Zusammenfassung

STROMBASIERTE KRAFTSTOFFE FÜR BRENNSTOFFZELLEN IN DER BINNENSCHIFFFAHRT

Studie im Auftrag des BMVI

NOW-GMBH.DE

ludwig bölkow systemtechnik

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)
Daimlerstraße 15, 85521 München / Ottobrunn
Tel.: 089 60 81 10 – 0

DNV·GL

DNV GL SE
Brooktorkai 18, 20457 Hamburg
Tel.: 040 36 14 9 – 0

Ingenieurbüro für Schiffstechnik

Ingenieurbüro für Schiffstechnik
Bahnhofstraße 15, 21481 Lauenburg / Elbe
Tel.: 04153 58 24 34

1 Einleitung und Zusammenfassung 4

2 Marktanalyse 6

2.1 Kraftstoffe 6
2.1.1 Charakteristiken 6
2.1.2 Druckwasserstoff (CGH_2) 9
2.1.3 Flüssigwasserstoff (LH_2) 10
2.1.4 Flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC) 12
2.1.5 Flüssigmethan (LNG) 13
2.1.6 Methanol (MeOH) 14
2.1.7 Diesel 15
2.1.8 Fazit EE-Kraftstoffe 15

2.2 Kraftstoffinfrastruktur und Verfügbarkeit 16
2.3 Brennstoffzellensysteme für Schiffe 19

3 Kosten 23

3.1 Well-to-Tank-Analyse 23
3.2 Well-to-Propeller-Analyse 26

4 Abbildungs- / Tabellenverzeichnis und Abkürzungen 29

4.1 Abbildungen 29
4.2 Tabellen 29
4.3 Abkürzungsverzeichnis 30

1 Einleitung und Zusammenfassung

Strombasierte Kraftstoffe, wie zum Beispiel Wasserstoff (EE-H_2), synthetisches Methan (EE-CH_4) oder synthetisierte Flüssigkraftstoffe (EE-Benzin, -Kerosin und -Diesel), werden aus erneuerbarem Strom hergestellt. Die Studie «ShipFuel» untersucht, unter welchen technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen und in welchen Marktsegmenten strombasierte Kraftstoffe in der Binnenschifffahrt sinnvoll eingesetzt werden können. Dabei werden die alternativen Kraftstoffe ausschließlich in Brennstoffzellen-Antriebssystemen betrachtet und heute üblichen Diesel-Antriebssystemen mit Verbrennungsmotoren gegenübergestellt.

Die Analysen schließen dabei die gesamte Prozesskette ein: Von der Erzeugung des Kraftstoffs über dessen Transport, Verteilung und Lagerung bis zum Bunkervorgang und zu der Speicherung und deren energetischen Umsetzung an Bord.

Um die technisch-wirtschaftlichen Einflüsse einer Adaptierung verschiedener Kraftstoff- und Brennstoffzellentechnologien für Binnenschiffe analysieren zu können, wurden vier Referenzschiffe aus der Berufsschifffahrt gewählt.

Die technische Analyse zeigt, dass der Einsatz von Brennstoffzellen in der Binnenschifffahrt für die untersuchten Schiffstypen grundsätzlich möglich ist. Hierbei gibt es keine Universallösung: Eine Vielzahl von Kombinationsmöglichkeiten von strombasierten Kraftstoffen und verschiedenen Brennstoffzellentypen mit unterschiedlichen technologischen Reifegraden kommt in Betracht.

Die Wahl geeigneter Kombinationen hängt dabei von vielen Faktoren ab: Handelt es sich um einen Umbau oder Neubau des Schiffes, was ist der Zeitraum der Umsetzung des Projekts, wie groß sind die Leistungs- und Energiebedarfe, wie ist das Einsatzprofil des Schiffes bzw. welche Bunkerfrequenzen sind möglich und wie ist die Verfügbarkeit von strombasierten Kraftstoffen entlang der Route?

Grundsätzlich könnten mit dem Einsatz von erneuerbaren Kraftstoffen in Brennstoffzellenantrieben die Treibhausgasemissionen und die lokalen Luftschadstoffe sowie auch Lärm und Vibrationen vermieden bzw. deutlich reduziert werden. Gegenüber konventionellen Verbrennungsmotoren können Brennstoffzellenantriebe insbesondere unter dynamischen Einsatzprofilen eine höhere Effizienz aufweisen.

Aufgrund dieser Vielzahl von Einflussfaktoren ist für die fundierte Entscheidung für eine bestimmte Kraftstoff-Brennstoffzellen-Lösung eine detaillierte Analyse des jeweiligen Anwendungsfalls notwendig.

Im Rahmen dieser Zusammenfassung der «ShipFuel»-Studie[1] werden zur Orientierung und als Basis für weitere Analysen einige wesentliche Erkenntnisse für ausgewählte Referenzpfade dargestellt.

1 NOW: Strombasierte Kraftstoffe für Brennstoffzellen in der Binnenschifffahrt. Hintergrundbericht. 2019

2 Marktanalyse

Im Rahmen der Studie wurde eine Analyse des deutschen Binnenschiffsmarktes durchgeführt. Für die am häufigsten vertretenen Binnenschiffstypen oder Schiffe mit einem großen Energiebedarf wurden Referenzschiffe gewählt, bei deren Umrüstung sich das größte Emissionsreduktionspotenzial ergeben würde. Die vorliegende Zusammenfassung fokussiert nicht die Auswahl geeigneter Schiffstypen, da diese bei den meisten Projekten aus Sicht der Schiffsbetreiber, Werften und Designbüros bereits festgelegt sind. Aus diesem Grund werden im Folgenden die wesentlichen technischen Aspekte bei der Wahl einer geeigneten Kraftstoff-Brennstoffzellen-Kombination dargestellt.

2.1 Kraftstoffe

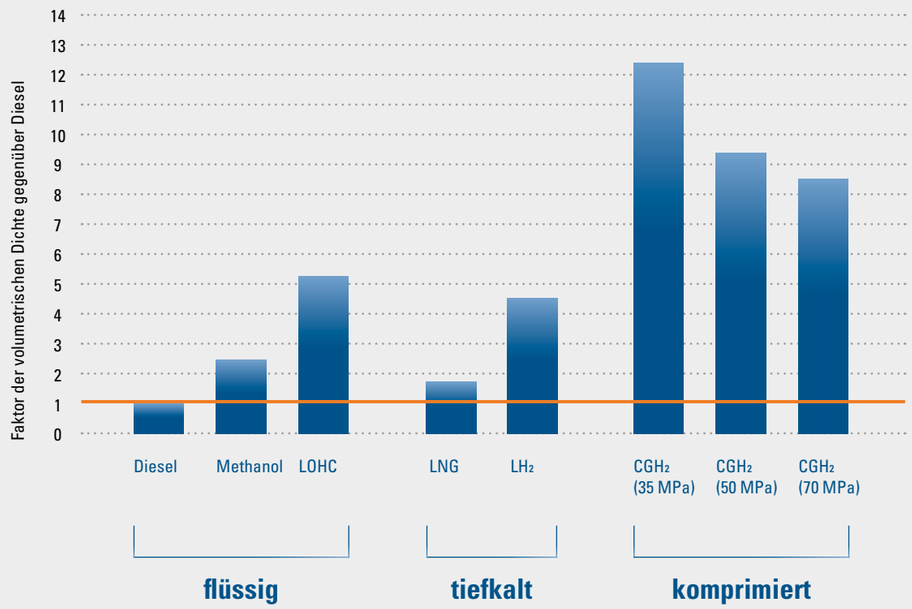
2.1.1 Charakteristiken

Für eine erste Systemauslegung ist die Kenntnis über die Energiedichte des Kraftstoffs und die dafür notwendigen Lagerungsbedingungen (Druck, Temperatur) wichtig, da diese den Platzbedarf für die benötigte Energiemenge festlegen.

Grundsätzlich lassen sich die in dieser Studie betrachteten Kraftstoffe den folgenden drei Kraftstoffspeichervarianten zuordnen:

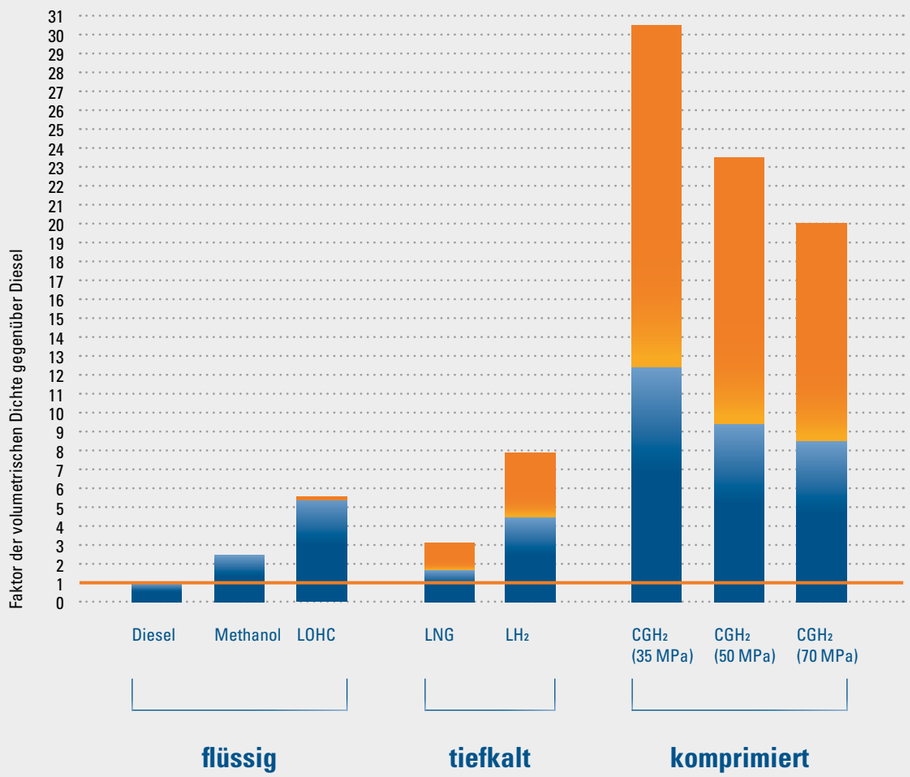
- Flüssig bei Umgebungsdruck und -temperatur
- Flüssig bei tiefkalten Temperaturen
- Gasförmig unter Druck

ABBILDUNG 1 Vergleich der volumetrischen Energiedichte von Kraftstoffen im Verhältnis zu Diesel



Die Speicherbedingungen des Kraftstoffs wirken sich auf die Art des zu verwendenden Kraftstofftanksystems aus. Für Kraftstoffe, die flüssig bei Umgebungstemperatur und -druck gespeichert werden, kommen ähnlich wie beim Diesel Strukturtanks zum Einsatz, die platzsparend in die Schiffsstruktur mit eingebunden oder an die Schiffsstruktur angepasst werden können. Bei tiefkalt und unter Druck gespeicherten Kraftstoffen werden zylindrische Drucktanks verwendet, die im Vergleich zu Dieseltanks erheblich mehr Raumbedarf aufweisen. Bei tiefkalten Kraftstoffen wird zudem noch eine Isolierung aufgebracht, die weiteren Platz benötigt. Künftig können sich für einige Kraftstoffe noch zusätzliche Sicherheitsanforderungen ergeben, zum Beispiel eine zweite Hülle oder ein Kofferdamm um den Tank, sodass weiterer Raum für das Tanksystem in Anspruch genommen wird. Die folgende Abbildung zeigt qualitativ mögliche Einflüsse auf die Tankgrößen.

ABBILDUNG 2 Vergleich der volumetrischen Energiedichte von Kraftstoffen im Verhältnis zu Diesel (blau) und möglicher zusätzlicher Raumbedarf durch die Tankkonstruktion (orange)



Der Vergleich der Energiedichten und Tankgrößen unterschiedlicher Kraftstoffe zeigt, dass für den Einsatz von strombasierten Kraftstoffen („E-Fuels“, „Power-to-Fuels“) an Bord von volumenkritischen Schiffen, wie beispielsweise Passagierschiffen, Änderungen des Nutzungsprofils, der Bunkerfrequenz und/oder des Schiffdesigns notwendig sind. Sind diese Änderungen nicht möglich, müssen Kraftstoffe mit hohen volumetrischen Energiedichten eingesetzt werden. Hingegen ist bei Anwendungen, bei denen ausreichend Raum zur Kraftstoffbevorratung zur Verfügung steht oder häufigere Tankmöglichkeiten bestehen, auch der Einsatz von Kraftstoffen mit geringen volumetrischen Energiedichten denkbar.

Gegenüber einem Verbrennungsmotor weisen Brennstoffzellen zudem einen höheren Wirkungsgrad auf und reduzieren damit auch den Bedarf an mitzuführendem Brennstoff bzw. der Energiespeicherung (siehe Kapitel 2.3).

Für die Umweltwirkung sowie bei technologie- und energiestrategischen Überlegungen spielen darüber hinaus auch der Energieaufwand zur Kraftstoffbereitstellung sowie hierfür benötigte Transport- und Verteilinfrastrukturen eine Rolle. Der Energiebedarf zur Herstellung strombasierter synthetischer Kraftstoffe ist höher als bei direkter Nutzung von Wasserstoff. Aufgrund des damit verbundenen Anlagenaufwands ist eine direkte Nutzung von Wasserstoff – wo immer dies technisch möglich, ökologisch vorteilhaft und ökonomisch vertretbar ist – zu bevorzugen.

2.1.2 Druckwasserstoff (CGH_2)

Bezogen auf das Gewicht hat Wasserstoff mit 33,33 kWh pro kg die mit Abstand höchste Energiedichte von heute üblicherweise verwendeten Energieträgern. Jedoch führt die geringe volumetrische Energiedichte von Druckwasserstoff im Vergleich zu anderen strombasierten Kraftstoffen entweder zu einem hohen Raumbedarf für das Tanksystem oder zu häufigeren Bunkervorgängen bzw. einer Kombination aus beidem.

Der Neubau von Schiffen eröffnet hier gegebenenfalls Möglichkeiten, durch neuartige Konzepte diesen Nachteil teilweise oder ganz zu eliminieren.

Tanksystem

Ein allgemein anerkanntes Druckniveau für die Speicherung von Wasserstoff hat sich in der Industrie bzw. im Verkehrssektor bisher noch nicht fest etabliert. Während Pkws aufgrund des geringen Platzangebots H_2 bei 70 MPa speichern, werden bei Bussen vorrangig 35-MPa-Tanks eingesetzt. Es gilt, die aktuellen Entwicklungen in den verschiedenen Verkehrsanwendungen zu beobachten, um mögliche technische und ökonomische Synergieeffekte in Zukunft zu nutzen. Ein wesentlicher Entscheidungsfaktor ist hier auch das bevorzugte Druckniveau am Ausgang der Wasserstoffproduktionsanlage.

Bunkersystem

Im Jahr 2008 wurde im Rahmen eines geförderten Projekts das Binnenfahrgastschiff „Alsterwasser“ mit einem wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellenantrieb ausgerüstet. Die Erfahrungen mit diesem Projekt zeigen, dass die Bebunkerung über eine feste Tankstelle (Pier-to-Ship) grundsätzlich möglich ist. Ein wirtschaftlicher Betrieb einer Bunkerstation ist allerdings nur bei hoher Auslastung bzw. mehreren Nutzern darstellbar. Dieser Aspekt ist bei der Auswahl des Kraftstoffs unbedingt zu berücksichtigen. Bauvorschriften für Wasserstoff-Betankungseinrichtungen befinden sich derzeit bei der ISO-Arbeitsgruppe „TC 197: Hydrogen Technologies“ für Landfahrzeuge in Entwicklung. Spezifische Anforderungen für maritime Bunkerstationen müssen durch Unterstützung entsprechender F&E-Maßnahmen mitentwickelt werden. Eine Möglichkeit für einen frühen wirtschaftlichen Betrieb von Einzelanwendungen bietet das Konzept der austauschbaren Flaschenbündel, wie es bei dem Bau eines Binnenschubbootes mit wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen im Rahmen des geförderten Projekts ELEKTRA vorgesehen ist. Auch hier sind derzeit noch keine einheitlichen Anforderungen an den Umgang mit Flaschenbündeln als Kraftstoffspeicher für Binnenschiffsanwendungen vorhanden.

2.1.3 Flüssigwasserstoff (LH_2)

Im Vergleich zu komprimiertem Wasserstoff besitzt tiefkalter (kryogener) Wasserstoff eine höhere volumetrische Energiedichte. Allerdings erwärmt sich der flüssige Wasserstoff (LH_2) durch den physikalisch gegebenen kontinuierlichen Wärmeeintrag in den Tank, wodurch der flüssige Wasserstoff verdampft. Im laufenden Betrieb ist dieser Effekt in gewissem Maße erwünscht, da der Wasserstoff gasförmig der Brennstoffzelle zugeführt werden muss. Bei längeren Phasen geringen Energiebedarfs kann die ausdampfende Wasserstoffmenge den Bedarf aber überschreiten. Ab einem definierten Druckanstieg muss der Wasserstoff entweder kontrolliert abgeführt oder mit vergleichsweise hohem Aufwand rückverflüssigt werden. Binnenschiffe mit unregelmäßigen Einsatz- und Energiebedarfsprofilen sind daher eher weniger für den Einsatz von LH_2 geeignet. Ein weiterer Aspekt ist die momentan noch schlechte Verfügbarkeit von kryogenem Wasserstoff. Ein flächendeckendes und wirtschaftlich interessantes Angebot kann nur bei hohen Bedarfen in möglichst großen Verflüssigungsanlagen entstehen. Dies kann nicht nur durch den Schiffssektor allein erreicht werden. Auch hier sind zukünftige Entwicklungen in anderen Sektoren zu beobachten.

Tanksystem

Zur Bevorratung von kryogenen Kraftstoffen wurden im Binnenschiffsbereich erste Erfahrungen mit isolierten zylindrischen Drucktanks für verflüssigtes Erdgas (LNG) gemacht. LNG wird bei einer Temperatur von –163 °C gelagert. Da verflüssigter Wasserstoff noch deutlich kälter, nämlich bei –253 °C, gelagert wird, können LNG-Tanksysteme nicht einfach für Flüssigwasserstoff verwendet werden. Derzeit fehlen für die Verwendung und Bevorratung von Flüssigwasserstoff noch technische Vorschriften für Binnenschiffsanwendungen.

Bunkersystem

Durch zahlreiche Beispiele für das Bunkern von LNG als Kraftstoff für Binnen- und Seeschiffe sind die generellen Anforderungen an das Bunkern für verschiedenste Bunkeroperationen bekannt. Wie bei komprimiertem Wasserstoff auch ist der wirtschaftliche Betrieb einer Bunkerstation oder eines Bunkerschiffs nur bei mehreren Nutzern darstellbar. Bauvorschriften für Flüssigwasserstoff-Betankungseinrichtungen befinden sich derzeit bei der ISO-Arbeitsgruppe „TC 197: Hydrogen Technologies“ für Landfahrzeuge in Entwicklung. Spezifische Anforderungen für maritime Bunkerstationen und Bunkerschiffe müssen durch Unterstützung entsprechender F&E-Maßnahmen mitentwickelt werden. Im Speziellen gilt bei Bunkertransfersystemen (Schlauchleitungen, Ventile, Kupplungen) für Flüssigwasserstoff das Gleiche wie bei den Tanksystemen auch, nämlich dass derzeit technische Vorschriften für Transfereinrichtungen und Bunkerstationen sowie für die Durchführung des Bunkervorgangs fehlen.

2.1.4 Flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC)

Flüssige organische Wasserstoffträger gehen eine chemische Bindung mit Wasserstoff ein. Der Wasserstoff kann dann durch Zuführen von Wärme wieder gelöst werden. Die Technologie hat aktuell einen geringen technologischen Reifegrad. Wie in der Studie beschrieben, sind hier noch einige Entwicklungen bezüglich der Effizienz der Systeme notwendig. Aber auch der Nachweis der Nutzbarkeit auf Schiffen muss noch geführt werden. Prinzipiell ist der Energieinhalt von LOHC selbst interessant, weil er ähnlich dem von Flüssigwasserstoff ist, LOHC aber bei Umgebungstemperatur flüssig vorliegt. Jedoch sind neben dem Tanksystem noch ein zusätzlicher Aufwand bzw. Platzbedarf für eine Dehydrierungsanlage sowie deren Energiebedarf zur Wasserstofffreisetzung im Schiff mit zu berücksichtigen. Diese Anlagen weisen zudem eine spezifisch sehr hohe Platinbelegung auf.[2]

Tanksystem

In bisherigen Landanwendungen kommen für die Bevorratung von LOHC Strukturtanks zum Einsatz, die wie Dieseltanks in die Schiffsstruktur integriert werden könnten. Aufgrund fehlender Erfahrungen bei Schiffsanwendungen ist derzeit allerdings noch nicht klar, wie LOHC als Energieträger für Wasserstoff sicherheitstechnisch eingestuft wird. Zusätzliche Anforderungen wie beispielsweise eine gasdichte Tankhülle und gegebenenfalls eine zweite Tankhülle sind denkbar und würden den technischen Aufwand entsprechend erhöhen. Weitere praktische Erprobungen im maritimen F&E-Bereich sind notwendig, um die Systeme zu optimieren und ein einheitliches Sicherheitsverständnis Sicherheitsverständnis als Grundlage für künftige Vorschriften und Genehmigungsprozesse zu entwickeln.

Bunkersystem

Gegenüber komprimiertem oder kryogenem Wasserstoff weist LOHC beim Bunkern wesentliche Vorteile auf. Auch hier gilt es, durch praktische Anwendungen und Analysen im Rahmen von F&E-Projekten noch nachzuweisen, ob für die Handhabung und Lagerung der beladenen und entladenen Trägerflüssigkeit eventuell noch zusätzliche Sicherheitsanforderungen zu berücksichtigen sind. Generell führt die Handhabung von zwei Flüssigkeiten zu Änderungen bei den Tankabläufen, den Speichertanks und der Logistik.

2 Forschungszentrum Jülich (FZJ); Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU); Helmholtz-Zentrum Berlin (HZB): Neue Optionen für einen wirtschaftlichen Betrieb von Wasserstoffzügen durch Nutzung der LOHC-Technologie? 2018

2.1.5 Flüssigmethan (LNG)

Aufgrund der relativ hohen Energiedichte und sauberen Verbrennung gibt es auch an Bord von Binnenschiffen erste Anwendungen von Flüssigerdgas als Kraftstoff. Bei einer weiteren Etablierung des Kraftstoffs in der Binnenschifffahrt ist die Umsetzung in einer Brennstoffzelle eine sinnvolle Option. Hierbei kann anfangs auch auf fossiles LNG zurückgegriffen werden, solange strombasiertes LNG noch nicht überall verfügbar ist. Da LNG bei –163 °C gelagert wird, sind für das Tanksystem höhere Investitionskosten und ein größerer Raumbedarf für die Tanks zu berücksichtigen. Durch das Verdampfen des LNG bei Wärmeeintrag in das Tanksystem ist auch hier auf ein geeignetes Lastprofil der Anwendung zu achten (vgl. Flüssigwasserstoff).

Tanksystem

Bei ersten Binnenschiffsanwendungen kommen derzeit isolierte zylindrische Drucktanks zum Einsatz, die einen entsprechend größeren Raum als die konventionellen Dieseltanks einnehmen (Faktor 2 bis 3) und zu erheblichen Mehrkosten führen. Die Technologie ist aber mittlerweile etabliert und verfügbar. Zudem sind LNG-Systeme für Binnenschiffe europaweit über die technischen Vorschriften der ES-TRIN[3] geregelt.

Bunkersystem

Für das Bunkern von LNG gibt es bereits erste maritime Anwendungen für alle Bunkermöglichkeiten. Einige europäische Häfen haben bereits LNG-Bunkerrichtlinien etabliert und erste Erfahrungen mit dem Bunkern von LNG gesammelt.

Der Ausbau der Infrastruktur geschieht derzeit sehr langsam, da die Versorgungsunternehmen durch die mangelnde Nachfrage keine größeren Investitionen in die Bunkerinfrastruktur oder Bunkerschiffe tätigen.

3 ES-TRIN: Europäischer Standard der technischen Vorschriften für Binnenschiffe, Ausgabe 2019/1

Ziel ist es dennoch, eine Kerninfrastruktur in Häfen zu etablieren. Hierzu haben die EU-Mitgliedsstaaten in der EU-Richtlinie 2014/94/EU festgelegt, dass die Mitgliedsstaaten durch ihre nationalen Strategierahmen sicherstellen, dass bis 31. Dezember 2025 in Seehäfen eine angemessene Anzahl an LNG-Tankstellen eingerichtet wird, damit LNG-Binnenschiffe oder LNG-Seeschiffe im gesamten TEN-V-Kernnetz verkehren können. Zudem resultiert aus dieser Richtlinie die Entwicklung von internationalen Standards für die Bebunkerung von Schiffen mit LNG und CNG. Darüber hinaus plant die Bundesregierung, Terminals des kombinierten Verkehrs (KV-Terminals) und Binnenhäfen als vorrangige Standorte für Wasserstofftankstellen zu identifizieren und zu benennen. Dadurch könnten neben Binnenschiffen auch Lkws und Loks mit Wasserstoff versorgt werden.[4]

4 BMVI: Nationaler Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe als Teil der Umsetzung der Richtlinie 2014/94/EU

2.1.6 Methanol (MeOH)

Methanol weist eine verhältnismäßig hohe Energiedichte auf und liegt bei Raumtemperatur in flüssiger Form vor. Die Verfügbarkeit von fossilem Methanol ist gut und es kann bis zur Verfügbarkeit von EE-Methanol genutzt werden. Methanol kommt in einigen Schiffsanwendungen schon als Kraftstoff zum Einsatz, wie beispielsweise an Bord der Personenfähre „Stena Germanica“. Eine erste Binnenschiffsanwendung mit Brennstoffzellen stellt das Binnenfahrgastschiff „MS Innogy“ dar, das seit 2017 auf dem Baldeneysee in Essen in Betrieb ist.

Tanksystem

Derzeit werden Methanoltanksysteme als integrierte Strukturtanks vorgesehen. Die sicherheitstechnischen Anforderungen aufgrund der hohen Kontakttoxizität von Methanol für den Menschen befinden sich derzeit in Entwicklung. Es ist absehbar, dass noch weitere technische Anforderungen an beispielsweise eine zweite Barriere oder einen Kofferdamm umzusetzen sind, wodurch sich zum einen der Kostenaufwand erhöhen und zum anderen der Platzvorteil des integrierten Tanksystems reduzieren wird.

Bunkersystem

Erste Erfahrungen liegen für die Truck-to-Ship-Bebunkerung vor. Aufgrund fehlender Anwendungen gibt es bisher aber noch kein Bestreben, ein größeres Versorgungsnetz für Methanol aufzubauen. Einheitliche Regularien für die Genehmigung, den Bau und den Betrieb von Bunkeranlagen bzw. für die Durchführung von Bunkerprozessen gibt es bisher noch nicht.

2.1.7 Diesel

Diesel weist die höchste volumetrische Energiedichte auf. Der Umgang mit und das Bunkern von Diesel sind gängige Praxis. Vorhandene Infrastrukturen, Sicherheitsregelungen und Bunkertechnologien können bei Substitution von fossilem Diesel durch EE-Diesel ohne Weiteres weiter genutzt werden. Der hohe Primärenergieverbrauch und die damit auch verbundenen höheren Herstellungskosten verringern aber die Wirtschaftlichkeit dieses EE-Kraftstoffs. Besonders bei diesem Kraftstoff ist es wichtig, eine möglichst hohe Effizienz bei der Energieumwandlung an Bord zu erzielen und von den Kostenvorteilen einer hohen Energiedichte und der Nutzung vorhandener Infrastrukturen zu profitieren.

2.1.8 Fazit EE-Kraftstoffe

Die höhere volumetrische Energiedichte von LNG, Methanol und Diesel gegenüber Wasserstoff ist ein deutlicher Vorteil. So lässt sich auf kleinerem Raum mehr Energie in Form von Kraftstoff speichern und es geht weniger Nutzraum verloren. Andererseits ist der mit ihrer Herstellung verbundene höhere Primärenergieverbrauch auch direkt an höhere Herstellungskosten sowie umfangreichere Ausbaubedarfe an EE-Stromerzeugungsanlagen gekoppelt. Somit sind EE-Synthesekraftstoffe grundsätzlich vor allem aus wirtschaftlicher und strategischer Sicht insbesondere für volumenkritische Anwendungen geeignet. Wo technisch – gegebenenfalls mit geänderten Betriebsabläufen (Bunkerfrequenzen) – in den Binnenschiffsbetrieb integrierbar, stellt Wasserstoff zur direkten Nutzung als Kraftstoff in Brennstoffzellen von den in dieser Studie betrachteten EE-Kraftstoffoptionen die interessante Schnittmenge aus effizienter Kraftstoffproduktion, chemischer Energiespeicherung und effizienter Nutzung in Brennstoffzellen dar.

Sicherheitstechnische Betrachtungen wurden im Rahmen dieser Studie nicht angestellt. Diese erfolgen derzeit an konkreten Beispielen für die Verwendung von verschiedenen Kraftstoffen für Binnenschiffe (z. B. Wasserstoff im Projekt ELEKTRA und Methanol im Projekt RiverCell) und für Seeschiffe (z. B. Diesel mit niedrigem Flammpunkt in SchIBZ) oder liegen durch bereits durchgeführte Studien wie beispielsweise für LNG vor.

2.2 Kraftstoffinfrastruktur und Verfügbarkeit

Bisher stehen strombasierte Kraftstoffe nicht in großen Mengen zur Verfügung. Aufgrund der aktuellen Diskussionen zum Klimaschutz[5] ist hier zeitnah mit Veränderungen zu rechnen. Da Wasserstoff die Basis für alle strombasierten Kraftstoffe bildet, ist hier früh eine Etablierung von Wasserstoff im Bereich Kraftstoffe zu erwarten bzw. ist diese als „No regret"-Option voranzutreiben. Die aktuellen Planungen und Entwicklungen des Infrastrukturausbaus alternativer Kraftstoffe sind hier zu verfolgen und die Rolle von strombasierten Kraftstoffen in der Binnenschifffahrt ist hervorzuheben.

5 Siehe aktuelle Initiativen, wie zum Beispiel Klimaschutzpaket, Wasserstoffstrategie der Bundesregierung, Norddeutsche Wasserstoffstrategie, Entschließung des Bundesrates für den umfassenden Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft auf Basis erneuerbarer Energien

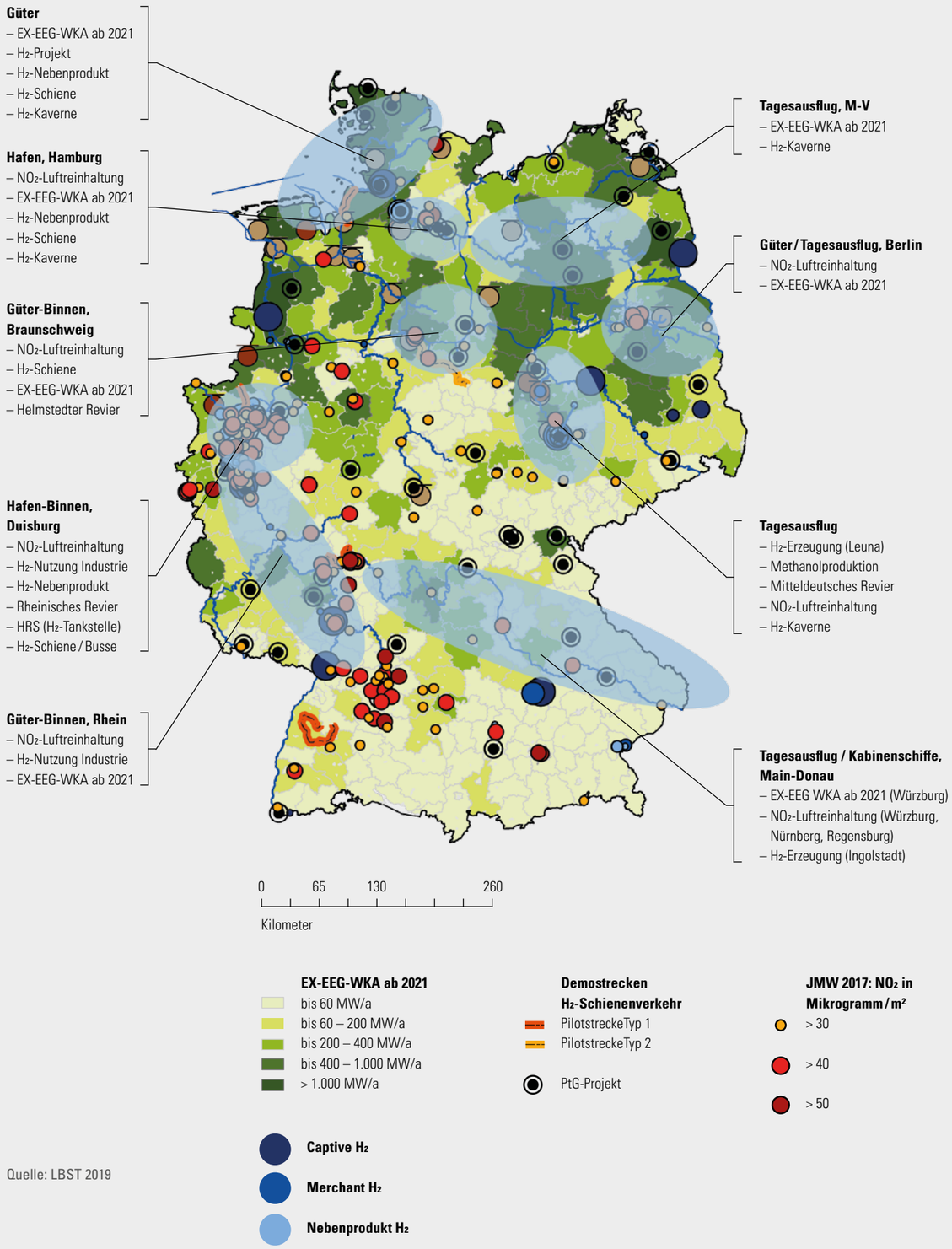
Neben der zentralen Erzeugung und Verteilung von strombasierten Kraftstoffen an die unterschiedlichen Verbraucher-Sektoren spielt die dezentrale Erzeugung am Ort der EE-Stromerzeugung oder am Ort des Kraftstoffbedarfs eine wichtige Rolle. Eine Produktion nahe am EE-Stromerzeugungsort entlastet, vermeidet oder verzögert weitere Stromnetzausbaubedarfe. Für Letzteres bieten sich Häfen als Ort der Erzeugung und Eigennutzung an. Hier können zudem eine EE-Eigenstromnutzung sowie die Integration in hafeneigene Energiesysteme (Strom, Wärme, Kälte, Kraftstoff) attraktiv werden. Darüber hinaus sind Häfen für die Bereitstellung von strombasierten Kraftstoffen für Schiffe und als Ausgangspunkt für die weiterführende Verteilung strombasierter Kraftstoffe prädestiniert. Häfen stellen somit einen sehr guten Startpunkt für den Markthochlauf dar.

Schiffe sind mit ihrer relativ hohen Abnahmemenge je Fahrzeug und ihrem oft regelmäßigen und damit planbaren Bedarf eine sehr gute Möglichkeit für den Markthochlauf strombasierter Kraftstoffe. Dies gilt insbesondere für Flotten, für die sich die Installation einer dezidierten Tankinfrastruktur viel eher lohnt als für Einzelabnehmer. Die Wirtschaftlichkeit der Bunkerinfrastruktur stellt sich umso höher dar, je größer die Bunkeranlage und je besser deren Auslastung ist. Dies kann beispielsweise durch Bündelung mehrerer Abnehmer leichter erreicht werden.

Im Rahmen der Studie wurden mögliche erste Anwendungsfälle für den Aufbau einer Infrastruktur anhand potenzieller Anwendungsschwerpunkte identifiziert (siehe Abbildung 3). Grundsätzlich stellt der Rhein die wichtigste Wasserstraße (Kraftstoffverbrauch, Emissionen) für den Güterverkehr in der Binnenschifffahrt dar. Aufgrund der vielen Industriestandorte bestehen prinzipiell Anknüpfungspunkte für die weitere Nutzung von erneuerbaren Kraftstoffen, sowohl für die Binnenschifffahrt als auch für die industrielle Nutzung bzw. Herstellung (z. B. Raffinerien, Stahlherstellung, Ammoniak) von reinem Wasserstoff oder synthetischen Kraftstoffen. Zudem weisen viele Kommunen Grenzwertüberschreitungen der NO_2-Jahresmittelwerte auf und müssen Strategien zur Minderung der Luftschadstoffbelastungen entwickeln und umsetzen – insbesondere für den Verkehr. Auch hier können Synergien beispielsweise beim Aufbau und bei der Logistik einer alternativen Kraftstoffversorgung (z. B. mit Wasserstoff-Tankstellen für Pkws, Lkws, Busse und Züge oder auch Tankstellen für LNG-Nutzfahrzeuge) für Nullemissionsantriebe mit Wasserstoff erschlossen werden.

Zudem fallen ab 2021, insbesondere im nördlichen Teil Deutschlands, viele Windkraftanlagen aus der 20-jährigen EEG-Förderung. Viele dieser Anlagen sind jedoch technisch noch vollständig betriebsbereit. Eine Ertüchtigungserneuerung („Repowering"), bei der die alten, kleinen Windräder durch leistungsfähigere, neue Windkraftanlagen ausgetauscht werden, ist nicht an allen Standorten erwünscht, von den Betreibern realisierbar oder von geänderten Genehmigungsgrundlagen her abgedeckt. Diese alten Kapazitäten könnten zukünftig prinzipiell zu Grenzkosten (Wartung und Instandhaltung) für die Erzeugung von Wasserstoff genutzt werden. Bereits heute gibt es erste „Power-to-Gas"-Anlagen (PtG), die Wasserstoff bzw. synthetische Kraftstoffe aus Windstrom erzeugen. Neben Schiffen für die Güterbeförderung stellen auch viele Tagesausflugs- und Kabinenschiffe interessante Anwendungsfälle in verschiedenen Regionen dar (z. B. Berlin, entlang Main-Donau, in Sachsen, in Mecklenburg-Vorpommern, siehe Abbildung 3). Hier können insbesondere Reeder gezielt adressiert werden, die lokal mehrere Schiffe betreiben und umrüsten könnten. Für konkrete Geschäftsplanungen sind die Kostengerüste, einschließlich Abgaben, für die technischen Realisierungsvarianten zu untersuchen.

ABBILDUNG 3 Ausgewählte Beispiele für mögliche Anwendungsschwerpunkte

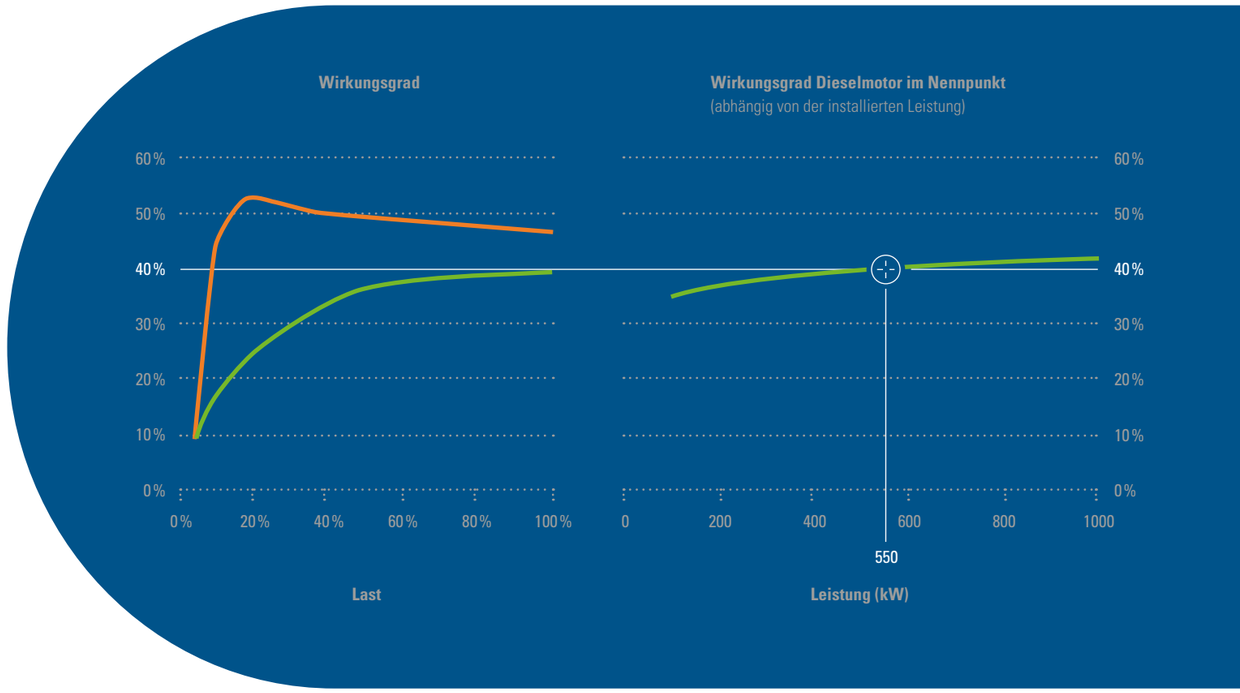


Quelle: LBST 2019

2.3 Brennstoffzellensysteme für Schiffe

Brennstoffzellen weisen einen höheren Wirkungsgrad als Verbrennungskraftmaschinen auf (siehe Abbildung 4). Darüber hinaus liegt das Maximum des Wirkungsgrads bei Brennstoffzellen im unteren Teillastbereich, während bei Verbrennungsmotoren das Wirkungsgradmaximum bei der Nennlast liegt. Dies hat einen positiven Effekt auf den Kraftstoffverbrauch im realen Fahrbetrieb. Dies wurde in der Studie bei der Well-to-Propeller-Analyse berücksichtigt.

ABBILDUNG 4 Verlauf der Wirkungsgrade von Brennstoffzellensystemen und Dieselmotoren



Wirkungsverlauf Brenndtoffzellenantrieb

Wirkungsverlauf Antrieb mit Verbrennungsmotor

Antriebsbeispiel: $P_{Diesel, nom.}$ ~ 550 kW

Quelle: Grafik links: LBST auf Basis [MariGreen 2018, S. 74];
Grafik rechts: LBST auf Basis diverser BHKW-Motoren

Grundsätzlich wird zwischen sechs verschiedenen Brennstoffzellentypen unterschieden, die sich aufgrund ihrer Elektrolyten in ihrem Funktionsmechanismus und ihrer Betriebstemperatur unterscheiden. Basierend auf langjährigen Entwicklungen und praktischen Anwendungen haben sich drei Brennstoffzellentypen aufgrund ihrer hohen Effizienz und Praxistauglichkeit bei mobilen Anwendungen für die Verfolgung einer Weiterentwicklung hervorgetan. Hierbei handelt es sich um die Brennstoffzellentypen PEMFC, HT-PEMFC und SOFC, auf die im Folgenden eingegangen wird.

Prinzipiell gilt für maritime Anwendungen, dass die funktionalen Anforderungen von Brennstoffzellen-Generatorsystemen denen von Dieselgeneratoren entsprechen. Im Vergleich zu Dieselsystemen ergeben sich zusätzliche sicherheitstechnische Anforderungen aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften der verwendeten Kraftstoffe und Batteriesysteme. Die präskriptiven Anforderungen befinden sich derzeit in Entwicklung.

PEMFC (Niedertemperatur-PEM-Brennstoffzellen, typische Betriebstemperatur ca. 80 °C) werden seit Jahren für viele Anwendungsfälle entwickelt (mobile und stationäre), **sind bereits kommerziell verfügbar** und stehen vor einer breiten Markteinführung. Dadurch können potenzielle Synergien bei der Kostenreduktion, zum Beispiel durch Einsatz in Pkws, Bussen, Lkws und stationären Brennstoffzellen-Heizsystemen, für eine schnelle Wirtschaftlichkeit erschlossen werden. PEMFC werden mit reinem Wasserstoff betrieben und weisen eine hohe Betriebsdynamik auf (i. e. geeignet für rasche Lastwechsel und Start-Stopp-Betrieb). Bei einem Betrieb mit Kohlenwasserstoffen (z. B. E-Methanol, E-LNG, E-Diesel) oder LOHC muss jedoch der Wasserstoff mittels einer Reformierung bzw. in einem Aufbereitungsprozess aus dem Kraftstoff vorher freigesetzt werden, wodurch die Gesamteffizienz abnimmt. Aus diesem Grund ist eine Verwendung von PEMFC mit direkter Wasserstoffversorgung die bevorzugte Variante.

HT-PEMFC (Hochtemperatur-PEM-Brennstoffzellen, typische Betriebstemperatur ca. 160 °C) weisen gegenüber PEMFC einen niedrigeren elektrischen Wirkungsgrad auf sowie aufgrund der höheren Betriebstemperatur eine schlechtere Betriebsdynamik (z. B. Lastwechsel, Kaltstart). Aufgrund der höheren Betriebstemperatur sind HT-PEM-Systeme auch für die Wärmeauskopplung (KWK) und Kälteerzeugung geeignet. Sie wurden vor allem für den Einsatz von Methanol als Kraftstoff entwickelt (z. B. in den Projekten Pa-X-ell und RiverCell von der Firma Meyer Werft) und hier für weitere LCA-Analysen als Referenz-Brennstoffzellen ausgewählt. Mit dem Beginn der Kommerzialisierung dieses Brennstoffzellentyps in Schiffsanwendungen und der damit verbundenen Kostensenkung aufgrund fortlaufender Entwicklungen ist zum Beispiel nach der Beendigung des RiverCell-Projekts der Meyer Werft zu rechnen.

Für LNG und Dieselkraftstoffe wurde für die LCA-Analyse die SOFC ausgewählt. Grundsätzlich eignen sich **SOFC-Hochtemperatur-Brennstoffzellen** auch für den Einsatz anderer erneuerbar hergestellter Kraftstoffe, wie zum Beispiel E-MeOH oder LOHC. Jedoch werden diese Ansätze derzeit am Markt nicht aktiv verfolgt. Ebenso gibt es derzeit keine Entwicklung einer MCFC-Hochtemperatur-Brennstoffzelle für diese Applikationen. Für eine Verwendung von LOHC bietet der Einsatz von Brennstoffzellen mit hoher Abwärmetemperatur auch ein grundsätzlich interessantes Potenzial. Auch bei diesem Brennstoffzellentyp ist mit dem Beginn der Kommerzialisierung in Schiffsanwendungen aufgrund fortlaufender Entwicklungen zum Beispiel nach dem MultiSchIBZ-Projekt von thyssenkrupp Marine Systems zu rechnen.

Aufgrund des guten Entwicklungsstatus der drei Brennstoffzellentypen und der bisherigen Entwicklungen ergeben sich die in der folgenden Tabelle 1 dargestellten Kraftstoff-Brennstoffzellensystem-Kombinationen für diese Studie.

TABELLE 1 Kraftstoffpfade und Antriebssysteme

	Kraftstoff	Pfad	Antrieb
Fossil	Diesel aus konventionellem Rohöl	EU-Mix / Fossiler Vergleichskraftstoff	ICE
Erneuerbar	E-CGH$_2$	100 % EE-Mix (Wind, Solar), Elektrolyse an der H$_2$-Tankstelle, Verdichtung 35/50/70 MPa	PEMFC
	E-LH$_2$	100 % EE-Mix (Wind, Solar), Elektrolyse, Verflüssigung, Verteilung	PEMFC
	E-LOHC	100 % EE-Mix (Wind, Solar), Elektrolyse, Hydrierung, Verteilung	PEMFC
	E-Methan als LNG	100 % EE-Mix (Wind, Solar), Elektrolyse, CO$_2$ aus der Luft, Methanisierung, Transport, Verflüssigung an der Tankstelle	SOFC
	E-Methanol	100 % EE-Mix (Wind, Solar), Elektrolyse, CO$_2$ aus der Luft, Methanolsynthese, Aufbereitung, Verteilung	HT-PEMFC
	E-Diesel	100 % EE-Mix (Wind, Solar), CO$_2$ aus der Luft, Fischer-Tropsch-Synthese, Raffinerie, Verteilung	SOFC

Aus den Einflussgrößen der Kraftstoffe auf die Kraftstoffspeichermengen und Bunkerfrequenzen ergeben sich konkrete Kraftstoff-Brennstoffzellen-Kombinationen für die in dieser Studie betrachteten Referenzschiffe (siehe Tabelle 2).

TABELLE 2 Ausgewählte Brennstoffzellen für alternative EE-Kraftstoffe für die LCA-Analysen

	Gütermotorschiff	Schubverband	Tagesausflugsschiff	Kabinenschiff
CGH_2 (35/50/70 MPa)	PEMFC	PEMFC	PEMFC	PEMFC
LH_2	PEMFC	PEMFC	PEMFC	PEMFC
LOHC	PEMFC	PEMFC	PEMFC	PEMFC
E-MeOH	HT-PEMFC	HT-PEMFC	HT-PEMFC	HT-PEMFC
E-LNG	SOFC	SOFC	SOFC	SOFC
E-Diesel	SOFC	SOFC	SOFC	SOFC
Anmerkung je Schiffskategorie	Hohe Leistungen, große Kraftstoffspeichermengen benötigt, da lange Betriebsfahrten zwischen Bunkerungen		Volumenkritisch	Sehr Volumenkritisch, zusätzliche Hotellast (v. a. Wärme)

3 Kosten

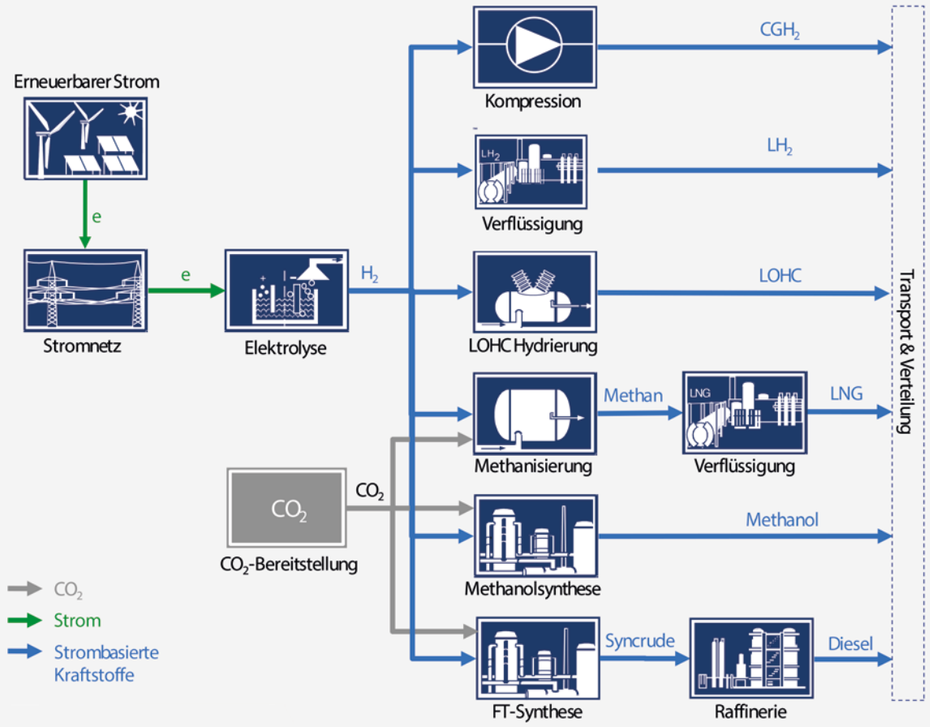
Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass für die Anwendungsfälle strombasierter Kraftstoffe für Brennstoffzellen in der Binnenschifffahrt sowohl CAPEX als auch OPEX von zentraler Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit sind. Im Folgenden werden Aspekte der im Rahmen der Studie durchgeführten Well-to-Tank (WtT) und Well-to-Propeller (WtP) Analysen aufgezeigt.

3.1 Well-to-Tank-Analyse

Die Ergebnisse der in dieser Studie untersuchten Kraftstoffpfade (siehe Abbildung 5) zeigen, dass die Kosten für den erneuerbaren Strom den größten Teil der Bereitstellungskosten bei allen strombasierten Kraftstoffen ausmachen. Im Vergleich untereinander weisen reine Wasserstoff-Nutzungspfade einen deutlich geringeren Energieaufwand auf als die mit weiterverarbeiteten synthetischen EE-Kraftstoffen (E-LNG, E-Methanol, E-Diesel) bzw. LOHC.

Kostenreduktionspotenziale ergeben sich insbesondere durch weiter sinkende EE-Stromgestehungskosten, aber auch durch sinkende Kosten bei der PtX-Anlagentechnik, insbesondere bei der Elektrolyse, sowie durch eine verbesserte Wärmeintegration. Für einen fairen Vergleich der (langfristigen) Optionen alternativer Kraftstoffe und Antriebe hat die Rechnung mit Vollkosten eine zentrale Bedeutung, da sich aktuell geltende Preisbildungsmechanismen am Strommarkt oder Abgabentatbestände ändern können. Es ist sogar eher davon auszugehen, dass diese sich ändern werden mit steigenden Anteilen von Erzeugungsanlagen für erneuerbaren Strom, da Wind- und Solarstrom nur marginale Grenzkosten aufweisen.

ABBILDUNG 5 In dieser Studie betrachtete alternative Kraftstoffpfade (Grafik: LBST)



Grafik: LBST 03. 12. 2018

Aus volkswirtschaftlicher Sicht müssen die gesamten Stromgestehungskosten, gegebenenfalls durch geeignete Mechanismen, gedeckt werden, da sonst keine Investitionen mehr in den Neubau von Erzeugungsanlagen getätigt werden. Nach dem Verursacherprinzip sind diese Kosten vom Nutzer (Kraftstoffverbraucher) zu tragen. Kurzfristig, zum Beispiel im Rahmen von Business-Case-Analysen oder Überlegungen zu Einführungsinstrumenten, könnten Opportunitätsbetrachtungen zur Reduktion der betriebswirtschaftlichen Kosten angestellt werden.

Im Falle der in dieser Studie betrachteten erneuerbaren strombasierten Kraftstoffe könnte dies (unter bestimmten Bedingungen) beispielsweise eine Befreiung des Stroms für die PtX-Produktion von der EEG-Umlage, Netzgebühren und anderen Umlagen, Abgaben oder Steuern sein. Solche Überlegungen können nicht pauschal angestellt werden und bedürfen einer gesonderten, differenzierten Betrachtung.

Des Weiteren könnte eine gezielte Förderung von EE-Pfaden, vor allem zur EE-Stromerzeugung (Windkraftanlagen, Photovoltaik), die Kosten für EE-Kraftstoffe weiter und schneller reduzieren. Die Entwicklung derartiger Pfade wird im Rahmen der nationalen Wasserstoffstrategie durch das Bundesforschungsministerium gefördert. Im Fokus stehen hierbei Technologien für die Produktion, den Transport und die Nutzung von grünem Wasserstoff.[6]

6 BMBF: Die nationale Wasserstoffstrategie

Auch der Import von alternativen Kraftstoffen kann zu niedrigeren Kraftstoffgestehungskosten als die Produktion von alternativen Kraftstoffen in Deutschland führen. Bei komprimiertem Wasserstoff können sie im Fall des Wasserstoff-Imports via Wasserstoff-Pipeline aus Nordafrika nach Berechnungen der LBST um etwa ein Drittel niedriger liegen (1,20 € pro Liter Dieseläquivalent statt etwa 1,85 € pro Liter Dieseläquivalent). Bei synthetischen flüssigen Kraftstoffen über Power-to-Liquid in zum Beispiel Nordafrika mit Import nach Deutschland via Tankschiff können die Kraftstoffgestehungskosten um etwa 50 % niedriger ausfallen als bei der Produktion in Deutschland (1,30 € pro Liter Diesel statt 2,64 € pro Liter Diesel). Die tatsächlichen Produktionskosten im außereuropäischen Ausland hängen von zahlreichen Faktoren ab, insbesondere auch vom Kapitalzinssatz, von Risikoaufschlägen und von Wechselkursschwankungen.

3.2 Well-to-Propeller-Analyse

Bei der Ermittlung der Gesamtkosten wurden schiffsseitig lediglich die Komponenten Kraftstoff- und Antriebssystem bilanziert. Notwendige Investitionen und Betriebskosten für die Schiffshülle und Ausstattung wurden in erster Näherung als konstant angenommen und daher nicht in den Kostenrechnungen mitgeführt.

Bei der Gesamtbetrachtung der Kraftstoff- und Antriebssystemkosten „Well-to-Propeller" (WtP) zeigt sich, dass die Kraftstoffkosten dominieren und hierbei – siehe das vorangegangene Kapitel 3.1 „Well-to-Tank-Analyse" – insbesondere durch die Stromkosten für die Produktion des Kraftstoffs bestimmt werden. Weitere Kostentreiber für den Antrieb sind bei direkter Wasserstoffnutzung die Kosten für die Wasserstoff-Druckspeicher und bei den anderen Brennstoffzellenantrieben das Brennstoffzellensystem inklusive Kraftstoffaufbereitung (Reformer etc.).

Mit einer **breiten Markteinführung von Brennstoffzellensystemen** und der damit verbundenen Massenfertigung von Brennstoffzellenstacks, insbesondere von PEM-Brennstoffzellen (PEMFC) für mobile Anwendungen (Pkws, Busse und Lkws) sowie von HT-PEMFC- und SOFC-Systemen für stationäre Anwendungen, könnten über die bereits angenommenen Weltmarktentwicklungen hinaus weitere Kostenreduktionen für Brennstoffzellen-Antriebssysteme für Schiffe erfolgen. Dies gilt ebenfalls für Druckwasserstoffspeicher (CGH_2), die vor allem in Straßenfahrzeugen in großen Stückzahlen eingesetzt werden können. Hier zeichnet sich über die Nutzung im Pkw aktuell eine darüber hinausgehende Einführung von CGH_2-Antrieben im Lkw-, Bus- und Bahnverkehr ab.

Die Kosten für die Erzeugung erneuerbarer PtX-Kraftstoffe werden vor allem durch die Kosten für die Bereitstellung von erneuerbarem Strom dominiert. Können diese weiter gesenkt werden, hat dies einen direkten Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten. Mögliche Maßnahmen zur Senkung der Strombereitstellungskosten aus betriebswirtschaftlicher Sicht sind zum Beispiel eine zeitlich begrenzte Reduktion von Abgaben und Steuern auf erneuerbaren Strom zur PtX-Produktion in Deutschland bzw. der Import von günstigerem EE-Strom oder von EE-Kraftstoffen aus Regionen mit deutlich höherer Solareinstrahlung und großtechnischer H_2-Erzeugung. Mit einer Senkung der Wasserstoffgestehungskosten können in der Folge auch die Kosten für weitere alternative EE-Kraftstoffe, die EE-H_2 weiterverarbeiten, reduziert werden.

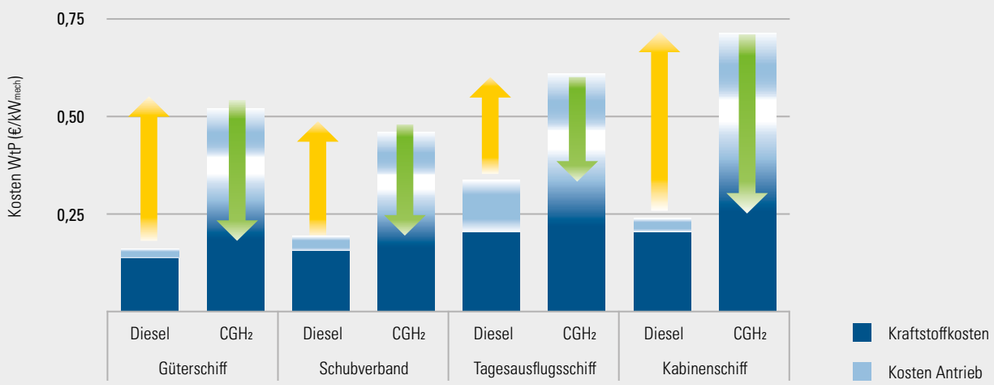
Weitere Potenziale für eine Einführung von strombasierten Kraftstoffen ergeben sich durch mögliche Kostensteigerungen des fossilen Dieselkraftstoffs. Wie bereits im Masterplan Binnenschifffahrt [BMVI 2019] angemahnt, können bisherige Dieselmotoren für die Binnenschifffahrt die europäischen Vorgaben der NRMM-Verordnung nicht erfüllen. Die Motorenhersteller sind deshalb aufgefordert, neue Binnenschiffsmotoren entsprechend zu entwickeln und anzubieten. Hierfür werden unter anderem Diesel-elektrische Hybridsysteme entwickelt, die zu einem deutlich höheren Investitionsbedarf gegenüber konventionellen Dieselantrieben führen werden. Neben neu zugelassenen Dieselantrieben besteht eine große Herausforderung für die Binnenschifffahrt auch in der Einhaltung von lokal geforderten Emissionsgrenzwerten mit älteren Dieselantriebssystemen, zum Beispiel im Rahmen von Luftreinhalteplänen in Kommunen bzw. Ballungszentren mit hohen NOx- oder PM-Emissionen. Hier könnten zukünftig weitere Maßnahmen für verstärkte Abgasaufbereitungsanlagen bei bestehenden Dieselschiffsantrieben gefordert werden. Dies würde zu weiteren Kosten für den Betrieb von Dieselantrieben führen.

Heute ist Dieselkraftstoff für die Binnenschifffahrt von einer Besteuerung weitestgehend befreit. Bei einer Energiebesteuerung vergleichbar mit Benzin würden die Kraftstoffkosten für Diesel gegenüber heute deutlich steigen. Zusätzliche klimawirksame Abgaben, zum Beispiel auf Basis der ausgestoßenen Treibhausgasemissionen (CO_2-Preis), werden zu einem weiteren Anstieg der WtP-Kosten für dieselbasierte Antriebssysteme führen. Die Entwicklung der Herstellungskosten von Dieselkraftstoff in Raffinerien zur Verarbeitung von Rohöl (Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftig verfügbaren Raffineriekapazitäten für Diesel bzw. der notwendigen Investitionskosten in bestehende bzw. neue Anlagen) und die Preise für Rohöl (Importe von außerhalb Europas) unterliegen auch einer zunehmenden Unsicherheit und können zu einem weiteren Anstieg der Dieselkraftstoffpreise führen.

Die folgende Abbildung 6 zeigt am Beispiel eines Vergleichs von fossilem Dieselantrieb mit von erneuerbarem Wasserstoff versorgtem Brennstoffzellenantrieb für die vier ausgewählten Referenzschiffe die ermittelten WtP-Kosten für das Jahr 2030. Unter Berücksichtigung weiterer Entwicklungen bzw. Maßnahmen können demzufolge sowohl Antriebssysteme mit fossil betriebenen Dieselverbrennungsmotoren deutlich teurer als auch EE-Brennstoffzellensysteme deutlich günstiger werden. Hierfür müssen vor allem durch die Politik, aber auch durch die Industrie Maßnahmen ergriffen bzw. Rahmenbedingungen geändert werden.

Beispiel hierfür ist die Bepreisung von CO_2-Emissionen, wie sie derzeit von der Bundesregierung im zweistelligen Bereich diskutiert wird. Für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff könnte eine begrenzte Befreiung von Strompreiskomponenten (Gebühren, Abgaben) eine mögliche Weichenstellung für die regionale H_2-Bereitstellung in der Binnenschifffahrt sein. Bei einer großtechnischen H_2-Erzeugung und gegebenenfalls dem Import, zum Beispiel aus Solarenergie in MENA-Regionen, kann langfristig zudem Wasserstoff zu deutlich niedrigeren Kosten erzeugt werden.

ABBILDUNG 6 Wichtige Einflussparameter für die Entwicklung der WtP-Kosten und der Wirtschaftlichkeit von EE-Brennstoffzellensystemen und fossilen Dieselantrieben am Beispiel Wasserstoff-PEMFC mit CGH_2-Speichern für ausgewählte Schiffe zur Güter- und Fahrgastbeförderung



Potenziale für Kostensteigerungen bei Dieselsystemen 2030:
Antrieb: Diesel-Hybridtechnologie, zusätzliche Maßnahmen (PM, NOx)
Kraftstoff: CO_2-Besteuerung, -Abgaben

Potenziale für Kostenreduktionen bei CGH_2-BZ-Systemen 2030:
Antrieb: Serienfertigung BZ und CGH_2-Speicher für Pkw, Lkw, Bahn sowie BZ für KWK-Anlagen
Kraftstoff: Import von EE-Kraftstoff; Minderung EE-Stromkosten

4 Abbildungs-/Tabellenverzeichnis und Abkürzungen

4.1 Abbildungen

ABBILDUNG 1 Vergleich der volumetrischen Energiedichte von Kraftstoffen im Verhältnis zu Diesel 7
ABBILDUNG 2 Vergleich der volumetrischen Energiedichte von Kraftstoffen im Verhältnis zu Diesel und möglicher zusätzlicher Raumbedarf durch die Tankkonstruktion 8
ABBILDUNG 3 Ausgewählte Beispiele für mögliche Anwendungsschwerpunkte 18
ABBILDUNG 4 Verlauf der Wirkungsgrade von Brennstoffzellensystemen und Dieselmotoren 19
ABBILDUNG 5 In dieser Studie betrachtete alternative Kraftstoffpfade 24
ABBILDUNG 6 Wichtige Einflussparameter für die Entwicklung der WtP-Kosten und der Wirtschaftlichkeit von EE-Brennstoffzellensystemen und fossilen Dieselantrieben am Beispiel Wasserstoff-PEMFC mit CGH_2-Speichern für ausgewählte Schiffe zur Güter- und Fahrgastbeförderung 28

4.2 Tabellen

TABELLE 1 Kraftstoffpfade und Antriebssysteme 21
TABELLE 2 Ausgewählte Brennstoffzellen für alternative EE-Kraftstoffe für die LCA-Analysen 22

4.3 Abkürzungsverzeichnis

BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BZ	Brennstoffzelle
CAPEX	Capital Expenditures (Investitionsausgaben)
CGH_2	Druckwasserstoff
CH_4	Methan; Hauptbestandteil von Erdgas
CNG	Compressed Natural Gas (Druckerdgas)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ES-TRIN	Europäischer Standard der technischen Vorschriften für Binnenschiffe
FC	Fuel Cell (Brennstoffzelle)
F&E	Forschung und Entwicklung
H_2	Wasserstoff
HT	Hochtemperatur
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCA	Life-Cycle Assessment
LH_2	Flüssigwasserstoff
LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas oder Methan)
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier (flüssiger organischer Wasserstoffträger)
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell (Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle)
MENA	Middle East & North Africa
MeOH	Methanol
MPa	Megapascal; Druckeinheit
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NOx	Stickstoffoxid(e)
NRMM	Non-Road Mobile Machinery
OPEX	Operational Expenditures (Betriebskosten)
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell (Protonenaustauschmembran-Brennstoffzelle)
PM	Particulate Matter (Rußpartikel)
PtG	Power-to-Gas
SOFC	Solide Oxide Fuel Cell (Festoxid-Brennstoffzelle)
TEN-V	Transeuropäische Verkehrsnetze
WtP	Well-to-Propeller
WtT	Well-to-Tank

IMPRESSUM

Herausgeber
NOW GmbH
Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
Fasanenstraße 5, 10623 Berlin

Gefördert durch
Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI)
Invalidenstraße 44, 10115 Berlin

Erstellt durch
Martin Zerta, Patrick Schmidt, Werner Weindorf, Dr. Ulrich Bünger (LBST); Lars Langfeldt, Benjamin Scholz, Lea-Valeska Giebel (DNV GL); Peter Klemm, Gunter Sattler (IfS)

30. September 2019

Gestaltung
kursiv Kommunikationsdesign (Peter Frey)
Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)
Daimlerstraße 15, 85521 München/Ottobrunn, Tel.: 089 60 81 10 – 0

DNV GL SE
Brooktorkai 18, 20457 Hamburg, Tel.: 040 36 14 9 – 0

Ingenieurbüro für Schiffstechnik
Bahnhofstr. 15, 21481 Lauenburg/Elbe, Tel.: 04153 58 24 34

Copyright
Die Nutzungsrechte liegen – soweit nicht explizit genannt – bei NOW und den Autoren.

Zusammenfassung
Martin Zerta, Patrick Schmidt, Werner Weindorf, Dr. Ulrich Bünger (LBST);
Lars Langfeldt, Benjamin Scholz, Lea-Valeska Giebel (DNV GL);
Peter Klemm, Gunter Sattler (IfS)

Zitiervorschlag
Martin Zerta, Patrick Schmidt, Werner Weindorf, Dr. Ulrich Bünger (LBST); Lars Langfeldt, Benjamin Scholz, Lea-Valeska Giebel (DNV GL); Peter Klemm, Gunter Sattler (IfS): SHIPFUEL – Strombasierte Kraftstoffe für Brennstoffzellen in der Binnenschifffahrt – Zusammenfassung; Expertise im Auftrag der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) für das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI); München/Hamburg/Berlin, 2019

Haftungsausschluss
Die Mitarbeiterstäbe der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, des DNV GL SE und des Ingenieurbüros für Schiffstechnik haben diesen Bericht erstellt.

Die Sichtweisen und Schlüsse, die in diesem Bericht ausgedrückt werden, sind jene der Mitarbeiter der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH sowie der beteiligten Partner. Alle Angaben und Daten sind sorgfältig recherchiert. Allerdings gibt weder die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH noch irgendeiner ihrer Mitarbeiter, Vertragspartner oder Unterauftragnehmer irgendeine ausdrückliche oder implizierte Garantie oder übernimmt irgendeine rechtliche oder sonstige Verantwortung für die Korrektheit, Vollständigkeit oder Nutzbarkeit irgendeiner Information, eines Produktes oder eines enthaltenen Prozesses.