

Grünes Methanol als alternativer Schiffskraftstoff

Eine Betrachtung der in Deutschland fahrenden Schiffe



Grünes Methanol als alternativer Schiffskraftstoff

Eine Betrachtung der in Deutschland fahrenden Schiffe

Eine Studie im Auftrag von Greenpeace e.V., Februar 2025

Erstellt von:

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)
Institut für Maritime Energiesysteme
www.dlr.de/ms/
Düneberger Str. 108
21502 Geesthacht



Deutsches Zentrum
DLR für Luft- und Raumfahrt

Autor*innen:

Frank Dingfeld
Annika Fitz
Shaghayegh Kazemi Esfeh
Thorben Schwedt
Maximilian Johannes Simon-Schultz
Travis Teske

Kein Geld von Industrie und Staat

Greenpeace arbeitet international und kämpft mit gewaltfreien Aktionen für den Schutz der Lebensgrundlagen. Unser Ziel ist es, Umweltzerstörung zu verhindern, Verhaltensweisen zu ändern und Lösungen durchzusetzen. Greenpeace ist überparteilich und völlig unabhängig von Politik und Wirtschaft. Rund 620.000 Fördermitglieder in Deutschland spenden an Greenpeace und gewährleisten damit unsere tägliche Arbeit zum Schutz der Umwelt, der Völkerverständigung und des Friedens.

Impressum

Greenpeace e.V. Hongkongstraße 10, 20457 Hamburg, T 040 30618-0 **Pressestelle** T 040 30618-340, F 040 30618-340, presse@greenpeace.de, greenpeace.de **Politische Vertretung Berlin** Marienstraße 19-20, 10117 Berlin, T 030 308899-0
V.i.S.d.P. Clara Thompson **Titelfoto** © Axel Heimken / picture alliance / dpa **Stand** 04 / 2025

Einleitung

Greenpeace und Schiffe – das gehört zusammen. Von den Anfängen 1971, als ein Dutzend Umwelt- und Friedensaktivist:innen sich mit einem alten Fischkutter von der kanadischen Küste aufmachte, um vor der Küste Alaskas amerikanische Atombombentests zu verhindern. Bis zum Eisbrecher Arctic Sunrise, mit dem Greenpeace zuletzt im Herbst 2024 im Nordatlantik Daten gegen den dort geplanten Tiefseebergbau sammelte. In Deutschland ist seit gut zwei Jahrzehnten das Aktionsschiff Beluga II für Greenpeace im Einsatz.

Greenpeace weist auf Umweltprobleme hin – aber wir wollen auch Lösungen aufzeigen. In den 1990er Jahren präsentierten wir mit dem Smile das erste serienreife Drei-Liter-Auto. Heute zeigen wir, dass auch ein 30-Meter-Klipper wie die Beluga II aktiv zum Klimaschutz beitragen kann. Wir bauen das Schiff um: Bislang fuhr der Motorsegler mit Diesel, künftig wird er immer häufiger komplett emissionsfrei unterwegs sein.

Die Notwendigkeit für klimafreundliche Schifffahrt betont auch die Europäische Umweltagentur (EEA). Anfang Februar 2025 unterstrich sie, dass die europäische Schifffahrt deutlich mehr Anstrengungen unternehmen müsse, ihre CO₂-Emissionen zu senken. Die Schifffahrt ist im Vergleich zu anderen Transportmitteln energieeffizient, doch aufgrund der schieren Masse an transportierten Waren verursacht sie laut EEA dennoch 3 bis 4 Prozent der gesamten CO₂-Emissionen der EU. Um klimaneutral zu werden, muss der Sektor jetzt den Ausstieg aus fossilen Kraftstoffen beginnen.

Die vorliegende Studie beleuchtet die bestehenden Alternativen zu fossilen Schiffskraftstoffen. Sie zeigt die Chancen und Herausforderungen verschiedener Optionen und verdeutlicht: Eine klimafreundliche Schifffahrt wird unterschiedliche Ansätze nutzen müssen.

Doch ein Treibstoff sticht dabei besonders hervor: Grünes Methanol. Dieser Kraftstoff ist einfach in Häfen zu handhaben und birgt geringe Umweltrisiken. Bestehende Schiffsmotoren können problemlos auf Methanol umgerüstet werden. Und Grünes Methanol lässt sich klimaneutral herstellen. So könnten die CO₂-Emissionen der deutschen Flotte um bis zu 96 Prozent sinken. Grünes Methanol kann eine Schlüsselrolle im maritimen Wandel spielen.

Nach unserer Definition darf Grünes Methanol ausschließlich aus erneuerbarem Wasserstoff und CO₂ aus Direct Air Capture (DAC) produziert werden. Auch CO₂ aus Meerwasser könnte langfristig eine nachhaltige Quelle für die Methanolherstellung sein. Nicht dazu zählt sogenanntes Biomethanol, das aus Reststoffen oder organischen Abfällen gewonnen wird. Es stellt keine nachhaltige Lösung dar.

Dabei sehen wir die erheblichen Herausforderungen. Aktuell sind die Produktionskapazitäten für Grünes Methanol noch minimal – gleichzeitig wird der Bedarf der Schifffahrt enorm sein. Das zeigt die Dimension der nötigen Investitionen und Kooperationen. Auch deshalb wird Suffizienz wichtig für die Transformation der Schifffahrt. Neben der Umstellung von Schiffsantrieben muss auch der Kraftstoffverbrauch insgesamt sinken. Segelunterstützte Schiffe, eine Regionalisierung der Produktion und Transportwege werden dabei eine zentrale Rolle spielen.

Die vorliegende Studie quantifiziert die beschriebene Herausforderung: Der maximale Methanolbedarf der in Deutschland fahrenden Schiffe liegt bei 5,73 Mio. Tonnen pro Jahr (im Vergleich zu 2,94 Mio. Tonnen Diesel). Daraus leitet sich ein politischer Auftrag ab: Der geschätzte zukünftige Maximalbedarf und die bislang geringe Verfügbarkeit unterstreichen die Notwendigkeit politischer Unterstützung etwa durch Investitionsanreize, steuerliche Förderungen, die Förderung von Forschung und Entwicklung einer industriellen Produktion.

Wir glauben, dass diese Studie die Dringlichkeit der Veränderung unterstreicht und gleichzeitig motiviert, diesen Wandel aktiv mitzugestalten. Sie zeigt auf, unter welchen Bedingungen grünes Methanol eine sinnvolle und praktikable Alternative für die maritime Industrie sein kann – und wie wir gemeinsam die Schifffahrt klimafreundlich machen können.



Clara Thompson
Hamburg, April 2025

Inhaltsverzeichnis

Impressum.....	2
1. Einleitung.....	4
2. Flotte und die Emissionen.....	9
2.1. Definition der Fahrtgebiete und Gruppierung der Schiffe.....	9
2.2. Methodik der Energie- und Emissionsberechnung.....	12
2.2.1. Energienutzung und Emissionsmengen nach IMO.....	12
2.2.2. Regionale Zuordnung der Energiemengen.....	13
2.2.3. Unsicherheitsbewertung.....	14
2.2.4. Datenvergleich und Evaluierung.....	15
2.3. Ergebnisse der Energie- und Emissionsberechnung.....	17
2.3.1. Emissionen der beobachteten Flotte weltweit.....	17
2.3.2. Deutschland zugeordnete Emissionen und Energiemengen.....	20
2.3.3. Regionale Zuordnung der Energiemengen.....	21
3. Regenerativen Kraftstoffoptionen.....	24
3.1. Alternative Kraftstoffe und Antriebssysteme.....	24
3.2. Methanol als Kraftstoff an Bord von Schiffen.....	31
3.2.1. Methanol in Verbrennungsmotoren.....	32
3.2.2. Methanol als Wasserstoffträger für PEMFC.....	33
3.2.3. Methanol als Kraftstoff für SOFC.....	34
3.2.4. Vergleich der Systeme für die betrachtete Flotte.....	36
4. Einsatz von grünem Methanol in der Schifffahrt.....	39
4.1. Methanolherstellung und zukünftige Herausforderungen.....	39
4.2. Grünes Methanol.....	41
4.3. Methanol Import und Verfügbarkeit.....	42
4.4. Speicherung und Bereitstellung von Methanol.....	44
5. Zukünftiger Bedarf für die Bereitstellung von Methanol.....	46
5.1. Zukünftiger Methanol-Bedarf der betrachteten Flotte.....	46
5.2. Zukünftiger Methanol-Infrastruktur-Bedarf.....	49
6. Diskussion und Fazit.....	51
7. Literaturverzeichnis.....	56

1. Einleitung

Die vorliegende Studie hat zum Ziel, einen Überblick über das Klimaschutzpotential der Nutzung von grünem Methanol in deutschen Gewässern zu geben. Derzeit werden in der Schifffahrt Schweröl oder andere Marinediesel mit entsprechenden Emissionen als Kraftstoff verwendet. Internationale wie nationale Regulierungen zielen darauf ab, die daraus resultierenden Umweltauswirkungen künftig zu reduzieren und geben bspw. schrittweise CO₂-Einsparungen vor. In ihrer jüngst veröffentlichten Fassung der "Initial IMO Strategy" hat sich die Internationale Maritime Organisation (IMO) zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 die Klimaneutralität der weltweiten Schifffahrt zu erreichen [1]. Die Dekarbonisierung soll vorangetrieben werden, indem erneuerbare Kraftstoffe, basierend auf erneuerbaren Energiequellen, die fossilen Kraftstoffe ablösen. Die technischen und regulatorischen Voraussetzungen, um fossile Kraftstoffe in der Schifffahrt durch grünes Methanol zu ersetzen, sind bereits weit fortgeschritten.

Im Jahr 1997 hat die IMO dem Internationalen Übereinkommen von 1973 zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe (MARPOL) mit der Anlage VI ein Regelwerk beigefügt, welches der Luftverschmutzung durch Seeschiffe entgegenwirken soll. Dort werden Grenzwerte für den Schwefelgehalt in Schiffskraftstoffen sowie Vorgaben zur Reduzierung von Stickoxidemissionen festgelegt. Des Weiteren werden spezielle, für Luftverschmutzung besonders anfällige Gebiete, die Emission Control Areas (ECA), definiert. Im Rahmen der kontinuierlichen Weiterentwicklung des Regelwerks wurden Kontroll- und Überwachungsmechanismen etabliert, welche die Dokumentationen und Meldung von Schiffsverbrauchsdaten, sowie Effizienzsteigerungen vorschreiben. In der Binnenschifffahrt finden sich ähnliche Bestimmungen in Form von EU-Richtlinien, EU-Verordnungen, sowie Binnenwasserstraßen-Betriebsordnungen. Wie in der Seeschifffahrt wird auch hier ein maximaler Schwefelgehalt definiert sowie Grenzwerte für unterschiedliche Emissionen festgesetzt. Bei Nichteinhaltung werden entsprechende Maßnahmen auferlegt und Vorschriften zur Wartung und Inspektion erlassen. Entsprechende Kontrollen werden von den Hafenstaaten durchgeführt.

IMO Ziele und Maßnahmen

Die globale Schifffahrt nutzt bis auf wenige Ausnahmen ausschließlich fossile Kraftstoffe für den Antrieb. Dadurch ist sie verantwortlich für ca. 3 % der globalen CO₂-Emissionen sowie ca. 15 % der globalen NO_x- und 13 % der globalen SO_x-Emissionen. Die hauptsächliche Verwendung von Schweröl als Kraftstoff verursacht die meisten Emissionen. Dieses Rückstandsöl enthält neben Schwefel besonders viele Schadstoffe. Im Betrieb können diese jedoch nur bedingt gefiltert bzw. separiert werden, so dass die Luftbelastung durch die Abgase relativ hoch ist. [2]. Die obligatorische Umstellung auf schwefelarme Kraftstoffe in den Sulphur Emission Control Areas (SECA) (in der Regel küstennahe Bereiche) waren die ersten Auswirkungen von MARPOL Annex VI. Im Jahre 2003 publizierte die IMO ihre erste Strategie zur Reduzierung von Treibhausgasen [3]. Im Juli 2011 trat die Regelung zur Effizienzsteigerung von Neubauten durch die Einführung des Energy Efficiency

Design Index (EEDI) und des Ship Energy Efficiency Management Plan (SEEMP) in Kraft [3], welche zwei Jahre später auf einen verpflichtenden Technologietransfer in Entwicklungsländer ausgeweitet wurde [4]. Im Rahmen der Änderung zur Anlage VI wurde der SEEMP um die Verpflichtung zur Meldung von Daten zum Kraftstoffverbrauch an die zuständigen Behörden ergänzt [5]. 2018 hat die IMO mit der Resolution zur Reduzierung von Treibhausgasen (Initial IMO Strategy) das Ziel definiert, die Emissionen bis zum Jahr 2050 um 50 % zu reduzieren [6]. Im darauffolgenden Jahr wurden die Hafenstädte aufgefordert, die Schifffahrt beispielsweise durch die Bereitstellung von Landstromanschlüssen zu unterstützen [7]. In Reaktion auf die 2020 verschärften Richtlinien des EEDI wurde das Konzept 2021 mit dem Energy Efficiency Existing Ship Index (EEXI) auf in Fahrt befindliche Schiffe übertragen. Seit dem Inkrafttreten der Regelung 2023 besteht für Schiffe die Verpflichtung, den Kraftstoffverbrauch sowie ihren Carbon Intensity Indicator (CII) den zuständigen Verwaltungen zu melden. Die Daten werden verwendet, um ein Ranking-System zu erstellen. Die Verpflichtung zur Umsetzung entsprechender Maßnahmen zur Effizienzsteigerung obliegt den betreffenden Schiffen. Im zeitlichen Kontext dieser Entwicklung wurden die Kriterien der Emission Control Areas weiter verschärft. Darüber hinaus wurde der zulässige Schwefelgehalt auf globaler Ebene auf 0,5 % reduziert [8]. 2023 wurde der Fokus auf die Lebenszyklusanalyse von Schiffskraftstoffen erweitert, um eine Gesamtbeurteilung der Umweltauswirkungen zu ermöglichen [9]. Zur gleichen Zeit wurde die revidierte Fassung der Initial IMO Strategy mit einer verschärften Zielsetzung von Klimaneutralität im Jahre 2050 in Kraft gesetzt [1]. Die Strategie verfolgt zudem das Ziel, bis 2030 mindestens fünf Prozent, möglichst sogar zehn Prozent, klimafreundliche Brennstoffe einzusetzen.

Tabelle 1 IMO-Vorschriften und Zeitplan für die Verringerung der Treibhausgasemissionen von Schiffen

Jahr	IMO-Vorschriften und Ziele	
2011	Maßnahmen	Energieeffizienzvorschriften für Schiffe: EEDI und SEEMP
2013		EEDI und SEEMP
2015		EEDI Phase 1
2016		DCS Vorschriften
2018		Erste IMO-Strategie zur Reduzierung von THG-Emissionen
2019		Kraftstoffverbrauch berichten an DCS
2020		EEDI Phase 2
2021		Kurzfristige Maßnahme: EEXI, CII
2022		<ul style="list-style-type: none"> Berücksichtigung von mittelfristigen Maßnahmen EEDI Phase 3 für bestimmte Schiffstypen
2023		<ul style="list-style-type: none"> LCA Richtlinien EEXI Umfrage CII für existierende Schiffe
2025	Ziele	<ul style="list-style-type: none"> Überprüfung der kurzfristigen Maßnahmen Genehmigung der mittelfristigen Maßnahmen EEDI Phase 3 für die übrigen Schiffstypen
2030		<ul style="list-style-type: none"> 40 % CO₂ Reduzierung pro Transportarbeit 5 % Einsatz von Emissionsfreien Kraftstoffen. Ziel: 10 % Indikativer Checkpoint: 20 % Reduzierung der gesamten jährlichen THG-Emissionen. Ziel: 30 %
2040		Indikativer Checkpoint: 70 % Reduzierung der gesamten jährlichen THG-Emissionen. Ziel 80 %
2050		Netto-Null-THG-Emissionen bis oder um 2050

Eine regulative Möglichkeit auf Schiffen bereits heute erneuerbare Kraftstoffe wie Wasserstoff, Methanol oder Ammoniak einzusetzen, ist die Nutzung des IGF-Code (International Code of Safety for Ship Using Gases or Other Low-flashpoint Fuels) zur Zulassung des Schiffs. Alle sonstigen Vorschriften schreiben klassische Kraftstoffe (Diesel oder Schweröl). Mit dem IGF-Code hat die IMO ein Regelwerk für die Verwendung von Kraftstoffen mit einem niedrigen Flammpunkt auf Schiffen vorgelegt. Der Code ist so aufgebaut, dass er auf alternative Kraftstoffe wie LNG, Ammoniak, Methanol, oder Wasserstoff angewendet werden kann. Spezifisch gibt es mit den „Interim Guidelines for the Safety of Ships Using Methyl/Ethyl Alcohol as Fuel“ bereits ein Übergangsregelwerk für Schiffe, die Methanol als Kraftstoff nutzen.

In der Binnenschifffahrt gibt es derzeit keine geltenden Regeln zur Verwendung von Methanol als Kraftstoff [10]. Es ist jedoch anzunehmen, dass die Regelungen für die Seeschifffahrt, welche den Einsatz alternativer Kraftstoffe vorsehen, auch für die Binnenschifffahrt übertragen werden können [11].

EU Ziele und Maßnahmen

Die Einführung der EU-MRV-Verordnung (Monitoring, Reporting, Verification) im Jahr 2015 verfolgt das Ziel, den CO₂-Ausstoß von Seeschiffen zu überwachen und transparent zu machen. Auf die Weise sollen die Schiffe identifiziert werden, die für die jeweiligen Emissionen verantwortlich sind. Des Weiteren können hiermit Emissionreduktionsziele überwacht werden. Die Überwachungs- und Berichtspflicht erstreckt sich auf alle Seeschiffe mit einer Bruttoreaumzahl (BRZ) von über 5.000, welche Häfen in der EU anfahren. Hier sind ebenfalls Schiffe aus Nicht-EU-Ländern

einbezogen. Die jährliche Berichterstattung umfasst Daten zu CO₂-Emissionen, Kraftstoffverbrauch, zurückgelegten Strecken sowie transportierter Fracht. Die EU-MRV-Verordnung stellt einen grundlegenden Schritt zur Reduktion der Emissionen der Schifffahrt dar. Die Datenbasis dient als Entscheidungshilfe für weitere Maßnahmen zur Emissionsreduzierung sowie zur Integration der Schifffahrt in das EU-Emissionshandelssystem.

Das 2005 in Kraft getretene EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS) stellt das zentrale Klimaschutzinstrument der EU dar. Das übergeordnete Ziel besteht in der Reduktion von Treibhausgasemissionen durch die Bepreisung von Kohlenstoffdioxidausstoß. Im Rahmen des "Fit for 55"-Pakets präsentierte die EU-Kommission eine Reihe von Legislativvorschlägen, welche die Anpassung der energie- und klimapolitischen Instrumente der EU an das neue Klimaziel zum Gegenstand haben. Das Paket sieht eine Senkung der Emissionen bis 2030 um 55 % gegenüber 1990 vor. Im Dezember 2022 wurde zwischen den EU-Mitgliedstaaten, der EU-Kommission und dem Europäischen Parlament eine Einigung über eine Revision des EU-ETS erzielt. Die Ausweitung des Emissionshandels auf den Seeverkehr ist Bestandteil des Maßnahmenpakets, und verfolgt das Ziel, die Emissionen im Seeverkehr zu reduzieren. Im Jahr 2024 erfolgte die vollständige Integration des maritimen Sektors in das bestehende EU-ETS. Für die Emission von Treibhausgasen, insbesondere von Kohlenstoffdioxid, müssen Schifffahrtsunternehmen entsprechende Zertifikate erwerben. Die Kosten steigen durch den Erwerb von Zertifikaten und der Ausstoß von Treibhausgasen wird teurer, sodass ein Anreiz für Schiffsbetreiber zur Reduktion ihrer Emissionen entsteht. Die Einnahmen aus dem Verkauf der Emissionszertifikate sollen für Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Seeverkehrs verwendet werden, beispielsweise für Investitionen in saubere Technologien und alternative Kraftstoffe.

Die EU-MRV-Seeverkehrsverordnung ist die Datenbasis für das EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS). Die dort erfassten und verifizierten Emissionen dienen als Grundlage für die Berechnung der benötigten Emissionszertifikate. Die Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfverfahren des EU-MRV werden auch nach der Einführung des maritimen EU-ETS weitergeführt, um eine präzise Erfassung der Emissionen sicherzustellen und die geplante Reduktion der Zertifikatmengen anzupassen. In ihrer Gesamtheit schaffen diese Regelungen einen Rahmen, der die Schifffahrt nicht nur zu einer transparenten Berichterstattung verpflichtet, sondern auch finanzielle Anreize zur Emissionsreduktion bietet.

Die Kohlenstoffdioxidemissionen von Schiffen mit einer Bruttoreaumzahl von mehr als 5.000 werden durch das EU-ETS wie folgt berücksichtigt: 100 % der Emissionen während der Liegezeit in Häfen, und 100 % der Emissionen während der Fahrt zwischen Häfen, innerhalb eines Mitgliedstaats der Europäischen Union (EU), für Häfen innerhalb des Europäischen Wirtschaftsraums (EWR) ebenfalls zu 100 % sowie für Strecken von/nach EWR-Häfen zu/von Nicht-EU-Häfen zu 50 %. Im Jahr 2026 erfolgt zudem die Erfassung der Emissionen von Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O). Für die Jahre 2024 und 2025 ist eine Einführungsphase vorgesehen, in deren Verlauf der Anteil der Emissionen,

für die Emissionszertifikate verwendet werden müssen, schrittweise von 40 % im Jahr 2024 über 70 % im Jahr 2025 auf 100 % im Jahr 2026 ansteigt [12].

Zusammenfassung der vorliegenden Studie

Um das Ziel einer dekarbonisierten Schifffahrt bis zum Jahr 2050 zu erreichen, braucht die Branche nachhaltige Lösungen wie erneuerbarer Kraftstoffe. Dabei werden verschiedene Kraftstoffe diskutiert, von Wasserstoff über Ammoniak bis Methanol. Die vorliegende Studie vergleicht und bewertet diese unterschiedlichen Optionen unter Berücksichtigung von Aspekten wie Sicherheit, Speicherung und Bunkerung, Emissionen, Technologiereife für den Einsatz an Bord von Schiffen sowie Verfügbarkeit des Kraftstoffs. Im Ergebnis zeigt sich Methanol unter den erneuerbaren Kraftstoffoptionen derzeit als eine realistische und kurzfristig verfügbare Lösung für die Emissionsreduzierung. Entsprechend wächst das Interesse an Methanol als Kraftstoff für Schiffe weltweit. Große Reedereien wie der dänische Maersk-Konzern beginnen bereits, ihre Containerflotte auf Methanolbetrieb umzustellen [13].

Die vorliegende Studie legt einen Schwerpunkt auf Methanol und verfügbare Technologien wie Brennstoffzellen und Verbrennungsmotoren für den Einsatz von Methanol in der Schifffahrt. Durch die Nutzung von Methanol wird nur dann eine Emissionsreduktion erreicht, wenn grünes Methanol verwendet wird. Methanol ist „grün“, wenn es auf Basis von regenerativen Energien hergestellt wird. Bei der Herstellung von grünem Methanol oder E-Methanol stammt das CO₂ aus erneuerbaren biogenen Quellen oder aus direkter Luftabscheidung (DAC) und der grüne Wasserstoff wird mit erneuerbarem Strom erzeugt. Für diese Herstellung können die bestehenden erprobte und voll kommerzialisierten Technologien verwendet werden. Die Produktion von grauem Methanol, das aus fossilen Energieträgern hergestellt wird, setzt große Mengen CO₂ frei. Dies wirft die Frage nach der zukünftigen Produktion und Verfügbarkeit von grünem Methanol sowie den Herausforderungen des Transports in großem Maßstab auf. Um eine bessere Vorstellung dieser Herausforderung zu erlangen, betrachtet diese Studie einen Flottenausschnitt, nämlich „in Deutschland fahrende Schiffe“. Dazu gehören verschiedene Schiffgruppen, wie Binnenschiffe, Kurzstreckenschiffe, Küstenschiffe und Hochseeschiffe. Für diese definierte Flotte berechnet die Studie die Treibhausgasemissionen und den Kraftstoffbedarf.

Um die Wirkung der Maßnahmen für den Klimaschutz quantitativ zu erfassen, wird für diese Flotte eine möglichst klima- und umweltfreundliche Fahrt mit Nutzung von Methanol als Kraftstoff berücksichtigt und damit die in Zukunft benötigte Menge des Kraftstoffs in Deutschland berechnet. Für dieses Szenario werden die CO₂-Emissionen sowie der Kraftstoffbedarf berechnet. Die Ergebnisse sollen helfen, eine faktenbasierte Diskussion über die Herausforderungen der Dekarbonisierung der Schifffahrt in Deutschland im Allgemeinen und der Verwendung von grünem Methanol im Speziellen zu führen.

2. Flotte und die Emissionen

Im Jahr 2023 stellt Deutschland den maßgeblichsten Akteur im europäischen Außenhandel dar. Die Schifffahrt nimmt dabei eine entscheidende Rolle ein. Ein Großteil der Waren wird über den Seeweg exportiert. Die Flotte ist dabei von einer bemerkenswerten Vielfalt geprägt. Der größte Anteil am Gesamtgewicht der Flotte entfällt auf Containerschiffe, Massengutfrachter und Tanker. Darüber hinaus sind auf deutschen Gewässern auch Kreuzfahrtschiffe, Fähren und eine Vielzahl an Spezialschiffen im Einsatz. Des Weiteren verfügt Deutschland über ein mehr als 6.500 km langes Netz von Flüssen und Kanälen, welches von Binnenschiffen genutzt wird und Deutschland mit Nachbarstaaten wie den Niederlanden, Belgien und der Schweiz verbindet.

In diesem Kapitel erfolgt die Definition der betrachteten geographischen Bereiche und relevanten Schiffe, um auf Basis der vorliegenden Datensätze die Energie- und Emissionsmengen berechnen und regional zuordnen zu können. Zudem werden Unsicherheitsfaktoren genannt und die vorläufigen Ergebnisse mit den EU-MRV-Daten verglichen. Auf dieser Basis wird der potenzielle Energiebedarf der Flotte in dem definierten Fahrtgebiet berechnet, wobei ein besonderes Augenmerk auf Methanol gelegt wird.

2.1. Definition der Fahrtgebiete und Gruppierung der Schiffe

Im Folgenden wird die in dieser Studie betrachtete Flotte definiert. Hierfür werden zunächst die angewandten Filter präsentiert und im Anschluss eine Übersicht über die Größe der jeweiligen Schiffgruppen gegeben.

Geographische Filter

Die Identifikation eines Schiffs sowie die Erfassung der Schiffsbewegungen erfolgen auf Basis eines Datensatzes des Automatischen Identifikationssystems (AIS), eines digitalen Kommunikationssystems, welches es Schiffen ermöglicht, automatisch Informationen wie Identifikations- oder Navigationsdaten zu senden und zu empfangen. Eine eindeutige Identifizierung ist mittels der "Maritime Mobile Service Identity" (MMSI) gewährleistet. Die Detektion der Schiffe basiert auf den prozessierten Schiffsbewegungsdaten und umfasst den Zeitraum des Modelljahres 2019. Mithilfe von geographischen Filtern werden die Energie- und Emissionsergebnisse [14] anhand der ausgewählten Gruppen der Binnenschiffe, Küstenschiffe, Kurzseestreckenschiffe und Hochseeschiffe selektiert und voneinander getrennt. Die eingesetzten geographischen Filter sind in Abbildung 1 dargestellt. Hierbei werden sowohl Landmassen als auch verschiedenen Meeresbereiche getrennt. An Land wird zwischen Deutschland und dem restlichen europäischen Festland unterschieden und auf dem Meer werden die Bereiche der deutschen 12-Seemeilen Zone, die Wirtschaftszone und dem Rest der Nord- und Ostsee unterschieden.

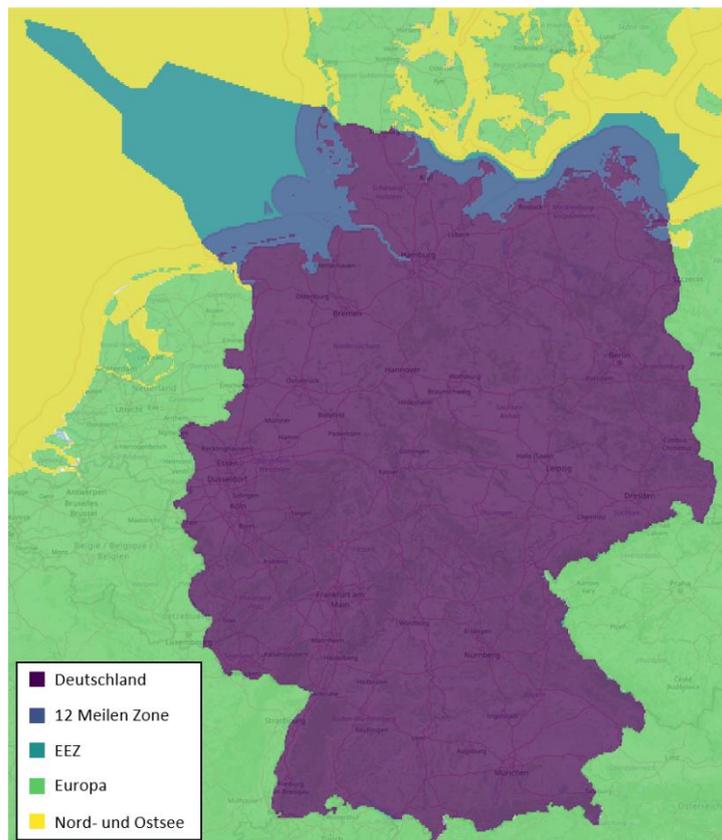


Abbildung 1: Geographische Filter für die Trennung in die Gruppen Binnen-, Küsten-, Kurzseestrecken- und Hochseeschiffe. Quelle: DLR

Im Rahmen der Selektion der **Binnenschiffe** findet eine Landmaske von Deutschland (lila) Anwendung. Diese umfasst sämtliche für die Schifffahrt geeignete Flüsse und Seen innerhalb der Grenzen der Bundesrepublik Deutschland. Des Weiteren findet eine Landmaske von Europa (grün) Anwendung, um grenzüberschreitende Bewegungen von Flussschiffen, beispielsweise des Handels mit den Benelux-Ländern, vollständig zu erfassen.

Die Erfassung der **Küstenschifffahrt** kann zunächst in der 12-Meilen-Zone des deutschen Hoheitsgebietes (dunkelblau) erfolgen. In diesem Gebiet erfolgt der Verkehr mittels Fähr- und Versorgungsverbindungen zu Inseln, durch die Behördenschifffahrt sowie durch weitere Kleinschifffahrt. Eine weitere, deutlich ausgeprägte Untergruppe der Küstenschiffe stellen die sogenannten Offshore-Versorger dar, welche die Windparks und Plattformen in der Nord- und Ostsee versorgen. Diese verkehren zudem außerhalb der 12-Meilen-Zone in der ausschließlichen Wirtschaftszone Deutschlands (EEZ, türkis). Für die Erfassung der Küstenschifffahrt wird daher eine Kombination aus 12-Meilen-Zone und der EEZ angewandt.

Die Kategorie **Kurzseestreckenschiffe** umfasst alle Schiffe, die deutsche Häfen anlaufen und hauptsächlich in der Nord- und Ostsee operieren (gelb). Des Weiteren werden **Hochseeschiffe** mit

Anläufen in deutschen Häfen und einem vorwiegenden Operationsgebiet außerhalb der übrigen regionalen Filter identifiziert.

Die Einteilung der Schiffe ist nicht eindeutig, ein Schiff könnte theoretisch in allen betrachteten Gebieten zu gleichen Anteilen operieren, deswegen wird folgendes Schema genutzt, welches ein Schiff eindeutig einer Kategorie zuordnet:

1. Schiff war in Deutschland/ Deutschen Hafen
2. Schiff war zu mehr als 85 % im Inland (De + EU) → Inland Gruppe
3. Schiff war zu mehr als 85 % auf Hoher See/ Ozean → Hochsee Gruppe
4. Schiff war zu mehr als 85 % in der Küstenregion (12 Mi+ EEZ) → Küstenschiff
5. Restliche Schiffe → Kurzseestrecken Schiff.

Die Prozentzahlen spiegeln die primären Operationsgebiete der Schiffe wider, wurden jedoch so gewählt, dass auch eine begrenzte Mobilität außerhalb dieser Zonen ermöglicht wird, um situativen Anforderungen gerecht zu werden.

Größe der Schiffgruppen

Bei der Erfassung der in deutschen Gewässern operierenden Schiffe wurde sichergestellt, dass jedes Schiff nur einmal gezählt wird. Hierzu wurde die MMSI als eindeutiges Identifikationsmerkmal verwendet. Schiffe, die mehrfach im Laufe des Jahres in deutsche Gewässer einliefen, wurden somit nur einmal in die Zählung aufgenommen. Insgesamt wurden 19.041 Schiffe in deutschen Gewässern detektiert. Dies entspricht 4,5 % von weltweit 427.780 enthaltenen Schiffen des globalen Emissionsmodells der Schifffahrt. Abbildung 2 zeigt die Aufteilung der betrachteten Schiffe in die einzelnen Gruppen, basierend auf den geographischen Filtern.

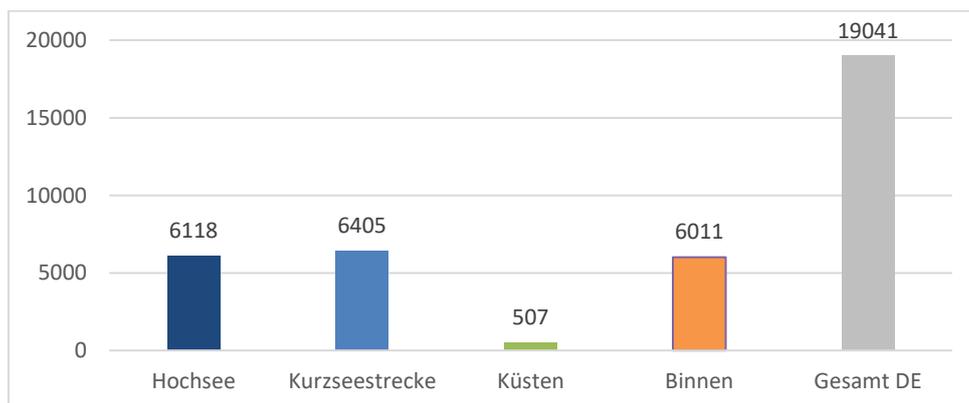


Abbildung 2 Anzahl der Schiffe, welche im Jahr 2019 deutsche Gewässer befahren haben (einmalige Zählung pro MMSI), aufgeteilt nach primärem Operationsgebiet.

2.2. Methodik der Energie- und Emissionsberechnung

Im Folgenden wird die innerhalb dieser Studie angewandte Methodik zur Berechnung der Energie- und Emissionsmengen erläutert. Darüber hinaus wird auf verschiedene Unsicherheiten eingegangen und es wird eine Validierung der berechneten Emissionsmenge für eine ausgewählte Flotte vorgenommen.

2.2.1. Energienutzung und Emissionsmengen nach IMO

Die Quantifizierung der Energie- und Emissionsmengen erfolgt in Anlehnung an die Methodik der "Fourth IMO Greenhouse Gas Emission Study" [2]. Die Methodik basiert auf der Beobachtung der Bewegungen einzelner Schiffe sowie der Abschätzung des Energiebedarfs unter Berücksichtigung diverser Parameter, darunter Schiffsgeschwindigkeit, Tiefgang, Schiffstyp, Schiffgröße, Baujahr und Maschinendaten. Als Hauptdatenquellen dienen Schiffspositionsdaten aus dem AIS sowie technische Charakteristika, welche aus Schiffsdatenbanken gewonnen werden. Die Methodik wurde auch für das DLR-Emissionskataster ELK genutzt [14]. Eine detaillierte Darlegung der Berechnungsmethodik findet sich in der IMO Greenhouse Gas Emission Study [2]. Im Folgenden werden lediglich die zentralen Rechenschritte zur Ermittlung der Energie- und Emissionsmengen aufgeführt.

Die Berechnung der instantanen Antriebsleistung \dot{W}_i (Gleichung (1)) des Schiffes erfolgt durch Beobachtung der instantanen Schiffsgeschwindigkeit v_i und des Tiefgangs t_i , welche den AIS-Daten entnommen werden. Diese werden mit den in der Schiffsdatenbank gelisteten Referenzwerten verglichen. Die Referenzwerte W_{ref} , v_{ref} und t_{ref} dienen als Grundlage für die Berechnung. Für bestimmte Schiffgrößen und -typen wird der Korrekturfaktor δ_W angewandt, um eine übliche Überdimensionierung der Antriebsleistung im Verhältnis zu v_{ref} zu berücksichtigen. Der Exponent der Admiralitätsformel m für das Tiefgangsverhältnis wird mit 0,66 angenommen, während der Exponent n für das Geschwindigkeitsverhältnis mit 3 angenommen wird. Zusätzlich auftretender Widerstand, der durch den Einfluss von Wetterbedingungen sowie dem Bewuchs des Schiffsrumpfes bedingt ist, wird durch die mittleren Einflussfaktoren η_W und η_f berücksichtigt.

$$\dot{W}_i = \frac{\delta_W \cdot W_{ref} \cdot \left(\frac{t_i}{t_{ref}}\right)^m \cdot \left(\frac{v_i}{v_{ref}}\right)^n}{\eta_W \cdot \eta_f} \quad (1)$$

Die zusätzlich auftretenden Hilfsleistungen des Hilfsmotors und des Boilers $\dot{W}_{AE|BO,i}$ lassen sich ohne direkte Messdaten eines Schiffes schwer von außen bestimmen. Daher wurden im Rahmen der Methodik der IMO umfangreiche Messkampagnen an Bord von Schiffen durchgeführt, um die mittlere Hilfsleistung über den Schiffstyp, die Schiffgröße und den aktuellen Betriebszustand (Fahrt, Manöver, Anker, im Hafen) abzuschätzen. Die Bestimmung des Betriebszustandes erfolgt unter Berücksichtigung der beobachteten Schiffsgeschwindigkeit sowie der Nähe zur Küste und zu Häfen.

In der Folge wird der Kraftstoffverbrauch FC_i für die Antriebs- sowie Hilfsleistungen des Schiffes errechnet, dieser ergibt sich aus der Multiplikation des spezifischen Kraftstoffverbrauchs SFC_i mit der instantanen Antriebsleistung \dot{W}_i . Der spezifische Kraftstoffverbrauch SFC_i berücksichtigt eine Reihe von Faktoren, darunter der Maschinentyp, das Baujahr, der Kraftstofftyp und bei Antriebsmotoren der momentane Lastzustand.

$$FC_i = SFC_i * \dot{W}_i \quad (2)$$

Die Ermittlung der Emissionsmasse EM_i von Kohlendioxid (CO₂) erfolgt dann auf Basis von kraftstoffspezifischen Emissionsfaktoren, z.B. für Marinedieselöl (MDO) 3,206 g_{CO2}/g_{MDO}.

$$EM_i = FC_i * EF_f \quad (3)$$

2.2.2. Regionale Zuordnung der Energiemengen

Um die zukünftig benötigten Mengen an alternativen Kraftstoffen (hier insbesondere Methanol) in Deutschland berechnen zu können, ist es erforderlich, die zuvor berechneten Energiemengen und Emissionen zunächst regional aufzuteilen. Die regionale Zuordnung erfolgt unter Berücksichtigung der Fahrten der in die Untersuchung einbezogenen Schiffe. Eine Fahrt umfasst sämtliche Datenpunkte, die von einem Schiff zwischen zwei angelaufenen Häfen übermittelt wurden. Wartezeiten des Schiffes zwischen den beiden Häfen, beispielsweise im Rahmen der Einfahrt in den nächsten Hafen, werden ebenfalls als Fahrt berücksichtigt. Diese Vorgehensweise entspricht den Definitionen, die auch in den Datenbanken der MRV verwendet werden. Ein Vergleich der hier berechneten Emissionen mit den MRV Daten erfolgt in Kapitel 2.2.4. Die Zuordnung der Energiemengen und Emissionen erfolgt stets zum Zielhafen einer Fahrt.

Die vorliegende Studie fokussiert sich primär auf die deutschen Bedarfe, weshalb lediglich die Fahrten eines Schiffes von oder in deutsche Häfen berücksichtigt werden. Im Falle von innereuropäischen Fahrten erfolgt die Zuordnung der Energiemengen und Emissionen zu einem bestimmten Zielhafen. Die zentrale geografische Lage Deutschlands in Europa bedingt, dass ein Schiff, welches Waren aus Übersee in europäische Länder transportiert und verteilt, häufig zunächst andere europäische Häfen, wie Le Havre oder Rotterdam anläuft, bevor es in einen deutschen Hafen kommt. Für interkontinentale Fahrten ist demgemäß ein anderer Aufteilungsschlüssel zu verwenden, um auch die benötigten Energiemengen und verursachten Emissionen für Waren, die aus Übersee nach Deutschland importiert werden, mit abzubilden. Daher erfolgt eine Aufteilung der interkontinentalen Fahrten entsprechend der Größe des jeweiligen Hafens. Die Größe des Hafens wird anhand der Importmenge beziffert. Der Begriff "Importmenge" bezeichnet dabei die Gesamtmasse an importierten Gütern, die im betrachteten Hafen registriert wurden. Die hierfür verwendeten Daten werden einer Studie von Verschuur et al. (2022) [15] entnommen. Es werden je die ersten fünf Stopps in Europa berücksichtigt. Für alle nachfolgenden Stopps wird angenommen, dass die gesamte Ladung aus Übersee bereits gelöscht wurde. Für die ersten fünf in Europa angelaufenen Häfen sind somit zusätzlich Energiemengen bzw. Emissionen in Höhe von

$$E_{Hafen} = E_{Uebersee} \cdot \frac{Import_{Hafen}}{\sum_{i \in I} Import_i} \quad (5)$$

zu berücksichtigen. Die Menge I bezeichnet die in Europa angelaufenen Häfen bis zum maximal fünften Stopp. Die Variable $E_{Uebersee}$ beschreibt die Energiemenge bzw. die Emissionen, die auf der Fahrt von Übersee zum ersten innereuropäischen Stopp angefallen sind.

2.2.3. Unsicherheitsbewertung

Die Bestimmung der Energienutzung und der Emissionen der betrachteten Schiffe ist mit Unsicherheiten behaftet. Diese resultieren aus der Bestimmung des Aktivitätsniveaus aus den Roh-AIS-Daten sowie aus Annahmen in der Energie- und Emissionsberechnung. Es ist von essenzieller Bedeutung, sich der genannten Unsicherheiten bewusst zu sein und diese bei der Interpretation und Einordnung der Ergebnisse der Emissionsberechnungen zu berücksichtigen.

Unsicherheitsfaktoren aus den Roh-AIS Daten

Obgleich eine Prüfsumme verwendet wird, kommt es zu Übertragungsfehlern, die sich trotz der aufgezeichneten Vielzahl von AIS-Signalen pro Stunde nur schwer identifizieren lassen. Eine weitere wesentliche Unsicherheit besteht in der korrekten Zuordnung von AIS-Signalen zu den jeweiligen Schiffen. Insbesondere ist ein Rückschluss auf die verbaute Motorleistung nur über eine Schiffssparameter-Datenbank möglich, die AIS-Signale selbst enthalten keine Information dazu. Ein öffentlich einsehbares Schiffsregister, in dem eine Zuordnung von MMSI-Nummern zu den jeweiligen Schiffen erfolgt, ist nicht verfügbar. Zusätzlich kann es vorkommen, dass Schiffe aktiv ihr AIS-System abschalten, um sich unerkannt zu bewegen.

Zusammengefasst gibt es drei Unsicherheitsfaktoren:

1. Geringe/unzureichende Abdeckung von AIS-Empfängern.
2. Fehlende eindeutige Zuordnung von Schiffen.
3. Aktive Verschleierung der Positionsdaten.

Folgende Schiffgruppen sind besonders betroffen:

1. Inland Schiffspeditionen sind häufig und zum Teil lange verschattet.
2. Fischer deaktivieren global ihr AIS bei über 70 % der Fangaktivitäten.
3. Kleinere Schiffe auf hoher See, zu geringe Sendeleistung, häufig nicht erfasst.

Die Abschätzung von AIS-Daten unterliegt einer systematischen Unterrepräsentation von Schiffspositionsdaten.

Unsicherheitsfaktoren bei der Energie- und Emissionsberechnung

Ein wesentlicher Unsicherheitsfaktor ist die Ungenauigkeit bei der Bestimmung des Energieverbrauchs. Des Weiteren werden Umwelteinflüsse wie Seegang und Biofouling lediglich

begrenzt und ohne Berücksichtigung saisonaler Schwankungen, beispielsweise in Form einer Zunahme von Stürmen im Winter, in die Analyse miteinbezogen.

Wie bereits dargelegt, resultieren insbesondere aus dem Fehlen zeitaufgelöster Eingangsdaten zur Bestimmung der Hilfsleistung Unsicherheiten bei der Berechnung der Energienutzung. Die Ermittlung der Hilfsleistung erfolgt lediglich in pauschaler Form unter Berücksichtigung von Schiffstyp, Größe sowie ermitteltem Betriebszustand.

Des Weiteren sind Ungenauigkeiten zu verzeichnen, sofern Daten in der Schiffsdatenbank nicht verfügbar sind oder unvollständig vorliegen. In derartigen Fällen sind Annahmen über die Schiffsmaschinerie erforderlich, die auf vergleichbaren Schiffen des gleichen Typs, Baujahrs und ähnlicher Größe basieren. Diese Annahmen sind jedoch mit Risiken behaftet, da selbst Schiffe, die auf den ersten Blick ähnlich erscheinen, erhebliche Unterschiede in ihrer Konstruktion und ihrem Energieverbrauch aufweisen können. Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass der spezifische Kraftstoffverbrauch zwischen verschiedenen Herstellern sowie in Abhängigkeit vom Alter der Motoren variiert. Diese Schwankungen resultieren in einer erhöhten Unsicherheit bei der Berechnung des Kraftstoffverbrauchs.

Im Rahmen der Emissionsberechnung, welche auf der Grundlage der Energienutzung und des Kraftstoffverbrauchs erfolgt, werden Emissionsfaktoren herangezogen. Diesen unterliegen Annahmen über den Schadstoffgehalt des Kraftstoffs, welcher ebenfalls Schwankungen unterliegt. Dies betrifft insbesondere Ruß und Schwefeloxide, deren Ausgangsstoffe im Kraftstoff variieren können, sodass eine Beeinflussung der berechneten Emissionen zu erwarten ist. Schließlich basieren die Emissionsfaktoren auf Annahmen über den Verbrennungsprozess der Maschinen sowie die Einhaltung von Emissionsvorschriften, beispielsweise für NO_x-Emissionen. Abweichungen im tatsächlichen Betrieb von den zugrunde gelegten Annahmen können zu signifikanten Diskrepanzen zwischen den berechneten und den tatsächlichen Emissionen führen.

Die genannten Unsicherheitsfaktoren, resultierend aus den Roh-AIS-Daten sowie der Energie- und Emissionsberechnung, führen zu einer potenziellen Unter- bzw. Überschätzung der Schiffsemissionen einzelner Schiffe. Für die gesamte Flotte wird jedoch aufgrund der Tendenz zur Unterschätzung des Aktivitätsniveaus durch fehlende AIS-Signale eine Unterschätzung der Gesamtemissionen angenommen.

2.2.4. Datenvergleich und Evaluierung

Zur Evaluierung der Ergebnisse wurde die MRV-Datenbank der EU herangezogen, in der Schiffsbetreiber über die von ihren Schiffen emittierten Treibhausgase berichten müssen. Eine Prüfung der von der IMO angewandten Berechnungsmethoden durch Vergleich mit den in der MRV-Datenbank berichteten CO₂-Emissionen ergab eine hohe Übereinstimmung. Im Rahmen dieser Studie erfolgt ein Vergleich der hier angestellten Berechnungen mit den in der MRV-

Datenbank berichteten Emissionen. In der MRV-Datenbank werden ausschließlich Emissionen von Fahrten berücksichtigt, die ihren Start- oder Zielhafen in einem EU-Staat haben und von Schiffen mit einer Bruttoreaumzahl von mehr als 5000 durchgeführt werden. Da die Schiffe der Gruppe "Kurzstreckenseeverkehr" primär in Europa verkehren, wurden für die Validierung Schiffe aus dieser Gruppe herangezogen. Abbildung 3 zeigt einen Vergleich der in der MRV-Datenbank berichteten Emissionen mit den hier angestellten Berechnungen. Die Abbildung stellt die Emissionen eines jeden Schiffes dar, die sowohl Teil der hier betrachteten Kurzstreckenseeverkehr Flotte angehören als auch in der MRV-Datenbank aufgeführt sind. Die gestrichelte Linie symbolisiert eine vollständige Deckungsgleichheit beider Datensätze.

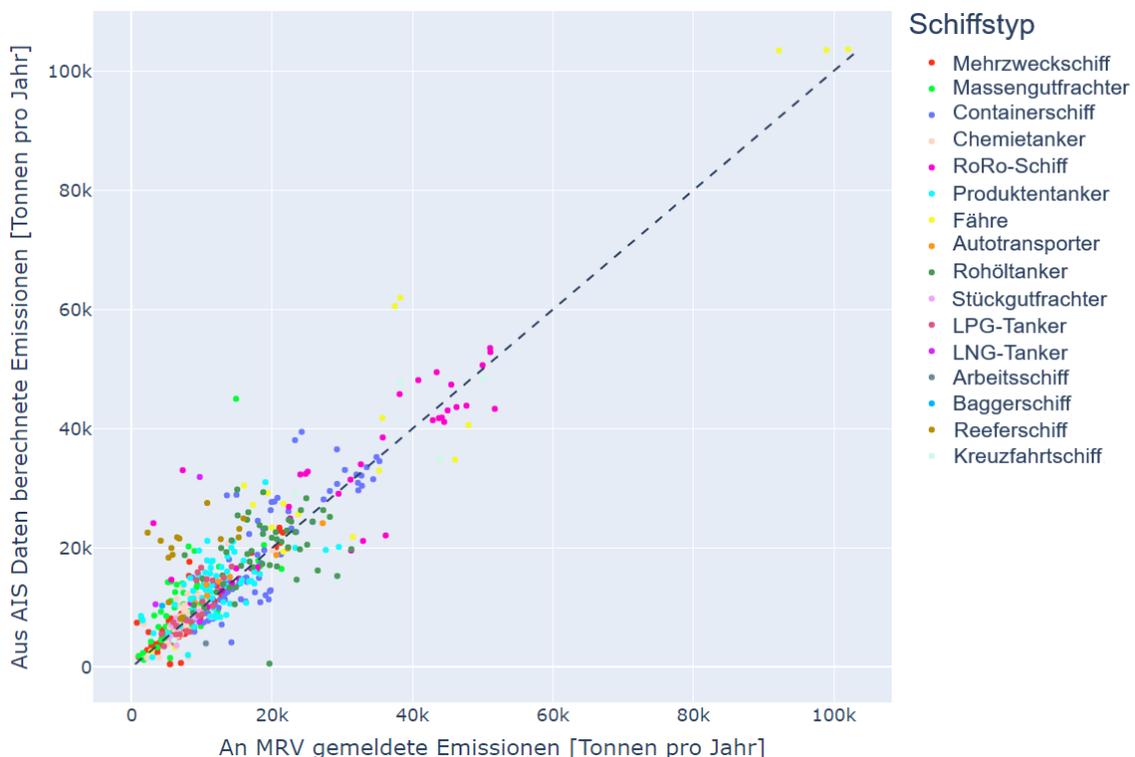


Abbildung 3 Vergleich von berechneten CO₂-Emissionen aus AIS Daten mit MRV-Datenbank. Die gestrichelte Linie stellt eine vollständige Übereinstimmung dar

Die ermittelten Resultate zeigen eine hohe Übereinstimmung mit den Daten aus der MRV-Datenbank. Die Gesamtsumme der berechneten Emissionen liegt hier etwa 10 % über der Gesamtsumme der für die hier aufgeführten 524 Schiffe aus der MRV-Datenbank. Die Abweichungen können dabei unterschiedliche Ursachen haben. Es sei zudem darauf verwiesen, dass die in der MRV-Datenbank berichteten Emissionen nicht zwangsläufig den real ausgestoßenen Emissionen entsprechen müssen. Auch hier können Fehler, die durch die Übertragung der Messwerte oder ähnlicher Daten entstehen, nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Weitere Gründe für Abweichungen können in den bereits thematisierten Lücken in den AIS-Daten liegen,

für die keine konkreten Informationen über Geschwindigkeiten und Positionen vorliegen. Des Weiteren werden in der MRV-Datenbank auch Emissionen und Kraftstoffbedarfe, die in den Häfen anfallen, separat aufgeführt. Aufgrund der verallgemeinerten Annahmen im hier verwendeten Berechnungsmodell, weichen diese Werte deutlicher von den Emissionen in der MRV-Datenbank ab. Da diese Emissionen jedoch lediglich einen geringen Anteil an den Gesamtemissionen der Schiffe ausmachen, ist ihr Einfluss auf die Gesamtbetrachtung als relativ gering einzustufen. Trotz der leichten Überschätzung der Emissionen beim Vergleich mit der MRV-Datenbank, wird auf Gesamtflottenniveau weiterhin von einer Unterschätzung der Emissionen ausgegangen. Aufgrund von Fehlern in den AIS-Daten können Schiffe teilweise gar nicht betrachtet werden. Somit liegt die Gesamtzahl der betrachteten Schiffe vermutlich unterhalb der wirklichen Flotte.

2.3. Ergebnisse der Energie- und Emissionsberechnung

Im Folgenden werden die Ergebnisse der durchgeführten Berechnungen vorgestellt. Hierbei wird zunächst auf die Gesamtemissionen der betrachteten Flotte eingegangen. Anschließend erfolgt eine regionale Zuordnung der Energiemengen und Emissionen.

2.3.1. Emissionen der beobachteten Flotte weltweit

Die Gruppierung der Schiffe anhand der geographischen Filter erfolgte auf Basis der aus der Emissionslandkarte extrahierten Daten. Die Analyse der Flotte von insgesamt 19.041 deutschen Häfen anlaufenden Schiffe für das Modelljahr 2019 erlaubt die Darstellung der regionalen Verteilung der jährlichen CO₂-Emissionsmengen (in g/(m²)). Die in Abbildung 4 dargestellten Fahrtgebiete bzw. definierten Schiffstypen sind Gegenstand der vorliegenden Untersuchung. Die Routen sind aufgrund der von ihnen emittierten Schadstoffe deutlich zu erkennen. Die Binnenschifffahrt trägt demnach erheblich zu den Emissionen im Rhein- und Maasgebiet bei, da sie die Hinterlandanbindung des Seehafens Rotterdam darstellt. Des Weiteren lassen sich die Routen der Elbe und der Donau bis zum Schwarzen Meer deutlich erkennen.

Die Daten der Küstenschifffahrt belegen eindeutig die definierten Gebiete der zwölf Meilen Zone und der ausschließlichen Wirtschaftszone. Diese erstrecken sich von den Beneluxländern im Westen über den Nord-Ostsee-Kanal bis hin zur polnischen Grenze im Ostseeraum. Die Emissionsdichte lässt auf einen intensiven Verkehr im Elbe-Weser-Raum, inklusive der Flüsse, sowie mancher Ostseehäfen und der ost- und westfriesischen Inseln schließen.

Die Analyse des Kurzstreckenverkehrs erlaubt eine Einschätzung der Emissionen auf den für diese Region typischen Schifffahrtsrouten. Die Analyse der Emissionen zeigt, dass die Südostküste Großbritanniens (Humber und Themse), die Beneluxländer mit Antwerpen und Rotterdam, sowie der Norden um Skagen in die Ostsee und die Deutsche Bucht mit den Häfen Bremerhaven und Hamburg besonders betroffen sind. Ebenso werden die Emissionen auf der Elbe, dem Nord-Ostsee-Kanal sowie den gängigen Routen um die dänische Insel Seeland bis nördlich um Bornholm zum

Bothnischen Meerbusen oder südlich bis Helsinki und St. Petersburg berücksichtigt, welche von Schiffen genutzt werden, die deutsche Häfen anlaufen.

Die Abbildung der Hochseeschiffe verdeutlicht, dass die Schiffsaktivitäten der deutschen Häfen einen signifikanten Einfluss auf die globalen Handelsrouten ausüben, welches sich folglich auch in den Emissionen widerspiegelt. Dies wird ersichtlich, wenn man die Routen an der Ost- und Westküste Nord- und Südamerikas bis zur Antarktis, auf dem Nordatlantik bis zur Barentssee, um das Kap der Guten Hoffnung in den Pazifik sowie die Routen zwischen Nordeuropa durch das Mittelmeer, den Suezkanal nach Fernost, vornehmlich China, betrachtet.

Die Modellierung weist eine Überlappung von Binnenschiffen und Kurzstrecken auf, was zu einer gewissen Inkonsistenz in der Zuordnung führt. So sind Binnenschiffe beispielsweise teilweise auf Kurzstrecken unterwegs, was eine eindeutige Klassifizierung erschwert. Die Überlappung führt jedoch zu keiner Beeinträchtigung der Emissionsberechnung, sodass das Hauptaktivitätsmuster wie erwartet abgebildet wird.

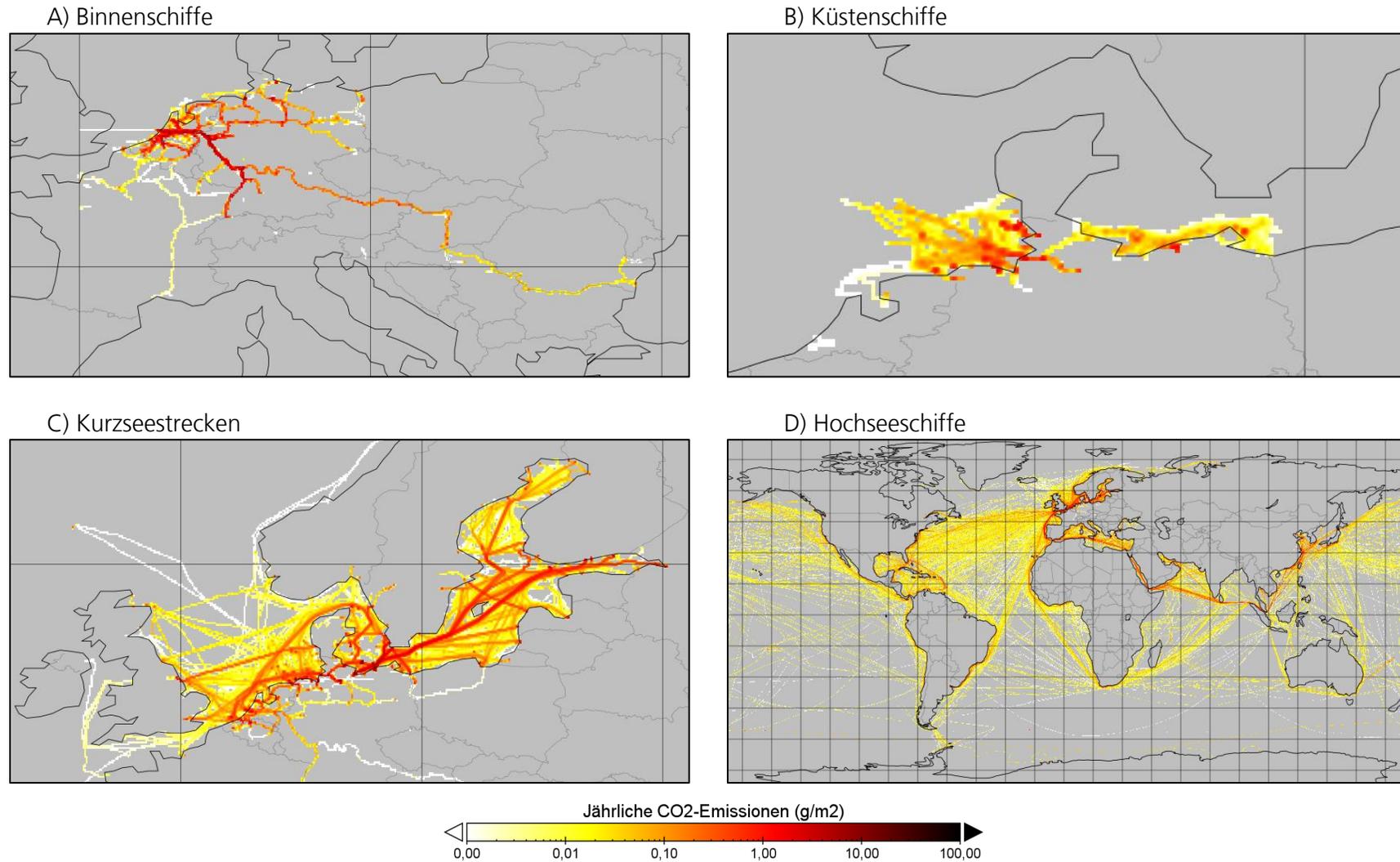


Abbildung 4 Regionale Verteilung der CO₂-Emissionsmengen der beobachteten Flotte im Monat Januar 2019 für die Binnenschifffahrt (A), Küstenschifffahrt (B), Kurzseestreckenschifffahrt (C) und Hochseeschifffahrt (D)

2.3.2. Deutschland zugeordnete Emissionen und Energiemengen

Der maritime deutsche Emissions- und Energie-Fußabdruck wird durch die Transportaktivitäten auf See von Deutschland, nach Deutschland oder innerhalb Deutschlands erstellt. Die relevanten Schiffsaktivitäten wurden aus der AIS-Datenbank extrahiert, sodass alle Fahrten, die für das entsprechende Modelljahr von Belang sind, aufgezeigt werden. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 2 für alle Fahrten der beobachteten Schiffe sowie für die für Deutschland relevanten Fahrten dargestellt. Zur besseren Einordnung der ermittelten Daten wird zusätzlich die in Deutschland gebunkerte Kraftstoffmenge gemäß Eurostat aufgeführt.

Tabelle 2 Berechnungsergebnisse für CO₂-Emissionen, Kraftstoff- und Energiemenge der betrachteten Schiffsflotte

	CO ₂ -Emissionen (Mio. t)		Kraftstoffmengen (Mio. t)			Energiemengen (TWh)	
	Alle Fahrten	Anteil DE	Alle Fahrten	Anteil DE	In DE gebunkert (Eurostat [16])	Alle Fahrten	Anteil DE
Hochsee	89,84	6,284	28,655	2,082	1,374	155,502	11,080
Kurzsee	3,522	1,473	1,11	0,460		5,343	2,373
Binnen	2,128	1,086	0,723	0,339	0,265	3,419	1,750
Küsten	0,196	0,187	0,061	0,059		0,290	0,277
Summe	95,69	9,03	30,59	2,94	1,64	164,55	15,48

Die Ergebnisse zeigen das die Hochseeschifffahrt den größten Anteil an den Emissionen hat, gefolgt von der Kurzstrecken- und Binnenschifffahrt bis hin zur Küstenschifffahrt mit dem geringsten Emissionsanteil. Die deutschen Transportaktivitäten der Schifffahrt verursachten demnach 9,03 Millionen Tonnen CO₂-Emissionen und verbrauchten insgesamt 2,94 Mio. t Kraftstoff, wobei der Großteil auf Schweröl und sonstige Schiffsdiesel entfällt. Von der Gesamtkraftstoffmenge benötigen die Hochsee- und Kurzstreckenschifffahrt zusammen 2,542 Mio. t, was einen höheren Wert darstellt als die von Eurostat veröffentlichten Bunkerdaten [16]. Diese Diskrepanz lässt sich durch die Tatsache erklären, dass lediglich etwa die Hälfte der benötigten Menge an Kraftstoff in Deutschland gebunkert wird. In Bezug auf die Küsten- und Binnenschifffahrt zeigt sich ein ähnliches Bild. Hier wurden insgesamt 0,397 Mio. t Kraftstoff benötigt, wovon etwa zwei Drittel, nämlich 0,265 Mio. t, gemäß Eurostat in Deutschland gebunkert wurde.

In der Diskussion um den CO₂-Fußabdruck des deutschen Schifffahrtssektors wird darauf verwiesen, dass die gesamte benötigte Menge an Kraftstoff nicht ausschließlich in Deutschland gebunkert wird. Fast die Hälfte der Menge an Kraftstoff wird außerhalb Deutschlands gebunkert. Dadurch wird der CO₂-Fußabdruck in andere Länder verschoben. Um den Energiebedarf der deutschen Schifffahrt zu decken, wäre es erforderlich, den Schiffen die doppelte Menge an Kraftstoff zur Verfügung zu stellen. Um eine gerechtere Beurteilung der benötigten Energiebedarfe

der Schifffahrt in Deutschland vorzunehmen, wurden daher auch die Anpassungen bei der Aufteilung der Energiemengen nach Kapitel 2.2.2 vorgenommen. Auch dies erklärt den erhöhten Kraftstoffbedarf in deutschen Häfen gegenüber den Daten von Eurostat.

2.3.3. Regionale Zuordnung der Energiemengen

Eine detaillierte Darstellung des Energie- und Kraftstoffbedarfs des Schifffahrtssektors in Deutschland erfolgt, um eine bessere Übersichtlichkeit zu erreichen. Dazu werden die Ergebnisse nach Bundesländern aufgeschlüsselt. Dies ermöglicht eine optimierte Planung der weiteren Infrastruktur sowie der Kraftstoffversorgung des Schifffahrtssektors in Deutschland. Die dargestellten Werte entsprechen dem Energiebedarf zur Deckung des regionalen Transportfußabdrucks und entstammen der betrachteten Datenbank. Die Darstellung des Energiebedarfs erfolgt in zwei Gruppen, Seeverkehr sowie Binnen- und Küstenschifffahrt. Abbildung 5 zeigt den Energiebedarf des Seeverkehrs, welcher sich aus der Hochsee- und Kurzseestreckenschifffahrt zusammensetzt. Es werden die Hauptversorgungsorte Hamburg (5,239 TWh), Bremen (3,063 TWh) und Schleswig-Holstein (2,926 TWh) sowie Niedersachsen (1,489 TWh) und Mecklenburg-Vorpommern (0,710 TWh) dargestellt. Der Energiebedarf des Seeverkehrs ist insgesamt etwa zehnmal so hoch wie der der Binnen- und Küstenschifffahrt.

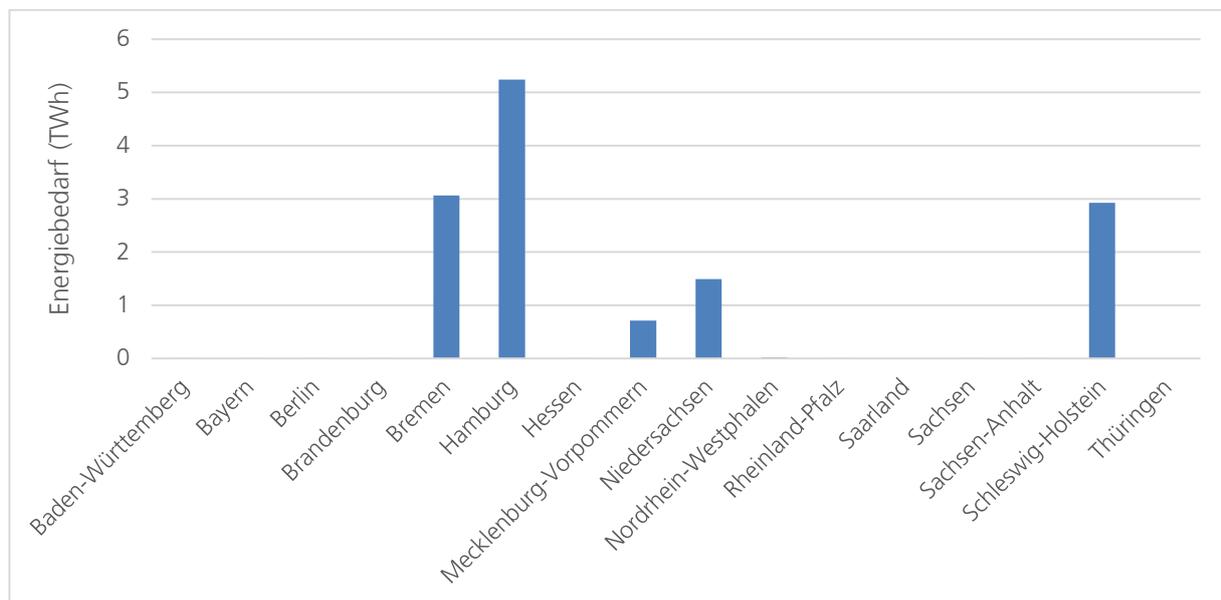


Abbildung 5 Energiebedarf des Seeverkehrs (TWh) in verschiedene deutsche Bundesländer

Abbildung 6 zeigt den Energiebedarf der Küsten- und Binnenschifffahrt. Die Abbildung veranschaulicht, dass der höchste Energiebedarf der Küsten- und Binnenschifffahrt in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg, Niedersachsen und Hessen zu verzeichnen ist, welche eine hohe Aktivität des Inlandsverkehrs aufweisen. Mit Ausnahme Thüringens, wo es defacto keine Bundeswasserstraßen gibt, fallen in sämtlichen

Bundesländern Energiemengen für die Binnenschifffahrt an. Das Bundeswasserstraßennetz umfasst sämtliche schiffbaren Flüsse und Kanäle und erstreckt sich von den Seehäfen im Norden bis zu den Flüssen Neckar und Donau im Süden, vom Rhein und der Saar im Westen bis zur Oder im Osten. Es ist durch ein weitreichendes Netz an Kanälen miteinander verbunden. Die Gesamtlänge des deutschen Binnenwasserstraßennetzwerk beträgt mehr als 6500 km [17]. Für die Versorgung der Küstenschiffe sind insbesondere die Regionen Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern sowie Hamburg und Bremen relevant.

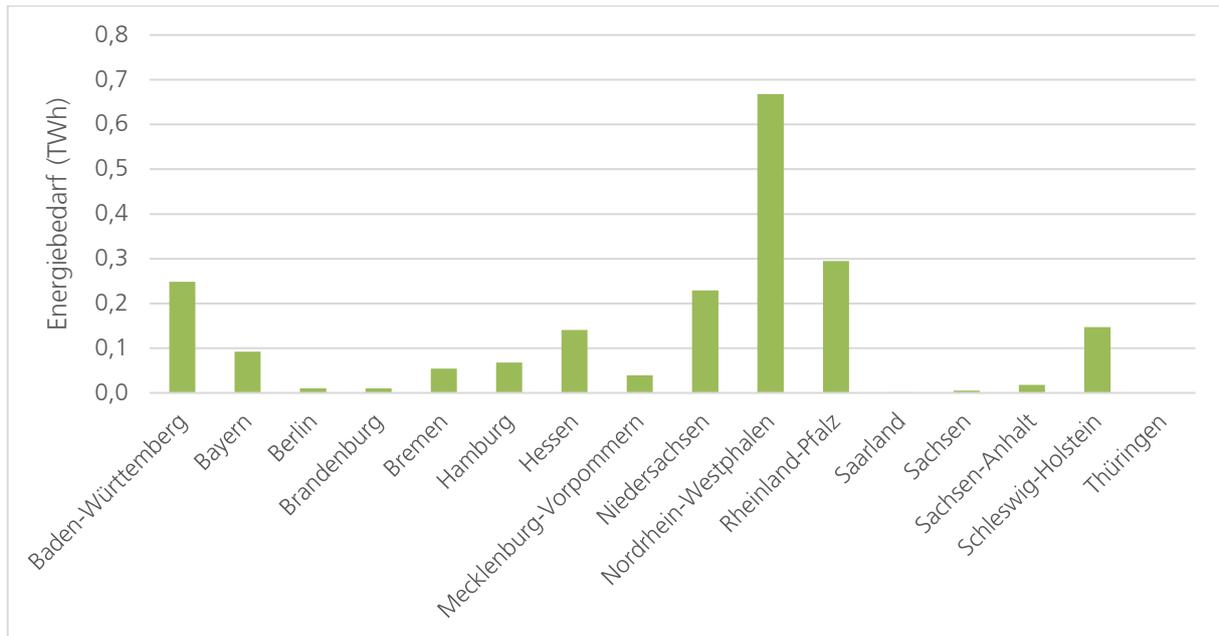


Abbildung 6 Energiebedarf des Küsten- und Inlandsverkehrs (TWh) in verschiedene deutsche Bundesländer

Anhand der ermittelten Energiebedarfsmengen für Transportaktivitäten innerhalb Deutschlands kann das Potenzial bestehender alternativer Kraftstofflieferanten evaluiert und präzise Bedarfe formuliert werden. Die vorliegenden Daten erlauben insbesondere für grünes Methanol eine präzise Bestimmung des Emissionen-Einsparpotenzials einer bestimmten, definierten Schiffgruppe oder eines Fahrtgebiets.

Energiebedarf nach Schiffstypen

Die vorliegenden Ergebnisse zeigen das für deutschen Gewässern zugeordneten Fahrten eine Energie von 15,48 TWh aufgeteilt auf die unterschiedlichen Schiffstypen der Flotte benötigt wird. Die Energie wurden auf die gelisteten Schiffstypen in Clarksons World Fleet Register [18] aufgeteilt.

Containerschiffe und Massengutfrachter stellen den größten Anteil des Energiebedarfs dar, gefolgt von Binnenschiffen. Es ist zu beachten, dass der Schiffstyp ‚Binnenschiffe und Barken‘ von Clarksons WFR nicht gleichzusetzen ist mit der geographisch gefilterten Gruppe Inland aus den

vorherigen Abschnitten. Schiffe, welche in Clarksons als ‚Inland‘ markiert sind, können je nach ihrem Operationsgebiet auch den geographischen Gruppen Kurzseestrecke und Küstenschiffe zugeordnet sein.

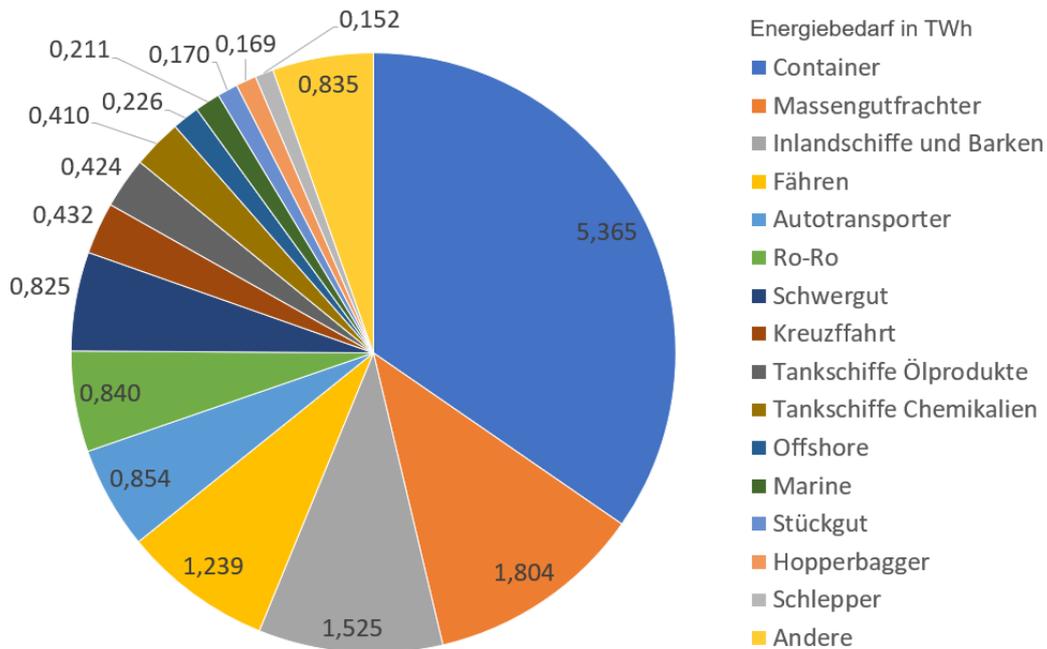


Abbildung 7 Energiebedarf den deutschen Gewässern zugeordneten Fahrten in Terrawattstunden nach Schiffstypen

Die in Kapitel 2 erläuterten Methoden erlauben für die betrachtete Flotte eine Abschätzung der Energiebedarfe und verursachten Emissionen für das Modelljahr 2019. Es kann beobachtet werden, dass die Hochseeschifffahrt den größten Anteil der Energiebedarfe und somit auch Emissionen ausmacht. Allerdings sind auch die anderen Gruppen nicht zu vernachlässigen. So ist bspw. der Rhein eine der wichtigsten Binnenwasserstraßen Europas, welche unter anderem den Hafen Rotterdam mit Deutschland verbindet. Die regionalen Energiebedarfe der Schifffahrt erlauben zudem Rückschlüsse auf die künftige Nachfrage alternativer Energieträger. In Kapitel 5 wird diese Überlegung beispielhaft für Methanol angestellt.

3. Regenerativen Kraftstoffoptionen

Es werden verschiedene alternative Kraftstoffoptionen für die Zukunft der Schifffahrt diskutiert. Diese und die dafür möglichen Antriebstechnologien werden verglichen. Danach werden, mit Fokus auf Methanol als Kraftstoff an Bord, die existierenden Energietechnologien verglichen und bewertet.

3.1. Alternative Kraftstoffe und Antriebssysteme

Es gibt mehrere zurzeit diskutierten Wege zur Dekarbonisierung der Schifffahrt, darunter Batterien, Biokraftstoffe, Wasserstoff und erneuerbare Kraftstoffe. Batterieelektrische Antriebe eignen sich primär für kurze Fahrten mit regelmäßigen Stopps, wie sie beispielsweise bei Fährverbindungen üblich sind. Die wasserstoffbasierten Optionen, wie z.B. Ammoniak und Methanol, sind aufgrund der höheren Energiedichte im Vergleich zu Batterien auch für große Schiffe und lange Fahrten geeignet. Hierbei ist es wichtig, dass bei der Produktion der Kraftstoffe regenerative Energie und Ausgangsstoffe zum Einsatz kommen. Ist das der Fall, werden die Kraftstoffe „grün“¹ genannt. In der Tabelle 3 sind Schweröl und einige alternative Kraftstoffoptionen mit ihren Vor- und Nachteilen aufgeführt. Diese werden anschließend im Hinblick auf ihre Spezifikationen, die Lagerungsinfrastruktur und die Technologien für die Verwendung an Bord von Schiffen erläutert.

¹ Methanol lässt sich als grünes Methanol bezeichnen, wenn es auf Basis von regenerativen Energien hergestellt wird. Allerdings ist ebenso wichtiges Kriterium, dass der für Methanol gebrauchte Kohlenstoff aus nachhaltigen Quellen kommt, und nicht beispielsweise aus fossilen Industrieprozessen, wodurch sich nur der Emissionspunkt verschieben würde.

Tabelle 3 Überblick über die Vor- und Nachteile der verschiedenen Kraftstoffoptionen [19]

	Energiedichte Gravimetrisch	Energiedichte Volumetrisch	Toxizität	Lagerbedingung (p/T)	Verfügbarkeit/ Infrastruktur	Sonstiges
Diesel	11,1 kWh/kg	9,7 kWh/l	sehr hoch	STP	sehr hoch / sehr gut	<ul style="list-style-type: none"> hohe THG-Emissionen Schwefelgehalt Umfassende Abgasnachbehandlung
LNG	13,9 kWh/kg	6,5 kWh/l	gering	SP / -162°C	mäßig/mäßig	<ul style="list-style-type: none"> geringe Emissionen im Vergleich mit Diesel Methanschlupf Kryogene Tanks Hohe Sicherheitsanforderungen
Wasserstoff	33,3 kWh/kg	2,4 kWh/l	sehr gering	SP / -253°C (flüssig) ST / 700 bar (gasförmig)	sehr gering / sehr schlecht	<ul style="list-style-type: none"> Keine Emissionen Hohe Sicherheitsanforderungen
Ammoniak	5,3 kWh/kg	3,5 kWh/l	sehr hoch	SP / -34°C ST / 10 bar (beides flüssig)	hoch / gut	<ul style="list-style-type: none"> Hohe NO_x-Emissionen Hohe Sicherheitsanforderungen
Methanol	5,6 kWh/kg	4,4 kWh/l	gering	STP	hoch * / gut	<ul style="list-style-type: none"> geringe Emissionen im Vergleich mit Diesel Ähnliche Handhabung wie Diesel CCS/ Abgasnachbehandlung

STP: Standardtemperatur und -druck (0 °C / 1,01325 bar)

CCS: CO₂-Abscheidung und -Speicherung

* Bei grünem Methanol ist die Verfügbarkeit gering.

Diesel

Schweröl und Diesel sind die Kraftstoffe, die im Schiffverkehr seit Jahrzehnten verwendet werden bzw. die den wichtigsten Grund für hohe Emissionen in der Schifffahrt darstellen. Schweröl bzw. Marinedieselöl ist ein Dieselmotorkraftstoff, der in Schiffsmotoren zum Einsatz kommt. Es existieren diverse Varianten von Schiffsdiesel, die sich in ihrer Viskosität, ihrem Schwefelgehalt sowie weiteren chemischen Eigenschaften unterscheiden und in unterschiedliche Kategorien eingeteilt werden. Schweres Heizöl (Heavy Fuel Oil, HFO) bezeichnet ein hochviskoses Öl mit hoher Dichte. Es ist gekennzeichnet durch einen hohen Schwefelgehalt. Schweres Heizöl findet häufig Verwendung in großen Schiffen, da es kostengünstiger ist. Vor der Verwendung an Bord muss es jedoch vorgewärmt und gereinigt werden, wobei ein Abfallprodukt, der sogenannte Sludge, entsteht.

Marine Diesel Oil (MDO) ist ein Dieselmotorkraftstoff, der sich in seinen Eigenschaften dem herkömmlichen Dieselmotorkraftstoff für Landfahrzeuge ähnelt. Er zeichnet sich durch eine niedrigere Viskosität sowie einen geringeren Schwefelgehalt aus. Zusätzlich zum Schweröl und MDO werden auch noch weitere Varianten des Dieselmotorkraftstoffs in der Schifffahrt verwendet. Marine Gas Oil (MGO) stellt ein destilliertes Produkt mit noch geringerer Viskosität als MDO sowie einem sehr niedrigen Schwefelgehalt dar. MDO und MGO finden häufig Verwendung in Schiffen, die zur Einhaltung von Emissionsvorschriften verpflichtet sind.

Die Lieferkette für Marinediesel, welche die Rohölproduktion, den Transport und die Bunkerung umfasst, hat sich als bewährtes Prinzip etabliert. Die Regulierung zur Verhütung der Luftverunreinigung durch Schiffe zielt auf die Reduzierung von Emissionen ab und ist in MARPOL Annex VI festgehalten.

Flüssigerdgas (LNG)

Liquefied Natural Gas (LNG) bezeichnet Erdgas, welches durch Abkühlung auf etwa -162 °C in einen flüssigen Zustand überführt wird. Bei der Verflüssigung wird das Volumen des Erdgases um den Faktor 600 reduziert, wodurch sich eine effizientere Lagerung und ein effizienter Transport realisieren lassen. Der volumetrische Energiegehalt von LNG entspricht in etwa der Hälfte des Energiegehalts von Diesel. LNG besteht fast vollständig aus Methan, einem hochwirksamen Treibhausgas, das über einen Zeitraum von 20 Jahren etwa 80-mal schädlicher für das Klima ist als CO_2 [20]. Im Vergleich zu herkömmlichen Schiffskraftstoffen entstehen bei der Nutzung von LNG geringere Emissionen, insbesondere Schwefeloxide (SO_x) und Stickoxide (NO_x) werden stark gesenkt. Jedoch kann Methan während des Transports und Betriebs entweichen, weil kleine Mengen des Gases beim Verdampfen in die Atmosphäre gelangen. Dies wird als Methanschlupf bezeichnet. Methanschlupf tritt besonders dann auf, wenn das flüssige Methan (LNG) in den Motoren oder Tanks nicht vollständig verbrannt oder gelagert werden kann und unkontrolliert entweicht. Methanschlupf kann reduziert werden, aber lässt sich nie ganz vermeiden/ausschließen.

Die Produktion von LNG erfolgt in Gasverflüssigungsanlagen aus Erdgas. Im Anschluss an die Verflüssigung erfolgt der Transport auf dem Seeweg mit speziell dafür vorgesehenen Tankschiffen oder per Pipeline zu den LNG-Terminals. In den Zielhäfen erfolgt die Lagerung von LNG in kryogenen Tanks. Die Bebunkerung der Schiffe erfolgt über speziell dafür vorgesehene Bunkerschiffe, welche das LNG in die Treibstofftanks der Schiffe transferieren. Auch die Lagerung des LNG an Bord der Schiffe erfolgt in kryogenen Tanks.

Vor der Verbrennung in einem Dual-Fuel-Motor oder einem speziell angepassten LNG-Motor muss das verflüssigte Gas wieder in den gasförmigen Zustand zurückgewandelt werden. Die LNG-Versorgungskette erfordert eine umfangreiche Infrastruktur an Land und auf See. Dazu gehören spezialisierte Produktionsanlagen, Tankerflotten, Lager- und Bunkerstationen sowie als Verbraucher speziell ausgerüstete Schiffe, die LNG als Kraftstoff nutzen können. Die Regelung des Umgangs mit LNG als Kraftstoff erfolgt gemäß dem IGF-Code. In diesem zielorientierten Regelwerk erfolgt eine Beschreibung technischer und operativer Abläufe, welche die Sicherheit im Gebrauch von LNG gewährleisten sollen.

Wasserstoff

Wasserstoff gilt als vielversprechender alternativer Kraftstoff für die Seeschifffahrt. Er kann durch Elektrolyse von Wasser erzeugt werden, wobei der Prozess emissionsfrei ist, wenn er mit erneuerbarer Energie betrieben wird (definiert als „grüner Wasserstoff“). Eine der größten Herausforderungen für den Einsatz von Wasserstoff in der Schifffahrt ist die Speicherung.

Wasserstoff hat eine sehr geringe volumetrische Energiedichte (etwa ein Viertel im Vergleich zu herkömmlichen Dieselmotoren) und muss daher entweder auf sehr tiefe Temperaturen (-253 °C) abgekühlt oder unter hohem Druck (bis 700 bar) gespeichert werden. Beide Methoden erfordern spezielle Tanks und erhöhen Kosten und Energieverbrauch. Wasserstoff kann in flüssigen organischen Wasserstoffträgern (LOHC oder in Metallhydridspeichern gespeichert werden, wodurch extreme Drücke vermieden werden können und die hohe Brandgefahr deutlich reduziert wird [21]. Die Infrastruktur zur Erzeugung, Speicherung und Verteilung von Wasserstoff ist noch nicht ausreichend entwickelt, was einen breiten Einsatz in der Schifffahrt erschwert. Wasserstoff kommt daher aktuell vor allem als Kraftstoff für kleinere Schiffe und Fähren in Frage, die küstennah verkehren, da hier die notwendige Infrastruktur leichter aufzubauen ist.

Für den Einsatz auf großen Seeschiffen wird intensiv an Technologien gearbeitet, die die Effizienz und Sicherheit der Wasserstoffnutzung verbessern sollen. Die Nutzung von Wasserstoff in Brennstoffzellen wird derzeit auf einigen Schiffen umgesetzt. Wasserstoff kann aufgrund seiner einfachen molekularen Struktur direkt in Brennstoffzellen eingesetzt werden ohne vorherige Reformierung. So ist die MS "Hydra" das weltweit erste mit Wasserstoff betriebene Fährschiff. Das Schiff nutzt flüssigen grünen Wasserstoff, um in Festoxidbrennstoffzelle (SOFC) [22] elektrische Antriebsenergie zu erzeugen, die in Batterien gespeichert wird und dann die Motoren mit Strom versorgt. Eine direkte Versorgung der Motoren könnte durch Protonenaustauschmembran-Brennstoffzellen (PEMFC) erfolgen, da PEM wesentlich dynamischere Leistungsabgaben haben als SOFC. PEMFCs eignen sich außerdem besonders für den Einsatz in der Schifffahrt, da sie kompakt sind und bei niedrigen Temperaturen arbeiten. Sie liefern schnell Energie und können daher gut an den schwankenden Leistungsbedarf eines Schiffes angepasst werden. Generell sind die Flexibilität in der Leistungsabgabe, die Wahl des Brennstoffs sowie dessen Reinheit die entscheidenden Punkte bei der Auswahl von Brennstoffzellen [23].

Ein weiteres technisches Feld für den Einsatz von Wasserstoff zur Emissionsminderung ist der Einsatz von modifizierten Verbrennungsmotoren. So haben einige Motorenhersteller nach dem Dieselpinzip Dual-Fuel-Motoren entwickelt, bei denen der Kraftstoffmix aus ca. 15 % Diesel und 85 % Wasserstoff besteht. Ein Beispiel hierfür ist der Hafenschlepper „Hydrotug“, der mit komprimiertem Wasserstoff betrieben wird und die Gesamtemissionen um 65 % senkt [24]. Diese bestehen bei einem solchen Dual-Fuel-Motors aus Kohlendioxid (bzw. Kohlenmonoxid) entsprechend dem Dieselanteil und Stickoxiden aufgrund der hohen Verbrennungstemperatur aus atmosphärischem Stickstoff, die durch Nachbehandlungssysteme reduziert werden müssen.

Die Regelung des Umgangs mit Wasserstoff als Kraftstoff wird gegenwärtig mit einer Interim Guideline zur späteren Implementierung in den IGF-Code vorbereitet. Auch hier stehen technische und operative Abläufe, welche die Sicherheit im Gebrauch von Wasserstoff gewährleisten sollen, im Vordergrund.

Ammoniak

Ammoniak stellt einen weiteren potenziellen Kraftstoff für die Schifffahrt dar, der sich durch seine Eigenschaft auszeichnet, im Gegensatz zu konventionellen Kraftstoffen keine direkten CO₂-Emissionen aufzuweisen. Die Synthese von Ammoniak aus grünem Wasserstoff und Stickstoff eröffnet die Möglichkeit, diesen als klimaneutralen Kraftstoff einzusetzen. Obgleich Ammoniak eine höhere volumetrische Energiedichte als Wasserstoff aufweist, entspricht diese etwa der Hälfte der von Dieselkraftstoff, damit aber einer ähnlichen volumetrischen Energiedichte wie bei LNG. Ein gravierender Nachteil von Ammoniak ist dessen Toxizität, die mit entsprechenden Sicherheitsrisiken einhergeht. Des Weiteren ist Ammoniak in Wasser löslich, wobei die hohe Aquatoxizität eine signifikante Gefahr für ökologische Systeme darstellt.

Dies erfordert spezifische Anforderungen hinsichtlich des Umgangs, der Lagerung und des Transports von Ammoniak, sowohl an Land als auch an Bord von Schiffen. Die mit dem Einsatz von Ammoniak als Kraftstoff verbundenen Risiken werden durch die relativ hohe Energiedichte, die bereits vorhandene Infrastruktur, die den Umgang mit Ammoniak als Ladung ermöglicht, sowie die damit einhergehende große Erfahrung in diesem Bereich relativiert. Allerdings wird dadurch die Umweltgefährdung durch Ammoniak nicht grundsätzlich gelindert.

Der Einsatz in modifizierten Verbrennungsmotoren ist möglich, allerdings sind technische Herausforderungen zu bewältigen, die aus der hohen Zündtemperatur und der Möglichkeit einer unvollständigen Verbrennung resultieren. Im Anschluss an die Verbrennung muss eine Nachbehandlung der entstehenden Stickoxide erfolgen. Im Rahmen des Projekts erfolgt eine Erforschung von Ammoniak-Konzepten für Dieselmotoren sowie für Dual-Fuel-Motoren. Die Markteinführung ist für das Jahr 2025 anvisiert [25].

Die Verfahren der Ammoniak-Produktion, des Transports und der Lagerung haben sich bereits zu ausgereiften Techniken entwickelt. Unter Einsatz erneuerbarer Energie und Ausgangsstoffe (grünes H₂) kann Ammoniak klimaneutral hergestellt werden. Allerdings wird der potenzielle Bedarf die Kapazitäten bereits heute um das Drei- bis Vierfache überschreiten. Ammoniak als Kraftstoff in Brennstoffzellen ist sehr vielversprechend, da es zu 75 % aus Wasserstoff besteht. Daher kann Ammoniak als Wasserstoffträger genutzt werden, muss aber vor dem Einsatz als Kraftstoff in einer Brennstoffzelle gespalten werden. In einem laufenden Projekt zur Installation von Ammoniak-Brennstoffzellen bei einem Offshore-Versorger [26] wird Ammoniak zunächst in einen Spaltreaktor („Cracker“) geleitet und die entstehenden Gase in eine Brennstoffzelle geführt. Die Restgase aus der unvollständigen Nutzung in der Brennstoffzelle werden anschließend in einem Reaktor zu Wasser und Stickstoff katalysiert [27]. Dieser Offshore-Versorger ist bereits mit einem Ammoniak-Dual-Fuel-Motor ausgerüstet, und kann dadurch die Emissionen schon um bis zu 70 % reduzieren [28]. In einer gemeinsamen Absichtserklärung bekunden Motorenhersteller und Schiffswerften ihr Interesse an der gemeinsamen Entwicklung von ammoniakbetriebenen Motoren. Des Weiteren

streben die beiden Unternehmen die Entwicklung relevanter Lösungen für den sicheren Umgang und Betrieb mit Ammoniak an [25].

Die grundlegenden Genehmigungen von Klassifikationsgesellschaften für Neubaudesigns, bei denen zukünftig Ammoniak als Brennstoff an Bord von VLCCs (Very Large Crude Carriers) zum Einsatz kommen kann, wurden erteilt. Die Schiffe werden mit integrierten Membrantanksystemen für den Treibstoff ausgestattet, welche ein Fassungsvermögen von 9000 bis 14000 m³ aufweisen [29]. Des Weiteren wurde von einer Werft ein Designkonzept für einen ammoniakbetriebenen VLGC (Very Large Gas Carrier) präsentiert. Auch in diesem Kontext stellt die Nichtfreisetzung von Kohlenstoffdioxid eine Herausforderung dar, insbesondere angesichts der korrosiven und toxischen Eigenschaften des Energieträgers [25]. Ähnlich der Problematik beim Wasserstoff stellt der hohe Stickstoffgehalt in den Abgasen eine Herausforderung an die Abgasnachbehandlung dar.

Die Regelung des Umgangs mit Ammoniak als Treibstoff wird derzeit ebenso wie Wasserstoff mit einer eigenen Interim Guideline für die spätere Implementierung in den IGF-Code vorbereitet. Die Sicherheit im Umgang mit Ammoniak, insbesondere im Hinblick auf seine Toxizität, steht dabei durch die Erfassung der technischen und betrieblichen Abläufe im Vordergrund.

Methanol

Methanol ist ein flüssiger, wasserlöslicher und biologisch abbaubarer Stoff und weist eine deutlich geringere Toxizität auf als Ammoniak. Unter Standardbedingungen ist er flüssig und kann ähnlich wie Dieselmotorkraftstoff gelagert und gehandhabt werden. Aufgrund seiner korrosiven Eigenschaften sind jedoch spezielle Werkstoffe erforderlich, wobei eine Mitführung in Integraltanks an Bord möglich ist. Durch die Flüchtigkeit von Methanol kann es vorkommen, dass sich im Zusammenhang mit anderen Kraftstoffen etablierte Abdichtungstechniken beispielsweise von Einspritzdüsen oder Flanschverbindungen an Bauteilen mit hohen Temperaturdifferenzen als unzureichend erweisen. Hierdurch könnten Dichtungen aufgrund der Korrosivität schnell verschleiben mit der Folge, dass Methanol unkontrolliert entweichen kann. Die gravimetrische Energiedichte von Methanol ist etwa ein Drittel höher als die von Ammoniak. Im Vergleich mit herkömmlichem Schiffsdiesel ist für den gleichen Energiegehalt etwa das Doppelte des Speichervolumens erforderlich.

Methanol wird konventionell aus Erdgas und Kohle gewonnen. Dabei entsprechen die Gesamtemissionen der Herstellung aus Erdgas denen von Diesel. Bei der Herstellung aus Kohle sind die Gesamtemissionen etwa doppelt so hoch [30]. In der Konsequenz lässt sich ableiten, dass das CO₂-Einsparpotenzial von Methanol als Kraftstoff ausschließlich bei grünem Methanol gegeben ist. Konventionelles Methanol wird in großem Umfang produziert und ist Teil einer erprobten und etablierten Infrastruktur. Das Bunkern von Methanol ist im Vergleich zu kryogenen Kraftstoffen einfach und dem Bunkern von Kraftstoffen wie Diesel sehr ähnlich. Aufgrund der höheren Flüchtigkeit sind die Auswirkungen von Leckagen auf die Besatzung oder die Umwelt minimal, was zu einer Verringerung des Gesamtrisikoprofils des Kraftstoffs führt [31].

Die Verwendung von Methanol-Brennstoffzellen in der Schifffahrt ist Gegenstand von Forschungs- und Entwicklungsprojekten auf globaler Ebene. In dem Innovationscluster „e4ships“ sind einige Projekte zusammengefasst, die sich mit Methanol betriebene Brennstoffzellen in der Schifffahrt befassen [32]. In Kapitel 3.2 wird detaillierter dargelegt, welche Möglichkeiten zur Nutzung von Methanol-Brennstoffzellen bestehen.

Methanol kann auch direkt in einem Verbrennungsmotor genutzt werden und zeichnet sich hier durch eine sauberere Verbrennung aus. Hierdurch lassen sich geringere Emissionen von Schwefeloxiden (SO_x), Feinstaub und Stickoxiden (NO_x) als bei konventionellen Schiffsdieseln erzielen. Methanol kann unter anderem in modifizierten Dieselmotoren verwendet werden, was eine relativ einfache Umrüstung bestehender Schiffe ermöglicht, wobei, wie bei LNG, ein gewisser Anteil an Zündöl (3–5 %) beigemischt werden muss. Bei einem Ottomotor wird aufgrund der Fremdzündung auf Zündöl verzichtet, sodass die Abgaszusammensetzung bei einer idealen Verbrennung aus Wasser und Kohlenstoffdioxid besteht.

Ein Meilenstein in der Schifffahrt war die Indienststellung der „Laura Mærsk“, das weltweit erste mit grünem Methanol betriebene Containerschiff im Jahr 2023. Das 2.100-TEU-Schiff hat seine Jungfernfahrt von Südkorea nach Kopenhagen komplett mit Biomethanol absolviert und ist nun damit auf der Ostsee unterwegs. Bis 2024 sollen sieben Großcontainerschiffe mit jeweils 16.000 TEU folgen. Sobald grünes Methanol verfügbarer ist, soll auf grünes Methanol umgestellt werden. Weitere 14.000-TEU-Schiffe werden von konventionellen Dieselmotoren auf Dual-Fuel-Methanol-Motoren umgerüstet, und für 2026 ist die Auslieferung mehrerer 9.000-TEU-Methanol-Schiffe geplant [33].

Der Einsatz von Methanol wird durch die „Interim Guideline for the Safety of Ships using Methyl/Ethyl Alcohol as Fuel“, als Anhang zum IGF-Code geregelt. Durch den niedrigen Flammpunkt von 12 °C fällt Methanol in diese Kategorie. Diese Interim Guideline steht kurz vor der Implementierung als Anhang zum IGF-Code. Ebenso gibt es schon Bunker Guidelines seitens der Klassifikationsgesellschaften [34].

Zusammenfassung der Kraftstoffoptionen

Aufgrund seiner Eigenschaften ist Methanol einfacher zu handhaben als andere alternative Kraftstoffe. Methanol ist ein Alkohol, entflammbar und giftig, aber für den Umgang mit Methanol wurden Sicherheitsmaßnahmen entwickelt, die in den vorläufigen Sicherheitsvorschriften für die Verwendung von Methanol als Kraftstoff an Bord demnächst dem IGF-Code angehängt werden. Das macht Methanol momentan attraktiver als andere alternative Kraftstoffe wie Ammoniak und Wasserstoff. Die Energiedichte von Methanol ist höher als die von Ammoniak und Wasserstoff, jedoch geringer als die von MGO und HFO. Dadurch werden Methanoltanks entsprechend größer sein als Dieseltanks, was zu einer Verringerung der volumetrischen Zuladung führen kann, oder eine Reichweitenverringerung speziell bei Retrofits in Kauf genommen werden muss, was wiederum zu verkürzten Bunkerfrequenzen führen kann. Der Umstieg auf Methanol bedeutet dann

eine signifikante Reduzierung der Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen, wenn es umweltfreundlich aus erneuerbaren Ressourcen und nachhaltigem CO₂ hergestellt wird.

Für die Verwendung von Methanol als Kraftstoff an Bord von Schiffen werden Technologien wie Methanolmotoren kommerzialisiert, was im Vergleich zu Ammoniak und Wasserstoff einen großen Vorteil in Bezug auf den Stand der Technik darstellt. Auch der Aufwand und die Komplexität für die Nachrüstung bestehender Schiffe ist im Vergleich zu den anderen alternativen Kraftstoffoptionen gering. Aufgrund der Eigenschaften von Methanol ist es möglich, die bestehende Lager- und Bunkerinfrastruktur an Land nachzurüsten, was Methanol zu einem vergleichsweise einfach zu handhabenden Kraftstoff macht.

Die Verfügbarkeit von grünem Methanol für maritime Anwendungen ist derzeit noch sehr begrenzt. Dies wird voraussichtlich auch in den nächsten Jahren der Fall sein, auch wird der Methanolpreis höher bleiben als der der fossilen Brennstoffe. Es sind Anreize wie regulatorischer Druck erforderlich, um die Investitionen in Methanolproduktionsanlagen auf die Produktion von grünem Methanol und die Verfügbarkeit in den Häfen weltweit zu lenken [35].

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass grünes Methanol eine realistische Lösung für die langfristigen Ziele der Emissionsreduzierung sein kann und mit grünem Methanol, bei Verbrennungsmotoren mit geeigneten Abgasnachbehandlungssystemen, auch das für 2050 gesteckte Ziel erreicht werden kann. Eine einzige alternative Lösung für die Zukunft der Schifffahrt anzustreben erscheint jedoch unrealistisch, da es verschiedene Kraftstoffoptionen auf dem Markt geben wird. Je nach Schiffstyp, Fahrtroute und zahlreichen anderen Parametern werden sich unterschiedliche Kombinationen aus Energieträgern und Wandler auf dem Markt etablieren.

3.2. Methanol als Kraftstoff an Bord von Schiffen

Die vorliegenden Untersuchungen umfassen einen Vergleich der verschiedenen Kraftstoffoptionen anhand einer Reihe von Kriterien, darunter Spezifikationen und Sicherheit, Lager- und Bunkermöglichkeiten, Emissionen, Eignung der Technologie für den Einsatz an Bord von Schiffen sowie Verfügbarkeit von Regeln und Vorschriften für die Lagerung und Verwendung alternativer Kraftstoffe an Bord. Im Rahmen der Untersuchung wurde ersichtlich, dass Methanol gegenwärtig die höchste Bewertung unter den kohlenstoffarmen Kraftstoffoptionen aufweist. Für die Verwendung von Methanol als Schiffskraftstoff existieren diverse technologische Lösungsansätze. Im Folgenden erfolgt ein Vergleich der genannten Technologien, wie beispielsweise Brennstoffzellensysteme und Verbrennungsmotoren.

Die Umrüstung bestehender Dieselmotoren auf Dual-Fuel-Betrieb kann bei sämtlichen Schiffsantrieben vorgenommen werden. Der Nachrüstaufwand sowie die Motorleistung variieren in Abhängigkeit des Motortyps sowie des durchgeführten Umrüstungskonzepts. Eine Modifikation der Tankkonstruktion könnte durch den Einsatz spezieller Beschichtungen vorgenommen werden. Allerdings sind darüber hinaus weitere Anpassungen erforderlich, beispielsweise ein Kraftstoffaufbereitungsraum und ein Kraftstoffversorgungssystem. Darüber hinaus führt der im Vergleich zu Dieselmotoren niedrigere Heizwert von Methanol zu einem etwa doppelt so hohen Kraftstoffverbrauch. Dennoch bleiben die CO₂-Emissionen unter denen von Diesel [36]. Als Beispiel sei hier das Retrofit-Paket von MAN Energy Solutions für die Umrüstung konventioneller Viertaktmotoren auf Methanol-Dual-Fuel-Betrieb genannt, dessen Markteinführung für das Jahr 2025 vorgesehen ist. Das Umrüstungspaket befindet sich derzeit noch in der Entwicklungsphase und wird auf dem Prüfstand getestet [38].

3.2.2. Methanol als Wasserstoffträger für PEMFC

Brennstoffzellensystemen wandeln die chemische Energie des Kraftstoffs direkt in elektrische Energie, was weniger Energieverluste und einen höheren Wirkungsgrad ermöglicht. Es gibt verschiedene Brennstoffzellentechnologien, die sich hinsichtlich ihrer Betriebsbedingungen sowie Energieeffizienz unterscheiden. Darunter weisen PEMFCs den Vorteil einer niedrigeren Betriebstemperatur, einer relativ schnellen Inbetriebnahme sowie einer hohen Leistungsdichte auf. Die hohe Leistungsdichte von PEMFCs spart an Bord von Schiffen wertvollen Platz, wodurch PEMFCs eine wettbewerbsfähige Technologie darstellen. Aber auch PEMFCs werden aufgrund unterschiedlicher Betriebsbedingungen als Hochtemperatur-PEM-Brennstoffzelle (HT-PEMFC) oder Niedertemperatur-PEM-Brennstoffzelle (LT-PEMFC) betrieben. Das ausschlaggebende Merkmal ist, dass eine Brennstoffzelle mit höherer Temperatur, Kraftstoff mit niedrigerer Reinheit zugeführt werden kann.

Methanol als Wasserstoffträger kann zu Wasserstoff reformiert werden, welcher einer Hochtemperatur-PEM-Brennstoffzelle zugeführt werden kann. Das Produkt dieses Prozesses enthält neben Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid auch Kohlenmonoxid (CO), welches eine Niedertemperatur-PEM-Brennstoffzelle (LT-PEMFC) beschädigen würde, da LT-PEMFCs sehr empfindlich sind und eine hohe Wasserstoffreinheit erfordern. HT-PEMFCs hingegen weisen eine höhere Toleranz gegenüber Kohlenstoffmonoxid (CO) auf. Der Wirkungsgrad von Brennstoffzellen kann im tatsächlichen Betrieb 40 bis 60 % erreichen und ist damit höher als der Wirkungsgrad von Verbrennungsmotoren. Um dies jedoch realistischer zu betrachten, ist der Wirkungsgrad des Gesamtsystems zu berücksichtigen, der für beide Systemtypen eher annähernd sein sollte. Das hohe Platzangebot zur Anordnung von Brennstoffzellensystemen, die günstige Betriebsumgebung sowie die mehrheitlich konstante Lastabnahme könnten auf großen Schiffen eine vielversprechende Option mit einer breiten Zukunftsperspektive darstellen [39].

In diesem Kontext sei zunächst darauf verwiesen, dass sich eine Vielzahl von Forschungsprojekten sowie -arbeiten der Anwendung von PEMFCs an Bord von Schiffen widmet. Im Rahmen des Projekts "Pa-X-ell", welcher Bestandteil des deutschen Leuchtturmprojekts "e4ships" ist, wurde auf dem Passagierschiff "MS Mariella" ein 90 kW starkes, mit Methanol betriebenes HT-PEMFC-System mit einem Reformier als Hilfsaggregat parallel zur konventionellen Hauptenergieversorgung installiert. Obgleich eine Vielzahl an Studien und Demonstrationsprojekten existiert, ist die Integration von Brennstoffzellen in maritime Anwendungen derzeit noch auf die Funktion als Hilfsstromquelle in Schiffenenergiesystemen beschränkt [39].

Die Brennstoffzellentechnologie für maritime Anwendungen weist noch Optimierungspotenzial hinsichtlich verschiedener Prozesse und Komponenten auf. Darüber hinaus sind für eine großflächige Markteinführung weitere Entwicklungen erforderlich, insbesondere im Hinblick auf das Systemvolumen, die Anlaufzeit und die Erhöhung der Lebensdauer sowie die Senkung der Gesamtkosten des Systems [40].

3.2.3. Methanol als Kraftstoff für SOFC

Die Festoxid-Brennstoffzelle (Solid Oxid Fuel Cell, SOFC) stellt eine Hochtemperatur-Brennstoffzelle dar, die sich durch eine hohe Energieeffizienz sowie Brennstoffflexibilität auszeichnet. SOFC werden zudem aktiv als Antriebssysteme für Schiffe erforscht, wobei bereits mehrere Demonstrationsprojekte durchgeführt werden. Das Potenzial der PEMFC wird jedoch durch das Fehlen von Durchbrüchen in der Wasserstoffspeichertechnologie limitiert. SOFCs lassen sich an eine Vielzahl von Kraftstoffen anpassen, sodass eine größere Kompatibilität mit den bestehenden maritimen Kraftstoffsystemen gegeben ist [41].

SOFCs weisen das Potenzial auf, neben Wasserstoff auch Erdgas, Methanol und Ammoniak als Brennstoff zu nutzen. Der Großteil der derzeit auf dem Markt erhältlichen SOFCs wird mit Erdgas betrieben, während die anderen verfügbaren Brennstoffoptionen für SOFC sich noch in der technologischen Entwicklungsphase befinden. Dazu wurden bereits mehrere Studien und Experimente durchgeführt, wie beispielsweise das Projekt NAUTILUS, in dessen Rahmen ein Konzept für ein voll integriertes SOFC-Batteriesystem für ein Kreuzfahrtschiff entwickelt wurde. Im Rahmen dessen wurde der Betrieb der SOFC mit verschiedenen Brennstoffoptionen evaluiert: Diesel, Methanol, Wasserstoff und Ammoniak.

Die in Abbildung 9 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass Methan, Diesel und Ammoniak einen höheren elektrischen Wirkungsgrad aufweisen als Methanol und Wasserstoff. Das mit Diesel betriebene SOFC-System weist den geringsten Wärmewirkungsgrad auf. Diese Tatsache lässt sich durch den im Rahmen des Reformierungsprozesses entstehenden hohen Wärmebedarf erklären. Ammoniak verfügt über den höchsten Wärmewirkungsgrad, da im SOFC-Abgas ein signifikanter Anteil an Energie durch internes Cracken enthalten ist. In Bezug auf die Energieeffizienz ist zu berücksichtigen, dass die Wahl des optimalen Kandidaten möglicherweise vom Strom- und

Wärmebedarf des Schiffes abhängt. Die Leistungsdichte der kohlenstoffhaltigen Brennstoffe (Methan, Methanol und Diesel) ist deutlich geringer, was sich in einer entsprechend geringeren gelieferten Leistung niederschlägt. Obwohl Methan den höchsten elektrischen Wirkungsgrad aufweist, ist die gelieferte Leistung um 15 % geringer als bei der Verwendung von Ammoniak oder Wasserstoff. Dies impliziert die Notwendigkeit einer erhöhten Anzahl an installierten Zellen, um die erforderliche Leistung zu erbringen [19].

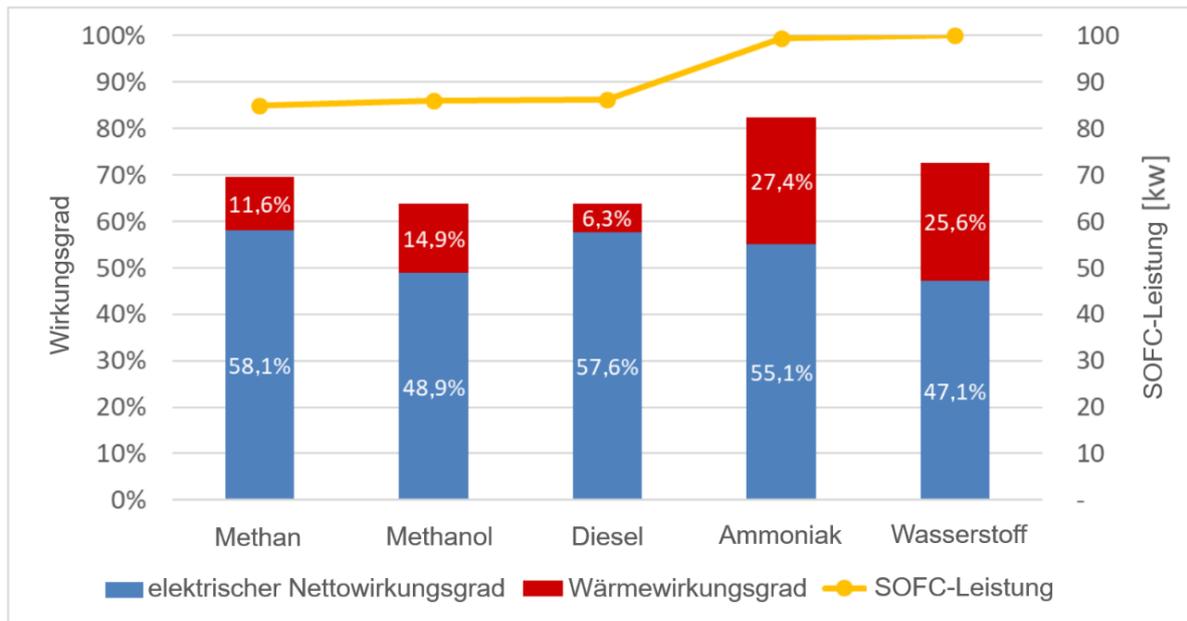


Abbildung 9 Elektrischer Nettowirkungsgrad, Wärmewirkungsgrad und abgegebene SOFC-Leistung für verschiedene Brennstoffoptionen [19]

Methanol kann unmittelbar als Kraftstoff verwendet oder in Wasserstoff umgewandelt werden, welcher als Brennstoff in die SOFC eingeleitet wird. Die Umwandlung in Wasserstoff an Bord bedingt den Einbau zusätzlicher Komponenten, darunter Reformier, Reiniger, Pumpen und dergleichen. Die interne Reformierung von Methanol erweist sich für SOFCs in Bezug auf Effizienz und Wärmebilanz in der Regel als vorteilhaft. Methanol wurde hinsichtlich seines direkten Einsatzes in SOFCs untersucht, wobei eine hohe Leistung ohne nennenswerte Zelldegradation festgestellt wurde. Die Forschung zu Direkt-Methanol-SOFC-Systemen befindet sich noch in einem frühen Stadium. Die meisten alternativen Brennstoffe wurden bislang noch nicht in einem SOFC-System im großtechnischen Maßstab praktisch erprobt. Allerdings konnte die Eignung von Methanol bereits physikalisch nachgewiesen werden.

Im Rahmen des Projekts METHAPU (Methanol Auxiliary Power Unit) ist die Implementierung eines 20 kW SOFC-Systems vorgesehen, welches mit Methanol gespeist wird und an Bord eines RoRo-Schiffs (Roll-on/Roll-off) zum Einsatz kommt. Das SOFC-System umfasst einen Methanoltank, einen Reformier, den SOFC-Stack, einen katalytischen Abgasnachbrenner sowie prozessinterne

Wärmetauscher. Das Projekt kann als technisch erfolgreich bezeichnet werden, da es gelang, die SOFC 700 Stunden lang mit Methanol zu betreiben [42].

Als Nachteil von SOFCs kann die relativ lange Anlaufzeit sowie die geringe Reaktionsfähigkeit auf Änderungen des Energiebedarfs identifiziert werden. Die langsame Reaktionszeit von SOFC-Systemen, welche bis zu einigen Stunden betragen kann, bedingt den Einsatz von Batterien an Bord, was einen höheren Platzbedarf zur Folge hat. Die maritimen Anwendungen von SOFC-Energiesystemen müssen vor allem in folgenden Bereichen weiterentwickelt werden:

- Verbesserung der Energieeffizienz, Reduzierung des Kraftstoffverbrauchs und der Kohlenstoffemissionen
 - Verbesserung der Lastwechselfähigkeit von SOFC-Stromversorgungssystemen, um die Lastschwankungen an Bord von Schiffen besser auszugleichen
 - Verbesserung der langsamen Inbetriebnahme von SOFC-Systemen, die derzeit aufgrund der hohen Betriebstemperatur mehrere Stunden dauert
- Verbesserung der geringen Leistungsdichte von SOFC-Stromversorgungssystemen, die derzeit im Vergleich zu herkömmlichen Motoren zu niedrig ist [41].

3.2.4. Vergleich der Systeme für die betrachtete Flotte

Unter den verschiedenen Kraftstoffoptionen für die Schifffahrt erweist sich Methanol derzeit als eine der realistischsten Lösungen zur Reduktion von Emissionen. Dies ist auf die spezifischen Eigenschaften der Produktions-, Transport- und Versorgungs- sowie der Verwendungstechnologien an Bord zurückzuführen. Im Rahmen eines Vergleichs von Methanol mit Schweröl, dem derzeit meistverwendeten Kraftstoff in der Schifffahrt, ist zudem der niedrigere Brennwert (knapp die Hälfte) sowie die geringere Dichte von Methanol zu berücksichtigen. Darüber hinaus ist ein höherer Bedarf an Lagerraum an Bord sowie ein häufigeres Bunkern des Schiffes erforderlich.

Die Gegenüberstellung der verschiedenen Energiesystemoptionen ist abhängig von den Zielsetzungen, die mit der Nachrüstung bestehender Schiffe oder der Systemauslegung zukünftiger Schiffsneubauten verfolgt werden. In diesem Kontext ist zudem der Platzbedarf, der Kraftstoffverbrauch sowie die Energieeffizienz der verschiedenen Systemoptionen zu berücksichtigen. Unter den drei alternativen Systemtechnologien für Methanol weisen PEMFCs im Vergleich zu Verbrennungsmotoren eine höhere Energieeffizienz auf, gefolgt von SOFCs. Demgegenüber ist der Platzbedarf der Brennstoffzellen und Batteriesysteme nahezu doppelt so hoch im Vergleich zum Verbrennungsmotor. Des Weiteren sind der Stand der Technologie des Systems sowie die Marktentwicklung von Relevanz. Es kann festgehalten werden, dass Methanol-Verbrennungsmotoren gegenwärtig einen Technology Readiness Level (TRL) von 7 aufweisen. Dies bedeutet, dass das Produkt bereits in Verwendung ist. In der Folge sind PEMFCs mit einem TRL von 6 und SOFCs mit einem TRL von 5 zu nennen, sodass die Technologie gegenwärtig in der Anwendungsentwicklung ist [43].

Die Auswahl der geeigneten Energiesystemoption ist in hohem Maße abhängig von den spezifischen Charakteristika des Schiffstyps, dem verfügbaren Platz an Bord für das System und die Brennstofflagerung, der Fahrtroute des Schiffes sowie der Verfügbarkeit der jeweiligen Brennstoffoption. In Tabelle 4 erfolgt eine Bewertung der drei Systemoptionen, wobei ersichtlich wird, dass unter den drei alternativen Methanolsystemen, die Verbrennungsmotoren im Vergleich zu Brennstoffzellen eine etwas höhere Gesamtbewertung haben. Im Falle einer Nachrüstung bestehender Schiffe erweisen sich Verbrennungsmotoren als eine vorteilhaftere Lösung, da diese bereits auf dem Markt verfügbar sind. Unter Berücksichtigung der Emissionen lässt sich feststellen, dass Brennstoffzellen langfristig eine umweltfreundlichere Lösung für die Nutzung von Methanol an Bord darstellen könnten.

Tabelle 4 Bewertung der alternativen Lösungen mit Methanol (Grün: 3, Orange: 2, Rot: 1)

	Diesel	Methanol		
	Verbrenner	Verbrenner	SOFC-Batterie	Reformer-PEMFC-Batterie
Kraftstoff LHV [MJ/kg]	3	2	2	2
Kraftstoff Dichte [kg/m ³]	3	2	2	2
CO ₂ -Emissionen [t-CO ₂ /t-Fuel]	1	2	3	3
Antriebssystem TRL	3	3	1	2
Antriebssystem Wirkungsgrad	2	2	3	3
Antriebssystem Volum [m ³]	2	3	1	1
Innerer Tank Volum [m ³]	3	1	2	1
Gesamtbewertung	17	15	14	14

* ohne Berücksichtigung des Volums von zusätzlichen Komponenten wie Reformer, Reiniger, Pumpen usw.

Die Auswahl eines adäquaten Energiesystems für Schiffe ist von diversen Faktoren abhängig. Dabei sind insbesondere der Schiffsbetrieb sowie die spezifischen Anforderungen an Bord zu berücksichtigen. Im Rahmen dieser Studie wurde eine Flotte in vier Gruppen unterteilt, wobei jeweils unterschiedliche Schiffstypen berücksichtigt wurden. Unabhängig von der Klassifikation der Schiffe kann festgehalten werden, dass Binnenschiffe und Küstenschiffe vornehmlich auf Kurzstrecken in Küstennähe verkehren und häufig die Möglichkeit zum Bunkern oder zur Nutzung der landseitigen Stromversorgung haben. Insofern können sowohl batterieelektrische Antriebssysteme als auch Brennstoffzellensysteme eine geeignete Lösung darstellen. Diese Schiffe sind im Vergleich zu den anderen Gruppen von Kurzstreckenschiffen und Hochseeschiffen eher klein und es besteht kein Bedarf an großen Energiesystemen und riesigen Tanks an Bord. Demgegenüber werden Kurzstreckenschiffe und Hochseeschiffe in der Regel für längere Strecken eingesetzt und verfügen über größere Tanks sowie leistungsfähigere Antriebssysteme. Zwar kommen Verbrennungsmotoren, die Kraftstoffe mit einer höheren volumetrischen Dichte verwenden, gewöhnlich mit weniger Platz aus, jedoch lassen sich mit ihnen die für das Jahr 2050 angestrebten Ziele der Dekarbonisierung nicht erreichen. Als weitere Möglichkeit kann die Kombination von Verbrennungsmotoren mit Brennstoffzellensystemen genannt werden, deren technische Untersuchung und Entwicklung jedoch noch aussteht.

In Anbetracht der langen Lebensdauer von Schiffen, welche 20 Jahre schnell übersteigt, sowie der anstehenden Emissionsreduzierung und der Dekarbonisierungsziele für die Schifffahrt bis 2050 wird die Nachrüstung bestehender Schiffe intensiv diskutiert. Die aktuell in Schiffen zum Einsatz kommenden Verbrennungsmotoren können für die Verbrennung von grünem Methanol nachgerüstet werden, wodurch sich die Emissionen reduzieren lassen. Obwohl mit dieser Vorgehensweise das Null-Emissions-Ziel für die Schifffahrt nicht ganz erreicht werden, ist es insbesondere für den Bestand eine sinnvolle Maßnahme.

4. Einsatz von grünem Methanol in der Schifffahrt

Aufgrund strengerer Vorschriften zur Emissionsminderung in der Schifffahrt ist das Interesse an Methanol als Schiffskraftstoff gestiegen und mehrere große Schiffe werden derzeit mit Methanol betrieben. Es wird erwartet, dass die Nachfrage nach Methanol weiter steigt. Es stellt sich daher die Frage, in welchen Häfen grünes Methanol in Zukunft weltweit verfügbar sein wird. Die Herstellung von grünem Methanol ist relativ kostspielig und bringt einige Herausforderungen für die Produktion in großem Maßstab mit sich.

4.1. Methanolherstellung und zukünftige Herausforderungen

Die Methanolproduktion hat sich in den letzten Jahrzehnten nahezu verdoppelt [44]. Im Jahr 2019 wurden rund 98 Millionen Tonnen Methanol aus fast ausschließlich fossilen Brennstoffen (Erdgas oder Kohle) hergestellt [45]. Methanol Market Services Asia (MMSA) untersuchte die historischen Daten zu Nachfrage und Produktion von Methanol in den vergangenen Jahren und ergab eine durchschnittliche jährliche Wachstumsrate von 2,6 % [44]. Ein großer Teil dieses Wachstums kommt aus China durch die Herstellung von Methanol aus Kohle [46]. Die Nachfrage nach grünem Methanol wird in Zukunft weiter steigen. Bis 2050 wird ein Anstieg der Produktion auf 500 Millionen Tonnen pro Jahr prognostiziert. Grünes Methanol oder E-Methanol wird aus erneuerbaren Energien hergestellt. Das CO₂ stammt dabei aus erneuerbaren biogenen Quellen oder aus der direkten Abscheidung aus der Luft (DAC). Es wird zusätzlich mit grünem Wasserstoff hergestellt, der mit erneuerbarem Strom hergestellt wird. Die Produktion von Methanol aus Biomasse sowie aus CO₂ und H₂ erfordert keine experimentellen Technologien. Stattdessen werden nahezu identische, bewährte und voll kommerzialisierte Verfahren verwendet, die auch für die Herstellung von Methanol aus fossilem Synthesegas zum Einsatz kommen. Diese etablierten Technologien können ebenso für die Produktion von E-Methanol genutzt werden.

Das Haupthindernis für den Einsatz von erneuerbarem Methanol sind derzeit die höheren Kosten im Vergleich zu Methanol auf Basis fossiler Brennstoffe. Der Wert von erneuerbarem Methanol liegt jedoch in seinem Emissionsreduktionspotenzial im Vergleich zu bestehenden Optionen. Die Beseitigung von Verfahrensunterschieden und die Erleichterung des Ausbaus von Produktion und Nutzung können zur Kostensenkung beitragen, erfordern aber eine Vielzahl politischer Maßnahmen. Mit den richtigen Fördermechanismen und unter optimalen Produktionsbedingungen könnte sich erneuerbares Methanol den derzeitigen Kosten und Preisen von Methanol aus fossilen Brennstoffen annähern [45].

Methanolproduktion in Deutschland

Die Nachfrage auf dem deutschen Methanolmarkt liegt im Jahr 2023 bei fast 3,1 Mio. t und wird in den nächsten Jahrzehnten voraussichtlich weiter steigen. Methanol entwickelt sich zu einem wichtigen Kraftstoff in Deutschland, der von verschiedenen Faktoren wie Umweltbelangen,

industrieller Nachfrage, technologischer Innovation und politischen Maßnahmen beeinflusst wird. So wird für das Jahr 2034 ein Marktvolumen von ca. 4,7 Mio. t Methanol prognostiziert [47].

Die weltweite Nachfrage nach Methanol lag 2019 bei 98 Mio. t und wird bis 2050 voraussichtlich auf 500 Mio. t ansteigen [48]. Laut der internationalen Klassifikationsgesellschaft DNV, Alternative Fuels Insight (AFI) [49] in Abbildung 10, wird die Nachfrage nach alternativen Kraftstoffen und damit auch nach Methanol in Zukunft steigen. Als weltgrößter Methanolproduzent und -verbraucher ist China für mehr als die Hälfte der globalen Gesamtnachfrage verantwortlich und verbrauchte 2018 rund 55 Mio. t Methanol. Danach folgen das übrige Asien, Europa sowie Nord- und Südamerika als größte Methanolverbraucher [46].



Abbildung 10 Wachstum des Einsatzes alternativer Kraftstoffe nach Anzahl der Schiffe [49]

Die Herstellung von e-Methanol aus CO₂ und H₂ ist der heutigen Methanolherstellung aus Synthesegas auf Basis fossiler Brennstoffe sehr ähnlich und daher relativ ausgereift und skalierbar. Die Technologie der Wasserelektrolyse wird derzeit weiterentwickelt und sollte in naher Zukunft für die Produktion von grünem Wasserstoff zur Verfügung stehen. Das Haupthindernis für die Einführung von erneuerbarem Methanol sind die Produktionskosten. Daher sind politische Maßnahmen zur Förderung und Unterstützung der großtechnischen Herstellung und Nutzung von erneuerbarem Methanol erforderlich [45].

Das größte Hemmnis für die Herstellung von e-Methanol sind die Kosten. Hierbei ist die wesentliche Herausforderung die erforderlichen Rohstoffe zu vertretbaren Kosten zu beschaffen. Insbesondere die Kosten für die Bereitstellung des Wasserstoffs durch die energieintensive Wasserelektrolyse hat einen großen Einfluss auf die Gesamtkosten. Dabei sind die Stromkosten für den Betrieb des Elektrolyseures für den Wasserstoffpreis ausschlaggebend. Wenn das CO₂ mit einer DAC-Anlage

gewonnen wird, sind auch hier insbesondere die Stromkosten entscheidend für die CO₂ Kosten. Der für die Elektrolyse verwendete Strom muss auf erneuerbaren Energien basieren, um vollständig grün zu sein. Die Methanolproduktionstechnologie hingegen ist bereits voll kommerzialisiert und verfügbar und technisch ist die Produktion von e-Methanol durch diese Faktoren nicht eingeschränkt [2]. Für die Herstellung von erneuerbarem und klimaneutralem e-Methanol muss das CO₂ direkt aus der Luft oder aus Meeren stammen. Die Kosten für CO₂ aus DAC müssen deutlich sinken, um eine wirtschaftliche Option für die Herstellung von e-Methanol zu werden. Um einen hohen Anteil erneuerbarer Methanolproduktion zu erreichen, ist eine deutlich stärkere regulatorische Unterstützung notwendig, z.B. durch einen höheren CO₂-Preis. Eine großskalige Produktion von grünem Methanol ist somit technisch Notwendige, es sind allerdings noch die richtigen Rahmenbedingungen notwendig damit die notwendigen Anlagen aufgebaut und betrieben werden [45].

4.2. Grünes Methanol

Etwa 65 % der Methanolproduktion basieren auf der Reformierung von Erdgas (graues Methanol), während die restlichen 35 % größtenteils aus der Kohlevergasung (braunes Methanol) und nur etwa 0,2 % aus nachwachsenden Rohstoffen (Biomethanol) stammen. Je nach Ausgangsstoff und den damit verbundenen Kohlenstoffemissionen kann Methanol als kohlenstoffintensiv oder kohlenstoffarm eingestuft werden (Abbildung 11) [45].

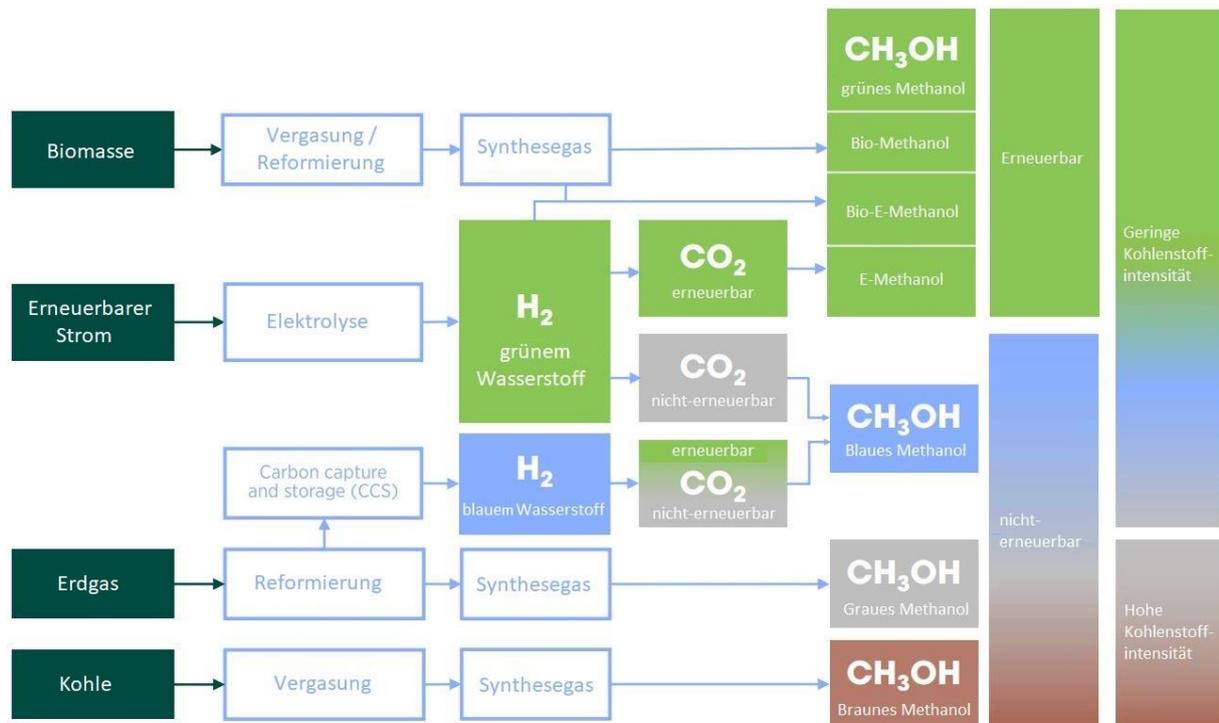


Abbildung 11 Klassifizierung von Methanol aus verschiedenen Rohstoffen [45]

E-Methanol wird in einem Synthesereaktor aus CO₂ und grünem Wasserstoff hergestellt. Das CO₂- für die Herstellung von E-Methanol kann aus industriellen Quellen, biogenen Quellen oder aus der Atmosphäre gewonnen werden. Der Wasserstoff wird durch Elektrolyse von Wasser mit Hilfe von erneuerbarem Strom erzeugt. Wind- und Solarenergie haben aufgrund ihrer zunehmenden Verfügbarkeit und sinkender Kosten das Potenzial ausreichen Strom für die Elektrolyse von Wasser bereitzustellen.

Jüngste Studien zeigen, dass die Photovoltaik bis 2030 in den meisten Teilen der Welt die dominierende Technologie zur Stromerzeugung sein wird. Bis 2040 werden die Produktionskosten von E-Methanol im Bereich der Methanolmarktpreise liegen, was bedeutet, dass die Methanolversorgung für die Industrie, aber auch die Nutzung als Kraftstoff ohne zusätzliche Kosten für die Verbraucher defossilisiert werden könnte. Umgekehrt werden die Kosten von E-Methanol höher bleiben als die von Methanol auf Erdgasbasis. Die Kosten für CO₂-Emissionen werden in Zukunft steigen und die Wettbewerbsfähigkeit von E-Methanol auf dem Markt zusätzlich verbessern [50].

Die weltweit besten Standorte für die Produktion von E-Methanol sind Patagonien, die Atacama-Wüste, das Horn von Afrika, der Mittlere Westen der USA, Teile Nordafrikas und theoretisch der größte Teil Grönlands mit technischen Potenzialen in Küstenregionen. Im Jahr 2020 wurde an den meisten dieser Standorte der Energiemix von der Windenergie dominiert. Bis 2030 könnten die Produktionskosten für E-Methanol an den besten Standorten auf allen Kontinenten sinken, wobei die PV-dominierten Standorte die Mehrheit bilden. Bis 2050 könnte E-Methanol auf allen Kontinenten in großem Umfang hergestellt werden. Dennoch könnten die große Nachfrage nach nachhaltigem Methanol und die relativ betrachtet höheren Produktionskosten und Flächenbegrenzungen in Europa sowie die relativ niedrigen Kosten für den Transport von Methanol zu einem globalen Handel mit E-Methanol in großem Maßstab führen [50].

4.3. Methanol Import und Verfügbarkeit

Der Import erneuerbarer Energien wird Teil des Prozesses der Defossilisierung der Energiesysteme von Ländern und Regionen sein, die heute stark von fossilen Energieimporten abhängig sind. Methanol von potenziellen zukünftigen Produktionsstandorten kann ebenso wie Schweröl und Diesel mit Chemikalientankern nach Deutschland transportiert und im Importterminal umgeschlagen werden. Die Technologie für den Umschlag von Methanol ist bereits vorhanden und aufgrund der chemischen Eigenschaften von Methanol kann die bestehende Infrastruktur in den Häfen für die Lagerung und Bebunkerung von Schiffen mit Methanol als Treibstoff weiter genutzt werden.

Als flüssiger Kraftstoff bei Umgebungstemperatur kann Methanol mit ähnlichen Verfahren wie Dieselmethanol gehandhabt werden. Die Toxizität und der niedrigere Flammpunkt von Methanol

stellen jedoch eine Herausforderung dar. Der zielorientierte Ansatz des IGF-Codes sieht eine äquivalente Sicherheit im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen und die Implementierung anderer Kraftstoffe mit niedrigem Flammpunkt vor. Mit den "Interim Guidelines for the safety of Ships using Methyl/Ethyl Alcohol as Fuel" liegt ein Anhang zum IGF-Code vor, der die Umsetzung an Bord beschreibt. Damit liegt ein vorläufiges Regelwerk vor, auf dessen Grundlage Schiffe gebaut oder umgebaut werden können, und zusammen mit den „Interim Guidelines for the safety of Ships using Fuel Cell Power Installations“ kann die Umsetzung an Bord in alle Richtungen sehr gut erfolgen. Die Regulierung des Bunkerns von Methanol befindet sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium und es gibt weltweit nur sehr wenige Vorschriften für die Industrie. Lloyds Register hat in Zusammenarbeit mit dem Methanol Institute einen Bericht über Methanol als Schiffskraftstoff und sicheres Bunkern erstellt, der der IMO zur Verfügung gestellt wurde. Die *Bunkering Technical Reference on Methanol* [51] zielt darauf ab, Richtlinien zu erstellen, die eine angemessene Regulierung ermöglichen und die Einführung von Methanol als Schiffskraftstoff für die Betreiber vereinfachen [31].

Konventionelles Methanol ist heute in mehr als 120 Häfen weltweit verfügbar, während die Produktionskapazität im Jahr 2023 bei rund 130 Mio. t liegt. Diese Menge wird in mehr als 90 Produktionsanlagen hergestellt, womit der heutige Methanolbedarf von ca. 98 Mio. t vollständig gedeckt werden kann [52] Abbildung 12 zeigt die globale Verteilung der Häfen, in denen Methanol geliefert oder gelagert wird, sowie die Verfügbarkeit von Methanol auf den wichtigsten Handelsrouten.

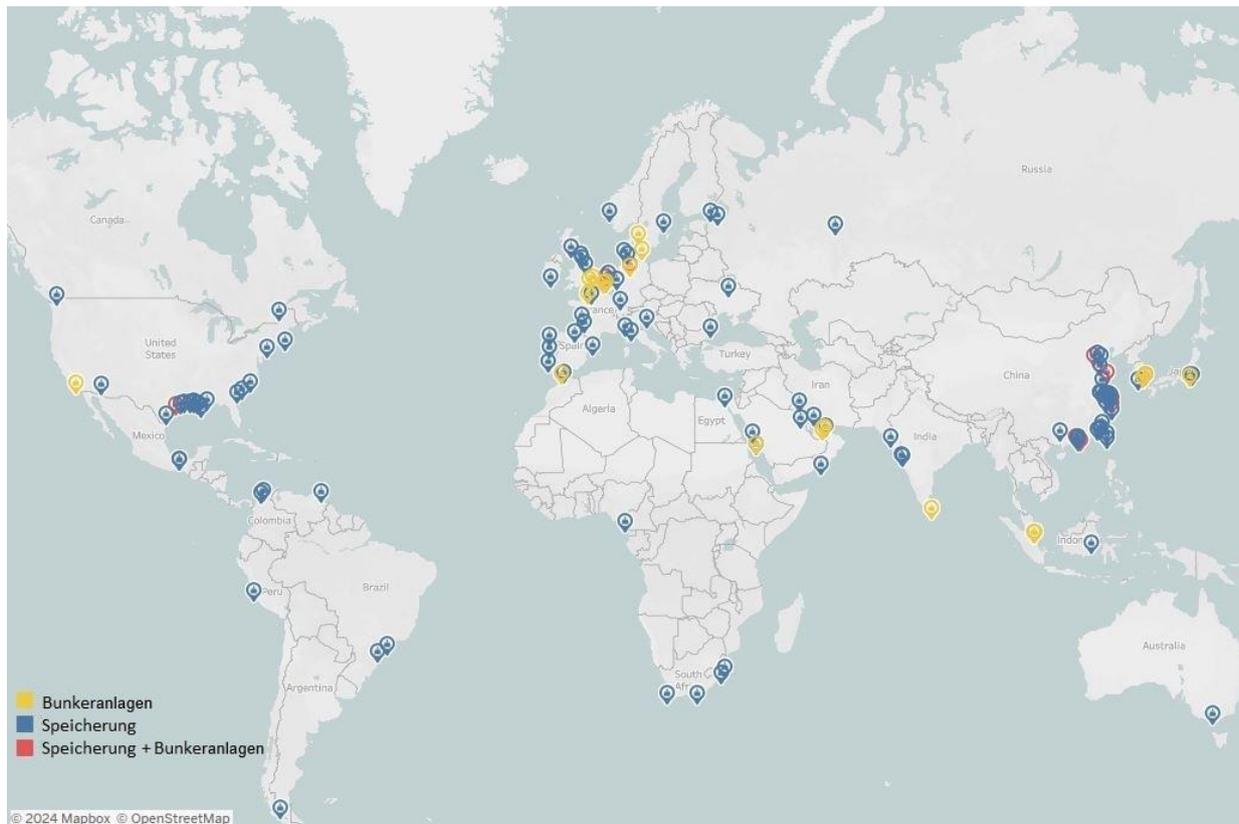


Abbildung 12 Verfügbarkeit von Methanol in Häfen, Methanol Institute Renewable Methanol Database of Methanol Ports © 2024 Mapbox, © OpenStreetMap

4.4. Speicherung und Bereitstellung von Methanol

Während für die Speicherung von Wasserstoff (H_2) in praktikablen (volumetrischen) Energiedichten eine aufwendige Komprimierung oder Verflüssigung nötig ist, kann ein solcher Schritt bei Methanol entfallen, da es unter Normalbedingungen flüssig ist.² Auch das Handling ist, z.B. im Vergleich mit Ammoniak, einfacher, da die Toxizität von Methanol deutlich geringer ist.

Methanol ist dennoch als Gefahrgut eingestuft und unterliegt somit bestimmten Vorschriften für Transport, Handhabung, Verwendung und Lagerung. Die Lagerung ist in Deutschland auf nationaler Ebene geregelt. Hierfür gelten die *Technischen Regeln für Betriebssicherheit* (TRBS) [53], sowie die *Technischen Regeln für Gefahrstoffe* (TRBG) [54], welche jeweils vom Ausschuss für Betriebssicherheit, bzw. Gefahrstoffe auf Grundlage der Betriebssicherheitsverordnung bzw. Gefahrstoffverordnung aufgestellt werden. Hierin regeln die TRGS 509 und 510 insbesondere die Lagerung und Abfüllung von Methanol.

² Zwischen $-98^\circ C$ und $65^\circ C$ bei 1 bar

Für den Transport müssen anders als bei der Lagerung europäische und internationale Regularien beachtet werden. Auf der Straße findet das *Agreement Concerning the international Carriage of Dangerous Goods by Road* (ADR) [55] Anwendung, auf der Schiene die *Ordnung für die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter* (RID) [56]. Der Transport auf Binnenwasserstraßen wird durch das *European Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Inland Waterways* (ADN) [57] geregelt. Für die Beförderung im Seeverkehr gibt der *International Maritime Code for Dangerous Goods* (IMDG-Code) verbindliche Vorgaben, in Deutschland Bestandteil der Gefahrgutverordnung See [58]. Wird Methanol als flüssiges Massengut (Bulk) geladen, findet der *International Code for the Construction and Equipment of Ships carrying Dangerous Chemicals in Bulk* (IBC-Code) [59] Anwendung; auch der IBC-Code wird mit der *Gefahrgutverordnung See* in deutsches Recht umgesetzt.

Für die Bebunkerung von Schiffen mit Methanol kommen – wie auch bei konventionellen Kraftstoffen - verschiedene Konzepte in Frage. Landseitig kann das Methanol direkt von einem Tanklastwagen (*Truck-to-Ship*) oder von einem Tank (*Tank-to-Ship*) mit Bunkerstation an das Schiff übergeben werden. Auch die Übergabe eines mit Methanol gefüllten mobilen Tanks wäre möglich. Wasserseitig kann Kraftstoff auch von einem Bunkerschiff (*Ship-to-Ship*) gebunkert werden. Im Gegensatz zu Bunkervorgängen konventioneller Kraftstoffe, ergeben sich bei Methanol durch die oben genannten Bestimmungen und ergänzende die stofflichen Eigenschaften von Methanol betreffende sicherheitstechnische Erwägungen, die teils komplexere Bunkeranlagen und Prozesse bedingen. So könnte z.B. eine Inertisierung von Systemkomponenten notwendig sein, bei denen Zündquellen nicht vollständig vermieden werden können (Durchführung einer Risikobeurteilung z.B. gem. [53]). Aus technischer Sicht muss die Korrosivität von Methanol beachtet werden. Bei Umbauten bestehender Kraftstoffinfrastruktur müssen dadurch u.U. Anlagenteile modifiziert, oder ausgetauscht werden. Das kann kleinere Komponenten, wie Filter, oder Ventile betreffen, aber auch größere, wie Pumpen.

5. Zukünftiger Bedarf für die Bereitstellung von Methanol

Methanol als Kraftstoff für die Schifffahrt gewinnt zunehmend an Bedeutung. Eine entscheidende Frage für die zukünftige Verwendung von grünem Methanol ist dabei die Verfügbarkeit von Kraftstoff und Infrastruktur in den verschiedenen Häfen weltweit. In diesem Kapitel wird anhand der Daten der Flotte (siehe Kapitel 2) und unter der Annahme des Einsatzes von Methanolmotoren an Bord der Methanolbedarf der in Deutschland fahrenden Schiffe berechnet. Anhand des errechneten Bedarfs an Methanol lassen sich die Verfügbarkeit von Lager- und Bunkeranlagen sowie die erforderlichen Investitionen in die Hafeninfrastruktur diskutieren.

5.1. Zukünftiger Methanol-Bedarf der betrachteten Flotte

Die in Kapitel 2 erfolgte Berechnung des Energiebedarfs des Schifffahrtssektors in Deutschland wird hier verwendet um den potentiellen Methanolbedarf, differenziert nach den definierten Schiffsverkehren und den Bundesländern, aufzulisten. Dies ermöglicht eine gezielte Planung der Methanolinfrastruktur. Ebenso bietet sich hierdurch die Möglichkeit, das Potenzial bestehender alternativer Kraftstofflieferanten zu evaluieren und präzise Bedarfe zu formulieren. Die vorliegenden Daten erlauben insbesondere im Hinblick auf grünes Methanol eine präzise Bestimmung des Emissionseinsparpotenzials der definierten Fahrtgebiete oder auch Schiffsgruppe.

Die Methanolbedarfsmengen wurden aus den Energiebedarfsmengen und einem spezifischen Kraftstoffverbrauch von Methanol in Mittelschnellläufer von 370g/kWh ermittelt [2]. Für weiterführende Berechnungen müssen die Emissionsdaten von Diesel als Zündöl betrachtet werden. In Tabelle 5 sind die Kraftstoffmenge und die als Abgasemissionen verursachten CO₂-Emissionen der Flotte für die Deutschland relevanten Fahrten mit den Berechnungen für Methanol verglichen.

Tabelle 5 CO₂-Abgasemissionen und Kraftstoffbedarf der betrachteten Schiffsflotte in Deutschland für Dieselmethanol und Methanol

	CO ₂ -Abgasemissionen in DE (Mio. t)		Kraftstoffbedarf in DE (Mio. t)	
	Dieselmethanol	Methanol	Dieselmethanol	Methanol
Hochsee	6,284	5,637	2,082	4,100
Kurzsee	1,473	1,208	0,460	0,878
Binnen	1,086	0,890	0,339	0,648
Küsten	0,187	0,141	0,059	0,102
Summe	9,03	7,88	2,94	5,73

Die Tabelle zeigt, dass der Methanolbedarf der Flotte um etwa 95 % höher sein wird als der Bedarf an Diesel. Der Grund dafür ist der deutlich geringere Brennwert vom Methanol im Vergleich zu Diesel. Die CO₂-Abgasmissionen der Flotte in Deutschland würden bei der Verwendung von Methanol an Bord im Vergleich zum Dieserverbrauch um 12,8 % gesenkt werden. Betrachtet man

statt der Abgasemissionen allerdings die gesamte Umweltbilanz von grünem Methanol und vergleicht diese mit herkömmlichen Dieselmotoren, so ist der Effekt um einiges prägnanter. Demnach können laut einer EU-Richtlinie aus dem Jahre 2018 [60] die Treibhausgasemissionen über den gesamten Lebenszyklus bei Einsatz von grünem Methanol und Biomethanol um bis zu 89 % reduziert werden. In anderen Studien wird grünes Methanol beim Betrachten des gesamten Lebens ein sogar noch größeres Potenzial zur Vermeidung von Emissionen zugesprochen. Tabelle 6 zeigt einen Vergleich der Lebenszyklusemissionen von grünem E-Methanol sowie Bio-Methanol mit herkömmlichen Dieselmotoren für die betrachtete Flotte. Die hierfür verwendeten Emissionsfaktoren basieren auf Marquez 2023 [52]. Demnach hätte grünes Methanol für die betrachtete Flotte ein Einsparpotenzial von 96 % bei Verwendung von E-Methanol und von 93 % bei Verwendung von Bio-Methanol.

Tabelle 6 Lebenszyklusemissionen von Dieselmotoren und grünem Methanol

	Lebenszyklusemissionen (Mio t CO ₂ eq)		
	Dieselmotoren	E-Methanol	Bio-Methanol
Hochsee	7,216	0,254	0,517
Kurzsee	1,546	0,054	0,111
Binnen	1,140	0,040	0,082
Küsten	0,180	0,006	0,013
Summe	10,08	0,36	0,72

Bei Betrachtung des Seeverkehrs, einschließlich der Hochsee- und Kurzstreckenschiffe, ist der Methanolbedarf in den Häfen der Bundesländer in Abbildung 13 wie folgt in Kilo Tonnen dargestellt: Bremen (1133 kt), Hamburg (1938 kt), Mecklenburg-Vorpommern (263 kt), Niedersachsen (551 kt) und Schleswig-Holstein (1083 kt).

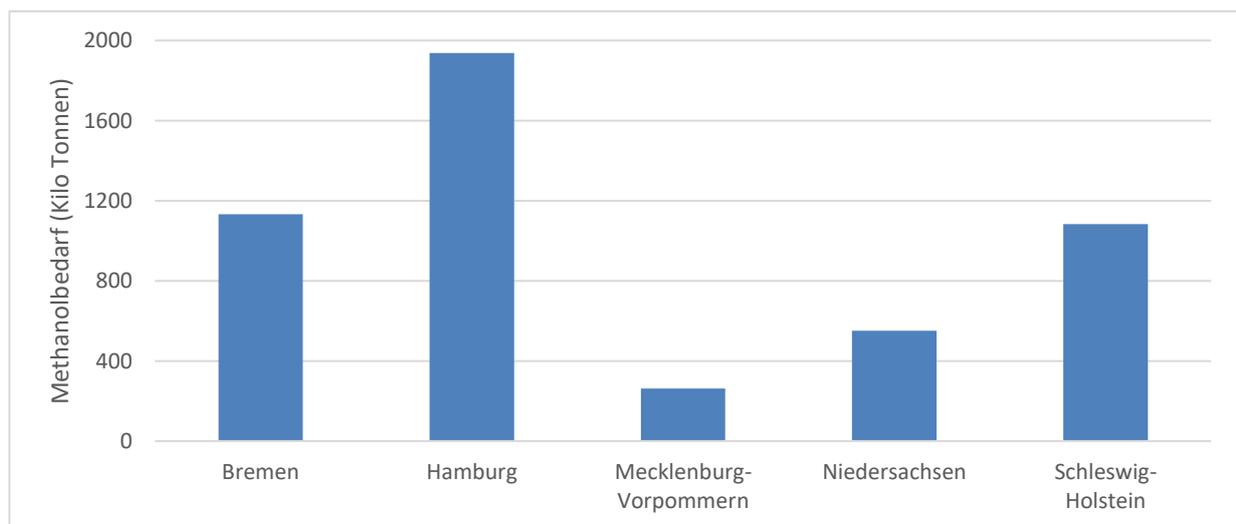


Abbildung 13 Methanolbedarf des Seeverkehrs (Kurzstrecke- und Hochseeschiffe) in Kilo Tonnen in verschiedenen deutschen Bundesländern

Die Abbildung 14 zeigt den Methanolbedarf der Küsten- und Binnenschifffahrt. Sie veranschaulicht, dass die Häfen der Bundesländer Nordrhein-Westfalen (247 kt), Rheinland-Pfalz (109 kt), Baden-Württemberg (92 kt), Niedersachsen (85 kt) und Schleswig-Holstein (55 kt) sowie Hessen (52 kt) die höchsten Methanolbedarfe des Küsten- und Inlandsverkehrs verzeichnen. Für die Versorgung der Küstenschifffahrt sind insbesondere die Regionen Niedersachsen (85 kt), Schleswig-Holstein (55 kt), Mecklenburg-Vorpommern (14 kt) sowie Hamburg (25 kt) und Bremen (20 kt) relevant.

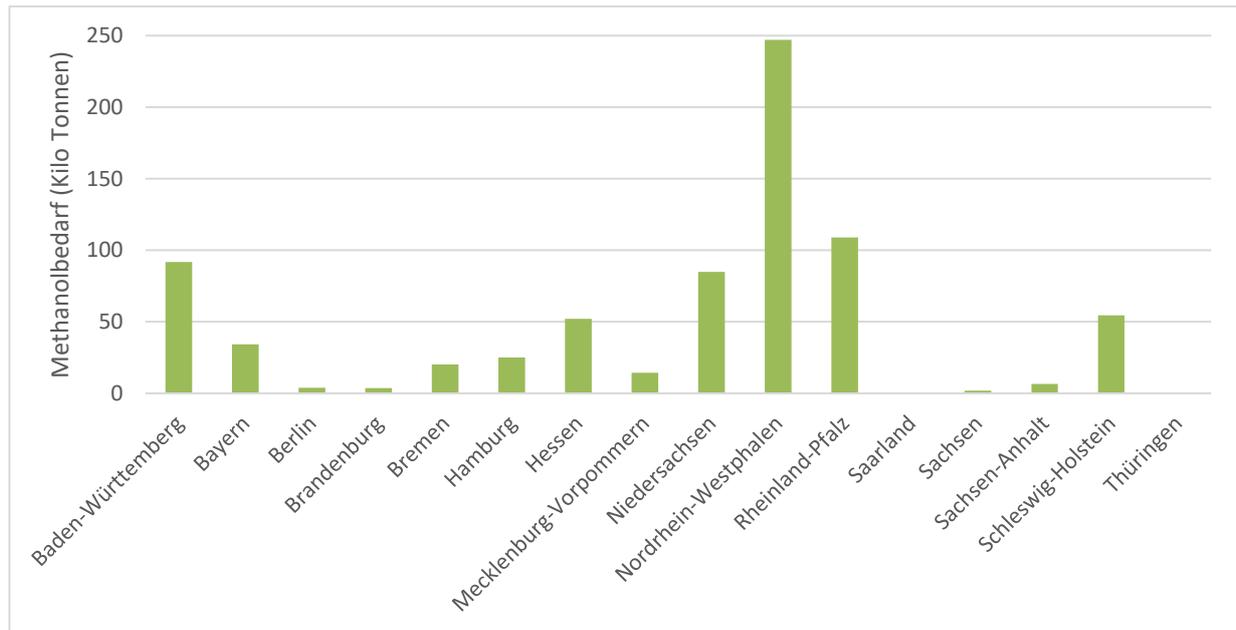


Abbildung 14 Energiebedarf des Küsten- und Inlandsverkehrs in Kilo Tonnen in verschiedenen deutschen Bundesländern

Die ermittelten Methanolbedarfsmengen bieten die Möglichkeit, das Potenzial bestehender Kraftstofflieferanten zu evaluieren und präzise infrastrukturelle Bedarfe zu formulieren. Des Weiteren erlauben die Daten insbesondere im Hinblick auf grünes Methanol eine präzise Bestimmung des CO₂-Einsparpotenzials eines Fahrtgebiets oder einer bestimmten Schiffsgruppe.

Die Reduzierung der Emissionen durch den Gebrauch von Methanol als Kraftstoff lässt sich mit der Reaktionsgleichung berechnen. So resultiert aus der Oxidation von einer Tonne Methanol die Freisetzung von 1,375 Tonnen Kohlendioxid. Verglichen mit den gesamten ermittelten Abgasemissionen von Kohlenstoffdioxid aus Diesel resultiert durch eine komplette Umstellung der betrachteten Flotte auf Methanolbetrieb eine Reduktion der Kohlenstoffdioxid-Abgasemissionen auf 82 %. Hierbei wird das notwendige Zündöl, wie oben erklärt nicht betrachtet. Ein sehr ähnliches Ergebnis resultiert aus der Berechnung der Abgasemissionen durch Emissionsfaktoren aus der Verbrennung in mit Methanol betriebenen Schiffsmotoren [61].

Im Folgenden wird die Umrüstung der bestehenden RoRo- und Fährlotte im betrachteten Gebiet auf Methanolbetrieb betrachtet. Die Konzeption dieser Schiffstypen zielt auf den Transport von Volumenladungen ab. Eine etwaige Erhöhung der Verdrängung durch ein höheres Gewicht der Energiekonverter fällt demnach weniger ins Gewicht als beispielsweise bei Schüttgutschiffen, welche in der Regel bis auf die Lademarke abgeladen werden und durch eine höhere Verdrängung weniger Fracht transportieren könnten. Unter Berücksichtigung der gesamten Kohlenstoffdioxidemissionsdaten dieser Schiffstypen, welche im Dieselpetrieb bei 1,89 Mio. t liegen, und im potenziellen Methanolbetrieb mit 1,09 Mio. t, ergibt sich eine Reduktion der Emissionen um 42%. Der signifikante Unterschied zu der in der Gesamtheit ermittelten Reduktion um 18% lässt sich dadurch erklären, dass Fähren und RoRo-Schiffe vergleichsweise alt und entsprechend technisch ausgerüstet sind. Die berechneten spezifischen Kraftstoffverbräuche dieser Schiffsflotte liegen mit gut über 200 g/kWh deutlich über denen der Gesamtflotte (187 g/kWh) und befinden sich im oberen Bereich der in den definierten Verbräuchen der IMO Treibhausgas Studie angegebenen Werte [2].

Wie bereits dargelegt, erlaubt der hier betrachtete Schiffstyp eine höhere Verdrängung, ohne dass dies zu Lasten der Transportkapazität geht. Diesbezüglich erweist sich die Umrüstung der vermutlich älteren Dieselmotoren, insbesondere in Kombination mit einem hohen Technology Readiness Level hinsichtlich der Integration von Brennstoffzellen, Batteriesystemen und Elektromotoren, als attraktive Option. Wie in Kapitel 2 dargelegt, wurde die nutzbare Energie mit der abgegebenen Energie in Relation gesetzt, um auf diese Weise realitätsnahe Kraftstoffverbräuche zu ermitteln. Vorausgesetzt, dass der Gesamtwirkungsgrad eines Brennstoffzellensystems steigen wird, lässt sich durch die Umrüstung auf m Vergleich weitere deutliche Reduktion der Emissionen prognostizieren.

5.2. Zukünftiger Methanol-Infrastruktur-Bedarf

Dem Bedarf an Methanol Kraftstoff entsprechend, wird die Infrastruktur zur Betankung der Schiffe benötigt. Dazu kommen alle, in der Bereitstellungskette davor benötigten Systeme, zur Herstellung, zum Transport und zur Speicherung. Vermutlich muss nicht die gesamte Infrastruktur zur Betankung neu aufgebaut werden, zum Teil kann vorhandene Kraftstoffinfrastruktur für Diesel angepasst und genutzt werden. Die Entwicklung der Nachfrage nach Methanol und die genauen Kosten von Umbau oder Neubau der einzelnen Systeme, wie Methanoltanklastwagen, Tanks, oder Methanol-Bunkerschiffe und assoziierten Bunkeranlagen werden hier maßgeblich sein. Es kann davon ausgegangen werden, dass für Schiffe mit geringerem Energiebedarf (etwa Binnenschiffe, oder kleinere Küstenschiffe), die Betankung per TKW erfolgen kann (Truck-to-Ship). Sowohl entsprechende Fahrzeuge, als auch die benötigten Mengen Methanol, sollten für eine gewisse Anzahl Schiffe zur Verfügung stehen. Bei steigender Nachfrage muss beides entsprechend mitwachsen. Herausfordernder könnte die Bebungung von Schiffen sein, die einen höheren Energiebedarf haben. Um den Bunkerprozess auch hier wirtschaftlich durchführen zu können, ist

eine Kraftstofflieferung per Bunkerschiff notwendig, da entsprechende Mengen nicht mehr per TKW transportierbar sind, bzw. sehr viel Zeit in Anspruch nimmt.

Ein in der betrachteten Flotte fahrendes, typisches RoRo-Schiff könnte bspw. einen durchschnittlichen Energiebedarf von 230 MWh pro Fahrt zwischen zwei Häfen haben. Schon bei einer Versorgung in jedem zweiten Hafen, müssten jeweils mehr als 200 m³ Methanol übergeben werden, wofür bestenfalls fünf Tanklastwagen benötigt werden. Hier ist der Einsatz von Bunkerschiffen wirtschaftlicher, die solche und höhere Bedarfe mit einer Anfahrt decken können. Eine seltenere Betankung größerer Mengen spart Zeit und Aufwand.

6. Diskussion und Fazit

Als das Kyoto-Protokoll im Jahr 1997 verabschiedet wurde, existierten keine internationalen Abkommen, die die Emissionen der Schifffahrt regulierten. Zur selben Zeit wurde seitens der IMO das Protokoll zur MARPOL-Konvention zur Einführung des neuen Annex VI angenommen. Die Luftverschmutzung durch Schiffe und insbesondere der politische Druck betroffener Küstenstaaten, dies zu verbessern, waren maßgeblich für die Einführung des neuen Annex VI verantwortlich. Bevor der Zusatz in Kraft trat, unterlag der Schwefelgehalt in Schweröl keiner Regulierung. Annex VI begrenzte den Schwefelgehalt zunächst auf 4,5 % und senkte diesen Wert schrittweise. Schweröl ist ein Rückstandsöl, das bei der Verarbeitung von Rohöl in Raffinerien anfällt. Die anfallenden Mengen werden überwiegend von der Schifffahrt nachgefragt und müssten sonst aufwändig entsorgt werden. Die Einführung von MARPOL VI veranschaulicht exemplarisch, wie die überwiegend von ökonomischen Interessen gelenkte Schifffahrt erst auf politische Vorgaben reagiert und nachhaltiger handelt.

Die strengeren Vorgaben der IMO, beispielsweise die globale Schwefelobergrenze, haben zur Entwicklung von Technologien wie wie z.B. der Abgasentschwefelung durch Scrubber geführt, wobei hier nur die geschlossenen Systeme als positive Errungenschaft anzusehen sind. Weitere Reaktionen auf die Vorgaben wäre die Produktion neuartiger Kraftstoffmischungen, darunter schwefelarmer Brennstoff (Low Sulfur Fuel Oil, LSFO). Auch Vorgaben wie Energieeffizienzvorschriften, Aufforderungen zum Technologietransfer sowie die Vorhaltung von Landstromanschlüssen können als positive Signale gewertet werden, die zukünftige Maßnahmen zur Dekarbonisierung erleichtern. Um die in den IMO-Regularien vorgeschriebenen Emissionsgrenzwerte einzuhalten, gibt es weitere Möglichkeiten neben nachhaltigeren Wirtschaftskreisläufen, die beispielsweise die Regionalisierung von Produktion und Transportwegen verstärken:

- Optimierung der Logistik, wie Optimierung des Feederverkehrs oder Vermeidung von Wartezeiten;
- Verringerung der Geschwindigkeit und Optimierung der Routen, um Treibstoff zu sparen, Miteinbeziehung der meteorologischen Bedingungen;
- Hydrodynamische Optimierungen, Anpassung des Rumpfes an die verringerte Geschwindigkeit durch schiffbauliche Maßnahmen (z.B. Optimierung des Wulstbugs, Installation asymmetrischer Ruderanlagen, strömungsoptimiertes Heck, optimierter Propeller) oder durch reibungsminimierende Beschichtungen des Schiffsrumpfes;
- Technische Optimierungen, Erhöhung des Wirkungsgrades der Maschinen durch Abwärmenutzung, Installation von propulsionsunterstützenden Techniken (z.B. Segel, Flettner-Rotoren);
- Einsatz nachhaltiger Kraftstoffe.

Die Umsetzung von Regularien führt mitunter dazu, dass mit Nachteilen behaftete Nischen besetzt werden. Scrubber werden sowohl im Closed-Loop- als auch im Open-Loop-Betrieb eingesetzt. Im Open-Loop-Betrieb erfolgt die Berieselung des Abgases mit alkalischem Seewasser, welches die Schwefel- und Stickstoffoxide sowie etwa ein Viertel der Partikel auswäscht. Das hochkontaminierte Abwasser wird nach dem Prinzip der Verdünnung meist ungereinigt wieder eingeleitet. Innerhalb der zwölf Meilen Zone wird Dänemark dieses Einleiten ab Juli 2025 untersagen.

Unter den genannten Optionen weist die Verwendung nachhaltiger Kraftstoffe das größte Potenzial auf. Doch bis zur vollständigen Dekarbonisierung ist der Weg auch mit ihnen noch lang. Die erforderlichen Technologien und Kraftstoffe müssen noch weiter erforscht und entwickelt werden, um für die verschiedenen Schiffstypen geeignete Lösungen zu finden. Eine wesentliche Herausforderung stellt die Sicherstellung der Kraftstoffversorgung und -verfügbarkeit dar.

Methanol als alternative Lösung

Unter den verschiedenen Kraftstoffoptionen hat Methanol ein erhebliches Potenzial als zukünftiger Schiffskraftstoff. Beim Vergleich der Optionen nach Spezifikationen und Sicherheit, Lager- und Bunkermöglichkeiten, Emissionen, Verfügbarkeit der Technologie sowie der Vorschriften für den Einsatz an Bord, zeigt Methanol derzeit das größte Potenzial.

Methanol birgt ein relativ geringes Umweltrisiko, eine relativ hohe volumetrische Energiedichte, ist einfach zu handhaben und kann klimaneutral hergestellt werden. Methanol liegt darüber hinaus bei Umgebungsbedingung flüssig vor und kann daher einfach transportiert und gelagert werden. Aufgrund dieser Eigenschaften hat Methanol ein hohes Potenzial, als erneuerbarer Kraftstoff für die Schifffahrt eingesetzt zu werden. Dabei ist offensichtlich, dass die beschlossenen Emissionsminderungen nur mit grünem Methanol zu erreichen sind.

Gleichsam ist es unrealistisch, dass sich nur eine alternative Lösung in der Schifffahrt durchsetzen wird. Es ist zu erwarten, dass verschiedene Kraftstoffoptionen auf dem Markt verfügbar sein werden und die Lösungen sich je nach Schiffstyp, Fahrtroute und zahlreichen anderen Parametern unterscheiden werden. Hier wird Methanol als realistische Lösung für die Ziele der Emissionsreduzierung diskutiert. Der künftige Anteil am Treibstoffmix wird von mehreren Faktoren abhängen, z.B. von der Treibstoffproduktion, den Kosten und der Akzeptanz anderer Treibstoffoptionen sowie von weiterem regulatorischem Druck.

Nachteile von Methanol und Prognosen zur zukünftigen Verwendung

Das Interesse an Methanol als Schiffstreibstoff steigt. Eine Entwicklung, die durch die Entscheidung großer Schifffahrtsunternehmen forciert wird, künftig Methanol zu nutzen. Mit einer steigenden Nachfrage wächst die Unsicherheit bezüglich der Verfügbarkeit von grünem Methanol im industriellen Maßstab, trotz der bereits weit entwickelten Produktion von grünem Methanol. Als wesentliches Hindernis sind hohe Kosten zu nennen, insbesondere für Betrieb und Anschaffung von Elektrolyseuren. Auch die Kosten für das durch Direct Air Capture gewonnene

Kohlenstoffdioxid beeinflussen den Preis für grünes Methanol erheblich. Unterstützen Politik und Regulierungsbehörden, die gegenwärtigen Hindernisse zu überwinden, kann grünes Methanol als eine Möglichkeit zur Erreichung der Ziele für das Jahr 2050 betrachtet werden.

Unter Berücksichtigung der Gegebenheiten in Deutschland lässt sich feststellen, dass die Herstellung erneuerbarer Kraftstoffe zwar möglich ist, jedoch werden die benötigten Mengen nicht aus heimischer Produktion gedeckt werden können. Ein großer Teil der benötigten Kraftstoffe wird von Standorten mit größeren erneuerbaren Ressourcen importiert werden müssen. Die Technologie zur Handhabung und zum Transport von Methanol ist gegenwärtig verfügbar. Auch das Bunkern von Methanol ist mit vergleichsweise geringem Aufwand zu bewerkstelligen. Die demnächst in Kraft tretende Richtlinie für das Bunkern von Methanol wird die Verwendung des Kraftstoffs an Bord für die Betreiber weiter erleichtern. Es sei jedoch angemerkt, dass grünes Methanol nur dann eine nachhaltige Lösung für die Schifffahrt darstellen kann, wenn sowohl die Produktion als auch der Transport, die Lagerung und die Lieferung kohlenstoffarm sind.

Methanol als Kraftstoff für die ausgewählte Flotte

Gemäß der IMO Treibhausgas Studie wird der Treibstoffverbrauch von Schiffen im Jahr 2018 weltweit auf etwa 300 Millionen Tonnen und die gesamten CO₂-Emissionen auf rund 770 Millionen Tonnen beziffert (vgl. hierzu [2]). Die in der vorliegenden Studie verwendete Datenbank für das Jahr 2019 sowie die darin integrierten Berechnungen zu den CO₂-Emissionen von Schiffen, die in deutschen Gewässern fahren, ergeben einen Anteil Deutschlands von 1 % am gesamten weltweiten Kraftstoffverbrauch (3 Millionen Tonnen) sowie 1,2 % an den gesamten CO₂-Emissionen (9,24 Millionen Tonnen) der Schifffahrt. Die Verwendung von grünem Methanol als Kraftstoff an Bord dieser ausgewählten Flotte resultiert in einer Reduktion der CO₂-Emissionen über den gesamten Lebenszyklus um bis zu 96 %. Dies setzt jedoch voraus, dass entweder grünes Methanol als Kraftstoff an Bord zum Einsatz kommt oder eine weitere Technologie wie die CO₂-Abscheidung und -Speicherung verwendet wird. Dadurch kann das emittierte CO₂ an Bord gespeichert und somit eine Belastung der Atmosphäre vermieden werden. Der Kraftstoffbedarf der betrachteten Flotte erhöht sich bei einer Umstellung auf Methanol von ca. 3 Mio. t Diesel auf ca. 5,7 Mio. t Methanol. Entsprechend müssen Schiffe entweder öfter bebunkert werden oder größerer Tankvolumina an Bord müssen die Reichweite erhöhen. Dies könnte beispielsweise durch die Verwendung von präparierten Ballastwassertanks als Kraftstofftanks realisiert werden.

Umsetzbarkeit der Verwendung von Methanol als Kraftstoff an Bord

Es existieren bereits auf dem Markt erhältliche Motoren, die für den Betrieb mit Methanol konzipiert sind. Die Produktpalette umfasst sowohl kleinere Hilfsaggregate als auch Hauptantriebe für sehr große Schiffe. Bei der Verbrennung von Methanol entstehen Kohlendioxid und Wasser. Die Verwendung von grünem Methanol kann zu Klimaneutralität führen, wenn bei dessen Verbrennung der Umwelt kein zusätzliches Kohlendioxid zugeführt wird, welches ihr zuvor entnommen wurde. Eine weitere Optimierung der Kohlenstoffbilanz könnte durch die

Abscheidung des emittierten Kohlendioxids zur Wiederverwendung bei der Herstellung von grünen Kraftstoffen erzielt werden.

Brennstoffzellensysteme besitzen das Potential, eine Schlüsseltechnologie für die Dekarbonisierung des maritimen Sektors zu werden. Obgleich die Technologie für maritime Anwendungen noch nicht vollständig ausgereift ist, hat sie doch ein besonderes Interesse bei Schiffsbetreibern geweckt. Gegenwärtig finden PEMFCs die häufigste Anwendung unter den Brennstoffzellentechnologien, wobei auch der Einsatz in Hybridsystemen mit Batterien evaluiert wird. SOFCs werden für den Einsatz mit verschiedenen Arten von Kraftstoffen erforscht, wobei ihr Einsatz beispielsweise für die Deckung der Grundlast bei Fahrgastschiffen in Betracht gezogen wird. Ein wesentlicher Vorteil der SOFC ist die Möglichkeit der direkten Verwendung von Methanol. Des Weiteren ist ihre Brennstoffflexibilität ein entscheidender Vorteil für maritime Anwendungen. Die Brennstoffzellen können einen Wirkungsgrad von bis zu 60 % erreichen, was über dem von Verbrennungsmotoren liegt. Aber um dies realistischer zu betrachten, ist der Wirkungsgrad des Gesamtsystems zu berücksichtigen, der für beide Systemtypen eher annähernd sein sollte.

Brennstoffzellensysteme weisen zwar einen größeren Raumbedarf als Verbrennungsmotoren auf, wobei der exakte Bedarf an Setztanks, Separatorenraum sowie Filteranlagen derzeit lediglich geschätzt werden kann. Dies stellt jedoch kein Ausschlusskriterium dar. Die Methanol-Motorenteknologie ist bereits auf dem Markt verfügbar und stellt eine praktische Nachrüstungsmöglichkeit für bestehende Schiffe dar. Es kann prognostiziert werden, dass Brennstoffzellensysteme die vielversprechenderen Lösungen für die mittel- und langfristigen Ziele der Dekarbonisierung darstellen werden. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass die Brennstoffzellentechnologie noch weiterentwickelt werden muss, um mit den Motorenteknologien in puncto Volumen, Gewicht und Kosten konkurrieren zu können. Die Auswahl des geeigneten Energiesystems ist von verschiedenen Faktoren abhängig, darunter der Schiffstyp, die verfügbaren Räumlichkeiten an Bord, die Fahrtroute des Schiffes sowie die Verfügbarkeit der jeweiligen Brennstoffart.

Zukünftige Nachfrage und Verfügbarkeit von grünem Methanol

Eine wesentliche Fragestellung im Hinblick auf die künftige Verwendung von grünem Methanol betrifft die Verfügbarkeit von Kraftstoff und Infrastruktur in den verschiedenen Häfen weltweit. Unter Berücksichtigung der spezifischen Situation in Deutschland besteht die Möglichkeit, die Verfügbarkeit von Lager- und Bunkeranlagen sowie die erforderlichen Investitionen in die Hafeninfrastuktur zu erörtern, wobei der Fokus auf dem zukünftigen Bedarf an Methanol für den Schifffahrtssektor liegt. Aus den Daten der in dieser Studie beobachteten Flotte sowie der Annahme des Einsatzes von Methanolmotoren an Bord lässt sich ein jährlicher Methanolbedarf von 5,73 Mio. t in Deutschland ableiten. Dieser Wert entspricht in etwa dem derzeitigen Verbrauch an Dieselkraftstoff, der bei 2,94 Millionen Tonnen pro Jahr liegt.

Es wird prognostiziert, dass zur Deckung des Methanolbedarfs aller Schiffe in Deutschland ein Teil des Bedarfs durch Importe gedeckt werden muss. Daher ist eine Weiterentwicklung der grünen Versorgungskette, welche die Bereiche Produktion, Transport und Lagerung umfasst, erforderlich, um eine Steigerung der Kapazitäten zu ermöglichen. Die bereits bestehende Infrastruktur zur Betankung von Schiffen kann für Methanol adaptiert und weiterhin genutzt werden. Allerdings ist die Erstellung weiterer individueller Systeme wie Methanoltankschiffe, Tanks oder Bunkerschiffe sowie der dazugehörigen Bunkeranlagen erforderlich.

7. Literaturverzeichnis

1. IMO. IMO-RESOLUTION MEPC.377(80): IMO Strategy on Reduction of GHG Emissions from Ships.
2. IMO. Fourth IMO GHG Study 2020 Executive-Summary.
3. IMO-RESOLUTION MEPC.377. 2023 IMO STRATEGY ON REDUCTION OF GHG EMISSIONS FROM SHIPS.
4. IMO. IMO-RESOLUTION MEPC.229(65): Promotion of technical co-operation and transfer of technology relating to the improvement of energy efficiency of ships.
5. IMO. IMO-RESOLUTION MEPC.278(70): Amendments to MARPOL Annex VI (Data collection system for fuel oil consumption of ships).
6. IMO. IMO-RESOLUTION MEPC.304(72): Initial IMO strategy on reduction of GHG emissions from ships - revoked.
7. IMO. IMO-RESOLUTION MEPC.323(74): Invitation to Member States to encourage voluntary cooperation between the port and shipping sectors to contribute to reducing GHG emissions from ships - revoked.
8. IMO. IMO-RESOLUTION MEPC.280(70): EFFECTIVE DATE OF IMPLEMENTATION OF THE FUEL OIL STANDARD IN REGULATION 14.1.3 OF MARPOL ANNEX VI.
9. IMO. IMO-RESOLUTION MEPC.376(80): Guidelines on life cycle GHG intensity of marine fuels (LCA Guidelines), Contents.
10. ES-TRIN. EUROPÄISCHER STANDARD DER TECHNISCHEN VORSCHRIFTEN FÜR BINNENSCHIFFE.
11. Hacker, T. Erarbeitung eines Vorschlags für technische Vorschriften zum Einsatz von Wasserstoff als Brennstoff in der Binnenschifffahrt.
12. Umweltbundesamt. Ausweitung des EU-ETS auf den Seeverkehr: Zentrale Aspekte der Revision der ETS-Richtlinie **2023**.
13. Maersk. *Maersk to deploy first large methanol-enabled vessel on Asia - Europe trade lane*, 2023.
14. Righi, M.; Schulz, A.; Hendricks, J.; Ehrenberger, S.; Schmid, R.; Krajzewicz, D.; Twele, A.; Matthias, V.; Quante, M. The DLR project ELK: Mapping the global, regional and national emissions of transport **2023**, doi:10.5194/egusphere-egu23-6344.
15. Verschuur, J.; Koks, E.E.; Hall, J.W. Ports' criticality in international trade and global supply-chains. *Nat. Commun.* **2022**, *13*, 4351, doi:10.1038/s41467-022-32070-0.
16. Eurostat. *Supply, transformation and consumption of oil and petroleum products*, 2022.
17. Bundesverband der Deutschen Binnenschifffahrt e.V. Das System Wasserstraße. Available online: <https://www.binnenschiff.de/system-wasserstrasse/wasserstrasse/> (accessed on 7 October 2024).
18. Clarksons Research. Clarksons World Fleet Register. Available online: <https://www.clarksons.net/wfr/> (accessed on 11 October 2024).

19. van Veldhuizen, B.; Amladi, A.; van Biert, L. *D7.2 – Genset Performance with Future Fuels*, 2021. Available online: <https://nautilus-project.eu/media-download/summary/3-presentations/55-d7-2-genset-performance-with-future-fuels> (accessed on 19 June 2024).
20. Masson-Delmotte, V.; P. Zhai; A. Pirani; S.L. Connors; C. Péan; S. Berger; N. Caud; Y. Chen; L. Goldfarb; M.I. Gomis; et al. *Climate Change 2021: The Physical Science Basis: Working Group I Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, 2021. Available online: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_FullReport_small.pdf (accessed on 13 November 2024).
21. Wendell. Cryogenics Safety Manual.
22. DVV. Täglicher Hafenbericht: "Hydra" ist Schiff des Jahres **2021**, 1.
23. *Sustainable energy systems on ships: Novel technologies for low Carbon shipping*; Baldi, F.; Coraddu, A.; Mondejar, M.E., Eds.; Elsevier: Amsterdam, 2022, ISBN 978-0-12-824471-5.
24. DVV. Schiff & Hafen 12/23: Hydrotug 1.
25. DVV Media Group. Schiff und Hafen **08/22**.
26. Normani, F. Ammonia as a Green Shipping Fuel: The Viking Energy Project **2020**.
27. Mosler, J. Weltweit erste Hochtemperatur-Brennstoffzelle mit Ammoniak für Schiffe.
28. Maritime Informed. Wärtsilä's ammonia solution on Viking Energy by 2026 - [MaritimeInformed.com](https://www.maritimeinformed.com) **2024**.
29. DVV Media Group. Schiff und Hafen, 11/22.
30. Moirangthem, K. Alternative fuels for marine and inland waterways. Joint Research Centre, 2016.
31. Forsyth, A.; Campbell, M. *Attention all shipping Methanol gains momentum: Decarbonizing Shipping*, 2023. Available online: <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2023/07/Methanol-and-shipping-210323.pdf> (accessed on 12 August 2024).
32. Innovationscluster e4ships. Brennstoffzellen im maritimen Einsatz **2022**.
33. Maersk. 2023 Maersk Sustainability Report.
34. ABS methanol-bunkering-advisory.
35. Wissner, N.; Healy, S.; Cames, M.; Sutter, J. *Methanol as a marine fuel: Advantages and limitations*, 2023. Available online: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Methanol-as-a-marine-fuel.pdf>.
36. Maritime Cluster Norddeutschland e. V. *The MCN Guideline 2023: Ship Efficiency in the Context of international Emission Regulations*, Hamburg, 2023.
37. Maritime Cluster Norddeutschland e. V. Markttransparenzstudie: Methanol-Motoren.
38. MAN PrimeServ bietet ab 2025 Methanol-Retrofit für MAN Viertaktmotoren. *Schiff&Hafen [Online]*, August 2, 2024. Available online: www.schiffundhafen.de (accessed on 28 August 2024).

39. Fu, Z.; Lu, L.; Zhang, C.; Xu, C.; Xu, Q.; Zhang, X.; Gao, Z. Fuel cell and hydrogen in maritime application: A review on aspects of technology, cost and regulations. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* **2023**, *57*, doi:10.1016/j.seta.2023.103181.
40. Li, N.; Cui, X.; Zhu, J.; Zhou, M.; Liso, V.; Cinti, G.; Sahil; Simon Lennart; Araya, S.S. A review of reformed methanol-high temperature proton exchange membrane fuel cell systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **2023**, *182*, doi:10.1016/j.rser.2023.113395.
41. Li, C.; Wang, Z.; Liu, H.; Guo, F.; Li, C.; Xiu, X.; Wang, C.; Qin, J.; Wei, L. Integrated analysis and performance optimization of fuel cell engine cogeneration system with methanol for marine application. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **2024**, *199*, doi:10.1016/j.rser.2024.114564.
42. van Veldhuizen; van Veldhuizen, B.; van Biert, L.; Vellayani Aravind, P.; Visser, K. Solid Oxide Fuel Cells for Marine Applications. *International Journal of Energy Research* **2023**, *2023*, doi:10.1155/2023/5163448.
43. Cdr (E) dr. ir., Rinze Geertsma; ir. M, K. Alternative fuels and power systems to reduce environmental impact of support vessels. *Conference Proceedings of MECSS 2019, MECSS 2019*, doi:10.24868/issn.2515-8198.2019.003.
44. Methanol Institute. Methanol Market services Asia (MMSA): Methanol Price and Supply/Demand. Available online: <https://www.methanol.org/methanol-price-supply-demand/> (accessed on 17 August 2024).
45. *Innovation Outlook: Renewable Methanol*; IRENA; Methanol Institute, Eds., 2021, ISBN 978-92-9260-320-5.
46. Mark Berggren. Global Methanol Outlook 2023: Growth and Decarbonization. Available online: <https://cdnpetrochemicalsummit.com/wp-content/uploads/2023/06/3-Mark-Berggren-for-CPS-2023-Global-Methanol.pdf> (accessed on 17 August 2024).
47. ChemAnalyst. Germany Methanol market Analysis: Industry market size, plant capacity, production, operating efficiency, demand and supply, end-user industries, sales channel, regional demand, company share, foreign trade, manufacturing process. Available online: <https://www.chemanalyst.com/industry-report/germany-methanol-market-203>.
48. Saygin, D.; Gielen, D. Zero-Emission Pathway for the Global Chemical and Petrochemical Sector. *Energies* **2021**, *14*, doi:10.3390/en14133772.
49. DNV. Alternative Fuels Insight (AFI): Full insight into the energy transition in shipping – trends, and details of ships using alternative fuels. Available online: https://store.veracity.com/alternative-fuels-insight-platform-afi?utm_campaign=MA_21Q4_PROM_AFI_Nurture%20AFOC2021%20registrants_v02&utm_medium=email&utm_source=Eloqua (accessed on 1 October 2024).
50. Fasihi, M.; Breyer, C. Global production potential of green methanol based on variable renewable electricity. *Royal Society of Chemistry* **2024**, *17*, 3503–3522, doi:10.1039/D3EE02951D.
51. Lloyds Register. *LR and Methanol Institute launch guidance on methanol bunkering*, 2020. Available online: [58](https://www.lr.org/en/knowledge/press-room/press-listing/press-</div><div data-bbox=)

- release/2020/r-methanol-institute-guidance-on-methanol-bunkering/ (accessed on 1 October 2024).
52. Marquez, C. *Marine Methanol: Future-Proof Shipping Fuel*, 2023. Available online: https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2023/05/Marine_Methanol_Report_Methanol_Institute_May_2023.pdf (accessed on 17 August 2024).
53. Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin. Technische Regeln für Gefahrstoffe (TRGS): Übersicht über die Bekanntmachung zu Technischen Regeln und Beschlüssen. Available online: <https://www.baua.de/DE/Angebote/Regelwerk/TRGS/TRGS.html>.
54. Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin. Technische Regeln für Betriebssicherheit (TRBS): Übersicht über die Bekanntmachung zu Technischen Regeln und Beschlüssen. Available online: <https://www.baua.de/DE/Angebote/Regelwerk/TRBS/TRBS>.
55. Economic Commission for Europe, Inland Transport Committee. Agreement Concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road. Available online: <https://unece.org/about-adr>.
56. Zwischenstaatliche Organisation für den internationalen Eisenbahnverkehr. Zwischenstaatliche Organisation für den internationalen Eisenbahnverkehr (COTIF) Anhang C - Ordnung für die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter (RID). Available online: https://otif.org/de/?page_id=1105.
57. Economic Commission for Europe, Inland Transport Committee. European Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Inland Waterways (ADN). Available online: <https://unece.org/transport/dangerous-goods/adn-2023>.
58. deutsche-flagge.de. Gefahrgüter (IMDG). Available online: <https://www.deutsche-flagge.de/de/sicherheit/ladung/imdg>.
59. deutsche-flagge.de. Chemikalien (IBC). Available online: <https://www.deutsche-flagge.de/de/sicherheit/ladung/ibc/ibc>.
60. Amt für Veröffentlichungen der Europäischen Union, L-2985 Luxemburg. Verordnung (EU) 2023/... des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. September 2023 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU.
61. DNV-GL. Methanol as marine fuel: Environmental benefits, technology readiness, and economic feasibility: USE OF METHANOL AS FUEL **2016**.