IM ANFANG WAR DER WASSERSTOFF

Eine globale, nationale und regionale Betrachtung zur Wasserstoffnutzung

VON Dr.-Ing. Martin Robinius, Dr.-Ing. Heidi Heinrichs, Dr.-Ing. Jochen Linßen, Dr.-Ing. Peter Markewitz, Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten

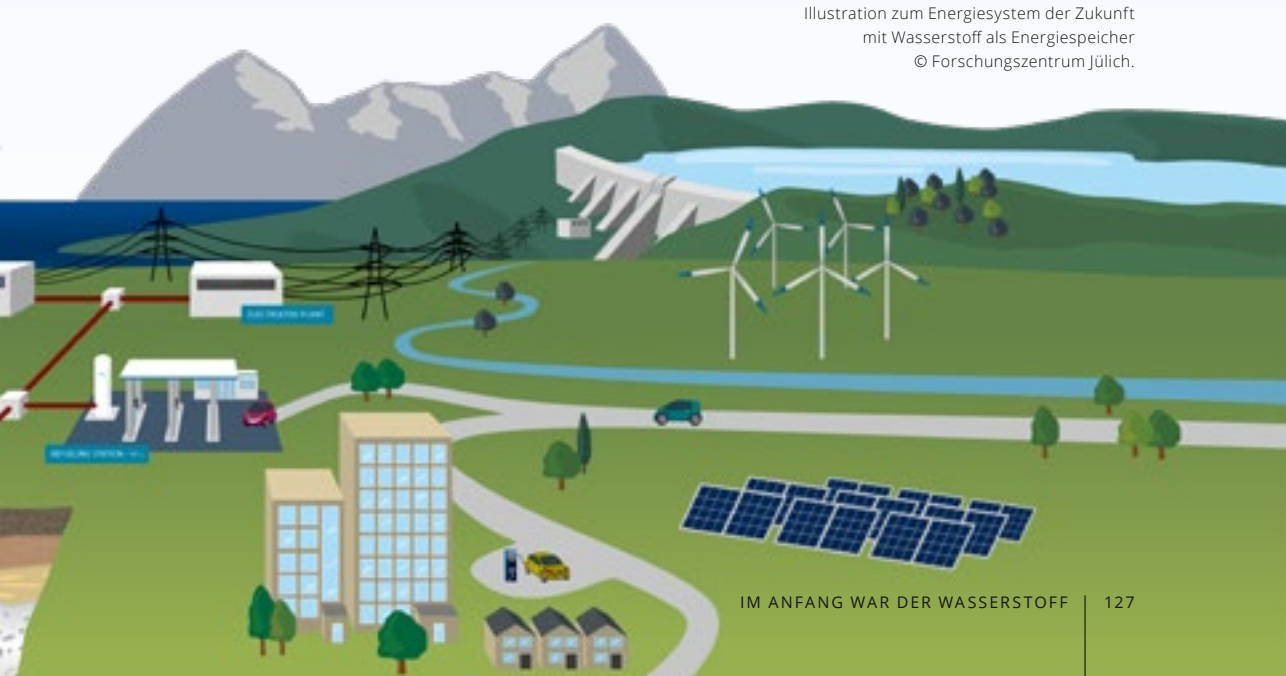

Illustration zum Energiesystem der Zukunft mit Wasserstoff als Energiespeicher © Forschungszentrum Jülich.

Der Beitrag beleuchtet die Rolle des Wasserstoffs sowohl auf globaler als auch auf nationaler und lokaler Ebene, denn er wird mehr und mehr als eine mögliche Lösung für die massiven Nachteile der globalen Energiewirtschaft diskutiert. Neben einem Überblick über die allgemeinen Versorgungstrukturen geben die Autoren und die Autorin unter anderem auch einen detaillierten Einblick in die Wasserstoff-Infrastruktur und deren notwendige Entwicklung in Deutschland.

Wasserstoff wird zunehmend als eine mögliche Lösung für die schwerwiegenden und umweltzerstörenden Nachteile der heutigen globalen Energiewirtschaft favorisiert. Insbesondere die Herausforderung, den erwarteten Anstieg der globalen Energienachfrage zu befriedigen und gleichzeitig den Klimawandel abzuschwächen, erfordert einen erheblichen Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen (EE). Die erforderliche Flexibilität von Energiesystemen mit hohen Anteilen variabler Wind- und Solarenergie-Einspeisung kann mit grünem Wasserstoff erreicht werden. Darüber hinaus kann Wasserstoff in großem Maßstab kostengünstig gespeichert und weltweit transportiert werden. Neben seiner energetischen Verwendung dient Wasserstoff auch als industrielles Gebrauchsgut, zum Beispiel bei der Herstellung von Ammoniak und Methanol, sowie als Reduktionsmittel bei der Stahlproduktion. Daher hat die Nutzung von Wasserstoff ein großes Potenzial für Netto-Null-Treibhausgasemissions-Lösungen in verschiedenen Wirtschaftssektoren.

Ziel dieses Beitrags ist es, die Rolle von Wasserstoff von der globalen auf die nationale und regionale Ebene in Deutschland zu beleuchten. Dazu werden aktuelle wissenschaftliche Ergebnisse aufbereitet, deren Grundlage modellbasierte Analysen sind. Die hierfür eingesetzten Modelle des Instituts für techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3) des Forschungszentrums Jülichs wurden im Laufe des letzten Jahrzehnts rund um das Thema Sektorkopplung und Wasserstoff entwickelt.

Globale Wasserstoffversorgungsstrukturen

Die Option Wasserstoff neben lokaler Produktion auch zu importieren, wird derzeit unter verschiedenen Gesichtspunkten intensiv diskutiert. Auch weil viele Regionen weltweit vor großen Herausforderungen hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien stehen, etwa durch die begrenzte Verfügbarkeit von Land oder die vergleichsweise hohen Kosten der lokalen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Gegenden mit geringen erreichbaren Volllaststunden. In diesem Kontext kommt das IEK-3 in seinem aktuellen Treibhausgas-Reduktionsszenario (95 % CO_2-Minderung bis zum Jahr 2050) zu dem Ergebnis, dass im Jahr 2050 etwa sieben Millionen Tonnen Wasserstoff nach Deutschland importiert werden müssten. Der dabei zugrundeliegende Ansatz basiert darauf, dass Wasserstoff aus Regionen mit vorteilhaften erneuerbaren Energiepotenzialen weltweit via Schiffstransport handelbar gemacht wird. Hierbei gilt es insbesondere in Entwicklungs- und Schwellenländern darauf zu achten, dass dieser importierte grüne Wasserstoff die erforderlichen Standards erfüllt, um zu einer nachhaltigen Energieversorgung beitragen zu können. Hierzu gehören zum Beispiel, dass das für die Elektrolyse verwendete Wasser nicht die lokale Wasserversorgung gefährdet, oder dass die Landnutzung für erneuerbare Energien nicht die Lebensmittelproduktion beeinträchtigt. In den Szenarien des

Wasser aus Meerwasser-Entsalzungsanlagen und eine detaillierte Landverfügbarkeitsanalyse beschränken die generelle Option von Wasserstoff-Importen und ihrer Kosten nur unwesentlich.

IEK-3 wird beides explizit berücksichtigt. So wird für die Wasserversorgung der Elektrolyseure Wasser aus Meerwasser-Entsalzungsanlagen unterstellt und der Ermittlung des erneuerbaren Energiepotenzials eine detaillierte Landverfügbarkeits-Analyse vorangestellt. Beides beschränkt die generelle Option von Wasserstoff-Importen und ihre Kosten jedoch nur unwesentlich.

Die Ergebnisse zur Produktion von grünem Wasserstoff in ausgewählten Regionen weltweit ergeben, dass bei Weitem ausreichend volatile erneuerbare Potenziale vorhanden sind, um mögliche zukünftige Wasserstoff-Nachfragen bedienen zu können. Allein die weltweit 25 besten Wind- und Photovoltaik-Regionen weisen bei nur teilweiser Ausnutzung[1] ein Potenzial an erneuerbaren Energien auf, mit dem 1,6 Milliarden Tonnen Wasserstoff pro Jahr produziert werden könnten. Dies entspricht grob 50 Prozent des weltweiten Endenergiebedarfs im Jahr 2015[2] und übertrifft die heutige jährliche Wasserstoff-Produktion um mehr als eine Größenordnung[3]. Insgesamt ist gut ein Drittel der windbasierten Wasserstoff-Produktion kostengünstiger als die photovoltaik-basierte Produktion in der zugrundeliegenden Länderauswahl. Darüber hinaus weist das windbasierte Wasserstoff-Potenzial in seiner Kostenversorgungskurve ein dediziertes Minimum auf, während in Regionen mit photovoltaik-basiertem Wasserstoff die Kosten des Wasserstoffs nahezu unabhängig vom Photovoltaik-Ausbau sind, was zu einer hohen Skalierbarkeit bei stabilen Kosten führen könnte.

Das sich aus den Analysen ergebende Muster der globalen grünen Wasserstoff-Versorgungsstruktur zeigt eine intra- und interkontinentale Versorgung in ähnlicher Größenordnung, wobei der Anteil der interkontinentalen Versorgung trotz des erheblichen Kostenaufschlags für den Schiffstransport mit der

1 Ausbau in Windregionen an Standorten mit mindestens 2.000 Volllaststunden und Ausbau in Photovoltaik-Regionen mit 5 bis 50 Prozent Ausnutzung des vorliegenden Potenzials.

2 International Energy Agency, World Energy Outlook 2017. 2017, International Energy Agency (IEA): Paris.

3 Statista GmbH, Hydrogen production worldwide in 2018 and 2030. 2019: Hamburg.

Die 25 besten Wind- und PV-Regionen könnten 1,6 Mrd. Tonnen Wasserstoff pro Jahr produzieren – das entspricht fast der Hälfte des weltweiten Endenergiebedarfs im Jahr 2015.

Nachfrage steigt. Die erzielten durchschnittlichen Importkosten von 10,5 bis 11,7 Eurocent pro Kilowattstunde Wasserstoff für das Jahr 2050 übersteigen die derzeitigen Benzinkosten in Deutschland um mehr als den Faktor 2. Dieser Kostenvergleich mit Benzin berücksichtigt aber weder den Einfluss einer möglichen CO_2-Bepreisung von Benzin noch, dass der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle heute schon etwa doppelt so hoch ist wie beim Verbrennungsmotor und sich damit die kilometerspezifischen Kosten massiv annähern.

Selbst wenn man große Exportländer ausklammert, steigen die durchschnittlichen Importkosten für Wasserstoff nur um bis zu etwa drei Prozent, was zeigt, dass die potenziellen Risiken für die Versorgungssicherheit, zum Beispiel aufgrund politischer Instabilität, begrenzt wären. In diesem Fall bietet sich eine stärker regionalisierte Versorgung an, wenn die interregionalen Transportkosten nicht weiter gesenkt werden können. Vergleicht man die derzeitigen globalen Energieversorgungsmuster mit einem globalen grünen Wasserstoff-Versorgungsschema, so zeigt sich eine potenzielle Verschiebung der regionalen Anteile an der globalen Energieversorgung mit potenziellen Vorteilen für Südamerika und Afrika.

Die Fragen, die sich hinsichtlich gangbarer Wege zu einem solchen globalen grünen Wasserstoff-Versorgungssystem und

den damit verbundenen gesellschaftspolitischen Implikationen sowie der Marktgestaltung stellen, müssen in zukünftigen Forschungs- und Umsetzungsprojekten beantwortet werden. Interpretiert man die oben genannten Wasserstoff-Importkosten als Benchmark, zeigen die Untersuchungen der Jülicher Forscher und Forscherinnen, dass die inländische Wasserstoff-Erzeugung basierend auf Wind- und Photovoltaik eine kosteneffiziente Alternative sein kann, wie im Nachfolgenden gezeigt wird.

Kosten-optimaler Beitrag von Wasserstoff im deutschen Energiesystem

Der Aufbau einer treibhausgasarmen Energieversorgung bewirkt einen erheblichen Anstieg des Stromverbrauchs. Durch die notwendige Substitution fossiler Energieträger kommt es zu vermehrten Stromanwendungen in allen Sektoren. Beispiele sind der zunehmende Einsatz von Wärmepumpen oder die Erzeugung von Prozesswärme. Darüber hinaus wird eine erhebliche Strommenge zur inländischen Wasserstoff-Produktion benötigt. So errechnet das Forschungszentrum Jülich in seinem aktuellen Treibhausgas-Reduktionsszenario, dass der gesamte Stromverbrauch im Jahr 2050 um mehr als 80 Prozent über dem heutigen Verbrauch liegen wird. Angenommen wurde eine Treibhausgas-Reduktion von 95 Prozent bis zum Jahr 2050. Aufgrund seiner vielfältigen Einsatzmöglichkeiten spielt der Einsatz von Wasserstoff in den Sektoren Energie, Verkehr und Industrie sowie als Langzeitspeicher-Option eine große Rolle. Daher werden in dem 95-Prozent-CO_2-Reduktionsszenario im Jahr 2050

Der gesamte Stromverbrauch im Jahr 2050 wird um mehr als 80 Prozent über dem heutigen Verbrauch liegen.

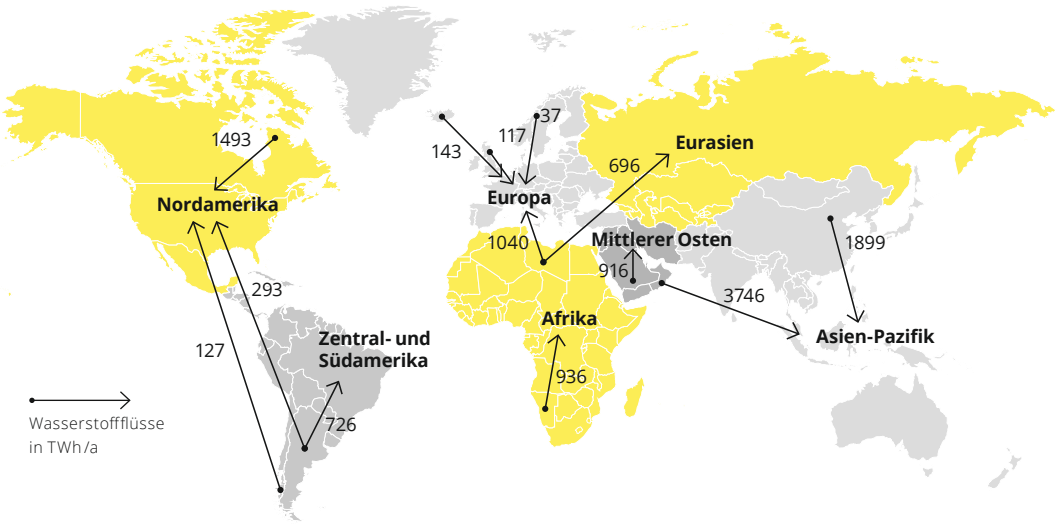

Abbildung 1: Globale Wasserstoffversorgung basierend auf Windenergie und Photovoltaik.
(nach Quelle: Heuser, P.; Grube, T.; Heinrichs, H.; Robinius, M.; Stolten, D.
Worldwide Hydrogen Provision Scheme Based on Renewable Energy. Preprints 2020, 2020020100)

etwa 12 Millionen Tonnen Wasserstoff benötigt werden, wovon gut zwei Drittel auf die Industrie und den Verkehrssektor entfallen. Etwa 45 Prozent der gesamten Wasserstoff-Nachfrage kann im Inland erzeugt werden, während der restliche Anteil von 55 Prozent importiert werden muss (vgl. Abbildung 1). Für die inländische Wasserstoff-Produktion werden zirka 260 Terrawattstunden Strom benötigt, um eine Elektrolysekapazität von etwa 62 Gigawatt zu betreiben. Dies bedeutet, dass knapp 26 Prozent der gesamten zukünftigen Stromerzeugung für die inländische Wasserstoff-Produktion benötigt werden.

Um den zukünftigen signifikant höheren Stromverbrauch decken zu können, ist ein massiver Ausbau von erneuerbarer Stromerzeugung notwendig. Wind- und Photovoltaikanlagen bilden hierbei das Rückgrat der zukünftigen Stromerzeugung. Mit etwa 51 Prozent an der gesamten Stromerzeugungskapazität nimmt die Windenergie eine Schlüsselstellung ein. Hierzu ist eine Kapazität von zirka 264 Gigawatt Windkraft erforderlich, wovon zirka 231 Gigawatt Onshore- und 33 Gigawatt Off-

shore-Anlagen sind. Dies bedeutet, dass gegenüber heute die installierte Onshore-Windenergieleistung um mehr als den Faktor 4 erhöht werden muss. Bei steigenden durchschnittlichen Leistungen der Windenergieanlagen bedeutet dies aber eine nur um den Faktor 2 größere Anzahl an Windenergieanlagen gegenüber heute. Hieraus errechnet sich eine durchschnittliche jährliche Netto-Zubaurate von zirka 5,6 Gigawatt. Zum Vergleich: Die in der Erneuerbare-Energien-Gesetz-Novelle 2021 geplanten jährlichen Ausschreibungen für Onshore-Windenergie liegen in einer Bandbreite von 2,9 bis 5,8 Gigawatt.

Für das Jahr 2030 geht die Bundesregierung in ihrer nationalen Wasserstoff-Strategie von einer Wasserstoff-Nachfrage in Höhe von 90 bis 110 Terrawattstunden aus, was gegenüber heute einer Verdopplung entspricht. Gleichzeitig wird geplant, dass bis zum Jahr 2030 eine Elektrolysekapazität von etwa fünf Gigawatt errichtet werden soll, mit der eine Wasserstoff-Menge von etwa 20 Terrawattstunden produziert werden soll. Zum Vergleich: Die hierfür erforderliche Strommenge beträgt zirka 27 Prozent der heutigen Onshore-Stromerzeugung (2019: za. 106 TWh). In der nationalen Wasserstoff-Strategie wird demzufolge davon ausgegangen, dass lediglich rund 20 Prozent der Nachfrage im Jahr 2030 mit inländischem grünem Wasserstoff gedeckt wird und die restliche Nachfrage über Importe erfolgen muss. Für den weiteren Hochlauf einer Wasserstoff-Versorgung sind bis zum Jahr 2035 bzw. 2040 der Zubau weiterer Elektrolyseure mit einer Kapazität von fünf Gigawatt geplant bei gleichzeitig steigender Wasserstoff-Nachfrage. Die Zahlen verdeutlichen, dass bei dem in der nationalen Wasserstoff-Strategie geplanten Hochlauf einer zukünftigen Wasserstoff-Versorgung zu einem erheblichen Anteil auf Wasserstoff-Importe und weniger auf inländische Erzeugung gesetzt wird. Inwieweit sich diese notwendigen Importe realisieren lassen, hängt nicht zuletzt vom Preis des importierten Wasserstoffs ab.

Wasserstoff-Infrastruktur in Deutschland im Detail

Wie bereits beschrieben, wird Wasserstoff als wichtige Speicheroption gesehen, um saisonale Schwankungen in der erneuerbaren Stromerzeugung auszugleichen und die Stromversorgung zu sichern. Zu diesem Zweck wird mit nicht bedarfsgerecht erzeugtem Strom zum Beispiel zu Starkwindzeiten per Elektrolyse Wasserstoff erzeugt, in geologischen Formationen zwischengespeichert, zu einem späteren Zeitpunkt wieder entnommen und thermisch in Kraftwerken oder elektrochemisch in Brennstoffzellen wieder in Strom umgewandelt. Für diese Art der saisonalen Speicherung werden derzeit sogenannte Salzkavernen favorisiert, da in Deutschland ein sehr hohes geschätztes Speicherpotenzial von deutlich über 30.000 Terrawattstunden – bezogen auf den Energieinhalt des Wasserstoffs – vorhanden ist. Weitere Gründe liegen in den niedrigen Investitionskosten pro Speicherkapazität, der mechanischen und chemischen Stabilität sowie der Dichtheit der Salzformationen. Typische Kavernenvolumina in Salzstöcken liegen zwischen 500.000 bis 750.000 Kubikmetern mit Tiefen zwischen zirka 500 bis 1.500 Metern.[4] Die Technik der Gasspeicherung wird über Dekaden bereits im Erdgas-Versor-

Wasserstoff wird als wichtige Speicheroption gesehen, um saisonale Schwankungen in der erneuerbaren Stromerzeugung auszugleichen und die Stromversorgung zu sichern.

4 Caglayan, D. G., et al., Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. International Journal of Hydrogen Energy, 2020. 45 (11): p. 6793-6805.

gungssystem in Deutschland kommerziell eingesetzt und ist auch für Wasserstoff an einigen Standorten erprobt. Bei einem Übergang zu einem Wasserstoff-System kann ein Teil der bereits existierenden Erdgas-Kavernen auf die Speicherung von Wasserstoff umgestellt werden. Dies ist im Sinne einer möglichst effizienten Nutzung von natürlichen Ressourcen zu bevorzugen. Die Rechnungen zeigen bei einem inländischen ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung einen Bedarf von knapp 70 Terrawattstunden Kavernen-Speicher zur Gewährleistung einer zukünftigen sicheren Strom- und Wasserstoff-Versorgung[5]. Das verfügbare geologische Speicherpotenzial wird dabei in nur geringem Maße ausgeschöpft.

Der Wasserstofftransport über Pipelines hat die geringsten Auswirkungen auf Mensch und Umwelt.

Für die Wasserstoff-Produktion auf Basis von erneuerbarem Strom kommt die Wasserelektrolyse zum Einsatz. Der Transport und die Verteilung von Wasserstoff von der Produktion hin zum Verbrauch wird durch einen gasförmigen Transport in Pipelines oder in Druckbehältern mit Lastkraftwagen, durch den Transport in flüssiger Phase mit Lastkraftwagen oder den Transport in chemisch gebundener Form mit Hilfe von flüssigen Kohlenwasserstoffen – sogenannten Liquid Organic Hydrogen Carriers – bewerkstelligt. Die unterschiedlichen Produktions- und Transportpfade müssen hierbei sorgfältig hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit und ihrer ökologischen Auswirkungen geprüft werden. In einer Studie des Forschungszentrums Jülich zu den Umweltauswirkungen ver-

5 Robinius, M. e. a., Wege für die Energiewende – Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. Energie & Umwelt. Vol. 499. 2020, Jülich: Forschungszentrum Jülich.

Abbildung 2: Die ZEELINK-Pipeline zur Ferngasleitung im Bau. (Foto: Markewitz, P. 2020)

schiedener Wasserstoff-Bereitstellungspfade für den Verkehrsbereich wurden die oben genannten verschiedenen Pfade miteinander verglichen.[6]

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass der Pipeline-Transport die geringsten Auswirkungen auf Mensch und Umwelt in den meisten Wirkungskategorien hat. Nur für kurze Distanzen und geringe Transportmengen kann ein Lastkraftwagen-Transport von gasförmigem Wasserstoff vorteilhaft sein. Insbesondere die Skalierungseffekte bei hohen Durchsätzen in Pipeline-Netzen machen diese Art des Transportes sowohl wirtschaftlich aus auch umweltseitig attraktiv. Pipelines zeichnen sich auch im Vergleich zu Stromtransport-Netzen durch eine geringere sichtbare Beeinträchtigung aus und helfen somit die Akzeptanz zu steigern (vgl. Abbildung 2).

6 Wulf, C., et al., Life Cycle Assessment of hydrogen transport and distribution options. Journal of Cleaner Production, 2018. 199: p. 431-443.

Als weiterer wirtschaftlicher und umweltseitiger Vorteil kann die Möglichkeit zur Umstellung von Erdgas-Pipelines auf Wasserstoff gewertet werden. Eine Nutzung eines Teils der bestehenden Erdgas-Infrastruktur für den Wasserstoff-Transport hat gegenüber einem Neubau von Pipelines – neben wirtschaftlichen Aspekten – auch Vorteile bei Planungsverfahren und Schaffung von Akzeptanz. Für die Nutzung bestehender Erdgas-Pipelines zum Wasserstoff-Transport stehen die Optionen Umstellung ohne Anpassung, Rohrbeschichtung, Zusatz von Hemmstoffen oder Einsetzen von Rohren für den Wasserstoff in bestehende Erdgas-Pipelines (Rohr-in-Rohr) zur Verfügung. Derzeit wird eine Umstellung ohne Anpassung der Erdgas-Pipelines favorisiert. Hierbei ist jedoch ein erhöhter Prüf- und Wartungsaufwand bei den Pipelines zu beachten.[7]

Erdgas-Pipelines können für den Wasserstoff-Transport genutzt werden.

Abbildung 3 zeigt eine kostenoptimale Wasserstoff-Infrastruktur für das oben skizzierte Nachfrage-Szenario mit 12 Millionen Tonnen Wasserstoff. Ersichtlich ist insbesondere, dass sich die zukünftigen Wasserstoff-Pipelines aus den beschriebenen Umwidmungspotenzialen eng an das bereits bestehende Erdgas-Pipelinenetz anlehnen. Daneben zeigen die dargestellten Durchmesser, dass der durch erneuerbare Energien (Wind-Onshore und Wind-Offshore) erzeugte Wasserstoff vornehmlich vom Norden Deutschlands in Richtung der Wasserstoff-Bedarfszentren wie Nordrhein-Westfalen transportiert wird.

7 Cerniauskas, S., et al., Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study. International Journal of Hydrogen Energy, 2020. 45(21): p. 12095-12107.

Abbildung 3: Mögliches Design der Wasserstoff-Pipeline-Infrastruktur im Jahr 2050.
(nach Quelle: Robinius, M.; Markewitz, P.; Stolten, D. et al. Wege für die Energiewende – Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. Energie & Umwelt. Vol. 499. 2020, Jülich: Forschungszentrum Jülich.)

Zusammenfassung

Ziel dieses Beitrags ist es, die Rolle von Wasserstoff von der globalen auf die nationale und regionale Ebene in Deutschland zu beleuchten. Dabei zeigen die globalen Ergebnisse, dass das allein in den weltweit 25 besten Regionen zur Verfügung stehende Potenzial von 1,6 Milliarden Tonnen Wasserstoff pro Jahr selbst unter Berücksichtigung von Wasserverfügbarkeit oder Landnutzungskonkurrenz mit Nahrungsmitteln bei Weitem den weltweiten Wasserstoff-Bedarf selbst im hohen Nachfrageszenario mit 486,9 Millionen Tonnen Wasserstoff pro Jahr um mehr als den Faktor 3 übersteigt.

Die nationalen Analysen zeigen, dass je ambitionierter die CO_2-Reduktionsziele gesetzt werden, umso höher die Wasserstoff-Nachfrage ist. Bei einer 95-Prozent-CO_2-Reduktion liegt die Wasserstoff-Nachfrage alleine energiebedingt bereits bei 12 Millionen Tonnen und damit um mehr als einen Faktor 2 über dem Wasserstoff-Bedarf im 80-Prozent-CO_2-Reduktionspfad. Dabei wird rund die Hälfte aus globalen Quellen importiert und die andere Hälfte im Inland durch Elektrolyse hergestellt. Hierfür wird im Jahr 2050 eine Elektrolyseleistung von zirka 60 Gigawatt benötigt, die mit erneuerbarem Strom betrieben wird. Hervorzuheben ist auch die Langzeitspeicherung von Wasserstoff in Salzkavernen, die zu einer hohen Versorgungssicherheit für ein zukünftiges Energieversorgungssystem beiträgt.

Die regionalen Ergebnisse zeigen, dass zum Wasserstoff-Transport insbesondere bei hohen Wasserstoff-Nachfragemengen und hohen transportierten Distanzen die Wasserstoff-Pipeline sowohl techno-ökonomisch, aber auch aus Akzeptanz- und Nachhaltigkeitsgründen das Mittel der Wahl ist. Diese orientiert sich aufgrund der Möglichkeit der Erdgas-Pipeline-Umstellung stark am bestehenden Erdgas-Pipeline-System. ■