

Wasserstoff im Gasnetz

Wasserstoffstrategie – was Gasnetzbetreiber jetzt entscheiden sollten

In Zukunft wird eine deutschlandweite Wasserstoffinfrastruktur benötigt, da Wasserstoff in immer mehr Einsatzgebieten Verwendung finden wird. Aus diesem Grund sollten sich Gasnetzbetreiber jetzt über eine Wasserstoffstrategie Gedanken machen.

Wasserstoff zählt zu den Hoffnungsträgern für das Erreichen der weltweiten Klimaziele. Die deutsche Bundesregierung sieht ihn als ein Schlüsselement der Energiewende, da er klimaneutral herstellbar und als Energieträger vielseitig einsetzbar ist. Im Vergleich zu anderen Energieträgern hat Wasserstoff eine hohe massenbezogene Energiedichte. Außerdem zeichnen ihn seine Speicher- und Transportfähigkeit aus.

Je nach Herstellungsart wird Wasserstoff in unterschiedliche Farben unterteilt. Aktuell wird der graue Wasserstoff vor allem aus fossilen Brennstoffen mittels Dampfreformierung hergestellt, wobei viel CO₂ freigesetzt wird. Bei der Herstellung von blauem Wasserstoff wird das entstehende CO₂ aufgefangen und gespeichert (Carbon Capture and

Storage, CCS). Nur bei dauerhafter CO₂-Speicherung handelt es sich dabei um ein CO₂-armes Verfahren. Das Herstellungsverfahren von türkischem Wasserstoff mittels Methanpyrolyse, der thermischen Spaltung von Erdgas, befindet sich noch in der Pilotphase. Dieses Verfahren kann ebenfalls als CO₂-arm eingestuft werden – jedoch nur dann, wenn für die benötigte thermische Energie erneuerbare Energien verwendet werden und bei dauerhafter Bindung des dabei entstehenden festen Kohlenstoffs. Der Fokus liegt momentan vor allem auf grünem Wasserstoff, da dieser CO₂-neutral hergestellt wird. Dabei wird in Elektrolyseuren Wasser mithilfe von Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Aktuell sind die Kosten für grauen Wasserstoff mit 4,5 ct/kWh am geringsten und die Kosten für

grünen Wasserstoff mit 16,5 ct/kWh am höchsten. Es ist allerdings davon auszugehen, dass aufgrund sinkender Kosten für erneuerbaren Strom und Elektrolyseure sowie steigender CO₂-Preise grüner Wasserstoff bis 2050 gleich viel oder sogar weniger kosten wird als grauer oder blauer Wasserstoff.

Wasserstoff wird künftig in vielen Bereichen an Bedeutung gewinnen

Aktuell liegt der Wasserstoffbedarf in Deutschland bei 55 TWh im Jahr. Für 2030 geht die Bundesregierung von einem Bedarf von 90 bis 110 TWh aus. Wasserstoff wird momentan vor allem in der Chemieindustrie und in Raffinerien verwendet. In der Chemieindustrie wird Wasserstoff unter anderem für die Herstellung von Ammoniak und Methanol

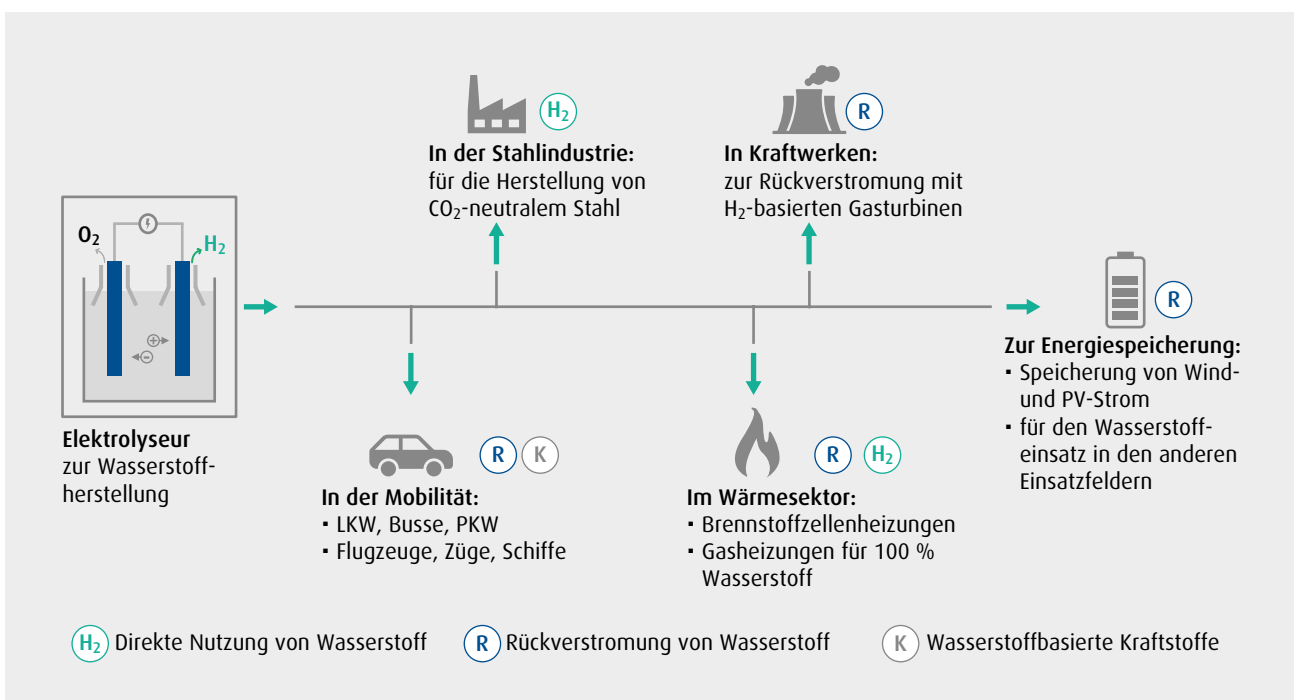


Bild 1. Einsatzgebiete, in denen Wasserstoff künftig an Bedeutung gewinnen wird

Möglichkeiten der Integration von Wasserstoff in die Netzinfrastruktur



Bau von neuen
Wasserstoffnetzen



Beimischung von Wasserstoff in
bestehende Erdgasnetze



Umwidmung von bestehenden
Erdgasnetzen zu Wasserstoffnetzen

Bild 2. Drei Wege zur Integration von Wasserstoff in das Gasnetz

und in Raffinerien beim Hydrocracken sowie bei der Entschwefelung verwendet. In Zukunft wird Wasserstoff in vielen weiteren Bereichen an Bedeutung gewinnen (Bild 1). So lässt sich Wasserstoff im Bereich Mobilität direkt in Brennstoffzellenfahrzeugen oder für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen verwenden. Auch an Zügen, Flugzeugen und Schiffen mit Wasserstoffantrieb wird bereits intensiv geforscht. In der Stahlindustrie gilt Wasserstoff ebenfalls als Hoffnungsträger. Bei der klassischen Stahlherstellung wird viel CO₂ freigesetzt. Um diese CO₂-Emissionen zu senken, setzen einige Stahlunternehmen auf Wasserstoff als Reduktionsmittel. Ein weiterer Sektor mit hohen CO₂-Emissionen, der von Wasserstoff profitieren könnte, ist der Wärmesektor. Hier sind deutliche CO₂-Einsparungen durch die Rückverstromung von Wasserstoff in Brennstoffzellenheizungen oder durch die Verbrennung von Wasserstoff in Wasserstoffheizungen möglich. Des Weiteren kann Wasserstoff bei der dezentralen Energieerzeugung hilfreich sein. Bei einem Überschuss von erneuerbarem Strom aus Wind- und Solarparks kann Wasserstoff mittels Elektrolyse hergestellt werden. Dadurch müssen bei Netzengpässen die Wind- und Solarparks nicht abgeregelt werden, sondern die erneuerbare Energie kann in Form von Wasserstoff gespeichert werden. Dieser kann zu einem späteren Zeitpunkt rückverstromt oder in anderen Sektoren genutzt werden. Dies würde den für den Ausbau erneuerbarer Energien notwendigen Stromnetzausbau entlasten. Wasserstoff kann mittels Brennstoffzellen, Blockheizkraftwerken oder Kraftwerken rückverstromt werden. Die Rückverstromung in Kraftwerken mit wasserstoffbasierten Gasturbinen könnte bei den künftig erwarteten Versorgungsengpässen für eine zusätzliche Stabilität des Stromnetzes sorgen.

Aufbau eines deutschlandweiten Wasserstoffnetzes

Künftig wird Wasserstoff also in vielen Bereichen zum Einsatz kommen. Eine wichtige Rolle wird dabei der stärkere Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur spielen. Die Fernleitungsnetzbetreiber Gas haben den Ausbau eines deutschlandweiten Wasserstoffnetzes bereits auf ihrer Agenda. Für die Integration von Wasserstoff in die Netzinfrastruktur gibt es drei Möglichkeiten (Bild 2). Die Gasnetzbetreiber können

1. neue reine Wasserstoffnetze bauen,
2. Wasserstoff in das Erdgasnetz beimischen,
3. bestehende Erdgasnetze in Wasserstoffnetze umwidmen.

Zum jetzigen Zeitpunkt darf in Deutschland laut Regelwerk des DVGW aufgrund der Wasserstoffverträglichkeit von Gasgeräten und Komponenten des Gasnetzes bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff beimischt werden. Eine Erhöhung dieser Grenze wird diskutiert und erprobt. Bei einer aktuellen Kapazität der Erdgasspeicher und -leitungen von ungefähr 232 TWh und einem jährlichen Erdgasabsatz von zuletzt 957 TWh würden für eine initiale Beimischung von 10 Vol.-% im ersten Jahr 35 TWh Wasserstoff benötigt. Im Vergleich dazu könnte aus dem erneuerbaren Strom der großen Wind- und Solarparks eine Wasserstoffmenge von ungefähr 28 TWh¹ hergestellt

¹ Für die Berechnung der Wasserstoffmenge, die aus dem Strom großer Wind- und Solarparks hergestellt werden könnte, wurden alle Offshore- und Onshore-Windparks ab einer Leistung von 20 MW sowie Photovoltaik-Freiflächenanlagen ab einer Leistung von 0,4 MWp berücksichtigt. Die Daten für die Berechnung der Gesamtleistung der großen Wind- und Solarparks wurden dem Marktstammdatenregister entnommen. Anschließend wurde die aktuelle Stromspeisung der Parks abgeschätzt. Für die Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse wurde ein Wirkungsgrad von 60 % angenommen.

werden. Somit ließe sich diese Wasserstoffmenge aktuell komplett in das bestehende Gasnetz einspeisen.

Unterschiedliche Regulierungen von Gasnetzen mit Wasserstoff

Bei der Regulierung von Gasnetzen mit Wasserstoff wird zwischen reinen Wasserstoffnetzen und Erdgasnetzen mit bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff unterschieden (Bild 3). In letzterem Fall gilt die für reine Erdgasnetze übliche Regulierung. Bei reinen Wasserstoffnetzen gilt seit dem Inkrafttreten der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Juli 2021 eine Opt-In-Regelung. Der Netzbetreiber darf selbst entscheiden, ob seine reinen Wasserstoffleitungen reguliert werden sollen oder nicht. Wenn sich der Netzbetreiber gegen die Opt-In-Regulierung entscheidet, dann unterliegen seine Wasserstoffleitungen keiner Regulierung. Der Netzbetreiber befindet sich dann im freien Wettbewerb, und die Netzentgelte hängen davon ab, was mit den Kunden vertraglich geregelt wird. Wenn sich der Netzbetreiber für die freiwillige Regulierung entscheidet, dann werden seine Erdgas- und Wasserstoffleitungen getrennt reguliert. Dazu muss er bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) eine Erklärung zum Opt-in abgeben. Diese ist unwiderruflich und gilt unbefristet für alle Wasserstoffleitungen des Netzbetreibers. Bei Vorliegen der Erklärung führt die BNetzA eine Ad-hoc-Prüfung der Notwendigkeit der Wasserstoffnetzinfrastruktur durch. Wenn diese positiv ausfällt, wird die Regulierung wirksam. Dann muss der Netzbetreiber gemeinsam mit der BNetzA einen jährlichen Plan-Ist-Kostenabgleich durchführen. Die Entgelte werden kostenreguliert sein. Eine Anreizregulierung findet jedoch nicht statt. Die Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der Netzentgelte und Kosten wurden in einer neuen

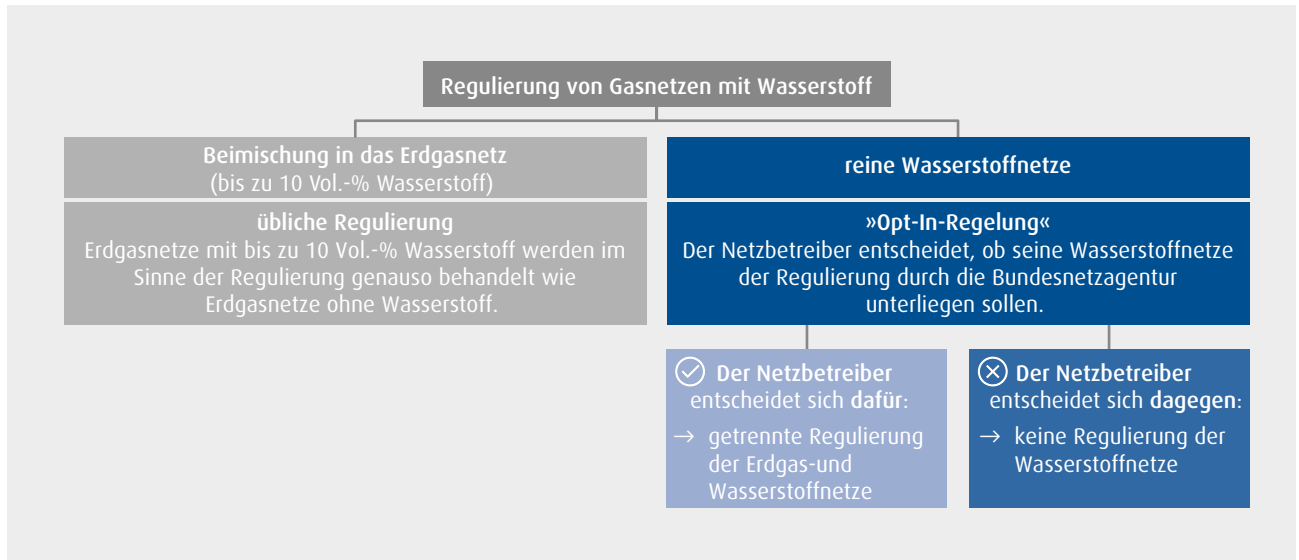


Bild 3. Überblick über die verschiedenen Arten der Regulierung von Gasnetzen mit Wasserstoff

Wasserstoffnetzentgeltverordnung geregelt. Die Kostenregulierung der Entgelte und die Kostenanerkennung durch die BNetzA sorgen für begrenzte Gewinnmöglichkeiten, aber für eine finanzielle Sicherheit des Netzbetreibers. Die Opt-In-Regulierung hat auch zur Folge, dass der Netzbetreiber dann unter anderem zur rechtlichen, buchhalterischen und informatorischen Entflechtung verpflichtet ist. Außerdem müssen die Netzbetreiber, die sich für die Regulierung entschieden haben, zusammen mit den Fernleitungsnetzbetreibern ab 2022 alle zwei Jahre einen gemeinsamen Bericht zum aktuellen Stand und zur künftigen Entwicklung des Wasserstoffnetzes abgeben. Zudem sind die Netzbetreiber verpflichtet, einen diskriminierungsfreien Netzzugang und Netzanschluss zu ihren regulierten Wasserstoffnetzen zu gewährleisten. Bei der Opt-In-Regulierung handelt es sich um eine Übergangsregulierung. Für die Zukunft wird eine gemeinsame Regulierung der Erdgas- und Wasserstoffnetze angestrebt. Diese ist zum jetzigen Zeitpunkt allerdings nicht konform mit dem europäischen Recht.

Herausforderungen und Handlungsbedarf der Gasnetzbetreiber

Mit der Änderung des Klimaschutzgesetzes Ende August 2021 wurde für Deutschland das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 festgeschrieben. Auf dem Weg dorthin wird der Erdgasabsatz zurückgehen und damit auch die Nutzung des vorhandenen Gasnetzes. Zugleich streben die Bundesre-

gierung und weitere politische Akteure auf Landes- und kommunaler Ebene eine deutschlandweite Wasserstoffinfrastruktur an. Diese Pläne werden von den Fernleitungsnetzbetreibern grundsätzlich unterstützt. Es wird also höchste Zeit, dass sich die Gasnetzbetreiber – wo nicht schon bereits angegangen – mit dem Transport und der Verteilung von Wasserstoff in ihren Netzen auseinandersetzen.

Die Gasnetzbetreiber stehen beim Ausbau ihrer Wasserstoffnetze vor mehreren Herausforderungen. So ist keine einheitliche flächendeckende Wasserstoffnachfrage zu erwarten, was die Abschätzung der künftigen Wasserstoffnachfrage im eigenen Netzgebiet erschwert. Außerdem muss geklärt werden, ob und wie der Wasserstoffbedarf durch Wasserstoffherzeugung im Netzgebiet gedeckt werden kann oder ob Wasserstoff in das Netzgebiet importiert werden muss. Eine entscheidende Rolle dabei spielt die Wasserstofftauglichkeit der vorhandenen Gasnetze, vor allem bei einem Wasserstoffanteil von über 10 Vol.-% und bei der vollständigen Umwidmung von Erdgasnetzen zu Wasserstoffnetzen. Hier liegt die Herausforderung vor allem bei den Gasgeräten der Kunden sowie bei der Komponenten- und Gerätevielfalt. Zudem muss der Zeitpunkt für eine Umwidmung oder den Bau neuer Wasserstoffnetze mit Bedacht gewählt werden.

Um das eigene Gasnetz auf Wasserstoff vorzubereiten, sollten bei Instandhaltungs- und Erweiterungsmaßnahmen nur noch wasserstoffverträgliche Kom-

ponenten eingesetzt werden. In einer Wasserstoffstrategie sollten Gasnetzbetreiber den Handlungsrahmen für die Wasserstoffnutzung der Netze aufzeigen. Hier ist festzulegen, ob Wasserstoff in das Erdgasnetz beigemischt werden soll oder ob reine Wasserstoffnetze im Netzgebiet sinnvoller sind. In letzterem Fall ist zu klären, ob für die reinen Wasserstoffnetze neue Leitungen gebaut oder bestehende Erdgasleitungen umgewidmet werden sollen. Für die Entscheidungsfindung müssen potenzielle Einspeiser und Abnehmer gefunden und mit ins Boot geholt werden. Hier könnte sich auch ein Zusammenschluss mit weiteren Akteuren zu einem Projekt anbieten, um von den aktuell reichlich vorhandenen öffentlichen Fördergeldern profitieren zu können.



Dr. **Jasmin Seeger**, Consultant, The Advisory House GmbH, Düsseldorf



Dr. **Thorsten Pape**, Geschäftsführer, The Advisory House GmbH, Düsseldorf

>> jasmin.seeger@advisoryhouse.com
 >> thorsten.pape@advisoryhouse.com

>> www.advisoryhouse.com