

Analyse von Transport-Optionen für flüssigen Wasserstoff in Deutschland

Themenbereich 1

Toni Busch ¹⁽¹⁾⁽²⁾, Bastian Gillissen ⁽¹⁾, Jochen Linßen ⁽¹⁾, Detlef Stolten ⁽¹⁾⁽²⁾

⁽¹⁾ Forschungszentrum Jülich GmbH, ⁽²⁾ RWTH Aachen University

Motivation und zentrale Fragestellung

Die Corona-Pandemie hat verdeutlicht, wie schnell und disruptiv sich etablierte Systeme ändern können. Auch die Energiewirtschaft wird in den nächsten Jahrzehnten einen starken Wandel durchlaufen, um eine klimaneutrale Energieversorgung sicherzustellen. Studien kommen zu dem Schluss, dass Wasserstoff eine wesentliche Stütze in der zukünftigen Energieversorgung darstellt [1–6]. Für Deutschland wird je nach Szenario ein jährlicher Wasserstoffbedarf von 150 bis 400 TWh bis 2050 erwartet, von dem voraussichtlich rund die Hälfte bis zwei Drittel durch Importe gedeckt werden müssen [3, 6].

Untersuchungen in [1], auf denen diese Arbeit basiert, gehen von Importen in Form von Flüssigwasserstoff (LH₂) aus, der an norddeutschen Häfen angeliefert wird. Daraus ergeben sich die Fragen, wie mit dem importierten LH₂ verfahren wird und auf welche Art flüssige und gasförmige Wasserstoff-Nachfragen in Deutschland gedeckt werden. Konkret bedeutet dies:

- Werden LH₂-Nachfragen durch Importe oder durch heimische Wasserstoff-Produktion gedeckt?
- Wird LH₂, der zur Deckung gasförmiger Wasserstoffnachfragen (GH₂) importiert wird, zentral am Imphorhafen oder dezentral am Ort des Verbrauchs regasifiziert?
- Welche Transportmittel können genutzt werden, um LH₂ zu transportieren?

Methodische Vorgangsweise

Zur Optimierung und Analyse von Energiesystemen hat das Institut für techno-ökonomische Systemanalysen des Forschungszentrums Jülich das Open-Source-Framework FINE entwickelt [7, 8]. Das damit erstellte Modell FINE.Infrastructure bildet die integrierte Energie-Versorgungsstruktur Deutschlands für die Energieträger Strom, Erdgas, GH₂ und Wärme zeitlich und regional aufgelöst ab. Im Rahmen dieser Arbeit wird flüssiger Wasserstoff als Energieträger zu dem bestehenden Modell ergänzt.

Somit ermöglicht diese Arbeit erstmals eine integrierte Betrachtung von LKW, Bahn und Binnenschiff als Transport-Optionen für LH₂ im Inland. Der Implementierung dieser Transportmittel in FINE geht eine Umrechnung der techno-ökonomischen Größen voraus: Statt mit diskreten Energiemengen (z. B. des Energiegehalts einer LKW-Fracht an LH₂) werden in FINE Leistungsflüsse zwischen Regionen gemäß Gleichung 1.1 betrachtet.

Als mögliche Transportrouten dienen Straßen, Bahnstrecken und Bundeswasserstraßen [9–12]. Für die vorliegende Analyse wird Deutschland in 80 Regionen aufgeteilt, die sich an den Voronoi-Regionen des Übertragungsnetzes Strom orientieren. Mittels des Dijkstra-Algorithmus wird die kürzeste Route zwischen den Regionsmittelpunkten für die verschiedenen Transportmittel berechnet [13]. Die Investitions- und Betriebsausgaben berechnen sich nach Gleichung 1.2 als Funktion der Strecke. Sie werden á priori für jede Kombination von Regionen berechnet und im Modell hinterlegt. Die techno-ökonomischen Parameter der Investitionen stammen aus den Studien [7, 14–19].

$$C_{i,j} = \frac{E}{t_{\text{laden}} + \frac{2D_{i,j}}{v} + t_{\text{entladen}}} \frac{T_a}{T} \quad (1.1)$$

$$I_{i,j} = \frac{I_0}{C_{i,j} D_{i,j}} \quad (1.2)$$

mit

C	[GW]	: Durchschnittliche Leistung	v	[km/h]	: Durchschnitts-Geschwindigkeit
D	[km]	: Distanz	t_{laden}	[h]	: Ladezeit
I	[M€/GW/km]	: Spezifische Investitionskosten	t_{entladen}	[h]	: Entladezeit
I_0	[M€]	: Investitionskosten des Transportmittels	T	[h/a]	: Betrachtungsperiodendauer (8760 h/a)
E	[GWh]	: Transportierbare Energiemenge des LH ₂	T_a	[h/a]	: Jährliche Nutzungsrate
i, j	[-]	: Regionen i, j			

¹ „Jungautor“, Forschungszentrum Jülich GmbH, IEK-3, D-52425 Jülich, +491573-8920042, t.busch@fz-juelich.de, <https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/>

Bedarfe für Strom, Erdgas, GH₂ und Wärme basieren auf den Ergebnissen eines Einknoten-Modells für Deutschland (FINE.NESTOR) [20]. Es wird eine GH₂-Nachfrage von 273 TWh in Industrie, Verkehr und Gebäude und eine zusätzliche LH₂-Nachfrage in Höhe von 33 TWh an 24 Flughäfen verteilt nach Passagieraufkommen und derzeitigem Kerosinbedarf in Deutschland unterstellt. Als Rahmenbedingung des Szenarios wird Klimaneutralität in Deutschland für das Jahr 2050 für das gesamte Energiesystem inklusive Flugverkehr betrachtet.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Aus der Modellierung ergibt sich ein Import von 177 TWh Wasserstoff in (ausschließlich) flüssiger Form. Rund 20 % davon (33 TWh) dienen der Deckung des gesamten LH₂ Bedarfs. Somit findet keine Verflüssigung der inländischen Wasserstoffproduktion statt.

Die übrigen 80 % des importierten LH₂ (144 TWh) decken einen Teil (rund die Hälfte) der gasförmigen Wasserstoffnachfrage in Deutschland. Die Regasifizierung des LH₂ findet vollständig in den Import-Regionen (Importhäfen) statt. Der Weitertransport in die Abnehmer-Regionen erfolgt für die gasförmige Nachfrage anschließend per Pipeline. Abbildung 1 zeigt die spezifischen Investitionskosten der drei untersuchten Transportmöglichkeiten von LH₂ im Vergleich zu Pipelines für gasförmigen Wasserstoff-Transport. Der Bau neuer Pipelines stellen die kostengünstigere Transportmöglichkeit im Vergleich zu LH₂-Optionen dar. Die Kostenvorteile des Pipeline-Transports erhöhen sich durch Umstellung von Erdgaspipelines auf Wasserstoff nochmals signifikant.

Aus Abbildung 1 geht ebenfalls hervor, dass die Bahn die günstigste Transport-Option für LH₂ darstellt, was sich im Optimierungsergebnis widerspiegelt: Abbildung 2 zeigt, dass für den Transport von LH₂ zwischen Import-Hafen und LH₂-Abnehmern (Flughäfen) im untersuchten Szenario-Fall die Bahn eingesetzt wird.

Vor dem Hintergrund der Modellannahmen ergibt die Untersuchung, dass der gesamte Import in Form von LH₂ geschieht. Wird der importierte flüssige Wasserstoff zur Deckung von GH₂-Nachfragen eingesetzt, ist die Regasifizierung am Import-Terminal und der gasförmige Transport per Pipeline in Deutschland die ökonomisch günstigste Option.

Bei LH₂-Nachfragen wird der Import des gesamten Bedarfs der heimischen Produktion vorgezogen. Da die Verflüssigung ein energieintensiver Prozess ist, ist es ökonomisch sinnvoller, sie in den Export-Ländern durchzuführen, wo ein günstigeres Angebot erneuerbarer Energien vorherrscht als in Deutschland. Für den inländischen Transport des LH₂ ist die Bahn unter den getroffenen Annahmen die wirtschaftlichste Option.

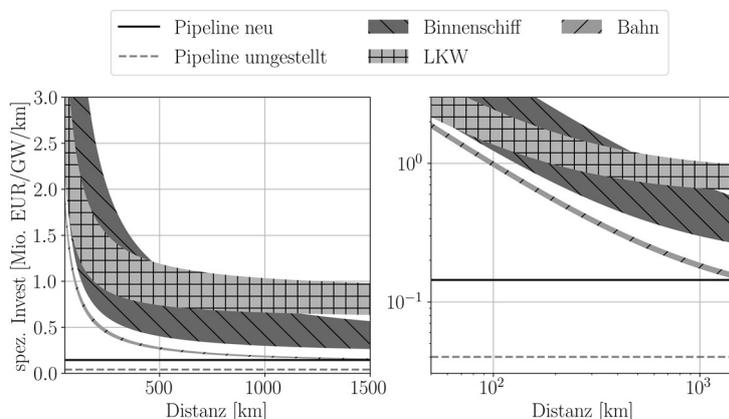


Abbildung 1: Spezifische Investitionskosten von LH₂-Transportmitteln und Gas-Pipelines

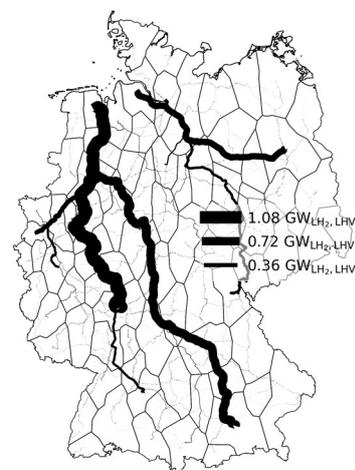


Abbildung 2: Bahn-Route für den LH₂-Transport

Literatur

1. Robinius M, Markewitz P, Lopion P, Kullmann F, Heuser, P.-M., et al. Wege für die Energiewende: Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag; 2020.
2. Agora Energiewende. Klimaneutrales Deutschland 2045: Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann; 2021.
3. Sterchele P, Brandes J, Heilig J, Wrede D, Kost C, Schlegl T, et al. Studie: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen; 2020.
4. Wuppertal Institut, DIW Econ. Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung; 2020.
5. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Die Nationale Wasserstoffstrategie; 2020.
6. dena. dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen; 2018.
7. Welder L. Optimizing Cross-linked Infrastructure for Future Energy Systems: Optimierung von gekoppelten Infrastrukturen für zukünftige Energiesysteme: RWTH Aachen University; 2020.
8. Welder L, Ryberg D, Kotzur L, Grube T, Robinius M, Stolten D. Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in Germany. *Energy*. 2018;158:1130–49. doi:10.1016/j.energy.2018.05.059.
9. DB Netz AG. Strecken und Bauwerke nach INSPIRE. 2019. <https://data.deutschebahn.com/dataset/data-streckennetz.html>.
10. Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes. Verkehrsnetz Bundeswasserstraßen. 2020. https://www.gdws.wsv.bund.de/DE/service/karten/03_VerkNet-BWaStr/VerkNet-BWaStr_node.html.
11. Eurostat. Verkehrsnetze. 2019. <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/gisco/geodata/reference-data/transport-networks>.
12. European Commission. INSPIRE Geoportal. 2020. <https://inspire-geoportal.ec.europa.eu/results.html?country=de&view=details&theme=tn>.
13. Dijkstra EW. A note on two problems in connexion with graphs. *Numer. Math.* 1959;1:269–71. doi:10.1007/BF01386390.
14. Altmann M, Gaus, Landinger, stiller, Wurster. Wasserstoffherzeugung in offshore Windparks „Killer-Kriterien“, grobe Auslegung und Kostenabschätzung; 2001.
15. Ishimoto Y, Voldsund M, Nekså P, Roussanaly S, Berstad D, Gardarsdottir SO. Large-scale production and transport of hydrogen from Norway to Europe and Japan: Value chain analysis and comparison of liquid hydrogen and ammonia as energy carriers. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2020;45:32865–83. doi:10.1016/j.ijhydene.2020.09.017.
16. Teichmann D, Arlt W, Wasserscheid P. Liquid Organic Hydrogen Carriers as an efficient vector for the transport and storage of renewable energy. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2012;37:18118–32. doi:10.1016/j.ijhydene.2012.08.066.
17. Niermann M, Timmerberg S, Drünert S, Kaltschmitt M. Liquid Organic Hydrogen Carriers and alternatives for international transport of renewable hydrogen. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021;135:110171. doi:10.1016/j.rser.2020.110171.
18. Amos WA. Costs of Storing and Transporting Hydrogen; 1998.
19. Reuß M, Dimos P, Léon A, Grube T, Robinius M, Stolten D. Hydrogen Road Transport Analysis in the Energy System: A Case Study for Germany through 2050. *Energies*. 2021;14:3166. doi:10.3390/en14113166.
20. Lopion PM. Modellgestützte Analyse kosteneffizienter CO₂-Reduktionsstrategie. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, Zentralbibliothek, Verlag; 2020.