

Einsatz von Wasserstoff in der maritimen Wirtschaft

Überblick und Bewertung von Technologieoptionen

**im Rahmen des Projektes
„Wasserstoff als erneuerbarer Energiespeicher
für die maritime Wirtschaft“**

9. Dezember 2015



Autoren

Dipl.-Phys. Klaus Stolzenburg (k.stolzenburg@planet-energie.de)

MA Katharina Buss (k.buss@planet-energie.de)

PLANET Planungsgruppe Energie und Technik GbR

Donnerschweer Str. 89/91, 26123 Oldenburg

Tel.: +49 (0)441 - 8 50 51; www.planet-energie.de

Beauftragt vom

ttz Bremerhaven, Fischkai 1, 27572 Bremerhaven

Das Projekt „Wasserstoff als erneuerbarer Energiespeicher für die maritime Wirtschaft“ wird gefördert durch die Metropolregion Bremen-Oldenburg im Nordwesten e.V.



Hinweise und Haftungsausschluss

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt des Auftraggebers.

Die in diesem Bericht geäußerten Sichtweisen und Schlüsse sind jene der Autoren. Sie müssen nicht mit denen des ttz Bremerhaven oder der Metropolregion Nordwest übereinstimmen.

Alle Informationen in diesem Bericht wurden sorgfältig recherchiert und aufbereitet. Allerdings geben weder die Autoren noch das ttz Bremerhaven oder die Metropolregion Nordwest eine Garantie oder übernehmen eine rechtliche oder sonstige Verantwortung für die Richtigkeit, Vollständigkeit oder Nutzbarkeit der enthaltenen Informationen oder versichern, dass durch deren Nutzung private Rechte nicht verletzt würden.

Sämtliche Abbildungen und Tabellen wurden von den Autoren erstellt, soweit nicht anders angegeben.

INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis	3
Abbildungen	5
Tabellen	5
Begriffe und Abkürzungen	6
1 Zielsetzung, Technologiefelder und Nutzungsbeispiele	8
1.1 Projektvorstellung und Aufgabe der Studie	8
1.2 Technologiefelder und Bewertungskriterien	8
1.3 Versorgungsketten	9
1.4 Verwendung von Einheiten zur Angabe von Wasserstoffmengen	10
1.5 Nutzungsbeispiele	11
2 Technologiefeld Wasserstofferzeugung	14
2.1 Technologieoptionen der Wasserelektrolyse	14
2.2 Dimensionierung von Elektrolyse-Anlagen anhand der Nutzungsbeispiele	17
2.3 Bewertung	19
3 Technologiefeld Methan- und Methanolsynthese	20
3.1 Technologieoptionen	20
3.1.1 Synthese von Methan	20
3.1.2 Synthese von Methanol	22
3.2 Einordnung anhand der Nutzungsbeispiele	23
3.3 Bewertung	23
4 Technologiefeld Speicherung von Wasserstoff	25
4.1 Technologieoptionen	25
4.1.1 Gasförmige Speicherung großer Mengen	25
4.1.2 Gasförmige Speicherung kleiner Mengen in Fahrzeugen und an Wasserstofftankstellen	26
4.1.3 Flüssige Speicherung	27
4.1.4 Metallhydridspeicher und organische Flüssigkeiten	27
4.2 Einordnung anhand der Nutzungsbeispiele	28
4.2.1 Gasförmige Speicherung	28
4.2.2 Flüssige Speicherung	29
4.3 Bewertung	30
5 Technologiefeld Transport von Wasserstoff	31
5.1 Technologieoptionen	31
5.1.1 Transport per Lkw	32

5.1.2	Transport per Pipeline	32
5.2	Einordnung anhand der Nutzungsbeispiele	33
5.2.1	Transport per Lkw	33
5.2.2	Transport per Pipeline	34
5.3	Bewertung	35
6	Nutzung von Wasserstoff	37
6.1	Technologieoptionen	37
6.1.1	Brennstoffzellen	37
6.1.2	Gasmotoren und Gasturbinen	40
6.2	Einsatz von Wasserstoff in der maritimen Wirtschaft	40
6.2.1	Anwendung im Hafen oder in angrenzenden Bereichen	41
6.2.2	Anwendung zur Versorgung im Hafen liegender Schiffe	42
6.2.3	Anwendung von Wasserstoff und Methanol auf See	43
6.3	Einordnung anhand der Nutzungsbeispiele	44
6.4	Bewertung	44
7	Zusammenfassung und Handlungsempfehlung	45
7.1	Fazit zu den Technologieoptionen	45
7.2	Fazit zu den Nutzungsbeispielen	46
7.3	Handlungsempfehlung	48
	Literatur	49

ABBILDUNGEN

Abbildung 1-1:	Mögliche Elemente von Versorgungsketten zur Nutzung von Wasserstoff in der maritimen Wirtschaft.	10
----------------	--	----

TABELLEN

Tabelle 1-1:	Übersicht der täglichen Wasserstoffbedarfe in den Nutzungsbeispielen.	12
Tabelle 2-1:	Technologisches Potential der PEM-Elektrolyse: Stand der Technik 2015 und Technologiefortschreibung für 2030.	16
Tabelle 2-2:	Dimensionierung der Elektrolyseeinheit zur Wasserstoffversorgung in den verschiedenen Nutzungsfällen.	18
Tabelle 3-1:	Vergleich der volumenbezogenen Energiedichten von Wasserstoff, Methan und Methanol.	20
Tabelle 4-1:	Technologieoptionen für die gasförmige Speicherung von Wasserstoff.	26
Tabelle 4-2:	Wasserstoff-Speicherbedarf für 30 Tage und Eignung technischer Optionen in den verschiedenen Nutzungsfällen bei gasförmiger Speicherung.	29
Tabelle 5-1:	Technologieoptionen für den Transport von Wasserstoff.	31
Tabelle 5-2:	Einordnung der Transporttechnologien anhand der Nutzungsfälle.	34
Tabelle 5-3:	Durchsatzmenge einer Wasserstoff-Pipeline in Abhängigkeit von Durchmesser und Druck.	35
Tabelle 6-1:	Kenndaten von PEMFC-Systemen heute und in 2030.	38
Tabelle 6-2:	Kenndaten von SOFC-Systemen heute und in 2030.	39
Tabelle 7-1:	Bevorzugte Technologieoptionen nach Nutzungsfällen.	47

BEGRIFFE UND ABKÜRZUNGEN

Abkürzungen und fachliche Begriffe

AEL	Alkalischer Elektrolyseur
AFC	Alkalische Brennstoffzelle (Alkaline Fuel Cell)
BZ	Brennstoffzelle
CGH ₂	Druckwasserstoff (Compressed Hydrogen)
CH ₄	Methan
CH ₃ OH	Methanol
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
DMFC	Direkt-Methanol-Brennstoffzelle (Direct Methanol Fuel Cell)
ECA	Emission Control Area
GH ₂	Gasförmiger Wasserstoff
FFZ	Flurförderzeug
H ₂	Wasserstoff (Hydrogen)
H ₂ O	Wasser
Hrsg.	Herausgeber
HTEL	Hochtemperaturelektrolyse
LH ₂	Flüssigwasserstoff (Liquefied Hydrogen)
Lkw	Lastkraftwagen
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellen-technologie
NO _x	Stickoxide
O ₂	Sauerstoff (Oxygen)
PAFC	Phosphorsaure Brennstoffzelle (Phosphoric Acid Fuel Cell)
PEM	Protonen-Austausch-Membran (Proton Exchange Membrane), auch: Polymer-Elektrolyt-Membran (Polymer Electrolyte Membrane)
PEMEL	Protonen-Austausch- oder Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyseur
PEMFC	Protonen-Austausch-Membran-Brennstoffzelle (Proton Exchange Membrane Fuel Cell)
Pkw	Personenkraftwagen
SO _x	Schwefeloxide
SOFC	Festoxid-Brennstoffzelle (Solid Oxide Fuel Cell)

Institutionen und Unternehmen

IMO	International Maritime Organization
NASA	Nationale Aeronautik- und Raumfahrtbehörde (National Aeronautics and Space Administration)
NOW GmbH	NOW GmbH Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie

Nomenklatur

bar	Einheit für den Druck; in dieser Studie zu verstehen als der Überdruck über dem atmosphärischen Druck
H_i	Heizwert („i“ für englisch/lateinisch „inferior“), früher „unterer Heizwert“ H_u
H_s	Brennwert („s“ für englisch/lateinisch „superior“), früher „oberer Heizwert“ H_o
kg H_2	Kilogramm Wasserstoff 1 Kilogramm Wasserstoff enthält 33,33 kWh H_2 (Heizwert)
kW	Kilowatt Leistung
kWh	Kilowattstunde Energie
kWh _{el}	Kilowattstunde in Form von Elektrizität (elektrische Arbeit)
kWh H_2	Kilowattstunde Energie in Form von Wasserstoff (1 kWh H_2 entspricht dem Heizwert von rund 30 g Wasserstoff)
m ³	Kubikmeter
MW	Megawatt Leistung (1.000 kW)
MW _{el}	Megawatt Leistung in Form von Elektrizität
MWh	Megawattstunde Energie (1.000 kWh)
MWh _{el}	Megawattstunde Energie in Form von Elektrizität (elektrische Arbeit)
Nm ³	gebräuchliche Abkürzung für den Norm-Kubikmeter Normbedingungen nach DIN 1343: Druck $p_n = 1,01325$ bar, Luftfeuchtigkeit 0% (trockenes Gas) und Temperatur $T_n = 273,15$ K ($t_n = 0^\circ\text{C}$); nach DIN EN ISO 13443 wäre „m ³ i.N.“ für „im Normzustand“ zu verwenden; 1 Nm ³ Wasserstoff entspricht 0,0899 kg Masse bzw. 3,0 kWh Energieinhalt bezogen auf seinen Heizwert H_i .
t H_2	Tonne Wasserstoff (1.000 kg H_2)

1 Zielsetzung, Technologiefelder und Nutzungsbeispiele

1.1 Projektvorstellung und Aufgabe der Studie

Das Projekt „Wasserstoff als erneuerbarer Energiespeicher für die maritime Wirtschaft“ untersucht die Eignung und das Potential für den Einsatz von Wasserstoff im maritimen Sektor. Hintergrund dessen ist, dass der Ausstoß von klimaschädlichen Gasen und von Luftschadstoffen auch in diesem Wirtschaftsbereich künftig stark reduziert werden soll. Die Internationale Maritime Organization (IMO) hat Emission Control Areas (ECAs) eingerichtet, in denen der Ausstoß von Schwefeloxiden (SO_x), Stickoxiden (NO_x) bzw. Rußpartikeln bereits heute beschränkt werden. Die Häfen der Metropolregion Nordwest liegen in einer solchen ECA.

Bei der Reduktion dieser Emissionen kann Wasserstoff eine wichtige Rolle spielen. Mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen – beispielsweise Wind – lässt sich Wasserstoff erzeugen, der später als Kraftstoff für Hafenfahrzeuge und Schiffe dient oder rückverstromt wird und so die Versorgung von Häfen und im Hafen liegenden Schiffen mit „grüner“ Energie auch bei Flaute sicherstellt. Bei der Verwendung von Wasserstoff in Brennstoffzellen entsteht ausschließlich Wasserdampf.

Das Projekt „Wasserstoff als erneuerbarer Energiespeicher für die maritime Wirtschaft“ wurde 2014 gestartet und läuft bis Jahresende 2015. Es zielt insbesondere auf den Austausch und die Vernetzung relevanter Akteure. In drei Workshops wurden die Möglichkeiten und Herausforderungen von Wasserstoff mit Vertretern aus den Bereichen produzierende Industrie, maritime Wirtschaft und Energie diskutiert mit der Absicht, Wasserstoff als Element einer nachhaltigen Energieversorgung bekannt zu machen und Folgeprojekte zu entwickeln.

Im Zuge des Projektes wurden zudem zwei Studien erstellt, von denen eine das Potential der erneuerbaren Energien in der Metropolregion Nordwest untersucht, während die zweite – diese hier vorliegende Studie – den Stand der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie zusammenfasst und hinsichtlich des Einsatzes in der maritimen Wirtschaft analysiert.

1.2 Technologiefelder und Bewertungskriterien

Um einen Überblick über Stand und Perspektiven der Wasserstofftechnologie herzustellen, wird eine Reihe von Technologiefeldern untersucht. Sie umfassen jeweils unterschiedliche Optionen, die heute verfügbar sind oder in Zukunft relevant werden könnten:

- In Kapitel 2 werden Technologieoptionen aufgezeigt und bewertet, die sich zur Gewinnung von Wasserstoff unter Nutzung von elektrischem Strom aus fluktuierenden regenerativen Quellen eignen.
- Anschließend wird die Möglichkeit betrachtet, mit dem Wasserstoff durch Syntheseverfahren Methan bzw. Methanol zu erzeugen (Kapitel 3). Die Vor- und Nachteile dieser beiden Energieträger gegenüber Wasserstoff werden vorgestellt.

- Kapitel 4 untersucht die Speichermöglichkeiten für Wasserstoff. Dabei spielt eine Rolle, welche Technologien sich für bestimmte Maßstäbe (Speichergrößen) besonders eignen.
- In Kapitel 5 werden die Transportmöglichkeiten von Wasserstoff geprüft. Auch hier ist die Praktikabilität der verschiedenen Optionen in Abhängigkeit der zu befördernden Wassermengen ein wesentlicher Faktor.
- Im letzten Schritt geht es um die Nutzung des Wasserstoffs (Kapitel 6). Dabei wird unterschieden zwischen der Anwendung an Land, an der Schnittstelle zwischen Wasser und Land (z.B. Versorgung im Hafen liegender Schiffe) sowie auf dem Wasser.

Abschließend werden die Ergebnisse der einzelnen Technologiefelder in Kapitel 7 zusammengefasst und eine Handlungsempfehlung ausgesprochen.

Zur Bewertung der Technologieoptionen werden vor allem folgende Kriterien herangezogen:

- ihre Verfügbarkeit und ihre Eignung für die geplante Verwendung,
- der mit ihrem Einsatz in grober Schätzung verbundene Investitionsbedarf und
- ihre Bedeutung hinsichtlich der Vermeidung von CO₂-Emissionen.

Insgesamt geht es im begrenzten Rahmen dieser Studie vor allem um die Bestimmung wesentlicher Einflussfaktoren und Größenordnungen als Richtschnur für weitere Schritte.

1.3 Versorgungsketten

Abbildung 1-1 zeigt die oben erwähnten Technologiefelder als mögliche Elemente von wasserstoffbasierten Versorgungsketten in der maritimen Wirtschaft.

- Ausgehend von „grüner“ Energie wird Wasserstoff erzeugt. Dies kann entweder weit entfernt vom Hafen geschehen, z.B. in einem windstarken Gebiet oder an einem Standort, der eine untertägige Speicherung großer Mengen von Wasserstoff ermöglicht, oder angrenzend bzw. im Hafen, sofern die Voraussetzungen dafür erfüllt sind (u.a. Platzbedarf).
- Der Wasserstoff, in Abbildung 1-1 in Form von blauen Pfeilen dargestellt, muss gespeichert und transportiert werden. Die Speicherung großer Mengen erfolgt gegebenenfalls außerhalb des Hafengeländes, während im Hafen nur der kurzfristige Bedarf bevorratet wird.
- Zudem kann der Wasserstoff auch zur Synthese von Methan oder Methanol verwendet werden. Diese Energieträger (gelbe Pfeile) müssen ebenfalls gespeichert und transportiert werden.
- Wasserstoff bzw. Methan/Methanol können anschließend für verschiedene Anwendungen genutzt werden.

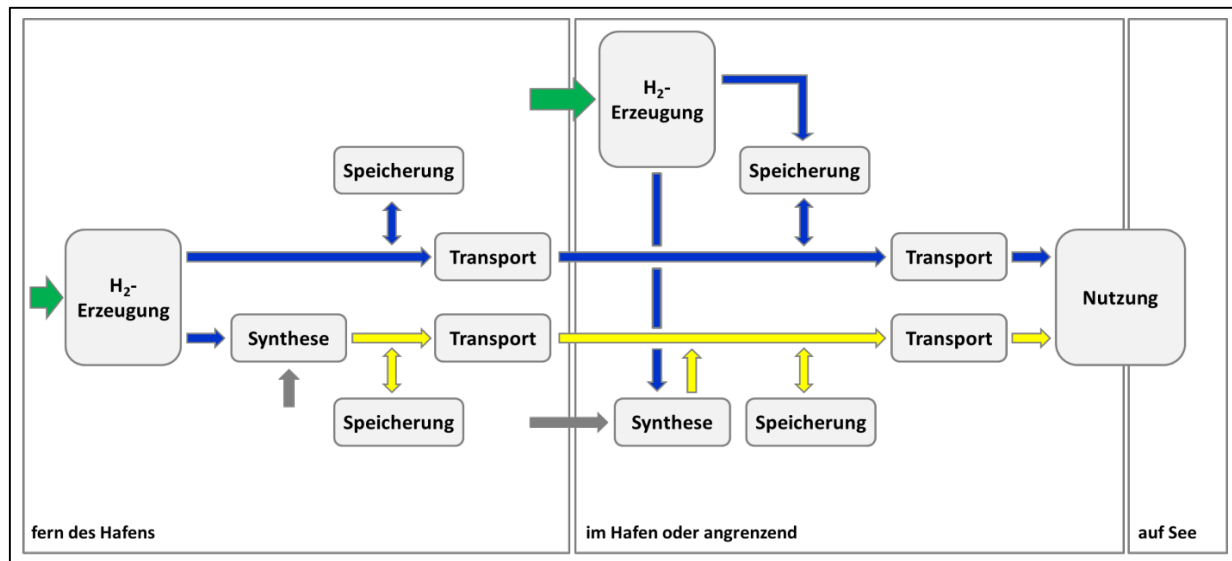


Abbildung 1-1: Mögliche Elemente von Versorgungsketten zur Nutzung von Wasserstoff in der maritimen Wirtschaft.

Die Elemente solcher Versorgungsketten (graue Kästchen) können sich fern des Hafens, im Hafen bzw. angrenzend sowie auf See befinden. Die Pfeile bezeichnen unterschiedliche Energieträger: grün für Strom (bevorzugt aus erneuerbaren Quellen); blau für Wasserstoff (gasförmig oder flüssig); gelb für Methan (gasförmig) bzw. Methanol (flüssig). Grau steht für Kohlendioxid.

1.4 Verwendung von Einheiten zur Angabe von Wasserstoffmengen

Im Rahmen dieser Studie ist mit dem Begriff Wasserstoff stets molekularer Wasserstoff (H₂) gemeint, soweit nicht anders erwähnt. Mengen von Wasserstoff werden üblicherweise in Kilowattstunden, Norm-Kubikmetern oder Kilogramm angegeben. Dazu sind folgende Informationen von Bedeutung:

- Kilowattstunden (kWh) bezeichnen eine Energiemenge, hier z.B. den Energieinhalt einer gegebenen Menge Wasserstoff. Dabei wird in dieser Studie, sofern nicht anders erwähnt, auf den Heizwert H_i Bezug genommen („i“ steht für „inferior“).
 - Der Heizwert ist – anschaulich formuliert – diejenige chemisch gebundene Energiemenge, die in mechanische oder elektrische Energie umgewandelt werden kann. Im Gegensatz dazu enthält der höhere Brennwert H_s („s“ steht für „superior“) einen Energieanteil, der nur in Wärme umgesetzt werden kann¹.
 - Im Rahmen dieser Studie werden Kilowattstunden Wasserstoff als „kWh H₂“ angegeben, um sie insbesondere von elektrischer Energie (kWh_{el}) zu unterscheiden.
- Ein Norm-Kubikmeter Wasserstoff ist die Menge Wasserstoff, die in einem Kubikmeter bei einem Druck von 1,01325 bar, einer Luftfeuchtigkeit von 0% und einer Temperatur von 273,15 K [DIN 1343 1990] enthalten ist, vereinfachend also bei rund 1 bar Druck und 0°C.

¹ Vor allem in älteren Quellen wird der Heizwert auch als unterer Heizwert und der Brennwert als oberer Heizwert bezeichnet.

- Ein Norm-Kubikmeter entspricht einer Masse von 0,0899 kg Wasserstoff, also rund 90 g.
- Der Heizwert eines Norm-Kubikmeters Wasserstoff beträgt 3,0 kWh [LBST 2015] ^{2,3}.
- Eine gebräuchliche Abkürzung für den Norm-Kubikmeter ist „Nm³“. Diese wird im Folgenden verwendet⁴.
- Ein Kilogramm Wasserstoff entspricht rund 11,1 Nm³ bzw. 33,33 kWh H₂.
 - Ein Kilogramm Wasserstoff hat somit den gleichen Heizwert wie rund 3,3 Liter Diesel [LBST 2015].

Die Einheit Kilogramm wird zur Mengenangabe von Wasserstoff im Rahmen dieser Studie vorzugsweise verwendet, da sie von Randbedingungen wie Druck oder Temperatur unabhängig ist und eine Verwechslung von Heizwert und Brennwert ausschließt.

1.5 Nutzungsbeispiele

Um die in Abschnitt 1.2 vorgestellten Technologiefelder im Laufe der Untersuchungen hinsichtlich möglicher Größenordnungen bezüglich der Versorgung mit Wasserstoff anschaulicher darstellen zu können, wurden vier Nutzungsfälle definiert. Diese orientieren sich an im Laufe des Projektes diskutierten Anwendungsszenarien und an den Verhältnissen in Bremerhaven, dem größten Hafen innerhalb der Metropolregion.

Tabelle 1-1 zeigt, welcher tägliche Bedarf an Wasserstoff sich in den Nutzungsfällen A bis D ergibt. Dabei wurde der tägliche Bedarf einerseits für eine mittlere Auslastung berechnet; dies entspricht einer Nutzung der jeweiligen Fahrzeuge bei durchschnittlicher, regelmäßiger Nutzung. Andererseits wurden Höchstwerte bestimmt, die den Verbrauch bei maximaler Auslastung (z.B. an 24 Stunden pro Tag) angeben.

Im Nutzungsfall A wird der Betrieb von 10 Gabelstaplern auf dem Hafengelände angenommen. In einem aktuellen Demonstrationsprojekt wurde bei Gabelstaplern mit Brennstoffzellenantrieb ein Verbrauch von 13,33 kWh H₂ bzw. 0,40 kg H₂ pro Betriebsstunde ermittelt [Radtko 2015]. Der Wert lässt sich unter Annahme eines mittleren Leistungsbedarfs von 6 kW und eines Wirkungsgrades des Antriebes von 45% nachvollziehen. Ausgehend von diesem Verbrauch und einer mittleren Auslastung von 16 Stunden pro Tag (zwei Schichten), ergibt sich ein Wasserstoffbedarf von 6,4 kg H₂ pro Fahrzeug bzw. 64 kg H₂ für zehn Gabelstapler. Werden diese 24 Stunden pro Tag genutzt (drei Schichten / maximale Auslastung), so liegt der Wasserstoffbedarf bei 96 kg H₂.

² Es gibt abweichende Definitionen, z.B. mit einer Referenztemperatur von 15°C. Diese spielt im Rahmen dieser Studie jedoch keine Rolle.

³ Der Brennwert eines Norm-Kubikmeters Wasserstoff beträgt 3,54 kWh.

⁴ Nach DIN EN ISO 13443 wäre die Schreibweise „m³ i.N.“ für „im Normzustand“ zu verwenden.

Tabelle 1-1: Übersicht der täglichen Wasserstoffbedarfe in den Nutzungsbeispielen.

Nutzungsfall			Täglicher H ₂ -Bedarf	
			bei mittlerer Auslastung	bei maximaler Auslastung
			kg H ₂	kg H ₂
A		10 Gabelstapler	64	96
B	B1	1 Straddle Carrier	137	240
	B2	10 Straddle Carrier	1.370	2.400
	B3	250 Straddle Carrier	34.250	60.000
C		Bordstromversorgung für 1 Kreuzfahrtschiff, das im Hafen liegt	9.600	19.200
D		1 Fähre, Route Bremerhaven – Blexen	900	1.100

Der Nutzungsfall B stellt den Betrieb Straddle Carriern (deutsch: Portalhubwagen) auf dem Hafengelände dar. Dabei werden unterschiedliche Flottengrößen betrachtet:

- Im Fall B1 wird der Betrieb *eines* Fahrzeugs untersucht. Die derzeit in Bremerhaven genutzten Straddle Carrier haben eine Nennleistung von rund 335 kW bzw. 285 kW und werden dieselelektrisch betrieben [Brockstedt/Edlerherr 2015]. Die mittlere Antriebsleistung eines Straddle Carriers beträgt rund 150 kW_{el} und seine mittlere Auslastung 13,7 Betriebsstunden pro Tag [Schumacher 2012]⁵. Unter Annahme eines Wirkungsgrades des Antriebs von 45% ergibt sich ein Kraftstoffbedarf von 10 kg H₂/h bzw. 137 kg H₂/d. Bei maximaler Auslastung des Straddle Carriers in 3 Schichten über 24 Stunden hinweg liegt der Kraftstoffbedarf bei 240 kg H₂/d.
- Eine Ausweitung der Fahrzeugflotte auf 10 Straddle Carrier wird im Fall B2 beschrieben. Unter den gleichen Annahmen wie im Fall B1 beträgt der Kraftstoffbedarf von 10 Straddle Carriern 1.370 kg H₂ pro Tag bei mittlerer sowie 2.400 kg H₂ pro Tag bei maximaler Auslastung.
- Im Fall B3 wird die Nutzung von 250 Fahrzeugen untersucht. Dies entspricht ungefähr der Größe der aktuellen Gesamtflotte in Bremerhaven [Brockstedt/Edlerherr 2015]. Hier ist bei mittlerer Auslastung von ca. 34.250 kg H₂ Kraftstoffbedarf pro Tag und bei maximaler Auslastung von ca. 60.000 kg H₂ pro Tag auszugehen.

Als Nutzungsfall C wurde die Stromversorgung eines im Hafen liegenden Kreuzfahrtschiffes gewählt am Beispiel von Daten des „Mein Schiff 1“ [TUI Cruises 2015]. Es hat eine Gesamtlän-

⁵ [Schumacher 2012] nennt 5.000 Betriebsstunden pro Jahr, d.h. im Mittel 13,7 h pro Tag.

ge von rund 264 m und kann ca. 2.000 Passagiere aufnehmen. Je nach Inanspruchnahme der Klimaanlage bzw. der Außentemperatur liegt der Stromverbrauch des Schiffes bei ca. 6.000 kW im Mittel und 12.000 kW maximal. Der tägliche H₂ Bedarf beträgt somit ca. 9.600 kg H₂ bei mittlerer bzw. 19.200 kg H₂ bei maximaler Auslastung.

Anders als bei den vorherigen Nutzungsfällen ist hier jedoch keine tägliche Versorgung notwendig, da sich nicht durchgehend Kreuzfahrtschiffe im Hafen befinden. In den letzten Jahren wurden durchschnittlich 50 Ein- bzw. Ausfahrten von Kreuzfahrtschiffen gezählt [Ferreira/Lattner 2015]. Wegen sehr geringer Auslastung ist dieser Nutzungsfall daher eher als hypothetisch zu betrachten, wird jedoch zur Untersuchung der nötigen Dimensionen einer Wasserstoff-Logistik mit untersucht.

Der Nutzungsfall D betrachtet die Versorgung eines Schiffantriebes am Beispiel der Fähren, die zwischen Bremerhaven und Blexen pendeln. Im Folgenden wird von der Umrüstung eines der beiden Schiffe bzw. dem Neubau eines Schiffes mit Brennstoffzellenantrieb (45% Wirkungsgrad) ausgegangen. Auf der Basis der aktuellen Fahrplans [Weserfähre GmbH 2015] lässt sich annehmen, dass mit diesem Schiff montags bis freitags jeweils 44 und sonntags 32 Überfahrten stattfinden. (Der Dienst am Samstag sowie weitere Fahrten von Montag bis Freitag werden der anderen Fähre zugeordnet.) Die Dauer einer Überfahrt beträgt rund 15 Minuten.

Der konventionelle Antrieb der Fähren erfolgt mittels zweier Motoren mit je 880 kW Nennleistung [Weserfähre GmbH 2015]. Als Leistungsbedarf während der Überfahrt wird hier 1.500 kW angenommen. Leistungsbedarf während der Liegezeiten wird vernachlässigt. Die maximale Auslastung des Schiffes ergibt sich damit aus den 44 Überfahrten à 0,25 Stunden montags bis freitags, entsprechend einer Betriebszeit von 11 Stunden pro Tag. Die mittlere Auslastung über die gesamte Woche hinweg beträgt 9 Stunden Betriebszeit, da samstags keine Fahrten angenommen werden und sonntags nur 32 Fahrten (8 Stunden) stattfinden. Damit ergeben sich tägliche H₂-Bedarfe von ca. 1.100 kg H₂ maximal bzw. 900 kg H₂ im Mittel. Anders als in den vorangehenden Nutzungsfällen ist der Unterschied zwischen mittlerem und maximalem Kraftstoffbedarf relativ gering.

In den folgenden Kapiteln wird unter anderem analysiert, welche Anforderungen sich aus den Wasserstoffbedarfen der Nutzungsfälle A bis D an eine Wasserstoff-Logistik ergeben und welche Technologieoptionen sich dabei ggf. als vorteilhaft erweisen.

2 Technologiefeld Wasserstofferzeugung

Im Rahmen des Projektes „Wasserstoff als erneuerbarer Energiespeicher für die maritime Wirtschaft“ ist primär die Gewinnung von Wasserstoff mittels elektrischer Energie auf der Grundlage von Wind und Sonne relevant. Die Stromerzeugung aus diesen regenerativen Quellen ist jedoch nicht steuerbar und sie kann stark fluktuieren. Vor allem die Windenergie besitzt in Norddeutschland ein großes Ausbaupotential⁶.

Eine der Flexibilitätsoptionen, um Stromverbrauch und Stromerzeugung auch bei hohen Anteilen installierter Wind- und solarer Erzeugungskapazitäten in Einklang zu halten, ist die Energiespeicherung. Wasserstoff als Speichermedium bietet sich an, wenn es um große Energiemengen geht.

Die Technologie zur Erzeugung von H_2 aus elektrischer Energie ist die Wasserelektrolyse: Wasser wird elektrochemisch in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt, und es bilden sich gasförmiger molekularer Wasserstoff und gasförmiger molekularer Sauerstoff (O_2)⁷. Ein großer Teil der vormals elektrischen Energie wird dabei als Bindungsenergie der beiden Wasserstoffatome aufgenommen. Diese Energie wird bei der Rückwandlung in elektrische bzw. mechanische Energie wieder frei (in Brennstoffzellen, Motoren oder Turbinen).

Elektrolyseure zur Gewinnung von Wasserstoff aus Wasser werden seit über 100 Jahren industriell eingesetzt. Die größte jemals gebaute Anlage am Assuan-Staudamm in Ägypten, wo Wasserstoff als Rohstoff für die chemische Industrie verwendet wird, besitzt eine Leistungsaufnahme von 156 MW_{el} [Smolinka et al. 2011].

Der elektrochemische Prozess der Aufspaltung von Wasser findet im Zellstapel (Stack) statt, der aus zahlreichen Zellen in Reihenschaltung besteht. Anzahl und Durchmesser der Zellen sowie Stromstärke und Wirkungsgrad bestimmen die Produktionsrate. Ein Elektrolyseur-Modul kann aus mehreren Stacks mit separater oder gemeinsamer Peripherie (Pumpen, Gas-Separatoren etc.) bestehen. Die gewünschte Produktionskapazität bzw. die gewünschte elektrische Leistungsaufnahme (z.B. zur Entlastung des elektrischen Netzes) lässt sich erreichen, indem eine entsprechende Anzahl von Modulen errichtet wird.

2.1 Technologieoptionen der Wasserelektrolyse

Die älteste Technologie der Wasserelektrolyse ist die alkalische Elektrolyse. Alkalische Elektrolyseure (AEL) verwenden flüssige Elektrolyte, zumeist Kalilauge. Es gibt sie in druckloser („atmosphärischer“) Ausführung sowie mit Betriebsdrücken bis über 30 bar. Die Druckelektrolyse ist energetisch insgesamt günstiger, wenn Wasserstoff nach seiner Produktion gespeichert werden soll, da die Verdichtung von Wasser weniger Energie benötigt als die Kompression des er-

⁶ Elektrische Energie aus Biomasse kann dagegen, ähnlich wie bei fossil befeuerten Kraftwerken, bedarfsgerecht erzeugt werden, sodass stromseitig kein Speicherbedarf entsteht. Außerdem ist das Potential dieses Energieträgers zur Stromerzeugung vergleichsweise begrenzt [Zech et al. 2013].

⁷ Der Sauerstoff lässt sich gegebenenfalls stofflich nutzen.

zeugten Wasserstoffs. Druckelektrolyseure ermöglichen zudem eine kompaktere Bauweise, dafür ist ihre Betriebsführung aufwendiger [Noack et al. 2015].

Die Entwicklung von sauren PEM-Elektrolyseuren (PEMEL; PEM = Polymer-Elektrolyt-Membran) begann mit dem Raumfahrtprogramm der NASA in den 1960er Jahren. Der feste Elektrolyt ermöglicht die Verwendung von reinem Wasser. PEMEL werden stets als Druckelektrolyseure ausgeführt. Die PEM-Technologie lässt wesentlich höhere Stromdichten zu als dies in AEL möglich ist, sodass bei gleicher Produktionsrate weniger Fläche bzw. Bauvolumen beansprucht wird. Dafür benötigen PEMEL Edelmetalle als Katalysatoren, in der Regel Platin (AEL: Nickel), und die Lebensdauer der Elektroden ist wegen schnellerer Alterung (Effizienzverlust) heute noch geringer [Noack et al. 2015].

Während die Betriebstemperatur von AEL und PEMEL 100°C nicht überschreitet, arbeiten Hochtemperaturelektrolyseure (HTEL) im Temperaturbereich von 700 bis 1.000°C. Dementsprechend sind HTEL dann interessant, wenn Wärme auf diesem hohen Temperaturniveau kostengünstig (in der Regel als Abwärme aus industriellen oder Kraftwerks-Prozessen) zur Verfügung steht. Diese Wärme kann einen Teil der Energie zur Zerlegung der Wassermoleküle beitragen. Auf diese Weise lässt sich die gleiche Menge Wasserstoff mittels weniger elektrischer Energie gewinnen als beim Einsatz von AEL bzw. PEMEL. Allerdings befinden sich HTEL noch im Stadium der Grundlagenforschung und Materialentwicklung [Smolinka et al. 2011, Noack et al. 2015]. Aus diesem Grund und weil eine Verfügbarkeit von Hochtemperaturwärme nicht vorausgesetzt werden kann, werden HTEL in die folgenden Betrachtungen nicht einbezogen.

AEL werden in Modulgrößen bis rund 68 kg H₂/h Produktionskapazität gebaut, was einer Leistungsaufnahme von ca. 3,4 MW_{el} entspricht. PEMEL wurden bis vor kurzem in Modulen bis zu 2,7 kg H₂/h (ca. 170 kW_{el}) angeboten [Noack et al. 2015]. Größere PEMEL-Einheiten mit 1 bis 2 MW_{el} Leistungsaufnahme befinden sich überwiegend noch in der Demonstration im Rahmen von Förderprojekten. Dazu gehören das „Strom-zu-Gas“-Projekt der Thüga, einem Stadtwerke-Verbund [Thüga 2015], der Energiepark Mainz [Stadtwerke Mainz 2015] und das Projekt „WindGas Hamburg“ [HanseWerk 2015].

Die spezifische Investition von Anlagen zur Wasserelektrolyse liegen heute im Bereich von ca. 1.000 bis 2.000 €/kW_{el} beim Kauf einzelner Module. Dabei sind AEL im unteren, PEMEL im oberen Bereich angesiedelt [Bertolucci, et al. 2014]. Die genannten Werte gelten für große Module, Systeme im Labormaßstab können deutlich teurer sein. Laut [Mergel 2012] können beide Technologien 600 €/kW_{el} bis zum Jahr 2030 erreichen, sofern sich die Nachfrage nach (großen) Elektrolyseuren deutlich entwickelt. Während die PEMEL-Technologie dafür noch erheblicher Innovationen bedarf, lassen sich Kostenreduktionen bei den AEL vor allem über die Produktionszahlen erzielen [Noack et al. 2015].

AEL erreichen heute Wirkungsgrade zu 66%⁸. Ihre Lebensdauer beträgt 20 Jahre und mehr. Allerdings wird nach 50.000 bis 90.000 Betriebsstunden (entsprechend ca. 6 bis 10 Jahren bei kontinuierlichem Betrieb) eine Generalüberholung fällig, bei der z.B. die Elektroden ausgetauscht oder reaktiviert werden. Ein Großteil der Komponenten kann jedoch weiter verwendet werden. AEL gelten als robust, zuverlässig und technisch ausgereift. Ihre Verfügbarkeit in industriellen Anwendungen beträgt rund 98 % [Smolinka et al. 2011].

Für PEMEL haben [Noack et al. 2015] das technologische Potential untersucht. Tabelle 2-1 fasst wesentliche Ergebnisse in einer vereinfachten Darstellung zusammen. Dabei sind die Angaben für 2015 so zu verstehen, dass diese Werte erreicht werden könnten, wenn der Stand der Technik konsequent in einem Produkt umgesetzt würde.

Tabelle 2-1: Technologisches Potential der PEM-Elektrolyse: Stand der Technik 2015 und Technologiefortschreibung für 2030.

Auf der Basis von Systemauslegungen und, für 2030, Technologiefortschreibungen in [Noack et al. 2015]; vereinfachte, zusammenfassende Darstellung; siehe Text für Erläuterungen. Die Angaben für 2015 sind nicht mit kommerziell verfügbaren Modulen zu verwechseln.

	Einheit	Bezugszeitraum	
		2015	2030
Technische Daten			
Leistungsaufnahme Stack	kW _{el}	1.240	10.300
Leistungsaufnahme Modul	kW _{el}	1.338	10.530
Produktionsrate	kg H ₂ /h	23,5	224
Wirkungsgrad Modul bei Nennlast (bezogen auf den Heizwert)	%	58,5%	71%
maximaler Betriebsdruck	bar	30	75
technische Lebensdauer Modul	Jahre	bis 30	bis 30
technische Lebensdauer Stack	Betriebsstunden	30.000	70.000
Ökonomische Daten			
spezifische Investition	€/kW _{el}	957	305
fixe Betriebskosten pro Jahr	% der Investition	2%	1,5%
- bei Überholung des Stacks zusätzlich	€	168.000	581.000

⁸ Der Wirkungsgrad ist hier der Quotient aus dem Heizwert des produzierten Wasserstoffs und der zugeführten elektrischen Energie (Wechselstrom).

Dazu haben [Noack et al. 2015] für 2015 eine Anlage mit etwa 5 MW_{el} Leistungsaufnahme konzipiert, die aus 4 Stacks zu 1.240 kW_{el} besteht (inklusive Peripherie 1.338 kW_{el}), und für 2030 eine 100 MW_{el}-Anlage, die aus 10 Stacks zu 10.300 kW_{el} zusammengesetzt ist.

Für das Jahr 2015 zeigen die Ergebnisse in Tabelle 2-1, dass PEMEL in Bezug auf die spezifische Investition bereits heute ein Niveau erreichen könnten, das mit dem von AEL vergleichbar ist. Allerdings wird zunächst ein geringerer Wirkungsgrad erzielt. Bis 2030 lässt sich der Wirkungsgrad von PEMEL jedoch deutlich steigern, bis auf 71%, bei gleichzeitiger Erhöhung des Druckniveaus. Die spezifische Investition kann in den kommenden 15 Jahren auf rund ein Drittel ihres heutigen Optimums reduziert werden (von rund 950 auf etwa 300 €/kW_{el}). Die Lebensdauer von AEL-Stacks einiger Hersteller (bis zu 90.000 Betriebsstunden, siehe oben) wird dagegen wohl auch im Jahr 2030 noch größer sein als diejenige von PEMEL-Stacks.

[Noack et al. 2015] betonen, dass die Erreichung der Ziele für 2030 entscheidende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten voraussetzt. Deren Durchführung wiederum erfordert einen (wachsenden) Markt für Wasserelektrolyseure. Grundsätzlich besteht das Risiko, dass einzelne Ziele bzw. Zielwerte nicht erreicht werden.

2.2 Dimensionierung von Elektrolyse-Anlagen anhand der Nutzungsbeispiele

In Kapitel 1.5 wurde für vier Nutzungsfälle tägliche Wasserstoffbedarfe ermittelt, die bei mittlerer bzw. maximaler Auslastung der Nutzer bereitzustellen sind. Tabelle 2-2 listet diese Mengen noch einmal auf (grün gerahmt). Die Spalten rechts davon zeigen, in welchem Umfang – d.h. mit welcher elektrische Leistungsaufnahme – Elektrolyseure installiert werden müssen, um diese Bedarfe decken zu können. Dabei ist ein Wirkungsgrad der Elektrolyseure von 60% angenommen.

Unterschieden wird dabei zwischen einem kontinuierlichen Betrieb, bei dem die jeweilige Menge Wasserstoff tatsächlich jeden Tag erzeugt wird und einem diskontinuierlichen Betrieb, bei dem die Elektrolyse nur während eines Viertels aller Jahresstunden (2.190 von 8.760 Stunden) produziert. Dieses zweite Szenario orientiert sich an einer Betriebsstrategie, die darauf setzt, elektrische Energie zu Zeiten starker regenerativer Erzeugung kostengünstig einzukaufen. In solchen Phasen kann ein (lokales) Überangebot auftreten, z.B. weil Strom wegen Engpässen im elektrischen Netz nicht in andere Regionen weitergeleitet werden kann („Überschussstrom“).

Bei diskontinuierlichem Betrieb während eines Viertels aller Jahresstunden muss die installierte Leistung der Elektrolyse gegenüber kontinuierlichem Betrieb vervierfacht werden (und es sind signifikante Speicherkapazitäten nötig, siehe folgendes Kapitel). Entscheidend ist in diesem Szenario nur der Wasserstoffbedarf bei mittlerer Auslastung der Nutzer, da sich Bedarfsspitzen durch den (großen) Speicher decken lassen. Bei kontinuierlichem Betrieb ist dagegen der maximale tägliche Wasserstoffbedarf für die Auslegung maßgebend. Dementsprechend sind die Leistungswerte in den letzten beiden Spalten von Tabelle 2-2 (blau gerahmt) erforderlich.

Tabelle 2-2: Dimensionierung der Elektrolyseeinheit zur Wasserstoffversorgung in den verschiedenen Nutzungsfällen.

Angenommener Wirkungsgrad der Elektrolyse: 60%. Leistungswerte auf volle Zehnerbeträge gerundet. Erläuterungen siehe Text.

Nutzungsfall		Täglicher H ₂ -Bedarf der Nutzer gemäß Tabelle 1-1		nötige Nenn-Leistungsaufnahme der Elektrolyse		
				bei kontinuierlichem Betrieb		bei diskontinuierlichem Betrieb
		bei mittlerer Auslastung	bei maximaler Auslastung	bei mittlerer Auslastung der Nutzer	bei maximaler Auslastung der Nutzer	bei mittlerer Auslastung der Nutzer
		kg H ₂	kg H ₂	kW _{el}	kW _{el}	kW _{el}
A	10 Gabelstapler	64	96	150	220	600
B	B1 1 Straddle Carrier	137	240	320	560	1.280
	B2 10 Straddle Carrier	1.370	2.400	3.170	5.560	12.680
	B3 250 Straddle Carrier	34.250	60.000	79.280	138.880	317.100
C	Bordstromversorgung Kreuzfahrtschiff	9.600	19.200	22.220	44.440	88.880
D	Antrieb Fähre	900	1.100	2.090	2.550	8.340

Interessant ist ein Vergleich mit bestehenden Elektrolyse-Anlagen und der installierten Leistung von Windparks:

- Bei der Versorgung von 10 Gabelstaplern bzw. 1 Straddle Carrier (Fälle A und B1) und diskontinuierlichem Betrieb der Elektrolyse ist die benötigte Leistungsaufnahme kleiner als 6.000 kW_{el} und liegt damit im Rahmen bestehender Demonstrationsprojekte: Ähnlich große Anlagen wurden z.B. im eGas-Projekt von Audi in Werlte und im Energiepark Mainz realisiert.

Zur Versorgung von 10 Straddle Carriern oder der Fähre (Fälle B2 und D) wären dagegen bereits größere Anlagen nötig.

- Für die Versorgung der gesamten Straddle-Carrier-Flotte (Fall B3) würden bei kontinuierlichem Betrieb der Elektrolyse 138.880 kW_{el} benötigt. Das entspricht ungefähr der Leistungsaufnahme der bereits erwähnten, größten jemals gebauten Wasserelektrolyse (156.000 kW_{el}). Bei diskontinuierlicher Erzeugung von Wasserstoff wären mehr als 300.000 kW_{el} zu installieren. Dies ist mehr als die Nennleistung eines der größten in Betrieb gegangenen Offshore-Windparks in Deutschland: „Dan Tysk“ vor Sylt besitzt eine installierte Leistung von 280.000 kW_{el} (80 Windenergieanlagen) [Dan Tysk 2015].
- Im Nutzungsfall C (Bordstromversorgung Kreuzfahrtschiff) bei diskontinuierlicher Wasserstoffherzeugung ergibt sich eine Leistungsaufnahme von rund 89.000 kW_{el}. Dies entspricht et-

wa der installierten Leistung des größten Onshore-Windparks in Niedersachsen (Windpark Saterland mit 86,5 MW_{el} [Wikipedia 2015]).

2.3 Bewertung

Verfügbarkeit und Einsatzmöglichkeit der Technologieoptionen

Die Wasserelektrolyse ist in Gestalt der alkalischen Elektrolyse als jahrzehntelang erprobte Technologie heute verfügbar. Die PEM-Technologie besitzt das Potential, die alkalische Elektrolyse in wesentlichen Punkten zu übertreffen. Dazu gehören der Wirkungsgrad und die spezifische Investition. Ob alle gesteckten Zielwerte erreicht werden können, ist jedoch nicht gesichert. Einschränkungen in Bezug auf die Einsatzmöglichkeiten, die im Rahmen in dieser Untersuchung eine Rolle spielen, bestehen nicht.

Investitionsbedarf

Unter Annahme einer spezifischen Investition von 1.000 €/kW_{el} als derzeit zu erwartender Mindestwert ergeben sich z.B. Investitionen von 220.000 € zur Versorgung von 10 Gabelstaplern (Nutzungsfall A) bei kontinuierlichem Betrieb der Elektrolyse und 317 Millionen € zur Versorgung von 250 Straddle Carriern (Nutzungsfall B3) bei diskontinuierlichem Betrieb der Elektrolyse. Für den letzteren Fall steht in Aussicht, dass die Investition in rund 15 Jahren nur noch ein Drittel des heutigen Werts betragen wird.

CO₂-Emissionen

Die Herstellung von Wasserstoff mittels Strom aus erneuerbaren Energiequellen führt zu keinen CO₂-Emissionen, sofern man hier über den Strom hinaus alle anderen Beiträge aus Errichtung, Betrieb und Verschrottung der Elektrolyse vernachlässigt.

Unter Annahme des deutschen Strommixes im Jahr 2013 ergibt sich dagegen folgendes Bild: Pro Kilowattstunde elektrischer Energie sind 584 g CO₂-Emissionen anzusetzen [Icha/Kuhs 2015]. Bei einem Wirkungsgrad der Elektrolyse von 60% resultieren damit 852 g CO₂-Emissionen pro kWh Heizwert Wasserstoff bzw. 28,4 kg CO₂-Emissionen pro 1 kg H₂. Geht man von einem Kraftstoffverbrauch eines Pkw mit Brennstoffzelle (BZ) von 1 kg H₂/100 km aus [Hyundai 2015], so folgen damit 284 g CO₂-Emissionen pro gefahrenem Kilometer. Diese werden zwar nicht von dem BZ-Fahrzeug ausgestoßen (dort entweicht nur Wasserdampf), sind aber im Rahmen der Gesamtkette von Energieversorgung und -nutzung zu berücksichtigen. Der Grenzwert für ab 2020 neu zugelassene Pkw beträgt 95 g CO₂/km.

3 Technologiefeld Methan- und Methanolsynthese

Die Weiterverarbeitung von Wasserstoff zu Methan (CH₄) oder Methanol (CH₃OH) ist gegebenenfalls von Interesse, weil diese Stoffe eine höhere volumetrische Energiedichte besitzen. Dies gilt insbesondere für das unter Umgebungsbedingungen flüssige Methanol, siehe Tabelle 3-1.

Dem Vorteil in Bezug auf die Energiedichte (z.B. beim Transport zum Nutzer) steht ein zusätzlicher technischer bzw. energetischer Aufwand für die Synthese der beiden Kohlenwasserstoffe gegenüber. Zudem ist Methanol stark toxisch [BASF 2012].

Für Methan, dem wesentlichen Bestandteil von Erdgas, ist eine flächendeckende Transportinfrastruktur vorhanden. Methanol kann z.B. in Tankwagen ausgeliefert werden.

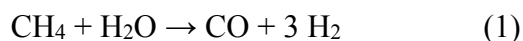
Tabelle 3-1: Vergleich der volumenbezogenen Energiedichten von Wasserstoff, Methan und Methanol. Zahlenwerte gemäß [LBST 2015].

	Einheit	Wasserstoff	Methan	Methanol
Aggregatzustand (bei 20°C und 1 bar)		gasförmig	gasförmig	flüssig
volumetrische Energiedichte (bezogen auf den Heizwert)	kWh/Nm ³ kWh/m ³	3,00	9,97	4.440

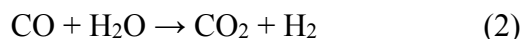
3.1 Technologieoptionen

3.1.1 Synthese von Methan

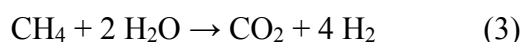
Die Synthese von Methan ist – vereinfacht – die Umkehrung des Prozesses der Dampfreformierung von Erdgas, bei der aus Methan und Wasserdampf in zwei Schritten Wasserstoff und Kohlendioxid erzeugt wird. Im ersten Schritt entsteht ein Gemisch aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid, das sogenannte Synthesegas:



Im zweiten Schritt erfolgt die Wassergas-Shift-Reaktion, die das toxische Kohlenmonoxid in Kohlendioxid umsetzt, wobei weiterer Wasserstoff gewonnen wird [Schirrmeister 2015]:

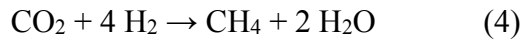


Insgesamt gilt damit:



Die Dampfreformierung von Erdgas ist ein industrielles Standardverfahren und heute der wichtigste und kostengünstigste Prozess der Herstellung von Wasserstoff. Dieser Wasserstoff wird in großen Mengen z.B. zur Entschwefelung von konventionellen Kraftstoffen verwendet.

Die katalytische Synthese von Methan aus Wasserstoff und CO₂ wurde 1902 von Sabatier und Senderens beschrieben (Sabatier-Prozess) [Müller-Syring et al. 2013]:



Die Umkehrung der Erdgasreformierung ist nicht so einfach, wie es die Reaktionsgleichung erscheinen lässt. Unter anderem müssen die richtigen Katalysatoren gefunden bzw. optimiert werden. Ein wichtiger Faktor ist auch die Frage, welche Maximalwerte für verschiedene Störstoffe im CO₂-Strom tolerabel sind, ohne den Katalysator nennenswert zu schädigen [Müller-Syring et al. 2013]. Dabei spielt die CO₂-Quelle eine Rolle. Dies kann eine Biogasanlage sein, aber z.B. auch Abgase eines Stahlwerks oder einer Anlage zur Herstellung von Zement [Schirrmeister 2015]. Je nach Quelle unterscheidet sich zudem die Konzentration des CO₂ im Abgasstrom, aus dem es abgeschieden werden muss, und damit der Aufwand für die Extraktion. Bei der Ammoniaksynthese beträgt die CO₂-Konzentration 100%, bei Kohlekraftwerken sind es 14% und bei Erdgaskraftwerken nur 4% [Hermann et al. 2014]⁹.

Auf der Basis von drei Literaturquellen nennen [Hermann et al. 2014] für den Wirkungsgrad des Sabatier-Prozesses einen Bereich von 75% bis 85%. Darunter ist [Müller-Syring et al. 2013], wo 80% angegeben werden, [Sundmacher 2014] geht 75% bis 82% aus. Vermutlich werden hohe Werte nur von größeren Anlagen erreicht. Bei einem Wirkungsgrad der vorgelagerten Elektrolyse von 70% (ungefährer Zielwert für 2030, siehe Tabelle 2-1) und 85% für die Synthese (höchster Wert in der Literatur) resultieren knapp 60% Wirkungsgrad insgesamt.

Da Methan als Hauptbestandteil von Erdgas kostengünstig in großen Mengen zur Verfügung steht, spielt die Methan-Synthese aus industrieller Sicht bis heute keine Rolle. Im Rahmen der Debatte um „Power to Gas“ zur Nutzbarmachung einer zeitweisen Überproduktion von Strom aus Wind- und Sonnenenergie hat das Verfahren seit einigen Jahren jedoch an Aufmerksamkeit gewonnen. Dementsprechend werden Forschungs- und Demonstrationsprojekte durchgeführt.

Die größte Anlage zur Methanisierung von „grünem“ Wasserstoff wird derzeit in Werlte von Audi betrieben. Dort arbeiten drei atmosphärische AEL mit zusammen 6.000 kW_{el} Leistungsaufnahme. Das Kohlendioxid stammt aus einer Biogasanlage des Energieversorgers EWE auf dem gleichen Grundstück. Das synthetische Methan wird so konditioniert, dass es ohne mengenmäßige Einschränkung in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Es steht damit – bilanziell – Audi-Kunden an Erdgastankstellen zur Verfügung. Die Anlage kann 325 Nm³/h Methan erzeugen. Als Wirkungsgrad werden 54% angegeben [Kurt et al. 2014]. Die Investition lag im Bereich von 20 Mio. € [Block 2015].

Auch ein biologisches (mikrobielles) Methanisierungsverfahren zur Nutzung von CO₂ aus Biogasanlagen befindet sich in der Entwicklung. In einem laufenden Projekt wird ein Elektrolyseur mit 400 kW_{el} Leistungsaufnahme eingesetzt [Kempkens 2015], d.h. diese Anlage ist mehr als eine Größenordnung kleiner als die in Werlte.

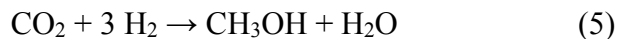
⁹ Die Gewinnung von CO₂ aus der Luft ist möglich, aber kostenträchtig [Hermann et al. 2014].

In einem Kurzgutachten des Öko-Instituts betrachten [Hermann et al. 2014] die von einigen Akteuren propagierte großskalige Herstellung von synthetischem Methan zur Nutzung von überschüssigem Strom aus erneuerbaren Quellen aus einer Gesamtperspektive von Energiewirtschaft, Kraftstoffwirtschaft und chemischer Industrie. Sie kritisieren, dass neben der existierenden, industriellen Reformierung von Methan zu Wasserstoff ein Industriezweig aufgebaut werden soll, der genau den entgegengesetzten Prozess betreibt. Sinnvoller sei es, den Wasserstoff direkt einzusetzen. Die Autoren weisen ferner auf unrealistisch niedrige Kostenansätze dieser Befürworter hin. Dazu gehören nach [Hermann et al. 2014] die Kosten für Abtrennung und Bezug von CO₂ (man könne z.B. nicht davon ausgehen, dass industriell arbeitende Anlagen das Gas noch kostenlos erhalten, sondern es werde sich ein Marktpreis bilden), unrealistisch hohe Gutschriften für den Verkauf von Sauerstoff und sehr niedrige Stromkosten.

3.1.2 Synthese von Methanol

Methanol wird in großen Mengen industriell hergestellt. Im Jahr 2010 lag der weltweite Verbrauch bei etwa 10 Mio. t, überwiegend zur nachfolgenden Synthese weiterer Stoffe. Typische Anlagen zur Produktion von Methanol besitzen Kapazitäten größer als 500.000 t/a (1.370 t/d), wenn Erdgas als Ausgangsstoff verwendet wird [Schirrmeister 2015].

Für die Synthese werden Kohlendioxid und Wasserstoff benötigt:



In industriellen Anlagen werden in der Regel Erdgas oder Kohle als Ausgangsstoffe eingesetzt, sodass eine Reformierung gemäß Reaktionsgleichung (3) oder zumindest die Wassergas-Shift-Reaktion nach Gleichung (2) vorgeschaltet sind. Alternativ kann Kohlendioxid verwendet werden, das als Nebenprodukt anfällt. In Bezug auf dessen Reinheit bzw. die Robustheit von Katalysatoren gilt das in Bezug auf die Methanisierung Gesagte.

[Haep et al. 2015] haben die Wirtschaftlichkeit der „Power to Methanol“-Technologie in kleinem Maßstab beispielhaft anhand einer Anlage mit einer Produktionskapazität von 10,8 t/d untersucht, also rund zwei Größenordnungen kleiner als der obengenannte Wert. Dabei wird angenommen, dass das benötigte Kohlendioxid aus dem Rauchgas eines Kraftwerks ausgewaschen wird. Die Menge von 620 kg CO₂/h entspricht etwa derjenigen, die auch in Werlte verarbeitet werden kann. Die Leistungsaufnahme der Elektrolyse beträgt 4.400 kW_{el}. Die Investition für die gesamte Anlage (Rauchgaskonditionierung, Gaswäsche, Elektrolyse, Methanolsynthese und Konditionierung sowie Methanollager) wurde auf 20,3 Mio. € geschätzt. Stromkosten sind mit 3,21 Cent/kWh_{el} angesetzt¹⁰. Die angenommene jährliche Auslastung ist ca. 55%.

Auf der Basis eines Verkaufspreises von 365 €/t Methanol¹¹ würde sich die Investition ohne Verzinsung nach 400 Jahren amortisieren. Eine Refinanzierung in weniger als 15 Jahren wäre

¹⁰ Laut [Haep et al. 2015] der Durchschnittspreis für Baseload-Strom an der Strombörse EEX für 2015.

¹¹ Laut den Angaben eines großen Herstellers konnte dieser im Sommerhalbjahr 2015 in Europa Preise von 365 €/t im Monatsmittel erzielen [Methanex 2015]. 365 €/t entsprechen knapp 6,7 Cent/kWh bezogen auf den Heizwert.

möglich mit einem Investitionszuschuss von 30%, einem Methanolpreis von 500 €/t, einem CO₂-Zertifikatspreis von 10 €/t und einem Strompreis von stets 0 €/kWh [Haep et al. 2015].

Trotzdem soll im Projekt „MefCO₂“ (Methanol fuel from CO₂) am Standort des Kohlekraftwerks Lünen in Kürze eine Anlage mit einer Kapazität von 1 t/d Methanol und einem erwarteten Wirkungsgrad von 61% entstehen [Buddenberg 2015]. Das Projektkonsortium zielt darauf ab, im Sinne einer Flexibilitätsoption fossilen Kraftwerken auch dann die Stromproduktion zu ermöglichen, wenn die Erzeugung aus erneuerbaren Quellen hoch ist: Strom aus z.B. einem Kohlekraftwerk würde zu diesen Zeiten zur Wasserelektrolyse und nachfolgenden Methanolsynthese eingesetzt unter Nutzung (eines Teils) des dabei im Kraftwerk entstehenden CO₂.

[Buddenberg 2015] geht von zukünftig steigenden Methanolpreisen aus und hebt das schon heute höhere Preisniveau gegenüber Erdgas (Methan) hervor, das zu einer günstigeren Perspektive von „Power to Methanol“ führe.

3.2 Einordnung anhand der Nutzungsbeispiele

Die Energiemengen, die von der bestehenden Anlage zur Methanisierung in Werlte (mit CO₂ aus einer Biogasanlage) bzw. der von [Haep et al. 2015] projektierten Anlage zur Methanolsynthese ungefähr täglich umgesetzt bzw. bereitgestellt werden können, lassen sich anhand ihrer Elektrolyse-Einheiten überschlägig mit den Nutzungsbeispielen gemäß Tabelle 2-2 vergleichen. Die Leistungsaufnahmen der beiden Elektrolyse-Einheiten betragen 6.000 kW_{el} bzw. 4.400 kW_{el}. Aus der Spalte ganz rechts in Tabelle 2-2 lässt sich ableiten, dass damit mehr als 50 Gabelstapler bzw. 3 bis 4 Straddle Carrier vollständig mit Kraftstoff versorgen ließen. Für die Versorgung der Fähre würden diese Anlagen jedoch nicht ausreichen.

3.3 Bewertung

Verfügbarkeit und Einsatzmöglichkeit der Technologieoptionen

Bisher existieren im Rahmen von Demonstrationsprojekten nur vergleichsweise kleine Anlagen zur Synthese von Methan oder Methanol unter Verwendung von Elektrolyse-Wasserstoff bzw. die Projekte laufen erst an. Die Perspektiven für eine kommerzielle Produktion lassen sich daher noch nicht bewerten.

Als wesentlicher Faktor für einen wirtschaftlichen Betrieb erscheint die Verfügbarkeit von möglichst reinem CO₂. Diese Bedingung schränkt die möglichen Standorte signifikant ein. Das gilt umso mehr, als nicht-fossilen CO₂-Quellen der Vorzug zu geben wäre.

Investitionsbedarf

Beim aktuellen Stand der Entwicklung ist eine aussagekräftige Abschätzung des Investitionsbedarfs nicht möglich.

CO₂-Emissionen

Wird zur Synthese von Methan oder Methanol CO₂ eingesetzt, das aus dem Einsatz eines fossilen Energieträgers resultiert, so verändert sich lediglich der Ort dessen Freisetzung. Er wird zum

Beispiel vom Kamin eines Kraftwerks zum Auspuff eines Autos oder zum Schornstein eines Schiffes verlagert. Auf diese Weise verbessert der Kraftwerksbetreiber seine CO₂-Bilanz. Die CO₂-Emissionen der Fahrzeuge sind daher gegen die CO₂-Einsparungen aufzurechnen, die sich aus dem vermiedenen Einsatz konventioneller Kraftstoffe ergeben.

Stammt das CO₂ dagegen aus einer Biogasanlage, so wird die CO₂-Gutschrift aus dem Verzicht auf konventionelle Kraftstoffe nicht durch den Einsatz des Methans bzw. Methanols gemindert¹².

¹² Diese und alle anderen Betrachtungen zur CO₂-Einsparung beschränken sich immer auf die Hauptprozesse und vernachlässigen CO₂-Emissionen aus dem eventuellen Betrieb von Nebenanlagen etc. sowie aus der Errichtung und Entsorgung von Anlagen im Kontext einer Lebenszyklusanalyse.

4 Technologiefeld Speicherung von Wasserstoff

Insbesondere wenn die Erzeugung des Wasserstoffs diskontinuierlich und damit zeitweise auf Vorrat erfolgt, wird eine Speicherung nötig. Sie kann am Ort der Erzeugung oder auf dem Hafengelände erfolgen (vgl. **Abbildung 1-1**).

Die folgenden Darstellungen konzentrieren sich auf den eigentlichen Speicher. Verdichter zum Einspeichern, eine eventuelle Trocknung nach dem Ausspeichern, Mess- und Regeltechnik sind verfügbar oder lassen sich ohne grundsätzliche Probleme anpassen. Details dazu finden sich beispielsweise in [Stolzenburg et al. 2014]. Auch wird der energetische Aufwand für die Speicherung hier nicht thematisiert, soweit dieser den Gesamtwirkungsgrad entlang der Kette von Wasserstoffherzeugung, -speicherung, -transport und -nutzung nicht wesentlich beeinflusst.

4.1 Technologieoptionen

Wasserstoff kann gasförmig (GH_2) unter Druck und tiefkalt in flüssigem Zustand (LH_2) gespeichert werden. Beide Technologieoptionen sind technisch ausgereift [Fichtner 2009]. Weitere Optionen sind Metallhydridspeicher und organische Flüssigkeiten.

4.1.1 Gasförmige Speicherung großer Mengen

Tabelle 4-1 zeigt eine Übersicht der drei relevanten Technologien zur Speicherung großer Mengen GH_2 .

Stahlzylinder werden in stehender oder liegender Ausführung u.a. bei den Kunden von Lieferanten technischer Gase eingesetzt. Es gibt sie z.B. in den Druckstufen 45 bar und 80 bar. Für einen Betriebsdruck von 80 bar sind z.B. Zylinder mit ca. 2,30 m Außendurchmesser und ca. 23 m Gesamthöhe bzw. -länge verfügbar (siehe Tabelle 4-1). Für größere Mengen müssen mehrere Zylinder installiert werden.

Röhrenspeicher werden von Versorgungsunternehmen eingesetzt, um den Bezug von Erdgas und die Belieferung der Kunden teilweise zu entkoppeln und durch die gewonnene Flexibilität z.B. ihre Gasbezugskosten zu optimieren. Diese Speicher werden aus Rohren und Formstücken aufgebaut, die auch für Erdgaspipelines verwendet werden, mit in der Regel großen Nennweiten bis 1,4 m und hohen Nenndrücken von 64 bis 100 bar [Möller/Niehörster 2003]. Röhrenspeicher bestehen aus einem oder mehreren Hauptsträngen, von denen Stichleitungen abzweigen. Sie werden in der Regel unterirdisch, wenige Meter unter der Erdoberfläche verlegt, weil dann Anstrich und Revision entfallen können [Cerbe et al. 2008]. Für die Speicherung von 50 t Wasserstoff wird nach eigener Abschätzung bei einem Innendurchmesser von 1,4 m und 80 bar Druck eine Leitungslänge von 6.000 m benötigt, mit einem Flächenbedarf von weniger als 3 ha.

Salzkavernen können mehrere tausend Tonnen GH_2 aufnehmen. Der Investitionsbedarf für eine Kaverne ist hoch, jedoch bietet diese Technologieoption die niedrigste spezifische Investition pro Einheit Speicherkapazität (siehe Tabelle 4-1). Salzkavernen lassen sich nur dort errichten, wo im Untergrund geeignete Salzstrukturen vorliegen. Dies ist in Norddeutschland vielerorts der Fall. Details zu potentiell geeigneten Standorten in Niedersachsen enthält [Fichtner 2014].

Die Speicherung von reinem Wasserstoff in Kavernen wurde in Deutschland bisher nicht erprobt. Allerdings gibt es jahrzehntelange Erfahrungen mit der unterirdischen Speicherung von Stadtgas, dessen wesentlicher Bestandteil Wasserstoff ist. Die grundsätzliche Machbarkeit einer Speicherung von reinem Wasserstoff in Salzkavernen ist durch bis zu 40 Jahren Betriebszeit von Anlagen in den USA und in England nachgewiesen. Die Thematik wird in [Stolzenburg et al. 2014] umfassend behandelt und insbesondere der Forschungs- und Entwicklungsbedarf herausgearbeitet. Grundsätzliche Hindernisse bestehen demnach nicht. Der Zeitraum zur Planung, Genehmigung und Errichtung einer Salzkaverne ist als größer 5 Jahre.

Die gasförmige Speicherung ist verlustfrei, was eine beliebig lange Lagerung erlaubt.

Tabelle 4-1: Technologieoptionen für die gasförmige Speicherung von Wasserstoff.

^I Daten aus [Stolzenburg et al. 2014] oder daraus abgeleitet. Die Salzkaverne besitzt für den norddeutschen Raum typische Parameter.

^{II} Eigene Berechnung auf der Basis von Daten in [Happe 2010] und [Möller/Niehörster 2003].

	Einheit	Stahlzylinder ^I	Röhrenspeicher ^{II}	typische Salzkaverne ^I
Technische Daten				
geometrisches Volumen	m ³	82	flexibel	500.000
Speicherkapazität	t GH ₂	0,5	50 und mehr, siehe Text	4.000
maximaler Speicherdruck	bar	80	80	175
minimaler Speicherdruck		20	16	58
Lebensdauer	Jahre	30	> 20	> 30
Ökonomische Daten				
Investition	€	300.000		92,6 Mio.
spezifische Investition	€/t GH ₂	600.000	ca. 550.000	23.150
fixe Betriebskosten pro Jahr	€	6.000		1,5 Mio.

4.1.2 Gasförmige Speicherung kleiner Mengen in Fahrzeugen und an Wasserstofftankstellen

Tanks für die gasförmige Speicherung an Bord von Fahrzeugen und an Wasserstoff-Tankstellen sind in verschiedenen Typen (Metall, Metall ummantelt mit Faserverbundstoffen bzw. Kunststoff ummantelt mit Faserverbundstoffen) vorhanden. Sie sind durchweg marktgängig und werden von den Fahrzeug- bzw. Anlagenherstellern dem Bedarf entsprechend verbaut. Sie sind für Drücke von 700 bar (in Pkw-Anwendungen) und mehr ausgelegt [Hobein/Krüger 2010].

4.1.3 Flüssige Speicherung

Die Verflüssigung von Wasserstoff ist energie- und kostenintensiv, weil dieser in mehreren Schritten auf -253°C , also nur rund 20°C über dem absoluten Nullpunkt gekühlt werden muss. Wasserstoff wird vor allem deshalb verflüssigt, weil dadurch beim Transport auf der Straße eine deutlich größere Menge pro Fahrt ausgeliefert werden kann als im gasförmigen Zustand selbst unter hohem Druck (siehe Kapitel 5).

In Europa gibt es derzeit drei Anlagen zur Verflüssigung, davon eine Leuna mit einer Kapazität von 5 t LH_2/d . Ihr spezifischer Energiebedarf liegt bei rund 11,9 kWh/kg LH_2 [Bracha/Decker 2008]. Das entspricht rund einem Drittel des Energiegehaltes von 1 kg H_2 . Das Konzept für einen Prozess zur effizienteren Verflüssigung mit einem Energiebedarf von 6,4 kWh_{el}/kg LH_2 liegt vor, wurde bisher allerdings nicht realisiert. Es setzt Anlagen mit einer Kapazität ab ca. 50 t LH_2/d voraus. Als Investitionsvolumen für eine zweite oder dritte Anlagen dieses Typs, also nicht eines Demonstrators, der auch den Entwicklungsaufwand für einige der Komponenten mit zu tragen hätte, werden rund 105 Mio. € genannt. Auf der Basis des deutschen Strommixes im Jahr 2009 fallen mit diesem Prozess Emissionen von 3,57 kg $\text{CO}_2/\text{kg LH}_2 \text{ an}^{13}$. In Norwegen, wo vor allem Wasserkraft zur Stromerzeugung genutzt wird, wären es nur 0,1 kg $\text{CO}_2/\text{kg LH}_2$ [Stolzenburg et al. 2013].

Wasserstoffverflüssiger müssen ständig gut ausgelastet werden, um das extrem niedrige Temperaturniveau zu halten. Andernfalls vergrößert sich der Energieaufwand. Daher sollte die Kapazität des Verflüssigers dem täglichen Wasserstoffbedarf der Nutzer möglichst entsprechen. Insbesondere wäre bei diskontinuierlichem Betrieb der Elektrolyse dem Verflüssiger ein großer Speicher für gasförmigen Wasserstoff vorzuschalten, der den Verflüssiger auch über längere Zeiträume trotz inaktiver Elektrolyse versorgen kann. Bei einem 50 t LH_2/d -Verflüssiger käme dafür nur eine Kaverne infrage.

Die Lagerung von LH_2 ist mit Verlusten verbunden. Denn trotz sehr guter thermischer Isolation der Behälter zu dessen Lagerung ist ein Wärmeintrag nicht vollständig zu unterbinden, der nach einer gewissen Zeit zur Verdampfung kleiner Mengen führt. Um den Nenndruck des Behälters (z.B. 10 bar) nicht zu überschreiten, müssen diese aus dem Tank entlassen werden. Je größer das Tankvolumen ist, desto geringer sind die Abdampfverluste, weil die Oberfläche im Verhältnis zum Volumen immer kleiner wird.

4.1.4 Metallhydridspeicher und organische Flüssigkeiten

In Metallhydridspeichern dissoziieren Wasserstoffmoleküle in einzelne Atome, die sich im metallischen Gitter einbinden. Die dabei frei werdende Bindungsenergie erwärmt das Material [Lehmann 2009]. Es muss daher, je nach Größe des Speichermoduls, ggf. gekühlt werden, damit die Reaktion nicht ins Stocken kommt. Der Wasserstoff wird wieder freigesetzt, wenn dem Me-

¹³ Wird dieser Wasserstoff in einem BZ-Pkw eingesetzt (vgl. Abschnitt 2.3), so resultieren aus der H_2 -Verflüssigung rund 36 g CO_2 -Emissionen pro gefahrenem Kilometer im Rahmen der Gesamtkette von Energieversorgung und -nutzung.

tallhydrid Wärme zuführt wird (passiv oder aktiv). Die Speicherdichte ist höher als bei flüssigem Wasserstoff [Lehmann 2009]. Die benötigten Drücke sind relativ gering (z.B. < 20 bar [Helio-centris Academia 2014]).

Nachteil dieses Speichertyps ist sein großes spezifisches Gewicht. Vorbehaltlich eines technologischen Durchbruchs in dieser Hinsicht beschränkt sich seine Anwendung auf Klein- und Sonderanwendungen, z.B. in U-Booten. Außerdem wird der Wasserstoff relativ langsam aufgenommen bzw. abgegeben. Das eventuell nötige Wärmemanagement macht die Ein- und Ausspeicherung komplexer als bei einem Druckspeicher.

Wasserstoff lässt sich auch speichern, indem bestimmte organische Flüssigkeiten hydriert („be-laden“), später wieder dehydriert („entladen“) werden und danach für weitere Zyklen zur Verfügung stehen. Man nennt diese Substanzen „Liquid Organic Hydrogen Carrier“ (LOHC). Für das Be- bzw. Entladen werden geeigneten Katalysatoren benötigt bzw., wie bei Metallhydriden die Zu- und Abführung von Wärme. Als Vorteil der LOHC wird u.a. genannt, dass sie sich im Prinzip wie Benzin oder Diesel in Tankwagen transportieren lassen [Neubauer 2013].

Seit den 1970er Jahren wurden bzw. werden verschiedene Stoffe bzw. Prozesse in dieser Hinsicht untersucht: Toluol/Methylcyclohexan, borhaltige Verbindungen, Ameisensäure und aktuell vor allem Carbazol (N-Ethylcarbazol) bzw. verwandte „maßgeschneiderte“ Stoffe. Vor einer kommerziellen Anwendung sind jedoch noch einige Herausforderungen zu lösen. Außerdem beträgt z.B. im Fall von N-Ethylcarbazol die Temperatur, die zur Abspaltung von Wasserstoff erforderlich ist, über 200°C. Diese würde vor allem bei einer Nutzung an Bord von Fahrzeugen zusätzlichen Aufwand bei Betrieb und Wartung bedeuten [Neubauer 2013].

4.2 Einordnung anhand der Nutzungsbeispiele

4.2.1 Gasförmige Speicherung

Die verschiedenen Speicheroptionen für die vier Nutzungsfälle werden hier nur in Bezug auf eine umfängliche Speicherung am Ort der Produktion betrachtet. Es wird angenommen, dass auf dem Hafengelände keine größeren Mengen Wasserstoff gelagert werden sollen. Damit müsste die täglich benötigte Wasserstoffmenge nahezu „just in time“ im Hafen anliefern werden. Dort würde ein oberirdischer Pufferspeicher bestehend aus Stahlzylindern installiert.

Speicherbedarf tritt vor allem bei diskontinuierlichem Betrieb der Elektrolyse auf. Daher wurde für eine überschlägige Speicherdimensionierung davon ausgegangen, dass der Speicher den mittleren Wasserstoffbedarf des Nutzers bzw. der Nutzer 30 Tage hinweg bereitstellen können muss. Die Werte in der linken Datenspalte von Tabelle 4-2 ergeben sich dementsprechend aus dem täglichen Wasserstoffbedarf des jeweiligen Nutzungsfalles bei mittlerer Auslastung gemäß Tabelle 1-1 multipliziert mit 30. In den beiden folgenden Spalten wird der Speicherbedarf, soweit im Einzelfall sinnvoll, auf die Anzahl benötigter Stahlzylinder bzw. die Länge umgerechnet, die ein Röhrenspeicher haben müsste. Darauf beruht die Bewertung im rechten Teil von Tabelle 4-2:

- Ein 30-Tage-Speicher zur Versorgung von 10 Gabelstaplern oder 1 Straddle Carrier (Fälle A und B1) wird am besten aus Stahlzylindern aufgebaut, da ein Röhrenspeicher relativ klein wäre und deshalb die spezifische Investition vermutlich höher läge als in Tabelle 4-1 angegeben.
- Für die Versorgung von 10 Straddle Carriern bzw. die Fähre (Fälle B2 und D) kommt vor allem ein Röhrenspeicher infrage.
- Die Versorgung von 250 Straddle Carriern (Fall B3) lässt sich am ehesten mittels einer Kaverne sicherstellen, die jedoch kleiner ausfallen könnte als in Tabelle 4-1 angegeben.
- Die für die Bordstromversorgung eines Kreuzfahrtschiffes zu speichernden Wasserstoffmengen (Fall C) würden einen ungewöhnlich großen Röhrenspeicher erfordern. Dieser könnte, bei einer relativ geringen Entfernung zwischen dem Ort der Erzeugung und dem Ort der Nutzung, gleich in Form einer Pipeline realisiert werden.

Tabelle 4-2: Wasserstoff-Speicherbedarf für 30 Tage und Eignung technischer Optionen in den verschiedenen Nutzungsfällen bei gasförmiger Speicherung.

		H ₂ -Bedarf für 30 Tage	Anzahl benötigter Stahl- zylinder	benötigte Länge Röhren- speicher	beste Eignung		
Einheit		t H ₂	Stück	m	Stahl- zylinder	Röhren- speicher	Salz- kaverne
Nutzungsfall							
A	10 Gabelstapler	1,9	4	240	X		
B	B1 1 Straddle Carrier	4,1	9	500	X		
	B2 10 Straddle Carrier	41,1	83	4.940		X	
	B3 250 Straddle Carrier	1.028		123.300			X
C	Bordstromversorgung Kreuzfahrtschiff	288		34.560		(X)	
D	Antrieb Fähre	27,0	54	3.240		X	

4.2.2 Flüssige Speicherung

Tabelle 1-1 zeigt, dass nur im Fall B3 (250 Straddle Carrier) bei mehr als mittlerer Auslastung der Fahrzeuge oder bei einer Kombination mehrerer Nutzungsfälle ein effizienter Verflüssiger mit ca. 50 t LH₂/d Kapazität adäquat zu betreiben wäre.

4.3 Bewertung

Verfügbarkeit und Einsatzmöglichkeit der Technologieoptionen

Technologien zur gasförmigen Speicherung von Wasserstoff sind verfügbar (stationäre Stahlzylinder bzw. Fahrzeugtanks unterschiedlicher Bauweise) oder ihrem Einsatz stehen keine wesentlichen Hindernisse entgegen (Röhrenspeicher und Salzkavernen). Mit ihnen lässt sich ein weiterer Bereich von Speichermengen abdecken.

Auch die Speicherung von tiefkaltem flüssigem Wasserstoff ist Stand der Technik. Allerdings wird die Verflüssigung von Wasserstoff auch in Zukunft mit einem hohen technischen und energetischen Aufwand verbunden und damit kostenträchtig sein. Ob eine Speicherung bzw. ein Transport von LH₂ im Kontext der Nutzungsbeispiele grundsätzlich sinnvoll sein könnte, wird im folgenden Kapitel untersucht.

Investitionsbedarf

Die Daten in Tabelle 4-1 und Tabelle 4-2 lassen überschlägige Schätzungen des Investitionsrahmens für GH₂-Speicher zu: Im Nutzungsfall A (10 Gabelstapler) werden 4 Stahlzylinder benötigt, die zusammen ca. 1,2 Mio. € kosten. Im Fall B3 (250 Straddle Carrier) wäre eine Kaverne zu errichten mit einem Investitionsvolumen von weniger als 70 Mio. € (da keine 4.000 t sondern nur gut 1.000 t GH₂ Kapazität benötigt werden)¹⁴.

CO₂-Emissionen

Wegen des vergleichsweise geringen energetischen Aufwandes bei der Speicherung von GH₂ ergeben sich keine wesentlichen CO₂-Emissionen, die entlang der Gesamtkette von Wasserstoffbereitstellung und -nutzung zu berücksichtigen und gegen CO₂-Einsparungen an anderer Stelle der Kette aufzurechnen wären.

Aus der Verflüssigung von Wasserstoff resultieren Emissionen im Umfang von 3,57 kg CO₂ pro kg LH₂, wenn man den deutschen Strommix im Jahr 2009 ansetzt, wie bereits erläutert. Dieser Wert wird mit dem Ausbau der erneuerbaren Energiequellen zukünftig sinken.

¹⁴ Stahlzylinder für 1.000 t GH₂ würden ca. 600 Mio. € kosten.

5 Technologiefeld Transport von Wasserstoff

Die Erzeugung von Wasserstoff, der in industriellen Mengen benötigt wird, erfolgt meistens in unmittelbarer Nähe seiner Weiterverwendung, z.B. in oder neben einer Raffinerie, sodass nur ein kurzer Transport nötig wird, in der Regel mittels einer Pipeline. Ferner gibt es einige Pipeline-netze, die größere Entfernungen überbrücken und unterschiedliche Erzeuger und Nutzer miteinander verbinden. Wasserstoff wird außerdem auf der Straße transportiert. Dafür werden zumeist Sattelzüge eingesetzt, d.h. Gespanne aus einer Zugmaschine und einem Sattelaufleger (Trailer).

5.1 Technologieoptionen

In diesem Abschnitt werden drei Möglichkeiten für den Transport von Wasserstoff vorgestellt:

- der Transport von GH_2 per Lkw-Trailer,
- der Transport von LH_2 per Lkw-Trailer und
- der Transport von GH_2 per Pipeline.

Eine Übersicht mit wichtigen Charakteristika zeigt Tabelle 5-1.

Tabelle 5-1: Technologieoptionen für den Transport von Wasserstoff.

Die beiden Spezifikationen für die Pipeline wurden in Hinblick auf die Nutzungsfälle gewählt, siehe Abschnitt 5.2. D der Durchmesser der Pipeline und p ihr Nenndruck.

^I [Görner/Lindenberger 2015] ^{II} [Schaloske et al. 2014] ^{III} eigene Berechnung
^{IV} [Zorn 2013] ^V [Tamhankar 2014] ^{VI} [Ball et al. 2009]
^{VII} [Barbier 2010]

	Einheit	GH ₂ -Trailer 500 bar	LH ₂ -Trailer	H ₂ -Pipeline	
				<i>D</i> = 10 cm <i>p</i> = 1 bar	<i>D</i> = 25 cm <i>p</i> = 16 bar
Technische Daten					
Kapazität	t H ₂ pro Transport t H ₂ pro Tag	0,8 bis 1,1 ^I	3,5 bis 4.0 ^{II}	610 ^{III}	61.000 ^{III}
Befüll- / Entladedauer	Minuten	45 bis 60 ^{IV}	60 bis 120 ^V		
Ökonomische Daten					
spezifische Investition	€/Trailer	330.000 ^I	500.000 ^{I, VI}	250.000 bis 1,4 Mio. ^{I, VII}	
	€/km Pipeline				
fixe Betriebskosten pro Jahr	% der Investition	2 ^{VI}	2 ^{VI}	1 ^{VI}	

5.1.1 Transport per Lkw

Der Transport von GH₂ per Lkw-Trailer erfolgt bei Drücken zwischen 200 und 500 bar. Mit 200 bar-Trailern können bis zu 600 kg H₂ transportiert werden, mit 500 bar-Trailern bis zu 1.100 t [Görner/Lindenberger 2015]. Während gegenwärtig der Standard bei 200 bar liegt, sollen zukünftig vermehrt 500 bar-Trailer eingesetzt werden. Die Investition in eine Lkw-Zugmaschine beträgt ca. 160.000 €. Ein Trailer kostet ca. 330.000 € [Görner/Lindenberger 2015]. Die Befüll- bzw. Entleerung eines 500 bar-Trailers dauert 45 bis 60 Minuten [Zorn 2013]¹⁵. Der GH₂-Transport eignet sich insbesondere wenn vergleichsweise kleinere Mengen benötigt werden und die Entfernung zum Kunden nicht weit ist. [Ball et al. 2009] nennen bis ca. 200 km.

Mit LH₂-Trailern lassen sich 3,5 bis 4 t H₂ pro Fahrt ausliefern [Schaloske et al. 2014]. Die Investition in einen Trailer beläuft sich auf ca. 500.000 € [Görner/Lindenberger 2015, Ball et al. 2009]. Befüllung und Entleerung dauern jeweils ca. 1 bis 2 Stunden [Tamhankar 2014]. Der tägliche Wasserstoffverlust im Tank aufgrund von Verdampfung (vgl. Abschnitt 4.1.3) beträgt ca. 0,3 bis 0,5% [Görner/Lindenberger 2015].

5.1.2 Transport per Pipeline

Wasserstoff-Pipelines sind weltweit in Betrieb. In Europa gibt es mehrere Netzwerke von insgesamt rund 1.600 km Länge, z.B. im Ruhrgebiet. Die Pipelines haben einen Durchmesser von 25 bis 30 cm und werden mit einem Druck von 10 bis 20 bar betrieben, sind allerdings z.T. bis 100 bar nutzbar [Barbier 2010].

Pipelines erfordern zwar im Vergleich zur Traileranlieferung hohe Anfangsinvestitionen, dafür sind die Betriebsaufwände vergleichsweise niedrig (weniger Personalkosten, keine Kraftstoffkosten). Zudem können sehr große Gasmengen transportiert werden (vgl. Tabelle 5-1).

[Görner/Lindenberger 2015] haben 250.000 bis 550.000 €/km für den Bau von Wasserstoff-Rohrleitungen ermittelt. Andere Studien gehen von spezifischen Investitionen in Höhe von 250.000 bis 1,4 Mio. €/km aus, je nach örtlichen Gegebenheiten, Kapazität und Länge [Barbier 2010]. Dabei gliedert sich die Gesamtinvestition etwa wie folgt:

- 15 – 35% für die Materialien,
- 40 – 50% für die Installation und
- 20 – 30% für sonstige Aufwendungen wie Vermessung, Wegerechte, Planung, Bauleistung, weitere Gemeinkosten, Zinsen, etc.

Die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz wird hier nicht betrachtet, denn ein gezielter Transport des Wasserstoffs von einem Ort zum anderen ist auf diese Weise im Allgemeinen nicht möglich. Zudem liegt das Maximum des Anteils von Wasserstoff im Erdgasnetz derzeit

¹⁵ Es gibt ferner Trailersysteme, bei denen die Speicherbehälter in einen Containerrahmen montiert sind, der vom Sattelaufleger abgenommen werden kann. Dies ermöglicht es, zu befüllen bzw. zu entleeren, ohne dass der Aufleger vor Ort ist. Allerdings verringert das zusätzliche Gewicht des Containerrahmens die mögliche Nutzlast [Wolter/Meißner 2015].

praktisch bei 2 bis 3% [Müller-Syring et al. 2013]. Ein Grund dafür ist, dass Erdgastanks, die in Autos verbaut werden, nur bis zu einem Wasserstoffgehalt von 2% zugelassen sind. Bei solch geringen Konzentrationen wäre eine Extraktion des Wasserstoffs aus dem Wasserstoff-Erdgas-Gemisch am Zielort mit einem hohen Aufwand verbunden.

5.2 Einordnung anhand der Nutzungsbeispiele

Ausgehend von der Annahme, dass der Wasserstoff am Ort seiner Erzeugung in großen Mengen und ggf. über längere Zeiträume gelagert wird (vgl. Abschnitt 4.2.1), müssen in den vier Nutzungsfällen nur die mittleren bis maximalen Tagesbedarfe gemäß Tabelle 1-1 transportiert werden. Dementsprechend ist interessant, wie viele Lieferungen per GH₂- bzw. LH₂-Trailer pro Tag erfolgen müssen bzw. wie eine Pipeline ausgelegt sein muss, um diese Bedarfe decken zu können.

5.2.1 Transport per Lkw

Im Hinblick auf Lkw-Transporte ist auf eine möglichst gute Auslastung der Fahrzeuge bzw. Trailer zu achten. Dazu erfolgt eine beispielhafte Abschätzung für GH₂: Nimmt man eine Stunde Fahrtdauer zwischen Ort der Erzeugung und Ort der Nutzung an, einschließlich eines Wechsels des Trailers, und geht man ferner von einer Zugmaschine und drei 500 bar-Trailer mit je 1 t H₂ Kapazität aus sowie von einer Befüll- bzw. Entladedauer von jeweils einer Stunde (gemäß Tabelle 5-1), dann können mit dieser Konfiguration innerhalb von 8 Stunden (einer Schicht) 4 t GH₂ zum Ort der Nutzung transportiert werden. Jeweils einer der Trailer ist mit der Zugmaschine unterwegs, einer steht an der Befüllstation und einer zum Entladen im Hafen. Die Zugmaschine fährt viermal pro Schicht hin und her. Bei zwei Schichten wäre eine Auslieferung von 8 t H₂ möglich.

Mit einer Zugmaschine und drei LH₂-Trailern ließen sich unter der Annahme einer Liefermenge von 4 t LH₂ pro Fahrt 16 t H₂/d bzw. 32 t H₂/d transportieren, selbst bei doppelt so langer Befüll- bzw. Entladedauer (Tabelle 5-1), denn die Zugmaschine kehrt erst nach zwei Stunden zum gleichen Ort zurück.

Eine Übersicht über die Anzahl der benötigten Transporte pro Tag liefert Tabelle 5-2:

- Für die Fälle A und B1 (10 Gabelstapler bzw. 1 Straddle Carrier) wäre bereits die Anlieferung per 200 bar-Trailer ausreichend, um den Kraftstoffbedarf zu decken. Selbst *eine* Zugmaschine mit *einem* 200 bar-Trailer (zwei mögliche Transporte mit je 600 kg GH₂ pro Schicht) wäre nicht ausgelastet.
- Im Fall D (Fähre) würden ein Transport pro Tag mit einem 500 bar-Trailer oder zwei Transporte mit einem 200 bar-Trailer den Bedarf decken.
- Im Fall B2 (10 Straddle Carrier) werden bis zu drei 500 bar-Transporte pro Tag benötigt, was eine vergleichsweise gute Auslastung bedeutet. Dagegen wäre ein LH₂-Sattelzug noch immer schlecht ausgelastet.
- Die Versorgung von 250 Straddle Carriern (Fall B3) würde bis zu 60 GH₂-Transporte bzw. 15 LH₂-Transporte benötigen. Für die 60 GH₂-Transporte wären 8 Zugmaschinen und 24

Trailer erforderlich, die im 2-Schicht-Betrieb arbeiten. Für die 15 LH₂-Transporte wären 2 Zugmaschinen und 6 Trailer erforderlich, die ebenfalls im 2-Schicht-Betrieb arbeiten. Bei mittlerer Auslastung der Straddle Carrier wäre ein 1-Schicht-Betrieb nahezu ausreichend.

5.2.2 Transport per Pipeline

Eine Pipeline ist auf den maximal zu erwartenden (Tages-) Bedarf auszulegen. Die rechte Spalte von Tabelle 5-2 zeigt die jeweils benötigten Durchmesser und Drücke. Die korrespondierenden Durchsatzmengen sind in Tabelle 5-3 enthalten. Alle Nutzungsfälle ließen sich durch Pipelines mit Durchmessern ≤ 25 cm und Drücken ≤ 16 bar mit Kraftstoff versorgen. Pipelines im Erdgas-Transportnetz besitzen Durchmesser bis über 1 m und arbeiten bei Drücken bis zu 80 bar [Cerbe et al. 2008].

Tabelle 5-2: Einordnung der Transporttechnologien anhand der Nutzungsfälle.
Anzahl der Lkw-Transporte pro Tag gemäß den im Text getroffenen Annahmen. Bestimmung des Durchmessers D und des Drucks p der Pipeline anhand der Durchsatzmengen in Tabelle 5-3.
Eintrag „-“: Benötigte Kraftstoffmenge weit unter der Kapazität *eines* Transportes pro Tag und somit LH₂-Trailer nicht sinnvoll.

Nutzungsfall		Täglicher H ₂ -Bedarf der Nutzer gemäß Tabelle 1-1		Transport zum Hafen		
				GH ₂ -Trailer 500 bar	LH ₂ -Trailer	GH ₂ -Pipeline
		bei mittlerer Auslastung	bei maximaler Auslastung	bei mittlerem / maximalem H ₂ -Bedarf	bei mittlerem / maximalem H ₂ -Bedarf	bei maximalem H ₂ -Bedarf
		kg H ₂	kg H ₂	Anzahl Transporte pro Tag		Durchmesser / Druck
A	10 Gabelstapler	64	96	< 1 / < 1	- -	$D \leq 10$ cm / $p = 1$ bar
B	B1 1 Straddle Carrier	137	240	< 1 / < 1	- -	$D \leq 10$ cm / $p = 1$ bar
	B2 10 Straddle Carrier	1.370	2.400	1 - 2 / 2 - 3	< 1 / < 1	$D = 10$ cm / $p = 4$ bar
	B3 250 Straddle Carrier	34.250	60.000	35 / 60	9 / 15	$D = 25$ cm / $p = 16$ bar
C	Bordstromversorgung Kreuzfahrtschiff	9.600	19.200	10 / 20	3 / 5	$D = 15$ cm / $p = 16$ bar
D	Fähre	900	1.100	1 / 1	- -	$D = 10$ cm / $p = 2$ bar

Tabelle 5-3: Durchsatzmenge einer Wasserstoff-Pipeline in Abhängigkeit von Durchmesser und Druck.
Die Durchsatzmengen ergeben sich unter der Voraussetzung einer (maximalen) Fließgeschwindigkeit von 10 m/s.

Durchmesser D der Pipeline	cm	10	10	10	15	25	30
Druck p	bar	1	2	4	16	16	16
Durchsatz	kg/d	610	1.220	2.440	21.960	61.000	87.850

Der Bau einer Pipeline bedeutet immer eine sehr langfristige Investition. Eine solche Entscheidung muss sich damit am Wasserstoffbedarf orientieren, der mittel- bis langfristig zu erwarten ist. Dementsprechend könnte die Auslegung einer Pipeline im Kontext der Nutzungsfälle z.B. anhand des Bedarfs erfolgen, der sich aus den vier Fällen (A, B3, C und D) zusammen ergibt, d.h. rund 80.000 kg H₂/d. Tabelle 5-3 zeigt, dass dafür eine Rohrleitung ausreichend wäre, deren Durchmesser nur 5 cm mehr größer sein müsste als für den Bedarf des Falls B3 allein. Ein etwas höherer Materialaufwand ermöglicht also eine deutliche Steigerung der Transportkapazität.

5.3 Bewertung

Verfügbarkeit und Einsatzmöglichkeit der Technologieoptionen

Alle betrachteten Technologieoptionen für den Transport von Wasserstoff sind heute verfügbar.

Insbesondere die Entfernung zwischen den Orten der Speicherung und der Nutzung sowie die Transportmengen spielen bei der Wahl der Technologieoption eine entscheidende Rolle. Für sehr kurze Strecken, z.B. innerhalb des Hafengeländes, kann der Bau einer Pipeline die wirtschaftlichste und auch praktikabelste Option sein (hohe Bau- im Vergleich zu geringen Betriebskosten; keine Befüll- und Entladezeiten etc.). Je größer die Distanz wird, desto eher lohnt sich bei kleineren Mengen der Transport per Trailer.

Bei sehr großen Mengen an zu transportierendem Wasserstoff kann jedoch wieder der Bau einer Pipeline favorisiert werden, wenn die hohen Betriebskosten des Trailertransports im Vergleich unwirtschaftlich werden (insbesondere langfristig).

Investitionsbedarf

Der Investitionsrahmen, der sich für den Transport auf der Straße aus den vier Nutzungsfällen ergibt, reicht von ca. 500.000 € im Fall A (1 Zugmaschine und 1 GH₂-Trailer) bis über 9 Mio. € im Fall B3 (8 Zugmaschinen und 24 GH₂-Trailer).

Hinsichtlich LH₂ ist festzuhalten, dass dessen Einsatz bei kurzen Entfernungen zwischen Elektrolyse und Hafen aus Kostengründen grundsätzlich nicht infrage kommt, wenn man Verflüssigung und Transport gemeinsam betrachtet: Der Investitionsbedarf für einen großen, effizienten Verflüssiger liegt bei rund 100 Mio. € (Abschnitt 4.1.2). Pro Kilometer Pipelinebau ist mit 250.000 bis 1,4 Mio. €/km zu rechnen. Setzt man 1 Mio. €/km an, so könnte man rund 100 km Pipeline errichten bis diese Investition die Kosten für den Bau des Verflüssigers erreicht. Zusätz-

lich sind mit einer Pipeline niedrige Betriebskosten verbunden und der Durchsatz ist flexibel. Beides ist bei einem Verflüssiger nicht gegeben.

CO₂-Emissionen

Der Lkw-Transport von GH₂ bei 500 bar führt zu viermal mehr Emissionen als der von LH₂. Allerdings ist bei LH₂ der höhere Aufwand für die Speicherung bzw. die Verflüssigung gegenzurechnen. Welche der beiden Optionen in dieser Hinsicht im Einzelfall vorteilhaft ist, hängt u.a. von der Transportentfernung ab. Die in Bezug auf CO₂-Emissionen und Energiebedarf günstigste Technologie ist die Pipeline, da bei dieser Option nur das Gas bewegt werden muss, nicht jedoch zusätzlich ein Sattelzug.

Wegen der geringeren Energiedichte von Wasserstoff gegenüber Benzin und Diesel führt dessen Transport auf der Straße zu höheren CO₂-Emissionen pro Energieeinheit als bei den konventionellen Kraftstoffen. Ein Vergleich erfordert jedoch auch hier die Kenntnis (der Länge) der Transportwege in beiden Fällen.

6 Nutzung von Wasserstoff

Die Nutzung von Wasserstoff in der maritimen Wirtschaft ist sowohl stationär als auch mobil möglich. Dafür kommen mit Brennstoffzellen, Gasmotoren und Gasturbinen mehrere Technologieoptionen in Betracht. Diese Technologien stellen elektrische bzw. Antriebsenergie bereit sowie (häufig als Nebenprodukt) Wärme.

Dieses Kapitel konzentriert sich – wie bereits die vier Nutzungsbeispiele – auf den Hafen- bzw. Schifffahrts-typischen Einsatz von Wasserstoff (und Methanol), d.h. auf Anwendungen zur Bewegung von Gütern und Personen.

6.1 Technologieoptionen

6.1.1 Brennstoffzellen

Brennstoffzellen wandeln die Energie der Wasserstoffbindung elektrochemisch (d.h. ohne Verbrennung) in elektrische Energie (Strom) um. Ihre Wirkungsgrade übertreffen schon heute diejenigen moderner Dieselmotoren [Huss/Corneille 2011].

Im Wesentlichen kann zwischen zwei Arten von Brennstoffzellen unterschieden werden: den Niedertemperatur- und den Hochtemperatur-Brennstoffzellen.

Zu den Niedertemperatur-Brennstoffzellen (derzeit bis ca. 100°C) gehören:

- die Alkalische Brennstoffzelle (engl. „Alkaline Fuel Cell“, kurz AFC),
- die Protonen-Austausch-Membran-Brennstoffzelle (englisch „Proton Exchange Membrane Fuel Cell“, PEMFC), und
- die Direkt-Methanol-Brennstoffzelle (DMFC).

Die Alkalische Brennstoffzelle benötigt reinen Sauerstoff bzw. CO₂-freie Luft, da CO₂ mit der Kalilauge reagieren und zu deren Zersetzung führen würde. Aufgrund sehr hoher Anforderungen an die Reinheit des Brennstoffes und einer vergleichsweise geringen Lebensdauer, besitzt die AFC heute kaum Bedeutung, ausgenommen in der Raumfahrt und Militärtechnik [EnergieAgentur.NRW 2015]. Sofern derzeit laufende Forschungs- und Entwicklungsprojekte erfolgreich sind, können AFC-basierte System in der Zukunft jedoch zu Kostenvorteilen gegenüber PEMFC führen [Dyck 2015].

Insbesondere für mobile Anwendungszwecke eignen sich PEMFC, da diese kurze Anfahrzeiten, hohe Wirkungsgrade und gute Gewicht-Leistungsverhältnis besitzen. Sie werden in zahlreichen Fahrzeugen eingesetzt [Marscheider-Weidemann et al. 2009]. Entwicklungsarbeiten für Hochtemperatur-PEMFC mit Betriebstemperaturen bis zu 180°C werden derzeit durchgeführt. Sie sollen den Platinbedarf (Katalysator) reduzieren und die Anforderungen an die Reinheit des Wasserstoffs verringern [EnergieAgentur.NRW 2015].

Heute sind PEMFC-Module in der Größe von 0,2 bis 1 MW_{el} Nennleistung verfügbar. Bis 2030 werden Einheiten im Bereich von 5 MW_{el} erwartet. Der Wirkungsgrad von PEMFC erreicht ca.

50% bei einer Lebensdauer des Moduls bis zu 20 Jahren. Allerdings wird nach maximal 40.000 Betriebsstunden (entsprechend 4,5 Jahren bei kontinuierlichem Betrieb) eine Überholung fällig, wie bei Elektrolyseuren. Dieses Intervall soll sich langfristig mehr als verdoppeln. Die spezifische Investition liegt zwischen 3.500 und 3.800 €/kW. Sie soll in den kommenden Jahren auf unter 1.000 €/kW abnehmen [Stolzenburg et al. 2014].

Tabelle 6-1: Kenndaten von PEMFC-Systemen heute und in 2030.

Daten aus [Stolzenburg et al. 2014].

^I bezogen auf die Nennleistung, wechselseitig.

^{II} Wirkungsgrad bezogen auf die bereits stabilisierte Wechselspannung und den Heizwert von Wasserstoff.

	Einheit		
Bezugszeitraum		2012	2030
Technische Daten			
verfügbare Modulgröße ^I	MW _{el}	0,2 – 1	≤ 5
Wirkungsgrad bei Nennleistung ^{II}	%	48 – 50	50 – 52
technische Lebensdauer Modul	Jahre	≤ 20	20
technische Lebensdauer Stack	Betriebsstunden	20.000 – 40.000	40.000 – 90.000
Ökonomische Parameter			
leistungsspezifische Investition	€/kW _{el}	3.500 – 3.800	885 – 961
spezifische variable Betriebskosten (Vollwartungsvertrag)	€/MWh _{el}	20 – 40	5 – 10

Die DMFC kann Methanol direkt verwenden, d.h. es ist kein Reformer nötig. Sie bildet einen Spezialfall der PEMFC. Gegenüber PEMFC mit vorgeschaltetem Reformer liegen die Vorteile der DMFC in ihrem geringeren Volumen und Gewicht sowie niedrigeren Investitions- und Betriebskosten. Der Platinbedarf ist höher als bei PEMFC [EnergieAgentur.NRW 2015]. Der Wirkungsgrad von DMFC erreicht rund 30%, Modulgrößen liegen im Watt- bis Kilowattbereich [Marscheider-Weidemann et al. 2009]. Forschungsbedarf besteht insbesondere zur Zuverlässigkeit der Membranen und zur Stabilisierung der Katalysatoren. Die DMFC wird vor allem für Antriebe entwickelt, ist aber auch in portablen Kleinanwendungen einsetzbar [EnergieAgentur.NRW 2015].

Im Bereich der Hochtemperatur-Brennstoffzellen gibt es zwei wesentliche Typen¹⁶:

- die Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (englisch „Molten Carbonate Fuel Cell“, MCFC) und
- die Festoxid-Brennstoffzelle (englisch „Solid Oxide Fuel Cell“, SOFC).

MCFC arbeiten bei einer Temperatur von ca. 650°C und benötigen für ihre Reaktion CO₂ und sind somit insbesondere für die Verstromung kohlenstoffhaltiger Brenngase geeignet [EnergieAgentur.NRW 2015].

Die Betriebstemperatur der SOFC liegt bei 500 bis 850°C. Module besitzen Nennleistungen von derzeit maximal 0,2 MW_{el}. Bis zum Jahr 2030 sollen 5 MW_{el}-Module verfügbar werden. Der Wirkungsgrad von SOFC erreicht derzeit 60%, anvisiert werden 70% in 2030. Die Standzeit bis zu einem Tausch des Stacks soll sich von aktuell 30.000 Betriebsstunden (entsprechend 3,5 Jahren bei kontinuierlichem Betrieb) auf 100.000 h in 2030 erhöhen. Die spezifische Investition einer SOFC beträgt heute rund 6.000 €/kW_{el} und liegt somit weit über dem Wert für PEMFC [Stolzenburg 2014].

Hochtemperaturbrennstoffzellen weisen bessere Wirkungsgrade auf als Niedertemperaturbrennstoffzellen, müssen dafür jedoch während Phasen der Betriebsbereitschaft auf einem hohen Temperaturniveau gehalten werden, z.T. um Schädigungen zu vermeiden [Stolzenburg et al. 2014].

Tabelle 6-2: Kenndaten von SOFC-Systemen heute und in 2030.

Daten aus [Stolzenburg et al. 2014].

^I bezogen auf die Nennleistung, wechselseitig.

^{II} Wirkungsgrad bezogen auf die bereits stabilisierte Wechselspannung und den Heizwert von Wasserstoff.

	Einheit		
Bezugszeitraum		2012	2030
Technische Daten			
verfügbare Modulgröße ^I	MW _{el}	0,2	5
Wirkungsgrad bei Nennleistung ^{II}	%	60	70
technische Lebensdauer Modul	Jahre	5	20
technische Lebensdauer Stack	Betriebsstunden	30.000	100.000
Ökonomische Parameter			
leistungsspezifische Investition	€/kW _{el}	6.000	1.500
Kosten für Tausch des Stacks	€/kW _{el}	2.000	500

¹⁶ Unberücksichtigt bleibt an dieser Stelle die Phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC), die als Mitteltemperaturbrennstoffzelle bei 200° bis 250°C arbeitet.

Insgesamt eignen sich Niedertemperaturbrennstoffzellen besonders für mobile bzw. allgemein für intermittierende Anwendungen, während Hochtemperaturbrennstoffzellen ihre Vorteile vor allem im kontinuierlichen, zumeist im stationären Betrieb ausspielen können, z.B. in der Kraft-Wärme-Kopplung.

6.1.2 Gasmotoren und Gasturbinen

Gasturbinen für reinen Wasserstoff sind bisher nicht verfügbar. Eine entsprechende Nachfrage vorausgesetzt, ist deren Marktreife ab ca. 2020 zu erwarten. Turbinen für Erdgas erreichen Wirkungsgrade bis über 40% [Stolzenburg et al. 2014]. Gasturbinen kämen ausschließlich für stationäre Anwendungen infrage.

Gasmotoren für reinen Wasserstoff wurden bzw. werden in unterschiedlichen mobilen und stationären Anwendungen erprobt. Dazu gehören der BMW-Pkw Hydrogen 7 (191 kW) und Blockheizkraftwerke der Hersteller Jenbacher (75 kW_{el}), Adapt (42 kW_{el}), ein von der Senergie GmbH umgerüstetes Modul von Liebherr (250 kW_{el}) und ein Modul der 2G Energy (120 kW_{el}). Eine Serienproduktion von Gasmotoren für reinen Wasserstoff existiert noch nicht [Stolzenburg, et al. 2014].

Der Motoren- und Busersteller MAN hat in den Jahren 2006/07 eine Kleinserie von Bussen mit Wasserstoffmotoren gefertigt. Dabei kamen umgerüstete Erdgasmotoren zum Einsatz, teils Saugmotoren (150 kW), teils turbogeladene Motoren (200 kW). Die Busse wurden von den Berliner Verkehrsbetrieben im Linieneinsatz betrieben. Ein Teil der Flotte war bis Ende 2014 im Einsatz [HyFLEET:CUTE Partners 2009; CHIC 2015].

MAN fertigt auch Erdgas-Motoren für Kraftwerksanwendungen mit einem Wirkungsgrad von bis zu 49,5% bei ca. 18,5 MW_{el} [MAN Diesel & Turbo 2015]. Aufgrund der positiven Betriebserfahrungen im Hause MAN und bei anderen Herstellern von Erdgasmotoren ist anzunehmen, dass eine Umrüstung großer Einheiten für den Einsatz von Wasserstoff ohne wesentliche Hindernisse erfolgen kann. Allerdings ist, wegen der geringeren volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff, bei gleicher Baugröße mit einer niedrigeren erzielbaren Leistung als bei Erdgas zu rechnen, ggf. auch mit einem geringeren Wirkungsgrad.

6.2 Einsatz von Wasserstoff in der maritimen Wirtschaft

Wasserstoff lässt sich in der maritimen Wirtschaft in verschiedensten Anwendungen einsetzen, an Land auf dem Hafengelände, an der Schnittstelle Hafen - Schiff und auf dem Wasser.

Die beispielhafte Vorstellung laufender und abgeschlossener Projekte in diesem Abschnitt beschränkt sich auf den Einsatz von Brennstoffzellen, da diese gegenüber Gasmotoren das höhere Innovationspotential besitzen. Sie führen zu u.a. weniger Geräuschemissionen und erzeugen ausschließlich Wasserdampf als „Abgas“, während Gasmotoren z.B. auch Stickoxide ausstoßen.

6.2.1 Anwendung im Hafen oder in angrenzenden Bereichen

Anwendungsmöglichkeiten auf dem Hafengelände oder im angrenzenden Bereich sind insbesondere:

- mobil:
 - Gabelstapler
 - Hub- und Kranwagen
 - Lkw, Pkw und Busse
- stationär:
 - Gebäude
 - Kühlanlagen.

Die folgenden Informationen beziehen sich vor allem auf hafenrelevante Logistikanwendungen.

Die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH), die für die Koordination und Steuerung des deutschen Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) verantwortlich ist, fördert derzeit zwei Projekte, in denen wasserstoffbetriebene Flurförderzeuge (FFZ) erprobt werden:

- Im Projekt H₂IntraDrive kommen fünf Gabelstapler (Tragkraft: 2,5 t bzw. 3,5 t) und sechs Routenzugmaschine unter Produktionsbedingungen in einem Automobilwerk zum Einsatz. Diese Fahrzeuge wurden im Projekt auch entwickelt (Laufzeit bis April 2016). Dazu gehörten die Integration der Brennstoffzelle in die Fahrzeuge und der Aufbau der ersten Betankungsanlage für FFZ innerhalb von Gebäuden. Ferner wurde ein „Leitfaden für den Einsatz von wasserstoffbetriebenen Flurförderzeugen“ entwickelt und veröffentlicht. Motivation für das Projekt waren Nachteile batteriebetriebener FFZ im Produktionsbetrieb sowie deren ökologische Defizite [Wörle/Geyer 2015; H₂IntraDrive 2015].
- Ein zweites Konsortium verfolgt ein ähnliches Projekt, ebenfalls im Automobilbau (Laufzeit bis Ende 2016) mit zunächst zwei, perspektivisch zehn Gabelstaplern (Tragkraft: 3,0 t). Zu den Zielen gehört die Weitergabe von Erfahrungen über einen zentralen Expertenkreis für FFZ, um ggf. langfristig Brennstoffzellen-FFZ konzernweit an den Produktionsstandorten einzuführen [Radtke 2015].

Auf europäischer Ebene wurden im Projekt HyLIFT-DEMO ab 2011 zehn Gabelstapler und ein Flughafenschlepper an verschiedenen Einsatzorten getestet [Landing 2015].

Während in Europa bisher nur kleine Flotten existieren, sind in den USA bereits 5.400 Flurförderzeuge mit BZ-Antrieb an etwa 45 Standorten implementiert, d.h. im Mittel rund 100 Stück pro Standort. Dazu hat u.a. eine Investitionsförderung in Form von Steuergutschriften geführt [Landing 2015].

Größere Flotten begünstigen einen wirtschaftlichen Betrieb, u.a. durch stetigere Auslastung von Wasserstoff-Tankstelle und Werkstatt (Wartung und Instandhaltung), also niedrige Gemeinkosten. Bei größeren Fahrzeugzahlen werden zudem Vorteile wie eine dreiminütige Betankung mit Wasserstoff gegenüber einer aufwendigen Prozedur für den Batteriewechsel und Platzersparnis sichtbar [Landing 2015].

Die Partner im laufenden Projekt HyLIFT-EUROPE haben die Erfahrungen in den USA und in Europa gesammelt und ausgewertet. Sie bieten Externen Unterstützung bei der Einführung von BZ-Flurförderzeuge in ihrem Unternehmen an. Diese müssen nicht Projektpartner werden, sondern die Bereitstellung der Fahrzeuge orientiert sich an bekannten Beschaffungsprozessen. Mehr als 200 Fahrzeuge sind vorgesehen sowie bis zu 20 Wasserstoff-Tankstellen, die von einem Partner aus dem Projektkonsortium betrieben werden. Der Kunde muss sich um Aufbau und Betrieb nicht kümmern. Er bezahlt lediglich den Wasserstoff wie an einer öffentlichen Tankstelle [Länder 2015].

Auch im Bereich der Hub- und Kranwagen gibt es bereits Interesse am Einsatz von Brennstoffzellentechnologie. Eine Studie unter Beteiligung des ttz Bremerhaven und des Terminalbetreibers Eurogate kommt zu dem Schluss, dass sich ein auf Wasserstoff bzw. Brennstoffzellen basierender Antrieb technisch realisieren lässt. Allerdings sei (noch) mit Einschränkungen im Betrieb zu rechnen [Schumacher 2012]. Als negativ werden u.a. die derzeit zu geringen Standzeiten von Brennstoffzellen genannt. Insgesamt wird dem Einsatz von Brennstoffzellen auf Straddle Carriern ein großes Potential bescheinigt. Aktivitäten im Hinblick auf Entwicklungsprojekt hat es in der Folge der Studie bisher nicht gegeben.

Entwicklungen im Lkw-Bereich erstrecken sich bisher ausschließlich auf deren elektrische Versorgung mittels Brennstoffzellen (ähnlich wie bei Schiffen, siehe Abschnitt 6.2.3 unten), jedoch nicht auf den Antrieb des Fahrzeugs. Projekte mit Lieferfahrzeugen auf der Basis von umgerüsteten Verbrennungsmotoren liegen relativ lange zurück [Wasserstoff-Gesellschaft 2015].

Außerhalb des Logistikbereiches befinden sich vor allem Pkw und Busse mit BZ-Antrieb in der Erprobung. Hyundai und Toyota sind die ersten Hersteller, die solche Pkw zum Kauf anbieten.

BZ-Busse werden europaweit in einer Reihe von Projekten im normalen Linienverkehr eingesetzt. Standorte in Deutschland sind Hamburg, Karlsruhe, der Regionalverkehr Köln und Stuttgart [CHIC 2015b].

Am Flughafen Bremen soll Mitte 2016 die erste Wasserstoff-Tankstelle innerhalb der Metropolregion den Betrieb aufnehmen. Im Rahmen des europäischen Projektes SWARM („Demonstration of Small 4-Wheel fuel cell passenger vehicle Applications in Regional and Municipal transport“) wird sie kleine Pkw versorgen, die speziell für den Stadt- und Regionalverkehr entwickelt wurden. Die Tankstelle wird öffentlich sein und damit Fahrzeugen z.B. auf dem Weg vom Ruhrgebiet in den Norden zur Verfügung stehen [SWARM 2015].

6.2.2 Anwendung zur Versorgung im Hafen liegender Schiffe

Insbesondere Kreuzfahrtschiffe mit hohen Energiebedarfen auch während der Liegezeiten sollen künftig ihre umweltschädlichen Emissionen im Hafen begrenzen. Dies kann durch eine Energieversorgung vom Land aus geschehen (vgl. Nutzungsbeispiel C).

6.2.3 Anwendung von Wasserstoff und Methanol auf See

Für den Betrieb mittels Wasserstoff oder Methanol auf See kommen z.B. infrage:

- kurzfristig wiederkehrende Schiffe
 - Fähren und ähnliche Fahrgastschiffe
 - Schlepper
 - Schiffe von Feuerwehr und Küstenwache
- Handelsschiffe
- Kreuzfahrtschiffe
- Anlagen auf See, z.B. Bohrplattformen.

Zu den Aktivitäten der NOW GmbH gehört das Leuchtturmprojekt „e4ships – Brennstoffzellen im maritimen Einsatz“ [e4ships 2015]. Unter dem Dach von e4ships laufen zurzeit mehrere Vorhaben:

- Im Vorhaben Pa-X-ell (Laufzeit bis Ende 2016) wird der Einsatz von Hochtemperatur-PEMFC auf Passagierschiffen untersucht. Dabei geht es um die Versorgung mit elektrischer und thermischer Energie (bis 150°C, z.B. zur Nutzung in einer Absorptionskälteanlage), nicht um den Schiffsantrieb. Durch einen modularen Systemaufbau, z.B. in den verschiedenen Zonen eines Kreuzfahrtschiffes, die sich im Notfall gegeneinander abschotten lassen, soll ein dezentrales Energienetzwerk mit hoher Redundanz entwickelt werden, das z.B. einen „safe return to harbour“ ermöglicht. Die Brennstoffzelleneinheit besitzt einen vorgeschalteten Methanolreformer. Ein Demonstrator bestehend aus 8 BZ-Modulen mit insgesamt 30 kW_{el} elektrischer Leistung wird derzeit stationär erprobt. Ein zweiter Demonstrator mit 60 kW_{el} soll im Frühsommer 2016 auf einer Fähre in der Ostsee in Betrieb gehen. Mit 10 kW/kg wird schon heute eine größere Leistungsdichte als mit Diesel erzielt [Untiedt 2015].
- Im Anfang 2015 begonnenen Projekt „RiverCell“ wird der Entwurf eines hybriden Antriebssystems für ein Flusskreuzfahrtschiff Angriff genommen. Es soll bei Talfahrt ermöglichen, dass das Schiff nur mit Batterien und Brennstoffzellen angetrieben werden kann, während bei Bergfahrt eine Unterstützung mit Motoren erfolgt. Es wird erwartet, aufgrund der hohen Leistungsdichten von Brennstoffzellen, die Kosten pro Kilowatt erzeugter Leistung gegenüber konventionellen Systemen reduzieren zu können. Auch hier wird vor allem Methanol als Kraftstoff in Betracht gezogen, daneben Ethanol, Erdgas und LPG. [Untiedt 2015].
- Im Demonstrationsprojekt „SchIBZ“ (SchiffsIntegration BrennstoffZelle) werden Kernkomponenten eines SOFC-Systems für den Einsatz auf Hochseeschiffen aller Art weiterentwickelt (Tauglichkeit in Bezug auf Neigung, Vibration etc.). Die Anlage soll zukünftig in der Lage sein, die Stromversorgung seegehender Schiffe zu übernehmen. Im 4. Quartal 2015 geht ein 50 kW_{el}-Demonstrator in Betrieb. Der Seetest soll Ende September 2016 abgeschlossen sein. Als Kraftstoff wird Straßendiesel (niedriger Schwefelgehalt) oder synthetischer Diesel zum Einsatz kommen. Für den Reformer wurde ein Patent angemeldet. Ziel eines Folgeprojektes wird sein, eine Systemleistung von 500 kW zu erreichen [Leites 2015; e4ships 2015].

Der erste Test einer Brennstoffzelle zum teilweisen Antrieb eines Hochseeschiffes erfolgte ab dem Jahr 2009 an Bord des norwegischen Offshore-Versorgungsschiffs „Viking Lady“. Das Schiff besitzt einen dieselektrischen Antrieb ($4 \cdot 2.010 \text{ kW}$), der jedoch mit Flüssigerdgas (LNG; Liquefied Natural Gas) befeuert wird. Im Rahmen des FellowSHIP-Projekts wurde dieser Antrieb über mehr als 18.000 Betriebsstunden hinweg von einer Hochtemperatur-Brennstoffzelle vom Typ MCFC ($320 \text{ kW}_{\text{el}}$) unterstützt [FellowSHIP 2015].

6.3 Einordnung anhand der Nutzungsbeispiele

Mit der PEMFC steht eine Technologie zur Verfügung, die heute in jedem der vier Nutzungsfälle – Gabelstapler, Straddle Carrier, Bordstromversorgung eines Kreuzfahrtschiffes im Hafen sowie Antrieb einer Fähre – eingesetzt werden kann.

Für die landseitige Bordstromversorgung (Fall C) käme zukünftig auch eine wasserstofftaugliche Gasturbine oder ein Gasmotor in Betracht.

6.4 Bewertung

Verfügbarkeit und Einsatzmöglichkeit der Technologieoptionen

Für Logistikanwendungen stehen PEMFC schon heute zur Verfügung.

SOFC und MCFC kommen für Anwendungen mit hoher Auslastung infrage, bei denen eine Temperaturhaltung keine Schwierigkeiten bereitet.

Der Verwendung von Gasmotoren erscheint technisch ohne Probleme, bringt jedoch die Emission von Stickoxiden mit sich.

Investitionsbedarf

Der Einsatz von Brennstoffzellen ist derzeit noch mit einem hohen spezifischen Investitionsniveau verbunden bei vergleichsweise kurzen Standzeiten. Mittel- bis langfristig ist mit einer günstigen Entwicklung zu rechnen. In dieser Hinsicht könnte auch die AFC interessant werden.

CO₂-Emissionen

Der Betrieb von Brennstoffzellen mit Wasserstoff, der aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen wurde, führt allenfalls zum Ausstoß geringer Mengen CO₂ entlang der Gesamtkette von Wasserstoffherzeugung, -speicherung, -transport und -nutzung, ggf. mit Ausnahme – entfernungsabhängig – des Transports auf der Straße sowie im Falle der Verflüssigung von Wasserstoff. Der Ersatz fossiler Brennstoffe ermöglicht damit eine Einsparung von CO₂-Emissionen nahezu entsprechend der sonst benötigten Menge an z.B. Diesel.

Mit Methanol als Brennstoff wird lokal CO₂ emittiert. Diese Emissionen sind gegen CO₂-Einsparungen aufzurechnen, falls das zur Synthese von Methanol verwendete CO₂ aus fossiler Quelle stammt, wie in Abschnitt 2.3 erläutert.

7 Zusammenfassung und Handlungsempfehlung

In der Studie wurden die Technologiefelder Erzeugung, Speicherung, Transport und Nutzung von Wasserstoff sowie dessen Verwendung zur Synthese von Methan bzw. Methanol hinsichtlich des Standes der Technik und des Entwicklungspotentials im Hinblick auf ihren Einsatz in der maritimen Wirtschaft untersucht. Neben einer Differenzierung verschiedener Technologieoptionen wurden Einschätzungen des hinsichtlich des Investitionsbedarfs und des Potentials zur Einsparung von CO₂-Emissionen vorgenommen. Anhand von vier Nutzungsbeispielen konnte zudem der Einsatz wesentlicher Technologieoptionen veranschaulicht werden.

7.1 Fazit zu den Technologieoptionen

Verfügbarkeit und Einsatzmöglichkeit der Technologieoptionen

Bereits mit heute verfügbarer Technologie lässt sich eine Versorgungskette für Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen aufbauen.

Auf der Nutzungsseite gibt es Erfahrungen vor allem bei der allgemeinen Mobilität, mit Brennstoffzellen-Pkw und -Bussen. Im Bereich der hafenrelevanten Logistik liegen reichhaltige Ergebnisse aus Projekten mit dem Betrieb von Gabelstaplern und anderen Flurförderzeugen vor, die von unterschiedlichen Herstellern entwickelt wurden. Auf dem Gebiet der hafenspezifischen Logistik gibt es bisher jedoch nur konzeptionelle Arbeiten.

Bei der Nutzung von Wasserstoff auf See geht es bisher weniger um den Schiffsantrieb als um die Versorgung mit Strom an Bord. Hierfür kommen flüssige Energieträger zum Einsatz, darunter Methanol, aus denen durch Reformierung Wasserstoff gewonnen wird.

Aus heutiger Sicht gibt es auf den beiden wesentlichen Technologiefeldern, den Energiewandlern Elektrolyseur und Brennstoffzelle zur Herstellung bzw. zur Nutzung von Wasserstoff, noch deutlichen Entwicklungsbedarf, vor allem in Bezug auf Standzeiten und Kosten. Die Untersuchung hat gezeigt, dass das dafür nötige Potential auch vorhanden ist. Die erforderlichen Entwicklungsschritte müssen Zug um Zug einhergehen mit einer Marktentwicklung, die die Investition in relevante Technologien rechtfertigt.

Zu beachten ist, dass die Einführung von Wasserstoff als Energieträger in der maritimen Wirtschaft auch Veränderungen im täglichen Arbeitsablauf nötig machen wird, einschließlich Wartung und Instandhaltung. Mitarbeiter müssen entsprechend geschult und qualifiziert werden.

Investitionsbedarf

Der hohe spezifische Investitionsbedarf für Elektrolyse und Brennstoffzellen lässt einen wirtschaftlichen Betrieb heute nur dann zu, wenn die resultierenden Mehrkosten durch Zusatznutzen aufgewogen werden, z.B. effizientere Arbeitsabläufe. Das aufgezeigte technologische Potential wird, wenn es sich in entsprechende Produkte transferieren lässt, das Erreichen der Wirtschaftlichkeit erleichtern. Dies kann mittel- bis langfristig erzielt werden.

CO₂-Emissionen

Grundsätzlich bietet Wasserstoff als erneuerbarer Energiespeicher für die maritime Wirtschaft ein wesentliches Potential zur Einsparung von CO₂-Emissionen.

Wird ausschließlich Strom aus erneuerbaren Quellen verwendet, um mittels Elektrolyse Wasserstoff zu produzieren, dann ist dieser CO₂-frei oder zumindest CO₂-arm im Sinne der klimaschädlichen Emission, die im Rahmen der Erzeugung und späteren Nutzung entstehen. CO₂-Einsparungen (und die Vermeidung der Emission von Luftschadstoffen) werden dadurch realisiert, dass mit der Nutzung dieses Wasserstoffs fossile Energieträger verdrängt werden, d.h. ihre Verwendung unterbleibt in entsprechendem Maße.

Diese CO₂-Einsparungen werden verringert durch den (energetischen) Aufwand, der für Speicherung und Transport des Wasserstoffs unter Nutzung fossiler Energie entsteht. Hier sind vor allem die Verflüssigung zu nennen, sofern für diesen Schritt nicht auch „grüner“ Strom eingesetzt wird, und der Transport auf der Straße, abhängig von der Länge des Weges. Dies ist beim Entwurf eines langfristigen Konzeptes zur Versorgung mit Wasserstoff zu beachten.

Wegen seiner hohen Energiedichte bietet Methanol hinsichtlich des Transports Vorteile. Allerdings ist das bei seiner Synthese eingesetzte CO₂ in der CO₂-Bilanz als Malus zu berücksichtigen, wenn es aus fossiler Quelle stammt, da seine Emission dann lediglich von z.B. dem Schornstein eines Kraftwerks zum Auspuff eines Fahrzeugs verlagert wird.

7.2 Fazit zu den Nutzungsbeispielen

Die Nutzungsfälle A „Gabelstapler“, B „Straddle Carrier“ und D „Fähre“ ermöglichen bei kontinuierlicher Wasserstoff-Erzeugung jeweils eine gute Auslastung der Versorgungskette. Bei diskontinuierlichem Betrieb der H₂-Erzeugung, um z.B. niedrige Stromkosten, also niedrige variable Betriebskosten zu nutzen, müssen Elektrolyse und Speicher entsprechend größer ausgelegt werden, was höhere Investitionen erfordert.

Die Fälle A „Gabelstapler“ und B „Straddle Carrier“ gestatten ferner den schrittweisen Aufbau der Infrastruktur in Einklang mit einer wachsenden Flotte, was stets einen hohen Auslastungsgrad zulässt.

Der Nutzungsfall C „Kreuzfahrtschiff“ erscheint problematisch: Selbst wenn ständig ein Schiff zu versorgen wäre, ließe sich eine „grüne“ Bordstromversorgung an vielen Tagen direkt, d.h. auch ohne Wasserstoff als Energiepuffer realisieren.

Eine Kombination verschiedener Nutzungsfälle kann zu Synergien führen. Kurzfristig kommt dies vor allem für diejenigen Fälle infrage, die zu einer vergleichsweise hohen Auslastung führen, z.B. „Straddle Carrier und Fähre“. Eine Kombination „Straddle Carrier und Kreuzfahrtschiff“ besitzt dagegen nur langfristig eine Perspektive für Synergien, wenn z.B. eine mittelgroße Flotte von BZ-Straddle Carriern eine Grundlast der Versorgungskette sicherstellt, während zusätzliche Wasserstoffmengen erzeugt und eingelagert werden, die dann punktuell für ein Kreuzfahrtschiff (oder eine ähnliche Anwendung) abgerufen werden können.

Tabelle 7-1 zeigt noch einmal die täglichen H₂-Bedarfe, die sich für die vier Nutzungsfälle bei mittlerer bzw. maximaler Auslastung der jeweiligen Nutzer ergeben. Aus der Spalte „Speicherkapazität für 30 Tage“ lässt sich entnehmen, wie die zunehmenden Wasserstoffmengen mit den Technologieoptionen Stahlzylinder, Röhrenspeicher und Kaverne korrespondieren.

In allen Fällen kann die H₂-Anlieferung im Hafen mit Lkw-Trailern erfolgen, die den Wasserstoff gasförmig mit 500 bar Druck transportieren. Allerdings ist dafür teilweise eine große Anzahl täglicher Fahrten nötig. Für die vollständige Flotte von Straddle Carriern (Fall B3) und das Kreuzfahrtschiff (Fall C) könnte daher der Transport von verflüssigtem Wasserstoff eine Alternative sein. Die Analyse hat jedoch gezeigt, dass dies weniger ratsam erscheint, wenn man die Speicherung (einschließlich Verflüssigung) und den Transport gemeinsam betrachtet.

Der Röhrenspeicher zur Versorgung des Kreuzfahrtschiffes hätte eine Länge von über 30 km und könnte daher ggf. gleich als Pipeline von der Elektrolyse zum Hafen realisiert werden. An dieser Stelle sei noch einmal betont, dass der Fall C zur Bordstromversorgung eines Kreuzfahrtschiffes, wie hier definiert, einen eher theoretischen Charakter hat, der einer Analyse der resultierenden Größenordnungen dient.

Tabelle 7-1: Bevorzugte Technologieoptionen nach Nutzungsfällen.
* Erläuterung siehe Text.

Nutzungsfall		Täglicher H ₂ -Bedarf		Speicher- kapazität für 30 Tage	Transport
		bei mittlerer Auslastung	bei maximaler Auslastung	bevorzugte Technologie-Option	
		kg H ₂	kg H ₂		
A	10 Gabelstapler	64	96	Stahlzylinder	GH ₂ Trailer
B	B1 1 Straddle Carrier	137	240	Stahlzylinder	GH ₂ Trailer
	B2 10 Straddle Carrier	1.370	2.400	Röhrenspeicher	GH ₂ Trailer
	B3 250 Straddle Carrier	34.250	60.000	Kaverne	GH ₂ Trailer (LH ₂ Trailer)*
C	Bordstromversorgung für 1 Kreuzfahrtschiff, das im Hafen liegt	9.600	19.200	Röhrenspeicher (bzw. Pipeline)*	GH ₂ Trailer (LH ₂ Trailer)*
D	1 Fähre, Route Bremerhaven – Blexen	900	1.100	Röhrenspeicher	GH ₂ Trailer

7.3 Handlungsempfehlung

Bei der Erprobung von Wasserstoff als Energieträger in der maritimen Wirtschaft sollte eine hafentypische Anwendung auf dem Hafengelände den Vorzug erhalten gegenüber einem Einsatz auf See. Dabei sind die Nutzung des Wasserstoffs und die damit verbundenen Vorteile und Herausforderungen wesentlich. Die Versorgung mit Wasserstoff kann über einen Gaselieferanten erfolgen, der „konventionellen“ Wasserstoff aus Erdgasreformierung liefert und eventuell auch die Infrastruktur zur Betankung betreibt. Hier könnte das Angebot des Projektes HyLIFT-Europe zum Einsatz von BZ-Gabelstaplern von Interesse sein.

Der Aufbau einer eigenen Infrastruktur unter Nutzung von Energie aus erneuerbarer Quelle kann erfolgen, wenn über eine dauerhafte Nutzung der Wasserstoff- bzw. Brennstoffzellentechnologie positiv entschieden wurde und ein flexibles Konzept zur schrittweisen Entwicklung und ggf. Kombination mehrerer Anwendungsfälle vorliegt, das unterschiedliche Optionen offen hält.

Ein kleinskaliger Start, also eine „Logistik-Insel“ auf Wasserstoffbasis, bietet etwas Greifbares, kann das Interesse weiterer Akteure aus der maritimen Wirtschaft sowie darüber hinaus wecken und auf diese Weise den weiteren Netzwerkaufbau begünstigen.

LITERATUR

- [Ball et al. 2009] Ball, M.; Weindorf, W.; Bünge, U.: Hydrogen Distribution. In: Ball, M.; Wietschel, M.: The Hydrogen Economy. Cambridge University Press. Cambridge (Großbritannien), 2009.
- [Barbier 2010] Barbier, F.: Hydrogen Distribution Infrastructure for an Energy System: Present Status and Perspectives of Technologies. In: Stolten, D. (Hrsg.): Hydrogen and Fuel Cells. Fundamentals, Technologies and Applications. Wiley-VCH. Weinheim, 2010.
- [BASF 2012] BASF: Medizinische Leitlinien bei akuten Einwirkungen von chemischen Substanzen. Methanol (CH₃OH). Informationen und Empfehlungen für Ersthelfer. Ludwigshafen/Florham Park (USA), 2012.
- [Bertolucci et al. 2014] Bertolucci, L.; Chan, A.; Hart, D.; Lehner, F.; Madden, B.; Standen, E.: Development of Water Electrolysis in the European Union, Lausanne/Cambridge, 2014.
- [Block 2015] Block, T.: Verbundvorhaben WOMBAT - Optimierung von Methanisierungs- und Biogasanlagen- Technologie im Rahmen eines EE-Speicherungs-Pilotprojekts. Vortrag in der Expertengruppe Power-to-Gas des Netzwerks Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW. Herten, 2015.
- [Bracha/Decker 2008] Bracha, M.; Decker, L.: Großtechnische Wasserstoffverflüssigung in Leuna. Deutsche Kälte-Klima-Tagung, 2008.
- [Brockstedt/Edlerherr 2015] Brockstedt, N.; Edlerherr, H.: Wasserstoff als erneuerbarer Energiespeicher in der maritimen Wirtschaft. Elsfleth, 2015.
- [Buddenberg 2015] Buddenberg T.: Methanolsynthese am Kraftwerksstandort Lünen (MefCO₂) und Folgeanwendungen. Vortrag in der Expertengruppe Power-to-Gas des Netzwerks Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW. Oberhausen, 2015.
- [Cerbe et al. 2008] Cerbe, G; Delhi, M; Kätelhön, J.E.; Kleiber, T.; Kuck, J.; Lendt, B.; Mischner, J.; Mundus, B.; Pietsch, H.; Spohne, D.; Thielen, W.: Grundlagen der Gastechnik. Carl Hanser Verlag, München/Wien, 2008.
- [CHIC 2015a] Clean Hydrogen in European Cities: Hydrogen buses operation in Berlin. 2015. <http://chic-project.eu/demonstration-sites/berlin> (abgerufen am 2. Oktober 2015).
- [CHIC 2015b] Clean Hydrogen in European Cities: Aktuelle Projektergebnisse. 2015. <http://chic-project.eu/about-us/project-presentation> (abgerufen am 14. Oktober 2015).

- [Dan Tysk 2015] DanTysk Offshore Wind GmbH: Der Windpark, <http://www.dantysk.de/der-windpark.html> (abgerufen am 1. Oktober 2015).
- [DIN 1343 1990] Norm DIN 1343:1990-01: Referenzzustand, Normzustand, Normvolumen; Begriffe und Werte. Beuth. Berlin, 1990.
- [Dyck 2015] Dyck, A. (Forschungszentrum Next Energy): Persönliche Kommunikation, Oktober 2015.
- [EnergieAgentur.NRW 2015] EnergieAgentur.NRW GmbH: Brennstoffzellentypen und ihr Entwicklungsstand, <http://www.brennstoffzelle-nrw.de/brennstoffzellen/typen/> (abgerufen am 30.10.2015).
- [e4ships 2015] e4ships - Brennstoffzellen im maritimen Einsatz. <http://www.e4ships.de/> (abgerufen am 26. Oktober 2015).
- [FellowSHIP 2015] FellowSHIP / DNV Research & Innovation. <http://www.vikinglady.no> und <http://vikinglady.no/wp-content/uploads/2012/03/HybridShipPresentation.pdf> (abgerufen am 24. November 2015).
- [Ferreira/Lattner 2015] Ferreira, M, Lattner J.: Hafenspiegel für die bremischen Häfen (Hrsg.: Senator für Wirtschaft, Arbeit und Häfen). Bremen, 2015.
- [Fichtner 2009] Fichtner, M.: Hydrogen Storage. In: Ball, M.; Wietschel, M.: The Hydrogen Economy. Cambridge University Press. Cambridge (Großbritannien), 2009.
- [Fichtner 2014] Fichtner GmbH & Co. KG, Erstellung eines Entwicklungskonzeptes Energiespeicher in Niedersachsen. Stuttgart, 2014.
- [Görner/Lindenberger 2015] Görner, K.; Lindenberger, D.: Technologiecharakterisierungen in Form von Steckbriefen. Beitrag zum Vorprojekt. Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme – Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System. Essen/Köln, 2015.
- [Haep et al. 2015] Haep, S.; Vogt, M.; Ambrosy, J.M.: Wirtschaftliche Betrachtung und Sensitivitätsanalyse der Power-to-Methanol-Technologie. Vortrag in der Expertengruppe Power-to-Gas des Netzwerks Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW. Oberhausen, 2015.
- [HanseWerk 2015] HanseWerk AG: Innovativer Elektrolyse-Stack für WindGas-Anlage in Hamburg angeliefert (Pressemitteilung). 25. Juni 2015. <https://www.hansewerk.com/cps/rde/xchg/hansewerk/hs.xsl/2295.htm> (abgerufen am 9. Oktober 2015).
- [Happe 2010] Happe, A.: Vattenfall investiert in Spitzenlastkraftwerke bei Berlin. (Pressemitteilung Vattenfall Europe AG). Cottbus, 29. Oktober 2010.
- [Heliocentris Academia 2014] Heliocentris Academia GmbH: Erneuerbare Energietechnik für Ausbildung und Forschung Für Schulen, Berufsschulen, Universitäten und Forschungsinstitute. Berlin, 2014.

- [Hermann et al. 2014] Hermann, H; Emele, L; Loreck C.; Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. Berlin/Freiburg/Darmstadt, 2014.
- [Hobein/Krüger 2010] Hobein, B.; Krüger R.: Physical hydrogen Storage Technologies – a Current Overview. In: Stolten, D. (Hrsg.): Hydrogen and Fuel Cells. Fundamentals, technologies and Applications. Wiley-VCH. Weinheim, 2010.
- [Huss/Corneille 2011] Huss, A.; Corneille, M.: Wasserstoff-Tankstellen. Ein Leitfaden für Anwender und Entscheider (Hrsg.: HA Hessen Agentur GmbH). 2011.
- [HyFLEET:CUTE Partners 2009] HyFLEET:CUTE Partners: Hydrogen Transports. Bus Technology and Fuel for TODAY and for a Sustainable Energy Future. Broschüre zum Projektabschluss. 2009.
- [Hyundai 2015] Hyundai Motor Deutschland GmbH: Der Hyundai ix35 Fuel Cell, <http://www.hyundai.de/Modelle/Alle-Modelle/ix35-Fuel-Cell.html> (abgerufen am 29.10.2015)
- [H₂IntraDrive 2015] <http://www.h2intradrive.de/> (abgerufen am 14. Oktober 2015).
- [Icha/Kuhs 2015] Icha, P.; Kuhs, G.: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2014. (Hrsg.: Umweltbundesamt). Dessau-Roßlau, 2015.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_09_2015_entwicklung_der_spezifischen_kohlendioxid-emissionen_1.pdf
- [Kempkens 2015] Kempkens, W.: Reines Erdgas aus „Grünstrom“: Mikroben verdauen überschüssiges CO₂. <http://green.wiwo.de/erdgas-aus-gruenstrom-mikroben-verdauen-ueberschuessiges-co2-zu-energie/> (abgerufen am 28. Oktober 2015).
- [Kurt et al. 2014] Kurt, O.; Götze, T.; Schönrock, J.A.: Das e-gas-Projekt am Biogasanlagenstandort Werlte. Auswirkungen für die Strom- und Gasnetze der EWE Netz GmbH. gwf Gas|Erdgas, Mai 2014.
- [Länder 2015] Landinger, H.: Lift für Brennstoffzellen. Einführung von BZ-Flurförderfahrzeugen nimmt Gestalt an. H₂wei, Heft Januar 2015.
- [LBST 2015] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH: Wasserstoff Daten - Hydrogen Data, <http://www.h2data.de> (zuletzt abgerufen am 14. Oktober 2015).
- [Lehmann 2009] Lehmann, J.: Wasserstoff. Der neue Energieträger. Eine fachliche Einführung vom Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e.V. – DWV. Hydrogeit Verlag. Oberkrämer, 2009.
- [Marscheider-Weidenmann et al. 2009] Marscheider-Weidenmann, F.; Schirrmeister, E.; Roser, A.: Key Role of Fuel Cells. In: Ball, M.; Wietschel, M.: The Hyd-

- rogen Economy. Cambridge University Press. Cambridge (Großbritannien), 2009.
- [Mergel 2012] Mergel, J.: Anforderungen an die Wasserelektrolyse und deren Entwicklungspotential als Schlüsseltechnologie für erneuerbare Energien. 5. Deutscher Wasserstoff Congress. Berlin, 2012.
- [Methanex 2015] Methanex Monthly Average Regional Posted Contract Price History. 2015 https://www.methanex.com/sites/default/files/methanol-price/MxAvgPrice_Sep_30_2015.pdf (abgerufen am 28. Oktober 2015).
- [Möller/Niehörster 2003] Möller, A; Niehörster, C.; Optimierung des Gasbezugs durch Röhrenspeicher. ET Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 6, 2003.
- [Müller-Syring et al. 2013] Müller-Syring, G.; Henel, M.; Köppel, W.; Mlaker, H.; Sterner, M.; Höcher, T.: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. (Hrsg.: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V). Bonn, 2013.
- [Neubauer 2013] Neubauer, U.: Wasserstoffspeicher für den Hausgebrauch. Organische Flüssigkeiten als neue Alternative. Neue Zürcher Zeitung online. Zürich, 13. Februar 2013. <http://www.nzz.ch/wissen/wissenschaft/wasserstoffspeicher-fuer-den-hausgebrauch-1.17997973> (abgerufen am 24. November 2015).
- [Noack et al. 2015] Noack, C.; Burggraf, F.; Schwan Hosseiny, S.; Lettenmeier, P.; Kolb, S.; Belz, S.; Kallo, J.; Friedrich, K. A.; Pregger, T.; Cien Kao, K.; Heide, D.; Naegler, T.; Borggreffe, F.; Bünger, U.; Michalski, J.; Raksha, T.; Voglstätter, C.; Smolinka, T.: Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck. Stuttgart, 2015.
- [Radtke 2015] Radtke, W.: Demonstrationsbetrieb BZ-Flurförderfahrzeuge Mercedes-Benz Werk Düsseldorf. Vortrag Vollversammlung NIP & Statusseminar Brennstoffzelle. Berlin, 2015.
- [Schaloske et al. 2014] Schaloske, M.; Bünger, U.; Altmann, M.; Landinger, H.; Pschorr-Schoberer E.; Raksha, T.; Wurster, R.; Zerta, M.: Die Rolle von Wasserstoff in der Energiewende. Entwicklungsstand und Perspektiven. (Hrsg.: e-mobil BW GmbH, Cluster Brennstoffzelle BW und Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH). Stuttgart, 2014.
- [Schirrmeister 2015] Schirrmeister, S.: Methanol- und Flüssigkraftstoffherstellung aus Synthesegas und Herausforderungen bei der direkten Nutzung von Elektrolyse-Wasserstoff und CO₂. Vortrag in der Expertengruppe Power-to-Gas des Netzwerks Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW. Oberhausen, 2015.

- [Schumacher 2012] Schumacher, G.: ISETEC II. Individueller Schlussbericht. Projekt Antriebstechniken. Bremerhaven, 2012.
- [Smolinka et al. 2011] Smolinka T.; Günther M.; Garche J.: NOW-Studie „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“. Kurzfassung des Abschlussberichts. Berlin, 2011.
- [Stadtwerke Mainz 2015] Stadtwerke Mainz AG: Energiepark Mainz. Technische Daten des Energieparks. 2015. <http://energiepark-mainz.de/wissen/technische-daten/> (abgerufen am 9. Oktober 2015).
- [Stolzenburg et al. 2013] Stolzenburg K., Berstad D., Decker L., Elliott A., Haberstroh Ch., Hatto C., Klaus M., Mortimer N.D., Mubbala R., Mwabonje O., Neksa P., Quack H., Rix J.H.R., Seemann I., Walnum H.T.: Efficient Liquefaction of Hydrogen: Results of the IDEALHY Project. Tagungsband des XX. Energie-Symposiums “Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“. Stralsund, 2013.
- [Stolzenburg et al. 2014] Stolzenburg, K.; Hamelmann, R.; Wietschel, M.; Genoese F.; Michaelis, J.; Lehmann, J.; Mieke, A.; Krause, S.; Sponholz, C.; Donadei, S.; Crotagino, F.; Acht, A.; Horvath, P: Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Berlin, 2014.
- [Sundmacher 2014] Sundmacher, K.: P2G. Power-to-Gas. Energetik, Dynamik, Systemdesign, Akzeptanz. Vortrag beim Leopoldina-Symposium „Energiespeicher“. Halle, 2014.
- [SWARM 2015] SWARM: Project Information. 2015. <http://swarm-project.eu/project-information.html> (abgerufen am 14. Oktober 2015).
- [Tamhankar 2014] Tamhankar, S.: Terminal Operations for Tube Trailer and Liquid Tanker Filling: Status, Challenges and R&D Needs. 2014. http://energy.gov/sites/prod/files/2014/07/f17/fcto_2014_h2_trans_dist_wkshp_tamhankar.pdf (abgerufen am 27. Oktober 2015).
- [Thüga 2015] Thüga AG: Strom zu Gas. Energiespeicher der Zukunft. 2015. <http://www.szg-energiespeicher.de/home.html> (abgerufen am 9. Oktober 2015).
- [TUI Cruises 2015] TUI Cruises GmbH: Mein Schiff. Mein Schiff 1, <https://tuicruises.com/mein-schiff-1/position> (abgerufen am 6. Oktober 2015).
- [Leites 2015] Leites, K.: SchiffsIntegration BrennstoffZelle. Demoprojekt SchIBZ. Vortrag Vollversammlung NIP & Statusseminar Brennstoffzelle. Berlin, 2015.
- [Untiedt 2015] Untiedt, G.: Demoprojekte Pa-X-ell und Rivercell. Vortrag Vollversammlung NIP & Statusseminar Brennstoffzelle. Berlin, 2015.

- [Wasserstoff-Gesellschaft 2015] Wasserstoff-Gesellschaft Hamburg e.V.: Projekte. Das Projekt W.E.I.T. <http://www.h2hamburg.de/Projekte/fallback1423736599384/1183946> (abgerufen am 24. November 2015).
- [Weserfähre GmbH 2015] Weserfähre GmbH: Fahrplan und Schiffe, <http://www.weserfaehre.de/fahrplan/> bzw. <http://www.weserfaehre.de/schiffe/> (abgerufen am 1. Oktober 2015).
- [Westcon o.J.] Westcon (West Contractors AS): MS Viking Lady. Vessel Information. Ølensvåg (Norwegen), ohne Jahr. <http://www.westconyard.no/ShowFile.ashx?FileInstanceId=90880e03-86fc-4e5f-b78a-b49fddb44dd> (abgerufen am 24. November 2015).
- [Wikipedia 2015] Liste der größten deutschen Onshore-Windparks, https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_gr%C3%B6%C3%9Ften_deutschen_Onshore-Windparks (abgerufen am 5. Oktober 2015).
- [Wolter/Meißner 2015] Wolter, W.; Meißner, J.: Zum Einsatz von Hochdruck-Wasserstoff-Trailern. Vortrag 15. Jahrestreffen des Netzwerks Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW. Düsseldorf, 2015.
- [Wörle/Geyer 2015] Wörle, C.; Geyer, F.: Einsatz von wasserstoffbetriebenen Flurförderzeugen in der Intralogistik unter Produktionsbedingungen. H2IntraDrive. Vortrag Vollversammlung NIP & Statusseminar Brennstoffzelle. Berlin, 2015.
- [Zech et al. 2013] Zech, K.; Grasemann, E.; Oehmichen, K.; Kiendl, I.; Schmersahl, R.; Rönsch, S.; Weindorf, W.; Funke, S.; Michaelis, J.; Wietschel, M.; Seiffert, M.; Müller-Langer, F.: Hy-NOW. Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse. Endbericht. Leipzig, 2013.
- [Zorn 2013] Zorn, T.: Bausteine für den H₂-Infrastrukturaufbau für Brennstoffzellenfahrzeuge. Vortrag 13. Jahrestreffen des Netzwerks Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW. Düsseldorf, 2013.