

Import und Verteilung

Wie wird Wasserstoff importiert und verteilt?

Bei der Verteilung von Wasserstoff unterscheidet man grundsätzlich zwischen dem straßen- und leitungsgebundenen Transport. Straßengebunden kann Wasserstoff sowohl flüssig als auch gasförmig verdichtet oder chemisch gebunden transportiert werden. Allerdings wird sowohl bei der Bindung als auch bei der Trennung hoher Druck (bis 50 bar) und bis zu 400 °C benötigt.

Der straßengebundene Transport ist für kleine Mengen und kurze Distanzen sinnvoll.¹ Vor allem für die Belieferung von Tankstellen eignen sich Druckgasflaschen oder sogenannte Flaschenbündel mit einem Druck von 200, 300 oder teilweise sogar 500 bar. Je höher der Druck, desto höher ist auch die transportierbare Menge, zugleich steigen aber auch der technische Aufwand und die Kosten. Flüssiger Wasserstoff besitzt eine noch höhere Energiedichte, ist aber aufgrund des energetischen und technischen Aufwandes sehr kostenintensiv. Deshalb lohnt sich der Transport von flüssigem Wasserstoff nur bei großen Entfernungen zu Abnehmern mit explizitem Bedarf an flüssigem Wasserstoff.² Leitungsgebunden lassen sich große Mengen Wasserstoff pro Tag über große Distanzen bei Druck unter 100 bar transportieren, wodurch diese Transporttechnologie verhältnismäßig günstig ist, sofern die Nachfrage hoch genug ist. Allerdings erfordert diese Art des Transports einen erheblichen planerischen und baulichen Aufwand beim Neubau oder der Umrüstung von bestehenden Erdgasleitungen, da bestehende Leitungen teilweise auf ihre Wasserstofftauglichkeit hin zu prüfen sind, Bauteile ggf. ausgetauscht oder ganze Abschnitte neu gebaut werden müssen.

Welche **Transporttechnologie** die **kostengünstigste Option** ist, hängt demnach von Faktoren wie der Endanwendung (welcher Aggregatzustand wird am Bestimmungsort benötigt), der Distanz zwischen Erzeugungseinheit und Bestimmungsort, dem Transportmittel, der Größe des Marktes sowie der technologischen Entwicklung ab.³

Aktuell werden weltweit reine Wasserstoff-Pipelines mit einer Gesamtlänge von rund 1.000 Kilometer betrieben.⁴ Das hängt damit zusammen, dass nur wenige industrielle Endverbraucher reinen Wasserstoff benötigen bzw. deren Geräte und Maschinen reinen Wasserstoff gar nicht verarbeiten können. Deshalb wird derzeit mit Hochdruck daran geforscht, wieviel Wasserstoff dem Erdgas in den bestehenden Pipelines maximal beigemischt werden kann. Eine Beimischung von ca. 10% wird allgemein als unkritisch betrachtet. Alles darüber hinaus erfordert die Nachrüstung der

¹ <https://emcel.com/de/wann-lohnt-sich-der-transport-von-wasserstoff-per-wasserstoffpipeline/>; abgerufen am 27.04.2021

² https://www.energieagentur.nrw/brennstoffzelle/brennstoffzelle-wasserstoff-elektromobilitaet/wasserstoffspeicher_distribution_tankstellen/; abgerufen am 27.04.2021

³ Studie DLR Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende

⁴ <https://www.tuvsud.com/de-de/indust-re/wasserstoff-brennstoffzellen-info/wasserstoff/transport-von-wasserstoff>; abgerufen am 27.04.2021

angeschlossenen Anlagen bei den Nutzerinnen und Nutzer, was mit hohen Investitionskosten verbunden wäre.

Da in Deutschland zu wenig erneuerbare Energien zur Verfügung stehen, um ausreichend grünen Wasserstoff zu erzeugen und zudem die Gestehungskosten nicht wettbewerbsfähig sind, forcieren politische und wirtschaftliche Akteurinnen und Akteure zunehmend den Import von grünem Wasserstoff aus Ländern, in denen dieser günstig produziert werden kann. Entsprechend dem Import von Erdgas, kann auch Wasserstoff perspektivisch via Offshore-Pipeline oder Tankschiff importiert werden. Aller Voraussicht nach ist grüner Wasserstoff auch perspektivisch sehr kostbar. Eine Beimischung in das (Erd-)Gasnetz sollte grundsätzlich nicht ausgeschlossen werden, da die Elektrifizierung aller Gebäudeheizungen nicht immer technisch möglich oder kosteneffizient sinnvoll ist.⁵

Beispielhafte Projekte zum Import und zur Verteilung von Wasserstoff finden Sie auf www.wasserstoff-region.de/h2-projekte.

Welche Voraussetzungen sind nötig?

Grundsätzlich ist für die Einschätzung eines **perspektivischen Netzstruktur-Szenarios** und damit für die Planung des Imports und der Verteilung die Bedarfsermittlung der potenziellen Verbraucher so zentral, dass bis zu deren Klärung nur mit unterschiedlichen Szenarien gearbeitet werden kann. Diese können, unter der Annahme eines kontinuierlich steigenden Bedarfs und dem damit verbundenen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen und Infrastrukturen, ggf. zeitlich aufeinander aufbauen.

Vermutlich werden zunächst großindustriell orientierte, lokale Startnetze geplant und umgesetzt, wo Wasserstoff in erster Linie für die Industrie am Ort des Verbrauches erzeugt wird (bspw. am Stahlwerk und an Verkehrsknotenpunkten wie bspw. den Häfen).

In einem weiteren Szenario wird Wasserstoff, weiterhin großindustriell orientiert, über lokale Startnetze erzeugt. Anwender mit einem geringeren Verbrauch werden vermutlich über Tankwagen versorgt oder in einem weiteren Schritt über Pipelines an diese Startnetze und an Speicher angeschlossen. Bei den Pipelines liegt der Fokus auf den bestehenden Erdgasnetzen, die umgerüstet werden.

Darüber hinaus sollte in beiden Szenarien ein Anschluss an das überregionale „H2-Backbone“ der Ferngasnetzbetreiber in Erwägung gezogen werden, um flexibel aufsteigende H2-Nachfragen reagieren zu können.

Erst perspektivisch wird ein engmaschiges Verteilnetz aufgebaut, welches dann bspw. auch – ebenfalls abhängig vom Verbrauch – Tankstellen etc. versorgt. Unter

⁵ BDEW Diskussionspapier „Warum wir Wasserstoff auch in der Gebäudeheizung ein-setzen sollten“ – Berlin 25. Juni 2021

anderem die derzeit signifikant höheren Kosten des Trailer-Transports (ca. 2 Euro pro kg) im Vergleich zu den Kosten des Pipeline-Transports (ca. 0,30 Euro pro kg) sprechen perspektivisch für dieses Netzstruktur-Szenario.

Was sind die Herausforderungen?

Grundsätzlich sind alle Technologien zum Import und zur Verteilung von Wasserstoff und der entsprechenden Derivate vorhanden, aber noch nicht hochskaliert. Somit ist auch in diesem Handlungsfeld ein wirtschaftlicher Auf- und Ausbau der entsprechenden Infrastrukturen und Anlagen nicht möglich. Grundsätzlich sind für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen neben den zu tätigen Investitionen (CAPEX) stets auch die perspektivischen Betriebskosten (OPEX) zu berücksichtigen.

In einem Thesenpapier des Instituts für Seeverkehrswirtschaft und Logistik wird unterstrichen, dass die erzeugten erneuerbaren Energien bilanziell als Direktenergie gebraucht werden und dass in Deutschland derzeit die Kapazitäten von erneuerbarer Energie zur Erzeugung von grünem Wasserstoff und eFuels etc. nicht ausreichen. Entsprechend ist der Aufbau von Importkapazitäten bei gleichzeitigem Ausbau der Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien vermutlich unumgänglich.

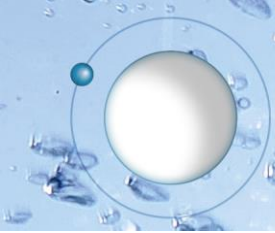
Die Nationale Wasserstoffstrategie geht von einem Wasserstoffbedarf für 2030 von 90 TWh aus. Dem steht eine geplante Erzeugungskapazität von 14 TWh grünem Wasserstoff entgegen. Der Import von grünem Wasserstoff muss demnach eine Angebotslücke von 76 TWh decken.⁶ Jedoch hat Wasserstoff, selbst in flüssiger Form, eine zu geringe Dichte, um diesen in großen Mengen effizient zu importieren. Um Wasserstoff weiter verdichten zu können, bedarf es bspw. der Entwicklung entsprechender Kompressoren, Hochdrucktanks etc.

Sogenannte eFuels (Bspw. Methanol) hingegen ermöglichen einen effizienten Transport über weite Seestrecken. Mit ihrer Herstellung sind jedoch noch erhebliche Umwandlungsverluste verbunden. Allerdings können sie genau wie herkömmliche fossile Kraftstoffe gelagert, transportiert und genutzt werden. Laut des Instituts für Seeverkehrswirtschaft und Logistik könnten sie somit die Nutzung der vorhandenen Infrastruktur und herkömmlicher Logistikkonzepte ermöglichen, um die Wirtschaft letztendlich auf grünen Wasserstoff umzustellen. Jedoch sind auch eFuels im Vergleich zu fossil erzeugtem LNG (liquefied natural gas bzw. Flüssigerdgas) aufgrund der hohen Herstellungs- und Transportkosten derzeit noch nicht wettbewerbsfähig.⁷

Die Umrüstung von Kunststoffleitungen zur Verteilung von Wasserstoff im Verteilnetz gilt generell als unproblematisch und ist schon heute ohne technische Anpassungen möglich. Stahlleitungen hingegen reagieren abhängig von der Legierung kritisch bei unterschiedlicher Drucklast. Bei einem geringen Anteil der bestehenden Leitungen ist

⁶ ISL-Thesenpapier 2020

⁷ ISL-Thesenpapier 2020



die Stahllegierung und damit das Nutzungspotenzial noch nicht bekannt. Zur Ausfilterung beigemischten Wasserstoffs aus den Verteilnetzen gibt es erste Pilotvorhaben.

Bei der Umrüstung bestehender Infrastrukturen und beim Neubau von Infrastrukturen ist das Planungsrecht stets mitzudenken und ggf. auf eine entsprechende Anpassung hinzuwirken. Darüber hinaus gilt es für den Betrieb von Anlagen zur Erzeugung, Speicherung und der Verteilung ein standardisiertes Risikomanagement aufzubauen.

Wer sind die Akteure?

Der Aufbau von Import- und Verteilungsstrukturen steht erst ganz am Anfang und dürfte von den jeweiligen Fokusorten ausgehen. Zu erwarten ist, dass große Energiekonzerne sowie nationale Energieversorgungsunternehmen oder Technologiekonzerne ihr Portfolio erweitern und dieses Geschäftsfeld besetzen. Zudem planen die Ferngasnetzbetreiber⁸ den Aufbau und den Betrieb eines übergeordneten Wasserstoffnetzes ("H₂-Backbone") und auch von den nachgelagerten Verteilnetzbetreibern⁹ ist der Betrieb reiner Wasserstoffnetze zu erwarten.¹⁰

Für den Transport via Trailer, Schiene und Schiff spielen Logistikunternehmen, Hafenbetreiber sowie Anlagen- und Maschinenbauer langfristig eine entscheidende Rolle.

⁸ Operative Betreiber der Gasnetze

⁹ Garantieren die engmaschige Versorgung der Endkunden; Das Gasnetz des Verteilnetzbetreibers ist dem des Fernleitungsnetzbetreibers (FNB) nachgelagert.

¹⁰ S. IPCEI-Vorhaben 2021