	0%	2%	5%	2%	0%	0%	24%	81%	31%	0%	19%	0%	21%	14%
	Gesamt	dwt	15%	3%	1%	0%	3%	9%	7%	1%	0%	44%	59%	36%	2%	6%	1%	5%	8%
Ro-Ro-/Passagier-fähren	≤ 999	dwt	8%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	44%	54%	25%	0%	6%	0%	0%	3%
	1.000 ≤ 1.999	dwt	7%	0%	0%	0%	0%	13%	7%	0%	0%	20%	27%	27%	7%	13%	0%	7%	0%
	2.000 ≤ 3.999	dwt	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	39%	6%	44%	17%	0%	0%	0%	0%
	4.000 ≤ 5.999	dwt	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	48%	22%	37%	0%	4%	0%	0%	0%
	6.000 ≤	dwt	0%	0%	0%	0%	0%	2%	0%	0%	0%	61%	27%	20%	0%	0%	0%	0%	0%
Passagierschiffe	Gesamt	dwt	3%	0%	0%	0%	0%	2%	1%	0%	0%	47%	31%	28%	3%	4%	0%	1%	1%
	≤ 499	BRZ	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	65%	56%	4%	0%	2%	0%	0%	2%
	500 ≤ 999	BRZ	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	27%	73%	9%	9%	9%	0%	0%	9%
	1.000 ≤ 1.999	BRZ	33%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	33%	33%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	2.000 ≤ 2.999	BRZ	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	50%	50%	0%	0%	50%	50%	50%	0%
	3.000 ≤ 4.999	BRZ	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	5.000 ≤	BRZ	0%	0%	0%	0%	8%	0%	88%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	4%	4%
Kreuzfahrtschiffe	Gesamt	BRZ	5%	0%	0%	0%	2%	0%	24%	0%	0%	41%	42%	3%	1%	3%	2%	2%	3%
	≤ 4.999	BRZ	24%	0%	0%	5%	0%	10%	5%	0%	0%	62%	71%	29%	5%	10%	24%	14%	29%
	5.000 ≤ 24.999	BRZ	54%	8%	15%	0%	12%	4%	15%	4%	0%	77%	73%	35%	15%	50%	31%	42%	54%
	25.000 ≤ 54.999	BRZ	69%	21%	21%	0%	24%	41%	41%	34%	10%	90%	93%	86%	14%	45%	24%	24%	52%
	55.000 ≤ 84.999	BRZ	50%	9%	6%	0%	16%	34%	28%	22%	16%	59%	75%	72%	19%	47%	13%	13%	63%
	85.000 ≤ 114.999	BRZ	42%	17%	13%	4%	21%	33%	25%	17%	13%	63%	83%	75%	29%	42%	4%	21%	71%
	115.000 ≤	BRZ	28%	0%	0%	0%	16%	13%	19%	9%	9%	44%	56%	41%	16%	50%	3%	3%	69%
	Gesamt	BRZ	45%	9%	9%	1%	15%	23%	23%	15%	9%	65%	75%	57%	16%	42%	16%	19%	57%

Behörden-schiffe	Gesamt	/	4%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	54%	75%	1%	0%	4%	3%	3%	1%
Yachten	Gesamt	/	8%	2%	0%	0%	1%	11%	6%	4%	4%	26%	68%	76%	2%	20%	1%	1%	35%
Sonstige	≤ 499 BRZ	BRZ	5%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	52%	73%	12%	0%	1%	0%	1%	2%
	500 ≤ 999 BRZ	BRZ	4%	0%	0%	0%	1%	8%	0%	1%	0%	54%	57%	20%	1%	1%	3%	4%	1%
	1.000 ≤ 1.999 BRZ	BRZ	14%	0%	1%	13%	5%	1%	2%	0%	0%	47%	48%	12%	2%	12%	1%	1%	1%
	2.000 ≤ 2.999 BRZ	BRZ	6%	0%	0%	6%	22%	4%	4%	0%	2%	34%	46%	8%	4%	2%	0%	0%	2%
	3.000 ≤ 4.999 BRZ	BRZ	16%	0%	2%	0%	16%	6%	2%	0%	0%	63%	67%	20%	2%	0%	2%	4%	2%
	5.000 ≤	BRZ	17%	2%	8%	0%	17%	6%	12%	1%	5%	44%	60%	12%	5%	5%	6%	5%	8%
	Gesamt	BRZ	8%	0%	1%	2%	5%	3%	2%	0%	1%	50%	65%	13%	1%	3%	1%	2%	3%

Tabelle 51 | Detaillierte Seeschiffsflottenauswertung des Anlaufverhaltens* (2019)

*Anteil der Schiffe mit mindestens einem Hafenanlauf im jeweiligen Fahrtgebiet

Schiffstyp	Größenklasse	Einheit	MC	ME-B	ME-C	ME-GI	ME-GA	ME-GIE	ME-LGIM	ME-LGIP	Gesamt	Technisch umrüst-bar	Kommerz. umrüst-bar	Ohne Nach-behand.	LNG Ready
Containerschiffe	≤ 19.999 dwt	dwt	76	1	8	0	0	0	0	0	85	9%	4%	0%	0%
	20.000 ≤ 39.999 dwt	dwt	272	11	63	0	0	0	0	0	346	18%	10%	10%	1%
	40.000 ≤ 79.999 dwt	dwt	216	0	47	0	0	0	0	0	263	18%	17%	16%	0%
	80.000 ≤ 119.999 dwt	dwt	70	0	86	0	0	0	0	0	156	55%	43%	21%	0%
	120.000 ≤ 159.999 dwt	dwt	3	0	90	1	0	0	0	0	94	97%	90%	51%	12%
	160.000 ≤ dwt	dwt	12	0	120	0	0	0	0	0	132	91%	91%	24%	30%
	Gesamt	dwt	649	12	414	1	0	0	0	0	1.076	39%	33%	18%	5%
Stückgutfrachter	≤ 2.499 dwt	dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	/	/	/	/
	2.500 ≤ 4.999 dwt	dwt	6	0	0	0	0	0	0	0	6	0%	0%	0%	0%
	5.000 ≤ 9.999 dwt	dwt	16	0	0	0	0	0	0	0	16	0%	0%	0%	0%
	10.000 ≤ 14.999 dwt	dwt	33	10	6	0	0	0	0	0	49	12%	12%	12%	0%
	15.000 ≤ 24.999 dwt	dwt	25	1	0	1	0	0	0	0	27	4%	4%	4%	0%
	25.000 ≤ dwt	dwt	45	20	10	1	0	0	0	0	76	14%	14%	14%	0%
	Gesamt	dwt	125	31	16	2	0	0	0	0	174	10%	10%	10%	0%
Massengutfrachter	≤ 19.999 dwt	dwt	10	0	0	0	0	0	0	0	10	0%	0%	0%	0%
	20.000 ≤ 39.999 dwt	dwt	129	70	9	0	0	0	0	0	208	4%	4%	4%	0%
	40.000 ≤ 79.999 dwt	dwt	197	64	47	0	0	0	0	0	308	15%	15%	15%	0%
	80.000 ≤ 119.999 dwt	dwt	104	0	83	0	0	0	0	0	187	44%	44%	32%	0%
	120.000 ≤ dwt	dwt	50	0	41	0	0	0	0	0	91	45%	45%	16%	0%
	Gesamt	dwt	490	134	180	0	0	0	0	0	804	22%	22%	16%	0%

	≤	19.999 dwt	8	0	0	0	0	0	0	8	0%	0%	0%	0%
	20.000	≤ 39.999 dwt	18	0	0	0	0	0	0	18	0%	0%	0%	0%
	40.000	≤ 79.999 dwt	47	0	1	0	0	0	0	48	2%	2%	2%	0%
	80.000	≤ 119.999 dwt	77	1	45	0	0	0	0	123	37%	34%	28%	0%
	120.000	≤ dwt	28	1	17	0	0	0	0	46	37%	33%	13%	2%
	Gesamt	dwt	178	2	63	0	0	0	0	243	26%	24%	17%	0%
Öltanker	≤	4.999 dwt	3	0	0	0	0	0	0	3	0%	0%	0%	0%
	5.000	≤ 9.999 dwt	29	1	0	0	0	0	0	30	0%	0%	0%	0%
	10.000	≤ 19.999 dwt	103	13	2	2	0	0	0	120	3%	3%	3%	2%
	20.000	≤ 29.999 dwt	17	6	0	0	0	0	0	23	0%	0%	0%	0%
	30.000	≤ 49.999 dwt	107	52	19	0	0	0	0	178	11%	10%	2%	0%
	50.000	≤ dwt	16	2	4	0	0	0	0	22	18%	18%	5%	0%
	Gesamt	dwt	275	74	25	2	0	0	0	376	7%	7%	2%	1%
LPG-Tanker	≤	4.999 dwt	14	0	0	0	0	0	0	14	0%	0%	0%	0%
	5.000	≤ 9.999 dwt	30	5	0	0	0	0	0	35	0%	0%	0%	0%
	10.000	≤ 19.999 dwt	14	8	8	0	0	0	0	30	27%	27%	17%	0%
	20.000	≤ dwt	12	7	3	0	0	3	0	0	25	24%	24%	20%
	Gesamt	dwt	70	20	11	0	0	3	0	0	104	13%	13%	10%
LNG-Tanker	≤	9.999 dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	/	/	/	/
	10.000	≤ 19.999 dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	/	/	/	/
	20.000	≤ 39.999 dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	/	/	/	/
	40.000	≤ 59.999 dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	/	/	/	/
	60.000	≤ 99.999 dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	/	/	/	/
	100.000	≤ dwt	0	0	4	0	0	0	0	4	100%	100%	100%	0%
	Gesamt	dwt	0	0	4	0	0	0	0	4	100%	100%	100%	0%

	≤	4.999 dwt	2	0	0	0	0	0	0	2	0%	0%	0%	0%
Kühlschiffe	5.000	≤ 9.999 dwt	1	0	0	0	0	0	0	1	0%	0%	0%	0%
	10.000	≤ dwt	11	0	1	0	0	0	0	12	8%	8%	8%	0%
	Gesamt	dwt	14	0	1	0	0	0	0	15	7%	7%	7%	0%
	≤	2.499 dwt	2	0	0	0	0	0	0	2	0%	0%	0%	0%
Autotransporter	2.500	≤ 4.999 dwt	4	0	0	0	0	0	0	4	0%	0%	0%	0%
	5.000	≤ 9.999 dwt	7	0	0	0	0	0	0	7	0%	0%	0%	0%
	10.000	≤ 14.999 dwt	28	0	1	0	0	0	0	29	3%	3%	3%	0%
	15.000	≤ 19.999 dwt	40	2	26	2	0	0	0	70	40%	37%	27%	0%
	20.000	≤ 24.999 dwt	49	0	48	0	0	0	0	97	49%	49%	39%	0%
	25.000	≤ dwt	38	0	22	0	0	0	0	60	37%	37%	25%	0%
	Gesamt	dwt	168	2	97	2	0	0	0	269	37%	36%	27%	0%
	≤	2.499 dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	/	/	/	/
Ro-Ro-Schiffe	2.500	≤ 4.999 dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	/	/	/	/
	5.000	≤ 9.999 dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	/	/	/	/
	10.000	≤ 14.999 dwt	5	0	0	0	0	0	0	5	0%	0%	0%	0%
	15.000	≤ dwt	6	2	0	0	0	0	0	8	0%	0%	0%	0%
	Gesamt	dwt	11	2	0	0	0	0	0	13	0%	0%	0%	0%
	≤	999 dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	/	/	/	/
Ro-Ro-/Passagier- fähren	1.000	≤ 1.999 dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	/	/	/	/
	2.000	≤ 3.999 dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	/	/	/	/
	4.000	≤ 5.999 dwt	2	0	0	0	0	0	0	2	0%	0%	0%	0%
	6.000	≤ dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	/	/	/	/
	Gesamt	dwt	2	0	0	0	0	0	0	2	0%	0%	0%	0%

Tabelle 52 | Detaillierte Seeschiffsflottenauswertung für MAN ES 2-Takt-Motoren inkl. Umrüstungspotenziale (Stand 30. September 2021)

Schiffstyp	Größenklasse	Einheit	MAN 4-Takt-Motorenportfolio							Wärtsilä 4-Takt-Motorenportfolio							Gesamt	Technisch umrüst-bar	Kommerz. umrüst-bar	Ohne Nach-behand.					
			L+V 51/60DF	L+V 48/60CR	L35/44DF	L+V 32/44CR	L+V 32/40	V28/33D	L27/38	L21/31	175D	14	20(DF)	26	31(DF)/(SG)	32	34DF	46(DF)	32M	46TS(-DF)					
Containerschiffe	≤ 19.999 dwt	dwt	1	37	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	44	100 %	34 %	34 %	
	20.000 ≤ 39.999 dwt	dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	5	100 %	0 %	0 %	
	40.000 ≤ 79.999 dwt	dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	80.000 ≤ 119.999 dwt	dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	120.000 ≤ 159.999 dwt	dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	160.000 ≤	dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Gesamt	dwt	1	37	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	49	100 %	31 %	31 %	
Stückgutfrachter	≤ 2.499 dwt	dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	2	100 %	0 %	0 %
	2.500 ≤ 4.999 dwt	dwt	0	1	0	0	4	3	3	2	0	0	63	21	0	34	0	0	0	0	128	81 %	43 %	42 %	
	5.000 ≤ 9.999 dwt	dwt	0	11	0	0	29	9	9	0	0	0	12	25	0	31	0	7	0	0	124	73 %	35 %	35 %	
	10.000 ≤ 14.999 dwt	dwt	0	6	0	3	1	1	1	0	0	0	0	0	0	18	0	20	0	0	49	92 %	53 %	41 %	
	15.000 ≤ 24.999 dwt	dwt	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	20	0	0	29	100 %	100 %	76 %
	25.000 ≤	dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	100 %	100 %	100 %
	Gesamt	dwt	0	18	0	3	36	13	13	2	0	0	77	46	0	91	0	47	0	0	333	81 %	47 %	42 %	
Massengutfrachter	≤ 19.999 dwt	dwt	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3	3	0	0	0	8	50 %	0 %	0 %
	20.000 ≤ 39.999 dwt	dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	40.000 ≤ 79.999 dwt	dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	80.000 ≤ 119.999 dwt	dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	120.000 ≤	dwt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Gesamt	dwt	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3	3	0	0	0	8	50 %	0 %	0 %

Öltanker	\leq 19.999 dwt	0 2 0 0 1 0 0 0 0 0	0 9 4 0 4 5 0 0 0 0	25	64 %	44 %	44 %
	20.000 \leq 39.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	40.000 \leq 79.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	80.000 \leq 119.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	120.000 \leq dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	Gesamt	0 2 0 0 1 0 0 0 0 0	0 9 4 0 4 5 0 0 0 0	25	64 %	44 %	44 %
Chemikalien-tanker	\leq 4.999 dwt	0 0 0 0 0 5 5 1 0	0 5 0 0 5 0 0 0 0 0	16	69 %	38 %	38 %
	5.000 \leq 9.999 dwt	0 1 0 5 17 18 18 0 0	0 3 1 0 18 1 0 0 0	64	61 %	34 %	34 %
	10.000 \leq 19.999 dwt	0 29 0 0 8 1 1 0 0	0 2 0 0 5 3 20 0 0	68	94 %	66 %	66 %
	20.000 \leq 29.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 3 0 0	3	100 %	0 %	0 %
	30.000 \leq 49.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 1 0 0	1	100 %	0 %	0 %
	50.000 \leq dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	Gesamt	0 30 0 5 25 24 24 1 0	0 10 1 0 29 4 24 0 0	153	78 %	48 %	48 %
Andere Flüssigtanker	\leq 4.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 3 0 0 0 0 0	3	100 %	100 %	100 %
	5.000 \leq 9.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 1 0 1 0 0 0 0 0	2	50 %	50 %	50 %
	10.000 \leq 19.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	20.000 \leq dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	Gesamt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 1 0 4 0 0 0 0 0	5	80 %	80 %	80 %
LPG-Tanker	\leq 4.999 dwt	0 0 0 0 4 7 7 0 0	0 1 1 0 3 2 0 0 0 0	18	44 %	22 %	22 %
	5.000 \leq 9.999 dwt	0 0 0 0 1 0 0 0 0	0 0 0 0 1 0 0 0 0 0	2	100 %	0 %	0 %
	10.000 \leq 19.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	20.000 \leq dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	Gesamt	0 0 0 0 5 7 7 0 0	0 1 1 0 4 2 0 0 0 0	20	50 %	20 %	20 %

LNG-Tanker	\leq 9.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 1 0 0 0 0 0 0 0 0	1	100 %	100 %	100 %
	10.000 \leq 19.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	20.000 \leq 39.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	40.000 \leq 59.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	60.000 \leq 99.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	100.000 \leq dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	Gesamt	dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 1 0 0 0 0 0 0 0 0	1	100 %	100 %
Kühlschiffe	\leq 4.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 3 0 0 0 0	3	100 %	0 %	0 %
	5.000 \leq 9.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	10.000 \leq dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	Gesamt	dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 3 0 0 0 0 0	3	100 %	0 %
Offshore-schiffe	\leq 999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	1.000 \leq 1.999 dwt	0 0 0 0 2 0 0 0 0 0	0 0 0 0 2 0 0 0 0 0	4	100 %	75 %	75 %
	2.000 \leq 3.999 dwt	0 0 0 0 6 0 0 0 0 0	0 0 0 0 1 0 0 0 0 0	7	100 %	86 %	86 %
	4.000 \leq 5.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 4 1 0 4 0 0 0 0 0	9	89 %	44 %	44 %
	6.000 \leq dwt	0 0 0 1 1 1 0 0 0 0	0 1 0 0 5 0 0 0 0 0	9	78 %	67 %	67 %
	Gesamt	dwt	0 0 0 1 9 1 1 0 0 0	0 5 1 0 12 0 0 0 0 0	29	90 %	66 %
Auto-transporter	\leq 2.499 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	2.500 \leq 4.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 3 0 0 0 0 0	3	100 %	0 %	0 %
	5.000 \leq 9.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 1 0 0	1	100 %	0 %	0 %
	10.000 \leq 14.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	15.000 \leq 19.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	20.000 \leq 24.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	25.000 \leq dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0			
	Gesamt	dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 3 0 1 0 0 0	4	100 %	0 %

	≤ 2.499 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0	
Ro-Ro-Schiffe	2.500 ≤ 4.999 dwt	0 0 0 0 2 0 0 0 0 0	0 0 0 0 5 0 0 0 0 0	7	100 % 29 % 29 %
	5.000 ≤ 9.999 dwt	0 7 0 0 10 0 0 0 0 0	0 0 0 0 3 0 13 0 0 0	33	100 % 21 % 21 %
	10.000 ≤ 14.999 dwt	0 15 0 0 0 0 0 1 0 0	0 0 0 0 1 0 11 0 0 0	28	100 % 86 % 32 %
	15.000 ≤ dwt	0 3 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 6 0 0 0	9	100 % 100 % 0 %
	Gesamt	0 25 0 0 12 0 0 1 0 0	0 0 0 0 9 0 30 0 0 0	77	100 % 55 % 23 %
	≤ 999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 3 0 0 0 0 0 0 0 0	3	100 % 33 % 33 %
Ro-Ro-/Passagier-fähren	1.000 ≤ 1.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 2 0 0 3 0 0 0 0 0	5	100 % 60 % 60 %
	2.000 ≤ 3.999 dwt	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0	
	4.000 ≤ 5.999 dwt	0 1 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 1 2 0 0 0 0 0	4	75 % 25 % 25 %
	6.000 ≤ dwt	0 6 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 12 0 0 0	18	100 % 67 % 11 %
	Gesamt	0 7 0 0 0 0 0 0 0 0	0 5 0 1 5 0 12 0 0 0	30	97 % 57 % 23 %
	≤ 4.999 BRZ	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 1 0 0 0 0 0 0 0 0	1	100 % 0 % 0 %
Kreuzfahrt-schiffe	5.000 ≤ 24.999 BRZ	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 1 3 0 4 0 2 0 0 0	10	70 % 10 % 10 %
	25.000 ≤ 54.999 BRZ	0 1 0 4 2 0 0 0 0 0	0 0 0 0 5 0 1 0 0 0	13	69 % 8 % 0 %
	55.000 ≤ 84.999 BRZ	0 6 0 1 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 4 0 0	11	91 % 9 % 9 %
	85.000 ≤ 114.999 BRZ	0 6 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 9 0 0	15	100 % 73 % 0 %
	115.000 ≤ BRZ	0 10 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 18 0 0	28	100 % 93 % 14 %
	Gesamt	0 23 0 5 2 0 0 0 0 0	0 2 3 0 9 0 34 0 0 0	78	90 % 51 % 8 %

Tabelle 53 | Detaillierte Seeschiffsflottenauswertung der 4-Takt-Motoren der MAN ES und von Wärtsilä inkl. Umrüstungspotenziale (Stand 2. Mai 2022)