

Wasserstoff-Bunkern in der Binnenschifffahrt

Dorothee Lemken, Joachim Jungsbluth, Georg Dura und Christian Spitta

Mobilität, Wasserstoff, Binnenschifffahrt, Wechselcontainer, Infrastruktur, RH2INE

Wasserstoff in der Binnenschifffahrt kann in verschiedenen Formen und Speichervarianten eingesetzt werden. Aus heutiger Sicht bietet gasförmiger Wasserstoff in Wechselcontainern die besten Voraussetzungen, kurzfristig genutzt zu werden und gleichzeitig die Chance, die benötigte Infrastruktur bereitzustellen, um das Bunkern mit vorhandenen technischen Mitteln durchzuführen. Der Umgang mit Containern ist in der Logistik bewährt. Entsprechende Wasserstoffspeichercontainer mit Drücken bis zu 500 bar sind am Markt verfügbar und werden schon genutzt. Herausforderungen bestehen in der energetischen und wirtschaftlichen Optimierung der Füllwerke.

Hydrogen bunkering in inland navigation

Hydrogen in inland navigation can be used in various forms and storage variants. From today's point of view, gaseous hydrogen in swappable containers offers the best prerequisites for short-term use and, at the same time, the chance to provide the necessary infrastructure to carry out bunkering with existing technical means. The use of containers is well proven in logistics. Appropriate hydrogen storage containers with pressures of up to 500 bar are available on the market and are already being used. Challenges exist in the energetic and economic optimization of the filling plants.

1. Motivation

Die Einhaltung der Klimaschutzziele sowie die Diskussion über Schadstoffemissionen führen auch in der Binnenschifffahrt zu Bestrebungen, den bisher überwiegend eingesetzten Treibstoff Diesel durch andere Treibstoffe zu ersetzen. In einem ersten Ansatz wurde LNG eingeführt [1]. Da hiermit ein kohlenstoffbasierter Treibstoff genutzt wird, können zwar die Emissionen gesenkt werden, dennoch wird auch weiterhin CO₂ emittiert. Die Elektromobilität birgt die Möglichkeit einer emissionsfreien Schifffahrt. Der Einsatz von batterie-elektrischen Schiffen scheidet jedoch oft an den hohen Energiebedarfen, die insbesondere auf strömungsintensiven Gewässern wie dem Rhein entstehen [2]. Hier kommt die Brennstoffzelle ins Spiel, mit der Elektromobilität auch in der Schifffahrt genutzt werden kann. Der hierfür benötigte Brennstoff Wasserstoff kann in unterschiedlichen Formen, z. B. gasförmig, flüssig aber auch gebunden in Form von LOHC, Ammoniak oder Natriumborhydrid und weiteren, gespeichert werden.

Um Wasserstoff kurzfristig, das bedeutet innerhalb der nächsten fünf Jahre, als Brennstoff in der Binnenschifffahrt einsetzen zu können, ist aus heutiger Sicht

gasförmiger Wasserstoff (CGH₂, compressed gaseous hydrogen) in Wechselcontainern die vielversprechendste Option [3]. Andere Speicherformen, wie zum Beispiel Flüssigwasserstoff (LH₂), sind auf Grund höherer Energiespeicherdichten für den mittelfristigen bis langfristigen Einsatz interessante Alternativen, deren Einsatz kurzfristig jedoch sowohl schiffsseitig als auch auf Seiten der Infrastruktur noch Entwicklungsbedarf hat.

Im Folgenden wird gezeigt, wie mit technischen Möglichkeiten, die am Markt verfügbar sind, die Infrastruktur für den zügigen Einsatz von CGH₂ in der Binnenschifffahrt bereitgestellt werden kann.

2. Wasserstoffbedarf an Bunker-/Wechselstationen

Im Vergleich zu LKW, Bahn oder PKW, bei denen ein durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch für spezielle Klassen, z. B. 40-t-LKW, in l/km angegeben werden kann, ist die Angabe mittlerer Verbrauchswerte in der Binnenschifffahrt komplexer. So hängt der Energiebedarf nicht nur vom Schiffstyp und der Ladung ab, sondern auch

vom Wasserstand, der Strömung und der Fahrtrichtung. So werden z. B. auf dem Rundlauf Nijmegen - Duisburg - Nijmegen ca. 70 % der gesamten Energie auf der Fahrt flussaufwärts benötigt [4]. Dies bedeutet, dass, neben einer Abschätzung der zukünftigen jährlich benötigten Wasserstoffmengen, es ebenso wichtig ist zu wissen, wann, wieviel und wo der Wasserstoff benötigt wird.

Für die durchgeführte Analyse eines Bunkersystems mit Wechselcontainern wurde ein Referenzszenario erstellt. Hierzu wurde der Energiebedarf der „Monika Deymann“, einem 135 m langen Container-Schiff mit einer Breite von 14,20 m und einer Kapazität von 421 TEU (Twenty Foot Equivalent Unit; 20 Fuß-Container Äquivalent) für den Umlauf Duisburg-Rotterdam-Duisburg basierend auf Lastprofilen für die Arbeit am Propeller [5] abgeschätzt. Die benötigten Wasserstoffmengen wurden mit Hilfe der Wirkungsgrade für eine PEM-Brennstoffzelle mit $\eta_{BZ} = 50\%$ sowie für die Frequenzumrichter mit $\eta_{FU} = 95\%$ und Elektromotor mit $\eta_{EM} = 96\%$ berechnet. Für die Bergfahrt (Rotterdam-Duisburg) ergeben sich H₂-Bedarfe zwischen 1,3 t und 2,1 t sowie für die Talfahrt (Duisburg-Rotterdam) ca. 0,4 t bis 0,7 t. Geht man davon aus, dass zunächst an den Endpunkten der Route jeweils eine Bunkerstation vorhanden ist, muss man die unterschiedlichen Bedarfe für die Berg- bzw. Talfahrt sowohl für die Brennstoffversorgung auf dem Schiff als auch für die Infrastruktur an Land berücksichtigen.

3. Prinzipieller Aufbau der H₂-Versorgung

Bei Verwendung von Wechselcontainern ist keine echte Bunkerstation ähnlich wie bei Wasserstofftankstellen für Fahrzeuge notwendig. Das gesamte System besteht aus den in **Bild 1** dargestellten Elementen. Zentrale Bausteine sind hierbei die Wasserstoffspeicher-Container sowie das Füllwerk, die im Folgenden ausführlich diskutiert werden. Auch auf die Wasserstoffbereitstellung wird eingegangen, da diese Einfluss auf das Füllwerk hat bzw. auch als Teil des Füllwerkes gesehen werden kann. Auf die Punkte Transport und Handling wird hier nicht weiter eingegangen, da der Umgang mit Containern seit Jahrzehnten Stand der Technik ist.

3.1 Wasserstoffspeicher-Container

Typische containerbasierte Speichersysteme für Wasserstoff sind sogenannte „Multi Element Gas Container“ (MEGC). Sie bestehen aus der Containerhülle und mehreren Zylindern, die zu einem Speicher zusammengeschaltet werden (siehe **Bild 2**). Die meisten containerbasierten Wasserstoffspeicher, die sich aus technischer Sicht für den Einsatz in der Binnenschifffahrt eignen, arbeiten heute mit Drücken von 300 oder 500 bar. Hierbei werden meist Typ 2 oder Typ 4-Zylinder eingesetzt. Erstere beste-

hen aus einem metallischen-Liner (Stahl oder Alu), der im zylindrischen Bereich mit Kohlenstofffasern ummantelt ist. Ein Typ 4-Zylinder besteht dagegen aus einem Kunststoffliner der vollständig – also auch an den Kappen – mit Kohlenstofffasern umwickelt ist [6]. **Tabelle 1** zeigt typische Beispiele für die Speicherkapazität von 20-ft-Containern mit Typ 2 und Typ 4-Zylindern bei 300 und 500 bar [7, 8]. Vorteil der Typ 2-MEGC sind die geringeren Kosten, die in der **Tabelle 1** auf den gespeicherten Wasserstoff bezogen sind. Allerdings ist ein 300 bar Typ 2-MEGC auch mehr als doppelt so schwer wie ein 300 bar Typ 4-MEGC und weist eine geringere Speicherkapazität auf.

MEGC sind in den üblichen Längen von 10 ft, 20 ft und 40 ft am Markt erhältlich. In Anbetracht der Tatsache, dass die Container per LKW transportiert werden müssen und

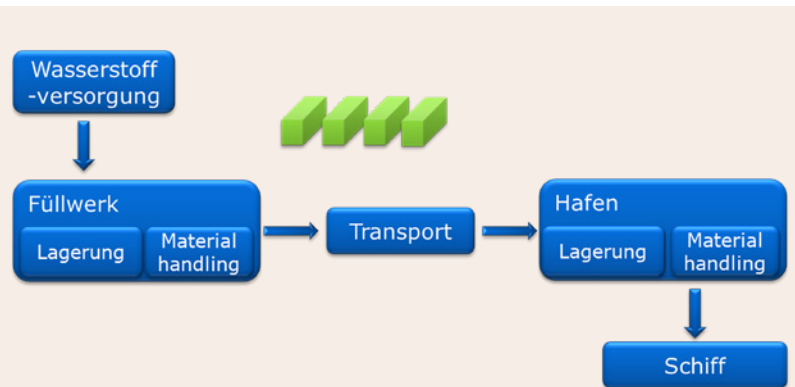


Bild 1: Wasserstoffinfrastruktur für H₂-MEGC in der Binnenschifffahrt

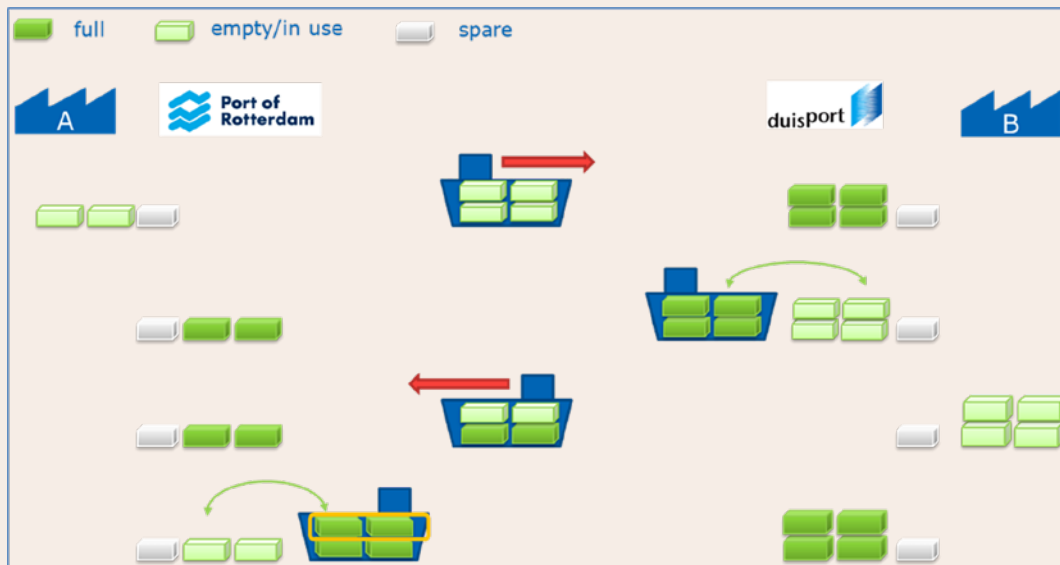


Bild 2: Beispiel MEGC mit Typ 4-Zylindern (www.nprox.com)

Tabelle 1: Typische Daten für MEGC

| 20ft-Container | 300 bar | 300 bar | 500 bar |
|----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|---|
| Zylindertyp | Typ 2 | Typ 4 | Typ 4 |
| Speicherkapazität | 312 kg _{H2} (300 bar) | 371 kg _{H2} (300 bar) | 518 kg _{H2} (10-500 bar, 15 °C) |
| Leergewicht | 21 t | 9,25 t | 14 t |
| Preis pro kg_{H2} | Ca. 480 €/kg | Ca. 670 €/kg | Ca. 740 €/kg |

Bild 3: Containerbedarf für das Referenzszenario



in Zukunft in verschiedenen, auch kleineren Schiffen mit unterschiedlichem Energiebedarf bzw. auf Relationen mit niedrigerem Energiebedarf wie z. B. Kanälen eingesetzt werden sollen, werden im Folgenden bevorzugt 20-ft-MEGC betrachtet. Diese bilden einen guten Kompromiss zwischen Speicherkapazität und Flexibilität und wurden in Gesprächen mit einigen Reedern ebenfalls präferiert.

3.2 Containerbedarf

Der Hauptunterschied zwischen 300 bar und 500 bar-Behältern ist neben Preis und Gewicht die gespeicherte Wasserstoffmenge bzw. die Energiedichte. Für eine Abschätzung, wie viele Container benötigt werden, um einen sicheren Umlauf auf der Beispielsecke zu gewährleisten, dient der in Abschnitt 2 beschriebene Wasserstoffbedarf für das Referenzschiff als Grundlage. Der Wasserstoffbedarf stromaufwärts beträgt max. 2 t und stromabwärts ca. 0,7 t. Ein Rundlauf dauert ca. zwei Tage und jeweils an den Endpunkten befindet sich eine Wechselstation.

Bild 3 erläutert die Anzahl der benötigten 500 bar-Behälter für den Fall, dass die größere Abfüllanlage in Duisburg steht. Während der Bergfahrt des Schiffes befinden sich vier Container mit insgesamt 2 t Wasserstoff, der maximal für die Bergfahrt benötigt wird, auf dem Schiff. Im Hafen Duisburg stehen vier volle Container bereit. Beim Stopp in Duisburg werden die nun leeren Container des Schiffes gegen die vollen Container des Hafens ausgetauscht. Während der Talfahrt des Schiffes, das nun maximal zwei Container für die Brennstoffbereitstellung benötigt, werden die leeren Container in Duisburg wieder gefüllt. In Rotterdam stehen zwei volle Container für den Wechsel bereit, so dass sich anschließend wieder vier

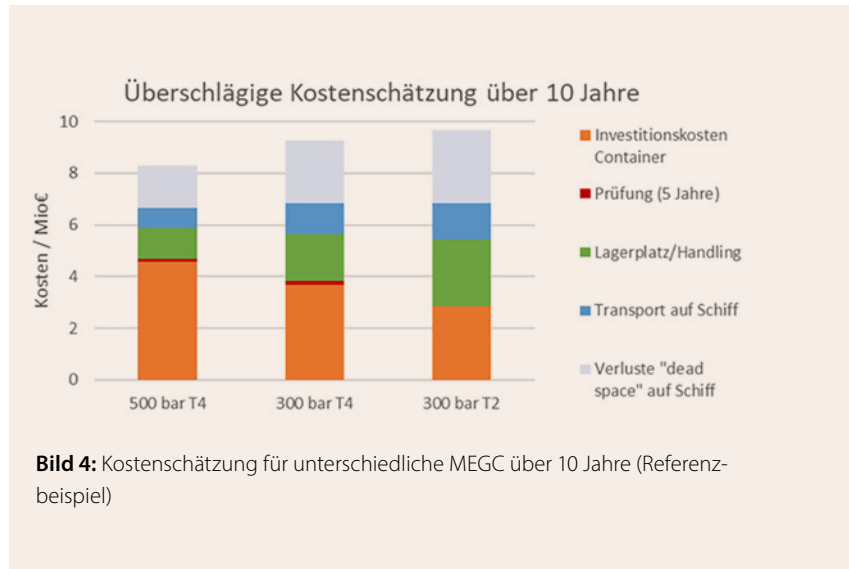
volle Container für die Bergfahrt auf dem Schiff befinden. Die leeren Container in Rotterdam werden wieder befüllt. Mit jeweils einem Ersatzcontainer in jedem Hafen für den Fall, dass Störungen oder Beschädigungen an den Containern auftreten, werden insgesamt 12 Container benötigt, wobei sich maximal vier Container auf dem Schiff befinden. Je mehr Schiffe im Einsatz sind desto weniger Container werden pro Schiff benötigt. Zum einen werden im Verhältnis weniger Ersatzcontainer benötigt. Zum anderen befinden sich immer einige Schiffe in den Häfen und einige auf der Strecke. Bei entsprechend zügiger Befüllung können die Container schneller wiedereingesetzt werden. Hiermit kann der Bedarf bei 100 Schiffen auf ca. sieben bis acht Container pro Schiff gesenkt werden. Bei 300 bar Typ 4-MEGC werden auf Grund der geringeren Speicherkapazität 16 Container, davon sechs an Bord des Schiffes, benötigt und bei 300 bar Typ 2-MEGC für die Beispielrelation gar 19 Container. Der Wasserstoffbedarf an den Wechselstationen liegt bei der Versorgung eines Schiffes entsprechend bei ca. 0,5 t/Tag an der kleineren und 1 t/Tag an der größeren Station bzw. das entsprechend vielfache für mehrere Schiffe.

Ein System mit Wechselcontainern funktioniert am besten, wenn im gesamten Einsatzgebiet die gleichen Container mit dem gleichen Druckniveau eingesetzt werden. So ist die Austauschbarkeit gewährleistet und Sicherheitsrisiken durch nicht geeignete Armaturen etc. können vermieden werden. Hierbei stellt sich die Frage, welches Containersystem und insbesondere welcher Druck für den Einsatz in der Binnenschifffahrt am besten geeignet sind. Aus technischer Sicht ist auf Grund einer um 66 % höheren Speicherkapazität die 500 bar-Variante

in der Binnenschifffahrt mit ihren hohen Energiebedarfen vorzuziehen. Berücksichtigt man die Investitionskosten (vergl. **Tabelle 1**), so ist der 300 bar Typ 2-MEGC für ein Schiff ca. 1,5 Mio. € günstiger als die 500 bar Typ 4-Variante. Allerdings entstehen durch die höhere Anzahl benötigter Container auch zusätzliche Kosten, wie im folgenden Abschnitt beschrieben.

Für jeden Kranhub und für jeden Transport im Hafen ebenso wie für den Lagerplatz fallen Gebühren an. Ist das Füllwerk nicht direkt im Hafen angesiedelt, muss auch der Transport mit dem LKW berücksichtigt werden. Hierbei können zwei Typ 4-MEGC mit einem LKW transportiert werden. Aufgrund der Gewichtsbeschränkungen geht das mit Typ 2-MEGC nicht, da hier das maximal erlaubte Gewicht von 40 bzw. 44 t bei kombiniertem Verkehr überschritten wird [9]. Für eine grobe Kostenschätzung wurden folgende Annahmen getroffen: Kranhub 30 €/Lift, Materialumschlag 25 €/Umschlag, Hafenerlager 5 €/Tag, Werkslager 2 €/Tag und Transport mit LKW 1,5 €/km [10-13]. Zusätzlich gehen auf dem Schiff Transportkapazitäten verloren und evtl. entsteht Totraum, wenn die MEGC nicht gestapelt werden dürfen bzw. diese von der eigentlichen Fracht getrennt positioniert werden müssen. Für Typ 4-MEGC wurden für eine Prüfung nach fünf Jahren Kosten von 10.000 € pro Container abgeschätzt. Für eine LKW-Transport-Strecke von 10 km sind die überschlägigen Kosten, die für ein Schiff über 10 Jahre entstehen, in **Bild 4** dargestellt. Nicht in der Berechnung enthalten sind Kosten, die beim Umschlag der schwereren Typ 2-MEGC entstehen können, sowie die zusätzliche Zeit für den Umschlag weiterer Container. Die Investitionskosten sind für die Typ 4-MEGC zwar um 30-60 % höher, dies wird aber im Laufe der Zeit durch den Mehraufwand relativiert. Bei der Variante mit Typ 2-MEGC, bei der insgesamt 19 Container für ein Schiff benötigt werden, liegen die Kosten allein für Containerumschlag, Lagerplatz und LKW-Transport um 120 % über denen für die Typ 4-MEGC mit 500 bar, bei der nur 12 Container benötigt werden. Die genannten Zahlen beziehen sich auf die Beispielrelation. Für konkrete Anwendungen (Schiffstyp, Fahrgebiet) sollte ein Life-Cycle-Costing zur genauen Abschätzung der Kostenverteilung durchgeführt werden.

Neben der Austauschbarkeit und den Kosten sollten zusätzliche Einsatzbereiche für die MEGC bewertet werden. 500 bar-Container können auch sinnvoll an Tankstellen eingesetzt werden. Hier wird meist der angelieferte Wasserstoff in einem Niederdruckspeicher mit einem Arbeitsdruck bis 200 bar zwischengelagert. Der Wasserstoff wird dann mit Hilfe eines Kompressors in einem ersten Schritt in Mitteldruckspeicher von bis zu 500 bar verdichtet. Von hieraus ist direkt eine 350 bar-Betankung für z. B. Busse, bzw. die weitere Verdichtung für die Betankung bei höheren Drücken möglich. Durch die direkte Belieferung



der Tankstelle mit 500 bar-MEGC kann also dort auf die Niederdruckstufe verzichtet werden (s. auch [14]). Gleichzeitig werden Energieverluste, die durch ein Umfüllen in die Speicher der Tankstelle entstehen würden, vermieden. Weitere Einsatzmöglichkeiten für die Wasserstoffcontainer sind die Zwischenspeicherung an Windkraft- und PV-Anlagen. Durch die Containerbauweise kann der Wasserstoff flexibel vor Ort, aber eben auch an anderer Stelle z. B. bei der Quartiersenergieversorgung eingesetzt werden.

Mit der Norm EN17339:2020 [15] als TPED-Zulassung werden höhere Drücke für Typ 4-Behälter zugelassen. Ehemals 300 bar Typ 4-Flaschen können bis zu 380 bar gefüllt werden, was ein Plus von 22 % an Wasserstoffkapazität bedeutet, und ehemals 500-bar-Flaschen dürfen bis zu 640 bar gefüllt werden, was ein Plus von 26 % an Wasserstoff bedeutet. Diese Änderungen wurden bisher bei den Berechnungen nicht berücksichtigt, da entsprechend zugelassene System noch nicht auf dem Markt erhältlich sind. Gleichwohl ergibt sich hierdurch ein hohes Potential zur Kostenreduzierung beim Einsatz von Typ 4-MEGC.

3.3 Füllwerk

Das eigentliche Füllwerk (**Bild 5**) besteht je nach Art der Wasserstoffversorgung aus der Wasserstoffbereitstellung mit der entsprechenden Wasserstoffaufbereitungseinheit, einigen Zwischenspeichern, einem oder mehreren Kompressoren, der Anlagentechnik (Rohre, Ventile, Dispenser, etc.) und der Mess-, Steuer- und Regeltechnik.

3.3.1 Wasserstoffbereitstellung

Der Wasserstoffversorgung kommt im Füllwerk eine hohe Bedeutung zu, da die zeitliche Bereitstellung benötigter Wasserstoffmengen Einfluss auf die nachfolgend eingesetzten Komponenten hat. Die Reinheit des produzierten

Wasserstoffs erfordert evtl. Trocknungs- bzw. Reinigungsprozesse, um eine problemlose Komprimierung und Verwendung in Brennstoffzellen zu gewährleisten. Der Wasserstoff muss eine Qualität von 5.0 aufweisen oder der Norm EN17124:2018 bzw. ISO14687:2019 entsprechen.

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, das Füllwerk mit Wasserstoff zu versorgen. Aktuell wird der meiste Wasserstoff durch Dampfreformierung von Erdgas erzeugt, was aber aufgrund der endlichen Ressourcen und der CO₂-Problematik nicht der Weg der Zukunft sein kann. Einige chemische Verfahren wie die Chlor-Alkali-Elektrolyse erzeugen Wasserstoff als Nebenprodukt, aber es wird davon ausgegangen, dass der größte Teil des in Zukunft benötigten Wasserstoffs durch Wasserelektrolyse, gespeist mit erneuerbarem Strom, erzeugt wird. Dort, wo Energie und Platz zur Verfügung stehen, ist die Erzeugung von Wasserstoff direkt am Füllwerk eine gute Option, um Transportkosten und Verluste durch Komprimierung und Wiederbefüllung oder andere für den Transport von Wasserstoff notwendigen Prozesse zu vermeiden.

Die Wasserelektrolyse ist eine ausgereifte Technik, bei der verschiedene Arten von Elektrolyseuren zum Einsatz kommen können [16], auf die hier nicht eingegangen werden soll. Zur Reinigung und Trocknung des Gases werden typischerweise Kondensatoren, Druckwechselsorption (PSA) oder Molekularsiebe verwendet. Die Ausgangsdrücke variieren zwischen 1 und 40 bar, wobei der obere Druck vorzuziehen ist, damit die Zwischenspeicherung direkt bei einem Druck von etwa 40 bar erfolgen kann. Die Wasserelektrolyse kann sowohl zentral als auch dezentral eingesetzt werden, so dass der Standort mit dem Füllwerk aber auch mit Windkraft- oder PV-Anlagen kombiniert werden kann.

Die Umstellung von Erdgas-Pipelines für die Nutzung von Wasserstoff wird derzeit diskutiert. Dies würde den

kontinuierlichen Transport von großen Mengen Wasserstoff zu verschiedenen Füllwerken unabhängig vom Produktionsstandort ermöglichen. Die Qualität des Gases müsste hierbei analysiert und entsprechende Reinigungsverfahren eingesetzt werden. Prinzipiell kann auch gebundener Wasserstoff in Form von Ammoniak oder LOHC zum Füllwerk transportiert und entsprechend aufbereitet werden. Vielversprechender ist hierbei aber die langfristige Perspektive mit der Nutzung des Brennstoffes direkt an Bord eines Schiffes.

3.3.2 Komponenten des Füllwerks

Insbesondere dann, wenn die Wasserstofferzeugung oder -abgabe nicht an den Verbrauch des Befüllungsvorgangs angepasst werden kann, sind Zwischenspeicher notwendig. Zusätzlich verhindern diese Druckschwankungen im System, die durch die Kompression entstehen [17]. Es kommen verschiedene Arten von Pufferspeichern in Frage. Typische Niederdruckspeicher sind für Drücke bis 40 bar mit Kapazitäten von etwa 200 kg geeignet. Sie können für die erste Zwischenspeicherung von Wasserstoff, der direkt aus der Elektrolyse oder Pipeline kommt, genutzt werden. Je nach Wasserstoffversorgung und zeitlicher Befüllung können auch Speicher mit höherer Kapazität notwendig werden.

Zentraler Bestandteil eines Füllwerks sind ein oder mehrere Kompressoren, die den Wasserstoff auf den gewünschten Druck von 500 bar komprimieren. Prinzipiell kommen zwei Arten von Kompressoren in Frage: trockenlaufende Kolbenkompressoren oder Membrankompressoren. Bei der Einführung von Wasserstoff als Kraftstoff für Binnenschiffe wird ein kontinuierlicher Betrieb der Anlagen nicht gewährleistet sein. In diesem Fall sind Kolbenkompressoren zu bevorzugen. Häufige Start- und Stopp-Vorgänge können die Haltbarkeit von Membrankompressoren reduzieren. Bei höherer Auslastung und dementsprechendem Dauerbetrieb können Membrankompressoren vor allem wegen der geringeren Wartungskosten eine gute Wahl sein [17].

Die weiteren Bestandteile wie Rohrleitungen, Ventile und Dispenser sind Bestandteile des klassischen Anlagenbaus. Eine hohe Bedeutung kommt dem Thema Mess-, Steuer- und Regelungstechnik zu. Hier sind die energetischen, wirtschaftlichen und sicherheitstechnischen Aspekte die eigentliche Herausforderung. Eine wichtige Aufgabe besteht in der Anpassung der Anlagen an den zu erwartenden rasch wachsenden Wasserstoffbedarf.

Zu Beginn des Einsatzes von Wasserstoff am Rhein wird der Fokus auf der rein funktionalen Befüllung von Behältern liegen. D. h. es werden eher langsame, aber sichere Befüllungsvorgänge durchgeführt, die einen zuverlässigen Einsatz der MEGC auf Schiffen ermöglichen. Diese ersten Füllwerke sollten idealerweise so ausgelegt sein,

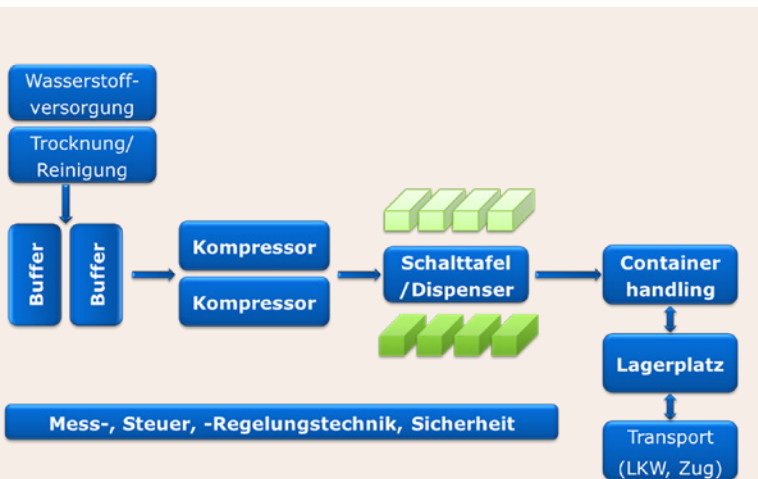


Bild 5: Komponenten des Füllwerks

dass sie eine stete Versorgung der Nutzer mit H₂-MEGC gewährleisten, aber auch als Forschungs- und Entwicklungsplattform dienen. Im praktischen Einsatz können wichtige Erkenntnisse zur Verbesserung sowohl der energetischen als auch der wirtschaftlichen Konzepte gewonnen werden. Neben der reinen Auslegung und Abstimmung der Komponenten versprechen vor allem die Erfahrungen mit der Betriebsweise und der Steuerungstechnik Optimierungsmöglichkeiten. Beispiele sind die parallele und langsame Befüllung mehrerer Behälter oder die schnellere Einzelbefüllung. Faktoren wie die Kompressorleistung und der damit verbundene Energieverbrauch, die Investitionskosten, aber auch die Grenzen der Füllgeschwindigkeiten sind nur einige der Faktoren, die Einfluss auf eine optimierte Befüllung und auch die Wirtschaftlichkeit haben. Die hier gewonnenen Erkenntnisse dienen der Optimierung und lassen sich dann auf neue Füllwerke übertragen, die im Zuge des verstärkten Einsatzes von CGH₂ notwendig sind.

4. Kosten

Im Rahmen der Studie wurde auch der Einfluss der Kosten auf die Wasserstoffbereitstellung untersucht. Im Folgenden wurde ein Referenzszenario berechnet, bei dem insgesamt von der Versorgung von fünf Schiffen ausgegangen wird. Ein 12-MW-Elektrolyseur deckt hierbei den Wasserstoffbedarf, der am größeren Füllwerk (vergl. **Bild 3**) benötigt wird. Bei einem Strompreis von 4 ct/kWh ergeben sich Wasserstoffkosten von 2,94 €/kg_{H₂}, die sich bei einer 40 % Förderung auf die Investitionskosten auf 2,73 €/kg_{H₂} senken lassen [18]. Die Eingangsparameter für die Kostenrechnungen des Füllwerks sind in **Tabelle 2** aufgeführt und lehnen sich an Daten aus [17] sowie Angaben aus persönlichen Mitteilungen an. Hierbei ergeben sich Kosten von 0,4 €/kg_{H₂}, die auf den Wasserstoffpreis für das Füllwerk aufgeschlagen werden müssen. Mit einer Förderung von 40 % sinken diese auf 0,3 €/kg_{H₂}. **Bild 6** zeigt, wie sich die Kosten für den abzugebenden Wasserstoff – ohne Gewinnmargen - zusammensetzen. Mit einer Förderung von 40 % auf die Investitionskosten kann hiermit ein Wasserstoffpreis von 3,70 €/kg_{H₂} erreicht werden, der ca. 0,11 €/kWh_{H₂} entspricht. Im Vergleich dazu werden für Diesel in der Binnenschifffahrt zwischen 0,05 und 0,07€/kWh inklusive Gewinnmarge gezahlt. Wird der geringere Wirkungsgrad von Dieselmotoren mit 25-35 % gegenüber Brennstoffzellen mit ca. 50 % (s. Abschnitt 2) berücksichtigt und werden Gewinnmargen in Höhe von 5-10 % bei Wasserstoff angenommen, müssen beim Wasserstoff 0,25-0,27 €/kWh bezogen auf die Arbeit am Propeller gezahlt werden. Bei Diesel beträgt die Spanne 0,15-0,28 €/kWh. Bei steigenden Dieselpreisen und zukünftigen Abgaben für CO₂-Emissionen in der gewerb-

Tabelle 2: Annahmen für die Kostenberechnung des Füllwerks

| Eingangsgrößen | | |
|----------------------------------|------------|-----------|
| CAPEX | | |
| Zwischenspeicher | € | 1.500.000 |
| Pre-Kompressor | € | 2.200.000 |
| Steuerung | € | 200.000 |
| OPEX | | |
| Kompressorwartung | % of Capex | 2,5 |
| Strompreis | €/kWh | 0,04 |
| Service | €/a | 4.000 |
| Technische Parameter | | |
| Lebensdauer | a | 20 |
| Leistung | kW | 500 |
| Betriebsstunden | h/d | 12 |
| Kapazität | kg/h | 200 |
| Wirtschaftliche Parameter | | |
| Zinssatz | % | 2 |

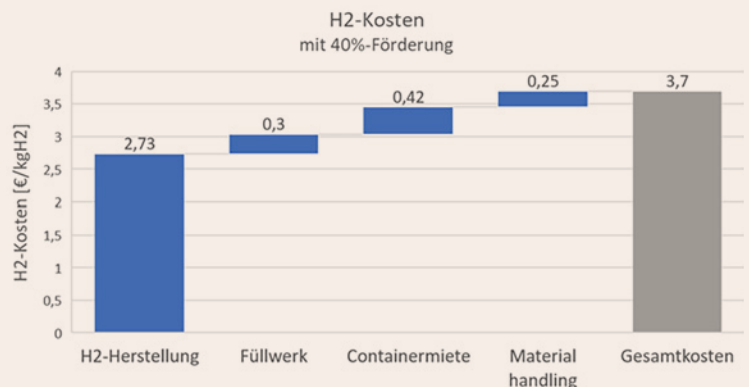


Bild 6: H₂-Kosten - Herstellung und Abfüllung in MEGC von ca. 5 t_{H₂}/Tag

lichen Schifffahrt ist CGH₂ in Wechselcontainern auch in wirtschaftlicher Hinsicht interessant für den Einsatz in der Binnenschifffahrt.

5. Fazit

Ziel in der Binnenschifffahrt ist die Reduzierung bzw. vollständige Vermeidung von klimaschädlichen Emissionen und Schadstoffen. Eine vielversprechende Option ist hierbei die Nutzung von Wasserstoff, der über die Nutzung regenerativer Energiequellen gewonnen wird. Im Rahmen der Initiative RH2INE wurde der Einsatz von CGH₂ in Wechselcontainern hinsichtlich der benötigten Infrastruktur analysiert. Betrachtet wurden MEGC mit Drücken

von 300 und 500 bar sowie mit Typ 2 und Typ 4-Zylindern. Auf Grund der höheren Energiedichte und der dadurch geringeren Anzahl benötigter Container sowie der flexibleren Einsatzmöglichkeiten werden 20-ft-MEGC mit 500 bar und Typ 4-Zylindern bevorzugt. Zur Befüllung der Container werden Füllwerke benötigt, deren Hauptkomponenten die Wasserstoffversorgung und Aufbereitung, die Kompression, Zwischenspeicher sowie die Armaturen und Dispenser sind. Alle diese Teile sind Stand der Technik. Eine Herausforderung besteht darin, mit Hilfe der Mess-, Steuer- und Regelungstechnik die Füllwerke energetisch und wirtschaftlich zu optimieren und an die wachsende Wasserstoffnachfrage anzupassen. Mit Hilfe von Wechselcontainern ist es möglich, kurzfristig die Infrastruktur zu bieten, um Wasserstoff zügig auf dem und am Rhein einzusetzen.

Dank

Die Veröffentlichung basiert auf einer Studie, die im Rahmen von RH2INE, einer Initiative der Provinz Südholland sowie des MWIDE NRW, durchgeführt wurde. Unser Dank gilt Dr. Frank Koch und Christopher Olvis von der EE Energy Engineers GmbH, die uns bei der Bearbeitung unterstützt haben.

Literatur

- [1] Ship Technology: LNG Greenstream Tanker. URL <https://www.ship-technology.com/projects/lng-greenstream-tanker/>. – abgerufen am 21.06.2021
- [2] Oberschachtsiek, B.; Lemken, D.; Forster, T. und Koppers, M.: E-Binnenschiff - Emissionsreduzierung durch Elektroantriebe in der kommerziellen Binnenschifffahrt: Abschlussbericht. Duisburg, 2018
- [3] Douma, J. und van der Meulen, D.: SuAc 1.1a Hydrogen Containment Systems - Draft Report: RH2INE program: Sub-Study 1a: Safety framework conditions. 13.11.2020 (10247894-1, Rev. 0)
- [4] Olvis, C.; Özer, T.; Holle, A.; Hoogma, R.; de Groot, B.; Lemken, D. und Wennemar, K.: E-Container-Logistik an Rhein und Waal: Projektabschlussbericht. 11/2019
- [5] Friedhoff, B. (DST): Lastprofile für die Route Nijmegen-Duisburg; e-mail in 07/2019. Dorothee Lemken (Adressat)
- [6] Eichseder, H. und Klell, M.: Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik: Erzeugung, Speicherung, Anwendung; Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden, 2012
- [7] Firma A: Daten und Preise von MEGC; e-mail in 02/2021. Georg Dura (Adressat)
- [8] Firma B: Daten und Preise von MEGC; e-mail in 02/2021. Georg Dura (Adressat)
- [9] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz: Straßenverkehrs-Zulassungs-Ordnung vom 26. April 2012 (BGBl. I S. 679), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 26. November 2019 (BGBl. I S. 2019) geändert worden ist (in Kraft getr. am 26. 11. 2019) (2019-11-26). URL http://www.gesetze-im-internet.de/stvzo_2012/_34.html – abgerufen am 29.06.2021
- [10] Garber, A. (duisport): Kosten im Hafen; Telefonat in 03/2021. Frank Koch (Adressat)

- [11] Vollmer, H. (Contargo): Containertransportkosten auf Binnenschiffen; Telefonat in 05/2021. Dorothee Lemken (Adressat)
- [12] Kostencheck: Transport von Containern - Mit diesen Kosten müssen Sie rechnen. URL <https://kostencheck.de/container-transportkosten>. – abgerufen am 16.04.2021
- [13] PLANCO; bfg Bundesanstalt für Gewässerkunde (Mitarb.): Verkehrswirtschaftlicher und ökologischer Vergleich der Verkehrsträger Straße, Schiene und Wasserstraße. 11/2007
- [14] Landeshauptstadt Düsseldorf (Hrsg.): Kompetenzregion Wasserstoff Düssel.Rhein.Wupper: Teil1, Endbericht. Düsseldorf, 08/2020
- [15] DIN EN 17339:2020-09. 09/2020. Ortsbewegliche Gasflaschen - Vollumwickelte Flaschen und Großflaschen aus Kohlenstoff-Verbundwerkstoffen für Wasserstoff; Deutsche Fassung EN 17339:2020
- [16] Ochoa Robles, J.; De-León Almaraz, S. und Azzaro-Pantel, C.: Hydrogen Supply Chain Design: Key Technological Components and Sustainable Assessment. In: Hydrogen Supply Chains: Elsevier, 2018, S. 37–79
- [17] Wulff, J. (NEA): How to optimize the hydrogen value chain from generation to end-user? (HOW - Hydrogen Online Workshop). Online, 25.03.2021
- [18] Olvis, C. und Weber, M.: Preisberechnungen für Wasserstoff aus Elektrolyse; e-mail in 02/2021. Dorothee Lemken (Adressat)

Autor:innen



Dorothee Lemken (Korrespondenz)
Zentrum für BrennstoffzellenTechnik GmbH |
Tel: +49 203 7598 4281 |
d.lemken@zbt.de



Joachim Jungsbluth
Zentrum für BrennstoffzellenTechnik GmbH |
Tel: +49 203 7598 2719 |
jjungsbluth@zbt.de



Georg Dura
Zentrum für BrennstoffzellenTechnik GmbH |
Tel: +49 203 7598 2344 |
g.dura@zbt.de



Dr. Christian Spitta
Zentrum für BrennstoffzellenTechnik GmbH |
Tel: +49 203 7598 4277 |
c.spitta@zbt.de